TECANA AMERICAN UNIVERSITY
Accelerated Degree Program
Doctorate of Science in Petroleum
Engineering Technology

INFORME Nº 1

"INGENIERÍA DE PERFORACIÓN"

MSC. Alfonso.Cruz R

"Por la presente juro y doy fe que soy el único autor del presente informe y que su contenido es fruto de mi trabajo, experiencia e investigación académica"

Cabimas, 19 de Febrero 2009

"El hombre alcanzará el éxito , tan pronto como esté seguro de lo que quiere ser"

Alfonso Cruz.

ÍNDICE GENERAL

	Página
Introducción……...	1
I. EQUIPOS DE PERFORACIÓN……..	3
Proceso de Perforación……..	3
Sistema de Levantamiento……	3
Sistema de Rotación…….……	4
Sistema de Circulación….……	4
Sistema de Potencia……..……	4
Sistema de Seguridad…...……	4
Ensamblaje de Fondo (BHA)...…….	5
Barra de Perforación (Drill Collar)….…….	5
Tubería pesada (Heavy Weight)…….....	7
Estabilizadores…….	7
Accesorios……	9
Mechas……...	9
Mecanismo de Acción……..	9
Clasificación y tipos de mechas……...	10
Selección y uso de las mechas de perforación…….	10
Fluidos de Perforación……..	12
Funciones de los fluidos de perforación……..	13
Composición de los fluidos……..	13
Propiedades de los fluidos de perforación……	14
Tipos de fluidos……	15
II. CONTROL DE POZO……	16
Arremetida…….	16
Reventón o Descontrol……..	16
Presión de formación…….	16
Presión de fractura…….	16
Presión hidrostática (PH)……...	16
Gradiente de presión……..	17
Causas y origen de una arremetida……	17
Indicadores que anticipan una arremetida al perforar……...	19
Diseño de Revestidores…….	20
Tubería de producción……...	21
Características de las tuberías de revestimiento……	21
Diámetro nominal…….	22
Longitud de los revestidores…….	22
Peso Nominal……...	23
Diámetro mínimo interno (Drift Diameter)……..	23
Conexiones para los tubulares……..	24
Grado de acero de los revestidores……..	24

Procedimiento general para diseñar una tubería de revestimiento…… 25
Determinación de la profundidad de asentamiento……... 26
Cementación…….. 28
Cementación Primaria…….. 28
Cementación Secundaria...…….. 28
Clasificación y funciones de los cementos…… 28
Cementos especiales…….. 30
Aditivos……. 31
Aceleradores…….. 31
Retardadores…….. 32
Controladores de pérdida de filtrado…… 32
Extendedores……. 33
Dispersantes…….. 33
Preventores de retrogresión de la resistencia…… 33
Causas de una cementación defectuosa…… 34

CONCLUSIONES……. 35
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS……. 36
ANEXOS
A. Tabla de acrónimos …… 38
B. Conceptualización del Diseño de Pozos……. 39
C. Revestidores con diámetro libre especial……... 40
39
D. Características de los mandriles usados para determinar el diámetro de los Revestidores…….. 40
E. Grados de Revestidores de Alta Resistencia con rango de Cedencia Controlada…….. 41
F. Equipo de Perforación…… 42
G. Criterios para el Diseño de Revestidores……... 43
H. Revestidores y Mechas…….. 44

ÍNDICE DE TABLAS

Página
1. Accesorios del BHA…….. 9
2. Clasificación y Tipos de Mechas…….. 10
3. Selección y uso de las mechas de perforación…….. 11
4. Diámetro de la tubería de acuerdo a la profundidad de los pozos…… 22
5. Rangos de Longitudes de la Tubería de Revestimiento…… 23
6. Revestidores de Diámetro Libre Especial……. 23
7. Grados de Revestidores Recomendados por el API……. 25
8. Grados de Revestidores de Alta Resistencia……. 25
9. Peso normal de los Cementos…… 30

