



---

---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSTRUCCIÓN DE POZOS  
PETROLEROS EN TIERRA, AGUAS  
SOMERAS Y AGUAS PROFUNDAS**

TESIS DE TITULACIÓN PARA OBTENER EL  
TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTADO POR

**GUSTAVO MORA RAMIREZ**

MEXICO D. F

AGOSTO09



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

Con cariño y agradecimiento.

**A MI PADRE IGNACIO MORA GONZÁLEZ. U**

Por darme todo su amor y apoyo durante la vida y por ese abrazo que me diste al principio de este nuestro éxito...

Siempre estarás en mi corazón

**A MI MADRE RAMONA RAMÍREZ TOLEDO.**

Gracias por darme todo tu amor, apoyo, paciencia., incondicional durante esta etapa que termina hoy en mi vida.

Te amo mamá.

**A MIS HERMANOS.**

**Ignacio  
Julio Cesar  
Patricia Antonia.**

Gracias por su apoyo que me dieron y me brindaron durante este tiempo, para lograr el éxito que hoy comparto con ustedes, por siempre juntos...

Los amo.

**A MI CUÑADO ALFREDO.**

*Por el aprecio, y respeto que siempre exista entre nosotros.*

**A MIS CUÑADAS IRMA, MARISOL.**

*Por el aprecio, cariño y respeto que siempre exista entre nosotros.*

**A MIS SOBRINAS KATIA Y DANIELA.**

*Por ese cariño incondicional y sincero que me dan.*

**A MIS TÍOS EUGENIO Y MARIA.**

*Por el cariño, enseñanza, respeto y admiración que me han ofrecido en la vida.*

**A TODOS MIS FAMILIARES.**

*Gracias por su apoyo y ayuda que me ofrecen para realizar estos éxitos.*

**A MI INSTITUCIÓN.**

*LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.  
Por darme la oportunidad de estudiar en sus aulas.*

**A MI ESCUELA.**

*LA FACULTAD DE INGENIERÍA  
Por la oportunidad de darme una formación profesional.*

**A MIS AMIGOS ANCELMO, JORGE y JESUS.**

*Por esas cosas que pasamos juntos y apoyo que me brindaron  
Gracias amigos...*

**A MIS PROFESORES.**

*Por sus conocimientos y sabiduría que me transmiten en sus cátedras.*

<b>Capitulo</b>	<b>Contenido</b>	<b>Pág.</b>
	Introducción.....	1
<b>1</b>	<b>Descubrimiento del petróleo.....</b>	<b>2</b>
1.1	Metodología empleada para realizar el descubrimiento.....	2
1.2	Geología estructural.....	4
1.3	Estructura primaria.....	4
1.4	Estructura secundaria.....	4
1.5	Trampas.....	5
1.6	Roca generadora.....	5
1.7	Roca sello.....	5
1.8	Yacimiento.....	5
1.9	Relación de presiones en la tierra y en los agujeros perforados.....	6
1.10	Carga hidrostática de los líquidos.....	6
<b>2</b>	<b>Construcción de pozos en tierra.....</b>	<b>7</b>
2.1	Equipo y herramienta par la construcción del pozo.....	7
2.1.1	Sistema rotatorio.....	7
2.1.1.1	Uniones giratorias.....	7
2.1.1.2	Vástago de transmisión kelly.....	8
2.1.1.3	Barrenas de perforación rotatoria.....	9
2.1.1.4	Barrenas de discos.....	9
2.1.1.5	Barrenas de cilindros cortantes.....	10
2.1.1.6	Barrena de diamante.....	11
2.1.2	Sistema de elevación.....	12
2.1.2.1	Montacargas y su operación.....	13
2.1.2.2	Caballos de fuerza para la elevación.....	13

2.1.2.3 Torre.....	14
2.1.2.3.1 Las principales consideraciones que se toman en cuenta en el. diseño de una torre.....	14
2.1.2.4 Mástiles.....	14
2.1.3 Sistema de circulación.....	16
2.1.3.1 Bombas de lodo.....	16
2.1.3.2 Líneas de succión de lodo.....	16
2.1.3.3 Líneas de descarga.....	18
2.1.3.4 Manguera giratoria.....	16
2.1.3.5 Uniones giratorias.....	17
2.1.3.6 Diámetro de la tubería.....	17
2.1.3.7 La criba vibratoria.....	17
2.1.4 Sistema de control de pozos.....	17
2.1.4.1 Preventores de reventones.....	17
2.1.4.2 Conjunto de preventores.....	18
2.1.4.3 Carrete de perforación.....	19
2.1.4.4 Unidad de operación de los preventores de reventones.....	20
2.1.4.5 Múltiple del estrangulador.....	21
2.1.5 Sistema de medición.....	21
2.1.5.1 Indicador de peso.....	22
2.1.5.2 Manómetro de la bomba de lodo.....	22
2.1.5.3 Tacómetro de la mesa rotatoria.....	22
2.1.5.4 Indicadores de torsión de la mesa rotatoria.....	23
2.1.5.5 Indicadores de emboladas de la bomba.....	23
2.1.5.7 Registrador de régimen de penetración.....	23
2.1.6 Herramientas y equipo auxiliar.....	23

2.1.6.1	Equipo auxiliar rotatorio.....	23
2.1.6.2	Equipo de elevación.....	24
2.1.6.3	Equipo auxiliar de circulación.....	25
<b>2.2</b>	<b>Materiales para la construcción del pozo.....</b>	<b>27</b>
2.2.1	Fluidos para perforación.....	27
2.2.1.1	Las funciones de los fluidos de perforación.....	27
2.2.1.2	Descripción de los fluidos de perforación.....	28
2.2.1.3	Composición del lodo a base de agua.....	30
2.2.1.4	Propiedades del lodo y su cuantificación.....	34
2.2.1.5	Fuerza de gelatinosidad.....	38
2.2.1.6	Cualidad de perdida por filtración.....	39
2.2.1.7	Contenido de arena.....	39
2.2.1.8	Cargas hidrostáticas del lodo y lechada del cemento.....	40
2.2.1.9	Calculo de pesos y mezclas de lodo.....	40
2.2.1.10	Rendimientos de un lodo de perforación.....	40
2.2.2	Tipos de tuberías de revestimiento.....	41
2.2.2.1	Tubería conductora.....	41
2.2.2.2	Tubería estructural.....	41
2.2.2.3	Tubería superficial.....	42
2.2.2.4	Tubería de revestimiento intermedia.....	42
2.2.2.5	Liner o Tuberías cortas.....	42
2.2.2.6	Tubería de producción (explotación).....	43
2.2.2.7	Tubería de revestimiento de enlace (Tie – Back).....	43
2.2.2.8	Tubería de perforación.....	43
2.2.2.8.1	Especificaciones de la tubería de perforación.....	43

2.2.2.8.2 Tubería pesada de perforación.....	46
2.2.2.8.3 Especificaciones de los lastrabarrenas.....	47
2.2.2.8.4 Sección de la tubería de perforación.....	49
2.2.2.8.5 Parámetros de diseño.....	49
2.2.2.8.6 Presión interna.....	50
2.2.2.8.7 Presión de colapso debido a la presión externa del fluido.....	50
2.2.2.8.7 Tensión.....	51
2.2.3 Cementos.....	52
2.2.3.1 Composición de cemento para pozos petroleros.....	51
2.2.3.2 Clases API de cementos.....	53
2.2.3.3 Efectos de las altas presiones y temperatura de las propiedades del cemento.....	54
2.2.3.4 Cemento bentoníticos.....	55
2.2.3.5 Cementos pozolanicos.....	55
2.2.3.6 Cementos perlíticos.....	55
2.2.3.7 Cemento de tierra de infusorios.....	55
2.2.3.8 Cemento con yeso.....	56
2.2.3.9 Cementos con resinas.....	56
2.2.3.10 Cementos con aceite diesel.....	56
2.2.3.11 Cementos clase H.....	56
2.2.3.12 Densidad de la lechada.....	57
2.2.3.13 Lechada de cemento.....	57
2.2.3.14 Punto de cedencia.....	57
2.2.3.15 Reología.....	57
2.2.3.16 Sulfato de calcio hidratado.....	57

2.2.3.17 Tiempo de bombeable.....	57
2.2.3.18 Especificaciones.....	57
2.2.3.19 Usos y aplicaciones de la Barita.....	58
2.2.3.20 Usos y aplicaciones de la Bentonita.....	59
<b>2.3 Personal involucrado para la construcción del pozo.....</b>	<b>60</b>
2.3.1 Gerente de operaciones.....	60
2.3.2 Gerente de perforación.....	61
2.3.3 Ingeniero especialista en perforación .....	61
2.3.4 Coordinador logístico.....	61
2.3.5 Ingeniero de perforación.....	61
2.3.6 Asistente técnico.....	61
2.3.7 Supervisor de perforación.....	61
2.3.8 Supervisor nocturno de perforación.....	62
2.3.9 Ingeniero petrolero.....	62
2.3.10 Geólogo del pozo.....	62
2.3.11 Ingeniero de lodos.....	62
2.3.12 Otro personal de contratación.....	62
2.3.13 Contratista de perforación.....	62
2.3.14 Superintendente del equipo de perforación.....	63
2.3.15 Jefe de la cuadrilla.....	63
2.3.16 Jefe de cuadrilla nocturno.....	63
2.3.17 Jefe del campamento.....	63
2.3.18 Radio operador.....	63
2.3.19 Perforador.....	63
2.3.20 Asistente del perforador.....	63
2.3.21 Operador de la grúa.....	63

2.3.22 Ayudantes de perforación.....	63
<b>2.4 Ingeniería de pozos.....</b>	<b>64</b>
2.4.1 Perfil geológico.....	64
2.4.2 Selección de prospección.....	65
2.4.3 Identificación de presión de poro.....	66
2.4.4 Regionalización del modelo de presión de poro.....	70
2.4.5 Análisis de gradiente de fractura.....	71
2.4.6 Procedimiento de asentamiento de tubería de revestimiento.....	71
2.4.7 Tamaño de agujero y geometría.....	72
2.4.7.1 Selección de la geometría del agujero.....	72
2.4.7.2 Aproximación de fondo-cima.....	73
2.4.7.3 Flujo y tamaño de la sarta.....	73
2.4.7.4 Problemas de planeación.....	74
2.4.7.5 Problemas de selección de tamaños.....	75
2.4.7.6 Diseño de la TR.....	75
2.4.7.7 Espacio anular agujero y TR.....	76
2.4.7.8 Sarta de perforación y espacio anular.....	76
2.4.7.9 Selección del tamaño de la barrena y TR.....	77
2.4.7.10 Selección de la tubería.....	77
2.4.7.11 Selección de acoplamiento.....	77
2.4.7.12 Selección de tamaño de barrenas.....	78
2.4.7.13 Combinación de barrenas y TR.....	79
2.4.8 Terminación de diseño.....	80
2.4.8.1 Factores que determinan el diseño de la terminación de pozos.....	80
2.4.8.2 Clasificación de las terminaciones de acuerdo a las características del pozo.....	81

2.4.9 Selección de lodos.....	84
2.4.10 Procesos de cementación.....	85
2.4.10.1 Equipos de cementación.....	85
2.4.10.1.1 Zapata de cementación.....	87
2.4.10.1.2 Collarines.....	87
2.4.10.1.3 Centradores.....	87
2.4.10.1.4 Canasta Cementadora.....	87
2.4.10.1.5 Tapones.....	87
2.4.10.2 Desarrollo de la cementación.....	88
2.4.10.3 Régimen de flujo.....	88
2.4.10.3.1 Flujo no newtoniano.....	88
2.4.10.3.2 Flujo laminar.....	89
2.4.10.3.3 Flujo turbulento.....	89
2.4.10.3.4 Flujo tapón.....	89
2.4.10.4 Determinación el tiempo requerido para efectuar la cementación.....	90
2.4.10.5 Determinación del tiempo de bombeo del cemento.....	90
2.4.10.6 Cálculo de la cementación.....	90
2.4.10.7 Calculo del tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento al espacio anular.....	91
2.4.11 Diseño de la tubería de revestimiento.....	92
2.4.11.1 Diseño de tubería de ademe.....	92
2.4.11.2 Contenido de las graficas.....	92
2.4.11.3 Descripción de las graficas.....	92
2.4.11.4 Desarrollo del método.....	94
2.4.11.5 Revisión a la tensión.....	95
2.4.10.6 Revisión por colapso.....	95

2.4.12	Tiempo estimado de operación.....	96
2.4.13	Determinación de costos.....	96
2.4.13.1	Categorías por tiempo.....	97
2.4.13.2	Consideraciones de tiempo.....	98
2.4.13.3	Proporción de perforación.....	98
2.4.13.4	Tiempo de viaje.....	98
2.4.13.5	Tipos de problemas.....	98
2.4.13.6	Corriendo la TR.....	98
2.4.13.7	Perforación direccional.....	99
2.4.13.8	Terminación del pozo.....	99
2.4.13.9	Movimiento del equipo dentro y fuera.....	99
2.4.13.10	Categoría de costos.....	99
2.4.13.11	Costos tangibles e intangibles.....	99
<b>3</b>	<b>Construcción de pozos petroleros en aguas someras.....</b>	<b>101</b>
3.1	Técnicas exploratorias.....	101
3.2	Estudios sísmicos.....	101
3.3	Operaciones costa afuera.....	102
3.4	Planeación y preparación.....	102
3.5	Condiciones de medio ambiente esperadas.....	102
3.6	Condiciones logísticas.....	103
3.7	Consideraciones que se deben tener y tomar en cuenta.....	103
3.8	Sísmica y otros estudios de localización.....	104
3.9	Selección de plataformas y consideraciones.....	104
3.10	Tipos de aparejos.....	104
3.10.1	Jackup.....	104

3.10.2 Carga y descarga.....	104
3.11 Semisubmercible.....	105
3.12 El barco de perforación.....	107
3.13 Características de movimiento.....	107
3.14 Evaluación y rendimiento.....	109
3.15 Sistema de amarre.....	109
3.16 Es importante el lugar de mantenimiento.....	110
3.17 Consideraciones del equipo de perforación.....	114
3.18 Conjunto de preventores.....	116
3.19 Preventor anular.....	117
3.20 Conector hidráulico.....	118
3.21 Válvulas matar y estrangular .....	118
3.22 Unidad de preventores de reventones.....	118
3.23 Junta flexible.....	118
3.24 Juntas deslizantes.....	119
3.25 Tensor del riser.....	119
3.26 Compensador del movimiento de la sarta.....	120
3.27 Sistema de re-entrada.....	121
3.28 Riser marinos.....	122
3.29 Sistemas K & C.....	123
3.30 Control de sistemas.....	123
3.31 Sistema de control de seguridad.....	124
3.32 Capacidad de extensión de profundidad.....	125
3.33 Manual de operación y procedimiento de seguridad.....	125
3.34 Amarre y análisis de riser.....	125
3.35 Análisis de riser.....	126

3.36 Estrés de tubos de riser.....	127
3.37 Junta de balón con ángulo.....	128
3.38 Tensión superior.....	128
3.39 Línea de tensión del ángulo de fricción y la polea.....	128
3.40 Tubería de riser de colapso.....	129
3.41 Operaciones de campo.....	129
3.42 Estableciendo el lugar.....	130
3.43 Perforando inicialmente un pozo.....	132
3.44 Colocando tubería de 30".....	132
3.45 Colocando tubería de 20 pulgadas.....	133
3.46 Instalando el conjunto de preventores.....	133
3.47 Pruebas de producción DST.....	134
3.48 Perforación con tubo ascendente.....	135
3.49 Perforación sin tubo ascendente.....	136
3.50 Cono de re-entrada.....	137
3.51 Producción y abandono.....	138
<b>4 Construcción de pozos en aguas profundas.....</b>	<b>139</b>
4.1 Métodos de perforación en agua profundas.....	139
4.1.1 Sistema de doble gradiente.....	139
4.1.2 Sistema convencional.....	143
4.2 Adquisición de datos.....	149
4.3 Análisis de imágenes satelitales.....	149
4.4 Sistema de posicionamiento satelital y submarino.....	149
4.5 Batimetría.....	150
4.6 Sonografía.....	150

4.7 Perfilaje sísmico de alta resolución.....	150
4.8 Predicción de datos sísmicos.....	151
4.9 Adquisición tradicional de datos marinos.....	151
4.10 Datos sísmicos.....	153
4.11 Obtención de presiones.....	155
4.11.1 Estimación de la presión de poro.....	155
4.11.2 Gradiente de fractura.....	157
4.12 Método de obtención de las presiones.....	157
4.12.1 Hubbert y Willis.....	157
4.12.2 Matthews y Kelly.....	160
4.12.3 Eaton.....	162
4.12.4 Cristman.....	165
4.12.5 Hubbert y Willis.....	166
4.13 Determinación de presiones anormales durante la perforación.....	169
4.13.1 Causas de la presión anormal.....	169
4.13.2 Método después de la perforación.....	170
4.13.3 Resistividad/conductividad.....	170
4.13.4 Sonico.....	170
4.14 Procedimiento de diseño para el asentamiento de las tuberías de revestimiento.....	171
4.15 Selección de las profundidades de asentamiento para las tuberías de revestimiento profundas o intermedias.....	175
4.16 Selección de la profundidad de asentamiento de la tubería superficial.....	177
4.17 Profundidad de asentamiento para la tubería conductora y/o estructural....	180
4.18 Equipo y herramientas.....	182
4.18.1 Tipos de plataformas de perforación.....	182
4.18.1.1 Plataformas fija de perforación.....	182

4.18.1.2 Plataforma móviles de perforación.....	182
4.19 Sistema de catenaria.....	183
4.20 Sistema de anclaje con cadenas.....	184
4.21 Sistema anclaje combinado.....	184
4.22 Sistema de anclaje de patas tensionadas.....	184
4.23 Equipo de conexión de control superficial y submarino.....	185
4.24 Torre de perforación.....	185
4.25 Mesa rotaria.....	186
4.26 Hidráulica.....	187
4.26.1 Efectos.....	187
4.26.2 Presión hidrostática.....	188
4.26.3 Peso equivalente del lodo.....	189
4.26.4 Flotabilidad.....	189
4.26.5 Modelos matemáticos de los fluidos.....	190
4.26.5.1 Flujo Newtoniano.....	190
4.26.5.2 Flujos plástico de Bingham.....	191
4.26.5.3 Modelo ley de potencias.....	192
4.26.6 Determinación de la presión e fricción.....	192
4.26.7 Ecuación de balance de materia.....	193
4.26.8 Factor de fricción.....	193
4.26.9 Perdidas de presión por fricción en el sistema hidráulico del pozo .....	194
4.26.10. Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través del interior de tuberías y espacio anular.....	196
4.26.11 Determinación de las pérdidas de presión a través de las conexiones superficiales.....	197
4.26.12 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas de la barrena.....	198

4.27 Personal involucrado en la construcción del pozo.....	200
4.27.1 Responsabilidad y autoridad.....	200
4.28 Cementación en aguas profundas.....	201
4.28.1 Flujo somero de aguas o gas que afectan los sistemas de cementación.....	201
4.28.2 Diseño de la lechada.....	202
4.28.3 Tecnología aplicada en aguas profundas.....	203
4.29 Equipo de cementación.....	206
4.29.1 Cabeza cementadora.....	206
Conclusiones.....	209
Referencias.....	210

## Introducción.

Desafíos en la perforación de pozos profundos en los océanos con fines científicos. Existen numerosos desafíos asociados con la perforación en áreas de aguas profundas y ultra profundas.

En el golfo de México existen áreas en las que el lecho marino se encuentra situado más allá de los 500 metros, llamadas aguas profundas. Los objetivos científicos de los programas de perforación se pozos profundos en los océanos exigían que se perforara en tirantes de agua mucho mayores que las profundidades habituales de las operaciones de exploración y producción. El programa debió desarrollar tecnologías para perforar sin un tubo ascendente un tubo de gran diámetro que conecta el conjunto de preventores de reventones con un equipo de perforación de superficie flotante utilizado comúnmente en las operaciones de perforación marina en busca de petróleo y gas.

Cuando se perfora con un tubo ascendente, el fluido de perforación circula por el tubo, a través de la barrena, y luego retorna a la superficie junto con los recortes de rocas por la parte externa de la columna de perforación. Sin un tubo ascendente, el fluido de perforación sale por la parte superior del pozo derramándose sobre el lecho marino y no retorna a la superficie. Esto no constituye un problema para el ambiente de lecho marino porque el agua de mar se utiliza como fluido de perforación. No obstante, dado que no se agrega ningún sólido, no se forma ningún revoque de filtración. Sin revoque de filtración, el pozo es menos estable, lo que puede conducir a su colapso. Por lo tanto, fue preciso desarrollar tecnología y soluciones para encarar los problemas asociados con el movimiento vertical de la embarcación la estabilidad de los pozos, la re-entrada de pozos en un tirante de agua de más de 5,000 m y otras cuestiones técnicas. En perforación convencional en busca de petróleo y gas, los dispositivos de compensación tratan al tubo ascendente como la referencia fija para corregir las incertidumbres asociadas con la profundidad.

En los campos petroleros de hoy en día la tecnología que utiliza tubería de revestimiento estándar para perforar el pozo y luego dejarla en su lugar para entubar el pozo, elimina las maniobras de la columna de perforación y puede incrementar la eficiencia de la perforación y puede incrementar la eficiencia en un 20 a un 30 %.

# Capítulo 1

## DESCUBRIMIENTO DEL PETRÓLEO

### 1.1 Metodología empleada para realizar el descubrimiento

El descubrimiento de yacimientos puede preverse por técnicas de prospección terrestre y si fue relativamente fácil encontrar en el siglo XIX los primeros campos petrolíferos gracias a índices geológicos superficiales, la exploración del subsuelo a profundidades que alcanzan casi los 900 m. Debe apelar a todos los recursos de la geofísica.

Las técnicas de prospección terrestre nos ayudan en el descubrimiento de yacimientos petrolíferos.

Encontrar petróleo es difícil, pero numerosas ramas de la ciencia coadyuvan a esta importante tarea. La Sismología o estudio de los terremotos; la Geología, que se ocupa del conocimiento de la corteza terrestre; la Paleontología o estudio de la formación de la Tierra; la Cartografía, que tiene por objeto la construcción de mapas; la Química e incluso la Bacteriología, que se dedica al estudio de los gérmenes, son valiosas ciencias auxiliares para los científicos consagrados a la búsqueda de nuevos campos de petróleo.

La gravimetría y la magnetometría, que miden respectivamente la aceleración de la gravedad y el magnetismo terrestre, permiten en primer lugar trazar mapas subterráneos o submarinos bastante precisos. El estudio de la cartografía reciente del sector es el primer paso para iniciar los procedimientos de investigación del área, luego le siguen estudios de geología de superficie, sondeos, análisis de los tejidos de sondeo, y estudios magnéticos, gravimétricos y sísmicos.

Los métodos magnéticos registran las distorsiones del campo debidas a las variaciones de susceptibilidad magnética y del magnetismo, permanente de las rocas. La prospección magnetométrica área que permite detectar con rapidez las anomalías importantes de la estructura del zócalo en áreas muy extensas; se realiza mediante un aparato sujeto al avión, que se orienta automáticamente según el vector del campo magnético terrestre y mide su intensidad total. Así se detectan anomalías magnéticas de carácter local, que están a menudo relacionadas con accidentes del zócalo; otras veces sirven para determinar el espesor de las rocas sedimentarias (puesto que éstas no son, por lo general, magnéticas), y delimitar así la cuenca sedimentaria antes de iniciar los sondeos.

Los métodos gravimétricos miden las fluctuaciones del campo de gravedad terrestre. Se utilizan especialmente para la localización de domos de sal, con frecuencia relacionados con el petróleo. Ello se debe a que la sal tiene una densidad mucho menor que otros tipos de sedimentos, y las acumulaciones salinas se señalan con un método gravimétrico.<sup>3</sup>

Los métodos sísmicos se basan en la creación de un campo artificial de ondas sísmicas mediante cargas explosivas; dichas ondas se propagan según la elasticidad de las capas, y son recogidas, tras reflejarse o refractarse, por unos detectores situados en la superficie.

Probablemente, la mayor contribución de la ciencia a la localización de nuevos yacimientos petrolíferos se representa por un modelo especial de sismógrafo.

Se hace una pequeña perforación en el terreno donde se sospecha la existencia de petróleo, se coloca en ella una pequeña carga de explosivo y se procede a su detonación. A este método se le llama prospección sísmica y son verdaderos mini sismos artificiales provocados por explosiones de cargas detonantes que, como ya se dijo, se pueden estudiar después con más precisión las formaciones interesantes cuyos contornos se revelan por la reflexión o refracción de ondas elásticas. La onda sonora no se desplaza por el interior de la Tierra a velocidad uniforme, sino con arreglo a la naturaleza de las capas que atraviesa: arena, piedra caliza, roca dura, etc. Desde estas diferentes capas parten hacia la superficie ecos que son registrados por el aparato y que debidamente interpretados facilitan la localización de depósitos de aceite mineral o petróleo.

Por más perfeccionados que sean los métodos de prospección geofísica, el único medio de estar absolutamente seguro de la existencia de un yacimiento de petróleo o de gas es utilizando el método del sondeo. El sondeo de reconocimiento sigue siendo de gran importancia en la prospección, a pesar de su elevado costo.

En la exploración geofísica se usan tanto la técnica de superficie como la subsuperficial. Los métodos que se han utilizado son:<sup>3</sup>

#### Superficiales:

- Gravimétrico.
- Magnético.
- Sísmico.
- Radioactivo.
- Geoquímica.

#### Subsuperficiales:

- Registros de tiempo de perforación.
- Registro de espesor.
- Registro de densidad.
- Registros magnéticos.
- Registros de velocidad continua.
- Registros fluoroscópicos.
- Registros eléctricos.
- Registros radioactivos.
- Correlaciones geotérmicas.
- Análisis de gas en lodos de perforación.

## 1.2 Geología estructural

Todas las masas de roca tienen algunas características o aspectos que constituyen su estructura. El estudio de las disposiciones y significación de éstas, constituye el campo de la geología, llamado geología estructural.

Las estructuras geológicas están relacionadas con todos los accidentes tectónicos de la masa rocosa, estas son formadas por movimientos epirogénicos y movimientos orogénicos.

Estructura es la forma en la que han sido depositadas las rocas, es decir, como están colocadas. Nos ayudan a determinar el método y costo de excavación como material de préstamo ya sea para una carretera o vía férrea, la excavación de un túnel y la ubicación de pozos petroleros.<sup>1</sup>

## 1.3 Estructura primaria

Por ejemplo la estratificación de las rocas sedimentarias, son aquellas que se forman al mismo tiempo que la masa de la roca misma o durante su consolidación. Tanto las rocas sedimentarias como las ígneas tienen estructura primaria y muchos de sus derivados metamórficos presentan estructuras primarias, que no fueron modificadas durante la alteración de la roca. A través de esta estructura, la roca es depositada horizontalmente y no son afectadas por los movimientos epirogénicos y orogénicos. Las estructuras primarias de mayor importancia son:<sup>1</sup>

- Estratificación.
- Laminación.
- laminación transversal.
- Ondulación.
- Grietas primarias.

## 1.4 Estructuras secundarias

Estas estructuras se han formado después de la consolidación de la masa rocosa por las fuerzas de los movimientos epirogénicos y orogénicos a través de los cuales la roca se ha ondulado y deformado. Son de este tipo de estructura los pliegues, fracturas o fallas, fisuras, etc.<sup>1</sup>

## 1.5 Trampas

En la figura 1, (abajo) se muestran cuatro trampas. El anticlinal es un tipo de trampa estructural, así como la trampa falla inversa y el domo de sal.

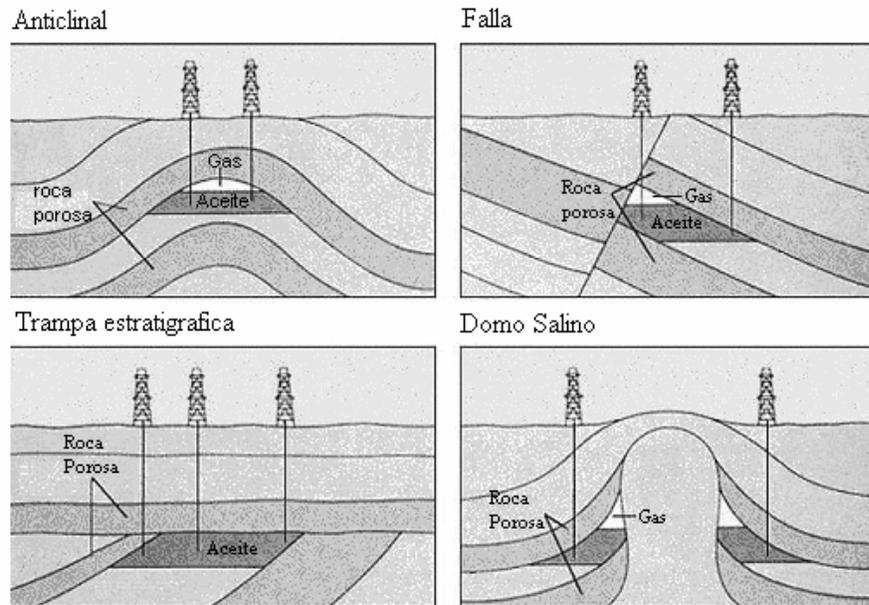


Figura1  
Tipos de trampas  
(<http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com>)

## 1.6 Roca generadora

Se habla de roca madre en yacimientos petroleros, y es la roca que contiene el material orgánico, que luego por aumento de presión y temperatura genera la materia que se convierte en hidrocarburos, la cual luego migra a través de rocas transportadoras y se entrapa en rocas, que es a lo que se le llama yacimiento.<sup>1</sup>

## 1.7 Roca sello

Las rocas sello que sirven de trampas tienen la particularidad de ser impermeables y sirven para evitar el paso de los hidrocarburos a otras formaciones.<sup>1</sup>

## 1.8 Yacimiento

Un yacimiento es un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar y transmitir fluidos.<sup>1</sup>

### 1.9 Relación de presiones en la tierra y en los agujeros perforados

Desde el momento en que se perfora el primer pozo hasta que se abandona un campo, las presiones juegan un papel muy importante en la vida del campo, antes del desarrollo de un campo han estado verificándose procesos y fuerzas geológicas y las relaciones de presión se han establecido en las rocas de acuerdo con las condiciones geológicas. La perforación de un pozo en las capas estratificadas constituye una perturbación que altera el equilibrio de las presiones. Un reventón, por ejemplo, origina la pérdida destructora y ruinosa de aceite y gas que expelle el pozo. Descontando el motivo de la falta de dominio de las presiones dentro de las rocas.

Otros tipos de movimiento de fluidos, deseables e indeseables se originan. Por el desequilibrio de las fuerzas de presión en las rocas y en el agujero perforado. En consecuencia el manejo adecuado de las presiones es de gran importancia para todos los interesados en la perforación y terminación, los varios tipos de presiones hidrostáticas que se presentan en las operaciones de perforación y terminación. Estas presiones algunas veces son modificadas por las condiciones de flujo donde la fricción del movimiento ejerce una presión adicional en el sistema. Como regla general las presiones adicionales causadas por las condiciones del flujo, no son sino una pequeña fracción de las presiones hidrostáticas.<sup>2</sup>

### 1.10 Carga hidrostática de los líquidos

La presión ejercida por, o dentro de una columna de líquido, que es causada por el peso del mismo, depende de la altura del líquido por encima de un punto determinado en el que se considera esa presión. Esa presión se llama carga hidrostática. Estas presiones se expresan generalmente en Kg/cm<sup>2</sup> (libras por pulgada cuadrada) o en centímetros (pies) de un líquido de densidad constante conocida. Fundamentalmente, esas presiones son iguales al producto de la densidad del líquido, la altura de la columna del líquido y la fuerza de gravedad actuando sobre el líquido. Sin embargo, en cálculos generales actuando sobre el líquido, Sin embargo, en cálculos generales de ingeniería la fuerza de gravedad se considera constante y se incluye como tal en los cálculos. Por lo estipulado, la carga hidrostática de una columna de líquido puede expresarse como.<sup>2</sup>

$$P = h\rho \dots\dots\dots\text{ecua. } 1.1$$

Donde:

- P = Presión hidrostática, g/cm<sup>2</sup> (lb/pie<sup>2</sup>).
- h = Altura de la columna de líquido, cm. (pie)
- ρ = peso específico del líquido, g/cm<sup>3</sup> (lb/pie<sup>3</sup>)

## Capítulo 2

### CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN TIERRA

#### 2.1 Equipo y herramientas para la construcción del pozo

##### 2.1.1 Sistema rotatorio

En la perforación giratoria convencional, un nuevo agujero se perfora haciendo girar la tubería de perforación y la barrena, y esto generalmente se conoce como *operaciones rotatorias*. Otras operaciones rotatorias comunes incluyen rebajar el extremo de la barrena en la cual se corta la tubería haciendo girar una herramienta que lima o rebaja, la barrena dejando un pivote o espiga en el centro esa herramienta se llama fresador de campana, y escariar o ensanchar, con las que el agujero se agranda girando herramientas apropiadas en la sección que se desea aumentar. El equipo utilizado en las operaciones rotatorias incluyen la unión giratoria, la junta Kelly la mesa rotatoria, tubería de perforación, los lastra barrenas y la barrena.<sup>3</sup>

##### 2.1.1.1 Uniones giratorias

Las uniones giratorias desempeñan tres funciones:

- a) Sujetar el Kelly y la tubería de perforación.
- b) Permitir la rotación libre del vástago de transmisión y de la tubería de perforación.
- c) Suministrar una conexión para la manguera reforzada de perforación que se conecta para inyectar el lodo al vástago de perforación por medio de un acoplamiento giratorio por el que se inyecta a través de la tubería de perforación hasta el fondo del pozo.

En consecuencia, las principales partes componentes de la unión giratoria son:

Una chumacera de empuje de alta capacidad, que a menudo es del tipo de balero de rodillos y un sello giratorio para el fluido que consiste de anillos de hule o fibra, y anillos metálicos que forman un sello contra el miembro giratorio dentro de la caja.

El sello de fluido está arreglado de modo que el lodo de perforación abrasivo y corrosión no se ponga en contacto con los baleros. La unión giratoria está suspendida de su asa del gancho de la grúa viajera. La entrada del fluido en la parte superior de la unión es un tubo suavemente curvado, al que se le llama  *cuello de ganso*  que proporciona una conexión dirigida hacia abajo para la manguera.

De esta manera, la manguera de perforación queda soportada entre la parte superior fija de la caja de la unión y el tubo de unión que se extiende en parte hacia arriba de la torre y comunica con la bomba de lodo. El extremo inferior de la parte giratoria de la unión tiene roscas izquierdas del tipo e acoplamiento A.P.I.<sup>3</sup>



Figura 2.1  
Unión giratoria (vista en corte)  
(Tecnología de la perforación de pozos petroleros  
ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE.)

### 2.1.1.2 Vástago de transmisión Kelly

El kelly o vástago de transmisión es hueco y su extremo superior está colgando de la unión giratoria. El flujo del fluido de perforación pasa hacia abajo a través del vástago al interior de la parte superior de la tubería de perforación. Son comunes los diámetros interiores de unos 7 1/2 cm. La sección transversal exterior del kelly casi siempre es cuadrada aunque a veces se usan vástagos hexagonales. El propósito de la sección transversal exterior cuadrada o hexagonal es permitir la transmisión del momento de torsión de la mesa rotatoria a la tubería de perforación. La rosca de acoplamiento del extremo inferior del kelly es derecho y la rosca en la parte superior es izquierda de modo que la rotación normal hacia la derecha tenderá a apretar todos los coples. Durante las operaciones la boquilla del vástago permanecerá en él. La parte exterior de esta boquilla es cuadrada de unos 40 cm. de cada lado, de modo que cuando se retira de la mesa rotaria puedan pasar a través de ella las barrenas más grandes usadas en el pozo.

El acoplamiento del protector del vástago deberá ser menos resistente que el acoplamiento del kelly. Este arreglo protector hará que si una falla ésta sea en el reemplazo y no el kelly. Este economizador también provee un espacio para montar un protector de hule que evitara que el kelly golpee contra el interior de la tubería de revestimiento de modo que se evita el desgaste en ambos.

Los grifos del kelly son secciones cortas que contienen una válvula que se puede cerrar manualmente. Esta colocada entre el vástago y la unión giratoria. El uso de esas válvulas permite cerrar la parte superior de la tubería de perforación, cortando el flujo por el interior de ella. Los flujos de cuidado son aquellos que puedan asociarse con las pruebas del vástago de perforación o bien las operaciones en las que las presiones de las formaciones subterráneas pudieran aplicarse contra la manguera de la rotaria.<sup>3</sup>

### **2.1.1.3 Barrenas de perforación rotatoria**

La barrena que hace la verdadera perforación está enganchada al extremo inferior del portabarenas. En el sistema rotatorio de perforación, el agujero se hace bajando la columna de tubería de perforación hasta que la barrena toca o se acerca al fondo del agujero. Se establece la circulación del fluido de perforación por el interior de la tubería y el fluido es descargado a través de puertos o ductos en la barrena de modo de que ésta y el fondo del agujero se mantengan limpios. Se establece la rotación de la tubería por medio de la mesa rotatoria. La parte superior de la columna se baja entonces lentamente por medio del malacate o grúa hasta que el peso apropiado para la perforación, se aplica a la barrena.

EL tipo de barrena que debe usarse en cualquier momento se rige principalmente por las características de la roca que se va a perforar y las condiciones bajo las cuales esto debe hacerse. Las condiciones de perforación incluyen la columna, el peso que puede soportar la barrena durante la perforación, la rectitud y la verticalidad del agujero, la naturaleza del fluido de perforación, la velocidad de perforación, la acción de chorro empleada, la velocidad rotatoria y las precauciones de seguridad exigida por el equipo de perforación, derrumbes de las formaciones, o la inversión financiera que representa la profundidad del agujero ya perforado. Por lo tanto se usan diferentes tipos y variedades de barrenas en la perforación de pozos.<sup>3</sup>

### **2.1.1.4 Barrenas de discos**

Estas barrenas son interesantes desde el punto de vista histórico. Son una especie de barrenas de fricción en las que los filos cortantes están montados en discos. Los discos están montados excéntricos con respecto al eje de la columna de perforación para que cuando ésta gira, la acción de raspar en el fondo, haga que los discos giren lentamente. En esta forma los bordes de cuchilla disponibles para perforar se aumentan en comparaciones con las paletas estacionarias de la barrena de fricción. Dos o cuatro discos son montados en las barrenas. El fondo del agujero perforado se redondea, con forma adecuada para que la corriente de lodo arrastre los recortes. Las barrenas de discos por naturaleza no tienen la capacidad para soportar peso de la barrena de fricción o arrastre y no provee tanto espacio en el fondo del agujero para eliminar los recortes.<sup>3</sup>

### 2.1.1.5 Barrenas de cilindros cortantes

Las barrenas más comúnmente usadas son las de cilindros cortantes. Estructuralmente, las barrenas se clasifican como barrenas de tipo cónico y barrenas de rodillos cruzados. Se maquinan hileras de dientes en los miembros giratorios, de modo que estas barrenas también se llaman de ruedas dentadas. Los dientes están endurecidos con materiales como carburo de tungsteno para obtener la vida más larga de la barrena. Las ruedas dentadas giran independientemente, al girar la columna de perforación, los rodillos cortantes giran debido a su contacto con el fondo de agujero.

Las barrenas de cilindros cortantes están diseñadas para formaciones suaves, medianas y duras. Para perforar en las formaciones más suaves como los esquistos jóvenes, es recomendable tener dientes largos, delgados y espaciados para reducir la tendencia de los recortes a empacarse entre los dientes.

Las barrenas de cilindros cortantes cuando se usan para perforar en formaciones duras, tienen los dientes más cortos y menos espaciados. Esta disposición da la fuerza máxima y la superficie dentada que puede usarse para perforar la formación y por ello aumenta los metros perforados por barrena.

Los elementos rodantes están diseñados de modo que tienen una acción verdadera de ruedas en el fondo del agujero pues si resbalan tiende a aumentar el desgaste de los dientes de la barrena. La acción de perforar de esas barrenas posiblemente consiste en desprender pequeños fragmentos de roca por la acción de molino (trituración) con el contacto de cada diente y ocasionalmente el desprendimiento de fragmentos más grandes que se pueden formar por arrugas acanaladas del molde de la barrena.<sup>3</sup>

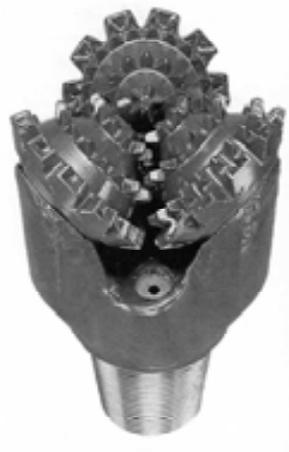


Figura 2.2  
Barrena cónica  
(<http://html.rincondelvago.com>)

### 2.1.1.6 Barrena de diamante

Estas al igual que las barrenas de fricción, no tienen partes independientes móviles. Perforan por desgaste directo o escarbando el fondo del agujero. Los diamantes son mucho más duros, que las rocas minerales comunes y es el único material que se ha usado económicamente para un servicio. Al fabricar una barrena de diamante, se maquina una forma de barrena de acero con roscas que se puedan acoplar a un tubo-estuche o a las lastras-barrenas. Los diamantes se colocan en el molde de una barrena y se cubren con metal pulverizado. Con la forma de barrena sostenida en posición el conjunto se calienta hasta que el metal pulverizado se funde y luego se enfría lentamente.

Las barrenas de diamantes son mucho menos sensibles a la naturaleza del fluido de perforación que las barrenas de rodillos cortantes. Se tiene la idea general de que los fluidos de perforación más delgados son ventajosos para el trabajo de la barrena de diamantes y para su economía. Una desventaja de la barrena de diamante es su fragilidad. Si se quedan en el fondo del agujero recortes o astillas, o rebaba de los dientes de una barrena de rodillos y caen debajo de ella al girarla causara una falla rápidamente.<sup>3</sup>



Figura 2.3

#### Barrena de diamantes

(Tecnología de la perforación de pozos petroleros  
ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE.)

### 2.1.2 Sistema de elevación

La función del equipo elevador es meter y sacar los implementos necesarios al agujero tan rápida y económicamente como sea posible. Las principales piezas de equipo que se usarán en el agujero son la tubería de perforación, tubería de revestimiento e instrumentos misceláneos para reconocimiento de pozos como los de registros y verificación de desvíos. La tubería de perforación es probablemente el factor más importante en el diseño de equipo elevador, aun cuando las cargas de tubería de revestimiento puedan ser las mayores que tenga que soportar la torre.

El sacar la tubería de perforación con el objeto de reponer una barrena gastada se llama generalmente *hacer un viaje* de ida y vuelta se refiere a sacar y meter de nueva cuenta la tubería. El diseño de las torres de perforación está gradualmente influido por los gastos que se cargan a la sacada de la tubería del agujero.

Los principales componentes de un sistema de elevación son:

- a) El sistema de aparejo de poleas.
- b) Torre.
- c) Malacate.

La colocación en posición del equipo de perforación en el agujero es también una función del sistema de aparejo de poleas, así como el suministro de un medio de bajar gradualmente la columna de perforación en el agujero a medida que se va profundizando con la barrena. En la figura 2.4 se muestra un diagrama esquemático de los elementos de elevación.<sup>3</sup>

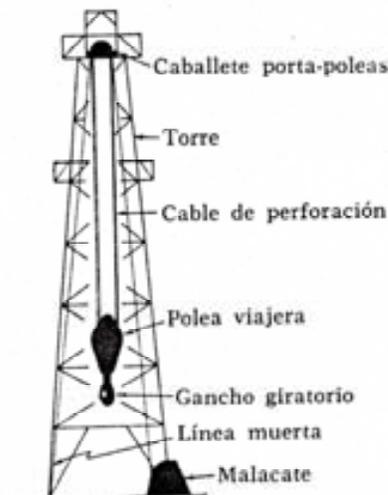


Figura 2.4  
Elementos elevadores de un equipo rotatorio  
(Tecnología de la perforación de pozos petroleros  
ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

### 2.1.2.1 Montacargas y su operación

El punto de partida en el diseño de un equipo de elevación debe ser el sistema de aparejo de poleas usado para elevar o bajar tubería de perforación, tubería de revestimiento y otros equipos para reducir la fuerza o momento de torsión, requeridos para sacar la tubería de perforación del agujero, se ha aprovechado un medio para reducir mecánicamente los caballos de fuerza requeridos.<sup>3</sup>

### 2.1.2.2 Caballos de fuerza para elevación

Para una velocidad escogida de elevación los caballos de fuerza requeridos para sacar la tubería de perforación del agujero será la máxima a la profundidad total del pozo y será mínima en la superficie cuando apenas se ha iniciado la perforación.

Los caballos de fuerza requeridos para sacar la tubería de perforación del agujero se llaman a veces caballos de fuerza del gancho, porque los cálculos de potencia se hacen determinando el peso en el gancho multiplicando por la velocidad de elevación del mismo.

Sin embargo, para todos los equipos de perforación existe siempre un límite de velocidad de elevación, arriba del cual el trabajo es peligroso. Por lo tanto es independiente esta velocidad segura de elevación de la potencia disponible y nunca deberá excederse. Esta relación se muestra gráficamente en la figura 2.5.<sup>3</sup>

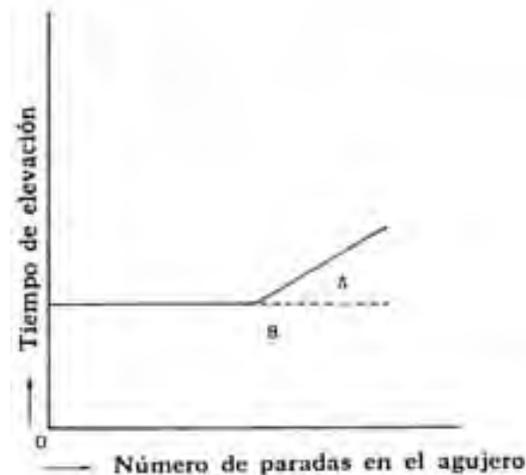


Figura 2.5

Tiempo de elevación por parada vs número de parada en el agujero con potencia constante.

(Tecnología de la perforación de pozos petroleros  
ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

### **2.1.2.3 Torre**

Las torres convencionales son unas pirámides de cuatro lados truncados ordinariamente construidas con acero estructural, aunque para ciertas partes de la torre se usan a veces acero tubular. Las torres pueden ser portátiles o fijas, llamándose comúnmente mástil a la torre portátil. La torre fija se arma por lo general remachando unos a otros los miembros de la estructura. Cuando se ha perforado el pozo la torre puede desarmarse, desempernando y armando otra vez en la siguiente localización.<sup>3</sup>

#### **2.1.2.3.1 Las principales consideraciones que se toman en cuenta en el diseño de una torre**

- a) La torre debe diseñarse para soportar con seguridad todas las cargas que se vayan a usar en los pozos sobre los cuales se coloca. Esta es la resistencia al colapso causado por cargas verticales, o sea la capacidad de carga muerta de la torre. Normalmente la carga muerta más grande que soporta una torre será la tubería de revestimiento mas pesada que se meta al pozo.
  
- b) La torre debe también diseñarse para soportar el empuje máximo del viento al cual estará expuesta. No solamente deberá diseñarse para resistir las fuerzas del viento que actuarán en dos lados al mismo tiempo (la superficie exterior de un lado de la torre y la superficie interior del lado opuesto), sino que también debe considerarse el hecho de que la tubería esté afuera del agujero y apilada en la torre.

Las partes que la forma son, poste superior externo, plataforma superior o copa, caballete porta poleas, plataforma de trabajo, pies derechos, travesaños, cortavientos y escalera.<sup>3</sup>

### **2.1.2.4 Mástiles**

El desarrollo de la unidad portátil para servicios de pozos ha sido paralelo al de la torre portátil, pues uno de los principales requerimientos de una unidad portátil para servicios de pozos, es un mástil o torre de alguna clase. Antes de que se fabricaran estas unidades portátiles, era necesario dejar la torre en el lugar sobre el pozo para usarse en operaciones de servicio futuras. Un mástil, ilustrado en la figura 2.6, se define como una estructura que puede moverse sin desarmarse. Los mástiles usados en la perforación de pozos petroleros pueden variar desde una estructura sencilla para perforar pozos de poca profundidad, hasta una estructura de 4 pies derechos que se parece mucho a una torre normal. Los mástiles se han fabricado con alturas tan grandes como 45 m y capaces de cargar más de 454 toneladas. Estos mástiles se pueden usar con seguridad hasta profundidades cercanas a 5 000 m en algunos lugares.<sup>3</sup>

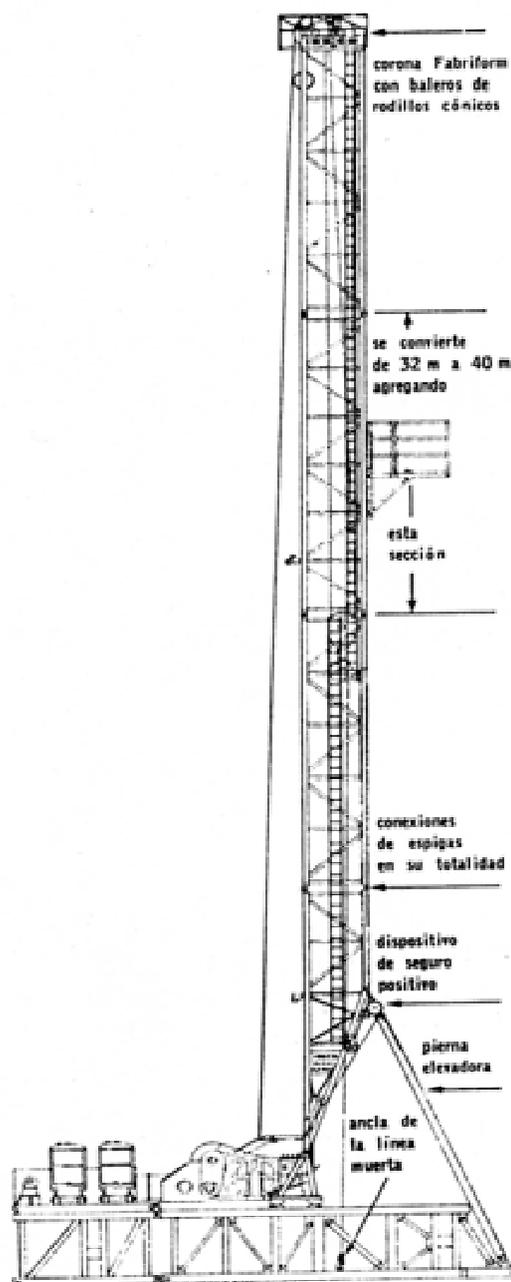


Figura 2.6

Mástil

(Tecnología de la perforación de pozos petroleros

ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

### **2.1.3 Sistema de circulación**

En las operaciones usuales de perforación rotatoria, se utiliza más potencia en la circulación del lodo de perforación que en particular otra operación, las bombas, línea de flujo, tubería de perforación, boquillas y áreas en las que fluye el lodo merece la atención cuidadosa de los ingenieros.

En la circulación normal, el lodo se bombea hacia adentro por la tubería de perforación, descarga por la barrena y regresa a la superficie por el espacio anular afuera de la tubería de perforación y dentro del agujero perforado y de la tubería de revestimiento colocada en el pozo. En circulación contraria, que sólo puede usarse donde no hay tendencia a perder lodo en las formaciones rocosas expuestas, el lodo se bombea por el espacio anular y regresa por el interior de la tubería de perforación a la superficie.<sup>3</sup>

#### **2.1.3.1 Bombas de lodo**

Las bombas de acción sencilla son las que bombean lodo sólo por un lado del pistón mientras que las de doble acción lo hacen por ambos lados. La única bomba movida con motor que se usa ampliamente en la industria de la perforación es la de dos cilindros y doble acción. Los grandes volúmenes y altas presiones requeridas para velocidades de perforación mas altas, imponen a estas bombas condiciones de operación.<sup>3</sup>

#### **2.1.3.2 Línea de succión de lodo**

De las presas o tanques a la bomba, deberán ser por lo menos una vez y media, en diámetros, mayores que los cilindros de la bomba para que se puedan llenar completamente en cada embolada.<sup>3</sup>

#### **2.1.3.3 Línea de descarga**

La línea de descarga de la bomba de lodo es generalmente tubería de 101.6 o 152.4 mm de diámetro doble extrarreforzada. Se acostumbra tener una cámara de amortiguación, con un poco de aire comprimido en la parte superior, cerca de la descarga de la bomba. El aire comprimido sirve de colchón para suavizar parcialmente las variaciones de presión en la descarga de la bomba.<sup>3</sup>

#### **2.1.3.4 Manguera giratoria**

La manguera giratoria conduce el lodo del extremo superior del tubo regulador vertical que se extiende hasta la mitad de la altura de la torre, hasta la unión giratoria que soporta la parte superior de la columna de perforación. Las mangueras giratorias son por lo general de 7.62 mm o más de diámetro interior para que no se tengan en ellas.<sup>3</sup>

### **2.1.3.5 Uniones giratorias**

Desempeñan dos funciones. Permite que gire la tubería y conduce el lodo hacia ella. La unión giratoria está soportada por la polea viajera en la torre, y a su vez la unión giratoria sostiene el vástago Kelly que es girado por la mesa rotatoria.<sup>3</sup>

### **2.1.3.6 Diámetros de la tubería**

Los diámetros de la tubería interiores de perforación, las uniones para tubería y lastra-barrenas y las secciones transversales de las boquillas de descarga en lastra-barrenas, determinan la mayor parte de las pérdidas de presión en el flujo de los fluidos de perforación las que a su vez fijan la presión que debe suministrar la bomba de lodo.<sup>15</sup>

### **2.1.3.7 La criba vibratoria**

Que por lo general está colocada encima de la primera presa de lodo, regresa de la línea de circulación. La criba vibratoria es esencialmente un tamiz que se usa para separar los detritus de la perforación y los derrumbes del lodo.<sup>17</sup>

## **2.1.4 Sistema de control de pozos**

La función del equipo de control de pozos es la de cerrar el pozo para impedir que se produzca un cabeceo, evitar la pérdida de lodo y mantener el control de la presión mientras se restaura una presión hidrostática suficiente para contrabalancear la presión de la formación.

El equipo de control de pozos incluye equipos permanentes, la tubería de revestimiento más profunda y el cabezal del pozo sujeto a ella, un conjunto de preventores reventones y un múltiple del estrangulador para controlar la contrapresión en el espacio anular.<sup>18</sup>

### **2.1.4.1 Preventores de reventones**

El preventor de reventones es un aparato sujeto al cabezal de la tubería de revestimiento, el cual permite sellar el pozo para confinar los fluidos dentro del mismo. Se emplea tres tipos:

- a) Preventor de arietes.
- b) Preventor anular.
- c) Preventores tipo giratorio o cabezal giratorio.

a) Los preventores de arietes.

Funcionan en pares, casi siempre hidráulicamente, para cerrar el espacio anular alrededor de la tubería en el pozo. Los arietes para tubería deben ajustarse alrededor del perímetro de cualquier clase o tamaño de tubería que se encuentre en el pozo.

- Los arietes ciegos.

Se sellan uno contra otro para cerrar efectivamente un pozo cuando no hay tubería en él.

- Los arietes cortantes.

Son arietes ciegos que tienen un filo cortador para cizallar tubos que se encuentren en el pozo, permitiendo así que los arietes ciegos cierren el pozo; éstos se emplean principalmente en instalaciones submarinas.

b) Los preventores anulares.

Pueden cerrar alrededor de cualquier artículo tubular que se encuentre en el pozo, o alrededor de un pozo sin tubería. El cierre se efectúa por compresión de un empaque elástico reforzado.

c) Los preventores giratorios.

Llamados también cabezal, giratorios o selladores de tuberías, trabajan continuamente cerrados alrededor del cuadrante o de la tubería por medio de un caucho reforzado sella entre el elemento rotatorio y el estacionario. los cabezales giratorios se usan principalmente en las operaciones de perforación que usan gas, aire, espuma o cualquier otro fluido cuya presión hidrostática es menor a la presión de la formación.<sup>18</sup>

#### **2.1.4.2 Conjunto de preventores**

Un conjunto de preventores de reventones puede identificarse completamente con una designación tan simple como:

5M – 135/8 – SRRA

Este conjunto de preventores tendrá una presión de trabajo asignada de 5,000 lbs/pg<sup>2</sup>; tendrá un diámetro de taladro de 13 5/8 de pulgada y estará dispuesto en el siguiente orden: carrete de perforación, preventor de arietes, preventor de arietes y preventor anular.

Según el sistema métrico SI, la designación será como sigue:

5M – 346 – SRRA

Este conjunto de preventores tendrá una presión de trabajo asignada de 34 475 Kpa; tendrá un diámetro de taladro de 346 mm; y estará dispuesto en el siguiente orden: carrete de perforación, preventor de arietes, preventor de arietes y preventor anular.

Una inspección posterior que incluye pruebas de presión y de funcionamiento, deberá verificar que todas las piezas móviles estén libres, que todas las unidades se hallen lubricadas adecuadamente. En la figura 2.7 se muestra el esquema de un conjunto de preventores.<sup>18</sup>

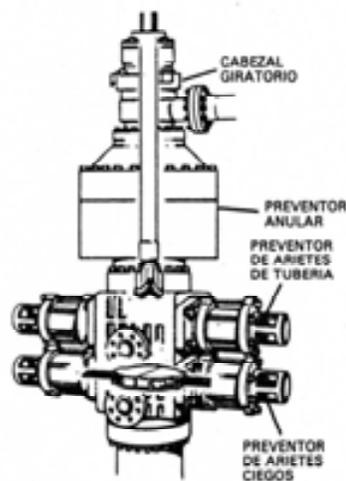


Figura 2.7  
Conjunto de preventores de reventones  
(Equipo auxiliar de la perforación rotatoria)

### 2.1.4.3 Carrete de perforación

Las líneas de estrangular y de matar pueden conectarse a las salidas laterales de los preventores de reventones, pero es preferible que estas líneas estén conectadas a un carrete de perforación instalado debajo de por lo menos un preventor capaz de cerrar sobre la tubería.

