

Capítulo 3

---

# Perforación

Índice	Página
<b>Introducción</b>	89
<hr/>	
<b>I. El Metodo Original de Perforación</b>	89
<hr/>	
• El sistema a percusión	89
• Ventajas y desventajas de la perforación a percusión	90
<b>II. Perforación Rotatoria</b>	92
<hr/>	
• Selección del área para perforar	92
• Componentes del taladro de perforación rotatoria	92
• La planta de fuerza motriz	94
• El sistema de izaje	94
El malacate	95
El cable de perforación	95
La cabria de perforación	96
El aparejo o polipasto	96
• El sistema rotatorio	98
La mesa rotatoria o colisa	98
La junta giratoria	99
La junta kelly	100
• La sarta de perforación	101
La barrena de perforación	101
Tipos de barrenas	102
La tubería lastrabarrena	104
La tubería de perforación	106
• El sistema de circulación del fluido de perforación	107
Las bombas de circulación	107
De la bomba a la junta giratoria	109
El fluido de perforación	110
Funciones del fluido de perforación	110
Tipos de fluidos de perforación	111
Fluido de perforación a base de agua	112
Fluido de perforación a base de petróleo	112
Otros tipos de fluidos de perforación	113
Control del fluido de perforación	113

### III. Aplicaciones de la Perforación Rotatoria 114

---

- El hoyo o pozo vertical 114
- El pozo direccional 114
- Aplicaciones de la perforación direccional 115
- Conceptos económicos y aplicaciones técnicas avanzadas de pozos desviados 116
- Apreciaciones y cambios resultantes de la nueva tecnología en perforación 118
- Apreciaciones sobre los parámetros del hoyo horizontal 119
- El hoyo de diámetro reducido 120

### IV. Sartas de Revestimiento y Cementación 120

---

- Funciones de las sartas 121
- Factores técnicos y económicos 121
- Clasificación de las sartas 122
  - La sarta primaria 122
  - Las sartas intermedias 122
  - La sarta final y de producción 123
- Características físicas de la tubería revestidora 123
  - Elongación 123
  - Aplastamiento 124
  - Estallido 124
- Cementación de sartas y otras aplicaciones de la cementación 125
  - Funciones de la cementación primaria 125
  - Cementación forzada 126
- Aditamentos para la cementación de sartas 127
  - La zapata de cementación 127
  - La unión o cuello flotador 127
  - Unión o cuello flotador (cementación por etapas) 128
  - Centralizadores 128
  - Raspadores 128

### V. Operaciones de Perforación en Aguas Costafuera 129

---

- El ambiente 129
- La tecnología 130

### VI. Operaciones de Pesca 132

---

<b>VII. Arremetida, Reventón e Incendio</b>	<b>132</b>
<b>VIII. Problemas Latentes durante la Abertura del Hoyo</b>	<b>133</b>
<b>IX. Informe Diario de Perforación</b>	<b>134</b>
<b>X. Terminación del Pozo</b>	<b>137</b>
<b>XI. Clasificación de Pozos Terminados</b>	<b>138</b>
<b>XII. Tabla de Conversión</b>	<b>139</b>
<b>Referencias Bibliográficas</b>	<b>140</b>

## Introducción

... "para que las reciba de mi mano y me sirvan de prueba de que yo (Abraham) he abierto este pozo." (Génesis XXI:30).

El abrir pozos de agua, con implementos rudimentarios manuales, se remonta a tiempos inmemoriales. En ocasiones, la búsqueda de aguas subterráneas tropezaba con la inconveniencia de hallar acumulaciones petrolíferas someras que trastornaban los deseos de los interesados; el petróleo carecía entonces de valor.

Con la iniciación (1859) de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces hasta hoy, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de

la industria. La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos, deducidas de la variedad de informaciones obtenidas a través de la aplicación de conocimientos de exploración: Ciencias de la Tierra.

## I. El Método Original de Perforación

### El sistema a percusión

La industria petrolera comenzó en 1859 utilizando el método de perforación a percusión, llamado también "a cable". Se identificó con estos dos nombres porque para desmenuzar las formaciones se utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto (altura x peso) de la barra contra la roca. Al tope del percutor va

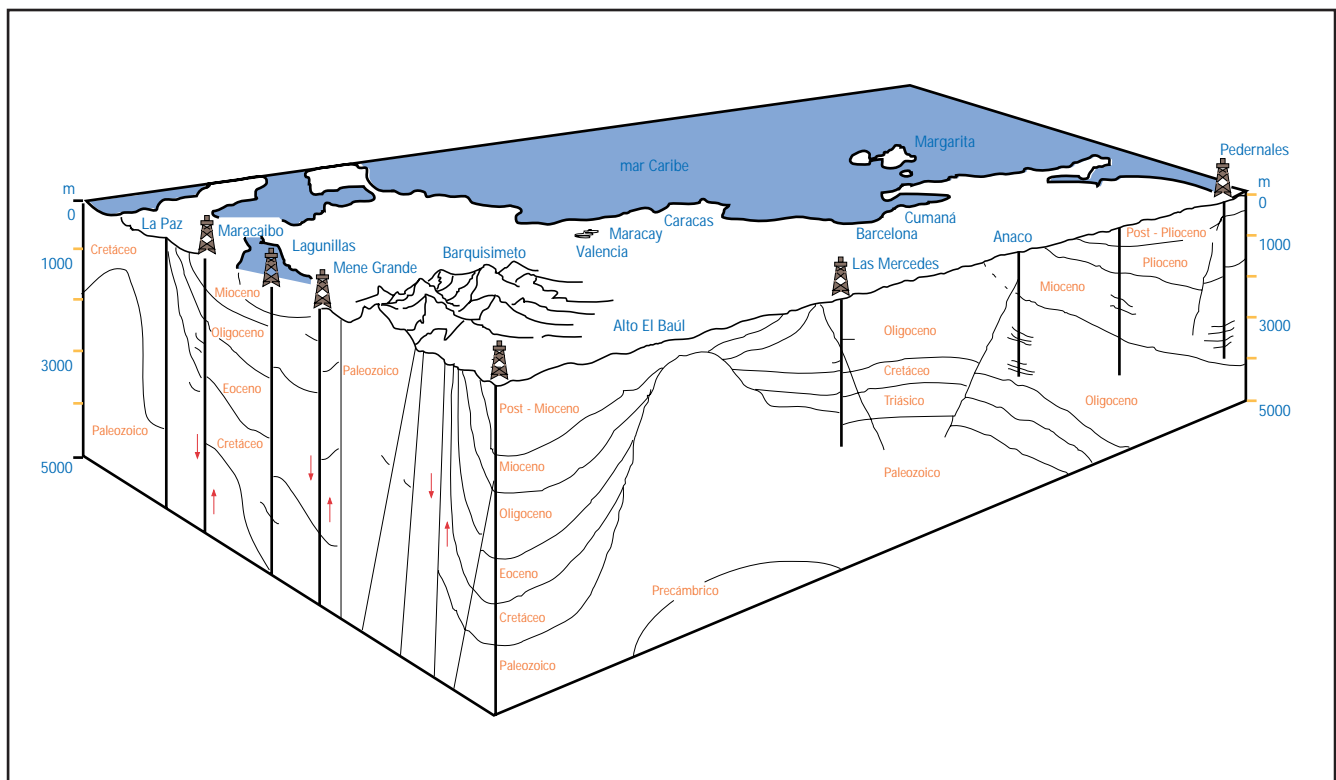


Fig. 3-1. Columna geológica de las cuencas sedimentarias del lago de Maracaibo, Barinas-Apure y Oriente.

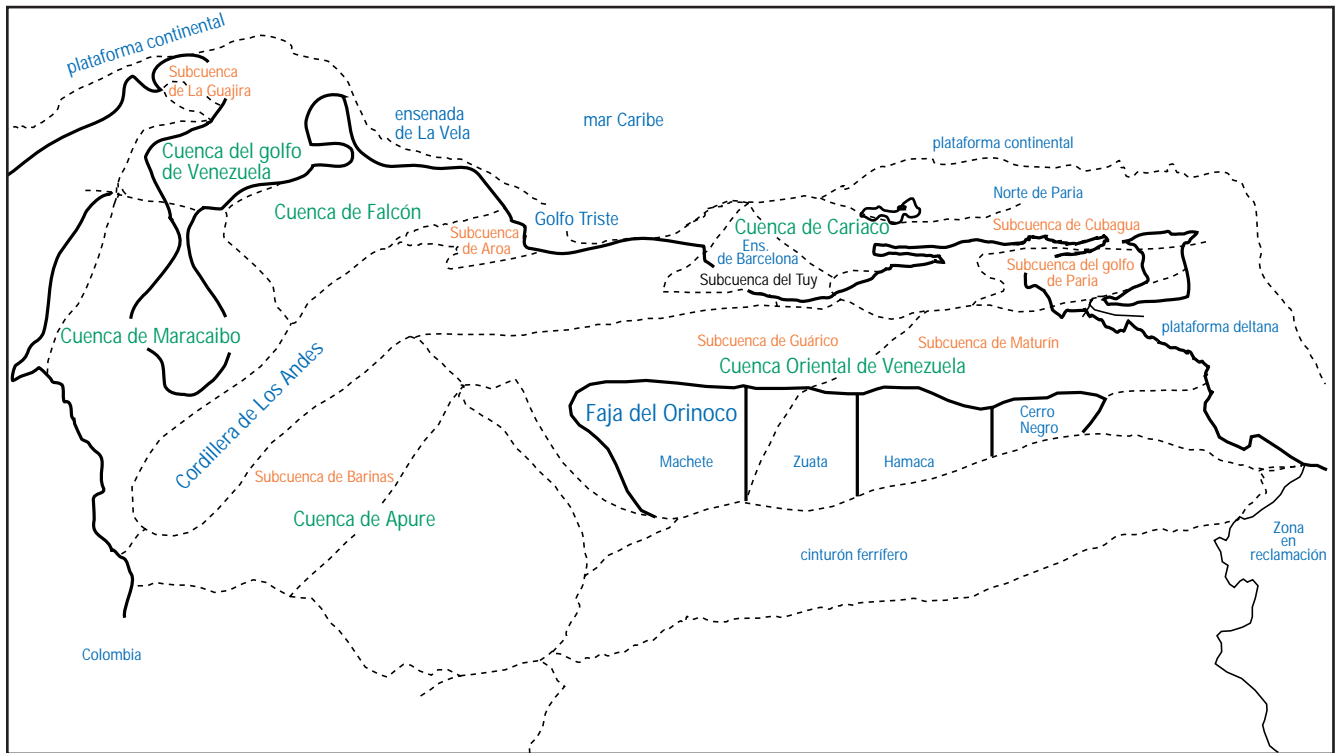


Fig. 3-2. Cuencas sedimentarias y provincias costafuera (MEM-PODE, 1995, p. 31).

conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y ahonda el hoyo.

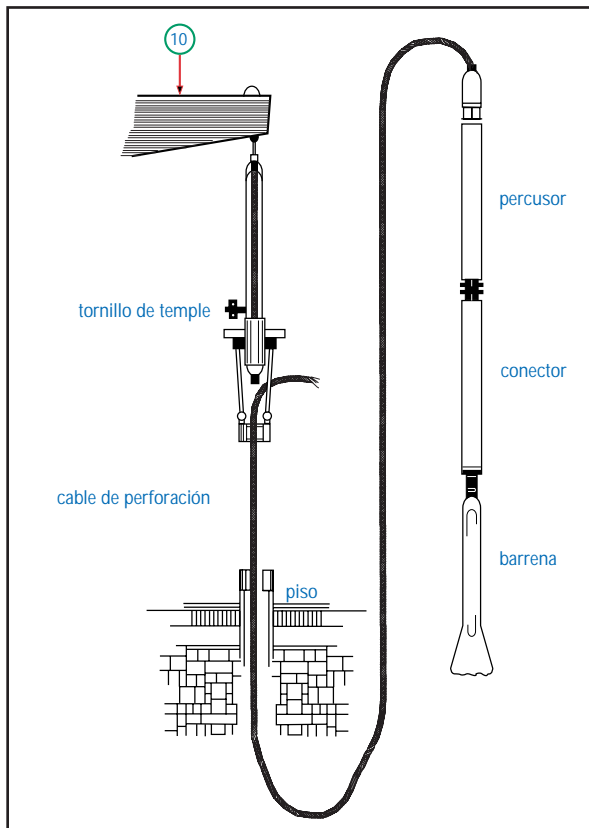
### Ventajas y desventajas de la perforación a percusión

El uso de la perforación a percusión fue dominante hasta la primera década del siglo XX, cuando se estrenó el sistema de perforación rotatoria.

Muchos de los iniciados en la perforación a percusión consideraron que para perforar a profundidad somera en formaciones duras, este sistema era el mejor. Además, recalaban que se podía tomar muestras grandes y fidedignas de la roca desmenuzada del fondo del hoyo. Consideraron que esta perforación en seco no perjudicaba las características de la roca expuesta en la pared del hoyo. Argumentaron también que era más económico.

Sin embargo, la perforación a percusión es lenta cuando se trata de rocas muy duras y en formaciones blandas la efectividad de la barra disminuye considerablemente. La circularidad del hoyo no es lisa por la falta de control sobre el giro de la barra al caer al fondo. Aunque la fuerza con que la barra golpea el fondo es poderosa, hay que tomar en cuenta que la gran cantidad de material desmenuzado en el fondo del hoyo disminuye la efectividad del golpeteo y reduce el avance de la perforación. Si el hoyo no es achicado oportunamente y se continúa golpeando el material ya desmenuzado lo que se está haciendo es volver polvillo ese material.

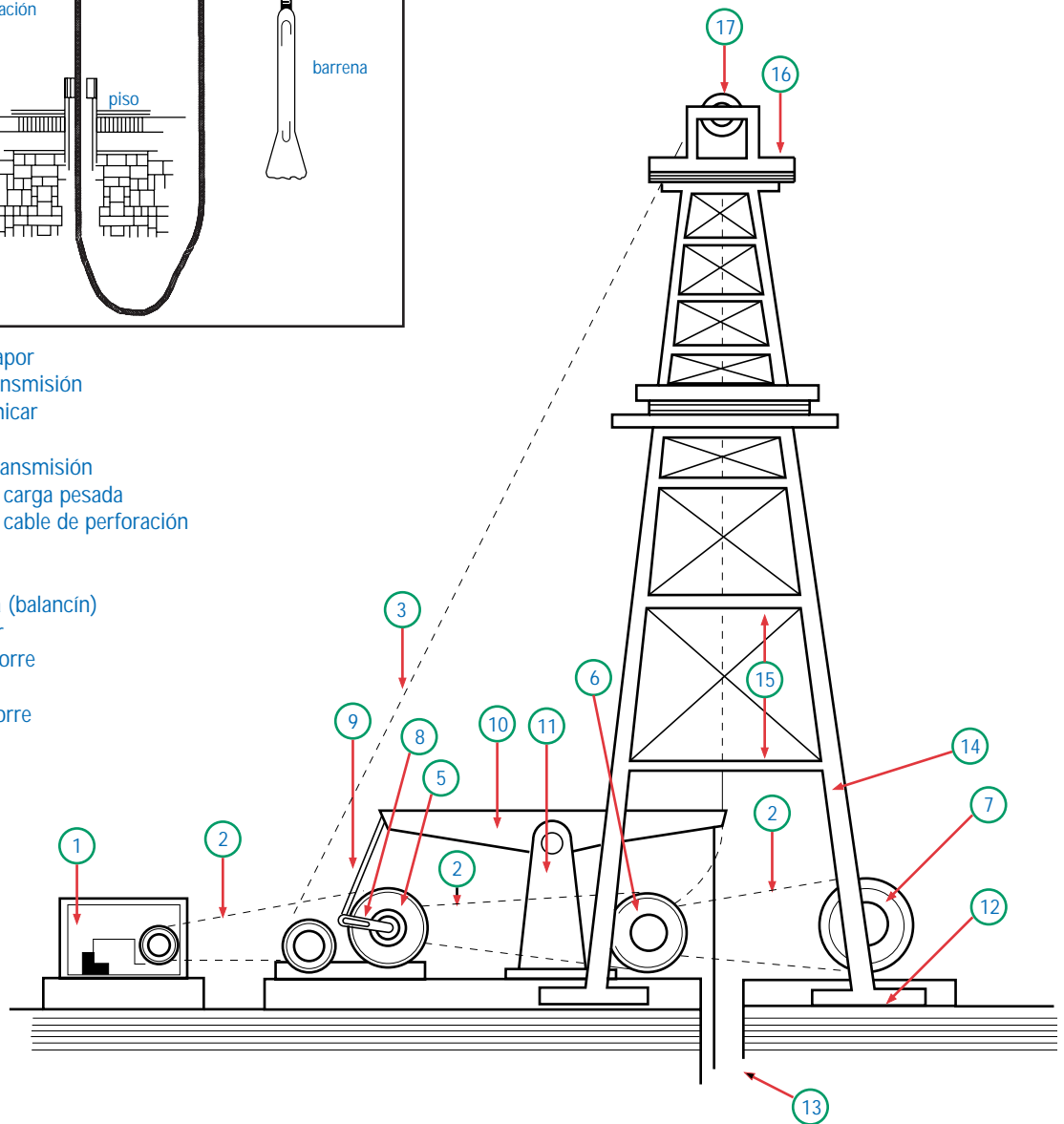
Como se perfora en seco, el método no ofrece sostén para la pared del hoyo y, por ende, protección contra formaciones que por presión interna expelen sus fluidos hacia el hoyo y luego, posiblemente, hasta la superficie. De allí la facilidad con que se producían reventones, o sea, el flujo incontrolable de los



pozos al penetrar la barra un estrato petrolífero o uno cargado de agua y/o gas con excesiva presión.

No obstante todo lo que positiva o negativamente se diga sobre el método de perforación a percusión, la realidad es que por más de setenta años fue utilizado provechosamente por la industria.

1. Máquina de vapor
2. Correas de transmisión
3. Cable para achicar
4. Malacate
5. Malacate de transmisión
6. Malacate para carga pesada
7. Malacate para cable de perforación
8. Biela
9. Eje conector
10. Viga maestra (balancín)
11. Puntal mayor
12. Bases de la torre
13. Sótano
14. Patas de la torre
15. Travesaños
16. Cornisa
17. Poleas



Figs. 3-3 y 3-4. Componentes del equipo de perforación a percusión.

## II. Perforación Rotatoria

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

### Selección del área para perforar

El área escogida para perforar es producto de los estudios geológicos y/o geofísicos hechos anticipadamente. La intención primordial de estos estudios es evaluar las excelentes, buenas, regulares o negativas perspectivas de las condiciones geológicas del subsuelo para emprender o no con el taladro la verificación de nuevos campos petrolíferos comerciales.

Generalmente, en el caso de la exploración, el área virgen fue adquirida con anterioridad o ha sido asignada recientemente a la empresa interesada, de acuerdo con las leyes y reglamentos que en Venezuela rigen la materia a través del Ministerio de Energía y Minas, y de los estatutos de Petróleos de Venezuela S.A. y los de sus empresas filiales, de acuerdo con la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, a partir del 1° de enero de 1976.



Fig. 3-5. Los pioneros de la perforación rotatoria evaluando un antiguo modelo de barrena.

Los otros casos generales son que el área escogida pueda estar dentro de un área probada y se desee investigar la posibilidad de yacimientos superiores o perforar más profundo para explorar y verificar la existencia de nuevos yacimientos. También se da el caso de que el área de interés esté fuera del área probada y sea aconsejable proponer pozos de avanzada, que si tienen éxito, extienden el área de producción conocida.

### Componentes del taladro de perforación rotatoria

Los componentes del taladro son:

- La planta de fuerza motriz.
- El sistema de izaje.
- El sistema rotatorio.
- La sarta de perforación.
- El sistema de circulación de fluidos de perforación.