ÍNDICE DE FIGURAS

		Página
1.	Descripción del equipo de perforación……	5
2.	Tipos de barras de perforación……v……	6
3.	Tipos de estabilizadores…….....	8
4.	Mecha de Diente Natural……	11
5.	Mecha de Diamante Policristalino…….....	12
6.	Mecha Triconica de Insertos…….....	12
7.	Junta Acoplada Vs Junta Integral……	24
8.	Diagramas Esquemáticas de Presión Vs. Profundidad y Gradiente de Presión Vs. Profundidad……..	27
9.	Relación entre la profundidad de Asentamiento del Revestidor, Poros de la Formación, Gradiente de Presión y Gradiente de Fracturas.....	28

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos es un plan de ingeniería para la construcción de un hoyo. Este plan incluye la geometría del pozo, el programa de revestidores, el programa de lodos, todo lo concerniente al control del pozo, la selección de mechas de perforación, información del pozo, estimación de las presiones de poro, y los procedimientos especiales que pueden ser necesitados durante el curso de la perforación del pozo. Sin embargo, los procedimientos de perforación son cuidadosamente desarrollados, estos son sujetos al cambio si las condiciones lo ameritan.

El pozo es el medio que comunica al yacimiento con la superficie y por ello los fluidos son producidos a través de él. Un pozo de petróleo es el hoyo que se perfora a través de la corteza terrestre en una forma ordenada y metódica, con un taladro debidamente equipado con el objeto de alcanzar y producir el yacimiento que contiene petróleo.

Una de las fases más importante de la Extracción de Crudo es la Perforación de los Pozos, su éxito es buen indicio para asegurar la producción estimada y la vida productiva tal que se garantice la recuperación de la inversión así como su rentabilidad. De igual manera este éxito una vez extrapolado a todo el yacimiento, se traduciría en lograr un índice de recobro aceptable dentro de los planes de explotación y con ello la viabilidad futura del negocio.

El proceso de Perforación consiste en conectar el ensamblaje de fondo (BHA) a la mecha con el propósito de penetrar las diferentes formaciones, aplicando los factores mecánicos óptimos (peso y rotación) para obtener la mejor tasa de penetración. En el proceso es conveniente analizar las mechas, los criterios de selección, el mecanismo de corte, los factores mecánicos, la evaluación y la longitud de las barras. La perforación de un pozo contempla varias etapas que dependen de la profundidad y de las presiones existentes en el subsuelo, etc.

Durante la perforación y completación de los pozos en la industria petrolera se utilizan tuberías de revestimiento que cumplen con varias funciones importantes,

como son: evitar derrumbes durante la perforación, aislar hidráulicamente los fluidos contenidos en las formaciones atravesadas durante el proceso de perforación y minimizar el daño al medio ambiente, al mismo tiempo protegen al pozo de cualquier efecto indeseable que se pueda presentar por las presiones existentes en la formación ya que al ser cementado, aísla la comunicación entre el hoyo y el yacimiento, proporciona una alta resistencia a los canales de flujo del fluido de perforación hasta la superficie y con los impide reventones, permite una perforación más segura. El revestimiento ha pasado a ser una de las partes más costosas de todo programa de perforación. Estudios recientes han mostrado que el costo promedio de las tuberías de revestimiento es aproximadamente 18% del costo total de un pozo completado, listo para producir. Es por ello que el Ingeniero de perforación, tiene la responsabilidad de diseñar un programa de revestimiento que permita la perforación y producción segura del pozo a través de diseños óptimos, garantizando la mayor economía posib1e,y el menor riesgo de fallas producto de diseños inadecuados.

Finalmente El objetivo principal de esta investigación esta fundamentada en el análisis de técnicas utilizadas en el diseño y construcción de pozos de petróleo y/o gas como base fundamental de la ingeniería de perforación.

CAPITULO I
EQUIPOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se desarrolla la fundamentación teórica correspondiente a perforación, ensamblaje de fondo, mechas y fluidos de perforación como parte fundamental de la investigación realizada

Proceso de Perforación

La perforación consiste en la aplicación de un conjunto de técnicas y procesos, con la finalidad de construir pozos, sean productores (de petróleo y gas) o inyectores (de agua y vapor). El objetivo de una perforación es generar el menor daño posible al pozo, dentro del margen económico pre-establecido y cumpliendo con las normas de seguridad y ambiente. Los pozos se clasifican según su trayectoria en verticales, horizontales, y según su propósito en exploratorio, delineador y productor.

