

---

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

GARCÍA URQUIZA CUAUHEMOC

MARTINEZ VELASCO LUIS CARLOS



DIRECTOR DE TESIS:  
M. C. JAIME ORTIZ RAMIREZ

Ciudad Universitaria, México, D.F., Mayo 2007



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-048

SR. CUAUHTÉMOC GARCÍA URQUIZA  
Presente

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

**EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

- I INTRODUCCIÓN
  - II HISTORIA DE LA PERFORACIÓN
  - III EQUIPOS DE PERFORACIÓN
  - IV MATERIALES DE PERFORACIÓN
  - V PERSONAL DE PERFORACIÓN
  - VI EQUIPO AUXILIAR PARA PERFORACIÓN
  - VII EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES DE PERFORACIÓN
  - VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., a 24 de enero de 2007  
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFR\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-049

**SR. LUIS CARLOS MARTÍNEZ VELASCO**  
**Presente**

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

**EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

- I INTRODUCCIÓN**
- II HISTORIA DE LA PERFORACIÓN**
- III EQUIPOS DE PERFORACIÓN**
- IV MATERIALES DE PERFORACIÓN**
- V PERSONAL DE PERFORACIÓN**
- VI EQUIPO AUXILIAR PARA PERFORACIÓN**
- VII EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES DE PERFORACIÓN**
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., a 24 de enero de 2007  
EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/VAGC\*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

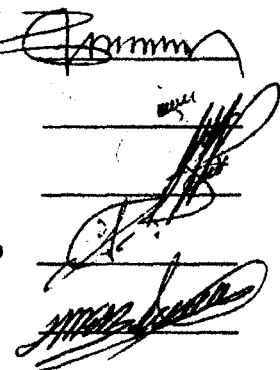
"EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN"

TESIS PRESENTADA POR: García Urquiza Cuauhtémoc  
Martínez Velasco Luis Carlos

DIRIGIDA POR: M.C. Jaime Ortiz Ramírez

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE Ing. Manuel Juan Villamar Viguera  
VOCAL: M.C. Jaime Ortiz Ramírez  
SECRETARIO: Ing. Luis Soto Pineda  
1er. SUPLENTE: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco  
2º. SUPLENTE: Ing. Mario Becerra Zepeda

The image shows four handwritten signatures in black ink, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. Ing. Manuel Juan Villamar Viguera (top), 2. M.C. Jaime Ortiz Ramírez, 3. Ing. Luis Soto Pineda, and 4. Ing. Mario Becerra Zepeda (bottom). The signatures are stylized and cursive.

Ciudad Universitaria, México, D.F., Mayo 2007

*Agradecimientos:*

*García Urquiza Cuauhtémoc*

*A la Universidad:*

*Por brindarme la oportunidad de prepararme académicamente en sus aulas y lograr obtener un título universitario.*

*A mis Padres:*

*Maria del S. Urquiza Ugalde y Bardoniano García Galindo., por el apoyo incondicional en todo momento de mi vida, por la comprensión, cariño y valores inculcados, que han hecho de mí la persona que soy.*

*A mis Hermanos:*

*Judith, Julio Cesar, Bernardo, Eliseo y Giovanni, por estar a mi lado en los momentos difíciles y por la confianza mostrada.*

*A mis Amigos:*

*Iván Israel Silva Álvarez, , Víctor Reza, Carlos Martínez Velasco, José Luis Villeda (el che), Javier Lino Castro Mirón, Fernando Rosas Trauwvitz, José Robles Villegas, Marco Antonio Silva Galicia, Gustavo Porcayo (proco), David Trujillo, Israel Alvarado (gordo), Roberto Parra (hoyos), Noe Maldonado, Cárdenas Vences Guillermo (los memos), Pedro Zapatero, Ulises Piña Flores y todos los compañeros que pudieran faltar., por todos los inolvidables momentos que compartieron conmigo, por la ayuda y amistad brindada.*

*A Jessica Marlen Sernas Estrada:*

*Por su compañía y comprensión en estos últimos años.*

*Luis Carlos Martínez Velasco*

*Este trabajo de tesis es la culminación de mi estancia en la mejor universidad de Hispanoamérica la UNAM. Le doy las gracias a ella y a todos mis profesores, por haberme dado la oportunidad de ser un profesionista en un país en donde estudiar es un privilegio que muy pocos pueden acceder.*

*Lo que he aprendido en esta gran institución que es la UNAM, no solo han sido conocimientos, conocí lo que es el trabajo duro en equipo, lo que es superarse y lograr un objetivo en común o individual, aprendí lo que es la derrota y la frustración, pero lo que te dejan es una lección de superación para no repetir el mismo error y no sentirse menos con eso. Me dio la UNAM la oportunidad de conocer algunos estados de la República Mexicana, y ver la manera de pensar, costumbres, tradiciones y problemas de estos lugares. Realmente el tiempo que estuve lo disfrute mucho y trate de hacer mi mejor esfuerzo.*

*Bueno, sin la ayuda de mi familia no hubiera podido llegar hasta este tan memorable día de mi vida; le agradezco a mi madre: Enriqueta Velasco Ramírez, quien siempre me apoyo en todo momento tanto económicamente como esa figura en la que uno le debe su mejor esfuerzo. A mi padre: Félix Martínez Venancio, quien me enseñó el trabajo duro, ser humilde y ayudar a los demás. A mis hermanos que han estado cuando los he necesitado.*

*Lo mejor que te da la universidad, son los amigos, ya que son gente muy parecida a mi y que estará conmigo muchos años mas. La siguiente lista menciona algunos de los que siempre estuvieron en las malas y en las buenas: Iván (Brolly), Hugo (Hoff), Los Garrudos, los Pedorros, Eric (mecánico), el buen Robert (Azulman), Rodrigo (vecino), David (Arévalo), Cuauhtémoc, José, Trauwvitz, Marco (Silva), Roció (León Contreras), Sahel, Benjas, Mariam, Zapatero (Pedro), Lino, Piña, Israel (Alvarado Meza), Edgar (Sex), Los Memos ( Cárdenas Vences Guillermo), Eloisa.....Bueno hay más pero en este momento no todos me vienen a la mente, ¡hey! Pero la lista esta abierta a todos aquellos que me ayudaron a estudiar o estaban en las fiestas.*

# EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN

## ÍNDICE

	Página
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>I</b>
<b>INDICE.....</b>	<b>III</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>XIII</b>
<b>CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 Conceptos básicos de geología.....	2
1.1.1 Teorías del Origen del Petróleo.....	2
1.1.2 Generación de Hidrocarburos.....	3
1.1.3 Migración y Acumulación de Hidrocarburos.....	5
1.1.4 Tipos de Trampas.....	7
1.2 Evolución de las técnicas de perforación.....	10
1.2.1 Equipos de Percusión o de Cable (Cable-Tool Drilling).....	10
1.2.1.1 El método del cable .....	10
1.2.2 Perforación Rotatoria (Rotary Drilling).....	12
1.3 Equipos de perforación.....	17
1.4 Ubicación geográfica de los yacimientos en México.....	23
<b>CAPITULO 2 HISTORIA DE LA PERFORACIÓN</b>	<b>26</b>
2.1 Historia de la perforación en el mundo .....	27
2.2 Historia de la perforación en México.....	30



<b>CAPITULO 3</b>	<b>EQUIPOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>36</b>
3.1	Sistema de suministro de energía.....	39
3.1.1	Fuentes de energía.....	39
3.1.2	Mecanismos de Transmisión de Fuerza.....	42
3.2	Sistema de izaje.....	44
3.2.1	Sistema de aparejo de poleas.....	45
3.2.2	Torre y Mástil.....	47
3.2.3	Subestructura.....	49
3.2.4	Malacate.....	50
3.2.5	Cable.....	52
3.2.5.1	Principales construcciones de cables.....	53
3.2.6	Equipo auxiliar.....	56
3.3	Sistema de circulación.....	58
3.3.1	Componentes del sistema de circulación.....	59
3.3.2	Bombas para lodo.....	61
3.3.3	Embudo mezclador.....	63
3.3.4	Equipo de control de sólidos.....	64
3.3.4.1	Presas de lodos.....	66
3.3.4.2	Temblorina.....	67
3.3.4.3	Trampa de arena.....	68
3.3.4.4	Desarenador y desarcillador.....	69
3.3.4.5	Desgasificador.....	69
3.3.4.6	Hidrociclones.....	71
3.3.4.7	Centrífuga.....	72
3.4	Sistema rotatorio.....	73
3.4.1	Unión giratoria.....	74
3.4.2	Flecha.....	76
3.4.3	Mesa rotatoria.....	78
3.4.4	Tubería de perforación.....	80
3.4.4.1	Clasificación de la tubería de perforación.....	82
3.4.5	Tubería extrapesada.....	84
3.4.6	Lastrabarrena.....	85
3.4.7	Estabilizadores.....	87
3.4.8	Barrenas.....	89
3.4.8.1	Componentes de la barrena.....	89
3.4.8.2	Tipos de barrena.....	91
3.4.8.3	Código IADC para barrenas tricónicas y de cortadores.....	94
3.4.9	Clasificación de toberas.....	96
3.4.10	Cuñas para TP y lastrabarrenas.....	97
3.5	Sistema de conexiones superficiales de control.....	99
3.5.1	Brotos.....	99

3.5.1.1	Causas de los brotes .....	99
3.5.1.2	Indicadores de brotes .....	101
3.5.2	Sistema Koomey .....	104
3.5.3	Consola de operación .....	108
3.5.4	Preventores .....	109
3.5.4.1	Elementos del conjunto de preventores .....	114
3.5.4.2	Arreglo de preventores .....	115
3.5.5	Línea y Múltiple de estrangulación.....	118
3.6	Sistema de medición de parámetros de perforación.....	119
3.6.1	Indicadores de peso.....	119
3.6.2	Indicadores de flujo en la línea de flote.....	120
3.6.3	Indicador de nivel en presas .....	121
3.6.4	Tanque de viajes.....	121
3.6.5	Medidor de profundidad .....	122
3.6.6	Torque en mesa rotatoria.....	123
3.6.7	Equipo para la detección de gas en el lodo .....	124
3.6.8	Gasto de bombeo .....	124

## **CAPITULO 4 MATERIALES DE PERFORACIÓN** 125

4.1	Cementos .....	126
4.1.1	Fabricación del Cemento Portland.....	126
4.1.2	Composición del Cemento .....	128
4.1.3	Clasificación del Cemento .....	128
4.1.4	Cementos especiales.....	130
4.1.5	Aditivos .....	134
4.2	Tuberías de revestimiento .....	136
4.2.1	Tipos de Tuberías de Revestimiento .....	137
4.2.2	Principales fuerza que actúan sobre la tubería.....	139
4.2.3	Propiedades Físicas de la Tubería .....	140
4.3	Fluidos de Perforación .....	142
4.3.1	Funciones del fluido de perforación .....	143
4.3.2	Tipos de fluidos de perforación.....	144
4.3.3	Tipos Generales de Aditivos .....	150
4.3.4	Aditivos Especiales.....	153
4.4	Obturantes de pérdidas de circulación.....	154

---

<b>CAPITULO 5</b>	<b>PERSONAL DE PERFORACIÓN</b>	<b>157</b>
5.1	UPMP (Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos) ..	158
5.2	Ingenieros de diseño.....	160
5.3	Ingenieros de operación .....	162
5.4	Cuadrilla de Operación de equipo de perforación.....	165
5.5	Operadores de equipos especiales.....	170
<b>CAPITULO 6</b>	<b>EQUIPO AUXILIAR PARA PERFORACIÓN</b>	<b>172</b>
6.1	Unidad y equipo de cementación.....	173
6.1.1	Planta de mezclado .....	173
6.1.2	Sistemas de mezclado.....	175
6.1.3	Equipo utilizado en las cementaciones primarias .....	176
6.1.4	Aditamentos de la tubería .....	181
6.1.5	Lavadores y Espaciadores de cemento .....	183
6.2	Unidad de registros eléctricos.....	187
6.3	Barril de muestreo de núcleos .....	189
6.3.1	Coronas empleadas para cortar núcleos .....	191
6.4	Equipo y Herramientas de pesca.....	193
6.4.1	Pesca.....	193
6.4.2	Herramientas de Pesca .....	198
<b>CAPITULO 7</b>	<b>EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES DE PERFORACIÓN</b>	<b>205</b>
7.1	Equipo para perforación marina.....	206
7.1.1	El sistema de perforación marino.....	206
7.1.2	Tipos de plataformas de perforación.....	216
7.1.3	Sistemas de anclaje.....	232
7.1.4	ROV (Remotely Operated Vehicle).....	234
7.2	Equipo para perforación bajo balance .....	237
7.2.1	Perforación bajo balance (UBD) .....	237

---

---

7.2.2	Equipo Superficial.....	239
7.2.3	Equipo de Fondo.....	244
7.2.4	Técnicas de Perforación Bajobalance.....	246
7.3	Equipos de perforación con Tubería Flexible.....	249
7.3.1	Ventajas de la Tubería Flexible.....	249
7.3.2	Limitaciones de la perforación con Tubería Flexible.....	250
7.3.3	Equipo Superficial.....	251
7.3.4	Herramientas de fondo.....	258
7.3.5	Aplicaciones de la tubería flexible.....	263
7.4	Perforación con cabezal rotatorio.....	263
 <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>		 268
 <b>BIBLIOGRAFÍA</b>		 270

# EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN

## LISTA DE FIGURAS

	Página
Fig. 1.1.- Migración primaria .....	5
Fig. 1.2.- Migración secundaria.....	6
Fig. 1.3.- Trampa .....	6
Fig. 1.4.- Anticlinal .....	9
Fig. 1.5.- Lentes de arena.....	9
Fig. 1.6.- Trampa combinada.....	9
Fig. 1.7.- Herramientas empleadas.....	11
Fig. 1.8.- Equipo con torre estándar .....	16
Fig. 1.9.- Equipo terrestre .....	18
Fig. 1.10.- Barcaza .....	18
Fig. 1.11.- Plataforma fija.....	19
Fig. 1.12.- Plataforma autoelevable "Jack – Up".....	20
Fig. 1.13.- Plataforma Semisumergible.....	21
Fig. 1.14.- Barco Perforador .....	22
Fig. 1.15.- Equipos de Perforación .....	23
Fig. 1.16.- Ubicación geográfica de los yacimientos en México.....	25
Fig. 2.1.- La Pez N° 1 .....	31
Fig. 2.2.- Ezequiel Ordóñez Campo Ébano .....	32
Fig. 2.3.- Gral. Lázaro Cárdenas .....	32
Fig. 3.1.- Principales componentes del equipo de perforación .....	37
Fig. 3.2.- Sistema de izaje .....	44
Fig. 3.3.- Sistema de aparejo de poleas .....	45
Fig. 3.4.- Corona portapoleas .....	45
Fig. 3.5.- Polea viajera .....	46
Fig. 3.6.- Torre .....	47
Fig. 3.7.- Mástil .....	48
Fig. 3.8.- Subestructura .....	49
Fig. 3.9.- Principales partes del malacate.....	51
Fig. 3.10.- Malacate principal.....	51
Fig. 3.11.- Partes de cable de acero.....	52
Fig. 3.12.- Cable 6x36 .....	53
Fig. 3.13.- Cable 6x19 .....	53
Fig. 3.14.- Cable 6x37 .....	54
Fig. 3.15.- Medición de cable.....	55
Fig. 3.16.- Ranuras de las poleas.....	56

Fig. 3.17.-	Eslabón.....	56
Fig. 3.18.-	Elevador .....	57
Fig. 3.19.-	Unión giratoria .....	57
Fig. 3.20.-	Sistema de circulación.....	59
Fig. 3.21.-	Centrífuga.....	63
Fig. 3.22.-	Embudo mezclador.....	64
Fig. 3.23.-	Sistema de control de sólidos.....	65
Fig. 3.24.-	Presas de lodo.....	67
Fig. 3.25.-	Comparación de mallas .....	67
Fig. 3.26.-	Componentes de la temblorina "Rig Shaker" .....	68
Fig. 3.27.-	Trampa de arena .....	78
Fig. 3.28.-	Desgasificador.....	70
Fig. 3.29.-	Separador gas – lodo .....	71
Fig. 3.30.-	Hidrociclón.....	71
Fig. 3.31.-	Centrífuga decantadora.....	72
Fig. 3.32.-	Sistema rotatorio.....	73
Fig. 3.33.-	Componentes de la unión giratoria.....	74
Fig. 3.34.-	Kelly cuadrado.....	76
Fig. 3.35.-	Kelly hexagonal .....	76
Fig. 3.36.-	Cople corto .....	77
Fig. 3.37.-	Válvula del kelly .....	77
Fig. 3.38.-	Componentes de la mesa rotatoria.....	78
Fig. 3.39.-	Componentes de la mesa rotatoria (corte) .....	79
Fig. 3.40.-	Componentes de la tubería de perforación.....	80
Fig. 3.41.-	Tubería de alto grado de acero.....	81
Fig. 3.42.-	Tubería estándar .....	81
Fig. 3.43.-	Tubería extrapesada.....	84
Fig. 3.44.-	Lastrabarrenas liso .....	85
Fig. 3.45.-	Lastrabarrenas de espiral .....	86
Fig. 3.46.-	Estabilizadores de aleta soldada.....	87
Fig. 3.47.-	Estabilizadores de aleta Integrada.....	88
Fig. 3.48.-	Componentes de una barrena tricónica.....	89
Fig. 3.49.-	Componentes de una barrena PDC.....	90
Fig. 3.50.-	Barrena tricónica de dientes de acero .....	91
Fig. 3.51.-	Barrena tricónica de carburo de tungsteno.....	91
Fig. 3.52.-	Barrena de diamante natural .....	92
Fig. 3.53.-	Barrena de diamante TSP .....	93
Fig. 3.54.-	Barrena de compacto de diamante policristalino (PDC) .....	93
Fig. 3.55.-	Barrena ampliadora .....	94
Fig. 3.56.-	Barrena bicéntrica.....	94
Fig. 3.57.-	Tobera roscable.....	96
Fig. 3.58.-	Tobera de clavo .....	96
Fig. 3.59.-	Tobera de candado.....	96
Fig. 3.60.-	Partes de la cuña para TP .....	97
Fig. 3.61.-	Partes de la cuña para lastrabarrenas.....	97
Fig. 3.62.-	Collarín de seguridad.....	98
Fig. 3.63.-	Componentes del Sistema Koomey.....	105

Fig. 3.64.-	Consola de control remoto Koomey.....	107
Fig. 3.65.-	Consola de control remoto.....	108
Fig. 3.66.-	Preventor de arietes Hydril Tipo "U" .....	109
Fig. 3.67.-	Ariete Cameron para tubería .....	110
Fig. 3.68.-	Ariete variable.....	110
Fig. 3.69.-	Ariete de corte .....	111
Fig. 3.70.-	Preventor anular Hydril Tipo "GK".....	112
Fig. 3.71.-	Preventor de contrapresión tipo dardo.....	113
Fig. 3.72.-	Preventor de contrapresión por anclaje .....	113
Fig. 3.73.-	Cabezal roscado de tubería de revestimiento .....	114
Fig. 3.74.-	Carrete de control .....	114
Fig. 3.75.-	Arreglos típicos de preventores para 2000 lb/pg <sup>2</sup> .....	116
Fig. 3.76.-	Arreglos típicos de preventores para 3000 y 5000 lb/pg <sup>2</sup> .....	116
Fig. 3.77.-	Arreglos típicos de preventores para 1000 y 15000 lb/pg <sup>2</sup> .....	116
Fig. 3.78.-	Arreglo 13 5/8 5M RSRRA.....	117
Fig. 3.79.-	Múltiple de estrangulación típico para 5000 lb/pg <sup>2</sup> .....	118
Fig. 3.80.-	Indicador de flujo en la línea de flote .....	120
Fig. 3.81.-	Tanque de llenado en la línea de flote.....	121
Fig. 3.82.-	Tanque de llenado localizado en el piso.....	122
Fig. 3.83.-	Indicador de torque.....	123
Fig. 3.84.-	Indicador del gasto .....	124
Fig. 4.1.-	Proceso de fabricación del cemento Portland .....	127
Fig. 4.2.-	Etapas de colocación de las TR's.....	138
Fig. 4.3.-	Principales fuerza que actúan sobre la tubería.....	140
Fig. 4.4 A.-	Zonas Porosa y Permeable .....	155
Fig. 4.4 B.-	Formación fracturada.....	156
Fig. 4.4 C.-	Fracturas inducidas .....	156
Fig. 4.4 D.-	Formación con cavernas .....	156
Fig. 5.1.-	Organigrama Estructural Gerencial Divisional de Perforación y Mantenimiento de Pozos.....	158
Fig. 5.2.-	Organigrama Estructural Gerencial Divisional de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Unidad Operativa.....	159
Fig. 6.1. A.-	Silo Balanza .....	173
Fig. 6.1. B.-	Silo Balanza.....	174
Fig. 6.1. C.-	Trompos .....	174
Fig. 6.1. D.-	Recirculador .....	175
Fig. 6.1. E.-	Mezclador de Baches .....	176
Fig. 6.2.-	Zapata Guía.....	178
Fig. 6.3.-	Zapata Flotadora .....	178
Fig. 6.4.-	Cople de retención y plato de retención .....	179
Fig. 6.5.-	Tapones.....	181
Fig. 6.6.-	Centradores.....	182
Fig. 6.7.-	Escareador .....	183
Fig. 6.8.-	Sarta de cementación.....	186
Fig. 6.9.-	Camión de registros.....	188
Fig. 6.10.-	Equipo para cortar núcleos.....	190
Fig. 6.11.-	Barrena de cono para núcleos.....	191

Fig. 6.12.-	Esquemas de una barrena de conos para cortar núcleos	191
Fig. 6.13.-	Barrena para cortar núcleos PDC	192
Fig. 6.14.-	Ojo de llave (Keyseat)	195
Fig. 6.15.-	Pata de Perro	196
Fig. 6.16.-	Distribución de los recortes de la perforación	197
Fig. 6.17.-	Molinos	199
Fig. 6.18.-	Pescante exterior (Overshot)	200
Fig. 6.19.-	Canasta de Circulación Inversa (Junk Basket)	201
Fig. 6.20.-	Magnetos	202
Fig. 6.21.-	Tubo recién cortado con un cortador químico	203
Fig. 6.22.-	Cortador	203
Fig. 7.1.-	Preventor de reventores marino (BOP)	211
Fig. 7.2.-	Arreglo típico de preventores marinos	212
Fig. 7.3.-	Sistema de control electrohidráulico multiplexado	214
Fig. 7.4.-	Partes Principales del Equipo de Perforación Marino	215
Fig. 7.5.-	Esquema de los Equipos de Perforación Marinos	217
Fig. 7.6.-	Plataforma Sumergible siendo remolcada	218
Fig. 7.7.-	Posición de una Plataforma Sumergible	218
Fig. 7.8.-	Vista superior de una plataforma Jack-Up	219
Fig. 7.9.-	Vista lateral de una plataforma Jack-Up	220
Fig. 7.10.-	Vista superior de una Plataforma Semisumergible	221
Fig. 7.11.-	Vista lateral de una Plataforma Semisumergible	222
Fig. 7.12.-	Barco Perforador	223
Fig. 7.13.-	Barcaza de Perforación	224
Fig. 7.14.-	Casco de una Plataforma TLP	225
Fig. 7.15.-	Plataforma de Piernas Tensionadas	227
Fig. 7.16.-	Mini-Plataforma de Piernas Tensionadas	228
Fig. 7.17.-	Plataforma SPAR	230
Fig. 7.18.-	ROV (Remotely Operated Vehicle)	237
Fig. 7.19. A.-	Perforación Bajobalance	238
Fig. 7.19. B.-	Perforación Sobrebalance	239
Fig. 7.20.-	Obtención de nitrógeno a partir del aire atmosférico	240
Fig. 7.21.-	Unidad de Transporte de nitrógeno	240
Fig. 7.22.-	Cabeza Rotatoria (RH)	241
Fig. 7.23.-	Esquema de una trampa de muestras	242
Fig. 7.24.-	Esquema de un separador	243
Fig. 7.25.-	Arreglo típico de la Perforación Bajobalance	244
Fig. 7.26.-	Diseño de sarta de perforación	246
Fig. 7.27.-	Diseño de la sarta parásita	247
Fig. 7.28.-	Diseño de la sarta concéntrica	248
Fig. 7.29.-	Equipo de Tubería Flexible en el Campo de Trabajo	251
Fig. 7.30.-	Vista de la cabina de control hacia el carrete y el pozo	252
Fig. 7.31.-	Carro Bomba	254
Fig. 7.32.-	Equipo convencional de Tubería Flexible	255
Fig. 7.33.-	Arreglo típico de preventores	256
Fig. 7.34.-	Sartas de perforación para Tubería Flexible	257
Fig. 7.35.-	Motor de fondo	259



---

Fig. 7.36.-	Vista de las partes principales de un motor de fondo .....	259
Fig. 7.37.-	Arreglo de Con Tubería Flexible.....	262
Fig. 7.38.-	Top Drive .....	265
Fig. 7.39.-	Top Drive de CA 25 TON.....	266

---

# EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN

## LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 3.1	Cortes mas comunes de los cables de acero .....54
Tabla 3.2	Especificaciones de uniones giratorias .....78
Tabla 3.3	Tubería de Perforación .....85
Tabla 3.4	Especificaciones de Lastrabarrenas .....89
Tabla 3.5	Clasificación de barrenas tricónicas código IADC .....96
Tabla 3.6	Comparación entre una Tubería Flexible y una TP API.....253

---

# CAPÍTULO 1

# INTRODUCCIÓN

---

## **1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Conceptos Básicos de Geología**

**Petróleo.** La palabra petróleo significa aceite de piedra, está compuesto básicamente de carbono e hidrogeno y en su estado natural se puede encontrar en forma sólida, líquida y gaseosa.

#### **1.1.1 Teorías del Origen del Petróleo**

Sobre el origen del petróleo se tienen distintas teorías, sin embargo existen dos que han tenido mayor aceptación, estas son: de formación orgánica e inorgánica.

##### **Teoría Cósmica.**

Cuando se comenzó a enfriar la corteza terrestre, los elementos se fueron separando de acuerdo con su temperatura de fusión. Mientras que la atmósfera de esta nueva tierra se encontraba constituida por bióxido de carbono, hidrógeno y vapor de agua. Los meteoritos provenientes del sistema solar, incrementaron la concentración de hidrógeno, se presentaron reacciones químicas entre esos componentes, las combinaciones resultantes fueron el monóxido de carbono, el cual a una temperatura cercana a los 538°C, se presentó una reacción de síntesis que generó la primera mezcla de hidrocarburos. El proceso de enfriamiento continuó durante los siguientes miles de años, hasta que alcanzó una temperatura de cercana a los 149°C, lo cual favoreció a la condensación de los hidrocarburos, en forma de precipitaciones, primero de las partes pesadas y luego de las ligeras, conforme la temperatura seguía descendiendo.

Se piensa que después de que se precipitó todo el hidrocarburo en forma de nubes, el agua comenzó a precipitarse, esta agua arrastró el aceite hasta algún sitio en donde se pudo acumular. Con una corteza terrestre formada, aparecieron los ciclos de erosión y de sedimentación; los cuales sepultaron al petróleo que estaba en la corteza terrestre.

Evidencia de que las nubes del planeta Venus presentan hidrocarburos en su composición, hacen reconsiderar a los investigadores sobre esta teoría.

##### **Teoría Inorgánica.**

Anteriormente esta gozaba de gran aceptación, sin embargo en las últimas décadas fue perdiendo fuerza, esto debido a los avances en estudios geológicos, esta teoría establece que la formación del petróleo es resultado de reacciones químicas entre el agua y el CO<sub>2</sub>.

## **Teoría Orgánica.**

Actualmente es la teoría de mayor aceptación sobre el origen del petróleo; esto se dio a partir de la mejoría del análisis geológico que permitió contar con mayor información de su origen. Se basa en dos principios fundamentales que son: la producción de hidrocarburos a partir de organismos tanto vegetales como animales y el sometimiento de estos a grandes presiones y altas temperaturas. A partir de estudios realizados en el laboratorio a rocas petrolíferas se encontraron propiedades ópticas únicas de sustancias orgánicas, lo que refuerza esta teoría <sup>1</sup>.

### **1.1.2 Generación de Hidrocarburos.**

#### **Roca Generadora.**

Para que una roca sea considerada como una roca generadora, debe de tener mas de 1% de materia orgánica, existir en un ambiente reductor en donde la presencia del oxígeno sea mínima. Otra de las características con las que debe de cumplir es tener un gran volumen dentro de la cuenca sedimentaria; así como un sepultamiento rápido dentro de una escala geológica.

La roca generadora tiene que ser sepultada a una profundidad considerable cercana a los 1200m, donde la materia orgánica pueda madurar hasta convertirse en hidrocarburo y debe de estar dentro de una cuenca sedimentaria, la cual presente el fenómeno de subsidencia y sepultamiento por un aporte considerable de sedimentos.

De la materia orgánica que forma parte de la roca generadora, no toda la materia llega a transformarse en petróleo, se estima que cerca de un 70% de esta permanece como residuo orgánico insoluble, por lo que el rendimiento de las rocas generadoras se aproxima al 30%. Pero de este 30% no se obtiene el petróleo que finalmente obtenemos, ya que se estima que solo el 1% del petróleo alcanza a migrar hasta las trampas. Entonces el restante 99% no llega a migrar o se destruye debido a que no hay un sello que impida que se pierda el hidrocarburo. Desde que la materia orgánica se acumula en un medio sedimentario, que favorezca su preservación, experimenta una serie de cambios junto con los sedimentos que la contienen. Los cambios se explican con los procesos de la diagénesis, catagénesis y metagénesis.

#### **Diagénesis.**

Se conoce como el proceso de alteración biológica, física y química de los fragmentos orgánicos que están presentes en las secuencias de grano fino, debido al sepultamiento que sufren. Esta materia orgánica presenta una serie de reacciones complejas. Uno de los principales agentes de la transformación de la materia orgánica durante la diagénesis temprana se debe a la actividad microbiana, que se realiza a poca profundidad con presiones entre cero y 300 bar,

a bajas temperaturas entre los 0 y 50°C, el cual degrada a la materia orgánica. La materia orgánica al ser sometida a los procesos de condensación y de polimerización, da origen a una serie de compuestos que reciben el nombre de geopolímeros, entre los cuales se encuentran los materiales del tipo húmico. Durante la diagénesis se forma el metano, así como una serie de compuestos como el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O principalmente. Es en la diagénesis donde se presenta la consolidación del sedimento, se transforma en roca sedimentaria, y la mayor parte de la materia orgánica que se conserva se convierte en kerógeno, la cual corresponde a la fracción insoluble y en una menor proporción se forma betumen, que corresponde a la parte soluble.

### **Kerógeno.**

Se define como kerógeno a la fracción de la materia orgánica, que se encuentra en las rocas sedimentarias, que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos, ya que se encuentran compuestos básicamente por grasas y ceras. Los términos que se utilizan para clasificar al kerógeno son sapropélico y húmico. El término sapropélico se refiere al producto obtenido de la descomposición y la polimerización de la materia algacea y herbácea principalmente, depositada en condiciones acuáticas con un bajo contenido de oxígeno atmosférico. Por otro lado la palabra húmico, se aplica al producto que se obtiene de la descomposición de las plantas terrestres superiores, que se depositan en un medio terrígeno con una cantidad abundante de oxígeno atmosférico. Los kerógenos sapropélicos producen aceite mediante calor, mientras que los húmicos producen principalmente gas.

### **Catagénesis.**

En esta etapa de la formación de los hidrocarburos, los sedimentos ya se encuentran convertidos en roca sedimentaria y sepultados a una profundidad de más de 1,000 m, a esta profundidad aumenta la temperatura y la presión, lo que provoca que la materia orgánica sufra nuevos cambios. Estos nuevos cambios transforman al kerógeno en hidrocarburo. A los 2.6 km, se alcanza el máximo pico de la generación de hidrocarburos líquidos, entre los 3.0 y 3.5 km se pasa a la catagénesis tardía, donde se produce menos aceite y más gas, por lo tanto en la principal zona de formación de gas seco y gas húmedo y algunas fracciones de hidrocarburos condensables.

### **Metagénesis.**

La tercera etapa en el proceso de transformación de la materia orgánica, se lleva a cabo a grandes profundidades (altas presiones y altas temperaturas). Es en esta etapa donde la materia orgánica residual es transformada en metano. Esta etapa es la última dentro de la transformación de la materia orgánica, para transformarse en gas. La generación del metano acaba a los 315°C, con profundidades cercanas a los 8 km. A estas condiciones de presión y de temperatura la porosidad

disminuya considerablemente, por lo que se hace difícil que a estas profundidades se formen yacimientos de hidrocarburos que tengan rendimiento económico.

### **Metamorfismo.**

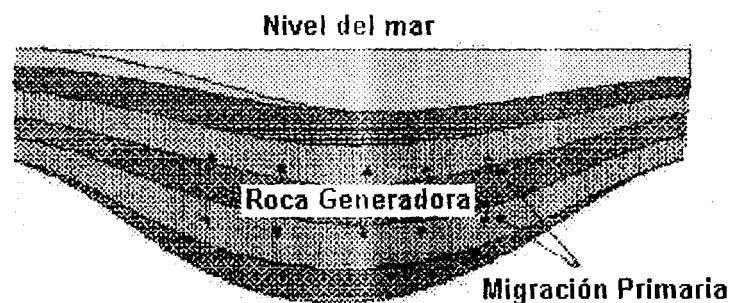
Cuando los estratos de roca alcanzan los 10km de sepultamiento, da inicio el proceso de metamorfismo, el cual da como resultado la transformación del kerógeno residual en grafito. Es por lo que a estas profundidades ya no se espera encontrar hidrocarburos.

### **1.1.3 Migración y Acumulación de Hidrocarburos**

#### **Migración del Petróleo.**

La migración es el movimiento del aceite y/o gas que se encuentra en los poros y/o discontinuidades de la roca (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre. Una vez creado, el petróleo se ubica dentro del espacio poroso de la roca que lo genero que por su naturaleza se encuentra ocupado por agua. Debido a la incompatibilidad de densidades se crea una fuerte presión interna en la roca que propicia la expulsión del petróleo de la roca generadora e inicia la migración primaria.

Se conoce por Migración Primaria al movimiento de los fluidos que se encuentran en la roca madre. Este movimiento de los fluidos empieza a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte a través de los poros de la roca fina en donde se genero. También se presenta la Migración secundaria, que también es el movimiento del hidrocarburo por el espacio poroso de la roca, pero después de que fue expulsado de la roca generadora, el movimiento se da hacia zonas con una porosidad mayor y en donde se almacenara, conocidos como trampas estratigráficas.



**Fig. 1.1.- Migración primaria**

Una vez fuera de la roca generadora el petróleo sigue viajando hacia porciones más someras hasta que es detenido por rocas impermeables o trampas, a esto se le conoce como migración secundaria.



Fig. 1.2.- Migración secundaria

El viaje termina cuando el petróleo se encuentra con una roca impermeable que le impide el paso.

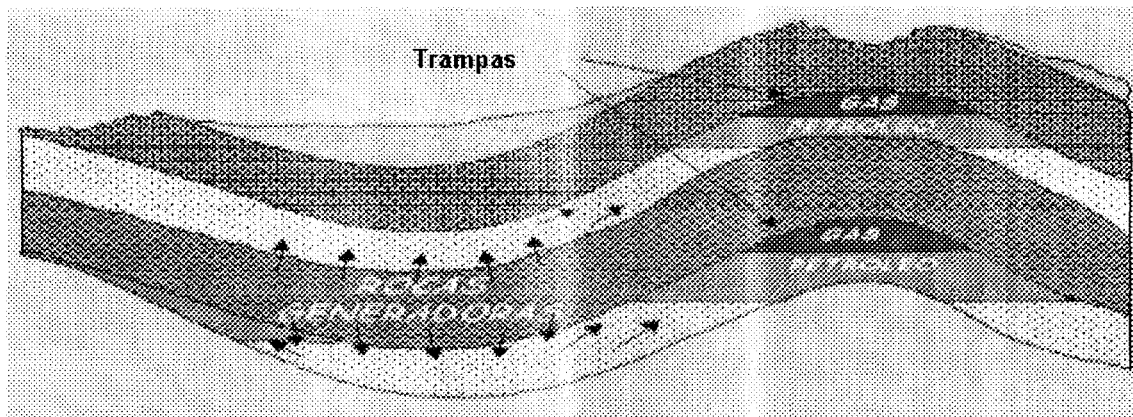


Fig.1.3.- Trampa

Existen otros tipos de migración de hidrocarburos, tales como la Migración Lateral, que consiste en desplazamientos de hidrocarburos en el interior de una formación de la misma edad, no importando la distancia y el desnivel que recorran los hidrocarburos. La Migración Vertical, es el movimiento de los hidrocarburos de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos, estos movimientos se presentan a una formación de una edad diferente, se pueden presentar dos casos, por ascenso y por descenso, por ascenso la migración se presenta de una formación vieja a un más joven, y por descenso, el movimiento se da de una unidad estratigráfica joven a unas más antigua. Algunas de las evidencias que se tiene que exista la migración de los hidrocarburos son las siguientes:

- Presencia de escapes de gas.
- La presencia de las chapopoterías
- Acumulaciones de hidrocarburos en rocas que no presentan contenido de material orgánico.



- Se puede correlacionar los aceites encontrados en las trampas con aquellos aceites residuales en la roca generadora.
- Se pueden correlacionar los aceites encontrados en yacimientos que se encuentran sobrepuestos.
- Ajustes estructurales (acomodo y distribución) de los hidrocarburos en el yacimiento.
- Se han encontrado que algunas bacterias que se alimentan de hidrocarburos, en zonas en donde no hay derrames producidos por el hombre.

Dentro de las fuerza que provocan la migración de los hidrocarburos se tiene: a las fuerzas debidas a la acción de la gravedad, las fuerzas moleculares (absorción, adhesión, la tensión superficial y la acción capilar), las fuerzas debidas a la acción química, a la fuerza debida a los movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento, las fuerzas debidas a la acción bacterial. Dentro de los factores que gobiernan la migración del petróleo se pueden citar a los siguientes:

- La porosidad efectiva de la roca.
- El grado de saturación de las rocas.
- El peso específico, la viscosidad y la cantidad del gas.
- La pendiente de los estratos, por las discordancias y por las fracturas de la roca.
- La composición y cantidad de agua asociada con el petróleo afecta la migración.
- El tamaño de la garganta de poro.

#### **1.1.4 Tipos de Trampas.**

Las trampas petroleras son una característica geológica de los estratos de roca, que permiten que el aceite y/o el gas se acumulen. Las trampas son receptáculos con una geometría que permite que se acumulen los hidrocarburos, tienen una determinada forma y tamaño; las trampas se pueden clasificar como sigue:

- **Trampas de tipo Estructural.**
  - Pliegues anticlinales
  - Domos
  - Fallas Normales
  - Fallas Inversas

- **Trampas por variación de la permeabilidad.**

Son todas aquellas trampas que le permiten a los hidrocarburos que se acumulen, sin que haya deformación estructural. Son el resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca almacén, la cual se encuentra aislada por rocas sello tanto vertical, como lateralmente, se deben a las anomalías en la repartición de los sedimentos o bien debidas a la naturaleza litológica de las formaciones. Las trampas debidas a la variación de la permeabilidad de mayor importancia son las trampas denominadas trampas estratigráficas, las cuales las podemos clasificar como trampas estratigráficas primarias y trampas estratigráficas secundarias.

- **Trampas estratigráficas primarias.**

Este tipo de trampas se encuentran condicionadas por un cuerpo rocoso y de tamaño limitado. Presenta una buena porosidad y permeabilidad, se le conoce como lente de arena y arrecifes calcáreos. Son una consecuencia de la forma y medio ambiente en el que se formaron, su extensión y su posición en la cuenca. Estas trampas se subdividen a su vez en trampas de la serie detrítica, trampas de la serie carbonatada y trampas combinadas.

- **Las trampas estratigráficas secundarias.**

Este tipo de trampas se forman después que se presento la sedimentación de los estratos. Estos crean un almacén local en el interior de una formación que inicialmente era una roca sello, o bien el cierre de una sección de un yacimiento por una roca sello. Estas anomalías estratigráficas en la mayoría de los casos se encuentran siempre asociadas con discordancias, por lo que pueden ser llamadas trampas por discordancias. Una discordancia es un cambio en la secuencia geológica marcada por una superficie de erosión o no depósito que separa dos grupos de estratos de diferente edad<sup>2,3</sup>.

- Cambios de facies
- Discordancias
- Paleogeomórficas
- Variación causada por aguas subterráneas
- Variación causada por truncamiento

- **Trampas Mixtas**

- Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad
- Hidrodinámicas

•• Trampas Vacías.

Se han encontrado estructuras que presentan todas las características de una trampa, pero se encuentran vacías, una de las explicaciones son las siguientes:

- No existió materia orgánica que haya dado origen a los hidrocarburos (roca generadora).
- No hubo la generación de petróleo.
- El petróleo no alcanzó a la trampa.
- El petróleo migro.
- El petróleo se destruyó.
- La trampa se formó posterior a la formación del petróleo.

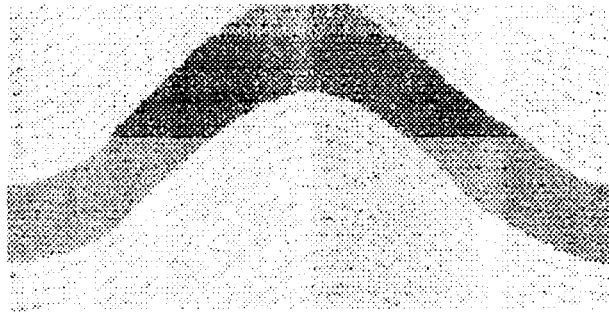


Fig. 1.4.- Anticlinal



Fig. 1. 5.- Lentes de arena

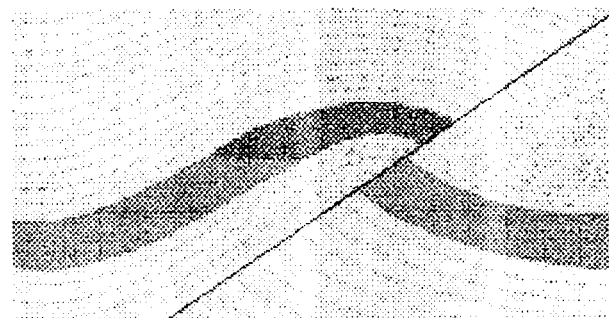


Fig. 1. 6.- Trampa combinada

## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

### 1.2 Evolución de las técnicas de perforación

#### 1.2.1 Equipos de Percusión o de Cable (Cable-Tool Drilling).

La perforación por equipos de Percusión o de Cable, fue una técnica establecida en muchas partes del mundo en la búsqueda de agua y salmuera (agua salada). El primer pozo internacional en producir aceite en occidente fue perforado en Oil Creek, Pennsylvania, por el Coronel Drake en 1859. La tecnología que utilizó el Coronel en su pozo se obtuvo de los artesanos chinos quienes habían viajado a los Estados Unidos para trabajar en los ferrocarriles. Los equipos de percusión han sido usados en China desde por los menos el primer siglo A.C. Las herramientas de percusión se suspendían de torres hechas de bambú de 60 m de altura. En China, esta tecnología de perforación fue desarrollada para producir agua salada.

Los equipos de perforación al parecer fueron desarrollados espontáneamente en varias partes del mundo, a principios del siglo XIX. Los chinos llegaron a profundidades de 700m usando un barreno de 1800 kg suspendido de una cuerda, el diámetro del agujero era del orden de 10 a 15 cm, y el ritmo de penetración era de 60 a 70 cm/día. Estos pozos se hacían para buscar agua fresca y salmuera de la cual extraían sal.

##### 1.2.1.1 El método del cable.

Consiste esencialmente en perforar un pozo, mediante golpes repetidos con una barrena que se dejaba caer sobre la roca para perforarla, la barrena se fija a una sarta de perforación, que en este caso viene siendo un trozo largo de tubo de acero suspendido de un cable de acero. La sarta de perforación la componía la barrena, los barretones, las tijeras y el cable.

En estos equipos no se usaba fluido de perforación para sacar los recortes; en su lugar se bajaba una cubeta varias veces para limpiar el agujero. Este método se uso en perforaciones petroleras durante el siglo XIX y predominó en las dos primeras décadas del siglo XX. La sarta provee el peso necesario para forzar la barrena en el interior del suelo, el agujero se mantiene vacío, excepto en el fondo, donde se encuentra un poco de agua, con la finalidad de distribuir un poco y en forma uniforme, las partículas de la roca perforada. Después de perforar unos pocos metros, se retira la barrena y se remueven los recortes con una cuchara de achique, la cual no es más que un tubo abierto con una válvula en el fondo.

En los primeros días en la exploración del aceite, los equipos de percusión probablemente utilizaban como fuente de energía el trabajo realizado por un hombre o varios hombres; en tiempos más recientes se utilizó vapor o máquinas de combustión interna.

Los métodos de perforación de los equipos mecánicos de percusión evolucionaron hacia el final del siglo XIX, y fueron usados en un principio para pozos de agua. Cuando los usos económicos del petróleo se descubrieron a mediados del siglo XIX, de tal manera que los equipos de percusión llegaron a ser el primer método en perforar pozos de aceite y esto continuó así por más de 80 años. Los equipos de percusión tenían muchas desventajas, en primera la profundidad era muy limitada. La resistencia del cable era menor conforme se hacia mas profundo el pozo, ya que el punto en la cabeza del pozo no es lo suficientemente fuerte para soportar el peso combinado del cable y del barreno. El promedio de profundidad era de 1000 m. Esto era adecuado para pozos de agua, pero no para los pozos exploratorios que requerían de una mayor profundidad. Una seria limitación es que los equipos de percusión solo podían trabajar en pozos en agujero descubierto, para permitir el libre movimiento del cable, pero no es posible mantener el pozo libre de fluidos. Sin embargo cuando la barrena atravesaba una formación de presión alta, el aceite o el gas salían disparados hacia la superficie como en un chorro. A causa de estas limitaciones de penetración y de seguridad los equipos de percusión fueron de uso limitado en la exploración de petróleo <sup>4</sup>.

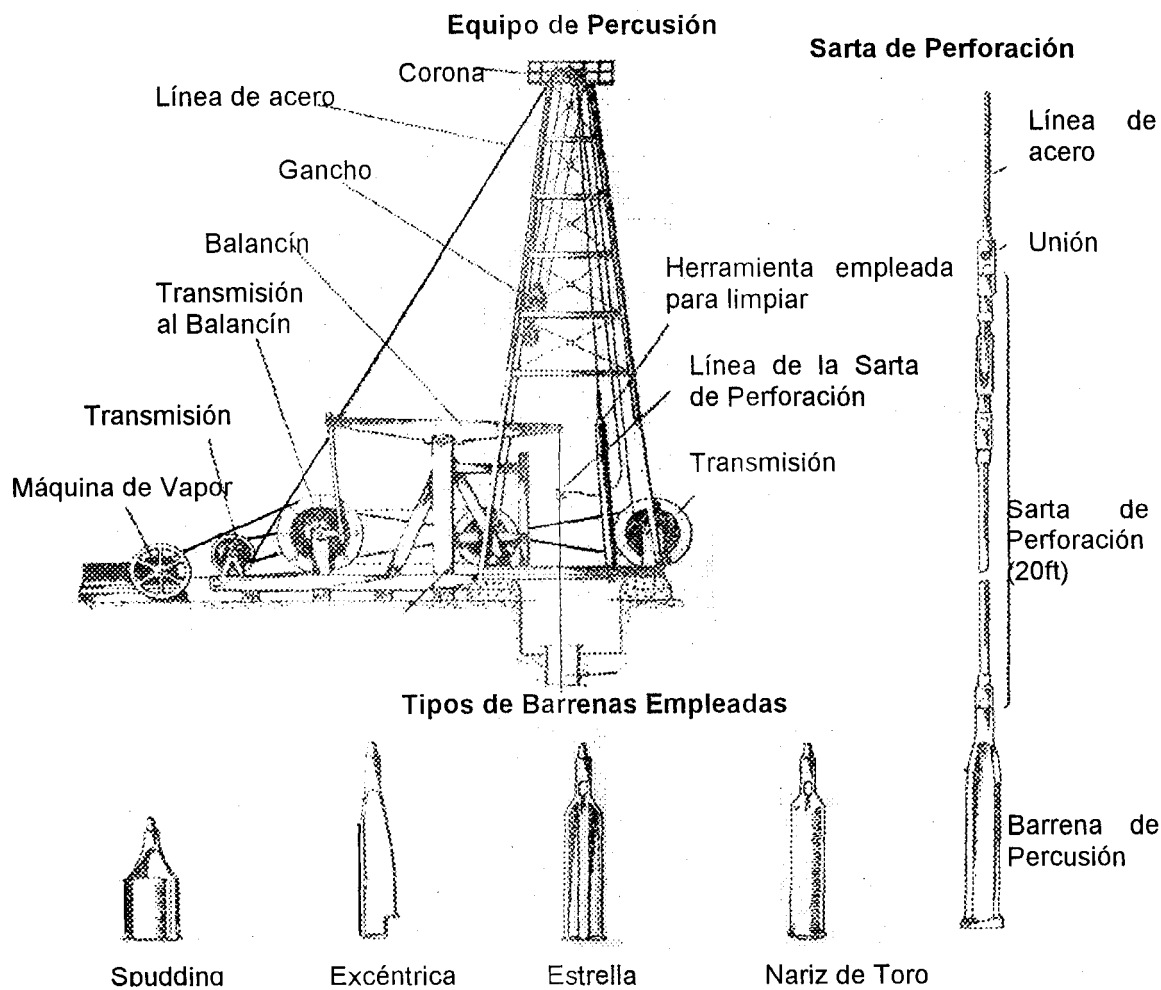


Fig. 1.7.- Herramientas empleadas <sup>4</sup>

## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

### 1.2.2 Perforación Rotatoria (Rotary Drilling).

La primera patente de un método rotario de perforación, para hacer pozos en la superficie de la tierra, fue registrada por Robert Beart en Inglaterra en 1844. Básicamente el método de perforación rotario involucra una barrena que gira en el fondo del pozo, la cual corta la formación por la acción de arrastre o raspado de la misma. La rotación de la barrena es suministrada por medio de la tubería de perforación, la cual esta conectada a la maquinaria en la superficie. Los métodos de perforación rotarios requieren normalmente de la circulación constante de agua a través de la tubería de perforación para enfriar la barrena y remover los recortes de roca del fondo del pozo a la superficie a través del espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del agujero.

En 1860 otra patente fue publicada por otro ingeniero francés, Leschot, la cual usaba diamantes en la barrena, para perforar en formaciones duras. Se utilizó en el proyecto de construcción de un túnel en los Alpes Suizos. Un sistema completo de perforación rotario con un sistema de circulación fue necesario implementar con las barrenas de diamante, ya que se necesitaba disipar el calor que generaba la barrena por la acción de arrastre contra de la formación.

Sweeney registró en 1886 una patente en Estados Unidos un pequeño taladro que se usaba para hacer agujeros en las canteras de piedra. Esta mencionaba el uso de aire como fluido de circulación para remover los recortes del fondo del pozo. El principio era el mismo que las barrenas que se disponían, las cuales astillaba y trituraban la roca. En 1887 Chapman patentó en Estados Unidos el uso de arcilla, salvado, granos, cemento y materiales similares, que fueron usados como aditivos en los fluidos de perforación para obturar las paredes del agujero. La importancia de los fluidos de perforación en los procesos de perforación rotatoria fue reconocida.

El desarrollo de la perforación rotatoria puede ser dividido dentro de cuatro periodos como sigue:

#### a) Inicios 1888-1928

La primera barren giratoria con dos cortadores fue introducida por Sharp y Hughes en 1908. Esta fue mejor que la barrena de arrastre "Cola de pescado", previamente usada en la perforación de formaciones duras en la perforación rotatoria. Este desarrollo en las barrenas y el uso de lodos de perforación, para perforar todo tipo de formaciones, causó que el método de perforación rotario llegara a ser de los más populares y difundidos. Los métodos de perforación rotatoria y herramientas tuvieron mejoras gradualmente después de perforar los primeros pozos exitosos en Estados Unidos. La primera bomba de lodos desarrollada exclusivamente para la perforación rotatoria fue introducida alrededor de 1910, la fuente de poder era por medio de vapor, y probablemente bombeaba

no más de 250 gal/min a 500 psi de presión de descarga. Las bombas de vapor apropiadas para 1000 psi de presión de descarga fueron manufacturadas en 1916. En 1928 bombas de 18 y 20 in de carrera de pistón para 1500 psi de presión de descarga estaban disponibles.

Los lodos de perforación, una necesidad absoluta para los procesos de la perforación, no recibieron mucha atención hasta 1920. Se aprendió que el óxido de hierro y el sulfato de bario (barita) podían ser utilizados como aditivos en los fluidos de perforación para incrementar la densidad del pozo por encima del que se podía obtener mezclando agua y arcilla únicamente. Así los fluidos de perforación fueron desarrollados ya que tenían la habilidad de prevenir la invasión o la entrada de los fluidos de las formaciones con alta presión hacia el interior del pozo. El uso de la barita llegó a ser el método de control aceptado para controlar la densidad de los lodos de perforación.

#### b) Periodo de desarrollo 1928-1948

En 1930 las pruebas de lodos para obtener los valores de viscosidad y de densidad en pozos profundos llegaron a ser prácticas comunes en California. La misma prueba de lodos en pozos profundos fue usada en Texas y la Costa del Golfo de Louisiana en 1935. El filtrado de lodo o prueba de pérdida de agua en los fluidos de perforación comenzó casi al mismo tiempo. A principios de 1930, la barrena de arrastre con toberas llegó a ser popular, cuando se aprendió que un chorro a alta presión impuesto por los fluidos de perforación en el fondo del pozo, podía algunas veces incrementar el ritmo de penetración. En 1933 las barrenas con tres conos fueron introducidas por la Hughes Tool Company. En 1935 Harth introduce el uso de bentonita para suspender la barita y esto marca los comienzos de la industria de los lodos de perforación.

Las barrenas con tres conos fueron equipadas con pasajes aerodinámicos para direccionar la circulación de los fluidos de perforación al fondo del pozo a través de un chorro hidráulico por las toberas. Fue probada por primera vez a principios de 1940 e introducida a la industria a finales de los mismos y principios de 1950. Este desarrollo incremento el ritmo de penetración e inicio los diseños y atención hacia la hidráulica de la barrena y sistemas de circulación. Los contratistas de la perforación encontraron que podían perforar más rápido con bombas de alto poder y con la circulación de lodos a alta presión, por lo que fue necesario obtener poder hidráulico en la barrena.

#### c) Periodo científico 1948-1968

Uno de los desarrollos más significativos de la perforación rotatoria fue el incremento en la profundidad. El record en la profundidad de un pozo en Estados Unidos era de 17,882ft en 1947 y en 1974 llegó a 31,000ft. A continuación se mencionan los principales puntos con los que contaban los fluidos de perforación y permitieron que se alcanzaran mayores profundidades:

## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

- Los fluidos de perforación transportan los recortes desde el fondo del pozo hacia la superficie para su eliminación.
- Los fluidos de perforación transmiten el poder hidráulico a la barrena, tanto como para limpiar el fondo de pozo como para maximizar el ritmo de penetración, lo cual baja los costos en la perforación.
- El lodo de perforación enfría y lubrica la barrena y la sarta de perforación.
- Se diseñan los lodos de perforación para que mantengan la permeabilidad de la formación por medio de una ligera capa denominada "enjarre".
- La columna del lodo de perforación previene que las paredes del agujero se desmoronen.
- Los fluidos de perforación mantiene los recortes suspendidos, si se interrumpe la perforación por cualquier motivo.
- Parte del peso de la sarta de perforación es sostenida por el lodo de perforación debida al "Efecto de flotación".
- La columna hidrostática debe de ser capaz de evitar que los fluidos de la formación entren hacia el interior del pozo y provocar un descontrol del pozo.
- Los lodos de perforación deben de permitir obtener más información a cerca de las formaciones que se están perforando, como por ejemplo permitir el uso herramientas como en el caso de los registros geofísicos.

El uso de insertos de carburos de tungsteno en las barrenas fue de gran éxito, resultando en cambios en el peso de la misma y mayor velocidad de rotación. Las bombas de lodos para la perforación rotatoria en 1970 tenían índices de 1750 caballos de fuerza de entrada y más. Eran capaces de bombear grandes cantidades de fluido a presiones que excedían los 3000psi. Las bombas eran impulsadas por motores de gas, diesel o eléctricos.

Fundamentalmente se realizaron estudios de fracturas de roca, transporte de recortes de roca, fluidos de perforación y técnicas de predicción de zonas de presión anormal, combinadas con diseños de equipos, fueron usadas para mejorar la efectividad y economía de la perforación rotatoria<sup>5</sup>.

- Equipos Con Torre Estándar (Rotatorio)

El tipo más antiguo de los equipos rotatorios usaron torres estándar, se armaban antes de iniciar el pozo y luego se desarmaban al terminar. Tuvieron mayor ventaja sobre los equipos de percusión, ya que podían manejar tubería más grande (lingadas).

La desventaja principal era el tiempo de armado y desarmado de la torre por lo que se diseña el primer mástil que consta de pocas secciones para su armado y podía ser transportada en una sola pieza. Con el equipo rotatorio se inicia el uso



de fluidos de perforación, la cementación de las tuberías de revestimiento y la terminación con aparejos de producción.

- Equipos Auto transportables (rotatorio)

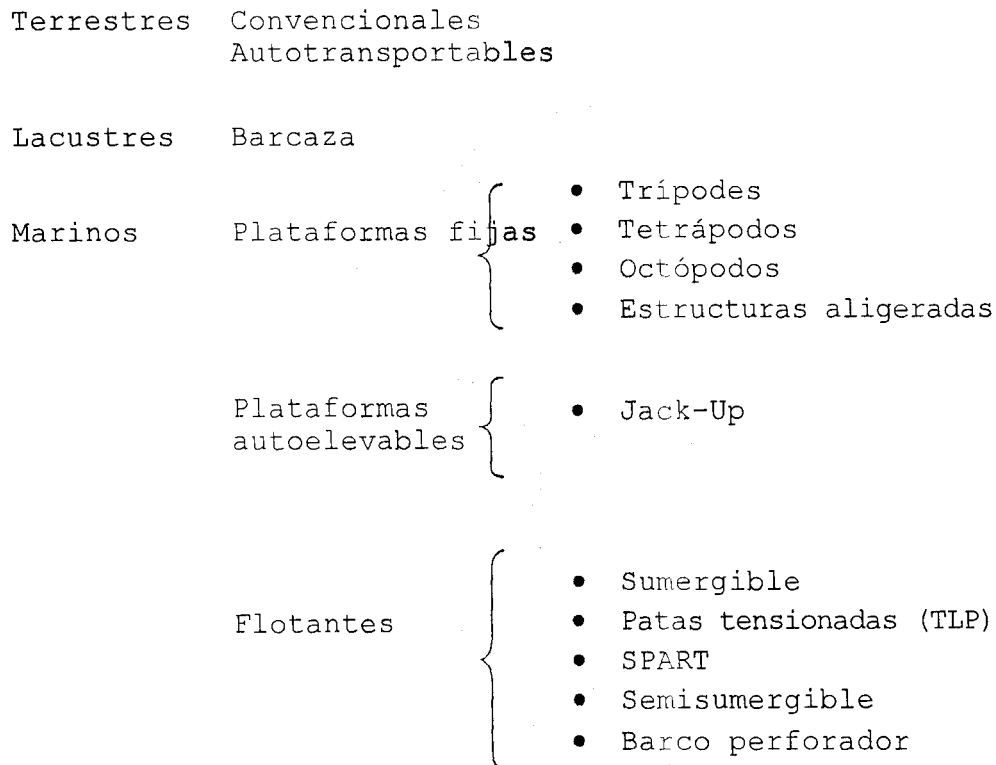
Un equipo autotransportable es aquel que es montado en un camión (mástil, malacate, motores y bombas de lodo). Estos equipos son para perforar a profundidades no mayores de 3,500 m (poco uso en México).

d) Automatización 1968 -

Básicamente hoy en día se siguen utilizando los mismos principios de la perforación rotatoria, salvo que los avances de la tecnología, telecomunicaciones, automatización y dispositivos de seguridad han propiciado que se tenga un mayor control en el diseño y la perforación y desarrollo de un campo petrolero.

La necesidad de conseguir combustible ha hecho evolucionar a los equipos de perforación rotatoria para extraer hidrocarburos del fondo del mar, pero en sí es el mismo principio, de la perforación rotatoria, ya que no se ha implementado otro sistema de perforación hasta el momento.

Los equipos de perforación entonces en este periodo se han clasificado de acuerdo a la siguiente diagrama:

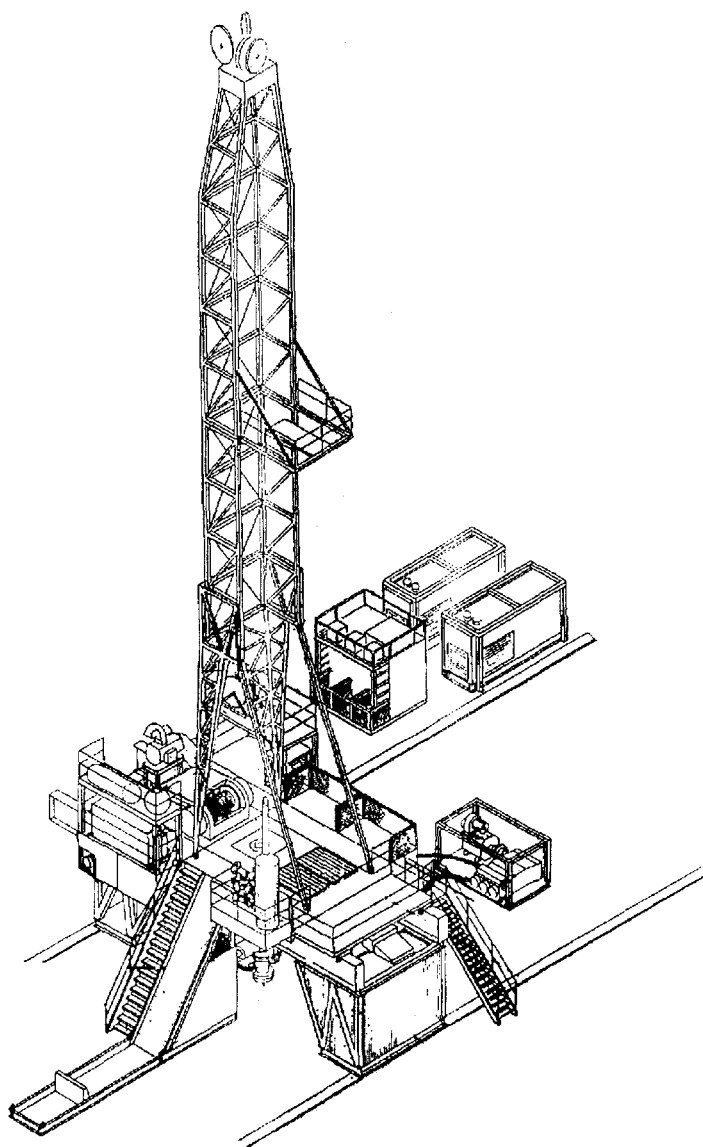


## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

---

En los últimos años se han realizado investigaciones para optimizar la perforación como es el caso de la perforación bajo balance, y los equipos de ayuda a la misma como los de Tubería Flexible. También se han hecho grandes desarrollos en la terminación de los pozos permitiendo que se tengan pozos con diámetros en la última etapa de perforación más grandes en comparación con lo que se tenían en los inicios. También se cuenta hoy en día con terminaciones de pozos llamados multilaterales, los cuales permiten obtener una mayor recuperación de la zona productora.

El los últimos años se han seguido utilizando el mismo principio de la perforación rotatoria, pero los avances en telecomunicaciones, electrónica, instrumentos de seguridad, robótica, etc. Permiten maximizar la perforación y que sea más segura.



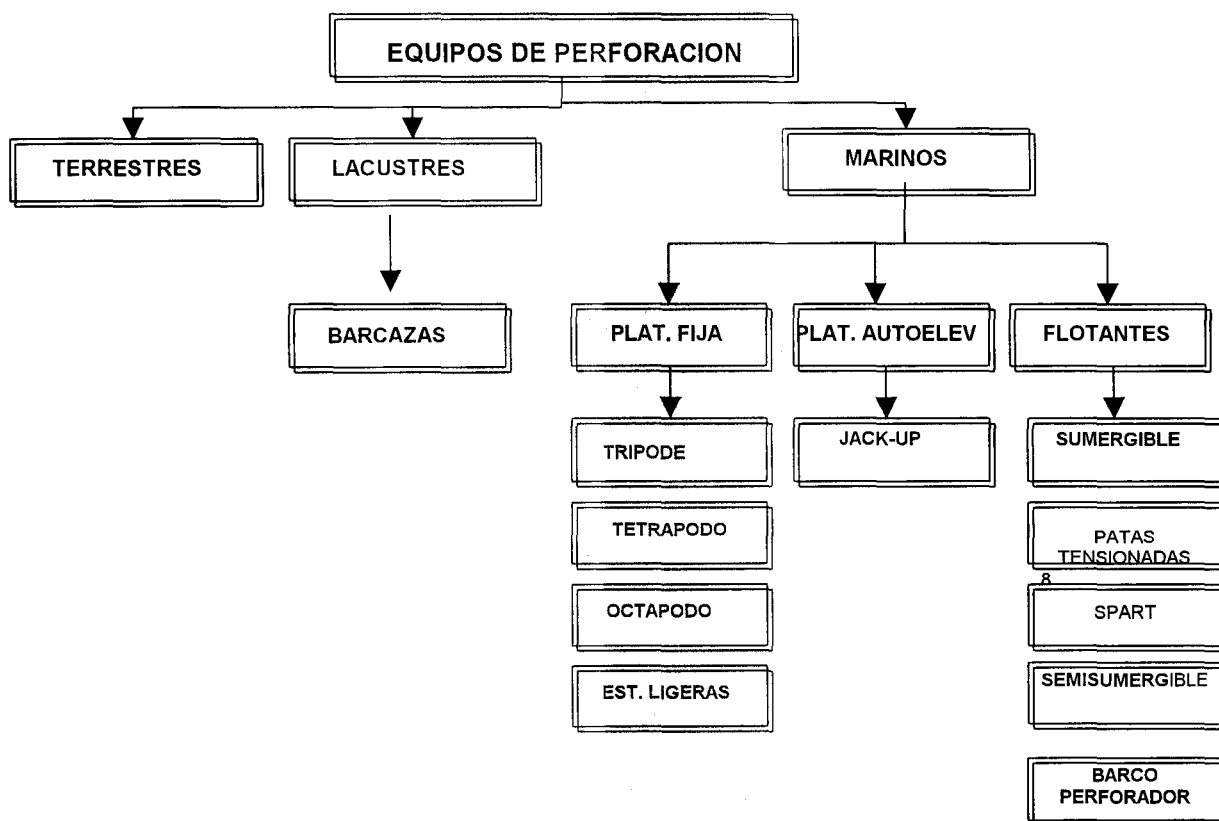
**Fig. 1.8.- Equipo con torre estándar (Cortesía NABORS OFFSHORE CORPORATION)<sup>73</sup>**

### 1.3 Equipos de perforación

Los equipos de perforación se han diseñado para poder alcanzar los yacimientos que se encuentran en el subsuelo, estos yacimientos se encuentran en diversas localizaciones, y para acceder a ellos se tiene que transportar el equipo hasta la localización.

Dentro de los equipos, se encuentran los terrestres, barcazas, plataformas fijas y autoelevables, barcos, semisumergibles, y equipos de reciente tecnología para la perforación en aguas profundas. A continuación se muestra un esquema de la distribución del equipo de perforación.

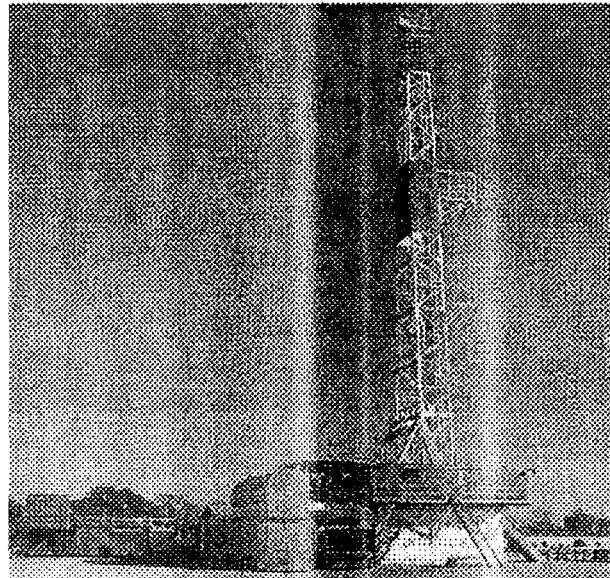
#### CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN QUE ACTUALMENTE OPERAN EN LA INDUSTRIA PETROLERA.



#### a) Equipo Terrestre.

Es el equipo utilizado para la perforación terrestre y tienen capacidad para perforar a más de 10,000 m. estos equipos se pueden transportar fácilmente de una

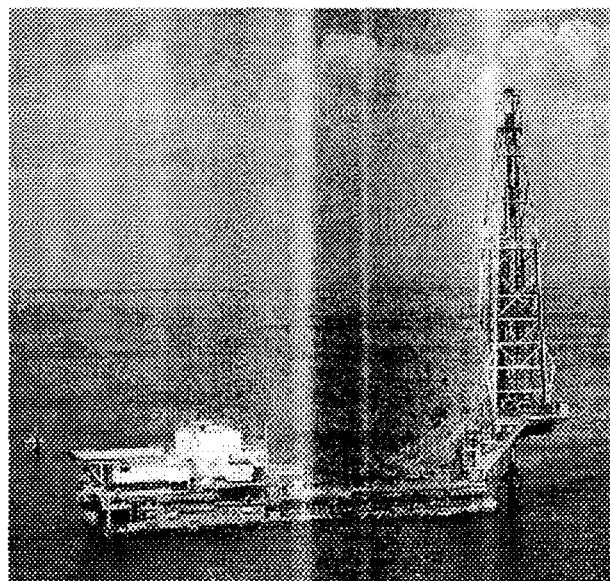
locación a otra, debido a que es de fácil armado. Este equipo terrestre opera autónomamente.



**Fig. 1.9.- Equipo Terrestre (Cortesía Cheyenne Drilling LP)<sup>67</sup>**

**b) Equipo Lacustre “barcaza”.**

Este equipo es utilizado para la perforación de aguas someras y protegidas con tirantes hasta de 15 m como ríos, lagunas, pantanos. Estas unidades constan de 2 cascos el Superior donde se aloja al personal y al equipo y el Inferior ó área de lastrado.



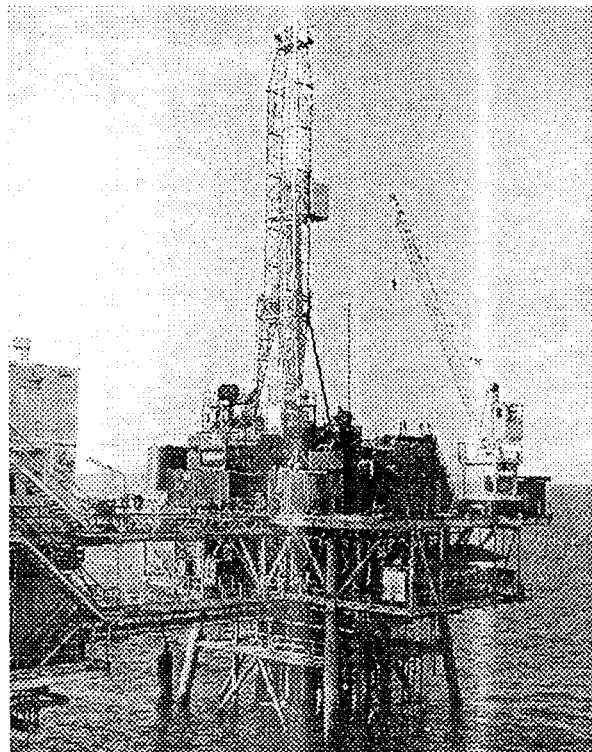
**Fig. 1.10.- Barcaza (Cortesía Pride)<sup>58</sup>**

### c) Equipos de perforación marinos

- **Plataformas fijas.**

Se caracterizan porque la subestructura tiene dos pisos: El de producción a 16 m sobre el nivel del mar conteniendo todo el equipo de producción y el de trabajo, a 20 m sobre el nivel del mar, que contiene la torre de perforación y la unidad habitacional. Dependiendo del número de patas se clasifican en: Trípodos, Tetrápodos y Octópodos. Estas plataformas pueden perforar en promedio 12 pozos.

Han sido las preferidas para ser colocadas en los yacimientos localizados en tirantes de agua de hasta 200 m de profundidad. Generalmente las plataformas fijas se componen de estructuras modulares de acero, instaladas en el lugar de operación con pilotes hincados en el fondo marino.



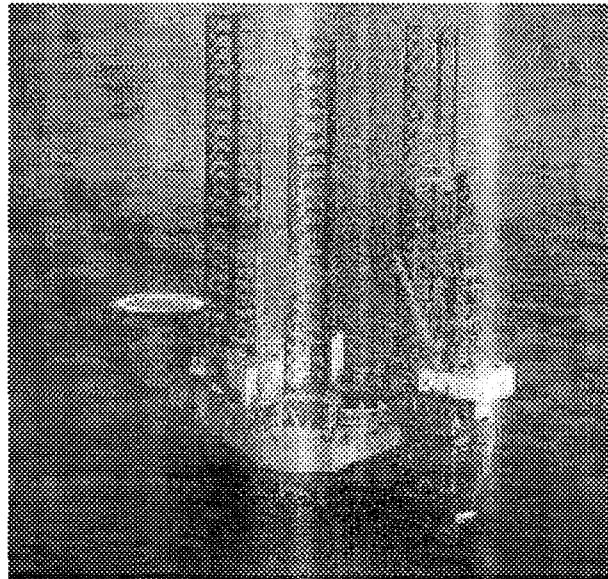
**Fig. 1.11.- Plataforma fija estándar (Cortesía NABORS OFFSHORE CORPORATION)<sup>73</sup>**

- **Plataforma autoelevable (Jack-Up).**

Tiene la capacidad de moverse de una localización a otra, por medio de autopropulsión o de remolcador. Al llegar a la localización, las piernas bajan

lentamente por medio de gatos hidráulicos o eléctricos, hasta el lecho del mar. El casco de la plataforma permanece por encima del nivel del agua, a una altura segura y fuera de la acción de las olas. La torre de perforación se encuentra ubicada en un dispositivo móvil permitiendo el acercamiento de la misma a los pozos de plataformas fijas. Se destinan a la perforación de pozos exploratorios en la plataforma continental, en tirantes de agua con una profundidad que varía de 5 a 170 m.

El diseño de estas plataformas se clasifica en dos categorías: de piernas independientes y soportadas por casco (MATT). La plataforma de piernas independientes puede operar en cualquier área, pero normalmente es usada en donde existen fondos firmes, arrecifes o fondos marinos irregulares. La plataforma MATT se caracteriza por tener conjuntos de patas y una plancha de la plataforma autoelevable que sirve como base de sustentación y que se posiciona en el fondo para elevar el casco a la altura de trabajo. Criterios que deben tomarse en cuenta para determinar que tipo de plataforma usar, son: el tirante de agua y criterio del medio ambiente, el tipo y resistencia del fondo marino, la capacidad y la necesidad de moverse durante la temporada de huracanes.



**Fig. 1.12.- Plataforma autoelevable “Jack – Up” (Cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>**

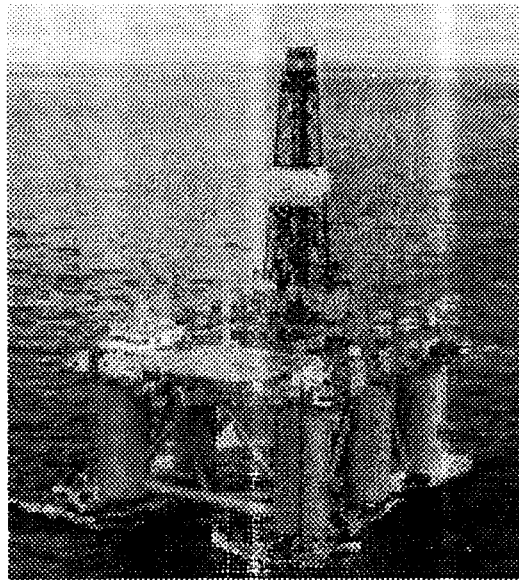
- **Equipos Flotantes**
  - **Plataforma Semisumergible.**

Las plataformas semisumergibles pueden tener o no propulsión propia. De cualquier forma, presentan una gran movilidad y son las preferidas para la perforación de pozos exploratorios. Están compuestas de una estructura con una o varias cubiertas, apoyada en flotadores sumergidos y diseñados para operar en

tirantes de agua 180 a 2000 m. Este tipo de plataforma permanece situado en la superficie del mar para que sufra el menor impacto posible de las condiciones marítimas y ambientales. Las plataformas semisumergibles están compuestas de una estructura con una o varias cubiertas, apoyada en flotadores sumergidos.

Los tipos de sistema responsables de la posición de la unidad flotante son dos: el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico. El Sistema de Anclaje restaura el posicionamiento original gracias a la acción de 8 a 12 cables (y/o cadenas) tendidos y fijados por anclas en el lecho marino, los cuales funcionan como muelles, produciendo un esfuerzo capaz de reducir el efecto del oleaje, vientos o corrientes marinas.

El Sistema de Posicionamiento dinámico en plataformas que utilizan este sistema no poseen conexión física con el fondo del mar, excepto por los equipos de perforación. Las plataformas poseen sensores acústicos que identifican el oleaje. La restauración de su posición flotante se realiza a través de propulsores presentes en su casco, accionados por computadora. La profundidad de operación de las plataformas que presentan sistema de anclaje es limitada, mientras que las que utilizan el posicionamiento dinámico pueden perforar en aguas con cerca de 2000 metros de profundidad.



**Fig. 1.13.- Plataforma Semisumergible (Cortesía Pride)<sup>58</sup>**

○ **Plataforma de patas tensionadas.**

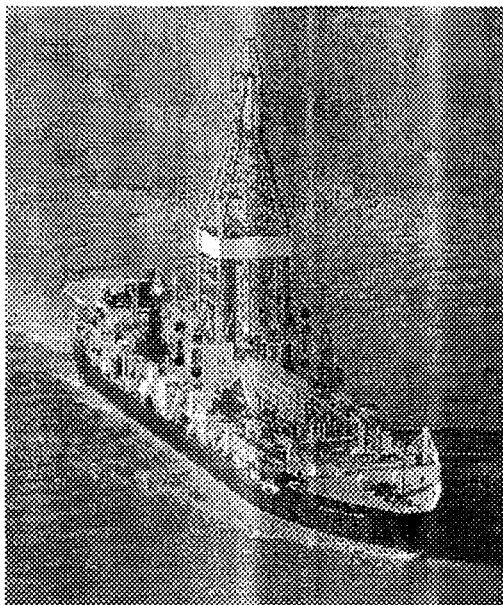
Son unidades flotantes que poseen estructura similar a la de una plataforma semisumergible. La diferencia entre las dos está en el sistema de anclaje en el lecho marino. El anclaje se lleva a cabo mediante estructuras tubulares, con tirantes fijos al lecho marino por anclas y mantenidos estirados por el exceso de flotación de la plataforma. Este sistema proporciona una estabilidad mayor de la

plataforma porque disminuye drásticamente su desplazamiento. Con ello, las operaciones de perforación y producción se asemejan a las ejecutadas en las plataformas fijas.

- **Barco Perforador.**

Son buques proyectados para explorar pozos submarinos ubicados en aguas muy profundas. En el centro de su casco estos buques poseen una abertura por donde pasa la sarta de perforación. De la misma forma que las plataformas semisumergibles, los buques más modernos están equipados con sistemas de posicionamiento dinámico. A través de sensores acústicos, propulsores y computadoras, se anulan los efectos del viento, oleaje y corrientes marinas, que generalmente desplazan el buque de su posición.

La utilización de los buques plataforma en perforaciones proporciona algunas ventajas en relación a los otros tipos de plataformas, como: gran capacidad de almacenamiento, perforación de pozos en cualquier profundidad y operación sin la necesidad de barcos de apoyo o de servicios. Son los más móviles pero los menos eficientes para perforar. Son muy versátiles pero deben ser considerados para usarse en áreas con olas de poca altura y vientos de bajas velocidades<sup>6,7</sup>.



**Fig. 1.14.- Barco Perforador (Cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>**

- **Plataformas tipo FPSO - Los FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading).**

Son buques con capacidad para procesar y almacenar el petróleo, y proveer la transferencia del petróleo y/o gas natural. En la cubierta del buque se instala una planta de procesamiento para separar y tratar los fluidos producidos por los pozos.



Después de separado del agua y gas, el petróleo se almacena en los tanques del propio buque hasta su transferencia a un buque cisterna, a cada cierto tiempo. El buque cisterna es un buque petrolero que atracar en la popa de la FPSO para recibir el petróleo almacenado en los tanques y transportarlo hacia tierra.

El gas comprimido es enviado a tierra a través de gasoductos y/o reinyectado en el yacimiento. Las mayores plataformas FPSO tienen capacidad de procesar alrededor de 200 mil barriles de petróleo por día, con una producción asociada de gas de aproximadamente 2 millones de metros cúbicos diarios.

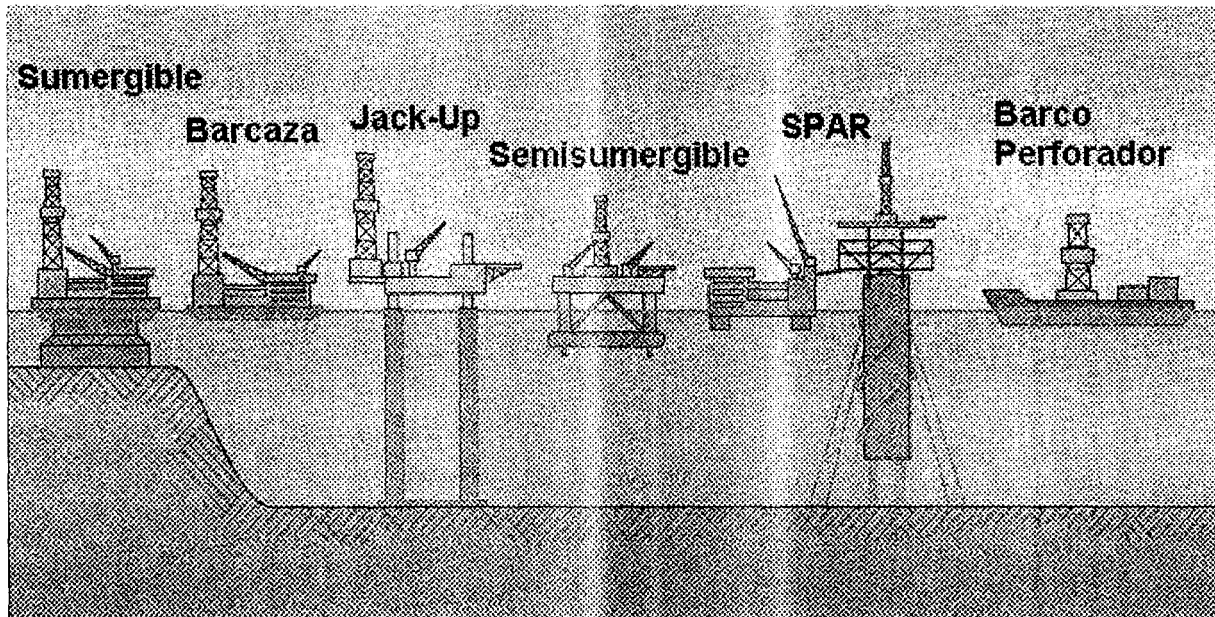


Fig. 1.15.- Equipos de Perforación<sup>49</sup>

#### 1.4 Ubicación geográfica de los yacimientos en México

Dentro de la República Mexicana se ha agrupado los yacimientos en tres regiones, con el propósito de estudiarlos, controlarlos y administrarlos, estos grupos son: la región Marina Noreste, la región Marina Suroeste, región Norte y región Sur. A continuación se muestra la ubicación de cada una de estas dentro del territorio nacional.

##### Región Marina Noreste

Se encuentra al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Su extensión es más de 166 mil kilómetros cuadrados, y queda dentro del límite de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de

Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La región Marina Noreste cuenta con los campos: Complejo Cantarel, EK Balam, Ixtoc, Complejo Ku-Malob-Zaap  
**Región Marina Suroeste**

Ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390km<sup>2</sup>. En la parte sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección este con la región Marina Noreste; en el Norte limita con las líneas limítrofes de las aguas territoriales y al oeste con el proyecto Golfo de México de la Región Norte. Los campos con los que cuenta esta región son: Complejo Abkatún Pol-Chuc, Caan, Ixtal, May, Och-Uech-Kax, Sinán, Taratunichi

### **Región Norte**

Esta es la región más extensa del territorio nacional con más de 2 millones de kilómetros cuadrados. Al norte limita con los Estados Unidos, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Papaloapan. Los estados que abarca son: Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, Morelos, Distrito Federal y parcialmente en las entidades de Guerrero, Oaxaca y Veracruz. Sus respectivos campos son: Arcabuz-Culebra, Arcos, Arenque, Cópite, Cuitláhuac, Mata Pionche, Mecayucan, Monterrey, Paleocanal de Chicontepec, Poza Rica, Reynosa, San Andrés, Tamaulipas-Constitución

### **Región Sur**

Se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Al norte limita con el Golfo de México, con la Región Norte en el paralelo 18°, al noreste con el Río Tesechoacán, hacia el sureste, limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al Sur con el Océano Pacífico. Su área es aproximadamente de 390 mil kilómetros cuadrados y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Los campos con los que cuenta son los siguientes: Agave, Complejo Antonio J Bermúdez, Bellota, Cactus, Níspero y Río Nuevo, Catarroso – Pijije – Escuintle, Cárdenas, Carmilo, Catedral, Cinco presidentes, Chiapas – Copanó, Chinchorro, Edén-Jolote, Giraldas, Jacinto, José Colomo, Jujo–Tecominoacan, Luna–Palapa, Mora, Múspac, Ogarrio, Paredón, San Ramón, Sánchez Magallanes, Sen, Sitio Grande, Yagual<sup>8,9</sup>, Op Cit:<sup>3</sup>.