En la Figura 3-6 se podrá apreciar la disposición e interrelación de los componentes mencionados. La función principal del taladro es hacer hoyo, lo más económicamente posible. Hoyo cuya terminación representa un punto de drenaje eficaz del yacimiento. Lo ideal sería que el taladro hiciese hoyo todo el tiempo pero la utilización y el funcionamiento del taladro mismo y las operaciones conexas para hacer y terminar el hoyo requieren hacer altos durante el curso de los trabajos. Enton-



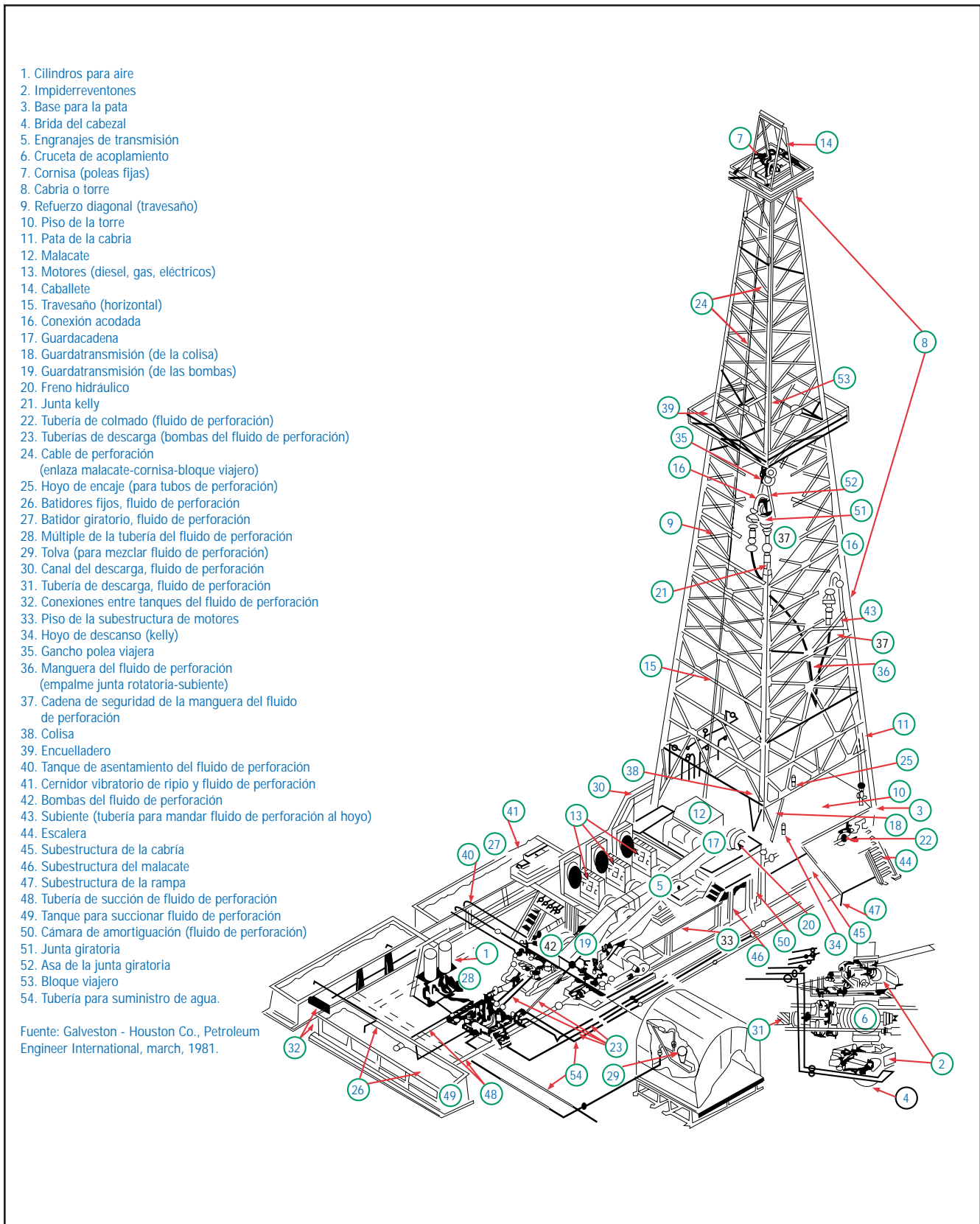


Fig. 3-6. Componentes del taladro de perforación rotatoria.

ces, el tiempo es primordial e influye en la economía y eficiencia de la perforación.

### La planta de fuerza motriz

La potencia de la planta debe ser suficiente para satisfacer las exigencias del sistema de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de circulación del fluido de perforación.

La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hoyo a la mayor profundidad.

Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional. Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de atascos de la tubería de perforación o de la de revestimiento, durante su inserción en el hoyo y sea necesario templar para librarlas. Naturalmente, la torre o cabria de perforación debe tener capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por engranaje, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

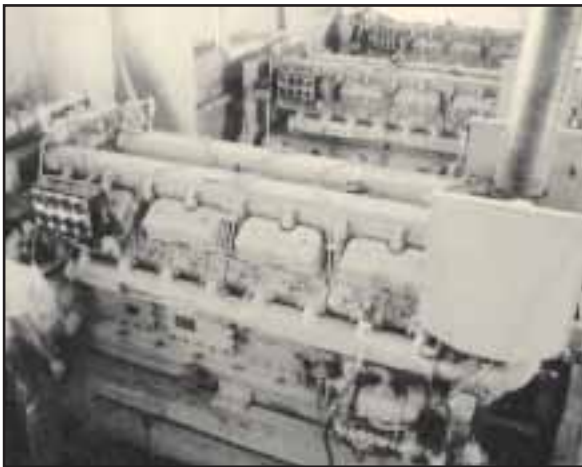


Fig. 3-7. Motores componentes de una planta de fuerza.

Así que, si el sistema de izaje requiere toda la potencia disponible, ésta puede utilizarse plenamente. De igual manera, durante la perforación, la potencia puede distribuirse entre el sistema rotatorio y el de circulación del fluido de perforación.

La siguiente relación da una idea de profundidad y de potencia de izaje (caballos de fuerza, c.d.f. o H.P.) requerida nominalmente.

**Tabla 3-1. Profundidad y potencia de izaje requerida**

Profundidad (m)	Potencia de izaje (c.d.f.)
1.300 - 2.200	550
2.100 - 3.000	750
2.400 - 3.800	1.000
3.600 - 4.800	1.500
3.600 - 5.400	2.100
3.900 - 7.600	2.500
4.800 - 9100	3.000

El tipo de planta puede ser mecánica, eléctrica o electromecánica. La selección se hace tomando en consideración una variedad de factores como la experiencia derivada del uso de uno u otro tipo de equipo, disponibilidad de personal capacitado, suministros, repuestos, etc. El combustible más usado es diesel pero también podría ser gas natural o GLP (butano). La potencia de izaje deseada y, por ende, la profundidad máxima alcanzable depende de la composición de la sarta de perforación.

### El sistema de izaje

Durante cada etapa de la perforación, y para las subsecuentes tareas complementarias de esas etapas para introducir en el hoyo la sarta de tubos que reviste la pared del hoyo, la función del sistema izaje es esencial.

Meter en el hoyo, sostener en el hoyo o extraer de él tan pesadas cargas de tubos, requiere de un sistema de izaje robusto, con suficiente potencia, aplicación de velocidades adecuadas, freno eficaz y mandos seguros que

garanticen la realización de las operaciones sin riesgos para el personal y el equipo.

Los componentes principales del sistema de izaje son:

#### *El malacate*

Ubicado entre las dos patas traseras de la cabria, sirve de centro de distribución de potencia para el sistema de izaje y el sistema rotatorio. Su funcionamiento está a cargo del perforador, quien es el jefe inmediato de la cuadrilla de perforación.



Fig. 3-8. Ejemplo de un tipo de malacate de perforación.

El malacate consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcionales según el modelo y especificaciones generales. El carrete sirve para devanar y mantener arrollados cientos de metros de cable de perforación. Por medio de adecuadas cadenas de transmisión, acoplamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares, utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean necesarios llevar al piso del taladro. De igual manera, la fuerza motriz puede ser dirigida y aplicada a la rotación de la sarta de perforación.

La transmisión de fuerza la hace el malacate por medio de la disponibilidad de una serie de bajas y altas velocidades, que el perforador puede seleccionar según la magnitud de la carga que representa la tubería en un momento dado y también la ventaja mecánica de izaje representada por el número de cables que enlazan el conjunto de poleas fijas en la cornisa de la cabria con las poleas del bloque viajero.

El malacate es una máquina cuyas dimensiones de longitud, ancho y altura varían, naturalmente, según su potencia. Su peso puede ser desde 4,5 hasta 35,5 toneladas, de acuerdo con la capacidad de perforación del taladro.

#### *El cable de perforación*

El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de izaje como son el cuadernal de poleas fijas ubicado en la cornisa de la cabria y el cuadernal del bloque viajero.

El cable de perforación consta generalmente de seis ramales torcidos. Cada ramal está formado a su vez por seis o nueve hebras exteriores torcidas también que recubren otra capa de hebras que envuelven el centro del ramal. Finalmente, los ramales cubren el centro o alma del cable que puede ser formado por fibras de acero u otro material como cáñamo.

La torcida que se le da a los ramales puede ser a la izquierda o a la derecha, pero

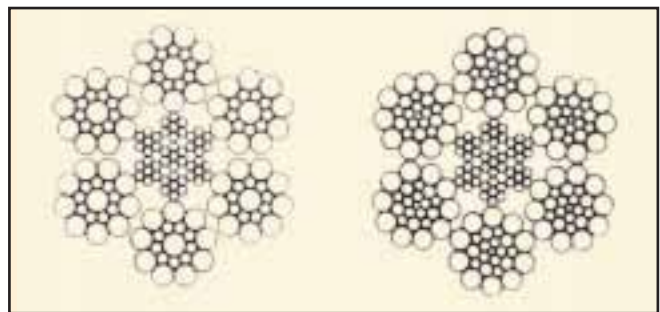


Fig. 3-9. Configuración y disposición de los elementos del cable de perforación.

para los cables de perforación se prefiere a la derecha. Los hilos de los ramales pueden ser torcidos en el mismo sentido o contrario al de los ramales. Estas maneras de fabricación de los cables obedecen a condiciones mecánicas de funcionamiento que deben ser satisfechas.

El cable tiene que ser fuerte para resistir grandes fuerzas de tensión; tiene que aguantar el desgaste y ser flexible para que en su recorrido por las poleas el tanto doblarse y enderezarse no debilite su resistencia; tiene que ser resistente a la abrasión y a la corrosión.

Normalmente, el diámetro de los cables de perforación es de 22 mm a 44 mm; con valores intermedios que se incrementan en 3,2 mm, aproximadamente. Según el calibre y el tipo de fabricación del cable, su resistencia mínima de ruptura en tensión puede ser de 31 a 36 toneladas, y la máxima de 75 a 139 toneladas. El peso por metro de cable va desde 2 kg hasta 8,5 kg según el diámetro. Por tanto, el peso de unos 100 metros de cable representa 200 a 850 kg.

### *La cabria de perforación*

Se fabrican varios tipos de cabrias: portátil y autopropulsada, montadas en un vehículo adecuado; telescópicas o trípodes que sirven para la perforación, para el reacondicionamiento o limpieza de pozos.

La silueta de la cabria es de tipo piramidal y la más común y más usada es la rígida, cuyas cuatro patas se asientan y aseguran sobre las esquinas de una subestructura metálica muy fuerte.

La parte superior de esta subestructura, que forma el piso de la cabria, puede tener una altura de 4 a 8,5 metros. Esta altura permite el espacio libre deseado para trabajar con holgura en la instalación de las tuberías, válvulas y otros aditamentos de control que se ponen en la boca del hoyo o del pozo.

Entre pata y pata, la distancia puede ser de 6,4 a 9,1 metros, según el tipo de cabria,

y el área del piso estaría entre 40 y 83 metros cuadrados.

La altura de la cabria puede ser de 26 a 46 metros. A unos 13, 24 ó 27 metros del piso, según la altura total de la cabria, va colocada una plataforma, donde trabaja el encuellador cuando se está metiendo o sacando la sarta de perforación. Esta plataforma forma parte del arrumadero de los tubos de perforación, los cuales por secciones de dos en dos (pareja) o de tres en tres (triple) se paran sobre el piso de la cabria y por la parte superior se recuestan y aseguran en el encuelladero.

La longitud total de tubería de perforación o de tubería de producción que pueda arrumarse depende del diámetro de la tubería. Como la carga y el área que representan los tubos arrumados verticalmente son grandes, la cabria tiene que ser fuerte para resistir además las cargas de vientos que pueden tener velocidad máxima de 120 a 160 kilómetros por hora (km/h). Por tanto, los tirantes horizontales y diagonales que abrazan las patas de la cabria deben conformar una estructura firme. Por otra parte, durante la perforación la tubería puede atascarse en el hoyo, como también puede atascarse la tubería revestidora durante su colocación en el hoyo. En estos casos hay que desencajarlas templando fuertemente y por ende se imponen a la cabria y al sistema de izaje, específicamente al cable de perforación, fuertes sobrecargas que deben resistir dentro de ciertos límites.

En su tope o cornisa, la cabria tiene una base donde se instala el conjunto de poleas fijas (cuadernal fijo). Sobre la cornisa se dispone de un caballete que sirve de auxiliar para los trabajos de mantenimiento que deben hacerse allí.

### *El aparejo o polipasto*

Para obtener mayor ventaja mecánica en subir o bajar los enormes pesos que representan las tuberías, se utiliza el aparejo o polipasto.



Del carrete de abastecimiento se pasa el cable de perforación por la roldana de la polea del cuadernal de la cornisa y una roldana del bloque viajero, y así sucesivamente hasta haber dispuesto entre los dos cuadernales el número de cables deseados. La punta del cable se ata al carrete del malacate, donde luego se devanará y arrollará la longitud de cable deseado. Este cable -del malacate a la cornisa- es el cable vivo o móvil, que se enrolla o desenrolla del malacate al subir o bajar el bloque viajero. Como podrá apreciarse el cable vivo está sujeto a un severo funcionamiento, fatiga y desgaste.

El resto del cable que permanece en el carrete de abastecimiento no se corta sino que se fija apropiadamente en la pata de la cabria. Este cable -de la pata de la cabria a la cornisa- no se mueve y se le llama cable muerto; sin embargo, está en tensión y esto es aprovechado para colocarle un dispositivo que sirve para indicar al perforador el peso de la tubería.

Cuando por razones de uso y desgaste es necesario reemplazar el cable móvil, se procede entonces a desencajarlo del malacate, cortarlo y correrse el cable entre la polea fija y el bloque viajero, supliendo cable nuevo del carrete de almacenamiento.

Generalmente, el número de cables entre el bloque fijo y el bloque viajero puede ser 4, 6, 8, 10, 12 o más, de acuerdo al peso máximo que deba manejarse. También debe tomarse en consideración el número de poleas en la cornisa y el bloque, y además el diámetro del cable y la ranura por donde corre el cable en las poleas.

El bloque viajero es una pieza muy robusta que puede pesar entre 1,7 y 11,8 toneladas y tener capacidad de carga entre 58 y 682 toneladas, según sus dimensiones y especificaciones. Forma parte del bloque viajero un asa muy fuerte que lleva en su extremo inferior, del cual cuelga el gancho que sirve para sostener

la junta giratoria del sistema de rotación durante la perforación. Del gancho cuelgan también eslabones del elevador que sirven para colgar, meter o sacar la tubería de perforación.

El funcionamiento y trabajo del aparejo puede apreciarse por medio de los siguientes conceptos:

Cuando se levanta un peso por medio del uso de un aparejo sencillo de un solo cable, el cable móvil es continuo. La velocidad de ascenso es igual en el cable que sujeta el peso y en el cable que se arrolla en el malacate. De igual manera, la tensión, descartando fuerzas de fricción, es igual en ambos cables. El porcentaje de eficiencia de este sistema es 100%, lo cual puede comprobarse por la fórmula:

$$E = 1/1,04^{N-1}$$

donde N representa el número de cables entre el bloque fijo y el viajero. Entonces:

$$E = \frac{1}{1,04^{N-1}} = \frac{1}{1,04^0} = \frac{1}{1} = 1 \text{ ó } 100 \%$$

Si el sistema tuviese cuatro cables entre los bloques, su eficiencia en velocidad sería reducida:

$$E = \frac{1}{1,04^{4-1}} = \frac{1}{1,04^3} = \frac{1}{1,125} = 0,8889 = 88,89 \%$$

Pero se gana en que el peso lo soportan cuatro cables y de acuerdo con la resistencia de ruptura del cable en tensión, el sistema permite manejar pesos mayores. Sin embargo, sobre la velocidad de ascenso de la carga, debe observarse que, en el primer caso, por cada metro de ascenso se arrollan cuatro metros en el malacate.

Con respecto a la fuerza de tensión que el malacate debe desarrollar al izar la carga, se aprecia que en el caso del polipasto de

un solo cable es 100 %, o equivalente a la tensión que ejerce la carga. Esto se verifica por la siguiente fórmula:

$$F = \frac{1}{N \times E} = \frac{1}{1 \times 1} = \frac{1}{1} = 1$$

En la que N representa el número de cables entre la cornisa y el bloque, y E la eficiencia calculada antes.

Para el segundo caso, el factor de tensión en el cable móvil para izar la carga es mucho menor, debido a que cuatro cables enlazan las poleas:

$$F = \frac{1}{N \times E} = \frac{1}{4 \times 0,8889} = \frac{1}{3,56} = 0,2812$$

Por tanto, se podrán apreciar las ventajas mecánicas y las razones por las que en la práctica los componentes del sistema de izaje son seleccionados de acuerdo con las exigencias de la perforación, que pueden ser pa-

ra un hoyo somero, o sea hasta 1.000 metros; profundo, hasta 4.500 metros; muy profundo, hasta 6.000 metros, y super profundo, de esa profundidad en adelante.

### El sistema rotatorio

El sistema rotatorio es parte esencial del taladro o equipo de perforación. Por medio de sus componentes se hace el hoyo hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento petrolífero.

En sí, el sistema se compone de la mesa rotatoria o colisa; de la junta o unión giratoria; de la junta kelly o el kelly; de la sarta o tubería de perforación, que lleva la sarta lastrabarena, y finalmente la barrena.

#### La mesa rotatoria o colisa

La colisa va instalada en el centro del piso de la cabria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el armazón del piso, reforzado con puntales adicionales.

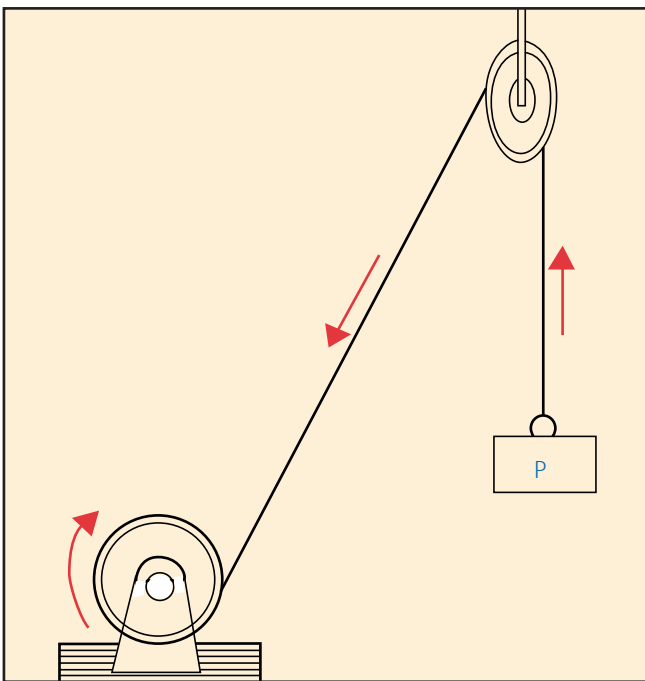


Fig. 3-10. Cable móvil continuo.

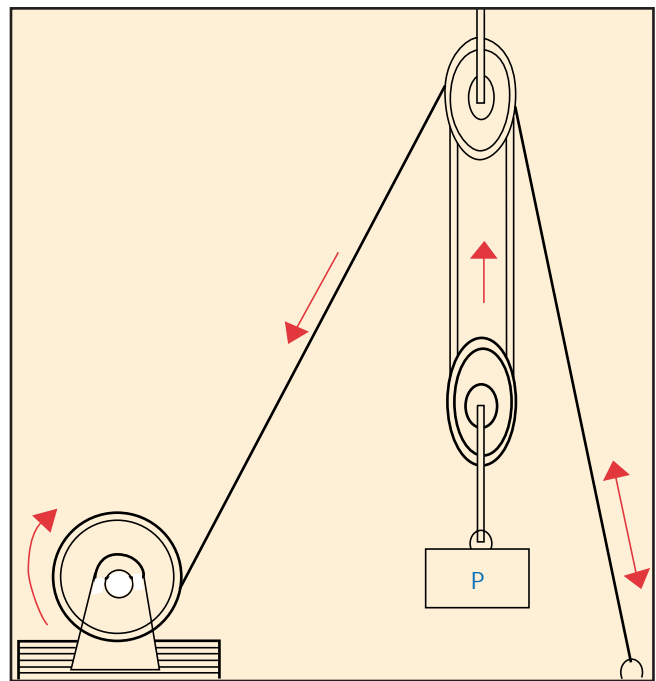


Fig. 3-11. Más cables entre poleas menos tensión en el cable móvil.

La colisa tiene dos funciones principales: impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación o sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir ahondando el hoyo, o sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda del hoyo. Además, la colisa tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la metida de la sarta de revestimiento en el hoyo.

Por tanto, y según la capacidad del taladro, la colisa tiene que resistir cargas estáticas o en rotación que varían según la profundidad del pozo. Estas cargas pueden acusar desde 70 hasta 1.000 toneladas. De allí que la colisa sea de construcción recia, de 1,20 a 1,5 metros de diámetro, con pistas y rolineras de aceros de alta calidad, ya que la velocidad de rotación requerida puede ser de muy pocas a 500 revoluciones por minuto. Las dimensiones generales de ancho, largo y altura de la mesa rotatoria varían según especificaciones y su robustez puede apreciarse al considerar que su peso aproximado es de 2 a 12 toneladas.

La dimensión principal de la colisa y la que representa su clasificación es la apertura circular que tiene en el centro para permitir el paso de barrenas y tuberías de revestimiento. Esta apertura única y máxima que tiene cada colisa permite que se les designe como de 305, 445, 521, 698, 952 ó 1.257 mm, que corresponden respectivamente a 12, 17<sup>1/2</sup>, 20<sup>1/2</sup>, 27<sup>1/2</sup>, 37<sup>1/2</sup>, y 49<sup>1/2</sup> pulgadas de diámetro.

A la colisa se le puede impartir potencia de manera exclusiva acoplándole una unidad motriz independiente. Pero generalmente su fuerza de rotación se la imparte la planta motriz del taladro, a través del malacate, por medio de transmisiones, acoplamientos y mandos apropiados.