El uso de las salidas laterales en los preventores de reventones reduce el número de conexiones del conjunto porque se elimina el carrete de perforación.<sup>18</sup>

### 2.1.4.4 Unidad de operación de los preventores de reventones

La operación de una unidad de preventores de reventones consiste en cerrar y abrir los arietes o elementos sellantes de caucho. Esta operación se efectúa hidráulicamente y puede controlarse ya sea desde el piso de la cabria o desde un lugar remoto.

Las unidades de operación de los preventores incluyen un acumulador un depósito a presión cargado con gas de nitrógeno que almacena fluido hidráulico bajo presión, una fuente de presión y un tablero maestro de control. Estos deben hallarse situados a una distancia segura de la boca del pozo. Otro tablero de control deberá situarse en el piso de la cabria o en otro lugar de acceso fácil para perforador.<sup>18</sup>

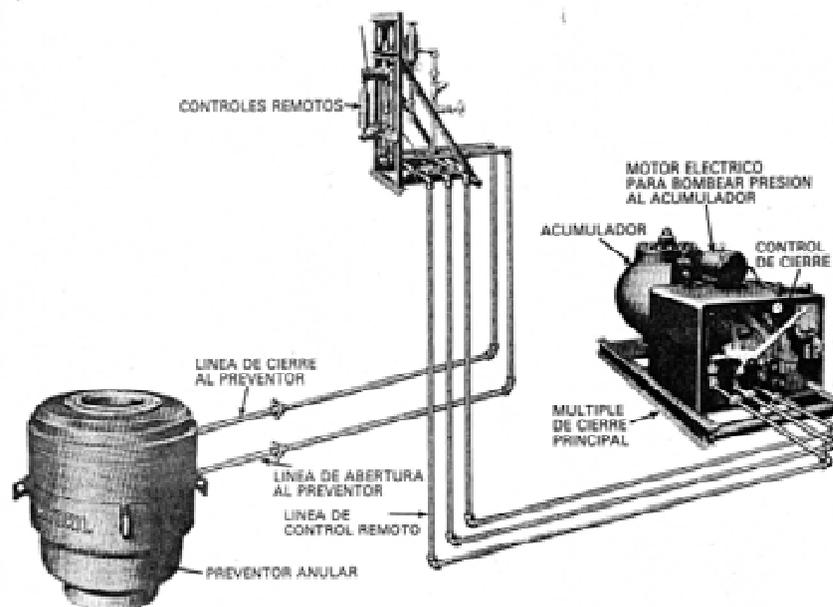


Figura 2.8  
Unidad de operación de un preventor de reventones  
(Equipo auxiliar de la perforación rotatoria)

En la operación a control remoto, la presión del acumulador impulsa el aceite a través de la tubería hasta la conexión del preventor ya sea para cerrar o abrir los arietes o elementos sellantes.<sup>18</sup>

### 2.1.4.5 Múltiple del estrangulador

Es un conjunto de válvulas, estranguladores, indicadores y líneas que controlan el régimen de flujo proveniente del pozo cuando los preventores de reventones se encuentran cerrados. Los múltiples del estrangulador están instalados en una variedad de configuraciones, como se muestra en la figura 2.9, pero generalmente incluyen por lo menos un estrangulador graduable, una línea de estrangular alterna, un manómetro y una válvula maestra en el cabezal del pozo. Las válvulas y los estranguladores se controlan hidráulicamente desde un local remoto.<sup>18</sup>

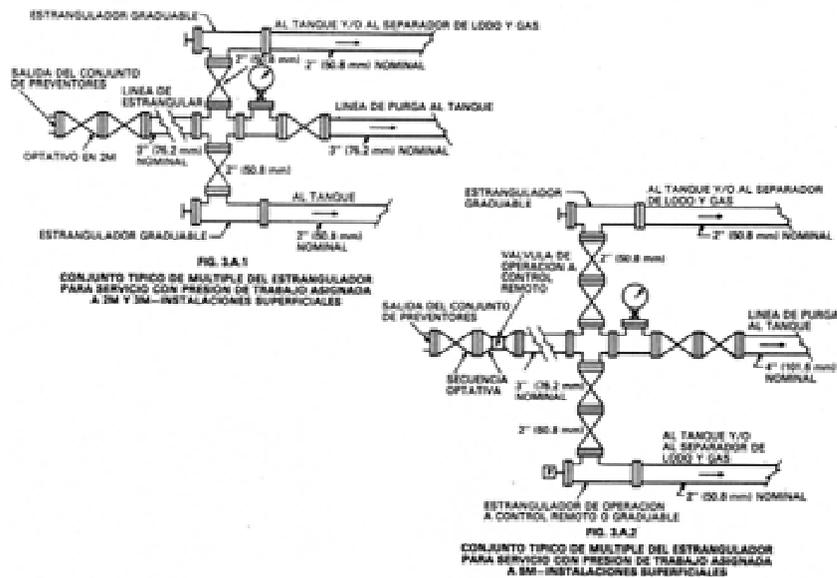


Figura 2.9  
Conjunto de múltiples del estrangulador  
(Equipo auxiliar de la perforación rotatoria)

### 2.1.5 Sistema de medición

Una cabria de perforación moderna y bien equipada posee muchos dispositivos para indicar, y en muchos casos registrar, una gran cantidad de variables. Los instrumentos de mayor utilidad para las operaciones de perforación se encuentran agrupados en el tablero del perforador, El indicador de peso, el manómetro de la bomba de lodo, el tacómetro de la mesa rotatoria, el indicador de emboladas de la bomba y el indicador de torsión de las tenazas como se ve en la figura 2.10.



Figura 2.10  
 Tablero del perforador  
 (Equipo auxiliar de la perforación rotatoria)

### 2.1.5.1 Indicador de peso

La carátula del indicador de peso con sus dos agujas señala (1) el peso total de la sarta de tubería de perforación y de portabarreras dentro del pozo mientras se encuentran suspendidas en el fluido de perforación y (2) el peso sobre la barrena. Las carátulas que funcionan en este indicador se cambian cuando se cambia el número de líneas en el garnido del cable de perforación.<sup>18</sup>

### 2.1.5.2 Manómetro de la bomba de lodo

En la mayoría de las cabrias hay dos manómetros a la vista del perforador. Uno se halla montado en el tablero del perforador y está conectado con una manguera de alta presión a un lugar accesible en el tubo vertical o al múltiple de descarga de la bomba. El otro se halla montado directamente en el tubo vertical y puede leerse desde el lugar donde se encuentra el perforador.<sup>18</sup>

### 2.1.5.3 Tacómetro de la mesa rotatoria

La selección de una velocidad de rotación para la mesa rotatoria puede depender de muchas variables algunas de las cuales son difíciles de evaluar. Sin embargo, generalmente la intención es asegurar que la velocidad de la mesa se mantenga entre límites especificados; por consiguiente, la velocidad en rev/min. deberá ser observada y si fuera posible registrada.<sup>18</sup>

#### **2.1.5.4 Indicador de torsión de la mesa rotatoria**

La torsión en la mesa rotatoria tiene una gama de variación muy amplia y las medidas de torsión son, en su mayoría, solamente relativas. Para las mesas rotatorias impulsadas eléctricamente, el transmisor de torsión por inducción está provisto de un sensor electrónico sellado, el cual es completamente independiente de la corriente que se está midiendo.<sup>18</sup>

#### **2.1.5.5 Indicador de emboladas de la bomba**

Las emboladas de la bomba o los ciclos por minutos son a menudo la única medida disponible del régimen de circulación. El indicador de emboladas de la bomba de uso más común emplea un generador de corriente alterna similar a los que se usan en los tacómetros de las mesas rotatorias.<sup>18</sup>

#### **2.1.5.6 Indicador de torsión de las tenazas**

Los cabrestales pueden desarrollar una tracción del cable tremenda como lo deben hacer cuando se enroscan las conexiones de portabarrenas con las tenazas. Puesto que la cantidad de torsión de las tenazas son indispensables.<sup>18</sup>

#### **2.1.5.7 Registrador de régimen de penetración**

Los registradores de régimen de perforación modernos generalmente están incorporados en un sistema de registro múltiple con varias plumas en el cual se registra cualquier o todas las variables operacionales para las que se ha provisto instrumentación en la cabria.<sup>18</sup>

### **2.1.6 Herramientas y equipo auxiliar**

El equipo auxiliar es muy numeroso y partes de él están relacionadas con las unidades principales que se pueden considerar como esenciales que se pueden considerar como esenciales para su funcionamiento.<sup>18</sup>

#### **2.1.6.1 Equipo auxiliar rotatorio**

Las trenzas giratorias, las tenazas y cuñas de potencia, las llaves hidráulicas de torsión y los rotadores del cuadrante las herramientas de potencia de enrosque y de torsión eliminan los peligros del uso de la cadena de enrosque, la gran cantidad de líneas de retención y los cables del cabrestante todavía son de uso común.

a) Tenazas giratorias.

Las tenazas giratorias se emplean tanto para enroscar como para desenroscar las conexiones de tubería.

b) Tenazas de potencia.

Pueden operarse neumática o hidráulicamente. Estas últimas requieren contrafuerza, aunque algunas poseen sus propios dispositivos de contrafuerza. Algunas son automáticas ya que el valor de torsión pueden fijarse al iniciar la tarea, repitiéndose la operación para cada unión de tubería que entra al pozo.

c) Llave hidráulica de torsión.

La llave hidráulica de torsión la cual posee su propia contrafuerza, sirve para desenroscar o enroscar uniones de tubería. Se haya provista de un indicador para asegurar una fuerza de torsión exacta

d) Rotador del cuadrante.

Es similar en términos de operación a unas tenazas de potencia pequeñas, es útil en el enrosque de conexiones. Su uso elimina la necesidad de emplear la cena, mejorando así la velocidad y la seguridad de la operación.

e) Cuñas de potencia.

Reduce la fatiga en la cuadrilla, aumenta la seguridad, aumenta la seguridad del personal y provee protección contra los daños a la tubería de perforación.<sup>18</sup>

### **2.1.6.2 Equipo auxiliar de elevación**

Incluye frenos, controles automáticos de alimentación para malacates, cabrestales automáticos y elevación neumáticos. Los frenos auxiliares, en particular son indispensables par la operaciones económicas y eficientes del sistema de elevación.

a) Freno hidrodinámico.

Es un dispositivo hidráulico en el cual la resistencia al movimiento es creada por la fricción del flujo y la agitación del agua circulada entre las cavidades de las paletas del rotor y el estator.

B) freno electrodinámico.

Opera básicamente bajo los mismos principios que los motores y generadores eléctricos. El frenaje se logra con un solo miembro giratorio, un tambor pesado de acero que se mueve a través de un juego de campo magnético estacionarios. La combinación del movimiento del tambor y de los campos magnéticos estacionarios produce un flujo de corriente eléctrica dentro del tambor.

c) Embrague de ruedas libre.

Un embrague de ruedas libre en combinación con algunas formas de embrague positivo, se usa para conectar el eje de un freno auxiliar hidrodinámico al eje del tambor del malacate.

d) Control automático de alimentación.

La necesidad de un control automático de alimentación para desenrollar el cable de perforación desde el tambor del malacate a medida que se va perforando fue reconocido cuando las profundidades de los pozos empezaron a exceder una milla.

e) Elevador Neumático.

Un elevador neumático o grúa automática es muy útil para la carga o descarga de tubería de perforación, tubería de producción o herramientas pesadas, especialmente durante el montaje de la cabria.<sup>18</sup>

### **2.1.6.3 Equipo auxiliar de circulación**

El equipo auxiliar del sistema de circulación incluye el tubo vertical, la manguera de lodo, tanques de lodo especialmente, accesorios de los tanques de lodo, accesorios de las bombas de lodo, la zaranda vibratoria, el desgasificador, separadores centrífugas y las instalaciones para el almacenamiento del lodo embudos mezcladores y aparatos de prueba.

a) Tubo vertical y manguera de lodo.

El tubo vertical colocado en el mástil o la torre, sujeto a la armazón exterior, sirve para sostener la manguera de lodo de modo que quede fuera del piso de trabajo y permita así un movimiento vertical de la sarta de perforación de casi dos veces la longitud de la manguera. También conduce el fluido de perforación proveniente de las líneas de lodo desde las bombas de lodo a la manguera de lodo.

b) Zaranda Vibratoria.

La zaranda vibratoria a veces denominada separador vibratorio, se encuentra generalmente instalada encima del extremo más cercano al primer tanque de lodo en una posición que permite que los ripios caigan a las fosas de reserva desde la zaranda inclinada.

c) Desgasificador.

Durante la perforación, el fluido de perforación puede entrecortarse, o contaminarse, con gas cuando se topa con una formación gasífera de alta presión y bajo volumen, o cuando penetra rápidamente una formación gasífera de buena porosidad bajo condiciones normales de presión.

d) Separadores centrífugas.

Los separadores mecánicos se han usado extensamente en la remoción de sólidos coloidales, la desarenación de lodo de peso bajo y el rescate de baritinas. Los separadores de tipo cónico pueden llevar a cabo estas mismas funciones y, quizá debido a su simplicidad de diseño, han ganado amplia popularidad.<sup>3</sup>

## **2.2 MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO**

### **2.2.1 Fluidos para perforación**

#### **2.2.1.1 Las funciones de los fluidos de perforación**

El sistema rotatorio de perforación requiere la circulación de un fluido para perforar que sirve para eliminar los recortes de la barrena del fondo del agujero y en esa forma conservarlos limpios. Ordinariamente los fluidos para la perforación se bombean desde la superficie hacia abajo por la parte interior de la tubería de perforación hasta la barrena y al fondo del agujero y regresión a la superficie por el espacio anular por fuera de la tubería. Cualquier derrumbe de las formaciones ya perforadas y no protegidas en el agujero, deberán sacarse a la superficie, junto con los recortes. De la barrena con la circulación del lodo.

Los recortes y los restos de derrumbes se separan del lodo en la superficie pasando a éste por una criba vibratoria y por asentamiento en las presas de lodo.

El fluido circulante, enfría la barrena y el fondo del agujero. El lodo tiene cierta acción lubricante entre el tubo de perforación y la pared del agujero. Los flujos de aceite, gas y agua salada al agujero, se evitan balanceando o excediendo la presión de la formación con la carga hidrostática de la columna de lodo.

Una de las primeras funciones de un lodo de perforación es el mantenimiento y la conservación del agujero ya perforado. Mientras los esquistos son más fáciles de perforar que otras formaciones geológicas, son menos estables cuando quedan expuestos en el agujero. En los casos en que la desintegración de los esquistos arcillosos se concreta a la superficie expuesta, generalmente se agranda al agujero gradualmente sin poner en peligro las operaciones de perforación. Sin embargo, cuando la desintegración se presenta con cantidades apreciables de pizarra derrumbándose en el agujero, existen el peligro de que se pegue la tubería, se tenga que efectuar operaciones de pesca costosas y, a veces hasta la pérdida del pozo.

Los lodos de baja pérdida por filtración, se usan, en general para evitar derrumbes. Por ejemplo, lodos de menos de 10 c. c de pérdida de agua API, se consideran apropiados para perforar algunos esquistos, mientras que para otros se requieren lodos con pérdida menor. Estas prácticas son usuales en el área de la costa del golfo y las viscosidades del lodo y la fuerza gelatinizante, se mantiene bajas para reducir al mínimo las disminuciones de presión causadas al sacar la tubería y para facilitar el asentamiento de las arenas y el escape de gas asociado. Por otro lado, los lodos de alta viscosidad, arriba de 100 seg. de viscosidad con el embolo de Marsh con fuerza de gelatina apreciable del orden de 20 a 30 g API. En prueba de 10 min. De fuerza gelatinizante son los que se requieren para la zona del continente medio, para reducir al mínimo los derrumbes y para sacar continuamente del agujero los desmoronamientos. El derrumbe de formaciones no consolidadas, tales

Como capas de grava que se encuentran cerca de la superficie, se domina comúnmente, usando un lodo mas espeso que desarrollará una fuerza gelatinizante alta al penetrar en esos materiales sueltos.

El lodo de perforación que se use debe permitir la identificación de los recortes de la perforación y la apreciación de la presencia de gas o aceite en los recortes. Debe facilitar el uso de los métodos de registro deseados y las operaciones de terminación de pozos que haya que ejecutar. El fluido de perforación no deberá afectar la permeabilidad de cualquier formación que contenga gas o aceite que sea penetrada por el pozo.<sup>17</sup>

### **2.2.1.2 Descripción de los fluidos de perforación**

Todos los fluidos que se usan en una perforación de pozos durante las operaciones necesarias, se llaman *fluidos de perforación*. Esta denominación se restringe, por lo general, a aquellos fluidos que se circulan en el agujero en la perforación rotatoria. Los fluidos usados para este objeto incluyen gases, líquidos y sólidos suspendidos en líquidos. También se usan con frecuencia emulsiones de aceite en agua y agua en aceite para la suspensión de sólidos, En algunas operaciones de perforación, se usan combinaciones de dos corrientes de fluidos, cada una con bombas o compresoras separadas.

Los Gases que se han usado como fluidos de perforación, incluyen aire, gas natural, gases de escape de maquinas de combustión interna y nitrógeno comercial. Las mezclas de aire y gas que contienen aproximadamente de 5 al 15 % de gas natural en los casos en que éste sea principalmente metano, son potencialmente explosivas. Por otra parte, el oxígeno del aire y el bióxido de carbono y otros productos de la combustión que contienen los gases de escape son, por lo general, agentes de corrosión.

Los detritos de tamaño pequeño como las partículas de polvo, no las puede identificar el geólogo con facilidad, como lo hace con los recortes de mayor tamaño que se obtienen de la circulación de líquido. Por lado las ventajas de usar un gas como el medio circulatorio incluyen la eliminación del problema de pérdida de circulación y el logro de avances de perforación más rápidos.

Los líquidos usados como fluidos de perforación, incluyen agua dulce, agua salada y aceite crudo. Después el aire y del gas natural el agua dulce se considera como el mejor fluido para perforación. El uso de agua dulce está limitada a las regiones y profundidades en las que su peso está limitado a las regiones y profundidades, El agua salada tiene la ventaja de una presión hidrostática ligeramente mayor. El aceite crudo ejerce menos presión hidrostática que el agua, de acuerdo con la clase de aceite crudo que se use. Algunas arenas de petroleras se perjudican con el agua dulce. Así como con el liquido filtrado de los lodos a base de agua fresca. Un deterioro consiste en la hinchazón de las partículas de barro en los poros de las arenas impidiendo que el aceite u otros fluidos no puedan fluir libremente por la

Arena al agujero del pozo. Otros perjuicios consisten en la posible invasión de la formación por agua en gran cantidad que puede entrar en la zona de aceite y gas hasta una distancia considerable del agujero. En las rocas de permeabilidad baja, la presencia de aceite y agua en los poros, pueden reducir grandemente la conductividad de fluidos en ellas.

Los lodos inhibidores son aquellos que contienen suficientes cantidades de sustancias salinas sueltas incluyendo algo de calcio, para que la fase acuosa del lodo no extraiga del barro las sales naturales que contienen las partículas presentes es las areniscas y esquistos. Estos lodos inhibidores reducen el perjuicio, debido al lodo, a las formaciones productoras y disminuyen el aumento del diámetro del agujero en las secciones de esquistos expuestos en el pozo. También reducen la dispersión de los detritos de esquistos en el lodo y por ello reducen la tendencia de aumento de viscosidad del lodo al perforar ciertas capas de esquistos.

La gran mayoría de los lodos de perforación son suspensiones de sólidos en líquidos o en emulsiones líquidas. Las densidades de esos lodos pueden ajustarse entre 0.85 a 2.5 ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ). Además de la densidad, pueden ajustarse de límites apropiados otras propiedades importantes de esas suspensiones. Cuando se usa agua como la fase líquida, el límite inferior de la densidad es de  $1.02(\text{gr}/\text{cm}^3)$ . Las de viscosidad y gelatinizante de esas suspensiones se fijan y loran de ciertos límites por la cantidad y clase de sólidos y usando productos químicos que reducen la resistencia interna de esas suspensiones para que fluya suave y fácilmente. La mayoría de los lodos de perforación son suspensiones de barro y otros sólidos en agua. Se les llama lodos con base acuosa. Los lodos a base de aceite son suspensiones de sólidos en aceite.

Existen lodos a base de aceite que se pueden obtener fácilmente en el mercado y generalmente el manejo de esos lodos es dirigido por un representante de la compañía cuyos productos químicos se usan en el sistema de lodo.

Los lodos con emulsiones de aceite son comúnmente del tipo de emulsiones de aceite en agua en la que pequeñas gotas de aceite están dispersas en el agua como fase continua.

La cantidad de aceite empleado puede variar hasta 50% del volumen del lodo, aun cuando por lo común se usa de 10 a 15 %. Estos lodos emulsionados son fundamentalmente lodos a base de agua y el control químico de ellos depende del tipo del lodo a base de agua usando para hacer la emulsión. Se usan tanto lodos emulsionados con agua dulce como salada.

Aun cuando no se explican bien las razones para esto, puede considerarse la forma como la emulsión moja las rocas, especialmente los esquistos, o bien por los dientes mas limpios de la barrena o por ultimo la carga hidrostática reducida del lodo que resulta de la presencia del aceite y el aire o gas adicional aprisionado en el lodo.

Los lodos de emulsión de agua en aceite se han elaborado principalmente para usarlos en la terminación de pozos. En estos lodos el aceite es la fase continua y el agua está en pequeñas gotas. Se les llama emulsiones invertidas. Jabones especiales y surfactantes son utilizados para su preparación. Estos lodos no se afectan con sal, anhidrita, o contaminación de cemento. El filtrado de estos lodos es aceite.<sup>3</sup>

### **2.2.1.3 Composición del lodo a base de agua**

El lodo a base de agua consiste básicamente de:

- a) Fase líquida, agua o emulsión.
- b) Una fase coloidal principalmente barros.
- c) Otra fase inerte, barita como material pesado y arena fina.
- d) Una fase química, que consiste en iones y sustancias disueltas que afectan y definen el comportamiento de los materiales disueltos.

Coloidales: En el lodo son necesariamente las materias coloidales para obtener viscosidades más altas apropiadas para eliminar recortes y desprendimientos de agujeros y para suspender al material inerte, como barita finalmente dividida. Los coloides son sustancias compuestas de partículas individuales cuyas dimensiones varían 5 y 500 milimicrones (1 milimicrón =  $10^{-7}$  cm.). Es común que los esquistos jóvenes de la Costa del Golfo y otras regiones de sedimentación relativamente reciente, den un exceso de material coloide de modo que al perforar a través de esas capas se adelgaza el lodo continuamente con una corriente de agua. Cuando se agrega la bentonita al agua o a un lodo, y se agita lo suficiente, sea bombeado o con surtidor de aire (sifón) el barro se divide en partículas minúsculas, Además de dar viscosidad y suspender el material de carga. Además de dar viscosidad y suspender el material de carga, los barros del tipo de la bentonita producen un lodo que tiene una pérdida por filtración baja.<sup>3</sup>

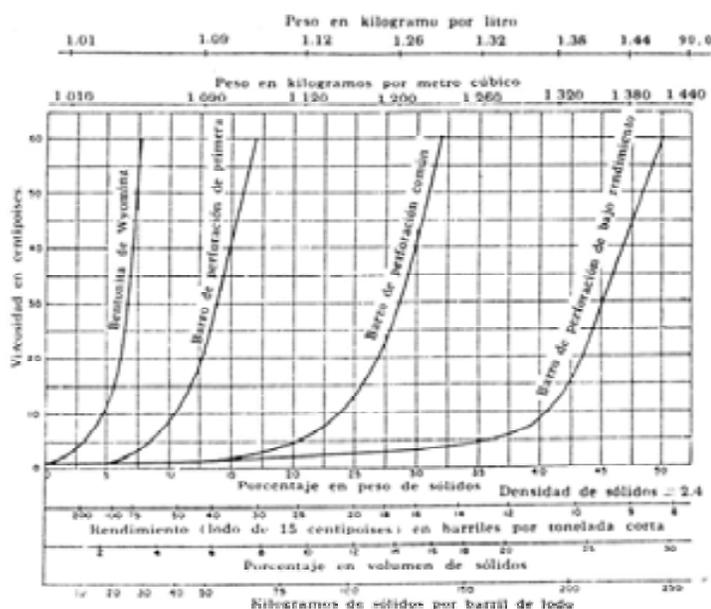


Figura 2.11  
 Viscosidad resultante de mezclar diversos barros en agua  
 (Tecnología de la perforación de pozos petroleros)  
 (ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

Para lodos elaborados con agua saturada con sal se requieren barros especiales a los que se les llaman barros de agua salada. El principal mineral en estos es la atapulguita que se desarrolla en cristales en forma de aguja. La propiedad de producir viscosidad sea en agua dulce o salada, es casi igual a la de bentonita de mejor calidad con el agua dulce. Sin embargo este barro es lento para dispersar y aumentar la viscosidad del lodo. Los barros de agua salada no tienen propiedades de baja pérdida por filtración y es común el uso de almidón para la preparación de lodos con esas características.<sup>3</sup>

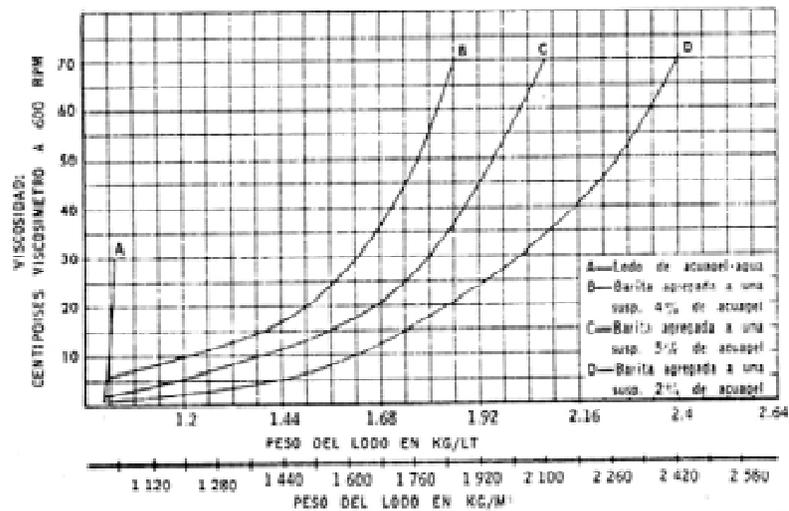


Figura 2.12

Relación de viscosidad a peso de lodos con mínimos de sólidos; lodos acuagel-agua apesantados con barita.

(Tecnología de la perforación de pozos petroleros)  
(ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

Se usan comúnmente dos materiales como coloides auxiliares que complementan las propiedades producidas por los barros. Se usan en lodos de agua salada almidón que ha sido pregelatinizado con sosa cáustica y también en lodos tratados con cal para obtener la característica de baja pérdida por filtración. El almidón gelatinizado es un coloide orgánico que reduce la pérdida por filtración de todos los lodos de base acuosa. La carboximetilcelulosa sódica (CMC) se usa para reducir la pérdida de filtrado de los lodos. Es menos efectiva en agua con sal y por ello se usa poco en lodos de agua salada. Aun cuando este material, que es un compuesto orgánico sintético es más caro que el almidón, requiere menos cuidado contra la fermentación.

**Sólidos inertes.** Los sólidos inertes es un lodo de perforación incluyen la sílice finamente molida, cuarzo y otros granos de minerales inertes de tamaño muy reducido que se encuentran en las rocas perforadas por la barrena y que suspendidos en el lodo. Los sólidos inertes que se agregan a los lodos consisten principalmente de material de carga finamente pulverizado y material para reponer las pérdidas del lodo en circulación. El único material de carga que se usa ordinariamente en la barita, que tiene una densidad de cerca de  $4.3 \text{ gr/cm}^3$  en su forma comercial. La alta densidad de la barita, en comparación con la de los barros comunes, esquistos. Arenas y calizas, la hace preferible porque un lodo apesantado con barita contiene un volumen de sólidos relativamente menor y es más fluido.

Los materiales para circulación perdida se agregan a los lodos cuando éstos se van por ciertas grietas o hendiduras de las rocas expuestas en el agujero. Cuando se usan estos materiales en el lodo es necesario desviarlo de la criba vibradora, pues de otra forma, el tamiz separaría la circulación perdida se han usado muchos materiales.

Los materiales más comunes incluyen papel celofán desmenuzado, hojuelas de micas, fibras de caña o madera, cáscara de nuez molida y minerales dilatables como la perlita.

*Fase química* la fase química de lodo a base de agua es importante porque controla ampliamente la fase coloidal y en particular de los barros de tipo bentonítico. La fase química comprende las sales solubles que toman el lodo de los recortes y porciones desintegradas del agujero y las que se utilizan en el agua de repuesto que se agrega al lodo. La fase química también comprende los productos solubles de tratamiento que se usan para reducir la viscosidad y la fuerza gelatinizante del lodo.

Los barros de tipo bentonítico tienen una estructura cristalina, de tal manera que el mineral se desarrolla en láminas delgadas y frágiles que se rompen en pedazos sumamente pequeños. Las sales solubles que se introducen al lodo y que provienen de los recortes de la perforación y del agua usada para prepararlo, o que se le agrega, son indeseables y por lo tanto, representan la contaminación del lodo.

La mayoría de las sales solubles cuando actúan como impurezas, primero causan un aumento de la viscosidad y de la fuerza gelatinizante del lodo, pero posteriormente, estas propiedades disminuyen al aumentar la concentración de las impurezas y al volverse el lodo grumoso con las partículas de barro uniéndose en grupos o grumos relativamente inactivos. La pérdida por filtración, generalmente, aumenta con el incremento de la impureza. Algunos tipos de iones, en diferentes concentraciones, son impurezas muy nocivas. Por ejemplo el carbonato de sodio se usa para tratamiento de contaminación de anhídrita en los lodos se poco pesados.

Los compuestos químicos complejos que se ha demostrado que son benéficos para reducir la viscosidad y la fuerza gelatinizante del lodo incluyen el tetrafosfato de sodio. El hexametafosfato de sodio se usó mucho, pero como los fosfatos complejos se hacen inestables y se descomponen a las temperaturas encontradas debajo de 2000 metros (6 000 pies), se ha sustituido con calcio este producto químico en el tratamiento de lodo. Las altas temperaturas que se encuentran en los pozos profundos han causado dificultades con los lodos ordinarios tratados con cal que contienen sosa cáustica. Estos lodos a base de cal tienden a solidificarse a temperaturas arriba de 115 °C (250 °F), y esta tendencia interfiere seriamente las operaciones de perforación y terminación de pozos. En este proceso, la sosa del lodo se combina con el barro para formar productos similares a los del cemento Pórtland y el calcio presente acelera la reacción. Se prepararon fluidos de perforación con surfactantes de calcio para evitar estas dificultades en los pozos de alta temperatura. El sistema del lodo contiene sulfatos de calcio además de los

barros y barrita, un agente reductor de la pérdida de agua como la corboximetil celulosa sódica (CMC), y surfactantes adecuados. Los surfactantes incluyen un surfactante primario que controla las propiedades geológicas (viscosidad y gelatinosidad) del lodo, un antiespumante y un emulsificante.

Se ha encontrado que el surfactante es adsorbido en una sola capa y se asienta en las partículas de barro reduciendo los efectos de viscosidad de ellas y también, la tendencia de los recortes de esquistos y de la formación expuesta a dispersarse en el lodo.<sup>3</sup>

#### **2.2.1.4 Propiedades del lodo y su cuantificación**

##### **a) Peso específico**

El peso específico de un fluido de perforación es de gran importancia porque determina la presión hidrostática que el lodo ejercerá a una profundidad determinada. En la industria petrolera, el término peso del lodo es sinónimo del peso específico del lodo, El peso del lodo o peso específico de este se expresa en kilogramos por litro. Un nuevo sistema adoptado consiste en expresar el peso del lodo en términos de su carga hidrostática aparente y las unidades son kilogramos por centímetro cuadrado por metro de profundidad. Cualquier volumen se puede pesar para determinar el peso específico, sin embargo es recomendable usar una balanza.<sup>3</sup>

##### **b) Viscosidad**

La viscosidad de un fluido es su resistencia interna al flujo. El concepto de viscosidad de Newton puede explicarse por analogía con una baraja está sobre la mesa, si se mueve en dirección horizontal la carta de encima, cada una de las otras cartas resbalara ligeramente de modo que el movimiento total de deslizamiento se dividirá igualmente entre las cartas. Para llegar a una unidad común de viscosidad considérese que las cartas tuvieran un centímetro cuadrado y que la baraja fuera de un centímetro de altura.

Entonces, si una fuerza horizontal de una dina fuera suficiente para producir una velocidad relativa de un centímetro por segundo entre la parte y el fondo de la baraja, la viscosidad (resistencia interna al movimiento relativo) sería igual a un poise.

Los líquidos pueden dividirse en relación con sus características de flujo en dos clases generales. La primera incluye aquellos líquidos cuya viscosidad es constante a cualquier temperatura y presión dadas, como el agua, glicerina, aceites para motor, kerosina y líquidos similares. A los líquidos de este grupo se les llama fluidos *Newtonianos*, porque obedecen el concepto de viscosidad de Newton, y algunas veces se les llama líquidos verdaderos.

Una fuerza mínima aplicada a éstos fluidos hará que empiece a fluir lentamente. No hay evidencias de una estructura interna permanece dentro del fluido.

La segunda clase de líquidos la forma aquellos cuya viscosidad no es constante a la temperatura y presión de que se trata, sino que depende del flujo mismo como factor adicional. Estos líquidos se les llaman fluidos no Newtonianos. Las lechadas de cemento Pórtland en agua y las suspensiones coloidales de los lodos de perforación son ejemplos de esta clase.

Uno de los primeros trabajadores en el campo de la viscosidad plástica fue E. C Bingham que invento una relación de viscosidad para esos fluidos la figura 2.13, presentara gráficamente tanto las relaciones de Newton como las de Bingham para el esfuerzo cortante contra la velocidad de corte (o flujo), y ambas se aplican sólo a las flujo turbulento. Bingham encontró que para flujo a través de tubos capilares y tubos pequeños si la velocidad de flujo se grafica contra la presión causante del flujo, los datos caen dentro de una línea recta. Que no pasaba por el origen pero que interceptaba el eje de presión. A este punto de intercepción le dio el nombre de límite elástico aparente.<sup>3</sup>

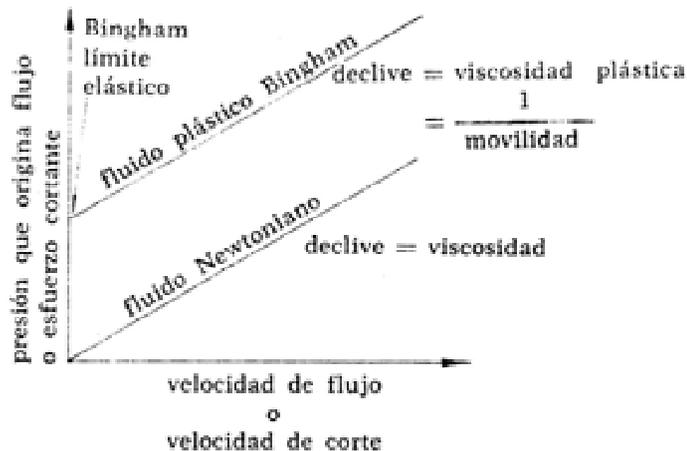


Figura 2.13  
Características de viscosidad de fluidos Newtonianos y plásticos de Bingham.

(Tecnología de la perforación de pozos petroleros)  
(ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

Uno de los instrumentos tipo usados para determinar la viscosidad de los fluidos de perforación es el viscosímetro Sttormer ilustrado en la figura 2.14,.Este es un viscosímetro del tipo de cubeta giratoria de dimensiones patrón, en el que la cubeta interior gira y el líquido es deslizado entre la cubeta giratoria y la estacionaria. Para cubetas o cilindros de diámetro casi iguales, la velocidad de deslizamiento entre los dos cilindros es casi constante dentro del lodo. El momento de torsión de transmitido del cilindro giratorio al estacionario es por supuesto, constante a través de la región ocupada por el fluido entre los dos cilindros y a velocidad de corte para cualquier valor del radio entre los dos cilindros se ajusta a esta condición.

La magnitud del esfuerzo de torsión así transmitido a través del fluido depende principalmente de la viscosidad del fluido entre las dos cubetas.

Por otra parte los tubos capilares que se prefieren para medir la viscosidad de los líquidos verdaderos, no sirven para medir la viscosidad de los fluidos plásticos, como lodos de perforación, porque la relación de resistencia al corte varía de 0 en centro a un máximo en la pared del capilar.



Figura 2.14

Viscosímetro Stormer.

(Tecnología de la perforación de pozos petroleros  
ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE.)

Se ha adoptado ampliamente el viscosímetro Fann para medir la viscosidad de los fluidos de perforación. Este instrumento que se muestra en la figura 2.14, es uno de tipo giratorio que mueve la cubeta con un motor eléctrico. Los modelos de laboratorio tienen toma de corriente de 110 volts, 60 ciclos y los de campo pueden conectarse a una batería de automóvil. En este aparato la cubeta exterior es la que gira y el esfuerzo al corte producido sobre la cubeta interior da la medida de la viscosidad. Ya que la cubeta interior es fija, las dimensiones de la vasija que contiene el lodo no son críticas y se usa para este objeto la cubeta común para los lodos. La resistencia al corte y la escala de esfuerzos al corte que están fijados a la cubeta interior, están ajustados de modo que la lectura de la escala da la viscosidad (de un fluido Newtoniano) directamente en centipoises cuando la cubeta exterior gira a 300 rpm. La ecuación general de esos viscosímetros giratorios es la siguiente:<sup>3</sup>

$$\eta_A = (const) \frac{R}{(rpm)} \dots\dots\dots ecua.....2.1$$

en donde:

$\eta_A$  Es la viscosidad aparente Newtoniana.

R es la lectura de la escala

rpm es la velocidad giratoria en revoluciones por minuto.

Si se aumenta al doble la velocidad giratoria, seria doble la lectura de la escala. Por ello la viscosidad aparente de un fluido de perforación a la velocidad, fijada como patrón, de 600 rpm es la mitad de la lectura de la escala. La viscosidad plástica, de acuerdo con el concepto de Bingham, estaría por la inclinación de la línea del punto 1 al Punto 2 en la figura 2.15,. Donde  $\eta_p$  es la velocidad plástica, esto puede expresarse matemáticamente como:

$$\eta_p = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \qquad \qquad \qquad ecua.....2.2$$

Las siguientes relaciones geométricas también son válidas:

$$y_2 = \eta_2 x_2 \qquad \qquad \qquad ecua.....2.3$$

$$= 2\eta_2 x_1 \qquad \qquad \qquad ecua.....2.4$$

Sustituyendo las relaciones, tenemos:

$$\eta_p = \frac{2\eta_2 x_1 - \eta_1 x_1}{2x_1 - x_1} \qquad \qquad \qquad ecua.....2.6$$

$$= 2\eta_2 - \eta_1 \qquad \qquad \qquad ecua.....2.7$$

Sin embargo el instrumento está ajustado de modo que  $R_{600} = 2\eta_2$  y  $R_{300} = \eta_1$  Por lo tanto

$$\eta_p = R_{600} - R_{300} \qquad \qquad \qquad ecua 2.8$$

Donde  $R_{600}$  y  $R_{300}$  son las lecturas de la escala a 600 y 300 rpm respectivamente. De la condición geométrica que muestra la figura 2.15 es evidente que el límite elástico es proporcional a  $y_1 - (y_2 - y_1)$ , que es proporcional a la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica. Las cubetas del viscosímetro de Fann están diseñadas de modo que la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica es numéricamente igual al límite elástico expresado en  $g/m^2$  (1 libra por 100 pies cuadrados X 48.85 = 1  $g/m^2$ ).

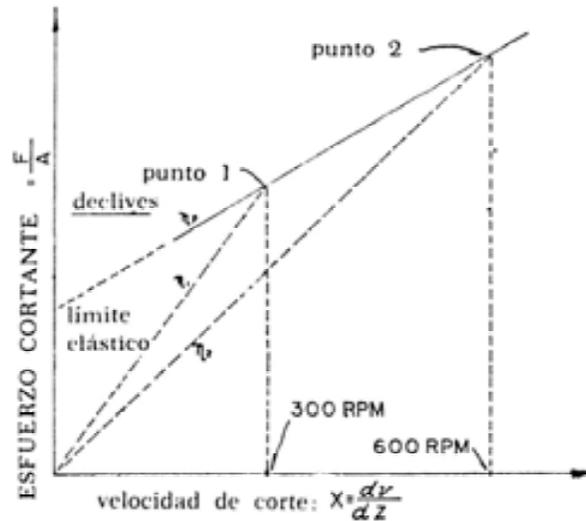


Figura 2.15  
 Análisis de las relaciones de viscosidades  
 (Tecnología de la perforación de pozos petroleros)  
 (ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE)

El primer instrumento aprobado para medir la viscosidad de los fluidos de perforación o el embudo de Marsh. La medida se hace llenando el instrumento (1500 cm<sup>3</sup> de capacidad) y determinando el tiempo en segundos requeridos para que 946 cm<sup>3</sup> fluya por un tubo del fondo del embudo. Es claro que el peso específico del fluido afecta el tiempo requerido. En algunos casos es más importante la influencia sobre el tiempo de salida, la tendencia del fluido a gelatinarse durante el tiempo que dura la prueba y por ello acusa una viscosidad aparente mayor. Esta combinación de efectos de viscosidad y gel tizo trópico que mide el embudo de Marsh, mientras no están sujetos a interpretaciones científicas exactas, ha convertido en favorito este instrumento en la industria desde que fue introducido por primera vez. En el embudo de Marsh el agua tiene una viscosidad de 26 seg. Muchos lodos buenos tienen viscosidades entre 34 y 50 seg. Algunos lodos altamente tixotropicos usados para combatir esquistos que se desmoronan pueden tener viscosidades hasta de 90, 100 y ocasionalmente 150 o más segundos.<sup>3</sup>

#### 2.2.1.5 Fuerza de Gelatinosidad

La mayoría de los fluidos para perforación presentan cierto grado de tixotropía. Un fluido tixotropico es aquel capaz de originar una transformación del estado líquido al estado gelatinoso. La reacción solución gel es reversible y esencialmente isotermica. Los valores de la fuerza de gelatinosidad son medidas de resistencia al corte por deslizamiento (cizalla), se define un área de ruptura o deslizamiento dentro del material para considerar la fuerza necesaria para producir esa cizalla y medirla. Por ello la fuerza de gelatinosidad podría registrarse en g/m<sup>2</sup>.

El viscosímetro Stormer se usa para medir la fuerza gelatinizante, colgando pesas de un gramo en la cuerda que normalmente hace girar la cubeta. La fuerza de gelatinosidad inicial se mide como los granos requeridos para girar el eje entre un cuarto y media vuelta cuando la medida se hace inmediatamente después de que el lodo ha sido agitado completamente. La fuerza de gelatinosidad de 10 min, se mide como el número de gramos requeridos para originar el primer movimiento en firme del eje después de un periodo de quietud de 10 min. La fuerza de gelatinosidad Stormer se tiene en (g multiplicados por 0.00326 = lb/pie<sup>2</sup> de fuerza gelatinizante). El viscosímetro de Fann también se usa para medir la fuerza de gelatinosidad y las dimensiones de el aparato son tales, que la carátula da la lectura directa de la fuerza gelatinizante en libras por 100 pies cuadrados que multiplicada por 48.85 g/m<sup>2</sup>.<sup>3</sup>

### 2.2.1.6 Calidad de pérdida por filtración

La cualidad de pérdida por filtrado de un lodo, se llama comúnmente pérdida de agua del lodo. Los lodos más convenientes son los de baja pérdida de agua para que no se formen costras gruesas de sólidos que pueden pegar la tubería en el agujero en las zonas de capas permeables expuesta. También protegen zonas productoras potencialmente, limitando la cantidad de agua que puede rezumarse dentro de ellas de los lodos con base acuosa. Esta cualidad de los lodos se mide en la superficie en una celda filtrante clásica de baja presión. Se aplica a la celda una presión de 7.00 kg/cm<sup>2</sup>. (100 lb/pg<sup>2</sup>) ± 5 % y la pasta del lodo se forma sobre un papel filtro que cubre el fondo de la celda. El papel filtro está sostenida por una tela de alambre de malla de 60 a 80 mallas y el agua que pasa por la torta del filtro y el papel, sigue al tubo de drene por entre los alambres entretejidos del tamiz. El liquido filtrado se recibe en un recipiente graduado y los resultados de la prueba se informan como los centímetros cúbicos de filtrado recogido en un lapso de 30 min. Luego se abre la celda y el papel filtro con la pasta de lodo se quita y se eleva ligeramente con agua. Se mide el espesor de la torta al milímetro (1/30") y esto se puede hacer con una regla delgada de plástico que se clava en ella.<sup>3</sup>

### 2.2.1.7 Contenido de arena

El contenido de arena de un lodo se determina diluyendo un volumen conocido de él con agua y pasándolo a través de un tamiz de 200 mallas. El tamiz se lava con más agua hasta que las partículas que no pasan por el tamiz debido a su tamaño quedan retenidas. Entonces se invierte el tamiz y las partículas retenidas se bajan con agua a una probeta graduada. La altura a la cual llegan las partículas en el tubo se toma como el volumen de gramos de arena y la cantidad de arena así medida, se convierte a un porcentaje del volumen original de la muestra de lodo. No es

Conveniente que existan grandes cantidades de arena porque se puede asentar en el agujero y porque se abrasiva a los cilindros de las bombas de lodo, camisas y válvulas. Son aceptables contenidos de arena menores de 1 % por razones expuestas, aunque 4 o mas por ciento se tiene que tolerar algunas veces en las operaciones de perforación rápida a poca profundidad.<sup>3</sup>

### 2.2.1.8 Carga hidrostática del lodo y lechadas del cemento

El lodo de perforación es fundamentalmente una mezcla fluida de agua y barro que contiene materiales y productos químicos agregados a propósitos. Las lechadas de cemento que se bombean al interior de los pozos, en general con el propósito de sellar, agua o gas, una vez fraguado el cemento, son mezclas fluidas de agua y cemento Pórtland. Los pesos específicos de esos lodos y lechadas, se expresa en términos de kg/lt (lb/gal, el galón americano tiene 231 plg<sup>3</sup>).<sup>3</sup>

### 2.2.1.9 Cálculo de pesos y mezclas de lodo

Los lodos deben integrarse con materiales que impartirán a esta propiedad conveniente de peso específico, cualidad de pérdida de agua, viscosidad y tixotropía de gelatinosidad. El peso específico del lodo se controla con su contenido de líquidos y sólidos. Los productos químicos usados para el tratamiento del lodo, si son efectivos, se usan en cantidades relativamente pequeñas de tal manera que no necesitan considerarse para los cálculos de mezcla de lodo.

Los cálculos requeridos para controlar el peso específico de un lodo de perforación serán unas cuantas relaciones comparativamente sencillas que bastarán para hacer las mezclas necesarias.<sup>3</sup>

### 2.2.1.10 Rendimiento de un lodo de perforación

El rendimiento de un lodo se considera como el número de barriles que pueden obtenerse del lodo mezclado con el agua. Una de las principales funciones del lodo usado en los lodos de perforación es la de impartirle viscosidad, fundamentalmente la viscosidad producida por un lodo es una medida de la cantidad coloidal del barro. Por ello la viscosidad producida al mezclar cierto barro con agua da un índice de su calidad. Se acostumbra usar una viscosidad de 15 centipoises como el patrón para comprar diferentes barros.

Puesto que el rendimiento del lodo se basa en 1 ton corta (de 2000 lb) de barro, y si x representa el porcentaje del barro en la suspensión (total) final.

$$\frac{x}{100} W_F = 2000 \times 0.455 \text{ kg} \quad \text{ecua 2.8}$$

$$\frac{x}{100} W_F D_F = 2000 \times 0.454 \text{ kg} \quad \text{ecua 2.9}$$

Bajo la base de 1 kg de suspensión total, donde S representa la densidad.<sup>3</sup>

### **2.2.2 Tipos de Tuberías de revestimiento**

Las condiciones de perforación presentan en una zona a menudo, necesaria la introducción de varias sargas de tuberías de revestimiento a fin de alcanzar el objetivo.

Algunas de estas son:

- a) Tubería conductora.
- b) Tubería estructural.
- c) Tubería superficial.
- d) Tubería intermedia (tubería de protección).
- e) Liners o Tuberías cortas.
- f) Tubería de explotación.

Las diferentes sargas de tubería de revestimiento deberán cumplir, en términos generales, con las siguientes funciones.

- Aislar las diferentes formaciones atravesadas para minimizar los problemas de perforación o maximizar la producción.
- Proporcionar un pozo estable de diámetro conocido a través del cual se puedan realizar operaciones futuras de perforación, terminación y reparación del pozo.
- Proporcionar un medio seguro para la instalación del equipo superficial de control del pozo.<sup>19</sup>

#### **2.2.2.1 Tubería conductora**

La primera sarga de tubería corrida o cementada en el pozo es la tubería conductora, la cual se coloca aproximadamente entre los 100 y 300 pies de profundidad. En formaciones muy blandas o poco blandas o poco consolidadas, estas tuberías se “pilotea”. El propósito principal de estas tuberías es el de proporcionar un conducto para la circulación del fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena y de regreso hasta la superficie.<sup>19</sup>

#### **2.2.2.2 Tubería estructural**

En ciertas ocasiones, las condiciones de perforación requieren de una serie de tuberías de revestimiento adicional entre la tubería conductora y la superficial, cementada a profundidades que varían entre los 600 y 1000 pies.

Las funciones de la tubería de revestimiento estructural son la de resolver problemas adicionales de pérdida de circulación, evitar derrumbes y minimizar los problemas de brotes en zonas someras de gas.<sup>19</sup>

### **2.2.2.3 Tubería superficial**

Dentro de las razones para la colocación de la tubería de revestimiento superficial, se incluyen las siguientes:

- Cubrir y proteger los acuíferos.
- Mantener la integridad del agujero previniendo derrumbes.
- Minimizar las pérdidas de circulación en zonas someras y permeables.
- Cubrir zonas débiles que son incompetentes para controlar las presiones generadas por un brote.
- Proporcionar un medio para la instalación de las conexiones superficiales de control (conjunto de preventores).
- Soportar el peso de todas las sargas de tubería de revestimiento subsecuentes, excepto liners o tuberías cortas.<sup>19</sup>

### **2.2.2.4 Tubería de revestimiento intermedia**

La función principal de la tubería de revestimiento intermedia es la de cubrir las zonas con presión de formación anormalmente altas.

Debido a que las zonas con presión anormal requieren densidades altas del fluido para su control, las formaciones superficiales más débiles deberán ser protegidas para evitar pérdidas de circulación o pegaduras por presión diferencial.

Ocasionalmente la tubería de revestimiento se emplea para aislar formaciones salinas o zonas problemáticas tales como lutitas hinchadas o deleznales.<sup>19</sup>

### **2.2.2.5 Liner o Tuberías cortas**

Las tuberías cortas o liner de perforación se emplean para los mismos propósitos que las tuberías intermedias. Con la diferencia de que éstas en lugar de ser corridas o cementadas hasta la superficie, se cementan desde el fondo del pozo hasta una profundidad más somera, en el interior de la tubería de revestimiento intermedial con un traslape entre las dos tuberías de aproximadamente 300 – 500 pies.

Los liners o tuberías cortas de perforación y/o producción se emplean frecuentemente como una alternativa para tener un control de las presiones de formación o fractura a un costo menor que el que implica correr una sarta hasta la superficie.<sup>19</sup>

### **2.2.2.6 Tubería de producción (explotación)**

La sarta de revestimiento de explotación o producción es la tubería de revestimiento colocada ligeramente arriba, a la mitad o debajo de la formación productora. Esta sarta de revestimiento tiene las siguientes funciones

- Aislar la zona productora de otras formaciones.
- Proporcionar un conducto de trabajo de diámetro conocido en el intervalo productor.
- Proteger el equipo o sarta de producción.<sup>19</sup>

### **2.2.2.7 Tubería de revestimiento de enlace (TIE – Back)**

El liner de perforación a menudo se emplea como una parte de la sarta de revestimiento de explotación, en lugar de correr una sarta completa desde la superficie hasta el intervalo productor.<sup>19</sup>

### **2.2.2.8 Tubería de perforación**

#### **2.2.2.8.1 Especificaciones de la tubería de perforación**

La sección mas larga de la sarta de tubería de perforación es la tubería de perforación.

El aparejo de fondo es generalmente no mayor de 1000 pies (300 metros). Cada junta de la tubería incluye el cuerpo de la tubería y la junta cual conecta la sección de la tubería de perforación. Aunque la tubería de aluminio es usada algunas veces en casos especiales, no se presentaría en esta sección. Sin embargo tiene aplicaciones importantes en áreas remotas donde se requiere aire y donde el equipo tendría insuficiente capacidad.

La tubería de perforación esta disponible en diferentes medidas y pesos, las medidas comunes incluyen las siguientes:

- 3 ½ pg – 13.3 lb/pie de peso nominal.
- 4 ½ pg 16.6 lb/pie de peso nominal.
- 5 pg 19.5 lb/pie de peso nominal.

Varios tipos de juntas pueden incrementar el peso promedio por pie, por ejemplo 16.6 a 19.6 lb/pie para una tubería de 4 ½ pg. Sin embargo es hasta llamada como tubería de 16.6 lb/pie. La tabla 2.1 no describe las tuberías disponibles.

Diámetro Exterior	Peso Nominal Rosca y uniones	Peso * Extremo libres	Espesor	Diámetro interior	Sección de área. Cuerpo de la tubería**
pg	lb/pie	lb/pie	pg	pg	Pg <sup>2</sup> . A
2 3/8	+ 4.85	4.43	0.190	1.995	1.3042
	6.65	6.26	0.280	1.815	1.8429
2 7/8	+ 6.85	6.16	0.217	2.441	1.8120
	10.40	9.72	0.362	2.151	2.8579
3 1/2	9.50	8.81	0.254	2.992	3.5902
	13.30	12.31	0.368	2.764	3.6209
	15.50	14.63	0.449	2.602	4.3037
	+ 11.85	10.45	0.262	3.476	3.0767
	14.00	12.93	0.330	3.340	3.8046
	+ 15.75	14.69	0.380	3.240	4.3216
4 1/2	13.75	12.24	0.271	3.958	3.6004
	16.60	14.98	0.337	3.826	4.4074
	20.00	18.69	0.430	3.640	5.4981
5	+ 16.25	14.87	0.290	4.408	4.3743
	19.50	17.93	0.362	4.276	5.2746
	25.60	24.03	0.500	4.000	7.0686
5 1/2	+ 19.20	16.87	0.304	4.892	4.9624
	21.90	19.81	0.361	4.776	5.8282
	24.70	22.54	0.415	4.670	6.6298
5 5/8	25.20	22.15	0.330	5.965	6.5262

Tabla 2.1  
Datos dimensionales de tuberías nuevas de perforación

El grado de la tubería describe el mínimo esfuerzo de la tubería. Este valor es importante por que es usado en cálculos de colapso y tensión. Los grados de tuberías mas comunes se muestran en la tabla 2.2.

Grado		Fuerza de rotura (lb/pg <sup>2</sup> )
Designación literal	Designación Alternativa	
D	D - 55	55,000
E	E - 75	75,000
X	X - 95	95,000
G	G - 105	105,000
S	S - 135	135,000

Tabla 2.2  
Grado de tuberías de perforación mas comunes

En muchos diseños de tubería el grado de la tubería sería incrementado para un esfuerzo menor que un incremento en el peso de la tubería. Esta aproximación diferente del diseño de la tubería de revestimiento.

La tubería de perforación no es mas que una serie de tubos, tal como la tubería de revestimiento o tubería de producción y debe ser usada en condiciones optimas. La tubería de revestimiento y la tubería de producción generalmente esta nuevas cuando son instaladas como un resultado de clases son dadas a la tubería para su mejor uso. De este modo la tubería debe ser definida de acuerdo a su peso nominal, grado y clase.

El API ha establecido normas para las clases de tuberías. Aunque las definiciones de las clases pueden ser intensivas su pueden resumir de las siguiente manera.

- Clase nueva : Aquellas tuberías que nunca han sido usadas.
- Clase premium: Uso uniforme de la tubería y un mínimo de espesor de pared de 80%.
- Clase 2 tubería con un mínimo de espesor del 65% con todo el uso en un lado tan largo como el área de la sección transversal similar a la clase premium se puede decir basado en normas de un 20% de reducción uniforme en la pared.
- Clase 3: Tubería con un mínimo de espesor de pared de 55% con todo el uso en el lodo.

La Clasificación de la tubería es un factor importante en el diseño y uso de la sarta de perforación la cantidad y tipo de tubería afectan las operaciones de la tubería y sus esfuerzos. La especificaciones del API –7G contiene tablas numéricas que definen los esfuerzos para varios grados.

El API ha establecido un código de colores para la clasificación de la tubería. El mismo sistema se recomienda para la clasificación de juntas. En conclusión es recomendable que las juntas sean identificadas como pieza reparable.<sup>19</sup>

La tubería esta disponible en varios rangos de longitudes son las que se muestran en la tabla 2.3.

Rango	longitud (pies)
1	18-22
2	27-30
3	33-40

Tabla 2.3  
Rangos mas comunes

sin embargo el rango 2 mas común es.