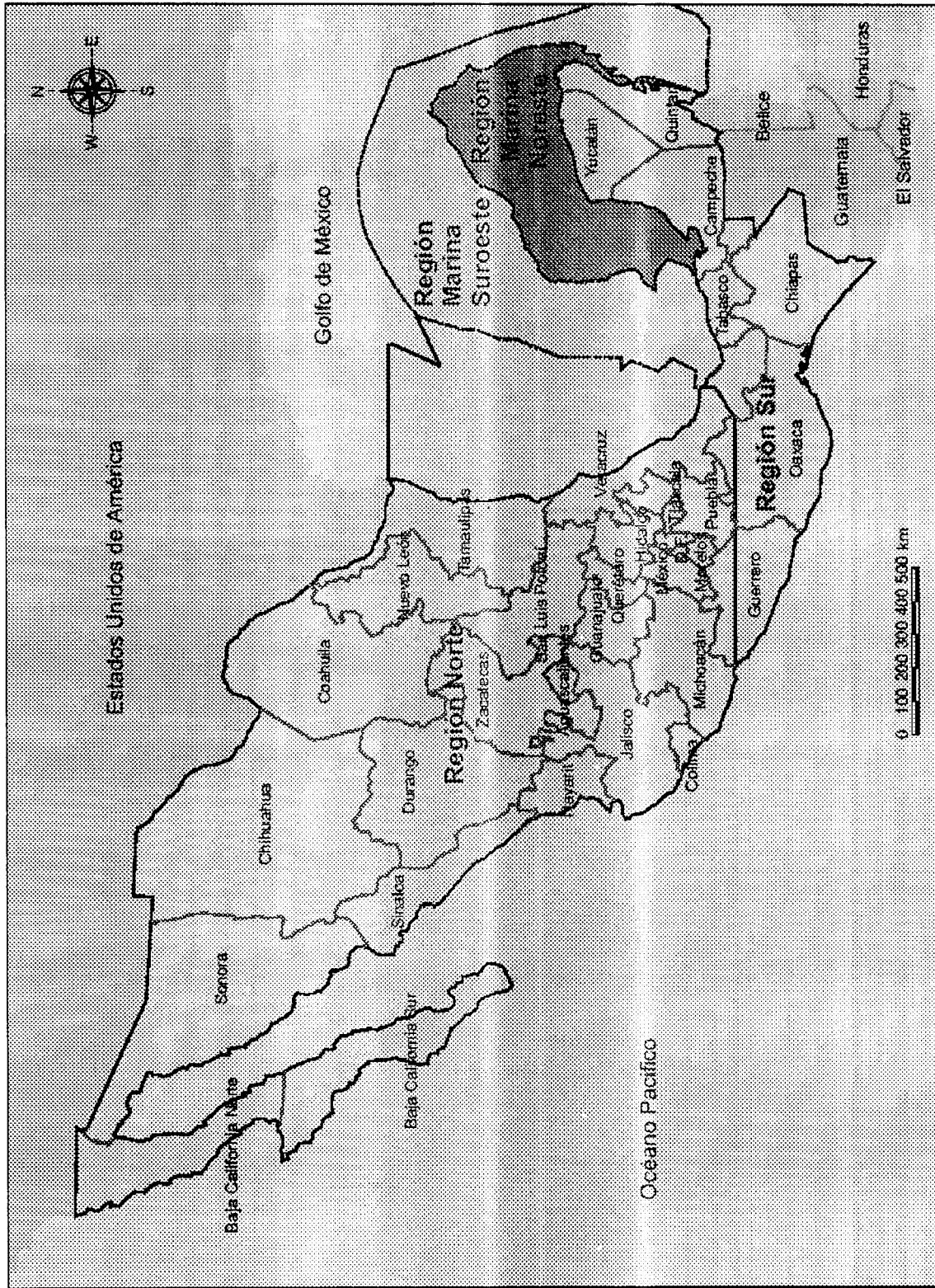


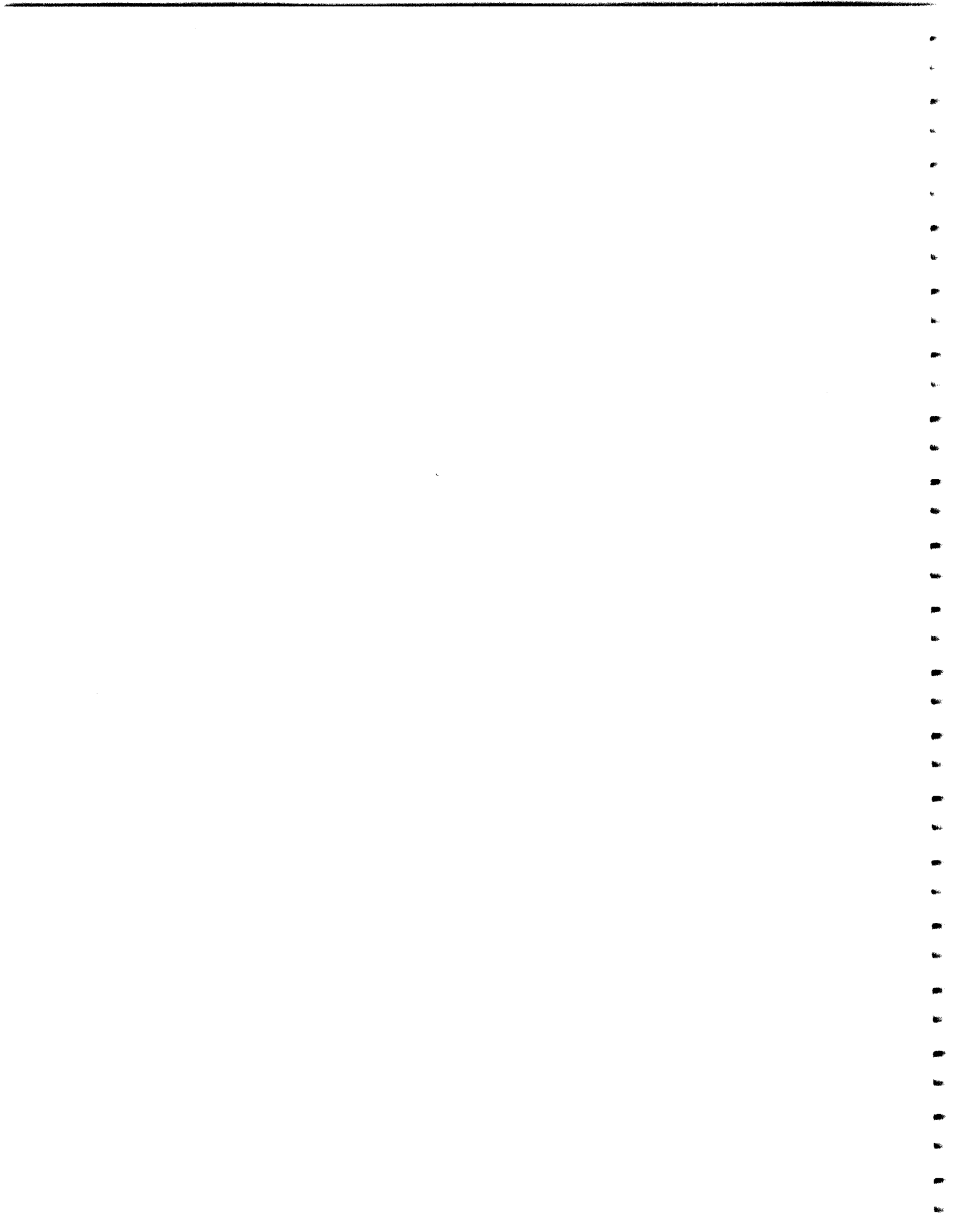
Fig.1.16.- Ubicación geográfica de los yacimientos en México<sup>3</sup>.

---

# CAPÍTULO 2

# HISTORIA DE LA PERFORACIÓN

---



## 2. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN

### 2.1 Historia de la perforación en el mundo

#### Inicios

El uso de petróleo ha sido documentado por varias civilizaciones, dentro de las cuales se encontraba el empleo de este como el calafateo de embarcaciones; en la edad media se usó incluso como medicamento hasta el siglo XIX. Su uso no solo fue conocido y documentado en el viejo mundo, en el continente americano también se tiene documentado su uso por las viejas civilizaciones.

Cuando se perforaba un pozo de agua dulce o salada se encontraban por accidente con petróleo y gas. El arte de la perforación de pozos se remonta hasta los antiguos chinos, los cuales perforaban pozos en busca de aguas salobres para poder obtener sal, estos pozos tenían una profundidad aproximada de 137m en el año 221 AC.

Antes del siglo XIX la demanda de aceite se podía satisfacer con la industria ballenera, pero en el siglo XIX la demanda de aceite fue tal que puso en peligro a las ballenas a tal grado que casi se acabó con la especie. Los científicos de la época se dieron a la tarea de encontrar un sustituto de este aceite, ya que el litro de aceite de ballena se encontraba en 1850 en 65 centavos, motivo por el cual se aceleró la investigación. Un sustituto se encontró en el Keroseno o "aceite de carbón" el cual se obtenía por la destilación del carbón. Rápidamente se construyeron varias plantas en los Estados Unidos las cuales podían competir con el aceite de ballena, la desventaja es que aún era un producto caro el carbón, tenía que ser extraído y destilado destructivamente, el aceite resultante debía de ser refinado y además quedaba una gran cantidad de escorias en el producto final. Durante la década 1850 – 1860 se construyeron sólo en los Estados Unidos 56 plantas para la obtención de keroseno.

Se tenía ya el conocimiento de un aceite que se podía extraer de la tierra y que solo necesitaba ser refinado para su uso comercial, por lo que muchas de las refinerías de aceite de carbón podían ser convertidas fácilmente en refinerías de petróleo.

La necesidad de incrementar la cantidad de aceite proveniente de la tierra, impulsó a que la perforación de pozos artesanos pasara a ser perforados con medios mecánicos. Algunos pueblos del norte de Asia Menor habían excavado pozos de hasta 18 metros para aumentar la producción de petróleo que se obtenía de filtraciones. En Birmania se habían excavado 520 pozos activos en 1797, que producían un equivalente de 9 500 000 litros anualmente, y mucha parte de la producción era exportada. En 1850 Rumania también producía petróleo comercialmente con pozos excavados a mano. Canadá se convirtió en productor

en 1857 con sus descubrimientos cerca de Oil Spring, Ontaio. La historia no precisa si todos los primeros pozos de este campo fueron excavados a mano o no. En cualquier caso, no trascurió mucho tiempo hasta que Canadá y Rumania produjeron petróleo extraído de pozos perforados por medios mecánicos.

Se considera generalmente que el primer pozo productivo de Estados Unidos perforado con el propósito de encontrar petróleo fue el pozo Drake que aunque situado en el oeste de Pensilvania, fue financiado por un grupo de la Costa Oriental. El profesor Silliman contribuyó en forma de un análisis químico y un optimista informe respecto a la utilidad potencial del petróleo, que sirvió para que el banquero Towsend levantara el capital necesario, principalmente en New Haven. El pozo comenzó en junio de 1859 cerca de Titusville, Pensilvania, junto a un antiguo manantial de petróleo y el 27 de agosto empezó a manar petróleo a una profundidad de 21 m. Literalmente fueron perforados miles de pozos en Pensilvania occidental pocos meses después de la puesta en producción de pozo Drake, y la búsqueda se extendió prontamente a los estados vecinos y mas allá. A fines del siglo se producía petróleo comercialmente dentro de Estados Unidos en Ohio, Virginia Occidental, Kansas, Oklahoma, Texas, Colorado, Wyoming y California. En este periodo se había descubierto también petróleo y se producía en en Rusia, Indias Orientales Holandesas y Polonia.

### Época de Desarrollo

Con la aparición del automóvil en 1895, fue necesario un nuevo combustible que satisficiera las necesidades de energía para impulsarlo; ya en vísperas de la primera Guerra Mundial, antes de 1914, ya existía en el mundo poco más de un millón de vehículos que usaban gasolina como fuente de energía.

En efecto, la verdadera proliferación de automóviles se inició cuando Henry Ford lanzó en 1922 su famoso modelo "T". Ese año había 18 millones de automóviles; para 1938 el número subió a 40 millones, en 1956 a 100 millones, y a más de 170 millones para 1964. Actualmente es muy difícil estimar con exactitud cuántos cientos de millones de vehículos de gasolina existen en el mundo. Con la creciente demanda de vehículos en el mundo se incremento el uso de las gasolinas. Otro vehículo que es de vital importancia para la vida moderna es el avión el cual emplea turbinas para impulsarse; estos motores emplean la turbosina como combustible. Otra fracción del petróleo crudo que sirve como energético es la de los gasóleos, que antes de 1910 formaba parte de los aceites pesados que constituían los desperdicios de las refinerías.

El consumo de los gasóleos como combustible se inició en 1910 cuando el almirante Fisher de la flota británica ordenó que se sustituyera el carbón por el gasóleo en todos sus barcos. El mejor argumento para tomar tal decisión lo constituyó la superioridad calorífica de éste con relación al carbón mineral, ya que el gasóleo genera aproximadamente 10,500 calorías/kg., mientras que un buen carbón sólo proporciona 7,000 calorías/kg.

Más tarde se extendió el uso de este energético en la marina mercante, en los generadores de vapor, en los hornos industriales y en la calefacción casera.

La utilización del gasóleo se extendió rápidamente a los motores Diesel, cuando al fin se logró separar la fracción ligera de estos a la que también se le llamo Diesel. La principal ventaja de los motores diesel en relación a los motores de combustión interna estriba en el hecho de que son más eficientes, ya que producen más trabajo mecánico por cada litro de combustible. Es conocido que nuestros automóviles sólo aprovechan del 22 al 24% de la energía consumida, mientras que en los motores diesel este aprovechamiento es del 35%. Por lo tanto, estos motores encontraron rápida aplicación en los barcos de la marina militar y mercante, en las locomotoras de los ferrocarriles, en los camiones pesados, y en los tractores agrícolas.

Se ve entonces que la necesidad de un transporte, impulsó el uso de los hidrocarburos. Pero despues de la Segunda Guerra Mundial se ve la importancia real de los hidrocarburos en la economía mundial

### **La OPEP**

La organización de países exportadores de petróleo fue creada en 1960, con sede en Viena. Nació como producto de unas reuniones en Bagdad entre los países árabes productores y exportadores y Venezuela para intentar hacer frente a las maniobras de baja de precios. En su fundación participaron Irán, Kuwait, Arabia Saudita, Qatar, Iraq, Venezuela, Libia e Indonesia. Posteriormente han ingresado Argelia, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Ecuador y Gabón, con lo que esta organización controla el 90% de la exportación mundial de petróleo.

### **Situación actual**

En estos momentos existe el problema del agotamiento de las reservas de petróleo, pues al ritmo actual de consumo las reservas mundiales conocidas se agotarían en menos de 40 años. Por ello, los países desarrollados buscan nuevas formas de energía más barata y renovable como la energía solar, eólica, hidroeléctrica, etc., mientras que los países productores de petróleo presionan para que se siga utilizando el petróleo pues si no sus economías se hundirían.

Aún así, a medio plazo, la situación no parece tan alarmante, pues hay que tener en cuenta que los pozos no descubiertos son sustancialmente más numerosos que los conocidos, en zonas no exploradas como el mar de China, Arafura, mar de Bering, o la plataforma continental Argentina podrían encontrarse grandes reservas <sup>10,11</sup>.



## 2.2 Historia de la perforación en México

### En el umbral de la industria (época precortesiana -1900)

#### Época precortesiana.

Antes de la llegada de los españoles al nuevo mundo, ya se tenía registro de que los habitantes de lo que ahora es México ya utilizaban al petróleo como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus rituales religiosos. Lo Totonacas que habitaron Veracruz tomaban el petróleo de las chapopoterías que se encontraban en las zonas con el fin de utilizarlos como medicina e incluso algunos lo usaban para limpiar sus dentaduras.

#### 1873

Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España promulgadas por el Rey Carlos III de España, llaman a los hidrocarburos bitúmenes o jugos de la Tierra. Con esta promulgación ya se le asigna un valor comercial e estas sustancias de la Tierra.

#### 1862

Cerca del cerro de Tepeyac, en el Distrito Federal, se perforo un pozo dirigido por el Ingeniero en Minas Antonio del Castillo. Se considera que fue el primer pozo petrolero de México. El pozo arrojó una mezcla de agua y petróleo, el cual se utilizó como iluminante.

#### 1863

En Tabasco, el sacerdote e historiador Manuel Gil y Sáenz, hace un descubrimiento de una de tantas chapopoterías que existían en la zona, y la llamó "Mina de Petróleo de San Fernando".

#### 1870

El químico estadounidense Adolfo A. Autrey, refina 4 mil galones de Kerosina, en Papantla, Veracruz. Esta cantidad la obtuvo de varias chapopoterías. El medio de transporte que utilizó en aquel entonces fueron mulas como animales de carga, y el producto lo vendió en Tuxpan, Veracruz.

#### 1880

Se inicia con la construcción de la refinería "El Águila". Fundada por dos ingenieros estadounidenses llamados Samuel Faibrun y George Dickson. La cual quedaría terminada hasta 1886.

#### 1881

Se instalan las primeras 40 lámparas incandescentes de la Ciudad de México, por la compañía Knight.

**1886**

Se construye una refinería en Veracruz, Ver., con una capacidad de procesamiento de 500 barriles diarios de crudo que provenía de los Estados Unidos. La compañía que la construyó fue la empresa Waters Pierce Oil Company quien era filial de la Standard Oil of New Jersey.

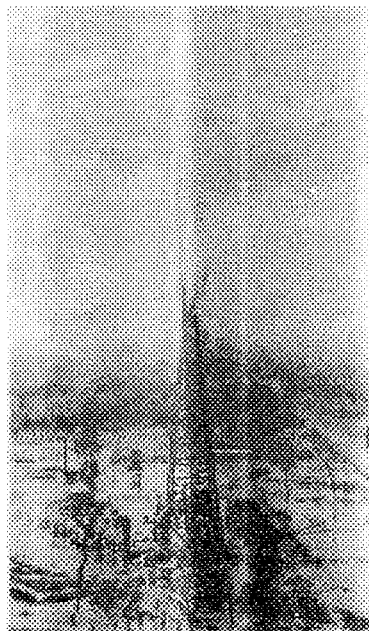
**La perforación por compañías privadas (1900 – 1937)**

**1900**

El norteamericano Edward Doheny compró 450 mil hectáreas, a razón de un dólar cada una, que incluía a la hacienda del Tulillo, donde estaba el cerro de La Pez, cerca de Ébano, San Luis Potosí. Fundando la Mexican Petroleum Company.

**1901**

Se inicia en Ébano, San Luis Potosí, la producción petrolera de México, con una extracción de 18 mil barriles.



**Fig. 2.1.- La Pez N° 1**

**1903**

Se descubre el primer yacimiento al perforar el pozo La Pez 1, a una profundidad de 502 metros, el cual aportó una producción de 1500 barriles por día. Este descubrimiento se logró gracias al esfuerzo y los conocimientos del Geólogo Ezequiel Ordóñez, a quien se le atribuyen los estudios necesarios para el primer pozo con producción comercial de México, así como la perforación del pozo más productivo, el Cerro Azul 4 localizado en la llamada Faja de Oro.



Fig. 2.2.- Ezequiel Ordóñez Campo Ébano

**1910**

Es el año en que se inicia la Revolución Mexicana. En estas fechas la producción de petróleo era de 10 mil barriles diarios.

**1921**

México se ubica como el segundo productor mundial de crudo, después de los Estados Unidos con una producción de 530 MBD.

**Inicios y maduración de la perforación nacionalizada (1938 – 1960)**

**La expropiación**

**1938**

El 18 de marzo se decreta la expropiación de los bienes de las 17 empresas existentes en ese momento dedicadas a la extracción de hidrocarburos.



Fig. 2.3.- Gral. Lázaro Cárdenas<sup>12</sup>

El 19 de marzo se decreta la creación del Consejo Administrativo del Petróleo, que se encargaba de la administración de los bienes muebles e inmuebles expropiados a las empresas petroleras.

El 7 de junio se decreta la creación de la institución pública denominada "Petróleos Mexicanos", encargada de manejar y desarrollar la industria petrolera del país, y Distribuidora de Petróleos Mexicanos, encargada de la distribución de petróleo y de sus derivados.

La producción de petróleo cae a 108 MBD, esto se debió en parte a la explotación irracional y acelerada de los yacimientos encontrados en aquel entonces.

### **1958**

Santa Ana A fue la primer plataforma instalada en nuestro país, en 1958. Se localiza frente a la barra de Santa Ana, en la costa de Tabasco, en un tirante de 14m. Es una estructura a base de 25 patas de acero y cubierta de madera

### **1960**

Las reservas probadas de hidrocarburos se encuentran en el orden de 4,348 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE)

## **Perforación de los grandes yacimientos (1961 – 1980)**

### **1963**

Se descubre la Faja de Oro Marina.

### **1965**

En base a las necesidades que requería el país de tecnología, se crea el Instituto Mexicano de Petróleo, el cual se encargaba de apoyar científica y tecnológicamente el desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y gasera del país.

### **1970**

Se incrementa las reservas probadas de hidrocarburos, las cuales se ubican en 5,570 MMBPCE.

### **1971**

Se establece la posibilidad de que los empresarios privados participen en el desarrollo de la industria petroquímica secundaria, con base en el Reglamento de la Ley de Reglamentos del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en Materia de Petroquímica.

### **1972**

Se descubre el área cretácica Chiapas Tabasco, donde se perforaron los pozos Sitio Grande Y Cactus.

**1976**

Se descubre el campo Chac.

**1977**

Se incorporan a las reservas 130 MMBPCE pertenecientes al paleocanal de Chicontepec. El cual no se explotó en ese momento por cuestiones tecnológicas.

**1979**

Se descubre el campo Akal, el cual es una extensión del campo Chac, ahora complejo Cantarell, uno de los yacimientos más grandes del mundo, lo cual incremento notablemente las reservas del país.

**1980**

Ya las reservas de hidrocarburos ascienden a 45,803 MMBPCE.

**Incorporación de tecnologías y la creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos UPMP (1981 – Actual)**

**1982**

México logra su mayor nivel histórico de producción de petróleo crudo con 2,746 MBD de promedio en el año.

**1986**

Debido a la baja en el precio del barril se reduce la actividad de perforación.

**1990**

Las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 66,450 MMBPCE.

**1991**

Nace la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos

**1992**

Se promulga una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que establece la creación de los siguientes organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios:

- Pemex Exploración y Producción
- Pemex Refinación
- Pemex Gas y Petroquímica Básica
- Pemex Petroquímica

### **1994**

En diciembre se crea la Secretaría de Energía, dependencia encargada de conducir la política energética de país. Sus antecesoras fueron: la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, creada en 1982; la Secretaría de Patrimonio Nacional, de 1964, tenía facultades en el ramo energético y minero principalmente.

### **1995**

Se publica en mayo las modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, mediante las que se establece que el transporte, almacenamiento y distribución del gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipo.

En octubre se expide la Ley de Comisión Reguladora de Energía, dándole así mayor jerarquía a su labor. El nuevo mandato establece que el objeto de la Comisión es el de promover el desarrollo eficiente de las industrias eléctricas, de gas natural y de gas licuado de petróleo.

En noviembre se expide el Reglamento de Gas Natural, que regula las ventas de primera mano del gas natural, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera de gas natural, y define las bases para que las empresas privadas puedan participar en la obtención de permisos para transportación, almacenamiento y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo.

### **1999**

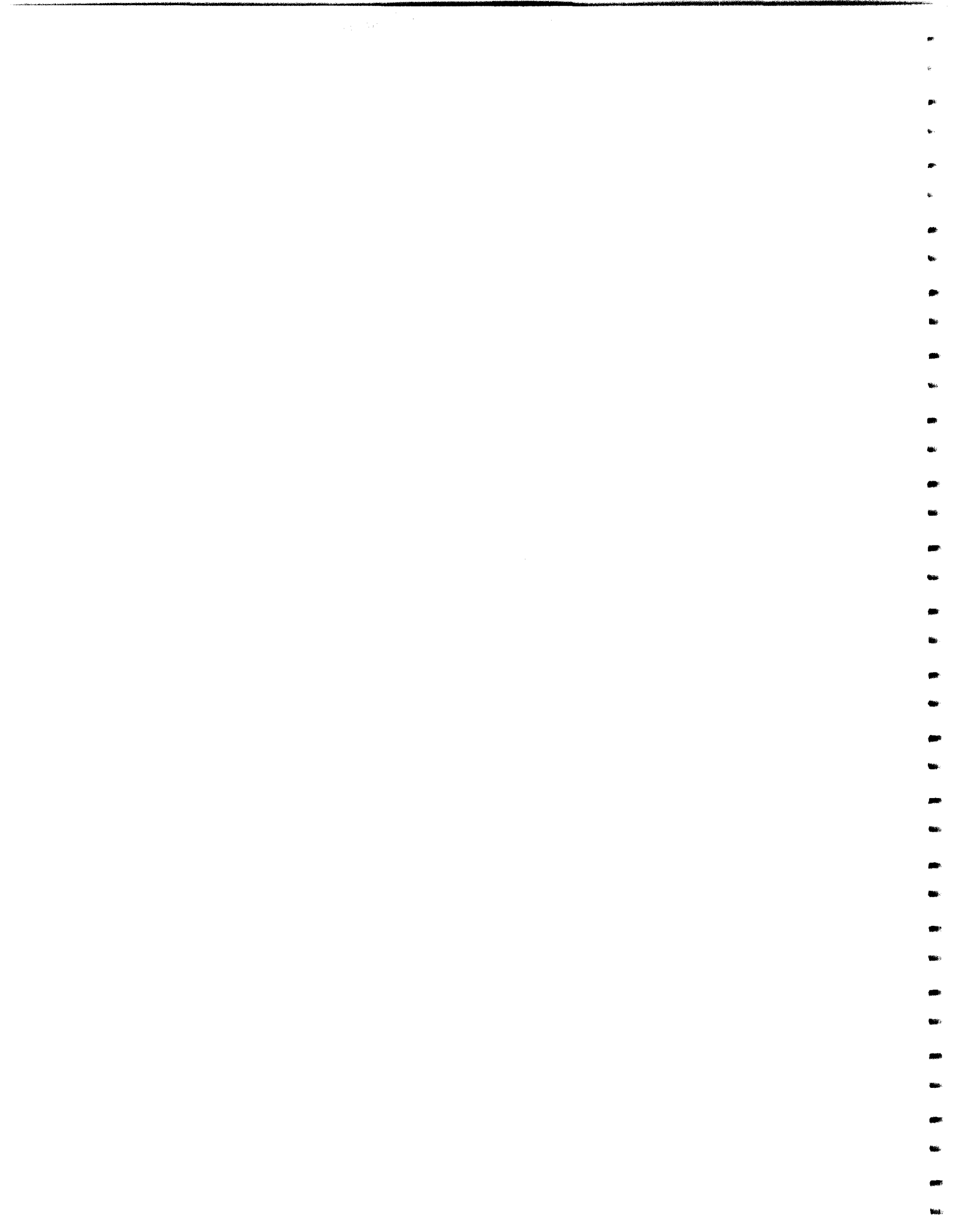
Se perfora el pozo más profundo hasta la fecha en México el Jolosín 1 a 7615 metros.

### **2000**

Con una nueva tecnología y con mejor estudios se reactiva la perforación en Chicontepec.

### **2000-2005**

Durante este periodo de tiempo se han perforado en promedio 525 pozos por año, se incursiona en aguas profundas con el pozo Noxal 1 (con 951m de tirante de agua). se utilizan nuevas herramientas, técnicas y tecnológicas para el diseño y el desarrollo de operaciones complejas tales como la Perforación direccional, horizontal, multilateral, bajo balance, terminaciones inteligentes, etc<sup>12,13</sup>.



---

# CAPÍTULO 3

# EQUIPOS DE PERFORACIÓN

---





### 3. EQUIPOS DE PERFORACIÓN

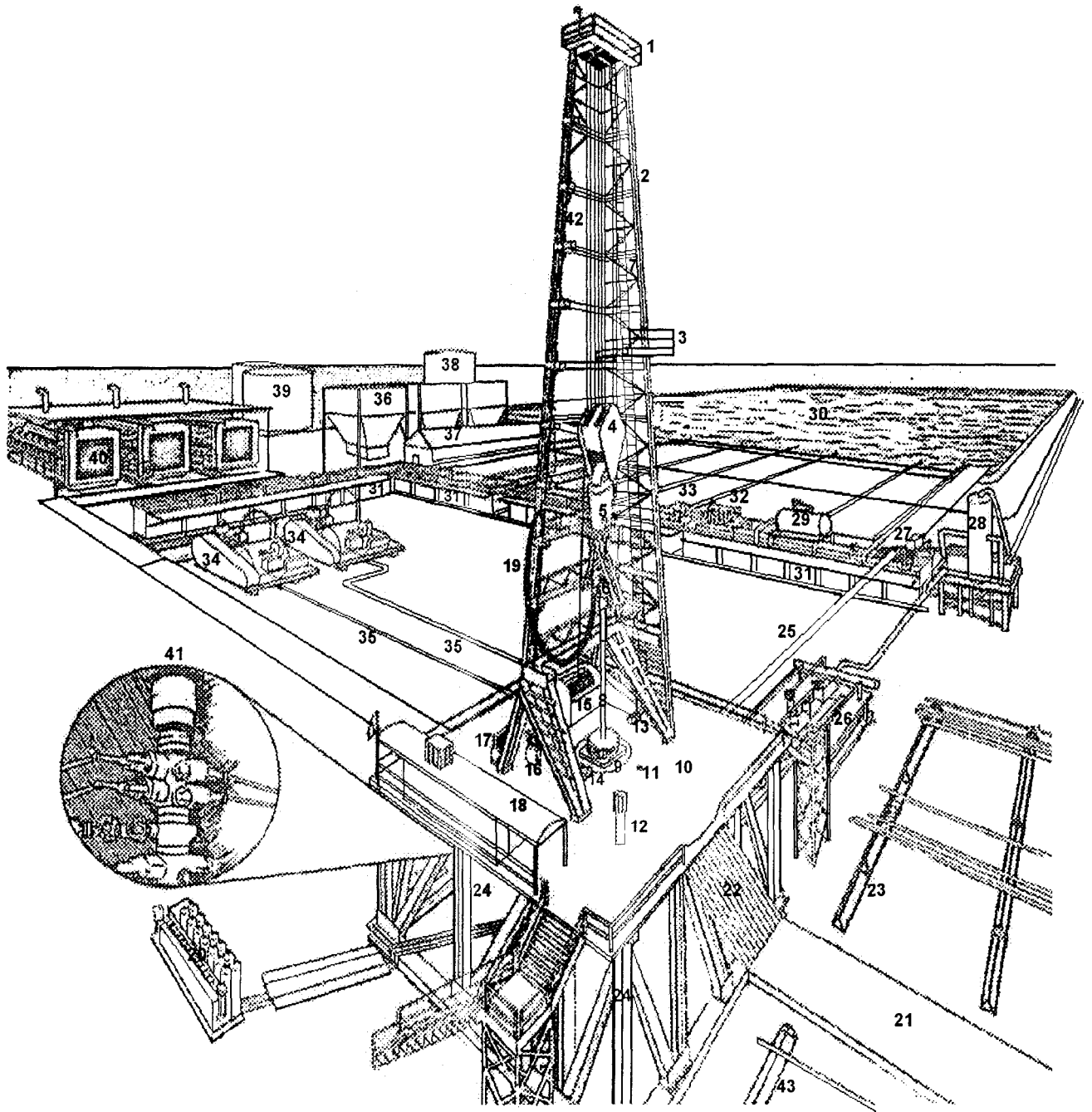


Fig. 3.1.- Principales componentes del equipo de perforación

### Principales Componentes del Equipo de Perforación

1. Corona portapoleas "*Crown Block*" y Cornisa "*Crown*".
2. Mástil o Torre de Perforación "*Derrick*".
3. Piso de Enganche (changuera) "*Monkey Borrad*".
4. Polea Viajera o Bloque viajero "*Traveling Block*".
5. Gancho "*hook*".
6. Unión giratoria "*Swivel*".
7. Escaleras
8. Flecha "*Kelly*".
9. Buje Maestro "*Master Bushing*".
10. Piso de Perforación "*Rotary Table*".
11. Agujero de Ratón "*Mouse Hole*".
12. Agujero de Rata "*Rat Hole*".
13. Llaves de de Contrafuerza o Desenrosque "*Lead Tong*".
14. Tenazas o Llaves de Apriete "*Back up Tongs*".
15. Malacate "*Draw works*".
16. Indicador de Peso "*Weight Indicador*".
17. Consola del Perforador "*Rotary Drive*".
18. Caseta del Perforador (perrera) "*Dog House*".
19. Manguera de Lodo o Manguera de Circulación "*Mud Hose*".
20. Unidad de Control "*Control Unit*".
21. Pasillo "*Catwalk*".
22. Rampa para Tubería "*Ramp*".
23. Tarima para Tubería de Revestimiento (Burros) "*Casing Pipe Rack*".
24. Subestructura "*Substructure*".
25. Línea de Descarga
26. Controles del Estrangulador
27. Zaranda Vibratoria (Temblorina) "*Shale Shaker*".
28. Separador de gas y lodo.
29. Desgasificador "*Degassers*".
30. Presa de Reserva o Residuos "*Reserve Pits*".
31. Tanque de lodo "*Mud Tanks*".
32. Desarenador "*Desander*".
33. Desarcillador
34. Bombas de Lodo "*Mud Pump*".
35. Línea Conductora de Lodo.
36. Depósitos para Materiales de Lodo (Silos).
37. Deposito para Componentes secos del lodo.
38. Tanque de Agua Dulce "*Fresh Water Tanks*".
39. Tanque de Combustible "*Fuel Tanks*".
40. Motores y Generadores "*Generators*".
41. Preventor de Reventores.
42. Cable de Perforación "*Wire Rope*".
43. Tarima para Tubería de Perforación "*Drill Pipe Rank*".

### 3.1 Sistema de suministro de energía

La planta motriz es el corazón de la torre de perforación. La energía producida por la planta motriz del equipo de perforación se usa principalmente para tres operaciones: rotación, elevación (con malacate), y circulación del fluido de perforación. Además de estas funciones fundamentales. El motor de la torre puede proporcionar energía para otras operaciones auxiliares como para: temblorina, sistema de alumbrado del faro y potencia para operar hidráulicamente los preventores de reventores.

#### 3.1.1 Fuentes de energía

La fuerza para una torre de perforación es suministrada normalmente por maquinas de combustión interna, electricidad o una combinación de estas plantas. La maquina de pistón libre y la turbina de gas pueden tal vez tener una aplicación en las plantas motrices de las torres de perforación. Para desempeñar un trabajo eficiente, la planta motriz debe diseñarse de manera que se pueda hacer uso de todas con máxima eficiencia.

Una torre que está diseñada para perforar pozos a 6160 m de profundidad, puede también perforar otro a 1500 m, pero el costo de perforación del menos profundo será mayor que si se usara una torre mas chica; por esta razón, las partes integrales del equipo deben estar balanceadas de modo, que cada una desempeñe su cometido eficientemente de acuerdo con su función.

Para diseñar adecuadamente las diferentes partes del equipo el diseñador debe tener un conocimiento completo de los requerimientos de energía para la elevación, rotación y circulación. Debe también calcular el tamaño adecuado de todo el equipo principal y auxiliar, como la torre, bombas de lodo, mesas rotatorias, transmisión, grúas viajeras, plantas de luz, etc.

Además de las tres operaciones fundamentales en perforación como: circulación, rotación y elevación, muchas funciones secundarias se ejecutan y también requieren de fuerza de alguna fuente. Se debe prestar cuidadosa atención a la colocación de este equipo auxiliar en la distribución de fuerza, pues de lo contrario puede no entregarse energía adecuada a una de las principales operaciones cuando sea necesario.

Algunas de las funciones que requieren fuerza son: planta de luz, temblorinas, centrifugas, bombas de lodo, y compresores de aire. Se han usado, o se ha pensado usar, plantas de fuerza de muchos tipos para las operaciones de perforación de pozos petroleros; los principios de operación y características de los principales tipos de plantas de energía, se muestran brevemente.

**a. Maquinas de Combustión Interna**

La maquina de combustión interna obtiene la energía de la combustión de una mezcla de combustible y aire, con los productos de la combustión suministrando directamente la fuerza motriz haciendo trabajo sobre los pistones desplazables. Hay dos tipos básicos de maquinas de combustión interna, la de encendido por chispa y la de ignición por compresión.

La maquina de encendido por chispa produce fuerza encendiendo en un cilindro cerrado una mezcla de combustible y aire con una flama o chispa; por lo general usan gasolina, gas natural, gas licuado, butano o propano como combustible. Al encender la mezcla aire-combustible, se expande causando el desplazamiento del pistón; con bielas y cigüeñales, convierten el movimiento lineal del pistón en el movimiento giratorio deseado en la flecha generadora de fuerza de la máquina.

La maquina de ignición por compresión está basada en un principio completamente diferente del de la maquina de encendido con chispa (no requiere de chispa para el encendido); la maquina de ignición por compresión opera bajo el principio de comprimir el aire lo suficiente para que cuando se inyecta combustible a este aire comprimido y caliente, ocurrirá una combustión espontánea. La inyección del combustible en el cilindro en forma de partículas diminutas acorta el tiempo necesario para el proceso de combustión completo, aumentando así la energía útil de la maquina.

Las maquinas diesel pueden adaptarse para quemar gas natural en vez de aceite diesel, lo que produce economías de consideración en las áreas donde abunda el gas natural. A estas maquinas se les llama gas-diesel o de combustible dual.

Originalmente las maquinas de combustión interna no se adaptaron a las operaciones de perforación de pozos petroleros, principalmente por la falta de medios apropiados de transmisión de fuerza. Con la aplicación de transmisiones de tipo fluido a las operaciones de perforación, la maquina de combustión interna perdió sus desventajas como planta de fuerza para perforación de pozos petroleros.

**b. Energía Eléctrica**

La energía eléctrica puede adaptarse para ofrecer la flexibilidad requerida en las operaciones de perforación de pozos petroleros. Para adaptarse a estos, la energía debe garantizar una fuente de energía segura, una variedad muy amplia de características de velocidad-momento de torsión y una fuente de energía que esté en condiciones de competir, considerando todos los factores, con otras energías disponibles.

La fuerza eléctrica es producida por un generador que mueve motores eléctricos, que a su vez suministran la fuerza para operar las bombas de lodo, malacates, mesas rotatorias y equipo auxiliar. Debe contarse con una fuerza para mover el generador, y normalmente ésta es suministrada por una maquina de combustión interna, o en muy raras ocasiones por energía eléctrica comprada. Así una torre diesel-eléctrica es aquella movida por motores eléctricos accionados por un generador. Una torre eléctrica seria una en la que el generador se mueve con un motor eléctrico que trabaja con energía comprada. Es obvio que esta última solo puede usarse en lugares donde hay suministro seguro de energía eléctrica.

### **c. Turbinas**

La turbina de gas como generadora de energía, es una de las mas viejas maquinas de combustión interna. El trabajo de la flecha de una turbina se genera usando gases en movimiento para mover una hilera de paletas o cubetas que están conectadas rígidamente a una flecha. Una compresora centrifuga proporciona aire a una cámara de combustión a la que se inyecta combustible. Los gases de la combustión se dirigen entonces donde los gases calientes chocan contra las paletas de la turbina, haciendo que muevan la flecha girándola y produciendo movimiento giratorio o energía mecánica.

Debido a que la operación de la turbina es continua, las temperaturas de la cámara de combustión y la turbina son mas altas que la temperatura de operación de las maquinas de combustión. Hasta que se fabricaron metales que pudieran resistir estas altas temperaturas de operación, la turbina de gas no era una maquina importante generadora de energía.

En la practica la turbina de gas se usa para mover la compresora de aire, por lo tanto, es necesario contar con una fuente auxiliar de fuerza de arranque para iniciar el ciclo; esta es suministrada generalmente por un pequeño motor eléctrico o una máquina de combustión interna.

### **3.1.2 Mecanismos de Transmisión de Fuerza**

La fuerza generada por la mayoría de las plantas toma la forma de una flecha giratoria. Con el objeto de convertir esta energía giratoria en trabajo útil, se requieren dispositivos de transmisión de fuerza.

Estos pueden subdividirse en:

- a. Conjuntos de engranes para cambiar la velocidad de rotación y la energía generada.
- b. La transmisión física de la fuerza desarrollada de un punto a otro.
- c. La utilización de la fuerza después que ha sido transferida al lugar deseado.
- d. Embragues que permitan estos cambios de velocidad y fuerza.

#### **a. Engranes**

La principal función de los engranes es el manejo de la velocidad y el aumento de torsión de salida. Un cambio de la velocidad de rotación de flechas conectadas a los engranes se obtiene acoplando dos ruedas dentadas con diferente diámetro. Los engranes se usan en las maquinas de combustión interna para permitirles manejar mayores cargas a un paso más lento. Por ejemplo, al sacar cargas pesadas de tuberías de perforación del agujero, si se reduce la velocidad con que se saca la tubería, se reducen los requerimientos de caballos de fuerza.

#### **b. Transmisión de fuerza**

Las principales aplicaciones de fuerza en un equipo de perforación son: equipo de circulación, malacate, mesa rotatoria. El hecho de que varios de los equipos que requieren fuerza deberán recibirla simultáneamente complica la transmisión. Durante las operaciones de perforación, la necesidad principal de fuerza es para circulación, y un gran porcentaje de la fuerza total desarrollada puede dirigirse al equipo de circulación; sin embargo, en las operaciones de viaje redondo, el requerimiento principal de fuerza es para el malacate. Por ello, para mayor flexibilidad, la transmisión de fuerza deberá arreglarse para dirigir la energía útil a cualquier lugar donde se necesite.

Se tienen dos métodos para transmitir la potencia de la fuente primaria hasta los componentes del equipo, de forma mecánica y eléctrica. La transmisión de energía mecánica desde la toma de fuerza del motor diesel de combustión interna hasta la flecha de entrada de la maquinaria de perforación (malacate, rotatoria y bombas de lodo), es a través de convertidores de torsión como: flechas, cadenas, engranes, poleas y ejes. Las bombas de circulación de lodos de perforación se mueven generalmente con bandas flexibles o cadenas; por otro lado el malacate y la mesa rotatoria generalmente se mueven con cadenas.

La transmisión de fuerza diesel-eléctrica es relativamente sencilla; los motores suministran energía a grandes generadores que a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución y de éste a los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo. Algunas de las ventajas de la transmisión de fuerza eléctrica sobre la fuerza mecánica son: no es necesario colocar los generadores y los motores primarios adyacentes al equipo, se incrementa la seguridad, se reduce el nivel de ruido y la eficiencia se incrementa.

### **c. Aprovechamiento de la fuerza**

Después que la fuerza se ha transmitido al punto de aprovechamiento, ya sean a las bombas de lodo, el malacate o la mesa rotatoria, debe usarse efectivamente; la fuerza transmitida de la planta que se aplica a los distintos equipos que la usan por medio de acoplamientos mecánicos, hidráulicos, eléctricos y convertidores de torsión. Los acoplamientos mecánicos son generalmente del tipo de engrane. Los coples hidráulicos no tienen conexión mecánica directa entre el impulsor y el equipo accionado; puesto que este cople no trasmite choques de carga de una pieza del equipo a otra, ayuda a prolongar la vida del mismo.

El cople eléctrico es similar en operación, al hidráulico, excepto que se usa electricidad en vez de un líquido; este cople está diseñado de modo que la corriente fluye por el rotor motriz produzca un flujo magnético en circuitos magnéticos formados por los dos rotores. El convertidor de torsión está diseñado no solo para absorber los choques de la planta de fuerza o del equipo accionado, sino también para multiplicar el momento de torsión según las necesidades.

### **d. Embragues**

Se deben tener algunos medios para desconectar el equipo de la planta de fuerza; el embrague es el equipo usado para desempeñar esa función; se tienen dos tipos básicos de embrague, el mecánico y el neumático. Los embragues mecánicos son del tipo engrane y pueden usarse satisfactoriamente en equipos eléctricos, porque la fuerza puede aplicarse poco a poco. El embrague neumático es de hecho un embrague de tipo fricción; con el aire haciendo que la superficie de agarre se cierre alrededor de la flecha del motor<sup>14</sup>.



### 3.2 Sistema de izaje

La principal función del sistema de izaje es levantar y bajar 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 para el reconocimiento de pozos como los registros y verificación de desvíos.

Los principales componentes de un sistema de izaje esta son (fig. 3.2):

1. Cornisa
2. Corona Portapoleas
3. Torre o Mástil
4. Piso de Enganche (changuera)
5. Cable de Perforación
6. Polea Viajera
7. Gancho
8. Subestructura
9. Malacate

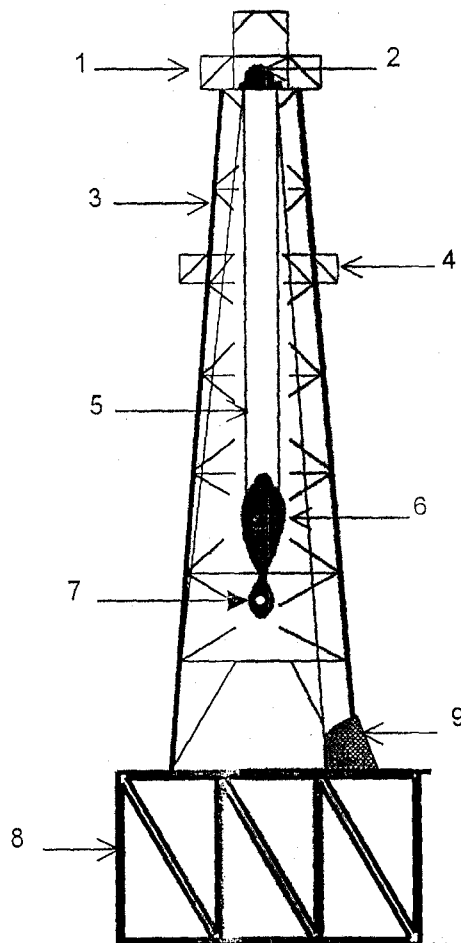


Fig. 3.2.- Sistema de izaje<sup>14</sup>

### 3.2.1 Sistema de aparejo de poleas

La principal función de este sistema de aparejo de poleas es suministrar el medio para sacar o meter los equipos y herramientas al agujero; este dispositivo mecánico permite reducir la fuerza requerida para realizar este trabajo.

El sistema de aparejos está compuesto de:

1. Corona porta-poleas
2. Cable de perforación
3. Polea viajera

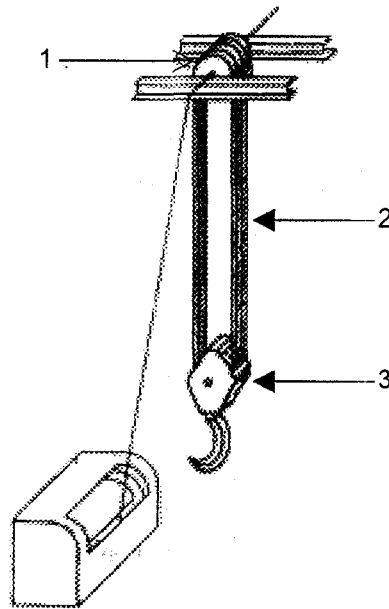


Fig. 3.3.- Sistema de aparejo de poleas<sup>16</sup>

La corona porta poleas es una serie de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil (fig. 3.4). La corona tiene como función proporcionar un medio para el guarnido del cable de operación con las poleas del conjunto viajero (block), con el ancla de la línea muerta y con el tambor del malacate.

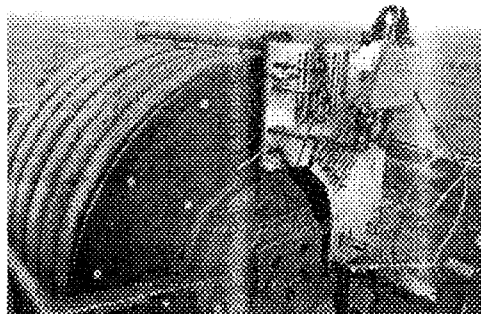


Fig. 3.4.- Corona Portapoleas<sup>17</sup>

La polea viajera, como su nombre lo indica, es de libre movilidad (fig. 3.5). El gancho se conecta a una barra cilíndrica de acero llamada asa, que soporta la unión giratoria.

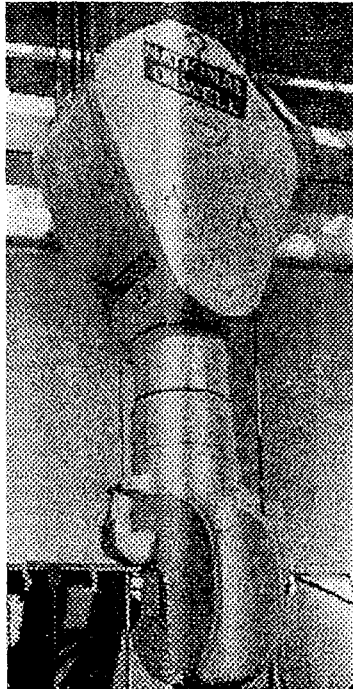


Fig. 3.5.- Polea Viajera<sup>15</sup>

El punto de partida en el diseño de un equipo de elevación debe ser el sistema de aparejo de poleas. Los sistemas de montacargas deben manejar pesos muy grandes, por lo cual, 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. El dispositivo mecánico que se ha usado ventajosamente es el sistema de aparejos de poleas.

Al implementar un sistema de aparejo de poleas, se obtienen las ventajas siguientes:

- Los caballos de fuerza necesarios pueden ser menos porque se reduce la velocidad de hacer el trabajo.
- Los requerimientos de torsión de la maquina serán mucho menores dependiendo del numero y del arreglo de cables<sup>14</sup>.

### 3.2.2 Torre y Mástil

- Torre

La función de la torre es proporcionar una estructura de soporte para retirar e insertar el equipo de trabajo adentro del agujero y también para colocar las herramientas de perforación sobre el mismo. Las torres convencionales son unas pirámides de cuatro lados, construidas con acero estructural, aunque para ciertas partes de la torre se usa a veces acero tubular.

Las partes de de una torre típica son (fig. 3.6):

1. Poste superior exterior
2. Corona porta-poleas
3. Cornisa
4. Pies derechos
5. Contravientos
6. Travesaños
7. Piso de enganche (changuera)
8. Escalera

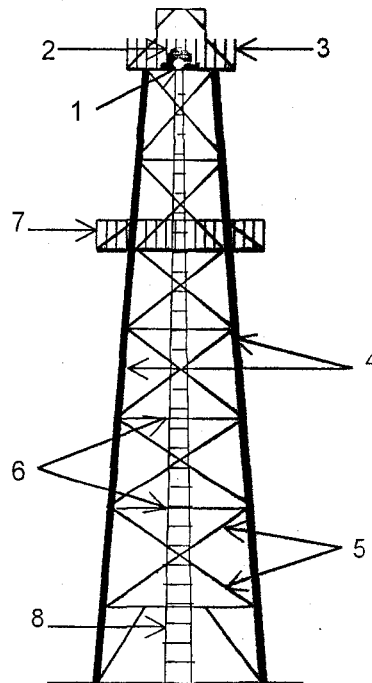


Fig. 3.6.- Torre

El poste superior se usa principalmente para subir a su lugar la corona porta-poleas. La plataforma superior suministra un lugar seguro para trabajar alrededor de la corona porta-poleas. El piso de enganche (changuera) es el área colocada a la altura apropiada de las paradas o tramos de tubos de perforación y que sirve para soportar al personal que trabaja en ella para poner de pie la tubería de perforación al momento de los cambios de barrena.

Los pies derechos (cuatro) de la torre son los miembros estructurales más importantes, se extienden desde la base de la torre hasta la corona. Los travesaños son partes estructurales horizontales que conectan a los cuatro pies derechos de la torre. Los contravientos son las partes estructurales utilizadas para fortalecer la torre con refuerzos entre los travesaños. Las torres pueden ser portátiles o fijas, llamándose comúnmente mástil a la torre portátil. La longitud de estos varía de 24.5 a 57.5 m.

- **Mástil**

La función principal de los mástiles al igual que la torre, es soportar el peso de una sarta de producción, perforación o revestimiento al introducirla y sacarla de un pozo petrolero cuando está perforando o terminando para ponerlo a producir. Un mástil o torre portátil se define como una estructura que puede moverse sin desmantelarse (fig. 3.7).

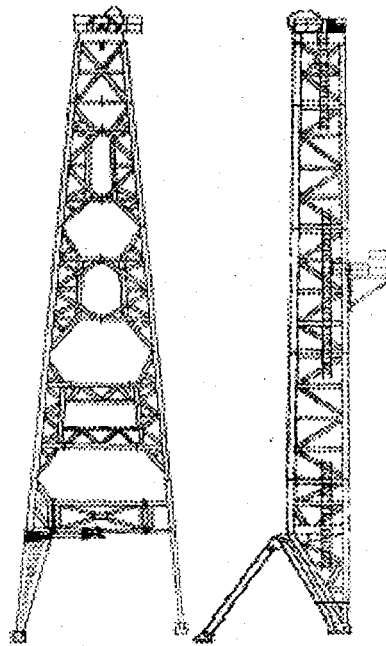


Fig. 3.7.- Mástil<sup>18</sup>

Antes que se fabricaran estas unidades portátiles, era necesario dejar la torre en el lugar sobre el pozo para usarse en operaciones de servicio futuro. El desarrollo del mástil ha dado como resultado una reducción sustanciosa en costos de perforación, principalmente por el tiempo utilizado en instalar y desmantelar las torres, sin embargo uno de los problemas que se presentaron en el desarrollo del mástil es el de suministrar suficiente lugar para trabajar en el piso de la torre y al mismo tiempo limitar las dimensiones de su base para poder transportarlas en caminos públicos. Los mástiles se fabrican con alturas variables, y oscilan aproximadamente entre 30 y 45 m y capacidades de carga hasta de más de 600 toneladas, éstos se pueden usar con seguridad en pozos con profundidades mayores de 7000 m. El Caballo del mástil es una estructura de acero cuya función es recibir y sostener el mástil cuando se levanta y cuando está en operación<sup>14, 18</sup>.



## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

1. Llaves de apriete. Son usadas para el apriete de las tuberías de perforación, lastrabarrenas, TR, etc.
2. Caseta del perforador (perrera). Es un cobertizo cuya función es servir de almacén para las herramientas y refacciones de operación y mantenimiento.
3. Consola del perforador. Centro de instrumentación de la perforación rotatoria.
4. Malacate. Es un componente mecánico del sistema de elevación y es el centro de control de fuerza de la torre de perforación.
5. Sistema de transmisión de la rotatoria. Transmite la energía del malacate a la mesa rotatoria.
6. Mesa rotatoria. Transmite el momento de torsión (torque) e imparte el movimiento giratorio a la flecha (kelly) y a la tubería de perforación.
7. Llaves de Contrafuerza o Desenrosque. Se utiliza para desenroscar la tubería.
8. El Piso de Perforación. Es un sitio cubierto sobre la subestructura, el cual provee una plataforma de trabajo para las operaciones de perforación. Está diseñado para soportar el peso del mástil, la caseta del perforador, la mesa rotatoria, la tarima de las lingadas y el malacate.
9. Rampa de tubería. Se ubica en la parte frontal de la torre o mástil donde la tubería es elevada y puesta en el piso de perforación, cuando se adhieren secciones de tubería<sup>14</sup>.

### **3.2.4 Malacate**

El malacate es un componente mecánico del sistema de elevación y centro de control de fuerza de la torre de perforación. La energía que utiliza el malacate proviene de una planta de fuerza, esta es transmitida mediante mecanismos, ya sean eléctricos, hidráulicos o mecánicos.

Los propósitos principales del malacate son:

- Proporcionar fuerza de transmisión de características apropiadas que permiten levantar cargas de tubería de trabajo, producción y revestimiento con los motores del equipo, así como, levantar y abatir mástiles con sistema mecánico.





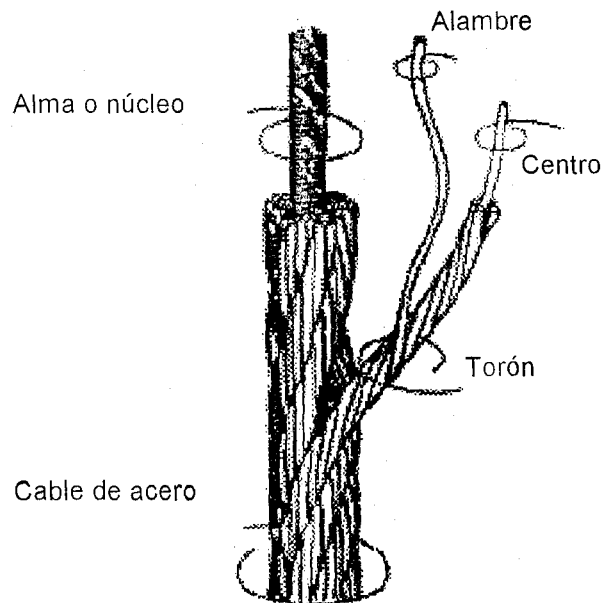
El malacate está provisto de un sistema de frenos, con los cuales es posible que el perforador controle el movimiento de las cargas de tubería de perforación o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos; uno mecánico de tipo fricción (palanca de freno) que puede parar la carga inmediatamente y otro hidráulico (sistema de freno hidráulico) que controla la velocidad de descenso, pero sin lograr completamente parar la carga.

Cuenta con un sistema de enfriamiento para disipar el calor generado por la fricción en las balatas. Las principales funciones del tambor son transmitir la fuerza para sacar la tubería de perforación, así como enredar y desenredar el cable de perforación. Otra característica del malacate es el eje con sus dos tambores especiales colocados en ambos lados del malacate; estos se usan como fuente de fuerza para muchas operaciones de rutina. El cabrestante se usa para desconectar la tubería cuando se saca del agujero.

Los embragues son dispositivos de fricción utilizados para conectar ejes (acelerando los cuerpos conducidos hasta que alcancen la misma velocidad angular que el impulsor). El embrague del malacate se usa para acoplar mecánicamente el tambor elevador con la fuerza transmitida. El carrete o tambor de malacate es donde se va enredando el cable que pasa por la guía de cable de perforación<sup>14, 18</sup>.

### 3.2.5 Cable

El cable de acero es un elemento compuesto de tres partes: alma o núcleo, torones y alambres (fig. 3.11).



**Fig. 3.11.- Partes de cable de acero<sup>19</sup>**

El alma sirve como soporte a los torones enrollados a su alrededor y a su vez un torón lo integran un conjunto de alambres enrollados a un centro. Cada una de las partes debe colocarse ordenadamente para desarrollar un trabajo eficiente. Es un elemento de transmisión entre: el sistema de potencia y el trabajo de levantamiento del aparejo, éste se aloja sobre el carrete del malacate. El trabajo del cable de perforación se concreta a las siguientes operaciones: viajes redondos para cambiar las barrenas gastadas, meter tubería de perforación y operaciones diversas como pesca y toma de muestras.

### 3.2.5.1 Principales construcciones de cables

Las principales construcciones de acero se clasifican en tres grupos; de 6x7, 6x19 y 6x37.

Grupo 6x7: En este grupo el cable se construye con seis torones que a su vez están formados cada uno con siete alambres de diámetro grueso; los torones se envuelven en forma de espiral en un núcleo central de acero (fig. 3.12). Debido a su construcción estos cables son poco flexibles, por lo tanto no se recomienda usarlos en exceso donde se requiera flexibilidad. Es muy resistente a la abrasión y puede ser instalado en poleas o tambores de malacate que tengan 40 veces su diámetro.

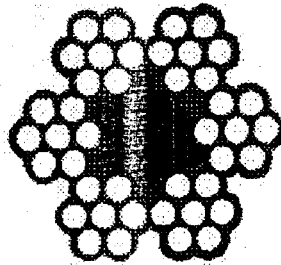


Fig. 3.12.- Cable 6x36

Grupo 6 x 19: Este cable se construye con seis torones enlazados en forma de espiral alrededor de un alma de acero (fig. 3.13). Cada torón puede ser construido con una cantidad variable de alambres (de 16 a 26) de diámetro diferente. Esta distribución de los alambres y torones da como resultado un cable más flexible y resistente a la abrasión.

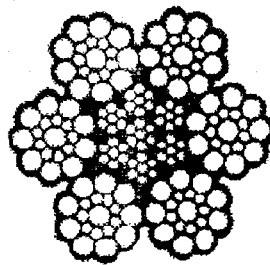


Fig. 3.13.- Cable 6x19<sup>18</sup>

Grupo 6 x 37: En este grupo se encuentran los cables más flexibles debido a que tienen un número mayor de alambres por torón. Es recomendable en trabajos donde se requiera flexibilidad. Dado que el diámetro de los alambres que forman cada torón es muy pequeño, no se recomienda para ser utilizado en trabajos que manejen una abrasión excesiva.

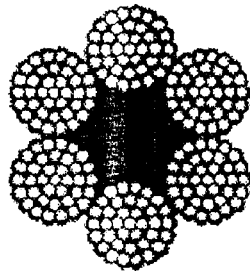


Fig. 3.14.- Cable 6x37<sup>18</sup>

El cable es sometido a esfuerzos y tensiones muy grandes, por lo cual, es importante determinar la vida útil de este, una forma de saberlo es por el peso, distancia y movimiento que se realiza en cable sobre un punto dado. La resistencia de un cable depende de: su construcción, tipo de material y diámetro<sup>23</sup>.





















 1x7	 1x12	 1x19	 1x37
 3x19	 6x7	 SEALE 6x19	 SEALE 6x19
 FILLER 6x21	 FILLER 6x25	 FILLER 6x25	 6x26
 WARRINGTON SEALE 6x36	 WARRINGTON SEALE 6x37	 6x41	 6x43
 6x49	 7x7	 8x19	 18x7

Tabla 3.1.- Cortes mas comunes de los cables de acero<sup>15</sup>

Se consideran dos factores que son:

- **Diámetro**

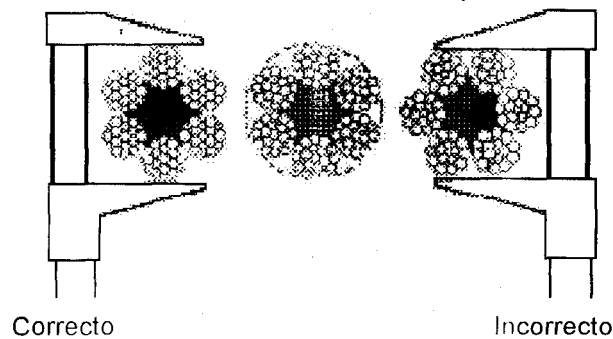
El cable debe tener el diámetro apropiado para el trabajo que se requiera de acuerdo con la fuerza necesaria y el tamaño de las ranuras de las poleas en el equipo.

- **Longitud**

El cable debe tener la longitud necesaria para efectuar el guarnido y una cantidad suficiente en el tambor de reserva para los deslizamientos y cortes del cable.

La medición del diámetro del cable de acero se efectúa con el empleo de un calibrador lineal con incrementos hasta de 1/64 de pulgada. El calibrador se coloca de manera que se mida el máximo espesor del cable (fig. 3.15), es decir, la distancia desde el punto más saliente de un torón hasta el punto más saliente del torón opuesto.

La medición correcta del cable permite que éste se aloje perfectamente en la ranura de la polea. Si el cable queda ajustado en la polea, la ranura apretará excesivamente la parte exterior del cable y dañará el alma.



**Fig. 3.15.- Medición de cable**

Si el cable queda flojo, éste se aplastará y desgastará las superficies de rodamiento de la ranura. Ambas situaciones ocasionan que se reduzca la vida útil del cable.

Las ranuras de las poleas no deben ser ni demasiado pequeñas, ni muy grandes o se lastimará la línea. Las ranuras chicas causan presión y sobrecalentamiento y las ranuras grandes dejan que la línea se aplane <sup>14,19</sup>.

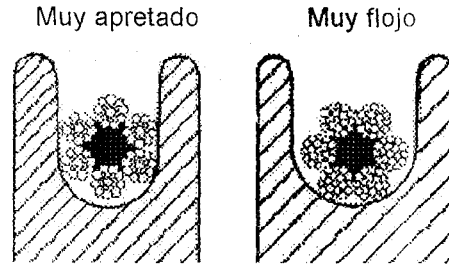


Fig. 3.16.- Ranuras de las poleas

### 3.2.6 Equipo auxiliar

Además de la polea viajera, se necesitan otras piezas de equipo para el manejo adecuado de la tubería de perforación. Cuatro elementos importantes son los ganchos, eslabones, unión giratoria y elevadores. El gancho es una conexión entre la polea viajera y la unión giratoria. Los ganchos y elevadores se usan para sacar o introducir la tubería de perforación al agujero.

- **Eslabones**

Los eslabones son construidos con acero fundido de alta resistencia a la tensión, son conocidos en algunas zonas como gafas o piernas. La función principal que desempeñan es sostener el elevador de tubería, tal como se muestra en la figura 3.17, esta herramienta se sujeta del gancho de la polea viajera.

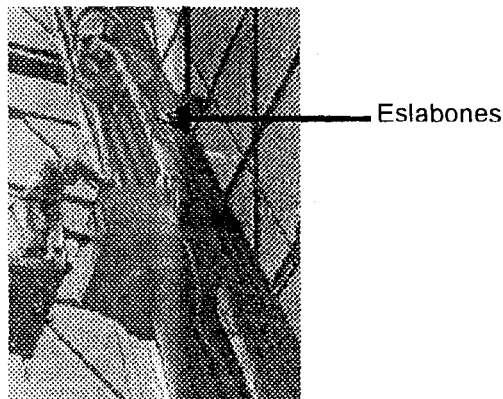


Fig. 3.17.-Eslabón<sup>18</sup>

- **Elevadores**

Los elevadores son un juego de abrazaderas que sujetan la sarta de perforación, cuya función es soportar directamente el peso de la sarta y subirla o bajarla al agujero. Forman con la polea viajera el sistema de elevación llamado comúnmente "herramientas de izaje". Por lo general, todos los elevadores se componen de tres partes principales: dos bisagras, perno de enlace para las bisagras y candado.

Los elevadores tipo araña comúnmente se usan para introducir o recuperar tuberías de revestimiento con coples rectos o juntas integrales, también pueden ser usados como cuñas (fig. 3.18); están diseñados para manejar cargas pesadas protegiendo las cuerdas de los coples, ya que permite accionar el mecanismo de cuñas que éstos tienen en su interior. Este tipo de elevador requiere un centrador guía, que sirve para centrar el tubo dentro del elevador, evitando así el daño a la caja del tubo de revestimiento.

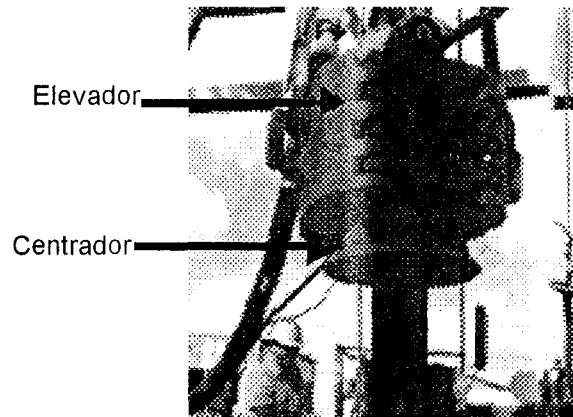


Fig. 3.18.- Elevador<sup>18</sup>

- **Unión Giratoria**

La unión giratoria va conectada al bloque de aparejo, sus funciones son: permitir que la tubería de perforación gire sin hacer girar la polea viajera y los cables, proveer un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación se bombee por la parte interior de la barra maestra y soportar el peso de la tubería de perforación<sup>14, 19</sup>.

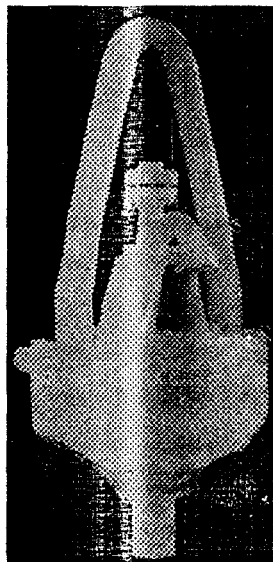


Figura 3.19.- Unión Giratoria<sup>15</sup>

### 3.3 Sistema de circulación

En las operaciones usuales de perforación rotatoria, se utiliza más potencia en la circulación del lodo de perforación que en cualquier otra operación. Aun cuando mucho del trabajo de diseño y muchas investigaciones experimentales se han llevado a cabo en las diferentes piezas del equipo de circulación, las nuevas ideas y conceptos en la perforación, hacen que se requieran periódicamente nuevos análisis de ingeniería.

Los principales componentes del sistema de circulación incluyen:

- Bombas de lodos "*mud pumps*".
- Tanque de lodos "*mud tank*".
- Equipo de mezclado de lodo.
- Equipo de control de sólidos.

La trayectoria del lodo de perforación comienza del tanque de lodos a la bomba, de la bomba a través de las conexiones superficiales al interior de la tubería de perforación, de la lastrabarrena hasta la barrena, posteriormente, el lodo sale de las toberas de la barrena para subir por el espacio anular hacia la superficie y finalmente el lodo pasa por el equipo de control de sólidos para regresar al tanque de lodos.

#### **Función**

La función principal del sistema de circulación, es la de extraer los recortes de roca del pozo durante el proceso de perforación. A lo largo de este proceso se perforan varias capas de formaciones litológicas, éstas contienen diversos elementos (presiones y temperatura de la formación) que afectan los sistemas de fluidos de control, por lo cual, en la actualidad se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes a los contaminantes y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora el pozo.

La circulación del fluido de control se realiza de forma normal o inversa. En la primera, 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. El fluido circulante, enfría la barrena y el fondo del agujero.

En la circulación inversa, el lodo se envía por el espacio anular y regresa por el interior de la tubería de la perforación a la superficie; este tipo de circulación solo puede usarse donde no hay tendencia a perder lodo en las formaciones rocosas expuestas.

### 3.3.1 Componentes del sistema de circulación

El sistema esta compuesto por equipo superficial y sub superficial.

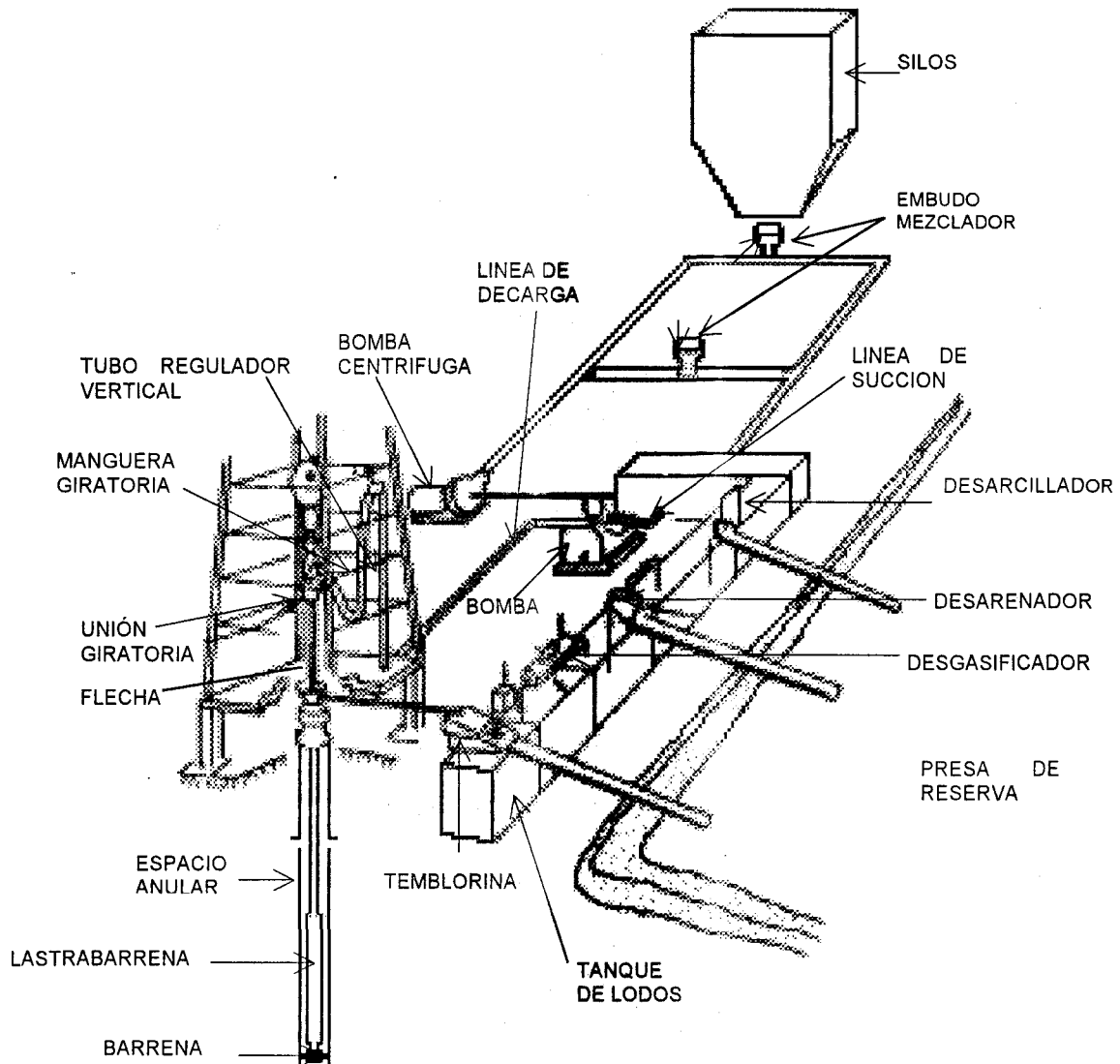


Figura 3.20.- Sistema de Circulación<sup>16</sup>

- Componentes del equipo superficial

Tanque de lodos "*mud tanks*". Son recipientes metálicos que almacenan el fluido de control en un equipo de perforación, su capacidad varía entre 40 y 70 m<sup>3</sup>. En ocasiones se tienen tres tanques de lodo y se conectan entre si por medio de uno o más ductos de 30.5 a 45 cm de diámetro.

Línea de succión de lodo "*suction line*". Estas deberán ser por lo menos una vez y media, en diámetro, mayores que los cilindros de la bomba para que se puedan llenar completamente en cada embolada.



## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

Bombas de lodo "*mud pump*". Es un dispositivo mecánico que tiene como actividad bombear un fluido de un nivel más bajo a otro más alto añadiéndole energía.

Línea de descarga "*discharge line*". Es generalmente tubería de 10.1 o 15.2 cm de diámetro doble extrarreforzada.

Tubo regulador vertical "*stand pipe*"

Manguera giratoria "*rotary hose*". Conduce el lodo del extremo superior del tubo regulador vertical "*stand pipe*" que se extiende hasta la mitad de la altura de la torre, hasta la unión giratoria "*swivel*".

La característica de flexibilidad permite elevar y bajar la tubería de perforación durante las operaciones de perforación mientras que el lodo se está bombeando a través y hacia abajo de la tubería.

Unión giratoria "*swivel*". Desempeña dos funciones: permite que gire la tubería y conduce el lodo a través ella. Está soportada por la polea viajera, y a su vez la unión giratoria sostiene la flecha.

Flecha "*Kelly*". Son barras de acero huecas, manufacturados de forma cuadrada o hexagonal. El propósito del kelly; es transmitir el momento de torsión de la mesa rotatoria a la tubería de perforación. Es sostenido por la unión giratoria.

Línea de retorno "*return line*". Elemento cilíndrico hueco de acero utilizado para llevar los recortes extraídos del pozo hacia el tanque de lodos.

Temblorina "*shale shaker*". Elimina buena parte de los recortes perforados gruesos de la formación que trae el lodo.

Desarenador "*desander*". Maquinas para extraer la arena y partículas sólidas del fluido que la temblorina no pudo eliminar.

Desgasificador "*degasser*". Elimina las burbujas de gas contenidas en el fluido.

Silos "*bulk storage*". Son tanques de almacenamiento de material químico (barita o bentonita) que se utiliza en la preparación del lodo. Se colocan en la parte posterior de las presas de paso y de succión.

Embudo mezclador "*mixing hoppers*". Se utiliza para agregar, a través de él, materiales pulverizados y algunos sólidos, que son mezclados para preparar el fluido de control requerido.

Centrífuga "*centrifugal pump*". Tiene por función agitar y mezclar los fluidos de control.

- **Componentes del equipo sub superficial**

Tubería de perforación "*drill pipe*" Elemento cilíndrico hueco de acero; tiene una longitud promedio de 9.5 m por tramo. La mayor parte de la columna de perforación, la constituye la propia tubería; la cual está soportada por la flecha durante la perforación.

Lastra barrenas "*drill collar*". Es la tubería que se instala arriba de la barrena. Son muy pesados y son los que proporcionan el peso a la barrena para perforar, el rango de diámetro de esta herramienta es de 3 a 12 pg, su longitud promedio es de 9.5 m.

Barrena "*bit*". Efectúa el corte de la formación con la ayuda del fluido de control, cuyo flujo pasa a gran velocidad a través de sus toberas.

Espacio anular "*annulus*". Es el espacio que existe entre la formación litológica o la TR y la tubería de perforación <sup>14, 17</sup>.

### 3.3.2 Bombas para lodo

El componente más importante en el sistema de circulación es la bomba de lodos; es la encargada de hacer circular el fluido de control a través del sistema circulatorio, integrado por las presas metálicas, la tubería de perforación, la barrena y espacio anular del pozo.

Los cilindros en las bombas de lodo están hechos con camisas intercambiables, porque el lodo contiene arena abrasiva y las superficies cilíndricas se rayan tarde o temprano, a tal grado, que se tienen que cambiar.

Las camisas son cilindros huecos lisos que se ajustan dentro de la bomba de lodo, pero las superficies interiores son maquinadas lisas y altamente pulidas y hechas de acero endurecido por los diferentes fabricantes. Los empaques en los pistones comúnmente consisten de capas de hule duro que trabajan en el interior de las camisas y se presionan con el líquido que se está bombeando.

La potencia hidráulica suministrada por las bombas depende de la cantidad de fluido a manejar (gasto) y de la presión disponible en la misma. En los equipos convencionales las bombas son impulsadas por motores diesel y por motores eléctricos de corriente directa los equipos diesel eléctricos. En la industria petrolera se utilizan comúnmente tres tipos de bombas: duplex, triplex y centrífuga.

- **Bomba de lodo Duplex**

Estas bombas se caracterizan por estar **constituidas** de dos pistones y manejar altos gastos pero baja presión de descarga. Son de doble acción, o sea que bombean el fluido en los dos sentidos. En la actualidad estas bombas se utilizan en los equipos que reparan pozos ó en perforación somera. La presión máxima recomendada de trabajo para estas bombas es de 3,000 lb/pg2.

- **Bomba de lodo Triplex**

La transmisión de fuerza está formada por dos catarinas, una motriz y otra impulsada, unidas por una cadena de rodillos alojada y protegida dentro de una carcasa o guarda, que incluye un sistema de lubricación. Por ser de mayor velocidad que la duplex de doble acción utilizan una bomba centrífuga instalada en la tubería de succión, con el propósito de asegurar un llenado efectivo de los cilindros de fluido. En uno de los extremos de los vástagos se instalan los insertos de hule del pistón, los cuales efectúan un sello hermético con el interior pulido de la camisa.

El movimiento alternativo y recíprocante del conjunto vástago-pistón dentro de la camisa, realiza la succión y descarga del fluido de control de la forma siguiente: El conjunto vástago-pistón en su carrera de succión provoca un vacío que fuerza la válvula de succión a abrir, venciendo su resorte y permitiendo la entrada de fluido que es impulsado por la bomba centrífuga auxiliar de carga para llenar dicho vacío; la válvula de descarga permanece cerrada al tiempo que se da el recorrido.

El conjunto vástago-pistón en su carrera de desplazamiento presiona al fluido, el cual fuerza a la válvula de descarga hasta abrirla, venciendo la presión de su resorte; la válvula al abrirse permite la salida del fluido.

Durante este recorrido la válvula de succión permanece cerrada por la presión que ejerce su resorte. La operación de la bomba centrífuga que lubrica y enfría las camisas y pistones se efectúa mediante el uso de poleas y bandas. Una polea se instala en la flecha impulsora del cuerpo mecánico de la bomba recíprocante y otra se monta en la flecha de la bomba centrífuga, uniéndose ambas por una banda.

Al girar la flecha impulsor, el fluido de lubricación alojado en el depósito es succionado por la bomba centrífuga a través del colador y la tubería de succión, posteriormente es impulsado a la tubería de descarga, hasta que llega a los pistones y camisas para ser lubricados y enfriados.

- **Centrífuga**

Su función es alimentar con lodo a las bombas superficiales de las presas de lodo y de succión. Están colocadas en la presa de succión por continuidad y para evitar problemas por distanciamiento<sup>14, 18</sup>.

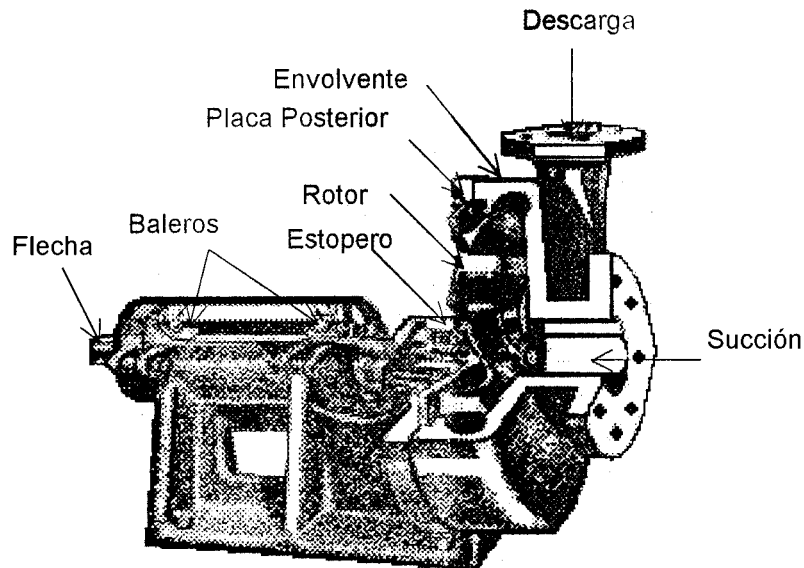


Figura 3.21.- Centrífuga<sup>5</sup>

### 3.3.3 Embudo mezclador

Es un accesorio construido con lamina de ¼ pg, tubería con diámetro de 6 pg, uniones de golpe, "te" de acero maleable, válvula de mariposa (opcional) y reducciones; además tiene en su parte superior una mesa metálica para el acomodo y corte de los sacos (fig. 3.22).

Se utiliza para agregar, a través de él, materiales pulverizados y algunos sólidos, que son mezclados para preparar el fluido de control requerido. Los materiales que se pueden añadir por el embudo mezclador son bentonita, barita, cloruros de sodio y de calcio, polímeros, reactivos químicos, sólidos y celofán, cáscara de nuez y otros productos pulverizados.

Funciona conectando una línea de 2 pg en la reducción del embudo mezclador e interconectada a la descarga del bastidor de la presa, suministrando el fluido de control que envía la bomba centrífuga. El flujo se regula con una válvula de mariposa con sello de metal en hule, instalada en el bastidor.

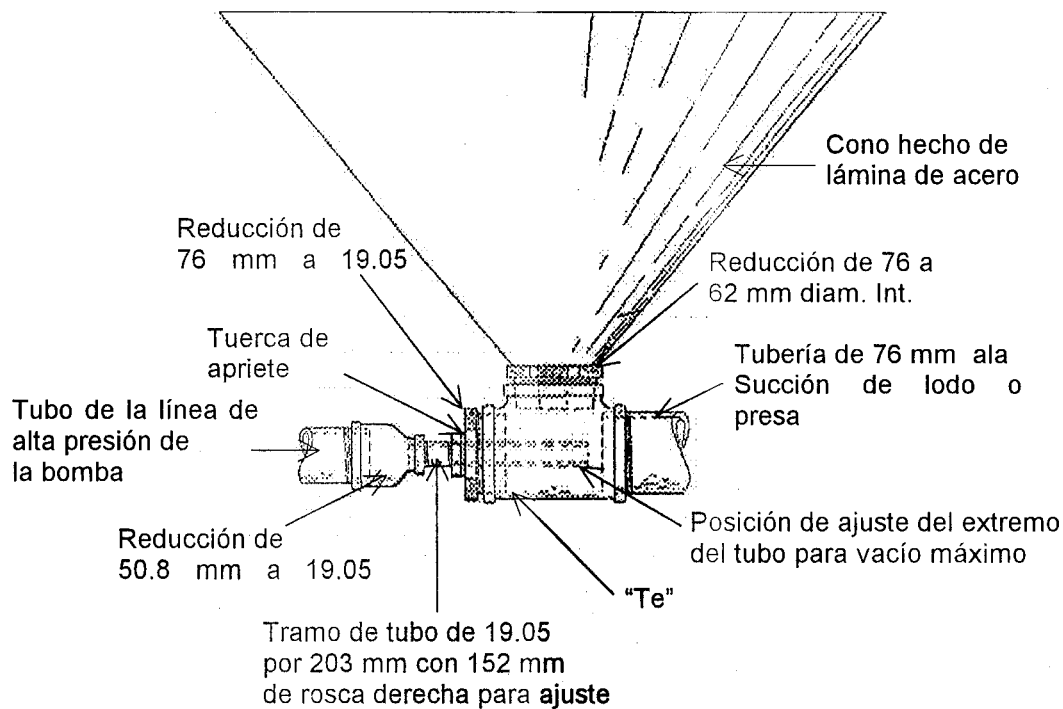


Figura 3.22.- Embudo mezclador<sup>14</sup>

Los materiales sólidos se agregan comúnmente al lodo por una tolva equipada con un dispositivo que produce un flujo de chorro. En esta operación, el lodo líquido o el agua se sacan de la presa con la succión de la bomba y se descargan a presión por el dispositivo de chorro del fondo de la tolva.

La velocidad del fluido, generada al pasar por el chiflón de diámetro reducido (boquilla de chorro), disminuye la presión atmosférica existente en el interior de la tolva, creando un vacío; y al agregar el material es succionado por el fluido mezclándose ambos<sup>14</sup>.

### 3.3.4 Equipo de control de sólidos

Los costos de mantenimiento del fluido de perforación se han podido reducir aplicando de manera adecuada las técnicas para su limpieza. Las primeras técnicas de control fueron muy sencillas; estas consistían en dejar el fluido de perforación en reposo sobre una zanja, esto permitía que los recortes se asentaran en el fondo; después que se asentaran una buena cantidad de recortes el fluido era reutilizado para la limpieza del agujero.

Hoy en día se tienen avanzados sistemas y métodos de control de sólidos que permiten un mejor rendimiento de los fluidos. Entre ellos se tienen los siguientes:

- a) Tratamiento mecánico
- b) Tratamiento químico
- c) Adelgazamiento del lodo

Cada uno de los tres métodos es efectivo en determinado tiempo y lugar, sin embargo el Tratamiento Mecánico es el más usado en la industria del petróleo, por ser efectivo y económico.

### Tratamiento Mecánico

El equipo de control de sólidos para el tratamiento mecánico está integrado por: temblorinas, desarenador, desgasificador, limpiadores de lodo y centrifugas (fig. 3.23).