#### La junta giratoria

La junta giratoria tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los sis-

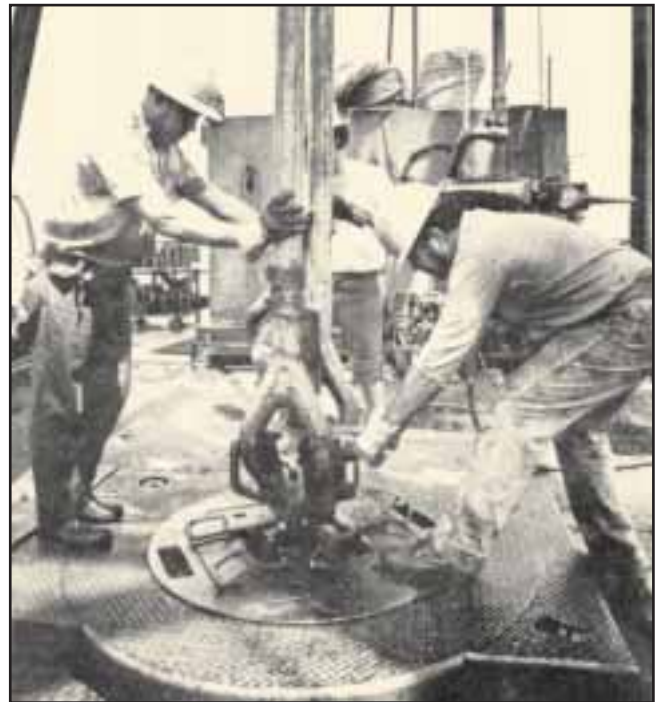


Fig. 3-12. Acoplado el elevador al tubo de perforación que cuelga de la colisa para luego izar la sarta de perforación y proseguir una más veces con las maniobras de extracción hasta sacar toda la sarta del hoyo.

temas componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga del gancho del bloque viajero. Por medio del tubo conector encorvado, que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la junta kelly.

Tanto por esta triple atadura y su propia función de sostener pesadas cargas, girar su conexión con la kelly y resistir presión de bombeo hasta 352 kg/cm<sup>3</sup>, la junta tiene que ser muy sólida, contra fuga de fluido y poseer rolineras y pista de rodaje resistentes a la fricción y el desgaste. La selección de su robustez depende de la capacidad máxima de perforación del taladro. La junta por sí sola puede pesar entre 0,5 y 3,3 toneladas.

Los adelantos en el diseño, capacidad y funcionamiento de las partes del taladro no se detienen. Hay innovaciones que son muy especiales. Tal es el invento de la junta



Fig. 3-13.  
Aspecto  
de una  
junta  
kelly.

giratoria automotriz para eliminar la mesa rotatoria y la junta kelly que se desliza a través de ella. Además, esta nueva junta permite que, eliminado el tramo común de perforación de 10 metros con la junta kelly, ahora el tramo pueda ser de 30 metros, lo cual representa mejorar la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos a la sarta. La junta automotriz tiene integrada un motor o impulsor eléctrico con suficiente potencia para imprimirle la deseada velocidad de rotación a la sarta de perforación, a la cual está conectada directamente. La potencia puede ser de 1.000 o más caballos de fuerza según el peso de la sarta, profundidad final y trayectoria del pozo, vertical o direccional de alto alcance o penetración horizontal. La junta rotatoria automotriz sube y baja deslizándose sobre un par de rieles paralelos asidos a la torre, los cuales forman la carrilera que comienza a tres metros del piso del taladro y culmina en la cornisa.

### La junta kelly

Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 12, 14 ó 16,5 metros. Su diámetro nominal tiene rangos que van de 6 cm hasta 15 cm, y diámetro interno de 4 cm a 9 cm. El peso de esta junta varía de 395 kg a 1,6 toneladas. Esta pieza se conoce por el nombre propio de su inventor, Kelly. La mayoría de las veces tiene forma cuadrada; en castellano le llaman “el cuadrante”.

La junta tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha.

La kelly, como podrá deducirse por su función, es en sí un eje que lleva un buje especial que encastra en la colisa y por medio de este buje la colisa le imparte rotación. Como la kelly está enroscada a la junta giratoria y ésta a su vez cuelga del bloque viajero, el perforador hace bajar lenta y controladamente

el bloque viajero y la kelly se desliza a través del buje y de la colisa. Una vez que toda la longitud de la kelly ha pasado por el buje, el hoyo se ha ahondado esa longitud, ya que la sarta de perforación va enroscada a la kelly.

Para seguir profundizando el hoyo, el perforador iza la kelly, desencaja el buje de la colisa, el cual queda a cierta altura de la mesa, para permitir que sus ayudantes, los cuñeros, coloquen cuñas apropiadas entre el tubo superior de la sarta de perforación y la colisa para que cuando el perforador baje la sarta lentamente ésta quede colgando segura y firmemente de la colisa. Entonces se puede desenroscar la kelly para agregar otro tubo de perforación a la sarta. Agregado el nuevo tubo, se iza la sarta, se sacan las cuñas y se baja la parte superior del nuevo tubo hasta la colisa para volver a acuñar y colgar la sarta otra vez y luego enroscarle una vez más la kelly, izar, sacar las cuñas, encastrar el buje en la colisa, rotar y continuar así ahondando el hoyo la longitud de la kelly otra vez.

Por su función, por las cargas estáticas y dinámicas a que está sometida, por los esfuerzos de torsión que se le imponen, porque su rigidez y rectitud son esenciales para que baje libremente por el buje y la colisa, la kelly es una pieza que tiene que ser fabricada con aleaciones de los aceros más resistentes, muy bien forjados y adecuadamente tratados al calor.

Durante las tareas de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo, es necesario utilizar la polea viajera, su gancho y elevadores por mucho tiempo. Por esto, la junta kelly y la junta giratoria son entonces apartadas y la kelly se introduce en el hoyo de descanso, dispuesto especialmente para este fin a distancia de la colisa en el piso del taladro.

Además, para ganar tiempo en el manejo y disposición del tubo de perforación, que desde el arrumadero y por la planchada se trae al piso del taladro para añadirlo a la sarta,



en el piso de algunos taladros se dispone de otro hoyo adicional, hoyo de conexión, para este fin.

### La sarta de perforación

La sarta de perforación es una columna de tubos de acero, de fabricación y especificaciones especiales, en cuyo extremo inferior va enroscada la sarta de lastrabarrena y en el extremo de ésta está enroscada la barrena, pieza también de fabricación y especificaciones especiales, que corta los estratos geológicos para hacer el hoyo que llegará al yacimiento petrolífero.

A toda la sarta le imparte su movimiento rotatorio la colisa por medio de la junta kelly, la cual va enroscada al extremo superior de la sarta. El número de revoluciones por minuto que se le impone a la sarta depende de las características de los estratos como también del peso de la sarta que se deje descansar sobre la barrena, para que ésta pueda efectivamente cortar las rocas y ahondar el hoyo. En concordancia con esta acción mecánica de desmenuzar las rocas actúa el sistema de circulación del fluido de perforación, especialmente preparado y dosificado, el cual se bombea por la parte interna de la sarta para que salga por la barrena en el fondo del hoyo y arrastre hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio) por el espacio anular creado por la parte externa de la sarta y la pared del hoyo.

Del fondo del hoyo hacia arriba, la sarta de perforación la componen esencialmente: la barrena, los lastrabarrena, la tubería o sarta de perforación y la junta kelly, antes descrita. Además, debe tenerse presente que los componentes de las sertas siempre se seleccionan para responder a las condiciones de perforación dadas por las propiedades y características de las rocas y del tipo de perforación que se desee llevar a cabo, bien sea vertical, direccional, inclinada u horizontal. Estos parámetros indicarán

si la sarta debe ser normal, flexible, rígida o provista también de estabilizadores, centralizadores, motor de fondo para la barrena u otros aditamentos que ayuden a mantener la trayectoria y buena calidad del hoyo.

En un momento dado, la sarta puede ser sometida a formidables fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, flexión o pandeo que más allá de la tolerancia mecánica normal de funcionamiento puede comprometer seriamente la sarta y el hoyo mismo. En casos extremos se hace hasta imposible la extracción de la sarta. Situaciones como ésta pueden ocasionar el abandono de la sarta y la pérdida del hoyo hecho, más la pérdida también de una cuantiosa inversión.

### La barrena de perforación

Cada barrena tiene un diámetro específico que determina la apertura del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren barrenas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 610 hasta 1.068 milímetros, 24 a 42 pulgadas, y seis rangos intermedios, para comenzar la parte superior del hoyo y meter una o dos tuberías de superficie de gran diámetro. El peso de esta clase de barrenas es de 1.080 a 1.575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza.

El otro grupo de barrenas, de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 73 hasta 660 milímetros de diámetro, 3 a 26 pulgadas, cuyos pesos acusan 1,8 a 552 kilogramos.

La selección del grupo de barrenas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sertas de revestimiento requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrenas más adecuado que debe elegirse. Generalmen-

te, la elección de barrenas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área u otras áreas. En el caso de territorio virgen, se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustará la selección a las características de las rocas.

### *Tipos de barrenas*

Originalmente, en los primeros años de utilización 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. Algunos tipos eran de aletas reemplazables.

Este tipo de barrena se comportaba bien en estratos blandos y semiduros, pero en estratos duros o muy duros el avance de la perforación era muy lento o casi imposible. El

filo de la aleta o cuchilla se tornaba romo rápidamente por el continuo girar sobre la roca dura, no obstante el peso que se impusiese a la barrena para lograr penetrar el estrato.

Al surgir la idea de obtener una muestra cilíndrica larga (núcleo) de las formaciones geológicas, la barrena de aleta fue rediseñada integrándole un cilindro de menor diámetro, concéntrico con el diámetro mayor de la barrena. Así que durante la perforación, la barrena desmenuza la superficie circular creada por la diferencia entre los dos diámetros, y el núcleo, de diámetro igual al cilindro interno de la barrena, se va cortando a medida que la barrena cortanúcleo avanza.

Actualmente, el diseño y fabricación de barrenas cortanúcleo satisfacen toda una gama de opciones en los tipos de aleta, de conos y de diamante industrial. Los diámetros varían desde 114 hasta 350 milímetros, 4<sup>1/2</sup> a 14 pulgadas, y el núcleo obtenible puede ser de



Fig. 3-14. Tipo de barrena de conos y muestra de sus partes internas.

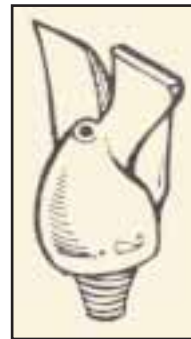


Fig. 3-15. Barrena tipo arrastre.

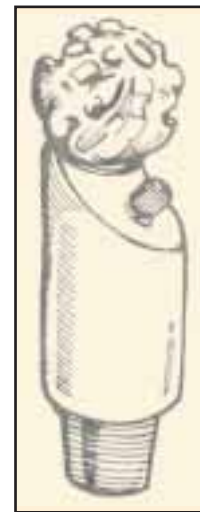


Fig. 3-16. Barrena tipo excéntrica.

28 hasta 48 milímetros de diámetro, 1<sup>1</sup>/<sub>8</sub> a 1<sup>7</sup>/<sub>8</sub> pulgadas y longitudes de 1,5; 3; 4,5 metros y hasta 18 metros.

A partir de 1909, la barrena de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo de barrena ganó aceptación bien pronto y hasta ahora es el tipo más utilizado para perforar rocas, desde las blandas hasta las duras y muy duras. Las barrenas se fabrican de dos, tres o cuatro conos. A través de la experiencia acumulada durante todos estos años, el diseño, la disposición y características de los dientes integrales o los de forma esférica, semiesférica o botón incrustados, tienden a que su durabilidad para cortar el mayor volumen posible de roca se traduzca en la economía que representa mantener activa la barrena en el hoyo durante el mayor tiempo posible.

Cada cono rota alrededor de un eje fijo que tiene que ser muy fuerte para que cada cono soporte el peso que se le impone a la barrena y pueda morder bien la roca para desmenuzarla. Por tanto, el encaje del cono en el eje tiene que ser muy seguro para evitar que el cono se desprenda. El movimiento rotatorio eficaz del cono se debe al conjunto de rolineras internas empotradas alrededor del eje, las cuales por lubricación adecuadamente hermética mantienen su deslizamiento.

Además, la disposición, el diámetro y las características de los orificios o boquillas fijas o reemplazables por donde sale el fluido de perforación a través de la barrena, han sido objeto de modificaciones técnicas para lograr mayor eficacia hidráulica tanto para mantener la barrena en mejor estado físico como para mantener el fondo del hoyo libre del ripio que produce el avance de la barrena.

Por los detalles mencionados, se apreciará que la fabricación de barrenas requiere la utilización de aceros duros y aleaciones especiales que respondan a las fuerzas y desgaste que imponen a las diferentes partes

de la barrena la rotación y el peso, la fricción, el calor y la abrasión.

Otro tipo de barrenas, llamadas de diamante, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales o diamantes policristalinos compactos incrustados en el cuerpo de la barrena, también son usadas con éxito en la perforación. El diseño del cuerpo de la barrena así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas. Para elegir apropiadamente la barrena para cortar determinado tipo de roca lo mejor es consultar los catálogos de los fabricantes y verificar las experiencias logradas en el área donde se intenta abrir el pozo.

Durante los últimos años se viene experimentando y acumulando experiencia con la perforación con aire en vez del fluido acostumbrado. Esta nueva modalidad ha introducido cambios en el tipo de barrena requerida.

Por otra parte, desde hace muchos años se realizan intentos por perfeccionar la turboperforadora. Este método es radical en el sentido de que la sarta de perforación no rota pero la rotación de la barrena se logra aplicándole la fuerza motriz directamente en el fondo del hoyo.

También se experimenta con una barrena de banda o de cadena por la cual se intenta que, sin sacar la tubería, el elemento cortante de la barrena puede ser reemplazado a medida que la parte en contacto con la roca acusa desgaste y no sea efectivo el avance para ahondar el hoyo.

La variedad de tipos de barrenas disponibles demuestra el interés que los fabricantes mantienen para que el diseño, la confección y utilización de barrenas de perforación representen la más acendrada tecnología.

Al final de cuentas, lo más importante es seleccionar la barrena que permanezca más tiempo efectivo ahondando el hoyo. En la



Fig. 3-17. Las labores de perforación han servido de aula y de laboratorio para adquirir experiencias y perfeccionar los equipos para estas tareas.

práctica, el costo de perforación por metro de formación horadada se obtiene utilizando los siguientes factores, que representan datos del Informe Diario de Perforación. Así que:

$$\text{Costo de perforación por metro} = A/B$$

donde A = (número de horas perforando + horas metiendo y sacando sarta) x costo por hora de operación del taladro + costo neto de la barrena + costo del fluido de perforación durante el manejo de la sarta.

B = metros de formación cortada por la barrena.

Ejemplo numérico hipotético, en orden de enunciado de los factores:

$$\begin{aligned} \text{Costo, Bs./metro} = \\ \frac{(52+9) \times 70.655 + 321.500 + 10.800}{396} = 11.722,87 \end{aligned}$$

El costo depende también del tipo de pozo: exploratorio, semiexploratorio de avanzada, de desarrollo o de largo alcance, inclinado o de la clase horizontal y si la operación es en tierra o costafuera y otros aspectos de topografía y ambiente.

En el caso de pozos ultra profundos de exploración, de 5.500 - 6.500 metros, en áreas remotas de difícil acceso, el costo promedio de perforación, a precios de 1996, puede ser de Bs. 425.000 por metro o más. Esto da una idea del riesgo del negocio corriente arriba. Cuando este tipo de pozo no tiene acumulaciones petrolíferas comerciales, lo que queda es el conocimiento adquirido de la columna geológica y mejor interpretación del subsuelo y también la valiosísima experiencia de haber hecho un pozo hasta esa profundidad.

#### *La tubería lastrabarrena*

Durante los comienzos de la perforación rotatoria, para conectar la barrena a la sarta de perforación se usaba una unión corta, de diámetro externo mucho menor, naturalmente, que el de la barrena, pero algo mayor que el de la sarta de perforación.

Por la práctica y experiencias obtenidas de la función de esta unión y del comportamiento de la barrena y de la sarta de perforación evolucionó la aplicación, los nuevos diseños y la tecnología metalúrgica de fabricación de los lastrabarrenas actuales.

Se constató que la unión, por su rigidez, mayor diámetro y peso mantenía la barrena más firme sobre la roca. Se dedujo entonces que una sarta de este tipo, por su longitud y peso serviría como un lastre para facilitar la imposición opcional del peso que debía mantenerse sobre la barrena para desmenuzar la roca. Esta opción se tradujo en mantener la tubería de perforación en tensión y no tener que imponerle pandeo y flexión para conservar sobre la barrena el lastre requerido para



ahondar el hoyo. Además, la dosificación del peso sobre la barrena podía regularla el perforador por medio del freno del malacate, de acuerdo con la dureza y características de los estratos. Esta práctica comenzó a dar buenos resultados al lograr que la trayectoria del hoyo se mantenga lo más verticalmente posible, controlando el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación de la sarta y el volumen y velocidad anular del fluido de perforación bombeado.

Los lastrabarrena, como todo el equipo petrolero, se fabrican de acuerdo a normas y especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) utilizando aleaciones de aceros especiales con cromo y molibdeno que tengan óptima resistencia y ductibilidad. Generalmente, la longitud de cada tubo puede ser de 9, 9,5, 9,75, 12,8 y 13,25 metros. La gama de diámetros externos va de 189 a 279 milímetros, 7 a 11 pulgadas, y los diámetros internos de 38 a 76 milímetros y peso de 364 a 4.077 kilos, respectivamente.

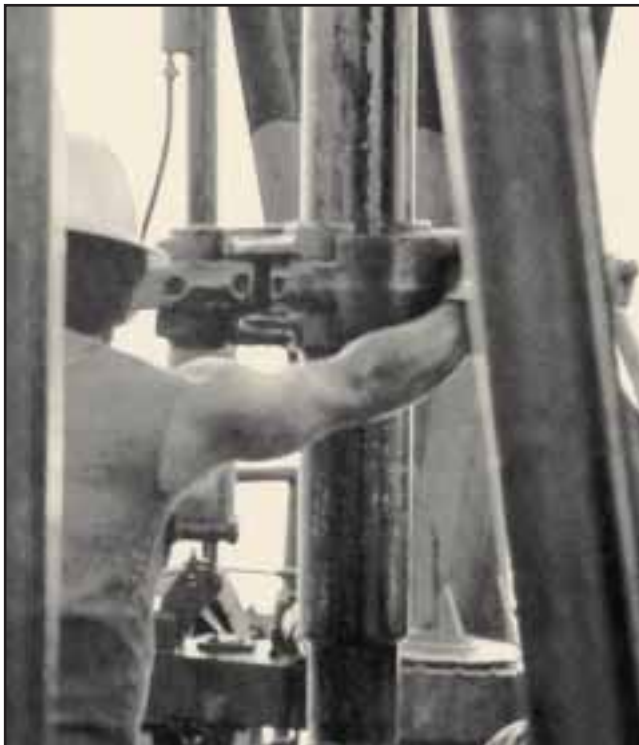


Fig. 3-18. Enrosque y medida de un tubo en el hoyo.

El tipo de rosca en la espiga y caja (macho y hembra) en los extremos de cada lastrabarrena es muy importante. Al enroscar el lastrabarrena a la barrena y luego cada lastrabarrena subsiguiente se debe hacer una conexión hermética, y los tubos deben apretarse de acuerdo con la fuerza de torsión recomendada para cada diámetro y conexión. La fuga de fluido por una conexión puede ocasionar el desprendimiento de la parte inferior de la sarta, lo que podría tornarse en una difícil tarea de pesca con consecuencias impredecibles. En la práctica, el diámetro de la sarta de lastrabarrena se escoge de acuerdo al diámetro de la barrena y del revestidor en el hoyo. Su longitud tiene que ser lo suficiente para proveer el peso máximo que debe imponérsele a la barrena, el cual expresado en milímetros de diámetro de la barrena, y de acuerdo a la dureza de la roca y la velocidad de rotación, puede ser para rocas blandas de 54 a 90 kilos por milímetro de diámetro (a 100 - 45 r.p.m.); muy blandas de 54 a 90 kilos (a 250 - 100 r.p.m.); medianamente duras de 70 a 142 kilos (a 100 - 40 r.p.m.); en formaciones duras 140 a 268 kilos (a 60 - 40 r.p.m.).

Los lastrabarrena son, generalmente, redondos y lisos, pero los hay también con acanalamiento normal o en espiral, y del tipo cuadrado.

Los diseños fuera de lo corriente se usan para evitar la adhesión del lastrabarrena a la pared de hoyo, ya que por el acanalamiento de su superficie el área de contacto es menor.

El diseño y la selección de los componentes de la sarta de perforación (barrena, lastrabarrena, tubería de perforación y dispositivos complementarios como amortiguadores; estabilizadores y protectores que lleva la tubería de perforación para disminuir el roce con la sarta de revestimiento), son tareas muy importantes que requieren aplicaciones tecnológicas y experiencias prácticas para lograr hacer un buen hoyo y al menor costo posible.



Fig. 3-19. Lastrabarrena.