### 2.2.2.8.2 Tubería pesada de perforación

El uso de la tubería pesada de perforación en la industria de la perforación ha llegado a tener una amplia aceptación en la práctica. La tubería esta disponible en diámetros exteriores convencionales. Sin embargo su incremento en el espesor de un peso al menos de 2 a 3 veces mas que la tubería de perforación común. La tabla 2.4, muestra los pesos comunes de la tubería pesada.

Diámetro Exterior pg	Diámetro Interior pg	Peso Lb/pie
3 1/2	2 1/16	25
4	2 9/16	28
4 1/2	2 3/4	42
5	3	50

Tabla 2.4  
Tabla de tubería de perforación

La tubería pesada provee tres beneficios principales para el usuario:

1.- Reduce el costo de perforación por la eliminación de las fallas en la tubería en la zona de transición (aquella sección de tubería inmediatamente arriba de los lastrabarreras).

2.- incrementa significativamente la capacidad de equipos pequeños en áreas de perforación someras a través de la facilidad de manejar y el cambio de algunos de los lastrabarreras.

3.- proporciona solución substancial en los costos de perforación direccional reemplazando la parte mas larga de la sarta de los lastrabarreras reduciendo el troqué y disminución de las tendencia en el cambio de dirección.<sup>19</sup>

### **2.2.2.8.3 Especificaciones de los lastrabarreras**

Los lastrabarreras son componentes predominantes del aparejo de fondo. Algunas de las funciones de los lastrabarreras son las siguientes.

- Proporciona peso a la barrena.
- Proporcionar la fuerza necesaria para corridas en compresión.
- Minimizar los problemas de estabilidad de la barrena de vibraciones y saltos.
- Minimizar problemas de control direccional proporcionando inflexibilidad al aparejo de fondo.

La selección apropiada de las lastrabarreras pueden prevenir muchos problemas de perforación. Los lastrabarreras están disponibles en muchas medidas y modelos, tales como circulares, cuadrados, triangulares y de espiral ranurados, El tipo mas común son los circulares de espiral ranurados. La tabla 2.5 muestra las siguientes dimensiones API para lastrabarreras de diferentes diámetros exteriores.<sup>19</sup>

Nomenclatura de lastrabarenas	Diámetro exterior pg	Diámetro +1/16 – 0 Interior pg
NC23 – 31 tentativo	3 1/8	1 1/4
NC26 – 35 2 3/8 1F	3 1/2	1 1/2
NC31 – 41 2 7/8 1F	4 1/8	2
NC35 - 47	4 3/4	2
NC38 - 50 3 1/2 1F	5	2 1/4
NC44 - 60	6	2 1/4
NC44 - 60	6	2 13/16
NC44 – 62	6 1/4	2 1/4
NC46 – 62 4 1F	6 1/2	2 13/16
NC46 – 65 4 1F	6 1/2	2 1/8
NC46 – 65 4 1F	6 3/4	2 13/16
NC46 – 67 4 1F	7	2 1/4
NC50 – 70 4 1F	7	2 1/4
NC50 – 70 4 1/2 1F	7 1/4	2 13/16
NC50 - 72 4 1/2 1F	7 1/4	2 13/16
NC56 - 77	7 3/4	2 13/16
NC56 -77	8	2 13/16
6 5/8 - REG	8 1/4	2 13/16
NC61 - 90	9	2 13/16
7 5/8 REG	9 1/2	3
NC70 - 97	9 3/4	3
NC70 - 100	10	3
NC70 –110 tentativo	11	3

Tabla 2.5  
Tabla de lastrabarrenas

El diámetro del pozo y el programa de barrena determina el óptimo diámetro de los lastrabarrenas, pero los que se selecciona generalmente deben tener el máximo diámetro permisible para introducirlos sin riesgo en el pozo.

Los lastrabarrenas de mayor diámetro son incluidos en los aparejos de fondo. Es común el uso de los lastrabarrenas de 8 a 10 pulgadas.

El peso de los lastrabarrenas en la columna de lodo debe ser por lo menos de 15% mas alto que el peso máximo previsto sobre la barrena. El punto neutral entre la tensión y la comprensión debe mantenerse siempre dentro de los lastrabarrenas.

La perforación vertical o direccional de pozo requieren la localización adecuada de estabilizadores en el aparejo de fondo. Aunque contradictoriamente la perforación vertical y direccional requieren de los mismos principios ya que se desea controlar la dirección de la barrena. Los estabilizadores son utilizados para lograr esta meta.

Los arreglos mas comunes son: el péndulo y agujero empacado. El arreglo de péndulo utiliza el peso de los lastrabarenas actuando los estabilizadores para dirigir la barrena. El arreglo de agujero empacado invierte el proceso utilizado un número suficiente de estabilizadores.<sup>19</sup>

#### **2.2.2.8.4 Sección de la Tubería de Perforación**

Los factores a controlar para el diseño de la tubería de perforación son:

- Presión de colapso.
- Severidad de la pata de perro.

La tensión y presión de colapso se usan para seleccionar la tubería, pesos grados y coples. El efecto de aplastamiento que ejercen las cuñas influyen en el diseño por tensión de la tubería.

Un análisis de la pata de perro se desarrolla para estudiar el daño por fatiga resultante de la rotación en el campo del ángulo en la pata de perro. Tradicionalmente una alta resistencia de la tubería se requiere en las secciones inferiores de la sarta para la resistencia al colapso, mientras que para la tensión se requieren tuberías de alta resistencia del pozo.<sup>19</sup>

#### **2.2.2.8.5 Parámetros de diseño**

Se intentara hacer un procedimiento paso a paso haciendo una consideración completa de los factores de diseño con el objeto de simplificar los cálculos.

- Profundidad total con esta sarta.
- Diámetro del agujero (diámetro de la barrena).
- Densidad del lodo programado.
- Factor de seguridad deseado en tensión y/o MOP.
- Efecto de aplastamiento que ejercen las cuñas.
- Factor de seguridad en colapso.
- Longitud de los lastrabarenas, diámetro exterior e interior y el peso normal.
- Tuberías de perforación disponibles (diámetro y clases).

Para el caso de pozos direccionales:

Una sarta de perforación durante las operaciones de perforación está sujeta a los siguientes esfuerzos que contribuyen a la fatiga de la tubería.

- Colapso.
- Presión interna.
- Tensión.
- Torsión.
- Flexión.
- Corrosión.
- Vibraciones.

#### **2.2.2.8.6 Presión interna**

Ocasionalmente la tubería de perforación puede estar sometida a presiones internas.

El cálculo de los esfuerzos a la presión en una sarta no se examinara aquí excepto para decir que la perforación con pesos aplicados en la barrena excediendo el peso de los lastrarrenas siempre se evitara y combinando la presión interna y la tensión en pozos direccionales profundos con puntos de deflexión somera se pueden considerar por el incremento de factores de seguridad o el margen para jalar (MOP) (Margen para jalar) en el punto de deflexión.

Para patas de perro un incremento de factor de seguridad o el MOP se debe efectuar para los casos de presión interna en la pata de perro.

El grado de incremento se puede determinar de los artículos que hablan sobre la severidad de pata de perro y el factor de ajustado puede entonces ser usada para las ecuaciones del diseño siguiendo el procedimiento adecuado.<sup>15</sup>

#### **2.2.2.8.7 Presión de colapso debido a la presión externa del fluido**

La tubería de perforación se usa para diferentes propósitos sirve como un conductor para el fluido de perforación darle rotación a la barrena y para operaciones especiales tales como pruebas de formación y de cementación forzada. Las pruebas de formación causan las más severas presiones de colapso a la tubería.

Las cargas de colapso más severas ocurren cuando la tubería de perforación alcanza el fondo del pozo. El efecto de la carga del lodo del espacio anular tiende a causar que la tubería se colapse.

La presión diferencial requerida para producir colapso se ha calculado para diferentes diámetros, grados y clases de tuberías según las normas del API. Los valores tabulados deben ser divididos por un factor de seguridad para establecer la presión de colapso permisible.

$$H_{cp} = \frac{A_c}{F_s} \quad \text{ecua.....2.10}$$

Cuando el nivel del fluido dentro de la tubería es igual a la densidad del fluido es constante, la presión de colapso es cero a cualquier profundidad, por ejemplo no hay presión diferencial sin embargo si no hubiera fluido dentro de la tubería de perforación la presión de colapso actual se puede calcular con la siguiente ecuación.

$$R_{cc} (L_e + \rho L) / 19.251 \quad \text{ecua.....2.11}$$

Si hay fluido dentro de la tubería pero el nivel del fluido no está tan alto dentro como fuera o si el fluido dentro de la tubería no es del mismo peso específico que el fluido de fuera utilizar la ecuación que se muestra a continuación.<sup>15</sup>

$$R_{cc} = ((L_e + \rho L) - (L_e - Yf)\rho L) / 19.251 \quad \text{ecua.....2.12}$$

#### 2.2.2.8.8 Tensión

El diseño de la sarta de perforación para cargas estáticas de tensión requiere suficiente resistencia en la junta superior de la tubería para soportar el peso sumergido de toda la tubería de perforación más el peso de los lastrabarrenas, estabilizadores y de la propia barrena. Esta carga se puede calcular como se indica en la ecuación 2.13, El peso de la barrena y de los estabilizadores se desprecian o se incluyen con el peso de los lastrabarrenas.

$$R_a = ((L_{to} \times W_t) + (L_{lb} \times W_c)) f_b \quad \text{ecua 2.13}$$

Donde:

$L_{to}$  Longitud de la sección de la tubería de perforación.

$W_t$  Peso ajustado de la tubería.

$L_{lb}$  Longitud de la sección de los lastrabarrenas.

$W_c$  Peso nominal de los lastrabarrenas en el aire.

$f_b$  Factor de flotación.

Sobre cualquier cuerpo inmerso en un líquido actúa una fuerza igual al peso del fluido desplazado. Esta fuerza tiende a reducir el peso efectivo de la sarta de perforación y puede llegar a ser de magnitudes consideradas en el caso de los fluidos más pesados.<sup>15</sup>

### 2.2.3 Cementos

Con excepciones escasas y notables, el cemento Pórtland es el constituyente principal de la mayoría de los materiales de cementación. Es el cemento ordinario que ha sido, por muchos años, usados por la industria de la construcción, Sin embargo, con su aplicación para la cementación de la tubería de revestimiento en los pozos petroleros, los requerimientos adicionales de bombeabilidad a más altas temperaturas y presiones, necesito que se revisaran las especificaciones. Se han inventado aditivos que cambian las especificaciones del cemento Pórtland para adaptarlo al uso de la cementación en los pozos petroleros.

Un cemento para pozos petroleros desempeñe satisfactoriamente la tarea que se le asigne, debe llenar ciertos requisitos:

1. La lechada de cemento debe ser capaz de colocarse en la posición desempeñada por medio de equipo de bombeo desde la superficie.
2. Después de colocado, debe adquirir suficiente fuerza en tiempo razonable corto para que el tiempo de espera del cemento pueda reducirse al mínimo.
3. El cemento debe hacer un sello positivo entre la tubería de revestimiento y la formación.
4. El cemento debe tener suficiente fuerza para evitar fallas mecánicas.
5. El cemento debe ser químicamente inerte a cualquier formación o fluido con el que se pueda poner en contacto.
6. El cemento debe ser suficientemente estable para no deteriorarse, descomponerse, o de alguna otra forma perder sus cualidades de fuerza para el lapso en que este en uso, que puede ser de mucho.
7. El cemento debe ser suficientemente impermeable para que los fluidos no fluyan a través de él cuando ha fraguado.<sup>3</sup>

#### 2.2.3.1 Composición de cemento para pozos petroleros

En la manufactura del cemento Pórtland se mezclan las cantidades apropiadas de materiales y se calientan en un horno hasta aproximadamente 1350 °C. Después de someterlo a la temperatura del horno, el material se convierte en “escoria” y ésta se muele y se convierte en cemento Pórtland, La composición química del cemento vararía, pero en general está compuesto de diferentes porcentajes de los materiales

El silicato tricálcico y el aluminato tricálcico que reaccionan rápidamente con el agua, son los constituyentes principales responsables de las características de alta resistencia del cemento. El silicato dicálcico y la aluminoferrita tetracálcica reaccionan mas despacio y contribuyen al incremento lento de la fuerza del cemento. El yeso se usa para controlar la velocidad de reacción del aluminato tricalcico. La magnesia es un elemento indeseable y su porcentaje se mantiene lo más bajo posible. Esta reacciona con el agua, aunque muy despacio, para formar hidróxido de magnesio y el concreto si tiene mucho magnesio.<sup>3</sup>

### 2.2.3.2 Clases API de cementos

Clase	Uso recomendado
<b>A</b>	Aplicable al uso a 1 800 m de profundidad, cuando no se necesitan propiedades específicas. Disponibles en tipo regular solamente (similar al tipo I ASTM C 150 ).
<b>B</b>	Aplicable al uso de 1800 m de profundidad, disponible en el tipo regular (similar al tipo II, ASTM C150) para condiciones que requieren resistencia moderada al sulfato y en el tipo de alta resistencia al sulfato.
<b>C</b>	Aplicable al uso a 1800 m de profundidad para condiciones que requieren alta resistencia rápida. Disponible en el tipo normal y en tipo de alta resistencia al sulfato.
<b>N</b>	Aplicable al uso a 2750 m de profundidad para condiciones de temperatura moderadamente alta presión moderada. Disponible en el tipo normal y en el tipo de alta resistencia al sulfato.
<b>D</b>	Aplicable al uso a 650 m de profundidad para condiciones de alta presión y temperatura moderada. Disponible en el tipo ordinario y en el tipo de alta resistencia al sulfato.
<b>E</b>	Aplicable al uso de 4250 m de profundidad para condiciones de alta presión y temperatura moderada en el tipo ordinario y en el tipo de alta resistencia al sulfato.
<b>F</b>	Aplicable al uso a 4850 m de profundidad para condiciones de temperatura y presión extremadamente altas. Disponible en el tipo normal y en el tipo de alta resistencia al sulfato. <sup>3</sup>

El tiempo de bombeabilidad (tiempo de espesamiento las especificaciones API para los tiempos de espesamientos de varias clases de cemento aparecen en la tabla 2.6 siguiente:

Profundidad Simulada m	Clase A	Clase B	Clase C	Clase N	Clase D	Clase E	Clase F
1820	80	80	80	80	80	80	80
2400				80	80	80	80
2700				80	80	80	80
3000					80	80	80
3600					82	82	82
4200						92	92
4800							102

Tabla 2.6  
Tiempo mínimo de espesamientos para cementos API

Además de los requerimientos mínimos del tiempo de espesamiento, las especificaciones API incluyen los requisitos para:

1. Composición química tanto para cementos normales como de alta resistencia al sulfato.
2. Firmeza.
3. Finura.
4. Fuerza a la compresión a las 8 y a las 24 horas.

Los atributos más importantes del cemento para pozo petroleros son el tiempo de espesamiento y el desarrollo de fuerza. El tiempo de espesamiento es importante porque determina la amplitud del tiempo en el que puede bombearse la lechada.<sup>3</sup>

### 2.2.3.3 Efectos de las altas presiones y temperaturas de las propiedades del cemento

El aumento de las temperaturas y presiones arriba de las condiciones atmosféricas traerá por resultado una disminución del tiempo de espesamiento en la mayoría de los cementos para pozos petroleros. El aumento de presión en condiciones isotérmicas aumentara la resistencia a la compresión. El efecto del aumento de temperatura es algo mas complicado. La resistencia a la compresión de la mayoría de los cementos aumentara ligeramente hasta una temperatura critica, generalmente entre 95 y 115 °C, después de cualquier de temperatura causara una arcada reducción en la fuerza.<sup>3</sup>

#### **2.2.3.4 Cementos Bentoníticos**

La bentonita se agrega primeramente a las lechadas de cemento para aumentar su resistencia, y cuando se agrega, se puede usar una lechada de menor peso específico y menor costo por unidad. Cementos de menor peso específico y menor costo por unidad. Cementos con bentonita hasta en un 25% se han usado con éxito en operaciones de cementación de pozos petroleros, Donde se usan grandes cantidades de bentonita, generalmente se agregan un dispersante como el lignofulsonato de calcio a la mezcla. Lechadas con peso de 1.44 a 1.68 kg/lit se han colocado a varios cientos de metros arriba del fondo de la tubería de revestimiento y en muchos casos se ha eliminado la necesidad de cementar en varias etapas. Debido a que los cementos bentoníticos tienen menos fuerza que los cementos comunes para pozos petroleros, se logra una mayor penetración cuando se requiere perforarlos.<sup>3</sup>

#### **2.2.3.5 Cementos pozolanicos**

Los pozolanas son rocas silicosas que, desde hace mucho tiempo, se han usadas como materiales de cementación y se encontraron primero cerca de Pozzeroli, Italia. En años recientes, otros materiales silicosos que parecen pozolanas, se han usado para cementar pozos petroleros. Originalmente estos materiales llamados pozolanas se mezclaban con cemento Pórtland. Se ha elaborado un material nuevo para cementar que tiene cenizas de fresno, un producto de combustión que resulta de quemar carbón pulverizado en plantas de calderas, cal hidratada y agentes químicos para controlar el tiempo de fraguado.<sup>3</sup>

#### **2.2.3.6 Cementos perlíticos**

Los cementos perlíticos se preparan agregando al cemento Pórtland un material perlítico dilatado. La perlita se hace calentando un cierto material volcánico molido hasta su punto de fusión, en ese punto se forma un producto celular de muy bajo peso específico. El punto específico de la perlita a granel es, aproximadamente  $1.17 \text{ gr/cm}^3$ . Debido a su estructura celular, la perlita es capaz de absorber grandes cantidades de agua.<sup>3</sup>

#### **2.2.3.7 Cementos de tierra de infusorios**

Un cemento de bajo peso específico es deseable desde muchos puntos de vista y las más recientes investigaciones han producido el cemento con tierra de infusorios al cemento Pórtland. Esto da lugar a una lechada de peso específico reducido, en parte por el bajo peso específico de la tierra de infusorios y en parte por las grandes cantidades de agua que se pueden usar sin causar separación de los sólidos. Los principales inconvenientes de este cemento son el aumento en el tiempo de espesamiento y la reducción de su resistencia.<sup>3</sup>

### **2.2.3.8 Cementos con yeso**

El yeso se usa en operaciones especiales de cimentación que requiere un cemento duro de fraguado rápido. Sus principales ventajas son que se expande al fraguado y que el movimiento no afecta sus propiedades de fraguado. La propiedad de expansionarse del cemento con yeso al fraguar, ofrece ventajas para aislar sellándolas. Las zonas de pérdidas de circulación y para colocar tapones de relleno. Los cementos con yeso también tienen aplicaciones en el control de reventones, pues el cemento fraguara correctamente mientras esta en movimiento. El alto costo de los cementos con yeso limita su uso a operaciones de cimentación del tipo reparador.<sup>3</sup>

### **2.2.3.9 Cementos con resinas**

Un cemento con resinas es un cemento Pórtland al que se le ha agregado una resina. Es un cemento para fines especiales que tienen aplicaciones limitadas principalmente debido a su alto costo. Su principal ventaja es la habilidad de la resina para penetrar un enjarre de residuo de lodo y ligarse o unirse a la formación.<sup>3</sup>

### **2.2.3.10 Cementos con aceite diesel**

El cemento Diesel es cemento Pórtland al que se le ha agregado un agente activador de superficie. Este cemento se ha diseñado para mezclarse con aceite Diesel en vez de agua. No se fraguará ni se endurecerá hasta que se pone en contacto con el agua. El uso principal de cemento Diesel es para eliminar la producción de agua del intervalo de terminación del pozo.<sup>3</sup>

### **2.2.3.11 Cementos clase H**

Los cementos clases "H" fueron seleccionados para corregir estas variaciones por ser los de mayor calidad con que se cuenta en el ámbito mundial. Así mismo ha sido necesario realizar una serie de pruebas, para establecer los parámetros de control de la calidad del cemento.

El cemento "H- PEMEX" fue diseñado para minimizar el uso de cloruros en la cementación de las tuberías de revestimiento superficiales, a fin de prolongar la vida del cemento clase "H". Se pretende obtener beneficios económicos al requerir un bajo consumo de aditivos químicos y minimizar los tiempos de espera de fraguado y al tener una mayor respuesta temprana en su esfuerzo compresivo, contribuye a optimizar los tiempos de perforación.<sup>20</sup>

### **2.2.3.12 Densidad de la lechada**

Es el peso por volumen ( $\text{g/cm}^3$ ) de la lechada de cemento.<sup>17</sup>

### **2.2.3.13 Lechada de cemento**

Mezcla de cemento y agua de diferentes proporciones.<sup>17</sup>

### **2.2.3.14 Punto de cadencia**

Fuerza aplicada a un fluido para iniciar su movimiento. Parámetro reológico de los fluidos en el modelo plástico de Bingham.<sup>17</sup>

### **2.2.3.15 Reología**

Es la parte de la física que estudia los parámetros de deformación y en general el flujo de fluidos, mediante un viscosímetro rotacional en el cual se obtiene lecturas de esfuerzos a la torsión a diferentes velocidades de rotación.<sup>17</sup>

### **2.2.3.16 Sulfato de calcio dihidratado**

El sulfato de calcio es el producto natural o artificial que se utiliza para regular el tiempo de fraguado, el cual contiene 2 moléculas de agua por una molécula de yeso, en su composición química.<sup>17</sup>

### **2.2.3.17 Tiempo de bombeable**

Es el tiempo que tarda el cemento en fraguar, el cual debe estar comprendido en el rango de 90 min. (mínimo) a 120 min (máximo) y a una temperatura de circulación en el fondo del pozo de  $52\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $126\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) y una presión de  $35,600\text{ kPa}$  ( $5160\text{ lbs/pulg}^2$ ).<sup>21</sup>

### **2.2.3.18 Especificaciones**

Las especificaciones químicas y físicas para los cementos clases H que se establecen en la tabla 2.7, deben ser comprobadas por laboratorios acreditados nacionalmente o por laboratorios acreditados por algún organismo internacional. Durante el proceso de fabricación, al clinker no debe adicionar ningún otro agregado, diferente al sulfato de calcio dihidratado y agua.<sup>21</sup>

Análisis químico	Especificaciones	
	Unidades	Clase " H "
Oxido de Magnesio (MgO)	% en peso	2,0 máx
Trióxido de azufre (SO <sub>3</sub> )	% en peso	3,0 máx
Pérdida por ignición (Plgn)	% en peso	1,5 max
Residuos insolubles (RI)	% en peso	0,5 max
Cal libre (CaOL)	% en peso	0,5 max
Contenido de álcalis totales (Na <sub>2</sub> O eq)	% en peso	0,6 max
<b>Mineralogía</b>		
Silicato tricálcico (C <sub>3</sub> S)		58 min, 65 máx
Aluminato tricálcico (C <sub>3</sub> A)		3,0 máx
Aluminoferrita tetracálcio (C <sub>4</sub> AF)		15,0 max
<b>Análisis Físico</b>		
Densidad Especifica	g/cm <sup>3</sup>	3,14 ±0,03
Área de superficie Especifica	Cm <sup>2</sup> /g	3600±50
Tamaño promedio de partícula	micras	5,0 min. 15,0 máx
Requerimiento de agua	%	42
<b>Propiedades reológicas</b>		
Viscosidad Plástica	cp	35 min 60 max
Punto de Cedencia	kN/9,29 m <sup>2</sup>	0,293 (65) máx
Densidad de la lechada	g/cm <sup>3</sup>	1,98 ±0,01
Agua Libre	%	5,9 máx
Tiempo bombeable	min	90 min. 120 máx
<b>Resistencia a la compresión.</b>		
8 h a temperaturas de 311 k(38 <sup>o</sup> C) y Presión atmosférica	MPa (lb/pulg <sup>2</sup> )	2,07 (300) min
8 h a temperatura de 333 k (60 <sup>o</sup> C) y Presion atmosférica	MPa (lb/pulg <sup>2</sup> )	10,34 (1500) min

Tabla 2.7  
Especificaciones químicas y físicas para el cemento clase H

### 2.2.3.19 Usos y aplicaciones de la Barita

El sulfato de bario es un sólido que se adiciona a los fluidos de perforación para incrementar la densidad, con objeto de evitar que el gas, aceite o agua presentes en las formaciones permeables, invadan el barreno; previniendo además el derrumbe de las paredes mediante el control de presión hidrostática de las columnas de fluido que depende de la densidad de la barita adicionada y de la longitud de la columna hidrostática.

### 2.2.3.20 Usos y aplicaciones de la Bentonita

La bentonita es una roca compuesta por mas de un tipo de minerales, aunque son las esmectitas sus componentes esenciales y las que le confieren sus propiedades características.

Las bentonitas son también llamadas arcillas activadas debido a su afinidad en ciertas reacciones químicas causadas por su excesiva carga negativa. Los productos comerciales de bentonitas se clasifican en términos generales como:

Montmorillonitas: Arcillas esméticas con una estructura de capas. El ión aluminio predomina en la estructura pero puede ser reemplazado por otro ión metálico formando una gran variedad de minerales de minerales.

Bentonita: Describe generalmente una arcilla compuesta esencialmente de montmorillonita.

Bentonita Sódica. Es una montmorillonita que se encuentra en forma natural y que contienen un alto nivel de iones de sodio. Se hincha al mezclar con el agua.

Bentonita cálcica: Es una montmorillonita en la que el catión intercambiable predominante es el calcio. No exhibe la capacidad de hinchamiento de la bentonita sódica, pero tiene propiedades absorbentes.<sup>22</sup>

### 2.3 Personal involucrado para la construcción del pozo

En la figura 2.16 es un organigrama que muestra la jerarquía en orden del personal típico que trabaja en un equipo de perforación tradicional. Se utiliza este organigrama para entender los varios títulos, papeles y responsabilidades que tiene el personal en los diferentes niveles del organigrama.<sup>23</sup>

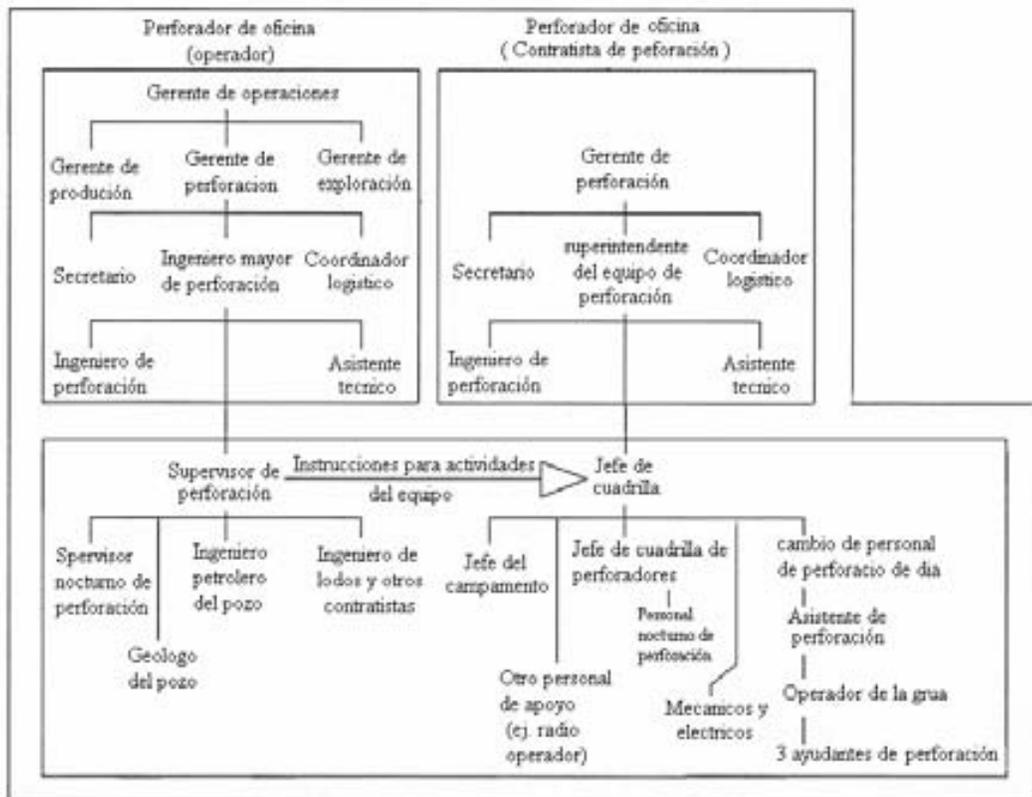


Figura 2.16  
Organigrama típico de personal de perforación.  
(Planning and Drilling an exploration well on land)  
(Alan Fett, Eric stimatz.)

#### 2.3.1 Gerente de operaciones

Generalmente es responsable de todas las operaciones, actividades de perforación y actividades de la producción, toma a menudo todo el orden del equipo, informa de los incidentes como por ejemplo explosiones, rupturas etc.<sup>23</sup>

### **2.3.2 Gerente de perforación**

En la cima de perforación están regularmente las compañías de perforación. El gerente de perforación informara al gerente de operaciones. Las responsabilidades incluyen la sección de perforación, enlace con personal gubernamental, vigilancia del trabajo de los ingenieros de perforación, actuando como el mediador de los problemas entre el personal técnico y las compañías, el gerente de perforación unirá el equipo de incidentes y será responsable de las decisiones técnicas e informara al gerente de operaciones.<sup>23</sup>

### **2.3.3 Ingeniero especialista en perforación (SDE)**

Este puesto es diferente en las compañías de perforación pero serán iguales los puestos y entenderán al igual ya sean de varias compañías. Las responsabilidades que tiene son. Responsabilidad diaria del equipo de perforación, plantación del pozo, informando diariamente de las actividades del equipo de perforación, dirigiendo el trabajo del personal menor, enlace dinámico con el contratista del equipo de perforación y otras compañías de servicios y cotizando servicios de compañías.<sup>23</sup>

### **2.3.4 Coordinador logístico**

Puede informar al ingeniero especialista en perforación. Responsable de todas las actividades de recibir, guardar, enviar equipo y personal del pozo y otros. Coordinadas de aterrizaje, mar y transporte por aire, dirige los patios de almacenamiento y equipo de arrendamiento.<sup>23</sup>

### **2.3.5 Ingeniero de perforación**

Reporta al especialista en perforación, responsable del trabajo y programa del equipo de perforación, evaluación de las técnicas y estudios del diseño del pozo.<sup>23</sup>

### **2.3.6 Asistente técnico**

Ayuda al ingeniero de perforación realizando reportes, localiza informa y archiva etc.

### **2.3.7 Supervisor de perforador (DS)**

A menudo llamado el hombre de la compañía, el mayor representante las operaciones de campamento. El DS es responsable para coordinar todas las actividades relacionadas con el equipo de perforación, usa el programa de perforación y se guía para hacer cambios para hacer más eficiente el programa. Instruye el equipo de perforación por medio del jefe de la cuadrilla. Maneja a los contratistas por ejemplo (Ingeniero de lodos, preparadores de lodos, perforación direccional).

Cualquier personal de operación en las instalaciones del pozo debe informarle y coordinara su trabajo con el supervisor del equipo de perforación aun cuando ellos no estén perforando. El supervisor no debe manejar el equipo de perforación. Primero porque el operador del equipo de perforación le informa al jefe de la cuadrilla y no al supervisor de equipo de perforación.<sup>23</sup>

### **2.3.8 Supervisor nocturno de perforación**

En algunas áreas es usual tener un ayudante del supervisor que tendrá un horario de trabajo (6 p.m. a 6 a.m. lo mas usual). Para las operaciones durante la noche. El supervisor de perforación nocturno normalmente estará presente con tal de que las cosas estén lo más apegadas al plan.<sup>23</sup>

### **2.3.9 Ingeniero petrolero**

A menudo se le nombra de dos maneras, ingeniero de perforación y/o ingeniero petrolero son intercambiables. El supervisor de perforación apoya al ingeniero petrolero en las actividades diarias. La posición es a menudo un papel de entrenamiento para obtener experiencia en la práctica.<sup>23</sup>

### **2.3.10 Geólogo del pozo**

Monitorea el trabajo de los preparadores de los lodos de perforación. Realiza una columna geológica del pozo, a veces determina la profundidad de las cementaciones.<sup>23</sup>

### **2.3.11 Ingeniero de lodos**

Es un empleado contratado de fluidos de perforación. Es el responsable de construir y mantener el sistema circulación según el programa de lodos. Hace reportes y pruebas de propiedades del los lodos y le informa el resultado al supervisor de perforación y al contratista de los lodos.<sup>23</sup>

### **2.3.12 Otro personal de contratación**

Ellos son muchos operadores que puedan requerir los servicios de otras personas solicitado por el operador o por cualquier compañía. Este personal informara al supervisor de perforación y tendrá responsabilidad por su propio equipo y área de especialización.<sup>23</sup>

### **2.3.13 Contratista de perforación**

Posee el equipo de perforación y empleos de supervisión regularmente y personal de operación del equipo de perforación, Este requiere de dos juegos de supervisores y cuatro operadores completas dos que estén en el equipo en cualquier momento.<sup>23</sup>

### **2.3.14 Superintendente del equipo de perforación**

El nivel de responsabilidad a su colega de operación puede ser responsable para uno o mas equipos.

### **2.3.15 Jefe de cuadrilla**

Personal que pone orden en el equipo. En algunos equipos costa fuera se puede asignar como el gerente de instalaciones, con ciertas responsabilidades igual que un capitán de mar.<sup>23</sup>

### **2.3.16 Jefe de cuadrilla nocturno.**

Su horario de trabajo es de 6 p.m. a 6 a.m. Tiene mucha relación con papeles y se asegura que hay copias para archivos que se usaran posteriormente.<sup>23</sup>

### **2.3.17 Jefe del campamento**

Encargado del alojamiento y proveedor de la comida.

### **2.3.18 Radio operador**

Hay dos personas en el equipo en cualquier momento en 24 horas.

### **2.3.19 Perforador**

Esta a cargo de 5 a 6 personas, los perforadores trabajan normalmente 12 horas. El perforador es la persona mas importante en el equipo de perforación. Las decisiones que toma el perforador y el reacciona a las diferentes situaciones que se presentan durante la perforación al final de esto se refleja en los resultados.<sup>23</sup>

### **2.3.20 Asistente del perforador**

Ayuda al perforador a preparar herramientas y equipos, completa algunos papeles de trabajo. Mantiene y repara el equipo de perforación (involucra a eléctricos y mecánicos si es necesario).<sup>23</sup>

### **2.3.21 Operador de la grúa**

Realiza trabajos en la grúa que se necesitan alrededor del campamento. Es responsable de las presas de lodos y las bombas de lodo durante la perforación.<sup>23</sup>

### **2.3.22 Ayudantes de perforación**

Realiza trabajos en el piso de perforación y están dirigidos por el perforador.

## 2.4 Ingeniería de pozos

### 2.4.1 Perfil geológico

Es la interpretación gráfica, en un plano vertical, de la estructura geológica del subsuelo. Es como hacer un corte a la Tierra (generalmente solo a una delgada capa externa) para ver como es el interior.

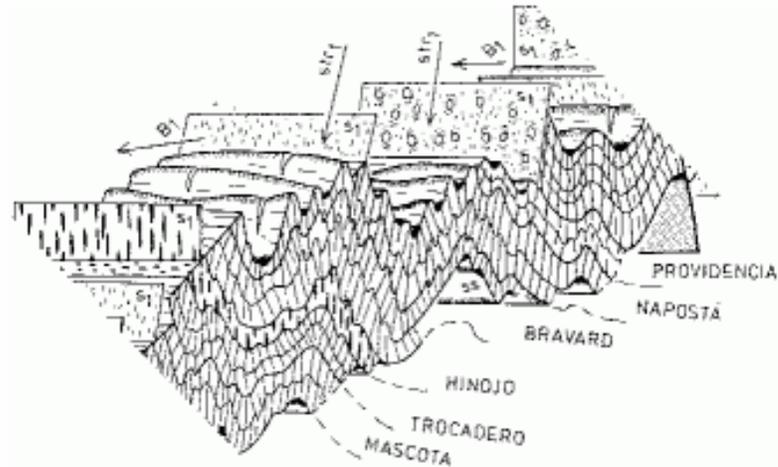


Figura 2.17  
Perfil geológico

(<http://ingeodav.fcen.uba.ar/aula-gea/mapa/geolo.htm>)

La información del subsuelo puede obtenerse a partir de métodos directos (observación en acantilados, datos de perforaciones) o bien indirectos (perfiles geofísicos,). El perfil geológico constituye un complemento muy importante del mapa geológico, pues permite obtener rápidamente una visión tridimensional de la situación.

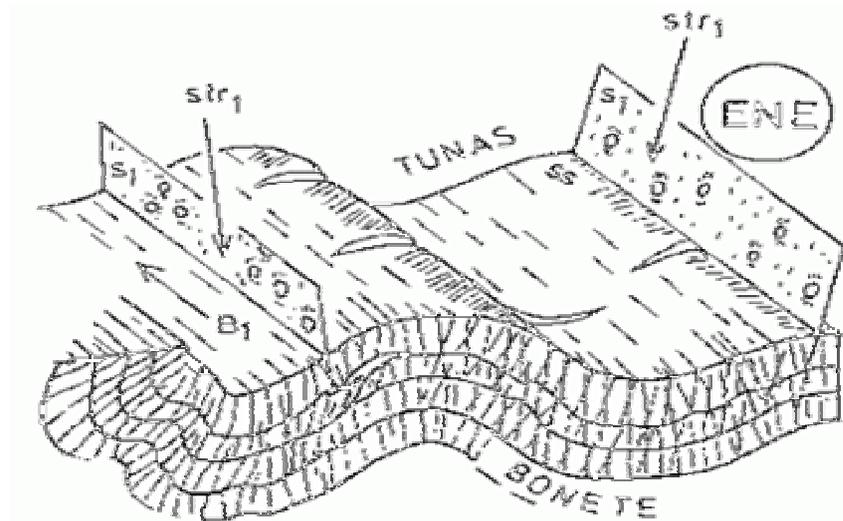


Figura 2.18  
Perfil Geológico

(<http://ingeodav.fcen.uba.ar/aula-gea/mapa/geolo.htm9>)

Un perfil geológico puede construirse también a partir del mapa geológico. Para ello hay que situar, sobre un perfil topográfico, los datos que se observan en el mapa: el tipo de roca, la actitud de las unidades geológicas (dirección y ángulo de inclinación de las capas), la potencia (espesor) de los estratos, el tipo de contacto entre las unidades geológicas, las estructuras y la información que hay disponible del subsuelo (pozos petrolíferos, perfiles sísmicos, perforaciones, etc.).<sup>24</sup>

#### 2.4.2 Selección de prospección

Prospección y producción son los términos comúnmente aplicados a la parte de la industria del petróleo que se ocupa de la exploración para descubrir nuevos yacimientos de petróleo y gas natural, la perforación de pozos y la extracción de los productos a la superficie. En el pasado, el petróleo que rezumaba de forma natural a la superficie se recogía para utilizarlo en medicina revestimientos protectores y como combustible para lámparas. Hay noticias de incendios en la superficie terrestre producidos por emanaciones de gas natural. Hasta 1859 no se desarrollaron métodos de perforación y obtención de petróleo en grandes cantidades con fines comerciales.<sup>24</sup>

### 2.4.3 Identificación de presión de poro

El modelo empírico de Ben A. Eaton esta basado en:

- El planteamiento de Terzaghi y Peck (1948) respecto a la compactación de los sedimentos causado por la sobrecarga.
- El análisis de Hubbert y Rubey (1959) con relación a la compactación de las rocas arcillosas.
- Las observaciones de Hottman y Johnson (1965) del comportamiento de los registros versus la compactación de la roca.

De los estudios realizados de presión de poro en pozos marinos de la Costa Mexicana del Golfo, se ha encontrado que las ecuaciones para la resistividad y tiempo de transito planteadas por Eaton sobre predicen la presión de poro, es decir, se obtienen valores mucho mayores a las mediciones reales. En la figura 2.19, la línea roja del gráfico a la derecha describe la presión de poro calculada con los parámetros originales del modelo de Eaton. La línea verde, en ese mismo gráfico, representan el peso de utilizado para perforarlo. Se puede apreciar como la línea roja, la presión de poro, es mucho mayor que las densidades reales utilizadas. El sombreado azul del gráfico, muestran las zonas donde la presión de poro pronosticada excede al peso del lodo utilizado.

Ese mismo análisis se ha realizado para más de 15 pozos marinos de la Costa Mexicana del Golfo, lo que comprueba las desviaciones al utilizar los parámetros originales planteados por Ben Eaton. La figura 2.20 muestra las zonas de muestreo. En el trabajo y a manera de ejemplo se manejan para cada zona de muestreo un pozo denominados Norte, Centro y Sureste respecto a su posición en el mapa. Las figuras 2.21, 2.22 y 2.23 muestran el análisis de presión de poro de los 3 pozos perforados en las zonas de muestreo en la Costa Mexicana del Golfo. Las desviaciones en el pronóstico de la presión de poro, no significa que el modelo sea incorrecto, por el contrario, se ha comprobado ampliamente su efectividad. Sin embargo, para que ese modelo proporcione resultados satisfactorios para la Costa Mexicana del Golfo, se deben ajustar los parámetros que propuso Eaton para la Costa de Luisiana.<sup>25</sup>

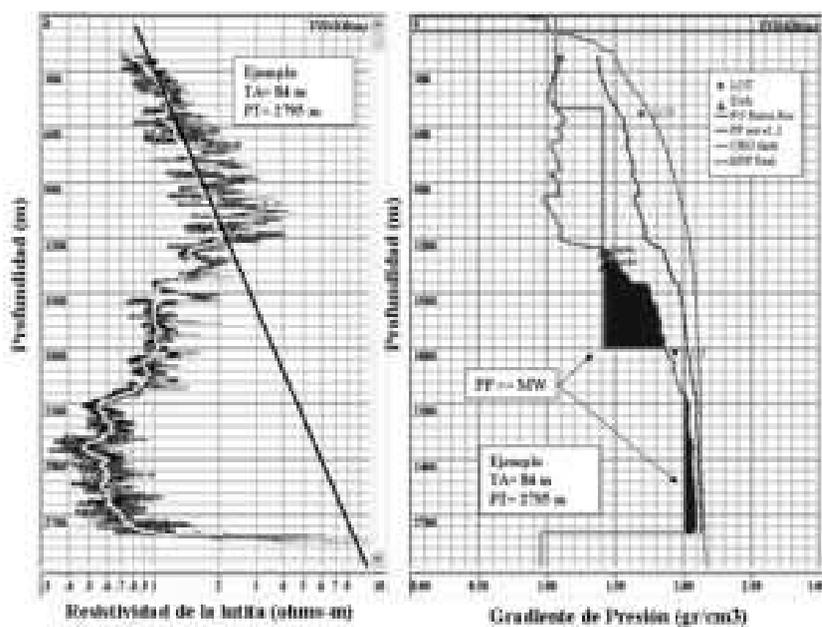


Figura 2.19  
Perfiles de presión calculados con los parámetros originales del modelo  
(<http://biblioteca.iapg.org.ar>)

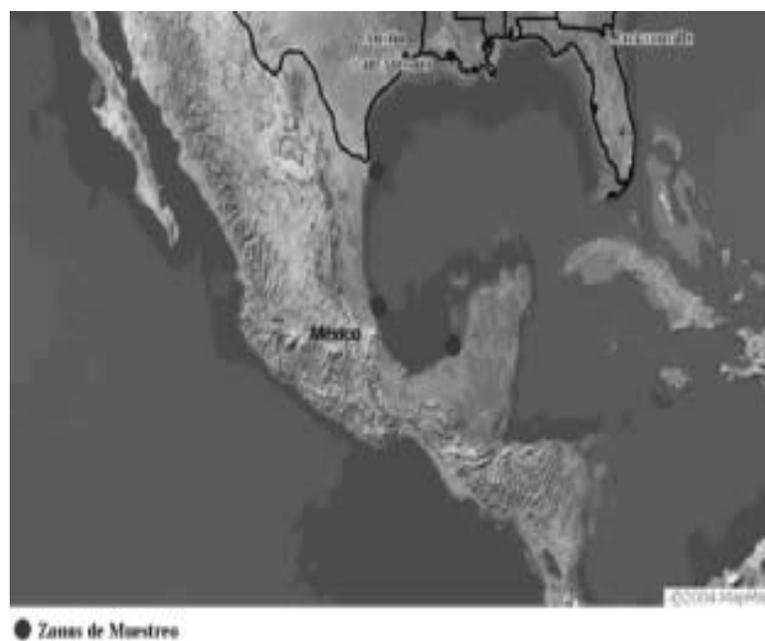


Figura 2.20  
Puntos de muestreo en la costa de mexicana del golfo  
(<http://biblioteca.iapg.org.ar>)

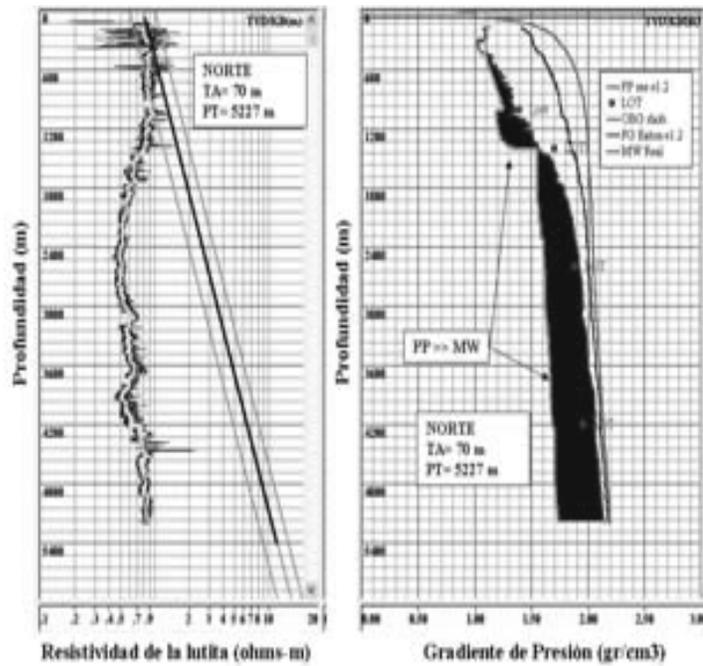


Figura 2.21  
Análisis de geopresiones en la porción norte de la costa mexicana  
(<http://biblioteca.iapg.org.ar>)

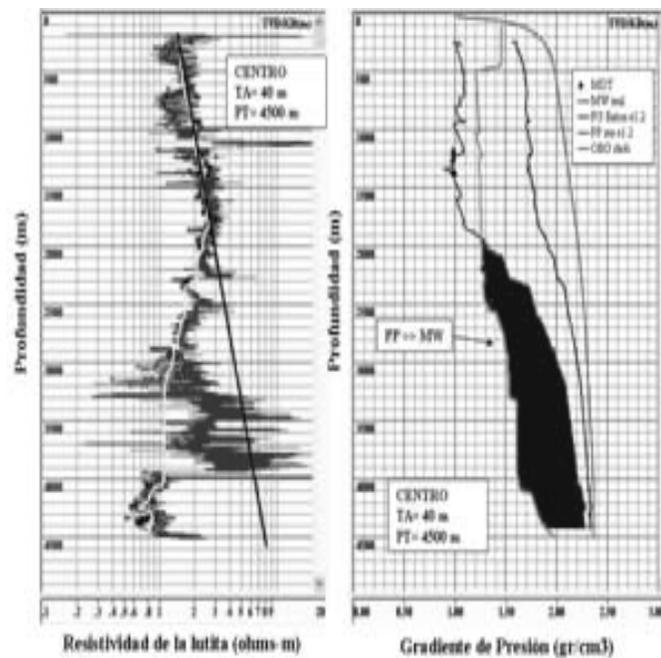


Figura 2.22  
Análisis de geopresiones en la porción centro de la costa mexicana  
(<http://biblioteca.iapg.org.ar>)

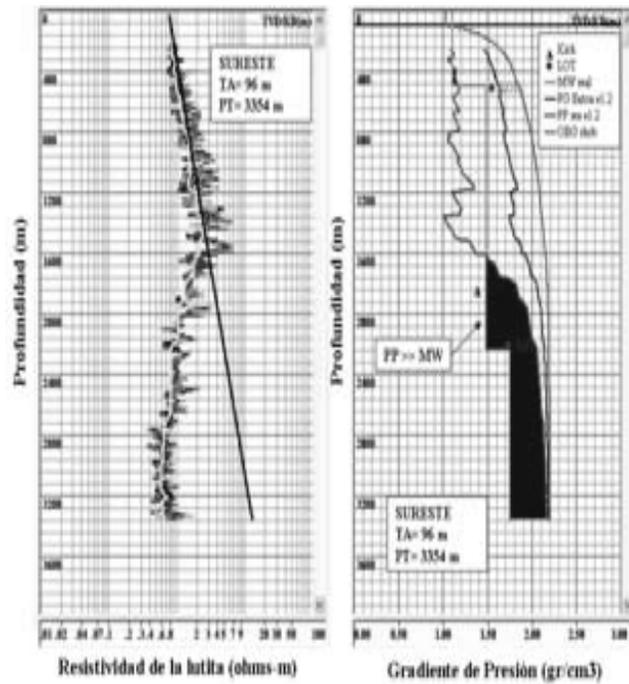


Figura 2.23  
Análisis de geopresiones en la porción sureste de la costa mexicana  
<http://biblioteca.iapg.org.ar>

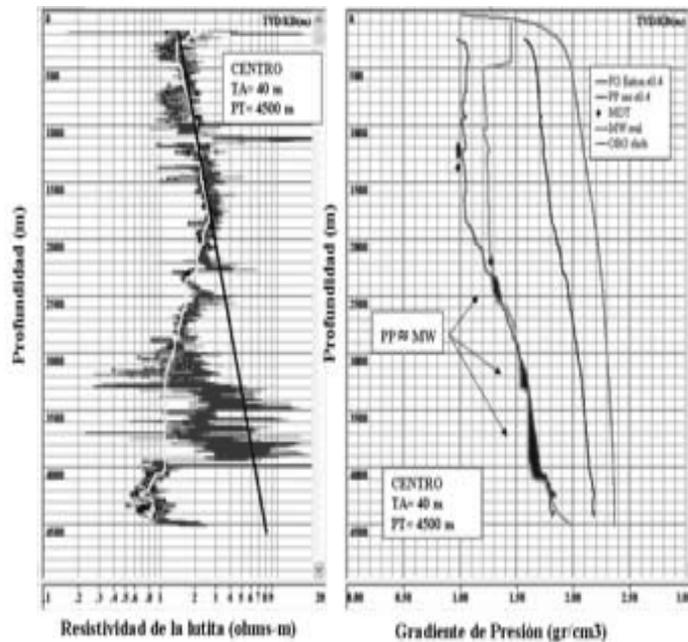


Figura 2.24  
Análisis de geopresiones para resistividad con el modelo regionalizado  
<http://biblioteca.iapg.org.ar>

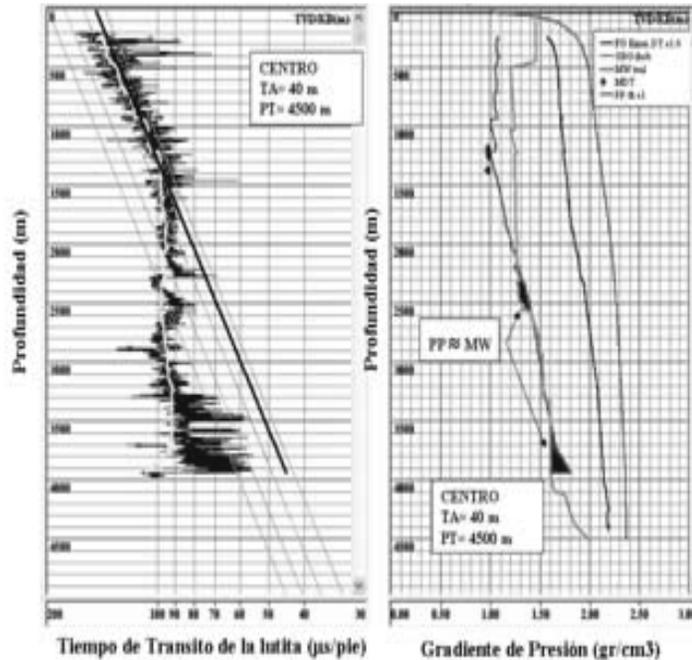


Figura 2.25  
Análisis de geopresiones para tiempo de transito con el modelo regionalizado  
<http://biblioteca.iapg.org.ar>

#### 2.4.4 Regionalización del modelo de presión de poro

En su artículo, Ben A. Eaton aceptó que el proceso de validación de sus ecuaciones fue a través de ensaye-error. Asimismo, reconoció que el valor correcto del exponente alfa de sus ecuaciones representaba una gran incertidumbre, hasta que los exponentes se evaluaron con muchos datos. Sin embargo, se reconoce a nivel mundial que sus ecuaciones describen con bastante precisión el comportamiento de la presión de poro. Para el caso del análisis de la presión de poro en los pozos perforados en la costa Mexicana del Golfo, se evaluó el exponente alfa del modelo de Eaton para resistividad y tiempo de transito, obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla 2.8

Pozo	Resistividad	DT
Norte	0.4	1.0
Centro	0.4	1.0
Sureste	0.4	1.0

Tabla 2.8  
Valores del exponente alfa del modelo de Eaton para la costa mexicana

Con el modelo regionalizado se han obtenido resultados más cercanos al comportamiento real de la presión de poro al momento de perforar los pozos. En las figura 2.24 y 2.25 se muestran los resultados de presión de poro de pozos perforados en la costa Mexicana.<sup>25</sup>

#### 2.4.5 Análisis de gradiente de fractura

Los métodos mas usados en el cálculo de gradiente de fractura, son los métodos de mínimo esfuerzo.

Estos se basan en la ecuación de Hubbert & Willis

$$FG = K (OBG-PPG)+PPG \quad \text{ecua.....2.13}$$

Donde:

FG =Gradiente de fractura.

OBG = Gradiente de sobrecarga.

PPG = Gradiente de Presión de poro.

K = Relación de esfuerzo efectivo, también llamado coeficiente del esfuerzo de la matriz.

La diferencia en los métodos es como se ha determinado la relación de esfuerzo efectivo (K). K puede ser determinado localmente con mediciones de gradiente de fractura medidas en las pruebas de integridad usando la siguiente relación:

$$K = (FG-PP)/(OBG-PPG) \quad \text{ecua .....2.14}$$

Eaton (1969) definió a K como:

$$K = \nu/(1-\nu) \quad \text{ecua .....2.15}$$

Donde:

V = Coeficiente de Poisson

El coeficiente de Poisson es un parámetro directamente relacionado con las propiedades elásticas de las rocas. Coeficiente de Poisson, pueden ser calculados de los datos de los registros sonicos.<sup>25</sup>

#### 2.4.6 Procedimiento de asentamiento de Tubería de Revestimiento

Las TR se asientan a las profundidades de condiciones geológicas, en algunos casos. El primer criterio de asentamiento de la TR es en zonas de severa perdidas de circulación. En otros casos la selección del asentamiento puede basarse en problemas diferenciales de pegaduras y pueden ser el resultado de depresión de un campo.

En pozos profundos, sin embargo las consideraciones primarias es normalmente basado en controlar las presiones anormales de la formación y prevenir su exposición a las zonas poco profundas mas débiles. El criterio del diseño de controlar las formación generalmente presionada se aplica a la mayoría de áreas perforadas.

La selección de la TR y su asentamiento para controlar las presiones con sus condiciones geológicas como presión de formación y su gradiente de fractura. Esta información esta generalmente disponible dentro de un grado de aceptación de exactitud

Los cálculos de las condiciones de perforación reales determinan las situaciones exactas para cada asentamiento de la TR. El principio determina poniendo la selección de la profundidad que puede ser descrito adecuadamente. El paso inicial es determinar la formación presionada y gradiente de fractura que se este perforando en el pozo. Después de esto se ha estabilizado el operador debe diseñar un programa de la TR basado en la experiencia que el ya a tenido incluso en la tubería conductora del pozo antes de que se perfore.

Este principio se usa extensivamente para equipos que perforan donde las condiciones conocidas dictan el programa de la TR. Usando estas pautas, los operadores seleccionan el programa de la TR mas eficaz que reunirá los requisitos de presión necesarios y minimizar los costos de la TR.<sup>26</sup>

## 2.4.7 Tamaño de agujero y geometría

### 2.4.7.1 Selección de la geometría del agujero

La industria de perforación ha desarrollado varios programas de geometría del agujero normalmente usados.

Estos programas son basados en la barrena y la disponibilidad del tamaño de las TR así como las condiciones de perforación. Dos programas de la TR ampliamente usados son los siguientes. Como se muestra en la tabal 2.9.

Tubería de Revestimiento	in
13.75	10.75
9.625	7.625
7.0	5.0 o 5.5
5.0	

Tabla 2.9  
Medidas de la geometría del pozo

La mayoría de los pozos perforados mundialmente probablemente usan estas geometrías. Profundidad, los pozos de presión alta se desvían a menudo severamente de las geometrías comunes.

Las razones para estas desviaciones pueden ser las siguientes:

- Producción prolífica que requiere de tuberías grandes.
- Problemas con la perforación que produce el uso de una Tubería intermedia y uno o mas liner.
- Profundidad intermedia causando problemas de diseño de tensión porque la TR de la pared debe usarse para controlar la presión de estallamiento.
- Limitación de aparejos de la TR para su manejo.