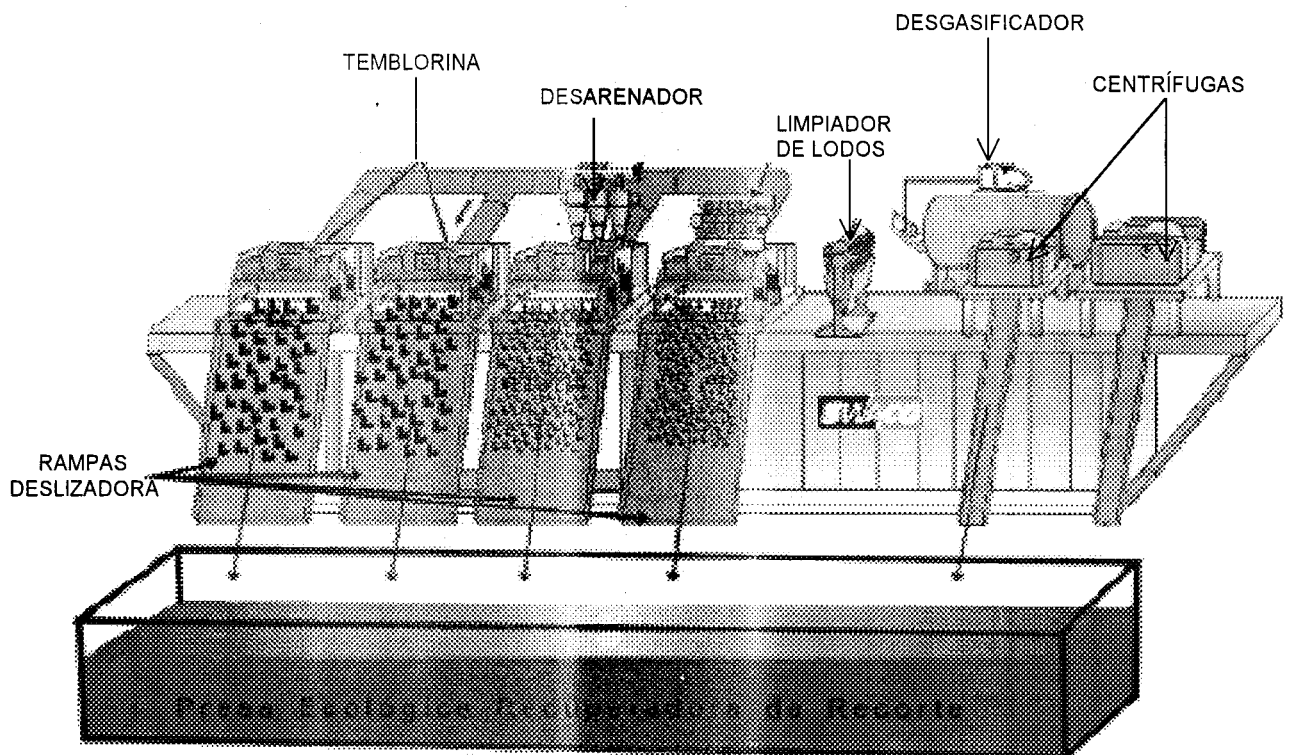


Figura 3.23.- Sistema de control de sólidos<sup>23</sup>

La selección del equipo de control de **sólidos** tiene como propósito lograr la separación progresiva de los sólidos perforados, considerando el tamaño de la partícula y permitiendo que cada equipo optimice el desempeño del siguiente. Cada pieza del equipo de control de sólidos está limitada a remover un determinado tamaño de partículas; como a continuación se observa:

- Temblorina estandar "*Standar Shale Shaker*". De 440 micrones o mayores.
- Desarenador "*Desanders*". De 100 micrones o mayores.
- Temblorina para fino "*Fine Screen Shaker*". De 74 micrones o mayores.
- Limpiador de lodos "*Mud Cleaner*". De 44 micrones o mayores.
- Desarcillador "*Desilters*". De 15 micrones o mayores.
- Centrifuga "*Centrifuge*". De 4 a 8 micrones.

Los principales componentes del sistema de control de sólidos, son:

- Presas de lodo
- Temblorinas
- Trampas de arena
- Desarenadores y desarcilladores
- Desgasificadores
- Hidrociclones
- Centrifugas

### 3.3.4.1 Presas de Lodos "Mud Tank"

Las dimensiones de las presas de lodo son de 2 a 3 m de ancho por 13 m de largo y a 1.25 m de profundidad. Se utilizan tres tipos de presas: de asentamiento, de paso y de succión. Sirven para almacenar, preparar, agitar y acondicionar fluidos de control; auxiliándose a través de la bomba centrifuga, pistolas mezcladoras, agitadores de fondo y separador de cortes (temblorina).

El tanque de asentamiento se coloca aproximadamente a 12 m del centro del pozo, tomando como referencia la línea de flote a la temblorina. Enseguida se coloca la presa de paso en línea a la de asentamiento, tratamiento y junto a ésta, la de succión. Cada presa esta comunicada entre sí por tubos de 12 pg.

En un equipo de perforación el chequeo constante del volumen de lodo en las presas es muy importante para detectar una pérdida de lodo, lo que ocasionaría que el pozo se manifieste e incluso, si la pérdida es total, derrumbamiento de las paredes del pozo en el agujero descubierto, por falta de apoyo de lodo y de la columna hidrostática. Lo cual puede inducir a que las arcillas se precipiten o se desmoronen haciendo que la sarta quede atrapada; así mismo, al detectar una ganancia de lodo en las presas es señal de un posible brote en la superficie, manifestándose en el lodo en cortado con gas y gasificaciones fuertes<sup>18</sup>.

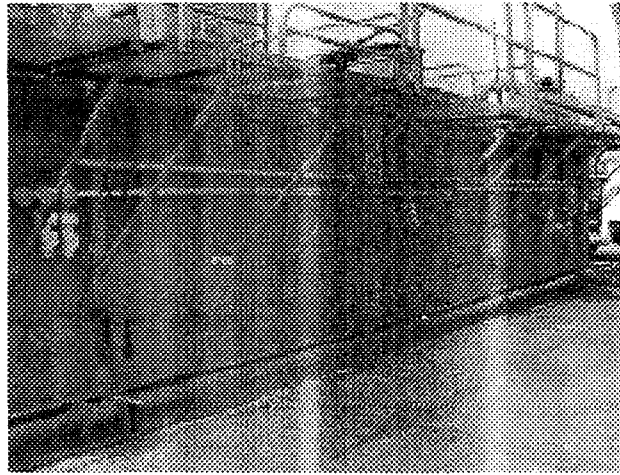


Figura 3.24.- Presas de Lodo<sup>5</sup>

#### 3.3.4.2 Temblorina "Shale Shakers"

La temblorina es esencialmente una tela metálica que se usa para separar los recortes del lodo de perforación; recibe el lodo que regresa por la línea de descarga. Las mallas usadas en el control de sólidos son hechas de un tejido (de alambre) de diferentes tamaños y formas (fig. 3.25).

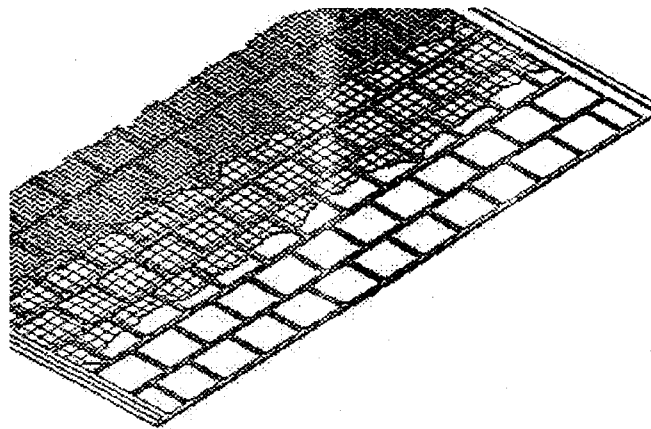


Figura 3.25.- Comparación de mallas<sup>19</sup>

Existen dos tipos de temblorinas; de malla regular "*rig shaker*" (temblorina estándar) y de malla fina "*fine screen shakers*" (temblorina para fino). La primera es la más simple de las dos, por ser más económica y de fácil uso es la más utilizada en el campo (fig. 3.26). Tiene como principal función recibir el lodo proveniente del pozo y eliminar los sólidos gruesos; así como enviar el lodo por gravedad a las temblorinas secundarias.



En las dos, el fluido cae por gravedad a través de la malla y los recortes o restos de derrumbes caen por el extremo de la malla. Las aberturas de la malla son casi siempre rectangulares.

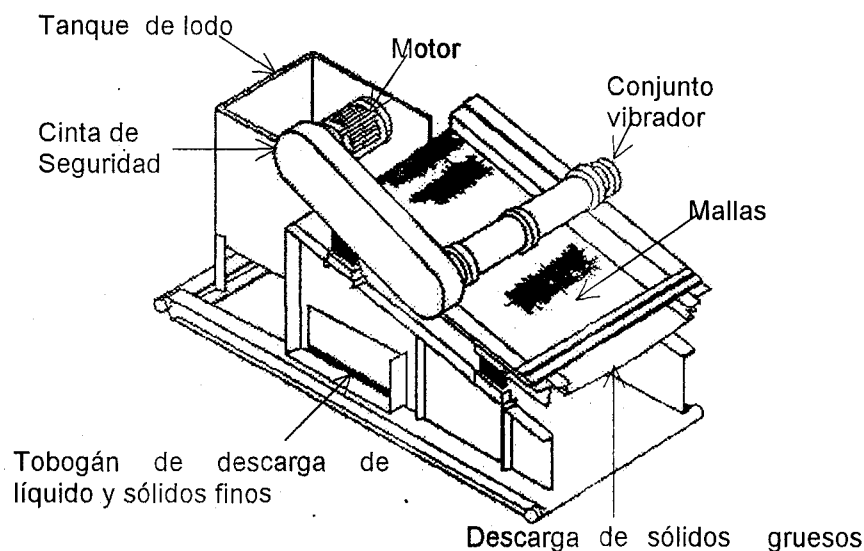


Figura 3.26.- Componentes de la Temblorina "Rig Shaker"<sup>6</sup>

### 3.3.4.3 Trampa de arena

La trampa de arena (fig. 3.27) juega un papel importante en virtud de que protegen los equipos de control de sólidos, contra la erosión de mallas de temblorina al separar aquellas partículas grandes que pudieran obstruir a los hidrociclones o en su defecto, reducir la efectividad del equipo. La trampa se coloca debajo de las temblorinas; debe vaciarse de sólidos periódicamente especialmente cuando se utilice fluido base agua. Se recomienda no descargar la trampa de arena con el lodo base aceite debido a que se pierde líquido valioso. El lodo con arena se deposita en la trampa después de pasar por las temblorinas, por gravedad la arena se precipita en el fondo y cae hacia la válvula de descarga. El lodo más limpio pasa hacia el siguiente compartimiento.

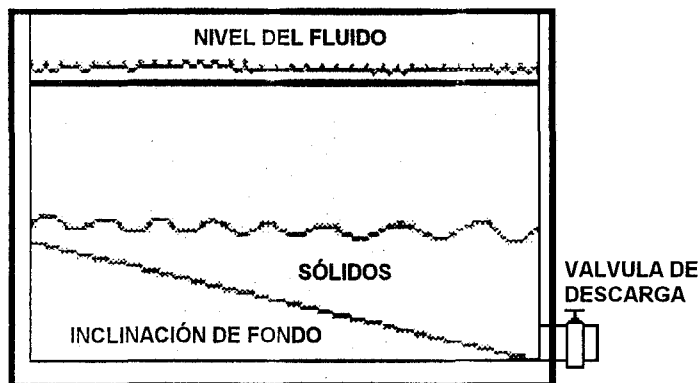


Fig. 3.27.- Trampa de arena

#### 3.3.4.4 Desarenador y desarcillador

El propósito del desarenador es remover sólidos (mayores de 74 micrones) que la temblorina no pudo eliminar. Está diseñado para hacer una separación intermedia de sólidos. El máximo tamaño de malla para que el limpiador trabaje bien es de aproximadamente 120. La descarga de líquidos de los conos deberá procesarse a través de mallas lo más finas posible.

El desarcillador difiere del desarenador en el tamaño de los conos pero su funcionamiento es igual. Son usados para separar sólidos perforados en un rango de 12 a 40 micrones

#### 3.3.4.5 Desgasificador "Degassers"

Normalmente, los fluidos de perforación no deben tener gas, esto se presenta solamente cuando el gas es adherido al lodo de forma intencional; tal es el caso cuando se perfora con aire.

Cuando se usa un fluido convencional y el gas entra al lodo, resultado de las operaciones de perforación debe ser removido para mantener el control del pozo. El corte de gas ha sido siempre un problema en la industria de la perforación, porque reduce el volumen de eficiencia de las bombas de lodo entre otras cosas. La forma mas efectiva de eliminar el gas es utilizando un desgasificador, que tiene como principal función romper las burbujas de gas que se encuentran dentro del lodo. La selección del desgasificador dependerá de las condiciones de operación.

Existen desgasificadores que pueden procesar el lodo de perforación con gas desde 0 a 300 galones por minuto, ó 0 a 500 galones por minuto ó de 0 a 1000 galones por minuto, aunque hay otros desgasificadores que procesan a diferentes rangos.

El espacio disponible en el sistema de circulación del equipo es otro factor para seleccionar un desgasificador. Algunos modelos se pueden instalar dentro de las presas de lodo, obviamente el espacio requerido es mínimo, otros modelos pueden montarse en una placa de acero a un lado o sobre la presa de lodo; la gran mayoría de los desgasificadores son equipos completos montados en su propia estructura.

Los desgasificadores pueden ser del tipo atmosférico, separador de gas lodo, y centrífugo.

- **Desgasificador atmosférico**

El desgasificador atmosférico consiste básicamente de una bomba centrífuga sumergida y un tanque atomizador elevado. La bomba contiene unas entradas en forma de espiral y un impulsor, el cual previene que el gas se encierre. La

descarga de la bomba fluye por un tubo **ascendente**, pasa por una válvula de disco ajustable dentro del tanque atomizador y el lodo sale de esta válvula central con alta velocidad y se impacta contra las paredes del tanque. El impacto y la turbulencia en la pared del tanque sacan a la superficie las pequeñas burbujas de gas y se separan del lodo de perforación. El lodo fluye a la base del tanque atomizador y sale por gravedad hacia las presas del lodo, y el gas sale por arriba a la atmósfera (fig. 3.28).

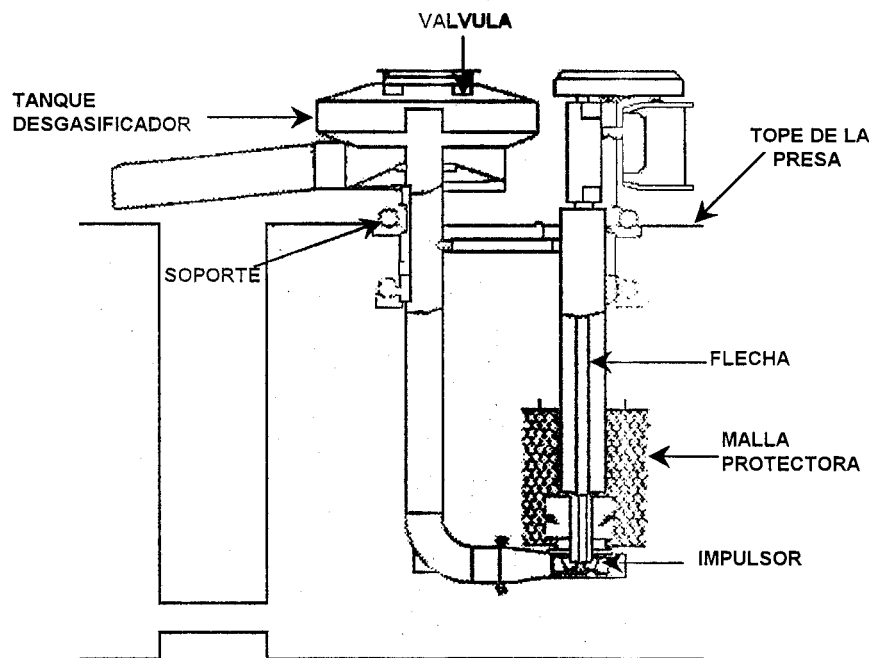


Fig. 3.28.- Desgasificador atmosferico<sup>21</sup>

- Separador gas/lodo

Este dispositivo separa el gas del lodo a medida que éste fluye sobre las placas deflectoras instaladas dentro del separador. El gas se levanta y sale por la parte superior, el lodo procesado sale por gravedad por el fondo del separador hacia el tanque de la vibradora y regresa al sistema activo. Remueva las grandes bolsas y las desfoga a distancias seguras del equipo de perforación.

Cuando se presentan gases tóxicos o potencialmente explosivos que no deben liberarse en la atmósfera, el separador se puede conectar directamente a la línea de flote o de la línea de retorno de lodo en el múltiple del estrangulador, el lodo se procesa y el gas sale directamente por la línea del quemador. Como se menciona, este separador procesa grandes bolsas de gas, las burbujas pequeñas remanentes en el lodo se pueden remover con un desgasificador de vacío.

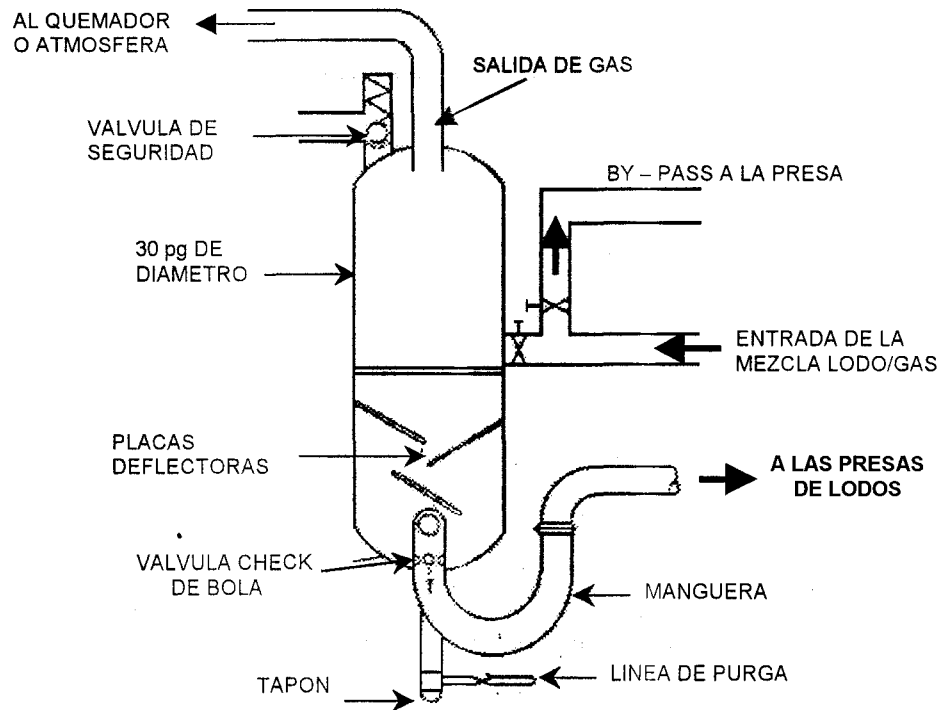


Figura 3.29.- Separador Gas – Lodo<sup>21</sup>

### 3.3.4.6 Hidrociclones

Son recipientes de forma cónica, en los cuales la presión se trasforma en fuerza centrífuga (fig. 3.30).

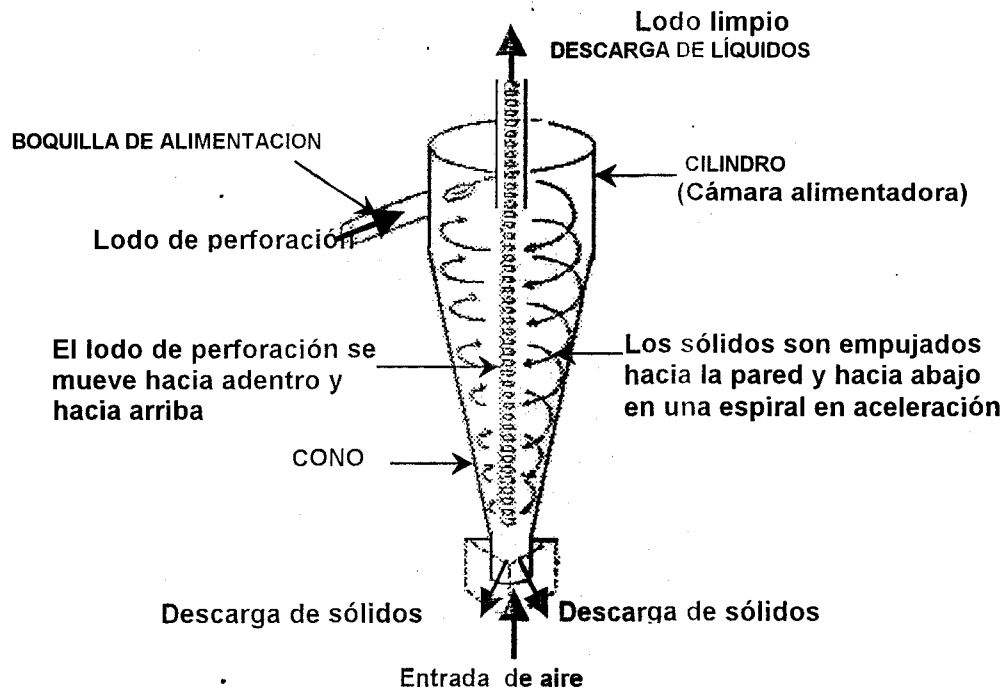


Fig. 3.30.- Hidrociclón

El lodo es impulsado por una bomba centrífuga que lo envía al hidrociclón, al lodo se le imprime una fuerza para girar en forma de remolino, este movimiento provoca que las partículas más pesadas se peguen contra la pared y son eliminadas por la parte baja del hidrociclón; las partículas más livianas se dirigen hacia el centro y hacia arriba en forma de espiral que las lleva hacia el orificio de descarga. La descarga en el extremo inferior es en forma de spray con una ligera succión en el centro. Si la concentración de sólidos es alta, tal vez no haya espacio suficiente para la salida de todos los sólidos, esto causa una condición de descarga de chorro; provocando un taponamiento.

### 3.3.4.7 Centrifuga

Permite la separación de los sólidos finos que han logrado pasar a través de las temblorinas y los hidrociclones. Está compuesto por un tazón cónico horizontal de acero que gira a alta velocidad, usando un transportador tipo doble tornillo sinfín (fig. 3.31).

Los incrementos diarios de la viscosidad plástica pueden dar un indicio de que tan rápido se está incrementando el porcentaje de sólidos. Los sólidos son separados por grandes fuerzas centrífugas, las cuales son generadas por la rotación del tazón. El fluido libre de sólidos es descargado desde el depósito en el extremo del tazón. El transportador gira en el mismo sentido que el tazón externo, pero a una velocidad menor creando una velocidad diferencial que permite la acumulación de los sólidos hacia las paredes del tazón y su descarga por los extremos del mismo<sup>19, 21</sup>.

Existen dos tipos básicos de centrifugas empleadas para recuperar barita y eliminar los sólidos finos que crean problemas con la viscosidad. Los sólidos removidos por una centrifuga son muy finos (4 a 6 micrones) los cuales tienen un gran efecto sobre las propiedades reológicas del fluido de perforación.

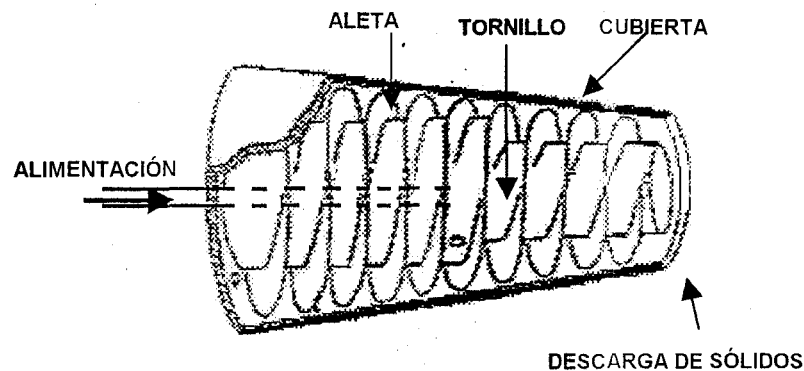


Fig. 3.31.- Centrifuga decantadora

### 3.4 Sistema Rotatorio

El Sistema Rotatorio es el encargado de proporcionar la acción de rotación a la barrena para que realice la acción de perforar. En la actualidad existen tres formas de aplicar rotación a la barrena: El sistema rotatorio convencional, sistema top drive y Motores de fondo.

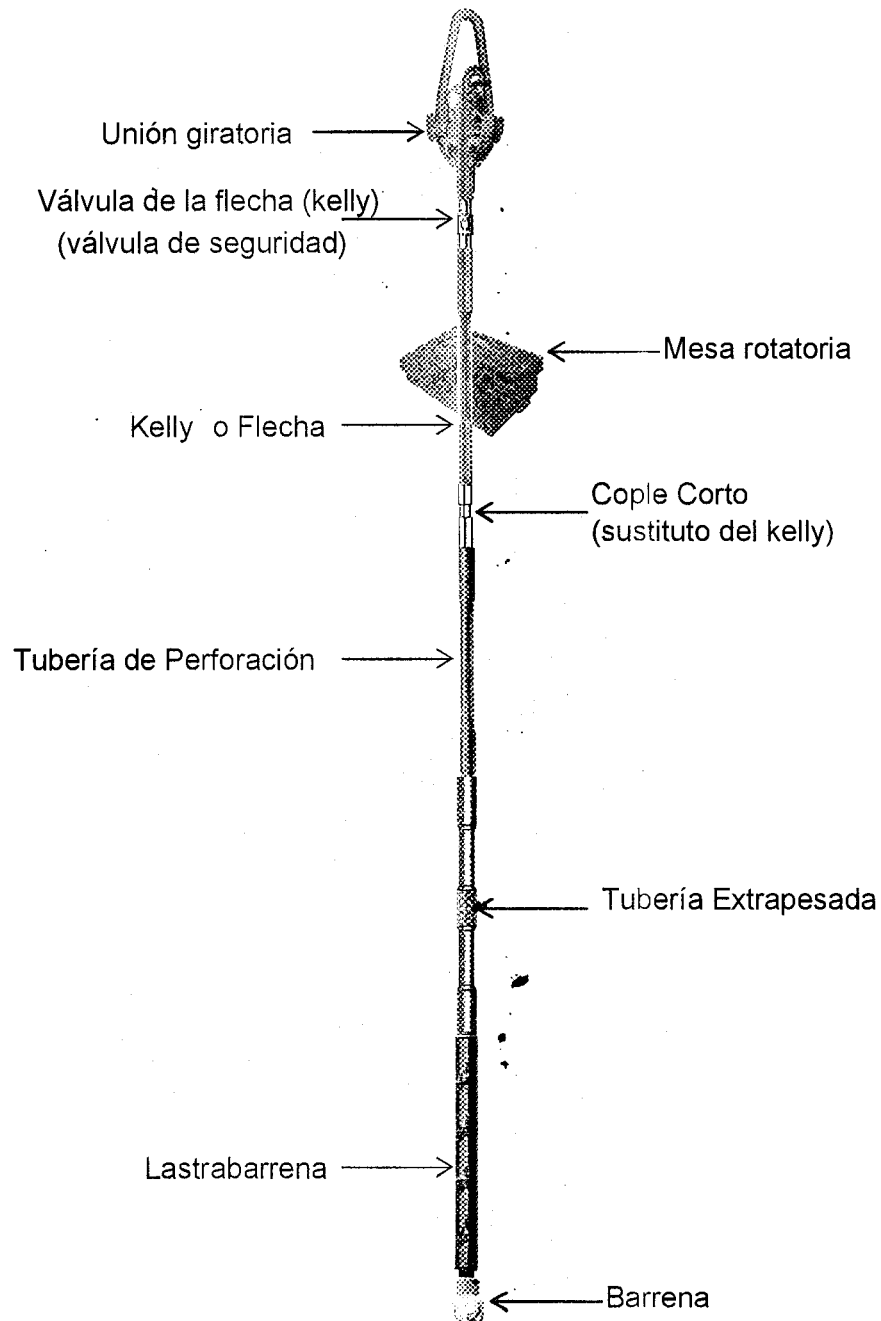


Fig. 3.32.- Sistema Rotatorio

### Sistema Rotatorio Convencional.

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. El equipo utilizado en las operaciones rotatorias incluye la unión giratoria, la junta Kelly, la mesa rotatoria, tubería de perforación, los lastra barrena y la barrena.

#### 3.4.1 Unión giratoria "Swivel".

La unión giratoria es un dispositivo que se utiliza para unir piezas de tal manera que ambas giren libremente; está conectada directamente a la válvula de seguridad superior de la flecha, permitiendo que la sarta de perforación o de producción gire en el interior del pozo.

Los principales componentes son: un cojinete de empuje; un tubo suavemente curvado, al que se le llama cuello de ganso y un sello giratorio para el fluido que consiste de anillos de hule o fibra (fig. 3.33).

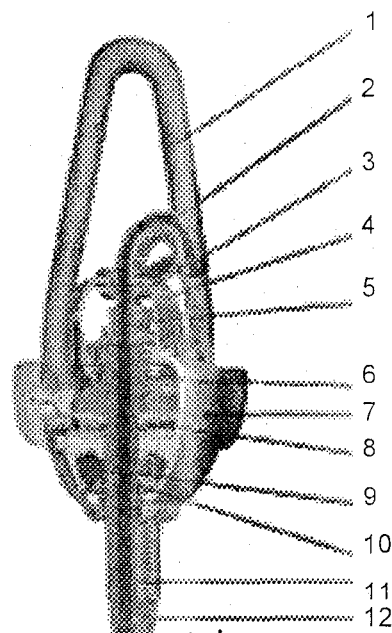


Fig. 3.33.- Componentes de la Unión Giratoria<sup>19</sup>

- |                       |                                        |
|-----------------------|----------------------------------------|
| 1. Asa                | 7. Casco                               |
| 2. Cuello de Ganso    | 8. Tapered Main                        |
| 3. Tubo lavador       | 9. Engrasador                          |
| 4. Tapa               | 10. Cojinete Principal de Alineamiento |
| 5. Slip-out Parking   | 11. Acoplador de la Unión Giratoria    |
| 6. Cojinete de Empuje | 12. Conexión de Caja con la Flecha     |

La unión giratoria desempeña tres funciones básicas:

1. Sujetar el kelly y la tubería de perforación.
2. Permitir la rotación libre del kelly y de la tubería de perforación.
3. Suministrar una conexión para la manguera de perforación que se conecta al cuello de ganso; posteriormente, el lodo pasa a través del kelly y por medio de un acoplamiento giratorio, se inyecta a través de la tubería de perforación hasta el fondo del pozo.

La unión giratoria está suspendida del asa del gancho del block viajero. El fluido entra por la parte superior de la unión a través de un tubo ligeramente curvado, 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 unión y el tubo regulador vertical<sup>16</sup>.

Marca y Modelo	Capacidad de carga API	Capacidad de carga a 100 rpm	Rosca del cuello de ganso	Rosca inferior del vástago	D.E del vástago en extremo inferior	Diámetro interior del vástago	Peso neto
	Ton (T.M)	Ton (T.M)	pg	pg	pg	pg	pg
<b>IDECO</b>							
TL-120	120 (109)	78 (71)	2 1/2	3 1/2 FH (LH)	4 1/2	2 1/2	440
TL-200	200 (181)	138 (121)	4	4 1/2 FH (LH)	5 3/4	3	975
TL-300	300 (272)	193 (166)	4	5 1/2 Reg (LH)	6 3/4	3	1497
TL-500	500 (454)	367 (333)	4	6 5/8 Reg (LH)	8	3	2494
<b>C. EVSCO</b>							
L-140	140 (127)	90 (82)	3	4 1/2 Reg (LH)	5 1/2	2 1/4	778
LB-400	400 (363)	260 (236)	4	6 5/8 Reg (LH)	8	3	2041
LB-650	650 (590)	452 (410)	4	7 5/8 (LH)	9 1/2	3	3230
<b>NATIONAL</b>							
N-35	184 (165)	112 (101)	2 1/2	4 5/8 (LH)	5 1/2	2 1/4	1363
N-69	300 (272)	183 (166)	4	5 1/2 Reg (LH)	6 3/4	3	1694
P-400	400 (363)	268 (243)	6	6 5/8 (LH)	8	3	2220
P-500	500 (454)	335 (304)	6	7 5/8 (LH)	9 1/2	3	2722

Tabla 3.2.- Especificaciones de uniones giratorias<sup>18</sup>



### 3.4.2 Flecha "kelly"

El kelly, o vástago de transmisión es una pieza de tubo hueco, cuya sección transversal exterior es cuadrada o hexagonal (fig. 3.34 y 3.35). Se fabrican con una longitud de 10.5 m; y la longitud total incluyendo las secciones redondas de los extremos en los cuales se encuentran los acoplamientos es de unos 12 m.

Son comunes los diámetros de 3½ a 5 in. Está suspendida de la unión giratoria en su extremo superior y va conectado a la tubería de perforación en su extremo inferior.

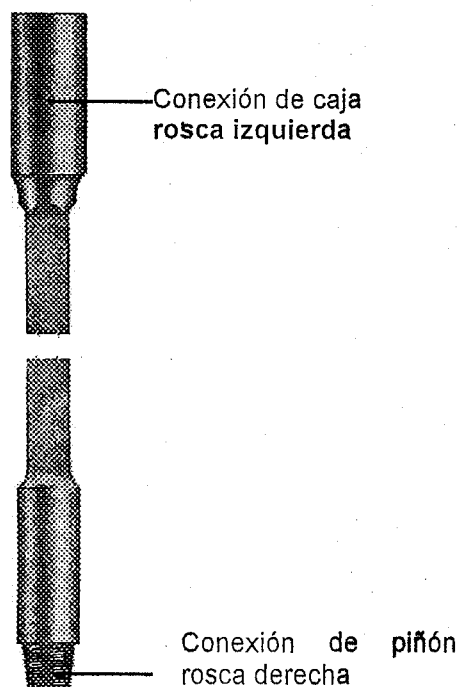


Fig. 3.34.- Kelly Cuadrado

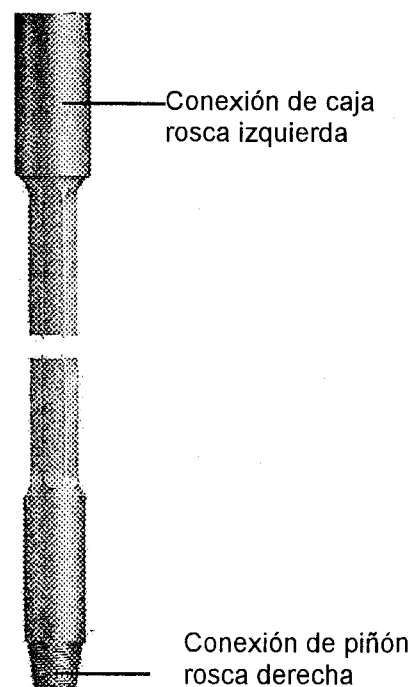


Fig. 3.35.- Kelly Hexagonal

El propósito del kelly; es transmitir el momento de torsión de la mesa rotatoria a la tubería de perforación; esto se realiza al colocar el kelly dentro del buje maestro (de la mesa rotatoria); de tal manera que al girar el buje maestro, la flecha también lo hace, transmitiendo el momento de torsión a la sarta de perforación y a la barrena. Otra función del kelly es servir como medio de paso para que el fluido de perforación baje hacia el pozo.

#### Cople corto

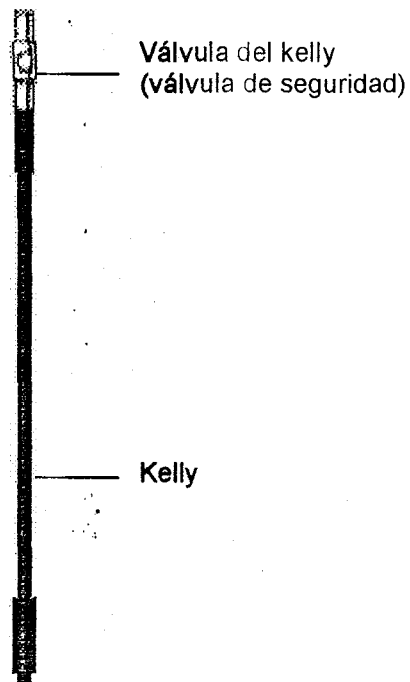
Se usa entre el kelly y la unión superior de la tubería de perforación; es una sección de reemplazo que protege a la flecha; el uso del cople corto elimina la

necesidad de desenroscar el extremo inferior del kelly durante las operaciones de perforación y así evita el desgaste de la rosca del mismo (fig 3.36).



**Fig. 3.36.- Cople Corto**  
(Sustituto del kelly)

La válvula del kelly son secciones cortas que contienen una válvula que se puede cerrar manualmente, se colocan en la parte superior del kelly (fig. 3.37). El uso de estas válvulas permite cerrar la parte superior de la tubería de perforación, cortando el flujo por el interior de ella<sup>14, 18</sup>.



**Fig. 3.37.- Válvula del kelly**

### 3.4.3 Mesa rotatoria "rotary table"

La función principal de la mesa rotatoria es transmitir el momento de torsión (torque) e impartir el movimiento giratorio al kelly y a la tubería de perforación. Con frecuencia la fuerza para mover la mesa rotatoria se toma del malacate y se le transmite con una cadena para engranaje y rueda dentada.

La parte superior de la cubierta de la mesa rotatoria por lo general forma una porción del piso de la torre y está provista de un labrado antiderrapante; la parte superior expuesta de la mesa rotatoria, deberá estar libre de salientes que pudieran ser peligrosos para el personal.

La mesa rotatoria es comúnmente fundida de aleación de acero; está sostenida por baleros de rodillos o de bolas capaces de soportar el peso muerto de la tubería de perforación o de la tubería de revestimiento que pudiera bajarse al pozo (Fig. 3.38). Para evitar que el lodo invada el interior del equipo, se colocan sellos de lodo y tapas (fig 3.39).

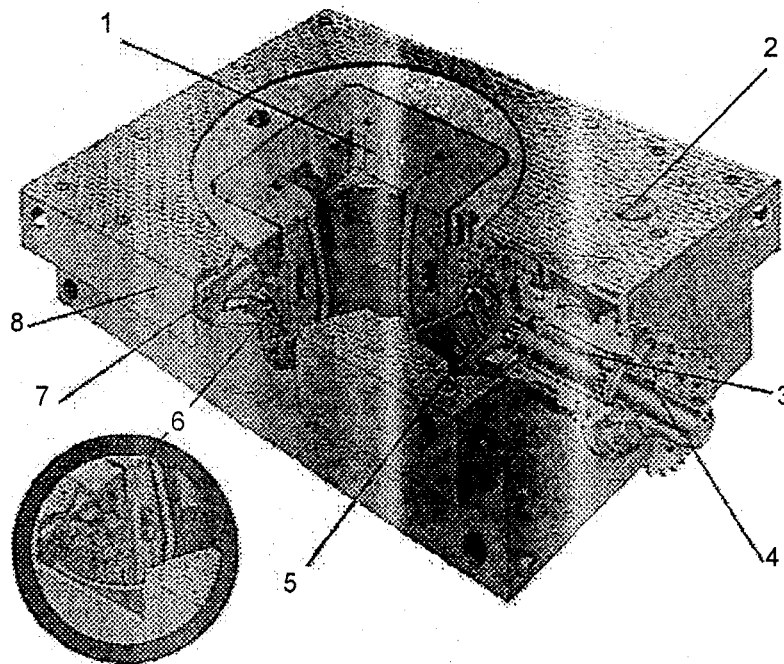
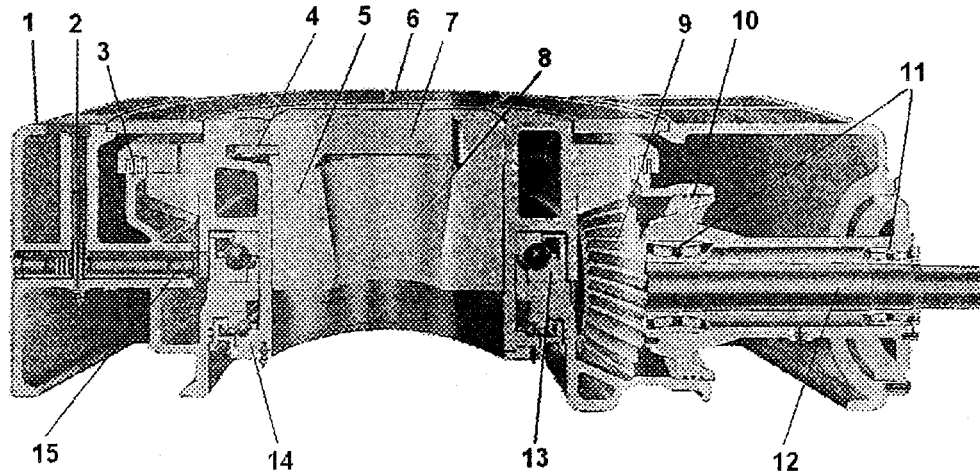


Fig. 3.38.- Componentes de la Mesa Rotatoria<sup>19</sup>

1. Buje maestro
2. Engrasador
3. Eje
4. Doble sello para aceite
5. Tren de engrane
6. Cojinete principal
7. Tabla sello
8. Cuerpo



**Fig. 3.39.- Componentes de la Mesa Rotatoria (corte)<sup>19</sup>**

1. Cama de acero
2. Tabla sello
3. Sello de lodos
4. Sello espiga de buje maestro
5. Buje maestro
6. Cubierta
7. Manejo kelly
8. Asiento de cuñas
9. Tren de engrane
10. Sello de aceite
11. Cojinetes
12. Eje del tren de engrane
13. Cojinete principal
14. Hold down bearing
15. Sello pasador

### 3.4.4 Tubería de Perforación "drill pipe"

Es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, diámetro interior, recalcos, conexión caja piñón, diámetro exterior de junta, espesor de pared y marca de identificación (fig. 3.40). Generalmente se le conoce como tubería de trabajo, porque está expuesta a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.

La mayor parte de la columna de perforación, la constituye la propia tubería; la cual está soportada por el kelly (flecha) durante la perforación; tiene una longitud promedio de 9.5 m por tramo, laminada en caliente y taladrada sin costura.

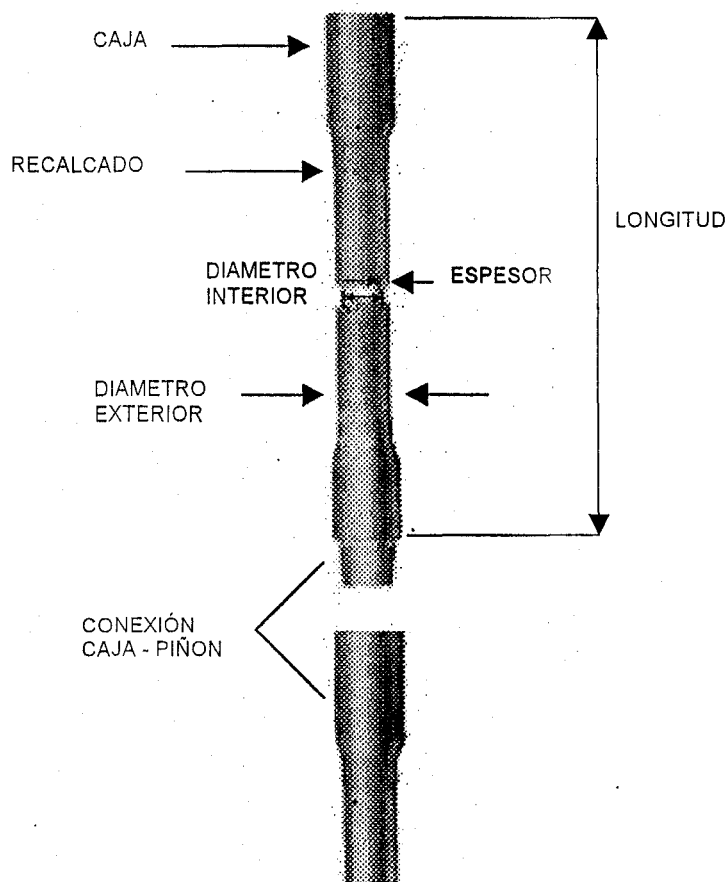


Fig. 3.40.- Componentes de la Tubería de Perforación

A continuación se describen brevemente los componentes de la Tubería de Perforación:

- a. Longitud: es la medida que tiene el tubo de la caja a la base del piñón. La tubería de perforación se suministra en el siguiente rango A.P.I. de longitud: 27 a 30 pies (8.5 a 9.5 metros).

- b. Diámetro exterior: es la medida que **tiene** un tubo en su parte externa.
- c. Diámetro interior: es la medida interna **de** un tubo de perforación.
- d. Recalcado: la tubería de perforación **tiene** un área en cada extremo, la cual tiene aproximadamente 6" de longitud, llamado recalcado. Es la parte más gruesa del tubo y proveer un factor **de seguridad** adecuado para resistencia mecánica y otras consideraciones metalúrgicas.
- e. Conexión caja-piñón: es el punto donde **se** realiza el enlace de la caja de un tubo con el piñón de otro tubo.
- f. Diámetro exterior de la junta: es la **medida** exterior de la junta de un tubo de perforación.
- g. Espesor de pared: es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un tubo de perforación.

La información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una muesca localizada en la base del piñón (fig. 3.41). En la tubería estándar los datos se encuentran en el sello del hombro del piñón (fig. 3.42).

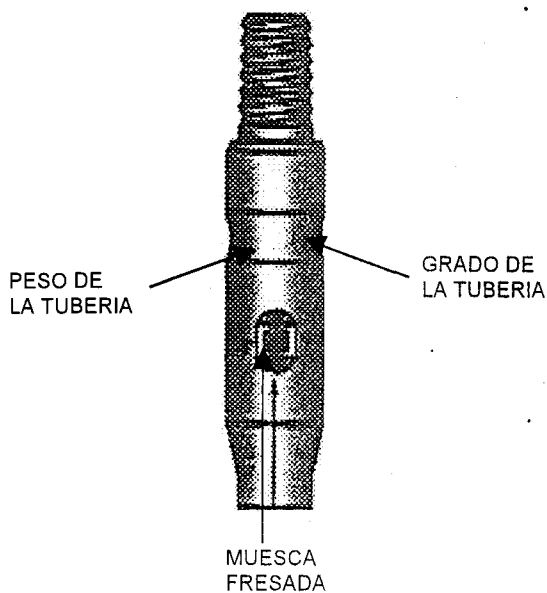


Fig. 3.41.- Tubería de alto grado de acero

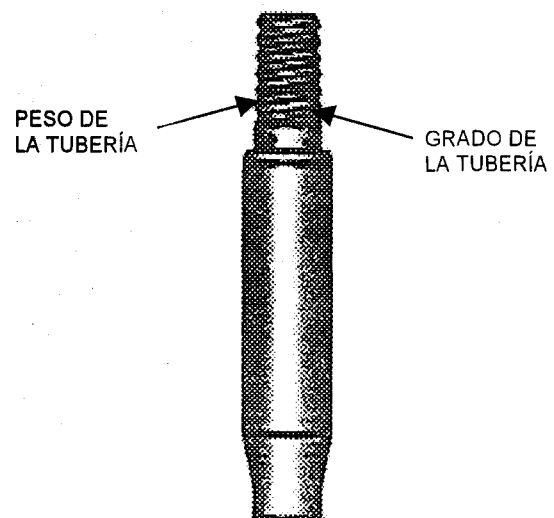


Fig. 3.42.- Tubería estándar

## 3.4.4.1 Clasificación de la Tubería de Perforación

Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro interior y exterior, tipo de conexión, peso nominal, grado, resistencia a la tensión y espesor de pared (Tabla 3.3).

En la siguiente tabla se muestran los diámetros más utilizados y los datos arriba mencionados:

DIAMETRO		CONEXIÓN	PESO NOMINAL (LB/PIE)	PESO AJUSTADO (KG/MTS)	GRADO	RESIST. TENSIÓN AL 90% EN KG	ESPESOR DE PARED
EXT.	INT.						
2 7/8"	2.151	NC - 26	10.40	16.03	E - 75	87686	0.362
				16.33	X - 75	111069	0.362
				16.33	G - 105	122761	0.362
				16.95	S - 135	157835	0.362
				24.42	E - 75	68128	0.362
				24.86	X - 95	86296	0.362
				25.15	G - 105	95379	0.362
				26.16	S - 135	122631	0.362
2 7/8	2.151	WT - 26 H.D.	10.40	10.50	G - 105	122761	0.362
					S - 135	157835	0.362
3 1/2"	2.602	NC - 38	15.50	24.42	E - 75	132044	0.449
				24.86	X - 95	167256	0.449
				25.15	G - 105	184862	0.449
				26.16	S - 135	237680	0.449
				24.42	E - 75	102526	0.449
				24.86	X - 95	129867	0.449
				25.15	G - 105	143537	0.449
				26.16	S - 135	184547	0.449
3 1/2"	2.764	NC - 38	13.30	20.52	E - 75	111096	0.368
				21.47	X - 95	140722	0.368
				21.59	G - 105	155535	0.368
				21.88	S - 135	199974	0.368
				29.52	E - 75	102526	0.368
				21.47	X - 95	129867	0.368
				21.59	G - 105	143537	0.368
				21.88	S - 135	184547	0.368
4 1/2"	3.640	NC - 46	20.00	32.91	E - 75	168692	0.430
				33.61	X - 95	213676	0.430
				33.90	G - 105	236169	0.430
				34.16	S - 135	303645	0.430
				32.91	E - 75	132102	0.430
				33.61	X - 95	167329	0.430
				33.90	G - 105	184943	0.430
				34.16	S - 135	237783	0.430

Tabla 3.3.- Tubería de Perforación

DIAMETRO		CONEXIÓN	PESO NOMINAL (LB/PIE)	PESO AJUSTADO (KG/MTS)	GRADO	RESIST. TENSIÓN AL 90% EN KG	ESPESOR DE PARED
EXT.	INT.						
4 1/2"	3.826	NC - 46	16.60	27.37	E - 75	135228	0.337
				28.13	X - 95	171289	0.337
				28.13	G - 105	189320	0.337
				28.44	S - 135	243411	0.337
				27.37	E - 75	106431	0.337
				28.13	X - 95	134814	0.337
				28.13	G - 105	149004	0.337
				28.44	S - 135	191576	0.337
5"	4.00	NC - 50	25.60	40.06	E - 75	216877	0.500
				41.51	X - 95	274711	0.500
				42.19	G - 105	303628	0.500
				42.19	S - 135	390379	0.500
				40.06	E - 75	169646	0.500
				41.51	X - 95	214885	0.500
				42.19	G - 105	237504	0.500
				42.19	S - 135	305363	0.500
5"	4.276	NC - 50	19.50	31.12	E - 75	161834	0.362
				31.94	X - 95	204990	0.362
				32.66	G - 105	226568	0.362
				33.67	S - 135	291301	0.362
				31.12	E - 75	127446	0.362
				31.94	X - 95	161432	0.362
				32.66	G - 105	178425	0.362
				33.67	S - 135	229403	0.362
5 1/2"	4.778	5 1/2 FH	21.90	35.4	E - 75	178820	0.361
				36.3	X - 95	226505	0.361
				37.55	G - 105	250348	0.361
				39.22	S - 135	321876	0.361
				35.4	E - 75	139082	0.361
				36.3	X - 95	176171	0.361
				37.55	G - 105	194715	0.361
				39.22	S - 135	250348	0.361
				35.4	E - 75	139082	0.361
				36.3	X - 95	176171	0.361
				37.55	G - 105	194715	0.361
				39.22	S - 135	250348	0.361

Tabla 3.3.- Tubería de Perforación (continua)<sup>18</sup>



### 3.4.5 Tubería Extrapesada "heavy-pipe"

#### a) Tubería Extrapesada lisa

La tubería de perforación extrapesada "heavy-pipe" es un componente de peso Intermedio para la sarta de perforación entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación. Su función es proporcionar un cambio gradual de rigidez, de la herramienta rígida a la frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga de ésta al colocar tubería extrapesada en el punto de transición. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí, por juntas extra largas, para facilitar su manejo, tienen las mismas dimensiones de la tubería de perforación Normal, por su peso y forma, la tubería extrapesada se puede usar en compresión, al igual que los lastrabarrenas, un distintivo sobresaliente es el recalco central, que protege al cuerpo del tubo del desgaste por la abrasión, ésta sección recalcada actúa como un centralizador y contribuye a una mayor rigidez y resistencia de la tubería (Fig. 3.43).

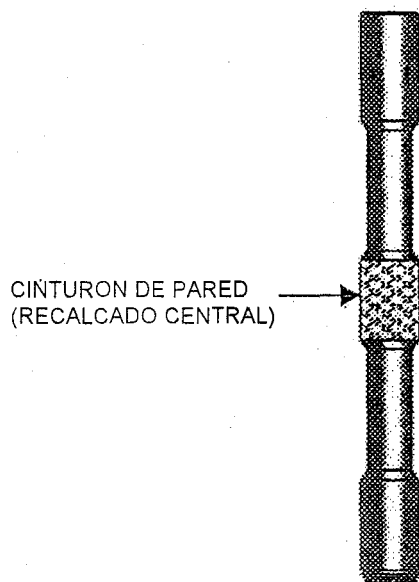


Fig. 3.43.- Tubería Extrapesada

#### b) Tubería Extrapesada de espiral

Tienen una ranura en espiral a lo largo del cuerpo del lastrabarrena que tiene como función disminuir el área de contacto entre los lastrabarrenas y la pared de pozo, evitando con esto pegaduras.

Características de la tubería extrapesada

- Uniones de tubería extralargas (24" y 30" de longitud) (60.9 y 76.2 cm)
- La pared gruesa da máximo peso por metro.
- Larga sección central recalcada (24" de longitud) (60.9 cm)

### 3.4.6 Lastrabarrenas "Drill Collars"

Son barras de acero huecas de aproximadamente 30 ft (9m) m de largo, son mas pesadas que la tubería de perforación; la cantidad de lastrabarrenas utilizadas en la sarta de perforación puede ser de 30 a 200 m. El objetivo de estas, es suministrar peso y rigidez en la porción inferior de la columna de perforación. Por lo cual, la cantidad de lastrabarrenas debe determinarse por el peso que actúa sobre la barrena.

Se clasifican en:

#### a) Lastrabarrenas lisos

Este acabado se denomina convencional, ya que trae la forma tal y como sale de la acería y satisface todos los requisitos nominales. Se fabrican esencialmente con diámetros interiores y exteriores uniformes y tienen roscas de sello en la parte inferior del piñón y de la caja (fig. 3.44).



Fig. 3.44.- Lastrabarrenas liso

#### b) Lastrabarrenas espirales

Tienen una ranura en espiral a lo largo del cuerpo del lastrabarrena que tiene como función disminuir el área de contacto entre los lastrabarrenas y la pared de pozo, evitando con esto pegaduras (fig. 3.45).



Fig. 3.45.- Lastrabarreras de espiral

En la siguiente tabla se muestran las dimensiones y especificaciones de los lastrabarreras.

DIAMETRO EXTERIOR (pg)	DIAMETRO INTERIOR (pg)	PESO (LBS/PIE)	PESO (KGS/MTS)	CONEXIÓN	TORQUE (LBS/PIE)	DIAMETRO DE BARRENA (pg)
4 1/8	2	35	52	NC - 31	6800	5 5/8
4 3/4	2	50	74.5	NC - 35	10800	6, 6 1/8
4 3/4	2 1/4	47	70.03	NC - 35	9200	6 1/2
4 3/4	2 1/4	47	70.03	NC - 38	9900	6 1/2
6 1/4	2 13/16	83	123.67	NC - 46	22200	8 1/2
6 1/2	2 13/16	92	137.08	NC - 46	22900	8 1/2
7 1/4	2 13/16	119	177.31	5 1/2 API REG.	36000	9 1/2
8	2 13/16	150	223.5	6 5/8 API REG.	53000	12 1/4, 14 3/4, 17
9 1/2	3	217	323.33	7 5/8 API REG.	88000	26
9 1/2	3 1/4	213	317.37	7 5/8 API REG.	83000	26
11	3 1/4	295	439.55	8 5/8 API REG.	129000	36
11	3	299	445.51	8 5/8 API REG.	129000	36

Tabla 3.4.- Especificaciones de Lastrabarreras<sup>18</sup>

### 3.4.7 Estabilizadores

#### Funciones del Estabilizador

- Evitar el pandeo de los lastrabarrenas, previniendo así que se atasquen en la pared del pozo y se pegue la sarta por presión diferencial.
- Mantener el calibre de la barrena.
- Mantener la verticalidad del pozo, centrando la barrena.
- En pozos desviados, ayuda a controlar la desviación.

Tipos de Estabilizadores: de aleta soldada, de aleta integrada, y de diámetro ajustable.

#### Estabilizadores de Aleta Soldada

Las aletas pueden ser: espirales, rectas o rectas con desviación (fig. 3.47 ).

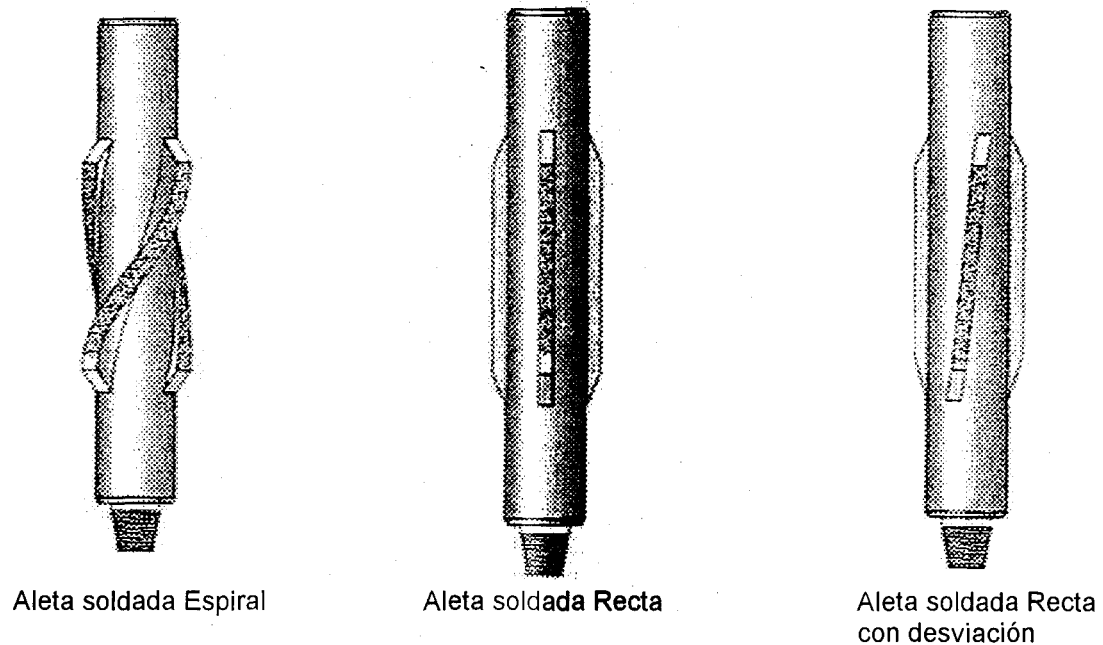


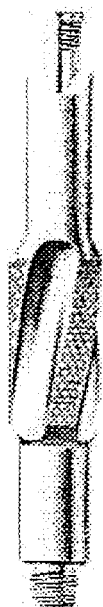
Fig. 3.46.- Estabilizadores de aleta soldada

#### Características:

- No funcionan en formaciones duras.
- Funcionan mejor en agujeros de diámetros grandes y en formaciones suaves.
- Más económicos y las aletas pueden ser reconstruidas una y otra vez.

### Estabilizadores de Aleta integrada

Las aletas pueden ser: de espiral abierto y espiral cerrado (fig. 3.48).



Estabilizador de Espiral Abierto



Estabilizador de Espiral Cerrado

**Fig. 3.47.- Estabilizadores de aleta integrada**

#### Características:

- Maquinadas en una sola pieza sin soldaduras.
- Más costosos.
- Pueden tener tres o cuatro aletas.
- Pueden tener insertos de tungsteno de carbón para mayor corte.

#### Estabilizadores de Diámetro Ajustable

- Son estabilizadores que se pueden ajustar dentro del pozo.
- Tienen dos posiciones: una abierta o cerrada (por debajo de su diámetro).
- Se expanden con peso y se cierran al apagar las bombas<sup>22</sup>.

### 3.4.8 Barrenas "bit"

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotatoria.

Originalmente, en los primeros años de la perforación rotatoria, el tipo común de barrena fue la de arrastre, fricción o aletas, compuesta por dos o tres aletas. La base afilada de las aletas, hechas de acero duro, se reforzaba con aleaciones metálicas más resistentes para darle mayor durabilidad. A partir de 1909 la barrena de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo de barrena ganó aceptación pronto y hasta ahora es el tipo más utilizado para perforar formaciones, desde blandas hasta las duras y muy duras.

Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena. En el sistema rotatorio de perforación, el agujero se hace bajando la sarta de perforación hasta que la barrena toca o se acerca al fondo del agujero.

#### 3.4.8.1 Componentes de la Barrena

El cuerpo de una barrena tricónica consiste en:

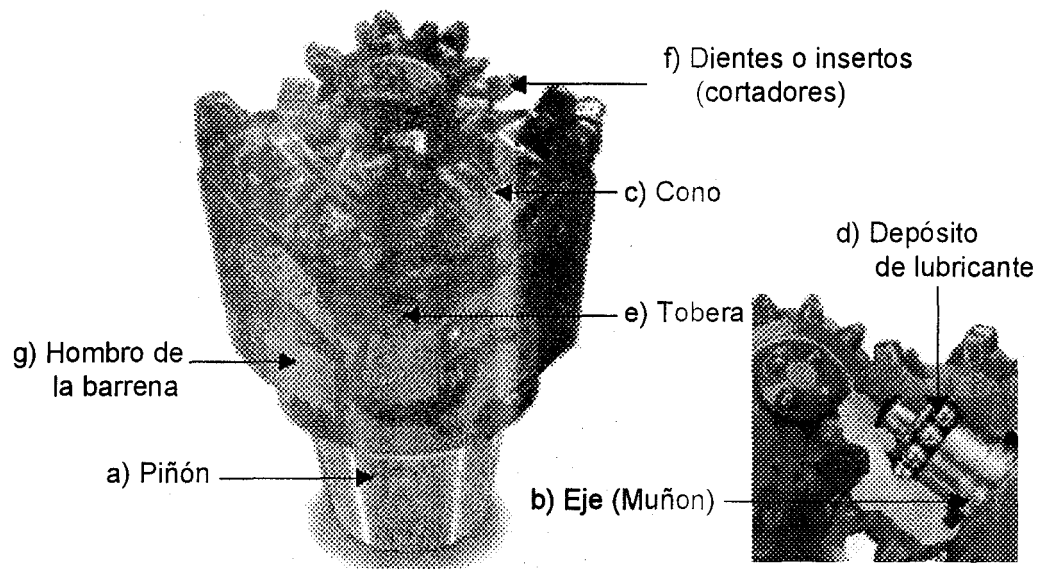


Fig. 3.48.- Componentes de una barrena tricónica<sup>23</sup>

Descripción de una barrena tricónica

- a) Una conexión roscada (piñón) que une la barrena con una doble caja del mismo diámetro de los lastrabarrenas.
- b) Tres ejes (muñón) del cojinete en donde van montados los conos.
- c) Tres conos.
- d) Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes
- e) Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo el recorte que perfora la barrena.
- f) Cortadores (dientes o insertos).
- g) Hombro de la barrena.

El cuerpo de una barrena PDC consiste en:

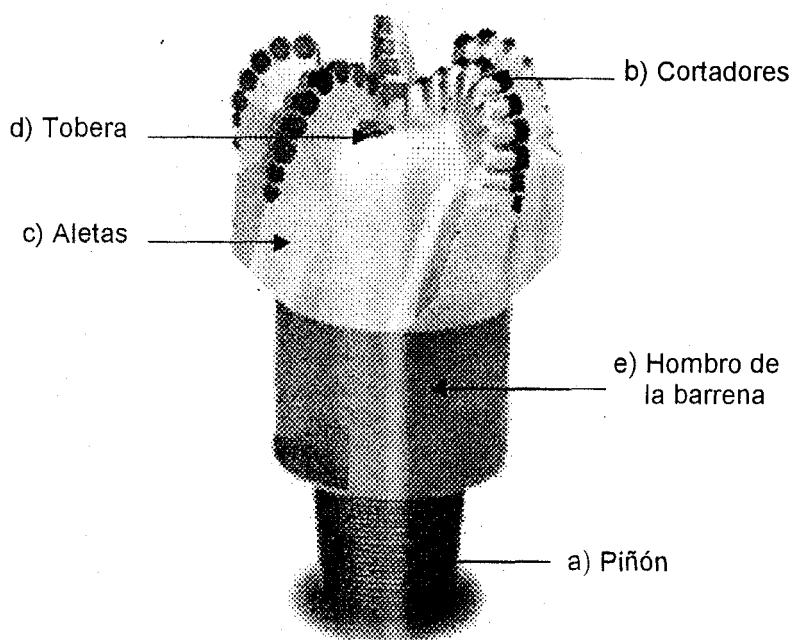


Fig. 3.49.- Componentes de una barrena PDC<sup>23</sup>

Descripción de una barrena PDC

- a) Una conexión roscada (piñón) que une la barrena con una doble caja del mismo diámetro de los lastrabarrenas (drill collars).
- b) Numerosos elementos de corte policristalino (cortadores).
- c) Aletas (en algunos modelos).
- d) Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo el recorte que perfora la barrena.
- e) Hombro de la barrena.

### 3.4.8.2 Tipos de 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.

En la actualidad existen varios tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros que difieren entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento, por ejemplo, cuando son de tres conos o por los materiales usados en su construcción. De acuerdo con lo anterior, las barrenas se clasifican en:

- Barrenas Tricónicas.
  - Barrenas de Cortadores Fijos.
  - Barrenas Especiales.
- 
- **Barrenas Tricónicas.**

Las barrenas tricónicas tienen 3 conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de dientes de acero (fig. 3.50) y de inserto de carburo de tungsteno (fig. 3.51).

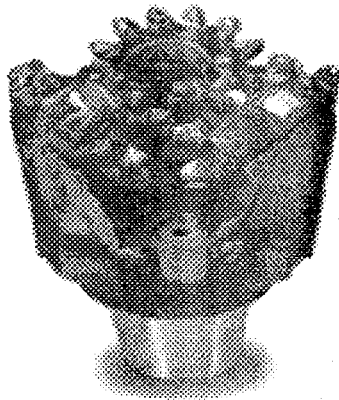


Fig. 3.50.-Barrena Tricónica de dientes de acero

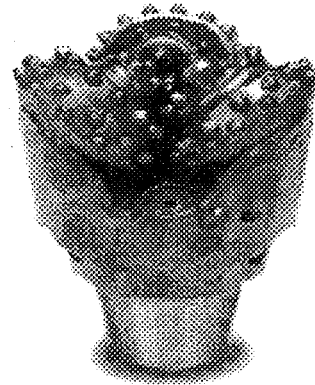


Fig. 3.51.- Barrena Tricónica de carburo de tungsteno

Actualmente las barrenas tricónicas sólo son usadas en las primeras etapas de la perforación.

Una de las situaciones importantes que deben tomarse en cuenta para una correcta instalación de las barrenas tricónicas, es su apriete, ya que un apriete excesivo puede fracturar el piñón, por otro lado un apriete deficiente, puede ocasionar la pérdida de la barrena en el fondo del pozo.



- **Barrenas de Cortadores Fijos.**

Las barrenas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre.

Las barrenas de diamantes son mucho menos sensibles a la naturaleza del fluido de perforación que las barrenas de rodillos cortantes; sin embargo, una desventaja de ésta es su fragilidad. Si se quedan en el fondo del agujero recortes, astillas o rebabas de los dientes de una barrena de rodillos y caen debajo de ella al girarla, causarían una falla rápidamente. Por eso es indispensable lavar el fondo del agujero con circulación de lodo todas y cada una de las veces que la barrena de diamante se coloca en el fondo.

Se dividen en:

- Barrenas de diamante natural
- Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP)
- Barrenas compactas de diamante Policristalino (PDC)

- **Barrenas de diamante natural**

Las barrenas de diamante natural tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de acero (fig. 3.52). Su tipo de corte es de diamante natural (el diamante es el material más duro hasta ahora conocido) incrustado en el cuerpo de la barrena.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad, salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras y abrasivas.

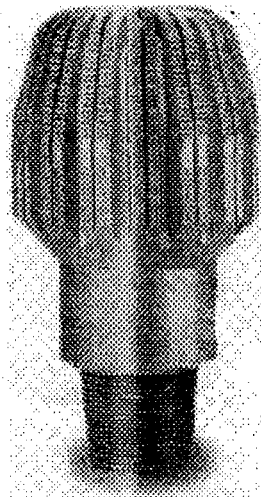


Fig. 3.52.- Barrena de diamante natural<sup>23</sup>

- **Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP)**

Las barrenas térmicamente estable (TSP) (fig. 3.53). Son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras.

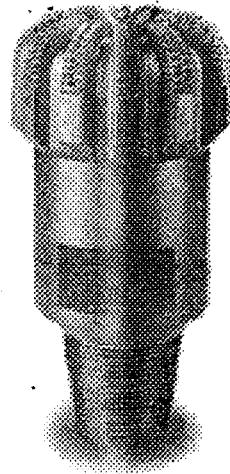


Fig. 3.53.- Barrena de Diamante TSP<sup>23</sup>

- **Barrenas compactas de diamante Policristalino (PDC)**

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos (fig. 3.54).

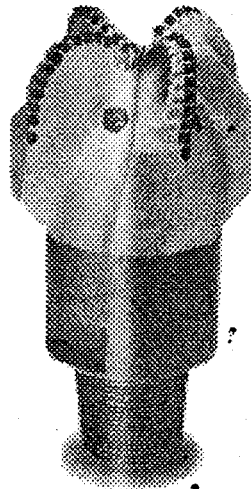


Fig. 3.54.- Barrena compactos de diamante policristalino (PDC)<sup>23</sup>

Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas. Este tipo de barrena es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

- **Barrenas Especiales.**

Las barrenas especiales pueden ser de dos tipos: ampliadoras (fig. 3.55) o bicéntricas (fig. 3.56) y se utilizan para operaciones tales como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficial) o desde una profundidad determinada.

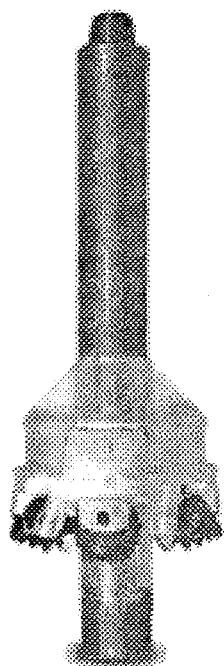


Fig. 3.55.- Barrena Ampliadora<sup>23</sup>

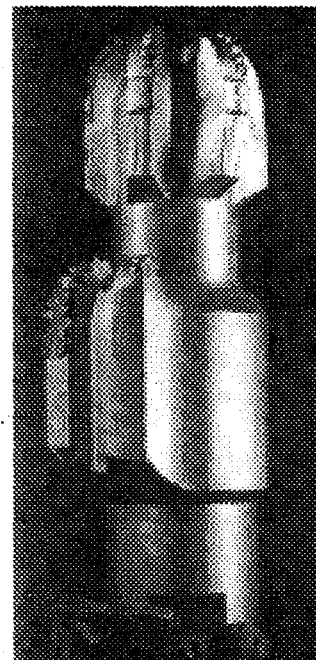


Fig. 3.56.- Barrena Bicéntrica<sup>23</sup>

### 3.4.8.3 Código IADC para barrenas tricónicas y de cortadores fijos

- **Código IADC para barrenas tricónicas**

Las barrenas se fabrican para diferentes tipos de formaciones que generalmente son:

- Formaciones suaves
- Formaciones medias
- Formaciones duras
- Formaciones extraduras

Para evitar confusión entre los tipos de barrenas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes se creó el código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), de clasificación de tres dígitos, como se ilustra en la tabla.

	1 dígito		2 dígito				3er dígito																											
	Sistema de corte		Dureza				Sistema de Rodamiento																											
	1	2	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9																			
Dientes de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave				Tobreras para todo y baleros estándar																										
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave																														
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
	3	Dientes de acero para formación dura	1	Suave																														
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave				Tobreras aireado y balero estándar																										
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave													Tobreras aireado y balero estándar																	
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave																						Protección al calibre y balero estándar								
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
	7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave				Balero sellado y Autolubrificable																										
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
	8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave													Balero sellado y Protección al calibre																	
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
			1	Suave																						Chumacera Sellada								
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
			1	Suave				Chumacera sellada y protección al calibre																										
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
			1	Suave												Para perforación direccional																		
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														
			1	Suave																				otras										
			2	Medio suave																														
			3	Medio duro																														
			4	Duro																														

**Tabla 3.5.- Clasificación de barrenas tricónicas código IADC (tres dígitos)**

Como ejemplo de lo anterior, se describen un tipo de barrena correspondiente a tres dígitos.

Si tenemos una Barrena tipo 527.

- El primer dígito identifica el sistema de corte, en este caso tenemos una barrena de dientes de inserto para formación blanda.
- El segundo dígito nos da a conocer la dureza de la formación, y aquí corresponde a una medio suave.
- El tercer dígito corresponde al sistema de rodamiento, siendo para esta barrena, de chumacera sellada y protección al calibre.

- **Códigos IADC para barrenas de cortadores fijos**

La finalidad del código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) es solamente un medio para agrupar el aspecto general de las barrenas de cortadores fijos. A diferencia de la clasificación IADC para barrenas tricónicas, el código IADC para barrenas de cortadores fijos no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características más elementales.

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras:

1. **Material del cuerpo:** De acero o de matriz
2. **Densidad de cortadores:** Para barrenas PDC, este dígito va de 1 a 5. Mientras más bajo es el número, menos cortadores tiene la barrena.
3. **Tamaño de los cortadores:** Este dígito indica el tamaño de cortador que se usa. Puede ser 1, 2 o 3, de diámetro en orden descendente.
4. **Forma:** El último dígito indica el estilo general del cuerpo de la barrena y varía de 1 (forma achatada) a 4 (flanco largo).

### 3.4.9 Clasificación de Toberas

La tobera juega un papel muy importante en la perforación de un pozo, ya que por medio de las toberas se nota el avance de la barrena. Existen 3 tipos de toberas:

- Roscables (hexagonal y cuadrado) (fig. 3.57).
- De clavo o seguro (fig. 3.58).
- De candado (fig. 3.59).



Fig. 3.57.- Tobera roscable<sup>23</sup>

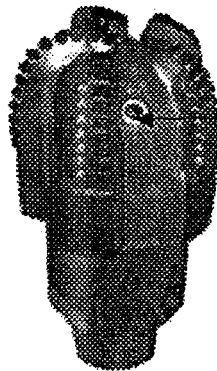


Fig. 3.58.- Tobera de clavo<sup>23</sup>

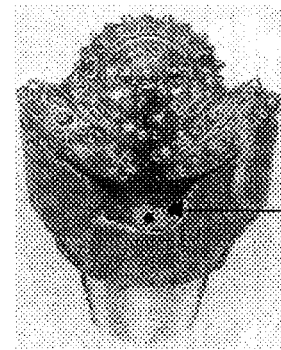


Fig. 3.59.- Tobera de candado<sup>23</sup>

### 3.4.10 Cuñas para TP y lastrabarrenas

- **Cuñas para TP**

La función de las cuñas para T.P. es permitimos colgar la sarta en la mesa rotatoria y trabajar con seguridad en las maniobras para desconectar algún tramo de la sarta.

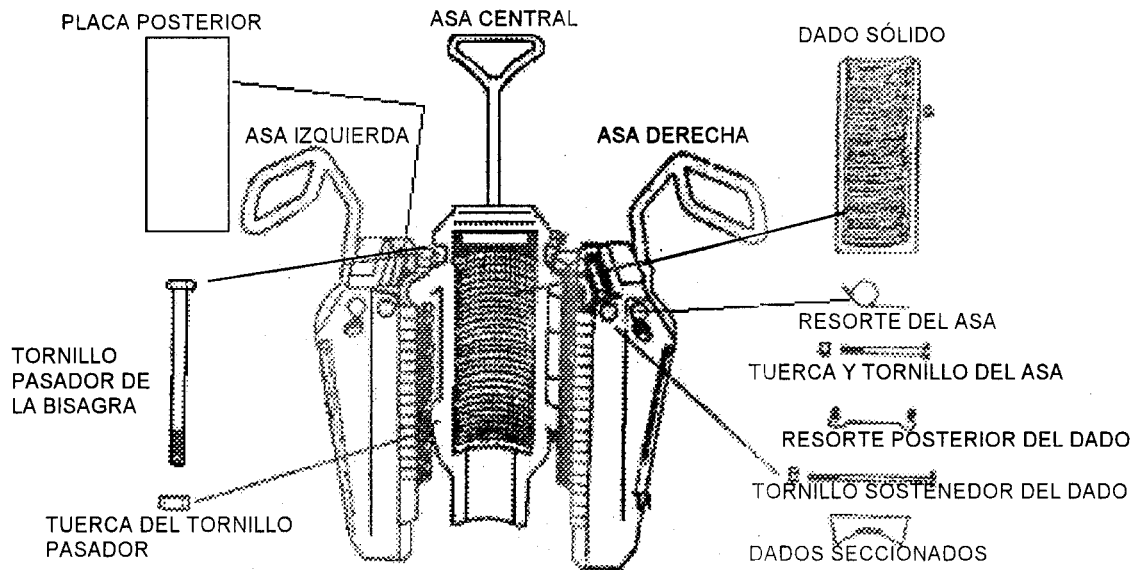


Fig. 3.60.- Partes de la cuña para TP

- **Cuñas para lastrabarrenas**

Las cuñas para lastrabarrenas que se emplean en los trabajos de perforación y mantenimiento de pozos son las que se muestran en la siguiente figura:

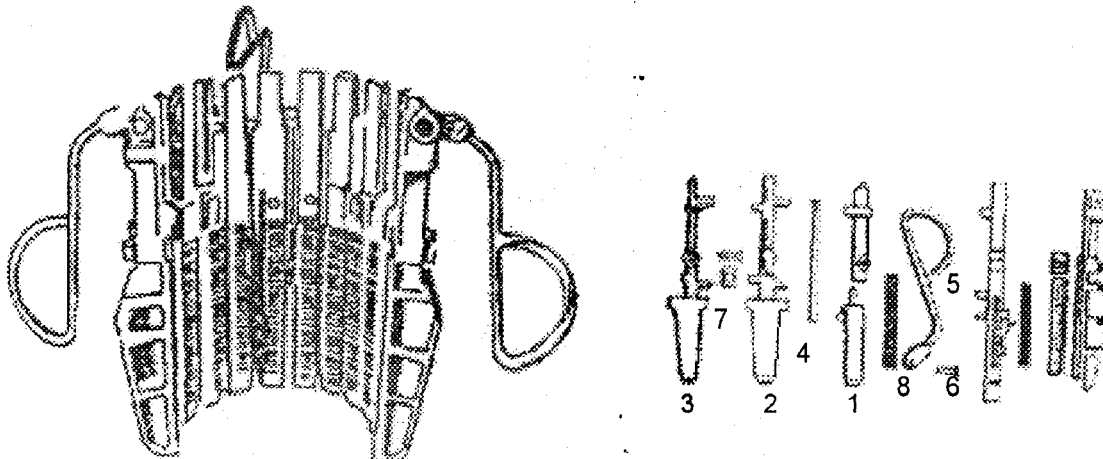


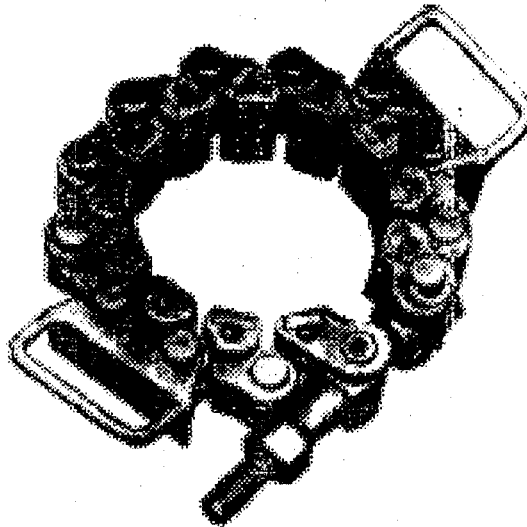
Fig. 3.61.- Partes de la cuña para lastrabarrenas

Descripción de las partes:

1. Cuerpo del segmento o bloque derecho
2. Cuerpo del segmento o bloque intermedio.
3. Cuerpo del segmento o bloque izquierdo.
4. Perno de bisagra.
5. Asa.
6. Perno de fijación del asa con chaveta.
7. Perno y tuerca candado.
8. Dado "Cuñas".

Para el uso de diferentes diámetros de los lastrabarrenas se reduce o se amplia el diámetro de las cuñas variando la cantidad de elementos del cuerpo de la cuña.

En el uso de las cuñas para lastrabarrenas y tuberías lavadoras, es imprescindible utilizar collarines de seguridad (fig. 3.64) debido a que los lastrabarrenas tienen toda su parte exterior lisa, así, en el supuesto caso que fallara el sostén que ejercen las cuñas que efectúan el apoyo en el bushing de la rotaria, el collarín colocado en los lastrabarrenas 10 cm. arriba de las cuñas, impedirá que la sarta se caiga al interior del pozo ocasionando un "pez"<sup>23, 14</sup>.



**Fig. 3.62.- Collarín de seguridad**

### 3.5 Sistema de conexiones superficiales de control

#### 3.5.1 Brotes

Un reventón en una instalación es una ocurrencia indeseable, debido a que pone en peligro la vida de las personas que ahí laboran, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares y causar daños al medio ambiente.

El problema surge cuando la presión de formación es más alta que la columna de lodo de perforación que circula dentro del pozo; este lodo se utiliza para evitar que el fluido proveniente de la formación entre al pozo y provoque un brote. Bajo ciertas condiciones el fluido de la formación puede causar un cabeceo, o sea, el fluido de la formación entra al pozo y parte del lodo es empujado hacia la superficie, si la cuadrilla no se percata de los primeros indicios de un cabeceo, todo el lodo saldrá del pozo sin control.

Un brote o cabeceo se define como la entrada de flujo de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua. Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficial disponibles, aplicando adecuadamente los procedimientos de cierre establecido.

Un descontrol o reventón se define como el flujo incontrolado de fluidos de la formación hacia fuera del pozo, el cual no se puede manejar a voluntad. La clasificación de los descontroles es la siguiente:

1. Descontrol diferencial.- Este sucede cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática (lodo), invadiendo los fluidos de la formación de fondo del pozo, levantando la columna de fluido y expulsándolo a la superficie cuando el equipo de control superficial no está cerrado.
2. Descontrol inducido.- Es ocasionado por el movimiento de la tubería, la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática (lodo) o fracturar la formación al introducirla.

##### 3.5.1.1 Causas de los Brotes

Normalmente, en las operaciones de perforación se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de formación, de esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote. En ocasiones, la presión de formación excederá a la presión hidrostática ejercida por el lodo y ocurrirá un brote, originado por:

- a) Densidad insuficiente del lodo.
- b) Llenado insuficiente durante los viajes.
- c) Efecto de sondeo.
- d) Contaminación del lodo con gas "corte".
- e) Pérdidas de circulación.



- a) Densidad insuficiente del lodo.- Puede originarse por la preparación incorrecta del lodo o por contaminación de fluidos de la formación, agua del sistema o de lluvia, para evitarlo se debe conocer con anticipación la presión del yacimiento, así como el tipo de densidad del fluido que aporta el yacimiento, con la finalidad de calcular la densidad de lodo de control.
- b) Llenado insuficiente durante los viajes.- A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel del lodo dentro del mismo disminuye en volumen al equivalente del acero de la tubería, si no se repone o se lleva un control eficiente del mismo, se ocasionará una disminución en el nivel de lodo y por consecuencia también la presión hidrostática.
- c) Efecto de sondeo.- Se refiere a la acción del pistón y el cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo. Es decir, cuando se mueve la sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena.
- d) Contaminación del lodo con gas "corte".- Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir ésta, también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo "cortado". Como consecuencia de este gas han ocurrido brotes, los cuales se han transformado en reventones, para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Reducir el ritmo de penetración.
  - Aumentar el gasto de circulación.
  - Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.
- e) Perdidas de circulación.- Estas son de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:
    - Perdidas naturales o intrínsecas
    - Perdidas mecánicas o inducidas

Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, esto se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.

Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática ejercida por el mismo, puede disminuir a un punto tal, que permita que el pozo fluya originando un brote.

### 3.5.1.2 Indicadores de brotes

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo. Si el brote no es detectado o corregido a tiempo se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98% de probabilidad de controlarlo.

Los indicadores de que el lodo está fluyendo fuera del pozo, pueden ocurrir en las siguientes etapas, durante el proceso de perforación:

- a) Al estar perforando
- b) Al sacar o meter la tubería de perforación.
- c) Al sacar o meter herramienta.
- d) Al no tener tubería dentro del pozo.

#### a) Al estar perforando

- Aumento en la velocidad de perforación.- Está en función de varios factores como: el peso sobre la barrena, velocidad de rotación, hidráulica y la densidad del lodo.
- Otro factor importante es la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación. Es decir, si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática dentro del pozo, aumentará considerablemente la velocidad de penetración de la barrena.
- Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas.- Durante un brote los fluidos del yacimiento se alojan en el espacio anular y al mezclarse con el lodo provoca menor densidad en este y por consecuencia menor presión hidrostática que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación. La diferencia de presiones ayuda a que el lodo dentro de la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente, con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo, el cual se manifiesta en un aumento de emboladas.
- Sin embargo la disminución de bombeo también puede deberse a las causas siguientes:
  - Reducción en el gasto de circulación
  - Agujero o fisura en la TP
  - Desprendimiento de una tobera en la barrena
  - Cambio en las propiedades del lodo

- Lodo contaminado con gas.- Puede deberse al fluido (gas) contenido en los recortes de la formación. Conforme el gas se va expandiendo al acercarse a la superficie el lodo contaminado con gas provoca disminución en la presión hidrostática, la cual puede ocasionar un brote.
- Lodo contaminado con cloruros.- La detección de un aumento de cloruros y el porcentaje de agua, pueden ser indicadores de que los fluidos de la formación estén entrando al pozo, sin embargo, también puede ser originado al perforar una sección salina.
- Aumento en el peso de la sarta de perforación.- Cuando ocurre un brote, los fluidos de formación entran al pozo, el efecto de flotación de la sarta en el sistema de lodo se reduce, ocasionando como resultado el incremento en el peso de la sarta.
- Aumento en el gasto de salida.- Mientras se está circulando con gasto constante, el flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en la línea de flote.
- Aumento en el volumen en las presas.- El volumen de lodo en las presas puede medirse mediante un dispositivo automático denominado indicador de nivel en presas, si hay una ganancia o aumento de volumen en las presas al estar perforando es indicativo de que se tiene un brote, también se puede tener un brote cuando se presenta una disminución del volumen en las presas.
- Cambios en las propiedades reológicas del lodo.- Cuando las propiedades reológicas cambian (viscosidad, relación agua-aceite y la precipitación de sólidos), la variaciones puede ser causadas por la entrada del fluido invasor.
- Flujo sin circulación.- Si las bombas están paradas y el pozo se encuentra fluyendo generalmente un brote está en camino.

### **b) Al sacar o meter la tubería de perforación.**

- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes.- El volumen requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraído, si el pozo es llenado con una cantidad menor de lodo que el calculado, se tendrá un indicativo de que está ocurriendo un brote. Si la cantidad de lodo necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de la tubería extraído se tendrá la posibilidad de una pérdida de lodo con el consiguiente riesgo de que se produzca un brote.

- Aumento en el volumen en las presas.
- Flujo sin circulación.

**c) Al sacar o meter herramienta.**

- Aumento en el volumen en las presas.
- Flujo sin circulación.
- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes.