Los equipos de perforación están compuestos por cinco sistemas los cuales son:

- ✓ Sistema de Levantamiento
- ✓ Sistema de Rotación.
- ✓ Sistema de Circulación
- ✓ Sistema de Potencia.
- ✓ Sistema de Seguridad.

Sistema de Levantamiento

Su finalidad es proveer un medio para bajar o levantar sartas de perforación o de revestimiento y otros equipos de subsuelo. Los componentes del sistema de levantamiento se dividen en componentes estructurales y equipos y accesorios.

Dentro de los compontes estructurales se encuentran: Cabria, subestructura, bloque corona, encuelladero y planchada.

Dentro de los equipos y accesorios del sistema de levantamiento tenemos: malacate, bloque viajero, gancho, elevadores, cable de perforación (guaya), llaves de potencia y cuñas.

Sistema de Rotación

Es el sistema de proporcionar la rotación necesaria a la sarta para que la mecha pueda penetrar la corteza terrestre hasta las profundidades donde se encuentran los yacimientos. Este sistema lo conforman: El ensamblaje rotatorio que puede ser convencional o top drive, la sarta de perforación y las mechas de perforación.

Sistema de Circulación

Este sistema es el encargado de mover el fluido de perforación en un circuito cerrado de circulación, succionándolo de los tanques activos y enviándolo por medio de las líneas de descarga hacia la cabria, y pasando luego a través de las conexiones superficiales, de la sarta de perforación, de las boquillas de la mecha y delos espacios anulares hasta retornar nuevamente a los tanques activos, pasado por los equipos separadores de sólidos.

Los componentes del sistema de circulación son: El fluido de perforación, tanques activos, bombas de lodo, conexiones superficiales, sarta de perforación, espacios anulares, línea de retorno y equipos separadores de sólidos.

Sistema de Potencia

La potencia generada por los motores primarios debe transmitirse a los equipos para proporcionarle movimiento. Si el taladro es mecánico, esta potencia se transmite directamente del motor primario al equipo. Si el taladro es eléctrico, la potencia mecánica del motor se transforma en potencia eléctrica con los generadores. Luego, esta potencia eléctrica se transmite a motores eléctricos acoplados a los equipos, logrando su movimiento.

Sistema de Seguridad

Es el sistema diseñado para cerrar el pozo en caso de contingencia y para permitir el desalojo de arremetidas ocurridas durante el proceso de perforación o reacondicionamiento. Este sistema esta integrado por: Válvulas de seguridad, carreto de perforación, múltiple de estrangulación, unidad acumuladora de presión, tanques de viajes, separadores de gas y línea de venteo.