Profundidad subsiguiente, los pozos de presión alta son perforados inicialmente con frecuencia deben ponerse atención cuidadosa para ser perforados según su tamaño y clasificación.<sup>25</sup>

#### **2.4.7.2 Aproximación de fondo - cima**

La prioridad mas alta para el diseño del pozo debe desarrollar un diseño que mantiene la producción económica de las zona de producción. Por consiguiente, la zona producción debe analizarse con respecto a su flujo potencial y los de perforación que se encontraran, en otras palabras el pozo debe diseñarse del fondo a la cima. El acercamiento inverso produce a menudo un pozo que limita severamente la capacidad de producir en la zona de producción.<sup>25</sup>

#### **2.4.7.3 Flujo y tamaño de la sarta**

La sarta debe diseñarse con ciertas consideraciones para su mejor conducción de aceite o gas hacia la superficie para las proporciones más baratos. El pequeño diámetro restringe o se ahogara. Las proporciones debido a la presión de fricción alta. Como resultado, a grandes diámetros de la sarta es preferible para consideraciones de proporciones de flujo.

Los problemas para la realización pueden ser mas complicadas con tubería y TR pequeñas. La reducción radial de los espacios reducidos hacen que la colocación de la herramienta y el funcionamiento sea mas difícil y las actividades del trabajo sean mas complicadas. En la figura 2.26 se muestran diseños de pozos típicos, las geometrías en A y en C usan tuberías de diámetro grande. La sarta de la Tubería pequeña B restringirá el flujo de fluido probablemente la zona productora. Además el diseño en B requiere probablemente especial cuidado, considerando que en C podría ser usado como acoplamiento de diámetro normal.<sup>25</sup>

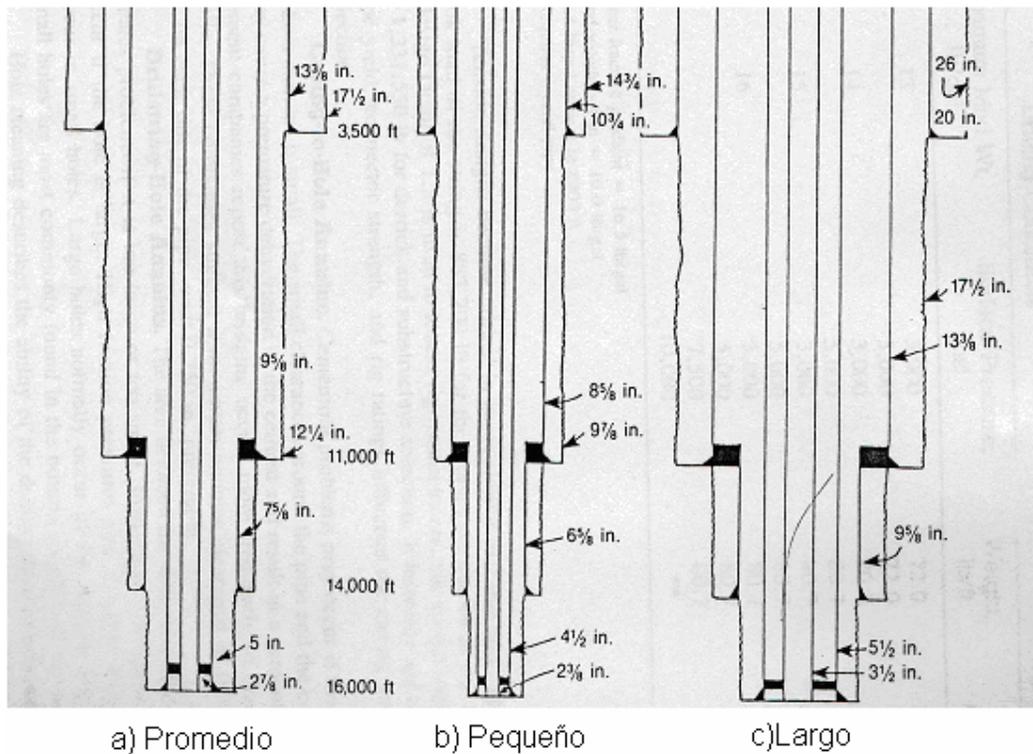


Figura 2.26  
Tres combinaciones de tamaño de agujero para el pozo  
(Determinación de las profundidades de asentamiento)

#### 2.4.7.4 Problemas de planeación

Las variaciones geológicas pueden hacer difícil de predecir la perforación esperada precisamente por el ambiente. Por ejemplo cruzando una línea de región de alta presión puede ser necesario un liner. Considerando que un liner intermedio puede ser satisfactorio si la falta de presión no se encuentra. Se selecciona a menudo geometrías del agujero para permitir la opción de una sarta de TR adicional se requiere geológicamente.

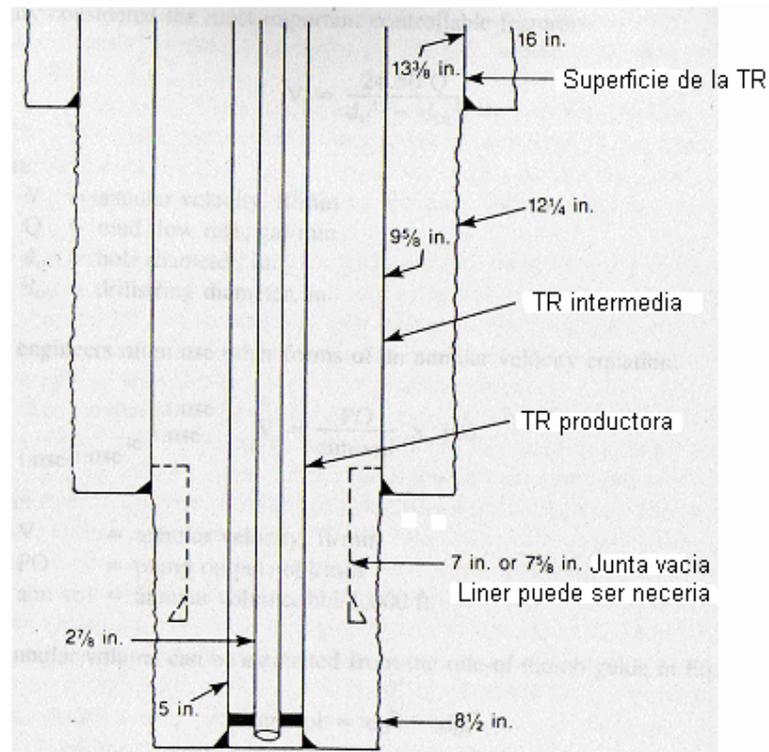


Figura 2.27

Planeación para la geometría de un agujero que permite el uso de un liner si fuera necesario

(Determinación de las profundidades de asentamiento)

#### 2.4.7.5 Problemas de selección de tamaños

Muchos problemas interrelacionados para la selección del tamaño deben ser considerados antes de la geometría del agujero final para su estabilidad. Estos problemas son relacionados principalmente con el tamaño de la TR y consideraciones al perforar el agujero.<sup>26</sup>

#### 2.4.7.6 Diseño de la TR.

La sarta de flujo grande en la figura 2.26, es de tamaño 13 3/8 pulgadas. Sarta intermedia de 20 pulgadas. TR superficial. Sin embargo estas sarts pueden ser muy difíciles para su diseño de presiones de formación altas que son encontradas. En la tabla 2.10 son mostradas los requerimientos de varios tubos en lo que es la sarta intermedia, asumiendo solo el peso y el grado que puede ser usado.

El diseño de la tensión en puntos críticos en casos similares son mostrados en la tabla 2.10, el peso de la sarta en el aire es de 887,700 lb, para el peor de los casos en la tabla. Si un factor de diseño es de 1.5 se usa para evaluar requisitos del equipo, el peso del diseño será 1,331.550 lb, para la grúa y para la selección de la subestructura. Se pone en claro que ese hendimiento de la TR, fuerza del conector y valuaciones del equipo influyen en la cubierta y selección del tamaño.

Condiciones de perforación		Tubería de revestimiento	
Máximo lodo Lb/gal	Presión de superficie	Peso Lb/ft	Grado
13	3,000	72.0	S-95
	5,000	72.0	L-125
14	3,000	80.7	S-95
	5,000	80.7	L-125
15	3,000	80.7	L-125
	5,000	80.7	L-125
16	3,000	80.7	L-125
	5,000	80.7	L-125
	7,500	80.7	L-125
	10,000	Requisitos esp.	Requisitos esp.

Tabla 2.10  
Requerimientos de varios tubos

#### 2.4.7.7 Espacio anular agujero y TR

Los problemas de cementación pueden ocurrir cuando en espacio anular es muy pequeño. Los espacios libres pequeños alrededor de la TR y los acoplamientos pueden causar una deshidratación prematura del cemento y pueden producir un puente de cemento. Las compañías de cementos reportan esto espontáneamente, frecuentemente ocurre a mas profundidad en pozos calientes. Estas compañías hacen pensar en un espacio anular mínimo de 0.375 –0.50 in. En cada lado de la TR con 0.750 in preferible.<sup>27</sup>

#### 2.4.7.8 Sarta de perforación y espacio anular

El área entre la sarta de perforación y el agujero crea problemas, si es demasiado grande o demasiado pequeño. La presión de fricción alta y la corrosión turbulenta pueden ocurrir en agujeros pequeños. En los agujeros grandes normalmente ocurren en la región poco profunda, y los agujeros pequeños normalmente son mas ocurrentes en las secciones del fondo del pozo.<sup>27</sup>

### **2.4.7.9 Selección del tamaño de la barrena y TR**

Una TR y un diseño de tamaño de barrena deben considerarse en los problemas. Estas características incluyen los artículos siguientes:

- TR diámetro interno y externo.
- Diámetro acoplado.
- Tamaño de la barrena.

### **2.4.7.10 Selección de la tubería**

La disponibilidad de las TR es una consideración de prioridad en la selección de la geometría del agujero, la TR de alto-esfuerzo a menudo requerida para los pozos profundos pueden tener un diámetro intermedio pequeño que influirá en TR subsecuentes y secciones de tamaño de la barrena. Desgraciadamente el suministro y ciclos de la demanda en la industria de la tubería de revestimiento pueden controlar el diseño de la TR, al cual fue diseñado con sus consideraciones. El diámetro exterior de la TR esta disponible en numerosos tamaños. El diámetro de la TR nominal que es mas pequeño que el diámetro interno controla la sección de la barrena para el agujero abierto debajo de la TR. Cuando el peso de la TR exige ciertas especificaciones del diseño, el diámetro nominal disponible es reducido. Una regla del dedo pulgar que ha demostrado satisfactoriamente en la mayoría los casos del campo es permitir 1 in.

La selección de la geometría de agujero con el acercamiento del fondo-cima puede dictar el diámetro de la TR como criterio controlado. Las opciones para esta lógica del diseño son como sigue:

- Intente diseñar la TR bajo la específica tendencia y condiciones del diámetro.
- Use materiales de alta-fuerza.
- Use TR de la tendencia especial disponible de algunos fabricantes.
- Como ultimo recurso, los fabricantes de la TR preparan un diseño de la TR especial basado en requisitos de tendencia de mínimo espesor de pared y el diámetro exterior.<sup>27</sup>

### **2.4.7.11 Selección de acoplamiento**

Generalmente se diseñan acoplamientos de la TR para satisfacer requisitos como estallamiento, tensión y efectividad de sellado. Sin embargo el diámetro del acoplamiento puede ser una pauta del diseño en algunas pozos, en la tabla 2.11 muestra el diámetro exterior de varios tipos de acoplamiento y tamaños de TR.<sup>27</sup>

Tamaño de Tubería (in)	Los acoplamientos según su tamaño			
	LTC (API)	SFJ	VAM	IJ-4S
4 ½	5.0	4.59	5.106	5.150
5	5.563	5.09	5.391	5.875
5 1/2	6.050	5.625	5.891	6.375
6 5/8	7.390	6.75	7.390	7.390
7 5/8	8.50	7.75	8.504	8.50
8 5/8	9.625	8.75	9.625	9.625
9 5/8	10.625	9.75	10.625	10.625
10 3/4	11.750	10.875	11.748	----

Tabla 2.11  
Espacios libres para API y varios acoplamientos para Tubería premium

#### 2.4.7.12 Selección de tamaño de barrenas

La clasificación según el tamaño, el diseño de la barrena es dependiente en el tamaño de la TR. Las barrenas están disponibles en casi cualquier rango de tamaños. Sin embargo las barrenas o tamaños raros no pueden poseer todos los rangos deseables, a demás la selección de las barrenas y disponibilidad son difíciles en cuanto estos tamaños son pequeñas.

En la figura 2.28, se muestra la disponibilidad de tamaños de barrenas. Los tamaños de las barrenas menores de 6 ½ in, se restringe la selección de estas barrenas, además, la selección de la barrena se restringe para los tamaños mayores de 12 ¼ in.<sup>27</sup>

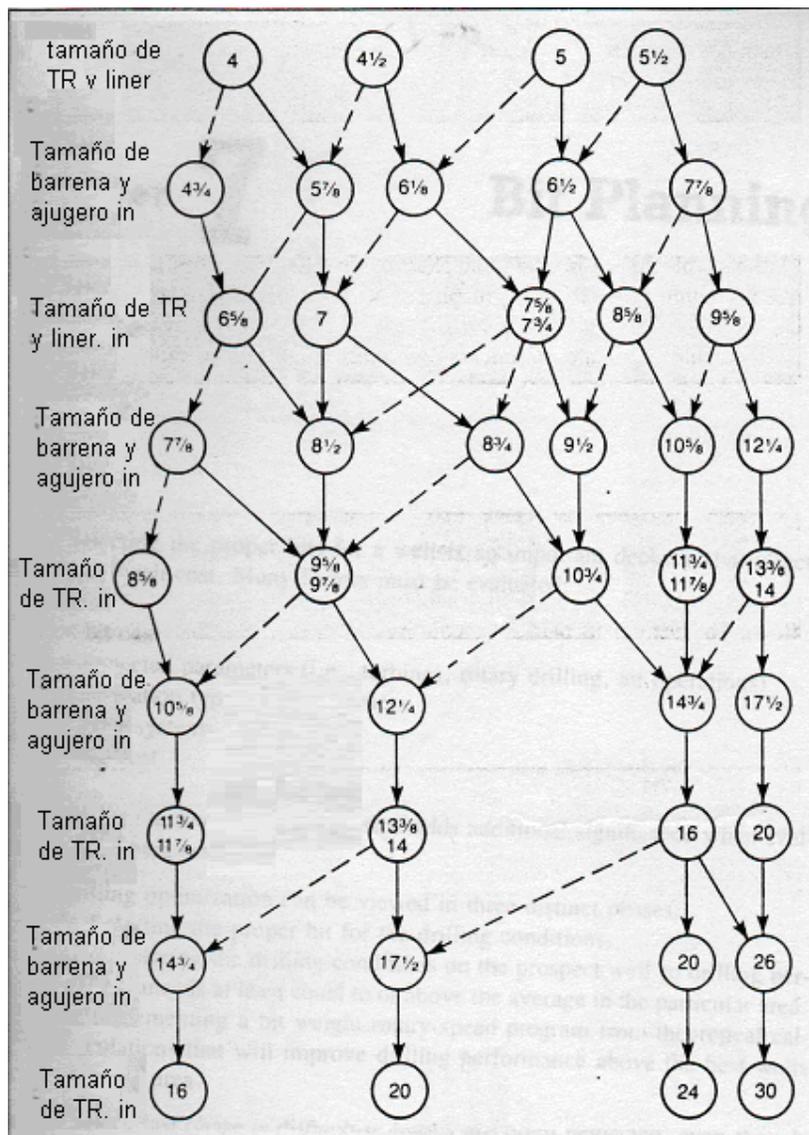


Figura 2.28  
Muestra la disponibilidad de tamaños de las barrenas<sup>28</sup>  
(Drilling Engineering)

### 2.4.7.13 Combinaciones de barrenas y TR

Se puede usar para seleccionar la TR y los tamaños exigidos en muchos diseños de perforación. Para usar el mapa, determine la TR o tamaño de la línea y para el último tamaño de la TR para ser corrido. El flujo del mapa indica tamaños de agujeros que pueden exigir poner ese tamaño de la TR.

Las líneas sólidas indican barrenas normalmente que son usadas para esa TR del tamaño y puede considerarse que tienen espacios libres para corre la TR y hacer operaciones de cementaciones.

Las líneas interrumpidas indican que normalmente no son usadas los tamaños del agujero. La selección de uno de estos caminos interrumpidos requiere de especial atención se dad en las conexiones el peso del lodo y el cemento.<sup>28</sup>

#### **2.4.8 Terminación de diseño**

Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestido y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.<sup>28</sup>

##### **2.4.8.1 Factores que determinan el diseño de la terminación de pozos**

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de terminación y los trabajos efectuados durante la misma. La selección de la terminación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a terminar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.<sup>28</sup>

### **2.4.8.2 Clasificación de las terminaciones de acuerdo a las características del pozo**

Básicamente existen tres tipos de terminación de acuerdo a las características del pozo, es decir como se termine la zona objetivo:

- a. Hueco Abierto.
- b. Hueco Abierto con Forro o Tubería Ranurada.
- c. Tubería de Revestimiento Perforada (Cañoneada).

#### **a) Terminación a hueco abierto**

Este tipo de completación se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud. Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de terminación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua / gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación.

Entre las variantes de este tipo de completación encontramos:

Perforación del hoyo desnudo antes de bajar (correr) y cementar el revestidor de producción: En este tipo de terminaciones las muestras de canal y la interpretación de los registros ayudan a decidir si colocar el revestidor o abandonar el pozo por ser no económico.

Perforación del hoyo desnudo antes de bajar (correr) el revestidor de producción:

Ventajas:

- Se elimina el costo de la TR.
- Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- Es fácilmente profundízale.
- Puede convertirse en otra técnica de terminación; con forro o revestido cañoneado.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- Reduce el costo de revestimiento.

Desventajas:

- Presenta dificultad para controlar la producción de gas y agua, excepto si el agua viene de la zona inferior.
- No puede ser estimulado selectivamente.
- Puede requerir frecuentes limpiezas si la formación no es compacta.
- Como la completación a hueco abierto descansa en la resistencia de la misma roca para soportar las paredes del hueco es de aplicación común en rocas carbonatadas (calizas y dolomitas).

### **b) Terminación con forro o Tubería ranurada**

Este tipo de terminación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados.

En una completación con forro, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un forro en el intervalo correspondiente a la formación productiva. Dentro de este tipo de terminación encontramos la siguiente clasificación:

#### **a. Terminación con forro no cementado:**

En este tipo de terminado un forro con o sin malla se coloca a lo largo de la sección o intervalo de interés. El forro con o sin malla puede ser empacado con grava para impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción.

Entre los requerimientos necesarios para que este tipo de terminación se lleve a cabo, están los siguientes: formación no consolidada, formación de grandes espesores (100 a 400 pies), formación homogénea a lo largo del intervalo de completación, etc.

Ventajas:

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos por cañoneado.
- La interpretación de los perfiles no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.

Desventajas:

- Dificulta las futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.

b. Terminación con forro liso ó camisa perforada:

En este caso, se instala un forro a lo largo de la sección o intervalo de producción. El forro se cementa y se cañonea selectivamente la zona productiva de interés.

Ventajas:

- La producción de agua / gas es fácilmente controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- El forro se adapta fácilmente a cualquier técnica especial para el control de arena.

Desventajas:

- La interpretación de registros o perfiles de producción es crítica.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- Presenta algunos costos adicionales (cementación, cañoneo, perforación, etc.).
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido.
- Es más susceptible al daño la formación.

**a) Terminación susceptible al daño de formación**

Es el tipo de terminación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4000 a 8000 pies), como en pozos profundos (10000 pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

Ventajas:

- La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser profundizable.
- Permite llevar a cabo terminaciones adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- El diámetro del pozo frente a la zona productiva es completo.
- Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

Desventajas:

- Los costos de cañoneo pueden ser significativos cuando se trata de intervalos grandes.
- Se reduce el diámetro efectivo del hoyo y la productividad del pozo.
- Pueden presentarse trabajos de cementación.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- La interpretación de registros o perfiles es crítica.<sup>29</sup>

#### **2.4.9 Selección de lodos**

El programa de lodos se define en tipos y estas características pueden usarse para cada uno una de las capas o la sección a perforar. La selección de los lodos depende de las características de la estabilidad, y los objetivos del pozo independientemente de todas las propiedades.

El principal objetivo del lodo de perforación es resistir la presión ejercida por el agujero descubierto durante la perforación. En la mayoría de los casos la densidad del lodo de perforación tiene que variar cuando los bloques de sal varían a través de las capas de la formación. La selección del lodo de perforación será agua con sal que puede cambiar su densidad y viscosidad agregando o quitando algunos elementos como barita, bentonita, calcio, arena, sodio etc. Para la columna estratigráfica descrita y la porción del agujero descubierto para resistir el peso del lodo apropiado para resistir las paredes del agujero descubierto.

Los fluidos de perforación sirven para muchos propósitos, las mayores funciones incluyen los siguientes aspectos:

- Enfriador y lubricante de la barrena y la sarta.
- Limpia el fondo del pozo.
- Llevar recortes a la superficie.
- Quitar y cortar recortes a la superficie.
- Minimizar daños a la formación.
- Controlar la presión de formación.
- Mantener el agujero íntegro
- Asistir en la toma de registros geofísicos.
- Minimizar corrosión en la sarta, barrena, TR y tuberías.
- Minimizar problemas de contaminación
- Minimizar el troqué arrastre y en los tubos.
- Mejora la proporción de perforación.<sup>29</sup>

## **2.4.10 Procesos de cementación**

Uno de los mas importantes requerimientos de la selección del cemento es la temperatura porque es influenciado en el parámetro de la reología y lo requiere el tiempo de la lechada.<sup>21</sup>

### **2.4.10.1 Equipo de cementación**

La planeación de cementacion involucra una evaluación y selección de equipo para ser usado en el proceso de cementación. En el fondo del pozo incluye zapatas y collarines que se corren como sección integral de la sarta de perforación.<sup>21</sup>

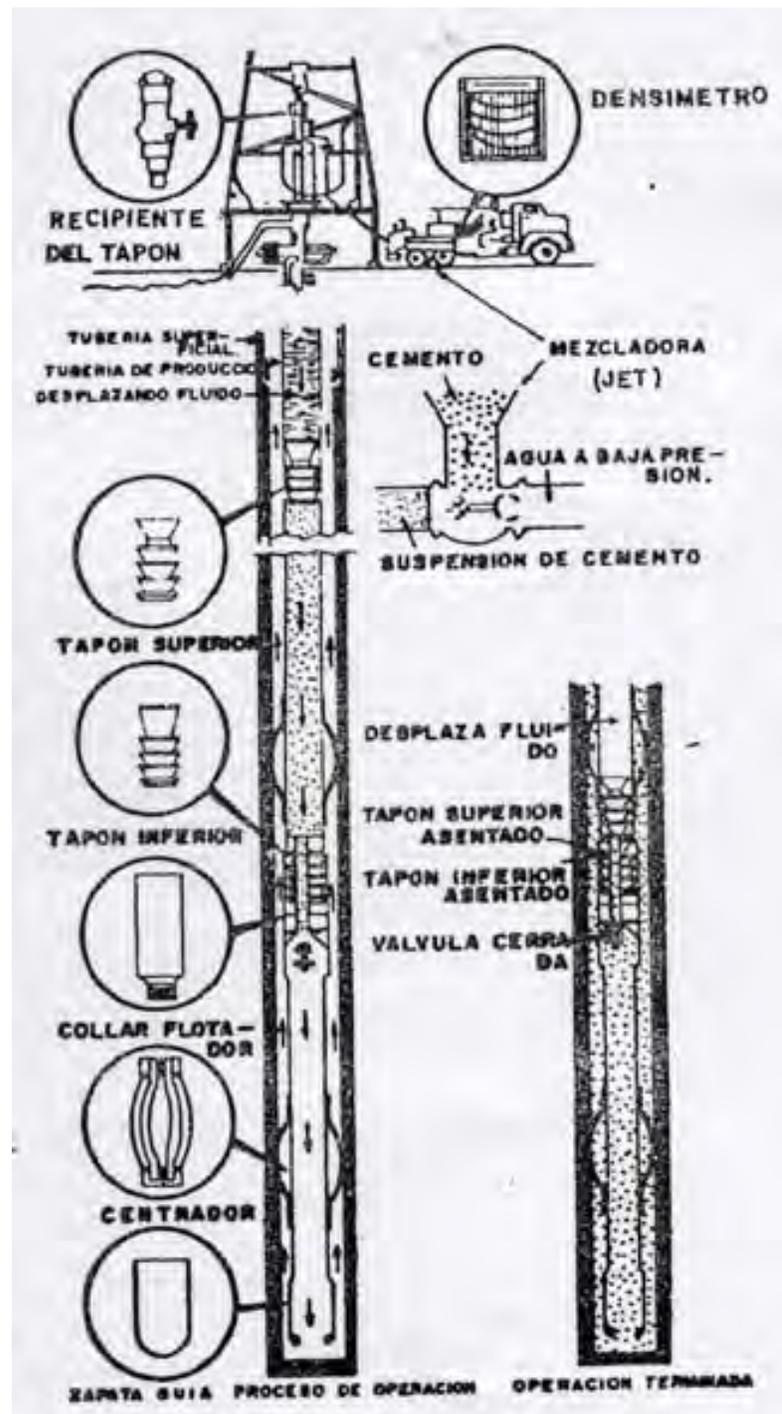


Figura 2.29  
 Diagrama esquemático de una cementación  
 (Apuntes de pozos uno)<sup>21</sup>

#### **2.4.10.1.1 Zapata de cementacion**

Una zapata de cementacion es una Tubería corta, TR fuertemente reforzada en el fondo de la sarta de la TR, tiene un orificio redondeado para guiar la TR en el agujero y a través de las secciones curvas. La zapata se atornilla en la TR. Si la cubierta no es ninguna de TR de alta fuerza, LA zapata puede ser una tachuela soldada al conector de la TR para prevenir que se suelte inadvertidamente mientras se llega al fondo del pozo. La zapata de la TR generalmente son de tres tipos.

- Zapata de guía.
- Zapata flotadora.
- Zapata de abertura diferencial.

La zapata guía contiene un orificio a través del centro que permite pasar el barro libremente. Una zapata flotadora contiene una válvula en la parte de atrás que impide que el barro fluya través de la TR del fondo y permite bombear a través de la zapata.<sup>21</sup>

#### **2.4.10.1.2 Collarines**

Un collarín de cementacion se correr típicamente como una parte integral de la sarta y se pone en la superficie. El collarín sirve como un limpiador del agujero para que el cemento no se bombeé inadvertidamente afuera de la TR y en el espacio anular.

#### **2.4.10.1.3 Centradores**

Los centradores se ponen adelante en el exterior de la sarta de la TR ninguno esta fuera de distancia entre bordo del pozo y la TR en un esfuerzo ayuda a que el cemento rodee bien la TR.<sup>21</sup>

#### **2.4.10.1.4 Canasta cementadora**

Las canastas cementadoras mantienen apoyo a la columna de cemento mientras endurece, Los canastas se ponen a menudo sobre las zonas de perdida de circulación que no soportan una columna llena de cemento.<sup>21</sup>

#### **2.4.10.1.5 Tapones**

El cemento esta normalmente separado de la columna de barro por tapones que minimizan la contaminación de la interfase. Los tapones comúnmente son de caucho las caras exteriores y las interiores de aluminio que son los de lanzamiento. Los tapones del fondo tienen un diafragma que se rompe con la presión de la bomba después de que entra en la zapata.<sup>21</sup>

### 2.4.10.2 Desarrollo de la cementación

- Bombee el dispersante que va antes del cemento.
- Libere el primer tapón de diafragma, que debe ir antes del cemento, para limpiar el enjarre del lodo de la tubería.
- Bombee la lechada de cemento programada.
- Libere el segundo tapón o tapón de desplazamiento del cabezal de cementación.
- Desplace la lechada de cemento con las bombas del equipo de perforación
- Procure que la presión sea mayor que la de desplazamiento, para estar seguro que no quedo cemento dentro de la tubería y coincida con el tiempo calculado para desplazar el segundo tapón.<sup>21</sup>

### 2.4.10.3 Regímenes de flujo

Primariamente veremos cual es el tipo de fluido en que se convierte la lechada de cemento. Hay dos tipos de fluido newtonianos y no newtonianos.

Fluidos newtonianos.

Dicho fluido se comportan de acuerdo a la ley de viscosidad de Newton, dad po la siguiente expresión.

$$\tau = \frac{dv}{dy} \quad \text{ecua..... 2.16.}$$

donde:

$\tau$  = esfuerzo cortante.

$\mu$  = Viscosidad del fluido.

$\frac{dv}{dy}$  = cambio de la velocidad con respecto a la distancia.

Estos fluidos se caracterizan por tener un comportamiento lineal.<sup>21</sup>

#### 2.4.10.3.1 Fluido no newtoniano

Los fluidos no newtonianos son mas complejos, a este tipo de fluidos correspondientes el lodo corresponde a el fluido de control para la perforación, y las lechadas de cemento. Se ha demostrado experimentalmente que los modelos mas adecuados para predecir las propiedades de flujo de estos fluidos son el modelo plástico de Bingham y el modelo de la ley de las potencias. Los fluidos en el modelo plástico de bingham puede tener 3 tipos de regímenes de flujo: tapón, laminar y turbulento, con zonas de transición entre cada una como se indica en la figura 2.30 siguiente.

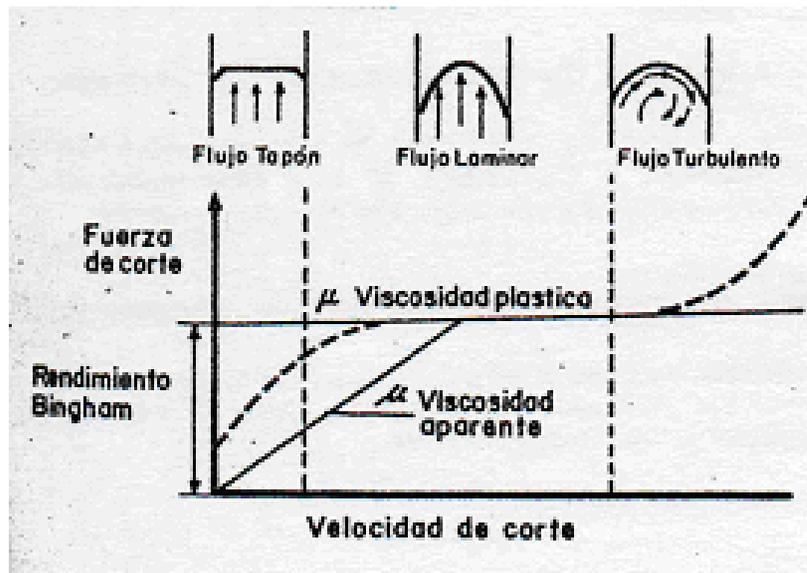


Figura 2.30  
 Perfiles de velocidad de régimen de flujo modelo plástico de bingham  
 (Apuntes de pozos uno  
 Facultad de ingeniería UNAM.)

#### 2.4.10.3.2 Flujo laminar

En este flujo la partícula se mueve hacia adelante en línea recta y la velocidad en la pared es cero. La velocidad en cualquier punto alejado de la pared es proporcional al promedio del gasto e inversamente proporcional a la viscosidad.<sup>21</sup>

#### 2.4.10.3.3 Flujo turbulento

En este flujo la partícula no se mueve en línea recta, en general todas las partículas se desplazan en diferentes direcciones con la misma velocidad. Tanto en el centro del flujo como en las paredes.<sup>21</sup>

#### 2.4.10.3.4 Flujo tapón

En este flujo las partículas viajan a la misma velocidad y es lo que le da un comportamiento de tapón.<sup>21</sup>

#### 2.4.10.4 Determinación del tiempo requerido para efectuar la cementación

Se consideran los tiempos en las siguientes operaciones.

- Para el mezclado y bombeo del cemento al pozo.
- Para liberar el tapón de desplazamiento, que va después del cemento.
- Para desplazar el cemento hasta la zapata de la tubería de ademe.
- Para desplazar la lechada de cemento al espacio anular,. De acuerdo con el flujo previamente determinado.<sup>21</sup>

#### 2.4.10.5 Determinación del tiempo de bombeabilidad del cemento

Tiempos supuestos de operación

a) Mezclando cemento	15 min
b) Soltando tapón	5 min
c) Bajando cemento a la boca de la tubería	30 min
d) Desplazando cemento al espacio anular	15 min
e) Levantando soltador	20 min
f) Circulando inverso exceso de cemento	30 min

Tiempo total 115 min

#### 2.4.10.6 Cálculo de la cementación

Datos necesarios (supuestos).

1. Profundidad ala que se va a cementar: 200 m
2. Diámetro de la barrena: 22 pg (55.8 cm)
3. Diámetro de la T.R : 16 pg (40.6 cm)

A Forma de determinar la cantidad de cemento que se utilizara en kg

Un saco de cemento estandar contiene 50 kg

Un saco de cemento proporciona 36.8 lt de lechada cuya densidad es 1.93 gr/cm<sup>3</sup>

Profundidad total 200 m (656 pies)

Capacidad del espacio anular:

$$656 \text{ pie} \times 1.2435 \text{ pie}^3/\text{pie} = 815.73 \text{ pie}^3 (23.11\text{m}^3)$$

$$1 \text{ pie}^3 = 28.32 \text{ lt}$$

$$815.73 \text{ pie}^3 \times 28.32 \text{ lt} = 23100 \text{ lt mas aproximadamente el } 10 \% = 26000 \text{ lt}$$

como resultado de las operaciones anterior, se tienen un volumen de 26000 lt que es el volumen de lechada que se debe bombear al pozo para cementar la T.R.

Es necesario conocer el volumen de cemento en sacos o en kg, que se necesita para obtener el volumen de lechada previamente calculado, el cual se determina de la siguiente manera:

Como un saco de cemento proporciona 36.8 lt de lechada<sup>21</sup>

$$\begin{array}{l} 1---36.8 \\ x---26000 \end{array}$$

$$x = \frac{26000}{36.8} \times \frac{lt}{saco} = 706.5 \text{ sacos}$$

$$706.5 \text{ sacos} \times 50\text{kg/saco} = 35325 \text{ kg} = 35.5 \text{ ton.}$$

#### 2.4.10.7 Calculo del tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento al espacio anular

Datos necesarios

1. Capacidad de la T.R de 16 pg (40.6 cm) = 117.85 lt/m
2. Volumen de lechada por bombear:  
117.85lt/m x 200m = 23570 lt
3. Volumen generado por embolada de la bomba que se utilizara para el desplazamiento del cemento, con eficiencia de 100% = 40 lt/emb
4. Embolada por minuto de la bomba =50
5. eficiencia de la bomba 80%

Determinación del volumen que es capaz de bombear por minuto

$$40 \text{ lt/emb} \times 50 \text{ emb/min} = 2000 \text{ lt/min con una eficiencia del 100\%}$$

Como se tiene una eficiencia de 80%

$$\text{Volumen efectivo } 2000 \times 0.80 = 1600 \text{ lt/min}$$

El tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento de la T.R al espacio anular es:<sup>21</sup>

$$t = \frac{23570}{1600} \frac{lt}{lt/min} = 14.7 \text{ minutos.}$$

### 2.4.11 Diseño de la Tubería de revestimiento

Datos requeridos para el diseño de una tubería de revestimiento.

Los datos que deben conocer el ingeniero encargado de la elaboración del diseño de una tubería de ademe son:

1. Diámetro de la barrena.
2. Diámetro exterior de la TR.
3. Densidad del fluido de control en el pozo.
4. Profundidad a la cual se va a introducir la tubería.
5. presiones internas a que se someterá la TR durante la operación.
6. Factores de seguridad para los diferentes esfuerzos.<sup>27</sup>

#### 2.4.11.1 Diseño de tubería de ademe

Método grafico para el diseño de columnas de tuberías de ademe.

El diseño de tubería de ademe en pozos petroleros es un problema netamente ingenieril, que requiere de un análisis cuidadoso para lograr resultados satisfactorios en el aspecto técnico, así como en el económico. Deben tomarse en cuenta los trabajos y esfuerzos a que va a estar sometida la tubería durante la perforación y terminación del pozo que se trate. Generalmente el diseño se basa únicamente en la profundidad, sin embargo en muchas ocasiones existen zonas de presionadas o de presión anormal que deben tomarse en cuenta.<sup>27</sup>

#### 2.4.11.2 Contenido de las graficas

Con las graficas que se anexan, se pueden diseñar tuberías de ademe de 4 ½ pg a 13 3/8 pg de diámetro y profundidades que varían de 0 a 7000 m con densidades de fluidos de control de 0.8 2.5 gr/c.c<sup>27</sup>

#### 2.4.11.3 Descripción de las graficas

Las graficas de referencia están comprendidas en dos partes, una al lado derecho denominada I y la del lado izquierdo como II Las graficas del lado derecho ( I ) contienen una serie de curvas compuestas por dos ramas, una inferior con pendientes menor y otra superior con pendientes mayor.

La rama inferior representa el esfuerzo al colapso afectado por las cargas longitudinales debido a la tensión de acuerdo con la teoría de la elasticidad de los esfuerzos biaxiales. Las ramas superiores de la misma grafica representa el esfuerzo a la tensión y no es continuación una de otra, porque el punto superior de esta corresponde a una presión cero. En estas curvas se encuentra marcadas los diversos puntos que corresponden a los tipos de juntas y roscas que mas se usan en la industria, misma que es la T-R de 7 5/8 pg se tiene L, X, B Be.

La grafica del lado izquierdo (I I) contiene una serie de curvas que representa la densidad de los fluidos de control que varia de 0.8 a 2.5 gr/c.c asi como profundidades de 0 a 7000 m ya antes indicadas.

Para diseñar una columna de ademe deben vigilar dos conceptos muy importantes, o sea si la tuberia no se va a introducir flotando, esto es que la flotación no se toma en cuenta, y cuando se diseña tomando en cuenta la flotación debida únicamente a la tuberia, en el fluido de que se trate, sin tomar en cuenta el equipo de flotación con que se ha equipado.

Para el primer caso, considérese que la tuberia esta colgando en el aire, o sea, en un pozo vacío de liquido, y el segundo que esta flotando parcialmente, debido al empuje del fluido de control en que se ha introducido.

Uso de las graficas del lado izquierdo (I I) se inicia el diseño de la tuberia, basta para ello conocer la densidad del fluido de control del pozo se trate y la profundidad a la que se va a introducir la tuberia de ademe.

Una vez conocida estos datos, se multiplica la densidad del fluido de control por el factor de seguridad al colapso ( 1.125), el valor que se obtenga se fija en la grafica

En este punto se levanta la línea que se denomina línea programa y es paralela a las demás que indican densidades.

Con la línea anterior trazada y la profundidad a la que se va introducir la tuberia de ademe, se tiene un punto de intersección entre ambas líneas, se proyecta horizontalmente hasta el margen izquierdo de la grafica (I). Este punto indica la primera tuberia que se introduce al pozo "A". A continuación se busca el punto de intersección de la línea punteada (3048.78 m ) con la línea programa (si no se considera el efecto de flotación).

El punto de referencia se proyecta horizontalmente hasta el eje central de ambas graficas ( I y II). Este punto propiamente es la base del diseño y se conoce como punto pivote "P".

Si se desea considerar el efecto de flotación, el punto anterior se obtiene con la intersección de la línea de flotación y la línea programa.

La determinación de la línea programa se obtiene, por medio de la ecuación siguiente, para un tubería de 10,000 pies.

$$L = 3 \quad 48.78m \frac{\rho_{ws}}{\rho_{ws} - \rho_{wa}} \quad \text{ecua.....2.17}$$

donde:

L = Longitud de la tubería de ademe suspendida en fluido de densidad  $w_a$

$\rho_{ws}$  = Densidad del acero (7.853 gr/cm<sup>3</sup>).

$\rho_{wa}$  = Densidad del fluido de control.

Ahora bien como ya se tienen determinados los puntos básicos "A" y "P" para iniciar el diseño, a continuación se procede a su desarrollo.<sup>27</sup>

#### 2.4.11.4 Desarrollo del método

En la grafica del lado derecho (I), se traza tantas rectas como pesos de tuberías de ademe se requiere, estas parten del punto pivote "P" y se terminan en la parte superior de la misma gráfica, donde están indicados los pesos de tuberías (39.0, 33.7, 29.7 y 26.4) en el caso de la grafica para TR 7 5/8 pg.

En seguida se trazan rectas paralelas a las anteriores, el origen de las primera paralelas es el punto (A) y termina su trazo al cruzar la curva mas cercana que representa grado-eso de la misma grafica.

El origen de la siguiente línea es el cruce de la anterior, y así sucesivamente se van trazando líneas, hasta que la última de ellas intercepte el margen superior de la grafica.

Una vez terminados estos puntos, se proyectan horizontalmente hasta la línea programa de la grafica (II). Posteriormente son proyectados paralelamente a las líneas de profundidades hasta el margen de la grafica II, donde se leen las cantidades de tubería que se requieren de cada grado.

En realidad aquí termina la elaboración del diseño, pero hay que hacer la revisión por el esfuerzo a la tensión, colapso y presión interna, y si es necesario hacer los cambios de tubería que se requieran.<sup>27</sup>

#### **2.4.11.5 Revisión a la tensión**

La revisión a la tensión de la tubería de ademe es muy importante, para esto es necesario determinar el peso total de esta.

La forma practica y rápida para hacerlo, es proyectando verticalmente el punto de intersección de la ultima paralela hasta la parte inferior de la misma grafica I

Ahora bien, si el peso de la tubería que resulta de esa proyección es mayor que el valor que se indica las tablas del manual (para la tensión afectada por su factor 1.8 ) se debe de cambiar la tubería por otra de mayor resistencia hasta el valor de dicha tabla sea mayor que el determinado por la grafica.

El procedimiento anterior se repite hasta que los valores registrados en la tabla del manual, para la tubería que se este revisando, sea mayor que el peso de ésta.<sup>27</sup>

#### **2.4.11.6 Revisión por colapso**

Como el colapso es otro de los esfuerzos a que esta sometido la tubería de ademe por lo cual debe revisarse.

Para esto determínese la presión hidrostática máxima en el espacio anular. Este dato se obtiene proyectando horizontalmente el punto previamente determinado, hasta el margen derecho de la grafica I, que representa la escala de presiones al colapso.

Si el valor determinado es mayor que el que registre la tubería de ademe en el fondo del pozo, afectada por el factor (1.00 a 1.125) se procede a su cambio, por otra de mayor resistencia a este esfuerzo.

Por lo general esto no sucede, ya que siempre su factor es mayor de 1.00

Revisión por presión interna.

La tubería de ademe también estará sometida con frecuencia a esfuerzos por presión interna, ya sea durante la perforación o terminación del pozo, por tal motivo es importante como estos esfuerzos antes de elaborar el diseño.

De no saberse cuando menos es conveniente indicar cual presión interna de trabajo que pueden soportar las tuberías de diferentes grados y pesos que se han diseñado, para no correr el riesgo de dañarla cuando se hagan trabajos con presión interna en ella.<sup>27</sup>

### 2.4.12 Tiempo estimado de operación

El tiempo estimado depender de algunos factores que pueden subir o pueden reducir costos del proyecto. Los problemas al estar perforando es una mejora para la exactitud de las estimaciones de la inestabilidad del pozo TR atrapadas, rupturas, restricciones del yacimiento (para los depósitos desviados) presiones anormales etc. Estos factores pueden aumentar en el tiempo invertido para perforar pozos y consecuentemente los costos de el proyecto. Por las razones de seguridad una probabilidad mínima de riesgo inesperado. Los eventos y planes de contingencia serán incluidos en las estimaciones del costo. El tiempo requerido para perforar un pozo vertical no es el mismo para perforar un pozo direccional por consiguiente la cantidad de dinero invertido será mas para un pozo direccional que para un pozo vertical La influencia de la tecnología aplicada será un factor determinante para las estimaciones de tiempo, sobre todo en el caso de un pozo direccional.<sup>27</sup>

Tiempo estimado para el pozo		Días
Manejo tubería de 30"	A 30 m	2.0
Desviador de NU		1.0
Agujero perforado de 26"	A 150 m	1.5
TR conductora de 18 5/8"		2.0
Agujero de 17.5"	A 1175 m	4.0
TR Superficial 13 3/8"		3.5
Agujero de 12.25"	A 3262 m	6.0
TR 9 5/8"		4.0
Agujero de 8 1/2"	A 4530	7.0
Tubería corta 7"		3.5
Registro TD		6.0
Prueba		7.0
Equipo de descarga		1.0
Tiempo fuera 5 %		3.0
Tiempo fuera del aparejo 10%		6.0
<b>Total:</b>		<b>57.5</b>

Tabla 2.12  
Tiempo estimado de operación

### 2.4.13 Determinación de costos

La preparación de la estimación de costos para un pozo bien planeado. En muchos casos la estimación de los costos es la herramienta para perforar el pozo. Aunque una parte esencial del diseño del pozo, la sección de estimación de costo es a menudo el mas difícil de obtener.

Una apropiada preparación de los costos de estimación pueden requerir tanto trabajo de ingeniería como el diseño de pozo real. Los costos deben planearse en agujeros secos y pozos ya terminados. Además debe tenerse en cuenta consideraciones de contabilidad como artículos tangibles e intangibles.

La estimación de los costos es el último paso en ser considerado en el diseño del pozo desde que es un prospecto muy rentable. Después de que los aspectos técnicos son establecidos. El tiempo esperado exigido para perforar el pozo debe determinarse.

El costo real es obtenido integrando la perforación esperada y la realización cronométrica del diseño del pozo.

Tiempo proyectado de perforación.

El tiempo requerido para perforar un pozo a significado muchos impactos en los pasos para la perforación. Estos pasos pueden incluir los siguientes:

- Equipo de perforación.
- Lodos.
- Transporte costa afuera.
- Renta de herramientas.
- Servicios de apoyo.

El efecto de estos artículos en el costo global del pozo es dependiente en el costo de la unida real, \$ 15,000/ día para un equipó de tierra vs. \$100,00/día para un equipo costa afuera es la cantidad por perforar por tiempo.<sup>28</sup>

#### **2.4.13.1 Categorías por tiempo**

Normalmente se caracterizan por tiempos de perforación por agujeros secos y pozos terminados. Estas categorías son importantes como una guía de decisión de la dirección de evaluar riesgos vs. Producción económica potencial. El agujero seco asume todas las tuberías TR se han corrido salvo la TR de producción.

Los agujeros secos deben incluir repartos de tiempo para poner varios casos y tapones, posibles recuperaciones de TR.<sup>27</sup>

### **2.4.13.2 Consideraciones de tiempo**

Varios factores afectan la cantidad de tiempo gastado en la perforación de un pozo.

- Proporción de perforación.
- Tiempo de viaje.
- Problemas del agujero.
- Corriendo tuberías.
- Perforación direccional.
- Tipo de complexión.
- Movimientos fuera y dentro del piso de perforación.

Cada factor puede variar con la geología perforada y filosofía del operador y eficiencia.<sup>27</sup>

### **2.4.13.3 Proporción de perforación**

El tiempo de perforación acumulativo gastado en un pozo depende principalmente del tipo de roca y selección de la barrena.

### **2.4.13.4 Tiempo de viaje**

El tiempo de viaje depende de la profundidad del pozo y el tiempo de viaje del lodo, los problemas del agujero aparecen en la capacidad y eficiencia de la cuadrilla. Una regla fiable de dedo pulgar para estimaciones de tiempo de viaje es de 1 hr/1000 ft de profundidad.<sup>29</sup>

### **2.4.13.5 Tipos de problemas**

Varios tipo de problemas son rutinarios en la perforación del tiempo de proyección, otros son considerados improbables por ejemplo, Las rupturas son normalmente improbables si el operador tiene toda la atención suficiente para las actividades de perforación.

Los tipos de problemas a menudo considerados como normales del agujero son que hay una perdida de circulación y las proporciones lentas de perforación.<sup>29</sup>

### **2.4.13.6 Corriendo la TR**

El tiempo requerido para correr la TR dentro del pozo depende de el tamaño y la profundidad, condiciones del agujero, eficiencia de la cuadrilla y uso especial del equipo, como son maquinas de carga.

#### **2.4.13.7 Perforación direccional**

El control direccional de un pozo requiere aumentos en el tiempo de perforación. Estos incrementos son aplicados para

- Intentando perforar un pozo direccional.
- Manteniendo control del pozo que a tenido tendencia a desviarse.<sup>29</sup>

#### **2.4.13.8 Terminación del pozo**

Los sistemas de terminación caerían en complejidad y como de este resultado tiene una variación significativa a tiempo para llevar a cabo el sistema. Una norma que por la sola realización perforada puede terminarse de 6- 8 días. Los pozos terminados duales normalmente requieren de 2-3 días adicionales. La grava empacada, acidización de fracturamiento y otras formas de tratamiento de los pozos deben ser evaluados en un caso probable<sup>30</sup>

#### **2.4.13.9 Movimiento del equipo**

El equipo moviéndolo afecta varias áreas de la estimación de los costos y debe ser considerado en las proyecciones. Si un equipo de la terminación se usa en lugar de otro equipo de perforación para el trabajo de terminación se hará un movimiento mas y debe ser considerado un costo y tiempo.<sup>30</sup>

#### **2.4.13.10 Categorías de costos**

El costo estimado de un pozo debe ser dividida en varias categorías por su diseño y propósito de contabilidad. Las consideraciones diseñadas incluyen el agujero seco y el costo completo, con una agrupación lógica como el equipo de la realización de entubar. y hacer agrupaciones de conveniencia como el equipo de renta.<sup>29</sup>

#### **2.4.13.11 Costos tangibles e intangibles**

La contabilidad y principios del impuesto tratan con los costos tangibles e intangibles de maneras diferentes. Como resultado de ellos deben agregarse en la estimación de los costos. Aunque los costos intangibles son difíciles de definir estos incluyen gastos incurridos en el funcionamiento para laborar. Combustibles, reparaciones y arrastre y los suministros que se usan.<sup>29</sup>

1. En perforación y limpieza del pozo
2. Preparación y limpieza en la superficie para el pozo.
3. En la construcción de grúas, tanques, líneas de tubos y otras estructuras.

Costos intangibles	Agujero seco (24.5 días)	Terminación (32.5 días)
Localización de perforación	30000.00	65000.00
Piso de perforación y herramientas	298185.75	366612.94
Fluidos de perforación	113543.19	116976.37
_Renta del equipo	77896.37	133784.75
Cementación	49534.68	54368.73
Servicios de soporte	152285.44	275647.50
Trasportación	70200.00	83400.00
Supervisión y administración	23282.50	30790.50
subtotal	814927.94	1126581.00
Costos tangibles	Agujero seco (24.5 días)	Terminación (32.5 días)
Equipo de tubería	406100.87	846529.44
Equipo de la cabeza del pozo	16864.00	156201.00
Equipo de complementación	0.00	15717.00
subtotal	422964.87	1018447.44
subtotal	1237893.00	2145028.00
Contingencia 15.0%	185683.94	321754.25
TOTAL	1423577.00	2466782.00

Tabla 2.13  
Costos

## Capitulo 3

### CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS EN AGUAS SOMERAS

#### 3.1 Técnicas exploratorias

Las compañías usan una combinación de dos métodos básicos, el estudio sísmico y pozo exploratorio para buscar hidrocarburos bajo el mar.

#### 3.2 Estudios sísmicos

Se refiere a la técnica de trazar las capas de la tierra sin tener que perforar un pozo. La geofísica puso poderosas herramientas en el océano para gravar los ecos de las ondas del sonido que rebotan en las capas de la tierra bajo el mar, como se observa en la figura 3.1, La fuente del sonido para el estudio sísmico es una serie de escopetas de aire comprimido cuando, los cuales crean bajo el agua uno sonido súbito de aire a alta presión.

Los estudios sísmicos típicos pueden trazar capas de la piedra de 10 kilómetros del lecho marino. Los estudios sísmicos en aguas someras en el lecho marino se llevan a cabo a menudo para determinar la estructura de los sedimentos y los riesgos potenciales para perforar.<sup>31</sup>

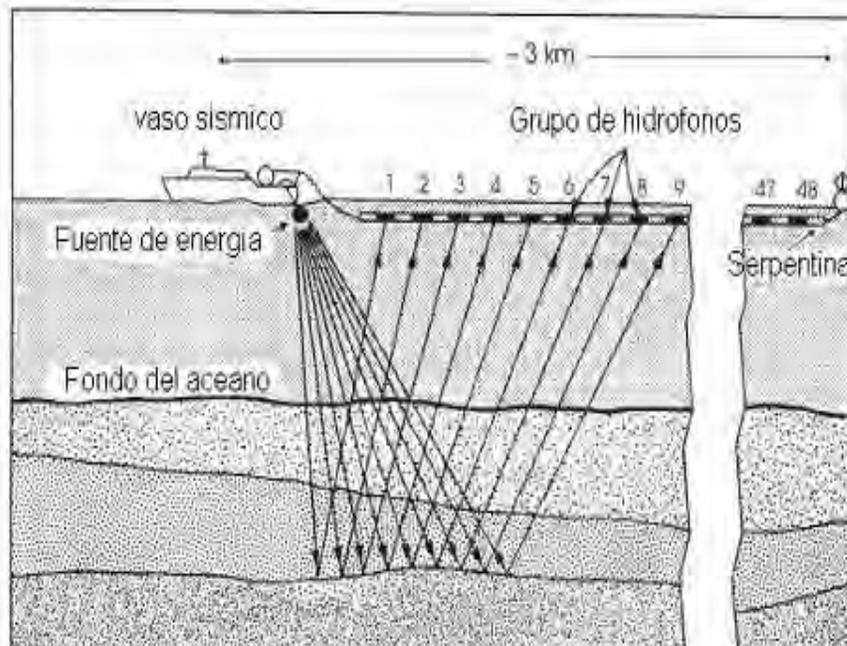


Figura 3.1  
 Generador sísmico y capaz de la tierra bajo el mar  
 ([http://html.rincondelvago.com/petroleo\\_31.html](http://html.rincondelvago.com/petroleo_31.html))

### **3.3 Operaciones costa afuera**

En esta sección se discutirá la planificación, preparación, y requisitos del equipo de perforación para dirigir su funcionamiento.<sup>32</sup>

### **3.4 Planeación y preparación**

El primer paso es seleccionar un equipo para perforar el pozo, porque todos los equipos tienen criterios específicos y límites, sin embargo, deben saberse ciertos datos sobre el sitio donde se va a perforar y su área circundante.

El criterio de selección del equipo básico consiste en la profundidad del fondo del océano, condiciones de medio ambiente durante el periodo de perforación (viento, olas, y las condiciones climatológicas), distancia de almacenamiento más cercano y disponibilidad de consumibles (como lodo de perforación, conducción por tuberías, herramientas, y refacciones etc).<sup>32</sup>

### **3.5 Condiciones de medio ambiente esperadas**

Viento, olas y corrientes son muy importantes, datos específicos y determinantes para la selección del piso de perforación para la selección, de líneas de tensión de amarre, sistema de riser, selección de equipo bajo el mar y límites del equipo de selección.

Los oceanógrafos deben de haber especificado coordenadas del lugar y de tiempo en el año (con algún periodo de tiempo como cojín) en que se esperan algunas operaciones. Con esto el oceanógrafo puede esperar vientos, olas y contratiempos para la operación. Para una operación exploratoria los oceanógrafos pueden mantener datos del medioambiente en operación de un año de tormenta todo el año. Con esa información el ingeniero de perforación y el técnico en perforación pueden planear el diseño del pozo.

Para la selección del tipo de plataforma se hacen a base de aspectos como son, profundidad del agua, viento, olas e información actual.

Una estimación preliminar de la partida del barco puede ser determinada: antes de la partida final se especifica. El conocimiento local de la zona debe ser considerada. Las condiciones locales tales como el fondo del mar, corrientes de marea generadas y direcciones del viento que cambian rápidamente, estos dos factores pueden afectar la frecuencia óptima de la partida del barco. El objetivo principal de la partida del barco es óptima para minimizar el movimiento del barco (sobre todo preliminarmente en el cabeceo, balanceo y tirón), manteniendo la línea de amarre del barco dentro de los límites aceptables de las fuerzas de amarre.

Para la ayuda en la selección del barco, se ejecuta un programa de computadora y se analiza en movimiento para ver sus características, predicción del viento y las olas. El resultado indica el movimiento del barco y el resultado puede ser comparado con un conjunto de funciones establecida anteriormente y teniendo límites. Este instrumento de análisis es útil en la comparación de dos torres en un lugar determinado.

Después del que el barco está seleccionado, el análisis de amarres y riser se puede determinar si el barco se encuentra adecuadamente equipado para su ubicación además tanto en amarre y de aumento de las tensiones de funcionamiento pueden ser determinadas. Ambas cosas son necesarias después de que el equipo llega al lugar. Normalmente, el sistema de amarre es analizado con un año de prueba en temporada de tormentas a fin de determinar que las tensiones de funcionamiento debe ser tirada el ancla sobre las líneas, las operaciones normalmente deben ser seguras, sin temor de deslizamiento del ancla o que se podría romper una línea de atraque.<sup>32</sup>

### **3.6 Consideraciones logísticas**

La logística debe ser considerada en la selección del equipo. En lugares muy remotos requieren sustancialmente más planificación y preparación que los lugares adyacentes a las bases establecidas y suministros.<sup>30</sup>

### **3.7 Consideraciones que se deben tener y tomar en cuenta**

- Frecuencia de consumo.
- Distancia de la base de suministros.
- Número de personas que pueden alojarse en la plataforma.
- El almacenamiento de refacciones de repuesto.
- Retraso causado por el envío reglamentación aduanera.

Disponibilidad de la tubería, lodos, combustible, agua y otros consumibles, deben ser cuidadosamente determinados en la planeación.