**d) Al no tener tubería dentro del pozo.**

- Aumento en el volumen en las presas.
- Flujo sin circulación.

La mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de tubería del pozo una operación más crítica que la introducción, debido al efecto de sondeo y a la práctica incorrecta de no mantener el pozo suficientemente lleno de lodo.

Los equipos de perforación costa fuera, deben disponer del siguiente equipo auxiliar para la detección de brotes, en condiciones de operación.

- Indicador de nivel de presas con dispositivo de alarmas audible y visual.
- Indicador de flujo en la línea de flote con dispositivo de alarmas audible y visual.
- Tanque de viajes.
- Equipo para detección de gas en el lodo con dispositivo de alarmas audible y visual.

Esta norma se ha generalizado en gran parte de los equipos terrestres y marinos, lo que es conveniente, dada la importancia de detectar oportunamente los brotes. Adquieren relevancia cuando se trata de pozos exploratorios, evitando de esta forma complicaciones y erogaciones innecesarias. El no contar con dichos dispositivos, se debe disponer de gran parte del tiempo de los recursos humanos que laboran en la localización, para vigilar y detectar con oportunidad los indicadores de la posible presencia de un brote<sup>21</sup>.

### **3.5.2 Sistema Koomey**

Su función es controlar los preventores por medio de acción hidráulica, es decir, proveer la potencia hidráulica suficiente y confiable para abrir o cerrar los preventores y válvulas instaladas según sea necesario. Normalmente el equipo para operar preventores se encuentra localizado en una caseta ubicada a un costado de la boca del pozo. La instalación del sistema de control remoto para operar preventores en un equipo se localiza en el piso de perforación.

#### **Componentes**

1. Acumuladores.
2. Válvulas aisladoras del banco acumulador.
3. Válvulas de seguridad del banco acumulador.
4. Filtro de aire.
5. Lubricador de aire.
6. Manómetro indicador de la presión del aire.
7. Interruptor de presión automático hidroneumático.
8. Válvula para nulificar el interruptor de presión automático hidroneumático.
9. Válvulas para suministrar aire a las bombas hidráulicas impulsadas por aire.
10. Válvulas de cierre de succión.
11. Filtro de succión.
12. Bombas hidráulicas impulsadas por aire.
13. Válvula de contrapresión CHECK.
14. Motor eléctrico y arrancador.
15. Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica.
16. Interruptor de presión automático hidroeléctrico.
17. Manómetro indicador de presión en el múltiple de distribución de fluido.
18. Filtro para el fluido en el sistema acumulador.
19. Válvula reguladora y reductora de presión.
20. Manómetro indicador de presión del sistema acumulador.
21. Bomba dúplex o triplex, accionada por motor eléctrico.
22. Válvula de cierre de succión.
23. Filtro de succión.
24. Válvula de contrapresión CHECK.
25. Válvula para nulificar la válvula reguladora y reductora de presión.
26. Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por el aire.
27. Manómetro indicador de presión del preventor anular.
28. Válvula de cuatro vías.
29. Válvula de purga.
30. Caja de empalme de aire.
31. Transmisor de presión neumática para la presión del preventor anular.
32. Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador.
33. Transmisor de presión neumática para la presión del múltiple de distribución de fluido.
34. Válvula neumática para regular la válvula 26.
35. Selector de unidad del panel. Válvula manual de tres vías.

36. Válvula de seguridad del múltiple distribuidor del fluido.

Los componentes de la bomba kookey se muestran en la siguiente figura.

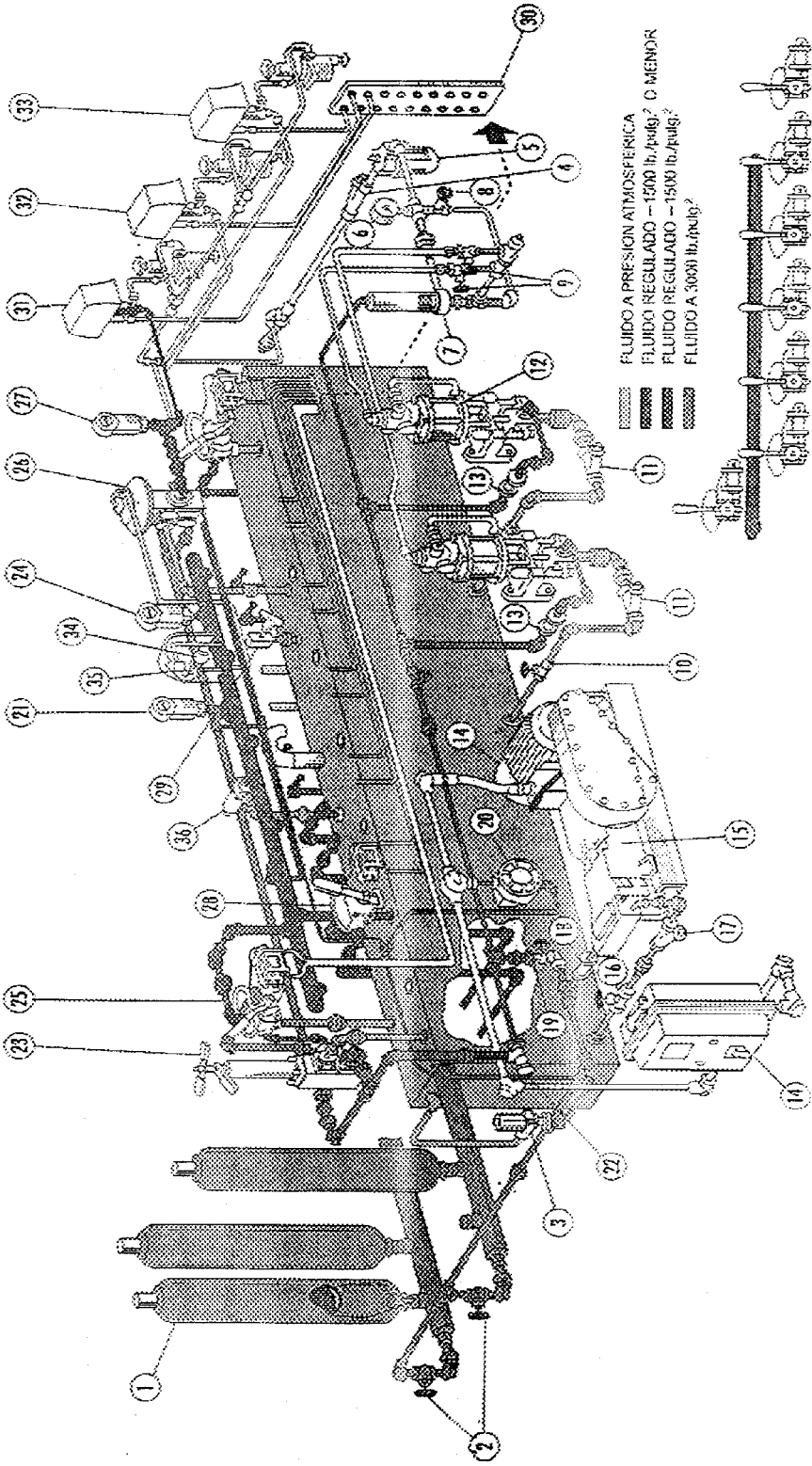


Fig. 3.63.- Componentes del Sistema Kookey<sup>21</sup>

El sistema Koomey está integrado por las siguientes unidades:

- a. Acumuladores y depósito de fluido.
- b. Bombas hidráulicas accionadas neumáticamente.
- c. Bomba triplex accionada por motor eléctrico.
- d. Múltiple de control.
- e. Consola de control remoto koomey

### **a. Acumuladores y depósito de fluido.**

El número de acumuladores que debe tener el sistema es el que permita almacenar fluido con la energía suficiente para cerrar todos los preventores instalados y abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación con un 50% de exceso como factor de seguridad. Cada acumulador tiene una capacidad nominal de 37.8 a 42 lt.

### **b. Bombas hidráulicas accionadas neumáticamente.**

Cada una consta de un múltiple de suministro de aire, un múltiple de succión del fluido y un interruptor de presión hidroneumático. Las válvulas para suministrar aire a las bombas hidráulicas impulsadas por aire normalmente deben estar abiertas.

Las bombas toman el fluido del depósito a través de la válvula de cierre de succión y del filtro de succión bombeando el fluido a presión por la válvula de contrapresión al sistema.

### **c. Bomba triplex de acción simple**

El conjunto de la bomba triplex está formado por el múltiple de succión del fluido, la bomba, el arrancador e interruptor de presión, el motor eléctrico y accesorios que incluyen cadena o bandas y tolva para las mismas.

La bomba triplex toma el fluido del depósito a través de la válvula de cierre de succión, pasando por el filtro y bombea el fluido por la válvula de contrapresión. Esta válvula permite reparar la bomba sin abatirse la presión en el sistema.

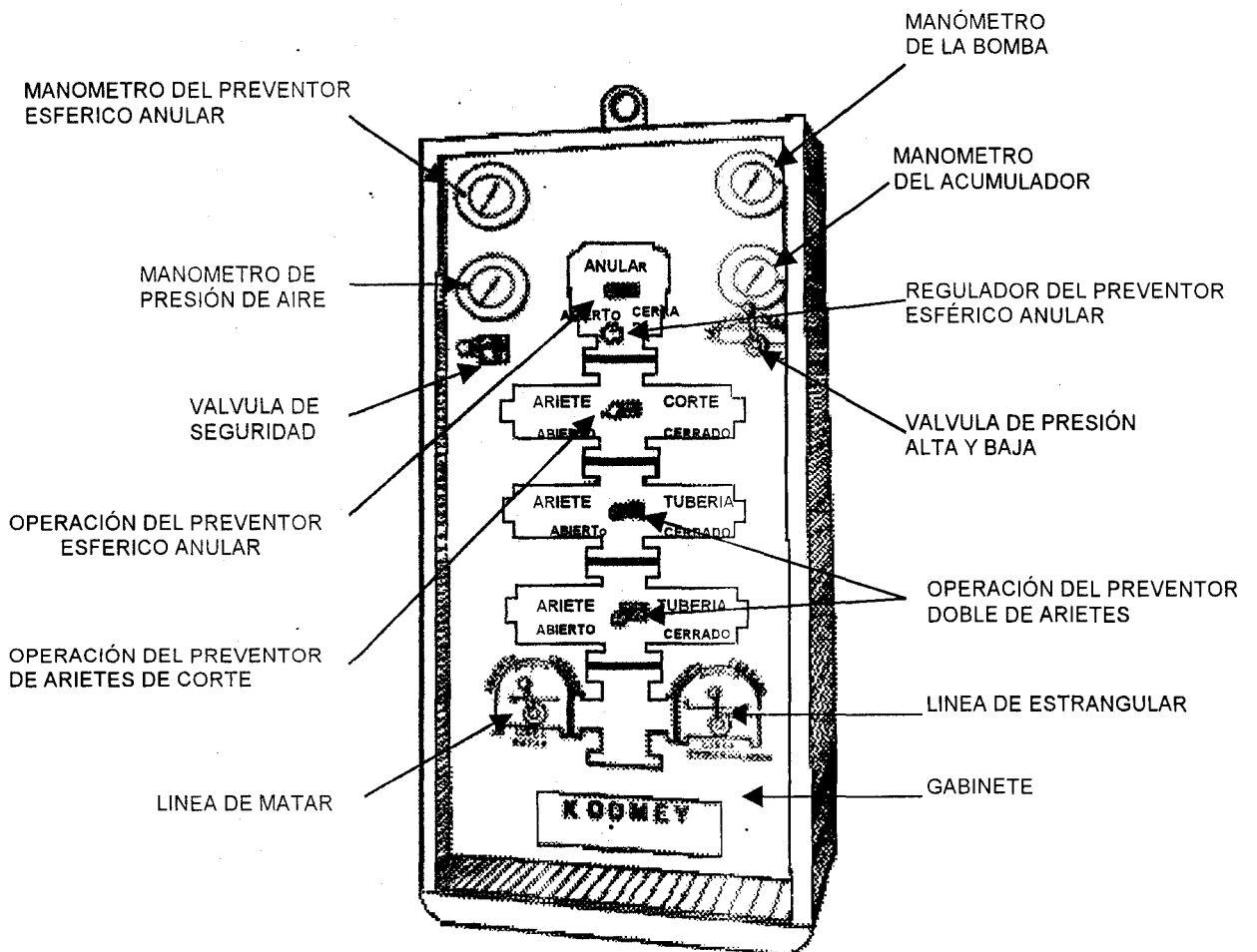
El fluido generado a presión por la bomba triplex se comunica a las válvulas de cuatro pasos a través de la válvula aisladora que deberá estar abierta a los acumuladores pasando por las válvulas aisladoras del banco acumulador. Igualmente la presión de los acumuladores se registra en el manómetro indicador de la presión en el sistema acumulador y la presión del sistema se observa en el manómetro indicador de la presión en el múltiple de distribución de fluido.

**d. Múltiple de control**

Se usa para dirigir el flujo del fluido hidráulico a alta presión generado por las bombas y almacenado en los acumuladores para operar los preventores y válvulas hidráulicas. Incluye válvulas de cuatro pasos (una para cada preventor y válvulas hidráulicas), interruptores de presión, manómetros, tuberías, filtro de alta presión, válvulas de seguridad, de descarga y líneas hidráulicas.

**e. Consola de control remoto**

Es un tablero auxiliar que se instala en el piso del equipo para facilitar las operaciones de cierre y apertura del control secundario, el cual deberá asegurarse sobre una base firme (fig. 3.66).



**Fig. 3.64.- Consola de control remoto Koomey<sup>21</sup>**



### 3.5.3 Consola de operación

Cuenta con manómetros que señalan las presiones en la TP y en la TR, así como un contador de emboladas por minuto (EPM) que indica la velocidad de la bomba.

Las señales que registran los valores en los manómetros son enviadas por un transmisor que es del mismo rango de operación de los manómetros instalados en la consola. Este transmisor utiliza la presión de inyección y descarga del pozo para regular las señales neumáticas de baja presión, las cuales son transmitidas a través de mangueras a la consola de control donde son registradas en el tablero.

El sensor de presión en la TR se instala en la segunda cruceta del múltiple de estrangulación, en posición correcta hacia arriba. El sensor de las EPM es un contador instalado cerca de un hule deflector de los contravástagos de la bomba de fluidos y envía la señal a la consola de control<sup>21</sup>.

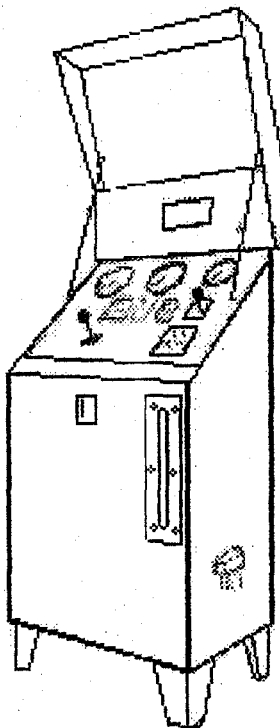


Figura 3.65.- Consola de control remoto

### 3.5.4 Preventores

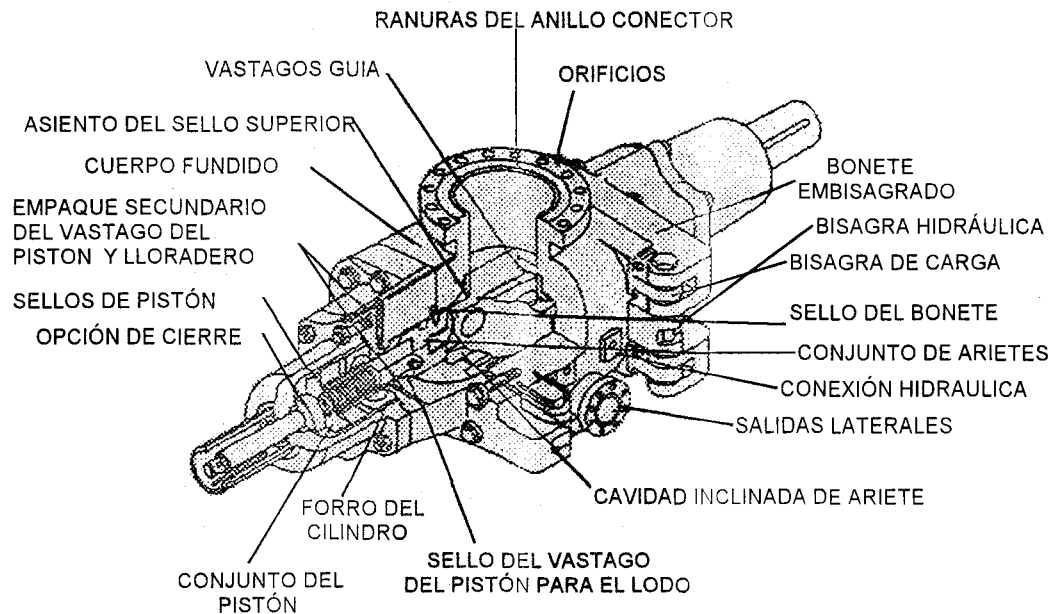
La función de los preventores es el de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción o de trabajos, ya sean gas, aceite o agua.

Clasificación de los preventores:

1. De Ariete
2. De Interiores
3. Anular

#### 1. Preventor de Ariete

Se utilizan como control superficial en un pozo para sellar el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior o cerrarlo totalmente. Tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes que se requieren en los arreglos de los conjuntos de los preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro.



**Fig. 3.66.- Preventor de Arietes Hidráulico Tipo "U"**

Los arietes de preventores constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

- a) Para Tubería

- b) De diámetro ajustable
  - c) De corte
  - d) Ciego
- a) Arietes para Tubería.- Están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal que proveen un empaque efectivo de caucho. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente.

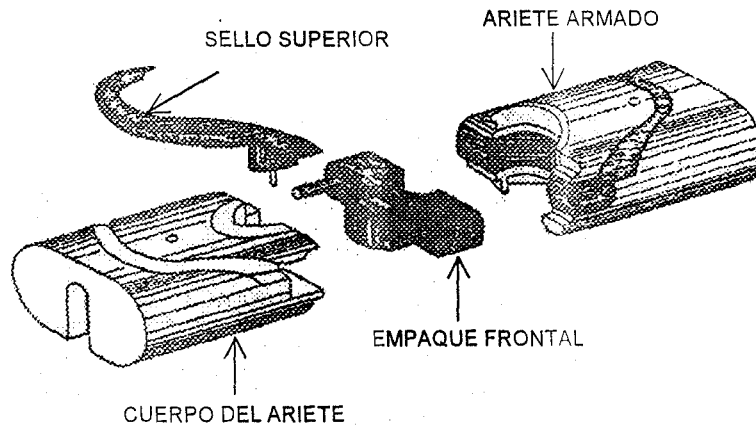


Fig. 3.67.- Ariete Cameron para tubería<sup>21</sup>

- b) Arietes de diámetro ajustable o variable.- Este tipo se utiliza para sellar el espacio anular comprendido entre el exterior de la tubería de producción o de perforación y el diámetro interior del preventor cuando se tiene una señal de fluidos en el pozo. La construcción del elemento de sello se hace de tal manera que proporciona una cantidad de hule para efectuar el sello, presentan la ventaja de no cambiar arietes al manejar diferentes diámetros de tubería, ya que sellan ajustándose al diámetro de la TP. Las mas usadas de este tipo son los que manejan el rango de diámetros 2 7/8 a 5 pulgadas.

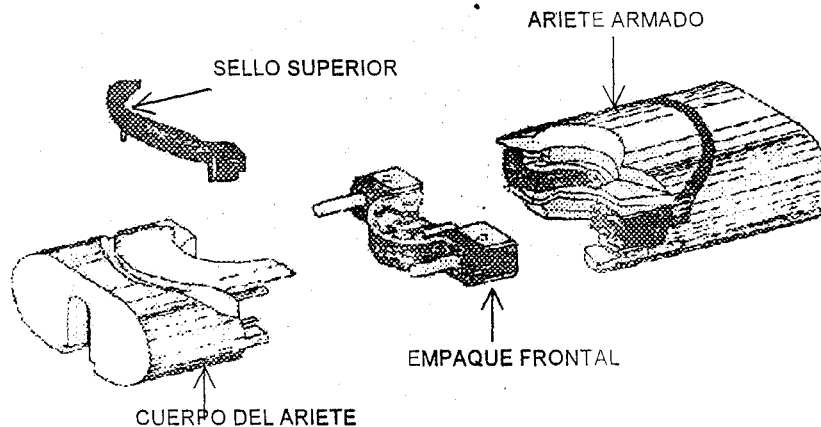
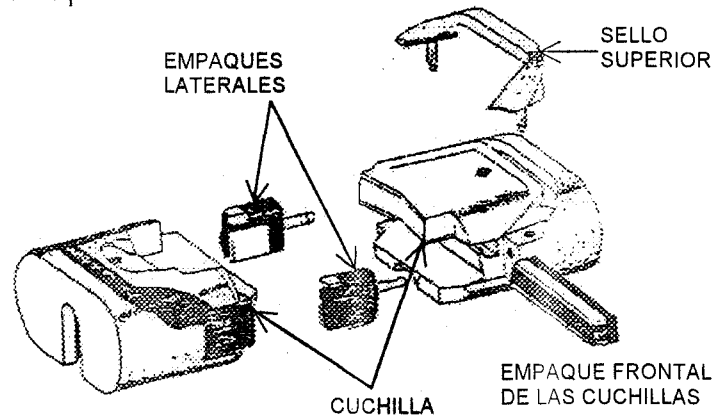


Fig. 3.68.- Ariete Variable<sup>21</sup>

- c) **Arietes de corte.**- Están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función de estos arietes es cortar la tubería y cerrar totalmente el pozo.



**Fig. 3.69.- Ariete de Corte<sup>21</sup>**

- d) **Arietes Ciegos.**- Se utilizan para cerrar totalmente el pozo, al no tener tubería en su interior y que por la manifestación del fluido que presente, no sea posible introducirla. Consta de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior.

## 2. Preventor Anular

Se utiliza en donde hay operaciones donde es necesario introducir tubería bajo presión. El uso del preventor anular posee las características siguientes:

- Cierra sobre cualquier herramienta de perforación sin importar su geometría o diámetro exterior de la sarta de uso, incluyendo la flecha.
- Permite introducir o sacar tubería y herramienta con presión en el pozo.
- Es posible cambiar el elemento sellante con tubería dentro del pozo.

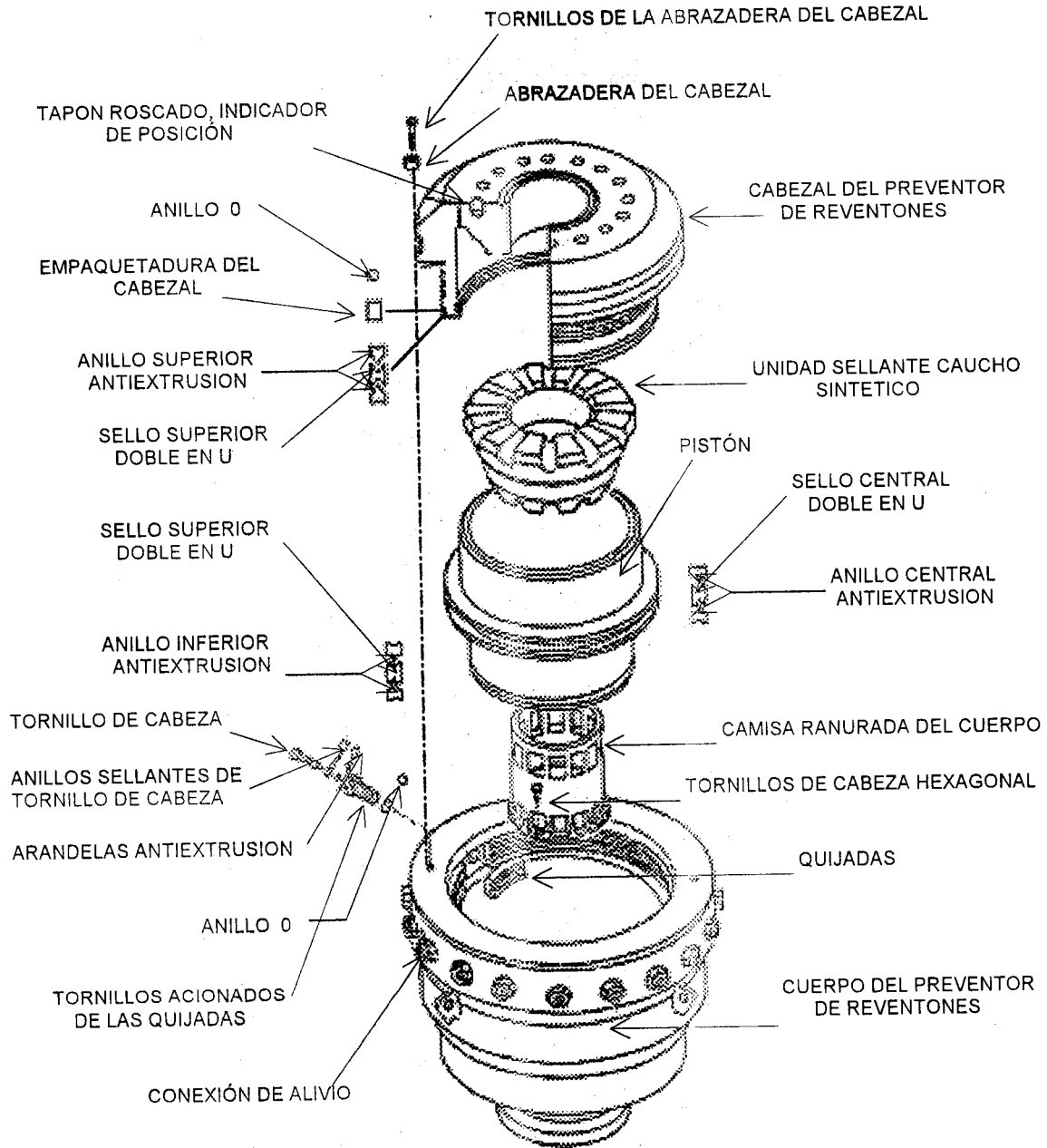


Fig. 3.70.- Preventor anular Hydril tipo "GK"<sup>21</sup>

### 3. Preventor de Interiores

Su función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de perforación. Se clasifican en dos tipos:

- a) De saeta o dardo (válvula de contrapresión).- Es un preventor de revestimiento interno para sarta de perforación que cierra eficazmente el recinto de la tubería para sellar la presión del pozo, cuando se introduce al pozo se abre apenas se restaura la circulación, el recinto de la sarta de perforación se cierra herméticamente y automáticamente bajo la acción de un resorte de cierre ayudado por la presión del pozo, la válvula se abre automáticamente al restaurarse la circulación.

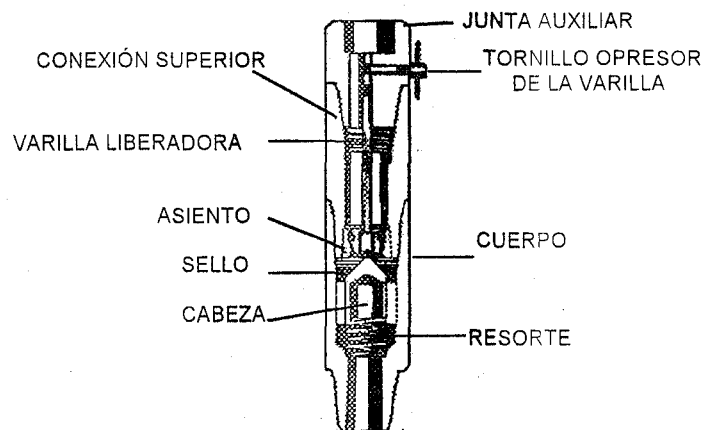


Fig. 3.71.- Preventor de Contrapresión Tipo Dardo<sup>21</sup>

- b) De caída o de anclar.- Se lanza por el interior de la tubería de perforación y se hace descender bombeando fluido de perforación, hasta llegar al dispositivo de fijación instalado; la válvula ancla y empaca cuando se ejerce la presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la tubería de perforación.

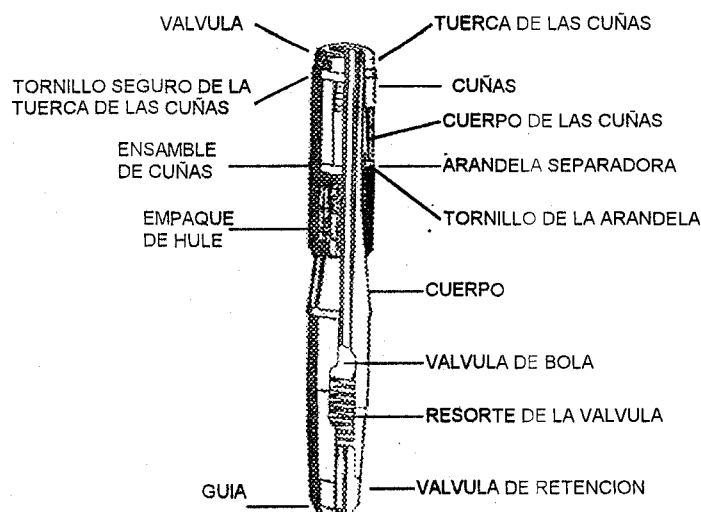


Fig. 3.72.- Preventor de contrapresión por anclaje<sup>21</sup>

### 3.5.4.1 Elementos del Conjunto de Preventores

- **Cabezal de la Tubería de Revestimiento**

Forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento. Las salidas laterales del cabezal, pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente.

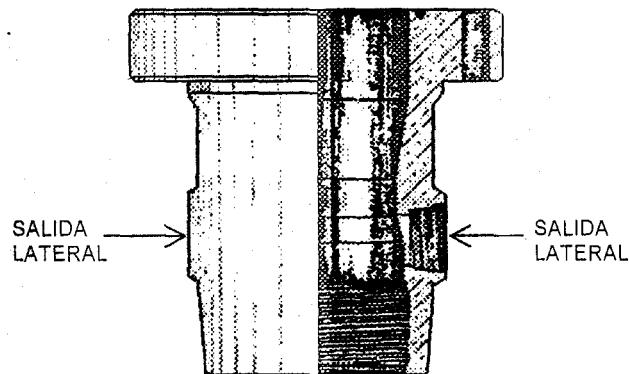


Fig. 3.73.- Cabezal roscado de tubería de revestimiento<sup>21</sup>

- **Carrete de Control**

Se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores. El API permite que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores. Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar carrete, ya que como están sujetos a la erosión resulta más económico eliminar un carrete que un preventor; también se dispone de mayor espacio entre los preventores, lo que facilita la operación de introducir tubería a presión.

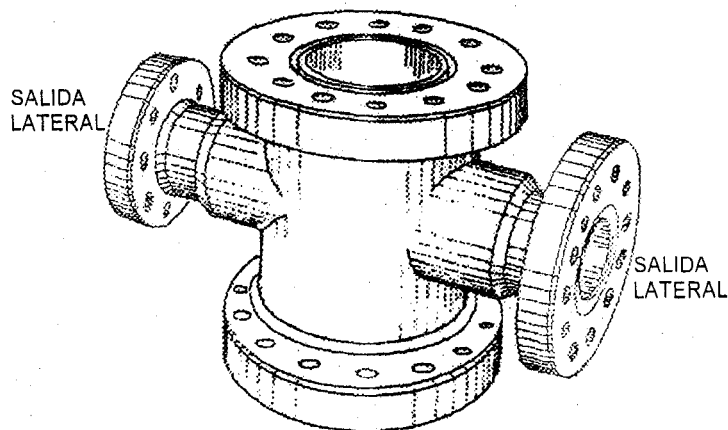


Fig. 3.74.- Carrete de Control<sup>21</sup>

### 3.5.4.2 Arreglo de Preventores

Es el ensamble vertical del equipo especial en la parte superior del cabezal que se usa para cerrar el pozo contra el flujo, con o sin tubería de perforación en el agujero. Las operaciones de los dispositivos de cierre deberán ser rápidas y confiables.

El criterio para seleccionar el arreglo de conjunto de preventores debe considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerido.

- Cuando los riesgos son pequeños y conocidos tales como:
  - Presiones de formación normales.
  - Áreas desérticas o montañosas, alejadas de los grandes centros de población.

Un arreglo de preventores sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación.

- El riesgo es mayor cuando se tienen:
  - Presiones de formación anormales.
  - Yacimientos de alta productividad o presión.
  - Áreas densamente pobladas.
  - Grandes concentraciones de personal y equipo, como el caso de barcos y plataformas marinas, el arreglo requerido debe ser más completo y en consecuencia de mayor costo.

La clasificación para conjunto de preventores se basa en el rango de presión de trabajo. Los arreglos que el API recomienda son los adecuados para operar con 2000, 3000, 5000, 10000, y 15000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo y el Código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

- |                |                                                                                       |
|----------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| A              | Preventor anular                                                                      |
| R              | Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.       |
| R <sub>D</sub> | Preventor doble de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte. |
| S              | Carrete de control con salidas laterales.                                             |
| G              | Cabeza rotatoria.                                                                     |
| M              | 1000 lb/pg <sup>2</sup> de presión de trabajo.                                        |

Las siguientes figuras muestran los arreglos recomendados.



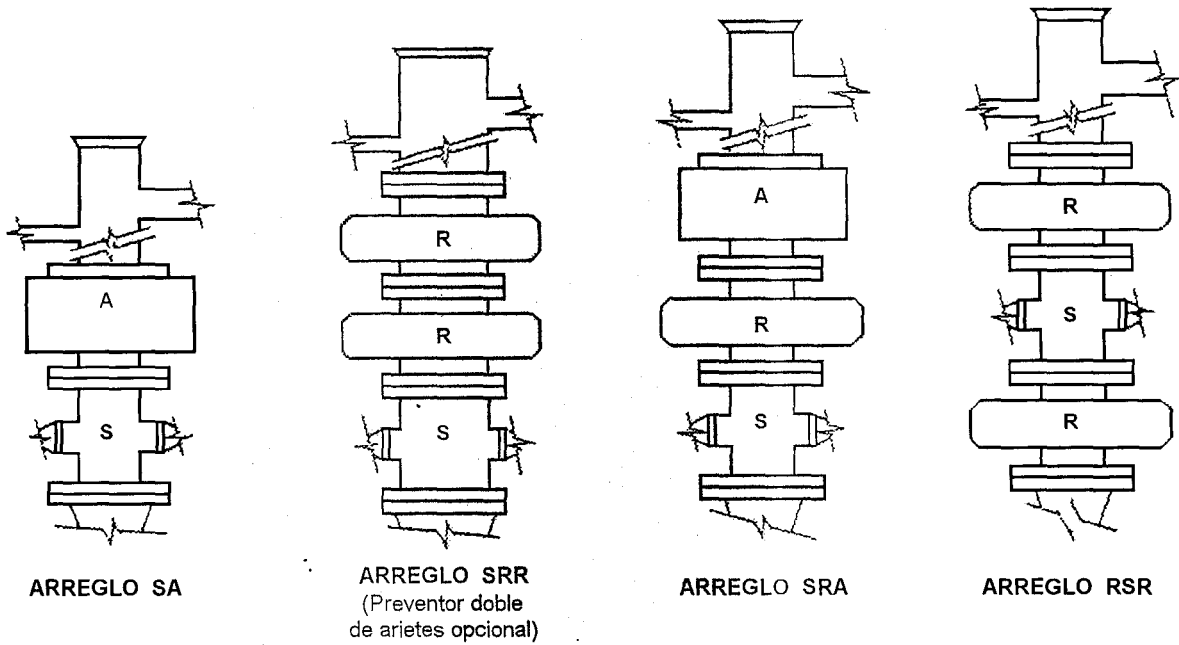


Fig. 3.75.- Arreglos Típicos de Preventores para 2000 lb/pg<sup>2</sup> de Presión de Trabajo<sup>21</sup>

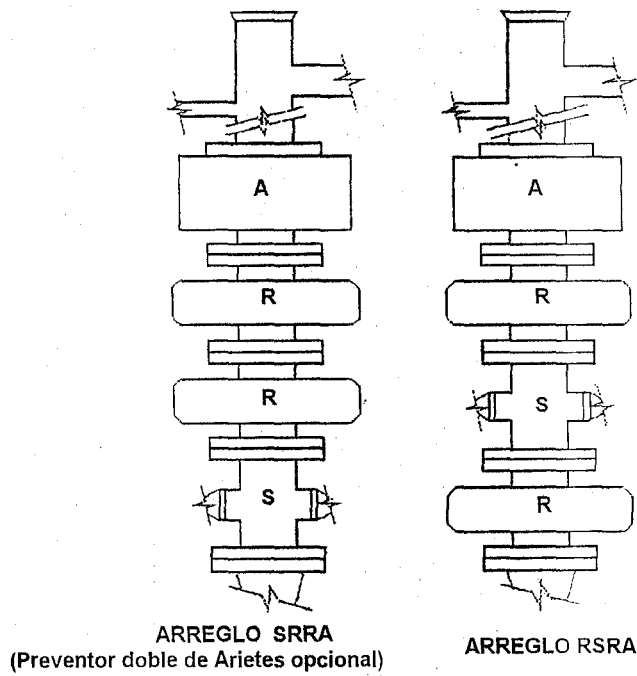
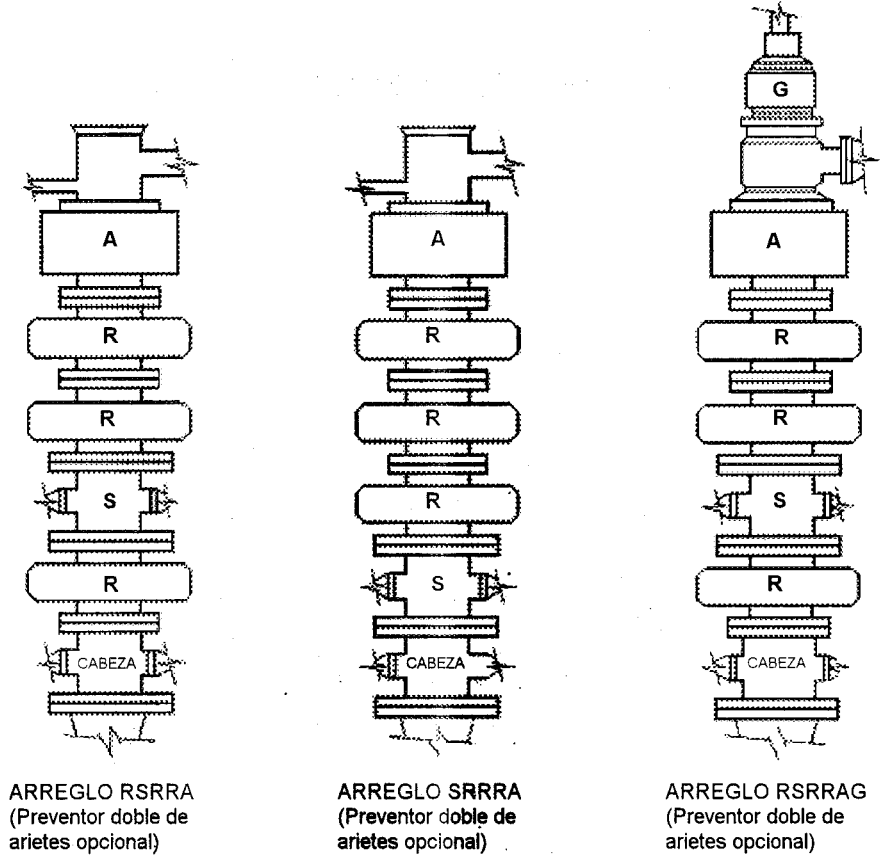
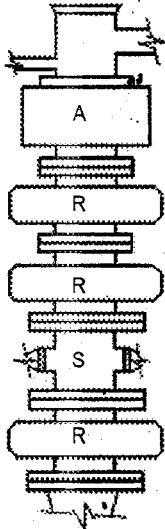


Fig. 3.76.- Arreglos Típicos de Preventores para 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup> de Presión de Trabajo<sup>21</sup>



**Fig. 3.77.- Arreglos Típicos de Preventores para 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> de Presión de Trabajo<sup>21</sup>**

Para referirse a un conjunto de preventores se identifica de acuerdo a la clasificación en orden ascendente (fig. 3.78) de la manera siguiente:



**Fig. 3.78.- Arreglo 13 5/8 5M RSRRA<sup>21</sup>**

## 13 5/8 - 5M - RSRRA

Se refiere a un conjunto de preventores de 13 5/8 pg de una presión de trabajo de 5000 lb/pg<sup>2</sup> con un preventor de arietes en la parte inferior, un carrete de control, dos preventores de arietes y un preventor anular en la parte superior.

## 3.5.5 Línea y Múltiple de Estrangulación

Cuando la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación es insuficiente para mantener bajo control los fluidos congénitos de subsuelo, éstos tienden a fluir a la superficie, requiriéndose generar una contrapresión a través de estranguladores ajustables, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control, hasta que se logran restablecer nuevamente las condiciones normales de operación.

Los estranguladores ajustables están conectados al carrete de control o a un preventor con salidas laterales a través de válvulas, líneas y conexiones. A todo este conjunto se le conoce como "Línea y Múltiple de Estrangulación" (fig. 3.79).

Como los estranguladores son susceptibles a obstrucciones y desgaste bajo altas presiones, generalmente es necesario instalar varios estranguladores para permitir el cambio de un estrangulador, de aquí el nombre juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores ajustables generalmente son controlados desde un tablero de control remoto en el piso de la instalación<sup>21, 14</sup>.

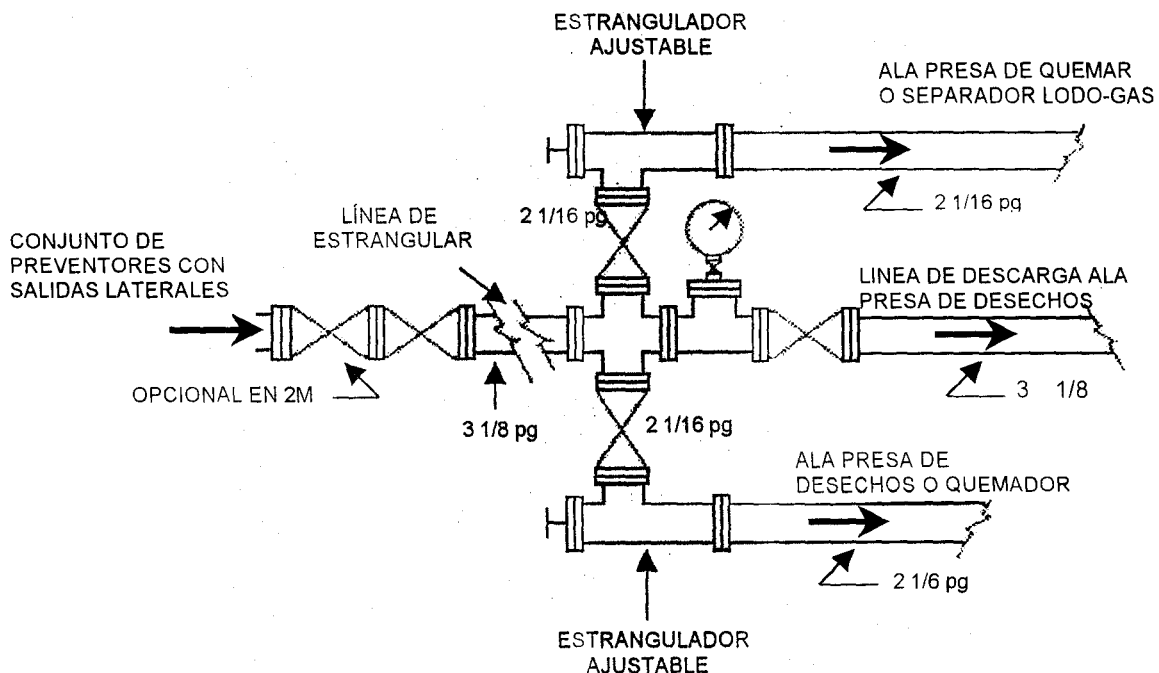


Fig. 3.79.- Múltiple de Estrangulación Típico para 5000 lb/pg<sup>2</sup><sup>21</sup>

### **3.6 Sistema de medición de parámetros de perforación**

#### **3.6.1 Indicadores de peso**

Es un dispositivo para medir el peso del equipo y/o herramientas que sostiene la polea viajera; se diseñó originalmente con el propósito de mostrar la carga en la torre de forma constantemente, con el fin de evitar sobrecargarla. Se ha usado extensamente, porque además de mostrar a la vista, la carga sobre la estructura de la torre, ayuda a dar otros informes importantes, tales como el peso en la barrena durante la perforación y las cargas de fricción cuando se saca la tubería de perforación del pozo. Otra aplicación muy importante del indicador de peso ocurre al aplicar tensión máxima para recuperar piezas de equipo atoradas durante las operaciones de pesca.

Se han desarrollado tres tipos básicos de indicadores de peso:

#### **a) Instrumento fijado a la polea viajera o al gancho.**

El indicador de peso colocado en la polea viajera mide directamente la carga, sin embargo tiene el inconveniente de que no está a la vista del operador.

#### **b) Instrumento colocado en la línea muerta.**

Este instrumento produce un doblez en el cable y mide la tendencia de éste a enderezarse cuando soporta la carga, convirtiendo esta medida en la carga aproximada que actúa sobre el cable. Este presenta dos limitaciones: se localiza lejos del perforador, lo que impide tomar una lectura precisa y no es muy confiable, debido al severo "sacudimiento" a que está expuesta.

#### **c) Manómetro**

Este instrumento está conectado a un transformador de presión mediante una manguera. El transformador puede colocarse ya sea en la línea muerta o en la ancla de ésta. En ambos casos el manómetro indicador es accionado por las fuerzas en el transformador de presión. Está considerado como el indicador de pesos de más confianza, principalmente por las limitaciones de los otros dos indicadores.

La información que se puede obtener incluye: la carga en la torre, carga en la barrena y lecturas vernier para amplificar los cambios pequeños de peso.

### 3.6.2 Indicadores de flujo en la línea de flote

Los indicadores de flujo miden el gasto en el porcentaje que pasa por la línea de flote, por lo que un aumento en el gasto de salida (cuando se circula con gasto constante o cuando no se está circulando y se tiene flujo por la línea de flote) podrá ser detectado por este dispositivo antes de que el nivel de presas registre un incremento; por lo que la primera señal evidente de un brote en la superficie es precisamente en la línea de flote.

El indicador no solamente determina las señales de posibles brotes, sino que también indica la presencia de pérdidas de lodo, ya sean totales o parciales.

El más común de los indicadores de flujo (fig. 3.80), consiste en una "paleta" colocada en la línea de flote. Un resorte se coloca a tensión en dicha paleta y se ajusta al instrumento de medición. Si el flujo se incrementa o disminuye, la paleta cambiará de posición y creará una tensión nueva del resorte, la cual es registrada e interpretada por el sensor y, posteriormente, enviada con un valor numérico ala pantalla junto con el perforador.

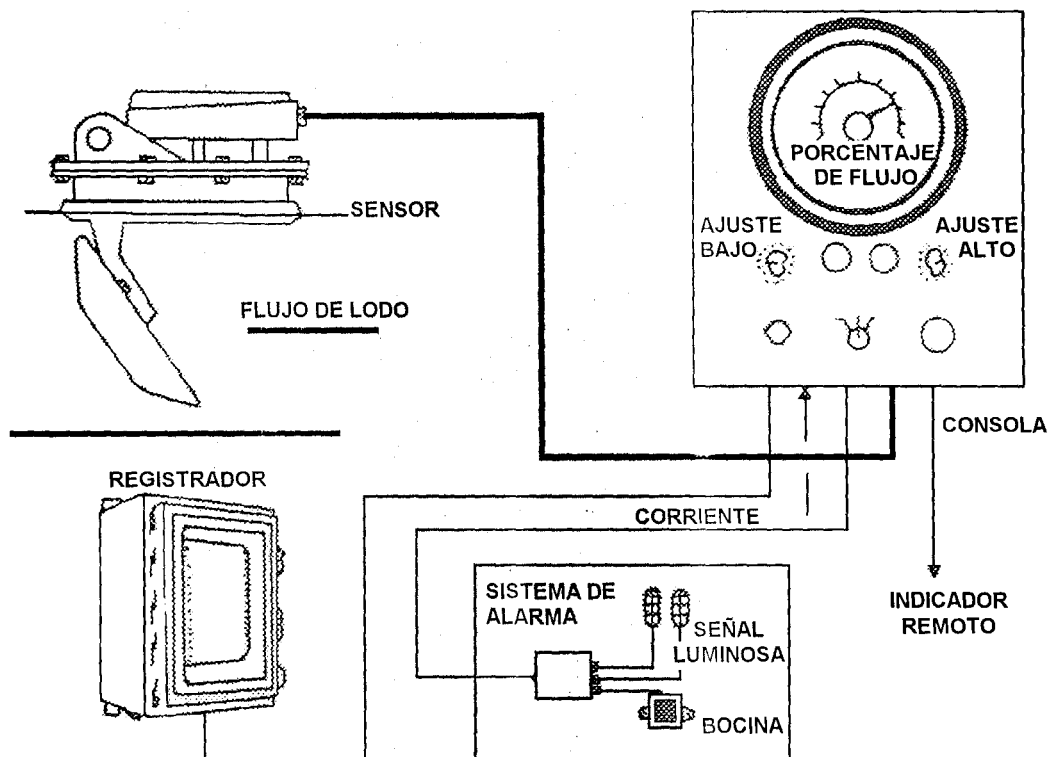


Fig. 3.80.- Indicador de Flujo en la Línea de Flote

### 3.6.3 Indicador de nivel en presas

Este dispositivo sirve para indicar el nivel del lodo en las presas, y a su vez, detectar el inicio de un brote o una pérdida de lodo; se han desarrollado diferentes indicadores en las presas de lodo, algunas incluyen alarmas audibles y graficadores que proporcionan un registro continuo del nivel. Otros, son vistos directamente por el perforador en pantallas que muestran las variaciones del nivel, incluyendo además una alarma audible con límites ajustables de alto y bajo, resultando muy superior a los procedimientos rústicos usados en los equipos, como por ejemplo una tuerca sostenida con una cuerda para verificar el nivel del lodo.

Este dispositivo se basa en los sensores (vástago y flotador) instalados en las presas, los cuales transmiten una señal eléctrica al registrador, donde procesa y se manda convertida en valores numéricos a la pantalla ubicada en el piso de trabajo<sup>21, 14</sup>.

### 3.6.4 Tanque de viajes

El tanque de viajes diseñado y usado adecuadamente, es un dispositivo que permite medir correctamente el lodo necesario para llenar el pozo, cuando se extrae la tubería del mismo. De igual forma, mide el volumen del lodo desplazado por la tubería al ser introducida al pozo. En otras palabras, es un dispositivo que facilita la medición correcta del volumen de lodo durante los viajes, por lo que es de gran utilidad en la detección oportuna de brotes y pérdidas de circulación. El tanque de viajes debe ser pequeño, para que su volumen pueda medirse y calibrarse fácilmente.

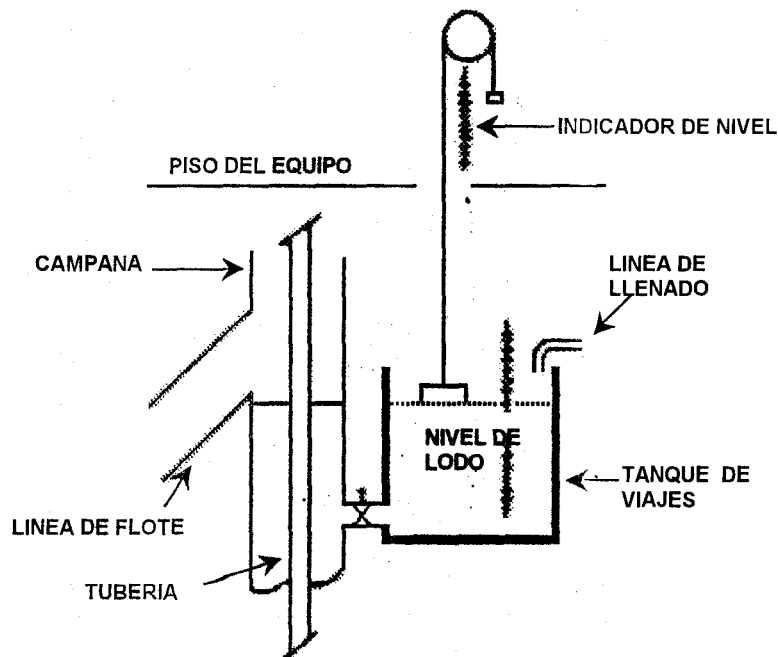


Fig. 3.81.- Tanque de llenado localizado en el nivel de la línea de flote

Los tanques de llenado, ubicados en el piso del equipo y a la altura de la línea de flote, son dispositivos de gran utilidad, puesto que permite medir correctamente el volumen del lodo para llenar el pozo cuando se saca tubería, ya que como se mencionó, la mayoría de los brotes se producen al estar viajando. Para que el tanque de viajes proporcione medidas correctas es necesario que se mantenga limpio, debiéndolo lavar inmediatamente después de usarlo; además, debe llenarse con lodo que haya pasado por el equipo de control de sólidos.

El tanque de viajes puede tener entre otros usos los siguientes:

- Medir el volumen de lodo cuando se introduce tubería de revestimiento dentro del pozo.
- Permitir la medición correcta del volumen desplazado del lodo cuando se introduce tubería a presión.
- Determinar correctamente el volumen para llenar el pozo en pérdidas de circulación.

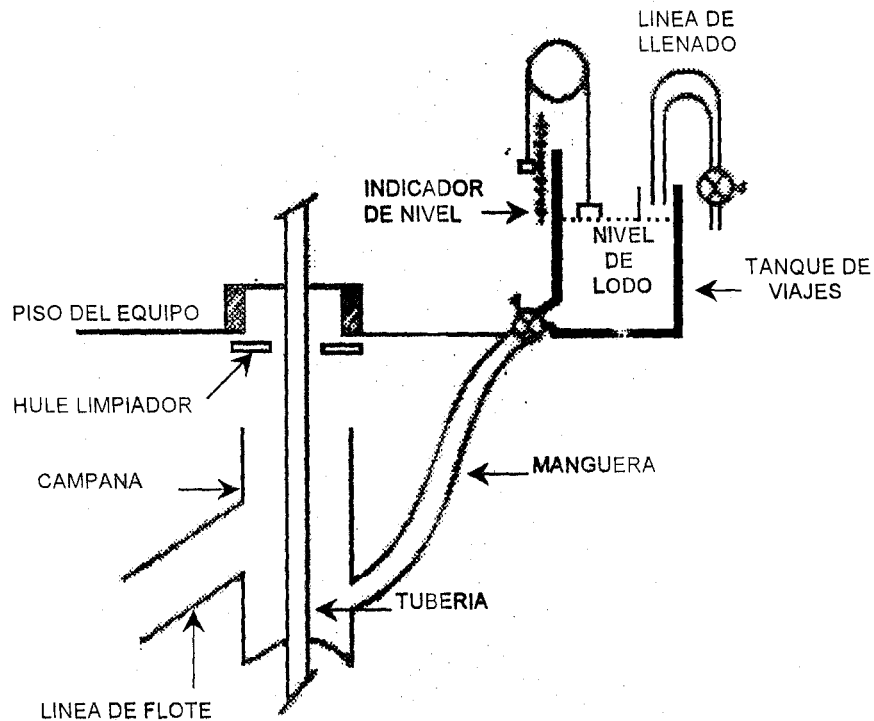


Fig. 3.82.- Tanque de llenado localizado en el piso

### 3.6.5 Medidor de profundidad

Existen varios instrumentos disponibles que miden la profundidad. La idea es contabilizar la longitud de las tuberías que se están introduciendo, por lo que una de las maneras de llevar un control de la profundidad es por medio del perforador, él debe llevar un control de todas las lingadas que ha introducido para perforar.

Otra de las maneras que se tiene para registrar la profundidad es por medio de un instrumento llamado "DRILLOGRAPH", el cual registra la profundidad a la que se esta perforando. En el equipo de perforación, se conecta un medidor de profundidad a la línea del block viajero, la señal será mandada al tablero de perforación hasta el Drillograph, el cual por medio de una carta que registra con marcas de una aguja la profundidad, se lleva el control y medición de este importante parámetro.

### 3.6.6 Torque en mesa rotatoria

Los medidores de torque son instrumentos que miden la fuerza necesaria, para que rote la tubería de perforación. El medidor que se encuentra fijo en la mesa rotatoria, se conectará a los engranes de esta, por medio de una cadena. La cadena descansa sobre un engrane, el cual esta conectado a un pistón. Cuando se le incrementa peso a la barrena, disminuya la velocidad e incrementa el torque, ya que se necesita mas fuerza para hacer rotar la barrena. El mecanismo del medidor de torque mide ese incremento, por medio de la cadena, la cual a mayor peso tensa la cadena y presiona el engranaje junto con el pistón hacia abajo; esta señal es transmitida por medio de una manguera de alta presión, hasta los controles del perforador en el piso de perforación, la señal de presión llega hasta medidor de torque que indica éste el lb-ft.

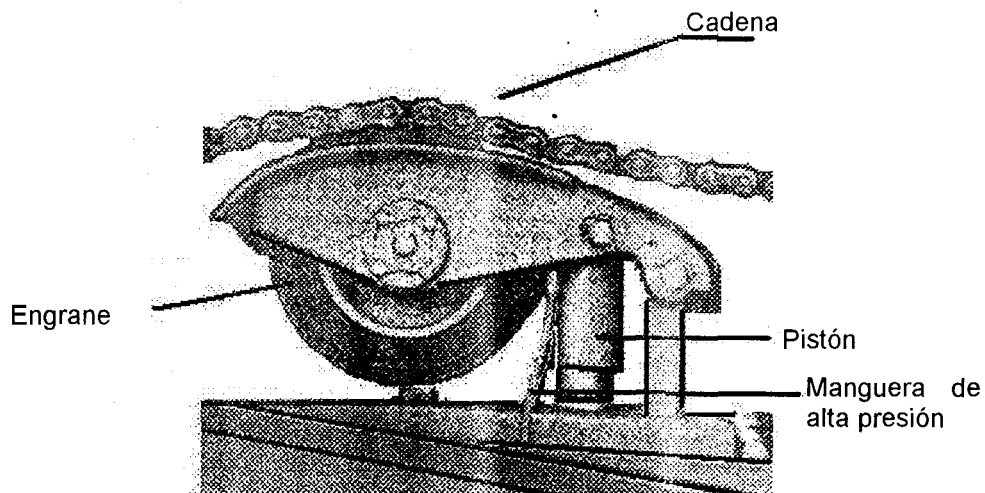


Fig. 3.83.- Indicador de Torque

Este instrumento es especialmente útil en los trabajos de pesca, toma de núcleos y cuando se emplean molinos. Durante este tipo de trabajos, el indicador de torque es de igual o de más ayuda al perforador que el indicador de peso. Otra de sus aplicaciones es la de informar al perforador sobre las condiciones de agujero y de la barrena. Durante el tiempo de vida útil de la barrena, las lecturas del indicador de torque, pueden presentar un patrón, dependiendo del tipo de roca que se este perforando, es por lo que el perforador con experiencia sabrá en que condiciones está la barrena, y podrá maximizar el tiempo de vida útil.



### 3.6.7 Equipo para la detección de gas en el lodo

Hay muchos tipos de detectores de gas, los cuales operan con principios distintos; algunos son capaces de medir metano, el gas total o la medición de cada componente del gas. Estos equipos miden en la temblorina la concentración de gas en el lodo a la salida del pozo y son de gran utilidad como indicadores de posibles brotes. Cuando una cierta cantidad de gas en el lodo ha sido detectada, una alarma audible o visible es activada para alertar a la tripulación del equipo; generalmente, este dispositivo es parte integrante de las unidades de registro continuo de hidrocarburos, que tradicionalmente se emplean en pozos exploratorios.

### 3.6.8 Gasto de bombeo

Los indicadores de gasto, consisten de una pieza que gira a una velocidad proporcional al gasto que esta pasando a través de esta, esta pieza esta conectada a un rotor. La rotación del rotor se transforma en una señal que es enviada a un tablero electrónico, en donde es directamente convertido en un valor de gasto. Se conoce la relación:

$$Q = VA$$

Donde

$Q = \text{Gasto (L}^3/\text{T)}$

$V = \text{Velocidad (L/T)}$

$A = \text{Área (L}^2\text{)}$

Se conoce el área de las sección transversal de la tubería que se esta usando, y la señal que está mandando el rotor que es la de velocidad, el único valor que falta por conocer es el de gasto, el cual se obtiene de la expresión anterior.

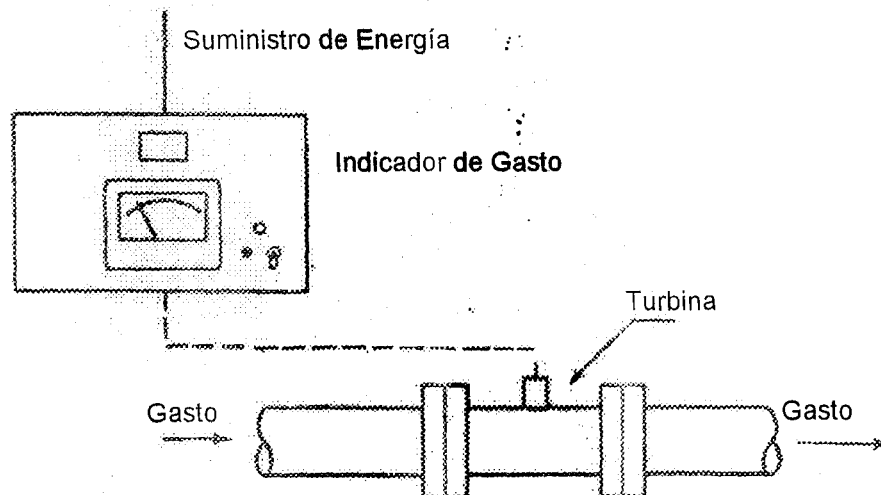


Fig.3.84.- Indicador del Gasto

# CAPÍTULO 4

# MATERIALES DE PERFORACIÓN

---

## 4. MATERIALES DE PERFORACIÓN

### 4.1 Cementos

Debido a las funciones específicas que se desempeñan en el proceso de perforación de los pozos petroleros, el cemento se utiliza para sellar el espacio anular entre la formación y las diferentes tuberías de revestimiento en cada una de las etapas. Esta operación consiste en bombear el cemento por el interior de la tubería hasta el fondo del pozo para luego desplazarlo hacia el espacio anular entre la pared del pozo y la tubería, se realiza a diferentes condiciones de presión y de temperatura.

El cemento es usado en el proceso de la perforación en (1) proteger y soportar el casing, (2) impide el movimiento de los fluidos a través del espacio anular hacia fuera del casing, (3) detiene el movimiento de los fluidos hacia las formaciones con vugulos o fracturas y (4) cerrar una porción abandonada del pozo.

El principal ingrediente en casi todos los cementos de perforación es el Cemento Portland, un cemento artificial hecho de una mezcla de arcilla y piedra caliza. Este es el mismo tipo de cemento básico empleado en la fabricación de concreto. Una lechada de Cemento Portland en agua, es ideal para usarla en pozos, por que puede ser bombeada con rapidez y endurece rápidamente en un ambiente submarino. El nombre de "Cemento Portland" fue escogido por su inventor, Joseph Aspdin, él pensó que el producto sólido, se parece a una piedra sacada de la cantera de la isla de Portland en Inglaterra.

#### 4.1.1 Fabricación del Cemento Portland

Una representación esquemática del proceso de fabricación del cemento portland se muestra en la figura 4.1. En el proceso de fabricación la materia prima se muele y mezcla vigorosamente, obteniendo una mezcla homogénea que tiene las proporciones requeridas; para lograr esto existen el proceso seco y el proceso húmedo.

En el proceso seco se separan las materias primas, después pasan por un molino que homogeneizara el tamaño de las partículas, después se retira el aire por medio de un separador de aire para llevarlas a los silos mezcladores para almacenar antes de pasar al horno rotatorio.

En el proceso húmedo se mezclan las materias primas con agua, para que se mantenga de una forma más homogénea la mezcla. Esta mezcla también pasa por los molinos, para homogeneizar el tamaño de las partículas, después se pasa a los contenedores que mantiene en movimiento la mezcla antes de ser llevada al horno rotario.

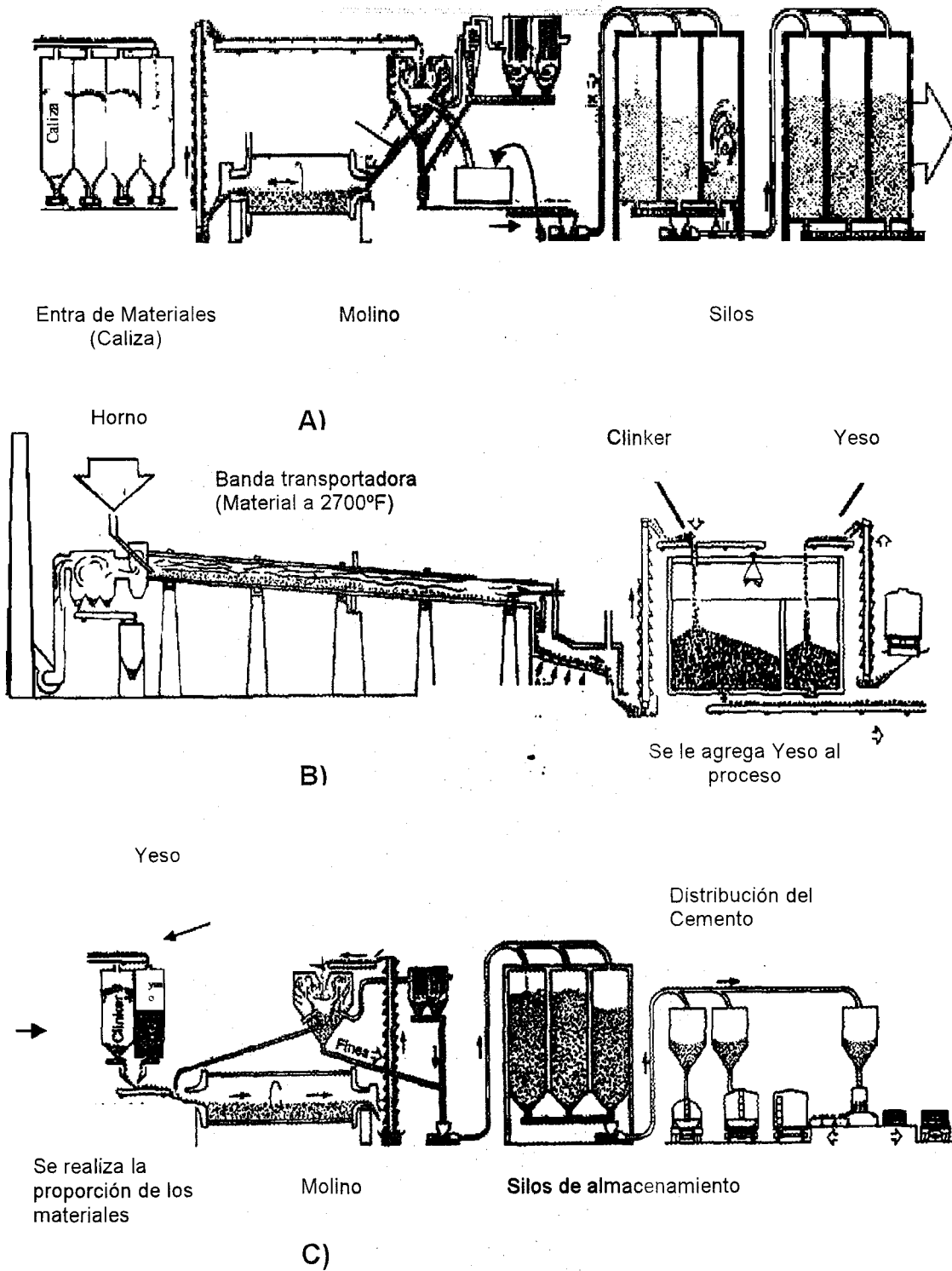


Fig. 4.1 Proceso de fabricación del cemento Portland<sup>24</sup>

La mezcla del proceso húmedo o seco alimenta al horno rotario (Fig. 4.1.b) a un gasto uniforme. La temperatura del horno se encuentra en el rango de 1430 a 1540°C, estas altas temperaturas los óxidos de Ca, Al, Fe, y Si empiezan a reaccionar en un material llamado cemento clinker. Una vez que se ha enfriado, el clinker es pulverizado y mezclado con una pequeña cantidad de yeso. Con lo que se obtiene el producto terminado<sup>24</sup>.

### **4.1.2 Composición del Cemento**

La química del cemento es muy compleja, la cual se determina con un simple análisis de sólidos, y la interpretación de la prueba se basa en la habilidad de bombearse, la resistencia, reología, etc.

Cuando el producto llamado clinker es hidratado con agua, se forman cuatro importantes fases cristalinas. Estas son:

- I. **C<sub>3</sub>S, silicato tricálcico**, son cristales hexagonales o angulares, se presentan en tonos color azul, tonos pastel y verdes. Es el componente más abundante en los cementos, además de que la consistencia sea entre 1 a 28 días.
- II. **C<sub>2</sub>S, Silicato dicálcico**, son cristales redondeados o esféricos, presentan frecuentemente superficies rugosas, y no hay color. Es un compuesto de hidratación lenta, el cual proporciona la resistencia después de 28 días.
- III. **C<sub>3</sub>A, aluminato tricálcico**, son formas de cuchillas en tonos grises, manchas o estrías. Su influencia es en el tiempo que tarda en espesar la lechada, además de que previene del ataque químico de los sulfatos sobre los cementos, y se puede clasificar en moderado y de alta resistencia al ataque químico cuando contiene este compuesto ente el 3 y 8%.
- IV. **C<sub>4</sub>AF, Aluminio ferrito tetracálcico**, presenta una matriz de color blanca, rodeada por otro cristales. Es un compuesto de bajo calor de hidratación y no influye en el fraguado inicial.

### **4.1.3 Clasificación del Cemento**

El Cemento Portland es elaborado para cumplir con ciertos estándares físicos y químicos, que van a depender de la aplicación del cemento. En Estados Unidos hay varias agencias que estudian y hacen especificaciones para la fabricación del Cemento Portland. Esos grupos son ACI (American Concrete Institute), AASHTO (American Association of State Highway Officials), ASTM (American Society for

Testing Materials), API (American Petroleum Institute) y varios departamentos del gobierno Federal. De esos grupos el mejor conocido en la industria del petróleo es el ASTM, que trata con los cementos para la construcción, y el API quien se encarga de hacer especificaciones para el cemento usado, específicamente en los pozos.

Las especificaciones dadas por la ASTM son para cinco tipos de Cemento Portland I, II, III, IV y V. Los cementos usados en los pozos requieren de grandes rangos de temperatura, de presión y difieren considerablemente de los tipos de la ASTM, los cuales, son usados en condiciones atmosféricas. Por estas razones la API ha hecho su clasificación de ocho tipos de cementos para pozos, que van designados con las letras de la A hasta la H.

Los tipos de cemento A, B y C por la API corresponden a los tipos I, II, II de la ASTM; los tipos IV y V de la ASTM no corresponden a los de la clasificación por parte del API.

La industria del petróleo compra cementos fabricados predominantemente de acuerdo con las normas de la API, las cuales fueron publicadas en API Standard 10, "Specification for Oil-Well Cements and Cement Additives". Estos estándares han sido publicados anualmente por el American Petroleum Institute en Dallas, TX, desde 1953.

Esas especificaciones son revisadas anualmente de acuerdo a las necesidades en la industria del petróleo.

A continuación se presenta la clasificación de los cementos de acuerdo a la API.

#### **Clase A.**

Pensado para usarse desde la superficie hasta 6000ft de profundidad como máximo, y temperaturas de 77°C, cuando no se necesita de propiedades específicas. Disponible únicamente en tipo ordinario (similar al ASTM C 150, Tipo I).

#### **Clase B.**

Pensado para el uso desde la superficie hasta los 6000ft de profundidad como máximo, a temperatura de 77°C, cuando se requiere de moderada resistencia a los sulfatos (Similar al ASTM C 150, Tipo II).

#### **Clase C.**

Pensado para el uso desde la superficie hasta los 6000ft de profundidad como máximo y temperaturas de 77°C, cuando las condiciones requieren de una pronta y alta resistencia, se fabrican en moderada y alta resistencia a los sulfatos (Similar a ASTM C 150, Tipo III).

### **Clase D.**

Pensado para el uso desde los 6000 a los 10,000ft de profundidad, bajo condiciones de moderadas a altas de presión y temperaturas hasta 110°C. Disponible en alta y moderada resistencia a los sulfatos.

### **Case E.**

Pensado para el uso desde 10,000 a los 14,000ft de profundidad, bajo condiciones de altas temperaturas de hasta 143°C y altas presiones. Disponibles en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

### **Clase F.**

Pensado para el uso desde los 10,000 hasta los 16,000ft de profundidad, bajo condiciones extremas de altas presiones y altas temperaturas de 160°C. Disponibles en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

### **Clase G.**

Pensado para usarse como un cemento básico, en los pozos, desde la superficie hasta los 8000ft de profundidad, puede usarse con aceleradores o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades, y de temperaturas; respecto a su composición química son similares al la Clase B, están fabricados con especificaciones más rigurosas tanto física y química. Están disponibles en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

### **Clase H.**

Pensado para usarse como un cemento básico en los pozos desde la superficie, hasta los 8000ft de profundidad, puede usarse con aceleradores o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades, en el pozo, y de temperaturas, respecto a su composición química son similares al la Clase B, están fabricados con especificaciones más rigurosas tanto física y química. Están disponibles en moderada y alta resistencia a los sulfatos<sup>25</sup>.

#### **4.1.4 Cementos especiales**

Un gran número de materiales cementantes, son usados de una manera satisfactoria en la cementación de pozos. Aun cuando esos materiales pueden o no ser vendidos bajo una especificación reconocida, sus cualidades y uniformidades están generalmente controladas por el proveedor. Dentro de esos materiales se incluyen: (1) Cemento Portland-Puzolana, (2) Cemento Puzolánico con Cal, (3) Cementos plásticos o resinosos, (4) Cemento cálcico (gypsum Cements), (5) Cemento diesel (diesel oil cements), (6) Cementos expandibles, (7) Cementos refractarios, (8) Cemento látex y (9) cementos para entornos fríos.

### **(1) Cemento Portland-Puzolana.**

La puzolana incluye cualquier material de silicio, incluyendo naturales o artificiales, procesados o no procesados, que en presencia de cal y agua desarrollan propiedades cementantes. Se pueden dividir en puzolana natural y artificial. La puzolana artificial es en su mayor parte de origen volcánico. La puzolana artificial, se obtiene mediante el tratamiento térmico de materiales naturales, tales como arcillas, esquistos, y ciertas rocas de silicio.

### **(2) Cemento Puzolánico con cal.**

Los cementos puzolánicos con cal o sílica-cal están usualmente mezclados con sílica, cal hidratada, y pequeñas cantidades de cloruro de calcio. Estos productos se hidratan con agua para generar formas de silicato de calcio. A bajas temperaturas, sus reacciones son más lentas que reacciones en el cemento Portland, por lo tanto son generalmente recomendados para cementaciones primarias en temperaturas por encima de 140°F. Los meritos de este tipo de cementos esta en moderar el fraguado, aligerar el peso, son económicos y estabilizan la fuerza del cemento a altas temperaturas.

### **(3) Cementos plásticos o resinosos.**

Los cementos plásticos o resinosos son materiales usados especialmente para tapar agujeros descubiertos, perforaciones forzadas, y cementar arreglos de pozos inútiles. Son usualmente mezclas de agua con resinas líquidas, y un catalizador mezclado con un cemento API clase A, B, G o H. Una propiedad única de ese cemento, es que cuando es aplicada una presión a la lechada, la resina puede ser forzada dentro de una zona permeable y puede formar un sello dentro de la formación. Estos cementos especiales son usados en pequeñas cantidades. Son efectivos en rangos de temperaturas de 60 a 200°F.

### **(4) Cemento cálcico (Gypsum Cements).**

Son usados para reparar trabajos de cementación. La extraordinaria propiedad de este cemento es su capacidad para fijar rápidamente, su alta y prematura resistencia, y su expansión positiva (aproximadamente del 0.3%). Este tipo de cementos son mezclados con cementos API Clase A, G o H en concentraciones de 8 a 10% para producir propiedades tixotrópicas.

### **(5) Cemento diesel (diesel oil cements).**

Se emplean frecuentemente las lechadas de cemento diesel, para controlar el agua en pozos perforados o en pozos productores. Esas lechadas de cementos están básicamente compuestas de Cementos API Clase A, B, G o H mezcladas en diesel o keroseno y un agente surfactante. El cemento diesel tiene un tiempo limitado de bombeo, y no endurecerá a menos que toque una zona productora de agua; ahí la lechada absorberá agua para formar un cemento denso y fuerte. La



## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

función del surfactante es la de reducir la cantidad de aceite necesario para mojar las partículas de cemento. Algunas composiciones del cemento diesel, contienen un surfactante aniónico cuyo efecto es el de prolongar la reacción o el tiempo de fraguado, para permitir una penetración adicional en la formación. Los cementos diesel son usados primero para cortar flujos de agua, pero también pueden ser usados para reparar fugas en el casing, para combatir ciertos problemas de pérdidas de circulación, para tapar canales detrás de la tubería y para controlar la penetración de la lechada.

### **(6) Cementos expandibles.**

Para ciertas condiciones en el fondo del pozo, es deseable tener un cemento que pueda expandirse en contra del filtrado del lodo y de la tubería. Para tales usos la industria del petróleo ha evaluado varias composiciones que pueden expandirse ligeramente cuando se endurecen. La reacción que causa esta expansión es similar para el proceso descrito en la literatura de cementos como "ettringite". Ettringite es el proceso de formación de cristales que toman lugar entre los sulfatos y el aluminato tricálcico componente en el cemento Portland. Actualmente hay tres tipos de cementos expandibles:

#### **Tipo K.**

El cual tiene el componente sulfoaluminato de calcio y esta mezclado con un cemento tipo Portland, por permiso del fabricante. Cuando el cemento Tipo K está mezclado con agua, la reacción creada por la expansión es de aproximadamente de 0.05 a 0.20%.

#### **Tipo S.**

Pensado por la Portland Cement Assn., consiste de un cemento rico en  $C_3A$  (aluminato tricálcico), similar al API clase A, con aproximadamente de 10 a 15 % de yeso. La característica de expansión es similar al Tipo K.

#### **Tipo M.**

Se obtiene por agregar pequeñas cantidades de cementos refractarios en el cemento Portland para producir fuerzas expansivas.

Hay otras fórmulas de cementos expansivos.

1. API clase A (cemento Portland) contiene de 5 a 10% de formas semihidratadas de yeso.
2. API clase A, G o H, estos cementos contiene cloruro de sodio, en concentraciones que oscilan entre el 5% de saturación.
3. Cemento Portland-Puzolana. Las fuerzas expansivas son creadas cuando el álcali reacciona con los cementos tipo A, G o H, para formar cristales de sulfoaluminato.

### **(7) Cementos refractarios (Calcium Aluminate Cements).**

Los cementos refractarios son cementos ricos en alúmina; fabricados por mezclar bauxita (aluminio mineral) y caliza. El análisis de esos materiales difiere de los del cemento Portland, ya que la bauxita sustituye la arcilla o los esquitos usados en la fabricación del cemento Portland. Un análisis típico de los cementos refractarios, muestra que contiene aproximadamente 40% de cal (CaO) y pequeñas cantidades de sílica y hierro. El aluminato de calcio en esos cementos produce una gran fuerza y alta resistencia a las altas temperaturas y al ataque de la corrosión química.

### **(8) Cemento látex.**

Son también conocidos como cementos especiales, actualmente son una mezcla de cementos API clase A, G o H con los dos tipos de látex, líquidos o en polvo. Estos látex se identifican químicamente como acetato de polivinilo, cloruro de vinilo, o emulsiones de butadieno estireno. Ellos mejoran la vinculación de esfuerzos y el control de la filtración, de una lechada de cemento en un pozo. El látex líquido es agregado en proporciones de 1gal/saco de cemento. El látex en polvo no se congela y puede ser mezclado en seco con el cemento, antes de ser llevado al sitio del pozo.

### **(9) cementos para entornos fríos.**

Algunos problemas ocurren en la cementación de los pozos en ambientes congelados. Es normalmente deseable usar un cemento de secado rápido, de bajo calor de hidratación que pueda ablandarse en el permafrost. Para tales condiciones de baja temperatura, mezclas de cemento con yeso y mezclas de cemento refractario han sido usadas muy exitosamente. Las mezclas de cemento cálcico (Gypsum Cements) pueden acelerar, retardar y endurecer antes de congelarse.

### **(10) Cemento Espumando.**

Es un tipo especial de cemento, que proporciona una mejor alternativa en colocar el cemento en el espacio anular, ya que presenta una mejor eficacia en el desplazamiento, comparado con una lechada convencional. Dentro de las ventajas que presenta, esta que este cemento espumado puede desplazar mejor el lodo de perforación, que se encuentran en el espacio anular, también protege de daños a la tubería, debido a los efectos de compresión a causa de la ductibilidad del cemento. El Cemento Espumado es una mezcla de lechada de cemento, agentes espumantes y de un gas, los cuales se mezclan para formar una mezcla estable, la cual tiene un aspecto de crema de afeitarse, esto se debe a que al momento de mezclarse se queda dentro de la pasta diminutas burbujas del gas que no colapsan o que no migran, produciendo una lechada de baja densidad. Las burbujas no se encuentran en contacto por lo que el cemento es de baja permeabilidad y de relativa resistencia compresiva.

### **(11) Cemento soluble en ácido.**

Este tipo de cemento se usa para mantener aisladas zonas que no deben de estar aisladas definitivamente, con la finalidad de efectuar trabajos de reparación. Este tipo de cementos se componen de una mezcla del cemento API clase H y un aditivo llamado FDP-C558 el cual resulta compatible con la mayoría de los aditivos convencionales. Si se desea remover este cemento, se puede lograr hasta en un 97% con un tratamiento ácido. Otras características importantes, es el mínimo daño a las formaciones, fácilmente soluble en HCl, desarrollan una buena resistencia compresiva, cuando se emplean como tapón temporal, evitan la pérdida de la circulación en zonas productoras.

#### **4.1.5 Aditivos**

Hoy más de 40 aditivos químicos son usados con varios tipos de cementos API, para mejorar aceptablemente las características de la lechada, y emplearse en la mayor cantidad de ambientes de trabajo. Los aditivos se presentan en polvo, por lo que se pueden mezclar en seco con el cemento, antes de transportarlo al sitio del pozo o se pueden agregar al cemento en la mezcladora en el sitio de trabajo. Algunos de los aditivos de los cementos se mencionan a continuación:

##### **Aceleradores.**

Este tipo de productos químicos reduce el tiempo de fraguado de la lechada de cemento, e incrementa la velocidad de a la resistencia compresiva, dentro de los aceleradores más comunes se encuentran:  $\text{CaCl}_2$  (cloruro de calcio),  $\text{NaCl}$  (cloruro de sodio).

##### **Retardadores.**

Debido a altas temperaturas, presentes en los pozos profundos es necesario agregar en la lechada de cemento un agente retardante, para que permita que el cemento llegue a la temperatura deseada en el fondo del pozo. Este tipo de sustancias químicas deberá de ser compatible con los demás componentes del cemento.

Dentro de los retardadores comerciales disponibles se encuentran los compuestos de lignosulfatos, gomas, almidones, derivados de la celulosa y ácidos orgánicos.

##### **Aditivos densificantes.**

Hay ocasiones en las que la presión del pozo es muy elevada, por lo que se requiere que la lechada de cemento sea capaz de contrarrestar esta presión, es por lo que se requiere de productos que densifiquen la lechada de cemento.

Se requiere que el densificante sea de una alta gravedad específica del orden de 4.5 a 5gr/cc., debe de tener un bajo requerimiento de agua, no debe de afectar la resistencia al esfuerzo compresivo del cemento, no debe de afectar el tiempo de bombeo, debe de ser de un tamaño uniforme de partícula, además debe de ser inerte y compatible con los demás compuestos del cemento.

Uno de los materiales más comunes para densificar la lechada de cemento se encuentra la hematita.

#### **Aditivos aligerantes.**

Algunas veces la formación no soporta la densidad de la lechada, es por lo que se debe de agregar algún aditivo que baje la densidad de la lechada del cemento, para lograr esto se debe de agregar algún material que tenga una densidad específica baja, por la adición de agua o por ambos, como resultado se incrementa el rendimiento y en algunos casos baja la pérdida del filtrado.

#### **Aditivos empleados en la Pérdida de la Circulación.**

La Pérdida de la Circulación se presenta en la perforación, en los lodos de perforación y en la cementación en la lechada de cemento. Para evitar que se presente esto en la lechada de cemento, se reduce la densidad de la lechada de cemento o se adiciona un agente obturante.

#### **Aditivos dispersantes.**

Son productos químicos que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento.

#### **Aditivos Sustentantes.**

Este tipo de aditivos evitan la precipitación de los sólidos y controlan el agua libre.

#### **Aditivos para la pérdida de filtrado.**

Estos aditivos controlan la pérdida de cemento hacia las zonas débiles o hacia las fracturas. Los aditivos para la pérdida de filtrado, deben de formar películas o enjarres que controlen el flujo de agua de la lechada de cemento, hacia la formación, y mejorar la distribución de las partículas de la lechada de cemento. Los materiales empleados son polímeros orgánicos y los reductores de fricción.

#### **Aditivos especiales.**

Son todos los aditivos complementarios empleados en la cementaciones, como los antiespumantes, los controladores de la regresión de la resistencia compresiva, para la migración del gas entre otros<sup>24-27</sup>.

### 4.2 Tuberías de revestimiento

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco, compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud.

Sin embargo, no existe una tubería perfectamente geométrica, ya que es un poco ovalada y de una excentricidad en el interior de ella, que provocará caídas de presión cuando pase un fluido a través de esta, debido a que en superficie hay una cierta rugosidad. Pero en esta sección no se tratará sobre eso. Se hablará sobre las propiedades físicas de la tubería de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento juegan un papel muy importante en la perforación de los pozos, ya que estas representan un porcentaje entre el 15 y 35% del costo del pozo, por lo que se debe de tener cuidado al momento de seleccionar las tuberías, para que reduzcan el costo del pozo. Por lo tanto la determinación de la profundidad de asentamiento y la selección de cada sarta, de la TR, forma una parte importante en el diseño de la perforación y cualquier mejora en el diseño, se traducen en un ahorro significativo del costo del pozo.

La determinación de las profundidades de asentamiento, están en función de la profundidad del objetivo y de las características de la formación, es decir de sus condiciones geológicas.

El criterio de la selección de las profundidades de asentamiento, variará de acuerdo a la función específica de cada sarta de tubería de revestimiento. Se deben de aislar zonas deleznable, zonas donde se presente pérdida de circulación y zonas de presión anormal dependiendo de esto, se deciden los criterios de selección de las profundidades de asentamiento.

Los principales parámetro que influyen para determinar la profundidad de asentamiento de las TR's son: el diámetro objetivo del pozo, los tipos de formación presentes y su contenido de fluidos, la presión de formación, la presión de fractura, la densidad del fluido de control y la presión diferencial.