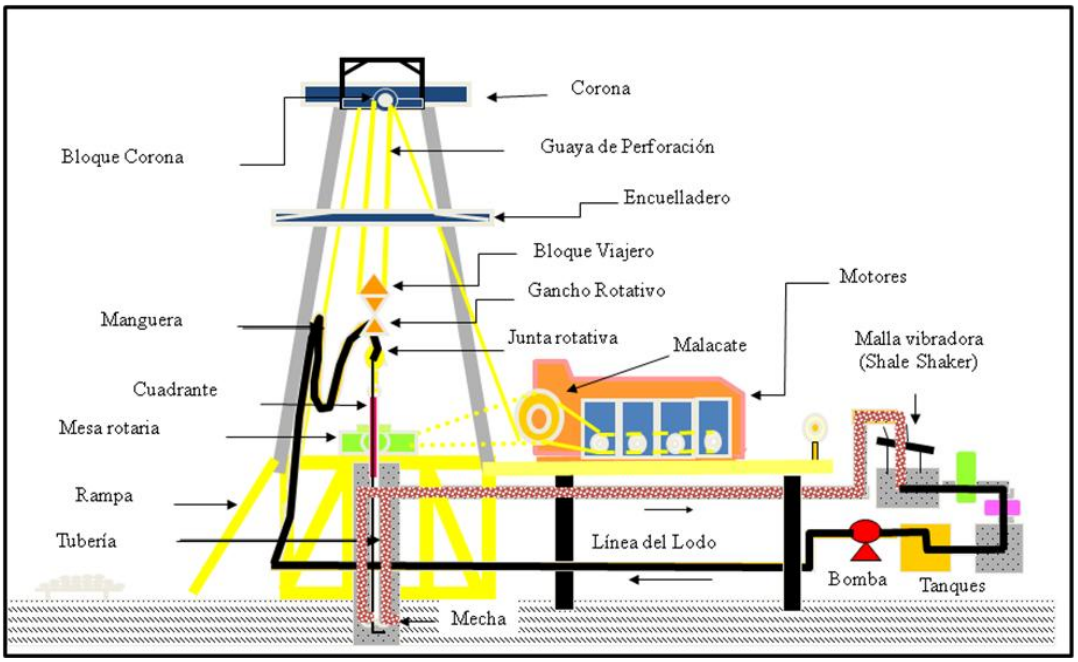


Fig. 1. Descripción del equipo de perforación

Fuente A.Cruz R (2008)

ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA)

El ensamblaje de fondo es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación. Tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la mecha para maximizar la tasa de penetración, producir hoyos en calibre, evitar la formación de desviaciones tipo pata de perros y llaveteros y minimizar vibraciones y pegamentos de la sarta de perforación. Esta compuesto por: barra de perforación (Drill Collar), tubería pesada (Heavy Weight), estabilizadores y accesorios.

Barra de perforación (Drill Collar)

Es un conjunto de tubos de acero o metal no magnético de espesores significativos, colocados en el fondo de la sarta de perforación, encima de la mecha, lo cual proporciona la rigidez y peso suficiente para producir la carga axial requerida por la mecha para una penetración más efectiva de la formación.

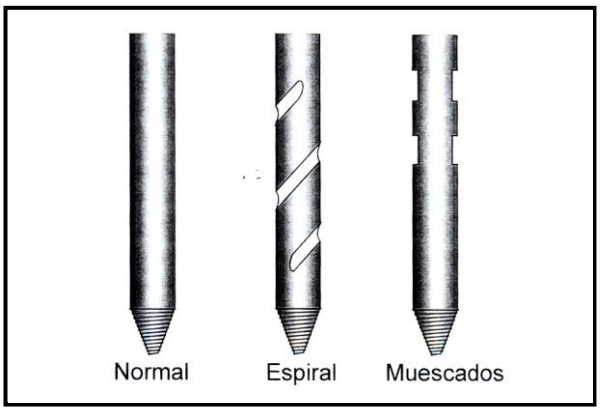


Fig. 2- Tipos de barras de perforación

Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 24)

Las funciones de las barras son:

✓ Proporcionar peso sobre la mecha para la perforación, manteniendo peso en la sección inferior de la sarta para hacer tensión en la misma.

✓ Soportar y dar rigidez a la parte inferior de la sarta de perforación.

✓ Servir de apoyo y estabilizador de la mecha para mantener el nuevo hoyo alineado con el hoyo anterior.

Para efectos de diseños del ensamblaje de fondo, lo más importante será analizar la localización del punto neutro, que es la región por encima de la cual la sarta no sufre pandeo. El peso que se aplicará sobre la mecha debe determinarse de acuerdo con la longitud de las barras, para ubicar el punto neutro en ellas y evitar fallas en la sarta durante las operaciones de perforación.

Para determinar el peso por pie de las barras de perforación se tiene la siguiente ecuación:

$$\mathbf{PB= 2.67 * [(DE)^2-(DI)^2]}$$

Donde :

PB: Peso de las barras , lbs/pie

DE: Diámetro externo, pulg.

DI: Diámetro interno, pulg.

A principio de los años 50 Arthur Lubinsky y Henry Woods determinaron, que

el tamaño de las barras seria el factor limitante del movimiento lateral de la mecha y el diámetro efectivo mínimo de las barras podrían calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$DMB = (2DCR - DM)$$

Donde :

DMB: Diámetro mínimo de las barras, pulg.