Helicópteros para el transporte de personal y equipo ligero en la rutina y las situaciones de emergencia son una parte necesaria para el diseño, la mayoría de los equipos de perforación flotante están localizados a pocos minutos de la costa, la base y apoyos son a veces las excepciones. Las condiciones climatológicas tienen una gran influencia en operaciones de helicópteros. La niebla y la disminución de las condiciones de visibilidad y condiciones de tierra, la operación de vuelo, pueden tener un efecto importante sobre el rompimiento de los contratos de los insumos, el transporte de las tripulaciones.

El hielo flotante, sistema de bajas temperaturas, corrientes altas deben ser consideradas especialmente en un debate en el final de la perforación mar adentro.<sup>32</sup>

### **3.8 Sísmica y otros estudios de localización**

La preparación para la perforación exploratoria incluirá ubicación y funcionamiento, los datos del sitio de sísmica son administrados por empresas especializadas en presiones. Estas empresas llevaran a cabo los datos evaluados y la preparación de informes, estos datos serán de utilidad en la selección y localización, preparación del plan de amarre y determinación de cómo se perfora la parte superior del pozo.

En aguas someras donde hay riesgo se necesitan datos para los lugares de perforación de los pozos. La maya debe ser menos de 8,000 pies de lado a lado. Los estudios culturales necesitan ser ejecutados solo en aguas de menos de 1,312 ft de profundidad. Los estudios biológicos se deben ejecutar en zonas donde no existan especies en peligro de extinción o donde no hay problemas de sedimentación marina estos no pueden ser perturbados.<sup>31</sup>

### **3.9 Selección de plataformas y consideraciones**

En esta sección vamos a discutir las diferencias entre cuatro plataformas que se utilizan para la perforación mar adentro: Jackups, Sumergibles, Semisubmergibles, y barcos de perforación. Considerando los equipos de perforación, sistemas de amarre y manuales de procedimientos.<sup>32</sup>

### **3.10 Tipos de aparejos**

#### **3.10.1 Jackup**

Figura (3.2) compuesto por barcaza en forma de casco con tres o cuatro piernas estructurales de tubular. La Jackup debe ser remolcada a la ubicación o cargada en los barcos especialmente contruidos para los grandes movimientos. El barco de transporte es considerablemente mas rápido se mueve por mucho mas tiempo (6 a 8 vs. 2 a 3 toneladas) y mucho menos arriesgado.<sup>32</sup>

#### **3.10.2 Carga y descarga**

La Jackup requiere de un sitio tranquilo de agua en ambos extremos del movimiento. Una vez que la jackup se encuentra en posición para perforar de manera similar en tierra, sin embargo hay diferencias que pueden ser mencionadas.

En primer lugar, las condiciones del agua deben ser relativamente tranquilas generalmente olas inferiores de 22 a 23 ft, antes de que la plataforma su casco salga fuera del agua es motivo de gran preocupación. por el impacto y las cargas laterales en las piernas al igual que entra en contacto con el fondo marino.

En segundo lugar una vez que la plataforma esta en su posición de trabajo, corrientes excesivas pueden causar molestas vibraciones y pueden dar lugar a dañar el casco, estas condiciones son vigiladas de cerca y son correctivas cuando sea necesario.

En tercer lugar las operaciones de perforación es similar a una operación en tierra, el preventor de reventones (BOP) de superficie y equipos convencionales de perforación.

En cuarto lugar, la cubierta se extiende desde el fondo del océano a la plataforma es un miembro estructural y debe ser analizado antes de la instalación. El espesor de la pared de la tubería debe especificarse, para asegurarse de que resistirá la carga lateral y las cargas axiales de superficie del preventor y las sucesivas cadenas.<sup>31</sup>



Figura 3.2  
Jackup

([http://html.rincondelvago.com/petroleo\\_31.html](http://html.rincondelvago.com/petroleo_31.html))

### 3.11 Semisubmersible

La plataforma sumergibles (figura 3.3) esta limitada para aguas someras, una vez que la plataforma está en la ubicación y el ancla esta hasta el fondo del océano, las operaciones de perforación procederán como en un sitio de tierra, fundamentalmente las condiciones de operación son importantes como las condiciones de operación de la jackup, lógicamente y abastecimiento, son consideradas comúnmente a todas las operaciones en el mar, jackup la sumergibles pueden ser tan gravemente obstaculizado por la niebla y las adversas condiciones meteorológicas como las plataformas de perforación flotante.

Las plataformas Semisubmergibles evolucionan a partir de las submergibles. Algunos pueden operar cuando las semisubmersibles pueden operar cuando descansan en el fondo del océano o en suposición de sumergencia normal. La principal ventaja de un semisubmersible es que proporciona una plataforma estable de perforación flotante. La plataforma principal tiene desventaja en la variable de la cubierta, la capacidad de cargas esta limitada por su capacidad de flotabilidad o la cantidad de volumen de agua por en cima de la línea de agua.

Una plataforma semisubmersible con cuatro columnas de 50 pies de diámetro, desplaza 62 toneladas de agua de mar para cada pie de desplazamiento de la columna. Un equivalente a un barco de 400 pies de largo por 60 pies de ancho, desplaza 756 toneladas por cada pie del casco. Estas causas de la plataforma semisubmersible son sensibles a las variaciones en la cubierta de carga, están equipadas con amplios sistemas de lastado que son capaces de cambiar rápidamente de lastre para mantener buen asiento. El semisubmersible es muy considerado como el barco de perforación ya que es muy estable en el mar.<sup>32</sup>



Figura 3.3  
Plataforma semisubmersible  
([monografias y mas.com](http://monografias y mas.com))

### 3.12 El barco de perforación

Se caracteriza por su movilidad y alta capacidad de almacenamiento. El barco de perforación tiene una ventaja sobre la semisubmersible en su tamaño y velocidad. La mayoría de los barco de perforación están diseñados para pasar a través de los principales canales del mundo, que reducen sustancialmente la distancia entre los océanos, la distancia entre el Golfo de México a los EE.U.U por la costa oeste del

canal de Panamá es de 4.500 millas .La distancia por el sur de América a los EE.U.U costa oeste es de 15.000 millas.

La propia naturaleza del buque de perforación (larga y estrecha), y sus operaciones se llevan con un mínimo de tiempo de inactividad, evidentemente la mayor desventaja grave de un trabajo en un barco de perforación son las características de cabeceo, Balanceo y tirón figura 3.4.<sup>32</sup>



Figura 3.4  
Barco de perforación  
(www. Monografías y mas)

### 3.13 Característica de movimiento

Para comparar las ventajas de un barco con respecto a otro barco de perforación, su movimiento relativo y sus características deben ser considerados cuidadosamente. Los movimientos de barco y semisubmersibles pueden ser analizados por la determinación de la respuesta del equipo en los seis grados de libertad (Cabeceo, Balanceo, Tirón, oleaje, mecerse, desvió del rumbo), en relación a las olas. Como se observa en la figura 3.5.

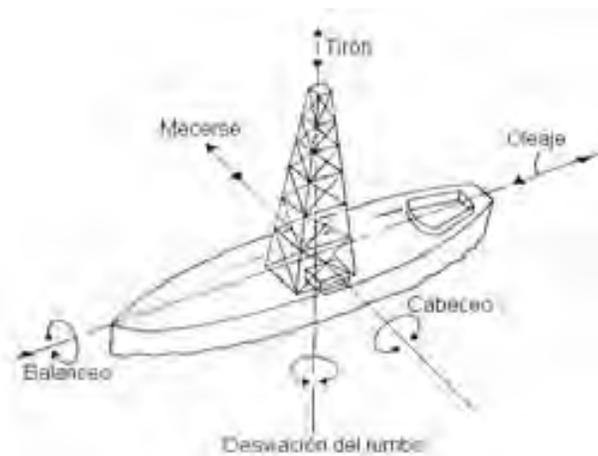


Figura 3.5  
Terminología del movimiento del barco  
(Petroleum Engineering handbook)

Todos los barcos deben disponer de un conjunto de curvas de movimiento de respuesta. Las curvas en general, se obtienen para cada equipo en la configuración de un modelo. Cada forma del casco tienen un conjunto único de curvas de balanceo y tirón las limitaciones generales de operación de control. Al igual que las curvas se muestran en la fig. 3.6, de un barco en movimiento en balanceo y tirón se puede determinar particularmente con un conjunto de datos que representan la ola en el periodo de perforación. Las ondas representan un espectro de alturas de ola. Los programas de computación pueden calcular movimientos de los barcos, olas, el resultado será un movimiento en la historia de ese equipo de perforación para un determinado periodo.

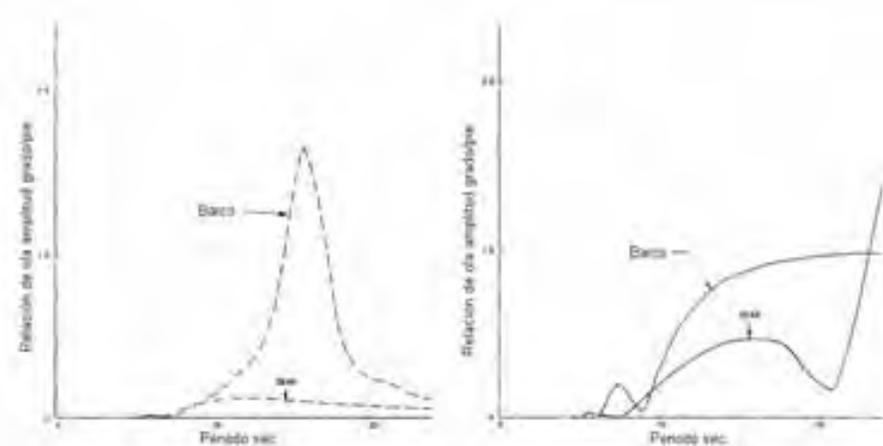


Figura 3.6  
Respuesta del barco al balanceo y al tirón  
(Petroleum Engineering handbook)

### 3.14 Evaluación y rendimiento

El siguiente paso es comparar el rendimiento de las dos tipos de plataformas. Uno el criterio de rendimiento es el tipo de inactividad relacionado con las torres de perforación que sufren, en las mismas condiciones ambientales. El análisis de la inactividad puede ser particularmente útil cuando se comparan los barcos de perforación para un proyecto, o un programa de perforación. Mientras que un barco puede parecer más económico, porque tiene una menor tasa de renta por día, que por su costo es más rentable para terminar el trabajo debido al clima y tiempo de inactividad.<sup>32</sup>

### 3.15 Sistema de amarres

Una vez que los ingenieros tengan la certeza de que un equipo o grupo de plataformas sea capaz de operar en el medio ambiente de alta mar, otro tipo de sistemas deben ser evaluado y comparado.

- El amarre de la plataforma es de gran importancia para mantenerla en su lugar, las principales preguntas en relación a los amarres de las mismas son las siguientes:
- Es la línea de amarre (cadena, cable o una combinación de ambos) lo suficientemente fuerte como para resistir las cargas durante la tormenta más fuerte.
- El equipo cuenta con la cantidad de cadena o cable para cualquier profundidad.
- El ancla es manipulación de los barcos de suministros que se consideran suficientes hilos de manipulación de equipo a bordo (la longitud debe ser mayor que la profundidad del agua y lo suficientemente fuerte para manejar las 30 a 40 toneladas de anclas y puede aproximarse a 2.5 a 3 pulgadas de diámetro).
- El barco tiene los instrumentos adecuados para controlar las cargas.
- Tiene la plataforma la cantidad y adecuadas cadenas y cantidad para maniobras de operación de la misma y con operaciones con otros barcos.<sup>29</sup>

### 3.16 Es importante el lugar de mantenimiento

Idealmente el barco debe estar ubicado directamente sobre el pozo. Sin embargo el viento y las fuerzas de la corriente pueden hacer que el barco tenga un desplazamiento con respecto a la ubicación del pozo. Las olas hacen que el barco oscilé en torno a la posición del pozo. Es importante que el barco este razonablemente cerca de la posición de la cabeza del pozo por varias razones y algunas de estas razones se mencionan a continuación.

- El equipo submarino de perforación puede operar con ángulos de compensación de hasta  $10^0$ . pero mas haya de que el equipo mecánico se puede bloquear.
- La tubería de perforación esta girando en la junta en la parte superior y puede provocar un rápido desgaste excesivo, si el ángulo es superior de 1 a 2 pulgadas durante un largo tiempo.
- El barco puede causar un excesivo aumento en la compensación de elevar y bajar esto puede causar un problema de desgaste. Un control adecuado de la articulación de la rotula de la junta y el ajuste de los sistemas de amarre, se traducirá en un barco que compensa la entrada de la corriente y el viento que minimiza el ángulo de la unión esférica del barco y esto da como resultado un ángulo ver figura (3.7).

Hay muchas variaciones en los patrones de amarres. Diferentes formas los barcos requieren diferentes patrones de amarre. Ver figura 3.8.<sup>32</sup>

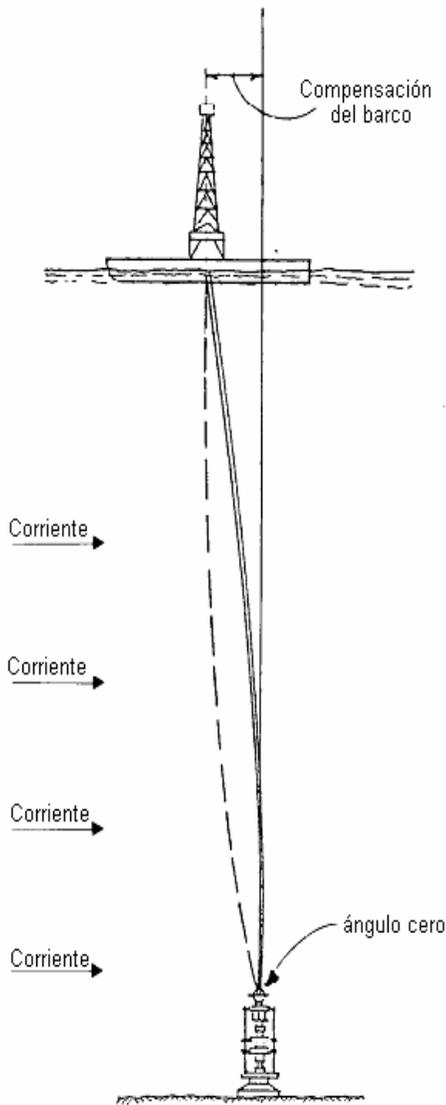


Figura 3.7  
Optima posición del barco  
(Petroleum Engineering handbook)

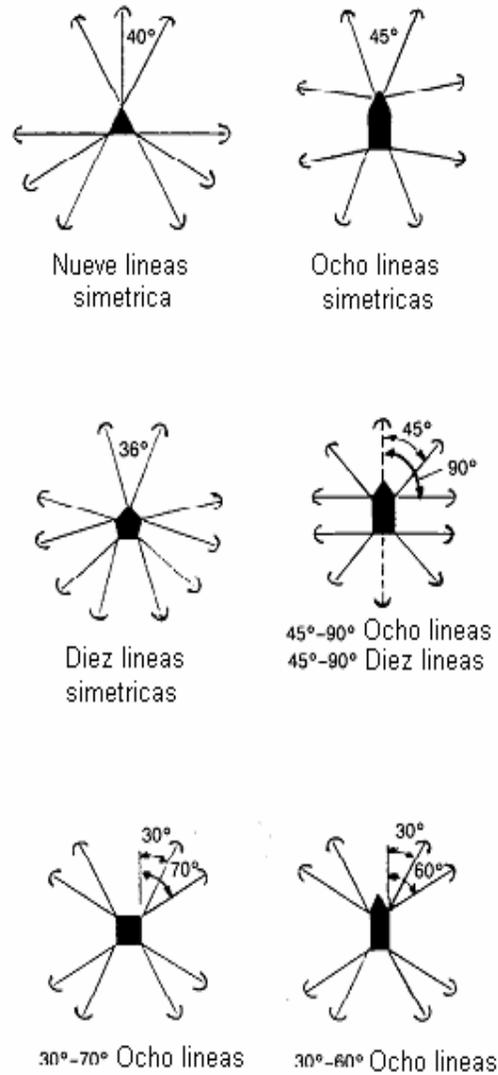


Figura3.8  
Típicos patrones de amarre  
(Petroleum Engineering handbook)

El restablecimiento de las fuerzas se generan por la línea de amarre. La carga ambiental sobre la base de una embarcación se desplaza horizontalmente hasta una igual y opuesta fuerza horizontal, (el restablecimiento de la fuerza) es desarrollado por el ancla y las amarras. Como el barco se desplaza, la tensión en la línea de anclaje causa los aumentos adicionales de la línea que se levanta fuera el fondo del océano y porque la componente vertical de una línea ni tensión, lo que aumenta como es fuera de la parte inferior, se ve afectada por el ángulo en el barco (véase fig. 3.9).<sup>32</sup>

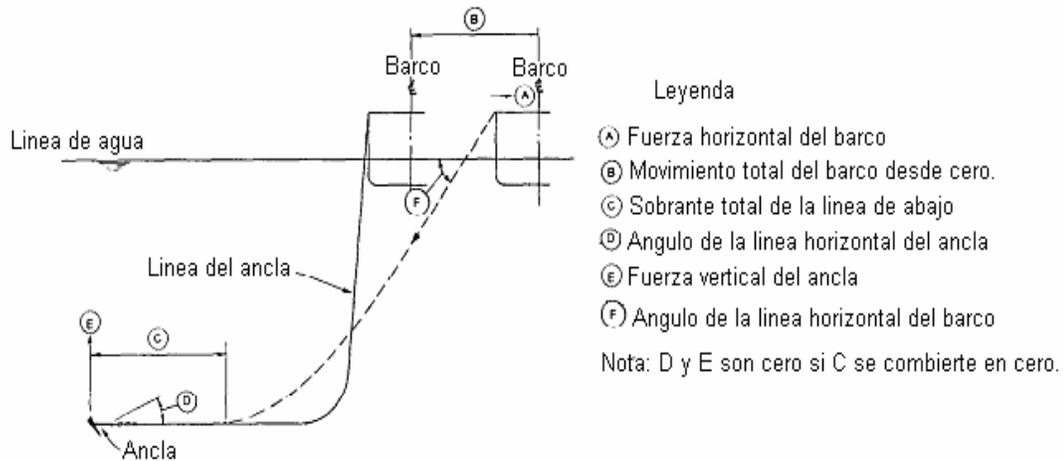


Figura 3.9  
Típica configuración de la catenaria del ancla  
(Petroleum Engineering handbook)

Una extensión del sistema de amarre, del desplazamiento del barco moderada de las condiciones del agua puede limitarse a 2 a 3%, de profundidad del agua y poniendo tensión inicial en el funcionamiento en cada línea. La Fig. 3.10 muestra el comportamiento de las líneas no horizontales de las fuerza (componente horizontal de la línea de tensión) y desplazamiento del barco la propagación típico de amarre. Si hay dos líneas de amarre que podría tirar de la tensión en cada línea de principio, el desplazamiento del barco podría ser reducido en gran medida por el mismo, por la carga ambiental de la línea funcionaría de forma mucho más severa de su componente horizontal. Fuerza vs desplazamiento.<sup>32</sup>

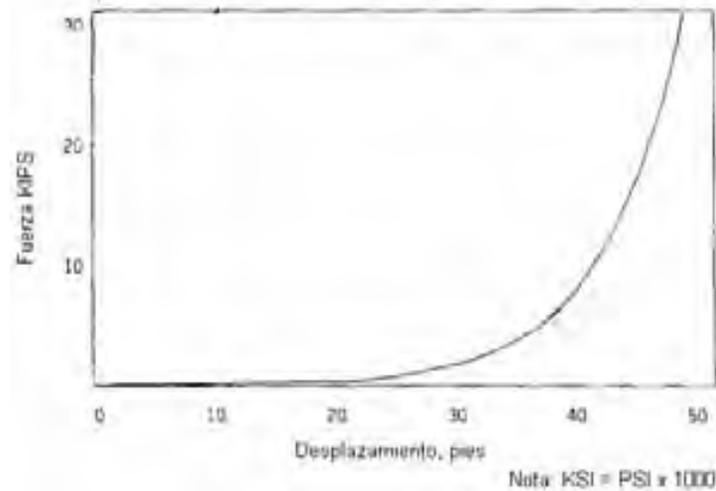


Figura 3.10  
Fuerza horizontal vs Desplazamiento horizontal  
(Petroleum Engineering handbook)

La tensión inicial de funcionamiento, sin embargo afecta a la línea de máxima tensión serán necesarios en un máximo de tiempo de tormenta. La carga ambiental de la misma en el barco están producida durante la tormenta máxima, independientemente del tiempo o el valor de la tensión inicial del funcionamiento.

Esta fuerza debe ser equilibrada por una o más líneas de amarre, este restablecimiento de la fuerza se suma a la mayoría de los componentes horizontales de la tensión en la primera línea. El barco va a ser desplazadas probablemente lo suficiente para reducir la tensión inicial en el sotavento de líneas completamente. En operaciones reales, las líneas de sotavento puede ser desactivado durante una tormenta máxima. El tiempo para reducir la tensión y la máxima línea del barco. En general, cuanto mayor es la tensión inicial, mayor es la línea de máxima tensión durante la tormenta máxima. Muy poca tensión inicial es aceptable para compensar el barco durante las condiciones meteorológicas. La tabla 3.1 identifica los deseables criterios. De Posicionamiento dinámico es otro método de las amarras cuando no se utilizan. Estos sistemas requieren de posicionamiento, balizas acústicas, múltiples de propulsores. El barco y una computadora a bordo y el sistema son principalmente para el uso en la perforación de aguas profundas.<sup>32</sup>

Operacional:	
Tiempo mínimo. Máxima excursión del barco	Operaciones de perforación se puede llevar que se pueden llevar a cabo. Resultados en $\leq 3$ bajos en el ángulo de la junta de balón. Generalmente 2 3 % de profundidad de agua.
Mono-operacional, conectando riser:	
Máxima condiciones atmosféricas. Máxima tensión de la línea. Mínima línea restante de la parte inferior Máxima línea del desplazamiento del barco	Estación de un año de tormentas resistencias de 500 ft Resultados en $\leq 5$ grados bajo en la junta de balón, generalmente de 5 a 6% e profundidad de agua.
Riser desconectado:	
Condiciones meteorológicas. Máxima línea de tensión. Mínima línea remanente.	Estación de 10 años de tormenta resistente a 100 ft

Tabla 3.1  
Criterios deseables de la estación de mantenimiento

### 3.17 Consideraciones del equipo de perforación

La Selección de consideraciones que debería incluir una revisión de los equipos de perforación del barco. Gran parte de los equipos de perforación se encuentran a bordo de los barcos de perforación flotantes son idénticos o similares a equipos que se encuentran en las plataformas de perforación en tierra. Esta sección se limita a los equipos de perforación flotantes figura 3.11, identifica los principales componentes de los sistemas submarinos y los que están a bordo del barco. La figura 3.11, muestra algunos de los componentes del sistema de perforación que se han desarrollado para dar cavidad a los barcos modernos de aguas someras. Los componentes que se explican son el BOP (conjunto de preventores), junta flexible, elevador(reiser), junta antideslizante del elevador (reiser), elevador(reiser) tensores, tubería de perforación compensador de movimiento y sistema de control.<sup>32</sup>

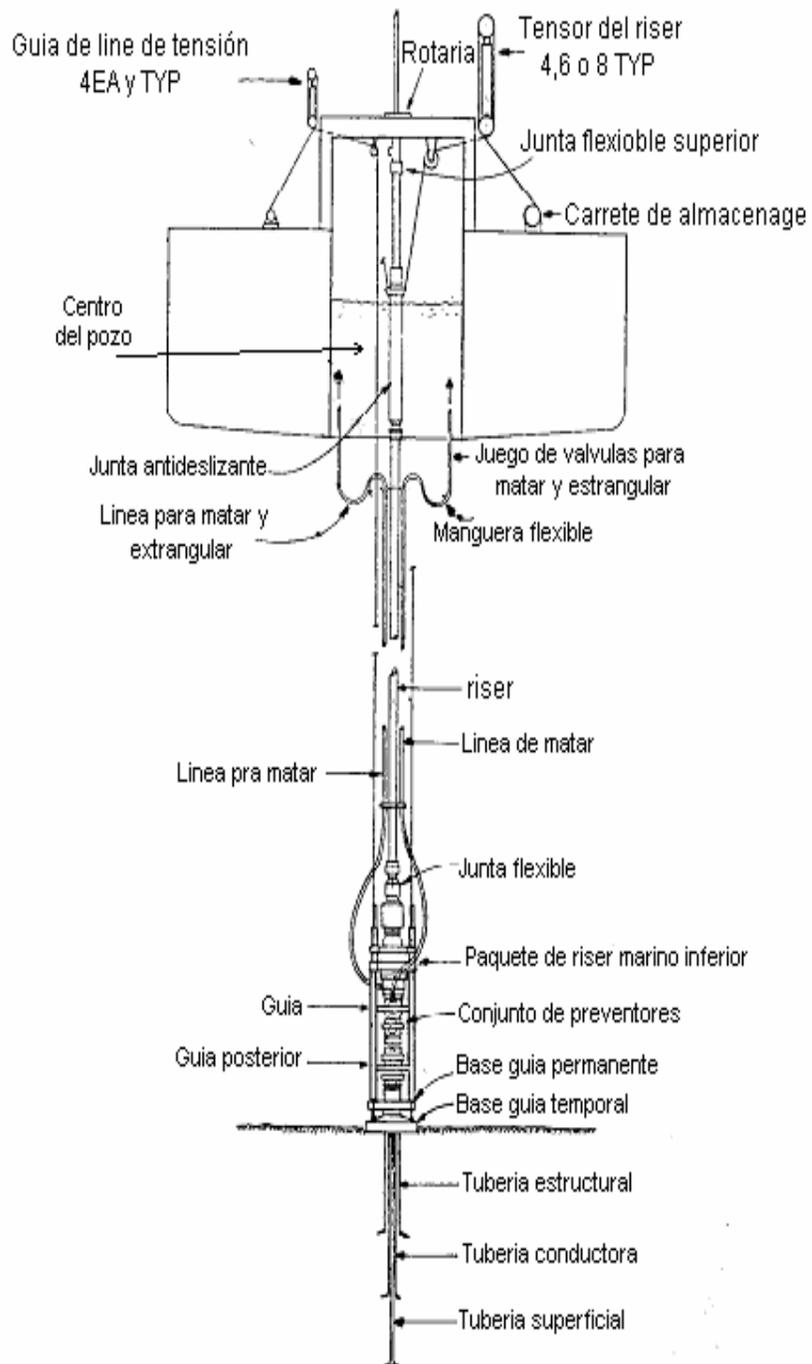


Figura 3.11  
 Sistema de perforación flotante  
 (Petroleum Engineering handbook)

**BOP.** Los BOP submarinos son un cambio importante de tierra a la plataforma de perforación. El tubo de perforación se extiende para estrangular a distancia, los sistemas de control electro hidráulico de los pozos submarinos, todos los equipos son producto de las modificaciones necesarias, porque el BOP a sido movido al piso del océano. Los pozos con mejor presión contienen componentes que se ponen en el fondo del océano porque tienen la necesidad de compensar el movimiento del barco.

Un BOP se apila en la superficie o bajo el mar, se considera un último recurso para la prevención de un reventón. Varias medidas se toman para controlar el posible reventón antes de proceder a cerrar el pozo con los dispositivos del BOP. Si los pasos anteriores han fracasado y sea necesario cerrar el pozo, el cierre del pozo y el equipo debe de ser muy fiable. El equipo BOP esta diseñado con la fiabilidad con criterios de mucha calidad en cuanto su confiabilidad. Debido a su relativa inaccesibilidad, el BOP requiere revisión y confianza.<sup>32</sup>

### **3.18 Conjunto de preventores**

La masa de acero tiene sellos de caucho y son accionados hidráulicamente para cerrar el pozo. Sellan la tubería de perforación alrededor, están diseñados para sellar o suspender tuberías, el conjunto de preventores debe de tener sellos de tamaño adecuado para sellar tuberías de 3 pulgadas, no se puede utilizar sellos de 5 pulgadas, convencionalmente se utilizan tres tamaños de tuberías en un conjunto de preventores y un cuarto conjunto de preventores que es el de corte ciego es utilizado para sellar totalmente el agujero abierto y cuando se requiera corta la tubería de perforación en una situación de emergencia. Los conjuntos de preventores son de diámetro variable son una opción que ofrecen, se muestra un esquema en la figura 3.12.<sup>29</sup>

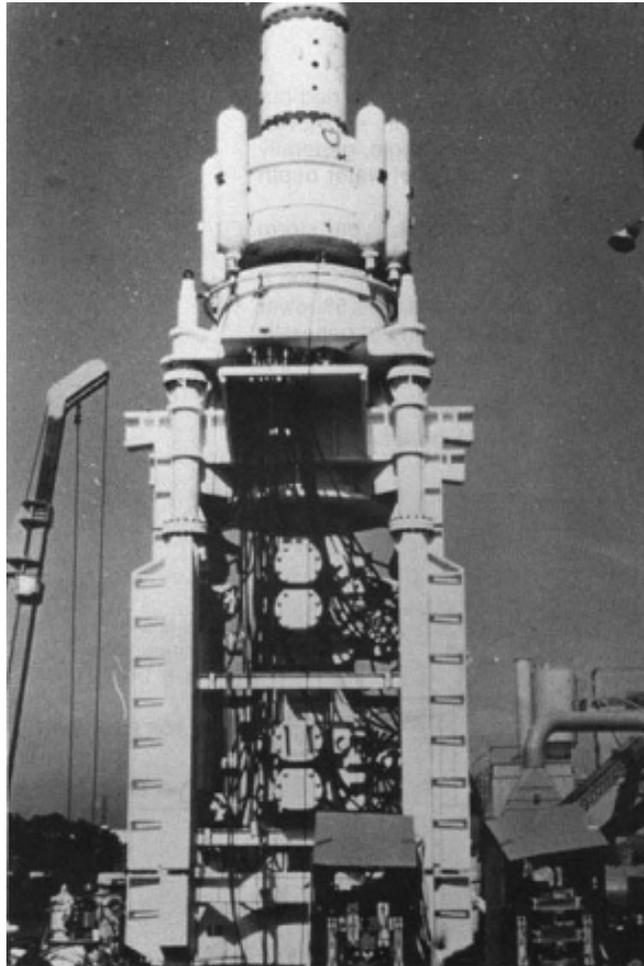


Figura 3.12  
Conjunto de preventores  
(Petroleum Engineering handbook)

### 3.19 Preventor anular

Los preventores anulares comprenden un especial diseño, los elementos de caucho pueden sellar alrededor de algunos tubos, así mismo el sello puede estar mas abierto y puede pasar tubería de perforación o también herramientas. El preventor anular son accionados por un pistón anular que aprieta el sello, en el espacio anular. El área del pistón es grande en relación con las otras funciones en el conjunto de preventores a excepción del cierre inicial, debería operar a presiones inferiores el otro conjunto de preventores. Esto disminuye la posibilidad de accionar el cierre del sello preventivo. Con frecuencia los preventores anulares se utilizan. Uno normalmente se encuentra por encima de la parte superior del conector hidráulico para que pueda ser recuperado con el reiser.<sup>32</sup>

### **3.20 Conector hidráulico**

Los conectores proporcionan el principal sello de presión entre al pozo y brida del conjunto de preventores y entre la parte superior del conjunto de preventores y la parte inferior. El LMRP contiene lo siguiente: preventor anular, junta flexible, sistema de control. La alta presión del pozo y el casco este hace la función de un conector macho y el mandril el conector hembra esto consta de una serie de cilindros hidráulicos que accionan el bloque en las ranuras mecanizadas de los pernos del pozo. Ambos tipos de conectores usan anillos de metal. Esta brinda es un sello metal a metal a través del conjunto de preventores.<sup>32</sup>

### **3.21 Válvulas Matar y Estrangular**

Estas válvulas son submarinas cierran altas presiones y matan y estrangulan las líneas que van de el conjunto de preventores al colector de ahogo de las plataforma K y C son válvulas controladas hidráulicamente y están diseñadas para cerrar a la primera acción cuando la presión se libera hay algunas válvulas de cierre hidráulico.<sup>31</sup>

### **3.22 Unidad de preventores de reventones**

La unidad de preventores de reventones consiste de dos conectores hidráulicos tres o cuatro arietes de reventones, uno o dos preventores de reventones, cuatro válvulas de estrangular y matar, una junta flexible y un sistema de control generalmente dispuestos en dos piezas a bordo de la plataforma. El total de peso completo es de 200,000 a 400,000 libras y de alto es de 25 a 30 pies. El manejo del conjunto de preventores y su almacenamiento es el único problema. En general se usan especiales grúas para mover el conjunto de preventores y su mantenimiento es sumamente importante. En tierra son a menudo sistemas por separado y enviados al pozo para su mantenimiento y es práctico. En plataformas de perforación estás, están equipadas con grúas especiales por la seguridad del manejo del conjunto de preventores y reducir al mínimo las operaciones inseguras.<sup>32</sup>

### **3.23 Junta flexible**

Una junta flexible esta instalada entre la parte de abajo del riser y el conjunto de preventores. Esta junta actúa esencialmente como un conector minimizando el estrés del dobles en el riser como en el barco de perforación que es movido por el viento, olas y la acción recurrente del agua de mar. Este tipo de junta flexible no es posible de encontrarla en el conjunto de preventores en trabajos que se realizan en aguas someras (200 ft o menores) done la tensión no empuja el riser. Esta junta puede existir donde las operaciones son en aguas profundas y esto es necesario para empujar la tensión en el riser cerca de la junta de balón dentro del conjunto de preventores.<sup>32</sup>

### 3.24 Juntas deslizantes

Todos los barcos de perforación flotante, con forma de barco o semisubmersibles se mueven de arriba y abajo como suele pasar. Un sistema deslizante es el vínculo común entre las bandas sujetas al fondo del océano y a los buques de perforación, el conjunto deslizante consta de un tambor interior y exterior. El exterior está conectado al barril de la sublevación y el barril interior al barco. El barco tiene un par de gomas inflables montado en el extremo superior de la corona del barril y como sello entre los barriles para evitar la pérdida de fluido de perforación y tiene un segundo sello por seguridad.<sup>32</sup>

### 3.25 Tensor del riser

Para que un riser de perforación permanezca, deben suceder dos cosas. En primer lugar, el barco de perforación debe estar dentro de los límites, ya que se mueve en aumento, en segundo lugar, el elevador debe estar correctamente tensado de modo que el hundimiento y la distancia no sea exagerada en tanto a la flexión. El criterio de control de la posición de los barcos en relación con los pozos y el fondo del océano, pero el ángulo entre el eje del extremo inferior del elevador y el eje vertical del conjunto de preventores. Este ángulo es un ángulo inferior del riser. Durante la perforación esta perspectiva debe mantenerse a menos de 3 grados, un ángulo mayor de rotación hará que el tubo de perforación pierda su fuerza con la junta flexible y el conjunto de preventores, En un caso muy extremo, la pérdida de circulación ha sido el resultado de un desgaste a través de la junta flexica . En condiciones normales de perforación el ángulo excedente se mantiene a menos de 1 grado. Cuando exceda de 3 grados la perforación se detiene hasta que el barco pueda ser reubicado.

La unidad de tensión del riser (ver figura 3.13), consta de una serie de grandes tanques de almacenamiento de aire que se conectan al aire o gas de un acumulador que sirve de interfaz entre el aire y los sistemas hidráulicos. El tensor es un cilindro/pistón que está compuesto de rondanas de alambre con una guía montado en el extremo inferior del cilindro y en el extremo superior de la varilla del pistón que se extiende fuera de la botella. Un cable que termina en una bobina de almacenamiento corre a través de las gravillas en la alineación de poleas y que se junta en el exterior del barril del deslizamiento. Como el barco de perforación está arriba, la línea de tiro, lo que empuja el pistón, el desplazamiento de fluidos en el acumulador en contra del gran volumen de aire. El aire es cargado para dar la tensión deseada. Del mismo modo cuando el barco se mueve hacia abajo, la presión del gas amplía el vástago y lo mantiene estirado al riser.<sup>32</sup>

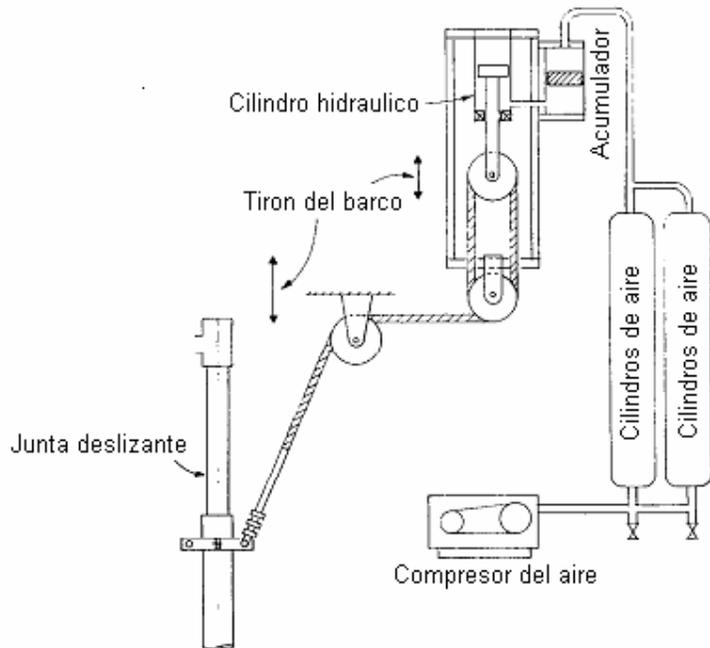


Figura 3.13  
Unidad de tensión de riser  
(Petroleum Engineering handbook)

### 3.26 Compensador del movimiento de la sarta

Sin el compensador del movimiento de la sarta. La barrena constantemente golpearía en el fondo del agujero. Como el barco de perforación se mueve con las corrientes de arriba hacia abajo, y no teniendo un control de peso de ningún tipo es casi imposible tener un compensador de movimiento. La tubería pesada en un principio se usaba para darle un alivio al barco de perforación. Pero sin embargo una vez que el barco está en el agujero con el peso de la tubería pesada se fija y se puede modificar. El balanceo del parachoques subacuático tiene una presión interna y esto puede solucionar un problema pero causa otro, cuando se trabaja con fluidos de perforación con arena se tienen que cambiar con mucha frecuencia las barrenas porque tiene muy poca vida.

Estas consideraciones llevaron al desarrollo de compensadores de movimiento ver la figura 3.14. Estas unidades son hidroneumáticas ya sea entre los bloques viajeros y los ganchos o en el bloque de la corona en la parte superior de la grúa. Estas unidades han sido un éxito para ambos equipos de perforación por ejemplo 400,00 LBM de conjunto de preventores son comunes estos equipos hoy en día en barcos de perforación.

Los compensadores de movimiento son similares a los tensores de los riser en el funcionamiento en volumen son más pequeños y desplazan fluidos hidráulicos y grandes volúmenes de gas presurizados.<sup>32</sup>

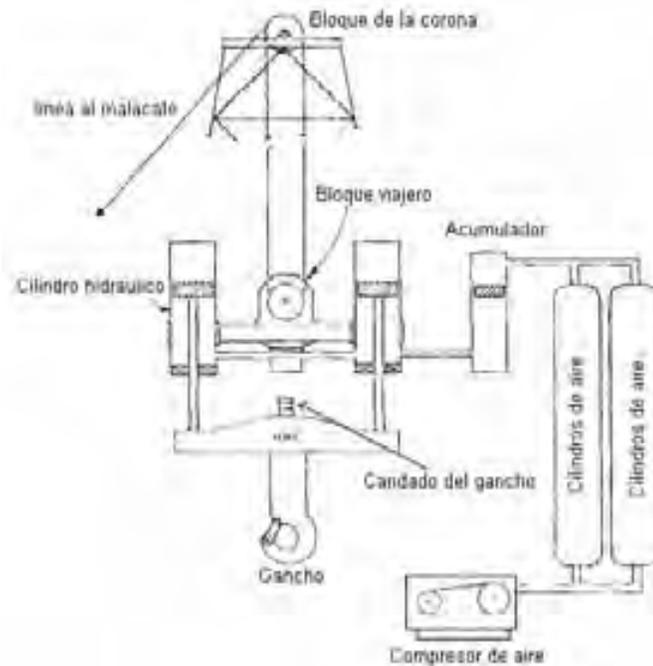


Figura 3.14  
Compensador del movimiento de la sarta.  
(Petroleum Engineering handbook)

### 3.27 Sistemas de re-entrada

El sistema de re-entrada tiene un diámetro de 3 pies en el fondo del océano en aguas someras con mucha corriente, si la velocidad de la corriente es menos de la mitad de un nudo es mas difícil, en caso de que el agujero este colocado a la mitad de una milla con 1-2 nudo de la corriente. El problema es evidente mas difícil, casi desde el principio de la perforación, el cable de alambre se a utilizado como directrices para orientar al barco de perforación, tuberías, conjunto de preventores y riser o en tuberías del fondo marino. En la mayoría de los casos las directrices están ancladas en el fondo marino del océano por el temporal, en algunos casos cuando la tubería es de tipo estructural sin la base guía, el fluido de perforación se bombea a plena capacidad como la cantidad que entra por el fondo del océano. Este lavado cónico de un gran agujero en el fondo del océano que podría volver a entrar sin directrices se adjunta a la base guía permanente para las operaciones de re-entrada. Con la ventaja de la posición dinámica del barco de perforación, los sistemas de línea de guía se han vuelto a emplear y los sistemas se han desarrollado. Estos sistemas todavía tenia bases de guía temporales y permanentes, sin embargo, en lugar de utilizar las directrices y que se equipan con guías que proporcionan un gran objetivo para los instrumentos. Las cámaras que se activan a través de la tubería de perforación, tuberías, riser o conjunto de preventores, para proporcionar orientación en el agujero o por detrás del conjunto de preventores, Entre la combinación de televisión y el sonar también se han utilizado para volver a entrar en la orientación.

Con el sistema de posicionamiento del barco de perforación de la estación y su posición según de estos sistemas se han realizado en aguas tan profundas como 6,800 pies.<sup>32</sup>

### **3.28 Riser marinos**

La primera perforación flotante no utilizaba los sistemas de retorno de fluidos de perforación. Mangueras conectadas por debajo de un compresor de rotación montado en la parte superior del conjunto de preventores regresaba el fluido de perforación. La rotación de los envases del sello de la tubería de perforación eran de muy corta vida y esto provocaba una fuga en el mar. Fue el fracaso de la rotación de los envases del fluido de perforación que condujo al desarrollo de las riser marinos.

Como se puede ver en la figura 3.12, el aumento de los riser marino se extiende desde el conjunto de preventores del fondo del océano hasta el barco de perforación. El aumento de las articulaciones se pueden pedir en cualquier Longitud deseada, pero normalmente la duración es determinada por la geometría del barco de perforación. Normalmente el aumento de las uniones son de 50 pies de largo y por lo menos un risers es de 75 pies. En un principio eran simplemente riser de acoplamiento roscados con hilos de cruz de acoplamiento conducido al desarrollo de los acoplamientos de tipo de sejiación, este tipo experimental de acoplamiento de unión. El riser de acoplamiento ahora está desarrollando en aguas de mas de 7000 pies.

Para aguas profundas (mas haya de los 10,000 pies) se visualizan risers independientes. Trabajo realizado en conjunto con la Nar1. Fundación para la ciencia de la propuesta avanzada Ocean drilling program indica que proporcionar los medios para una rápida desconexión del barco de perforación del pozo, será necesario establecer un punto de desconexión en el risers a unos 1000 pies por debajo de la superficie del océano. Para apoyar el aumento de la vertical por debajo del punto de desconexión 10 pies de diámetro flotadores se instalaran en un número apropiado de aumento de las articulaciones. La desconexión incluye los preventores de cizalla para cortar la tubería de perforación para una emergencia que sea necesaria. Este punto intermedio de desconecte es esencial, ya que se estima que tirando 10,000 pies de risers podría tomar de 7 a 10 días así fuera de nuestras capacidades de previsión de fenómenos meteorológicos.<sup>32</sup>

### 3.29 Sistemas K & C

En tierra el K & C sobre el conjunto de preventores están conectados directamente a los colectores de K & C sobre la plataforma. En la perforación, flotante donde el conjunto de preventores son de varios cientos de metros por debajo del piso de perforación.

En los primeros días en aguas relativamente someras mangueras de alta presión se conectan al conjunto de preventores, cuando el conjunto de preventores se desembarca en la cabeza del pozo las mangueras estaban conectadas a la K & C colectores. A medida que el agua se convirtió en mayor profundidad las bobinas se convierten en tuberías demasiado grandes para un cómodo uso, y otra forma de puente de la profundidad del agua. Esto se hizo en primer lugar por la instalación de 15 pies a lo largo de la longitud de la sublevación. Este sistema mientras que su funcionamiento sea satisfactorio fue en un periodo de prueba por lo que se a desarrollado otro método. Este método consiste en hacer que el K & C líneas que se integran con el reiser. La superficie de la K & C articulaciones fueron provistos de un sello, y el extremo inferior se ha desarrollado, con un sello se baja verticalmente con el conjunto de sellos, Las articulaciones se mantienen unidos por el aumento de los acoplamientos.<sup>32</sup>

### 3.30 Control de sistemas.

La forma más sencilla de operar un acumulador hidráulico en un sistema de control hidráulico para conectar las líneas de una fuente de presión a través de válvulas de control directamente en el acumulador. Algunos actuadores requieren dos líneas para completar el ciclo de control. Otros, como el resorte de retorno a prueba de fallas actuadores requieren solo de una línea.

El sistema submarino de preventores de esta manera fue controlado durante el inicio de la perforación flotante. Una de las primeras que consiste en un conjunto accionado hidráulicamente con un conector superior e inferior, K & C son válvulas, Cuatro preventores, un preventor anular, y una presión equilibrada de articulación, Estas mangueras, juntan, se almacena en un gran rollo de mangueras. Todas las mangueras primero se conectan directamente su funcionamiento del conjunto de preventores, entonces la presión y su funcionamiento será ejecutado. Incorrectamente etiquetados las mangueras llevado a muchas horas de solución de problemas para conseguir el funcionamiento correcto de preventores. Esto consume tiempo de trabajo que se tenia que hacer cada vez que el conjunto de preventores que se han activado.<sup>32</sup>

### 3.31 Sistema de control de seguridad

A pesar de los mejores diseños, incluso con dos sistemas de control ofrece un 100% de redundancia, los problemas o fallas todavía ocurren en los mas modernos sistemas de control. Es conveniente disponer de sistemas de seguridad fiable si fallan los controles primarios. Esto ha llevado a desarrollar de dos tipos de seguridad de los sistemas de control, el sistema de control acústico y el segundo el sistema hidráulico.

La acústica del sistema de seguridad utiliza señales acústicas a través del agua como control del vínculo entre el barco de perforación y el conjunto de preventores en el fondo del océano. La energía y la potencia del receptor de la señal acústica y válvulas de control de posición es proporcionado por la pila seca. La energía hidráulica para alimentar determinadas funciones en el conjunto de preventores viene de acumuladores montados en el conjunto de preventores. Estos acumuladores se mantendrán, ya que forman parte del sistema normal de control. Las funciones típicas son para cerrarlos preventores de cizalla para cerrar la tubería y desconectar el riser de la parte inferior del riser marino.

Un transmisor acústico situado en la superficie ya sea de perforación u otro barco de trabajo se utiliza para enviar una señal de que esta codificada para la función deseada hasta el receptor del conjunto de preventores. Esta señal se interpreta y el correcto control de la válvula se acciona, la dirección de fluido hidráulico de los acumuladores para la función deseada. El sistema de seguridad acústico esta instalado en aguas profundas. Con generadores sólidos de gas también se han probado con éxito como sistema de seguridad de las fuentes de energía submarinos.

La última oportunidad para enlazar el sistema hidráulico proporciona medios para el accionamiento de varias funciones seleccionadas cuando todo lo demás ha fracasado. Una sistema hidráulico que a sido marcado para ejecutar las funciones deseada se ejecuta desde el conjunto de preventores y puede ser guiado por las directrices o dirigido por el sonar o TV. Mangueras hidráulicas se conectan al marcador y se ejecutan de acuerdo con la sarta de perforación que se reduce hasta el recipiente del conjunto de preventores. Una vez que la marca esta en su lugar, el control funciona a través de presión de la línea hidráulica. La marca también se puede recuperar bajo el mar o el aumento del conjunto de preventores en caso de que no haya riser. El recipiente esta conectado a la marca con pernos a una placa de montaje en la parte inferior de los riser marinos. El recipiente también se adjunta al menor riser marino.<sup>32</sup>

### **3.32 Capacidad de extensión de profundidad**

De vez en cuando un barco de perforación se considera que tiene un máximo de capacidad de fondo de agua (1300 pies de agua con una profundidad de 1,000 pies) como una plataforma. Para garantizar que el equipo es adecuado para la ubicación, hay que tener en cuenta la disponibilidad de aumento de adicionales y espacios de almacenamiento (añadiendo la flotabilidad), alargamiento de control de mangueras y TV por cable, adicionalmente directriz de longitud, sistemas de amarre adecuado (amarres de gallardete y cables). Tamaño de la directriz de las bobinas de control de la manguera (lo suficientemente grande adicionalmente para mantener la manguera, la facilidad de la instalación de mas grandes), tamaño de la directriz de los tambores, subestructura y la fuerza. En general, la adición de agua de profundidad pueden ser acomodados, pero cada equipo y cada sitio deben ser considerados por separado.<sup>32</sup>

### **3.33 Manual de operaciones y procedimiento de seguridad**

La selección y las consideraciones que se deben tomar para la selección de una plataforma se debería incluir un examen de un barco de perforación un manual de operación y un plan de procedimientos de emergencia. El manual de operación incluye las operaciones de perforación y equipos de manipulación de los procedimientos. Limites de funcionamiento normal de las operaciones de perforación. Los procedimientos de emergencia, plan que debería abarcar respuestas detalladas y cursos de acción que deberán seguirse durante las emergencias y situaciones de mal tiempo. Los procedimientos de despegue deben ser identificados y equipos especiales deben estar a bordo para cumplir con la suspensión en condiciones adversas. Un acuerdo sobre los procedimientos de control que debe ser alcanzado entre el contratista de perforación y el personal de la empresa. El personal de la empresa de perforación ejecutara el procedimiento, por lo que es diferente de sus procedimientos anteriores, un plan debe llevarse acabo.<sup>32</sup>

### **3.34 Amarres y Análisis de riser**

Los sistemas de amarres y los objetivos de mantenimiento de la estación serán discutidos brevemente. El concepto de la catenaria y el restablecimiento de la fuerza horizontal. La combinación de estas fuerzas con el pozo de agua de profundidad, descripción física de la plataforma de amarre y datos sobre el medio ambiente es tarea de un análisis de amarre. Varios programas de computación comerciales están disponibles para realizar análisis de amarre, algunas empresas han desarrollado sus propios programas. Los métodos de análisis de amarre están documentados en numerosos artículos y documentos. En la figura 3.15 describe el procedimiento básico seguido en el análisis de amarre. Combinando las características de los barcos y equipos específicos de amarre con la batimetría y el tiempo de datos de rendimiento de la longitud de línea de atraque en la implementación, el funcionamiento inicial de la tensión. Los resultados se pueden obtener por una serie

de amarre de configuración para determinar cual es mejor o simplemente para comprobar una configuración recomendada.<sup>32</sup>

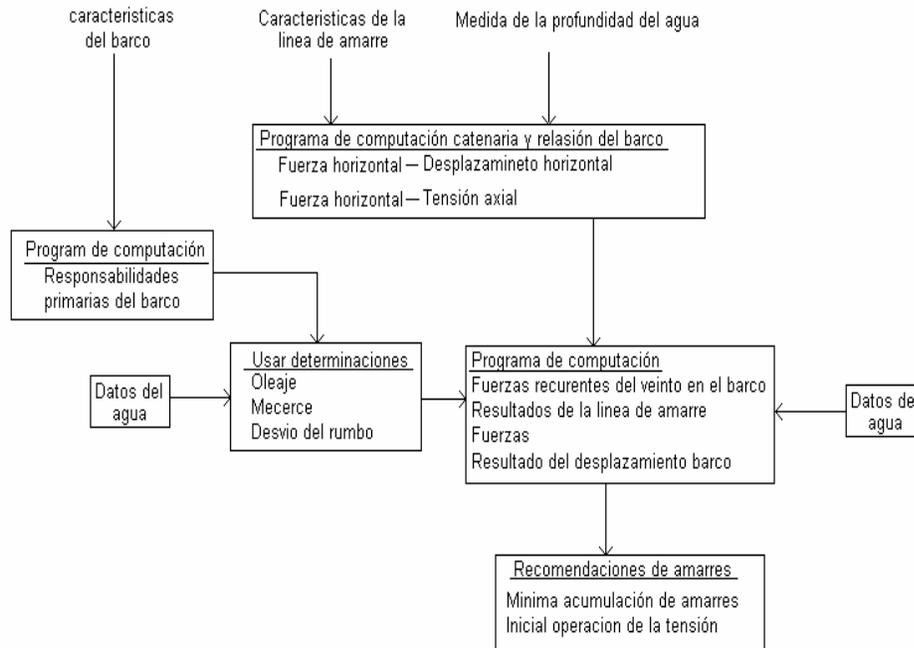


Figura 3.15  
Método y análisis de amarre  
(Petroleum Engineering handbook)

### 3.35 Análisis de riser

Precisamente el rendimiento de la perforación solo se puede determinar por el análisis. En operaciones de perforación flotante, el riser se comporta como una cadena. Todas las importantes normas de seguridad estructural de la tensión. Es el mas importante parámetro de funcionamiento del sistema, por lo tanto el aumento de la tensión superior. La insuficiente tensión al principio puede resultar un problemas operativos asociados a los grandes conjuntos de ángulos de la junta de balón, si es lo suficientemente bajo, el pandeo de la tubería ascendente del cuerpo. Sin embargo produce un alto destacado que el riser puede resultar en una reducción de su vida a causa de grietas por fatiga. Para cada combinación de las condiciones ambientales, el peso del lodo de perforación, el aumento de peso y el barco de compensar es una distancia óptima de la tensión superior para el riser.

Los programas comerciales están disponibles para hacer al riser un análisis, Al igual que con el análisis de amarre, algunas empresas han desarrollado sus propios programas.<sup>32</sup>

### 3.36 Estrés de tubos de riser

Las fuerzas estáticas y dinámicas en el riser de tubería se calcula por el programa de riser de análisis. Las cargas son causadas por el aumento de peso, el peso del lodo de perforación, inducida por las fuerzas hidrodinámicas, el principio aplicado a la tensión deformación de la parte superior del riser. Deformación de la parte superior del riser es causada por el barco. Las cargas dinámicas resultado de las olas inducidas por el movimiento de partículas de agua y aumento del barco que influye en el movimiento. La ola influye en el aumento del movimiento que produce una flexión dinámica de aumento en las fuerzas hidrodinámicas y debido al movimiento relativo de la sublevación y del agua. Los criterios para la estática y dinámica aceptable de los niveles de estrés se muestran en la figura 3.16. Por razones puramente de cargas (no se aplican carga dinámicas), hace hincapié hasta un 50% de la tubería material de límite elástico están autorizados para las operaciones normales y destaca hasta el 67 % del límite de elasticidad limitada o para las operaciones de emergencia.

Estos factores han permitido destacar factores de seguridad de 2.0 y 1.5 % respectivamente. Por razones puramente dinámicas subrayadas, la tolerancia permite un 25% de la tubería de material del límite elástico y el 25% de la tubería porque en última instancia la fuerza del material de la fatiga que se considera. Combinada la estática y la dinámica del estado de estrés deben entrar dentro del rango recomendado se indica en el grafico.<sup>32</sup>

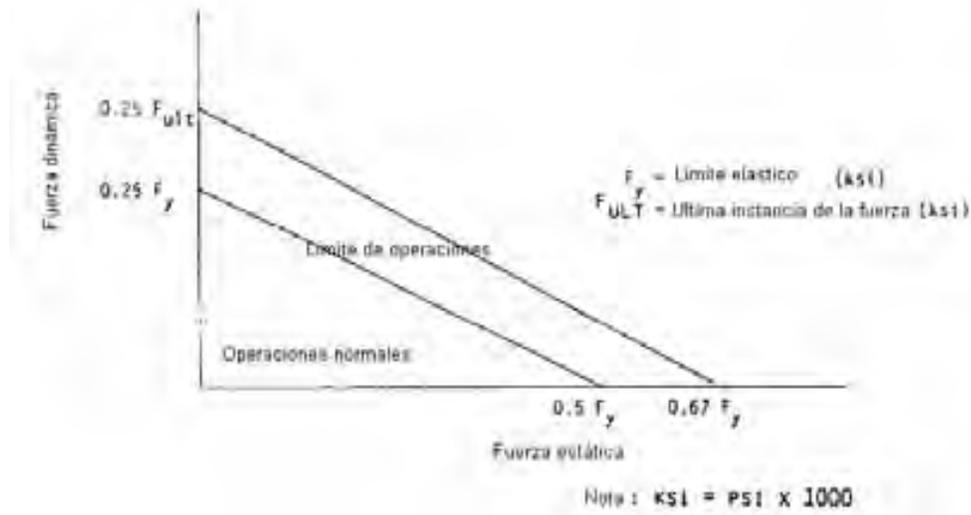


Figura 3.16  
 Recomendaciones de rango de fuerzas  
 (Petroleum Engineering handbook)

### **3.37 Junta de balón con ángulo**

Para minimizar el desgaste por la tubería de perforación, el ángulo de enfoque de la sublevación en el conjunto de preventores debe ser lo más bajo posible. Los problemas se reducen al mínimo si este ángulo se mantiene a menos de 1<sup>o</sup> grado un objetivo fácilmente alcanzable en un entorno apacible. Con ambientes de moderada a grave, el establecimiento de un conjunto admisible de una bola es de 3<sup>o</sup> grados con esta condición los problemas de desgaste y la aplicación de criterios son demasiados restrictivos para permitir las operaciones de perforación económicas. La bola inferior, el ángulo conjunto se ve afectado por muchas variables. El personal de plataformas solo puede fácilmente ajustar la tensión y la parte superior de aumento de la posición de los barcos. EL riser de la torre del ángulo es el indicador que debe vigilarse continuamente y a posición de los barcos y/o de aumento de la tensión ajustada en consecuencia. Se puede cambiar la ubicación del barco en relación con el pozo es el mejor método para reducir el ángulo de la junta de balón. El conjunto de la junta inferior del balón es el ángulo más importante para el funcionamiento y para su mantenimiento.<sup>32</sup>

### **3.38 Tensión superior**

Para operaciones a largo plazo no es conveniente trabajar con sistemas de riser-tensión en más de 75% aproximadamente, el 75% de su capacidad nominal. Para ello se traducirá en primera. Requisitos de tensión se puede reducir mediante el uso de la flotabilidad.