Las tuberías deben de ser capaces de resistir las cargas impuestas durante la perforación, la terminación y la reparación del pozo; todo deberá de ser a un mínimo costo.

#### 4.2.1 Tipos de Tuberías de Revestimiento

La configuración que se presenta, respecto al asentamiento de las tuberías de revestimiento, en un pozo dependerá del perfil de geopresiones; el diseño del pozo se realiza del fondo del pozo hacia la superficie. La clasificación de las tuberías de revestimiento se clasifica como sigue:

- Tubería conductora.
- Tubería superficial
- Tubería intermedia,
- Tubería de explotación o de producción.

A continuación se presenta una breve explicación de la función de cada una de las tuberías.

### **Tubería Conductora.**

La tubería conductora es la primera sarta que se coloca en el pozo. Este tubo conductor puede ser piloteado, si el suelo en el que se está trabajando es blando, en caso contrario se requerirá de la perforación y se introducirá la sarta. Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, permitir la circulación del fluido de perforación, brinda un soporte a las paredes del agujero donde el soporte de suelo es inadecuado, en las tuberías conductoras no se suele colocar a los preventores (BOP). Por lo general, se colocan a la profundidad entre los 20 y 150 ft, la tubería es usualmente de 16 a 30 pulgadas de diámetro.

### **Tubería Superficial.**

Es la segunda sarta de perforación colocada en el pozo, salvo en algunas ocasiones que no hay Tubería Conductora, ésta se vuelve la primera sarta. Su objetivo es el de aislar acuíferos superficiales, mantiene la integridad del pozo, minimiza las pérdidas de la circulación en las zonas someras, además de ser la primera tubería que permite instalar conexiones superficiales de control de preventores (BOP). Las tuberías superficiales son colocadas a unos cuantos cientos de pies o a varios miles de pies, la profundidad dependerá de las características del yacimiento que se este perforando y del programa propuesto por los Ingenieros de diseño. Los diámetros de las tuberías van desde los 7 5/8 de pulgada sobre los pozos superficiales a 20 pulgadas en los profundos.

### **Tuberías Intermedias.**

La tubería de revestimiento intermedia, algunas veces es llamada sarta de protección. Esta se coloca en la cima de las presiones anormalmente altas con la finalidad de incrementar la densidad en los lodos de perforación, en ocasiones se presentan intercalaciones de zonas de presión anormal, en esos casos se deberá de poner más de una tubería intermedia; reviste las zonas para evitar pérdida de circulación, aísla secciones salinas. Las tuberías se colocan desde la superficie hasta miles de pies de profundidad. Los tamaños de las tuberías van de 6 5/8 pulg a 20 pulg. Las más comunes son de 9 5/8, 10 3/4, y 13 3/8 pulgada. En las zonas de presiones anormales se colocan sargas intermedias.

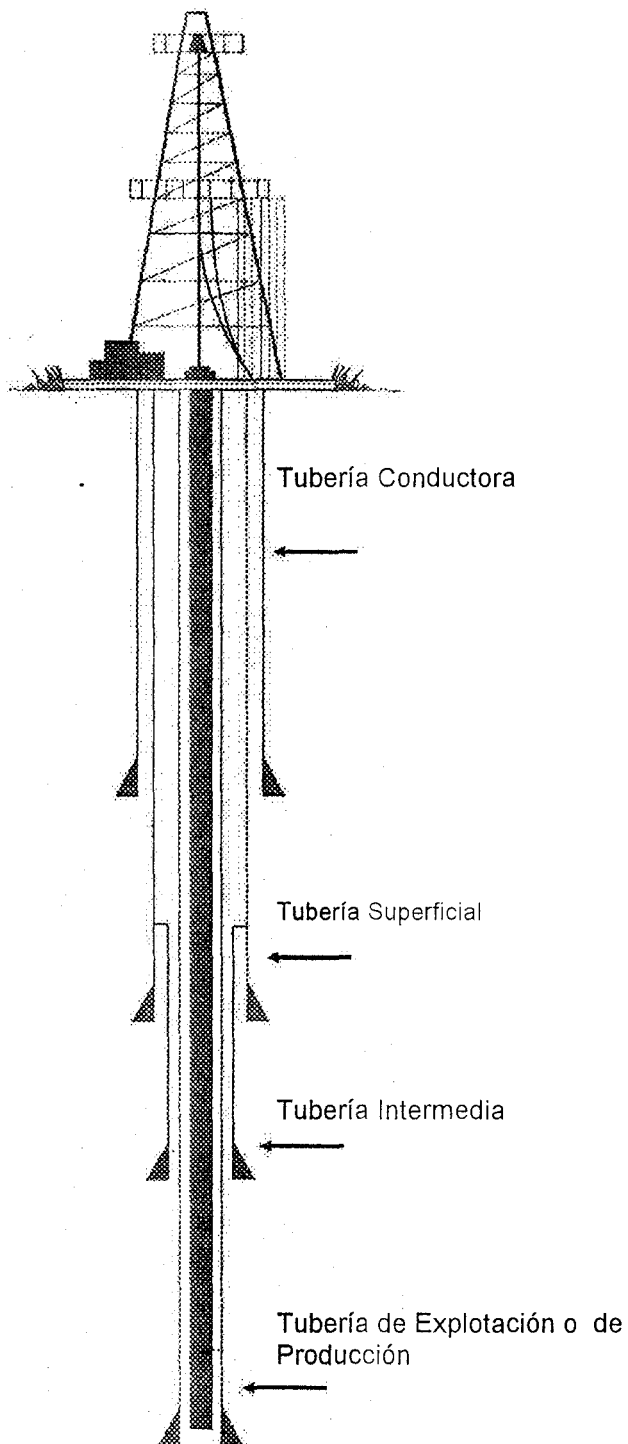


Fig. 4.2.- Etapas de colocación de las TR's <sup>74</sup>

### **Tuberías de Explotación.**

La tubería de Explotación o de Producción se extiende desde la zona productora hasta la superficie, la profundidad a la que esta se coloca dependerá de la profundidad a la que se encuentra el yacimiento, que va desde unos cuantos miles de pies hasta los 14,000 pies.. Dentro de sus funciones, está aislar la formación productora de las demás formaciones, protege al equipo que se colocara dentro de está tubería, además de proporcionar un diámetro conocido para los diversos cálculos en producción; también se realizan trabajos de reparación como tratamientos químicos y cementaciones forzadas, completar el pozo para la producción, proporciona un control de la presión del pozo además de cubrir tuberías de revestimiento dañadas. La longitud de la tubería dependerá del número de sargas de la TP de producción que será colocada y del tamaño del equipo de producción usado. Los tamaños de las tuberías comúnmente usadas son de 4 ½ pulg., 5 ½ pulg. y 7 pulg.

#### **4.2.2 Principales fuerzas que actúan sobre la tubería**

Para las tuberías se deben de considerar el diámetro y la longitud de la sarga, se debe de calcular el tipo, la magnitud de esfuerzos que se presentaran; lo más importante, se deberá de seleccionar tuberías que cumplan con el peso y grado adecuados para la tarea. La tubería debe ser resistente a las distintas fuerzas presentes en el trabajo.

A continuación se definen brevemente las principales características con las que debe de cumplir la tubería:

#### **Colapso.**

La carga por colapso para la tubería es ejercida por el fluido en el espacio anular, y se considera al gradiente de lodo más pesado en la perforación del intervalo, que es cuando se baja la sarga de la tubería de revestimiento. El colapso se genera por los fluidos de la formación tales como gas, aceite, agua salada, lodo de perforación, entro otros.

#### **Presión interna.**

Se genera por los fluidos empleados en la perforación o terminación, sin embargo se pueden presentar manifestaciones de la formación, tales como gas, aceite, agua salada, etc.

#### **Fuerza de tensión.**

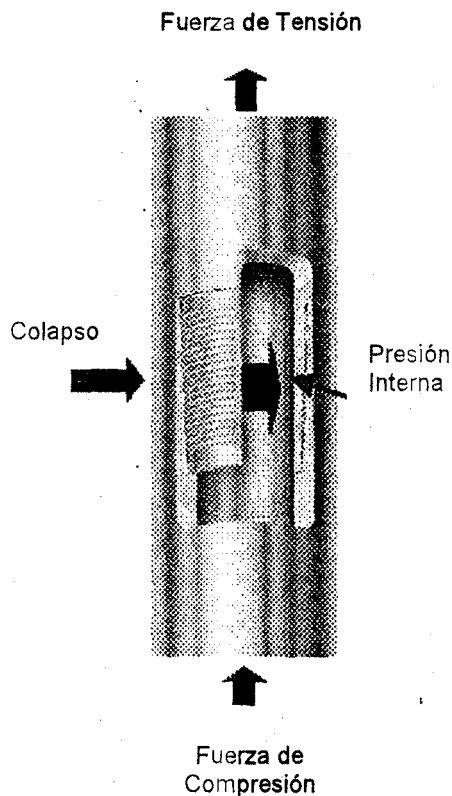
Es la fuerza generada por el propio peso de la tubería



**Fuerza de compresión.**

Es la fuerza ejercida por el fluido de perforación, durante el proceso de introducción de la tubería hacia el agujero o por el cemento en la proceso de cementación.

La siguiente figura muestra las distintas fuerzas mencionadas y la posición en la que actúa cada una de ellas sobre la tubería.



**Fig. 4.3.- Principales fuerzas que actúan sobre la tubería<sup>28</sup>.**

**4.2.3 Propiedades Físicas de la Tubería**

Dentro de las propiedades físicas de una tubería se encuentran: el grado, la resistencia a la presión, el cambio en el diámetro y el peso. Esas propiedades deberán de ser consideradas antes de la selección final de las tuberías,

**Grado.**

El grado es una denominación que define el rendimiento de esfuerzo de una tubería y ciertas características especiales. El grado usualmente consiste de una letra y dos o tres números como N-80. Las letras hacia el final del alfabeto nos indican más rendimiento de esfuerzos, por ejemplo N-80 o N-grado, es una tubería

que tiene un rendimiento mayor de resistencia que una de de grado H por ejemplo. El código numérico indica el mínimo rendimiento de esfuerzo en miles de PSI. Por ejemplo N-80 tiene un rendimiento mínimo de esfuerzo de 80,000 psi. El promedio arriba del valor mínimo es usualmente de 10,000psi, en nuestro ejemplo el valor será para una tubería N-80 de 90,000psi.

### **Peso.**

El peso de una tubería esta expresado en libras por pie (lb/ft). El cálculo del peso se puede obtener por medio de la siguiente fórmula:

$$W_L = (W_{pe}L)$$

Donde:

$W_L$  = Es el peso calculado de una tubería de longitud L en lb.

$W_{pe}$  = Peso sencillo de la tubería en lb/ft

L = Longitud de una tubería en ft

El área de sección transversal de una tubería puede ser aproximada con el ID y OD de la tubería con la siguiente expresión:

$$A_T = (\pi/4)(OD^2 - ID^2)$$

Donde

$A_T$  = Es el área de la sección transversal.

### **Rango.**

El rango de una tubería es el valor para aproximar la longitud de una sección de tubería. Las medidas normales de rango son 1, 2 o 3.

### **Diámetro.**

Los ingenieros de perforación deben de considerar tres diámetros diferentes cuando hacen el programa de las tuberías. El diámetro externo de la tubería se abrevia como OD (Outside Diameter), y su selección dependerá del diámetro que haya dejado la barrena a su paso. El diámetro interno de la tubería ID (Inner Diameter) es controlado por el diámetro externo y por el peso de la tubería. El cambio en el diámetro (drift diameter), este cambio de diámetro es más pequeño que el diámetro interno ID debido a las excentricidades.

Para consideraciones en la perforación, el cambio de diámetro es usualmente considerado como el diámetro por el cual puede corren sin problemas la barrena a través de la tubería de revestimiento.

**Explosión.**

El coeficiente de explosión de una tubería es la cantidad de presión interna que puede resistir antes del fallo.

**Efectos Biaxiales.**

La resistencia de la tubería de revestimiento a la explosión y al colapso es alterada cuando la tubería esta bajo cargas de compresión o de tensión. Los cambios cualitativos para una tubería son como sigue.

Tipo de carga	Resultado
Tensión	Explosión – Incrementa Colapso – Decrementa
Compresión	Explosión - Decrementa Colapso - incrementa

Las alteraciones en la presión de colapso y explosión, debido, a un decremento de la resistencia de la tubería a la presión, podría requerir de mejorar algunas secciones y un incremento en resistencia a la presión, puede permitir el uso de una tubería de menor grado<sup>28, 29</sup>.

**4.3 Fluidos de Perforación**

La American Petroleum Institute (API) define un fluido de perforación como: “La circulación de un fluido usado en la perforación rotatoria, para llevar a cabo cualquiera de muchas de las funciones requeridas en el proceso de perforación”. Esto implica que la perforación rotatoria es imposible sin un fluido de circulación, haciéndolo uno de las variables más importantes.

La API considera cinco grande funciones para los fluidos de perforación. Por tanto, la mejor definición es un optimo fluido de perforación, es aquel en el cual el gasto necesario para limpiar el agujero, es el resultado del propio poder hidráulico, necesario para limpiar los recortes; proporciona una velocidad de rotación a bajo costo, proporcionar esta combinación de variables resulta en la estabilidad del pozo, que permite conocer y evaluar a la formación hasta llegar al objetivo deseado

### 4.3.1 Funciones del fluido de perforación

Las grandes funciones de un fluido de perforación son:

1. Enfriar, lubricar la barrena y la sarta de perforación,
2. Limpiar el fondo del agujero de los recortes de la perforación,
3. Transportar los recortes a la superficie,
4. Estabilizar las paredes del pozo, y
5. Permitir una adecuada evaluación de la formación.

#### 1. Enfriar, lubricar la barrena y la sarta de perforación

Durante la perforación, se genera calor debido a la fricción de la barrena y la sarta de perforación que están en contacto con la formación. Los fluidos de perforación disipan el calor; después se enfrían mientras regresan a la superficie. Los fluidos de perforación también lubrican la barrena y la sarta de perforación por reducción de la fricción. Casi todos los fluidos de perforación son buenos lubricantes, por que contienen aditivos que reducen la fricción tal como la bentonita y varios polímeros.

#### 2. Limpian el fondo del agujero de los recortes de la perforación.

Muchas variables, tal como el peso en la barrena, la velocidad de la rotación, el tipo de recorte, la velocidad de chorro, el gasto, las toberas, la presión diferencial, la localización de las toberas, el tamaño de las toberas, la separación de las toberas, pérdida de fluidos y el contenido de sólidos en los fluidos afecta la remoción de los recortes en la perforación, debajo de la barrena. Con un buen programa hidráulico se podrá maximizar la eficiencia de la perforación, evitando que se remuelan los recortes de la perforación.

#### 3. Transportar los recortes a la superficie

Una de las funciones vitales de un fluido de perforación es el transportar los recortes generados por la barrena a la superficie, por el espacio anular. Este proceso de retiro depende principalmente del perfil de velocidad del fluido en el espacio anular, la densidad del fluido, el esfuerzo cedente, y el esfuerzo gel. Otros factores que afectan la remoción de los recortes de la perforación son la inclinación del agujero, el interior de la tubería de perforación, la excentricidad del espacio anular, el valor de la densidad y la geometría de los recortes.

Las variables controlables como el esfuerzo cedente y el esfuerzo gel, deben de ser mantenidas en los niveles correctos, para conseguir una optima remoción de los recortes cuando el fluido esta circulando, y suspender los recortes cuando la circulación es detenida.

### 4. Estabilizar las paredes del pozo

Los factores que afectan o que causan inestabilidad, pueden ser numerosos, y difícilmente identificables, por que los mecanismos que desencadenan los problemas en el agujero, en un área, pueden ser completamente diferentes en otras. Esas causas deben de ser definidas con precisión; como sea posible para poder llevar un buen registro y mantener los fluidos de perforación con los requerimientos físicos y químicos necesarios, para remediar o minimizar el problema.

El primer pasó en planear un programa de estabilización, de las paredes del pozo, es seleccionar un sistema de fluidos, que parezca el más conveniente para los problemas particulares del agujero. Las posibles selecciones podrían ser lodos de agua dulce, salmuera con cloruro de potasio, base aceite, etc. o una combinación de varios y diferentes tipos de fluidos. El siguiente paso es desarrollar tendencias de las propiedades de los fluidos, incluyendo las propiedades reológicas, la pérdida de fluido, la composición del enjarre, la densidad del fluido y el contenido de los sólidos. El tercer paso es especificar los nombres y cantidades de los aditivos especiales. El paso final, es especificar y explicar cualquier prueba especial requerida en el monitoreo del programa de estabilización que fue recomendado.

### 5. Permitir una adecuada evaluación de la formación

Los ingenieros en perforación y los técnicos de fluidos, han sido frecuentemente criticados por la gente de exploración, por maximizar el ritmo de penetración y la estabilidad del pozo, mientras pasan por alto el último objetivo de la perforación de un pozo; el correcto análisis de las capacidades de la formación productora.

Estas críticas concernientes al uso de aditivos con base de hidrocarburos, pueden hacer que las propiedades de estos fluidos distorsionen los resultados de los registros. Los programas de entrenamiento están enfatizando los aspectos de la evaluación de la formación, la gente de perforación es mas consientes de la exploración. La persona que planea un programa de fluidos debe de consultar a un especialista en el área y modificar el programa de ser necesario, para satisfacer los requerimientos<sup>30</sup>.

#### 4.3.2 Tipos de fluidos de perforación

Muchos tipos de fluidos de perforación son usados en la industria. Las principales categorías incluyen fluidos base aire, agua y aceite. Hay muchas subcategorías basadas en propósito, aditivos, o contenido de arcillas. Se dará una breve descripción de los tipos de fluidos, debido a la gran cantidad de fluidos en uso es imposible describirlos a todos.

## Aire-Gas

Se usa un fluido de circulación como aire, gas natural, los gases de escape, los gases de combustión como el bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>), el nitrógeno (N<sub>2</sub>), gas inerte, al mezclarlo con agua tiene una ventaja económica en áreas de rocas duras, donde hay poca oportunidad de encontrar grandes cantidades de agua.

Se clasifican en:

- Las nieblas: Su composición se forma de pequeñas gotas de agua o lodo que son arrastradas en una corriente de aire.
- Las espumas: Son una composición de burbujas de aire arrastradas y rodeadas por una película de agua que contiene un agente estabilizador superficial (surfactante) para la espuma.
- Las espumas estables: En su mayoría, son espumas formadas por materiales que fortalecen la película, como son los polímeros orgánicos y la bentonita<sup>18</sup>.

El aire seco o gas, proporciona un rápido ritmo de penetración de algún fluido conocido de perforación. Los recortes son usualmente reducidos a polvo, debido al bombeo a altas velocidades de las herramientas en el fondo del pozo. Transportar las partículas de roca depende de la velocidad en el espacio anular, debido a que el aire-gas no tiene propiedades estructurales adecuadas para transportar los recortes de roca.

La perforación con gas o aire es restringida en agujeros inestables, en formaciones productoras de agua, en formaciones con alta presión, y por factores económicos.

Aunque la perforación con aire puede ser llevado a cabo en presencia de grandes flujos de gas natural, existe la posibilidad de una explosión en el fondo del pozo, debido a una mezcla de metano con aire. En general, la perforación con aire-gas resulta en un rápido ritmo de penetración.

Cuando se encuentra una zona productora de agua, se perfora con una especie de niebla, donde una pequeña cantidad de agua y de agente espumante es inyectada a la corriente de gas. Los agentes espumantes reducen la tensión interfacial de las gotas de agua, y la dispersa como una fina niebla en la corriente de aire o de gas, la cual incrementa la habilidad de remover el agua producida del agujero. No son usados normalmente agentes para la corrosión en la perforación con aire o gas seco, pero cuando se encuentra agua, un tipo especial de inhibidor se usa para proteger la sarta de perforación.

Los fluidos espumosos se hacen inyectando agua y agentes espumantes, dentro de la corriente de aire o de gas, creando una espuma estable y viscosa o al inyectar un fluido de base gel que contiene un agente espumante.

Los fluidos aireados son hechos por la inyección de aire o gas en un fluido con base de gel. El propósito de esto es reducir la columna hidrostática para prevenir pérdidas de circulación en zonas con baja presión y para incrementar el ritmo de penetración.

### Fluidos base agua

Este tipo de fluidos son los más frecuentemente utilizados en la industria. El agua es la fase continua, pero podría contener aceite o gas como la fase discontinua. Los fluidos de agua dulce, son los fluidos más viejos usados en la industria. Son generalmente usados sin aditivos especiales, excepto talvez un inhibidor de corrosión.

El agua dulce podría hidratar las formaciones de arcillas convirtiéndolas en una especie de lodos. En realidad, el término de lodo se piensa que fue usado por primera vez cuando el agua dulce y los sólidos de la superficie fueron mezclados para crear un fluido viscoso que podía incrementar las propiedades de limpieza del fondo del agujero. El agua dulce es frecuentemente la base de los fluidos, cuando se agregan muchos químicos tales como arcillas, polímeros, materiales pesados, y aditivos para controlar varias propiedades.

Los polímeros cubren un extenso rango de productos. En los materiales pesados se incluye la barita, galena, óxidos de fierro y hematita. Los aditivos especiales podrían ser utilizados para controlar las propiedades del fluido tales como la pérdida del fluido, la viscosidad, el esfuerzo gel, y el PH.

Un inhibidor de un fluido base agua se usa frecuentemente para minimizar los problemas de desprendimiento. El término inhibición se refiere para retardar el ritmo al cual las formaciones arcillosas se hidratan.

La hidratación reduce la estabilidad estructural de las paredes del agujero, permitiendo con esta la caída o el desprendimiento de las paredes del pozo en el fondo del mismo. Inhibidores de fluidos comunes como el lodo de cal, usan calcio para retardar la hidratación, mientras otros utilizan altas concentraciones de varias sales.

La bentonita es usada para tratar a la mayoría de los fluidos de agua dulce, para desarrollar satisfactoriamente las propiedades reológicas y controlar la pérdida de los fluidos. La bentonita desempeña un mejor papel en fluidos que contienen menos de 10,000 ppm de cloruro de sodio. La sal afecta las propiedades de la bentonita. Un fluido de bentonita pura es raramente usado, debido a que varios contaminantes entran al sistema de fluidos, como resultado de la perforación de ciertas formaciones.

### **Fluido químico gelatinoso (Gel-Chemical mud).**

Este fluido consiste de bentonita, sólidos de perforación, y de pequeñas concentraciones de un agente dispersante. El PH de estos fluidos debe de estar entre los rangos de 8.5 a 10.5 debido a la sosa cáustica (NaOH) es requerida para activar el o los agentes dispersantes usados. Los fluidos químico gelatinosos son similares en aplicaciones a los fosfatos, pero se pueden usar a una mayor profundidad, a causa de su gran estabilidad a la temperatura de parte de los agentes dispersantes.

Los fluidos de calcio son aplicables en la perforación en estratos con anhidrita, en secciones donde no hay desprendimiento y los flujos de agua salada son un problema. Los fluidos con base de calcio toleran grandes concentraciones de arcillas. Estos fluidos son comúnmente referidos como fluidos de cal o fluidos de yeso.

Fluidos hechos con agua de mar, son comúnmente usados en la perforación marina y son más económicos que los fluidos de agua dulce en algunos casos. La conveniencia del recurso del agua salada y la eliminación de los grandes tanques en los equipos marinos han hecho este tipo de fluidos muy populares. Ya que el agua de mar contiene sal, NaCl, la cual inhibe la hidratación de las arcillas.

La alcalinidad es altamente importante y debe de ser estrechamente monitoreada para que los dispersantes y para que las arcillas reaccionen adecuadamente.

Los fluidos saturados de sal, contienen una gran cantidad de sal disuelta por lo tanto pueden ser clasificados como fluidos inhibidores. Sin embargo los fluidos saturados de sal son usados para perforar domos de sal o espesores largos de sal.

### **Fluidos dispersos (Dispersed Muds).**

Un lodo disperso usualmente usa químicos para separa a las arcillas, sin la fase líquida. Este lodo dispersante presenta un mejor control de la viscosidad, alta tolerancia de sólidos, y mejor control de filtrado, que los sistemas no dispersantes. Los sistemas dispersos son usados frecuentemente en formaciones con alta cantidad de arcillas.

### **Fluidos no dispersores (Nondispersed mud).**

Los fluidos no dispersores son frecuentemente asociados con una baja concentración de sólidos y a una baja densidad. Esos fluidos no contiene dispersantes químicos y en su composición se presenta una pequeña cantidad de bentonita. El sistema usa un polímero o polímeros que extienden los efectos de la poca cantidad de bentonita. El equipo correcto de control de sólidos, de la



alcalinidad y de la concentración de la bentonita, tiene que ser estrechamente monitoreado para que haya poca cantidad de sólidos y que el lodo funcione efectivamente.

### **Salmuera.**

El agua limpia y algunas salmueras fueron usadas en las operaciones de perforación, que no requerían de altas presiones y altas viscosidades. Las salmueras han sido usadas extensivamente en la terminación y en operaciones de reparación, donde la poca cantidad de sólidos y un ambiente limpio son críticos. Las salmueras pueden estar en los rangos de 8.33 a 19.2lb/gal (0.997 a 2.2979 gr/cm<sup>3</sup>). Esas salmueras pueden ser de una, dos o incluso de de tres componentes de sal como las que siguen:

- cloruro de potasio
- cloruro de sodio
- cloruro de calcio/bromuro de calcio
- cloruro de calcio/bromuro de calcio/bromuro de zinc

La composición del agua salada debe de ser filtrada mecánicamente para eliminar la contaminación indeseable de los sólidos. La densidad de la salmuera es usualmente medida a 60 °F (15.55 °C), y si es posible, la densidad debe de ser calculada por la gravedad específica por la medición de un hidrómetro.

Las salmueras están hechas de agua dulce y se agrega un tipo de sal para conseguir la densidad deseada. La densidad es controlada con la adición de sal o de agua dulce.

Las salmueras de cloruro de potasio pueden ser usadas con densidades de 9.7 lb/gal (1.1609 gr/cm<sup>3</sup>). Este tipo de salmueras es un excelente fluido de terminación para formaciones sensibles al agua. El ión potasio es excelente para tapar la estructura de las arcillas, evitando que estas se hidraten.

El sistema de cloruro de sodio (NaCl) es probablemente la salmuera mas usada en la perforación, terminación y operaciones de reparación debido a su eficacia. La máxima densidad para la salmuera de cloruro de sodio es de 10 lb/gal (1.1968 gr/cm<sup>3</sup>) a 60 °F (15.55 °C).

La mezcla de cloruro de calcio es usada comúnmente cuando se requiere de densidades de 9.7 a 11.6 lb/gal (1.1609 a 1.3883 gr/cm<sup>3</sup>). Esta mezcla se usa en operaciones de reparación y operaciones de terminación. El punto de congelación de una salmuera de 11.6 lb/gal (1.3883 gr/cm<sup>3</sup>) es de 44 °F (6.666 °F). La cual puede causar problemas operativos a bajas temperaturas.

Los sistemas de salmueras que requieren de una densidad mayor como 15.1lb/gal usan dos tipos de sal, la de cloruro de calcio y la de bromuro de calcio ( $\text{CaCl}_2$  y  $\text{CaBr}_2$ ). El ingrediente básico para ésta salmuera es una solución con bromuro de calcio con una densidad de 14.1 a 14.3 lb/gal. La densidad puede ser incrementada a 15.1lb/gal en la adición de granos de cloruro de calcio. Debe de tenerse cuidado de no alcanzar el punto de congelación en operaciones en donde se tengan bajas temperaturas.

En trabajos de perforación de altas presiones, reparaciones y terminaciones, se requiere del uso de densidades de 19.2lb/gal. Agregando cloruro de calcio y bromuro de calcio a una solución de bromuro de zinc se puede alcanzar la densidad de 19.2lb/gal. Se pueden mezclar las tres sales en varia concentraciones y se pueden agregar productos especiales cuando es verano e invierno.

### **Fluidos base aceite (Oil-Based Fluids)**

Los fluidos base aceite usan crudo o aceites refinados como la fase continua. Esos tipos de fluidos deben de tener emulsificantes. Dos tipos de fluidos base aceite son comúnmente usados. Un fluido de aceite tiene menos del 5% de agua.

Se clasifican en:

- Emulsión inversa: En estos fluidos el aceite es la fase continua y el agua dulce o salada es la fase discontinua. En su composición el contenido de agua es mayor al 10% y su estabilidad dependerá de uno o más de los siguientes componentes: agentes de suspensión, agentes humectantes y emulsificantes, agentes de control de filtración, reductores de la viscosidad, cantidad y tipo material sólidos para aumentar su densidad.
- Emulsión directa: En este caso el agua constituye la fase dispersa (continua) y el aceite forma la fase continua. Al agregarle determinados agentes de suspensión, se incrementa la viscosidad y el poder de suspensión, para lo cual deberán monitorearse constantemente en su tratamiento, evitando durante su preparación que no excedan materiales sólidos que provoque taponamiento en la formación.

Una emulsión inversa tiene una concentración de agua arriba del 5%. Los fluidos base aceite son generalmente usados para propósitos específicos, como mantener la estabilidad en el agujero en formaciones hidratables o con presencia de hidrogeno de sulfuro.

Mientras se perfora en las formaciones hidratables, es importante que los niveles de salinidad del fluido de base aceite sean mantenidos a niveles más grandes que la salinidad de la formación que se este perforando. La contaminación de los

fluidos por parte de gases como el dióxido de carbono, pueden ser controlados con excesos de cal en los fluidos de base aceite.

Históricamente, el diesel ha sido el primer aceite empleado en la fase continua de los fluidos de base de aceite. Restricciones en contaminación, especialmente en ambientes marinos, ha sido necesario el uso de un aceite mineral como fase continua, que esta dentro de los límites ambientales. Las refinerías estan abasteciendo con grandes cantidades de parafinas procesada, empleadas en los fluidos cons base de aceite que cumplan con los estándares ambientales. Excepto por pequeñas diferencias estos nuevos tipos de aceites están igualando las propiedades del diesel.

### **4.3.3 Tipos Generales de Aditivos.**

#### **Viscosificantes.**

Hay muchos productos para densificar las salmueras, los fluidos base agua y los fluidos base aceite. La viscosidad de un fluido depende de la fuerza entre las partículas, tamaño, forma, número de partículas y de la viscosidad del fluido base.

Dentro de los productos se encuentran:

- **Arcillas.** Tales como la Bentonita, Atapulguita y sub-bentonitas (todos los coloides) incrementan no solo la viscosidad, si no también el punto de fluencia, el esfuerzo gel.
- **Polímeros.** Algunos de los mejores polímeros conocidos para incrementar la viscosidad son los siguientes:
  - **Hydroxyethyl Celulosa (HEC).** Se usa para incrementar la densidad. Es altamente soluble en ácidos, se usa en unión de otros polímeros para dar viscosidad a los lodos salados.
  - **Carboxymethyl Celulosa (CMC).** Es usado principalmente para incrementar la densidad de los lodos de agua dulce.
  - **Polysaccharide (alto peso molecular).** Incrementan la viscosidad debido a que tienen un alto peso molecular y se encuentran suspendidos.
  - **Hydrocarbon Copolymer.** Incrementan la viscosidad en fluidos base aceite.

- **Polyacrylamide · polyacrylate.** (Combinación). Ciertas combinaciones de estos dos polímeros pueden incrementar la viscosidad
- **Polyacrylate.** Usado con bentonita puede incrementar el rendimiento de la bentonita sin incrementar el contenido de los sólidos.

### **Reductores de la viscosidad.**

Una viscosidad alta es causada por una cantidad excesiva de coloides, debido a sólidos en la perforación o contaminantes, pueden causar varios problemas en la perforación. Asociados con altas viscosidades está el punto de fluencia y el esfuerzo gel. El cual causa un incremento en la densidad equivalente de la circulación y puede requerir de una alta presión de bombeo para romper la circulación. Esas condiciones pueden resultar en problemas de pérdidas de la circulación y otros problemas en el pozo. Dentro de los materiales empleados para reducir la viscosidad se encuentran los siguientes grupos:

### **Thinners y Dispersantes.**

Son las sustancias químicas que causan el adelgazamiento en el fluido, dispersan las plaquetas de arcillas por la reducción de las fuerzas entre las partículas, y en algunos casos, por la creación de fuerzas de repulsión. El Thinner satisface el rompimiento de las ligaduras de valencia en el borde de las plaquetas de arcillas. La reducción o la eliminación de esas fuerzas son comúnmente llamadas dispersantes en un sistema de fluidos.

Muchos thinners pueden ser clasificados como materiales orgánicos o como fosfatos inorgánicos complejos. Dentro de los thinners orgánicos incluyen a los lignosulfatos, lignitos y tanatos. Los Lignosulfatos con varios componentes metálicos han sido utilizados exitosamente en un amplio rango de aplicaciones. Los thinners orgánicos pueden ser usados en pozos con altas temperaturas además de exhibir una buena conducta en el control de filtrados.

Dentro de los thinners inorgánicos encuentra el SAPP (Pirofosfato de Sodio ácido), TSPP (Fosfato Tetrasódico  $\text{Na}_2\text{P}_2\text{O}_7$ ) y el Hexametáfosfato de Sodio. Los thinners inorgánicos son efectivos en pequeñas cantidades pero están restringidos para fluidos de agua dulce, bajas temperaturas, pocos cloruros, poca relación de calcio/magnesio, y valores bajos de PH.

### **Rompedores Químicos.**

La viscosidad generada por los polímeros puede ser tratada con químicos especiales para causar un adelgazamiento en el fluido. Esos ácidos suaves, tales

como, Clorox®, han sido usados exitosamente en contra de los polímeros. Debido al costo de los polímeros, pruebas piloto tienen que hacerse antes de agregar los rompedores químicos al sistema. También es aconsejable en algunos casos esperar de 12 a 18hrs después de que los rompedores químicos han sido agregados antes de continuar operando.

### **Agentes de Pérdida de Fluido.**

Todos los fluidos pierden fluido hacia la formación; los agentes de la reducción de pérdida de fluido fueron desarrollados para formar una delgada, dura y semipermeable protección en las paredes del agujero. Con esto los agujeros son más estables, y las paredes de las zonas productivas están protegidas en cierto grado, así la invasión del filtrado de los fluidos de la perforación esta controlada.

La depositación de sólidos demasiado largos, para pasar a través de la membrana porosa, minimiza la continuidad de la pérdida de fluido. La bentonita es considerada la base para un buen enjarre. Algunas sustancias químicas han sido desarrolladas para ayudar a la bentonita en el control de la filtración.

### **Fluidos Base-Aceite.**

Los fluidos base-aceite usualmente exhiben poca pérdida de fluidos a bajas temperaturas y a altas presiones, en comparación con los fluidos base agua. El agua es importante en control de la filtración. El agua tiene dos funciones en el control de la filtración de los fluidos base aceite; actúa como un sólido para reducir la filtración, y provee de un medio en el cual las sustancias químicas y especialmente la bentonita tratada reaccionan.

### **Ajustadores del PH.**

El PH es una medición de la concentración del ión hidrógeno. Debido a su composición química de los fluidos de perforación, es necesario mantener el PH de los fluidos de perforación en los rangos de alcalinidad. Agregar sustancias químicas tales como thinners orgánicos e inorgánicos, agua con un alto contenido de calcio/magnesio y la entrada de ciertos contaminantes, podría necesitarse de un control adicional de PH. Un rango apropiado del PH para óptimas operaciones esta determinado por el tipo de fluidos de perforación y de los aditivos químicos.

Propiamente el PH en los fluidos base agua se logra usualmente por agregar hidróxido de sodio (NaOH) o hidróxido de potasio (KOH). Ambas sustancias químicas proporcionan una base alcalina, para compensar por las sustancias químicas y el agua contaminada.

### **Materiales que controlan la densidad.**

Para perforar un pozo exitosamente, la presión de la formación debe de ser controlada por la presión hidrostática del fluido. La presión del fluido es incrementada al incrementar la densidad del fluido. Un sistema de fluido normalmente gana cierta cantidad de peso de los sólidos de la perforación, si no se usa adecuadamente el equipo de control de los sólidos. Esos sólidos son considerados generalmente indeseados en los sistemas de lodos de gran peso, pueden causar problemas debido al incremento de peso del sistema. En los últimos años se han usado exitosamente diferentes materiales para proporcionar una adecuada presión hidrostática, algunos de ellos tales como la Barita, la Galena, el Carbonato de Calcio, Oxido de Fierro y algunas sales tales como el Cloruro de Sodio (NaCl), el Cloruro de Calcio (CaCl<sub>2</sub>).

**Polímeros para la Pérdida de la Circulación.** Un polímero simple o la mezcla de polímeros dentro de una gruesa y viscosa pídora pueden ayudar a la pérdida de la circulación. Las resinas ácidas con carbonato de calcio han probado ser muy efectivas en zonas de pérdidas de circulación. No es muy recomendable el uso de polímeros como materiales de pérdida de circulación en zonas productoras.

### **4.3.4 Aditivos Especiales**

#### **Floculantes.**

La Floculación puede ser definida como la agrupación cara a cara de las plaquetas de arcillas causadas por fuerzas de atracción. La floculación en un sistema de fluidos es indeseable en muchos casos, y es usualmente el resultado de algún tipo de contaminación. Los floculantes han sido usados en la perforación para promover el asentamiento de los sólidos de la perforación del sistema de fluidos.

#### **Detergentes.**

Los detergentes cuando son usados propiamente pueden incrementar el ritmo de penetración. Reducen la tensión superficial del agua empleada en la perforación, sin embargo incrementan la mojabilidad de la formación por la invasión capilar. Los detergentes son usados en agujeros superficiales y tienen poco efecto en las profundidades a altas temperaturas.

#### **Controladores de Corrosión.**

Si la sarta de perforación y la tubería de revestimiento han sido adecuadamente mantenidos, la corrosión mientras se perfora, debió haberse mantenido al mínimo con un adecuado tratamiento del sistema de fluidos. Algunos de los agentes anticorrosivos tales como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, oxígeno son empleados<sup>31, Op Cit: 29,20</sup>

#### **4.4 Obturantes de pérdidas de circulación**

La pérdida de la circulación de los fluidos de perforación es quizá el problema más costoso en la exploración de gas y de aceite, con la excepción de los reventones. Dentro de los factores costosos se incluye la pérdida de tiempo utilizada por el equipo de perforación; se invierte en costosos métodos de recuperación, y se puede incurrir en la pérdida del agujero. Para complicar más el problema de la pérdida de la circulación son raras veces analizadas, resultando en la aplicación de técnicas de recuperación que no satisfacen las necesidades del problema.

La pérdida de la circulación es la pérdida del fluido empleado en la perforación hacia la formación en pequeñas o en grandes cantidades. La pérdida de la circulación puede tener muchas causas, efectos perjudiciales y procedimientos de recuperación que deben de ser estudiados antes de que el operador pueda seleccionar un óptimo y efectivo método de solución del problema.

La pérdida de la circulación se manifiesta de varias maneras, puede ser un lento filtrado hacia la formación, causando una pequeña y consistente reducción en superficie del volumen del agujero tal como 8-10 bbl/hr. Dentro de los problemas más severos que se pueden presentar la pérdida de la circulación parcial o total.

Si la pérdida de la circulación no se puede tolerar, el remedio usual es agregar un producto que selle muy fino conocido en la industria del petróleo como LCM (Lost Circulation Materials). Los LCM son el método más efectivo de reducir la pérdida de la circulación en las zonas porosas y permeables al ser agregados al sistema de fluidos, ya que su función es la de sellar la pared de la formación que se esta perforando.

Históricamente, este tipo de materiales ha sido llamado "materiales de pérdida de la circulación" o LCM por sus siglas en inglés Lost Circulation Materials. Los LCM han sido aplicados exitosamente y son productos tales como la cáscara de nuez molida, las cáscaras de las semillas de algodón, aserrín, hojuelas de celofán, y materiales fibrosos tales como el cuero molido y fibras de la caña. Muchos de ellos en un inicio no sirvieron como LCM, pero otros si fueron formulados para esas tareas específicas.

Se debe de tener un tamaño apropiado de las partículas de los LCM, para que hagan un buen sello en la formación porosa y permeable. En las aplicaciones de campo se ha visto que al usar varios tamaños finos, medio y grueso de las cáscaras de nuez se obtiene mejores resultados, que al usar un solo tipo de ellos. Los LCM no son recomendados en concentraciones mayores de 10 a 20 lb/bbl (0.0285 – 0.057 gr/cm<sup>3</sup>) en el sistema de fluidos.

Las principales causas de la pérdida de la circulación se muestran en las siguientes figuras, las cuales incluyen a las formaciones porosas, permeables o zonas no consolidadas, fracturas originales, fracturas inducidas o cavernas<sup>32, Op</sup>  
Cit: 29, 30

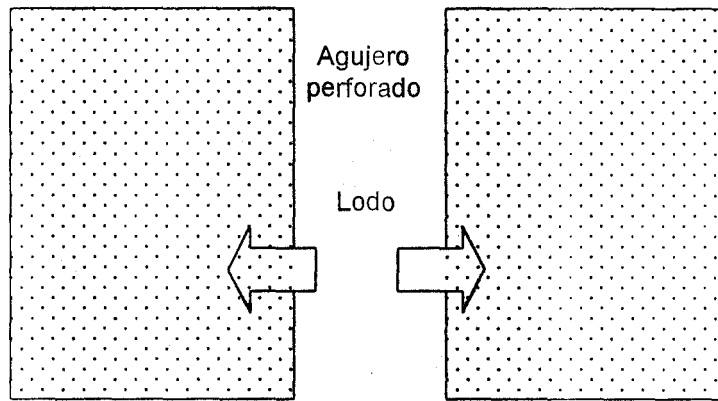


Fig 4.4 A.- Zonas Porosa y Permeable

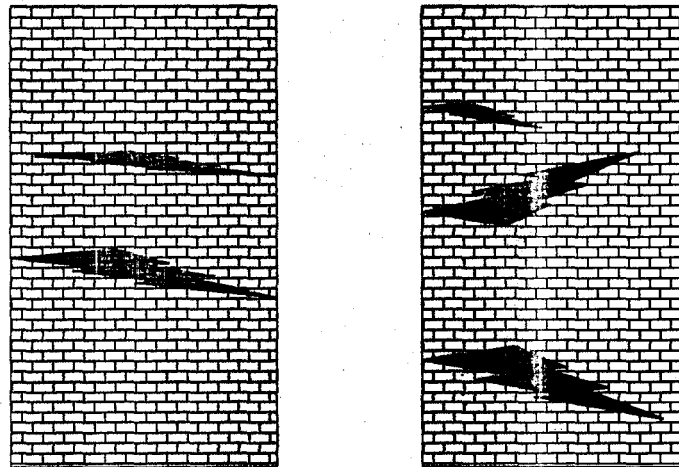


Fig. 4.4 B.- formación fracturada



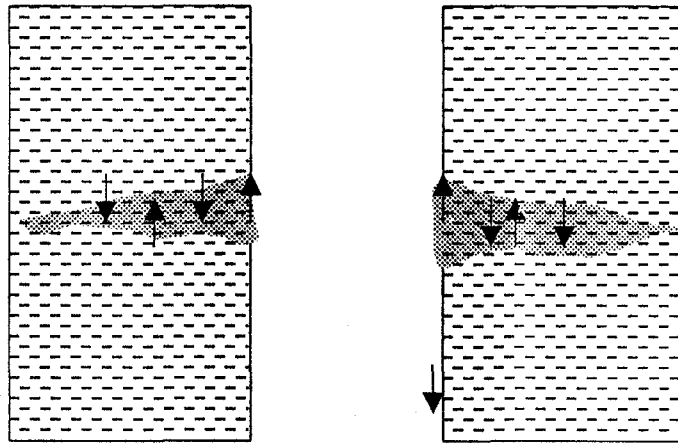


Fig. 4.4 C.- Fracturas inducidas

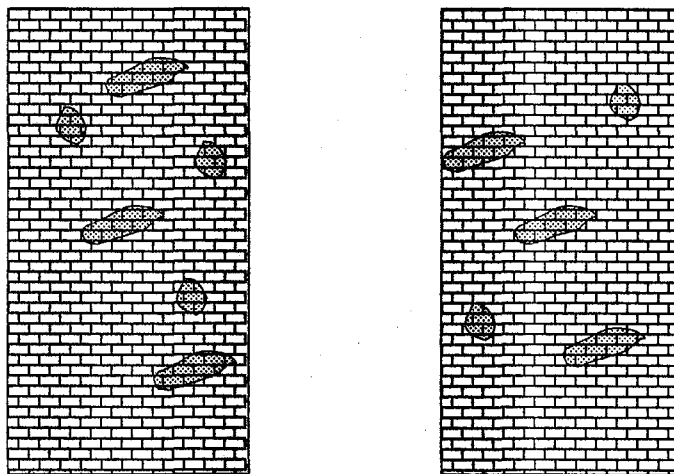


Fig. 4.4 D.- Formación con cavernas

---

# CAPÍTULO 5

# PERSONAL DE PERFORACIÓN

---

## 5. PERSONAL DE PERFORACIÓN

### 5.1 UPMP (Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos)

La unidad de perforación y mantenimiento de pozos de Pemex, organiza sus departamentos de operación en unidades operativas con el siguiente organigrama:



#### ORGANOGRAMA ESTRUCTURAL. GERENCIA DIVISIONAL DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS.

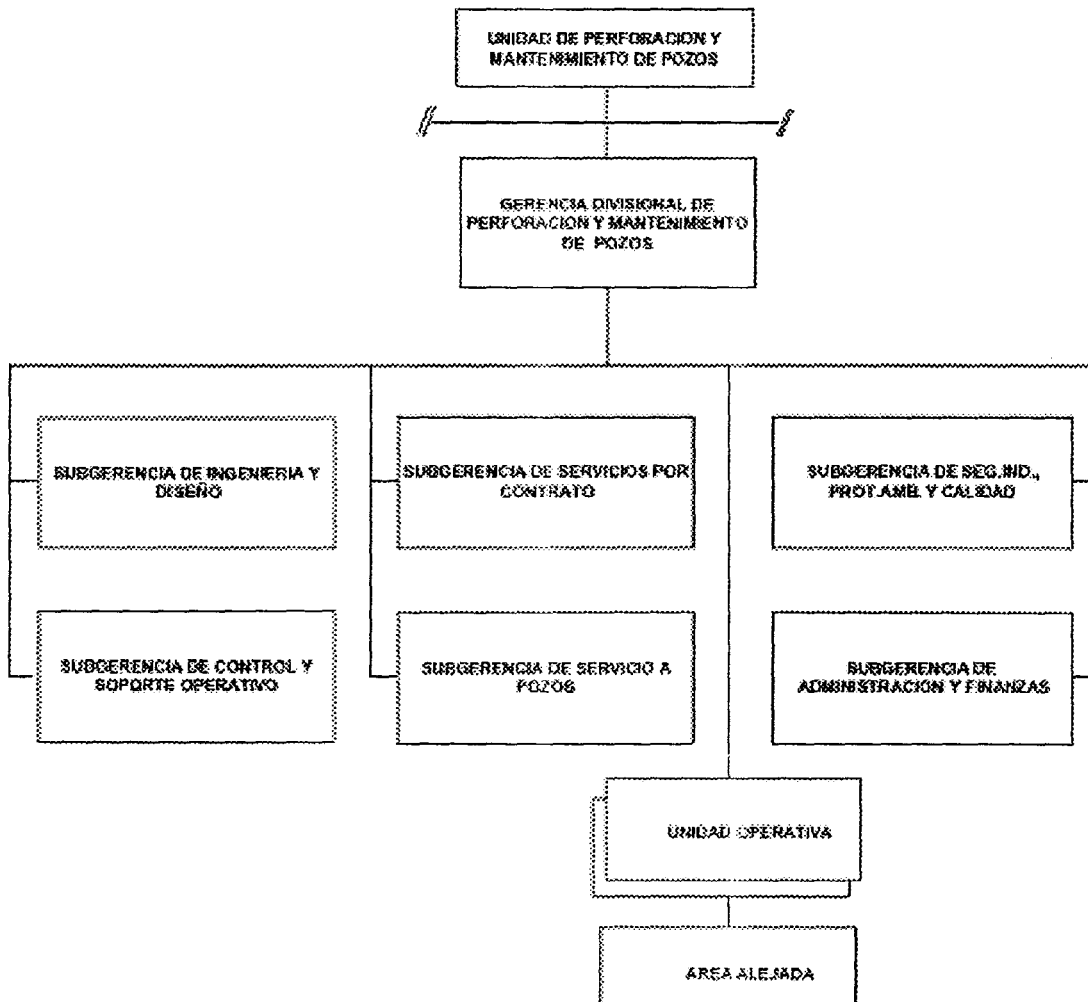
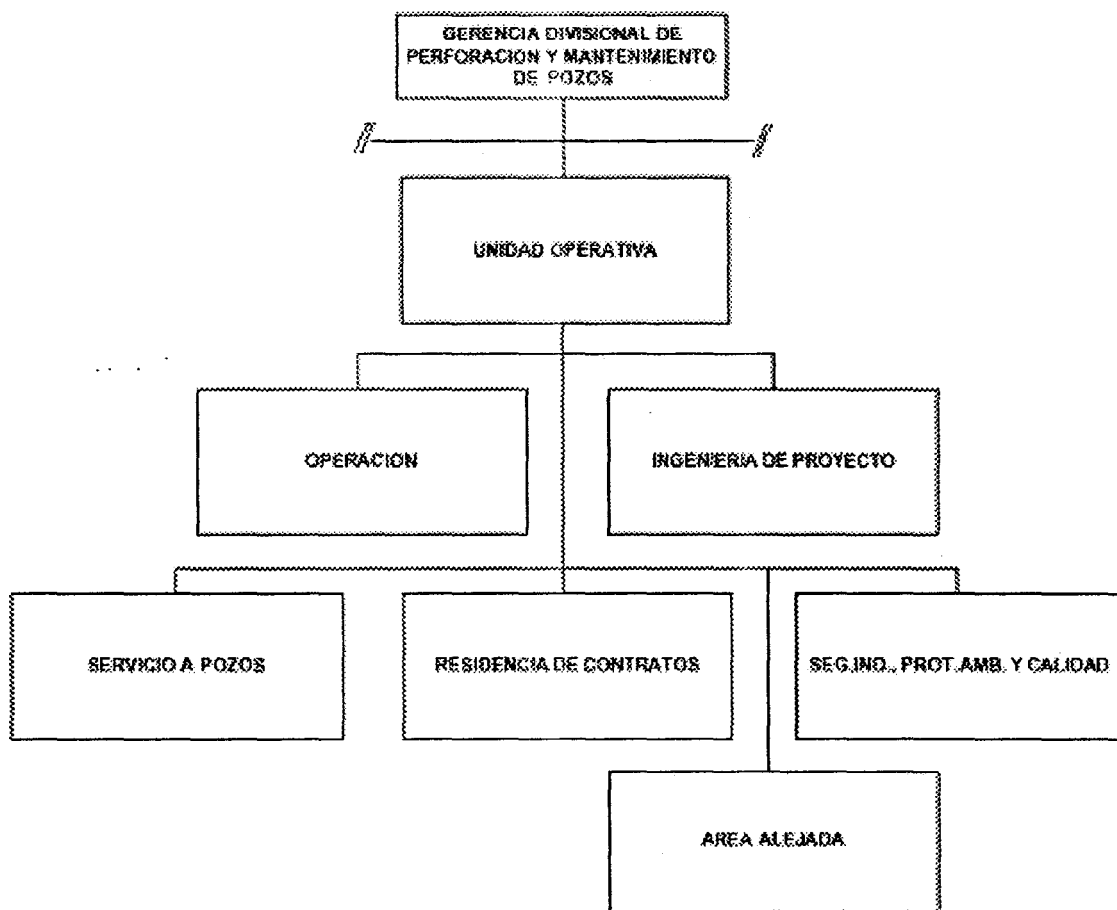


Fig. 5.1.- Organigrama Estructural Gerencial Divisional de Perforación y Mantenimiento de Pozos<sup>33</sup>



**ORGANOGRAMA ESTRUCTURAL.  
GERENCIA DIVISIONAL DE PERFORACIÓN  
Y MANTENIMIENTO DE POZOS.**



**Fig. No. 5.2 Organigrama Estructural Gerencial Divisional de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Unidad operativa<sup>33</sup>**

El responsable de la Gerencia Divisional de Perforación y Mantenimiento de Pozos, esta representado por un jefe de unidad, el cual es el responsable directo de todas las actividades y operaciones realizadas en la Unidad Operativa.

El objetivo, de la Unidad Operativa de Perforación y de Mantenimiento de Pozos, es el de proporcionar los servicios de perforación, terminación y de reparación de pozos con un alto índice de desempeño, dentro de un marco estricto de seguridad y de protección al medio ambiente, asegurándose de la integridad física de los

## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

trabajadores así como de las instalaciones en las que laboran, en armonía con la comunidad, así como ayudar a incrementar la rentabilidad de los proyectos de Pemex Exploración y Producción.

Las funciones que se desempeñan dentro de la unidad operativa son las siguientes:

- Establece la misión, visión, acciones y estrategias que se requieren en el cumplimiento de los objetivos antes mencionados, identificando las amenazas, potencias, oportunidades y limitaciones.
- Dirige, planea, organiza y da un control a los procesos operativos, administrativos y tecnológicos, aplicados en la perforación, terminación y reparación de pozos.
- Da un asesoramiento e informa a la alta dirección acerca del comportamiento, tanto operativo como económico de la perforación, terminación y reparación de pozos.
- Dirige los esfuerzos, acciones, inversiones y recursos para que se cumpla con los objetivos.
- Se encarga de supervisar la negociación de las obras y de los servicios de perforación, terminación y de reparación de pozos.
- Se encarga de que se realicen y se les de seguimiento a los planes de seguridad y de protección ambiental.
- Fomenta la sinergia y el desarrollo del factor humano en el cumplimiento de los objetivos.
- Se asegura de que los trabajos realizados, se encuentren dentro de las normas de seguridad y de protección ambiental.
- Se encarga de que se apliquen los Estándares de Calidad, así como de la Calidad de los Procesos y su Mejora Continua, con el fin de que se satisfagan los requerimientos del cliente.

### **5.2 Ingenieros de diseño**

Son los profesionistas encargados de la elaboración de los programas de los pozos, tanto de diseño como de operación. Se encargan de hacer los diseños de las cementaciones, tuberías, barrenas, pruebas técnicas, etc., son los responsables de elaborar los reportes finales, de la elaboración de estadísticas, así como de llevar el seguimiento de las obras (la perforación del pozo). A continuación se enlistan sus principales actividades.

#### **Funciones:**

- Son los encargados de elaborar la ingeniería de diseño para la perforación, terminación, reparación de pozos e intervención de pozos.
- Elabora el programa operativo de la perforación, terminación y reparación de pozos.

- Se encargan del presupuesto de los pozos a intervenir.
- Se encargan de elaborar los acuerdos de los trabajos de perforación, terminación y de la reparación de los pozos.
- Se encargan de elaborar los diseños y los costos de la perforación, terminación y de la reparación de los pozos, para documentar los proyectos de inversión de los activos.
- Deben de aplicar la tecnología, procedimientos operativos, la normatividad de la seguridad y protección al medio ambiente en los trabajos de perforación, terminación, reparación de pozos, mantenimiento de equipos y de los servicios de apoyo.
- Se encarga de la elaboración del acta de entrega-recepción del pozo al activo correspondiente.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos de perforación, se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

#### **Perforación.**

- Se encarga de la elaboración de acuerdos mutuos de trabajo de la perforación de pozos.
- Ejecuta las operaciones críticas en los pozos de perforación.
- Ejecuta el diseño del pozo a las condiciones reales.
- Optimiza los factores claves en el desarrollo del pozo durante la perforación.
- Se encarga de supervisar las actividades del programa de perforación del pozo.
- Se encarga de implantar las acciones correctivas, durante la ejecución de las operaciones vinculadas con la perforación.
- Vigila que se certifique, en campo, la ejecución de los servicios en operaciones críticas de la perforación en el pozo.
- Se encarga de entregar los pozos que se han perforado.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos de perforación, se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

#### **Terminación y Reparación de Pozos.**

- Se encarga de la elaboración de contratos mutuos de la terminación y reparación de los pozos.
- Se encarga de la ejecución de las operaciones críticas, en la terminación y en la reparación de los pozos.
- Se encarga de ejecutar el diseño del pozo a las condiciones reales.
- Es capaz de optimizar los factores claves en la terminación y en la reparación de los pozos.

## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

- Se encarga de implantar acciones correctivas, de ser necesario en las operaciones de terminación y reparación de pozos.
- Debe de vigilar que se certifiquen los trabajos de terminación y reparación de pozos.
- Entregan los pozos terminados y/o reparados.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos de perforación, se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

### **5.3 Ingenieros de operación**

Son los profesionistas encargados de realizar y de dirigir las operaciones, seleccionar y supervisar el personal técnico y obrero, ejecuta los programas y es el responsable del suministro a los equipos, de los materiales así como de la logística y el seguimiento de la perforación de los pozos. También debe de vigilar la aplicación de la tecnología, los procedimientos operativos, y las normatividad de la seguridad y de la protección ambiental en la perforación, terminación, reparación de pozos, así como dar mantenimiento y servicios de apoyo.

#### **Perforación.**

- Son los encargados de que se aplique adecuadamente la tecnología con la que se cuenta en los equipos, además de que debe de seguir con los procedimientos operativos para que se haga un buen trabajo. Por lo que también debe de conocer y ejecutar las normativas de seguridad y protección ambiental durante la perforación del pozo.
- Es el encargado de la correcta ejecución del trabajo de perforar un pozo.
- Dentro de sus responsabilidades esta la entrega de un acta de entrega-recepción del pozo al activo que le corresponda.
- Debe de optimizar los tiempos programados de las operaciones de la perforación, con el objetivo de que se hagan en el menor tiempo posible.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos de perforación se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

#### **Terminación y Reparación de Pozos.**

- Son los encargados de que se aplique adecuadamente la tecnología con la que se cuenta en los equipos, además de que debe de seguir con los procedimientos operativos, para que se haga un buen trabajo. Por lo que también debe de conocer y ejecutar las normativas de seguridad y protección ambiental durante la terminación y reparación de pozos.
- Es el encargado de la correcta ejecución del trabajo de terminación y reparación de pozos.

- Dentro de sus responsabilidades esta la entrega de un acta de entrega-recepción del pozo al activo que le corresponda.
- Debe de optimizar los tiempos programados, de las operaciones de la terminación y reparación de pozos, con el objetivo de que se hagan en el menor tiempo posible.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos de la terminación y reparación de pozos se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

### **Fluidos**

- Son los encargados de que se aplique adecuadamente la tecnología con la que se cuenta en los equipos, además de que debe de seguir con los procedimientos operativos, para que se haga un buen trabajo. Por lo que también debe de conocer y ejecutar las normativas de seguridad y protección ambiental, en el manejo integral de fluidos, para la perforación, terminación y reparación de pozos.
- Es el encargado de la ejecución, supervisión y administración en el manejo de fluidos para la perforación, reparación y terminación de pozos.
- Se encarga de evaluar el cumplimiento de la terminación y reparación de pozos en el servicio integral de fluidos, control de los sólidos y de recortes.
- Debe de interactuar con bases técnicas, cuando se esta seleccionando la contratación integral de los servicios de control de los sólidos, de fluidos y de los recortes.
- Realiza un reporte con las necesidades de cada Unidad Operativa.
- Participa en los programas de mejora operativa, atendiendo los servicios de recortes, control de los sólidos y de fluidos en la perforación, reparación y mantenimiento de pozos.
- Debe de certificar, en el campo, la ejecución de los servicios por contrato relativo a los fluidos para la perforación, reparación y terminación de los pozos.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos de terminación y reparación de pozos, se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

### **Cementaciones, Estimulaciones y Fracturamiento.**

- Son los encargados de que se aplique adecuadamente la tecnología con la que se cuenta en los equipos, además de que debe de seguir con los procedimientos operativos para que se haga un buen trabajo. Por lo que también, debe de conocer y ejecutar las normativas de seguridad y



## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

protección ambiental durante las cementaciones, estimulaciones y fracturamientos.

- Es el encargado de que se ejecuten los servicios a pozos de las cementaciones, estimulaciones y fracturamientos.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos, se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

### **Mantenimiento de equipos.**

- Debe de ejecutar los trabajos de mantenimiento de equipo.
- Certifica en el campo los trabajos realizados por el mantenimiento a los equipos.
- Debe de ejecutar y dar seguimiento a los programas de mantenimiento de equipos.
- Elabora un diagnostico, de las condiciones de los equipos y maquinarias una vez que se han utilizado.
- Debe de mantener actualizado un censo de equipos de inventario de sus componentes.
- Debe de coordinar el desmantelamiento, transporte e instalación de equipos y/o unidades.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas.

### **Servicios de apoyo.**

- Ejecuta los trabajos de servicios de apoyo y certifica que se realicen éstos contratos.
- Debe de supervisar y dar seguimiento a los programas de reparación general de los equipos (mecánicos, eléctricos y estructuras), prevetores, a las conexiones superficiales de control, instrumentos, tuberías y herramientas especiales por administración y contrato.
- Solicita los recursos que sean necesarios para que se cuente con partes de refacción, herramientas y personal, para que se pueda cumplir con oportunidad los programas de la reparación de los equipos de la locación.
- Debe de estar atento del personal, y si detecta que necesitan capacitación debe de proporcionarla.
- Ejecuta programas de desincorporación de los activos improductivos, de los equipos de perforación y reparación de pozos.
- Debe de asegurarse de que la planeación, organización, supervisión y ejecución de los trabajos se lleven a cabo dentro de las normas de seguridad y protección ambiental establecidas<sup>33</sup>.

#### **5.4 Cuadrilla de Operación de equipo de perforación**

Para realizar la perforación de un pozo con éxito, se debe al esfuerzo del trabajo en equipo, que integran la tripulación de Perforación y de Mantenimiento de Pozos. Todo el equipo tiene una misión y un objetivo que cumplir, su éxito o fracaso se deberá al compromiso y a la entrega de cada uno de los que integren este equipo. A continuación se mencionan los integrantes del cuerpo de Perforación y Mantenimiento de Pozos, así como las actividades que desempeñan cada uno de ellos.

##### **Inspector Técnico en perforación.**

Es el responsable de forma permanente de las instalaciones, el personal, operaciones, materiales y del entorno ecológico. Es el que promueve el trabajo en equipo, la planeación, la dirección así como del cumplimiento del programa de manera programada y optimizada. Además tiene que estar en contacto con sus supervisores, y mantenerlos al tanto de lo que sucede en el sitio de trabajo.

Metas:

- Cumplir con el programa que se le da de perforación, de una manera óptima y de acuerdo con los procedimientos técnicos establecidos.
- Es el encargado de que el personal cumpla con las normativas establecidas.
- Establecer la unidad de la cuadrilla de perforación.
- Debe de implementar un plan de seguridad y de protección al medio ambiente en el que se encuentre.
- Tiene que llevar un control de toda la documentación y artículos, a los que se les pueda hacer una auditoria.

Dentro de sus funciones esta la de supervisar lo siguiente:

- Que no falten lo necesario para que se trabaje en la localidad, según las necesidades del equipo, además, tiene que estar al tanto de las condiciones en las que se encuentra camino de acceso a la localidad.
- El movimiento de logística del equipo.
- La instalación del equipo.
- Las distintas etapas de la perforación.
- El desmantelamiento del equipo en general.
- La restauración de la localización y de la recuperación de las condiciones naturales del lugar.
- Que el personal utilice su equipo de protección personal, para evitar accidentes.

## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

- Que las operaciones se realicen sin que sucedan accidentes mecánicos, operativos, humanos y ambientales.

### **Perforador**

El elemento principal de la tripulación. Es el que tiene la responsabilidad directa del desarrollo y de la aplicación de los programas de trabajo y del personal.

#### **Metas:**

- Es el encargado de dar cumplimiento al programa de perforación, de una manera detallada y optimizada, según los procedimientos de perforación establecidos.
- Se encarga también de que el resto del personal cumpla con las normas establecidas.
- Debe de asegurarse que el equipo de trabajo sepa lo que tiene que hacerse, además de tener una buena relación laboral con ellos.
- Debe de verificar que el personal de la perforación realice sus tareas de una manera oportuna, con eficiencia y sobre todo con seguridad, de acuerdo a las normas de ecología y operativas vigentes.
- Debe de asegurarse que el personal a su cargo lleve siempre su equipo de protección personal, para evitar algún tipo de accidente durante y después de los trabajos de perforación.
- Debe de ser capaz de mantener el control del grupo de trabajo, para que se llegue a los objetivos planeados.
- Una de sus metas es elevar el auto estima del resto de sus compañeros de trabajo, con el fin de que se de un ambiente de trabajo menos tenso y mas sano.

Dentro de las funciones de supervisión se encuentran las siguientes:

- El movimiento logístico del equipo
- De las instalaciones del equipo.
- De las distintas etapas de la perforación.
- Del desmantelamiento del equipo en general.
- De las restauración de la locación así como de las condiciones ambientales.
- Que el personal utilice su equipo de protección personal.
- Que las operaciones se lleven a cabo sin incidentes mecánicos, operativos, de carácter humano y ambiental.

Es el encargado de dirigir el procedimiento de cierre del pozo en caso de que se presente un brote durante la perforación.

### **Ayudante del Perforador Rotaria (Cabo).**

Este elemento de la cuadrilla de perforación, puede cubrir al perforador en caso de que se ausente por tiempos cortos. Además supervisa los trabajos a realizarse en el equipo, es el responsable de los movimientos de las válvulas en los cabezales del pozo, del conjunto de preventores, "manifold" de bombas, "stan pipe" y árboles de estrangulación.

#### **Metas:**

- Dar continuidad a las instrucciones del perforador, de manera precisa y eficiente.
- Se encarga de supervisar las condiciones del equipo y de las herramientas de trabajo, con el fin de que se encuentren de forma óptima cuando se utilicen.
- Se encarga del orden y de la limpieza del equipo.

Dentro de las funciones que realiza se encuentra:

- Auxilia al perforador en las distintas actividades que realiza

#### **Supervisa:**

- El cumplimiento de los procedimientos operativos establecidos.
- Las instalaciones
- Las distintas etapas de la perforación.
- El desmantelamiento del equipo en general.
- La restauración de la locación así como de las condiciones ambientales.

Es el encargado de dar una respuesta al procedimiento de control de brotes.

### **Ayudante de Perforación Rotaria (Chango)**

Se encarga de realizar las maniobras en la torre de perforación, tiene la capacidad suficiente para actuar como responsable del área de las bombas de lodos, de las presas de trabajo y del control de los fluidos.

#### **Metas:**

- Debe de realizar eficientemente y con gran seguridad las maniobras en los viajes de tubería y de trabajos de altura en general.
- Vigila que el lodo mantenga sus propiedades correctas y el equipo superficial de control de sólidos.
- Detecta los brotes, a través de la interpretación oportuna de los indicadores.

## **EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN**

---

Dentro de sus funciones se encuentran las siguientes:

- La ejecución de maniobras de altura de una manera eficiente y segura.
- Verifica que el lodo se encuentre según el programa establecido.
- Detecta de una manera oportuna cualquier manifestación de brote o de pérdida de la circulación.
- Participa en la instalación del equipo.
- Participa en el desmantelamiento del equipo en general.
- Participa en la restauración de la locación y de la recuperación de las condiciones naturales del lugar.

### **Ayudante de Piso Perforación Rotaria.**

Se encarga de la ejecución de los trabajos a realizarse, en forma planeada y estratégicamente aceptada, en lo referente a las acciones y manualidades en el piso rotaria y del equipo en general.

Metas:

- Debe de calibrar, manejar y conectar los tramos de tubería y herramientas especiales en el piso de perforación.
- Auxilia al resto del equipo, en las tareas específicas de una manera eficiente.
- Participa en el procedimiento de cierre de pozos, debido a la manifestación de un brote.

Dentro de sus funciones se encuentran las siguientes:

- Debe de realizar con gran destreza y habilidad los diversos trabajos en el piso de perforación que se le han encomendado.
- Debe de mantener en buenas condiciones las herramientas manuales, para su óptima utilización.
- Debe de mantener en orden y limpio el equipo de perforación.
- Participa en la instalación del equipo.
- Participa en el desmantelamiento del equipo.
- Participa en la restauración de la locación y de la recuperación de las condiciones naturales del lugar<sup>34</sup>.

Los puestos de trabajo antes mencionados son los que realizan los trabajos más duros dentro de las actividades de la perforación; pero existen otros trabajadores que se encargan de mantener funcionando las instalaciones mientras se realizan esos trabajos.

### **Mecánico**

Se encarga del mantenimiento general de todos los componentes mecánicos de la instalación. Puede hacer reparaciones y arreglos menores a los motores, bombas y otras máquinas de la instalación. Da auxilio al control de máquinas de combustión interna, centrífuga (partes mecánicas y eléctricas). Son los encargados de tener el consumo suficiente de combustible y de lubricantes.

### **Electricista**

Se encarga de mantener y de reparar los sistemas de la generación de energía eléctrica. Puede hacer reparaciones menores en los generadores o motores eléctricos; también se encarga de inspeccionar y mantener las líneas eléctricas.

### **Soldador.**

Se encarga de proporcionar el mantenimiento preventivo y correctivo de la parte estructural del equipo de perforación, proporciona ayuda en la introducción de TR y en conexiones superficiales de control.

### **Químico**

Se encarga de supervisar las propiedades reológicas del lodo de perforación, así como de asegurarse de que se mantenga dentro de los límites permitidos; es el responsable de la existencia de materiales empleados en el lodo de perforación. Hace un reporte de las condiciones del lodo periódicamente, usualmente este reporte lo hace cada 12hrs en los equipos marinos y cada 2hrs en los equipos terrestres.

### **Ayudantes**

Según sea el tamaño de las instalaciones en las que se este trabajando, las políticas de la empresa y las necesidades de las instalaciones, se recurrirá de ayudantes para el mecánico, el soldador y el electricista. Estos ayudantes tienen que suplir en caso de que no se encuentren los titulares, además se tienen que estar constantemente capacitando, para que en caso de que no se encuentren los titulares, ya sea por causas mayores ocupen su lugar; y cuando sean ascendidos tengan las habilidades necesarias para desarrollar el trabajo.

## 5.5 Operadores de equipos especiales

### **Gruero**

Se encarga de operar las grúas de todas las marcas, tipos y tamaños, tanto estacionarios como móviles, accionadas por motores diesel, gasolina o eléctricos que se encuentren dentro de las instalaciones. Dentro de las operaciones que tiene que desempeñar se encuentra el movimiento de carga y descarga de materiales en general, movimientos de maquinaria, montaje de equipo pesado; se encarga de poner en pie estructuras tales como tanques, torres, etc., arrastre de equipo. Es el encargado de que su equipo de trabajo funciones adecuadamente; por tanto, debe encargarse del mantenimiento de este como la limpieza, lubricación y engrase antes de que inicie su jornada de trabajo.

Los grueros que laboran en los equipos marinos, realizan labores de descarga y carga de materiales de la plataforma a los barcos de abastecimiento y viceversa; se encarga del acomodo de los materiales en la cubierta, apoyando en la introducción de las tuberías al pozo.

### **Bombero contra incendio**

Opera en primera instancia el equipo contra incendio, como son las bombas de agua o espuma contra incendio, en las casas de bombas, que quedan dentro de su sector. Debe de mantener el equipo a su cargo en las mejores condiciones, para que estén disponibles en caso de que se presente un siniestro. Debe de conocer perfectamente los sistemas de tuberías de agua o de espuma, con el objeto de poder hacer personalmente las maniobras y movimientos de válvulas, necesarios para proporcionar agua a presión o espuma en los lugares que se necesiten. Proporciona soporte en las pruebas periódicas del sistema contra incendio, tales como mangueras, generadores, extintores, válvulas y conexiones.

En los casos de incendios o de simulacros, debe de seguir al pie de la letra las instrucciones que previamente se le han dado; debe de tomar las medidas necesarias para su seguridad y la del personal que trabaje a sus órdenes.

### **ITP**

El Inspector Técnico de Perforación es el responsable de la ejecución de las operaciones y de la seguridad, en ausencia del ingeniero de proyectos.

### **ATP**

El Auxiliar Técnico de la Perforación, se encarga de atender a los vehículos que abastecen la instalación como barcos y lanchas abastecedoras, helicópteros que transportan materiales, reciben la tubería, apoyan en el control de pozos y otros siniestros.

### **Bombólogo**

Se encarga de mantener en condiciones adecuadas las bombas de lodo y es el responsable de la existencia de refacciones para las mismas.

### **Capitán de Barco**

Se encarga de coordinar todas las actividades previas y de movilización de la plataforma, revisa y distribuye la carga variable de la misma, distribuye las cargas de los tanques de lastre, autoriza la recepción de materiales a la plataforma, mantiene el torque de los motores de izaje de las piernas de la plataforma.

### **Administrador**

Es el personal encargado del control administrativo del personal, como el de cocina, el de limpieza, se encarga de la distribución de los camarotes, además es el que lleva el control de los suministros abordo.

### **Médico**

Por normatividad en cada plataforma debe de haber a bordo un médico, esto con la finalidad de que el personal se encuentre sano, para realizar sus actividades, además por lo lejos que se encuentra de la costa, hace muy difícil trasladar un paciente a un centro medico en caso de una enfermedad ligera.

### **Cocinero**

Se encarga de preparar, cocinar y ver que se sirvan toda clase de alimentos para el personal que le ordene el superior a su cargo inmediato. Labora en las instalaciones de trabajo, en cocinas con las condiciones necesarias para dar de comer a los miembros de las locaciones en la que se estén laborando. Los cocineros deben de tener en cuenta de que la industria del petróleo es un empresa mundial, por lo tanto debe de ser capaz de poder preparar todo tipo de platos, tanto nacionales como internacionales según sea la estación de trabajo y del personal que labore en el. El cocinero, cocina toda clase de alimentos frescos, conservados o enlatados, así como hornear pan, pasteles helados y postres. Además sabe preparar todo tipo de cortes de carne que se le suministren. Tiene que estar al pendiente de los alimentos que se proporcionan, cuidando de la calidad de estos para lo cual debe de tener amplios conocimientos al respecto. Provee de comidas o cualquier tipo de refrigerios y a cualquier hora que se le ordene, así como servir la mesa cuantas veces sea necesario<sup>35</sup>.



---

# CAPÍTULO 6

# EQUIPO AUXILIAR DE PERFORACIÓN

---

## 6. EQUIPO AUXILIAR PARA PERFORACIÓN

### 6.1 Unidad y equipo de cementación

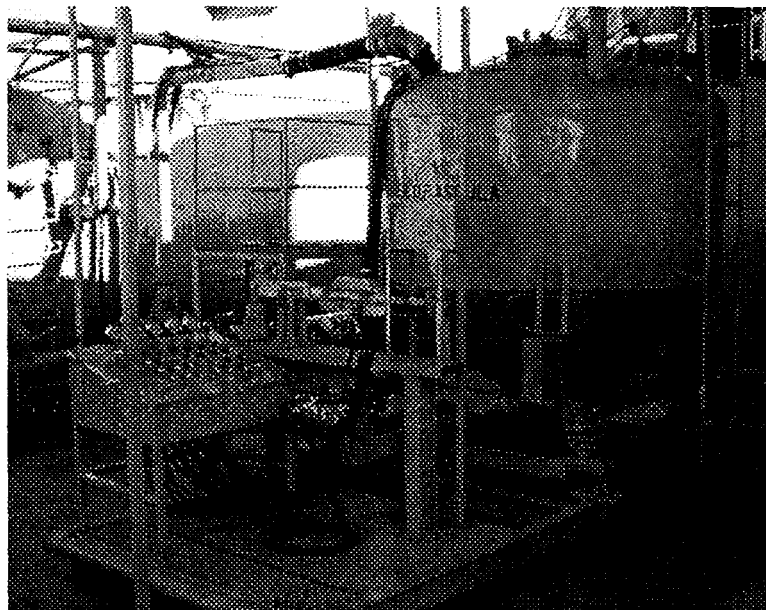
La cementación de un pozo es un proceso en el cual se mezcla el cemento API y los aditivos con agua para bombearlos al interior del pozo. Los aditivos líquidos o sólidos se pueden agregar al cemento en el momento en que se este preparando la lechada. El equipo necesario en la superficie para bombear y preparar la lechada de cemento incluye mezcladores en seco, trompos, mezcladoras de la lechada, bombas, densímetros de la lechada y un cabezal de cementación para poderse conectarse al pozo.

#### 6.1.1 Planta de mezclado

Este tipo de plantas las operan las compañías de servicios, que son las que mezclan el cemento y los aditivos para los requerimientos del cliente. Dentro de los aditivos secos como lo son la barita, la hematita, bentonita, puzolanas y sílice se usan en cantidades relativamente grandes, en cambio los aditivos secos químicamente activos como los aceleradores, los retardadores, aditivos para la pérdida de fluido y los dispersantes, son usados en cantidades relativamente pequeñas, se usan en libras de aditivo por miles de libras de cemento seco. Para que la mezcla sea efectiva debe de usarse las proporciones adecuadas de cemento y de aditivos, esto se logra usando el mezclador de aditivos de 100 a 300 pies cúbicos (silo balanza) como se muestra en las figuras 6.1.A y 6.1.B.

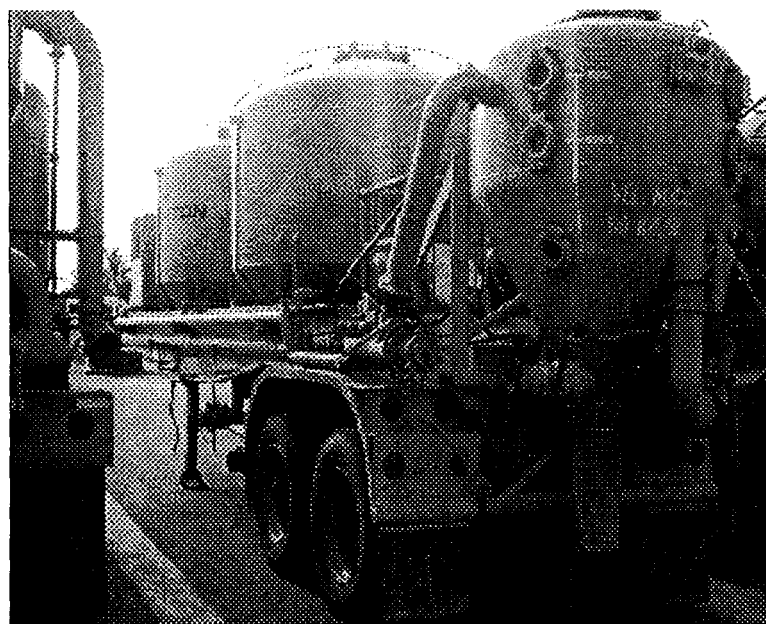


Fig. 6.1. A.- Silo Balanza (Cortesía Halliburton)



**Fig. 6.1. B.- Silo Balanza (Cortesía Halliburton)**

Al sitio del pozo se llevan estas mezclas por medios de camiones equipados con los contenedores de cemento usualmente conocidos como “trompos” como se ve en la figura 6.1.C.



**Fig. 6.1. C.- Trompos (Cortesía Halliburton)**

### 6.1.2 Sistemas de mezclado

Los sistemas de mezclado se utilizan en el sitio, para mezclar todos los componentes de la lechada de cemento con el agua, para que después sean inyectados por el cabezal al pozo. Dentro de los equipos utilizados está el RCM o recirculador, que se diseñó para realizar mezclas más homogéneas y uniformes. Es un mezclador presurizado que posee una tina de gran capacidad, el equipo recircula la lechada y adiciona agua a la mezcla. Un movimiento de mezclado adicional es proporcionado por la bomba de recirculación, y por las paletas de agitación o jets que proporcionan una energía adicional para mejorar el mezclado de la lechada. El resultado es una lechada de aspecto más uniforme además de que la densidad de la mezcla es alta y se puede bombear a ritmos muy lentos como 0.5 bbl/min. El RCM se puede apreciar en la figura 6.1.D.

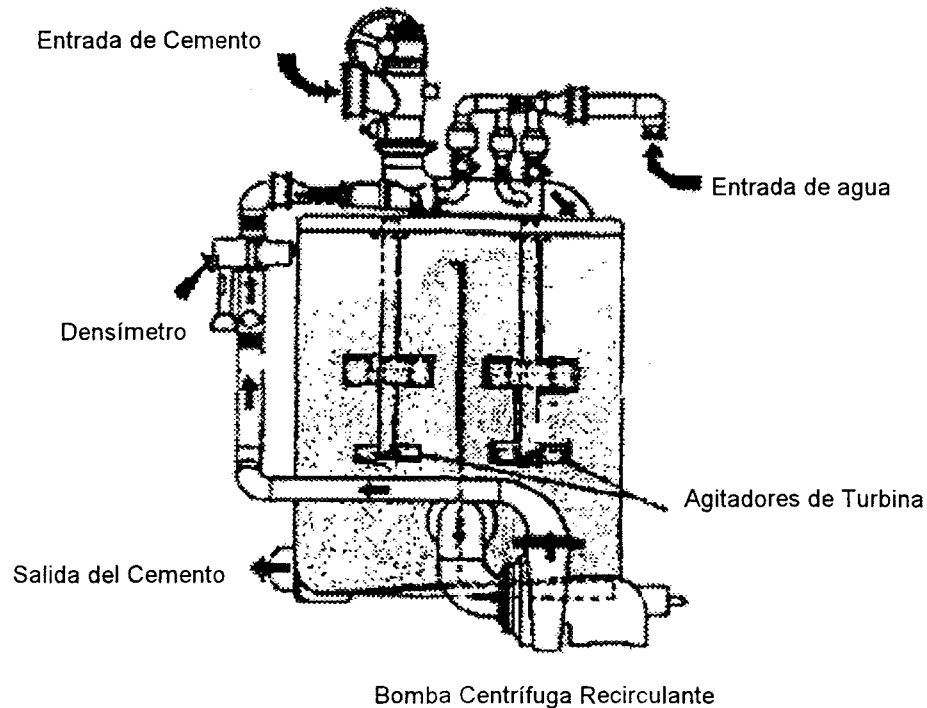


Fig. 6.1. D.- Recirculador (RCM) <sup>37</sup>

Otro sistema de mezclado es el "Mezclador de Baches" que también es llevado al sitio del pozo para poder preparar la lechada de cemento a utilizar. El mezclador de baches no pertenece al equipo de bombeo (unidad cementadora), es utilizado con cantidades de volumen específicos. Para realizar la lechada de cemento, el mezclador es llenado de agua y posteriormente los agitadores revolverán el agua para agregar el cemento hasta alcanzar el volumen y la densidad deseada. Además se utiliza un prehidratador que se usa para mojar al cemento y evitar que se eleve el cemento en polvo. Una de las limitaciones de este equipo es el

volumen, pero se pueden usar varios mezcladores, para poder obtener más volumen de lechada. El mezclador de baches se puede ver en la siguiente figura.

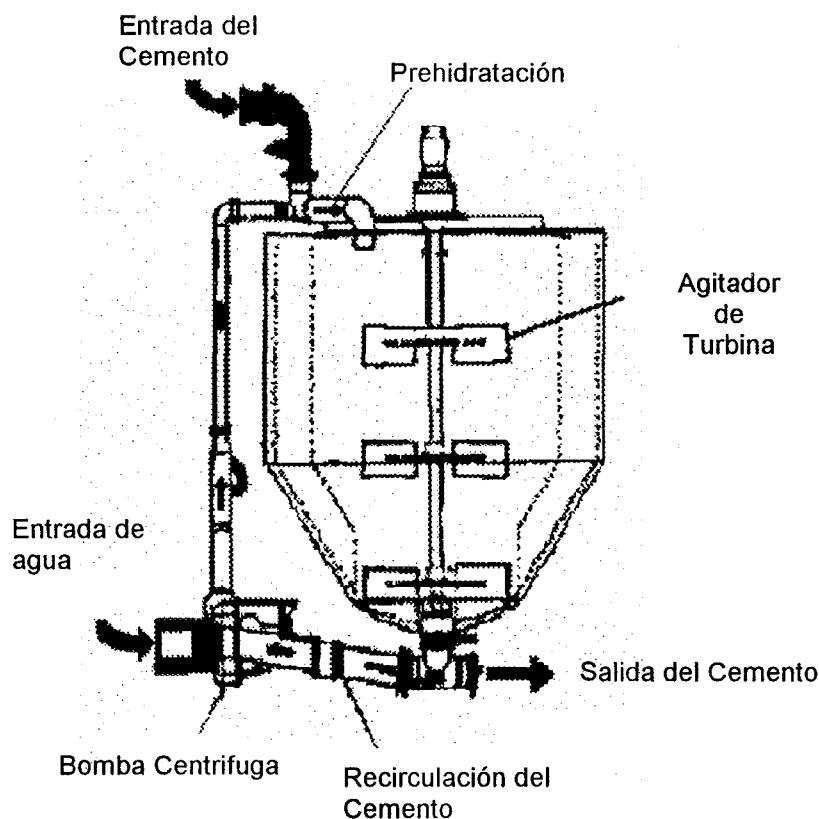


Fig. 6.1.E.- Mezclador de Baches (Batch Mixing System) <sup>37</sup>

### 6.1.3 Equipo utilizado en las cementaciones primarias

La cementación primaria emplea varias técnicas básicas. El procedimiento más típico es el trabajo de cementación primaria de una etapa sencilla usando el método de desplazamiento con dos tapones.

En el procedimiento de cementación primaria, se bombea el cemento por el interior de la tubería de revestimiento, entre los dos tapones de hule. Los tapones están equipados con aletas limpiadoras para ayudar a prevenir la contaminación del cemento por lodo y ayuda a limpiar el interior de la tubería. Otras técnicas son usadas dependiendo de la profundidad y requerimientos de terminación.

En los procedimientos de cementación de dos, tres o cuatro etapas decrece la presión hidrostática de la columna de fluido en el espacio anular, ayuda a proteger zonas débiles en contra de la presión excesiva, y también ayuda a prevenir pérdidas de circulación. Además de ofrecer ventajas económicas, el cemento puede o no ser circulado por toda la sarta hasta la superficie. La cementación

primaria de varias etapas es importante para usarse en pozos donde dos o más zonas están separadas por largos intervalos.

Los buenos trabajos de cementación dependen de buenos materiales. Una reparación de un mal trabajo de cementación resulta ser costosa y consume tiempo de operación.

Las herramientas clasificadas como equipo flotador son comúnmente instaladas en la parte inferior de la tubería de revestimiento. Estas herramientas pueden permitir al flujo pasar hacia el espacio anular, pero evita que el fluido regrese a la TR. Estas herramientas pueden evitar que la lechada de cemento regrese hacia el interior de la tubería, manteniendo la lechada en su lugar detras de la tubería hasta que se endurezca.

Una ley de la física, es el principio de Arquímedes, el cual establece que "Un cuerpo inmerso en un fluido flota con una fuerza igual al peso del fluido desplazado por el cuerpo". Si la TR es autollenable, su fuerza de flotación será igual al peso del fluido desplazado por sus paredes. Pero sí la TR no es autollenable mucho mayor cantidad de fluido será desplazado por la TR y el peso de esta en el equipo de perforación será mucho menor.

La flotación de la TR, se logra cuando el fluido de perforación no entra en la tubería (a través de la válvula de flotación del a TR). Cuando la tubería es introducida hasta el fondo, la circulación se establece a través de la tubería por el espacio anular.

El equipo de flotación puede ser dividido en: zapatas, coples y válvulas de contrapresión. En la mayoría de los casos, excepto en unos pozos superficiales, una zapata redonda es instalada en el tubo inferior de la tubería para guiar la tubería por las irregularidades encontradas mientras baja la TR. Existen tres tipos básicos de zapatas: zapatas guías, zapatas flotadoras y zapatas autollenables.