### *La tubería de perforación*

La tubería de perforación va conectada al lastrabarrena superior y su último tubo se enrosca a la junta kelly, la cual le imparte a la barrena y a toda la sarta el movimiento rotatorio producido por la colisa.

Esta sección de la sarta de perforación va aumentando en longitud a medida que se va ahondando el hoyo, como se mencionó al describir la función de la junta kelly.

Además de las funciones de hacer girar e imponer peso a la barrena, la tubería de perforación es parte esencial del conducto que lleva el fluido de perforación desde las bombas al fondo del hoyo, a través de la barrena.

Por tanto, la tubería de perforación está expuesta a fuertes fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, de flexión y pandeo, de torsión, de aprisionamiento por derrumbe del hoyo, de roce, de fatiga, de rebote y desgaste general. De allí que la fabricación se haga utilizando aleaciones especiales de acero, cuyas características soporten los esfuerzos a que están sujetos en el hoyo tanto cada tubo como las conexiones que los unen.

La tubería de perforación se fabrica en una variada selección de diámetros externos nominales desde 25,4 hasta 317,5 milímetros.

Los diámetros por debajo de 76 milímetros y los mayores de 139,7 milímetros se emplean para casos especiales. Generalmente, los diámetros de uso corriente son de 88,9, 101,6, 114,3, 127 y 139,7 milímetros que, respectivamente, corresponden a 3<sup>1/2</sup>, 4, 4<sup>1/2</sup>, 5, 5<sup>1/2</sup> pulgadas. La longitud de cada tubo varía según el rango API. El rango 1 abarca una longitud de 5,5 a 6,7 metros; el rango 2, de 8,2 a 9,1 metros y el rango 3, de 11,6 a 13,7 metros.

Las siderúrgicas y suplidores de tuberías para la industria petrolera ofrecen una variada selección corriente de tubos pero también pueden satisfacer pedidos especiales de los usuarios. Cuando se requiere una sarta de perforación debe pensarse en las características deseadas: longitud total de la sarta y rango de longitud de los tubos; diámetro nominal e interno del tubo; grado del material (D, E u otro especial); punto cedente en tensión (carga); punto cedente en torsión (momento); peso por metro de longitud; tipo de conexión;



Fig. 3-20. Patio de almacenaje de los distintos tipos de tuberías de perforación, de revestidores y de producción requeridas en las operaciones.

longitud, diámetro externo e interno, recalado interior o exterior o ambos; punto cedente de tensión y en torsión, y momento necesario de torsión de enrosque.

La selección de los componentes principales de toda la sarta, así como dispositivos auxiliares necesarios, dependen fundamentalmente del diámetro y de la profundidad del hoyo como también de las características y comportamiento de los estratos que ha de desmenuzarse la barrena.

La selección se hace aún muchísimo más importante para áreas donde se dificulta mantener el hoyo recto, debido al buzamiento y al grado de dureza e intercalación de estratos diferentes.

De igual manera, merece atención si en el área de la perforación existe la presencia de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), que por su acción corrosiva puede someter a la sarta a severo debilitamiento de sus características metalúrgicas.

La inspección, la protección de las roscas, el adecuado transporte, arrume y manejo de la sarta, y lubricación apropiada de las conexiones cada vez que cada tubo se mete en el hoyo son tareas importantes para conservar la sarta en buen estado.

Por sí, la sarta con todos sus componentes representa una inversión que se hace más cuantiosa en relación a su longitud, ya que la capacidad del taladro puede ser para hacer hoyos muy profundos hasta 9.145 metros o más.

En la búsqueda de yacimientos en formaciones del Cretáceo, las perforaciones que desde 1980 hizo Lagoven en el Zulia son de las más profundas registradas en Venezuela: Urdaneta 5.740 metros; Cabimas 5.049 metros; Sur-Oeste-Lago 5.263 metros; Tía Juana 5.379 metros; Aricuaisá 5.685 metros; Alturitas 5.263 metros; San Julián 5.635 metros, donde Corpoven terminó un magnífico productor, 1.495 b/d de petróleo de 34,3° API, cuya profundidad final llegó a 5.678 metros.

En Oriente, la perforación profunda en áreas conocidas y nuevas tuvo éxito en Quiriquire 5.490 metros, Orocuá 4.320 metros, Amarilis 5.948, El Furrial 4.750, Piedritas 4.941. Costafuera de la península de Paria y la región del delta del Orinoco se perforaron pozos profundos: Patao 4.146, Caracolito 5.675 y Tajalí 4.560 metros.

Toda esta actividad indica que en el país hay experiencia y capacidad para realizar la perforación de pozos profundos, al igual que en las áreas de operaciones más destacadas del mundo. Los pozos profundos de exploración de nuevos yacimientos son costosos. En 1990 a profundidad promedio de 5.059 metros el costo fue de Bs. 57.274 por metro y en 1991 a 5.509 metros el costo llegó a Bs. 124.851 por metro, según el PODE-MEM, 1991, p. 40.

## El sistema de circulación del fluido de perforación

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente.

### *Las bombas de circulación*

La función principal de la(s) bomba(s) de circulación es mandar determinado volumen del fluido a determinada presión, hasta el fondo del hoyo, vía el circuito descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el tubo de paral, la manguera, la junta rotatoria, la junta Kelly, la sarta de perforación (compuesta por la tubería de perforación y la sarta lastrabarrena) y la barrena para ascender a la superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia el cernidor, que separa del fluido la roca



desmenuzada (ripio) por la barrena y de allí sigue por un canal adecuado al foso o tanque de asentamiento para luego pasar a otro donde es acondicionado para vaciarse continuamente en el foso o tanque de toma para ser otra vez succionado por la(s) bomba(s) y mantener la continuidad de la circulación durante la perforación, o parada ésta se continuará la circulación por el tiempo que el perforador determine por razones operacionales.

La selección de las bombas depende de la profundidad máxima de perforación del taladro, que a la vez se traduce en presión y volumen del fluido en circulación. Las bombas son generalmente de dos (gemela) o tres (triple) cilindros. Cada cilindro de la gemela (dúplex) descarga y succiona durante una embolada, facilitando así una circulación continua. La succión y descarga de la triple es sencilla pero por su número de cilindros la circulación es continua. Para evitar el golpeteo del fluido durante la succión y descarga, la bomba está provista de una cámara de amortiguación.

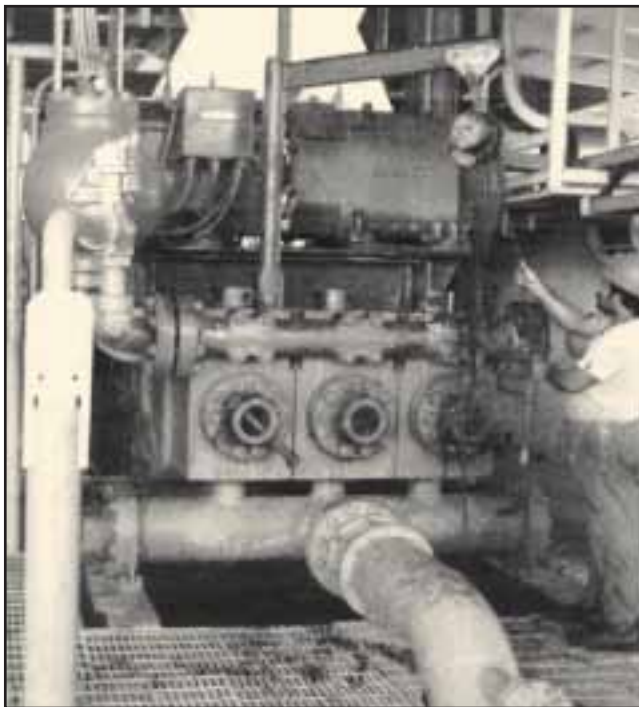


Fig. 3-21. Bomba para impulsar el fluido de perforación.

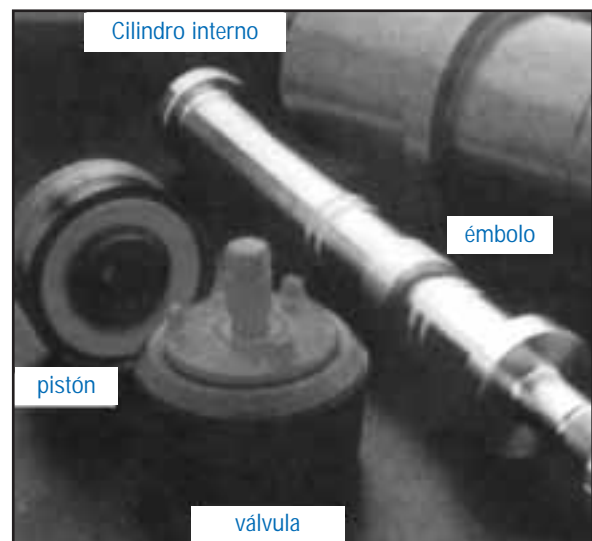


Fig. 3-22. Partes de la bomba del fluido de perforación.

Como en la práctica el volumen y la presión requeridas del fluido son diferentes en las etapas de la perforación, los ajustes necesarios se efectúan cambiando la camisa o tubo revestidor del cilindro por el de diámetro adecuado, y tomando en cuenta la longitud de la embolada se le puede regular a la bomba el número de emboladas para obtener el volumen y presión deseadas.

La potencia o c.d.f. (h.p.) requerida por la bomba se la imparte la planta de fuerza motriz del taladro, por medio de la transmisión y mandos apropiados. La potencia máxima de funcionamiento requerida por la bomba específica su capacidad máxima.

Los ejemplos presentados en la Tabla 3-2 dan idea de las relaciones entre los parámetros y características de las bombas.

Entre el diámetro máximo y mínimo del émbolo, cada bomba puede aceptar tres o cuatro diámetros intermedios y cada cual dará relaciones diferentes de presión, caballaje y volumen, que pueden satisfacer situaciones dadas. Por tanto, al seleccionar la bomba, el interesado debe cotejar las especificaciones del fabricante con las necesidades del taladro para informarse sobre otros detalles importantes como son el diámetro del tubo de succión y el de



descarga; tipo de vástago para el émbolo y empaadura, lubricación y mantenimiento general de la bomba; tipos de engranajes y relaciones de velocidad, montaje y alineación, y todo cuanto propenda al funcionamiento eficaz de la bomba.

La bomba está sujeta a fuertes exigencias mecánicas de funcionamiento, las cuales se hacen más severas en perforaciones profundas. Aunque su funcionamiento es sencillo, su manufactura requiere la utilización de aleaciones de aceros específicos para garantizar su resistencia al desgaste prematuro. La bomba es una pieza costosa y se podrá apreciar su valor al considerar que además de la tecnología de fabricación que la produce, el peso del acero de sus componentes puede ser de 7 a 22 toneladas.

*De la bomba a la junta giratoria*

En este tramo del circuito de circulación del fluido, la conexión tipo brida de la descarga de la bomba se une, por medio de una tubería de diámetro apropiado, al tubo subiente o paral ubicado en la cabria.

El paral y la junta rotatoria se unen por una manguera flexible, pero muy resistente, para facilitar la subida y bajada de la junta Kelly a sus puntos máximos durante la perforación u otras tareas, sin imponer esfuerzos de tensión ajenos al propio peso de la manguera o agudas curvaturas en sus extremos que la conectan al subiente y a la junta giratoria. Por tanto, la longitud de la manguera puede ser desde 11 hasta 28 metros y longitudes intermedias. Y para casos especiales se podrá solicitar del fabricante longitudes específicas. Los diámetros internos y externos son generalmente de 63,5 a 76,2 mm y de 111,3 a 163,8 mm, respectivamente. El peso varía según el diámetro y puede ser de 14 a 39 kilogramos por metro. La presión de trabajo es de 282 y 352 kg/cm<sup>2</sup>, lo que representa un factor de seguridad de 1,75 a 2,0, respectivamente, con referencia a pruebas de presión.

Para resistir la flexión, la vibración, la presión interna, corrosión y erosión que le impone el fluido en circulación, la manguera se hace de capas formadas por goma elástica, alambre, telas sintéticas y otros materiales ade-

**Tabla 3-2. Características de las bombas para el fluido de perforación**

Bomba triple: Diámetro máximo del émbolo: 191 mm  
Embolada: 305 mm

Embolo,mm	Emboladas por minuto	Presión kg/cm <sup>2</sup>	c.d.f.	Litros por minuto
Máximo 191	130	Máxima 210	1.757	3.384
191	60	Mínima 210	811	1.559
Mínimo 140	130	387	1.757	1.821
140	60	387	811	840

Bomba gemela: Diámetro máximo del émbolo: 178 mm  
Embolada: 457 mm

Máximo 179	65	Máxima 256	1.700	2.586
179	30	Mínima 256	784	1.192
Mínimo 152	65	352	1.700	1.798
152	30	352	784	829

cuados que se refuerzan entre sí para impartirle resistencia y sus cualidades de funcionamiento. (Ver Figura 3-6, números 16, 43, 36, 37, 52).

### El fluido de perforación

Al correr de los años, la experiencia y la investigación básica y aplicada han contribuido a que las funciones y la calidad del fluido de perforación puedan ser ajustadas a las características de las rocas que desmenuza la barrena.

Originalmente, cuando se usaba el método de perforación a percusión, la barra de perforación ahondaba el hoyo percutiendo sobre la roca. Sin embargo, la acumulación de mucha roca desmenuzada en el fondo del hoyo entorpecía el avance de la perforación. La mejor manera disponible entonces para limpiar el fondo del hoyo de tanto ripio era extraer la barra y se le echaba agua al hoyo para hacer una mezcla aguada fácil de extraer utilizando el achicador. El achicador, de forma tubular, con una válvula en el extremo inferior y su asa en el extremo superior, también servía de batidor y su inserción y extracción del hoyo se hacía utilizando el cable auxiliar para achicar. De allí, para el perforador de la época y su cuadrilla, se originó que a lo extraído se le llamase barro, término hoy inaplicable al fluido de perforación por razones obvias.

### Funciones del fluido de perforación

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la barrena y la buena condición del hoyo.

Estas funciones son:

- Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos de la barrena.

A medida que se profundiza el hoyo, la temperatura aumenta. Generalmente, el

gradiente de temperatura puede ser de 1 a 1,3 °C por cada 55 metros de profundidad. Además, la rotación de la barrena en el fondo del hoyo genera calor por fricción, lo que hace que la temperatura a que está expuesta sea mayor. Por tanto, la circulación del fluido tiende a refrescarla.

El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la barrena. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas de la barrena limpian los elementos cortantes, asegurando así su más eficaz funcionamiento.

- Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la barrena. Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del hoyo se mantenga limpio y la barrena avance eficazmente.

La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características tixotrópicas son muy importantes para lograr la limpieza del hoyo.

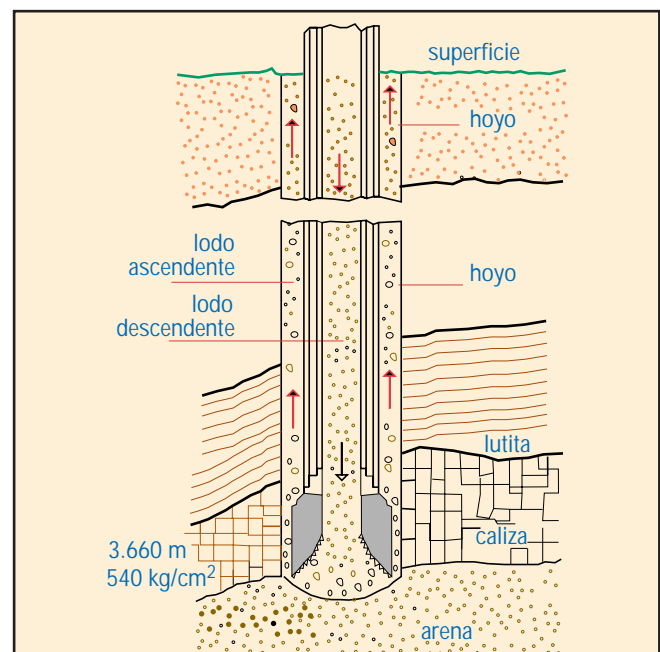


Fig. 3-23. Corte transversal de un hoyo para mostrar el descenso y ascenso del fluido de perforación.

Al cesar la circulación del fluido, el ripio no debe irse al fondo del hoyo, ya que tal situación presenta el riesgo de que la barrena, los lastrabarrena o la tubería de perforación sean aprisionados y con tan mala suerte de no poder rescatar las piezas y perder buena parte del hoyo.

De allí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del fluido, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia su fluidez y espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio en suspensión.

- Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones. El espesor del revoque, expresado en milímetros, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido.

Por ejemplo, la cantidad de sólidos en el fluido afecta la calidad del revoque, ya que lo hace menos impermeable. De igual manera, la excesiva filtración hacia la formación en el caso de una lutita muy bentonítica e hidrofílica causa que la formación se hinche y, por ende, se reduzca el diámetro del hoyo. Tal reducción puede ocasionar contratiempos a la sarta de perforación. En casos extremos, la hinchazón puede degenerar en la inestabilidad de la pared del hoyo y hasta desprendimientos.

- Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la barrena.

Generalmente la presencia de gas, petróleo y/o agua en una formación significa que pueden estar a baja, mediana, alta o muy alta presión. A medida que el hoyo se profundiza se espera mayor presión. Sin embargo, la experiencia y las correlaciones regionales de presiones sirven para dilucidar las posibles situaciones que puedan presentarse.

La presión que puede ejercer una columna de fluido de perforación, en el caso

de que fuese agua fresca, es de 0,1 kg/cm<sup>2</sup>/metro de altura o de profundidad. Pero como generalmente el gradiente de presión (kg/cm<sup>2</sup>/metro de profundidad) que se da en las formaciones es mayor que el gradiente normal de presión de agua, entonces el fluido debe tener más peso que el agua, o sea mayor gravedad específica, de acuerdo con la presión que en favor de la columna se desee para tener la presión de la formación siempre bajo control durante la perforación o cuando la sarta esté fuera del hoyo.

Ejemplo: supóngase que la barrena se está aproximando a una formación cuya profundidad y presión estimadas son 3.660 metros y 540 kg/cm<sup>2</sup>. (1) ¿Cuál es el peso mínimo del fluido para contrarrestar esa presión? (2) ¿Cuál es el peso del fluido de perforación si se desea imponer 25 kg/cm<sup>2</sup> a favor de la columna en el hoyo?

**(1) Gradiente esperado**

$$= \frac{540}{3.660} = 0,1475 \text{ kg/cm}^2/\text{metro}$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{0,1475}{0,1} = 1,475$$

El fluido debe pesar 1,475 kg/litro

**(2) Gradiente favorecido**

$$= \frac{540 + 25}{3.660} = \frac{565}{3.360} = 0,17 \text{ kg/cm}^2/\text{metro}$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{0,17}{0,1} = 1,7$$

El fluido debe pesar 1,7 kg/litro

*Tipos de fluidos de perforación*

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (de-

rivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

El tipo de fluido utilizado en la perforación rotatoria en sí, en el reacondicionamiento y terminación de pozos es elemento decisivo en cada una de estas operaciones. Pues las características del fluido tienen relación con la interpretación de las observaciones hechas de los estratos penetrados, ya sean por muestras de ripio tomadas del cernidor, núcleos de pared o núcleos convencionales o a presión; registros de litología, de presión o de temperatura; pruebas preliminares de producción en hoyo desnudo; tareas de pesca, etc.

- **Fluido de perforación a base de agua**

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas. Por esto es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación.

El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal. Durante la perforación puede darse la oportunidad de que el contenido coloidal de ciertos estratos sirva para hacer el fluido pero hay estratos tan carentes de material coloidal que su contribución es nula. Por tanto es preferible utilizar bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente del componente coloidal del fluido.

La bentonita es un material de origen volcánico, compuesto de sílice y alúmina pulverizada y debidamente acondicionada, se hincha al mojarse y su volumen se multiplica. El fluido bentonítico resultante es muy favorable para la formación del revoque sobre la pared del hoyo. Sin embargo, a este tipo de fluido hay que agregarle un material pesado, como la baritina (preparada del sulfato de bario), para que la presión que ejerza contra los estratos domine las presiones subterráneas que se estiman encontrar durante la perforación.

Para mantener las deseadas características de este tipo de fluido como son: viscosidad, gelatinización inicial y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas como quebracho, soda cáustica, silicatos y arseniatos.

- **Fluido de perforación a base de petróleo**

Para ciertos casos de perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos se emplean fluidos a base de petróleo o de derivados del petróleo.

En ocasiones se ha usado crudo liviano, pero la gran mayoría de las veces se emplea diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle negrohumo o asfalto para impartirle consistencia y poder mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características.

Generalmente, este tipo de fluido contiene un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, que se mantiene con la adición de soda cáustica, cal cáustica u otro ácido orgánico.

La composición del fluido puede controlarse para mantener sus características, así sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/agua o agua/petróleo.

Estos tipos de fluidos requieren un manejo cuidadoso, tanto por el costo, el aseo del taladro, el mantenimiento de sus propiedades físicas y el peligro de incendio.

- Otros tipos de fluidos de perforación

Para la base acuosa del fluido, además de agua fresca, puede usarse agua salobre o agua salada (salmuera) o un tratamiento de sulfato de calcio.

Muchas veces se requiere un fluido de pH muy alto, o sea muy alcalino, como es el caso del hecho a base de almidón.