DCR: Diámetro del cuello del revestidor a correr, pulg.

DM: Diámetro de la mecha, pulg.

Lubinsky y Woods sugirieron además que, el tamaño de las barras de perforación debería ser lo suficientemente grande para asegurar la bajada de las conexiones del revestidor. La longitud de las barras de perforación puede ser determinada a través de tres métodos, los cuales son: Método del factor de flotación, método de la ley de Arquímedes y el método de fuerza – área.

Tubería pesada (Heavy Weight)

La tubería pesada constituye el componente intermedio del ensamblaje de fondo. Es un tubular de espesor de pared gruesa, similar a las barras de diámetro pequeño, cuya conexión posee las mismas dimensiones que las de la tubería de perforación para facilitar su manejo, pero es ligeramente más larga, ver figura # 3. Se conoce también con los nombres de “Heavy Wall Drill Pipe” y “Heavy Weight Drill Pipe”.

La función más importante de la tubería pesada es servir de zona de transición entre las barras y la tubería de perforación, para minimizar los cambios de rigidez entre los componentes de la sarta, con el objeto de reducir las fallas originadas por la concentración de flexión cíclica en la conexión de la tubería de perforación.

Estabilizadores

Los estabilizadores como su nombre lo indica, dan firmeza y seguridad al ensamblaje de fondo o sarta de perforación, cuidándola del contacto con las paredes del hoyo y controlando la desviación, tanto en hoyos verticales como direccionales.

Además Incrementan la tasa de penetración al propiciar que la dirección de la fuerza resultante sobre la mecha coincida con el eje del hoyo. Asemàs:

- ✓ Reducen la fatiga en las conexiones de las barras al reducir el pandeo de la sarta.
- ✓ Reduce la pega de la sarta al mantener las barras alejadas de las paredes del hoyo.
- ✓ Previene cambios bruscos de ángulo del hoyo al aumentar la rigidez del ensamblaje de fondo.
- ✓ Mantienen las barras centradas en el hoyo minimizando la desviación del mismo y obteniéndose hoyos mejor alineados.

Dentro de los tipos de estabilizadores se encuentran: Estabilizadores de camisa rotatoria, de camisa no rotatoria y escariadores.

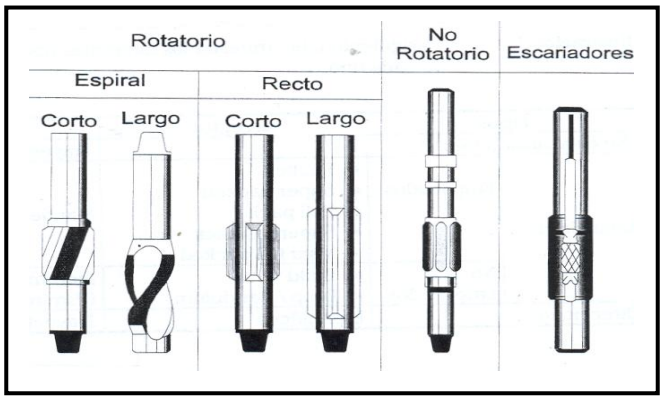


Fig. 3. Tipos de estabilizadores

Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 26)

La ubicación de los estabilizadores en el ensamblaje de fondo, depende del desempeño que requiera la sarta en cuanto a trayectoria se refiere. Esta sección tiene que ver con los tipos básicos de sartas para modificación del curso o mantenimiento del mismo. Estas sartas son de construcción, de mantenimiento y de caída angular; el diseño de estas sartas no tienen muchas reglas de tipo general, ya que el comportamiento de ellas depende de la dureza de la formación, de la tendencia

desviadora del hoyo, del tamaño relativo hoyo-ensamblaje y de la distribución de los estabilizadores en el ensamblaje de fondo.