### **Zapata Guía.**

La zapata puede ser solamente un cople con la nariz redondeada o con puertos laterales para el caso en que se asentara en el fondo se pueda circular. Este dispositivo permite el paso de cemento través de la zapata y se coloca al final de la sarta que va a ser cementada. Esta zapata tiene una abertura en el centro la cual le permite a fluido entrar a la tubería o ser bombeado de la tubería al espacio anular del pozo. La nariz redondeada de la zapata guía dirige la tubería de revestimiento para pasar los bordes, minimiza los derrumbes de las paredes laterales y ayudar a pasar a través de excentricidades del pozo. El material más comúnmente empleado para la nariz redondeada es cemento; el aluminio se emplea algunas veces en zapatas de tamaño pequeño.

Una zapata guía de puerto lateral ayuda en la introducción de la tubería donde se espera que existan obstrucciones. Esta herramienta esta equipada con unos

puertos laterales por encima de la nariz redondeada con una pequeña abertura a través de la nariz. Esa abertura asegura que aproximadamente la mitad del fluido que es bombeado saldrá a través de esta. Su función es la de limpiar las obstrucciones que puedan ser encontradas a su paso.

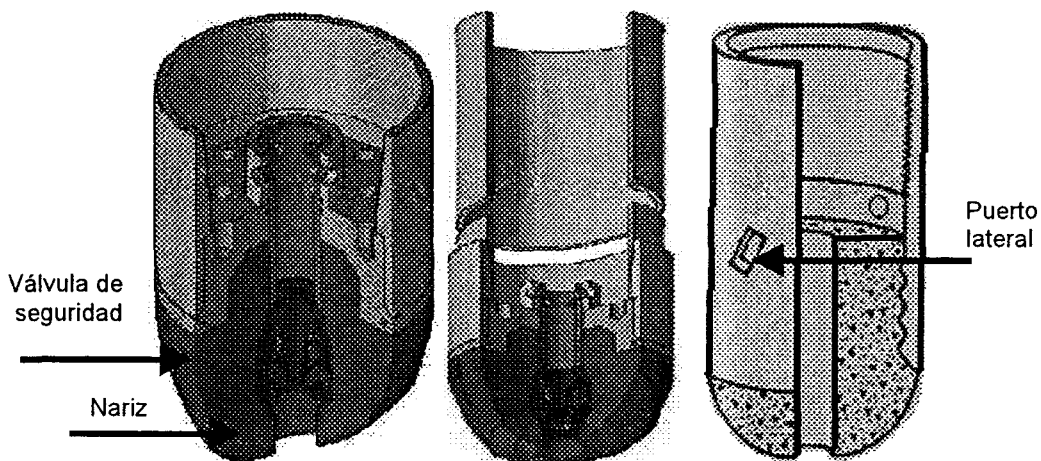


Fig. 6.2.- Zapata Guía (Cortesía Weatherford)<sup>45</sup>

### Zapata Flotadora o Cople Flotador.

Una zapata flotadora es similar a la zapara guía ya que ambas presentan una nariz redondeada, una abertura a través de ellas y pueden tener también un puerto lateral de igual función que la zapatas guías. La principal diferencia es que una válvula de contrapresión es colocada al cople lo que le hace que sea flotador, esta es como una válvula check la cual permite la entada del flujo, pero no permite que regrese. Su función es la de evitar que regrese la lechada de cemento por el interior de la tubería

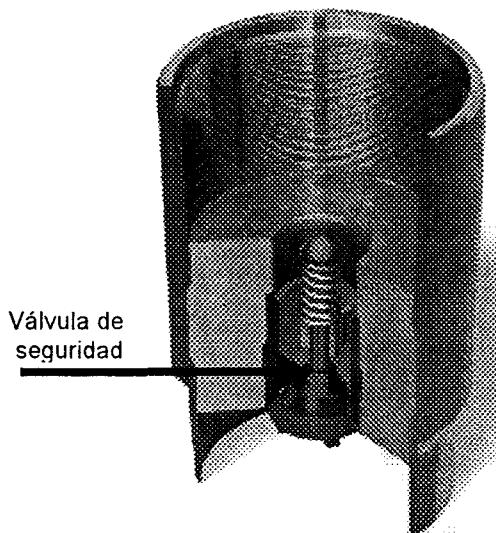


Fig. 6.3.- Zapata Flotadora (Cortesía Halliburton)<sup>38</sup>

El segundo grupo de equipo de flotación son los coples, estos vienen en tres tipos: cople de retención, cople flotador y cople de auto-llenado.

### Los coples de retención.

Son un revestimiento de metal en el cual tiene un cuerpo de cemento dentro del revestimiento. Este cuerpo puede o no tener una abertura a través de cemento. El cople de retención es usado para proporcionar un soporte a los tapones de cementación cuando es deseado que el tubo quede lleno de cemento. Si fuera necesario una válvula de contrapresión permite que el cemento contaminado y algo de cemento no contaminado quede dentro de está tubo. Esto evita que la contaminación de la lechada de cemento en el espacio anular alrededor de la zapata y del cemento contaminado pueda ser molida por la barrena. Otra configuración del cople de retención es la adaptación de un tapón sólido de cemento en el ID del cople.

Esta herramienta contiene puertos arriba del tapón de concreto para la comunicación con el espacio anular. Generalmente este cople de retención, será usado en conjunto con una canasta para el cemento justo debajo de esté.

La función de la canasta es mantener el cemento fuera de una formación porosa y evita que el fluido del pozo y la lechada de cemento se mezclen por diferencial de densidades. Un cople de retención sólido puede emplearse también para dar una indicación de la profundidad a la que se empezará a moler los dispositivos de cementación. Un plato de retención algunas veces es usado en vez de un cople de retención como un tope o marcador para el tapón

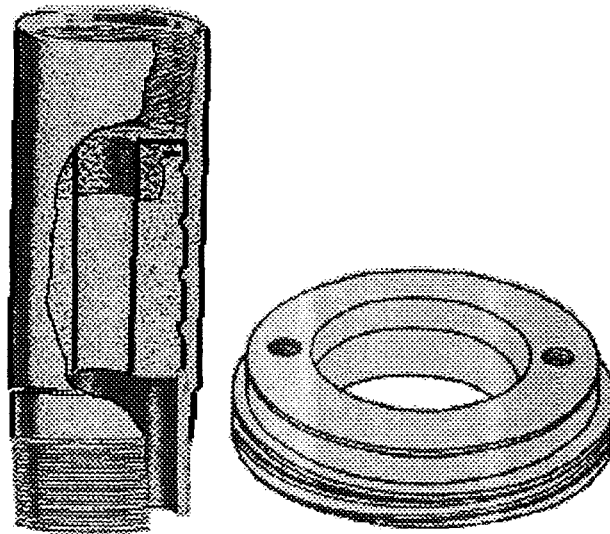


Fig. 6.4.- Cople de retención y plato de retención<sup>37</sup>



### **Cople flotador.**

El cople flotador como el cople de retención, es una parte integral de la sarta de la tubería. El cople flotador tiene el cuerpo de cemento el cual tiene una válvula de contrapresión como en el caso de la zapata flotadora. Dentro de sus funciones se encuentra la de proveer de un tope para que se asienten los tapones. Es instalado a una o más juntas arriba de la zapata, este espacio entre el cople y la zapata es necesario para contener el cemento contaminado.

El uso de cualquiera de las piezas del equipo "flotador" es generalmente dictado por los requerimientos de la compañía que los fabrica, en ausencia de estas algunas recomendaciones son tomadas en cuenta:

- Para profundidades superficiales o medianas, un cople flotador puede ser todo lo que se necesite.
- En pozos más profundos, una zapata flotadora y cople flotador pueden ser usados para tener dos válvulas para contener la presión diferencial requerida para mantener el cemento en su lugar.
- En pozos muy profundos, dos coples flotadores y una zapata flotadora pueden ser requeridos.

### **Tapones.**

Antes de que comience la cementación, el pozo esta lleno de los fluidos de la perforación. El pozo se limpia de estos fluidos por medio de un espaciador de cemento y un lavador. Una vez que el pozo esta limpio, se introduce el tapón de diafragma, el cual tiene unas aletas que le permiten limpiar los restos de los fluidos en las paredes de la TR, se le da el nombre de tapón de diafragma, ya que el centro del mismo esta hueco y en la parte superior tiene un diafragma, el cual se rompe por medio de la presión diferencial, permitiendo que el cemento pase a través de este orificio. Cuando llega al fondo el tapón y entra en contacto con el cemento el diafragma se rompe y permite que la lechada de cemento pase al espacio anular; una vez que se ha bombeado el cemento, se introduce el tapón de desplazamiento, que es sólido, este es empujado hasta que topa con la cima del tapón de diafragma el cual sella e incrementa la presión en el fondo del pozo, lo cual indica que el desplazamiento ha terminado y para ese momento todo el cemento se encuentra en el espacio anular. Se debe de tener cuidado al momento de mandarlos, ya que son de apariencia similar pero como ya se ha mencionado es diferente la aplicación en cada caso. Estos tapones están hechos con hule de alta resistencia. La finalidad de los tapones de cemento se puede resumir como sigue:

- Separan la lechada de cemento del lodo de perforación y de los baches limpiadores.

- Limpian el lodo que queda en la pared de la tubería, para reducir la contaminación de la lechada.
- Evitan que se continúe bombeando una vez que la lechada de cemento se ha desplazado.
- Indican un incremento en la presión en la superficie, cuando la lechada de cemento se ha desplazado.

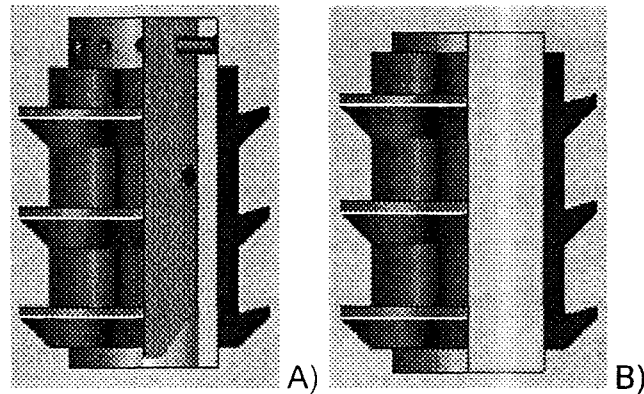


Fig. 6.5.- Tapones. A) Tapón de diafragma. B) Tapón de desplazamiento<sup>38</sup>.

#### 6.1.4 Aditamentos de la tubería.

Los aditamentos de la tubería son dispositivos instalados en la parte exterior de la TR, para ayudar a que el trabajo de cementación primaria tenga éxito. Centrar la tubería es algo muy importante, ya que permite que el cemento se distribuya homogéneamente por el espacio anular. Si la tubería se recarga de un lado del agujero, la lechada de cemento tiende a fluir por donde se le presente menor resistencia al flujo; esto puede dejar canales de lodo en el cemento alrededor de la tubería, lo cual repercute en una mala cementación. La instalación de centradores en el exterior de la tubería es un método que ayuda en la eliminación de estos canales de lodo. Los centradores están diseñados para empujar la tubería lejos de la pared y mantener un espacio uniforme entre la sarta y las paredes del pozo. El problema de que queden rastros de lodo en el cemento requerirá de un trabajo de reparación el cual es costoso y muy difícil de realizar.

#### Centradores.

Se colocan sobre la tubería de revestimiento para centrar en el agujero la tubería y permitirle a la lechada de cemento tener un área homogénea de circulación para que pueda fluir libremente. Dentro de las funciones de los centradores está que pueden guiar a la TR por agujeros de diámetros irregulares además que la sarta queda en el centro del agujero, también ayudan a evitar que la tubería se pegue

por la presión diferencial a las paredes del pozo; también al estar centrada ayuda en los movimientos de rotación. Un centrador está armado con barras rígidas o con muelles arqueados, también llamados del tipo positivo, las barras pueden ser integrales, soldadas o acuñadas, y deberán de ser de 1/8 a 1/4 de pulgada menor que el diámetro del agujero. El centrador más común es el tipo arco. El Instituto Americano del Petróleo (API) tiene establecido algunas recomendaciones de esfuerzos mínimos que los centradores deben de ser capaces de resistir. Todos los centradores deben de ser instalados sobre un cople o una abrazadera.

El espacio entre centrador y centrador es muy importante en pozos desviados, si un pozo tiene una desviación de cinco grados o menos, se coloca un centrador cada 90 a 120ft, esta distancia es generalmente suficiente para dar un alineado adecuado. Conforme la desviación del agujero aumente, el espacio dejado entre cada centrador debe de disminuir. Los fabricantes de centradores dan especificaciones de la distancia que se debe dejar entre cada centrador. Además existen muchos modelos de centradores, los cuales se emplearan de acuerdo a las condiciones del pozo, y del precio de estos.

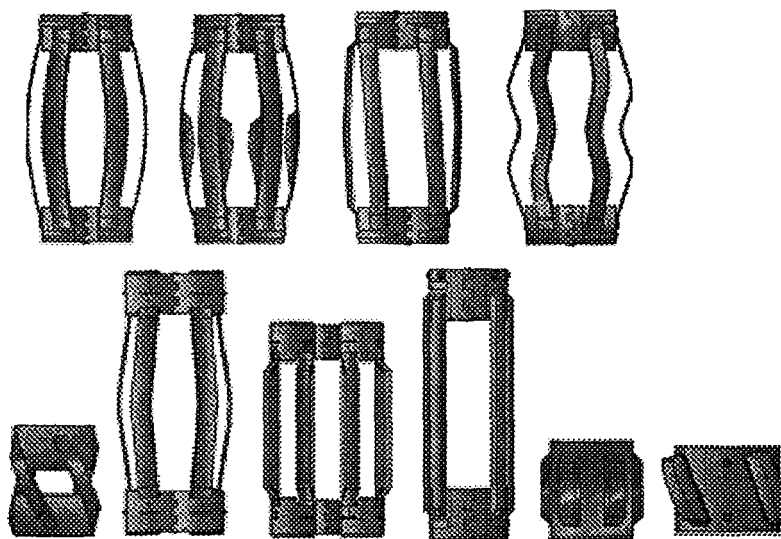


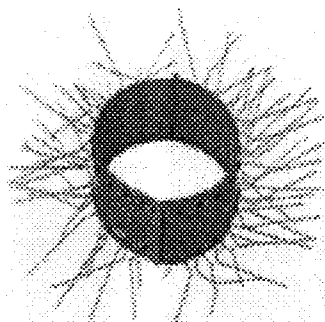
Fig. 6.6.- Centradores (Cortesía Steelfabs Offshore)<sup>75</sup>

### Raspadores o Escareadores.

Los limpiadores de pared o escareadores (comúnmente llamados limpiadores de lodo) son instalados en la parte exterior de la tubería para remover mecánicamente el filtrado de lodo de la pared del pozo con un resorte de acero o cables. Es un dispositivo mecánico que se coloca alrededor del tubo en lugares predeterminados al introducirlos al pozo. El propósito de este tipo de dispositivos es el de eliminar el enjarre de las paredes del pozo o de quitar cualquier material extraño de las paredes del pozo. El propósito de raspar las paredes del pozo es el

de que se tenga una superficie más limpia para que el cemento se pueda adherir mejor a la formación.

Existen dos tipos de raspadores, el primero es el de rotación y el segundo es el de reciprocación. El de tipo rotación limpia la formación cuando la tubería se introduce rotando. El limpiador tipo reciprocante tiene cables de acero más largos; estos cables se encuentran en una posición tal dentro del agujero que se doblan hacia atrás cuando se levanta la tubería; esta acción da el efecto de raspado.



**Fig. 6.7.- Escareador (Cortesía Steelfabs offshore)<sup>75</sup>**

### **6.1.5 Espaciadores de cemento y lavadores.**

Uno de los factores claves para obtener un trabajo de cementación primaria efectiva es minimizar la contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación, además el fluido de perforación debe de ser completamente desplazado del espacio anular de tal manera que la TR quede cubierta uniformemente para hacer un sello hidráulico efectivo. El espaciador correcto o lavador puede ayudar a la compañía operaria o de servicios a completar estas tareas. Se ha encontrado en los trabajos de cementación que los lodos de perforación son demasiado complejos, densos y contienen altas concentraciones de aditivos que podrían no ser compatibles con el cemento. Por lo cual se utilizan los baches lavadores o espaciadores o ambos para evitar retardo, que se gelatinice y se presente una mala circulación de la lechada de cemento. Este bache se desplaza antes de mandar el tapón inferior.

#### **Espaciadores.**

Los resultados en campo y de laboratorio muestran que los fluidos espaciadores pueden ser de gran ventaja en mantener el fluido de perforación y la lechada de cemento separados. Los espaciadores ayudan efectivamente a remover el lodo. Un espaciador es usado en operaciones de cementación para realizar las siguientes tareas:

- Separar el fluido de perforación de la lechada de cemento para eliminar la incompatibilidad y los problemas de contaminación.
- Puede mejorar la eficiencia de desplazamiento al permitir que el flujo turbulento en rangos de bombeo razonables según sus propiedades reológicas.
- Remover el fluido de perforación y el enjarre.
- Proteger la formación, controlando la presión de formación, inhibiendo zonas sensibles al agua.

Con el objeto de completar estas tareas, el espaciador debe de ser compatible con la lechada y con el fluido de perforación. La incompatibilidad entre las fases en donde los fluidos hacen contacto nos lleva a un efecto de alta viscosidad. Este efecto puede ser desastroso bajo las siguientes situaciones:

- La masa del fluido incompatible es muy viscosa, para moverse y para circular por el espacio anular, llevando a una fractura de la formación.
- Los fluidos pueden circular por el espacio anular, pero sin ser desplazados completamente. En vez de eso, son depositadas en contra del tubo y en el interior del pozo, mientras este proceso continúe, nuevas áreas de interfase son expuestas y la secuencia es repetida y debido a que el cemento fluirá por donde encuentre menos resistencia.

La incompatibilidad interfacial es un problema que un espaciador puede eliminar, aunque el fluido de perforación y la lechada se mezclen juntos. La contaminación no necesariamente puede ser tan seria como la incompatibilidad interfacial, pero debe de ser evitada por que afecta el desarrollo de esfuerzo compresivo y el tiempo en que endurece el cemento. Los efectos de contaminación son difíciles de predecir, y varían de acuerdo a la naturaleza del contaminante.

Escoger un espaciador correcto para una aplicación en particular dependerá de un número de factores:

- Del tipo de fluido de perforación en el pozo (base aceite o base agua).
- La densidad del lodo de perforación y de la lechada del cemento.
- Tipos de formaciones en el pozo (arcillas, domos de sal, calizas, zonas deleznable, zonas con fracturas, etc.)
- Tiempo de contacto del espaciador con el tubo y la formación.

Otro elemento clave en esta selección es el tiempo de contacto entre el espaciador, el tubo y la superficie de la formación. El espaciador debe de permanecer estable y ser fácilmente mezclado y manejado en el campo.

## Lavadores.

Los lavadores arrastran y remueven restos de fluidos que fueron antes enviados. Estos pueden ser desde agua o pueden contener agentes químicos para darles propiedades especiales y mejorar su efectividad. Aunque existan similitudes en la función de los espaciadores y la de los lavadores, existen también diferencias. El concepto tradicional de un lavador ha sido, que poseen una baja viscosidad, la cual les permite alcanzar un flujo turbulento en un rango de bombeo bajo. Los avances que se han hecho en el estudio de los fluidos de perforación han traído mejoras tales como:

- Se les puede añadir agentes para darles una mayor densidad.
- Control de la pérdida de la circulación.
- Dejar la superficie de la formación mojada por agua cuando se desplacen fluidos base aceite que contengan surfactantes.

Los lavadores se diferencian de los espaciadores en que estos normalmente diluyen el fluido de perforación y lo remueven a través de condiciones de flujo turbulento; mientras que los espaciadores no necesariamente se desplazan bajo régimen turbulento, en vez de esto, ellos pueden utilizar la viscosidad o la densidad para realizar un desplazamiento eficiente.

Para elegir el tipo de lavador, hay que basarse en las condiciones del pozo, algunos factores son:

- El tipo de formaciones del pozo.
- Los fluidos del pozo.
- Requerimientos de la presión hidrostática.

Las formaciones como las arcillas y las lutitas (esquistos) pueden ser dañados por los lavadores de agua potable, a menos que sea químicamente modificada para evitar el lavado y el desprendimiento.

Un líquido de silicato es un aditivo que ofrece grandes ventajas. Su característica reactiva, ayuda a evitar la pérdida de la circulación, ya que el fluido lavador de silicato deja una capa que reacciona con los componentes del cemento, evitando así, que el cemento se caiga mejorando la adherencia del cemento.

Se ha visto la diferencia que hay entre los espaciadores y los lavadores, y se ve que son igualmente necesarios para tener un buen trabajo de cementación. En la figura 6.8 se muestra un arreglo típico para realizar una cementación, y se ven algunas de las partes antes mencionadas<sup>36-38</sup>.

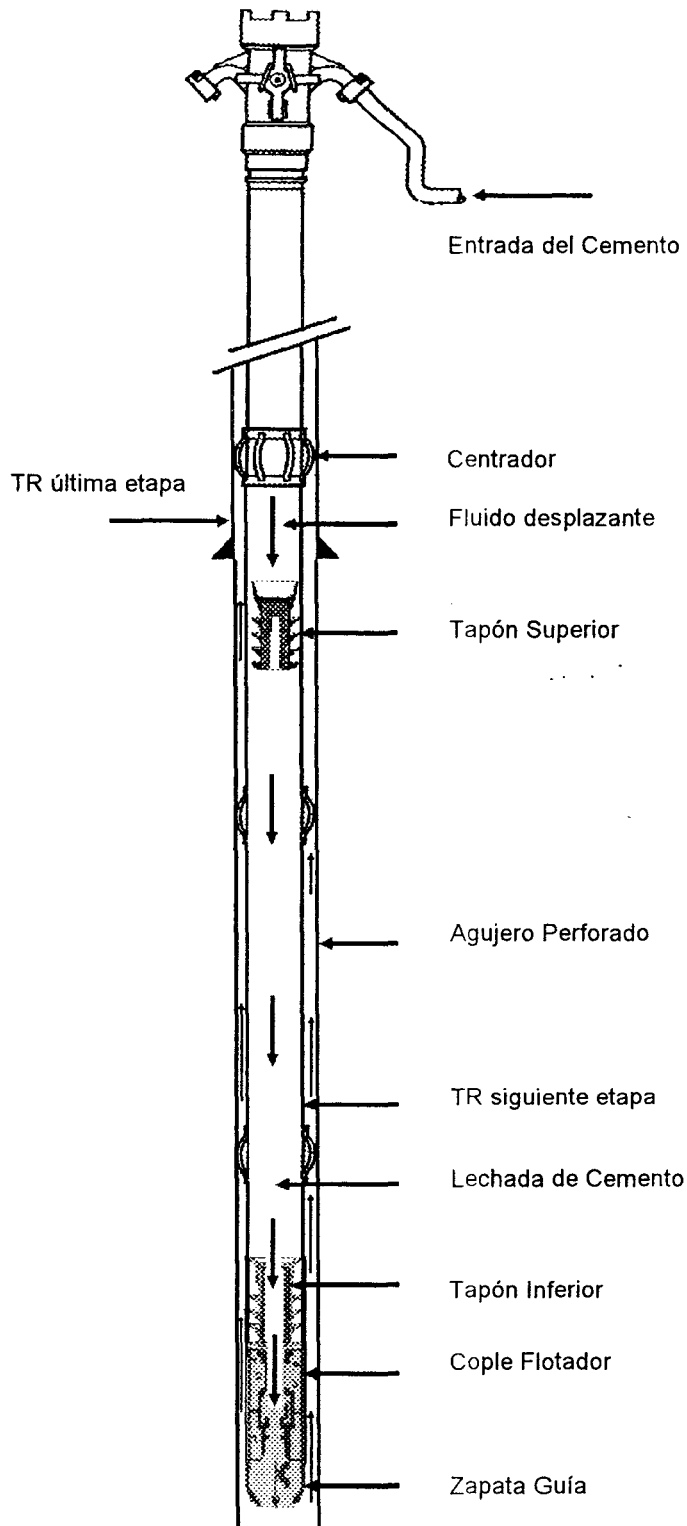


Fig. 6.8.- sarta de cementación

## 6.2 Unidad de registros eléctricos

Los registros en la industria petrolera permiten caracterizar a un yacimiento, obtener características geofísicas y geológicas además de conocer las características del pozo (porosidad, permeabilidad, saturaciones, etc.). los registros son como los ojos de los ingenieros de yacimientos, bajo la superficie de la tierra, esto les ayuda a tomar una mejor decisión en las actividades de exploración, perforación y producción. Existe un gran variedad de registros, los cuales arrojan información como la cantidad de hidrógeno, la radioactividad de algunas partículas, la velocidad de la propagación de una onda acústica por percusión, en fin hay muchos registros.

La toma de registros se efectúa pro medio de un camión, que lleva consigo todos los instrumentos necesarios. El equipo especializado que toma los registros eléctricos alinean el camión con el pozo y conectan las herramientas en el carrete. Los ingenieros llevan a cabo la revisión del equipo y de las herramientas en la superficie. Después de las revisiones las herramientas se dejan caer al fondo del pozo. Una vez que las herramientas se encuentran en el fondo del pozo se procede a la calibración de las mismas, y cuando se han terminado comienza la toma de los registros, los datos se van tomando conforme la herramienta se lleva a la superficie. Las velocidades se mantiene constates entre 1,800 y 5,400 ft/hr dependiendo de la herramienta. La sarta que toma los registros presenta por lo general las siguientes medidas: 3 5/8 in de diámetro y de 20 a 50ft de longitud. Usualmente consiste de diferentes herramientas las cuales miden la resistencia eléctrica de la formación, debido a que la resistencia se incrementa en presencia de hidrocarburos. Otra herramienta que esta presente mide la porosidad de la formación y otra que distingue las zonas permeables de las no permeables. Los registros básicos pueden ser obtenidos en una simple corrida en el agujero o pueden requerirse de dos corridas con dos diferentes herramientas.

En los recientes años las principales compañías de servicios han reemplazado los instrumentos viejos con sistemas controlados por computadora que son mucho más versátiles y sencillos de operar para el usuario del equipo. De esta manera los ingenieros a bordo controlan todo por medio del teclado de la computadora, y al mismo tiempo monitorean la salida de la información en las pantallas de las computadoras. Otra de las ventajas que ofrece es el modo de almacenar la información obtenida, ya que en una computadora se puede almacenar mucha información y es fácil de acceder a ella y además de que puede proporcionar un cambio de escalas para poder visualizar una zona de interés, también se pueden ajustar las escalas, la calibración y la profundidad de la sarta. En si el equipo que toma registros del pozo, consta de un camión el cual transporta el carrete de la línea de acero junto con el resto del equipo empleado para tomar la información en el pozo. Como se muestra en la figura 6.9, se ve que la unidad esta equipada por los instrumentos de medición a bordo, la herramienta se conecta al pozo y se procede a tomar las lecturas. Las herramientas empleadas se arman en el taller y son calibradas de acuerdo con los datos del pozo, tales como presión, temperatura, salinidad, etc.



## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

El cable que se emplea es del tipo mono-cable electromecánico, el cual además de transmitir la información y suministrar la energía a la sonda, transporta la sonda al interior del pozo. Es de construcción robusta, debido a que es sometido a altas temperaturas y fluidos corrosivos. Esta formado por una línea de conductor eléctrico (donde va la alimentación eléctrica de la sonda) cubierto por un blindaje (hilos de conductor trenzados). Se encuentra enrollado en el malacate, su longitud promedio es de 7.5km.

La importancia que tienen los registros de pozo, se aprecia cuando se hace la caracterización del campo, de parte de la gente de Ingeniería de yacimientos, ya que por medio de esta información se puede hacer un mapa de cada una de las propiedades del sistema roca fluido, tales como porosidad, permeabilidad, saturaciones de aceite, gas y agua además del tipo de roca que se encuentra en el subsuelo, y con toda esa información, se puede hacer un mapa de tres dimensiones que mezcle toda esa información de una manera visible y práctica para caracterizar el campo, yacimiento o región de interés<sup>39</sup>.

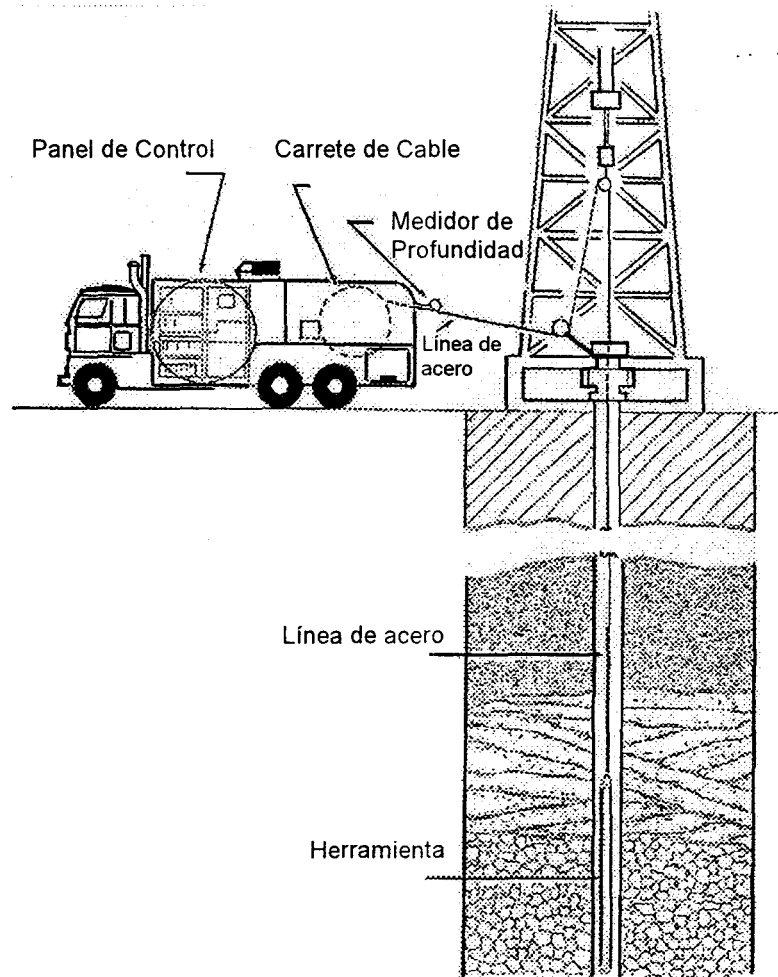


Fig. 6.9.- Camión de registros<sup>39</sup>

### 6.3 Barril de muestreo de núcleos

Un núcleo es una columna de roca y/o sedimento tomado del centro del pozo durante la perforación. Puede contener cualquier roca sólida o rota, como conglomerados, arenas, arcillas, caliza, etc. Lo ideal es que el núcleo venga en una sola pieza, pero muchas veces esto no es posible debido a las condiciones de la roca. Es importante que se tengan muestras de la formación, ya que con estas se pueden conocer las propiedades del sistema roca-fluidos tales como litología, porosidad, permeabilidad, la saturación de las muestras. El fin de que se tenga este tipo de información es que con los datos obtenidos del núcleo se puede construir un modelo geológico del yacimiento en estudio. Tales modelos son importantes herramientas, por ejemplo, para hacer pruebas de permeabilidad vertical y horizontal. Cuando se requiere de un método de recuperación secundaria las muestras de núcleos son esenciales. En pozos exploratorios es común que se obtengan núcleos de las zonas de interés, ya que apenas se está conociendo la zona y es de gran importancia que se obtenga la mayor información posible.

El barril de muestreo de núcleos. Es un sistema rotario diseñado para recobrar muestras de núcleos de los estratos de interés durante el proceso de perforación. La barrena de núcleos es una herramienta de perforación con un agujero en el centro de ella, a través de esta pasa la muestra de roca hasta el barril muestreador. Dependiendo del tipo de litología que se tenga en la formación los ingenieros seleccionarán el tipo de barrena para obtener el núcleo. Las barrenas empleadas en cada tipo de sistema son ligeramente diferentes, pero en general la sarta consiste de la barrena para cortar núcleos, un barril de núcleos externo, un juego de piezas de la herramienta, y los Drill collars. El Barril para núcleos externo es el que recibe la muestra de roca de la formación. Los Drill collars son los que le dan el peso a la barrena y esta es la que va cortando la muestra de roca que pasa a través de ella hasta el barril externo.

En la figura 6.10 se muestra dos arreglos de sargas para tomar núcleos del fondo del pozo. En la izquierda se muestra una sarga con motor de fondo, éste se emplea en una herramienta convencional no produce buenos resultados, los cuales se pueden deber a formaciones fracturadas, formaciones duras, en pozos horizontales, en pozos multilaterales, la ventaja de usar un motor de fondo es que puede reducir el peso sobre la barrena para que no produzca fracturas al momento de cortar el núcleo, incrementa las revoluciones por unidad de tiempo, mejora el gasto de penetración. A la derecha se muestra una herramienta que puede recuperar tanto la muestra de roca como muestra de fluidos de la formación, esto es de gran importancia, ya que la combinación de una muestra de roca con fluidos de la formación, puede proporcionar datos como la saturación de aceite, la presión a la que se encuentra el sistema roca fluidos, se pueden obtener las propiedades mecánicas de la roca. Dependiendo del trabajo que se necesite se tendrá una sarga para recuperar las muestras de roca o si se desea también la muestra de roca con fluidos de la formación a condiciones de yacimiento



Fig. 6.10.- Vista del equipo para cortar núcleos (Cortesía BAKER HUGHES)<sup>40</sup>

### 6.3.1 Barrenas empleadas para cortar núcleos.

#### Barrenas de conos.

Los conos de la barrena tienen dientes de tungsteno incrustados con los que cortan la roca, son empleadas en formaciones suaves a duras. Esto se logra con una combinación de raspado y de trituración de parte de la barrena a la formación. Algunas de las barrenas llevan un aditivo que es una pequeña barrena llamada "zapata", la cual se coloca en el centro de la barrena, para ayudar a cortar las muestras de núcleos. En la figura 6.11 se muestra tres tipos de barrenas, dos de ellas presentan la zapata en el centro con la que corta el núcleo.

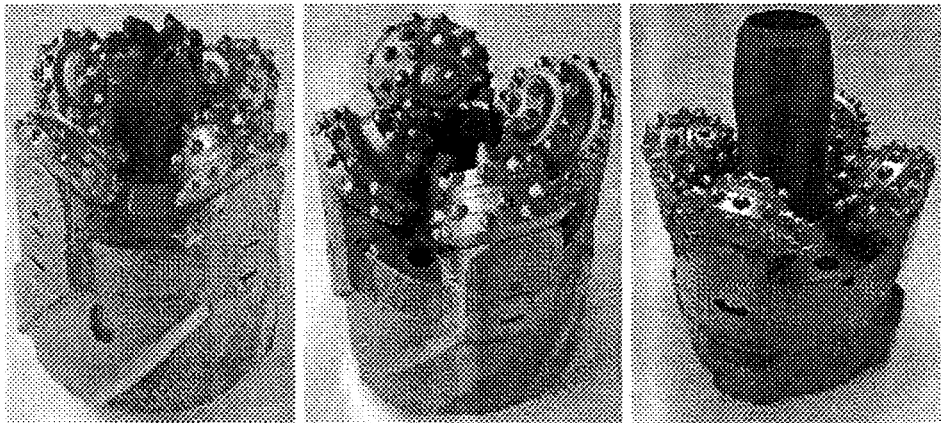


Fig. 6.11.- Barrena de cono para núcleos (Cortesía BAKER HUGHES)<sup>40</sup>

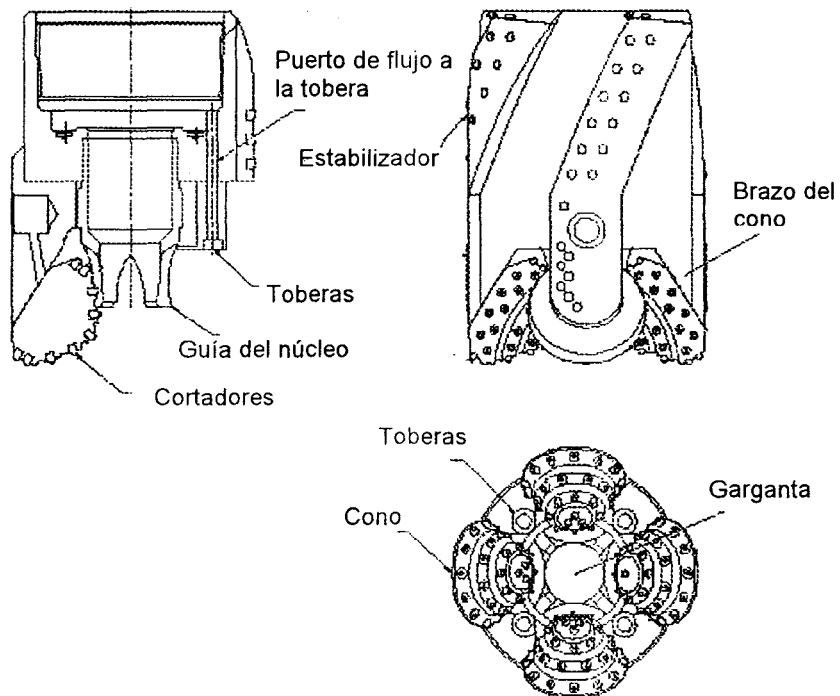
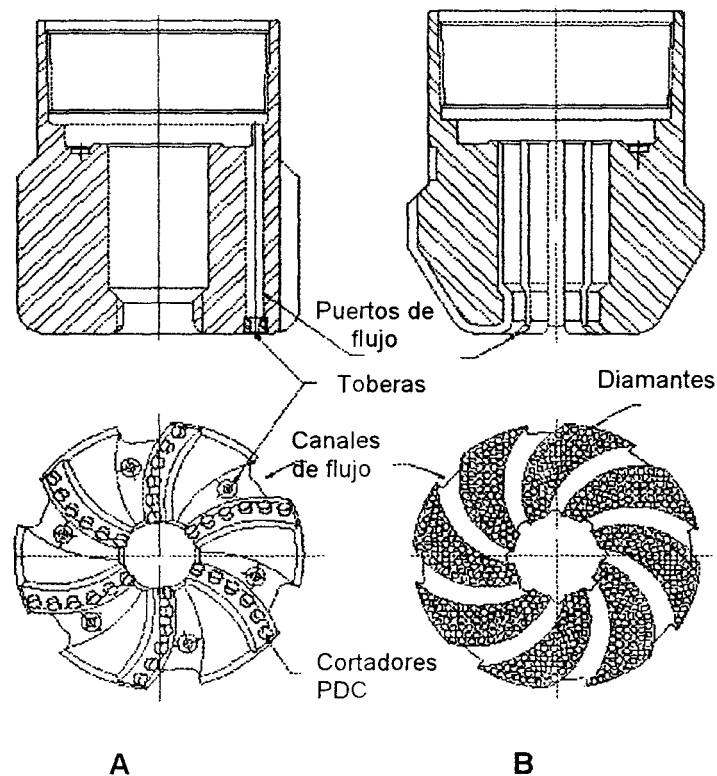


Fig. 6.12.- Esquemas de una barrena de conos para cortar núcleos (Cortesía BAKER HUGHES)<sup>40</sup>

### Barrenas PDC y de Diamante.

Las barrenas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) utilizan múltiples cortadores de tungsteno con cortadores de diamante artificial. De igual manera que las barrenas de conos, esta ataca a la formación rascándola. Se emplea en formaciones suaves a duras como arcillas y calizas. Las barrenas de diamantes, desgastan por arrastre la roca por medio de una superficie llena de diamantes, que son ideales en formaciones duras como esquistos o basaltos. En la figura 6.13 se muestra un diagrama de este tipo de barrenas.



**Fig. 6.13.- A) Barrena para Núcleos PDC. B) Barrena de Diamantes para cortar Núcleos. (Cortesía BAKER HUGHES)<sup>40</sup>**

Las diferentes compañías de servicio proporcionan catálogos en los que se puede seleccionar entre una gran variedad de modelos de Barrenas. El criterio de selección se basa en el tipo de formación, y el presupuesto que se adapte mejor a las condiciones de cada pozo<sup>40-42</sup>.

## 6.4 Equipo y Herramientas de pesca

### 6.4.1 Pesca

La Pesca es cualquier operación o procedimiento para liberar, remover, recuperar tubos o cualquier material en el fondo del pozo que afecta a la perforación, el revestimiento o las operaciones de terminación. La pesca debe de evitarse ya que esto reduce la eficiencia de la perforación e incrementa los costos de la misma. La pesca no contribuye directamente a la perforación, al revestimiento o la terminación. Cualquiera que ha estado involucrado en operaciones de perforación sabe de varios problemas de pesca. Pero la industria no esta totalmente consiente de la severidad del problema y el costo total de una operación de pesca.

Frecuentemente cuando un agujero es perdido durante la pesca, la pérdida es atribuida a la trabajo de pesca. La causa directa de la pérdida del pozo podría ser el trabajo de pesca; sin embargo la causa indirecta puede incluir a un pozo desviado, una sección grande de agujero descubierto, una formación inestable y a la decisión de perforar profundamente con un inadecuado programa de tuberías.

Las operaciones de pesca no son consideradas operaciones normales de perforación. Por tanto mas personal esta menos familiarizado con esos procedimientos. El desconocimiento causa problemas, los cueles pueden llevar a pescas adicionales. Pero también es importante usar personal con experiencia y conciente de los problemas. Habrá siempre ocasiones donde las situaciones de alto riesgo resulten en un trabajo de pesca. Sin embargo muchos de esos problemas pueden ser prevenidos con un adecuado plan y por operaciones prudentes.

Un personal competente y una buena comunicación son absolutamente necesarios para prevenir la necesidad de un trabajo de pesca y llevar las operaciones exitosamente cuando un trabajo de pesca sea requerido. El personal competente debe de tener experiencia en ambos trabajos perforación y pesca. Esta doble experiencia es necesaria para prevenir pescas y cuando se supervisan trabajos de pesca. Algunos operadores tienen personal quien se especializa en trabajos de pesca. Sin embargo muchos operadores emplean a un operario de una herramienta de pesca o a un especialista en pesca únicamente cuando ocurre un trabajo de pesca. El personal con experiencia tiene una lista de las herramientas y del personal que ha utilizado en ocasiones pasadas. En una nueva área el operador debe de investigar al personal disponible, checar las referencias con cuidado y hacer una lista del personal calificado. Un especialista en pesca debe de tener experiencia en terminación por lo menos de cinco años en operaciones de pesca, incluyendo experiencia en el área donde el trabajo se lleva a cabo. Esos requerimientos son indispensables, sin embargo la gran variedad de trabajos de pesca, condiciones de los pozos y nuevas técnicas, hacen probablemente difícil encontrar un especialista con un alto grado de experiencia en el área.

La perforación y otras causas pueden causar trabajos de pesca. Los operadores llevan las operaciones de la manera más prudente, sin embargo hay algunos detalles que pueden ser pasados por alto mientras se apresura el trabajo. Acciones que aparente mente son insignificantes pueden llevar a un trabajo de pesca. Algunas veces se debe de calcular el riesgo de las operaciones. El operador no debería de dudar en seguir si sabe que la operación podría poner en riesgo al pozo. Un ejemplo relativo de esto es un pozo que se aproxima a la profundidad total, siendo perforado con una barrena demasiado gastada que podría no perforar hasta la profundidad objetivo, si continua con la perforación podría estar en riesgo de perder un cono de la barrena antes de que se realice el viaje para cambiar la barrena. Por ejemplo si el cono de la barrena se hubiera quedado en el fondo, se hubiera necesitado de una herramienta para moler el pedazo de cono de barrena. Este tipo de problemas deben de ser evitados con un buen programa de perforación, para evitar que sucedan los trabajos de pesca.

Dentro de los problemas mecánicos esta primeramente las fallas en el equipo superficial, son las causas frecuentes de los trabajos de pesca. También algún tipo de problemas normales de la perforación tales como formaciones de riesgo, pruebas a agujero descubierto o una gran cantidad de excentricidades en el agujero perforado pueden llegar a ser problemas de pesca si el equipo llega a fallar. Por tanto los problemas mecánicos son causas directas e indirectas de un problema de pesca. La solución es mantener el equipo en óptimas condiciones. Una causa menos obvia de pesca es el uso de equipo inadecuado. La falla mecánica más común es la falla de una de las bombas; normalmente el equipo esta equipado con una bomba más en caso de que la primera se descomponga. Sin embargo la bomba de reserva también puede fallar, es por lo que se debe de estar monitoreando el desempeño de las bombas para evitar que fallen. En caso de que se necesite estar constante mente reparando las bombas es mejor reemplazarlas. Otro de los mas serios problemas mecánicos esta en la falla del equipo de izaje. Los principales componentes del sistema de izaje, tales como los frenos, roldanas, soportes se tienen que revisar periódicamente y cambiarlas de acuerdo al tiempo programado. Sin embargo, durante largos períodos de operaciones tales como perforaciones a grandes profundidades, el equipo debe de ser revisado más frecuentemente.

Muchos trabajos de pesca se deben a las condiciones irregulares de las paredes del pozo debido al tipo de formación por la que se esta atravesando. Una de las principales causas de pesca se debe a las excentricidades de la geometría de las paredes del pozo. Se supone que en un corte transversal la sección debería de ser casi circular, pero, debido al desgaste de la tubería de perforación sobre una sección de la pared del pozo se crea un agujero de diámetro más pequeño, debido al movimiento de la sarta denominado "Keyseat" (Fig. 6.14). Por lo general se presenta cuando el pozo presenta cierto grado de desviación, y lo que puede provocar es que la sarta de perforación se quede adherida en esa excentricidad del la pared del pozo. Un problema debido al keyseat es que la trayectoria de la perforación se asemeje a una pata de perro (Fig. 6.15). La incidencia y severidad de las operaciones de pesca debidas al keyseat, que provoca que la tubería se

adhiera en la pared es alta. Eliminarlas es el mayor paso en prevenir operaciones de pesca.

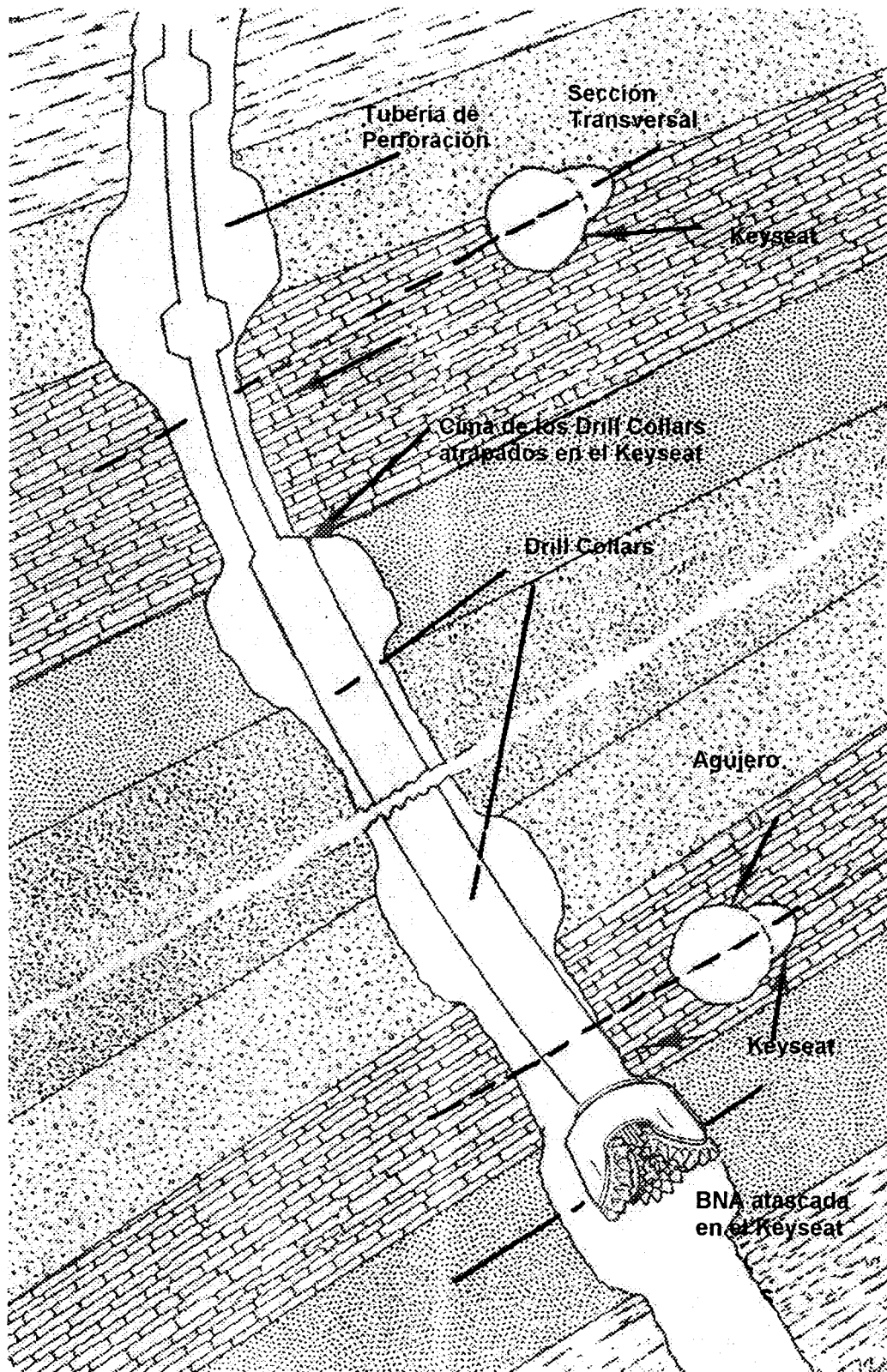
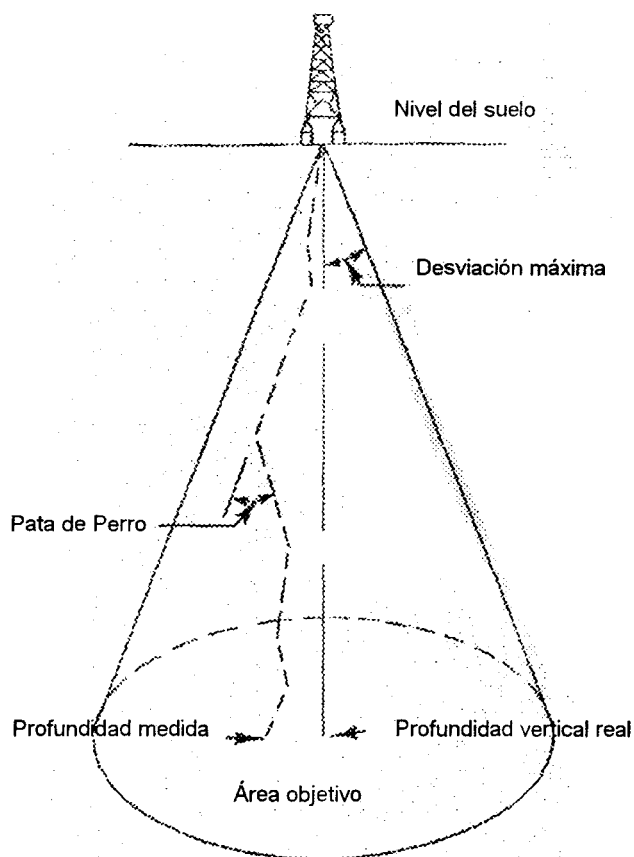


Fig. 6.14.- Keyseat<sup>43</sup>



**Fig. 6.15.- Pata de Perro<sup>43</sup>**

Otra causa principal de los problemas de pesca es que la tubería se atasca debido al asentamiento de los recortes de la perforación alrededor de la sarta. Lo que ocasiona que al tratar jalar a la sarta, no se logre debido que la fuerza con la que se pega es demasiado grande. La fuerza con la que se pega la tubería en combinación con el peso de la sarta, pueden aproximarse o exceder las fuerza de tensión de la sarta. Por tanto, se deben de seguir procedimientos para poder sacar a la tubería atascada por los recortes. Eso incluye controlar o eliminar los problemas de la formación, además de prevenir la acumulación de los recortes en la sarta por circulación o rotación. Los recortes tienden a acumularse en las zonas en las que las paredes del pozo presentan algunas excentricidades así como también en las partes bajas de los pozos desviados. Para evitar este tipo de problemas, se debe de mantener un buen gasto de circulación y mantener en óptimas condiciones el lodo de perforación según se hayan especificado en el programa de perforación. Se debe de tener siempre vigilado las propiedades físicas del lodo, para evitar que se presenten este tipo de problemas. Esto a veces es difícil de lograr debido a las tareas que se realizan son muchas y se puede descuidar las propiedades del el lodo, además de que es fácil que el lodo se contamine, es por lo que se le debe estar monitoreando constantemente.

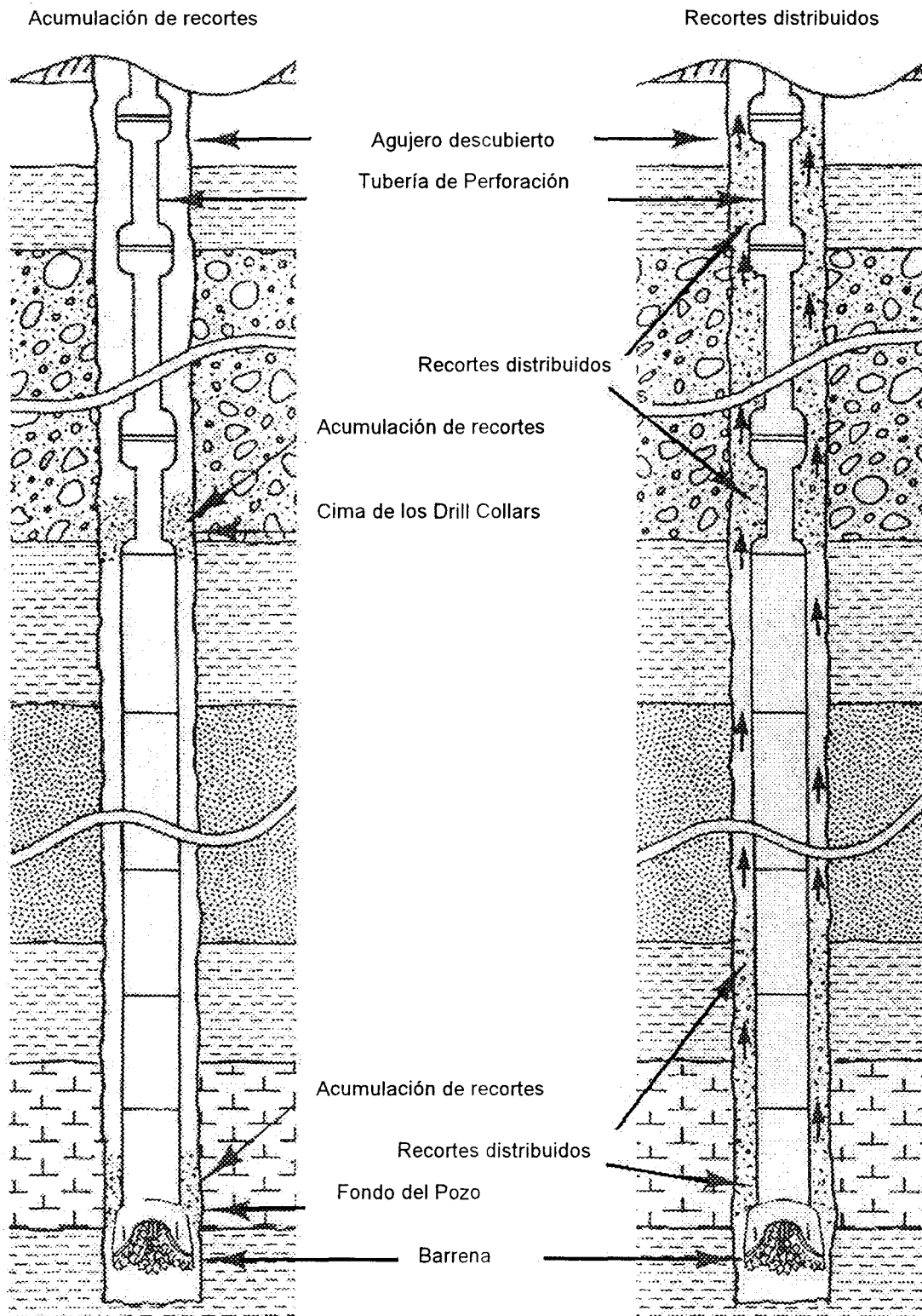


Fig. 6.16.- Distribución de los recortes de la perforación<sup>43</sup>

También se pueden presentar fallas en el equipo que esta perforando, dentro de estas fallas se encuentran la pérdida de un cono de la barrena, rupturas en las juntas, grietas en las cajas, tuberías partidas, fallas mecánicas en las herramientas de la sarta de perforación, cajas desgastadas por el paso del lodos de perforación sobre de ellas.

Lo que es recomendable, es una revisión periódica de las herramientas que se van a utilizar. Por ejemplo en el caso de que se este perforando con una barrena que ya ha sobrepasado o esta en el límite de su vida útil, puede perder uno de los conos, y esto implica que se detenga la perforación para eliminar el cono que esta en el fondo. Una de las maneras en que se puede eliminar es molerlo con un molino, recuperarlo con una canasta de basura (Junk basket) o con un magneto es relativamente simple de eliminar el cono. Es por lo que mejor se recomienda que se tenga un estricto control del equipo que se esta utilizando, para evitar los problemas de un pescado. Y como ya se ha mencionado con una revisión oportuna del equipo se puede evitar que se presenten problemas durante las operaciones.

Hay muchas causas que pueden provocar un trabajo de pesca, y cada un de ellas requiere de acciones preventivas específicas. La mejor prevención es conducir las operaciones de una manera prudente, y con esmero. Un gran paso en la prevención puede hacerse al observar pequeños detalles que pueden conducir a problemas. Por ejemplo si se observa que se están recuperando en el lodo de perforación recortes de metal, se debe de tener cuidado, ya que podría estarse desgastando una sección de la tubería de revestimiento, lo que podría causar que se hiciera un hoyo en ella.

Muchos de los trabajos de pesca son causados por errores humanos, en cualquier caso debido a la falta de experiencia o pobre juicio. Sin un buen entrenamiento, sin una estricta supervisión, y motivación los problemas se pueden presentar debido al personal que opera el equipo. Sin embargo los errores del tipo humano son extremadamente difíciles de prevenir. Pequeños objetos tales como tornillos, pinzas y algunas herramientas de mano se pueden llegar a caer dentro del agujero por descuido de alguno de los operarios al momento de hacer el cambio de tuberías.

### **6.4.2 Herramientas de Pesca.**

Las compañías de servicios proporcionan una gran variedad de herramientas con una aplicación diferente para cada problema que se pueda llegar a presentarse. A continuación se mencionaran algunas de las herramientas que se emplean, en los trabajos de pesca. Las compañías de servicio a pozos, proporcionan información y catálogos de las nuevas herramientas que han diseñado, y en que casos se emplean.

### Mill (molino).

Esta herramienta puede moler o pulverizar. Es una herramienta de pesca con cortadores filosos de diamante o carburo de tungsteno, usada para moler un pescado tal como herramientas o tuberías pegadas en el pozo. El molino también puede arreglar la cima de un pescado (la parte superior de la sarta que este atrapada) para ser atrapado por otra herramienta de pesca, escarear la parte exterior de una tubería de revestimiento colapsada, escarear tubos con escamas, remover una sección de la tubería de revestimiento con el fin de desviar el pozo o también puede remover tapones de cemento.

En resumen el molino es una herramienta para remover basura y otros metales en el pozo. Los molinos están constituidos de una pieza de metal tubular, en el que las cuchillas se encuentran en la base del molino. Esta cuenta con una junta para conectarlo en la cima, es similar al que se utiliza para conectar a la barrena, para que pueda rodar en el fondo de los drill collars. Los molinos pueden ser ampliamente clasificados de acuerdo a su uso. A veces dos diferentes tipos de molinos pueden ser usados para el mismo propósito, es frecuente que el mismo molino se use para diferentes propósitos.

Los Junk mills (molinos de basura) está construidos en tres configuraciones: plano, cóncavo y acanalado. Los cuales exponen la máxima cantidad de cortadores en contra del objeto que va a ser perforado.



Fig. 6.17.- Molinos (Cortesía Weatherford)<sup>45</sup>

## Overshot

Esta herramienta es la más importante y ampliamente utilizada dentro de las herramientas de pesca. Probablemente atrapa cerca del 90% de los pescados. Es una herramienta altamente versátil y eficiente. La herramienta básicamente consiste en la parte superior de un conector, de un recipiente para alojar el cuerpo del pescando y de una zapata guía. La herramienta puede correr como una simple unidad para atrapar un pescado de un mismo tamaño, o puede estar apilado en dos unidades para atrapar pescados de diferente tamaño. En agujeros mas largos unidades adicionales pueden ser agregadas si fuera necesario. La herramienta normalmente se conecta en el fondo del equipo dañado o pescada. Como la herramienta esta más abajo que la cima del pescado, la cima del pescado pasa a través de una zapata guía hasta el tazón de la herramienta donde será retenido para liberarlo. Cuando el pescado es levantado los ganchos que posee la herramienta se sujetan con fuerza al pescado. Una vez que se ha sujetado con fuerza la herramienta al pescado, se pueden realizar las maniobras necesarias para liberarlo del pozo.

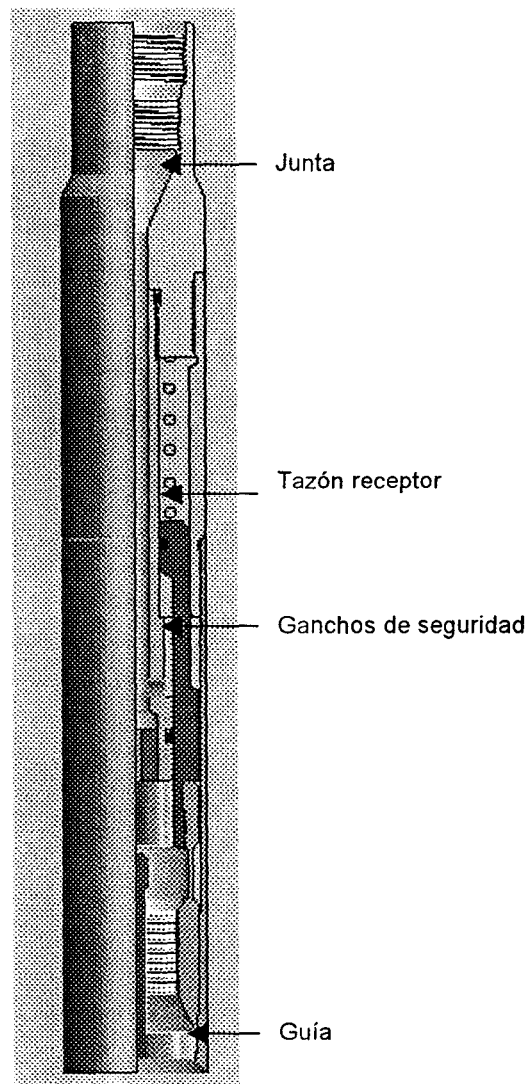


Fig. 6.18.- Overshot (Cortesía Schlumberger)<sup>42</sup>

### Junk Basket (cesto de basura)

La herramienta posee en la parte superior un espacio para almacenar al pescado, conocido como canasta, en la parte baja para sostener hay dedos sujetadores y una zapata para guiar. Los dedos están normalmente horizontales y pueden retener cualquier objeto que este por encima de ellos.

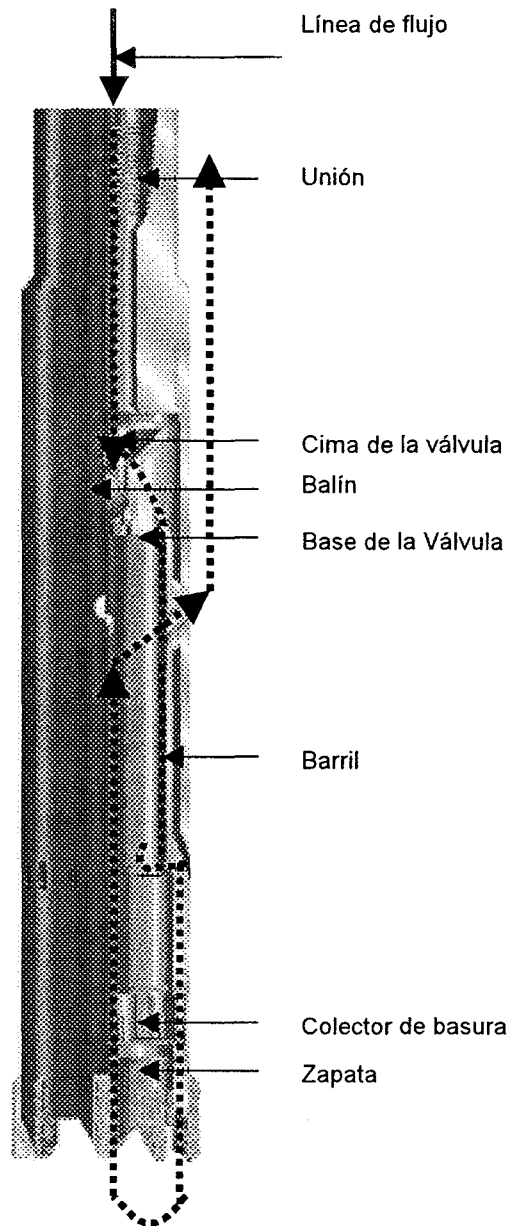


Fig. 6.19.- Junk Basket de Circulación Inversa (Cortesía Weatherford)<sup>45</sup>

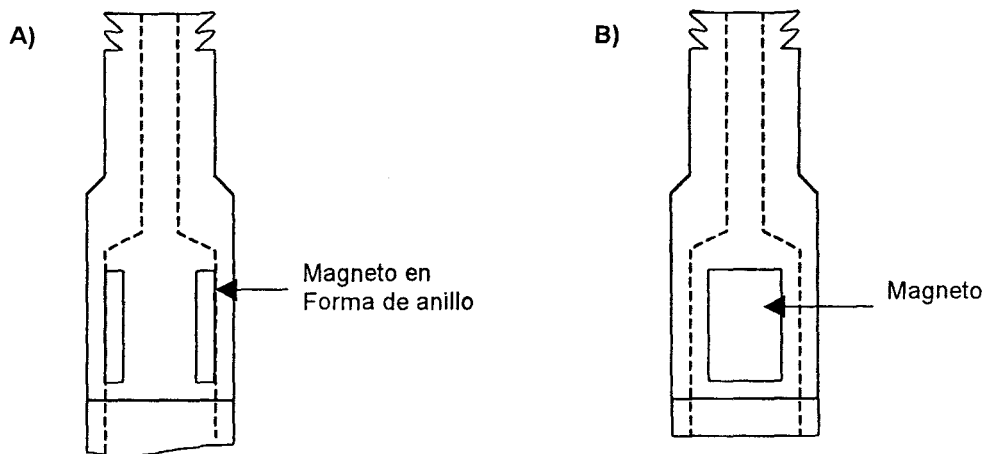
En las herramientas convencionales los dedos están montados en un anillo que rota en la parte baja. Los dedos pueden girar hacia arriba para dejar que la basura

pase y se almacene en la canasta de la herramienta, después los dedos regresan a su posición horizontal para retener la basura en la canasta. Muchas clases de zapatas pueden ser manejadas en la herramienta. Normalmente un tipo de zapata perforadora con dientes de arrastre es usada. La herramienta se coloca en la base de los drill collars. Usualmente el agujero está circulando en compañía de la herramienta directamente por encima del pescado. Después de circular, la herramienta empieza a girar por debajo del pescado, provocando que el pescado pase hacia el interior de la herramienta hasta la canasta. Los dedos retienen la basura en la canasta hasta que la herramienta es jalada fuera del pozo

Esta herramienta es durable y resistente. Puede recobrar cualquier cantidad de objetos en el fondo tales como conos de la barrena, pedazos de cable de las herramientas de los registros, herramientas de mano, pedazos de la línea de alambre, etc. Una de las desventajas de esta herramienta es que los dedos de la herramienta pueden romperse cuando la basura cae fuera de la canasta. Los dedos son inherentemente débiles debido a su tamaño pequeño.

Una herramienta popular modificada es la junk basket de circulación inversa. Esta canasta tiene canales especiales y aberturas localizadas en o cerca de la zapata, las cuales permiten que el fluido entre a la herramienta hasta el centro de la canasta, provocando que la basura ingrese hasta la canasta de la herramienta. Un balín se deja caer a la herramienta para desviar el flujo del lodo y ayudar a barrer la basura al interior de la canasta.

**Imán.** El cual está unido a la junta de la herramienta y conectado a la sarta de herramientas en el fondo. Su función es recoger pequeñas piezas de basura. Antes de que el magneto recoja la basura, se deben de limpiar los restos de los recortes de la perforación para que la herramienta pueda posicionarse arriba del pescado y poder atraerlo. La herramienta debe de tener una especie de protección con el fin de que se proteja la basura al momento de subirla, ya que si choca con las paredes del pozo se podría caer.



**Fig. 6.20.- Magnetos**  
A) Tipo manga con zapata externa limpiadora  
B) Tipo tapón<sup>43</sup>

### Cortadores.

Los cortadores pueden emplear sustancias químicas. Estos cortadores pueden cortar los tubos desde el interior. La herramienta se posiciona a la altura dañada y por medio de unas toberas hace pasar la sustancia química por medio de los jets a alta presión, y con un movimiento giratorio sobre el mismo lugar corta el pedazo de tubo. Esta herramienta es de gran ayuda, ya que corta la tubería que se encuentra atascada y permite que otra herramienta termine el trabajo.

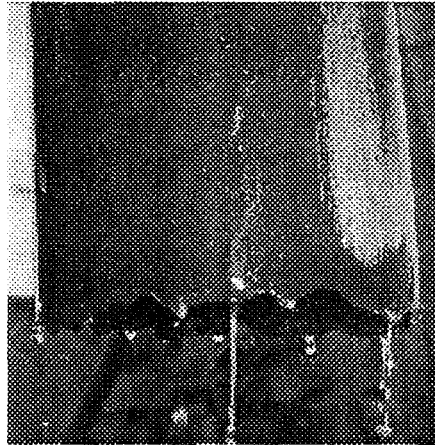


Fig. 6.21.- Vista de un tubo recién cortado (cortesía Weatherford)<sup>45</sup>

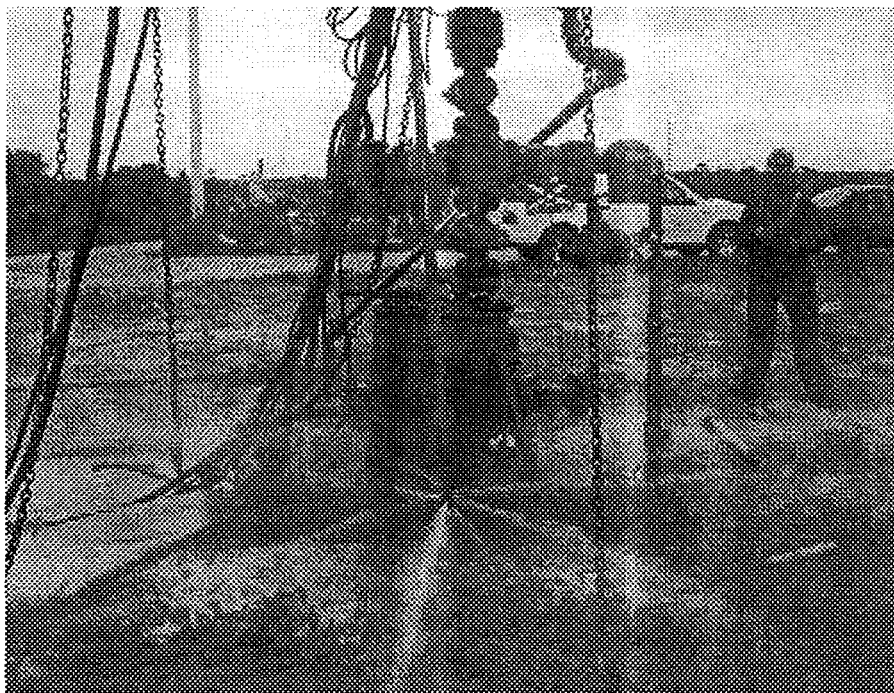


Fig. 6.22.- Cortador (Cortesía Halliburton)



## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

Se han presentado unas cuantas herramientas de pesca empleadas en los equipos de perforación, las compañías especializadas en trabajos de pesca ofrecen catálogos de sus herramientas, así como el uso de cada una, los datos técnicos y las condiciones de operaciones óptimas de las herramientas.

Cuando se considere usar una herramienta de pesca, se debe de estar familiarizado con la herramienta y el modo de operar de ella, sí no se sabe mucho de la herramienta se puede consultar al comerciante para que explique el modo de emplear más óptimo. El fabricante de la herramienta debe de ser la última autoridad en uso y en la operación del equipo. A veces dos herramientas parecen iguales, pero existen diferencias. Si todo esto es insuficiente se debe de contactar a un experto que brinde ayuda<sup>43-45</sup>.

---

# CAPÍTULO 7

## EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES DE PERFORACIÓN

---

## 7. EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES DE PERFORACIÓN

### 7.1 Equipo para perforación marina

#### 7.1.1 El sistema de perforación marino,

Es muy similar al que se encuentra en las instalaciones de perforación terrestre, dentro de las piezas que conforman al equipo marino se encuentra: el malacate, el sistema rotario, tuberías, equipo, sistema de circulación de fluidos y herramientas. La sarta de perforación, se compone de las mismas partes como: barrena, lastrabarrenas, estabilizadores, entre otros. Algunas técnicas, sistemas y equipos de perforación son diferentes a los terrestres, algunos de estos son:

- Guía de la polea viajera
- Amortiguadores
- Conductor marino
- Sistema de tensión
- Sistema de flotación
- Buje protector
- Sistema de Preventores submarinos
- Sistema de control submarino

#### **Guía de la Polea Viajera.**

El movimiento, horizontal, de la polea viajera se restringe por medio de una guía instalada en el interior del mástil o de la torre de perforación, el movimiento se presenta debido al oleaje. Mecánicamente se logra disminuir el movimiento instalando dos viguetas en el interior del mástil o de la torre de perforación. Las vigas tienen un espacio suficiente que servirá de guía (a veces se instalan rieles sobre las viguetas) para unas ruedas embaladas que están instaladas a los lados opuestos de la polea viajera. Ajustando la polea a esta guía, se restringe también el movimiento horizontal del gancho y de la unión giratoria.

#### **Amortiguadores.**

El efecto principal que causa el movimiento vertical, del equipo flotante, es el movimiento relativo entre la barrena y el fondo del pozo; para compensar este movimiento vertical de la barrena en el fondo del pozo y mantener un peso constante sobre la barrena, se usa normalmente amortiguadores; éstos se instalan en la parte superior de los lastrabarrenas o en un lugar adecuado, entre los

mismos. Los amortiguadores compensan el movimiento vertical sólo en la parte inferior de la sarta; la longitud de los amortiguadores y el número requerido, depende de las características del equipo como: tirante de agua, las corrientes marinas y de la marejada que se pronostique en los informes meteorológicos. Teóricamente esto compensa el movimiento de los lastrabarrenas hacia abajo, y mantiene el peso de éstos sobre la barrena; pero la experiencia ha demostrado que la compensación en realidad no es tan efectiva como se espera. En la sarta de perforación se presenta cierta fricción, particularmente con las altas presiones varia el peso de la barrena. Aún con toda la atención de parte del perforador, un cambio que se presente en la velocidad de perforación, puede permitir que abra o que se cierre el amortiguador; dependiendo de que aumente o que disminuya la velocidad de avance. Con todo esto, los amortiguadores han demostrado ser más eficientes en la compensación de movimiento vertical en los equipos marinos.

### **Riser (Conductor marino).**

El conductor marino (RISER) es el lazo de unión entre el equipo de perforación flotante y la cabeza del pozo en el lecho marino. Es vital para el desarrollo de las operaciones de perforación, ya que proporciona un medio de retorno al fluido de perforación y sirve como guía al pozo de la sarta de perforación. Este dispositivo se encuentra unido en la parte inferior al conjunto de preventores, submarinos, en su parte superior, se encuentra unido al equipo de perforación. Es tal vez el elemento más vulnerable del equipo flotante; debe ser diseñado de tal manera que pueda resistir los esfuerzos, bajo las condiciones severas de operación y corrientes marinas.

A continuación se describen las partes que componen al conductor marino:

- **Desviador de flujo.**

Este dispositivo de seguridad esta colocado arriba de la descarga de lodo, actúa como un preventor, proporcionando un medio de seguridad, en caso de que existan acumulaciones de gas u otro fluido a presión en el interior del tubo conductor. Este dispositivo opera hidráulicamente y se puede sellar en forma anular o ciega, dependiendo de que haya o no tubería de perforación dentro del pozo; evitando así que el fluido pase a la mesa rotaria.

- **Junta telescópica.**

Este dispositivo compensa el movimiento vertical del equipo flotante; permite mantener un esfuerzo de presión constante sobre el conductor marino. Este elemento se coloca entre el desviador de flujo y la parte superior del tubo conductor. El dispositivo consta de: un barril interior deslizante y un barril exterior fijo, al cual se sujeten los cables de tensión; la carrera que tiene la junta telescópica es aproximadamente de 9m; su longitud depende del tirante de agua, así como de las condiciones marinas. Esta junta tiene una prensa que evita la fuga del fluido de perforación entre el tubo conductor y ésta.

- **Tubería del conductor marino.**

Esta formada por tramos de tubería, generalmente son de 15m de longitud, de diseño y de características específicas. Estos tubos llevan integrados los conectores macho y hembra o caja-piñón, la línea de matar o la línea de estrangular, en forma unitaria; para su fácil conexión y desconexión en el equipo flotante. Los conectores, tanto de la tubería del conductor marino como de las líneas de matar y estrangular, son del tipo de enchufe; se aseguran por medio de empaques candados, los cuales están diseñados para soportar grandes tensiones. El diámetro del conductor marino debe de coincidir con el conjunto de preventores utilizados.

- **Línea de matar y de estrangular.**

Son tubos, de alta resistencia, que van desde el conjunto de preventores hasta la plataforma de perforación. Estas líneas sirven para bombear o descargar fluido a presión, particularmente, cuando se presenta un brote o descontrol del pozo. Estas líneas están aseguradas al conductor vertical marino, mediante grapas, disponen de conductores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

- **Junta esférica.**

Este dispositivo absorbe los movimientos laterales del equipo flotante, así como las inclinaciones del conductor marino, ocasionadas por las fuerzas de la corriente y del oleaje; permitiendo deflexiones angulares de hasta 10° con respecto a la vertical, también se puede utilizar, en vez de éste dispositivo, un tubo flexible que permita deflexiones mayores a los 10°. Este dispositivo se sitúa en el extremo inferior del conductor marino.

- **Conector hidráulico.**

El conector hidráulico permite conectar y desconectar el conductor marino de los preventores, desde la superficie mediante un sistema de cuñas accionadas hidráulicamente. Este dispositivo se encuentra situado debajo de la junta esférica.

Los requerimientos operacionales del sistema, riser de perforación, que deben ser considerados, para determinar el óptimo arreglo del diseño y cubrir todas las etapas de desarrollo del pozo son: la instalación, recuperación, la perforación, las operaciones de terminación, las condiciones de supervivencia, la desconexión, el colgamiento y el margen de diseño del riser.

Para la instalación y recuperación, la configuración, debe de ser de tal manera que en todas sus etapas de despliegue, tiene que ser capaz de resistir las cargas ambientales, sin que interfiera con la unidad flotante.

Para la perforación se necesita de ángulos pequeños, en las juntas flexibles; para minimizar el tiempo perdido y desgaste por rotación de la sarta de perforación.

En operaciones de perforación normal, se adiciona un margen del riser al gradiente del fluido de perforación, de tal manera que, en el caso de una desconexión de emergencia o de una falla en el cierre de preventores, la presión de formación, sea controlada mediante la columna de fluido remanente positivo de la presión hidrostática del agua marina.

En operaciones en aguas profundas, se tiene una presión hidrostática grande en la cabeza del pozo, en el fondo marino sobre el riser; consecuentemente, si el riser es desconectado, entonces se perderá el sobrebalance por encima de la presión de formación<sup>46, Op Cit:6</sup>.

### **Sistema de tensión.**

La función principal, del sistema, es proporcionar una tensión axial constante sobre el conductor marino (RISER), para mantenerlo rígido y evitar que trabaje bajo compresión. Este sistema tiene que soportar las cargas, generadas por el movimiento del equipo, las mareas y corrientes. Consta de varias unidades de tensión colocadas a lo largo del piso de perforación.

Estas unidades se operan por pares diagonalmente opuestos, con el incremento del diámetro del conductor marino, así como del tirante de agua. Los equipos disponen generalmente de cuatro, seis y hasta ocho unidades de tensión, existen equipos que operan hasta con diez unidades de tensión.

El sistema, de tensión, debe ser capaz de proporcionar una reacción instantánea, al movimiento vertical ascendente o descendente de la estructura marina. Esta respuesta deberá de ser mayor o igual a la velocidad vertical instantánea; además debe de compensar los movimientos de la marea, ajustes de conexiones y cambios en la posición de lastre del equipo.

Las unidades de tensión son comúnmente hidroneumáticas; que por medios mecánicos imponen una fuerza de tensión al barril exterior de la junta telescópica. Un extremo del cable de tensión esta anclado en la unidad de tensión y el otro se encuentra fijado al barril exterior.

### **Sistema de flotación.**

La flotación, proporcionada al conductor marino, tiene como propósito reducir su peso y evitar que se flexione; para lograr lo anterior, se utilizan módulos de flotación o cámaras de aire, que pueden estar hechas de espuma sintética o de aluminio. Estos accesorios se fijan alrededor del conductor marino, en puntos adecuados.

El sistema de flotación, no elimina el uso de del sistema de tensión; si no que ayuda a reducir la tensión requerida, por consecuencia la dimensión de las unidades de tensión.

### **Buje protector o de desgaste.**

En el proceso de perforación, se corre el riesgo que, la sarta de perforación o la barrena hagan fricción en las paredes del cabezal del pozo, esta fricción puede originar fugas. Para evitar que estas fugas se presenten, se coloca un buje protector. Este buje de protección, se aloja en el interior del cabezal.

### **Sistema de Preventores submarinos.**

Los nuevos diseños de preventores, tienen más funciones y capacidades de supervisión, que aquellos que se utilizaban en años pasados. La importancia que tiene el conjunto de preventores marinos, es brindar seguridad al personal, que se encuentra operando en las instalaciones; para cumplir con estas expectativas de seguridad, los fabricantes de preventores, han hecho mejoras en sus diseños, como son: robustez, rápida respuesta al cierre, fácil mantenimiento, etc.

Los requerimientos de seguridad, en los preventores, en aguas profundas son de vital importancia, para lograr el éxito en las operaciones de: perforación, terminación, reparación y producción; estos requerimientos de seguridad, están relacionados con el medio ambiente de trabajo. Los cambios en las características del diseño del pozo, pueden requerir cambios en el sistema de preventores.

El tipo de arreglos, empleados en aguas profundas, los podemos clasificar como sigue:

- **Arreglo típico de preventores submarinos**

El sistema se compone: de dos preventores del tipo anular y de cuatro preventores de arietes, consta de tres o cuatro líneas de salida; cada línea de salida esta conectada a la línea de estrangulamiento o a la línea de matar, por medio de dos válvulas de retención, que cuentan con un sistema que permite ajustar automáticamente una falla o error.

En general el conjunto de preventores usado en la perforación marina, es muy similar al que se emplea en tierra, sin embargo, algunos arreglos empleados en aguas profundas, son controlados por un sistema multiplexado; este sistema reduce el tiempo de respuesta de cierre de los preventores. Algunos de los arreglos, incluyen dos arietes de corte ciego, para incrementar la probabilidad de corte de la tubería de perforación y sellar totalmente, en caso de que falle algún otro preventor.

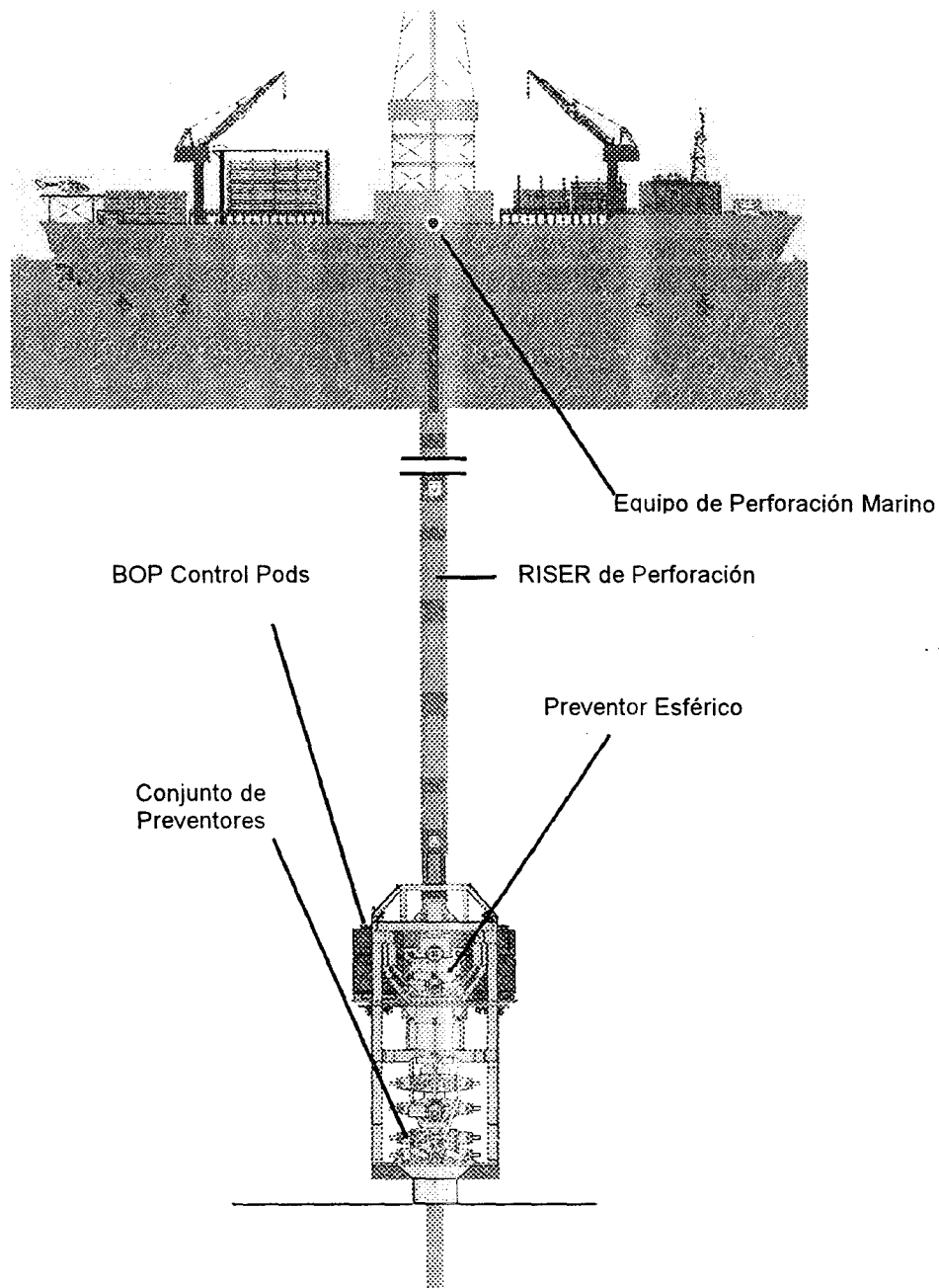


Fig. 7.1.- BOP marino<sup>47</sup>

- **Arreglo de preventores con compuertas hidráulicas.**

Surgen de la necesidad de optimizar el mantenimiento, hacia los preventores, especialmente cuando se hace el cambio de los arietes, submarinos, se ahorrar el tiempo de viaje en llevar el conjunto de preventores, hasta la superficie, para realizar la maniobra de cambio de arietes.