En general, la composición y la preparación del fluido son determinadas según la experiencia y resultados obtenidos en el área. Para satisfacer las más simples o complicadas situaciones hay una extensa gama de materiales y aditivos que se emplean como anticorrosivos, reductores o incrementadores de la viscosidad, disminuidores de la filtración, controladores del pH, lubricadores, antifermentantes, floculantes, arrestadores de la pérdida de circulación, surfactantes, controladores de lutitas deleznableles o emulsificadores y desmulsificadores, etc.

Actualmente existen alrededor del mundo más de 120 firmas que directa o indirectamente ofrecen la tecnología y los servicios que pide la industria petrolera sobre diagnósticos, preparación, utilización y mantenimiento de todo tipo de fluido de perforación para cada clase de formaciones y circunstancias operacionales, como también fluidos específicos para la terminación, la rehabilitación o limpieza de pozos. El progreso y las aplicaciones en esta rama de ingeniería de petróleos es hoy tan importante que se ha transformado en una especialidad operacional y profesional.

#### Control del fluido de perforación

La importancia del buen mantenimiento y funcionamiento del fluido depende del control diario de sus características. Cada perforador al redactar en el "Informe Diario de Perforación" la relación de las actividades realizadas en su correspondiente guardia, llena un espacio referente a las características, a los in-



Fig. 3-24. Control de las características del fluido de perforación. Medición de la viscosidad.

redientes añadidos y al comportamiento del fluido.

Además, personal especializado en fluidos de perforación, bien de la propia empresa dueña de la locación, o de la contratista de perforación, o de una empresa de servicio especializada, puede estar encargado del control y mantenimiento. Este personal hace visitas rutinarias al taladro y realiza análisis de las propiedades del fluido y por escrito deja instrucciones sobre dosis de aditivos que deben añadirse para mantenimiento y control físico y químico del fluido.

El sistema de circulación en sí cuenta además con equipo auxiliar y complementario representado por tanques o fosas para guardar fluido de reserva; tolvas y tanques para mezclar volúmenes adicionales; agitadores fijos mecánicos o eléctricos de baja y/o alta velocidad; agitadores giratorios tipo de chorro (pistola); desgasificadores; desarenadores; separadores de cieno; sitio para almacenamiento de materiales básicos y aditivos, etc.

El fluido de perforación representa, aproximadamente, entre 6 y 10 % del costo total de perforación y a medida que aumentan la profundidad, los costos de equipos y materiales y la inflación, el costo del fluido tiende a incrementarse.



### III. Aplicaciones de la Perforación Rotatoria

La utilización y las experiencias logradas con la perforación rotatoria han permitido que, desde 1901 y durante el transcurso del siglo XX, la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones técnicas beneficiosas. Veamos.

#### El hoyo o pozo vertical

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la barrena para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer hoyo. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezar el hoyo.

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de barrena; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la barrena, para que ésta muerda, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas de la barrena para garantizar la limpieza del fondo del hoyo y el arrastre del ripio hasta la superficie.

Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de

dureza, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influyen en que la trayectoria de la barrena sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada. Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del hoyo, mediante registros y análisis de los factores mencionados.

En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo (Fig. 3-25). Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la colisa, toca las cuatro patas de la cabria.

#### El pozo direccional

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del hoyo durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado (Fig. 3-26).

Los conceptos y prácticas de hacer hoyos desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de los años treinta. Nuevos diseños de herramientas desviadoras o guiabarras fijos o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida. Los elementos componentes de la sarta (barrena, las-

trabarrena, estabilizadores, centralizadores, tubería de perforación) y la selección de magnitud de los factores necesarios para la horadación (peso sobre las barrenas, revoluciones por minuto de la sarta, caudal de descarga, presión y velocidad ascendente del fluido de perforación) empezaron a ser combinados y ajustados debidamente, lo cual redundó en mantener el debido control de la trayectoria del hoyo.

En la Figura 3-26 los puntos A, B, C y D representan los cambios de rumbo e inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria del hoyo con respecto a la vertical, hasta llegar al objetivo. En cada punto se opta por el cambio de inclinación, lo cual requiere una posible desviación de 3 ó 5 grados por 30 metros perforados, o de mayor número de grados y tramos de mayor longitud, según el caso. Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del hoyo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del hoyo. En la práctica, para mostrar el rumbo, inclinación y desplazamiento lateral del hoyo se hace un dibujo que incluye la profundidad desviada medida, PDM, y la profundidad vertical correspondiente, PVC (Figura 3-26).

El refinamiento en el diseño y la fabricación de equipos y herramientas para la desviación de pozos en los últimos quince años, conjuntamente con las modernas aplicaciones de la computación electrónica en las operaciones petroleras, han contribuido eficazmente a la perforación y terminación de pozos direccionales, inclinados, y horizontales.

### Aplicaciones de la perforación direccional

Tanto en operaciones en tierra, cerca de la costa o costafuera, la perforación direccional se utiliza ventajosamente en las siguientes circunstancias:

- En casos de impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para desde allí hacer el hoyo direccional hasta el objetivo.
- Cuando sucede un reventón incontrolable, generalmente se ubican uno o dos taladros en la cercanía para llegar con un hoyo direccional hasta la formación causante del reventón y por medio del bombeo de fluido de perforación contener el flujo desbordado. En las operaciones costafuera un reventón es un contratiempo muy serio por sus implicaciones de contaminación, peligro a la navegación y dificultades inherentes a las operaciones de restitución en un medio acuático donde a veces las condiciones climatológicas adversas pueden empeorar la situación.

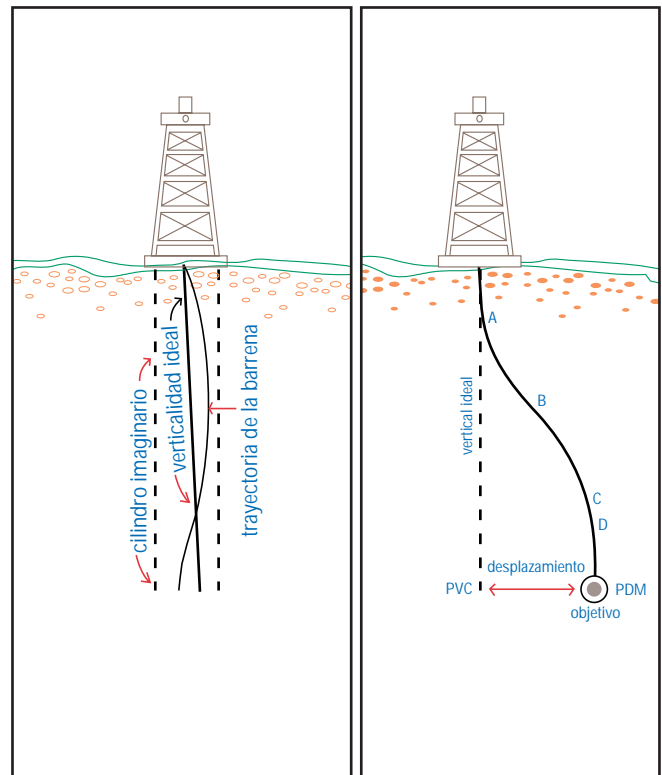


Fig. 3-25. Corte transversal de un hoyo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación.

Fig. 3-26. Trayectoria del hoyo para mostrar la trayectoria intencionalmente desviado.

- Cuando por razones mecánicas insalvables se tiene que abandonar la parte inferior del hoyo, se puede, en ciertas ocasiones, aprovechar la parte superior del hoyo para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo, nuevas inversiones y ciertos gastos.

- En el caso de la imposibilidad de reacondicionamiento de un pozo productor viejo se puede intentar reterminarlo en el intervalo original u otro horizonte superior o inferior por medio de la perforación direccional.

- En el caso de que por sucesos geológicos no detectados, como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el hoyo intencionalmente.

- En el caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos, se podría optar por la perforación desviada para profundizarlo e investigar las posibilidades de otros objetivos.

- En tierra y costafuera, la perforación direccional moderna se ha utilizado ventajosamente para que desde una misma locación, plataforma acuática o isla artificial se perforen varios pozos, que aunque se ven muy juntos en la superficie, en el fondo mantienen el espaciado reglamentario entre uno otro. Este conjunto de pozos dio origen a la llamada **macolla de pozos**.

### Conceptos económicos y aplicaciones técnicas avanzadas de pozos desviados

En la década de los años setenta, investigadores y laboratorios privados y gubernamentales y las empresas petroleras comenzaron en varios países a obtener buenas respuestas a sus esfuerzos en la adopción de nuevos conceptos económicos y aplicaciones avanzadas de los pozos desviados. Razones: la

posibilidad de obtener más producción por pozo; mayor producción comercial acumulada por yacimiento; fortalecimiento de la capacidad competitiva de la empresa en los mercados y, por ende, aumento de ingresos con menos inversiones, costos y gastos de operaciones corriente arriba del negocio petrolero.

La macolla de pozos permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. Además, se logran economías en construcción de caminos, en instalaciones, en utilización del transporte de carga y personal y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto.

La perforación rotatoria normal permite penetrar verticalmente el estrato petrolífero pero la capacidad productiva del pozo depende del espesor del estrato, además de otras características geológicas y petrofísicas. Así que en igualdad de condiciones, la capacidad de producción del pozo está muy relacionada con el espesor del estrato, por lo que a más espesor más producción.

Planteada así la cuestión, la respuesta la dio la perforación direccional o desviada como método para penetrar más sección productiva en el mismo estrato.

En las ilustraciones presentadas en la Figura 3-27 se puede apreciar que la magnitud del ángulo de desviación que debe mantener la sarta es factor muy importante al penetrar y deslizarse por las entrañas del estrato productor. Las experiencias y los resultados obtenidos en varios campos petroleros del mundo dan fe del progreso de la tecnología disponible para seleccionar la profundidad a la cual debe instalarse cada revestidor; la profundidad a la cual debe comenzarse el desvío del hoyo después de instalado cada revestidor; magnitud del ángulo de desvío que debe imprimirse y longitud del tramo que debe perforarse con determinado ángulo, 3 a 6 grados por cada 30



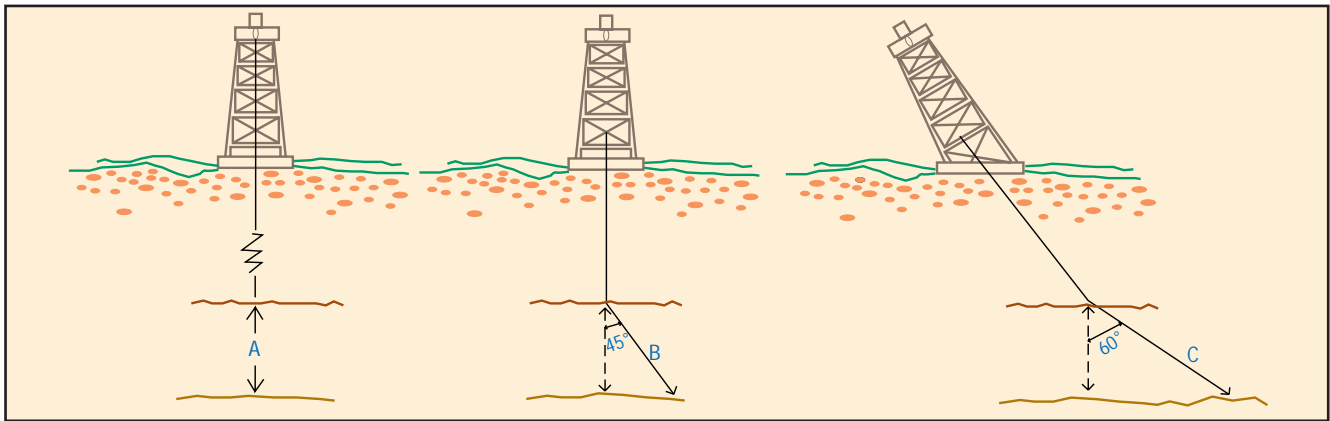
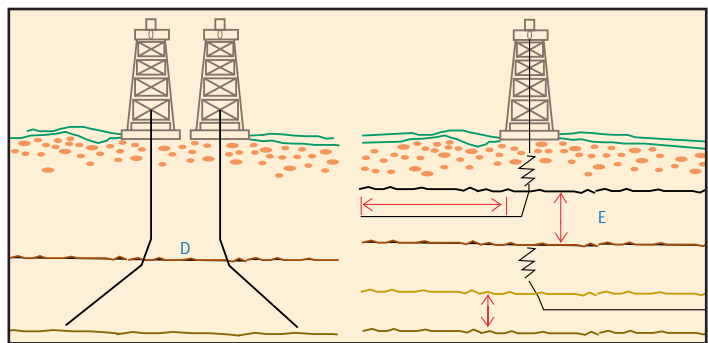


Fig. 3-27. (A) espesor del estrato productor penetrado verticalmente. (B) el mismo estrato productor penetrado direccionalmente a un ángulo de 45°. (C) estrato penetrado a un ángulo mayor utilizando el taladro inclinado, por tratarse de un estrato a profundidad somera. (D) plataforma desde la cual se pueden perforar varios pozos -macolla de pozos. (E) pozo cuyo(s) estrato(s) productor(es) puede(n) ser terminado(s) como sencillo y/o doble, con la ventaja de que el intervalo productor penetrado horizontalmente logra tener varias veces el espesor natural del estrato.



metros, hasta lograr la trayectoria deseada del hoyo o cambiar de rumbo y/o inclinación para llegar al objetivo con el ángulo final acumulado, según el plan de perforación. Estas consideraciones determinan si el pozo será clasificado de radio largo de curvatura de 854 a 305 metros con ángulo de 2 a 6 grados por tramo de 30 metros; o de radio medio entre 90 y 38 metros y 20 a 75 grados por tramo de 30 metros o finalmente de radio corto de curvatura cuya longitud es de 6 a 12 metros y 1,5 a 3 grados por tramo de 30 metros. Estas tres clasi-

ficaciones permiten, respectivamente, que la penetración horizontal en el estrato productor tenga longitudes de 305 a 915 metros, de 305 a 610 metros, y de 122 a 213 metros. Pues, son muy importantes los aspectos mecánicos que facilitan o entorpecen la entrada y salida de la sarta de perforación del hoyo y finalmente la inserción de un revestidor.

Los ejemplos que se presentan en la Tabla 3-3 muestran la magnitud de varios parámetros de los diferentes tipos de pozos desviados intencionalmente.

Tabla 3-3. Características de pozos desviados

PDM	Profundidad, m PVC	Desplazamiento horizontal, m	Angulo máximo; acumulado	Penetración en estrato, m	Tipo de pozo
5.534	2.393	4.598	72°	-	Ultradiviado
8.763	2.970	7.291	83°	-	Ultradiviado
915	Taladro 30°	1.585	3°/30 m; 60°	-	Inclinado
567	414		4°/30 m; 45°	-	Inclinado
1.868	824	1.257	90°	610	Horizontal
	2.892	1.268	2°/30 m; 90, 5°	330	Horizontal

**Observaciones:** PDM, profundidad desviada medida; PVC, profundidad vertical correspondiente, a la desviada medida; desplazamiento horizontal, distancia del hoyo desviado con respecto a la trayectoria vertical normal del hoyo. Angulo máximo, el escogido por tramo y acumulado hasta llegar al objetivo. Penetración en el estrato, longitud del hoyo horizontal que se perfora en el estrato productor para drenar el gas/petróleo; la longitud del hoyo horizontal es equivalente a dos, tres o más veces el espesor vertical del estrato productor. (Ver Figura 3-27).

## Apreciaciones y cambios resultantes de la nueva tecnología en perforación

La necesidad de extender muchísimo más allá de 900 metros el desplazamiento del hoyo desviado con respecto a la trayectoria vertical del pozo normal ha producido varias innovaciones en la tecnología de perforación. La siguiente tabla muestra pozos de gran desplazamiento perforados en varios sitios del mundo para producir reservas petrolíferas de difícil acceso mediante pozos verticales y/o razones económicas. En Venezuela hay ejemplos de los varios tipos de perforación direccional para producir petróleo de Pedernales, Tucupita, Jobo, Pilon, la Faja del Orinoco, Lagunillas, Tamare, Guafita.

Son muy significativas las diferencias y las relaciones aritméticas entre profundidad vertical total a profundidad total (PVT a PT) con el desplazamiento a profundidad total y la profundidad desviada medida a profundidad total (PDM a PT) como también el valor del ángulo máximo acumulado alcanzado para extender lateralmente lo más lejos posible de la vertical la trayectoria del hoyo. Para hacer lo logrado en los pozos mencionados se contó con nuevos equipos, herramientas, materiales y renovados procedimientos de planificación, organización, supervisión, seguimiento y evaluación de resultados. Es importante mencionar los varios factores que deben ser atendidos en este tipo de operaciones.

- En primer término está la ubicación del objetivo que desea alcanzarse, en tierra o costafuera; y la selección del tipo de pozo más apropiado: desviado, ultradesviado, inclinado u horizontal.

- El tipo de taladro requerido dependerá de la trayectoria del pozo y de las condiciones y características de la columna geológica que se perforará, sus aspectos petrofísicos y la profundidad final.

- La profundidad del objetivo guiará la elaboración del plan de perforación y las especificaciones e instrumentos para los siguientes aspectos de la perforación:

- Diámetro y tipo de barrenas para las respectivas profundidades del hoyo primario, de los hoyos intermedios y del hoyo final.

- Composición de la sarta de perforación: barrena, lastrarbarrena, estabilizadores, substitutos, tubería de perforación, junta kelly.

- Tipos de fluidos de perforación y especificaciones de sus propiedades y características para perforar cada hoyo y mantener las presiones del subsuelo bajo control; recomendaciones sobre las condiciones y estado físico de cada hoyo, particularmente respecto a la medida y cementación de cada revestidor.

- Programa de desviación del hoyo. Punto de arranque y cambios de rumbo, inclinación y trayectoria. Mantenimiento del curso del hoyo, grados de desviación por tra-

**Tabla 3-4. Pozos desviados y de ultradesplazamiento**

Ubicación	PVT a PT, m	Desplazamiento a PT, m	PDM a PT, m	Angulo max.°	Pozo	Operadora
California	294	1.485	1.735	95	C-30	Unocal
California	1.534	4.473	5.096	86	A-21	Unocal
Noruega, mar del Norte	2.789	7.292	8.763	83	C-2	Statoil
Australia	3.014	5.007	6.180	70	NRA-21	Woodside
Golfo de México	3.449	4.665	5.841	57	A-10	Freeport McMo-Ram
Reino Unido, mar del Norte	3.900	4.954	6.765	61	A-44	Amoco

Fuente: Greg Nazzai, World Oil, March 1993, p. 49.

mo perforado y ángulo máximo acumulado requerido para llegar al objetivo. Control de todos los parámetros de medida del hoyo desviado y su correspondiente en profundidad y desplazamiento con respecto al hoyo vertical hipotético.

- Programa de medición de todos aquellos parámetros que deben registrarse mientras se hace el hoyo, utilizando equipo de superficie y/o en la parte inferior de la sarta de perforación para apreciar sobre la marcha: las especificaciones y características del fluido de perforación que entra y sale del hoyo y detectar si contiene trazas o volúmenes apreciables de gas y/o petróleo o agua, si la hay; avance y efectividad cortante de la barrena según el tipo de formaciones perforadas; la circularidad o redondez de la pared del hoyo para evitar derrumbes y estar alerta ante posibles atascos o enchavetamientos de la sarta de perforación.

- Opción de utilizar los últimos modelos de registros o perfiles de evaluación de las formaciones durante el mismo proceso de perforación de éstas para obtener valores de resistividad, los cuales denotan cambios de una formación a otra; valores de porosidad o densidad de las formaciones y tipos de rocas.

- Programa de revestidores para cada uno de los hoyos y especificaciones de la cementación de cada uno de estos revestidores.

- Pruebas de las formaciones, a hoyo desnudo o revestido, para evaluar las posibilidades/capacidad productiva de gas y/o petróleo de cada una para posteriormente diseñar el tipo de terminación más adecuada para producir el pozo.

### Apreciaciones sobre los parámetros del hoyo horizontal

El 28 de agosto de 1996 se cumplieron 137 años del nacimiento de la industria de los hidrocarburos en los Estados Unidos como

gestión comercial. De entonces acá, la manera normal de perforar y terminar el pozo gasífero o petrolífero ha sido verticalmente. Sin embargo, como ya se mencionó antes, la desviación fortuita del hoyo, resultante de las condiciones geológicas de las formaciones y de los factores mecánicos de la perforación, hizo tomar nota a los petroleros de la utilidad de hacer intencionalmente un pozo desviado, técnica que se comenzó a perfeccionar desde 1930 y se utiliza ventajosamente para determinadas situaciones.

La utilización de la técnica más avanzada de perforación y terminación horizontal del pozo ha traído adelantos y cambios con respecto al pozo vertical, empezando por la nueva nomenclatura hasta los aspectos mecánicos de cada parte de la operación. Veamos.

- El pozo vertical atraviesa todo el espesor de la formación, mientras que en el horizontal la barrena penetra por el centro del espesor de la formación hasta la longitud que sea mecánicamente aconsejable.

- El ángulo de penetración del hoyo horizontal en la formación tiene que ver con la facilidad de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo.

- A medida que la longitud del hoyo horizontal se prolonga, la longitud y el peso de la sarta que descansa sobre la parte inferior del hoyo son mayores. Esto crea más roce, más fricción, más esfuerzo de torsión y más esfuerzo de arrastre al extraer la sarta de perforación.