Accesorios

Además de los componentes básicos del BHA, constituidos por las barras, la tubería pesada y los estabilizadores, se emplean algunos accesorios que son fundamentales para lograr el éxito en las operaciones de perforación, los cuales son mostrados en la siguiente tabla.1

Tabla # 1. Accesorios del BHA

Accesorios	Función	Posición
1.- Amortiguador (SOC Absorber)	Minimizar la vibración de la sarta.	Encima de la Mecha.
2.- Martillo (Drilling Jar)	Proporcionar energía de impacto en las sartas atascadas.	Intercalado en la tubería pesada en tensión.
3.- Acelerador (Drilling Acelerator)	Incrementar la energía del martillo.	Una junta por encima del martillo.
4.- Motores (Drilling Motors)	Suministrar rotación de fondo (aplicación en perforación direccional)	Sobre la Mecha.
5.- Herramientas de Medición (MWD)	Medir los parámetros del fondo en tiempo real.	Encima de la Mecha y/o amortiguador ó motor.

Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 30)

MECHAS

Es la herramienta encargada de penetrar la corteza terrestre , también se denomina (barrena, broca o trépano) que en cierto sentido, es el punto central de todo el equipo de perforación rotatoria, esta montada en el extremo inferior de la columna de perforación y se sujeta a los porta mechas con una junta de tubería.

Mecanismo de acción

La mecha constituye una herramienta básica del proceso de perforación del hoyo, logrando así ser el eje central de toda operación de perforación y se utiliza

como elemento cortador para penetrar las formaciones de petróleo y gas. El rendimiento de una mecha va depender de muchos factores, incluso de una adecuada elección, tanto de las mechas mismas como de los parámetros de perforación y del sistema hidráulico. Si durante la perforación de un largo intervalo la mecha encuentra un cambio de formación, El control de estas variables permite, perforar un hoyo al menor costo por pie, lo cual tiene que ser el objetivo primordial al momento de diseñar una mecha.

Clasificación y tipos de mechas

La clasificación de las mechas va a depender de otros factores, como esta va ligada con el fluido de perforación y se dispone para descargarse por los orificios de salida de la mecha, de modo que se pueden llamar" mechas de arrastre o de conos, cada una de ellas posee características específicas que permiten subdividirla en tipos, conforme a lo mostrado en la Tabla 2.

Tabla # 2. Clasificación y Tipos de Mechas

CLASES	CARACTERÍSTICAS	TIPOS
De arrastre	Los cortadores forman parte integral de la mecha.	▪ De cortadores de acero. ▪ De diamantes naturales. ▪ De diamantes. ▪ Policristalinos.
De conos	Los cortadores están unidos a dos o tres piezas cónicas, las cuales giran alrededor de su eje (tricónica).	▪ De dientes maquinados. ▪ De insertos.

Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 30)

Selección y uso de las mechas de perforación

El éxito o fracaso de un proyecto de perforación depende en gran parte de la selección de la mecha o barrena ya que estas deben cumplir con una serie de condiciones previas al inicio de la operación. Ciertamente la primera y se diría que la

más importante condición es el aspecto geológico. A continuación se mencionan algunos factores a considerar en la selección de la mecha de perforación:

TABLA # 3. Selección y uso de las mechas de perforación.

TIPOS DE FORMACIÓN	TIPOS DE MECHA
SUAVE O BLANDA	▪ Mechas con dientes o insertos largos. ▪ Dientes en forma de cincel. ▪ Mechas con alta descentralización (off-set). ▪ Formación que responda más a la rotación que al peso.
SEMIDURA A DURA	▪ Mechas con dientes e insertos más pequeños. ▪ Configuración de dientes o insertos debe pasar desde la forma del cincel, semi-redondeada, proyectil, hasta doble cono. Dependiendo de la dureza. ▪ Mechas con poca descentralización. ▪ Formación que responda más al peso de la rotación.
ABRASIVA	▪ Mechas con protección de calibre.