Con esta modalidad se ahorra hasta una semana o más, dentro de las características más importantes se encuentran las siguientes: las compuertas se abren hidráulicamente, el arreglo es ligero, el nuevo sistema de cierre de arietes no requiere de ajustes, cuenta con un sistema de sello en las compuertas, las cavidades no son soldadas para permitir el cambio de sellos, son de naturaleza modular, lo que permite que se coloquen preventores esféricos para disminuir el tamaño y peso del conjunto; los arietes de corte se ajustan a cualquier cavidad además de que cuentan con gomas que soportan altas temperaturas. Las piezas de repuesto de este tipo de arreglo son compatibles con los arreglos submarinos.

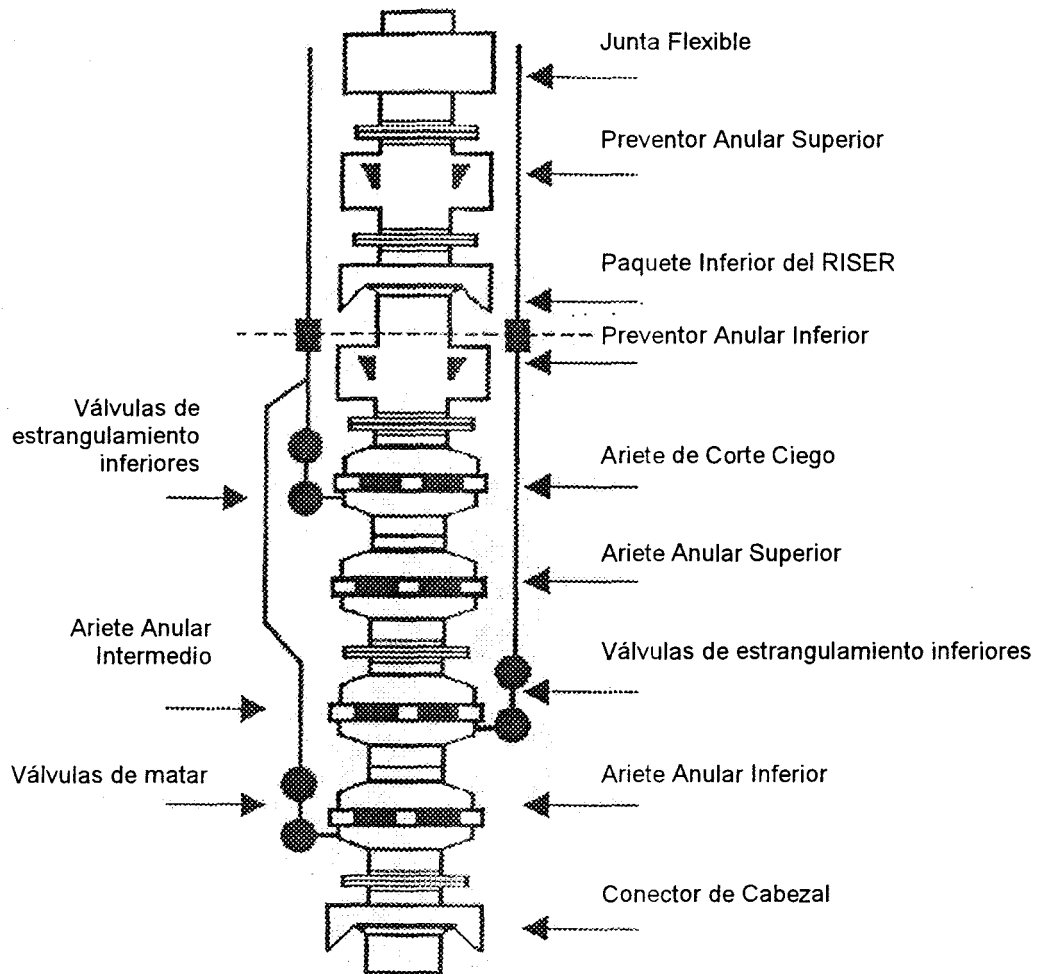


Fig. 7.2.- Arreglo típico de preventores marinos

- **Arreglo de preventores superficiales.**

Se han utilizado en plataformas semisumergibles, en regiones donde se perfora en ambientes de aguas profundas. El conjunto consiste de tres preventores de ariete y un preventor anular; todos los preventores de ariete pueden ser equipados con

un mecanismo que permite el cierre. Cada línea de estrangular y de matar puede ser equipada con dos válvulas de retención, y se pueden operar de manera hidráulica. Los sistemas de control deben de ser cada vez más confiables, cuando se emplean en aguas profundas, por lo que, es necesario el controlar los siguientes parámetros: seguridad de funcionamiento, altas presiones de operación, mejoramiento de los sistemas de respaldo y tiempo de respuesta menor.

Actualmente se emplean dos tipos de sistemas de control, en el conjunto de preventores, para su operación en aguas profundas, los cuales son: los sistemas de control hidráulico multiplexado y los sistemas hidráulicos de respuesta inmediata, éste tipo de sistemas son una modificación de los sistemas de control hidráulico directos, pero la finalidad es la adaptación en aguas profundas.

### **Sistemas de control submarinos.**

La función principal de un sistema de control submarino, es brindar un control sobre las operaciones que se realizan durante la perforación marina. Estos componentes son operados eléctricamente o hidráulicamente, por medio de una señal enviada desde la superficie hasta el equipo de control.

- **Sistemas de control hidráulico de respuesta inmediata.**

Ofrecen la simplicidad y confiabilidad de los sistemas hidráulicos; pero comparables a una capacidad de respuesta de un sistema multiplexado, en tirantes de agua de 1,500m. Por ejemplo: un sistema hidráulico, estándar, tiene una señal de respuesta de 15seg a 91m de profundidad; en cambio un sistema de respuesta inmediata tiene un tiempo de respuesta de señal de solo 4.5seg a la misma profundidad.

- **Sistema de control hidráulico multiplexado.**

En la figura 7.3, se muestra el diagrama de los componentes de un sistema electrohidráulico multiplexado. Su principal ventaja, de un sistema multiplexado, sobre los sistemas electrohidráulicos multicableados es que son mucho más pequeños, el cable de controles más ligero y menos susceptible a enviar señales falsas, generadas por un corto circuito o falla.

La principal consideración, cuando se selecciona entre un sistema hidráulico de respuesta inmediata y un sistema multiplexado, será normalmente el tiempo requerido para hacer una desconexión de emergencia<sup>47, 48</sup>.

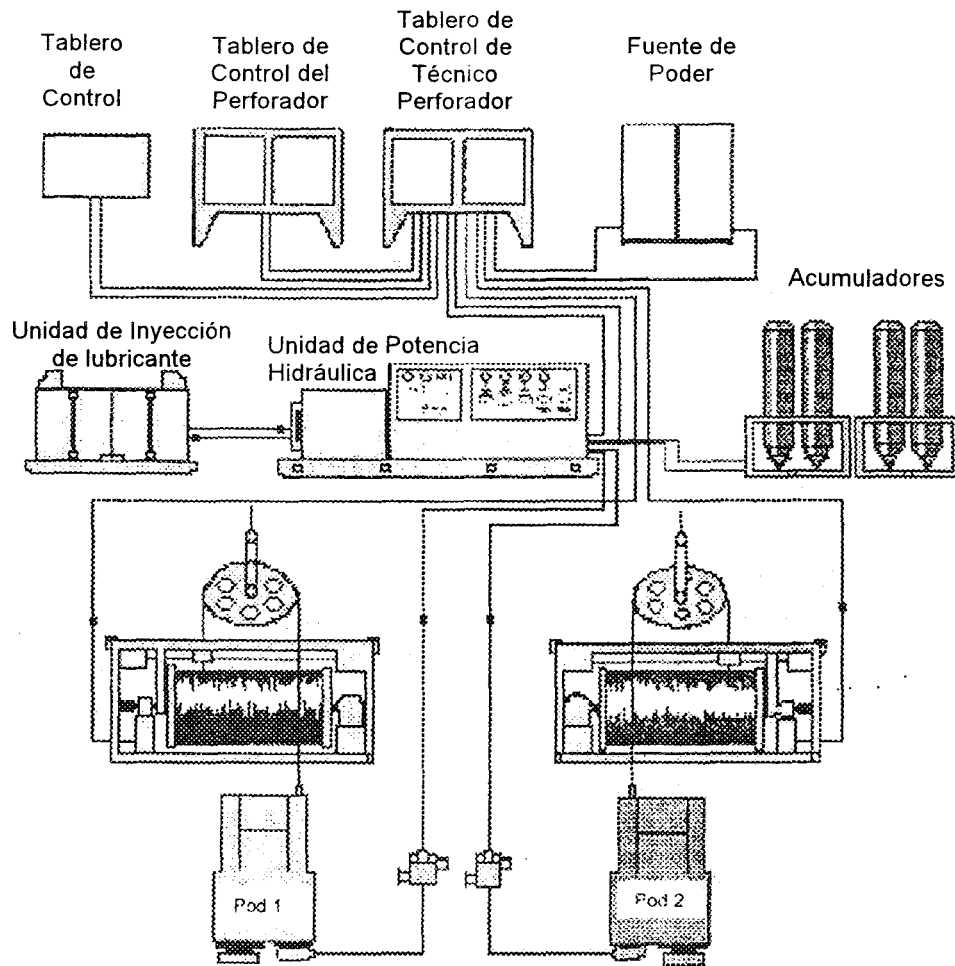


Fig. 7.3.- Sistema de control electrohidráulico multiplezazo<sup>48</sup>

En la figura 7.4 se muestran las principales partes de las que consta el equipo de perforación marino, descritas previamente. El concepto de perforación es el mismo, por lo que la principal aportación es el RISER de perforación, el cual es una de las partes más importantes. Se ve también que el conjunto de los preventores, debe de ser más robusto que el que se tiene en la perforación en tierra, ya que debe de ser capaz de soportar la presión, del fondo del pozo, además tiene que ser resistente a las corrientes marinas. El sistema de anclaje, es igual de importante, ya que es el que se encarga de mantener en su posición al equipo, mientras se realizan los trabajos de perforación. Los equipos de perforación marinos han sido desarrollados para perforar en zonas cada vez más profundas en el más, por lo que el diseño cambia, dependiendo de las necesidades, tanto económicas como climáticas, pero el concepto de la perforación marina es el mismo en cada caso, lo que va a cambiar entonces es el equipo, será más simple, más automatizado, con una estructura más robusta que resiste los embates del clima, en el que se este efectuando el trabajo de perforación.

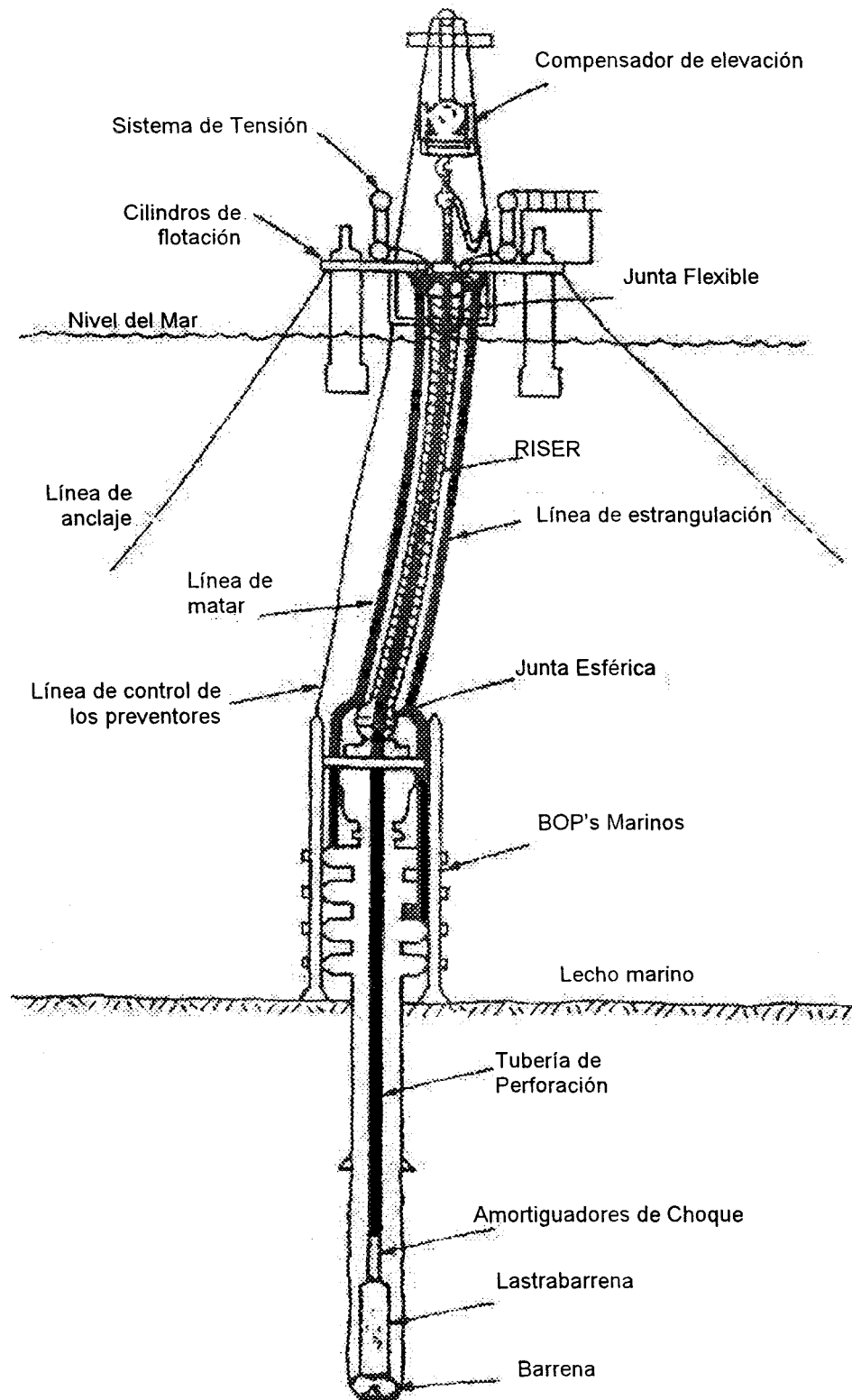


Fig. 7.4.- Partes Principales del Equipo de Perforación Marino

### 7.1.2 Tipos de plataformas de perforación

Hoy en día conocemos las sofisticadas piezas de ingeniería llamadas plataformas marinas móviles; sin embargo han sido el desarrollo, de la necesidad del hombre, por obtener los recursos que se encuentran en el fondo del lecho marino. No siempre fueron grandes piezas de ingeniería, en un principio, se emplearon equipos convencionales montados en estructuras fijas, en zonas donde el agua no era muy profunda, además de que se empleaban las mismas técnicas de perforación; pero la necesidad de perforar en zonas cada vez más profundas, obligo a los diseñadores e ingenieros a crear nuevas estructuras y técnicas de perforación más sofisticadas; los cuales llegaron a las estructuras que hoy en día conocemos para perforar en el lecho marino.

Dentro de la clasificación de estructuras marinas podemos encontrar estructuras fijas y estructuras móviles, a continuación, se mencionaran además de presentar algunos esquemas de estas unidades de perforación marinas.

#### **Unidades fijas de perforación.**

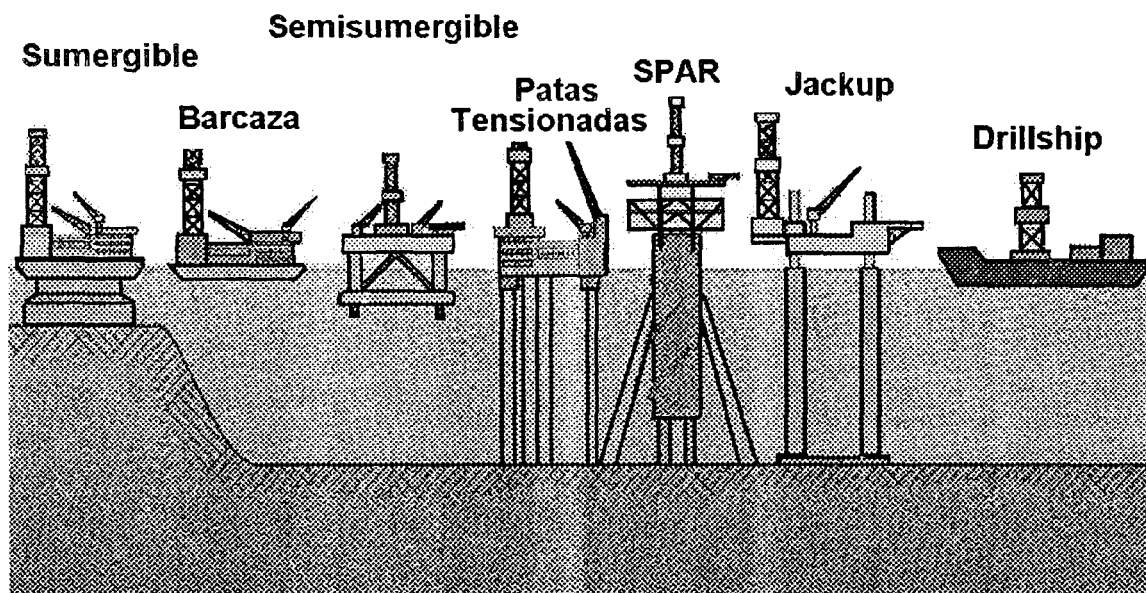
Como su nombre lo indica este tipo de plataformas están fijas en el lecho marino, por lo que su principal limitante, es el tirante de agua; la perforación con plataformas fijas se puede llevar a cabo actualmente hasta tirantes de agua de 420m, con plataformas fijas de segunda generación, las cuales tienen un estructura fija flexible y una forma diferente a las plataformas fijas tradicionales; están diseñadas de manera tal, que puede instalarse sobre de ellas equipos de perforación, terminación y de reparación de pozos. Algunas de éstas plataformas son autosuficientes y albergan todos sus componentes tales como: equipo y áreas de personal, pero otras requieren de barcos de apoyo.

#### **Unidades móviles de perforación.**

Este tipo de estructuras surgen de la necesidad de perforar en zonas más profundas en el mar. Existen varios tipos de unidades de perforación móviles marinas:

- Sumergibles (Submersibles)
- Barcazas (Drill barges)
- Autoelevables (Jackups)
- Semisumergible (Semisubmersibles)
- Barcos de perforación (Drillships)
- Plataformas de patas tensionadas (Tension Leg Platform)
- SPAR (SPAR Platform)

En la figura 7.5 se muestra un esquema de las unidades de perforación marinas. Se ve que los equipos de perforación marinos presentan dos configuraciones, en una, los equipos flotan sobre el mar, mientras que las demás unidades se encuentran ancladas o fijas en el lecho marino, como en el caso de los Jack-Ups. La selección del equipo de perforación, dependerá de la profundidad a la que se desee perforar, además de que debe de tomarse en cuenta el costo de la renta de los equipos<sup>49</sup>.



**Fig. 7.5.- Esquema de los Equipos de Perforación Marinos<sup>49</sup>**

A continuación se describirán los equipos marinos, mostrados en la Fig. 7.5; se presentarán algunos diagramas que muestran como son y las principales partes que los conforman. Las compañías de servicios, que rentan este tipo de equipos, facilitan algunos de sus planos mostrando las principales partes de las que constan, así como de las dimensiones de estos; con el fin de que al revisarlos el cliente este enterado de la capacidad de perforación de los equipos que están en renta.

### **Sumergibles.**

Este tipo de estructuras flotan sobre un casco; son transportadas al sitio de trabajo, por barcos remolques, hasta el punto designado. Una vez que el equipo se encuentra en el sitio designado, se activa un mecanismo que inunda con agua varios compartimientos; el agua provoca que el equipo toque el fondo. La ventaja de sumergir la plataforma, es que el oleaje tenga poco efecto sobre la estructura,

delimitando el movimiento de esta. Por diseño, este tipo de estructuras, tienen la limitante de que no se pueden utilizar en zonas muy profundas.

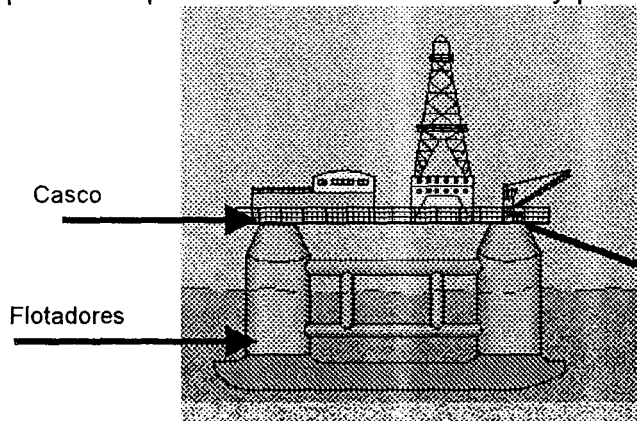


Fig. 7.6.- Plataforma Sumergible siendo remolcada<sup>51</sup>

Una vez que se ha terminado con el trabajo de perforación, los miembros de la tripulación expulsan el agua del compartimiento, lo cual permite que la estructura flote nuevamente y se traslade al nuevo sitio de trabajo.

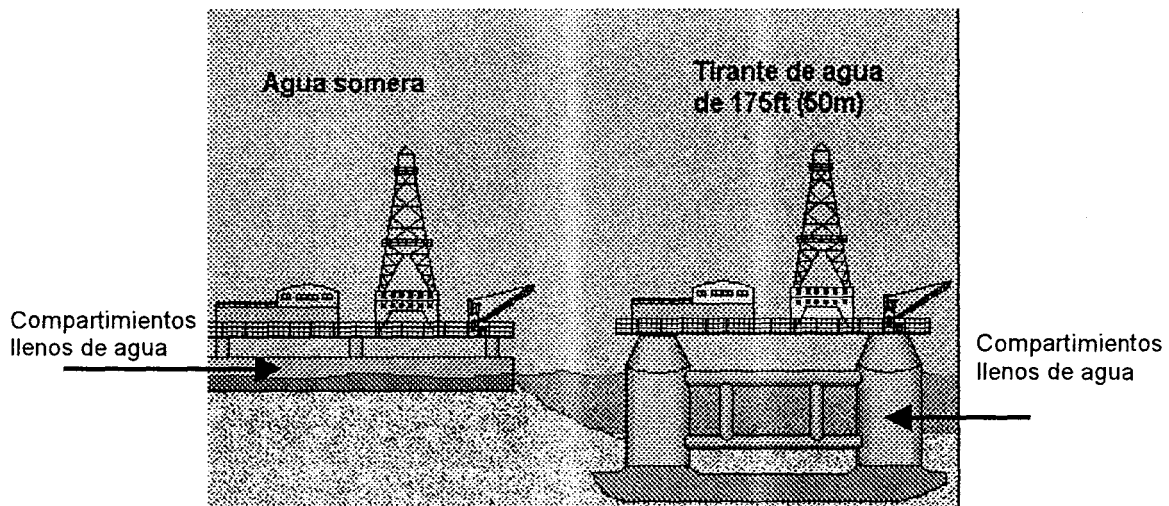


Fig. 7.7.- Posición de una Plataforma Sumergible<sup>51</sup>

En la figura 7.7 se muestra que el equipo se puede usar tanto en aguas someras o en tirantes de agua de 50m. Como se ve es una limitante de este tipo de equipos.

### Jack-Up.

Este tipo de plataformas marinas, no tienen un sistema de propulsión que les permita moverse de un lugar a otro; de igual forma que las plataformas sumergibles, deben de ser remolcadas hasta el sitio donde se realizaran los trabajos de perforación. Tienen un casco que les permite flotar, además de que las

piernas que le dan soporte pueden subir y bajar. Con ésta configuración, al momento de que es remolcada, las patas van elevadas, por lo que, flota con el casco; una vez que ha llegado al sitio de trabajo, las piernas descienden y son ancladas al lecho marino, lo cual hace que sea una estructura estable al oleaje, al final se eleva el casco del nivel del mar, para evitar que las olas entren a la cubierta.

Una amplia gama de proveedores, ponen en renta éste tipo de estructuras; operan en profundidades que van en promedio desde los 8ft hasta los 490ft, algunas pueden superar esta longitud, como en el caso de la Jack-Up Bob Palmer que llega hasta los 550ft de tirante de agua. Estos datos se obtuvieron de un catalogo de empresas que rentan sus equipo en todo el mundo<sup>50, 51</sup>.

Este tipo de equipos están operando actualmente en todo el mundo. El diseño más común, es un diseño triangular de tres patas. Las figuras 7.8 y 7.9 muestran los diagramas superior y lateral de una plataforma Jack-Up de diseño triangular; se muestran las partes más importantes.

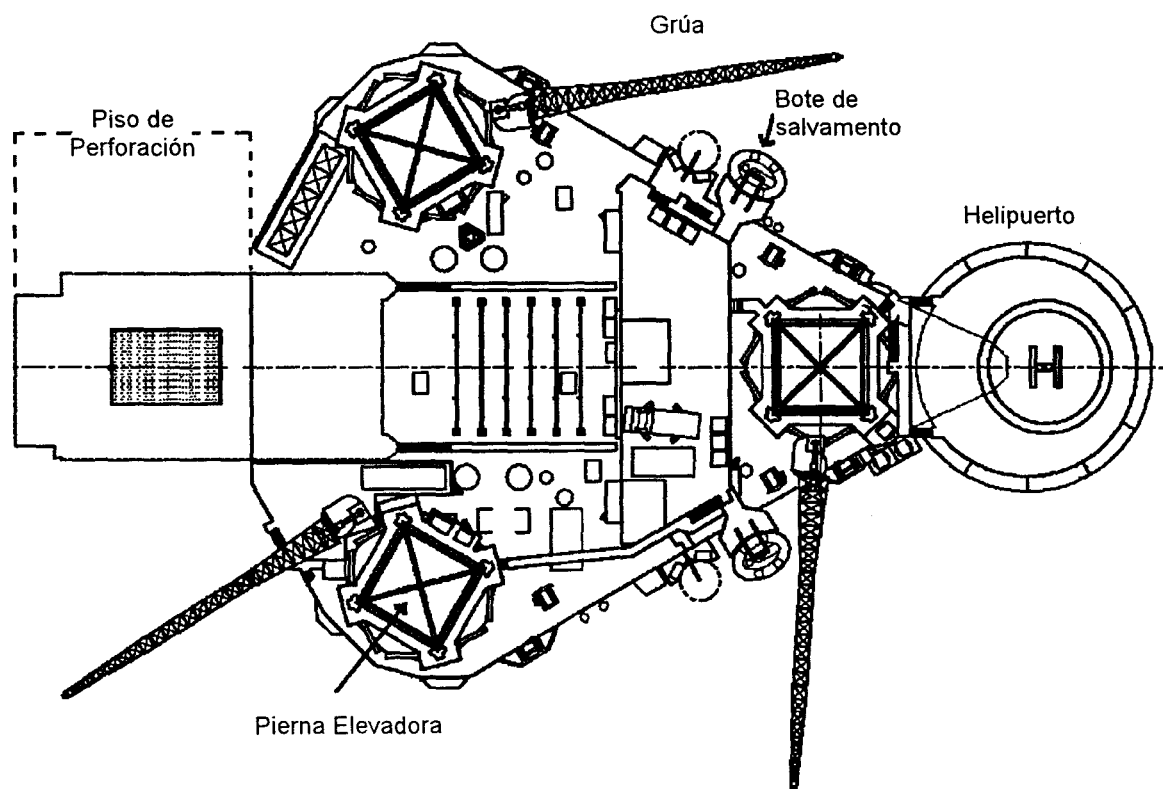


Fig. 7.8.- Vista superior de una plataforma Jack-Up (cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>



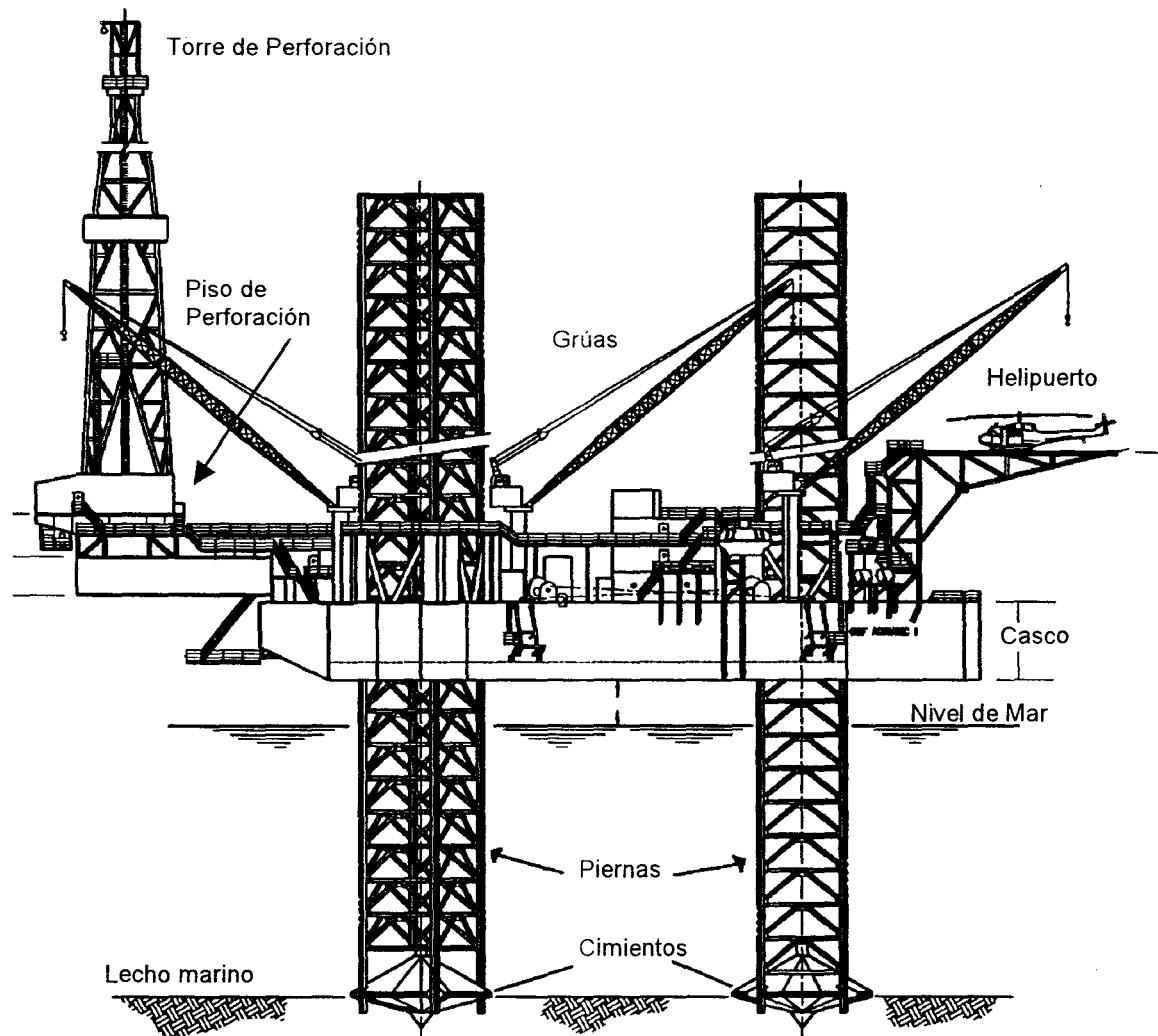


Fig. 7.9.- Vista lateral de una plataforma Jack-Up (Cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>

### Semisumergible.

Las plataformas semisumergibles evolucionaron de las plataformas sumergibles, el diseño de este tipo de plataformas, les permiten tanto descansar sobre el lecho marino tanto como flotar sobre el mar. Lo que las distingue, es la adaptación de flotadores, que son una sección rectangular de acero largo y hueco; la finalidad de que se encuentren huecos, es permitirle flotar a dicha estructura, además de que estas cuentan con un sistema de propulsión que le permite desplazarse en el mar, además de estabilizar su posición, cuando las corrientes son demasiado fuertes. Como todas las embarcaciones que se encuentran en el mar y que desean estar estáticas, esta estructura lo logra con un sistema de anclas que la sujeta en el lecho marino, manteniéndola en posición cuando se realizan los trabajos de

perforación. Otra ventaja que ofrece este tipo de unidad, es que son más estables que los barcos de perforación, además con estas unidades se puede operar en tirantes de agua del orden de 1,000ft a 3,500ft (300 a 100m).

En la figura 7.10 se muestra la vista superior de una Plataforma Semisumergible; en el diagrama se muestra el piso de perforación, las grúas se emplean en las operaciones a bordo y en la recepción de los materiales, de los barcos de abastecimiento.

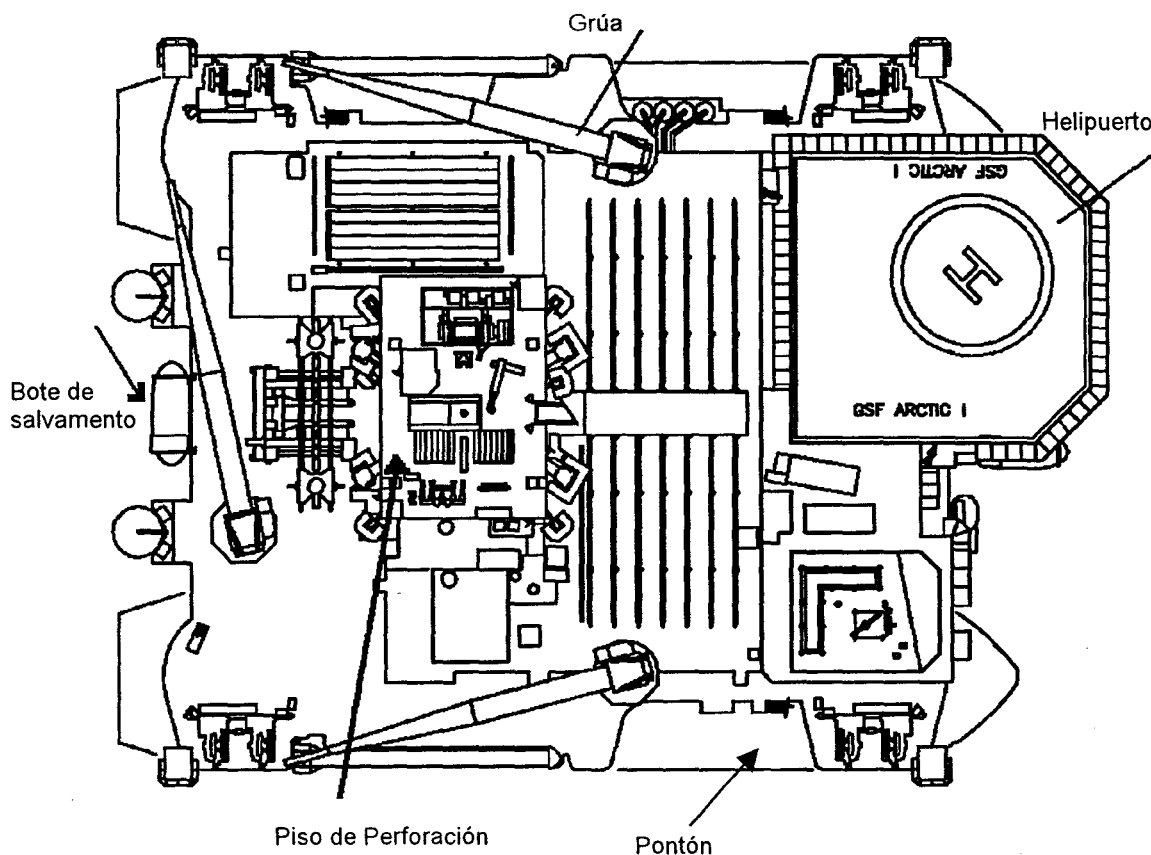
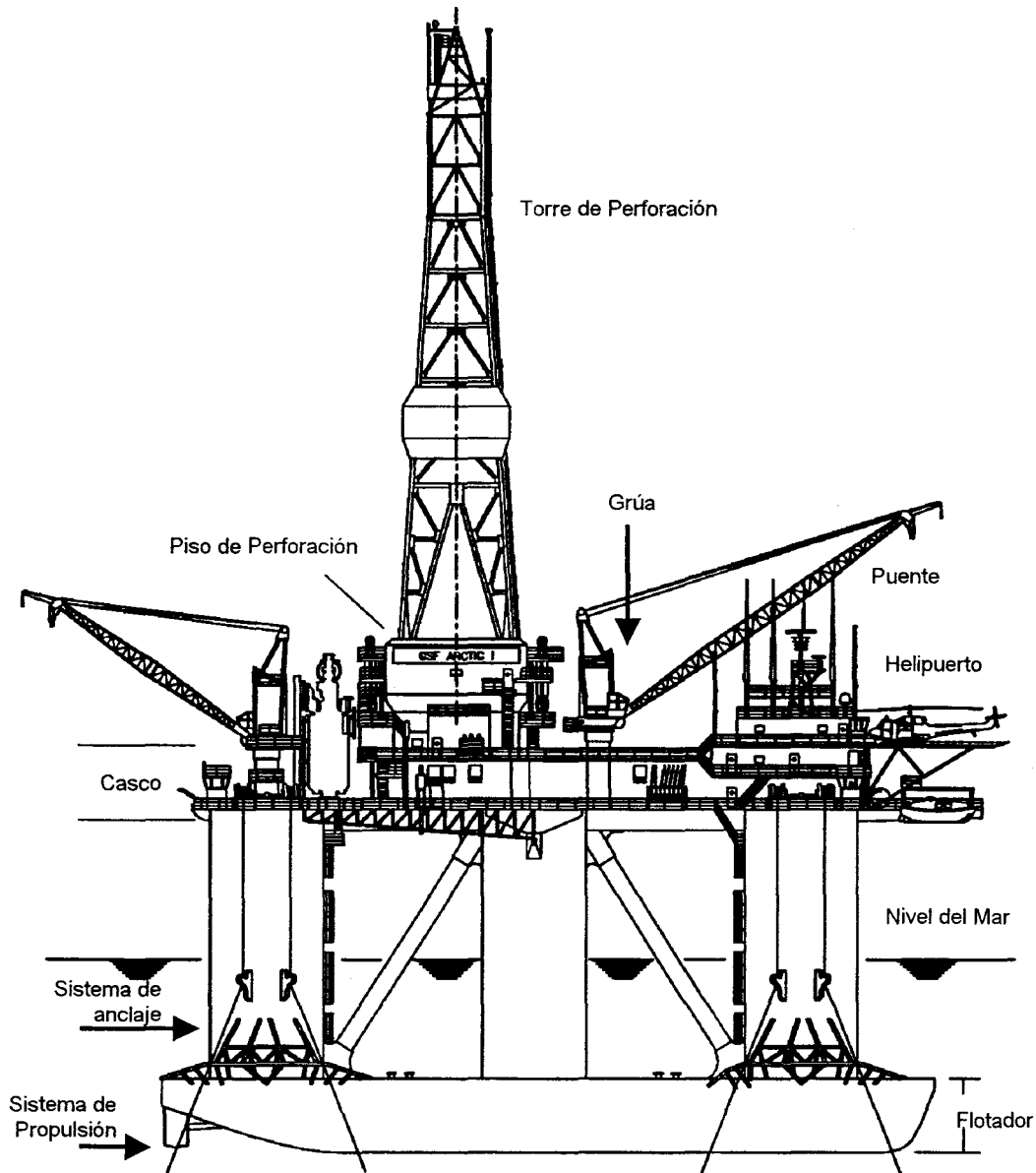


Fig. 7.10.- Vista superior de una Plataforma Semisumergible (cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>

La unidad semisumergible, se pueden llevar hacia aguas poco profundas, estabilizándola con un sistema de anclaje o de posicionamiento dinámico. El sistema de anclaje convencional, consiste de ocho anclas localizadas en una unidad, que enrollar y desenrollar las líneas; conectada al casco por líneas de acero o cadenas, en ocasiones con una combinación de ambas. Para ajustar la posición se emplea el método de posicionamiento dinámico; es una evolución del sistema de sonar de los barcos, por medio del cual una señal proveniente del casco del barco se manda hacia un juego de transductores, localizados sobre el lecho marino, donde se transmiten las señales a una computadora, a bordo de la

## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

plataforma, la computadora de las instrucciones al posicionador computarizado, el cual ajusta la posición de la estructura cuando es necesario. El posicionamiento dinámico puede llegar a ser de gran ayuda, cuando el tirante de agua aumenta; generalmente es considerado necesario en tirantes de agua mayores a 1,000ft.



**Fig. 7.11.- Vista lateral de una Plataforma Semisumergible (cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>**

En la figura 7.11 se aprecia mejor la estructura de una plataforma semisumergible, la parte más importante de esta, es el pontón o flotador, que se encuentra en la parte inferior de la misma y sobre la cual descansa en resto de la estructura;

dependiendo del diseño, habrá más de dos pontones instalados. Se observa también que el sistema de anclaje, tiene que ser lo bastante fuerte para resistir los fuertes vientos, las mareas, las corrientes marinas entre otras. La estructura cuenta con un puente de navegación, que le permite estar constantemente comunicados con tierra y con los sistemas de seguridad, tales como el sistema meteorológico, el cual informa de las condiciones del clima, en todo momento, y da la señal de alerta en caso de que se tenga que evacuar, en caso de la presencia de una huracán de categoría alta.

### Barco de Perforación.

Uno de los equipos que mejor se mueven en el mar son los barcos, tales equipos fueros adaptados para propósitos de exploración y de perforación de pozos. Una de las ventajas, de los barcos, es que se desplazan en el mar a velocidades relativamente altas con un bajo consumo de energía; la forma y la capacidad de la cubierta les permita cargar una gran cantidad de equipo y materiales para perforar, por lo que no es muy frecuente su reabastecimiento.

La idea de que un barco se emplee con motivos de perforación tiene sus desventajas, ya que la estructura esta diseñada para viajar a grandes velocidades en el mar, pero no presenta mucha estabilidad, por consiguiente se presenta una mala capacidad de perforación.

Los barcos perforadores son los que perforan en aguas más profundas cercanas a los 1,000ft.; pero como se ha mencionado, el sube y baja del barco es el mayor problema, debido a que la superficie de contacto del barco con el mar es mayor que en el caso de los pontones de las plataformas semisumergibles. Es posible por medio de un tanque de estabilización y otros métodos, reducir el balanceo del barco, pero el sube y baja no puede ser reducido.

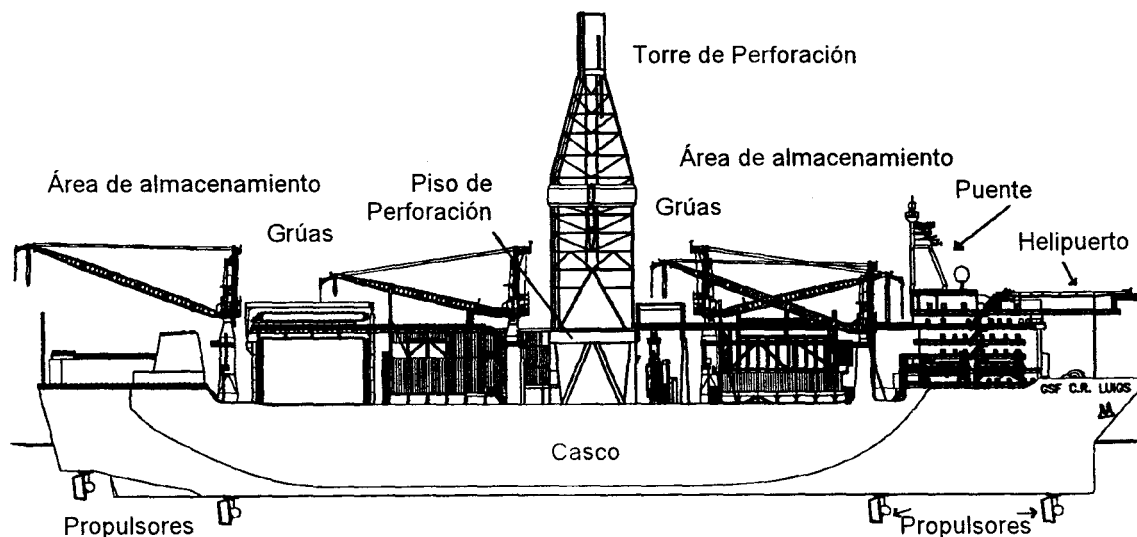


Fig. 7.12.- Barco Perforador (cortesía GlobalSantaFe)<sup>57</sup>

El sistema de anclaje, de un barco de perforación, es muy parecido al que se utiliza en las plataformas semisumergibles; utilizan anclas que les permiten situarse en la estación a perforar, pero, cuando se perfora en aguas profundas, se requiere de un sistema de posicionamiento dinámico controlado por una computadora, conectada a un sofisticado sistema de sensores electrónicos. Una vez iniciadas las actividades de perforación, el perforador le indica a la computadora la posición que se debe de guardar mientras se realizan los trabajos de perforación. El sistema de anclaje resiste las corrientes, el oleaje, así como la fuerza del viento.

Según con los catálogos, de las compañías dueñas de los barcos perforadores, los barcos que están actualmente perforando, pueden alcanzar un tirante de agua del orden de los 10,000ft.

### Barcaza.

Este equipo es capaz de perforar en aguas poco profundas como lo son los pantanos, las riveras de los ríos, bahías, etc. Este tipo de equipo no cuenta con un medio de transporte, por lo que se necesita de un barco que lo remolque hasta el sitio designado para la perforación.

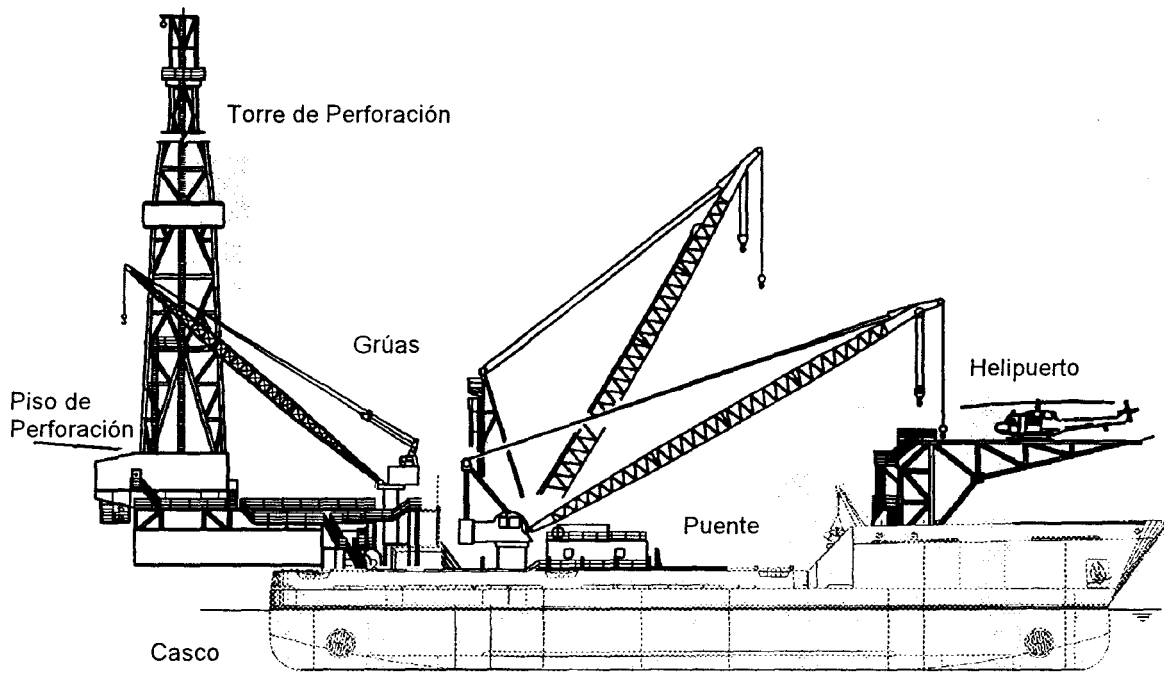


Fig. 7.13.- Barcaza de Perforación

Este tipo de equipo, puede operar en tirantes de agua que van de los 21ft hasta los 656ft, dependiendo de la capacidad del equipo. La principal ventaja de la barcaza, es que permite perforar en zonas como pantanos, en donde no podría acceder una plataforma sumergible, o semisumergible, como en el caso de un río estrecho y de difícil acceso. Como opera en aguas poco profundas, el oleaje no representa mucho problema, y en el caso de los pantanos, pues es casi nulo. Por lo que la barcaza presenta buenas condiciones para la perforación.

En la figura 7.13 se muestra el diagrama de una barcaza, en el que se puede apreciar las partes más importantes de la misma, como los son la torre de perforación, el casco, el conjunto de grúas para abastecer al equipo, y el helipuerto. Ofrece las mismas facilidades de perforación, que los demás equipos, solo que se emplea en zonas de baja profundidad o de difícil acceso al resto de las plataformas marinas.

### **TLP (Tensiol Leg Platforms).**

La plataforma de piernas tensionadas, TLP, es una combinación entre una plataforma flotante y una plataforma fija. Se ancla en el suelo por tendones de acero; estos tendones están en posición vertical y están conectados a la base de la plantilla localizada en el lecho marino, lo cual limita los movimientos verticales de la plataforma. La TLP puede ser configurada de varias maneras y tamaños; sus aplicaciones son en aguas ultra-profundas de un valor aproximado de 2100m.

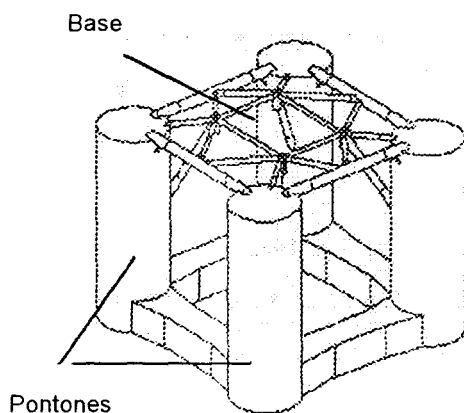
Existe una variante de esta plataforma, conocida como Mini-Plataforma de Piernas Tensadas (Mini-TLP), la cual es una plataforma de patas tensionadas pequeña, como se muestra en la siguiente figura 7.16. Este tipo de plataformas pueden ser usadas como una plataforma de producción temprana, para la explotación en aguas profundas.

Las plataformas de piernas tensionadas (TLP) se pueden clasificar de la siguiente manera.

- TLP de cuatro piernas, utilizadas para operaciones de perforación y de producción simultáneamente.
- Mini-TLP de tres piernas, la cual se utiliza únicamente en operaciones de producción.

El casco de la plataforma de cuatro piernas, es la parte que le permite flotar en el mar, y sobre la cual descansa el resto de la estructura. Sobre el casco de la estructura se encuentra la cubierta, dividida en cubierta superior e inferior, la cual, a su vez es dividida en módulos que son separados estructuralmente, cada módulo es soportado en la cima de la columna del casco. Los módulos que la conforman son: el módulo de espaciado entre pozos, el módulo de proceso, el módulo de potencia, el módulo de cuartos y el módulo de perforación. El módulo de perforación, fue diseñado para llevar básicamente la torre de perforación.

Además de incluir la maquinaria, la bodega de almacenamiento, las bombas de lodo, y paquetes de terminación; la cubierta inferior esta diseñada para acomodar conectores (tie back) submarinos, incluyendo paquetería, una unidad de tubería flexible, equipo relacionado a la perforación.



**Fig. 7.14.- Casco de una Plataforma TLP<sup>6</sup>**

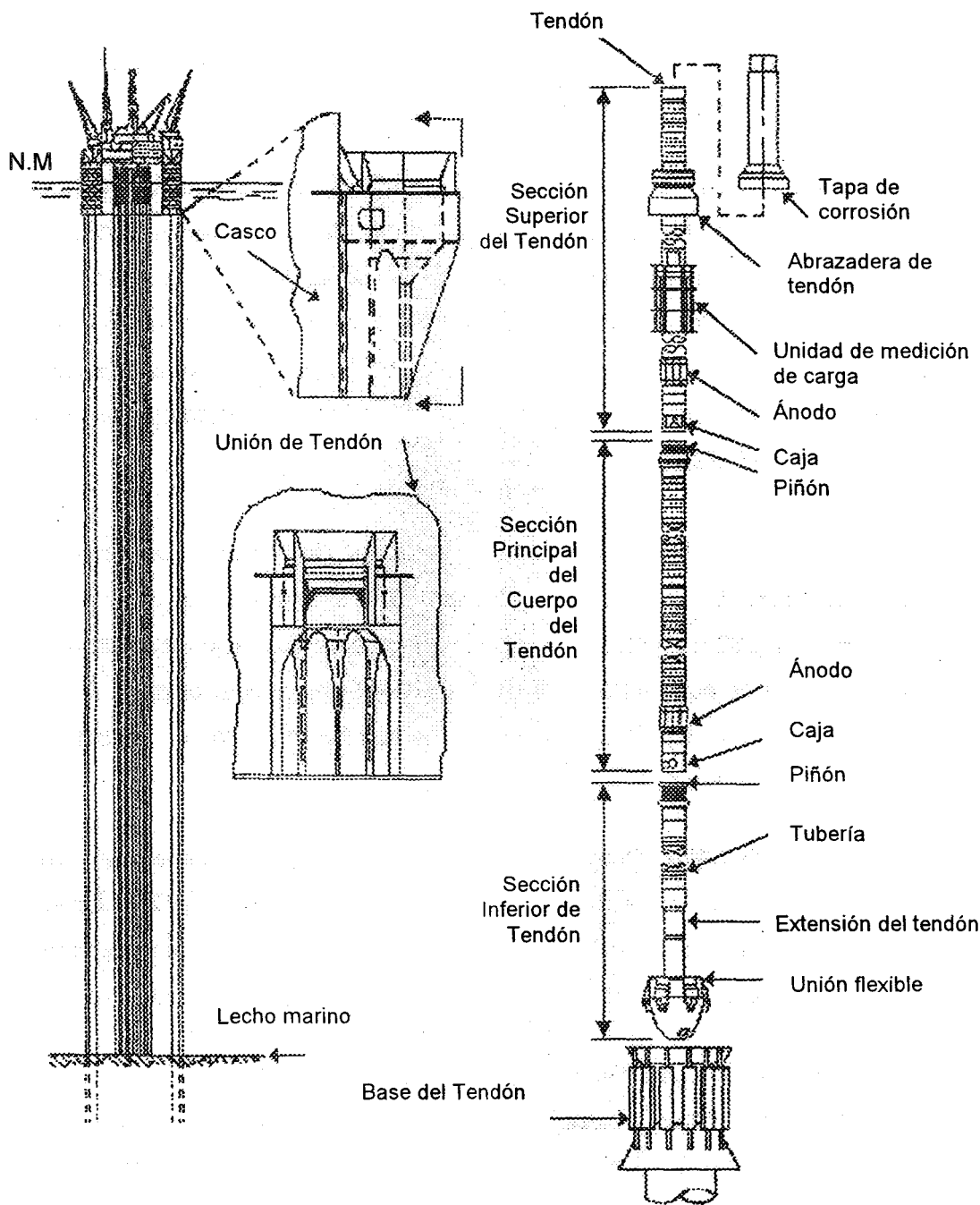
El sistema de anclaje, de la TLP, se compone del sistema de tendones y de la cimentación del pilote. El sistema de tendones consiste de 16 tendones en cada columna. Cada tendón consiste de: una sección superior, 13 secciones principales y una sección inferior. La sección superior consiste de: una sección de cuerda de reajuste, abrazaderas para el tendón, elemento flexible, un anillo sólido de carga. El cuerpo principal esta conformado por la tubería del tendón y conectores del mismo. Cada tendón consiste de una sección principal con cinco uniones; para evitar la corrosión de la tubería, se recubre con un revestimiento de polietileno. La sección inferior del tendón, consiste de: un conector del tendón, una tubería de longitud variable, extensión del tendón y un conector flexible fundido.

La TLP requiere de 16 pilotes, instalados individualmente, de un diámetro de 96pg con una profundidad de 91.5m, también sirven como protectores catódicos a través de los ánodos montados externamente.

### **Mini-TLP.**

Los principales componentes, de la mini-TLP, incluyen a los cimientos, los tendones, casco, cubierta e instalación de producción; ésta plataforma puede operar en un tirante de 509m (1670ft). La estabilidad de la mini-TLP está en las patas tensionadas. El aceite y el gas son exportados a través de los Riser's de acero de catenaria. La mini-TLP es más económica que cualquier otra TLP para el desarrollo de campos en aguas profundas, ésta plataforma sirve únicamente para producir, la cual puede tener hasta 15 pozos produciendo, ya sean árboles mojados o secos, por lo tanto no sirve como unidad perforadora.

El sistema de anclaje, de la mini-TLP, requiere de 6 tendones de un diámetro de 26in, arreglados en un grupo de dos; en la parte final de los tres pontones. La parte superior del tendón es ajustado a la entrada del casco. El tendón es ajustado en el fondo con 6 pilotes cimentados, uno directamente debajo de cada tendón. Los pilotes son de 84pg de diámetro, los cuales son introducidos 97.5m en el lecho marino.



**Fig. 7.15.- Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP Platform)<sup>52</sup>**



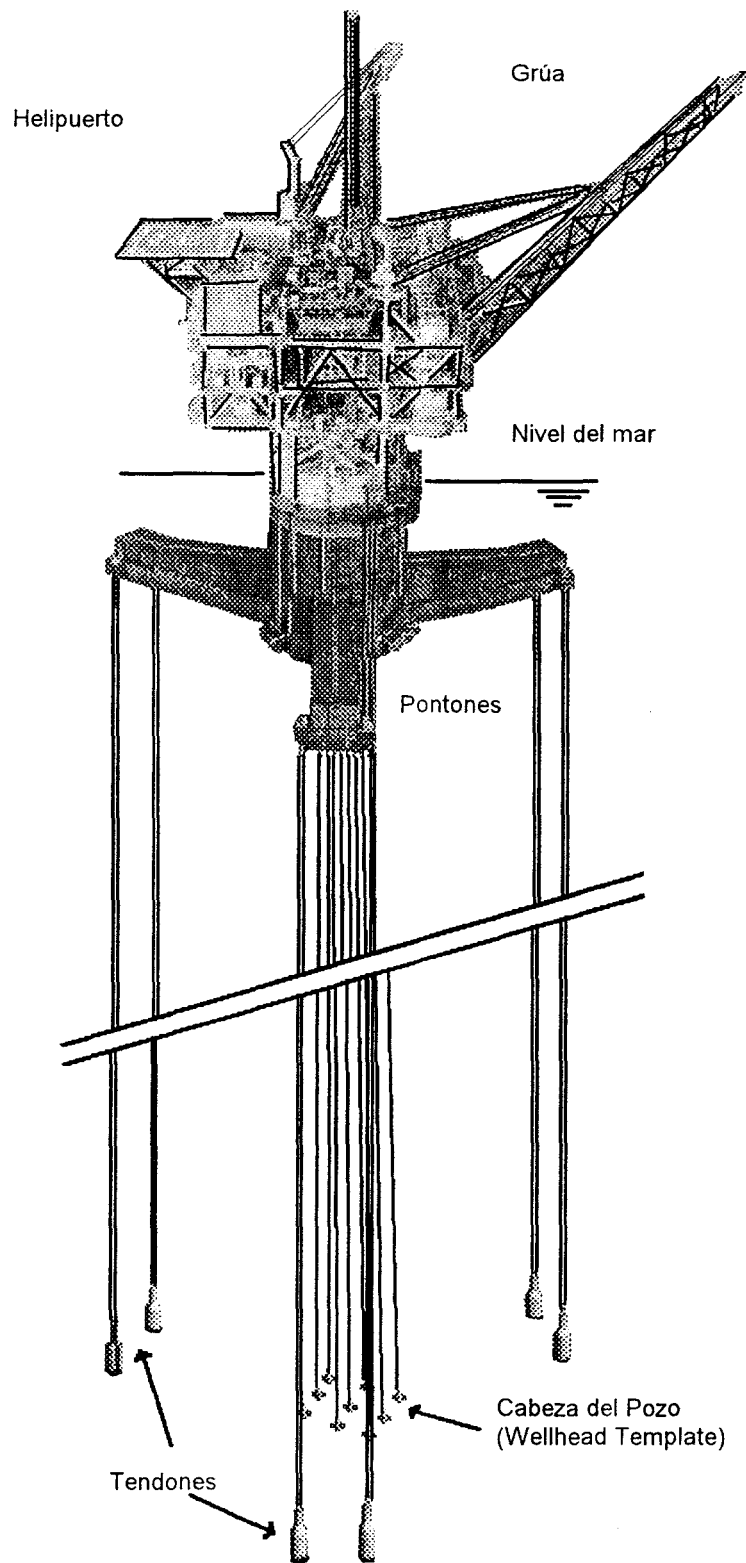


Fig. 7.16.- Mini-Plataforma de Piernas Tensionadas (Mini-TLP)<sup>52</sup>

## **SPAR Platform.**

Este tipo de plataformas, se encuentran entre las más largas que estas en uso, estas colosales estructuras consisten de una base larga en forma de cilindro, sobre la cual descansa la cubierta de la plataforma. La base no llega hasta el lecho marino, pero si es anclada al lecho marino por una serie de cables y líneas. En un principio las SPAR habían sido empleadas como: boyas marcadoras, estaciones de recolección de datos oceanográficos y para almacenar hidrocarburos. Los nuevos diseños de estas plataformas ahora están acoplando las actividades de perforación, producción o ambas.

Las partes importantes de la estructura son: el casco, el sistema de anclaje, la cubierta y los Riser's. La base sirve para estabilizar la plataforma en el agua, la base de estas plataformas esta rodeada por una pestaña en forma de espiral, su función es la de reducir el efecto de las olas, al impactar contra la estructura. Otra de las ventajas que ofrece la base, es que brinda estabilidad; en comparación con otros diseños de plataformas marinas. La distribución de los pozos en el centro, provee de una excelente configuración para operaciones en aguas profundas, tanto como 10,000ft de tirante de agua.

Un sistema de anclaje de catenaria de 6 a 20 líneas mantiene a la plataforma en el sitio designado, cada una de las líneas es anclada al lecho marino por medio de un pilote. Los pilotes se anclan al lecho marino por medio de un martillo hidráulico, especialmente diseñado para operar en el mar. Para que el trabajo de anclar los pilotes en el lecho marino, se realice con éxito, se requiere del uso de robot llamados ROV, por sus siglas en inglés Remotely Operated Vehicles; estos robots desplazaron a los buzos que se encargaban de estas peligrosas tareas, además que a estas profundidades se hace imposible realizar inmersiones para el ser humano, es por lo que se recurre a utilizar a los robots para ejecutar el trabajo.

La figura 7.17 muestra el esquema de una plataforma SPAR, se muestran dos vistas, una de la parte exterior de la base y la otra de la parte interna de la base. Como se menciona esta plataforma sirve tanto en operaciones de producción, como de perforación. Los pisos de la plataforma se dividen en: piso de perforación, piso de producción y piso de almacenamiento. La base cuenta con compartimientos vacíos que le permiten flotar, además que la parte que esta en contacto directo con las olas presenta un muro reforzado para mayor seguridad. Las espirales sirven para amortiguar la fuerza de las corrientes, además de brindar estabilidad a la estructura. En el centro de la base se encuentran los pozos: estos pozos pueden ser de producción o de terminación, se ve que en la parte inferior de la estructura se encuentra comunicada al mar, en parte, para darle estabilidad; ya que por si solos los flotadores no son tan efectivos.

Este tipo de estructuras, surge de la necesidad de perforar en aguas cada vez más profundas; la necesidad de tener una estructura estable a estas profundidades, brinda un mejor desempeño en las operaciones de perforación, ya

que los barcos, si bien perforan en aguas profundas, el problema del sube y baja de las olas disminuyen la capacidad de perforación.

Este tipo de estructuras son costosas y se cuenta con pocas unidades operando, pero a la larga la inversión es recuperada<sup>52-59</sup>.

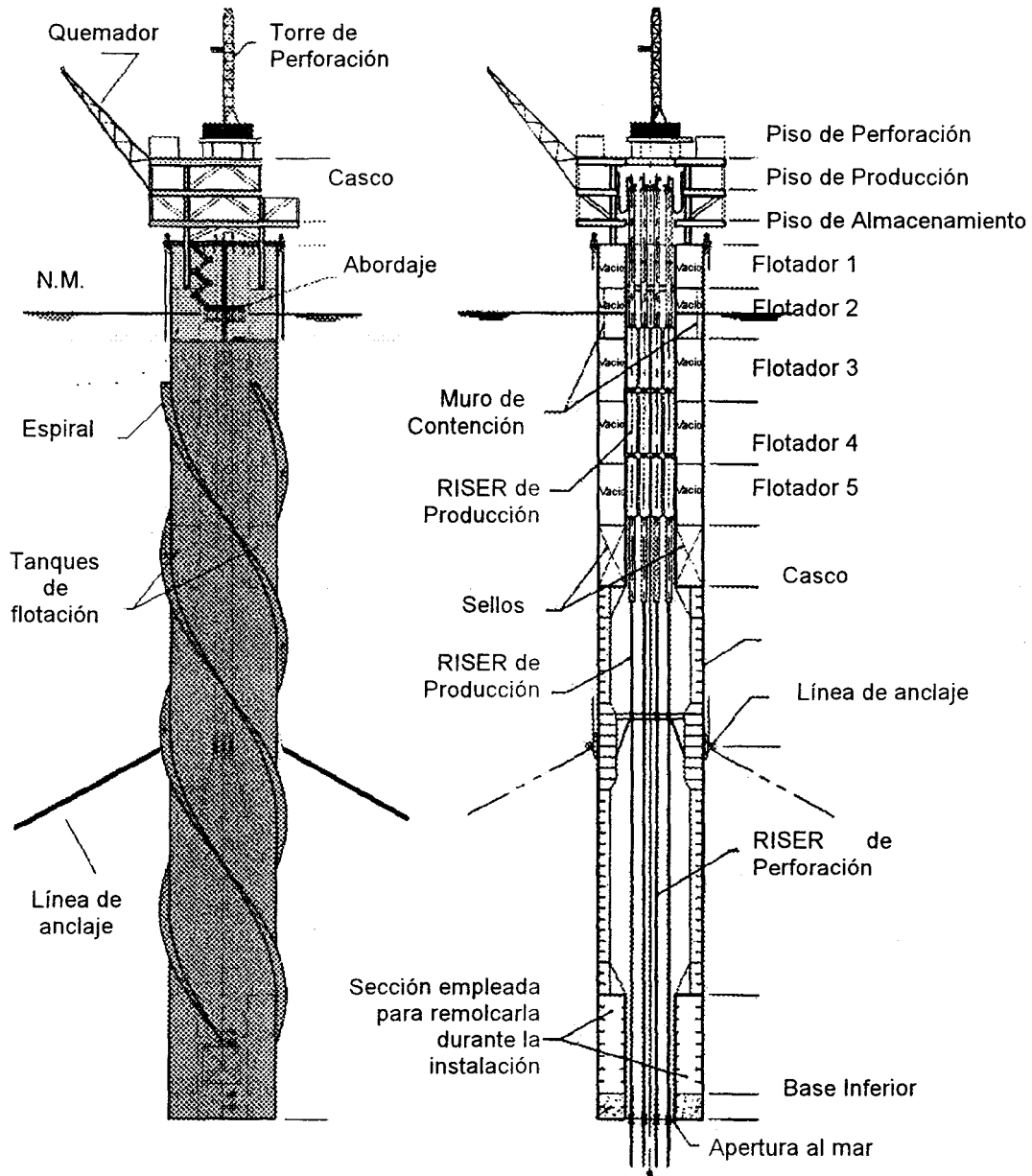


Fig. 7.17.- Plataforma SPAR<sup>56</sup>

Las plataformas de perforación mencionadas anteriormente, son empleadas para la perforación de pozos marinos, pero también sirven para dar hospedaje al personal que labora las veinticuatro horas del día. De manera general se menciona a continuación el resto de las plataformas marinas:

#### **Plataforma de producción temporal.**

Se caracteriza por separar el gas del crudo y bombearlo hacia tierra a través de oleoductos marinos, del orden de 36in de diámetro. El gas producido de la separación se quema. Algunas de estas plataformas operan con turbobombas que utilizan gas dulce, este gas se obtiene por un proceso mediante el cual se limpia el gas de ácido sulfhídrico, dicho proceso se conoce como endulzamiento del gas.

#### **Plataformas de producción permanente.**

Además del equipo considerado en las plataformas temporales, se tiene contemplado el espacio para instalar el equipo de deshidratación del crudo y del tratamiento de aguas profundas.

#### **Plataforma de enlace.**

Son aquellas donde se centran la llegada de las líneas que recolectan el crudo con el gas, de las plataformas de producción para su procesamiento; así como las llegadas de las líneas, que recolectan el crudo separado y la concentración de éste a los oleoductos submarinos, que lo transportan a tierra. El tamaño de estas plataformas dependerá del número de líneas que se manejen.

#### **Plataformas habitacionales.**

Son plataformas que dan alojamiento a los trabajadores de los diferentes complejos de producción. La plataforma cuenta con los siguientes servicios: helipuerto, sistema de comunicación, sistemas contra incendio, planta potabilizadora de agua, planta de tratamiento de aguas negras, cocina, comedor, sala de recreación, bibliotecas, generadores eléctricos, clínicas y gimnasio entre otros.

#### **Plataformas de rebombeo.**

Su función principal es la de rebompear el crudo de los oleoductos que se mandan a tierra. Esto se realiza con turbobombas que son accionados por varios motores, también cuenta con generadores eléctricos para cubrir el consumo de energía.

#### **Plataformas de almacenamiento de diesel.**

Se encuentran ubicadas junto a la estación de rebombeo, y se encargan de suministrar el combustible diesel para la operación de los motores de combustión interna de los turbocompresores.

### **Plataformas de separación y quemador.**

Son instaladas para evitar el derrame del crudo mediante la campana de recolección, también queman el gas que no se puede separar.

### **Plataformas de compresión del gas.**

Han sido diseñadas para endulzar el gas amargo mediante la utilización de plantas endulzadoras. Una vez que se le han quitado las impurezas al gas se comprime y se envía a las correspondientes plataformas de enlace.

### **Plataformas de telecomunicaciones.**

Estas plataformas, cuentan con torres y sistemas de telecomunicaciones, para enlazar las plataformas entre sí y tienen una central en tierra.

### **Plataforma satélite.**

Se les da este nombre, debido a que se encuentran alejadas del complejo de producción, pueden ser cualesquiera de las plataformas fijas que contengan pozos en explotación, es decir que estén conectadas al complejo de producción mediante las líneas de descarga.

## **7.1.3 Sistemas de anclaje**

### **Sistemas de catenaria.**

Este tipo de sistema utiliza un componente de fuerza horizontal, de las líneas de anclaje, para proveer las fuerzas de apoyo o de restitución, que mantienen anclada la unidad flotante. Cualquier movimiento, inducido por las condiciones del ambiente u otras cargas sobre las unidades de anclaje, causa 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 bajo el sistema de catenaria bajo cargas variables.

Además provee de un efecto de amortiguamiento, el cual amortigua las cargas del sistema. Los principales sistemas de anclaje de catenaria son el de cadenas, el de cable de acero o la combinación de ambos.

### **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 horizontales muy pequeñas. Cualquiera de las cargas ambientales, aplicadas a la unidad anclada, requerirá de

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

### **Sistema de anclaje con cables.**

Presenta una mayor relación de esfuerzo/peso, en comparación con el sistema de cadenas. El sistema es más rígido que el de cadenas, lo cual implica tener las cargas más altas, debido al decremento del efecto de amortiguamiento. La reducción en el componente vertical de la carga de anclaje implica que se tiene un incremento variable de la capacidad de carga comparado con un sistema de cadenas a la misma profundidad de agua. Las longitudes de cable que se requieren hacen que no sea una opción atractiva en aguas profundas.

### **Sistemas de anclaje combinados.**

Las unidades de perforación que están ancladas en aguas profundas, se ajustan mediante una combinación de sistemas, los cuales comúnmente emplean lo mejor del sistema de cadenas y el de cable; de igual manera se emplean en los equipos flotantes de producción. El sistema combinado, se diseña de tal manera que, la sección de cable forme la parte elevada de la catenaria, produciendo un perfil de catenaria somero, buenas fuerzas horizontales y una óptima capacidad de carga. La sección de cadena se encuentra generalmente en la parte baja (en el ancla) del sistema de anclaje y asegura una adecuada longitud de conexión. Como la cadena tiene un alto peso unitario, comparado con el cable, se necesita de menos cadena que cable para tener un mismo peso equivalente.

### **Sistemas de anclaje de patas tensionadas.**

Son sistemas de anclajes, permanentes o semipermanentes, como en los sistemas de producción flotantes de carga y descarga FPSO (Floating Production Storage and Offloading). La razón de que sean así se debe a que, el sistema de anclaje de patas tensionadas, requiere de anclas que permitan grandes esfuerzos verticales; la fabricación e instalación de anclas apropiadas, tales como pilotes de concreto, es una tarea de alto costo la cual, a la fecha, se considera innecesaria para el anclaje de unidades de perforación móviles; las unidades de perforación móviles, ancladas de manera convencional, son ajustadas con sistemas de anclaje de catenaria, los cuales podrían requerir antes del anclaje de un sistema de patas tensionadas; la desinstalación de un sistema estándar de unidades de perforación es una operación muy costosa y tardada. El sistema inherente de anclaje rígido produce las más altas tensiones, las cuales pueden exceder los límites de diseño

del equipo de anclaje, para las unidades de perforación. Sin embargo, ha habido avances significativos en la tecnología de anclaje, tanto para las anclas como para los componentes de las líneas de anclaje.

### **7.1.4 ROV (Remotely Operated Vehicle)**

Dentro de los equipos, que se han desarrollado en los últimos años, para apoyar la explotación de hidrocarburos en el mar, se encuentran los vehículos operados remotamente o por sus siglas en inglés Remotely Operated Vehicle, mejor conocidos como ROV. Estas máquinas, son una especie de submarinos dotados con herramientas especiales, como brazos mecánicos y sensores. Poco a poco desplazaron a los buzos, que eran los que se encargaban de guiar los trabajos, en el lecho marino, debido a que ahora se han encontrado yacimientos a tirantes de agua mayores, los trabajos ya no pueden ser guiados por la mano del hombre, debido a las limitaciones del cuerpo humano, además de seguridad hacia el buzo.

Este hecho es muy notorio, a nivel mundial en la reducción del número de buzos contratados por las compañías de perforación, comparados con el aumento en el número de ROV's y del equipo de trabajo que se encarga de operarlos.

En términos generales, el funcionamiento del ROV esta basado en el control del peso, balance, y la estabilidad, también en la propulsión de los ejes x, y, z. El equipo del ROV, básicamente, esta conformado por elementos electrónicos, mecánicos e hidráulicos. Su medio de trabajo es a grandes profundidades, en el mar, por lo que las partes que lo componen, deben de ser resistentes a la corrosión. Dentro de sus tareas se encuentra la inspección, mantenimiento y reparación de las estructuras tales como el arreglo de los preventores y el Riser.

Anteriormente, una gran cantidad de equipo y de personal era necesario, para llevar a cabo una actividad submarina, las cuales, consistían en la colocación de las guías, para comenzar con la perforación del pozo y ocasionalmente la operación de las válvulas; lo cual cambio con la aparición de estos equipos. Sin embargo antes de que se aceptaran, como parte importante de las operaciones de trabajo, se tuvo que pasar por varios diseños de estas máquinas; ya que las primeras no resistían el rigor del trabajo, pero al pasar del tiempo, han llegado a ser de gran aceptación en los trabajos marinos. Actualmente, estos robots se diseñan para cumplir con las normas marinas como la "DnV Code of Practice for Offshore Lifting Appliances" la cual, asegura su capacidad, para cumplir con las especificaciones a las que serán usados.

Los ROV's pueden efectuar casi cualquier actividad submarina, siempre y cuando se tenga un buen equipo de trabajo. Las actividades tales como la inspección del lecho marino, y trabajos que no tienen que ver con la industria del petróleo como: la extracción de oro y diamantes del lecho marino. Como todo equipo sofisticado, un ROV necesita ser operado por personal calificado, que posea habilidades muy específicas, lo que hace al grupo de trabajo muy especializado. El grupo de

trabajo de un ROV generalmente esta conformado por: un supervisor, un piloto y copiloto u operador del manipulador.

Este equipo de trabajo lo integra personal de diferentes disciplinas, tales como: Electrónica, Eléctrica, Mecánica e Hidráulica, entre otras; este equipo de trabajo debe de arreglárselas solo, ya que no existen escuelas oficiales de entrenamiento, para el manejo de estos equipos.

### **Componentes básicos de un ROV**

Esta formado por diversos componentes básicos o principales, no importando sus tamaños, pequeños o grandes, estos componentes generalmente son los bloques de construcción de un ROV genérico. En años pasados, los bloques básicos de cada diseño, variaban mucho de un diseño a otro; pero la tendencia es que los nuevos ROV utilicen las mismas partes. Una de las ventajas que esto lleva, es que es relativamente barato construir un ROV, además de que hay más expertos disponibles para operarlos, repararlos y darles mantenimiento.

### **Estructura principal (Chasis) de un ROV**

La estructura general de un ROV, presenta generalmente una plataforma sólida, para fijar los componentes: mecánicos, electrónicos y de propulsión incluyendo dispositivos especiales como sonares, cámaras, luces, manipuladores, etc. La estructura principal de un ROV, ha sido construida en varios materiales, como plástico y aluminio; su finalidad, es la de ofrecer la máxima resistencia con el menor peso disponible, puesto que el peso debe de ser compensado por la flotabilidad, esta consideración se vuelve crítica.

Además, la estructura básica de un ROV, debe de sujetarse a las reglamentaciones internacionales de carga y de levantamiento de carga, en general, se debe de investigar las reglamentaciones locales, antes de diseñar una estructura principal de un ROV.

El tamaño de su estructura puede variar desde los 0.5m x 0.5m, hasta los grandes de 6m x 6m, aun que, no hay un tamaño obligatorio para dichas estructuras principales; sin embargo, estas estructuras principales si dependen de los siguientes criterios:

- Peso del ROV completo en el aire.
- Volumen de equipo a bordo.
- Volumen de los sensores y de las herramientas.
- Criterio de carga soportada por la estructura principal.
- Flotabilidad.



### **El sistema de control del ROV**

Controla las diferentes funciones del sistema, desde las complejas operaciones, hasta las cámaras de video. Generalmente emplean una computadora, como cerebro, y una interfase de control. El sistema de control, tiene que convertir la entrada de control, que proviene del operador situado en la superficie. Los datos requeridos por el operador, para determinar la posición del ROV son recolectados por los sensores y transmitidos al usuario.

### **Sistemas de Propulsión**

Hay diferentes tipos de sistemas de propulsión de los ROV's, entre los que se encuentran: los hidráulicos, eléctricos y jet. El tipo de propulsión, va a depender en gran medida del tamaño del ROV, también del tipo de tarea que se le va a asignar. El problema que se presenta, si se requiere de una mayor potencia, es que el tamaño de las partes, deben de ser más grandes; lo que significa que el ROV debe de aumentar su tamaño, y por consiguiente también se incrementa el peso de este. Por esta razón, una gran parte de los ROV's están restringidos a algunas pocas tareas sin modificaciones mayores.

### **Sistema de administración**

El sistema de administración, de enlace umbilical, llamado Tether Management System (TMS) es uno de los mejores desarrollos en cuanto a sistemas de despliegue de ROV's. La función del TMS, es el de administrar un cable flexible que sirve de enlace, para la potencia eléctrica y los sensores, incluyendo señales de video y de telemetría para el ROV. El cable, permite que el ROV haga incursiones en la profundidad a una distancia hasta de 200m de la posición del TMS

### **Aplicaciones en la Perforación de Pozos.**

Los ROV's son usados en todas las fases de las operaciones de perforación marina, los ROV's observan, inspeccionan y reemplazan equipo. El ROV ayuda en el inicio de la perforación, su función es la de guiar la base, el conjunto de preventores y el Riser de perforación<sup>60,61</sup>.

Como se ha mencionado, éste tipo de máquinas surgen de la necesidad de obtener los recursos que se encuentran en el lecho marino; no solo son empleados en las actividades de extracción de hidrocarburos, ya que también son empleados en la extracción de otros recursos minerales tales como diamantes. Su función principal, es la de reemplazar al tradicional buzo, por cuestiones de seguridad y limitaciones en cuanto a la profundidad de inmersión.

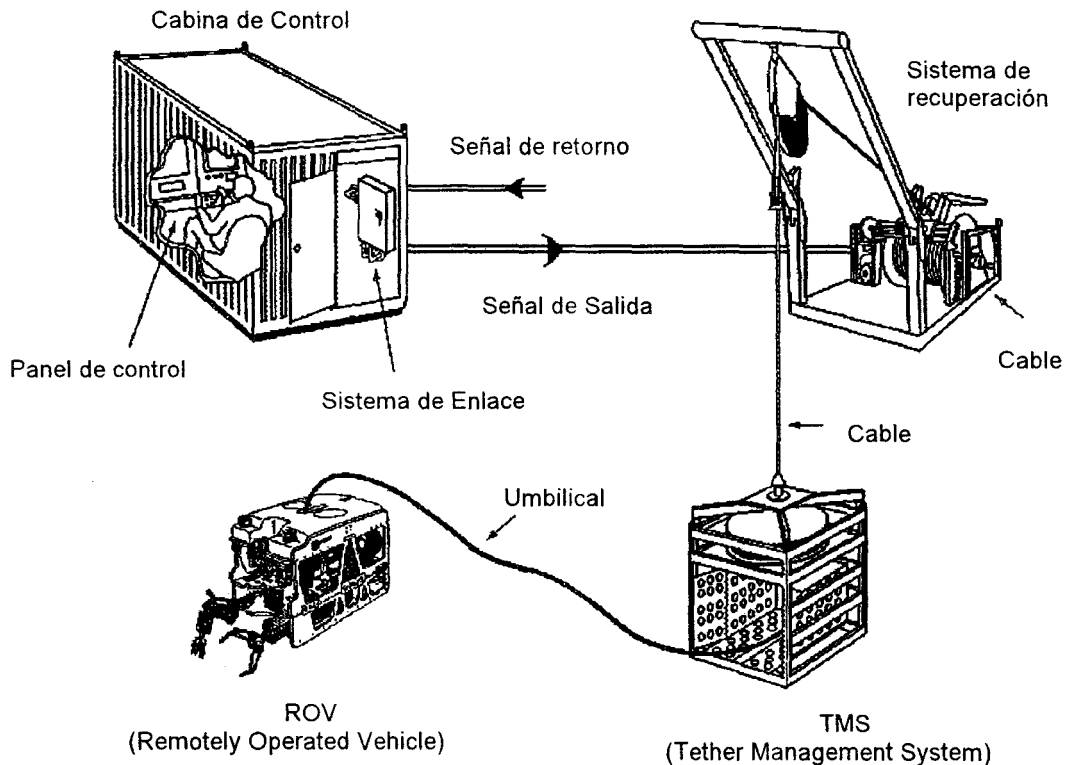


Fig. 7.18.- ROV (Remotely Operated Vehicle) <sup>61</sup>

## 7.2 Equipo para perforación bajo balance

### 7.2.1 Perforación bajo balance (UBD)

Es una técnica de perforación, en la cual la columna de fluido empleado en la perforación, se mantiene a una presión hidrostática menor que la presión de la formación a la que se esta perforando, y es mantenida intencionalmente así, mientras se atraviesa por la formación objetivo o de interés.

Para reducir la columna de fluido de perforación, se logra mediante fluidos de baja densidad tales como agua llana o sistemas en base de hidrocarburos ligeros. También, se puede bajar la densidad del lodo de perforación, mediante la inyección de algún tipo de gas no condensable; dentro de los gases más empleados esta el nitrógeno, por su disponibilidad y facilidad de transporte, aunque, también se han hecho trabajos con: aire, gas natural, gas procesado, gas de combustión y una mezcla de aire con oxígeno reducido. El uso del tipo de gas, va a depender de las condiciones mismas del yacimiento en estudio.

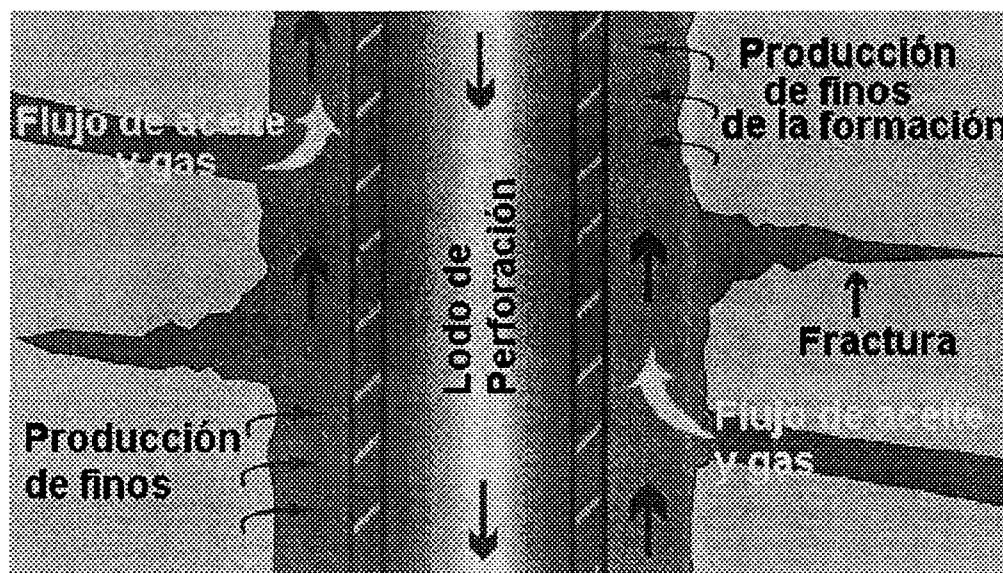
## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

Dentro de las aplicaciones con perforación bajo balance, se encuentra la perforación de pozos direccionales, donde, el mayor problema que se presenta es el daño a la formación, debido a que se está más tiempo en contacto con la formación productora; también se utiliza en la terminación de pozos en agujero descubierto. Esta técnica, se ha utilizado para minimizar los problemas asociados con el daño a la formación, por invasión de los fluidos de la perforación, lo cual, reduce en mucho la productividad de los yacimientos de gas y de aceite

La diferencia que hay entre la perforación bajo balance (UBD) y la perforación sobre balance (OBD) o convencional, es que en la UBD el control primario del pozo, no se apoya principalmente en la presión de la columna hidrostática dentro del pozo; se apoya en el equipo superficial, donde la presión se registra y controla más fácilmente.