La suficiente tensión/flotabilidad debe especificarse para evitar consecuencias drásticas en caso de que más de una. Después de una junta de ángulo de bola común, este es el criterio más estricto.

Al funcionar en la recomendación de la tensión, la falta de un tensor no debe suponerse un aumento de ángulo de la junta del ángulo pasado de 3<sup>o</sup> grados y el estrés debe volver a principios en el rango recomendado para las operaciones normales. (ver figura 3.16),. La tensión mínima del funcionamiento debe ser siempre suficiente para desconectar de emergencia. Un overpull en la parte inferior-marino-riser de un paquete de conector de alrededor de 50,000 lb es recomendado para asegurar que el menor conjunto de riser marinos y el riser se retraerá suficientemente claro a la parte superior del conjunto de preventores.<sup>32</sup>

### **3.39 Línea de tensión del ángulo de fricción y la polea**

Variación del ángulo de la línea de tensión en general tiene muy poco efecto sobre la tensión. La rondana de fricción, sin embargo, puede ser substancial en algunos sistemas. Si es así, su efecto debería ser completamente tensión en el sistema de control de que el tensor se mantiene en la parte superior del riser.<sup>29</sup>

### 3.40 Tubería de riser de colapso

Fuerza del material y espesor de pared debe ser suficiente para evitar el colapso debido a la presión hidrostática del agua del mar cuando el riser esta completamente vació. Reducción del colapso debido a la fuerza axial de carga y tensión de flexión deben ser incluidos. En general, el colapso y sus consideraciones importantes en el agua se convierten en profundidades mayores de 800 pies. El objetivo del análisis es el riser para especificar recomendado principalmente las tensiones que mantienen el sistema de seguridad en el trabajo dentro de los límites previstos en todas las condiciones, tal como se describe en la tabla 3.2.<sup>32</sup>

Límites de operación recomendado

<u>Rango de ángulo de la junta de balón</u>	<u>Comentarios</u>
0 a 1 grado	Manteniendo este ángulo en la junta de balón, es todo posible
1 a 3 grados	Maximo Limite para operaciones normales preferentemente debería estar en este rango solo temporalmente
3 grados e incrementandose	Inicio del procediminto de la perforación
5 grados e incrementandose	Tuberia de perforación colgada Procedimiento de inicio de desconectar

**Tabla 3.2**  
Recomendaciones de límite de operaciones  
(Petroleum Engineering handbook)

### 3.41 Operaciones en el campo

Con la mayoría de la planificación y preparación, ahora vamos a discutir los pasos secuenciales de un pozo de perforación en aguas someras desde un barco flotante. La secuencia de los acontecimientos en esta descripción no es necesariamente seguida por cada pozo de un barco flotante, pero es un método que ha trabajado en el pasado y trabajar en el futuro.<sup>32</sup>

### **3.42 Estableciendo la ubicación**

La ubicación se ha trazado en el mapa, el trabajo sísmico revisado y el programa de perforación escrito. Materiales que se han entregado (especialmente en pozo submarino en tuberías de 30 y 20 pulgadas). La pregunta de la ubicación debe ser exacto, por diversas razones. Lugares cercanos a las fronteras de arrendamiento debe ser colocado con precisión de un punto de vista jurídico o de propiedad. El pozo y la ubicación en relación con la cartográfica sísmica es fundamental. Si el equipo se ha trasladado fuera de lugar, volviendo sobre la localización precisa de una buena investigación de datos. Hoy en día las técnicas pueden proporcionar exactitud dentro de 10 pies. En áreas bien establecidas como en todo el perímetro en algunos países se utiliza el sistema de triangulación. En zonas remotas de navegación por sistemas de satélites, con los receptores ubicados sistemas flotantes, se utilizan sistemas exactos para dentro de 3 pies. Dependiendo de la ubicación y relación con los satélites sin embargo, tendrá múltiples satélites y pasa aproximadamente 24 horas para lograr que la precisión. El sitio puede ser marcado con una boya o la plataforma puede ser investigada indirectamente. Una vez en él lugar de amarre con el sistema establecido y probado a la perforación estará listo para comenzar. Ver figura 3.17 para la secuencia de las operaciones.<sup>32</sup>

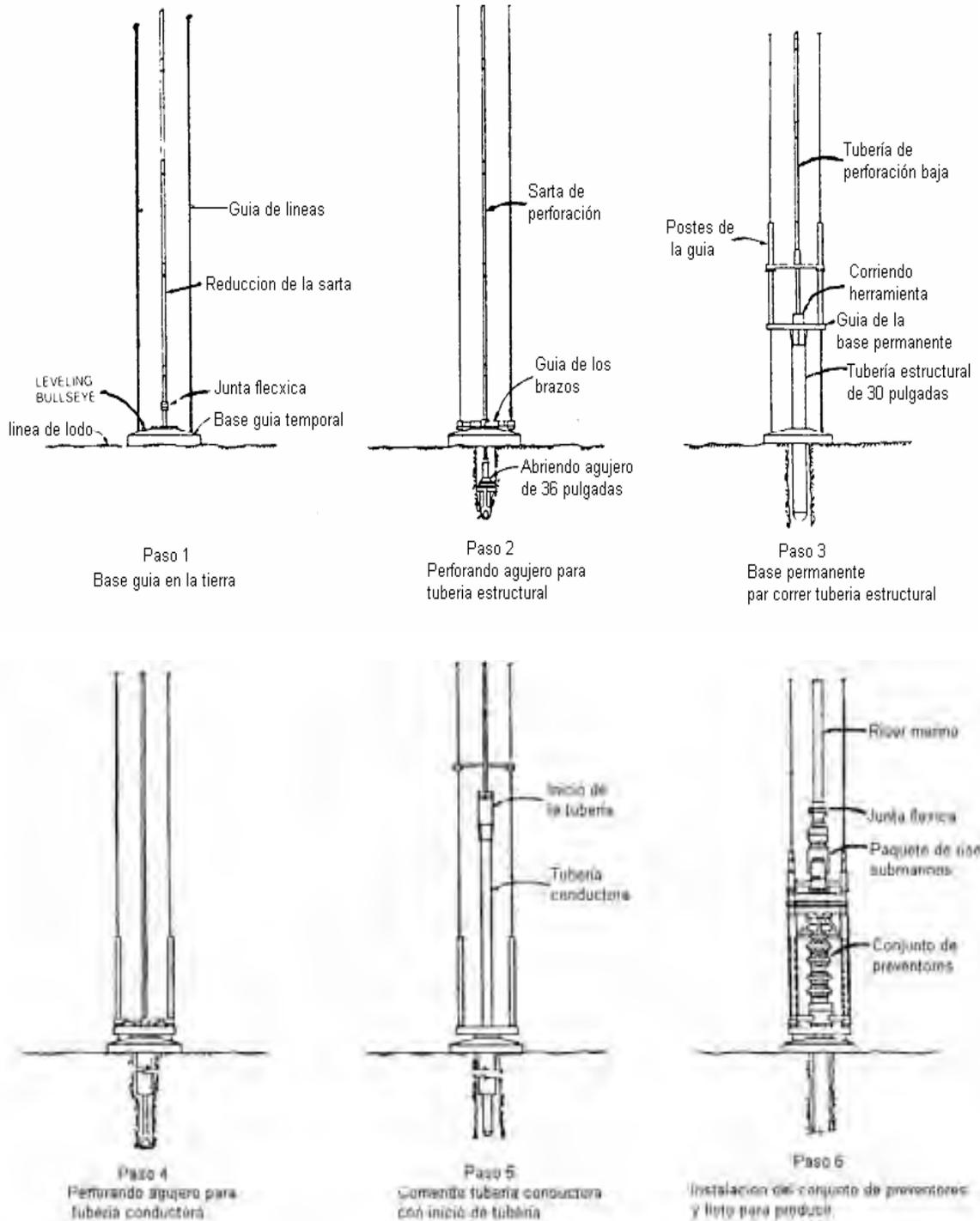


Figura 3.17  
Perforación flotante – sistema submarino  
(Petroleum Engineering handbook)

### **3.43 Perforando inicialmente un pozo**

#### **Paso 1**

En la perforación con un barco flotante es inferior a la de carácter temporal la guía base al fondo del océano. La guía base temporal es generalmente 12 por 12 pies y esta dotado con una cuerda que se observa por televisión a nivel de empresas determinación. Esta base se sujeta en la tubería de perforación conectando a el con una herramienta hidráulica o conector. Cuatro cables de cuerda directrices se adjunta a la su base antes de que sea reducido. La base puede ser cargada con barro necesario para que la tensión pueda ser tirado en las directrices cuando se perfora. Con la base en la parte inferior, de la sarta de perforación del funcionamiento de la tubería de perforación esta marcado en el casquillo del Kelly, con un promedio de empuje del barco, de modo que la profundidad del agua puede ser determinada mediante la medición de la tubería cuando se tira. Esta medida, es corregida en funcionamiento de la marea, la profundidad del agua del buje del kelly al océano. La herramienta que se utiliza en todas las perforaciones.<sup>32</sup>

#### **Paso 2**

Consiste en ejecutar la perforación de la pieza de montaje perforando collares, parachoques posteriores y tubería de perforación abajo las directrices, mediante la colocación temporal de la guía base y en el fondo oceánico para taladrar el agujero de la tubería estructural. Este agujero debe ser perforado con cuidado para garantizar que se mantiene en vertical, ya que mas tarde el control vertical del conjunto de preventores cuando se aterrizo en la cabeza del pozo.<sup>32</sup>

### **3.44 Colocando tubería de 30"**

#### **Paso 3.**

La tubería estructural (con una guía permanente junto con la base y de las directrices a través de la rosca guía). Se ejecuta en las directrices en el agujero. Se debe tener cuidado mientras con la tubería de 30 pulgadas. La tubería se coloca para asegurarse que no se filtre las aguas de cultivo. Esto se pasa por alto es posible que se colapse la tubería de 30 pulgadas. Esta a cargo y consolidado a través de la reducción de la tubería de perforación se toma los retornos en el fondo del océano y se pueden observar por televisión.<sup>32</sup>

Paso 4.

Se perfora el agujero para la tubería conductora. Si la tierra de la tubería estructural se fija es rentable, un ascendente y se ejecuta en el cierre permanente en las guías, de perforación y los retornos se toman en el barco de perforación. El riser arriba de la tensión debería ser suficiente solo para reducir al mínimo el punto inferior de la bola de empaque. Demasiada tensión superior podría dar lugar a tirar. La tubería de 30 pulgadas. Cubierta de la tierra. Si la tierra no es competente, el riser no se ejecuta y vuelve se toman sobre el océano. Si el riser se utiliza con un suelo no satisfactorio, el jefe de la hidrostática y los fluidos de perforación puede romper. El suelo en la zapata de la tubería estructural, el resultado puede ser pérdidas de circulación. El agujero conductor puede variar en profundidad de 298 a 499 pies. El tamaño de la tubería conductora de la TR se ha utilizado en 20 pulgadas OD. Si el riser se ha utilizado, que se tira antes de que el conductor se ponga.<sup>32</sup>

### **3.45 Colocando tubería de 20 pulgadas**

Paso 5.

La tubería conductora de 20 pulgadas se coloca en las directrices sobre las tuberías de perforación. Se aterriza en la vivienda sobre la tubería estructural y se cementa de nuevo hasta el fondo oceánico. La tubería conductora de 20 pulgadas está equipada con un 163/4 o 185/ pulgadas. Alta presión del pozo y su vivienda preparado internamente para recibir la cubierta posterior. El tamaño de la cubierta la cabeza está determinada por el tamaño del conjunto de preventores en la perforación del barco. El perfil extremo en el extremo superior de la tubería de la cabeza está preparada para que coincida con el tipo de pozo. El conector instalado en el conjunto de preventores. Un metal sobre metal ofrece el anillo de sello de presión entre el conector y el pozo.<sup>32</sup>

### **3.46 Instalando el conjunto de preventores**

Paso 6.

Consiste en la función y la presión de ensayo del conjunto de preventores en la cubierta y a continuación, se instala en las directrices y se engancha a la carcasa del conjunto de preventores que puede pesar hasta 400,000 lb. La variedad en la altura de 30 a 40 pies, que normalmente se instala en el riser. Dependiendo de la profundidad del agua se instala en el conjunto de preventores puede ser un procedimiento corto o largo (desde unas pocas horas, hasta varios días) cada riser debe ser inspeccionado cuidadosamente.

Cada riser y su conexión se deberán compararse. El peso total del conjunto de preventores con el apoyo de cada conexión K&C (líneas de alimentación hidráulica y si es difícil por tuberías se realiza) debe ser un ensayo de presión por cada dos o tres conjuntos para evitar una innecesaria instalación de conjunto de preventores, para una reparación de fugas. Además del cuidado del riser por la inspección, manejo de herramientas y de aumento de la araña debe ser inspeccionado para detectar rajaduras o daños. La herramienta es compatible con el manejo de aumento que otros conjuntos se añade a la sarta. La parte superior del riser esta equipado con un conjunto de resbalón para dar cavidad a los barcos y compensar los tirones. El deslizamiento de tierra en conjunto con un desviador de la vivienda de inmediato en virtud de la mesa rotaria. El riser de tensión de las líneas conectado al resbalón del barril a fin de que la tensión se pueda aplicar al conjunto de preventores cuando el riser se desembarca en el pozo. Una vez en su lugar el conjunto de preventores es la función y la prueba de presión y esta listo para comenzar la perforación de la profundidad total. Como el agujero es perforado con cuerdas adicionales la tuberías puede instalarse a través de las sublevación del conjunto de preventores. El conjunto de preventores esta sujeto a pruebas periódicas después de la primera cadena de tuberías se desembarca en el pozo de vivienda debe hacerse cuidadosamente, Una fuga de la tubería del soporte de montaje y sellado de la cubierta podría derrumbarse si la presión de prueba sea superior a la presión de la tubería de colapso.. API RP incluye 53 pruebas de directrices. Si el pozo es para producción y la sarta de tubería también se ejecuta a través del conjunto de preventores y fuera colgando en la cubierta de la cabeza.<sup>32</sup>

### **3.47 Pruebas de producción (DST)**

No se quiere equipo específico instalado en los equipos flotantes. Un conjunto de preventores incluye la producción de árboles de válvulas y en la superficie un sistema de accionamiento hidráulico de emergencia para desconectar, tuberías y válvulas de alta presión del colector de ahogar a la zona de producción de los equipos, en pruebas de la trampa con el equipo de medición, tanques de almacenamiento con las bombas de transferencia y un tanque de reserva. Este equipo requiere un espacio considerable. Y ubicación del tanque de almacenamiento puede requerir conexiones locales hasta la cubierta de la estructura. Instalación y operaciones de producción y equipos de prueba requieren la planificación y la importancia del tiempo en la plataforma. La oficina de presiones y producción de árboles en el espacio es fundamental. El árbol de las válvulas en el pozo submarino vivienda ram y el conjunto de preventores tuvo sellado de la cubierta anular. La altura de los árboles entre ellos el mandril de desconexión de emergencia no debe extenderse por encima de la parte inferior de la cortina de cizalla del los ram. En caso de desconexión de emergencia los arietes ciegos, la zona de cizalla ram debe ser clara para cerrar en horario de verano es una operación crítica. Debe llevarse a cabo bajo el H<sub>2</sub>S es posible en condiciones cuidadosamente controladas. Si en la producción sea necesaria las precauciones especiales para las regulaciones locales y API RP 49 cubren los requisitos H<sub>2</sub>S<sup>32</sup>

### 3.48 Perforación con tubo ascendente

El tubo ascendente es una tubería que se extiende desde la plataforma hasta el lecho marino. El lodo y los recortes de perforación del pozo retornan a la superficie a través del tubo ascendente. El extremo superior del tubo ascendente se adosa a la embarcación de perforación, mientras que su extremo inferior se fija en el lecho marino. Un preventor de reventones emplaza en el lecho marino entre el cabezal de producción del pozo y el tubo ascendente ofrece protección contra la presencia de formaciones sobre presionadas y el influjo repentino de gas. El diámetro del tubo ascendente, que alcanza hasta 53.3 cm (21 pulg), es suficientemente grande como para permitir el paso de la columna de perforación, las herramientas de adquisición de registros y las sargas de revestimiento múltiples.<sup>41</sup>

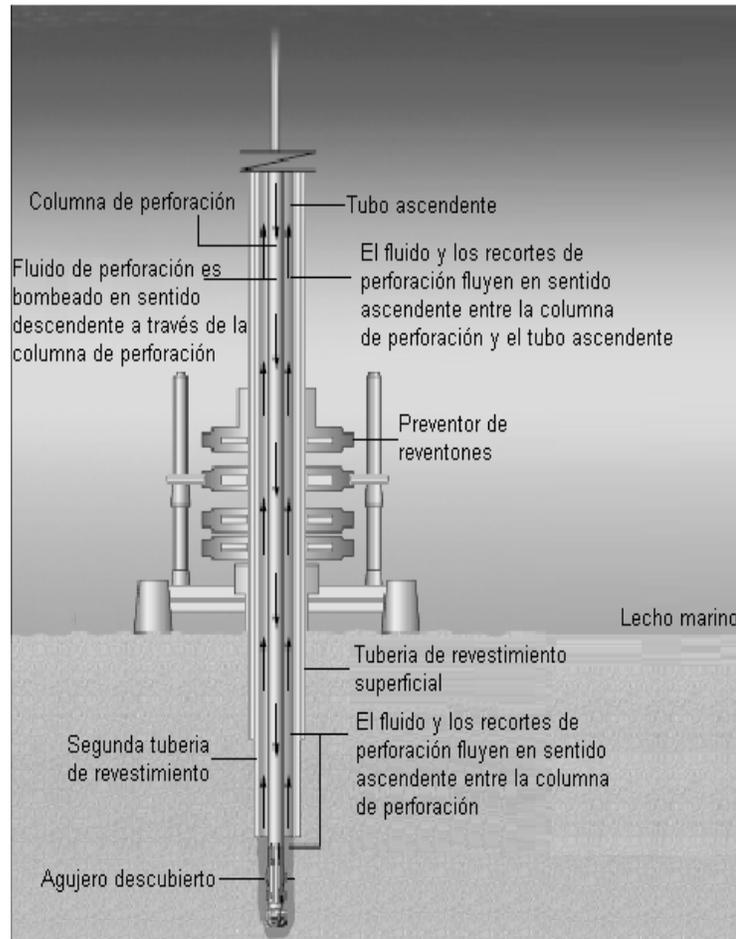


Figura 3.18  
Perforación con tubo ascendente.  
Perforación de pozos profundos en los océanos.

### 3.49 Peroración sin tubo ascendente

Para perforar sin tubo ascendente, el fluido de perforación sale por la parte superior del pozo derramándose sobre el lecho marino y no retorna a la superficie. Esto no constituye un problema para el ambiente de lecho marino porque el agua de mar se utiliza como fluido de perforación. No obstante, dado que no se agrega ningún sólido, no se forma ningún revoque de filtración. Sin revoque de filtración el pozo es menos estable, lo que puede conducir a su colapso. Por lo tanto, fue preciso desarrollar tecnología y soluciones para encarar los problemas asociados con el movimiento vertical de la embarcación de pozos.

El agua de mar es bombeada en sentido descendente a través de la columna de perforación y los recortes fluyen en sentido ascendente entre la columna de perforación y el pozo o la tubería de revestimiento, donde se esparcen sobre el lecho marino y no retornan a la superficie.<sup>41</sup>

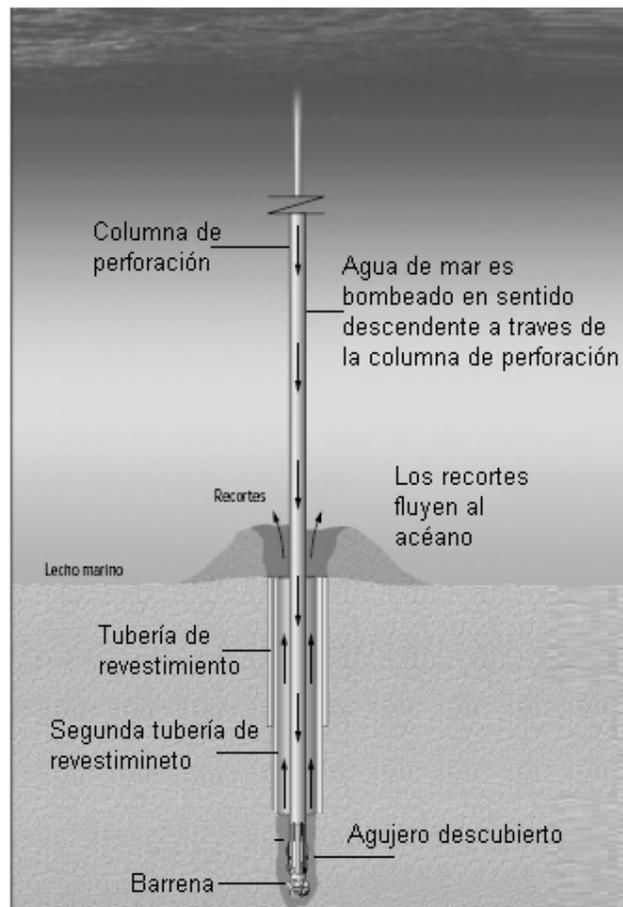


Figura 3.19  
Perforación sin tubo ascendente  
Perforación de pozos profundos en los océanos.

### 3.50 Cono de reentrada

Otro desafío de los pozos en la perforación sin tubo ascendente era la re-entrada de pozos pre-existentes. Puede ser necesario reingresar en un pozo por diversos motivos, tales como un cambio de barrena o cuando se retorna al pozo. Para cambiar la barrena, por ejemplo se debe subir la columna de perforación, cambiar una nueva barrena y volver a bajar la columna hasta el fondo dentro de la misma perforación. La formidable tarea de reingresar en un pozo en el fondo del océano se logró con la utilización de un equipo de barrido por sonar y un cono de re-entrada. El arreglo de cono de re-entrada comprende un embudo de re-entrada instalado en una placa de soporte que descansa sobre el fondo marino y una cubierta para soportar las sargas de revestimiento. el sistema de re-entrada es ancho en la parte superior, por encima del lecho marino, y se estrecha en la parte inferior cerca de la base del fondo marino, lo que facilita que el embudo guíe la columna de perforación dentro del pozo. El como de re-entrada permite reingresar en un pozo en operaciones de varias tareas.<sup>41</sup>

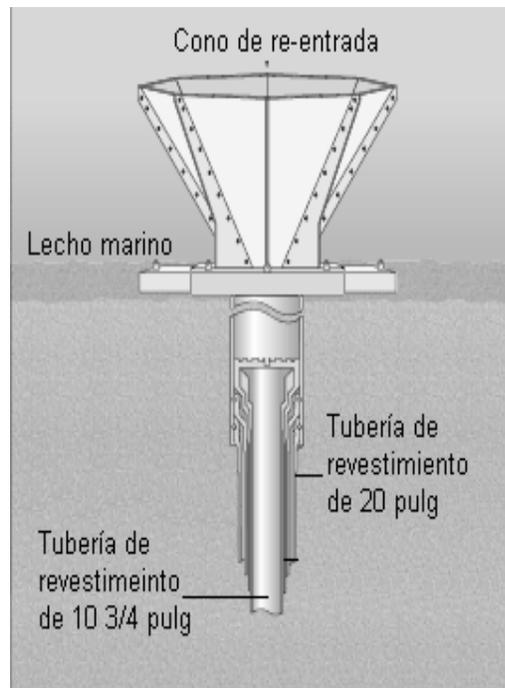


Figura 3.20

#### Cono de re-entrada

Perforación de pozos profundos en los océanos.

### **3.51 Producción y abandono**

Si se toma la decisión de abandonar el pozo debe ser desconectado en primer lugar. Dictar las normas locales y detalles de conexiones. Abandono de desconectar por lo general consta de cementación por la que se conecta en el pozo a intervalos determinados por debajo del suelo oceánico. Los conectores son a prueba de presión ya que están instalados en continuidad el pozo submarino y las bases deben ser recuperadas. Esto se logra mediante la reducción de los tubos de 15 pies aproximadamente por debajo de la línea de lodo. De corte que se puede hacer con cortadoras mecánicas (se dispone de herramientas que puede cortar en 133/8 in, 20 in y 30 in sartas de un paso) o con explosivos. Si se utilizan explosivos el equipo puede tener que ser trasladado a varios cientos de pies de distancias de la cabeza del pozo, dependiendo de la profundidad del agua a fin de que la explosión de ondas de choque no dañen el casco del barco. Obteniendo los equipos del pozo y las bases pueden ser reconocidas y reutilizados.<sup>32</sup>

## Capítulo 4

### **CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS**

#### **4.1 Método de perforación en aguas profundas**

##### **4.1.1 Sistema de doble gradiente**

Un JIP (subsea Mudlift Drilling) es diseño para un nuevo método de perforación y construcción de pozos en aguas profundas con un número mínimo de sartas de revestimiento, para poder alcanzar los objetivos geológicos profundos con un hoyo cuyo tamaño permita la producción de hidrocarburos con altas tasas de flujo.

Las Altas tasas de deposición provocan la rápida acumulación de sedimentos, que alcanzan profundidades considerables sin llegar a compactarse o desalojarse el agua acumulada en los poros. En estas formaciones débiles y o consolidadas, las presiones de poro son elevadas y, para contener el avance de los fluidos de formación, se utilizan lodos de perforación pesados, sin embargo. Las presiones de facturación son bajas; y débiles a la gran distancia existente entre el equipo de perforación y la formación se crea una columna de lodo tan pesada en la sarta de perforación y en el tubo ascendente, que el peso del lodo fractura la formación a menos que se haya colocado una tubería de revestimiento.

En las porciones superiores del pozo se colocan varias sartas de revestimiento, por lo que se reduce el número de columnas disponibles para subsanar posibles contingencias que se pueden encontrar a mayor profundidad, como por ejemplo zonas de circulación, formaciones sobre presurizado y otros incidentes relacionados con el control de los pozos.

En 1996 compañías construyeron un JIP con el fin de eliminar el efecto de la profundidad del agua en la planificación y la perforación de los pozos de aguas profundas. El grupo determino que la solución más viable implicaba reducir el peso del lodo sobre la formación cambiando el sistema de retorno del lodo a la superficie.

La tecnología de levantamiento submarino del lodo permite aislar el lodo y bombearlo de regreso a la superficie fuera del tubo ascendente para aliviar la carga, la cual permite continuar con la perforación sin llegar a fracturar la formación.

Para disminuir la carga en el tubo ascendente se reemplaza el gradiente único de presión por un sistema de gradiente doble: un gradiente de presión hidrostática actúa desde el equipo de perforación hasta el lecho del mar, que en algunos casos se denomina nivel del lodo mientras que un nuevo gradiente de presión mas elevado actúa desde el nivel del lodo hasta el fondo del hueco.

En el sistema de gradiente doble, los gradientes de fractura, de la presión de poro y de presión de lodo tienen como nivel de referencia el nivel del lodo en lugar del equipo de perforación.

Perforación con doble gradiente y con menor número de sartas de revestimiento. Debido a que los gradientes de la presión de poro, de fractura y de lodo tienen como plano de referencia el nivel del lodo (lecho marino), en lugar del nivel del mar, este sistema de perforación permite construir el pozo con éxito utilizando menor cantidad de columnas de perforación, incluso en los casos en que existe un estrecho margen entre la presión de poro y la presión de fractura.<sup>5</sup>

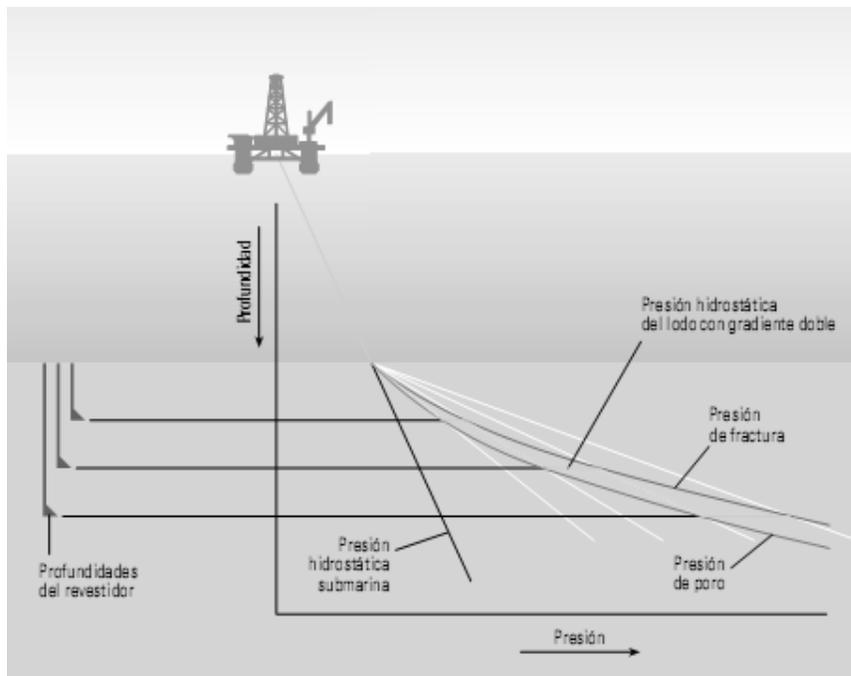


Figura 4.1

Sistema de doble gradiente usando menos sartas de revestimiento.  
(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

La disminución de la presión del lodo en el hoyo puede permitir el ahorro de hasta cuatro columnas de revestimiento en el diseño del pozo.

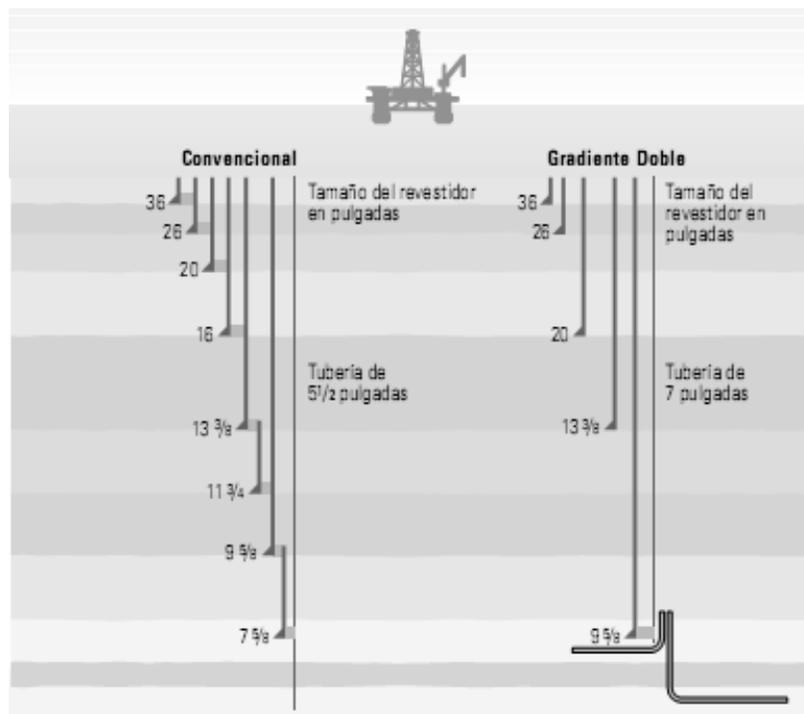


Figura 4.2  
 Comparación de sistemas de perforación  
 (Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

El uso del método del gradiente doble requiere una menor cantidad de sartas de revestimiento y permite una tubería de revestimiento de completación de mayor diámetro. El menor número de sartas de revestimiento utilizado en la perforación en aguas profundas con gradiente doble, comparado con la perforación convencional permite disminuir costos y posibilita el uso de una tubería de producción de mayor diámetro en el fondo del pozo con la cual se obtiene mayor productividad.

La tecnología del gradiente doble hace posible que cualquier pozo, cualquiera que sea la profundidad del agua, alcance su objetivo en el yacimiento con un hoyo de 12 1/4 " de diámetro. Los pozos de gran diámetro que se pueden perforar gracias a la perforación con levantamiento submarino del lodo podría completarse con tuberías de producción de 7" pulgadas de diámetro hasta el nivel del lodo, con lo cual muchos pozos pueden alcanzar su máxima tasa de flujo potencial.<sup>5</sup>

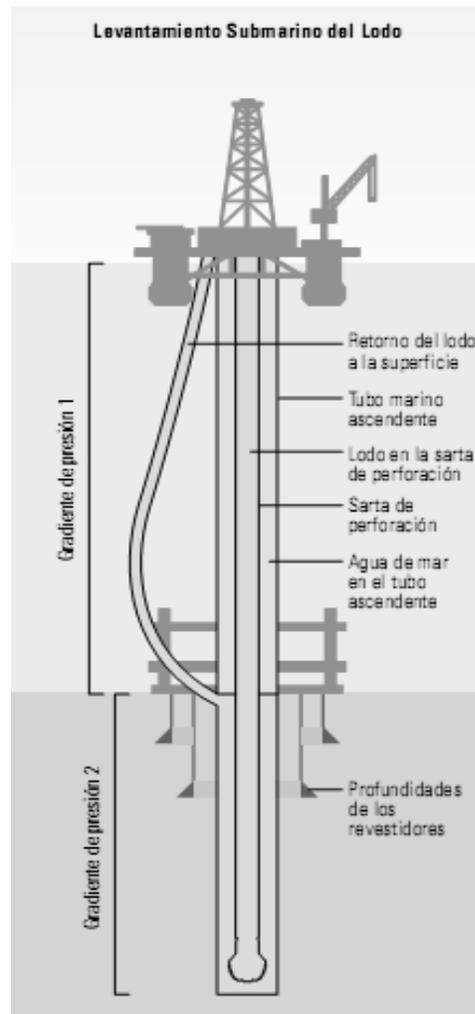


Figura 4.3

**Sistema de doble gradiente de perforación.**

(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

El JIP (Subsea Mudlift Drilling) levantamiento submarino del lodo de perforación. Existen varios métodos para reducir el peso del lodo en el tubo ascendente de perforación. El JIP de levantamiento submarino del lodo de perforación está desarrollando un sistema donde dos componentes principales. En Primer lugar, un divergente rotativo submarino aísla el fluido que se encuentra en el tubo ascendente con respecto al pozo y desvía el fluido de perforación ( de retorno) desde la base del tubo ascendente al segundo componente clave, una bomba de levantamiento de lodo. Esta bomba dirige el lodo de regreso al equipo de perforación por medio de una línea de flujo aislada del tubo ascendente e impide que la presión hidrostática del lodo en la línea de retorno se transmita al hoyo.<sup>6</sup>

#### 4.1.2 Sistema convencional

En la perforación convencional, la columna de lodo se extiende desde el equipo de perforación hasta el fondo del pozo y forma un gradiente único de presión del lodo.

En la perforación convencional, el peso de la columna de lodo en el tubo ascendente a menudo es demasiado elevado para perforar sin provocar fracturas en las formaciones débiles.

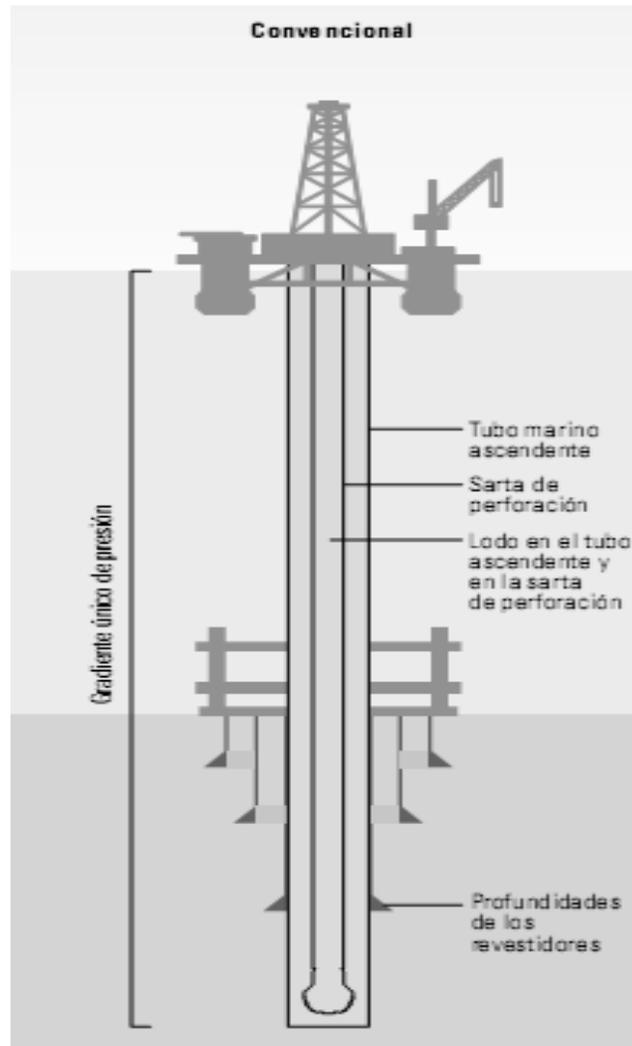
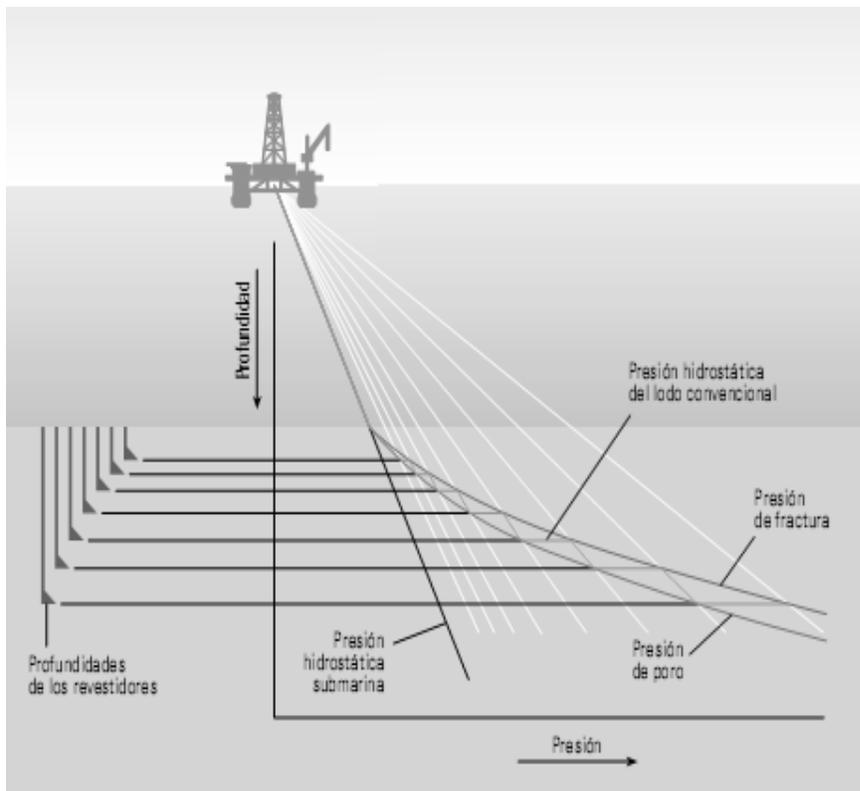


Figura4.4  
Sistema convencional de perforación  
(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

La perforación convencional con gradiente único requiere varias sartas de revestimiento. Cuando el margen entre la presión de poro y la presión de fractura es pequeño, la perforación convencional, con su gradiente de presión tomado a partir del nivel del mar, requiere frecuentes incrementos de la densidad del lodo, además de columnas de revestimiento adicionales para evitar las fracturas.



**Figura4.5**  
Sistema convencional se utilizan varias sartas de revestimiento  
(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

Ejemplo 4.1.

Utilizando el método de Eaton para calcular el gradiente de fractura.

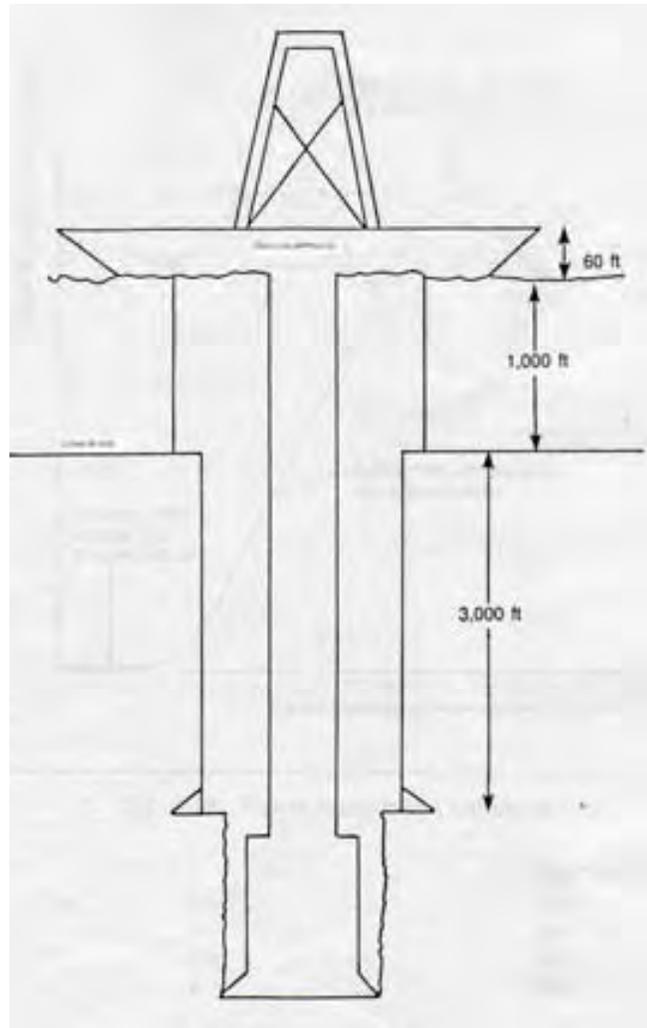


Figura 4.6  
Esquema del ejemplo 4.1  
(Drilling engineering)

Cual es el gradiente de fractura equivalente en la tubería?

1.-Convertir la profundidad del agua equivalente en una sección de la formación.

$$1,000 \text{ ft} \times 0.465 \text{ psi} / \text{ft} = 465$$

2.- En la grafica 4.7 obtener el valor del gradiente de estrés equivalente a una profundidad de 4000 ft

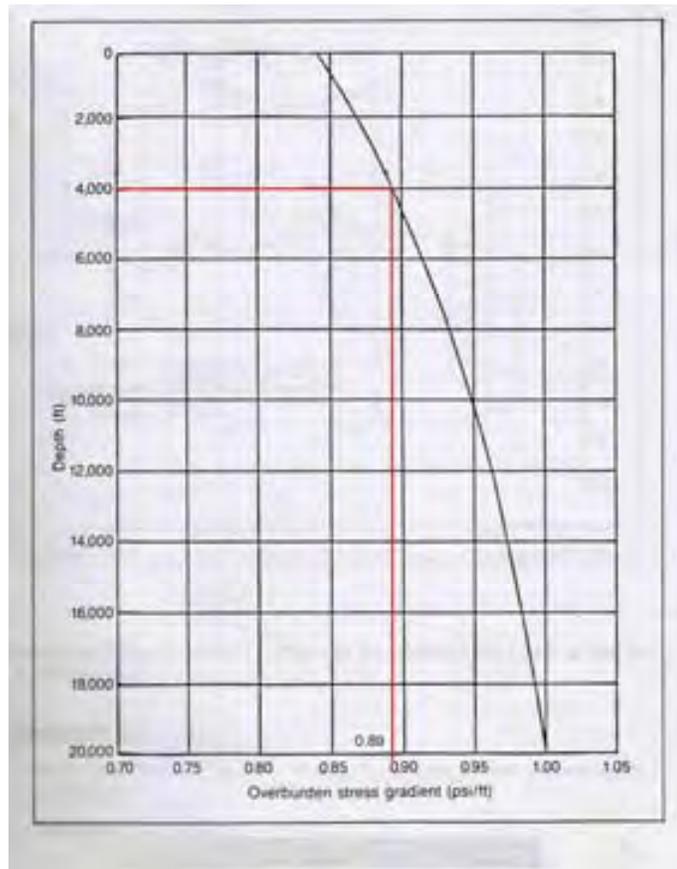


Figura 4.7  
Gradiente de sobrecarga (psi/ft)  
(Drilling engineering)

$$\frac{465 \text{ psi}}{0.89 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}} = 522 \text{ ft equivalente.}$$

3.- Calcular y convertir el gradiente de fractura aparente en la actual gradiente de fractura.

$$522\text{ ft} + 3,000\text{ ft} = 3,522\text{ ft}$$

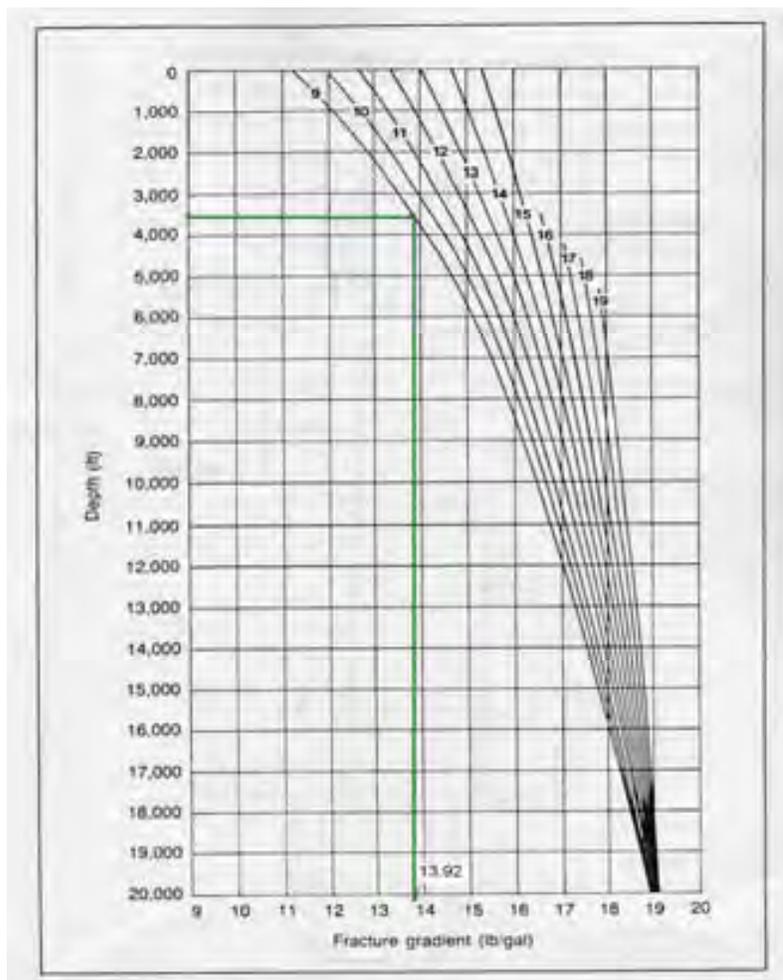


Figura 4.8  
Gradiente de fractura  
(Drilling engineering)

$$Presion\ de\ fractura = 0.052 \times 13.92 \frac{lb}{gal} \times 3,522\text{ ft} = 2,549\text{ psi}$$

4.-El gradiente de fractura real es del barco de perforación hasta la profundidad desea es:

$$2,549 \text{ psix} \frac{19.23}{(60 + 1,000 + 3,000)} \text{ ft} = 12.07 \text{ lb / gal}$$

Gradiente de fractura real es:

**El gradiente de fractura = 12.07lb/gal**

## **4.2 Adquisición de datos**

Usualmente una de las etapas que más tiempo lleva en un análisis de predicción de geopresiones es la recopilación de los datos. Una buena predicción requiere una combinación de datos geofísicos geológicos y de perforación. Los datos cuantitativos son aquellos que nos van a ayudar al cálculo de la presión de poro, gradiente de fractura y gradiente de sobrecarga. Por ejemplo el registro de densidad nos ayuda al cálculo de gradiente de sobrecarga, el registro sonico o la velocidad de intervalo puede ser usada para calcular el esfuerzo efectivo y la presión de poro. Los datos cualitativos nos ayudan a predecir donde puede estar localizadas las zonas de presión anormal. Por ejemplo los reportes diarios de perforación a los registros de lodo (mud logging). Que nos indica donde y cuando ocurrieron eventos que nos pueden indicar presiones anormales.

Dentro del conjunto algunas son de carácter obligatorio para cualquier estudio, otras se alternan de acuerdo a los objetivos y carácter de los mismos.<sup>25</sup>

## **4.3 Análisis de imágenes satelitales**

Se han desarrollado potentes metodologías para la detección de derrames de petróleo, su análisis y clasificación a partir de imágenes de radar de alta resolución (Radarsat), permitiendo diferenciar su ocurrencia por factores de polución o emanaciones desde el fondo. Se han confeccionado mapas de anomalías gravimétricos, derivados de los datos de altimetría obtenidos por satélite como una variante rápida y económica para una visión regional de la existencia y posición de depósitos viables.<sup>25</sup>

## **4.4 Sistema de posicionamiento satelital y submarino**

Cualquier estudio es imprescindible la utilización de sistemas DGPS referenciados por satélites para el posicionamiento preciso de la plataforma de investigación, es muy conveniente contar con un sistema de línea base de onda ultra corta para posicionar por debajo de la superficie del mar y desde el barco, los diferentes sensores de arrastre y otros equipos autónomos con rangos de alcance en distancia de mas de 10 Km y en profundidades mayores de 5 Km. La utilización combinada garantiza mantener y conocer con exactitud la posición dinámica del buque y seguir el desplazamiento preciso de los equipos de remolque. Debe ser utilizado un sistema de navegación por cartas electrónicas que permita integrar toda la información de las diferentes técnicas simultáneas en adquisición en tiempo real (Figura. 4.9).<sup>25</sup>

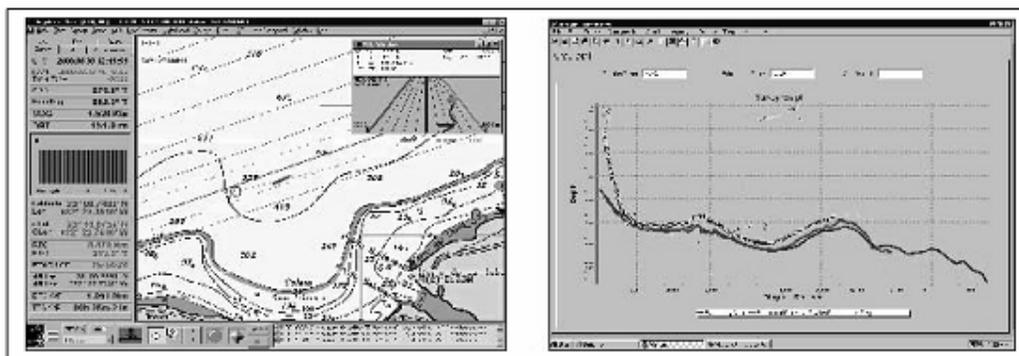


Figura 4.9  
 Sistema de navegación electrónica con estrada DGPS y el sistema integrado de datos.  
 (www.clubdelamar)

#### 4.5 Batimetría

Metodología muy útil y prácticamente necesaria en cualquier objetivo, permite obtener datos precisos de profundidad y estudiar la morfología del fondo con detalles. En su modalidad actual multihaz (Multibeam) se hace muy productiva y rápidamente permite localizar zonas de interés con un cubrimiento amplio del área en estudio. Es imprescindible para evaluar las condiciones y geometría del arrastre de otros equipos en su desplazamiento cercano al fondo en etapas posteriores.<sup>34</sup>

#### 4.6 Sonografía

Metodología complementaria que en forma semejante a la batimetría multihaz brinda información rápida de un área considerable al abarcar su barrido extensiones de hasta kilómetros a ambos lados de la línea de sondeo. Sus resultados brindan una imagen acústica del fondo marino y de esta forma incorpora información que no brinda la batimetría permitiendo detallar las zonas morfológicamente interesantes.<sup>34</sup>

#### 4.7 Perfilaje sísmico de alta resolución

Es la técnica que permite ampliar el alcance de la información que vamos obteniendo de los fondos con la Batimetría y la Sonografía, hasta profundidades que pueden llegar a las primeras decenas de metros y vincular los rasgos morfológicos del fondo con estructuras someras cubiertas de sedimentos y que la interpretación de los datos batimétricos de haz simple o multihaz no permiten revelar, pudiendo obtener criterios de identificación y localización de índices directos de presencia de hidrocarburos y de riesgos geológicos.<sup>34</sup>

#### 4.8 Predicción de datos sísmicos

Durante los últimos 20 años. La industria del petróleo y del gas se ha beneficiado de notables avances en las técnicas sísmicas. En lugares en que antes los levantamientos. En lugares en que antes los levantamientos sísmicos cubrían un fragmentos bidimensionales del suelo, ahora es posible ver volúmenes tridimensionales. La adquisición marina de datos que comenzó con un único cable de sensores que se llevaba a remolque. Ahora implica la instalación de un conjunto de cables marinos que cubren un área del tamaño de un campo de gol. Los levantamientos sísmicos marinos y terrestres son preprocesados a bordo o en el campo, reduciendo el tiempo de entrega de los datos de años a semanas. Los cables para fondo marino con múltiples componentes registran las ondas de compresión y de cizalla para el análisis de la litología y del contenido de fluidos del yacimiento. Un sofisticado procesamiento de datos y mejores capacidades de computación permiten a los geofísicos extraer imágenes de ambientes geológicos notablemente difíciles, como zonas de fallas complejas, áreas bajo domos salinos y por debajo de yacimientos someros de gas. Los registros adquiridos para aplicarla técnica de lapso de tiempo ayudan a los científicos a comprender y rastrear los cambios en los fluidos, las presiones y los esfuerzos a medida que se producen los hidrocarburos facilitando una optima exploración de las reservas.<sup>34</sup>

#### 4.9 Adquisición tradicional de datos marinos

Los levantamientos sísmicos marinos se obtienen mediante embarcaciones que remolcan cables sísmicos, o cables instrumentos, para grabar señales de tiros disparos a medida que la embarcación maniobra a lo largo del objetivo. Un típico cable sísmico marino tiene una longitud de 3000 a 8000 m (9800 a 26,200 pies) y en la adquisición convencional de datos arrastra científicos de grupos receptores de 12 a 24 hidrófonos que alimentan un canal de registro único

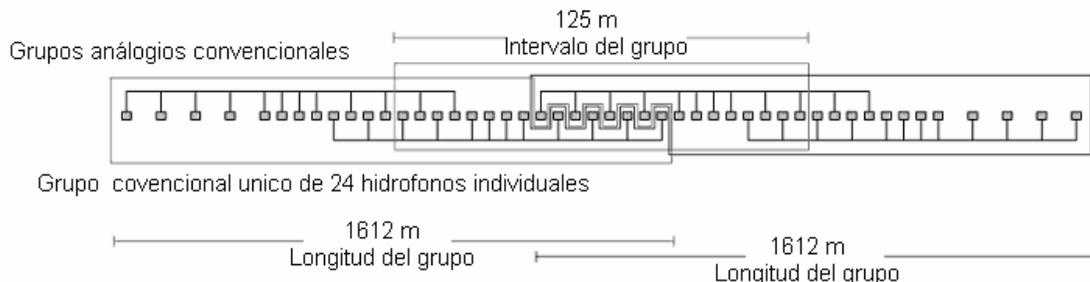


Figura 4.10

Grupos interconectados de hidrófonos que alimentan un canal de registros único. Las señales de cada hidrófono en un grupo se suman para producir un única traza registrada por grupo

(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

En principio, la suma de las señales detectadas antes de efectuar el registro un paso llamado formación del conjunto mejora la relación señal-ruido. Sin embargo, la formación del conjunto puede dañar de manera irreparable la fidelidad e la señal y reducir la eficacia de los pasos de procesamientos subsiguientes, destinados a atenuar el ruido que pasa por el cable sísmico. Para reducir al mínimo el ruido de las olas en la superficie del mar, los cables sísmicos se remolcan a una superficie en la etapa de planeamiento del levantamiento, usualmente de 6 a 10 m (20 a 33 pies). El remolque a menores profundidades puede aumentar el contenido de alta frecuencia de la señal registrada, pero por lo general también aumenta el nivel de ruido.

Las embarcaciones para alto rendimiento de adquisición de datos pueden remolcar de 12 a 16 cables sísmicos, con una separación de 50 a 100 m (160 a 330 pies) entre si , los cables sísmicos múltiples, se instalan en la parte delantera del cable sísmico para ayudar a mantener el espacio de separación entre los cables. Mientras los deflectores controlan la separación de los cables sísmicos en la parte delantera, lo que ocurra después de ese punto es cosa de la naturaleza.