Fuente: A Cruz. R (2008)

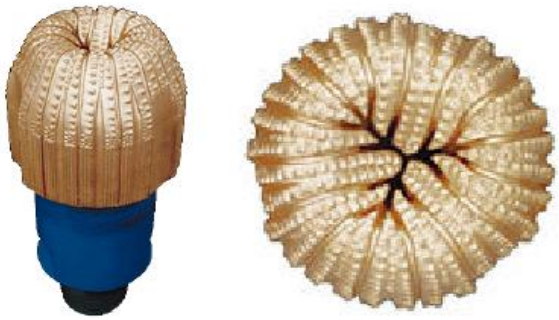
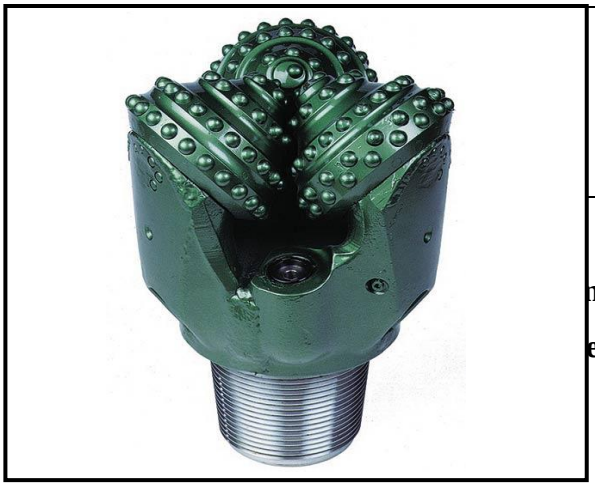


Fig. 4. Mecha de Diente Natural

Fuente: Catalogo de Mechas HYCALOG (1994)

nante Policristalino

has HYCALOG (1994)



nica de Insertos

e Perforación (2000)

Según el manual de Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación (1998), define el lodo de perforación como un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinación de agua y aceite con diferente contenido de sólido. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. El propósito fundamental del lodo es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones. Sus propiedades deben ser determinadas por distintos ensayos y es responsabilidad del especialista en lodos comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios.

Funciones de los fluidos de perforación

Remover y transportar el ripio del fondo del hoyo o pozo hacia la superficie, enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación, cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable-, controlar la presión de las formaciones, mantener en suspensión, cuando se interrumpe la circulación, el ripio y el material densificante. Soportar, por flotación, parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su inserción en el hoyo. Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo, evitando derrumbes. Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas. Transmitir potencia hidráulica a la barrena.

Composición de los fluidos

La composición del fluido dependerá de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formación, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es lógico que varias mejoras sean necesarias efectuarle al fluido para enfrentar las distintas condiciones que se encuentran a medida que la perforación se hace cada vez más profunda en busca de petróleo. En su gran mayoría los lodos de perforación son de base acuosa, donde la fase continua es el agua. Sin embargo, en términos generales, los lodos de perforación se componen de dos fases: *Fase líquida*, la cual puede ser agua (dulce o salada) o aceite; o *Fase sólida*, está puede estar compuesta por sólidos inertes (deseables o indeseables) o por sólidos reactivos.

Propiedades de los fluidos de perforación

- ✓ **Densidad:** Es la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo. En la industria petrolera se usa como el peso por unidad de volumen y se expresa en libras por galón (Lbs/gal), libras por pie cúbicos (Lbs/pc), libras por barril (Lbs/Bls), entre otros.

- ✓ **Propiedades reológicas**

- **Viscosidad**: Es la resistencia al flujo de una sustancia. Se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

- **Velocidad de corte (ɣ):** La velocidad de corte (ɣ), es igual a la velocidad rotacional (ω). Depende de la velocidad medida del fluido en la geometría en que está fluyendo. Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (dentro de la columna de perforación) y menores en la geometría grandes (como la tubería de revestimiento y los espacios anulares). Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte.

- **Esfuerzo de corte (ح):** Es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte. El esfuerzo de corte está expresado en labras de fuerza por cien pies cuadrados (Lb/100 pie^2)

- **Viscosidad de embudo:** Se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido.

- **Viscosidad aparente (VA):** Es la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte Está indicada el viscosímetro de lodo a 300 RPM (Θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (Θ_{600}). Cabe indicar que ambos valores de viscosidad aparente concuerdan con la formula.