- Condiciones similares de esfuerzos se presentan durante la inserción y cementación del revestidor de terminación y durante la toma de registros o perfiles corrientes o integrantes de la sarta de perforación.

- En el hoyo vertical, el desplazamiento del flujo del gas y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo es radial; la permeabilidad horizontal ( $K_H$ ) y la permeabilidad vertical ( $K_V$ ) se miden en la dirección indicada en la Figura 3-28A.

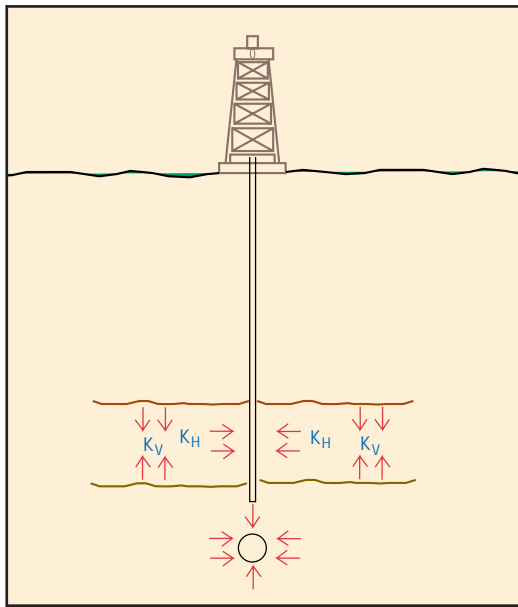


Fig. 3-28A. Pozo vertical.

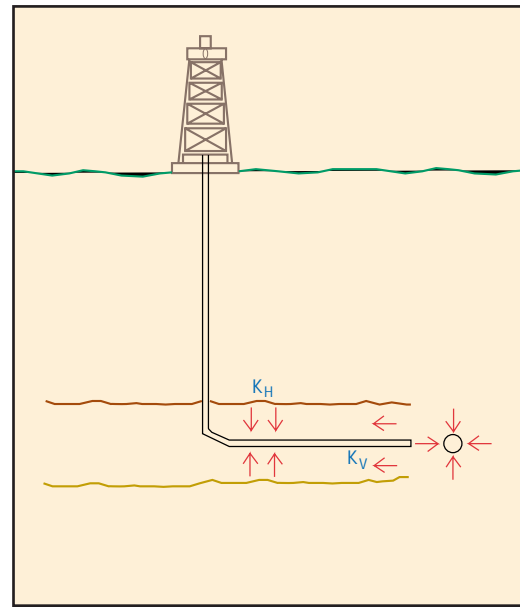


Fig. 3-28B. Pozo horizontal.

- En el hoyo horizontal hay un giro de  $90^\circ$  con respecto a lo que sería un hoyo vertical y las designaciones de permeabilidad radial y horizontal cambian de sentido. Esta situación plantea nuevas apreciaciones y nuevas aplicaciones de metodología para calcular reservas extraíbles, potencial y tasa de producción; comportamiento de la presión de flujo y la estática; desarrollo de las relaciones gas/petróleo, agua/petróleo; manera y procedimiento para hacer pruebas de flujo, limpieza, rehabilitación o reacondicionamiento del pozo; posible utilización del pozo para otros fines (ver Figura 3-28B).

### El hoyo de diámetro reducido

La tecnología y las prácticas de perforación revelan la creatividad que se aplica en las operaciones con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho. Tal es el caso de la perforación de hoyos de diámetro reducido, o sea los de diámetro igual o menor de 178 milímetros, o equivalente a barrenas de 7 o menos pulgadas. La utilización de este método es muy efectiva en exploración para pozos de cateo y para la

obtención de núcleos continuos para determinar las características y estratigrafía de los estratos en pozos someros y hasta bastante profundos, unos 1.800 metros. Sin embargo, aunque la técnica no es nada nueva, proviene de la minería, su aplicación en la industria petrolera no ha progresado mucho pero tampoco ha sido descartada ya que en ocasiones surge interés por experimentar más y perfeccionar más sus aplicaciones.

## IV. Sartas de Revestimiento y Cementación

El programa de revestidores y la cementación de éstos es uno de los varios renglones de la perforación más ligados a la seguridad del hoyo durante las operaciones y posteriormente durante las tareas de terminación del pozo y su vida productiva. Durante la inserción de la tubería en el hoyo ésta puede atascarse y ocasionar serios problemas que pueden poner en peligro la integridad y utilidad del hoyo. De igual manera pueden presentarse serios problemas durante la cementa-

ción de la sarta por pérdida de circulación o por imposibilidad de bombear el fluido de perforación o el cemento por obstrucciones en el hoyo.

Los revestidores y su cementación pueden representar entre 16 y 25 % del costo de perforación, de acuerdo al diámetro, longitud y otras propiedades físicas de cada sarta de tubos.

### Funciones de las sartas

Para garantizar el buen estado del hoyo y asegurar la continuidad eficaz de la perforación, las sartas de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

- Evitan el derrumbe de estratos someros deleznales.
- Sirven de prevención contra el riesgo de contaminación de yacimientos de agua dulce, aprovechables para usos domésticos y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.
- Contrarrestan la pérdida incurable de circulación del fluido de perforación o la contaminación de éste con gas, petróleo o agua salada de formaciones someras o profundas.

- Actúan como soporte para la instalación del equipo (impidireventones) que contrarresta, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.

- Confinan la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- Aíslan unos intervalos de otros para eliminar fugas de gas, petróleo o agua.

### Factores técnicos y económicos

Al considerar el diseño y la selección de la sarta de revestimiento, los factores técnicos se centran sobre el diámetro, el peso (kilogramos por metro), su longitud y la naturaleza de las formaciones.

Por razones de economía, las sartas deben diseñarse de tubos del menor peso aceptable. Sin embargo, todos los elementos y efectos determinantes de riesgo deben ser considerados a la luz de sus recíprocas relaciones: resistencia de la sarta contrapuesta a las presiones y otros factores subterráneos.



Fig. 3-29. Faenas de manipulación e inserción de un revestidor en el hoyo.



## Clasificación de las sartas

Cuántas sartas deben ir en el hoyo es cuestión que sólo la naturaleza de las formaciones y la profundidad del hoyo final pueden determinar. La experiencia es factor importante que complementa la decisión.

En el caso de la perforación muy somera quizás una sola sarta sea suficiente. Para la perforación muy profunda quizás cuatro o más sartas sean necesarias. Generalmente, tres sartas son suficientes para satisfacer la gran mayoría de los programas de revestidores.

### La sarta primaria

Por ser la primera que se cementará dentro del hoyo, su diámetro será mayor que los de las otras. Su longitud es corta en comparación con las otras del mismo pozo. Sin embargo, su longitud puede variar en ciertos sectores del mismo campo, de uno a otro campo o región petrolera, de acuerdo con las condiciones que presenta el subsuelo superior.

Esta sarta primaria es muy importante por las siguientes razones: sirve para contener las formaciones someras deleznales; impide la contaminación de mantos de agua dulce, que pueden ser aprovechados para el consumo humano y/o industrial; juega papel importante como asiento del equipo de control del hoyo (impiderreventones, válvulas, etc.) durante toda la perforación de formaciones más profundas y posteriormente para la instalación del equipo de control (cabezal) del pozo productor.

Habida cuenta de las características físicas de la sarta escogida, hay dos puntos más que son muy importantes para que su función sea cabal: uno, que el estrato seleccionado para cementar su extremo inferior sea muy competente y, dos, que la cementación, desde el fondo hasta la superficie, sea bien realizada para que el espacio anular quede sólidamente relleno de cemento. Así estarán bien protegidos tan-

to todos los estratos como la misma sarta. De acuerdo a las exigencias, los diámetros más comunes para sartas primarias son: de 244,5, 273, 339, 406 y 508 milímetros ( $9\frac{5}{8}$ ,  $10\frac{3}{4}$ ,  $13\frac{3}{8}$ , 16 y 20 pulgadas, respectivamente). La profundidad a la cual puede colocarse una sarta de estos diámetros en el hoyo está en función del peso nominal (kg/metro de tubo), que se traduce en la capacidad de resistencia en tensión, aplastamiento y estallido.

### Las sartas intermedias

Una vez cementada y habiendo fraguado el cemento de la primera sarta, prosigue la perforación. Naturalmente, se efectúa un cambio de diámetro de barrena, la cual debe pasar holgadamente por el revestidor primario.

A medida que se profundiza el hoyo se pueden presentar estratos deleznales que a mediana profundidad pueden comprometer la estabilidad del hoyo. Puede también ocurrir la presencia de estratos cargados de fluidos a cierta presión que podrían impedir la seguridad y el avance de la perforación. Algunas veces los fluidos también pueden ser corrosivos.

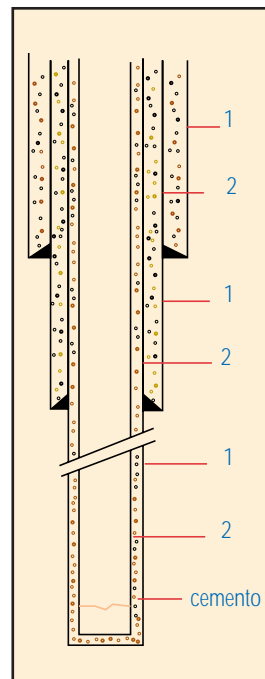


Fig. 3-30. (1) Corte del hoyo y (2) revestidor en un pozo corriente.

Por todo esto, se procede entonces a la selección e inserción de una segunda sarta.

El número de sartas intermedias difiere de un campo a otro. Puede que una sea suficiente o que dos sean requeridas. Hay que recordar que el número de sartas implica cambios de diámetros de barrena para cada etapa del hoyo, y que el diámetro interno de la sarta a su vez y en su oportunidad es el que limita la escogencia del diámetro de ciertas herramientas que necesariamente hay que meter por la tubería para lograr la profundidad final programada. Si las condiciones lo permiten, no es raro que una sarta pueda hacer la doble función de sarta intermedia y sarta final. En este caso, se ahorraría en los costos de tubería y gastos afines.

Comúnmente los diámetros más escogidos para la sarta intermedia son: 219, 244,5, 258, 298,5 milímetros ( $8^{5/8}$ ,  $9^{5/8}$ ,  $10^{3/4}$  y  $11^{3/4}$  pulgadas, respectivamente).

### *La sarta final y de producción*

Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes.

En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación superior productora descarga por el espacio anular entre la sarta final revestidora y la tubería de educación inserta en aquélla. La sarta revestidora final puede o no penetrar el estrato petrolífero, según la escogencia de la terminación empleada.

La serie de diámetros más comunes para la sarta final incluye los de 114,3, 127, 139,7, 168,3 177,8 y 193,7 milímetros (equivalentes a  $4^{1/2}$ , 5,  $5^{1/2}$ ,  $6^{5/8}$ , 7 y  $7^{5/8}$  pulgadas, respectivamente).

## Características físicas de la tubería revestidora

La fabricación de la tubería para sartas revestidoras y de producción, como también para la tubería de perforación, se ciñe a las especificaciones fijadas por el American Petroleum Institute (API, Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3). Todas estas tuberías son del tipo sin costura, traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente, utilizando aceros que deben ajustarse a exigentes especificaciones físicas y químicas.

La calidad de la tubería que se desea obtener se designa con una letra, seguida por un número que representa el mínimo punto cedente en tensión, en millares de libras por pulgada cuadrada: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110 ( $40.000 \times 0,0703 = 2.812 \text{ kg/cm}^2$ , y así sucesivamente).

Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras, especifican, dentro de razonables márgenes, la calidad, el tipo, los diámetros externos e interno, el espesor por unidad de longitud, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y al estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudio teórico y de experiencia práctica, y con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sartas revestidoras que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hoyo durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva.

### *Elongación*

El primer tubo revestidor, o sea el del extremo superior de la sarta, soporta el peso total de la misma, puesto que va sujeto al colgador de la tubería revestidora.

Cuando se introduce la tubería en el hoyo lleno de fluido de perforación, éste ejerce un cierto efecto de flotación pero esa fuerza no se toma precisamente en cuenta, excepto en casos de un fluido de extrema densidad. Ya que la sarta está sostenida por un extremo, del que cuelga el resto de la misma, algo de elongación habrá de ocurrir, como resultado de la tensión. Como las conexiones que unen a los tubos son las partes más débiles, debe considerarse entonces el peso de la sarta y la resistencia a la tensión.

#### *Aplastamiento*

Otro importante factor que debe considerarse es la presión aplastante que la tubería debe resistir. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación en el espacio anular, creado por la tubería y el hoyo, y la presión de las formaciones perforadas, tienen que ser contrapesadas por la columna del fluido que está dentro de la tubería y por la resistencia de los tubos mismos al aplastamiento. Una vez concluida la perforación y la terminación del pozo, parte de las mencionadas fuerzas contrarrestantes dejan de actuar y la sarta queda en el hoyo sujeta a las presiones externas. El cemento que circunda los tubos contribuirá en cierto grado a contrarrestar tales presiones, pero ese refuerzo dado por el cemento no puede considerarse como muy efectivo, por ser tan difícil la evaluación de la eficiencia y uniformidad del trabajo de cementación. Por tanto, se suele descartar la resistencia adicional debida al cemento.

Cuando hay que instalar largas sargas para la terminación de pozos profundos, se recurre a la elección de la sarta combinada, esto es, compuesta de tubos pesados, que van en el fondo, y tubos de uno o dos pesos menores, en el medio y en la parte alta del pozo. Se acostumbra formar sargas de no más de tres o cuatro pesos distintos, ya que la sencillez es lo que se trata de lograr en el diseño de una sarta de tubería de revestimiento y de producción para pozos profundos.

#### *Estallido*

Terminado un pozo, su tubería revestidora invariablemente se somete a presiones de pruebas de fuga, o más a las motivadas por la maniobra de introducción forzada de cemento en las formaciones debido a una variedad de razones formuladas en el programa de terminación original o de reacondicionamiento posterior del pozo. Por tanto, la resistencia de la sarta a presiones de este género es cualidad importante, puesto que evita que los tubos estallen durante alguno de los varios trabajos de cementación forzada que el pozo pueda requerir.

En la práctica, a los valores reales de tensión, aplastamiento y estallido se les aplica un factor de seguridad operacional para cubrir eventualidades que puedan presentarse y asegurarse que la tubería, en el peor de los casos, se mantendrá íntegra. Generalmente, en la práctica, como procedimiento básico, se emplean los siguientes factores de seguridad: aplastamiento 1,125; tensión 2, punto cedente 1,25 y estallido 1. Sin embargo, los factores de seguridad deben ser ajustados a las condicio-

**Tabla 3-5. Escalas y longitud de tubos revestidores**

	Longitud		Longitud mínima	
	metros	pies	metros	pies
Escala 1	4,9 - 7,6	16 - 25	5,5	18
Escala 2	7,6 - 10,4	25 - 34	8,5	28
Escala 3	10,4 o más	34 o más	11,0	36



nes de profundidad del hoyo, al tipo de cada sarta: tubos todos de iguales especificaciones o combinaciones de tramos de tubos de diferentes características: peso, resistencia, roscas. Para más detalles y diseñar una sarta segura y económica en costo lo mejor es valerse de las tablas que ofrecen los fabricantes y de los artículos técnicos publicados en las revistas especializadas.

### Cementación de sargas y otras aplicaciones de la cementación

La cementación de pozos se define como “un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo de la zapata de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el hoyo no revestido (desnudo) y más abajo de la zapata, o bien en una formación permeable”.

#### Funciones de la cementación primaria

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La

zapata siempre se deja a cierta distancia del fondo del hoyo. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

En el caso de la sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si por circunstancias, como sería el caso de que formaciones tomasen cemento, la mezcla no llegase a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba.

Las funciones de la cementación son las siguientes:

- Sirve para afianzar la sarta y para protegerla contra el deterioro durante subsiguientes trabajos de reacondicionamiento que se hagan en el pozo.
- Protege la sarta y las formaciones cubiertas: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.
- Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y el confinamiento de estratos acuíferos. Evita la migración de fluidos entre las formaciones. También protege las formaciones contra derrumbes.
- Refuerza la sarta revestidora contra el aplastamiento que pueden imponerle presiones externas.

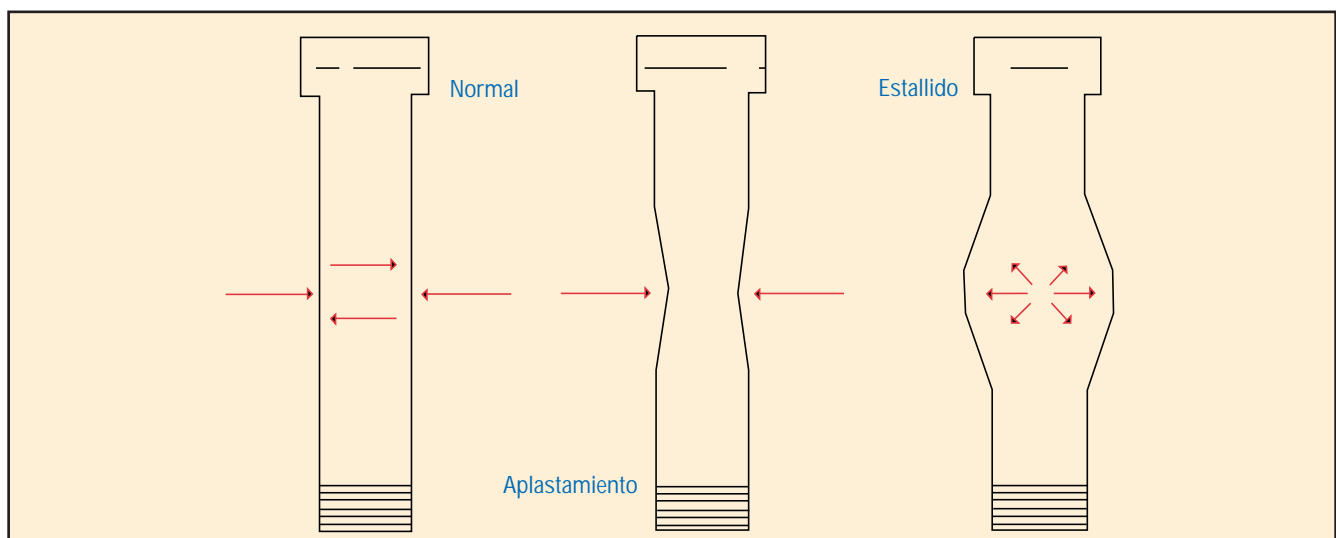


Fig. 3-31. Representación de efectos de la presión en los revestidores.

- Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.

- Protege la sarta contra la corrosión.
- Protege la sarta durante los trabajos de cañoneo.

Cuando se trata de sartas muy largas, como pudiesen ser los casos de sartas intermedias o de la final, la cementación primaria puede hacerse por etapas. Este método permite cubrir el tramo deseado y evitar inconvenientes debido a que mientras más tiempo se esté bombeando cemento la mezcla se torna más consistente y difícil de mover.

El cemento y el agua empiezan a reaccionar en el mismo momento en que se mezclan y las características físicas y químicas que adquiere la mezcla están en función del tiempo, por lo que la cementación debe hacerse dentro de ciertos límites de tiempo, antes de que el fraguado inicial empiece a manifestarse. Además, debe tenerse en cuenta la relación profundidad-temperatura, ya que la temperatura del hoyo influye sobre el tiempo de fraguado de la mezcla.

La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser de 40 hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

Los tipos de cementos utilizados en la perforación y reacondicionamientos de pozos son fabricados para responder a la variedad de condiciones impuestas por las operaciones. Algunos cementos tienen que ser de fraguado lento o rápido; de desarrollo rápido o lento de su resistencia inicial; resistentes a la contaminación y reacciones químicas que puedan impartirles las aguas de las formaciones.

En muchos casos, para proteger las formaciones productivas contra la filtración de agua de la mezcla, se exige que la filtración sea mínima. Cuando se teme que pueda haber pérdida de circulación se le añade a la mezcla un cierto aditivo que pueda contrarrestar tal inconveniencia. En el caso de cementaciones especiales se le puede añadir a la mezcla radiactivos para seguir su rastro. Para terminaciones de pozos sujetos a inyección de vapor se seleccionan cementos resistentes a muy altas temperaturas. En áreas donde la corrosión de tuberías es problema muy serio se le añade a la mezcla anticorrosivos especiales.

Además de su uso en la cementación de sartas y de la cementación forzada, el cemento se emplea en una variedad de casos durante la perforación, la terminación de pozos, reacondicionamiento y abandono de pozos.

#### *Cementación forzada*

Durante la perforación o en las tareas de terminación de los pozos, y posteriormente durante el transcurso de la vida productiva de los mismos, en trabajos de reparaciones y/o reacondicionamiento, se emplea con mucha frecuencia la cementación forzada.

Este método de cementación consiste en forzar la mezcla de cemento a alta presión hacia la(s) formación(es) para corregir ciertas anomalías en puntos determinados a través de orificios que por cañoneo (perforación a bala o a chorro) son abiertos en los revestidores.

El cemento se inyecta en casos como: la falta de cemento en cierto tramo de la tubería; el aislamiento de un intervalo gasífero y/o acuífero de una zona productiva, con miras a eliminar la producción de gas y/o agua; corrección de fugas de fluidos a través del revestidor, debido a desperfectos; abandono de zonas productivas agotadas.