Actualmente, las mareas y otras fuerzas pueden hacer que los cables sísmicos se levanten o se desplacen hacia los lados desde las posiciones programadas y, en casos extremos se pueden enredar. Cualquier aplicación de datos sísmicos requiere información precisa acerca de la posición y algunos usos. Como el monitoreo sísmico mediante la técnica de lapsos de tiempo, exigen un posicionamiento repetitivo. Para asegurar que la posición para la adquisición de datos se encuentre documentada con precisión, se utilizan sensores de posicionamiento para determinar la posición de cada fuente y receptor en cada punto de tiro a medida que avanza la embarcación. Las embarcaciones a través del sistema de posicionamiento global utilizan satélites para detectar y apuntar la posición de la embarcación con una resolución de tres metros. Con los sistemas tradicionales, las posiciones de las fuentes y los receptores sísmicos en relación con la embarcación se calcula utilizando información enviada por sensores acústicos y sensores de cabecera montados en las redes de cables sísmicos, al comienzo y al final de cada cable.<sup>5</sup>

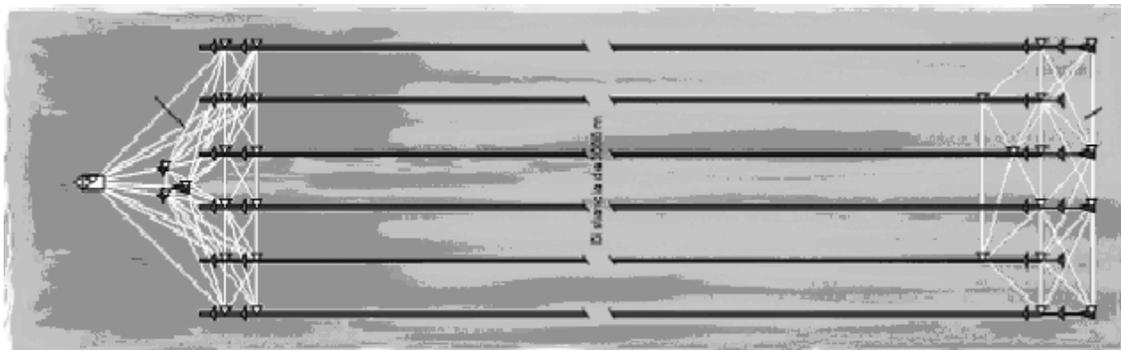


Figura 4.11  
 Posicionamiento de redes en las partes delanteras  
 y posteriores de los cables sísmicos  
 (Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

Las posiciones delanteras y traseras de los cables sísmicos se conocen con preescisión. Sin embargo, las posiciones de sensores individuales se estiman a partir de la forma de un cable sísmico marino. Que se calcula mediante el uso de sensores de cabecera montados en cables sísmicos ubicados en unos pocos puntos a lo largo del cable, lo que puede introducir errores significativos.<sup>5</sup>

#### 4.10 Datos sísmicos

En zonas de exploración donde no existen pozos de correlación o estos datos no son confiables debido a la complejidad geológica del área se utilizan a los datos sísmicos como fuente de predicción de geopresiones. Actualmente los datos sísmicos nos pueden proveer numerosas pistas para la detección de presiones anormales. La velocidad de intervalo es el parámetro mas usado para el análisis de predicciones de geopresiones.

Donde las estructuras no son complejas y la selección es lo suficientemente grandes, es posible evaluar los tiempos de transito y calcular la velocidad de propagación para cada intervalo en la formación. (pseudosónico).

Esta velocidad no solo esta en función de la densidad, porosidad y del fluido en la roca, también lo es de las propiedades elásticas y de las condiciones de los esfuerzos.

El primer paso para el análisis es establecer las curvas de profundidad/ velocidad trasladadas en tiempos de transito (Pseudo sónico). La velocidad de intervalo es independiente de la litología, y para cierta litología de su estado de compactación, para condiciones normales, la velocidad deberá aumentar con la profundidad. En conclusión la velocidad para un intervalo dependerá de su máximo espesor, para una cuenca tectónicamente inactiva. La curva de compactación normal cuando la velocidad esta expresada en escala logarítmica, es una línea recta y es conocida como tren de compactación.

Hay muchas leyes que ligan estos parámetros en una ecuación.

La ley de Chiarelli-Serra.

$$V = Ae^{BZ} \dots\dots\text{ecua 4.1}$$

$$\text{Log}V = A + BZ \quad \text{En escala logaritmica} \dots\dots\text{ecua 4.2}$$

Donde:

- A =Constante.
- B =Constante.
- Z =Profundidad.

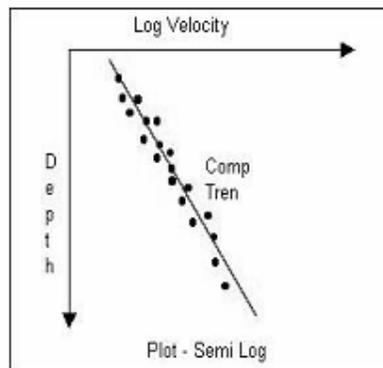


Figura 4.12  
Estado de compactación para condiciones normales

## 4.11 Obtención de presiones

### 4.11.1 Estimación de la presión de poro

Todos los métodos estimados de la presión de poro están basados en la premisa que la presión de poro esta directamente ligada a las propiedades de las lutitas asociadas a la compactación como porosidad, densidad velocidad sonica y resistividad. Los métodos horizontales son los mas utilizados para la estimación de la presión de poro. Estos métodos se basan en la ecuación de Terzaghis (1943), que define a la presión de poro como la diferencia entre el esfuerzo vertical o de sobrecarga menos el esfuerzo efectivo.<sup>36</sup>

$$S = \sigma + P \text{ .....4.3}$$

Donde:

S = Esfuerzo de sobre carga.

$\sigma$  = Esfuerzo de Matriz Efectiva.

P = Presión de poro.

El esfuerzo efectivo se define como la reacción vertical de la matriz al peso de los sedimentos ver figura 4.13.

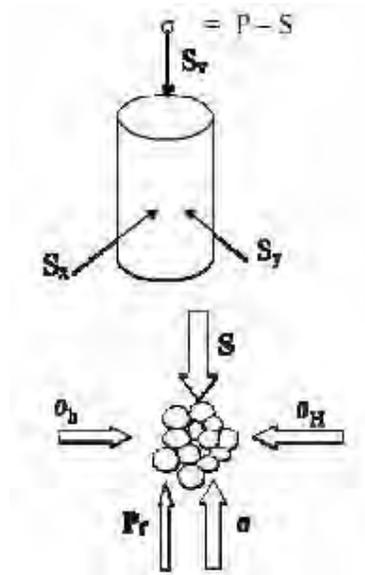


Figura 4.13

Esfuerzo efectivo

([www.av.anz.uo.edu.ve/course](http://www.av.anz.uo.edu.ve/course))

El método de Eaton (1975), consiste en las siguientes ecuaciones.

Velocidad de sonico V:

$$\sigma = \sigma_N (V / V_N)^3 \dots\dots\dots \text{ecua 4.4}$$

Velocidad de intervalo  $\Delta t$  :

$$\sigma = \sigma_N (\Delta t_N / \Delta t)^3 \dots\dots\dots \text{ecua 4.5}$$

Resistividad R:

$$\sigma = \sigma_N (R / R_N)^3 \dots\dots\dots \text{ecua 4.6}$$

Conductividad C:

$$\sigma = \sigma_N (C_N / C)^3 \dots\dots\dots \text{ecua 4.7}$$

El subíndice N denota el valor en la línea de compactación normal a la profundidad de interés. Se aplica para velocidades de intervalo, resistividad / conductividad y sonico. También puede ser extendido a registros de densidad. La figura 4.14 ilustra el método de Eaton.

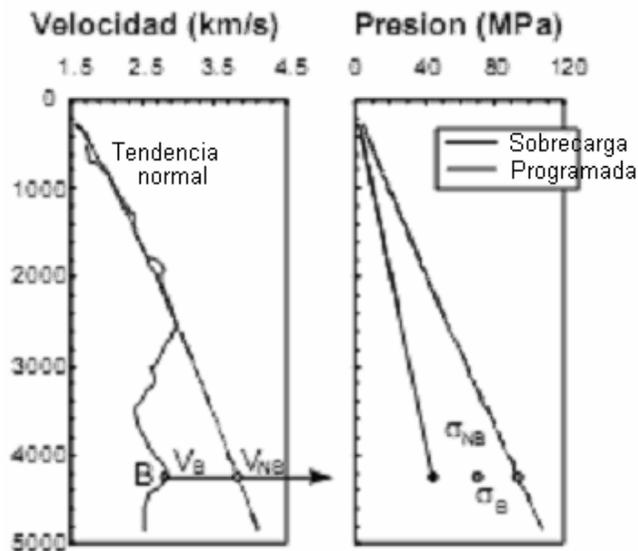


Figura 4.14  
Compactación normal  
([www.av.anz.udo.edu.ve/course](http://www.av.anz.udo.edu.ve/course))

#### 4.11.2 Gradiente de fractura

Los métodos mas usados en el cálculo de la gradiente de fractura, son los métodos del mínimo esfuerzo.

Estos se basan en la ecuación de Hubbert & Willis (1957).

$$FG = K(OBG-PPG)+PPG \dots\dots\dots \text{ecua 4.8}$$

Donde :

FG = Gradiente de fractura.

BG = Gradiente de sobrecarga.

PPG = gradiente de presión de poro.

K = Relación de Esfuerzo efectivo también llamado coeficiente del esfuerzo de la matriz.

La diferencia en los métodos es como se ha determinado la relación de esfuerzo efectivo (K). K puede ser determinado localmente con mediciones de gradiente de fractura medidas en las pruebas de integridad usando la siguiente relación.

$$K = (FG-PP)/(OBG-PPG) \dots\dots\dots \text{ecua 4.9}$$

Eaton (1969) definió a K como:

$$K = v/(1-v) \dots\dots\dots \text{ecua 4.10}$$

Donde:

V = Coeficiente de Poisson.

El coeficiente de Poisson es un parámetro directamente relacionado con las propiedades elásticas de las rocas.

#### 4.12 Método de obtención de las presiones

##### 4.12.1 Hubbert y Willis

En el reporte de Hidráulica de fractura de los autores Hubbert y Willis, exploran variables involucradas en el principio de una fractura de una formación, Según los autores el gradiente de fractura esta en función de la sobrecarga, el estrés la formación y una relación entre las presiones horizontal y la vertical.

Creían que esta relación con el estrés en el rango de 1/3 y 1/2 del total de la sobrecarga. Por lo tanto, el gradiente de fractura se determina de acuerdo con Hubbert y Willis será el siguiente.<sup>28</sup>

$$\frac{P}{Z}(\min) = \frac{1}{3} \left( \frac{S_z}{Z} + \frac{2p}{Z} \right) \dots\dots\text{ecua 4.11}$$

o

$$\frac{P}{Z}(\max) = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{P}{2} \right) \dots\dots\text{ecua 4.12}$$

Donde:

- P = Presión de fractura, psi
- Z = Profundidad. Ft
- S<sub>z</sub> = Sobrecarga a una profundidad Z, psi
- P = Presión poro, psi

Si en las zonas de un gradiente de estrés (S<sub>z</sub>) es de 1 psi/ft se asume que la ecuación 4.12, anterior se reduce:

$$\frac{p}{Z} = \frac{1}{3} \left( 1 + \frac{2p}{Z} \right) \dots\dots\text{ecua 4.13}$$

Estos procedimientos pueden ser utilizados en una forma grafica y para una solución rápida se muestra en la figura 4.15, Entrar con el Valor del lodo de perforación y coordinar con el peso necesario para equilibrar la formación. Con la línea horizontal, se interseca la línea de gradiente de formación y construir una línea vertical a partir de este punto a la mínima y la máxima gradiente de fractura.

Leer la fractura y coordinarlo con el peso del lodo. En el ejemplo de la figura 4-15, la fractura del lodo es de un peso 12.0 lb/gal, Equivalente a una presión de formación y podría tener un rango de 14.4 a 15.7 lb/gal.

En estas ecuaciones Hubbert y Willis que suponen que el estrés y la relación del la zonas fueron dependientes fueron constantes para todas las profundidades. Ya que esto se ha demostrado que fueron falso en la mayoría de los casos, los métodos. Hay algunos métodos que intentan mencionar uno o ambas variables con mas preescisión.<sup>28</sup>

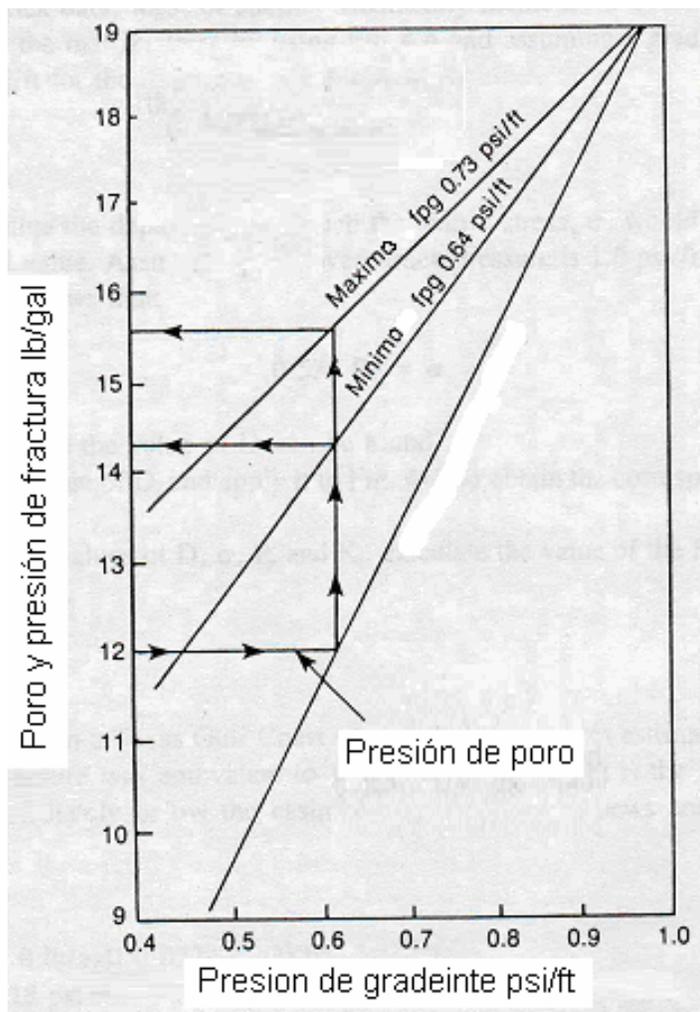


Figura 4.15

Determinación grafica del gradiente de fractura propuesto por Hubbert y Willis (Drilling engineering)

#### 4.12.2 Matthews y Kelly

Al darse cuenta que la cohesión de la matriz de la roca esta generalmente relacionada con el estrés y la matriz varia solo con el grado de compactación, Matthews y Kelly desarrollaron la siguiente ecuación para el cálculo de los gradientes de fractura en la formación de sedimentos:

$$F = \frac{P}{D} + \frac{K_i \sigma}{D} \dots\dots\text{ecua 4.14}$$

Donde:

P = Presión de formación en el punto de interés, psi

D = Profundidad de interés, ft

$\sigma$  = Estrés de la matriz en el punto de interés, psi

$K_i$  = Coeficiente del estrés de la matriz para un profundidad con un valor de  $\sigma$  normal de la matriz de estrés, adimensional.

F = Gradiente de fractura en un punto de interés, ,psi/ft.

La matriz del coeficiente de relación entre el estrés real y las condiciones del estrés de formación a las condiciones de la matriz de estrés, si la formación se ha compactado normalmente.

Los autores creían que las condiciones necesarias para que la fractura de la formación seria similar a la de la formación normalmente compactada.

El coeficiente de estrés vs profundidad se presenta en la figura 4-17. Matthews y Kelly cree que el coeficiente que varia con las condiciones geológicas en diferentes zonas. Los valores obtenidos se muestran mediante la sustitución de los datos reales de ruptura de presión la ecua 4.14 y la solución para  $K_i$ .

El procedimiento para el cálculo de gradiente de fractura mediante la técnica de Matthews y Kelly es la siguiente.

1.- Para obtener la presión de formación del fluido, P. Este puede ser medido por el muestreo del contenido del estrato de la formación, registros u otro método satisfactorio.

2.-Obtener la matriz de estrés mediante el uso de la ecua 4.14 y suponiendo un gradiente de 1.0 psi/ft de sobrecarga.

$$\sigma = S - P \dots\dots\text{ecua 4.15}$$

3.-Determinar la profundidad,  $D_i$  la matriz para el estrés  $\sigma$  , debería ser el valor normal. Supongamos que las zonas de la presión es de 1.0 psi/ft y de esto se deduce que.

$$0.535D_i = \sigma \dots\dots\dots\text{ecua 4.16}$$

A partir de la cual el valor de  $D_i$  se puede encontrar

4.- Utilice el valor de  $D_i$  y aplicarlo ala figura 4.16 para obtener el valor correspondiente de  $K_i$

5.- Utilizando los valores de  $D, \sigma, P,$  y  $K_i$  . Calcular el valor del gradiente de fractura  $F$ .<sup>28</sup>

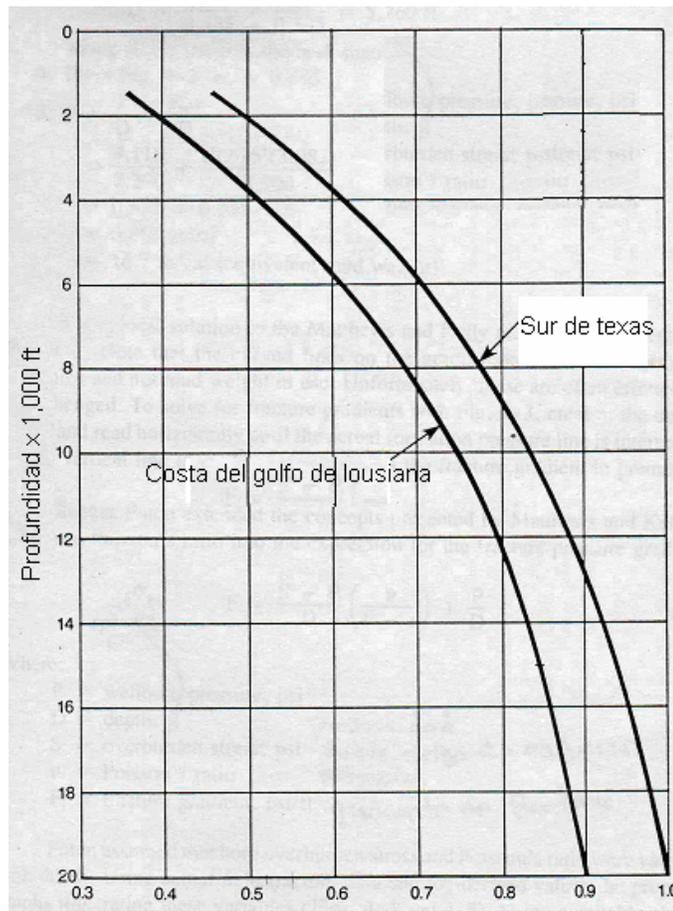


Figura 4.16  
Coeficiente del estrés de la matriz de Matthews y Kelly  
(Drilling engineering)

### 4.12.3 EATON

Eaton amplio los conceptos presentados por Kelly y Matthews, Para introducir el coeficiente de Poisson en la expresión del gradiente de presión.

$$F = \frac{S - P}{D} \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) + \frac{P}{D} \dots\dots\text{ecua 4.17}$$

Donde:

P = Presión de pozo abierto, psi

D = profundidad, ft

S = Esfuerzo de sobrecarga, psi

$\nu$  = Poisson relación

F = Gradiente de fractura psi/ft

Eaton presume que tanto el estrés y las zonas de la relación de Poisson fueron variables con la profundidad. Utilizando datos reales de campo y de registros de las fracturas derivadas de valores.

Eaton preparo una grafica que ilustra esta variable la figura 4.17, utilizando una colección adecuada de datos, para cada variable. El preparo su monograma. en la figura 4.19, puede utilizarse para calcular un gradiente de fractura.

Una presentación grafica de su enfoque de Eaton proporciona una solución rápida, En la figura 4.18 se utiliza la tabla de la misma manera que la tabla Matthews y Kelly

En el cuadro de Eaton 4.18, utiliza la figura de las curvas, en la figura 4.17, el mismo grafico se puede estabilizar para una área diferente, s el estrés o la sobrecarga de la proporción de Poisson y de los valores difieren mucho.

Su método de Eaton o de sus modificaciones son quizás el procedimiento mas utilizado en la industria. Sea demostrado tener éxito tanto en el mar como en todo el mundo.<sup>28</sup>

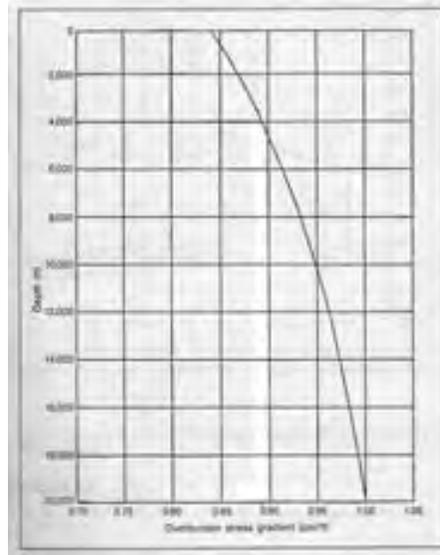


Figura 4.17  
Variable de sobre carga de estrés por Eaton  
(Drilling engineering)

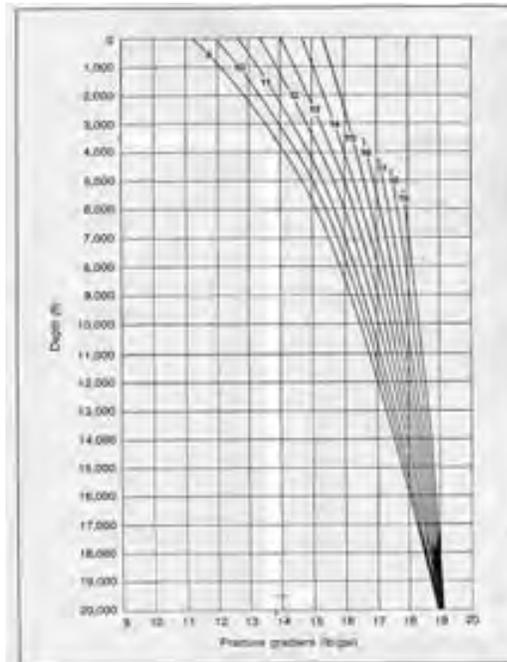


Figura 4.18  
Determinación grafica del gradiente de fractura  
Usando el enfoque de Eaton  
(Drilling engineering)

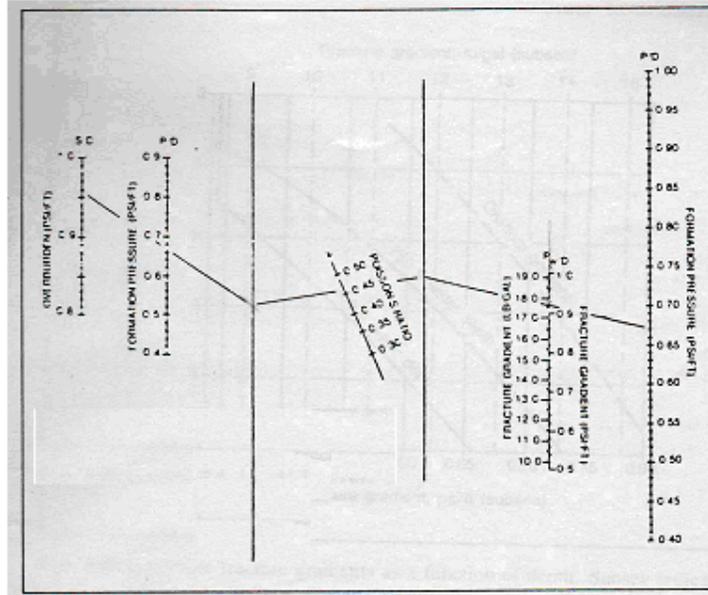


Figura 4.19  
Monograma para la determinación del gradiente de fractura  
Propuesto por Eaton  
(Drilling engineering)

#### 4.12.4 Christman

La fractura se ha mencionado anteriormente los procedimientos de determinación del gradiente se supone las zonas de estrés consiste en la roca de la matriz y la formación del liquido de estrés. En alta mar el agua (A una distancia de la plataforma a la línea de flujo de lodo) no tiene ninguna roca matriz equivalente.

Los gradientes de fracturas son menores en tierra si los comparamos con profundidades equivalentes. En el agua la reducción en el gradiente de fractura es casi insignificante.

Como la profundidad del agua aumenta, el gradiente de fractura disminuye. Christman ha representado para el efecto de la profundidad del agua en zonas del gradiente que esta representado por la ecuación siguiente

$$G_{ob} = \frac{1}{D} (0.44D_w + \rho_b D') \dots\dots\dots \text{ecua 4.18}$$

Donde:

$G_{ob}$  = Total de gradiente de sobrecarga psi/ft.

D = Profundidad por debajo del dato ft.

$D_w$  = Profundidad del agua ft.

$\rho_b$  = Densidad media, g/cc.

D = Profundidad por debajo de la línea de flujo ft.

El efecto de la profundidad del agua en los gradientes de fractura se pueden ver en la figura 4.20

Otro procedimiento ha sido desarrollado para calcular los gradientes de fractura en aguas profundas.<sup>28</sup>

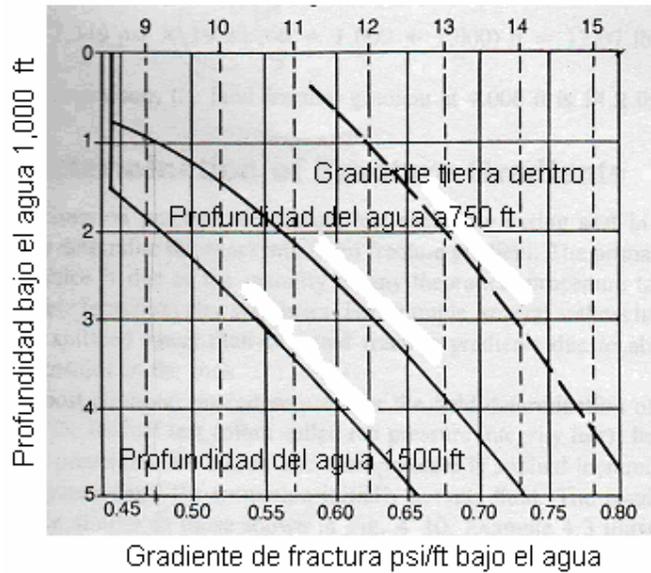


Figura 4.20  
 Gradiente de fractura tierra dentro  
 como función de profundidad  
 (Drilling engineering)

#### 4.12.5 Hubbert y Willis

En el reporte de Hidráulica de fractura de los autores Hubbert y Willis, exploran variables involucradas en el principio de una fractura de una formación, Según los autores el gradiente de fractura esta en función de la sobrecarga, el estrés la formación y una relación entre las presiones horizontal y la vertical.

Creían que esta relación con el estrés en el rango de 1/3 y 1/2 del total de la sobrecarga. Por lo tanto, el gradiente de fractura se determina de acuerdo con Hubbert y Willis será el siguiente.

$$\frac{P}{Z}(\text{min}) = \frac{1}{3} \left( \frac{S_z}{Z} + \frac{2p}{Z} \right) \dots\dots\text{ecua 4.19}$$

o

$$\frac{P}{Z}(\max) = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{P}{2} \right) \dots\dots \text{ecua 4.20}$$

Donde:

- P = Presión de fractura, psi
- Z = Profundidad. Ft
- S<sub>Z</sub> = Sobrecarga a una profundidad Z, psi
- P = Presión poro, psi.

Si en las zonas de un gradiente de estrés (S<sub>Z</sub>) es de 1 psi/ft se asume que la ecuación 4.20 anterior se reduce:

$$\frac{P}{Z} = \frac{1}{3} \left( 1 + \frac{2P}{Z} \right) \dots\dots \text{ecua 4.21}$$

Estos procedimientos pueden ser utilizados en una forma grafica y para una solución rápida se muestra en la figura 4.21. Entrar con el Valor del lodo de perforación y coordinar con el peso necesario para equilibrar la formación. Con la línea horizontal, se intersecta la línea de gradiente de formación y construir una línea vertical a partir de este punto a la mínima y la máxima gradiente de fractura.

Leer la fractura y coordinarlo con el peso del lodo. En el ejemplo de la figura 4-1 la fractura del lodo es de un peso 12.0 lb/gal, Equivalente a una presión de formación y podría tener un rango de 14.4 a 15.7 lb/gal.

En estas ecuaciones Hubbert y Willis que suponen que el estrés y la relación del la zonas fueron dependientes fueron constantes para todas las profundidades. Ya que esto se ha demostrado que fueron falso en la mayoría de los casos, los métodos. Hay algunos métodos que intentan mencionar uno o ambas variables con mas preescisión.<sup>28</sup>

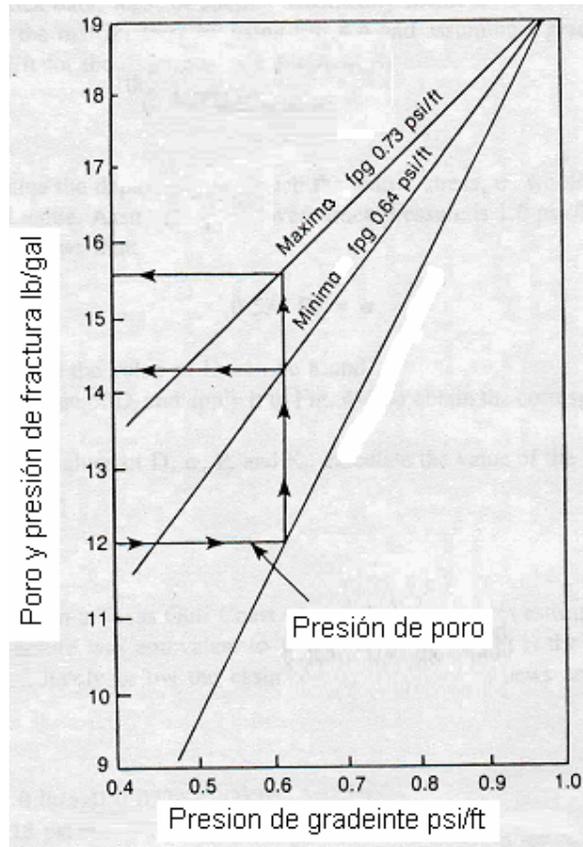


Figura 4.21  
Determinación gráfica del gradiente  
de fractura propuesto por Hubbert y Willis  
(Drilling engineering)

### **4.13 Determinación de presiones anormales durante la perforación**

Una detección temprana de una zona de alta presión es clave para un buen control del pozo. Originalmente los métodos de detección de presiones anormales están basados en el comportamiento de los parámetros de perforación y su relación con las variaciones de compactación. Ya sean datos de penetración, presión diferencial, peso sobre la barrena, velocidad rotación exponente “d “ etc. Desde hace 20 años, el exponente “d” es usado como indicador de perforabilidad. La perforabilidad es dependiente de la compactación, es por eso que este fue uno de los métodos mas usados para la detección de presiones anormales.

La incertidumbre en los valores de los parámetros de perforación y la poca aplicabilidad de la formula del exponente “d” en ciertas áreas, hace que sea una herramienta poco confiable. Otros métodos durante la perforación es monitoreo del corte de gas, gas asociado y gas de conexión.<sup>6</sup>

#### **4.13.1 Causas de la presión anormal**

En muchos yacimientos productores de hidrocarburos se observan geopresiones anormales, por encima o por debajo del gradiente normal. Si bien el origen de estas presiones no se conoce en forma exhaustiva el desarrollo de las presiones anormales se atribuye normalmente a los efectos de la compactación, la actividad diagenetica, la densidad diferencial y la migración de los fluidos. Presión anormal implica el desarrollo tanto de acciones físicas como de acciones químicas en el interior de la tierra. Las presiones superiores o inferiores al gradiente normal pueden ser perjudiciales para el proceso de perforación. Las presiones subnormales, es decir aquellas presiones que se encuentran por debajo del gradiente normal, pueden producir problemas de perdidas de circulación de los pozos perforados con lodo de perforación líquido. Las condiciones de presión subnormales se generan frecuentemente cuando la cota de superficie de un pozo es mucho mas elevado que la capa freática del subsuelo o nivel del mar. Esto se observa cuando se perfora pozos en serranías o en zonas montañosas pero también puede ocurrir en regiones áridas donde es posible que la capa freática tenga mas de 305 m de profundidad.

Las presiones anormalmente bajas también se observan con frecuencia en los yacimientos agotados. Se trata de yacimientos cuya presión original ha sido reducida como resultado de la producción o de perdida. El fenómeno de agotamiento no es inusual en los yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin la implementación de programas de inyección de agua o de mantenimiento de la presión. Las presiones anormalmente altas son características de la mayoría de las regiones productoras de petróleo. Las sobrepresiones anormales siempre involucran zona particular que se sella o aísla. La magnitud de la sobrepresion depende de la estructura, el ambiente sedimentario y los procesos y tasa de sedimentación. Uno de los mecanismos mas comunes que genera presiones anormalmente altas es el.<sup>6</sup>

Entrampamiento del agua intersticial durante el proceso de sedimentación. Si se forma un sello antes de que se desplace el agua intersticial, no se establece el contacto grano a grano entre los sólidos.

Otra de las causas de la presión anormalmente alta es el levantamiento geológico y el desplazamiento de una formación que reubica físicamente una formación de presión mas alta, trasladándola de una profundidad a otra. Cuando una zona de presión previamente normal situada a gran profundidad es desplazada por la actividad tectónica hacia una profunda mas somera permaneciendo intactos los sellos, la presión resultante será anormalmente alta.<sup>6</sup>

#### 4.13.2 Métodos después de la perforación

Principalmente los métodos post perforación están basados en el análisis de los registros eléctricos. La interpretación de los registros básicamente es el comportamiento de las curvas con el parámetro de porosidad de las lutitas o arcillas. Cambios en la porosidad de la lutitas pueden confirmar o definir una zona de presión anormal.<sup>9</sup>

#### 4.13.3 Resistividad / Conductividad

La resistividad de las arcillas es uno de los métodos mas antiguos para la detección de presiones anormales. Como las matrices de las arcillas tiene muy baja conductividad, entonces la resistividad medida depende de su porosidad, la naturaleza del flujo entre sus poros y la sal disuelta en esta.

Bajo condiciones normales de compactación, la resistividad de las arcillas incrementan con la profundidad, debido a la disminución de la porosidad por efecto del peso de los sedimentos.<sup>34</sup>

#### 4.13.4 Sonico

Una herramienta sonico mide el tiempo de transito de la onda, por pie en una dirección vertical, en los alrededores del hoyo. Los resultados son expresados en tiempos de transito para un intervalo dado en microsegundos por pie. En un medio arcillo, el tiempo de transito sonico puede ser derivado usando la siguiente formula.

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m \dots\dots\dots \text{ecua 4.22}$$

Donde:

$\Delta t$  = Tiempo de transito medido ( $\mu\text{sec}/\text{ft}$ ).

$\Delta t_f$  = Tiempo de transito en el fluido ( $\mu\text{sec}/\text{ft}$ ).

$\Delta t_m$  = \_Tiempo de transito en la matriz ( $\mu\text{sec}/\text{ft}$ ).

$\phi$  = Porosidad.

Los tiempos de transito son mas rápidos en la matriz que en los fluidos. Por lo tanto para una litología dado el tiempo de transito depende de la porosidad. Al trazar la curva TT (tiempo de transito/ profundidad). Para una litología constante, la curva de compactación normal puede ser tomada como una línea recta como se observa en la figura 4.22.<sup>34</sup>

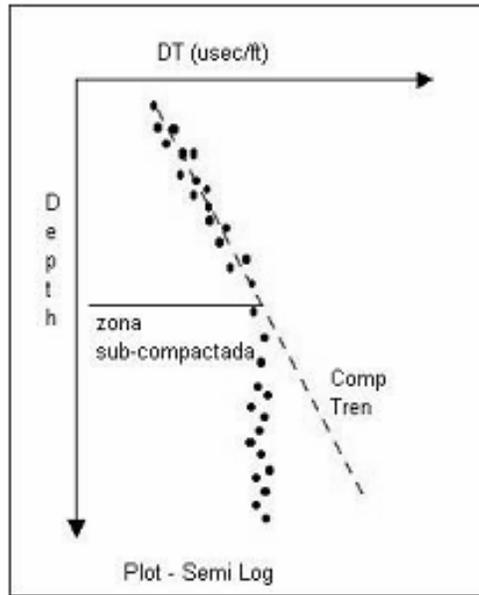


Figura 4.22  
Tiempo de transito vs profundidad  
[www.clubdelamar.org/batimetria.htm](http://www.clubdelamar.org/batimetria.htm)

#### 4.14 Procedimiento de diseño para el asentamiento de las tuberías de revestimiento

La selección de las profundidades de asentamiento de las diferentes sargas de tuberías de revestimiento, que serán introducidas en el pozo, son directamente afectadas por las condiciones geológicas del área. En algunos casos, el principal criterio para la selección de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento es el de cubrir las zonas expuestas de pérdidas de circulación severas. En tanto que en otras, la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías puede ser basado en los problemas de pegadura por presión diferencial resulta tal vez del agotamiento del campo.

Sin embargo, en pozos profundos la principal consideración se basa comúnmente en el control de las presión anormales de formación y en evitar su exposición hacia las zonas mas someras y débiles. Por lo que este criterio de diseño para controlar las presiones de formación, es generalmente aplicable a la mayoría de las áreas petroleras.

La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, para propósitos de control de presiones, se inicia con el conocimiento de las condiciones geológicas, tales como la presión de formación y los gradientes de presión de fractura.

Debido a los recientes avances en la interpretación de los registros geofísicos convencionales y registros sísmicos, así como en la determinación de los gradientes de fractura, en términos generalmente casi siempre se dispone de esta información con un grado de exactitud aceptable.

Estas determinaciones, realizadas antes de iniciar la perforación conjuntamente con las condiciones reales de perforación determinan las localizaciones apropiadas para la colocación de cada una de las sargas de tuberías de revestimiento.

El primer paso en la determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento es la determinación de los gradientes de presión de formación y de fractura esperados durante la perforación del pozo. Una vez que estos han sido establecidos, se deberá diseñar un programa de tuberías de revestimiento basado en la posición de que el comportamiento del pozo es conocido aun antes de ser perforado.

En la programación de la perforación de pozos de desarrollo, donde las condiciones de perforación conocidas dictan el de asentamiento de las tuberías de los programas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, este principio deberá ser empleado en forma extensiva y rutinario.

El empleo de los lineamientos presentados permitirá la planeación apropiada del pozo y la selección del programa de tuberías de revestimiento mas efectivo, que reunirá los requerimientos necesarios para el control de las presiones y minimizara el costo del revestimiento del pozo.

Un ejemplo del programa de asentamiento de las tuberías de revestimiento se puede observar en la figura 4.23, en la figura 2<sup>a</sup> se muestran los gradientes de presión de formación y fractura para el pozo que será perforado y en las figuras 4.24b y 4.24d se ilustran varios programas de tuberías de revestimiento que satisfacen todos los requerimientos básicos del diseño.

La selección real de alguno de estos programas estará determinada en grado de la plantación es decir, la disponibilidad de tuberías de revestimiento, probabilidades de profundizar el pozo o algún otro problema específico de perforación.<sup>37</sup>

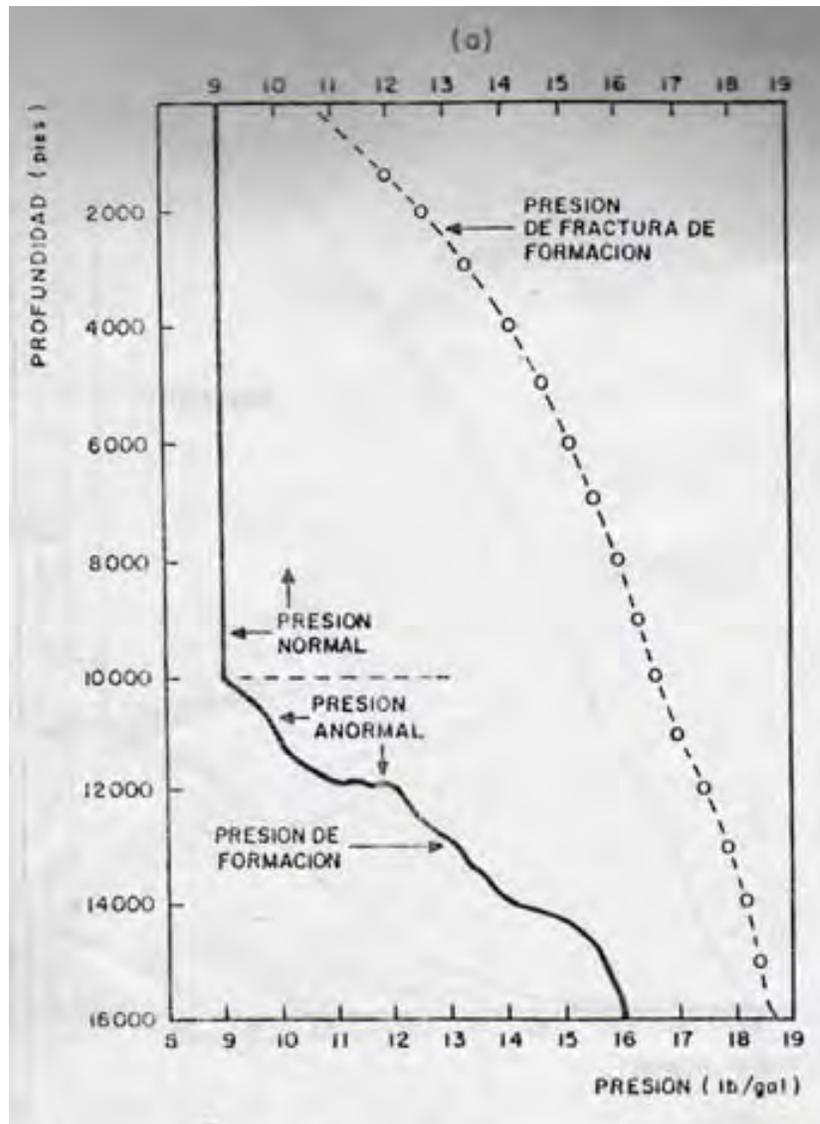


Figura 4.23  
Diseño de típico de TR  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

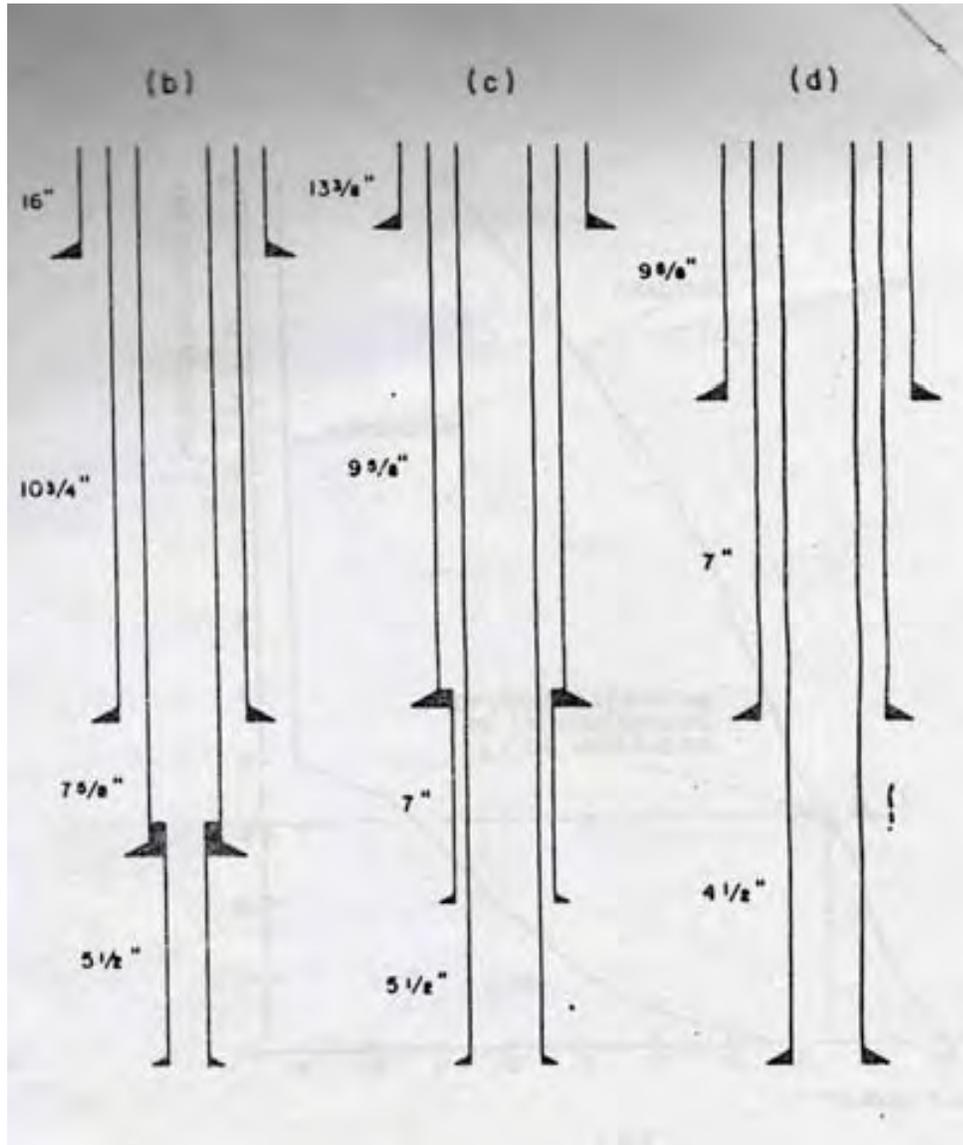


Figura 4.23  
Diseño típico de TR  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

#### **4.15 Selección de las profundidades de asentamiento para las tuberías de revestimiento profundas o intermedias**

La selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento profunda que será introducida en el pozo y sucesivamente desde la mas profunda hasta la superficial.

Aunque este procedimiento, a primera vista, pueda parecer invertido su aplicación de esta manera evita la necesidad de utilizar procedimiento iterativos.

La determinación del peso del lodo (densidad), para controlar las presiones de formación sin fracturar las formaciones superiores, es el primer criterio para la selección de la profundidad de asentamiento para estas tuberías de revestimiento. Este procedimiento se implementa desde el fondo hacia la superficie.

Una vez que las profundidades de asentamiento han sido establecidas se deberá tomar en cuenta los problemas de pegadura por presión diferencial para determinar si una sarta de tubería de revestimiento pudiera pegarse cuando sea introducida al pozo.

Esta consideración deberá de ser realizada en sentido inverso a la consideración anterior; es decir, es decir desde la superficie hasta el fondo.

Empleando la figura 4.25, como ejemplo, se puede observar que existe una presión de formación equivalente en el fondo del pozo igual a 15.6 lb/gal. Por lo que para alcanzar esta profundidad, será necesario tener en el agujero presiones mayores de 15.6 lb/gal y esto deberá de ser tomado en cuenta.

Las presiones que deberán ser consideradas incluyen un margen de viaje en el peso del lodo para el control de las presiones de succión (peso real de lodo) un incremento equivalente en el peso de lodo debido a las presiones de empuje, cuando se introduce la tubería (peso equivalente de lodo) y un factor de seguridad (peso equivalente del lodo).<sup>37</sup>

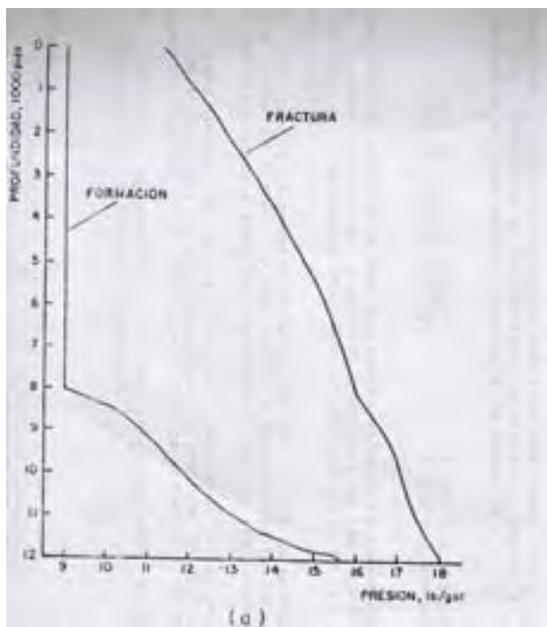


Figura 4.25  
Selección de la profundidad de asentamiento  
de las tuberías de revestimiento  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

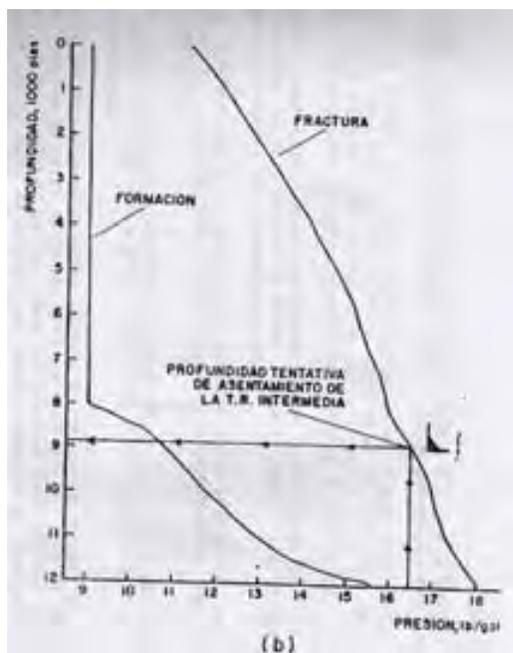


Figura 4.25  
Selección de la profundidad de asentamiento  
de las tuberías de revestimiento  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

Estas presiones varían comúnmente entre 0.2 y 0.3 lb/gal y pueden variar debido a la viscosidad del lodo y geometría del pozo. Por lo tanto, las presiones reales en el fondo del pozo incluyen el peso de lodo requerido para controlar la presión de formación de 15.6 lb/gal y el incremento en la presión de 0.6 a 0.9 lb/gal de las consideraciones de succión empuje y seguridad.

Como resultado aquellas formaciones que tienen un gradiente de fractura de 16.5 lb/gal o menor (15.6 lb/gal +0.9 lb/gal) deberán ser protegidas con revestimiento.

La profundidad a la cual se encuentra este gradiente de fractura será la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería intermedia. El siguiente paso consiste en determinar si cuando se introduce la tubería de revestimiento ocurrirá una pegadura por presión diferencial. Esta pegadura generalmente ocurre en el punto donde se encuentra la máxima presión diferencial la cual en la mayoría de los casos es la profundidad de la zona de presión normal mas profunda es decir en la zona de transición donde termina la presión normal e inicia la zona de alta presión.

Estudios y practicas de campo han sido empleados para establecer valores generales de la cantidad de presión diferencial que puede tolerarse sin que ocurra pegadura de tuberías:

Zona de presión normal	2,000 – 2,300 psi
Zona de presión anormal	3,300 – 3,300 psi

Tabla 4.1

Los valores anteriores son únicamente valores recomendados en base a la experiencia y su exactitud dependerá de las condiciones de operación propiedades del lodo y configuración de la sarta de perforación. En el caso de que la presión diferencial en la zona de presión normal sea menor de 2,000 – 2,300 psi, la profundidad tentativa de la tubería intermedia será la profundidad real de asentamiento. En el caso contrario si la presión diferencial es mayor que el limite arbitrario la profundidad se define como la profundidad de asentamiento del liner mas superficial para perforar el pozo. En este caso es necesario un paso adicional para determinar la profundidad de la tubería intermedia.<sup>37</sup>

#### **4.16 Selección de la profundidad de asentamiento de la tubería superficial**

Como resultado de la presencia de un brote, las sargas de tuberías de revestimiento someras tales como la tubería superficial a menudo están expuestas a presiones mas severas que las consideradas para seleccionar las tuberías intermedias profundas y liner o tuberías cortas.

Cuando esto ocurre la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento deberá determinarse de acuerdo con la tolerancia al brote en lugar de los procedimientos empleados para las tuberías intermedias o profundas.

El procedimiento empleado en este caso difiere del caso de las tuberías más profundas debido a que las presiones impuestas por el brote son comúnmente menores que los efectos combinados por el empuje y succión.

Los pesos equivalentes de lodo impuesto (presiones) por un brote son la causa más común de la mayoría de los reventones subterráneos. Cuando esto ocurre un brote la presión de cierre en la tubería de revestimiento adicionada a la presión hidrostática del lodo puede exceder la presión de fractura de la formación y producir una fractura inducida. Por lo tanto el objetivo de un procedimiento para la selección de la profundidad de asentamiento de revestimiento que evite un reventón subterráneo será el de determinar una profundidad a la cual la formación tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas para un brote. En la figura 4.27 se representa un pozo en el cual ha ocurrido un brote así como las presiones impuestas por este.

La determinación exacta de las presiones impuestas por un brote es difícil tarea difícil. Sin embargo el empleo de la ecuación 4.23 ha probado ser un método efectivo en aplicaciones de campo.

$$E_{Mwbrote} = \left[ \frac{\text{prof Total}}{\text{Prof Inter}} \right] (IMW) + OMW \dots\dots\dots \text{ecuación 4.23}$$

donde:

- $E_{Mwbrote}$  = Peso del lodo equivalente a la profundidad de interés lb/gal.
- Prof. Total = Profundidad de la siguiente tubería de revestimiento más profunda.
- Prof. Inter. = Profundidad de interés, pies
- IMW = incremento en el peso del lodo requerido para controlar el brote (normalmente igual a 0.5) lb/gal.
- OMW = Peso original del lodo empleado lb/gal.

Esta ecuación 4.23 puede ser empleada en una manera iterativa conjuntamente con un método confiable de determinación de los gradientes de fractura, para determinar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial la cual tendrá la suficiente resistencia para soportar las presiones generales por un brote.

Inicialmente se selecciona una profundidad somera para la cual se determina el gradiente de fractura y el peso de lodo equivalente.

Si el peso de lodo equivalente es mayor que el gradiente de fractura indica que en caso de ocurrir un brote la formación.

Si el peso de lodo equivalente es mayor que el gradiente de fractura indica que en caso de ocurrir un brote la formación no soporta la presión generada y se corre el peligro de una fractura por lo que se repite el cálculo seleccionando un intervalo mas profundo.

El proceso se continúa hasta que el gradiente de fractura excede el peso de lodo.

Equivalente cuando esto ocurre la profundidad de asentamiento seleccionada soportara las presiones generadas por un brote.<sup>37</sup>

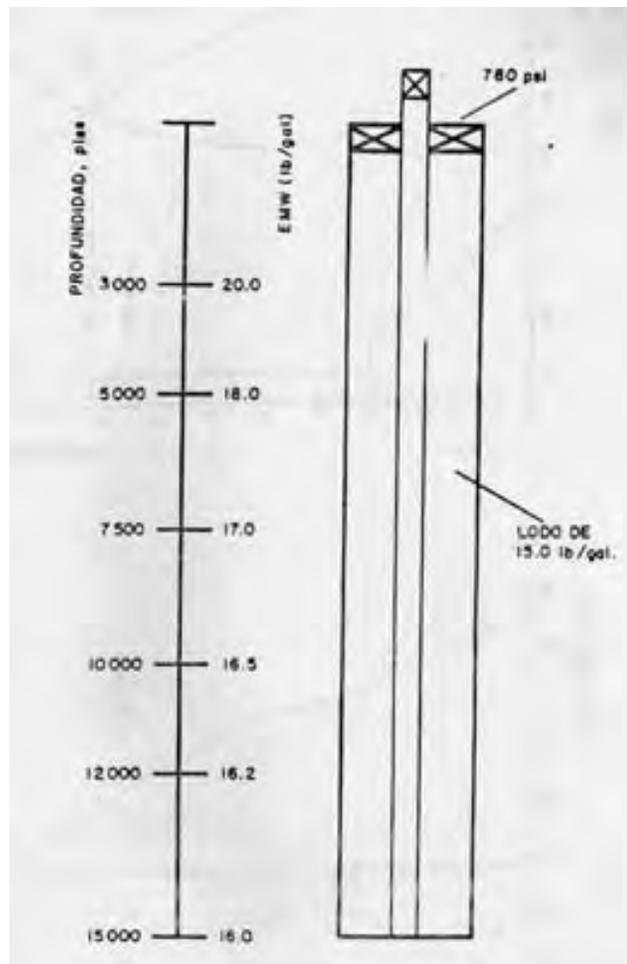


Figura 4.26  
Presiones generadas por un brote  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

#### 4.17 Profundidad de asentamiento para la tubería conductora y/o estructural

Las profundidades de asentamiento para las tuberías de revestimiento colocadas arriba de la superficial, conductora y/o estructural, comúnmente son determinadas de acuerdo a regulaciones gubernamentales.

Por ejemplo en una área donde se presenten problemas de pérdidas de circulación severas entre los 75 y 100 pies de profundidad estos pueden resolverse corriendo una tubería hasta cubrirla.