Dentro de los beneficios, que presenta esta técnica de perforación, se encuentra la evaluación del yacimiento mientras se perfora; se tiene un acceso mejorado, ya que las técnicas de perforación bajo balance, hacen posible el perforar pozos en circunstancias, en donde los métodos convencionales no funcionan adecuadamente; y como ya se mencionó una disminución al daño a la formación.

La figura 7.19 muestra como es el sistema roca fluidos, de acuerdo con cada una de las dos modalidades de perforación. Se ve que en la perforación bajo balance, no hay una invasión de los fluidos de perforación hacia la formación; en cambio con la perforación convencional o sobrebalance, se tiene que controlar la presión con la columna hidrostática, y parte de ésta, se ve que se pierde dentro de la formación por la que se está perforando.



Bajobalance



nitrógeno. Este tipo de unidades toma el nitrógeno del aire, lo cual la hace más atractiva para el suministro de nitrógeno, en especial en zonas remotas y de difícil acceso.

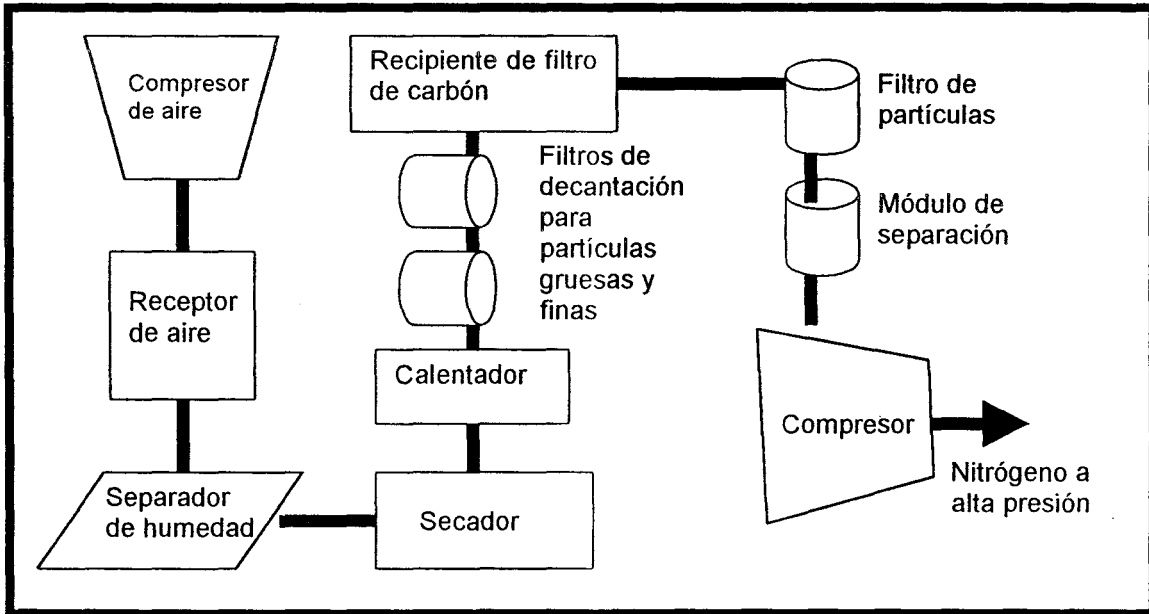


Fig. 7.20.- Esquema de la obtención de nitrógeno a partir del aire atmosférico<sup>63</sup>

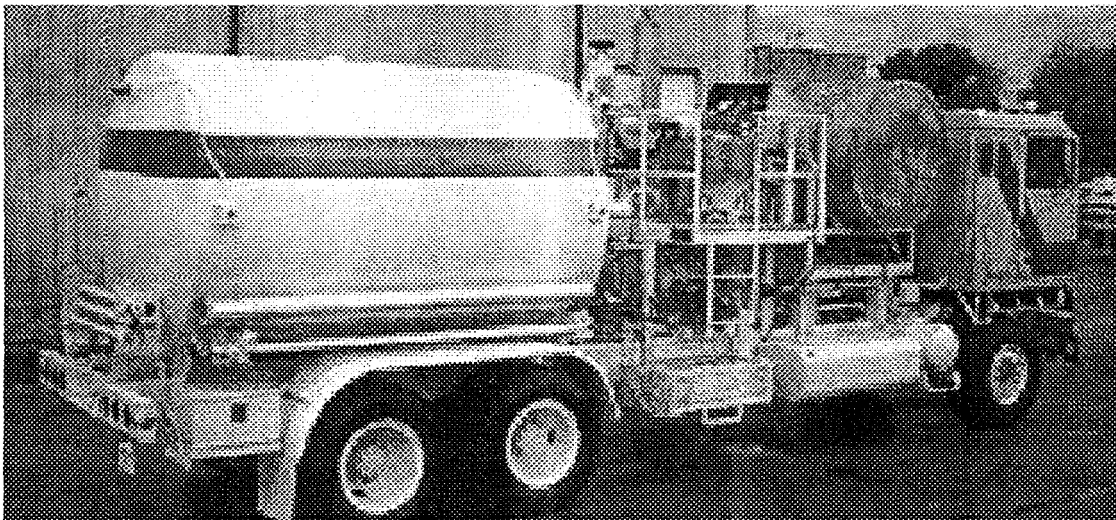


Fig. 7.21.- Unidad de Transporte de nitrógeno

### Cabeza rotaria (RH).

El sistema de retorno, se encarga de dirigir el lodo de perforación que viene del pozo a través del sistema superficial. Se localiza arriba del conjunto de preventores. Existen dos tipos de de RH las pasivas y las activas. La selección se

hará dependiendo del procedimiento de viajes paneados, la modalidad de falla aceptable de parte de los empaques y del nivel requerido de control.

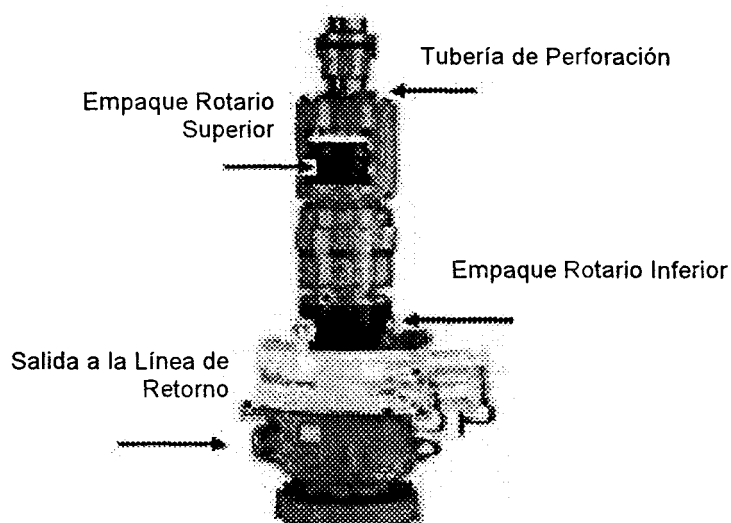


Fig. 7.22.- Principales componentes de una RH<sup>64</sup>

- **Sistema pasivo.**

Depende del sello que hace fricción entre el empaque y la tubería. El sello se mantiene, debido a la energía provista por la fuerza descendente del empaque contra la presión ascendente del fluido de perforación, por lo que una de las desventajas que presenta, es al momento de hacer cambio de barrenas, herramientas y viajar tuberías con conexiones (juntas).

- **Sistema activo.**

Este tipo de sistema, está controlado hidráulicamente, para hacer el sello entre el empaque y la tubería de perforación. El equipo dispone de un regulador para la fuerza de sello, ya que se presentan variaciones en el área transversal de la tubería de perforación. Dentro de las ventajas, está la de poder hacer cambios en la sarta de perforación, ya que permite el paso de ésta a través del empaque, pero se debe tener cuidado, ya que se tiene que regular la presión del pozo, con la del regulador, para evitar que se presenten derrames o fugas inesperadas.

### Preventor rotario (RBOP).

El RBOP se utiliza junto al conjunto de preventores convencionales, para mantener una contrapresión superficial arriba de las 1500psi en condiciones dinámicas y de 2000psi en condiciones estáticas. El RBOP está compuesto de empaques que actúan hidráulicamente, soportados sobre cojinetes que se

encuentran aislados mediante unos sellos mecánicos; todos los componentes están dentro de un recipiente esférico metálico. Los empaques del RBOP se presionan contra el la flecha (kelly) o contra la tubería de perforación, la fuerza se provee de manera hidráulica. Para unir al RBOP al conjunto de los preventores, se hace por medio de un carrete espaciador (individual o doble), también llamado adaptador; su finalidad es la de tener salidas a la línea de retorno, en condiciones estáticas y al múltiple de estrangulación en condiciones dinámicas. El arreglo de preventores se componen: del RBOP el la cima, seguido del carrete espaciador, un preventor esférico, un anular de ariete, uno de corte ciego, un carrete espaciador doble que conecta la línea de estrangulación y la línea de matar, al final un anular de ariete.

### Múltiple de es estrangulación.

Se necesita para mantener una contrapresión en el flujo de retorno, controlando al gasto de influjo de los hidrocarburos hacia el agujero, protege al separador cuando la presión de flujo excede la presión de operación. La configuración de los estranguladores puede ser en paralelo o en serie, y los tipos de estranguladores pueden ser fijos, ajustables o anulares.

### Trampa para muestra.

La trampa porta muestras se coloca a la salida del múltiple de estrangulación. Su función es la de retener los recortes de la formación para su análisis posterior. Una porción del flujo de retorno es dirigida a través de una cámara, donde una malla atrapa a los sólidos, dejando el paso al fluido y al gas. Las mallas deben de cumplir con la condición de que sean lo suficientemente finas como para retener una muestra de roca, pero por otro lado deben de ser capaces de no retener la corriente del fluido para que este no ejerza una contrapresión al pozo.

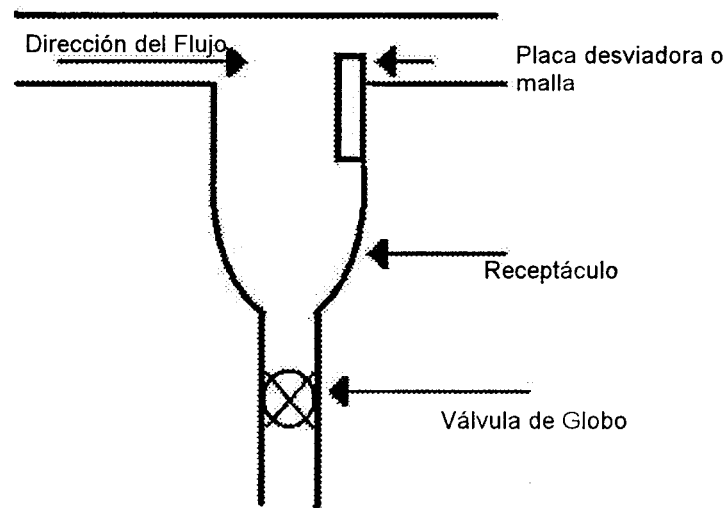


Fig. 7.23.- Esquema de una trampa de muestras<sup>63</sup>

### Separador multifásico.

Debido a que el fluido que regresa de la perforación, esta mezclado con hidrocarburos y lodo de perforación, es necesario que se limpie antes de que circule de nuevo al pozo para seguir perforando con él, esto se logra con principalmente de dos maneras:

En la primera técnica, la corriente de flujo se vierte a un recipiente presurizado, donde todas las fases son separadas simultáneamente. La caída de la velocidad en la entrada, separa al gas y a los sólidos en el primer compartimiento; los líquidos se precipitan al siguientes compartimientos, donde a un tiempo de residencia (tiempo que tarda en separarse la mezcla), es separado el gas remanente del líquido. Una de las desventajas que presenta, es que el recipiente debe de ser lo suficientemente grande, para lograr que se tenga un tiempo de residencia mayor al entrar en él.

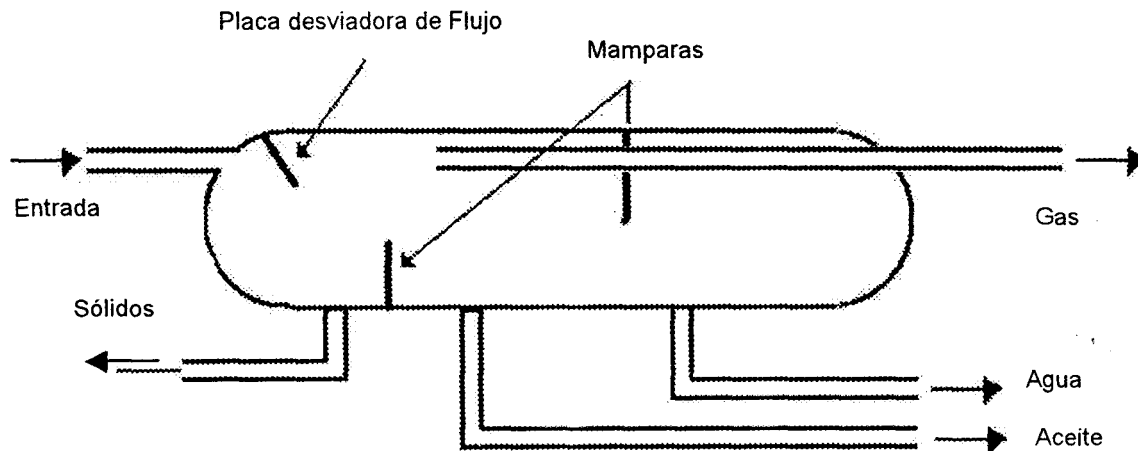


Fig. 7.24.- Esquema de un separador<sup>63</sup>

En la segunda técnica, se separa cada una de las fases en secuencia por medio de una serie de recipientes presurizados, la función de las etapas, es ir bajando la presión de la mezcla, provocando que se de la separación gas aceite por medio de una diferencia de presiones. Entonces en cada etapa se tendrá una corriente de gas y una de líquido a menor presión.

### Bombas de transferencia.

Las bombas de transferencia se pueden utilizar para movilizar, el fluido de perforación, hacia el interior del tanque de succión y al fluido producido hasta la instalación de almacenamiento.



### Línea de quemador.

Esta línea esta provista de una válvula que ejerce una contrapresión dentro del separador multifásico. Una de las ventajas de esta línea, es que se le puede adaptar un múltiple de válvulas para desviar el flujo de gas, para alimentar los compresores.

### Quemador.

Al final del proceso de la separación del gas, se encuentra el quemador, como su nombre lo indica, lo que hace es quemar la corriente de gas proveniente de la separación de la mezcla, debido a que no se cuenta en superficie con las instalaciones adecuadas para almacenera el gas o transportado; es por lo que se quema en la atmósfera.

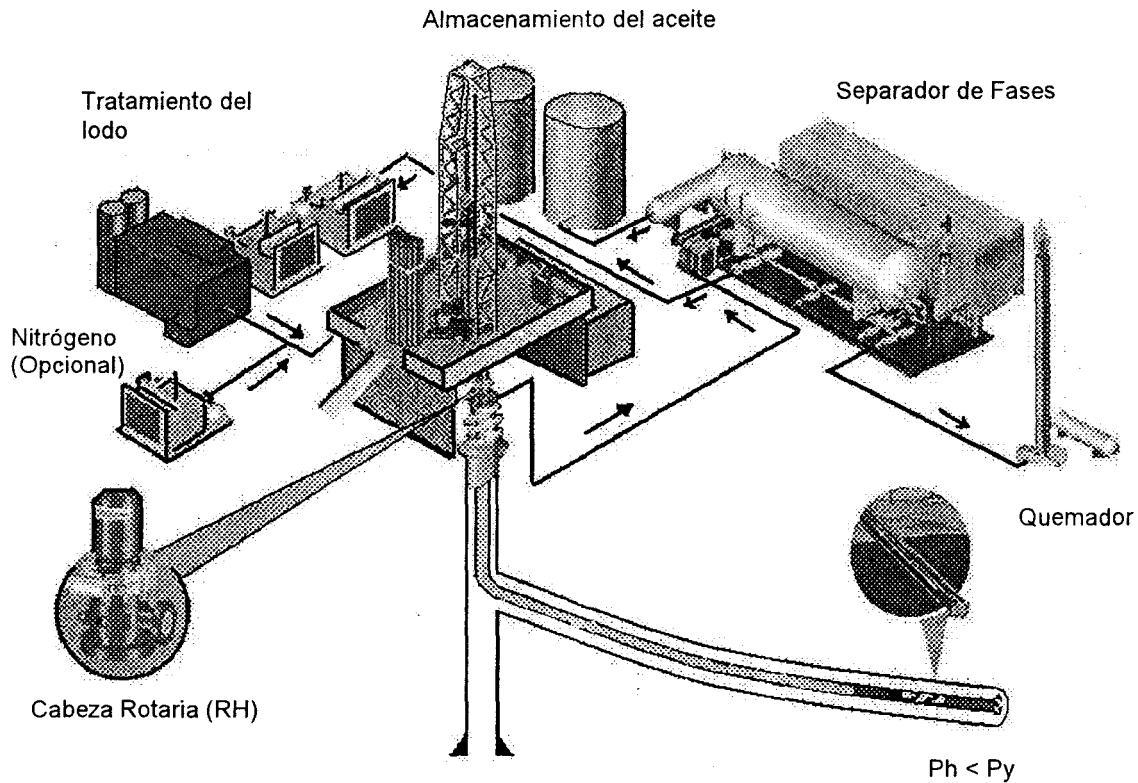


Fig. 7.25.- Arreglo típico de la Perforación Bajobalance<sup>62</sup>

### 7.2.3 Equipo de Fondo

La sarta de perforación cambia un poco con respecto a la perforación bajobalance, se le añaden algunos componentes; otros como el motor de fondo ha sido empleados en la perforación convencional.

### **Motor de fondo.**

Para los trabajos de perforación direccional se emplea un motor de fondo para orientar la sarta de perforación, éste se acciona al pasar el fluido de perforación a través de sus componentes. Se debe tener en cuenta, para la selección del motor de fondo, los efectos del flujo multifásico y las revoluciones por minuto de la herramienta. Lo que hace que funcione el motor de fondo es el fluido que pasa a través de la configuración de rotor y estator, pero, como se menciona el fluido de perforación empleado es un fluido de dos fases, por lo que presenta compresibilidad, y esto provoca que el gasto varíe dependiendo de la presión de circulación en el fondo del pozo. El motor de fondo, se localiza debajo de la herramienta de orientación.

### **Herramienta de orientación.**

Por medio de este dispositivo, se puede manipular la trayectoria de perforación del pozo, a fin de hacerlo horizontal. El dispositivo tiene incorporado un actuador hidráulico integral y bombas controladas desde la superficie de pozo. Con este dispositivo, se puede monitorear en tiempo real la trayectoria del pozo.

### **Módulo de herramientas direccionales.**

Esta herramienta se coloca aproximadamente a 12m detrás de la barrena, ya que se debe evitar la interferencia y las vibraciones producidas durante la perforación. Se encuentra protegida por un drill collar hecho de una aleación de Manganeso-Cromo, con el fin de que no altere al equipo que alberga en su interior.

### **Módulo de instrumentos.**

El conjunto de instrumentos que miden la perforación en tiempo real, arrojan la presión en el fondo del pozo (tanto interna como en el espacio anular), la temperatura y los movimientos de la sarta de perforación.

### **Válvula de circulación.**

Esta válvula de seguridad es operada hidráulicamente, se sitúa en la herramienta de orientación. Lo que hace es desviar el fluido de perforación en la porción correspondiente al motor de fondo; ya que cuando se tiene condiciones de gastos bajos se adhieren los recortes al motor de fondo, por lo que se necesita removerlo hacia la superficie.

### **Herramientas de liberación.**

Esta herramienta esta colocada en la parte superior del módulo de instrumentos, y su función es liberar la sarta de perforación, en caso de que se quede atrapada. Lo que hace es soltar parte de la sarta, que se encuentra compuesta del collar, la

herramienta de orientación, el motor de fondo y la barrena; para recuperarla después o abandonarla.

### 7.2.4 Técnicas de Perforación Bajobalance

Como se menciona, la perforación bajo balance, consiste en perforar con una columna de lodo que ejerza una presión hidrostática menor que la presión formación. Algunos diseños que hacen esto posible para que se obtengan las condiciones bajobalance son los siguientes:

#### Sarta de perforación.

Como se ha mencionado, una de las maneras de bajar la densidad del lodo de perforación, es mediante la inyección de un gas al mismo. En esta técnica el gas es inyectado a través de la sarta de perforación a un gasto y presión determinados para mantener las condiciones de bajobalance del sistema. Una de las desventajas que tiene esta técnica, es que al momento de hacer cambio de equipo, se pueden perder las condiciones bajobalance.

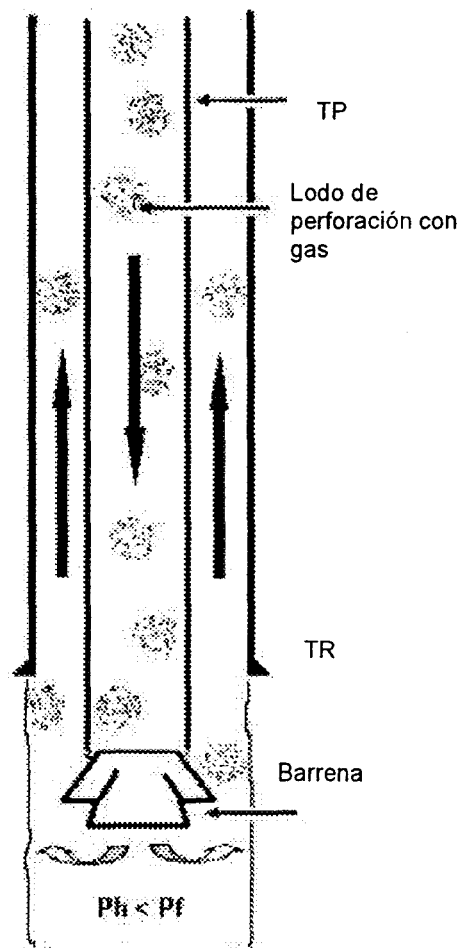
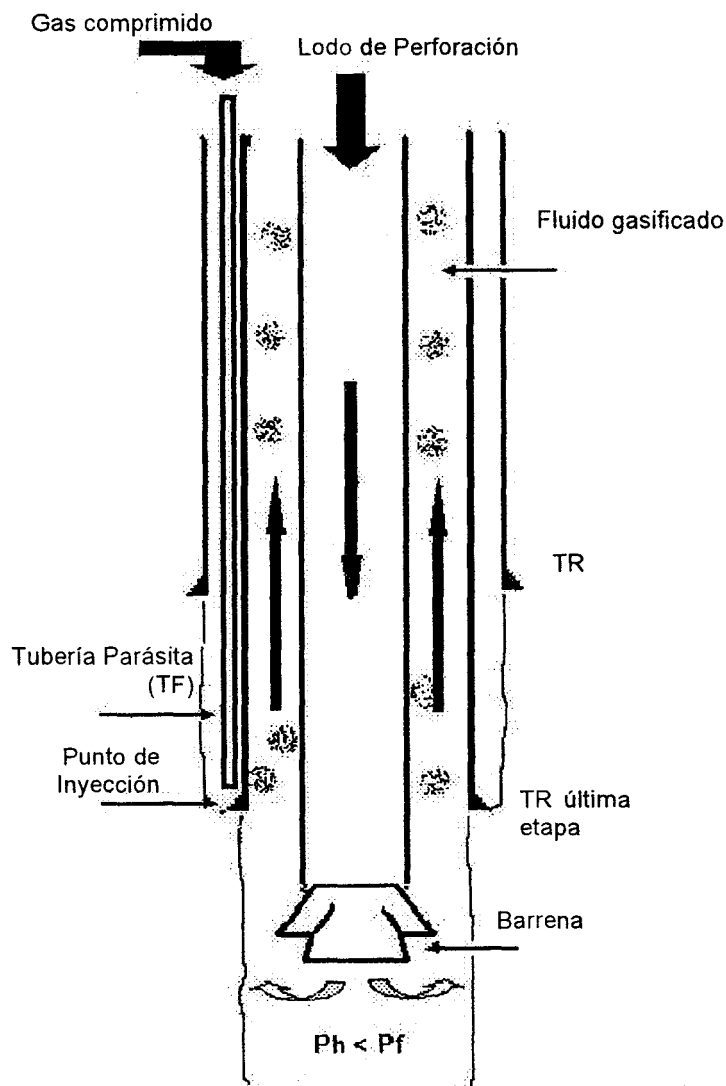


Fig. 7.26.- Diseño de sarta de perforación<sup>63</sup>

**Sartas parásitas.**

Esta técnica consiste en la inyección de gas en la superficie, hasta un punto de salida en el fondo del pozo. El diseño consiste en colocar una sarta de tubería flexible (TF) antes de la tubería de revestimiento; esta tubería flexible es colocada y cementada desde la superficie, hasta la zapata de la tubería de revestimiento. Con esa configuración, se dispone de un espacio anular entre las dos tuberías, por donde se inyectará el gas para mantener las condiciones de bajobalance. La ventaja que presenta, es que la condición bajo balance no se interrumpe cuando se hace movimiento de equipo. Una de las desventajas que se podrían presentar es que la tubería flexible se tapone o colapse durante la cementación de la TR.



**Fig. 7.27.- Diseño de la sarta parásita<sup>63</sup>**



### 7.3 Equipos de perforación con Tubería Flexible

Perforar con una sarta continua es un concepto viejo que ha ido ganando nueva atención, como resultado de nuevos avances hechos en tubería flexible y en la tecnología de perforación. El desarrollo de diámetros grandes y pequeños, tuberías flexibles de alta resistencia, motores de desplazamiento positivo, herramientas de orientación, sistemas de seguridad y nuevas barrenas, le han dado a las sarts de perforación continua, una capacidad de perforación que antes no tenía. La perforación con tubería flexible no ha tenido mucha aceptación como una técnica común, pero ha demostrado ser de utilidad, en la perforación de pozos desviados y en la re-perforación de algunos pozos existentes o multilaterales. Perforar con tubería flexible, representa nuevas oportunidades como: el uso de pozos previos para acceder a reservas que se pasaron de alto, acceso a yacimientos más profundos, se incrementa la productividad de los pozos, reduce las conificaciones de gas y de aceite además de que permite hacer re-configuraciones en diseño de proyectos de recuperación secundaria y terciaria; sin un costoso capital para perforar nuevos pozos o agregar nueva infraestructura.

Los pozos multilaterales perforados con tubería flexible, brindan al usuario la ventaja de reducir costos en exploración y desarrollo, ya que bajan éstos substancialmente al no utilizar equipos convencionales de perforación. La tubería flexible puede ser usada para abrir una sección del casing, para tomar muestras de núcleos y correr registros, cementar y limpiar los liners.

#### 7.3.1 Ventajas de la Tubería Flexible

Dentro de los usos de la tubería flexible, se encuentra su empleo en lechadas de cemento, limpieza de pozos, registros y terminación de pozos; la continuidad de la tubería flexible proporciona varias ventajas sobre sarts de perforación convencionales. Esas incluyen:

- Seguridad en la perforación bajobalance (UBD).
- Una reducción de tiempo de viaje.
- Proporciona una circulación continua.
- Mínimos requerimientos en superficie.

Las operaciones de perforación con tubería flexible, requieren de una superficie menor, en comparación, con la que se necesita en los equipos convencionales de perforación; debido a que el equipo utilizado no requiere de un gran espacio para que opere; lo que significa que hay un menor impacto ambiental y menos construcciones asociadas con el pozo, ya que el área utilizada para la perforación con tubería flexibles es casi menos de 50% del espacio utilizado en los equipos convencionales.

### 7.3.2 Limitaciones de la perforación con Tubería Flexible

Las operaciones de perforación con tubería flexible presentan las siguientes limitaciones.

- Se necesita de un equipo convencional previo a las operaciones con tubería flexible.
- Un equipo convencional debe de asistir cuando se coloca la tubería de revestimiento o la de terminación.
- El diámetro del agujero es muy pequeño.
- La vida útil de la tubería flexible es baja.

La capacidad de las unidades de tubería flexible, no les permite retirar los empacadores o jalar la tubería de producción, para que se comience con el trabajo de re-perforación del pozo. Estas operaciones necesitan el servicio de un equipo convencional de perforación, para preparación del pozo y posteriormente se tendrá que llamar para poner al pozo en producción. La asistencia del equipo de perforación se emplea para colocar la tubería de revestimiento y la tubería de producción; en algunas ocasiones el equipo de tubería flexible es capaz de colocar tuberías de producción cortas.

El re-perforar un pozo con tubería flexible, puede ejecutarse en tuberías de revestimiento tan pequeñas como 4 ½ -in OD. Pero se puede llevar al límite, el máximo diámetro del agujero que es probable de perforar es de aproximadamente de 8-in. El límite superior del diámetro del casing para re-perforar, es como de 9 5/8-in OD, y se necesita un diámetro de tubería flexible de 2 5/6-in OD o 3 ½ -in para realizar el trabajo.

Muchos yacimientos maduros, que son candidatos potenciales a ser re-perforarlos con tubería flexible, podrían no tener la producción o las reservas remanentes para justificar el costo de perforar un pozo convencional horizontal. Una de las ventajas que implica tener un pozo horizontal, es que se puede mejorar la recuperación de aceite del yacimiento, lo que puede justificar la inversión de hacer el pozo horizontal.

Los límites de la profundidad, cuando se perfora con tubería flexible, se deben en gran parte, al tamaño y restricciones de peso que puede aguantar al trailer, que transporta el carrete de tubería, no tanto por la resistencia de la misma tubería flexible. Una de las soluciones que han encontrado para esta limitante, es el uso de una junta que puede unir dos o más carretes de tubería.

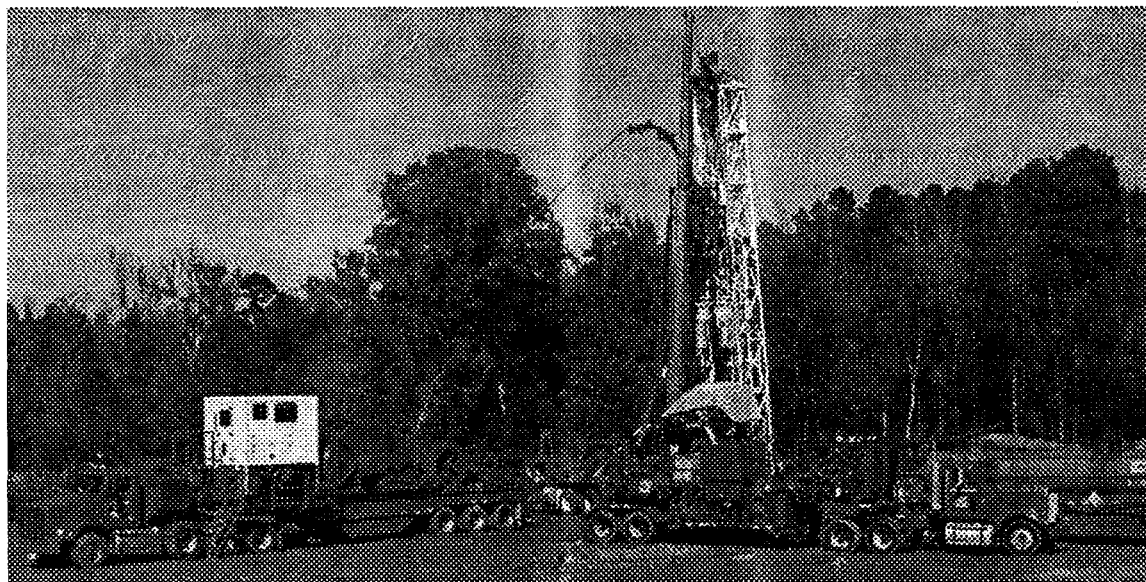
Los estudios de vida, de la tubería flexible, que han sido realizados se basan en análisis teóricos, experimentales y empíricos, no existen estándares industriales para determinar la vida de la tubería flexible. Una de las causas que también

reduce la vida útil de la tubería flexible, es la fatiga, debido a que esta constantemente enrollándose y desenrollándose del carrete, por medio del arco guía y pasando a través de la cabeza de inyección. También puede dañarse como resultado del ataque químico, de la erosión y la abrasión de los fluidos empleados. La vida útil de la tubería flexible empleada en operaciones de perforación puede ser maximizada por:

- Asegurarse de que la tubería no se usara nunca para bombear sustancias corrosivas.
- Minimizar la cantidad de sólidos en el lodo de perforación.
- Minimizar el tiempo que tarde en pasar la tubería por el arco guía y por la cabeza de inyección.
- Diseñar barrenas que minimicen su peso, para lograr aceptables ritmos de penetración.
- Nunca dejar el peso de la tubería flexible sobre la barrena.

### 7.3.3 Equipo Superficial

El equipo superficial, empleado para perforar con tubería flexible consiste: de una unidad que transporta la tubería flexible y su equipo asociado, el sistema de circulación y el sistema de control del pozo.

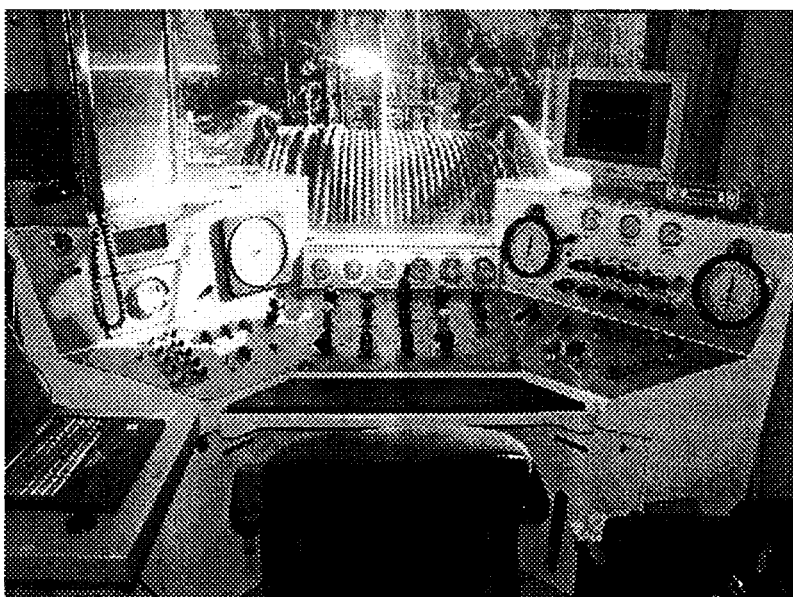


**Fig. 7.29.- A la derecha se muestra la grúa empleada para suspender el conjunto de prevetores, y a la izquierda se muestra a la unidad de tubería flexible (Cortesía Halliburton)**



### Unidad de Tubería Flexible.

Consiste en un carrete que almacena la tubería flexible, la cabeza de inyección, la fuente de poder hidráulica para el inyector y la cabina de control. Las unidades típicas de tubería flexible, montan los equipos sobre un trailer; debido al peso de cada una de las partes es necesario transportarlos por separado. El camión cuenta con una cabina de mando, desde la cual los usuarios realizan todas sus actividades, ayudados por software y sistemas de control eléctricos e hidráulicos; para tener un control de las operaciones que se estén ejecutando. En la cabina de mando se conoce la profundidad y el tiempo que tarda en llegar a su objetivo la tubería, además de la velocidad a la que esta viaja.



**Fig. 7.30.- Vista de la cabina de control hacia el carrete y el pozo (Cortesía Halliburton)**

### Coiled Tubing (Tubería Flexible).

La tubería flexible con diámetros externos (OD) más grandes que 1.75in están disponibles para perforar con tubería flexible, sin embargo, diámetros más grandes están disponibles como 2.375in o más. Este tipo de diámetros tiene presentan: un mejor comportamiento hidráulico, una mayor resistencia al torque generado por los motores de fondo y un mayor peso disponible para penetrar a profundidad en pozos horizontales.

La siguiente tabla compara dimensiones, pesos y esfuerzos de tuberías de diámetros que van de los 2.375in. OD, 2.875in. OD, y 3.5in. OD. Los diámetros de la tubería flexible, se comparan con diámetros de tuberías de perforación unidos por juntas.

	CT	tubería de perforación	CT	tubería de perforación	CT	Tubería de perforación*
OD (in)	2.375	2.375	2.875	2.875	3.500	3.500
Junta (OD-in)	none	3.370	none	4.126	none	4.750
ID (in)	1.969	1.995	2.495	2.441	3.120	2.992
Espesor (in)	0.203	0.192	0.190	0.217	0.190	0.254
Peso (lb/ft)	4.710	4.850	5.460	6.850	6.730	9.500
Esfuerzo (kips)	96.900	97.700	106.700	136.000	131.400	194.000

\*tubería grado E

**Tabla 3.6 Comparación entre una Tubería Flexible y una TP API**

Quizá la mayor diferencia entre los dos tipos de sartas de perforación es la manera de desempañarse, ya que, la tubería unida por juntas pierde tiempo de perforación al tener que conectar las secciones, al momento de perforar, en cambio, como la tubería flexible es continua puede presentar una alta velocidad de perforación, además la tubería flexible presenta un OD constante, por lo que las caídas de presión serán menores, en comparación con la tubería de perforación del mismo diámetro.

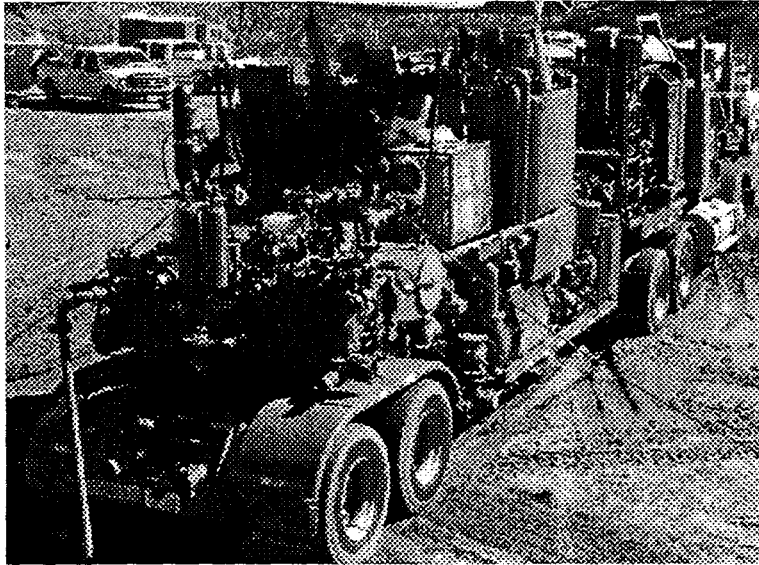
Dentro de la Tubería Flexible se emplea una línea conductora de uno o más hilos, que tiene como finalidad mandar una señal a la herramienta de orientación empleada para dirigir la sarta mientras se perfora.

### Sistema de Circulación.

El sistema de circulación empleado en la tubería flexible, es casi idéntico, a aquellos usados en la perforación convencional; consiste en uno o más tanques de lodo con agitadores, desarenadores y centrifugas, tanto requeridos en el control de sólidos y en las bombas de lodos.

El control de sólidos, es necesario para mantener la densidad y la viscosidad del lodo, dentro de los límites requeridos para la perforación; la capacidad del sistema de lodos empleado es menor que el que se requiere en los equipos convencionales debido a la reducción del diámetro del pozo.

Las bombas, deben de ser capaces de mantener el gasto y la presión necesarios, para mantener las condiciones deseadas y obtener óptimos resultados. Son frecuentemente empleadas las bombas triples en los trabajos de cementación y acidificación.



**Fig. 7.31.- Carro Bomba (Cortesía Halliburton)**

### **Fluidos de perforación.**

Prácticamente cualquier fluido de perforación, que sea compatible con la goma con la que está hecho el estator, del motor de desplazamiento positivo, puede ser empleado en la perforación con tubería flexible. Cuando se seleccione un fluido de perforación, tiene que ser capaz de mantener su capacidad arrastre de recortes en el espacio anular y de minimizar el daño a la formación. Los fluidos de perforación pueden ser aireados, con el fin de reducir la carga de la columna hidrostática de la columna de lodo.

### **Sistema de control del pozo**

En condiciones normales de operación sobrebalance, el principal medio de control de la presión en el fondo del pozo, es por medio de la presión hidrostática, los preventores únicamente se cierran si se presenta un descontrol en el pozo.

En la perforación bajobalance, los BOP (Blowout Preventers) son el principal medio de control del pozo. Cuando se perfora bajobalance los BOP están cerrados para controlar la presión en el fondo del pozo y prevenir un descontrol del mismo; por lo que dos juegos de preventores son instalados, uno corresponde a la tubería flexible y el otro para el aparejo del pozo; son normalmente requeridos para las operaciones de perforación bajobalance.

Un conjunto, típico de BOP, empleado para perforar con tubería flexible, consiste en la parte superior de una pieza llamada stripper head, la cual permite la entrada de la tubería flexible al conjunto de BOP, preventores ciegos, preventores de corte, líneas de matar con válvulas de aislamiento, slip rams y pipe rams.

El conjunto para el aparejo del pozo, consiste típicamente de un preventor anular, un preventor ciego, un preventor de ariete y una brida; la línea de retorno, se usa únicamente para la perforación bajobalance o desalojar el fluido de un descontrol del pozo. La línea de matar lleva un doble múltiple de estrangulación, el cual es operado hidráulicamente; su finalidad es controlar el gasto de fluido del fondo del pozo.

Tanto los BOP empleados en la tubería flexible, como los del aparejo del pozo, se unen por medio de bridas y adaptadores especiales para su acoplamiento.

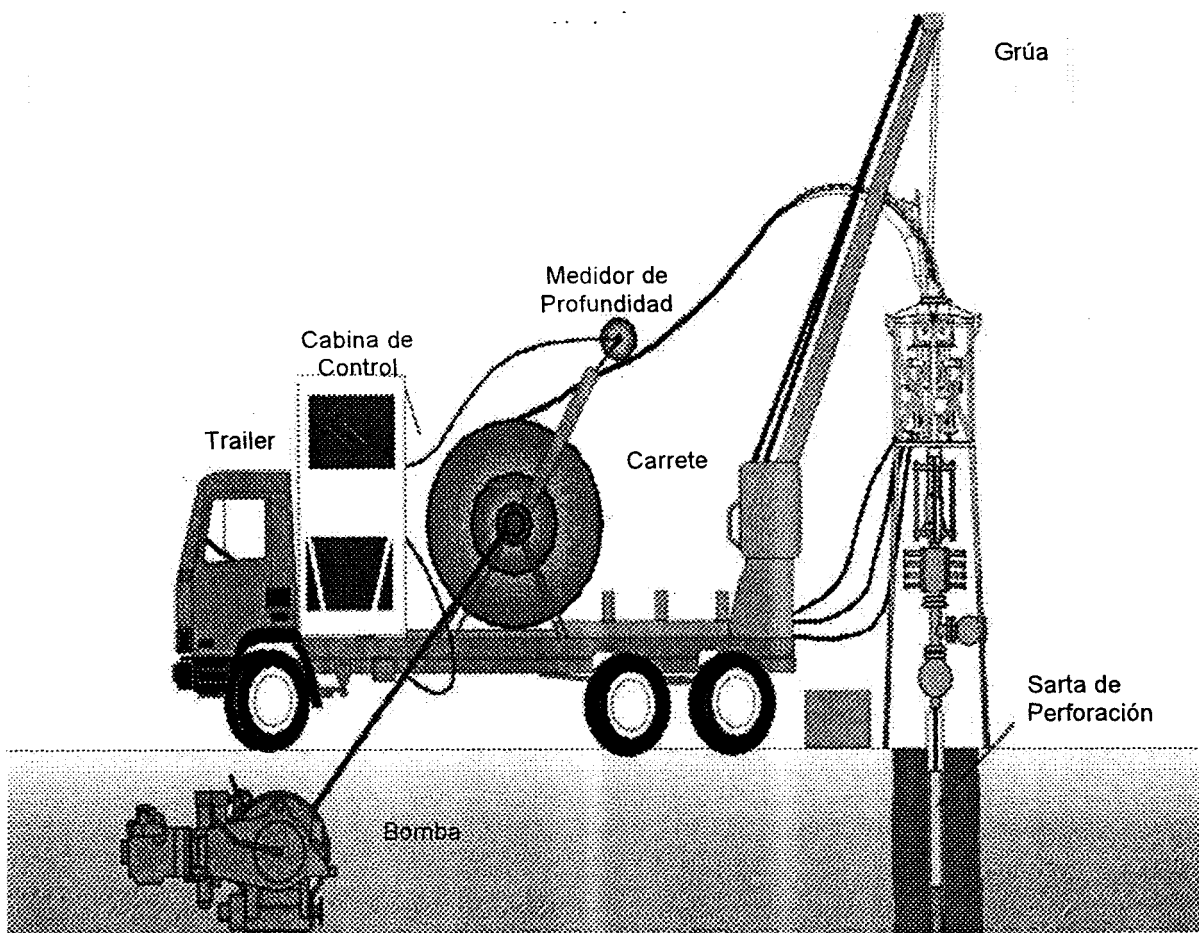


Fig. 7.32.- Equipo convencional de Tubería Flexible

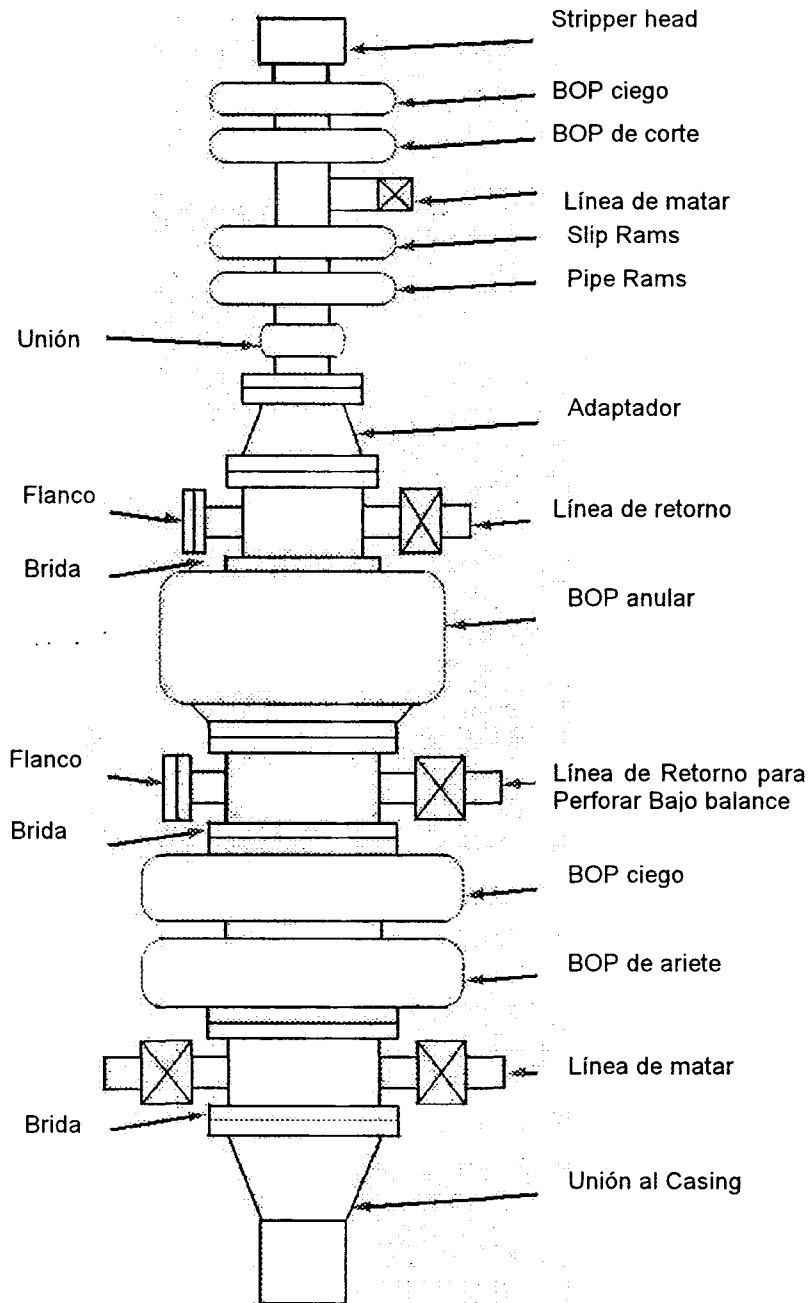


Fig. 7.33.- Arreglo típico de preventores<sup>65</sup>

### Sarta de perforación

La tubería flexible no puede rotar, por lo que la tubería se desliza únicamente mientras se perfora. La parte que perfora es la barrena y ésta debe de colocarse por separado. Se pueden emplear diferentes barrenas para el trabajo específico

que se requiera, como direccionar el pozo, cortar una sección del casing, o profundizar más.

El diseño del equipo de perforación direccional depende del gasto. Para poder hacer el efecto de curva, se emplea una conexión inmediatamente debajo del motor de fondo con un cierto grado de inclinación. Con esto se puede lograr establecer el ritmo de 20°/100ft o mas grandes.

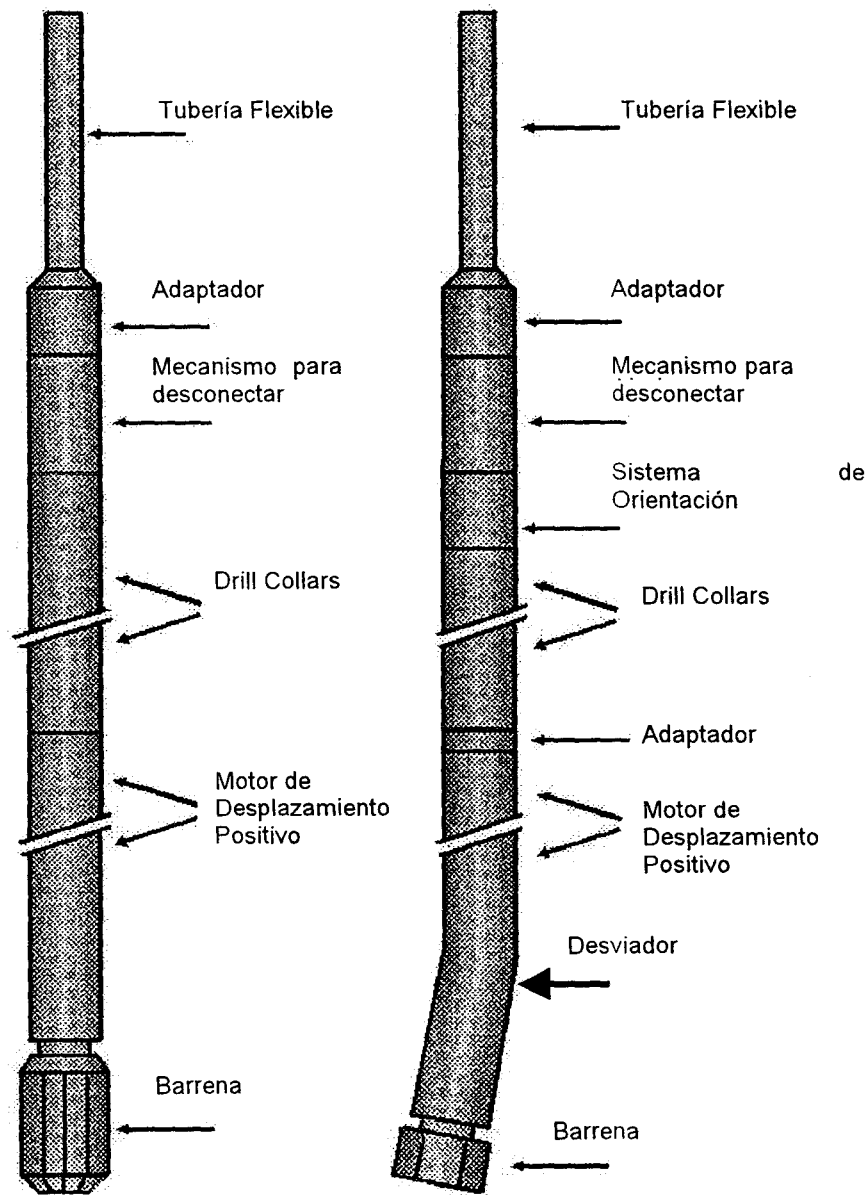


Fig. 7.34.- Sartas de perforación para Tubería Flexible<sup>65</sup>

Todas las barrenas empleadas para perforar con tubería flexible, deben de ser cuidadosamente diseñadas, para asegurar una adecuada transferencia de peso hacia la barrena ya que la tubería flexible no puede rotar.

Un sistema de inspección se requiere, para las aplicaciones en pozos horizontales y verticales, para determinar su posición de acuerdo con un eje. Las herramientas que dirigen o los sistemas MWD (Measurement While Drilling) pueden ser empleado para perforar con tubería flexible. Esas herramientas proveen al operador del equipo de datos acerca del ángulo que sigue la trayectoria del pozo.

Una vez que se ha optado por una trayectoria direccional, se tienen que hacer modelos numéricos, que sean capaces de predecir el comportamiento de penetración, con la barrena seleccionada y la sarta de perforación; esto se hace con el fin de que se obtengan los mejores resultados con el equipo seleccionado.

### **7.3.4 Herramientas de fondo**

Dentro de los equipos de fondo se encuentran: las barrenas, motores de desplazamiento positivo, los drill collars, y herramientas de inspección. Son componentes que se emplean en los trabajos convencionales de perforación con tubería flexible. Hay también otras herramientas empleadas como: adaptadores que conectan la tubería flexible con la sarta de perforación, herramientas que desconectan la sarta de perforación en caso de que exista un problema y herramientas de orientación. Esas herramientas especiales han sido diseñadas por los proveedores, con el fin de tener un mayor control de las operaciones relacionadas con la tubería flexible.

#### **Barrenas.**

Las barrenas empleadas en la perforación con tubería flexible, se seleccionan para ejecutar un adecuado ritmo de penetración, sin que se le ponga mucho peso de parte de la sarta de perforación y una buena velocidad de rotación. Para aplicaciones direccionales, se deben de seleccionar barrenas que requieran poco torque para evitar complicaciones durante la trayectoria de perforación. Se pueden emplear barrenas PDC (Polycrystalline Diamond Compact); son empleadas frecuente mente para perforar secciones rectas en pozos laterales o verticales. Debido al bajo requerimiento de torque empleado, se emplean en la mayoría de los casos barrenas TDS (Thermally Stable Diamond); para seguir la trayectoria recta o una sección curva de un pozo direccional u horizontal. Barrenas de longitud mas chica y barrenas con cortadores fijos, pueden hacer la trayectoria curva mas rápidamente, que con una barrena de una longitud mayor. Las barrenas de longitud grande, y los cortadores fijos pueden llevar a cabo ángulos mejores que las barrenas de longitud corta. Las barrenas de conos también pueden ser empleadas para perforar con tubería flexible, sin embargo, el ritmo de penetración podría ser mas bajo que el que se podría obtener con una barrena de cortadores fijos.

Las barrenas PDC son empleadas en formaciones de medias a blandas; las TDS o barrenas de diamantes naturales, son empleadas en formaciones duras. Para tomar muestras de roca de la formación con fines de caracterización se emplean barrenas especiales que corta la sección de roca deseada y la almacenan en una sección especialmente diseñada para su almacenamiento.

### Motores de desplazamiento positivo.

Los motores de desplazamiento positivo se emplean para girar la barrena. Los motores son de alta rapidez y bajo torque; de mediana rapidez y de mediano torque; y de una baja rapidez y de alto torque, esos motores se encuentran en una gama que va de los 2.375in hasta 6.5in.

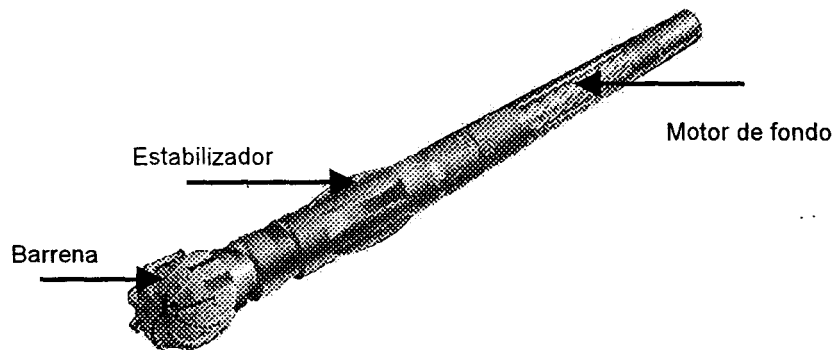


Fig. 7.35.- Motor de fondo<sup>66</sup>

Los motores de fondo deben de ser acoplados a la barrena; es éste el que le proporciona la fuerza de rotación a la sarta. Los motores de alta velocidad y de bajo torque, son ideales para usarse con barrenas TDS o barrenas de diamantes naturales; los motores de media velocidad y de medio torque son ideales para usarse con barrenas PDC.

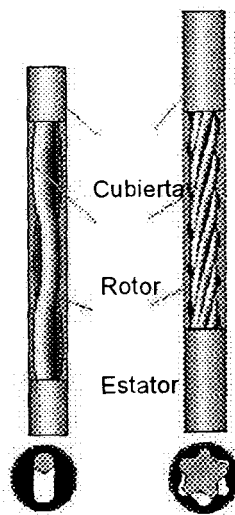


Fig. 7.36.- Vista de las partes principales de un motor de fondo<sup>66</sup>



En la figura 7.36 se muestra la parte principal del motor de fondo; se ve que consta de dos partes principales, el rotor y el estator. El fluido de perforación pasa a través de motor de fondo; la función de estas dos piezas de geometría excéntrica es que permite que gire el rotor una vez que el fluido a presión pase por el espacio disponible, una vez que pasa el fluido, el rotor comenzará a girar y le transmitirá la potencia necesaria a la barrena para que perfore.

Los mores de desplazamiento positivo, pueden ser configurados para usarlos con accesorios adicionales, que permiten hacer y mantener la curva durante la perforación; conexiones con un grado de inclinación provocarán la trayectoria curva durante la perforación.

### **Drill Collars. Los Drill Collars**

Son usados para proveer de suficiente peso en la barrena, para lograr un aceptable ritmo de penetración, así como, proveer de suficiente fuerza a la sarta de perforación para que trabaje bajo compresión.

Cuando las herramientas que dirigen o los sistemas MWD son empleados en la perforación, se deben emplear drill collars no magnéticos, deben de emplearse para prevenir que se presenten interferencias magnéticas con esos aparatos. Los drill collars, deben de tener un diámetro interno (ID) lo suficientemente grande, para permitir la inserción de las herramientas de dirección o los sistemas MWD, así como minimizar las caídas de presión a lo largo de ellos.

Colocar los drill collar es una operación que lleva tiempo, es por lo que, el equipo de trabajo debe de ser lo suficientemente preparado para realizar las conexiones, de una manera rápida, para evitar que se consuma tiempo destinado en la perforación; también se debe de tener en cuenta, que no solo es conectar los drill collar a la sarta de perforación, también se debe de montar el resto del equipo en la sarta de perforación como: el motor de fondo, la barrena, las herramientas de orientación.

### **Adaptador para la tubería flexible.**

Se emplea un adaptador en la tubería flexible, para conectarla a la sarta de perforación. Los adaptadores empleados en tubería flexible se emplean en casi todos los trabajos, aquellos empleados en los trabajos de perforación, deben de ser diseñados para resistir el torque generado por los motores de fondo. El fallo de estos adaptadores durante el trabajo, podría representar que, se pierda el control de la sarta de perforación para dirigir la dirección del pozo, también pueden provocar que la sarta se retuerza y hasta puede ser empujada fuera del pozo. Los adaptadores empleados en las operaciones de perforación, absorben las vibraciones y aceleraciones que son generadas durante la perforación, sin que se

daño a la tubería flexible. Los adaptadores deben de tener una resistencia a la fuerza de tensión mayor que la que tiene la tubería flexible.

### **Mecanismo de desconexión.**

Un medio que permite desconectar la tubería flexible de la sarta de perforación, durante la operación de perforación, en caso de que se quede pegada debe de estar disponible. Para liberar la herramienta, se emplea un dispositivo que la libera cuando se incrementa la presión sobre él. La herramienta debe ser diseñada para resistir el torque generado por el motor de fondo.

Para generar la presión necesaria, que libere la herramienta, se deja caer un balón a través de la tubería flexible, el cual se va a colocar en la herramienta de desconexión, y activará el mecanismo de liberación de la herramienta, la cual liberará la tubería flexible de la sarta de perforación; una vez que el balón se ha posicionado en la herramienta de liberación, la unidad de tubería flexible, debe de ejercer un fuerza de tensión hasta que libere los seguros que sujetan la herramienta del resto del equipo.

Una vez que se ha liberado la tubería flexible, una herramienta de pesca debe de emplearse para recobrar el equipo que se quedo en el fondo del pozo. En el caso de que se haya usado una línea eléctrica, para controlar las herramientas de orientación, en la herramienta de desconexión debe de haber un espacio para alojar al cable eléctrico sin que interfiera con las operaciones de pesca.

### **Herramientas de orientación.**

En la perforación horizontal y direccional, una herramienta de orientación, se emplea para alterar la trayectoria de orientación en la cara del pozo. Las herramientas de orientación emplean un mecanismo reciprocante. Esta herramienta se coloca debajo de la herramienta de liberación. Aun se presenta problemas con estas herramientas en aplicaciones con tubería flexible en pozos horizontales y direccionales.

### **Sistema MWD.**

Desde hace algunas décadas las compañías buscaron la manera de registrar la dirección de la perforación, aunque tecnológicamente era muy difícil de fabricar herramientas que pudieran contrarrestar las difíciles condiciones de fondo y transmitir información confiable. Diferentes métodos de transmisión fueron utilizados: electromagnéticos, acústicos, de pulsos, o cable y tubería. De todos los métodos de transmisión, los de pulso de presión y los de modulación de pulsos han evolucionado a sistemas comerciales actualmente empleados por la comunidad de perforación direccional.

## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

Los dos sistemas MWD más comunes son el sistema de pulsos de presión y el de sistema de pulsos modulados de presión. El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta hacia la superficie en forma digital (binaria). Estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados por una computadora. Ninguna herramienta de orientación, permite ajustar la cara de la herramienta, ya que una vez que se ha calibrado la misma a un cierto ángulo, la herramienta se cierra prácticamente por la acción de la diferencia de presiones, ya que se acciona un mecanismo de cierre en el fondo del pozo. Se debe de tener cuidado de asegurarse de que los mecanismos de cierre de la herramienta de orientación, funcionen bajo el diferencial de presión, que podría ser encontrado durante las pérdidas de circulación o cuando se usan fluidos aireados durante la perforación.

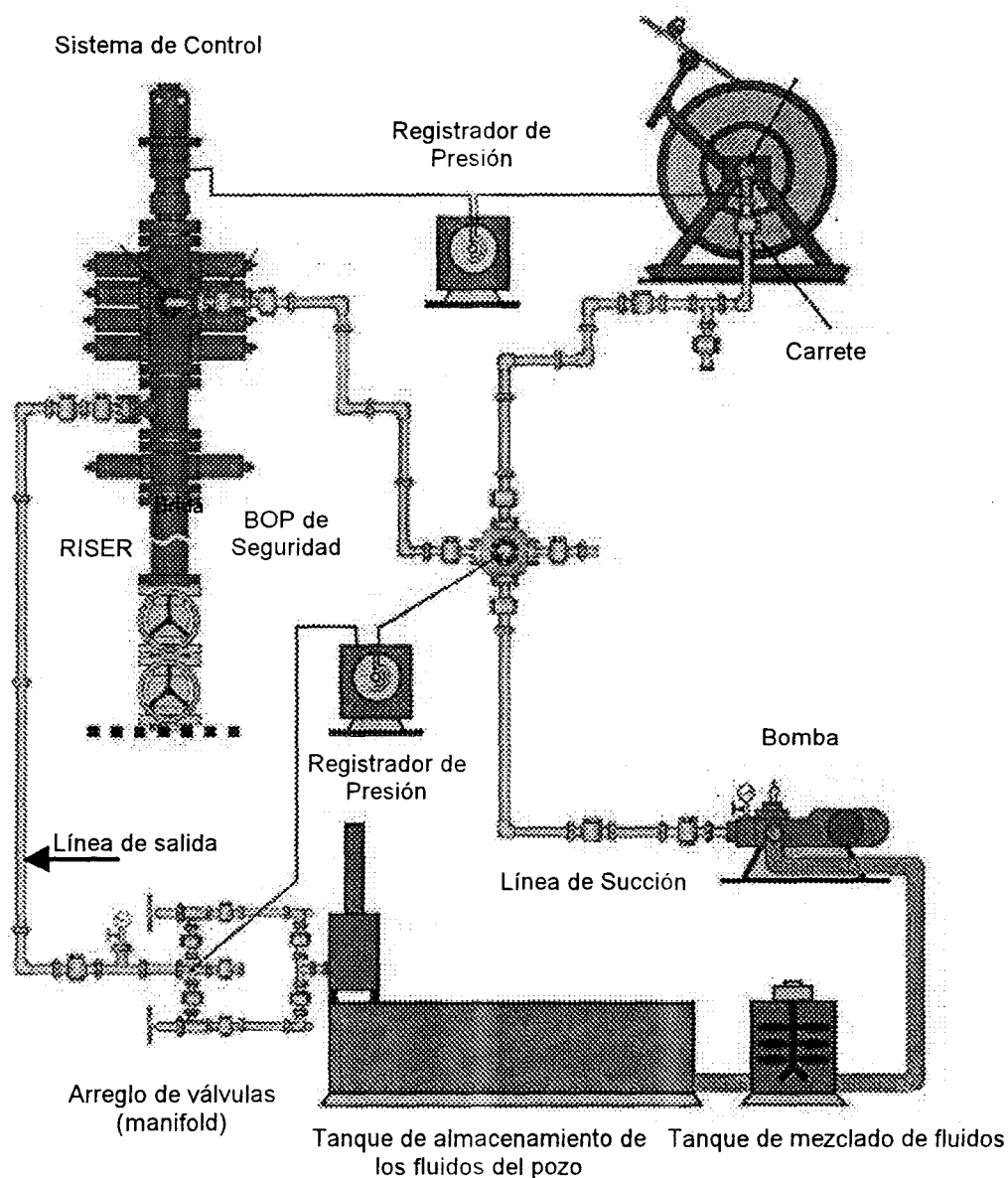


Fig. 7.37.- Arreglo de Con Tubería Flexible<sup>67</sup>

### 7.3.5 Aplicaciones de la tubería flexible

Perforar con tubería flexible no reemplazará la perforación con los equipos convencionales, sin embargo, es ideal para la perforación de muchos pozos con diámetro pequeño o pozos delgados, en re-perforar pozos, también se puede emplear en la perforación bajobalance. Algunas de las ventajas se enlistan a continuación.

- Volver a perforar, a partir de un pozo vertical, de manera horizontal para incrementar la productividad.
- Volver a perforar, a partir de un pozo vertical, de manera horizontal para mitigar la conificación de gas o de agua.
- Volver a perforar, a partir de un pozo vertical, para cambiar la configuración de los proyectos de EOR, con el fin de que la inyección de agua pase de flujo radial a flujo lineal.
- Volver a perforar, a partir de un pozo vertical, con el fin de evaluar y explorar la formación.
- Volver a perforar, a partir de un pozo vertical, de manera horizontal con el fin de acceder a reservas de yacimientos heterogéneos.
- Hacer más profundos los pozos verticales ya existentes.
- Alargar los pozos verticales ya existentes.
- Expandir los pozos delgados (de diámetro pequeño) para incrementar la explotación.

La tubería flexible, puede ser usada también en conjunto con operaciones convencionales de perforación con el fin de:

- Tomar muestras de roca de las zonas productoras.
- Perforar bajo balance en las zonas productoras con el fin de no dañar ésta o de minimizar los daños a la misma <sup>65-68, OP Cit: 64</sup>

### 7.4 Perforación con cabezal rotatorio

La herramienta Top Drive, ofrece una mejor productividad, tanto en operaciones de perforación horizontales como verticales. Al diseñar esta herramienta, los ingenieros han tomado en consideración las necesidades del contratista de perforación respecto al bajo mantenimiento, facilidad de transporte, gran confiabilidad y bajos costos de adquisición.

Esta herramienta reemplaza a la mesa rotaria convencional. Dentro de los beneficios de usar esta herramienta se encuentra:

## EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

- **Alto Rendimiento.** Los motores ofrecen un control preciso de la velocidad y par de torsión, para perforar a baja velocidad. La extensa selección de potencia útil de los motores de CA es perfecta para aprovechar las ventajas de las barrenas modernas. Suministra también mayor par de torsión de desenrosque/enrosque
- **Facilidad de Transporte.** El motor combinado con el swivel giratorio integral tipo "S" y la singular viga guía, forman uno de los conjuntos más compactos de perforación disponibles. Este diseño tan compacto tiene una gran movilidad y es completamente transportable entre los equipos de perforación. Una vez instalado, la operación de armado y desarmado es cuestión de horas.
- **Bajo mantenimiento.** El mantenimiento de estos motores de perforación se reduce considerablemente. No se requiere de suministros independientes hidráulicos, circuitos de servicio de fluido, reduciéndose por lo tanto los costos de accesorios y mejorándose la confiabilidad.
- **Rentabilidad Mejorada.** La mayor eficiencia del sistema de mando y del motor reduce el consumo de combustible de la sarta de perforación, mejorando la rentabilidad general de la instalación. Un suministro de la fuerza hidráulica a bordo elimina la necesidad de utilizar una costosa fuerza hidráulica auxiliar remota, tuberías para la torre y un circuito de servicio de fluidos.
- **Seguridad Mejorada.** El avanzado sistema de enrosque/desenrosque con el motor de perforación y manipulador de tubos aumenta considerablemente la seguridad del personal.
- **Perforación Direccional más Rápida.** El control mejorado de la sarta de perforación ha sido posible gracias a su capacidad de rotación total del sistema, del Top Drive, aumenta la velocidad para abrir huecos en ángulos en pozos direccionales y horizontales.
- **Un sistema de fluido de circuito cerrado reduce el riesgo de contaminantes y derrames de fluidos en áreas sensibles del medio ambiente, eliminando la necesidad de drenar y de rellenar durante el transporte de la sarta de perforación.**

Los siguientes diagramas muestran las partes principales de la herramienta

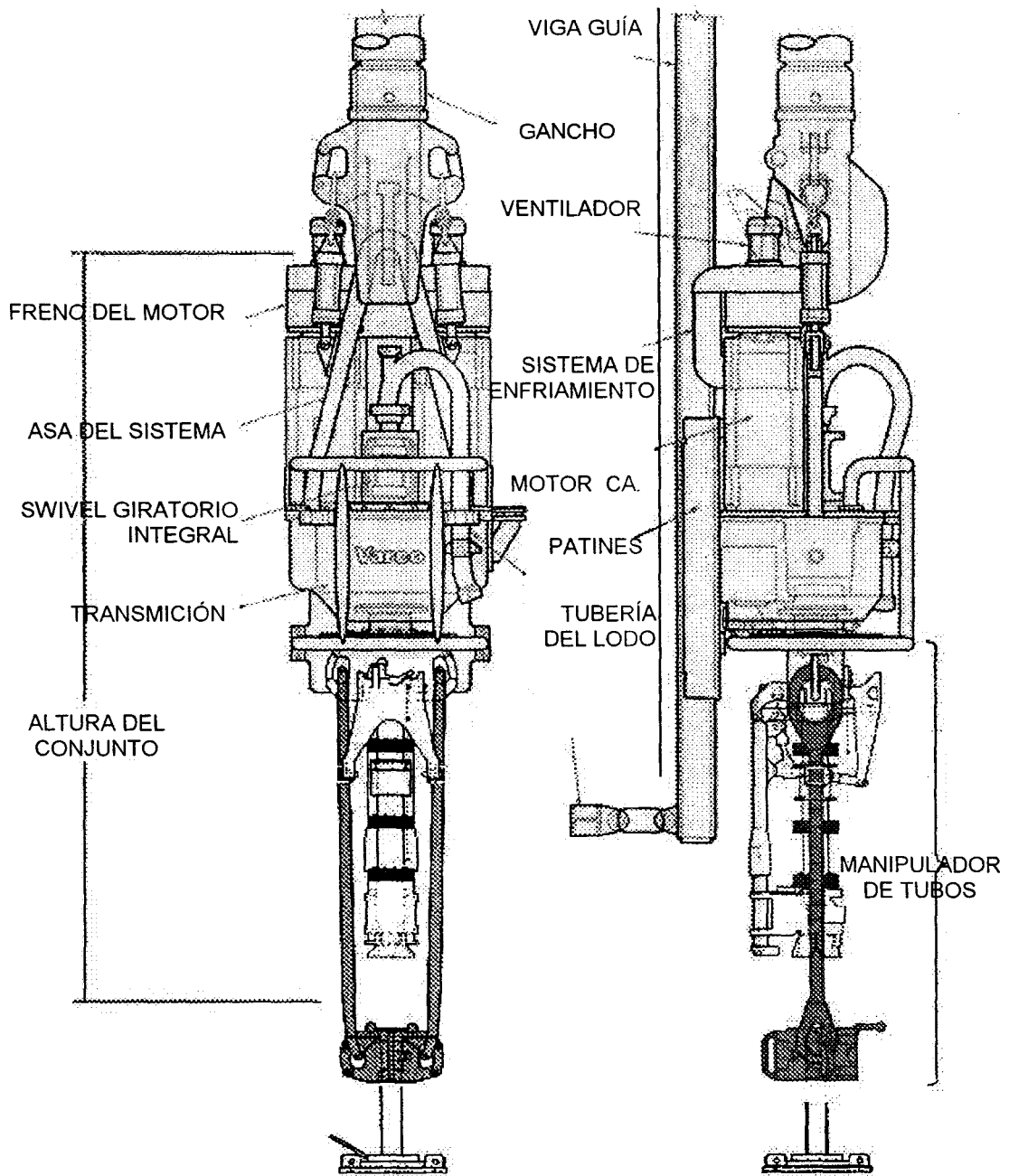


Fig. 7.38.- Top Drive (Cortesía VARCO SYSTEMS)<sup>71</sup>

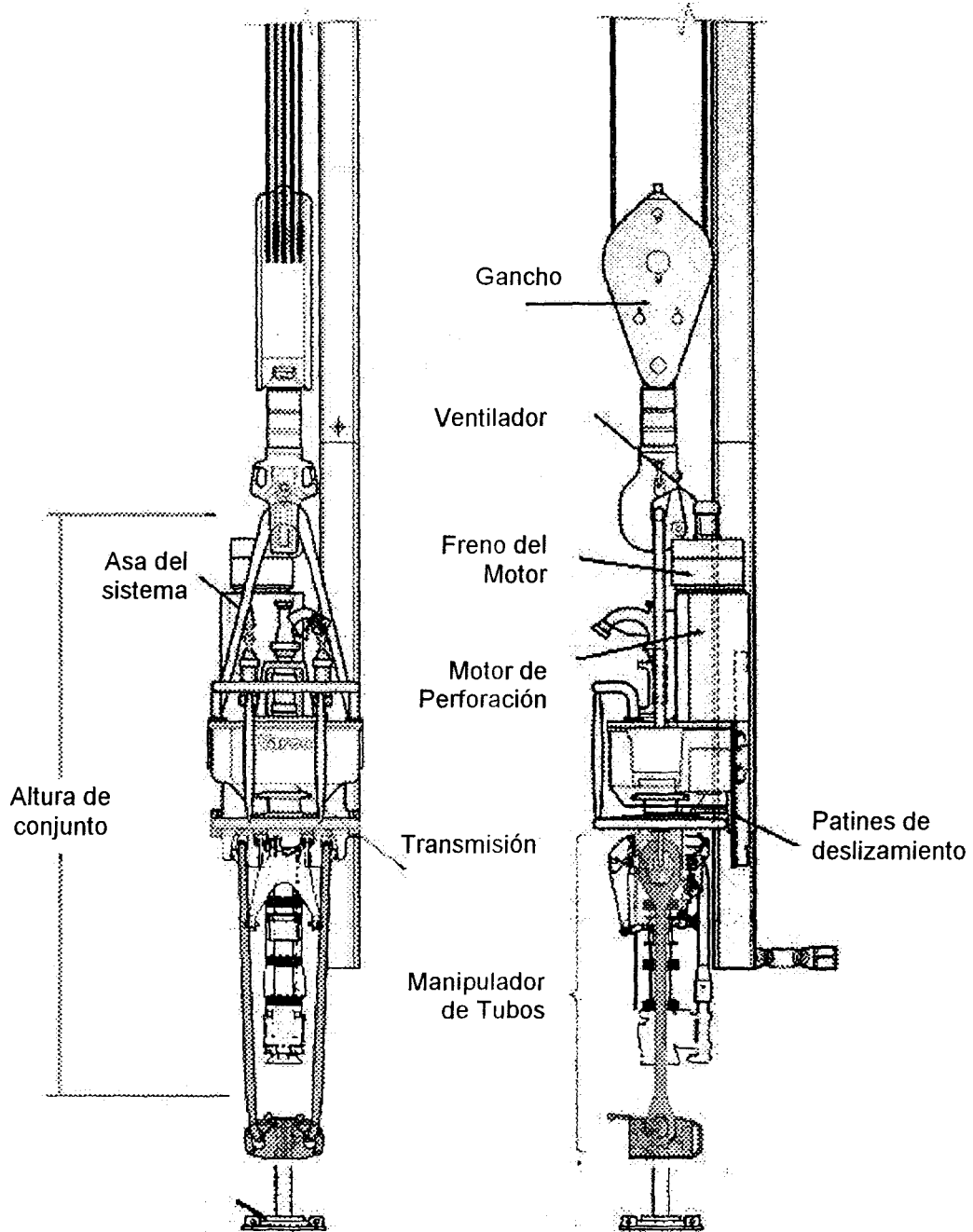


Fig. 7.39.- Top Drive de CA 25 TON (Cortesía VARCO SYSTEM)<sup>70</sup>

El Top Drive es activado por un motor de CA, desarrollado para el uso de una variedad de aplicaciones de perforación como unidad portátil o permanente tanto en tierra como en el mar. El sistema del Top Drive es activado por un control de mando, para una selección mayor de par de torsión y velocidad de actuación. Los componentes del sistema incluyen un swivel integrado, un sistema de inclinación de enlaces bi-direccional, válvulas manuales y remotas de prevención de reventones, una abrazadera de respaldo para el desenrosque de conexiones, una viga guía y un circuito de servicio eléctrico. Una unidad compacta de fuerza integral montada en el Top Drive elimina la necesidad de utilizar circuitos hidráulicos de servicio. Tiene frenos de disco para cualquier orientación direccional y un freno de inercia, sistemas de control remoto para controlar el gancho.

Dentro de las ventajas adicionales que presenta esta herramienta se encuentra:

- Elimina dos tercios de las conexiones al perforar con lingadas triples.
- Mantiene la orientación direccional en intervalos de 90ft.
- Se puede tomar muestras de roca en intervalos de 90ft sin la necesidad de hacer conexiones.
- Se puede escarrear y circular durante los viajes.
- Se puede circular y rotar mientras se viaja en pozos horizontales.

Las ventajas que ofrece esta herramienta son muchas, como ya se han mencionado; ésta herramienta surgió de la necesidad de ahorrar tiempo de perforación<sup>69, 72, Op Cit: 15</sup>



---

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

# EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente trabajo tiene como propósito servir como consulta de los principales equipos y herramientas de la perforación de pozos petroleros, en este, se conjunta información básica tradicional con tecnología actual, lo que hace que sea útil al conocimiento y permite dar un panorama general de los distintos temas aquí expuestos.

Se brinda una breve descripción de cada uno de los temas. Tratamos de ordenar la información de manera secuencial, mostrando primero una introducción general de lo que es la perforación y sus orígenes, posteriormente se presentan los componentes del equipo de perforación, seguido de los materiales que se emplean en la perforación y que son esenciales; un vez que se han explicado las funciones del equipo y de los materiales empleados, se habla de el personal que esta a cargo de ejecutar las actividades relacionadas con la perforación de un pozo, nosotros solo presentamos algunos de los trabajadores que laboran en el equipo de perforación como los integrantes de la cuadrilla de perforación. Hasta este punto se ha presentado un panorama general de lo que es la perforación convencional, y en el resto de los capítulos se muestra el equipo auxiliar empleado en la perforación y equipo y herramientas especiales empleados en la perforación.

La información que se recopiló para hacer el trabajo de Tesis, se presenta en su gran parte en inglés como: catálogos de las compañías de servicios, revistas relacionadas con la industria del petróleo como la World Oil, paginas de Internet, entre otras. Por lo que una recomendación es que no dejen los alumnos al final los cursos de inglés, ya que uno de los requisitos para titularse es acreditar un examen de comprensión de lectura en el CELE.

Los temas que hemos propuesto, han sido referenciados en cada tema con una numeración que pueden revisar los alumnos, al final del trabajo en la Bibliografía, con el fin de que amplíen la información que necesiten en caso de que no sea la suficiente mente clara o completa, según sea lo que estén buscando

Es importante que los alumnos de ingeniería petrolera en sus primeros semestres, cuenten con la información a su alcance que les permitan adquirir conocimientos fundamentales para su formación profesional.

---

---

# BIBLIOGRAFÍA

---

---

## BIBLIOGRAFÍA

1. Eduardo Rodríguez Santana.: "Apuntes de Geología del Petróleo", FI, UNAM.
2. Kenneth K.: "Geología del Petróleo", Edit. Omega
3. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo 1, UPMP-Pemex
4. Richard C.Selley.: "Elements of Petroleum Geology" 2a ed, Academic Press 1998
5. G.V Chilingarian.: "Drilling and drilling fluids", Elsevier Scientific Publishing Company, 1981
6. The Technology offshore Drilling, "Completion and Production", The Petroleum Publishing Company, Tulsa
7. <<[www.2.petrobras.com.br/petrobras/espanhol/plataforma/pla\\_tipo\\_plataforma.html](http://www.2.petrobras.com.br/petrobras/espanhol/plataforma/pla_tipo_plataforma.html)>> 14.09.06
8. "Los Principales Campos de Petróleo y Gas de México" 1ª Edición, Pemex Exploración y Producción, 1999.
9. Schlumberger.: "Evaluación de Formaciones en México.
10. KENNET K. LANDES.: "Geología del Petróleo" Tercera Edición, Ediciones Omega S.A. Casanova, 220 Barcelona,
11. Susana Chow Pangtay, "Petrolquímica y Sociedad", La ciencia para todos
12. Petróleos Mexicanos, "El Petróleo", 50 Aniversario PEMEX, Petróleos Mexicanos 1988.
13. Tecnología e Ingeniería, volumen 1, No 4 Enero- Febrero 2003, PEMEX exploración y producción
14. Arthur W. Mc Cray and Frank W. Cole.: "Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros", Editorial Continental, Sexta Impresión.
15. Un siglo de la perforación en México.: "Equipos de perforación rotatoria" Tomo 2.
16. Adam T. Bourgoyne Jr, Keith K. M., Martin E. C. and F.S Young.: "Applied Drilling Engineering, First Printing, 1986.
17. [www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=traveling%20block-18k-25/](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=traveling%20block-18k-25/) Enero/2007.

18. PEMEX.: "Manual de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos", Primera Edición, 2002.
19. IADC
20. Un Siglo de la Perforación en México.: "Fluidos de Control", Tomo 3.
21. PEMEX: "Procedimientos y Normas para Control de Brotes", Tomo 1
22. CURSO DE PERFORACION SCHULUMBERGER, feb 2007.
23. PEMEX.: Manual de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Primera Edición, 2003.
24. Un Siglo de la Perforación en México. Vol. 7, UPMP-Pemex.
25. Smith, D.K.: "Cementing", SPE Monograph series, Vol. 4, 1990.
26. Adam T. Burgoyne Jr. Applied Drilling Engineering SPE Textbook Series, Vol.2 1991.
27. Energy Halliburton Cementing Manual.
28. Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento, UPMP-PEMEX, Gerencia de Ingeniería.
29. Neal J. Adams, Drilling Engineering "A Complet Well Drilling Approach", PennWell Books.
30. James L. Lummus/JJ Azar. : Drilling Fluids Optimization "A Practical field approach.
31. Guía práctica para la selección de fluidos. UPMP-Pemex.
32. Guía de diseño y selección del equipo de control de sólidos. UPMP-Pemex.
33. Manual de Organización, Pemex Exploración y Producción, UPMP, 2005
34. Manual Para Ayudante de Piso Rotaria, UPMP-Pemex.
35. Reglamento de Labores Niveles 1-28, Pemex, Tomo I, II, 1981.
36. Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias, UPMP-Pemex.
37. Halliburton Energier Services.: "Cementing II".
38. [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

39. John T. Dewan.: "Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation", Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.
40. [www.bakerhuges.com](http://www.bakerhuges.com)
41. [www.iodp-usio.org](http://www.iodp-usio.org)
42. [www.slb.com](http://www.slb.com)
43. J.A "Jim" Short.: "Fishing and Casing Repair", Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma.
44. Joe DeGeare, David Haugton.: "The Guide to Oilfield Fishing Operations Tools", Techniques, and Rules of Thumb, Gulf Professional Publishing.
45. [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)
46. R. Stewart Hall.: "Drilling and Producing Offshore", PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1983.
47. Blowout Preventers "Catalog M-9402D", Hydrill, 2001
48. [www.hydrill.com/locations](http://www.hydrill.com/locations)
49. World Oil, "Drilling Report, Gulf Publishing Company", Oct 2006
50. World Oil, "MARINE DRILLING RIG DIRECTORY". 2006
51. Halliburton Company.: Oil Well Drilling "An Introduction to Rig Types And Basic Drilling String Components", Vol. 1. Technomedia International, inc. 1997
52. [http://www.naturalgas.org/naturalgas/extraction\\_offshore.asp](http://www.naturalgas.org/naturalgas/extraction_offshore.asp)
53. <http://www.api.org/aboutoilgas/sectors/explore/operatedeeperwater.cfm>
54. <http://www.marin.nl/web/show/id=75764>
55. [http://www.redwingengineering.com/ocean\\_engineering.html#top](http://www.redwingengineering.com/ocean_engineering.html#top)
56. <http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-spar.htm>
57. [www.globalsantafe.com](http://www.globalsantafe.com)
58. [www.prideinternational.com](http://www.prideinternational.com)
59. [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

60. World Oil, "Drilling and Completions/Fluids", Gulf Publishing Company, junio 2006.
61. Select 9 at [www.worldoil.com/RS.html](http://www.worldoil.com/RS.html)
62. Products & Services Catalog, Weatherford, 2002
63. Gerardo García Vela.: Perforación Bajo Balance "Equipos y Técnicas", UNAM, Tesis 2005.
64. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo 9, UPMP-Pemex
65. Mark E. Teel.: "Coiled Tubing Hand Book", World Oil Gulf Publishing Company, 1993.
66. Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional, UPM- Pemex.
67. World Oil, "Forecast", Gulf Publishing Company, Feb. 2006.
68. World Oil, "Well Control and Intervention", Gulf Publishing Company, Oct. 2006.
69. [www.varco.com](http://www.varco.com)
70. Varco System.: Catalog "Top Drive de CA TDS-10Sa 250 Toneladas
71. Varco System.: Catalog "Top Drive de CA TDS-11Sa 500 Toneladas
72. World Oil, "What's Ahead in 2006", Gulf Publishing Company, Dic. 2005
73. Nabros Offshore Corporation. Catalog "SUNDOWNWER Rig Specifications", Houston.
74. Hydrill®.: General Catalog "High Performance Products For Energy Exploration And Production", 1999
75. [www.steelfabs.com](http://www.steelfabs.com)