### Aditamentos para la cementación de sartas

A través de la práctica y experiencia con la cementación de sartas revestidoras han surgido los diseños y fabricación de ciertos aditamentos para los tubos con el propósito de lograr los mejores resultados posibles.

#### La zapata de cementación

Al primer tubo que va en el hoyo se le enrosca y se le fija por soldadura en su extremo inferior una zapata de cementación.

La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar. En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, la cual no permite que el fluido de perforación en el hoyo entre en la sarta pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio anular. Esto le imparte a la sarta cierta flotación que desde la superficie se contrarresta llenan-

do la sarta con fluido bien acondicionado para que descienda con más rapidez y a la vez queden balanceadas las presiones externas.

Todo el material interno que compone el mecanismo y configuración de la zapata puede ser perforado con barrena en caso necesario, como es requerido tratándose de la primera y sarta intermedia para llegar a la profundidad final. En el caso de la última sarta, la zapata no se perfora.

#### La unión o cuello flotador

Para reforzar la función de la zapata y coadyuvar en la mecánica de la cementación, se dispone que a cierta distancia del primer tubo se coloque entre dos tubos una unión o cuello flotador. La unión permite el flujo por la tubería hacia el hoyo pero impide, por el mecanismo de su válvula de un solo paso, que fluidos del hoyo entren a la tubería. La unión tiene un asiento que sirve para asentar un ta-



Fig. 3-32. Zapata instalada al primer tubo de revestimiento que va al hoyo.

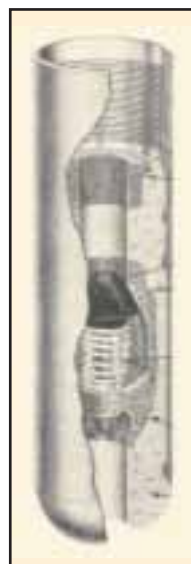


Fig. 3-33. Tipo de zapata de cementación.

pón que se inserta en la tubería detrás del último saco de cemento bombeado.

Este tapón, al llegar al cuello flotador, no puede pasar y el aumento de presión en la sarta indica que ya todo el cemento pasó por el cuello y ha concluido el desplazamiento.

#### *Unión o cuello flotador (cementación por etapas)*

Cuando se trata de sargas muy largas la cementación se hace en dos o tres etapas. En cuyo caso, para cada etapa, se dispone en la sarta una unión que por diseño y construcción cumple funciones adicionales, además de la función de la unión o cuello corriente.

Esta unión, además de su válvula, tiene orificios que, en el momento apropiado, por el bombeo y la inserción de un dispositivo adecuado, permiten la salida del cemento al espacio anular. Para retener el cemento en el punto de salida y para que fluya hacia arriba por el espacio anular, la unión lleva como parte integral, o bien como complemento aparte asido a la sarta, a muy corta distancia de la base de la unión, un cesto de cementación, que al abrirse toma la forma de paraguas invertido. Al abrirse hace contacto con la pared del hoyo y su forma cónica le da configuración de cesto.

Una vez hecha esa etapa de cementación se procede sarta arriba con la siguiente etapa, a través de otra unión similar que le fue colocada a la sarta a profundidad determinada y así, sucesivamente, hasta terminar la cementación por las etapas determinadas, previamente a la inserción de la sarta en el hoyo.

#### *Centralizadores*

Para que la sarta quede bien centrada en el hoyo, y a objeto de evitar que se recueste contra la pared del hoyo, ocasionando luego defectos en la continuidad del cemento en el espacio anular, se le instalan a la sarta centralizadores en aquellos puntos que se consideren necesarios.

Los centralizadores, por sus anillos que rodean el tubo y fijados con puntos de soldadura, quedan a las profundidades deseadas. Los flejes que unen los anillos tienen una curvatura hacia afuera para hacer contacto con la pared del hoyo.

#### *Raspadores*

En ciertas oportunidades, para lograr mejor adhesión entre el cemento y la pared del hoyo, se le añaden raspadores a la sarta. Estos raspadores, que pueden consistir de láminas en formas de tiras largas donde van incrustadas los alambres o de anillos cuyos alambres sobresalen circunferencialmente, raspan la pared del hoyo con el fin de desprender el exceso de revoque que la cubre para facilitar que el cemento cubra directamente las formaciones.

El raspado se efectúa durante la inserción de la tubería, y luego, también, alzando y bajando lentamente la tubería, mientras se bombea a objeto de ir desplazando hacia la superficie lo que se haya desprendido de la pared del hoyo.



Fig. 3-34. Centralizadores para la sarta de revestimiento.

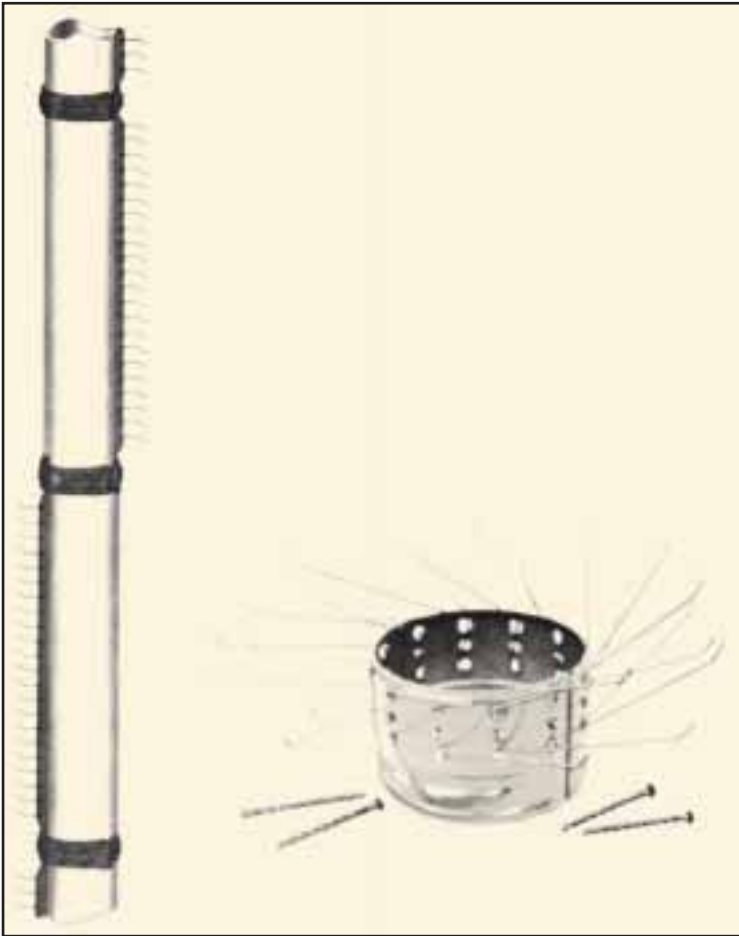


Fig. 3-35. Tipos de raspadores de la pared del hoyo.

## V. Operaciones de Perforación en Aguas Costafuera

Yacimientos petrolíferos ubicados en tierra pero cercanos a la costa indujeron las posibilidades de extensión hacia aguas llanas. Tal fueron los casos de Cabimas y Lagunillas, Costa Oriental del lago de Maracaibo, por allá en las décadas de los años veinte y treinta. Y poco a poco, hasta hoy, el taladro se ha ido ubicando en aguas profundas del lago. De igual manera viene sucediendo en otras partes del mundo. En realidad, los fundamentos básicos de la perforación no han cambiado, pero sí, y mucho, la tecnología; la modalidad de las operaciones; las instalaciones; los requerimientos de personal capacitado; los equipos, mate-

riales y herramientas; los servicios de apoyo; las inversiones y costos para operar eficazmente en un ambiente exigente y de situaciones cambiantes, a veces impredecibles.

### El ambiente

El ambiente más allá de la costa y hacia el mar adentro presenta variada profundidad de las aguas; diferentes condiciones topográficas y consistencia del suelo marino que, a veces por muy duro o por muy blando, dificulta la construcción de cimientos o el aferramiento de anclas; corrientes superficiales o profundas, cuyas fuerzas podrían comprometer las instalaciones y hacer dificultosa la navegación; condiciones atmosféricas que generan chubascos de agua o de viento, remolinos y huracanes, con el consiguiente encrespamien-



to de las olas y oleaje que hacen cancelar la navegación y ponen en peligro la seguridad del personal e instalaciones. En zonas frías se añaden las bajísimas temperaturas de invierno y el peligro que representan los témpanos de hielo que flotan y se desplazan por los mares árticos.

### La tecnología

De aguas llanas y protegidas, el taladro fue ubicado a mayores distancias de las costas en aguas más profundas, a medida que los adelantos en las técnicas de exploración costafuera permitían escudriñar el subsuelo.

Las operaciones pioneras de perforación y producción en el lago de Maracaibo, en el mar Caspio y en el golfo de México han sido escuelas para estudios y prácticas fundamentales que llevaron las operaciones mar adentro en el mar del Norte y otros sitios.

De las plataformas convencionales de perforación se ha pasado a la construcción de grandes plataformas desde las cuales se pueden perforar direccionalmente varias locaciones. Una vez concluida la perforación, la plataforma queda como centro de producción y manejo de petróleo y/o de gas de un gran sector del campo. Las gabarras de perforación de antaño han sido modificadas, y son hoy estructuras integradas que llevan la cabria empotrada y constituyen un taladro flotante que entra, permanece y sale de la locación como una sola unidad.

Para la perforación en aguas llanas y pantanosas se han diseñado gabarras integrales autopropulsadas que constituyen en realidad un barco de poco calado.

Para operaciones en aguas semiprofundas se cuenta con las gabarras autoelevadas cuyas patas de sostén se afinan en el fondo del mar. La flota mundial tiene unidades que pueden operar en aguas de 4 a 112 metros de profundidad y perforar hasta 9.150 metros.

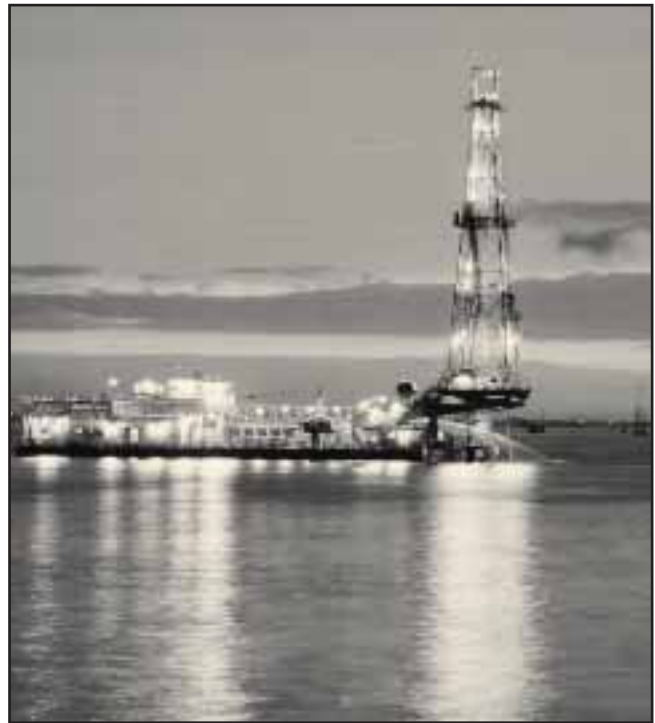


Fig. 3-36. Moderno equipo de perforación en el lago de Maracaibo.

Para profundidades de 4 a 53 metros de agua hay perforadoras del tipo sumergible que pueden perforar hasta 7.600 metros. Para las profundidades de agua a más de 1.000 metros hay una flota de barcos de perforación que pueden hacer hoyos hasta 7.600 metros.

El golfo de México, en el sector estadounidense de Texas a Alabama, representa una de las áreas donde en los últimos dos años se han ubicado plataformas flotantes del tipo de sujeción tensada, en profundidades de aguas por encima de los 500 metros y perspectivas de llegar a 1.000 metros. Estas plataformas pueden pesar hasta 23.000 toneladas y están diseñadas para resistir el impacto de olas de 20 metros de altura y de vientos de 224 kilómetros por hora. Este tipo de plataforma permite perforar varios pozos direccionales desde un mismo sitio y el costo diario de taladro se estima actualmente en \$100.000,00

El diseño y construcción de todas estas nuevas perforadoras se realizan tomando

en cuenta que su sitio de operaciones está lejos de los centros de aprovisionamiento. Por tanto, se tiene que contar con el espacio y las comodidades suficientes para albergar varias docenas de personal de operaciones por tiempo largo. Además, se dispone de suficiente área de almacenamiento para materiales, herramientas y repuestos para garantizar la continuidad de las operaciones por varios días.

Las operaciones costafuera requieren estudios de suelos para verificar la topografía y competencia de los estratos, en caso de utilizar gabarras de perforación autoelevadas o para la erección de instalaciones de producción. También son necesarios los estudios oceanográficos para conocer los factores que en el sitio afectan las condiciones del mar, su flora y fauna. Estudios y servicios constantes de meteorología para alerta y seguridad del personal y disposiciones de salvaguarda de las instalaciones. Muchos de los adelantos logrados en estas ramas han sido originados por las necesidades de las operaciones petroleras.

En materia de servicios de apoyo, los nuevos diseños y la construcción de remolcadores, de barcasas y barcos de abastecimiento, de botes salvavidas y de lanchas han

introducido innovaciones para mayor seguridad de la navegación y el transporte de personal y materiales.

Cada taladro tiene helipuerto y el uso del helicóptero es común para el transporte del personal y cargas pequeñas. Las comunicaciones por radio, teléfono, télex, celular, computadoras, o la utilización de satélites permiten, no obstante las distancias, que el taladro esté en contacto con la base de operaciones. En el mismo taladro, por razones obvias, se dispone de espacio para que empresas de servicios de registros y de cementación ubiquen sus equipos temporal o permanentemente, de acuerdo al ritmo de las operaciones. Con respecto al manejo de materiales, los taladros tienen incorporadas grúas para manejar todo tipo de carga para sus tareas de perforación.

Las operaciones costafuera, y más mar adentro, han requerido de innovaciones en el equipo mismo de perforación. Por ejemplo: a medida que la profundidad de las aguas se hace mayor, la longitud del tubo conector (subiente) desde el fondo marino hasta el conjunto de impedirreventones también es mayor; por tanto, a su diseño y estabilidad le han sido incorporadas características acordes a las necesidades. Para el mejor manejo y mayor rapidez de instalación, el conjunto de impedirreventones viene preensamblado para ser instalado en el fondo del mar.

De igual manera, para contener arremetidas o amagos de reventón, el taladro dispone de equipo adicional que aunado a los impedirreventones facilita el control del pozo, por la aplicación de procedimientos determinados de contención que el personal debe conocer explícitamente.

Para evitar la contaminación de las aguas marinas con fluidos de perforación, materias químicas, petróleo y otras sustancias nocivas, se toman precauciones adecuadas para disponer de esos desechos. En el caso de pue-



Fig. 3-37. Modernos equipos para perforación costafuera.

bas preliminares de producción, el gas y/o petróleo se queman en mechorrios especiales instalados vertical u horizontalmente.

En las ramas de buceo, televisión y soldadura submarinas, los adelantos y aplicaciones han marcado inusitados progresos, a medida que la perforación se hace en aguas cada vez más profundas.

La computación y procesamiento de datos, aunados a los sistemas de telecomunicaciones más avanzados, permiten que las decisiones sobre las operaciones se tomen sobre la marcha, ahorrando así tiempo y dinero.

## VI. Operaciones de Pesca

En la perforación siempre está presente la posibilidad de que fortuitamente se queden en el hoyo componentes de la sarta de perforación u otras herramientas o elementos utilizados en las diferentes tareas de obtención de datos, pruebas o terminaciones del pozo, ocasionando lo que generalmente se le llama tarea de pesca, o sea rescatar o sacar del hoyo esa pieza que perturba la continuidad de las operaciones. Por tanto, en previsión para actuar en consecuencia, siempre hay en el taladro un mínimo de herramientas de pesca de uso muy común, que por experiencia son aconsejables tener: como cesta, ganchos, enchufes, percusor, roscadores y bloques de plomo para hacer impresiones que facilitan averiguar la condición del extremo de un tubo.

La serie de herramientas de pesca es bastante extensa y sería imposible y costoso tenerla toda en cada taladro. Sin embargo, en los centros de mucha actividad de perforación, en los almacenes de materiales de las empresas operadoras y de servicios de perforación se tienen herramientas para cubrir el mayor número de casos específicos.

Generalmente la tarea de pesca es sencilla pero otras veces se puede tornar tan

difícil de solucionar que termina en la opción de desviar el hoyo.

En tareas de pesca cuenta mucho diagnosticar la situación, disponer de las herramientas adecuadas y la paciencia y experiencia de todo el personal de perforación. En ocasiones, la tarea puede representar un difícil reto al ingenio mecánico del personal, pero hay verdaderos expertos en la materia, tanto en ideas como en la selección y aplicación de las herramientas requeridas.

## VII. Arremetida, Reventón e Incendio

Estos tres episodios son indeseables en la perforación o en tareas de limpieza o reacondicionamiento de pozos, pero suceden. Afortunadamente, los resultados lamentables son raros, gracias al adiestramiento del personal para actuar en tales casos y al equipo y procedimiento de contención disponibles.

La arremetida, o sea el desbordamiento de fluidos (gas y/o petróleo, agua: fresca o salada) de la formación hacia el hoyo, ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones perforadas o la formación que está siendo penetrada por la barrena.



Fig. 3-38. Herramienta de pesca para extraer tuberías del hoyo.

Las manifestaciones de la arremetida se captan en la superficie por el aumento de volumen de fluido en el tanque y por el comportamiento simultáneo de las presiones en la sarta y el espacio anular. La magnitud del volumen adicional de fluido descargado da idea de la gravedad de la situación. La apreciación precoz del tipo de fluido desbordado ayudará a poner en ejecución uno de los varios métodos adecuados de contención, cuya finalidad, no obstante las diferencias de procedimientos, es permitir acondicionar el fluido de perforación al peso requerido y bombearlo al hoyo ya que mientras tanto se controla el comporta-

miento del flujo por el espacio anular para descargar la arremetida inocuamente.

Por sus características físicas y comportamiento de la relación volumen-presión, la arremetida de gas es la más espectacular. Su fluidez, su rapidez de ascenso, inflamabilidad o posible contenido de sulfuro de hidrógeno hacen que desde el mismo instante de la arremetida se proceda a contenerla sin dilaciones. Toda arremetida es un amago de reventón.

Toda arremetida que no pueda ser controlada termina en reventón, con sus graves consecuencias de posibles daños personales, destrucción segura de equipos y hasta posible pérdida del hoyo o del pozo. Si el reventón se incendia, los daños físicos serán mayores y más difíciles y más costosos serán también los esfuerzos para contenerlo.

Para el yacimiento, el reventón se convierte en un punto de drenaje sin control, cuya producción durante días o meses ocasiona daños a la formación, con gran pérdida de fluidos y abatimiento de la presión natural.

El riesgo de contaminación del ambiente puede tornarse muy serio y los daños podrían sumar pérdidas irreparables y costosísimas.

## VIII. Problemas Latentes durante la Abertura del Hoyo

Aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado, durante la perforación pueden presentarse una variedad de problemas que a veces pueden ser difíciles y costosos. Prevenir situaciones que puedan malograr el buen ritmo y los costos de las operaciones es quizás el anhelo más importante que debe motivar a todo el personal de perforación y de apoyo.

Entre estos problemas se cuentan:

- Derrumbes de las formaciones.



Fig. 3-39. Espectacular reventón de un pozo en el lago de Maracaibo.





Fig. 3-40. Pozo petrolífero en el lago de Maracaibo.

- Pérdida de circulación parcial o total del fluido de perforación
- Desviación crítica del hoyo.
- Constricción del diámetro del hoyo.
- Torcedura o enchavetamiento del hoyo.
- Atascamiento de la sarta de perforación.
- Desenrosque de elementos de la sarta y, por ende, tareas de pesca.
  - Torcedura y desprendimiento de parte de la sarta.
  - Arremetidas y reventón.
  - Incendios.

## IX. Informe Diario de Perforación

Ninguna información es tan importante como la que diariamente cada perforador escribe en el “Informe Diario de Perforación”. Día a día este informe va acumulando una cantidad de datos que son fuente insustituible de lo acontecido, desde el momento en que comienza la mudanza del equipo a la locación hasta la salida para otro destino, luego de terminado, suspendido o abandonado el pozo.

El informe constituye una referencia cronológica que, apropiadamente analizada y evaluada, sirve para apreciar cómo se condujo la perforación; cuál fue el comportamiento del equipo y herramientas utilizadas; qué cantidad de materiales fueron consumidos; cuáles inconvenientes se presentaron durante la perforación; cuánto tiempo se empleó en cada una de las tareas que conforman la perforación; accidentes personales y datos de importancia. Toda esa información puede traducirse en costos y de su evaluación pueden derivarse recomendaciones para afianzar la confiabilidad de los equipos, herramientas, materiales y tecnología empleada o para hacer modificaciones con miras a hacer más eficientes y económicas las operaciones.

En el informe se van detallando todos aquellos renglones que comprenden los programas específicos que conforman la perforación. Estos programas son:

- Programa de Barrenas
- Programa de Fluido de Perforación
- Programa de Muestras y Núcleos
- Programa de Registros
- Programa de Revestidores
- Programa de Cementación
- Programa de Pruebas y Terminación
- Programa de Contingencias

La Tabla 3-6 presenta una relación más detallada de las tareas que conforman la perforación y que al final de cuentas cada una representa un porcentaje del tiempo total consumido y de la inversión.