En otras situaciones tales como la presencia de acuíferos formaciones no consolidadas o zonas de gas someras, pueden afectar la profundidad de la tubería conductora. La evaluación de los registros de perforación en la zona, normalmente servirá para identificar las condiciones antes mencionadas. Y el de asentamiento de la TR quedara diseñada como se muestra en la figura 4.27<sup>37</sup>

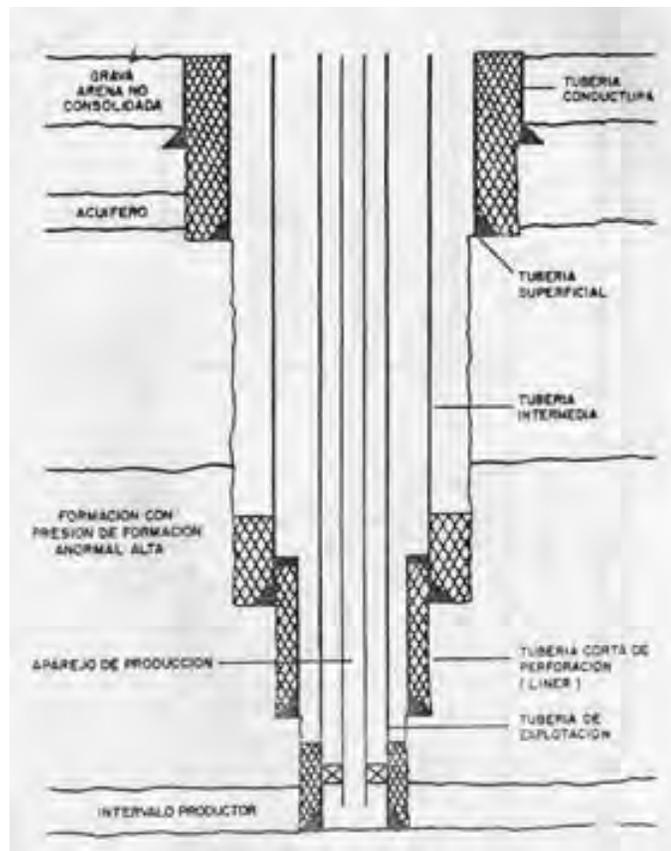


Figura 4.27  
Programa de asentamiento de tuberías.  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

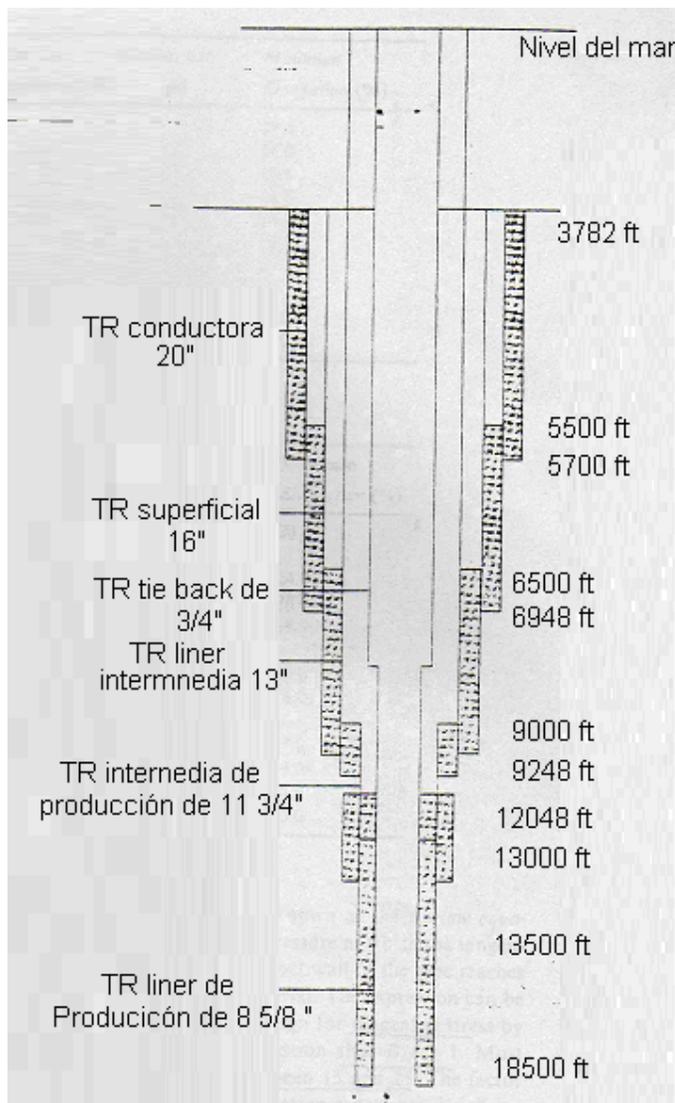


Figura4.28  
Programa de tuberías de revestimiento en alta mar  
(Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.)

## **4.18 Equipo y herramientas**

### **4.18.1 Tipos de plataformas de perforación**

#### **4.18.1.1 Plataformas 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 420 m, con plataformas fijas de la 2ª generación. Las cuales tienen una estructura fija flexible y una forma diferentes 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.<sup>32</sup>

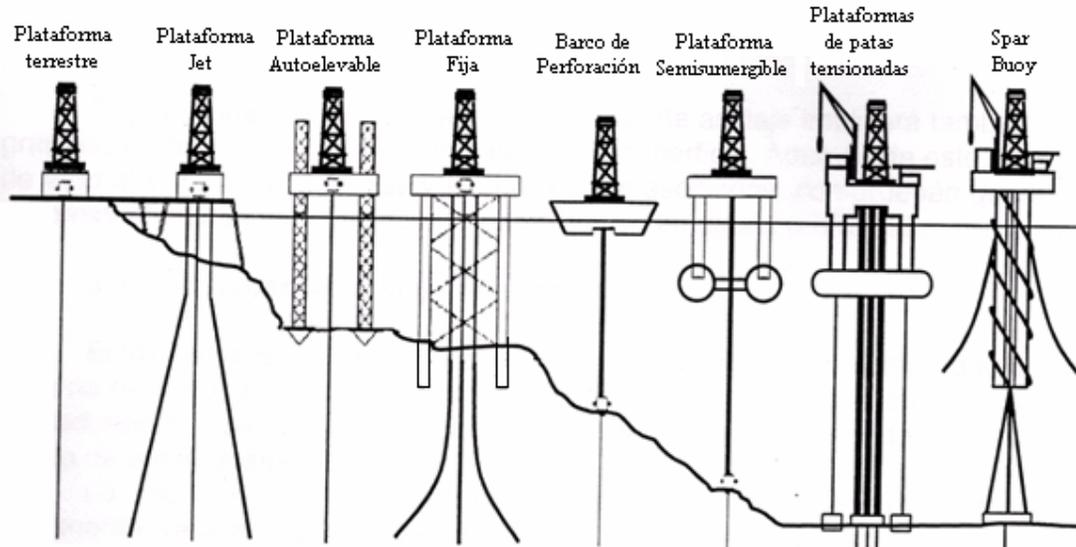
#### **4.18.1.2 Plataformas móviles de perforación**

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:

1. Sumergible.
2. Autoelevable.
3. Semisumergible.
4. Barco de perforación.
5. Plataforma de patas tensionadas.

El ultimo tipo de plataformas desarrolladas son las plataformas tipo SPAR en la figura 4.29, se muestra las diferentes tipos de plataformas de perforación marinas.



Figuras 4.29  
Diferentes plataformas de perforación  
(Soluciones para los problemas en pozos en aguas profundas)

Sistema de anclaje convencional con tirantes de agua profundas.

Los sistemas de anclaje convencional con respecto al anclaje en aguas profundas son:

#### 4.19 Sistema de catenaria

Un sistema de anclaje tipo catenaria utilizada 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 provee un efecto de amortiguamiento el cual amortigua las cargas del sistema. Existen dos principales tipos de sistema y de anclaje de catenaria, el de cadenas y el de cables de acero.

#### **4.20 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

En gran componente vertical de las cargas de anclaje implicara también una gran reacción de la capacidad de cargas 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.

#### **4.21 Sistema de anclaje combinado**

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 cadena como del sistema con cables. Dichos sistemas son también ajustados para las unidades flotantes de producción. El sistema combinado esta 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.<sup>38</sup>

#### **4.22 Sistema de anclaje de patas tensionadas**

Los sistemas de anclaje de patas tensionadas son, en general utilizados solo para sistemas de anclaje permanente o semipermanente como los sistemas de producción flotante de carga y descarga. 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.

#### 4.23 Equipo de conexión de control superficial y submarino

Las plataformas deben tener para el control de preventores submarinos los siguientes elementos como mínimo.

- a) Dos múltiples cada uno con 42 líneas como mínimo.
- b) Dos conectores hidráulicos.
- c) Cuatro válvulas de seguridad. Para las líneas de matar y estrangular.
- d) Una T. V submarina completa con cámara y monitor.
- e) Un sistema de supervisión submarina R. O. V (vehículo submarino) operado a control remoto, con dos brazos manipuladores, con cámara de televisión y sonar.
- f) Divertir (desviador de flujo).
- g) Aparejo de preventores submarinos para operaciones en ambientes de H<sub>2</sub>S.
- h) Un preventor anular doble.
- i) Una junta flexible.
- j) Dos preventores dobles.
- k) Un conductor marino con flotadores.

#### 4.24 Torre de perforación

Es la que soporta el sistema de izaje del equipo, para los movimientos de las diferentes sartas que se utilizan en los procesos de perforación y mantenimiento de los pozos y por ello es necesario que cumplan con diferentes alturas y capacidades de acuerdo al diseño del pozo a intervenir, de acuerdo a la tabla 4.2

Descripción	Plataforma Autoelevable	Plataforma Semisumergible
Torre	44,81 m (147 pies), mimimo	48,77m (160 pies), minimo
Capacidad nominal bruta	498951, 61 kg (1100000 lb)	604 638,45 kg (1333000 lb)
Corona tipo universal	500 t cortas minimo	500 t cortas minimo
Poleas	7 de 127 cm (50 pulg) de diámetro c/u	6 de 152,40 cm (60pulg) de diámetro c/u
Ranuras para cable	3,49 cm (1 3/8 pulg) o 3,81 cm (1 ½ pulg)	3,49 cm (1 3/8 pulg) o 3,81 cm (1 ½ pulg)

Tabla 4.2  
Capacidades de las torres de perforación

#### **4.25 Mesa rotatoria**

Equipo que da la rotación requerida a la sarta de perforación, en los diferentes procesos de perforación y mantenimiento de los pozos, es necesario que tenga el diámetro y potencia de acuerdo al diseño del pozo.

La mesa rotaria debe ser de 95.25 cm (37 ½) para plataformas autoelevables, y para semisumergibles de 120,65 cm. (47 ½ pulg.), con bujes maestros con capacidad mínima de 500 t acoplada a un motor eléctrico de CD de 596 560.83 W (800 HP) continuos y 745 701,03 w (1000 HP) intermitentes, con transmisión estándar de 2 velocidades y previsión para transmisión de emergencia.<sup>38</sup>

## **4.26 Hidráulica**

### **4.26.1 Efectos**

El sistema de hidráulica tiene muchos propósitos en el pozo. Ya que se centra en todo el sistema de lodo, los efectos del lodo y el sistema hidráulico son a menudo dependientes uno del otro.

El sistema hidráulico tiene muchos efectos en todo el pozo. Por lo tanto, las razones para presentar la atención a la hidráulica son abundantes. Los motivos mas comunes son los siguientes:

- Control de presión del fondo del pozo.
- Proporciona un efecto de flotación en la sarta de perforación y en la TR.
- Minimizar la erosión del agujero debido al lodo, el lavado de la acción durante el movimiento.
- Eliminar los recorte del pozo, limpiar la barrena y eliminar los recortes por debajo de la barrena.
- Aumento en la rapidez de perforación.
- El tamaño de los equipos de las bombas en la superficie.
- Aumento de control de la presión creada por la reducción de la tubería en el pozo.
- Minimizar las reducciones de la presión cuando se corre la tubería en el pozo.
- Evaluar el aumento de presión en el pozo para cuando esta circulando el lodo.
- Mantiene el control en el pozo en intentos de brotes.

#### 4.26.2 Presión hidrostática

La presión hidrostática del fluido de perforación es una característica esencial en el mantenimiento del control de un pozo y la prevención de brotes. Se define en un sentido práctico como la presión de una columna de líquido. Aunque el líquido es generalmente de barro, que puede incluir el aire, el gas natural, espuma niebla, o lodos.

Es imperativo que la atención que se presente a la profundidad y de modo que la profundidad medida o la profundidad total, no se utilice inadvertidamente. Desde el peso del lodo así a menudo se mide la profundidad con diferentes unidades, la ecuación con constantes varían.

$$P_H = 0.052(\text{peso del lodo, lb/gal})(\text{profundidad, ft}) \dots\dots\dots \text{ecua 4.24}$$

donde:

$P_H$  = Presión hidrostática, psi  
 0.052 = constante, psi/lb/gal

$$P_H = 0.00695(\text{peso del lodo, lb/cu})(\text{profundidad, ft}) \dots\dots\dots \text{ecua 4.25}$$

$$P_H = 9.81(\text{peso del lodo, g/cm}^3)(\text{profundidad, ft}) \dots\dots\dots \text{ecua 4.26}$$

Las unidades de la  $P_H$  Son kilopascales (Kpa), si una columna de lodo contiene varios pesos, el total de la presión hidrostática s la suma de cada una de las secciones.

$$P_H = \Sigma c \rho_i L_i \dots\dots\dots 4.27$$

Donde:

c = Constante de conversión.  
 $\rho_i$  = Peso del lodo por sección de interés.  
 $L_i$  = Sección por longitud de interés.

### 4.26.3 Peso equivalente del lodo

En las operaciones de perforación a menudo utilizan varias densidades de lodo, las presiones derivadas de la circulación de fluidos ejercida a la presión de superficie durante las operaciones de control de brotes. Es útil en aplicaciones prácticas para examinar esta compleja presión y densidad de acuerdo al fluido un peso equivalente de lodo que proporcionan las mismas presiones en un sistema estático, sin la presión superficial.<sup>32</sup>

$$EMW = \frac{\textit{presión total} \times 19.23}{\textit{profundidad vertical verdadera}} \dots\dots\dots \textit{ecua 4.28}$$

Donde:

EMW = Peso equivalente del lodo, lb/gal  
 19.23 = Constante reciproca de 0.052 lb/al/psi.

### 4.26.4 Flotabilidad

El fluido de perforación proporciona un efecto benéfico en relación con el peso de la sarta de perforación y el gancho de carga. Cuando se baja la tubería en el pozo, el sistema de apoyo de lodo, algunas de las TR. Este efecto se denomina de flotabilidad, o fuerzas de flotación. Y el peso que genera la sarta de perforación estando dentro del pozo será menor que estando en el aire.

Las fuerzas de flotabilidad son función de el volumen y el peso desplazado de lodo. Los lodos con una densidad mas alta que los de menor densidad tienen mayor movilidad. Gracias al peso de la tubería se puede calcular su flotabilidad con la ecuación siguiente.<sup>32</sup>

$$BW = (BF)(\textit{peso en el aire}) \dots\dots\dots 4.29$$

Donde:

BW = peso de flotabilidad  
 BF = Factor de flotabilidad.

$$BF = 1 - \frac{\rho_m}{65.5} \dots\dots\dots 4.30$$

Donde:

$\rho_m$  = Densidad de lodo. Lb/gal

## 4.26.5 Modelos matemáticos de los fluidos

### 4.26.5.1 Flujo Newtoniano

Los fluidos newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico pueden ser descritos de acuerdo con la ley de la viscosidad de Newton. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y a velocidad de corte inducida, como se muestra en la figura

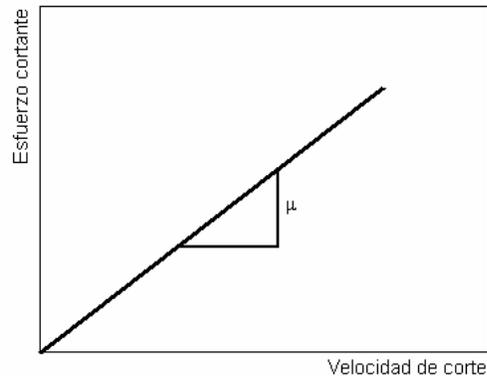


Figura 4.32  
Fluido newtoniano

#### Modelo de Newton

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza aquellos fluidos cuya relación, entre esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \frac{\mu}{gc} \gamma \dots\dots\dots \text{ecua4.31}$$

Donde:

μ = Es la viscosidad absoluta

### 4.26.5.2 Fluidos plástico de Bingham

Son un caso idealizado de los fluidos no-Newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia.

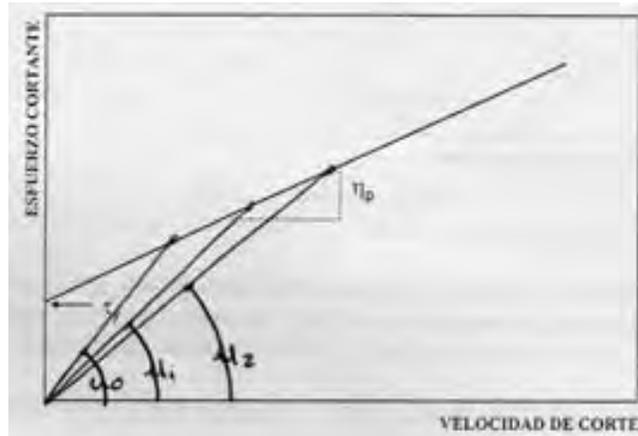


Figura 4.33  
 Fluido plástico de Bingham  
 ([www.monografias.com](http://www.monografias.com) y mas)

Este tipo de fluidos es el mas simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.<sup>29</sup>

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma + \tau_y \dots\dots\dots \text{ecua 4.32}$$

donde

$$\gamma = 0 \text{ si } \tau \leq \tau_y \dots\dots\dots \text{ecua 4.33}$$

$$\gamma \neq 0 \text{ si } \tau > \tau_y \dots\dots\dots \text{ecua 4.34}$$

### 4.26.5.3 Modelo ley de potencias

Este modelo de ley de potencias es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes geológicas y expresada como:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \dots\dots\text{ecua 4.35}$$

en donde el índice de consistencia K, es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido. Es decir, si el valor de k es alto, el fluido es más viscoso y viceversa.

### 4.26.6 Determinación de la presión de fricción

La determinación de las fuerzas de fricción en el sistema circulatoria del pozo es una tarea bastante complicada de describir matemáticamente. No obstante, a pesar de la complejidad del sistema, el efecto de estas fuerzas de fricción deberá de ser calculadas, a fin de poder determinar adecuadamente los siguientes parámetros.

- La presión de fondo estática y dinámica durante las operaciones de perforación y cementación.
- La densidad equivalente de circulación durante las operaciones de perforación y cementación.
- El programa hidráulico del pozo (gasto de flujo, presión de bombeo y tamaño óptimo de las toberas de barrena).
- Capacidad de acarreo de los recortes generados por la barrena.
- Presiones de empuje y succión durante los viajes.
- Las presiones superficiales y de fondo del pozo, a diferentes gastos de circulación generalmente durante las operaciones de control del pozo.

La determinación de las caídas de presión por fricción en las diferentes secciones del pozo se basa principalmente en las leyes que rigen la mecánica de los fluidos y la aplicación de las siguientes leyes físicas de la dinámica de fluidos:

- Ecuación de Energía o ley de la conservación de energía.
- Ecuación de continuidad o Ley de conservación de masa.
- Ecuación de momento o la aplicación de la segunda ley de Newton.

En la perforación de pozos, los modelos reológicos comúnmente empleados son:

- Modelo plástico de Bingham.
- Modelo de Ley de Potencias.
- Modelo de ley de potencias modificado.<sup>39</sup>

#### 4.26.7 Ecuación de balance de materia

La ecuación de balance de energía es un postulado que establece el balance entre el contenido de energía inicial en un sistema, la energía externa la cual puede ser adicionada o removida del sistema y el contenido final de energía en el sistema mismo. El principio de la conservación de la energía establece que el cambio de energía en un sistema es igual a la energía que entra al sistema menos la energía que sale del sistema, más o menos el trabajo y calor adicionado o extraído del sistema. Y esta relación de energía se puede expresar de la siguiente manera.

$$\int \frac{1}{\rho} dp + \frac{1}{gc} \int V dV + \frac{g}{gc} \int dZ + W - F = 0 \dots\dots\text{ecua 4.36}$$

La expresión 4.36 es conocida como la ecuación de la energía mecánica, en donde el término F es la pérdida de presión por fricción por unidad de masa.<sup>39</sup>

#### 4.26.8 Factor de fricción

El factor de fricción es un parámetro adimensional que indica el nivel de esfuerzo cortante en la pared  $\tau_w$  y la energía cinética por unidad de volumen de fluido.

La expresión 4.37 es conocida como la ecuación de Fanning, la cual es válida para el flujo turbulento de cualquier fluido, siempre y cuando el valor de fricción f sea apropiadamente determinado.

$$\frac{dPf}{dx} = \frac{2f\rho V^2}{gcD} \dots\dots\text{ecua 4.37}$$

En régimen laminar el valor de la f deberá de ser tal que las ecuaciones 4.38 Y 4.39 proporcionen el mismo valor para el gradiente de presión por fricción. Así, igualando estas expresiones y resolviendo para f se tiene, que para flujo laminar.<sup>39</sup>

$$\frac{dPf}{dx} = \frac{32V\mu}{gcD^2} \dots\dots\text{4.38}$$

$$\frac{dPf}{dx} = \frac{2f\rho V^2}{gcD} \dots\dots\text{4.39}$$

$$f = \frac{16}{NRe} \dots\dots\text{4.40}$$

4.26.9 Perdidas de presión por fricción en el sistema hidráulico del pozo

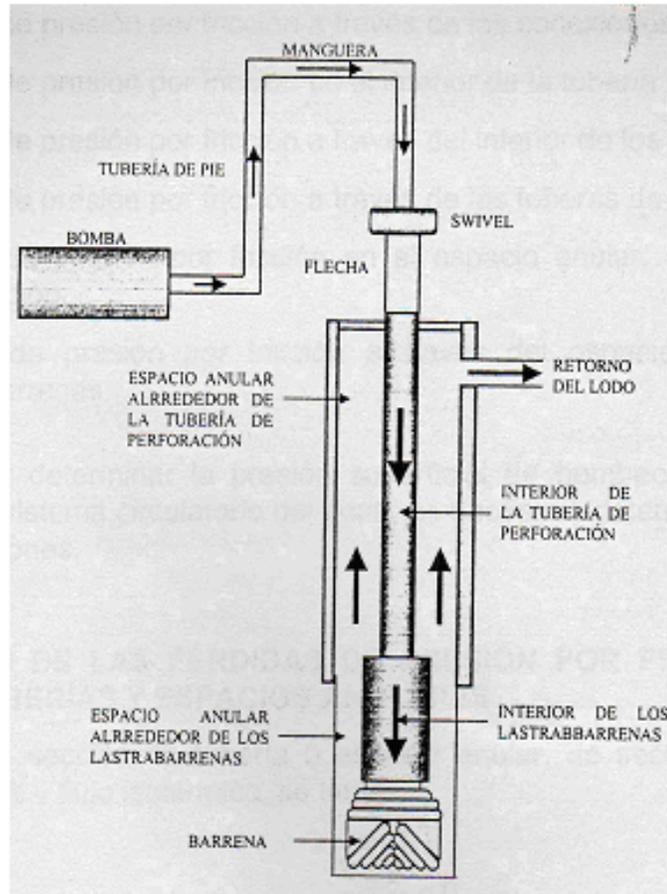


Figura 4.34  
 Sistema circulatorio del pozo  
 (Azar, J. J Drilling optimization. Thee university of Tulsa)

Debido a que el fluido entra al pozo y sale de la misma altura, la velocidad del fluido a la entrada y a la salida del pozo es la misma, entonces:

$$\frac{VdV}{gc} = 0 \dots\dots\dots 4.41$$

$$\frac{g}{gc} dz = 0 \dots\dots\dots 4.42$$

Por lo tanto la ecuación 4.43

$$\frac{dp}{\rho} + V \frac{dV}{gc} + \frac{g}{gc} dz - \frac{dPf}{\rho} = 0 \quad 4.43$$

se reduce a

$$dp = dPf \quad \dots\dots 4.44$$

por lo que

$$\Delta P = \Delta Pf \quad \dots\dots 4.45$$

La expresión anterior indica que la presión superficial de la bomba (presión de bombeo), necesaria para circular el fluido a través del sistema hidráulico del pozo (figura3) es únicamente la suma de las caídas de presión por fricción en cada una de las secciones que lo componen; es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_{cs} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_b + \Delta P_{TPa} + \Delta P_{Lba} \quad \dots\dots 4.46$$

Donde:

$P_s$  presión superficial de bombeo.

$\Delta P_{cs}$  caída de presión por fricción a través de las conexiones superficiales.

$\Delta P_{TP}$  Caída de presión por fricción en el interior de la tubería de perforación.

$\Delta P_{LB}$  Caída de presión por fricción a través del interior de los lastrabarrenas.

$\Delta P_b$  Caída de presión por fricción a través de las toberas de la barrena.

$\Delta P_{TPa}$  caída de presión por fricción en el espacio anular, alrededor de la tubería de perforación.

$\Delta P_{Lba}$  Caída de presión por fricción a través del espacio anular de los lastrabarrenas.

Con el objeto de poder determinar la presión superficial de bombeo para circular el fluido de perforación a través del sistema circulatorio del pozo, es necesario determinar las caídas de presión en cada una de las secciones.<sup>39</sup>

#### 4.26.10 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través del interior de tuberías y espacio anulares

Considerando una sección de tubería o espacio anular, de sección transversal constante fluido incompresible y flujo isométrico, se tiene:

$$\frac{VdV}{gc} = 0 \dots\dots 4.47$$

$$\frac{g}{gc} dz = 0 \dots\dots 4.48$$

por lo que la ecuación de balance de energía mecánica (ecuación 4.43) se reduce a:

$$\Delta P = \Delta Pf \dots\dots 4.49$$

La expresión anterior indica que la caída de presión en una sección interior o anular es únicamente debida a la fricción, basados en las siguientes suposiciones:

- La sarta de perforación está colocada concéntricamente dentro del agujero o de la tubería de revestimiento.
- No existe rotación de la sarta de perforación.
- Las secciones de agujero descubiertas son circulares y de diámetro conocido.
- El fluido de perforación es incompresible.
- El flujo es isométrico.

En realidad ninguna de las suposiciones anteriores es totalmente válida. Sin embargo en la práctica se ha demostrado que las suposiciones realizadas no afectan en gran medida los resultados. El procedimiento de cálculo de las caídas de presión por fricción se efectúa mediante la determinación de los parámetros reológicos del modelo, que mejor caracteriza el comportamiento del fluido, determinar la velocidad media del lodo y el régimen de flujo, a fin de poder determinar la caída de presión por fricción ya sea régimen de flujo laminar transicional o turbulento.<sup>39</sup>

#### 4.26.11 Determinación de las pérdidas de presión a través de las conexiones superficiales

Las caídas de presión por fricción en las conexiones superficiales se determinan considerando una longitud equivalente de tubería de perforación, de acuerdo con cualquiera de las cuatro combinaciones de equipo superficial mostradas en la tabla 4.3

CONEXIONES SUPERFICIALES								
Componentes de las Conexiones superficiales			COMBINACIONES TÍPICAS (CASOS)					
			Caso 2		Caso 3		Caso 4	
			Di (pg)	L (m)	Di (pg)	L(m)	Di (pg)	L(m)
Tubería de pie			3.50	12.2	4.0	13.7	4.00	13.7
Manguera			2.50	16.8	3.00	16.8	3.00	16.8
Tubo lavador de la unión giratoria y cuello de ganso			2.50	1.5	2.50	1.5	3.00	1.8
			3.25	12.2	3.25	12.2	4.00	12.2
Tuberías de perforación			Longitud equivalente de las conexiones superficiales, en metros de tubería de perforación					
De (pg)	Peso (lb/pie)	Di (pg)						
3.50	13.30	2.764	49.10		-----		-----	
4.50	16.60	3.826	232.00		146.00		103.70	
5.50	19.50	4.276	-----		248.80		176.50	

Tabla 4.3  
Conexiones superficiales

Por lo tanto, para determinar las caídas de presión a través de las conexiones superficiales de un equipo, se selecciona el caso de conexiones, de acuerdo con las dimensiones de las conexiones superficiales, y de la tabla 4.3 se determina la longitud equivalente de tubería de perforación y su diámetro interior.

Por ejemplo, supongamos que el equipo de perforación está dotado de conexiones superficiales del tipo CASO 4, entonces se tiene:

- Longitud equivalente: 103.7 metros de TP de 3.826 pg de diámetro interior

O bien

- longitud equivalente: 175.5 metros de TP de 4.276 pg de diámetro interior

Una vez determinada tanto la longitud equivalente de tubería de perforación como el diámetro interior, la caída de presión por fricción se determina en forma similar a las caídas de presión a través del interior de tuberías.<sup>39</sup>

#### 4.26.12 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas de la barrena

La caída de presión por fricción a través de las toberas de la barrena, comúnmente referida como caída de presión en la barrena, esta basada principalmente en el cambio de la energía cinética de un fluido fluyendo a través de una restricción corta como una tobera y las siguientes suposiciones.

Basados en las siguientes suposiciones:

- El fluido es incompresible.
- Flujo isotérmico.
- El cambio en la presión debido a un cambio de elevación es despreciable ( $g/gcdZ=0$ ).
- La velocidad a la entrada de las toberas es despreciable con respecto a la velocidad a la salida ( $V_n$ ).
- Las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas son despreciables ( $dP_f/\rho=0$ ).

Un balance de energía de la ecuación (4.44) resulta.

$$\Delta P = \Delta P_b = \frac{\rho}{2gc} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{\rho V_n^2}{2gc} \dots\dots\dots \text{ecua 4.50}$$

y despejando la velocidad en las toberas, se tiene:

$$V_n = \left( \frac{2gc\Delta P_b}{\rho} \right)^{1/2} \dots\dots\dots \text{ecua 4.51}$$

Sin embargo, para una la caída de presión a través de las toberas de la barrena la velocidad del fluido, determinada con la expresión anterior, nunca es obtenida. Esto se debe a la inevitable pérdida de energía mecánica por la fricción.

Sin embargo, para una caída de presión a través de las toberas de la barrena la velocidad del fluido, determinada con la expresión anterior, nunca es obtenida. Esto se debe a la inevitable pérdida de energía mecánica causada por la fricción.

Para compensar por esta diferencia entre los valores de velocidad calculados y medidos se introduce un factor de corrección, denominado coeficiente de descarga ( $C_D$ ); de tal manera que la expresión anterior resulta:<sup>40</sup>

$$V_n = C_d \left( \frac{2gc\Delta P_b}{\rho} \right)^{1/2} \dots\dots 4.52$$

Por otro lado, la velocidad del flujo a través de las toberas de la barrena se puede expresar mediante:

$$V_n = \frac{Q}{A_t} \dots\dots 4.53$$

Donde:

$\rho$  = Densidad del fluido de perforación, gr/cm<sup>3</sup>.

Q = Gasto volumétrico de flujo, gpm.

A<sub>t</sub> = Area total de flujo (área de toberas), pg<sup>2</sup>.

$\Delta P_b$  =Caída de presión a través de la barrena, Kg/cm<sup>2</sup>.

#### **4.27 Personal involucrado en la construcción del pozo**

Las plataformas deben de contar con el siguiente personal a bordo por guardia completa de 14 días invariablemente, según sea el caso por guardia como mínimo con un:

- a) Superintendente de plataforma.
- b) Inspector técnico de perforación, uno por turno.
- c) Capitán de plataforma o ingeniero de barco.
- d) Oficial de protección del buque.

##### **4.27.1 Responsabilidad y autoridad**

El toolpusher, offshore instalation Manager, Rig Manager, Capitán de plataforma y/o ingeniero del barco de la embarcación es responsable de la misma, aun cuando no se encuentre a bordo durante su periodo de guardia y/o trabajo.

El toolpusher, offshore instalation Manager, Rig Manager, Capitán de plataforma y/o ingeniero del barco deben tener las siguientes funciones a bordo del buque.

- a) Mantener el orden y disciplina.
- b) Mantener actualizado el diario de navegación o bitácora y los demás libros y documentos exigidos por las leyes y reglamentos aplicables en la materia
- c) Las anotaciones de estos libros deben llevar la firma del toolpusher, offshore instalation manger, Rig manager, capitán de plataforma y/o ingeniero de barco.
- d) Actuar como auxiliar del ministerio publico federal.
- e) Ejercer su autoridad sobre las personas y cosas.
- f) Mantener en todo momento el registro actualizado de estabilidad de la plataforma.
- g) Conservar la integridad física y estructural de la plataforma por medio de inspección a los diferentes sistemas que intervienen y forman parte de la estructura de la plataforma.
- h) Prevenir la contaminación del medio ambiente marino
- i) Implementar listas de verificación de los requerimientos específicos.
- j) Es el responsable de distribuir la carga y realizar el cálculo de estabilidad de a bordo de la plataforma, lo anterior con el objeto de conocer el exceso de peso a bordo.
- k) Mantener informado y conocer las condiciones meteorológicas existentes durante las operaciones.
- l) Dar seguimiento al desarrollo de las actividades e instrucciones giradas al personal correspondiente para su total cumplimiento.

#### **4.28 Cementación en aguas profundas**

El asilamiento por zonas es una preocupación clave en aguas profundas, donde los flujos someros de agua o flujo de gas debajo del lecho marino pueden conducir a problemas de control del pozo y a una serie de peligros relacionados que le han costado cientos de millones de dólares a la industria de exploración y producción. Los flujos someros de agua o gas tienden a ocurrir en áreas de rápida sedimentación, formaciones sobre presurizadas y formaciones débiles, condiciones típicas de todas las provincias más importantes de aguas profundas de interés. Estos peligros se detectan fundamentalmente mediante el análisis de datos sísmicos y de mediciones efectuadas durante la perforación sin embargo, la creciente base de datos de los pozos en aguas profundas en regiones tales como el golfo de México.<sup>5</sup>

Como resultado, los operadores han modificado sus procedimientos de perforación y sistemas de cementación. Se seleccionan las localizaciones de perforación y se planifican las trayectorias de los pozos para evitar los peligros de flujo someros. Si se esperan flujos someros, se incrementa el espaciamiento entre pozos de desarrollo por que los derrumbes provenientes de un pozo podrían afectar los pozos de desarrollo por que los derrumbes provenientes de un pozo podrían afectar los pozos vecinos. Los diseños de tubería de revestimiento para pozos en aguas profundas ahora contemplan la posibilidad de tener que instalar una tubería de revestimiento debajo de zonas de flujos someros de agua o gas.<sup>5</sup>

##### **4.28.1 Flujos someros de aguas o gas que afectan los sistemas de cementación.**

Primero debido a que estos flujos generalmente ocurren a profundidades relativamente someras respecto de la línea del lodo o superficie del lecho marino 152 a 762 m (500 a 2500 pies) y en formaciones débiles, no consolidadas, el sistema de cementación debe ser especialmente ligero de modo tal que las presiones ejercidas sean inferiores a la presión de fracturamiento.<sup>5</sup>

#### 4.28.2 Diseño de la lechada

El diseño de la lechada debe proveer control de la pérdida de fluido de 50ml/30 min. API o menos para evitar modificar la reología o densidad de lechada. Para reducir la posibilidad de que se formen canales de fluidos en el cemento, el diseño de la lechada debe minimizar la cantidad de agua libre y el asentamiento de partículas en la lechada, un fenómeno conocido como sedimentación. El periodo crítico de hidratación debe ser breve para prevenir que fluyan gas o agua en el cemento endurecido o fraguado debería poseer baja permeabilidad para proveer un aislamiento por zonas efectivo y duradero.<sup>5</sup>

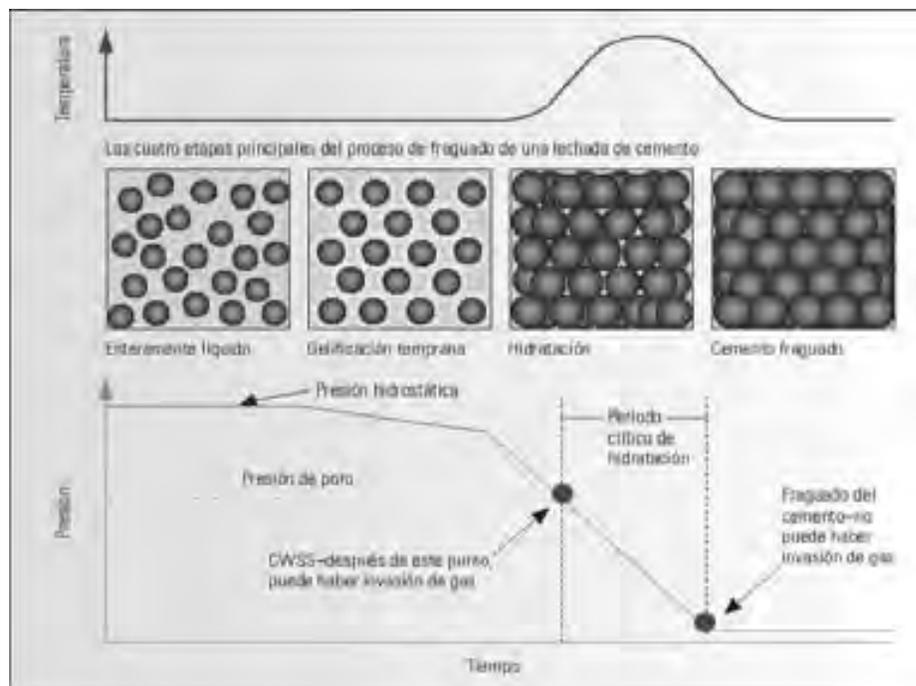


Figura 4.35  
 Invasión del fluido durante el fraguado del cemento  
 (Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

Las lechadas de cemento atraviesan cuatro etapas principales al progresar desde un estado enteramente líquido hasta un sólido.

#### 4.28.3 Tecnologías aplicadas en aguas profundas

La cementación de pozos ha avanzado rápidamente, y ahora se hallan disponibles múltiples soluciones para contrarrestar y aislar los flujos someros de agua o gas. En algunos proyectos de desarrollo en aguas profundas se escogen cementos energizados para cementar formaciones débilmente consolidadas. Estas lechadas incorporan nitrógeno u otro gas inerte en un sistema convencional de cemento Pórtland para reducir la densidad de la lechada. Esta técnica permite el ajuste de la densidad de la lechada en la localización del pozo, buen control de pérdida de fluido y desarrollo satisfactorio de la resistencia a la compresión a bajas temperaturas, pero los sistemas de cementación energizados requieren equipo adicional, además del gas apropiado. Además las lechadas

energizadas tienden a incrementar la permeabilidad del cemento fraguado, lo cual es indeseable para un aislamiento de largo plazo.

Otra opción, el cemento con yeso de fraguado rápido, también conocido como cemento argamasa o cemento fraguado 60:40 que muestra un ángulo recto en la carta del consistómetro, puede ser efectivo para las tuberías de revestimiento fraguado en ambientes de baja temperatura

Sin embargo, este tipo de cemento se vuelve complicado y costoso a la hora de mezclar o bombear las parte 60:40 del nombre se refiere al hecho que un saco de mezcla contiene 60% de yeso en peso. El otro 40% es cemento Pórtland clase C. La densidad de la lechada base de estos sistemas es de 15.8 lbm/gal (1894 kg/m<sup>3</sup>), de modo que la lechada se debe energizar si se requiere una densidad menor. El yeso se fragua rápidamente, de modo que un aspecto clave de planificar y ejecutar estas tareas consiste en retardar correctamente la lechada de manera que no fragüe antes o durante las operaciones de bombeo.<sup>5</sup>

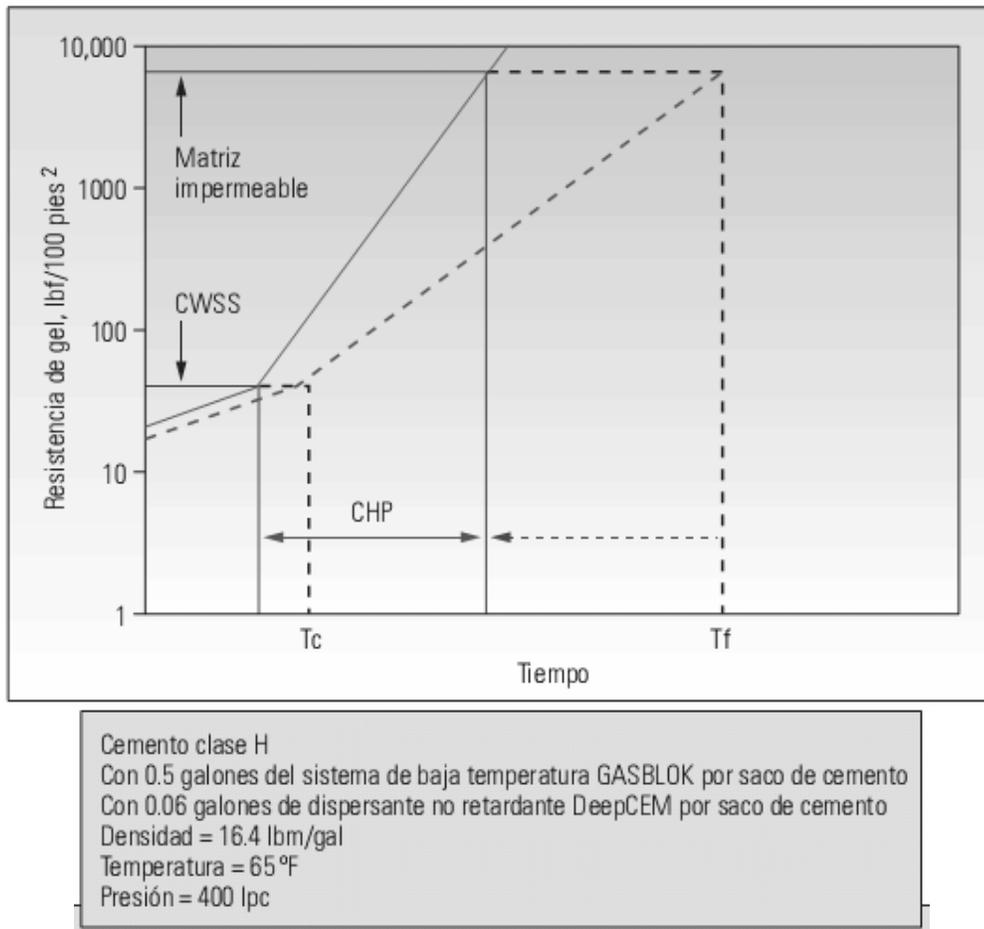


Figura 4.36

Optimización del tiempo de fraguado del cemento. El CHP se puede reducir si la lechada exhibe un ángulo recto en la carta del consistómetro mientras se desarrolla la resistencia estática de gel. En este caso la resistencia se desarrolla tan pronto como cesa el bombeo.

(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

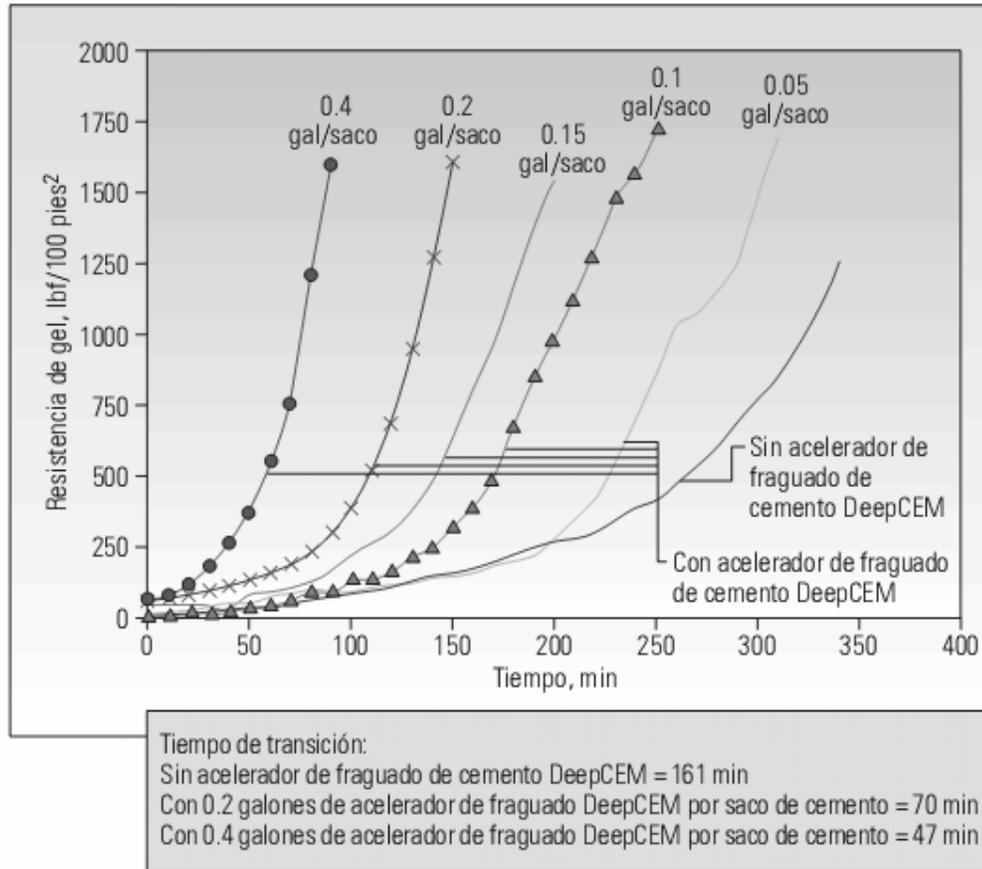


Figura 4.37

(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

La expresión ángulo recto en la carta del consistómetro se refiere a la curva de casi 90° (línea azul) que exhibe la gráfica que vincula la resistencia de gel en función del tiempo. Se desean curvas más abruptas de desarrollo de resistencia estática de gel, La resistencia de gel se puede modificar agregando aditivos tales como los aditivos DeepCEM una capacidad clave para cementar áreas propensas a flujos someros de agua y gas.

La ventaja clave del cemento con yeso es que el fraguado rápido previene la migración de fluido dentro del cemento.

La calidad del yeso es altamente variable de modo que cada mezcla debe ser rigurosamente probada antes de comenzar la tarea. Además la lechada es propensa a la contaminación en tanques y equipo extra para limpiar todos los equipos. Muchos operadores prefieren evitar utilizar múltiples sistemas de cementación porque el espacio para almacenamiento y dispositivos en equipos de perforación de aguas profundas es limitado. Debido a que los cementos con yeso se usan típicamente para secciones someras de pozos en aguas profundas se debe disponer de otro sistema de cementación para las secciones más profundas.

Una innovación de cementación en aguas profundas DeepCEM, ofrece un rendimiento similar a los cementos con yeso pero simplifica la logística. Los sistemas DeepCEM incorpora un dispersante sin retardante y un acelerador de fraguado de cemento; Estos sirven para acortar el tiempo de transición. Estos aditivos son convenientes para mezclar y bombear, y son compatibles con cualquier cemento de pozo de petróleo o gas. También logran que las lechadas sean menos sensibles a pequeñas variaciones en las condiciones del pozo a concentraciones de aditivos.<sup>5</sup>

#### **4.29 Equipo de cementación**

##### **4.29.1 Cabeza cementadora**

La cabeza de cementación desea EXPRES ofrece mayor confiabilidad al diseño mas simple del tapón de cemento. Los tapones se liberan desde la herramienta submarina sin que haya contacto físico entre los dardos y los tapones, evitando así los problemas de sello entre el dardo y el tapón. Esta cabeza de cementación reduce el tiempo de equipo de perforación debido a la liberación mas eficiente y remota del dardo y debido a que las pruebas de presión desde la tubería de revestimiento se pueden combinar aplicando golpes al tapón superior. Las compañías operadoras están experimentando un mejoramiento en calidad del trabajo por la mejor colocación del cemento, la falta de contaminación del fluido y la carencia de espacio microanular. Esa cabeza de cementación también permitió al operador probarla tubería de revestimiento inmediatamente después de golpear el tapón de cemento porque el rango de presión operativo del lanzador de dardos de superficie alcanza 10,000 lpc (69 Mpa), lo cual excede el límite de presión de los tapones y del equipo de flotación.

Las operaciones se desarrollan sin problema pese a que se presentaron problemas logísticos menores tales como la contaminación de la mezcla antes de llegar al equipo de perforación.

El equipo mejorado para la cementación en aguas profundas. La herramienta sostiene los tapones de cementación de la tubería de revestimiento hasta que estos son liberados por los dardos bombeados desde un lanzador de superficie.<sup>5</sup>

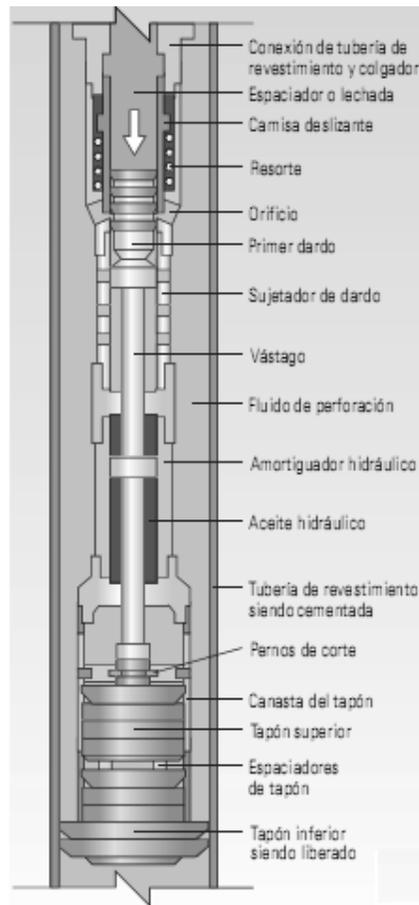


Figura 4.38

Equipo mejorado para cementación en aguas profundas  
(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

Los tapones de cementación separan la lechada de cemento de otros fluidos, reduciendo la contaminación y manteniendo las propiedades y el desempeño predecibles de la lechada. El tapón inferior se lanza previo a la lechada de cemento para minimizar la contaminación de los fluidos de perforación dentro de la tubería de revestimiento antes de comenzar la cimentación.<sup>5</sup>

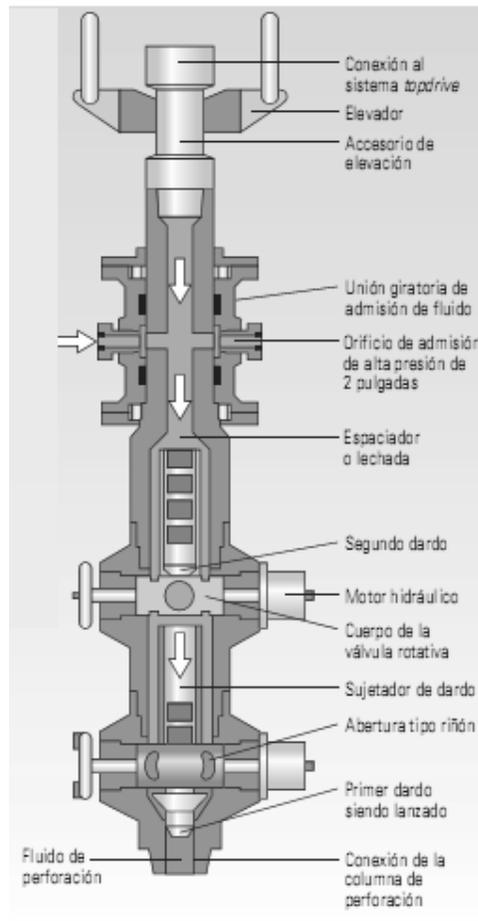


Figura 4.39

Equipo mejorado para la cementación submarina.

(Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.)

El aumento de la presión de bombeo rompe un diafragma en el cuerpo del tapón para permitir el paso de la lechada luego de que un tapón alcanza el collar de asentamiento. El tapón superior posee un cuerpo sólido que proporciona una indicación positiva de contacto con el collar de asentamiento y el tapón inferior a través de un aumento en la presión de bombeo.<sup>5</sup>

---

## Conclusiones.

- i. En la construcción de pozos petroleros se utiliza varios conocimientos de la ingeniería, como de otras ciencias. Para lograr el objetivo deseado así como el mejor rendimiento y optimización de los sistemas que son utilizados.
- ii. En los diferentes ambiente para la construcción de pozos petroleros se utilizan diferentes equipos los cuales se desarrollan según las características y necesidades de los ambientes y condiciones de trabajo.
- iii. Para la construcción de los pozos petroleros hay muchas herramientas las cuales nos ayudan a obtener el mejor diseño y la opción más viable para tomar las desiciones más correctas y favorables.
- iv. La construcción de pozos petroleros hoy en día se pueden desarrollar en diferentes ambientes, las cuales por las diferentes situaciones geográficas y localización del hidrocarburo se desarrollan nuevas técnicas para la construcción.
- v. Las técnicas de construcción de pozos petroleros han evolucionado con forme las necesidades y exigencias de cada ambiente geológico, así como la innovación de las herramientas, equipos y materiales para la misma construcción.
- vi. Las herramientas y equipos de computo son muy importantes en el desarrollo de la construcción del pozo, ya que nos ayudan a visualizar y a optimizar el mejor diseño del mismo, para una posible intervención de mantenimiento y reparación del pozo.
- vii. Las diferentes técnicas para la construcción se diseñan según las características y especificaciones tanto de materiales y herramientas que hasta hoy en día se han desarrollado.
- viii. En el diseño y construcción del pozo. Se debe de tomar en cuenta los costos tangibles y los intangibles para una buena planeación y economizar al máximo, sin perder de vista el objetivo y la eficacia del diseño del pozo.
- ix. La seguridad que se debe tener al perforar un pozo es de extremo cuidado, ya que los sistemas que se utilizan en el desarrollo de la perforación son demasiados riesgosos.
- x. Los materiales que se utilizan en la construcción son de características muy variadas, según los ambientes y condiciones de las formaciones geológicas. Que durante la perforación y los análisis anteriores del subsuelo son conocidos.

---

## Referencias.

1. <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com>
2. Tim Brewer Universidad de Leicester, oilfield review “Perforación de pozos profundos en los acéanos con fines científicos”, Primavera 2005.
3. Tecnología de la perforación de pozos petroleros  
ARTHUR W. Mc CRAY, FRANK W. COLE.
4. <http://html.rincondelvago.com>
5. Solución para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas.  
Gerard Cuvillier, Stephen Edwards; Houston, Texas, EE.UU
6. Soluciones submarinas  
Alan Christie, John Cromb, Texas, EE.UU
7. Descubrimiento en aguas profundas  
Mark Riding-Schlumberger , agosto 2008.
8. Elevación de los estándares de calidad de los datos sísmicos.  
Phil Christie, David Nichols, Ali Ozbek, cambridge, inglaterra
9. Presiones de las operaciones de perforación y producción  
Yves Barriol, Karen Sullivan Glaser, Julian Pop; Sugar Land, Texas, EUA
10. Fontenot, J.E y Clark, R.K: “An Improved Method for Calculating Swab and Surge Pressures and Circulating Pressures in a Drilling well”; Soc. of Petroleum Engineers Journal; Octubre, 1974.
11. API BOLETIN “THE RHEOLOGY OF OIL-WELL DRILLING MUD”, American Petroleum Institute; API BUL 13D; second Edition, mayo 15 de 1985.
12. Moore, P. L.; “DRILLING PRACTICES MANUAL”; Tulsa: Pennwell Books, 1974.
13. Randall, B.V y Anderson, D.B.; “Flow of Mud During Drilling Operations”, J.Pet. Pet. Tech.; Tech.; Julio 1982.
14. Azar, J.J.; “DRILLING OPTIMIZATION; The University of Tulsa; Tulsa. Ok
15. Bulletin on Formulas and calculations for casing, Tubing, Drill pipe, and line Pipe properties. API Bulletin 5C3, sixth edition, October 1, 1994
16. Sii Drilco (división of smith international, inc)  
Manual drilco de conjunto de perforación. 1980.

- 
17. <http://www.monografias.com>.
  18. Equipo auxiliar de la perforación rotatoria.  
Ing José Luís García Luna, IMP
  19. Well engineering  
Robert f. Mitchell, Stefan Miska.
  20. <http://www.pemex.com/files/content/PROY-MOD-NRF-069-PEMEX-2002.pdf>
  21. Apuntes de pozos uno  
Facultad de ingeniería UNAM.
  22. <http://www.inforegion.com.ar>.
  23. Planning and Drilling an exploration well on land.  
Alan Fett, Eric stimatz.
  24. <http://ingeodav.fcen.uba.ar/aula-gea/mapa/geolo.htm>
  25. <http://biblioteca.iapg.org.ar>
  26. Drilling Engeneering  
Anne Wilkie, M.A, M.Sc. Dan G Brown
  27. Tubing Design  
Roger Pradie, David Schmidt
  28. Drilling Engineering  
A complete well planning approach, Neal J Adams. Tommie Charrier
  29. [www.monografias](http://www.monografias.com) y mas.com
  30. [www.scribd.com/doc](http://www.scribd.com/doc)
  31. [http://html.rincondelvago.com/petroleo\\_31.html](http://html.rincondelvago.com/petroleo_31.html)
  32. Petroleum Engineering handbook (offhore operation)  
Bradley, Howard B.
  33. <http://www.clubdelamar.org/batimetria.htm>
  34. [www.congresogeofisica-sovg.org](http://www.congresogeofisica-sovg.org)
  35. [www.av.anz.udo.edu.ve/course](http://www.av.anz.udo.edu.ve/course)
  36. Determinación de asentamiento de tuberías de revestimiento.
-

- 
37. Soluciones para los problemas en pozos en aguas profundas  
Tesis de titulación
  38. Azar, J. J Drilling optimization. Thee university of Tulsa
  39. Scott,K.F. A new approach to drilling Hydraulics, petroleum Engineer 1972
  40. Well Planin  
Santiago Aldaz MSc-studint Petroleum Engineering
  41. Perforación de pozos profundos en los acéanos con fines científicos  
Tim Brewer Universidad de leicester leicester, inglaterra