Resumiendo la valiosa cantidad de información que se deriva de la perforación de un pozo se puede decir que de ella pueden obtenerse indicadores que señalan el comportamiento y funcionamiento de ciertas herramientas y materiales, como también costos y gastos de diferentes renglones de la operación entre pozos en un mismo campo o entre campos en un determinado territorio, consideran-





Fig. 3-41. El perforador al frente de los controles de un equipo moderno de perforación.

do las condiciones y características de factores geológicos similares o aproximados. La información básica es la siguiente:

- Profundidad final de perforación, en metros.
- Velocidad de horadación de las formaciones por la barrena, en metros/minuto o metros/hora.
- Peso de la sarta de perforación, en kilogramos.
- Peso de la sarta de perforación sobre la barrena, en kilogramos.
- Esfuerzo de torsión de la sarta de perforación, kilogramo-metro.
- Revoluciones por minuto de la barrena, r.p.m.
- Presión del subiente (tubería para mandar fluido de perforación a la sarta), en  $\text{kg}/\text{cm}^2$ .
- Presión en el espacio anular, en  $\text{kg}/\text{cm}^2$ .
- Velocidad de las bombas, emboladas/minuto.
- Densidad del fluido de perforación, entrante/saliente,  $\text{kg}/\text{litro}$ .

- Temperatura del fluido de perforación, entrante/saliente,  $^{\circ}\text{C}$ .
- Descarga del fluido de perforación:
  - Volumen de cada tanque o fosa,  $\text{m}^3$  o brls.
  - Volumen total,  $\text{m}^3$  o brls.
  - Ganancia o pérdida de volumen,  $\text{m}^3$  o brls.
- Tanque de aforación del fluido de perforación durante la extracción/metida de la sarta,  $\text{m}^3$  o brls.
  - Ganancias o pérdidas de volumen,  $\text{m}^3$  o brls.
- Esfuerzo de torsión de las tenazas para enroscar la tubería,  $\text{kg}/\text{metro}$ .
- Volumen de fluido para llenar el hoyo durante las maniobras de extracción y/o metida de la sarta,  $\text{m}^3$ .

Este tipo de información computarizada se puede obtener en el mismo sitio de las operaciones, y servirá al personal del taladro para evaluar la normalidad de la perforación o detectar alguna anomalía.

**Tabla 3-6. Recopilación de datos del Informe Diario de Perforación**

**RESUMEN DE ACTIVIDADES**

Locación: _____	Taladro: _____	Pozo: _____
Altitud, metros: _____ (sobre el nivel del mar)	Altitud, metros: _____ (mesa rotatoria)	Campo: _____
Coordenadas: _____	Fecha comienzo: _____	Fecha terminación: _____

	<b>Horas/(Días)</b>	<b>Observaciones</b>
1. Mudando equipo y aparejando	_____	_____
2. Desmantelando	_____	_____
3. Perforando	_____	_____
4. Sacando núcleos	_____	_____
5. Escariando	_____	_____
6. Entubando y cementando	_____	_____
7. Tomando registros	_____	_____
8. Reparaciones	_____	_____
9. Sacando sarta de perforación	_____	_____
10. Metiendo sarta de perforación	_____	_____
11. Constatando desviación del hoyo	_____	_____
12. Acondicionando fluido de perforación	_____	_____
13. Terminando y probando	_____	_____
14. Pescando	_____	_____
15. Esperando órdenes	_____	_____
16. Esperando por mal tiempo	_____	_____
17. Días feriados	_____	_____
	<b>Total</b>	
18. Metros perforados	_____	
19. Metros de núcleos extraídos	_____	
Profundidad total		
20. Metros perforados/Días activos de perforación		
21. Núcleos extraídos/Días activos de extracción, metros		
22. Núcleos recuperados, metros		
23. Porcentaje de núcleos recuperados		
24. Longitud escariada, metros		
25. Longitud escariada por días activos, metros		
26. Sustancias añadidas al fluido de perforación		
Bentonita, Sacos	Bicarbonato de soda, kilogramos	
Baritina, sacos	Fosfatos, kilogramos	
Soda cáustica, kilogramos	Otros	
Quebracho, kilogramos		
27. Características del fluido de perforación		
De ..... a, _____ metros	(peso, viscosidad, filtración, pH, gelatinosidad, revoque, tratamientos).	
28. Barrenas utilizadas		
De ..... a, _____ metros	Diámetro, mm. Tipo, cantidad, marca, peso, r.p.m.	
29. Sarta de revestimiento		
De ..... a, _____ metros	Especificaciones y detalles de la cementación	
30. Registros tomados		
De ..... a, _____ metros	Tipo _____ Fecha, empresa, detalles _____	
31. Perforación a bala/cañoneo		
De ..... a, _____ metros	Orificios (números/diámetro)/metro _____ Detalles	
32. Pruebas de producción		
Intervalo		
De ..... a, _____ metros	Detalles (ver 32)	
33. Costos de la perforación/terminación		
Costo de perforación, Bs./metro	Tipo y composición de la sarta, tipo de amortiguador (agua/petróleo);	
Costo de terminación, Bs.	tipo de empackadura; profundidad de hincaje; apertura de la sarta (hora);	
Costo total:	minutos de flujo a la superficie; presiones; duración de la prueba;	
Costo total/metro, Bs.	estrangulador; detalles; fluidos, b/d; relación gas/petróleo: calidad de	
	fluido; agua/sedimentos, etc.	

## X. Terminación del Pozo

Cementada la última sarta de revestimiento, que tiene la doble función de revestidor y de sarta de producción, se procede a realizar el programa de terminación del pozo.

La terminación constituye el primer paso en lo que será la etapa de producción del pozo. Generalmente, la última sarta se cemen-

ta luego de haber hecho un análisis completo de las perspectivas de productividad del pozo porque en caso contrario se incurriría en costos innecesarios de la tubería, cementación, cañoneo y pruebas.

Por tanto, los detalles de la terminación del pozo se encuentran en el Capítulo 4, "Producción".

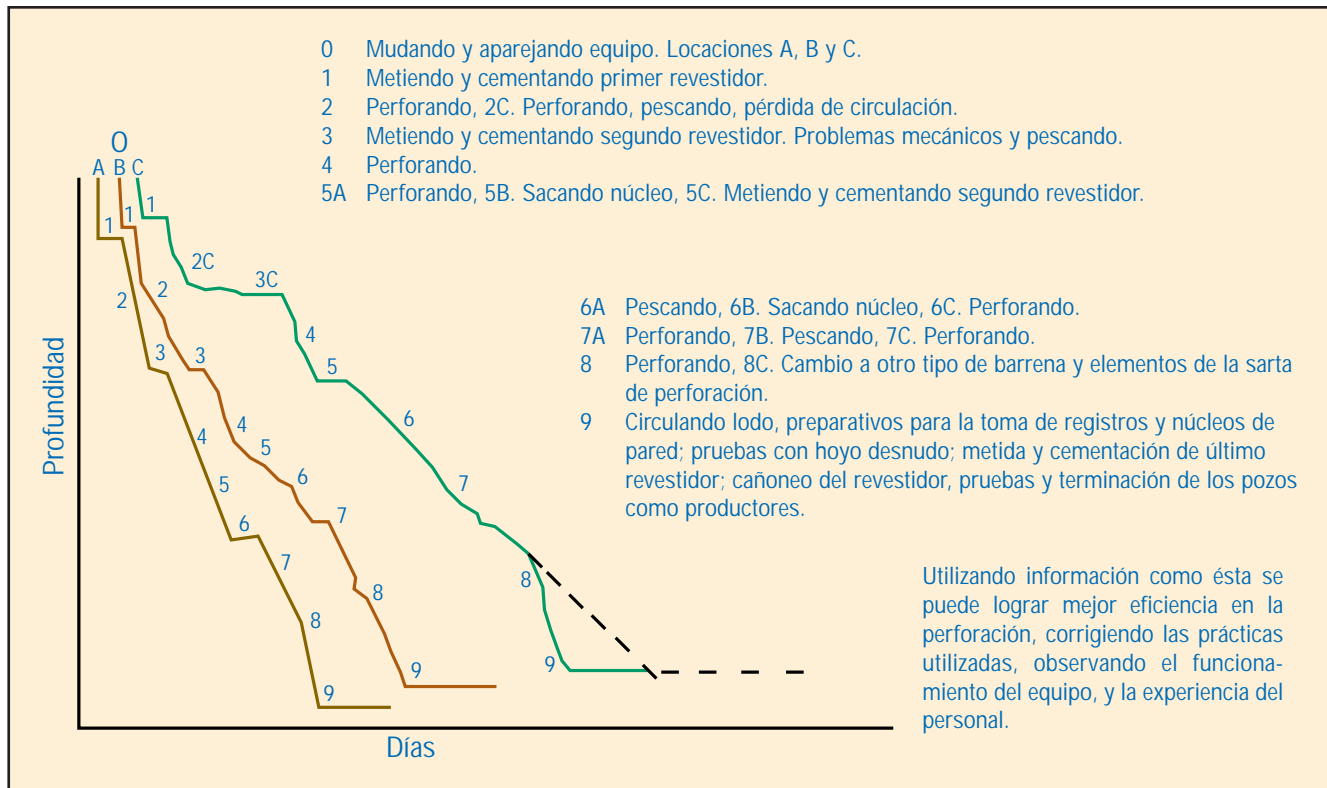


Fig. 3-42. Ejemplos esquemáticos de incidencias y progreso en la perforación (tres locaciones en el mismo campo).

## XI. Clasificación de Pozos Terminados

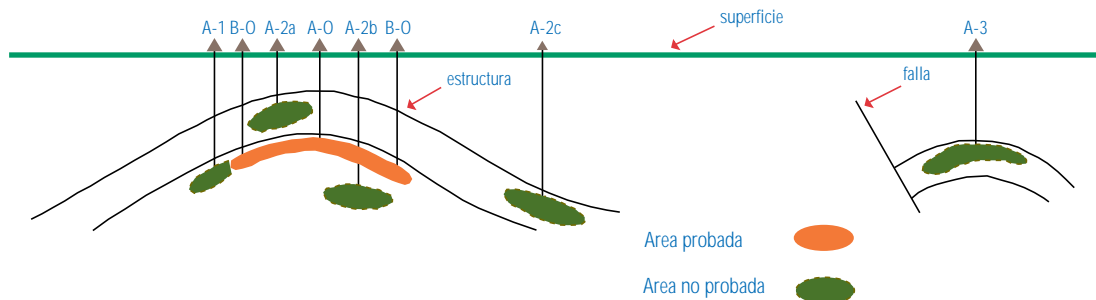
Para catalogar la perforación y terminación de pozos, de acuerdo al objetivo, al

área donde se perfora y otras condiciones dentro de los campos y yacimientos, el Ministerio de Energía y Minas utiliza la Clasificación Lahee (ver Tabla 3-7).

Tabla 3-7. Clasificación de pozos

Objetivo	Área donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación		
			Resultados positivos	Resultados negativos	
			A (exploratorio)	B (productor)	C (seco)
Para desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 de desarrollo	0 de desarrollo	0 de desarrollo	
	Fuera del área probada	1 de avanzada	1 de extensión	1 de avanzada	
Para descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2a de yacimientos superiores	2a descubridor de yacimientos superiores	2a exploratorio de yacimientos superiores	
		2b de yacimientos profundos	2b descubridor de yacimientos profundos	2b exploratorio de yacimientos profundos	
	Fuera del área probada	2c de nuevos yacimientos	2c descubridor de nuevos yacimientos	2c exploratorio de nuevos yacimientos	
Para descubrir nuevos campos	Áreas nuevas	3 de nuevo campo	3 descubridor de nuevo campo	3 exploratorio de nuevo campo	

Nota: La clasificación después de la perforación bien puede no corresponder horizontalmente a la clasificación hecha antes de perforar el pozo, ya que de resultar seco el objetivo original puede haberse terminado en otro yacimiento.



## XII. Tabla de Conversión

En la industria petrolera, por razones obvias, se emplean el Sistema Métrico y el Sistema angloamericano, de pesas y medidas. Como la fuente tecnológica petrolera más

abundante la constituyen las publicaciones estadounidenses, en la Tabla 3-8 presentamos los valores de conversión que aparecen en Petróleo y otros Datos Estadísticos, del Ministerio de Energía y Minas.

**Tabla 3-8. Tabla de conversión. Valores equivalentes aproximados**

Volumen	Metro cúbico	Galón americano	Litro	Barril americano	Pie cúbico
Metro cúbico	—	264,170	1.000,000	6,2898	35,315
Galón americano	0,0038	—	3,785	6,0238	0,134
Litro	0,0010	0,264	—	0,0063	0,035
Barril americano	0,1589	42,00	158,988	—	5,615
Pie cúbico	0,0283	7,481	28,317	0,1781	—

Peso	Kilogramo	Libra	Tonelada métrica	Tonelada larga	Tonelada corta
Kilogramo	—	2.205	0,0010	0,00098	0,0011
Libra	0,454	—	0,0005	0,00045	0,0005
Ton métrica	1.000,000	2.204,620	—	0,98421	1,1023
Ton. larga	1.016,050	2.240,000	1,0161	—	1,1200
Ton. corta	907,185	2.000,000	0,9072	0,89286	—

Superficie	Hectárea	km <sup>2</sup>	Acre	Longitud	Metro	Pulgada	Pie
Hectárea	—	0,010	2,47	Metro	—	39,37	3,281
Km <sup>2</sup>	100,00	—	247,10	Pulgada	0,025	—	0,083
Acre	0,41	0,004	—	Pie	0,305	12,00	—

Calor	Kilocaloría	BTU	Kilovatio-hora
Kilocaloría	—	3,97	0,0012
BTU	0,2252	—	0,0003
Kilovatio-hora	859,600	3.412,75	—
Kilovatio-hora	3.210,000 a/	—	—

a/ Factor correspondiente a la conversión de energía hidroeléctrica en Venezuela.



## Referencias Bibliográficas

---

1. API - American Petroleum Institute: **API Drilling and Production Practice**, American Petroleum Institute, Washington D.C., anual.
2. API - American Petroleum Institute: **API Spec 7**, Rotary Drilling Equipment, May 1979.
3. ARDREY, William E.: "Computers at Wellsite", en: **Drilling**, December 1983, p. 65.
4. ARMCO: **Oil Country Tubular Products Engineering Data**, Armco Steel Corporation, Middletown, Ohio, 1966.
5. BLEAKLEY, W.B.: "IFP and Elf-Aquitaine Solve Horizontal Well Logging Problem", en: **Petroleum Engineer International**, November 15, 1983, p. 22.
6. **Boletín de Geología**, Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas, eventual.
7. **Boletín Informativo**, Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo, Caracas, trimestral.
8. BOYADJIEFF, George: "Power Swivels", en: **Drilling**, March 1984, p. 41.
9. BRANTLEY, J.E.: **History of Oil Well Drilling**, Chapter 24, Directional Drilling, Houston, Texas, 1971.
10. BRANTLEY, John E.: **Rotary Drilling Handbook**, fifth edition, Palmer Publications, Los Angeles, California, 1952.
11. **Bulletin American Association of Petroleum Geologists**, Tulsa, Oklahoma, mensual.
12. CLEMENT, C.; PARKER, P.N.; BEIRUTE, R.M.: "Basic Cementing", serie de 8 artículos, en: **Oil and Gas Journal**, February 21, 1977-May 23, 1977.
13. DELLINGER, T.B.; GRAVELEY, W.; TOLLE, G.C.: "Directional Technology Will Extend Drilling Reach", en: **Oil and Gas Journal**, September 15, 1980.

14. **Drilling Associated Publishers**, Dallas, Texas, mensual.
  15. FINCHER, Roger W.: "Short-Radius Lateral Drilling: A Completion Alternative", en: **Petroleum Engineer International**, February 1987, p. 29.
  16. GASSETT, Paul L.: "Drilling Today: A Candid Look at Costs, Training and Technology", en: **World Oil**, October 1980.
  17. Horizontal Wells Series:
    1. LANG, William J.; JETT, Marion B.: "High expectations for horizontal drilling becoming reality", en: **Oil and Gas Journal**, September 24, 1990, pp. 70-79.
    2. NAZZAI, Greg: "Planning matches drilling equipment to objectives", en: **Oil and Gas Journal**, October 8, 1990, pp. 110-118.
    3. JONES, Warren: "Unusual stresses require attention to bit selection", en: **Oil and Gas Journal**, October 22, 1990, pp. 81-85.
    4. HARVEY, Floyd: "Fluid program built around hole cleaning, protecting formation", en: **Oil and Gas Journal**, November 5, 1990, pp. 37-41.
    5. TAYLOR, Michael; EATON, Nick: "Formation evaluation helps cope with lateral heterogeneities", en: **Oil and Gas Journal**, November 19, 1990, pp. 56-66.
    6. WHITE, Cameron: "Formation characteristics dictate completion design", en: **Oil and Gas Journal**, December 3, 1990, pp. 58-64.
    7. MATSON, Ron; BENNETT, Rod: "Cementing horizontal holes becoming more common", en: **Oil and Gas Journal**, December 17, 1990, pp. 40-46.
    8. BLANCO, Eduardo R.: "Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction", en: **Oil and Gas Journal**, December 31, 1990, pp. 112-117.
- Conclusion of Series

18. IX Jornadas Técnicas de Petróleo: **Trabajos sobre Perforación**, Colegio de Ingenieros de Venezuela/Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos, Maracaibo, 30-10 al 2-11-1991.
19. JOURDAN, Andre P.; BORON, Guy: "Horizontal Well Proves Productivity Advantages", en: **Petroleum Engineer International**, October 1984, p. 24.
20. **Journal of Petroleum Technology**, Dallas, Texas, mensual.
21. **Journal of Petroleum Technology**, "Artificial Lift/Multi-lateral Technology", July 1997.
22. LEONARD, Jeff: "Guide To Drilling, Workover and Completion Fluids", en: **World Oil**, June 1980.
23. LITTLETON, Jeff H.: "Sohio Studies Extended - Reach Drilling For Proudhoey Bay", en: **Petroleum Engineer International**, October 1985, p. 28.
24. LOWEN, Brian M.; GRADEEN, Glenn D.: "Canadian Operator Succeeds in Slant-Hole Drilling Project", en: **Petroleum Engineer International**, August 1982, p. 40.
25. LOXAM, D.C.: "Texaco Canada Completes Unique Horizontal Drilling Program", en: **Petroleum Engineer International**, September 1982, p. 40.
26. LUMMUS, James L.: "Bit Selection", en: **Petroleum Engineer**, March 1974.
27. MARSH, J.L.: "Hand-Held Calculator Assists in Directional Drilling Control", en: **Petroleum Engineer International**, July 1982, p. 79.
28. **Mene**, Maracaibo, estado Zulia, bimestral.
29. Ministerio de Energía y Minas:  
A. **Memoria y Cuenta**, anual.  
B. **Petróleo y otros Datos Estadísticos (PODE)**, Caracas, anual.

30. MOORE III, W.D.; STILWELL, Jim: "Offshore Report", en: **Oil and Gas Journal**, May 8, 1978.
31. MOORE, Steve D.: "High - Angle Drilling Comes of Age", en: **Petroleum Engineer International**, February 1987, p. 18.
32. MOORE, Steve D.: "The Hows And Whys of Downhole Drilling Motors", en: **Petroleum Engineer International**, August 1986, p. 38.
33. NAZZAI, Greg: "Extended - Reach Wells Tap Outlying Reserves", en: **World Oil**, March 1993, p. 49.
34. **Ocean Industry**, Houston, Texas, mensual.
35. **Offshore**, Tulsa, Oklahoma, mensual.
36. **Oil and Gas Journal**:
  - "Horizontal drilling taps coal seam gas", March 14, 1983, p. 35.
  - "Group project aims to extend limits of directional drilling", July 18, 1983, p. 42.
37. **Petroleum**, Maracaibo, estado Zulia, mensual.
38. PETZET, G. Alan: "Research efforts aims to trim drilling cost, boost recovery", en: **Oil and Gas Journal**, July 18, 1983, p. 41.
39. RANDALL, B.V.; CRAIG, Jr., J.T.: "Bottom Hole Assemblies Rated for Rigidity/Stickability", en: **Oil and Gas Journal**, October 2, 1978.
40. RAPPOLD, Keith: "Use Of LWD Tools To Improve Downhole Navigation On The Rise", en: **Oil and Gas Journal**, December 18, 1995, p. 25.
41. SUMAN, Jr., George O.; ELLIS, Richard E.: "Cementing Oil and Gas Wells", en: **World Oil**, March 1977.
42. **Transactions**, Society of Petroleum Engineers of the A.I.M.E., Dallas, Texas, anual.

43. UREN, Lester C.: **Petroleum Production Engineering Development**, fourth edition, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1956.
44. WALKER, Scott H.; MILLHEIM, Keith K.: "An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slim-Hole High Speed Drilling System", en: **Journal of Petroleum Technology**, September 1990, p. 1.184.
45. WEISS, Walter J.: "Drilling Fluid Economic Engineering", en: **Petroleum Engineer**, September 1977.
46. **World Oil:**
  - "Composite Catalog", Oil Field Equipment and Services, 1982 - 1983, 5 volúmenes, 9.052 páginas
  - "Drilling Today and Yesterday", October 1978.
  - "Drill Bit Classifier", September 1992.
47. **Zumaque**, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos, Caracas, trimestral.