- **Viscosidad plástica (VP):** Se describe como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica, es afectada por: la concentración de sólidos, el tamaño y la forma de los sólidos, la viscosidad de la fase fluida, la presencia de algunos polímeros de cadenas largas (POLY-PLUS, hidroxietilcelulosa (HEC), POLYPAC, Carboximetilcelulosa (CMC) y por las relaciones de aceite-agua (A/A) o sintético - agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa. Los cambios de la viscosidad plástica pueden producir considerables cambios en la presión de bombeo.

- **Punto cedente (Pc):** Es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Es la parte de la resistencia al flujo que se puede controlar con un tratamiento químico apropiado. También disminuye a medida que las fuerzas de atracción son reducidas mediante el tratamiento químico.

- **Esfuerzos de gel:** La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.
- **pH:** Es una medida para expresar la alcalinidad o ácido de un lodo de perforación. Si el pH ≥ 7 el lodo es alcalino y si el pH ≥ 8 el lodo es ácido. El pH debe ser alcalino para evitar la corrosión.

Tipos de fluidos

Los fluidos de perforación se clasifican de acuerdo al tipo de base en: fluido base agua y fluido base aceite; y de acuerdo a su comportamiento de flujo en: newtonianos y no newtonianos.

Si la fase continua de un lodo es la parte líquida en el cual se encuentra suspendido otro líquido en forma de glóbulos muy pequeños, esto es lo que se conoce con el nombre como fluido base agua. En los lodos base agua, el agua constituye el medio de suspensión para los sólidos y es la fase continua, haya o no petróleo.

Los lodos base aceite constituyen una emulsión de agua en aceite, es decir, una emulsión inversa donde la fase dispersa es el agua y la fase continua al igual que el filtrado, es aceite. El agua no se disuelve o mezcla con aceite sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida.

CAPITULO II
CONTROL DE POZO

En este capítulo se desarrolla información referida a control de pozos, diseño de revestidores y cementación como complemento al desarrollo de ingeniería de perforación

Arremetida: Es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo,

tales como aceite, gas, agua, o una mezcla de éstos. Al ocurrir una arremetida, el pozo desaloja una gran cantidad de lodo de perforación, si dicho arremetida no es detectada, ni corregida a tiempo, se produce un reventón o descontrol.

Reventón o Descontrol: Es una arremetida de fluidos que no puede manejarse a voluntad.

Presión de formación: Es la presión de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de una roca. También se le denomina presión de poro. Para cálculos prácticos de control de pozos la Pf puede calcularse con la presión de cierre en la TP y la presión hidrostática en el fondo del pozo. (Pf= PCTP+Ph).

También puede calcularse sumando la presión de cierre en la TR y la presión hidrostática de los fluidos dentro del pozo.

Presión de fractura: Es la que propicia una falla mecánica en una formación. Es la presión ejercida por una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del elemento que la contiene.

Presión hidrostática (PH): La presión hidrostática es función de la densidad promedio de un fluido y la profundidad vertical de la columna en un punto determinado

PH (psi) = 0.052x MW (ppg) x TVD (ft) PH (psi) = 1.42x MW (gr/cm3) x TVD (m)

Gradiente de presión: El gradiente de presión (también llamado gradiente del fluido) es la presión hidrostática ejercida por un pie vertical de un fluido de un peso determinado:

Gradiente (psi/ft) = .052x MW (ppg) o bien Grad. = PH (psi)/ TVD

Causas y origen de una arremetida

Durante las operaciones de perforación, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor a la de formación. De esta forma se previene el riesgo de que ocurra una arremetida. Sin embargo en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá una arremetida, esto se puede originar por lo siguiente: Densidad insuficiente de lodo, llenado insuficiente durante los viajes, suaveo del pozo al sacar tubería rápidamente, contaminación del lodo y pérdidas de circulación.

- ✓ **Densidad insuficiente del lodo:** Esta es una de las causas predominantes que originan las arremetidas. En la actualidad se ha enfatizado en perforar con densidades de lodos mínimas necesarias de control de presión de formación, con el objeto de optimizar las velocidades de perforación. Pero se deberá tener especial cuidado cuando se perforen zonas permeables ya que, los fluidos de formación pueden alcanzar el pozo y producir una arremetida .

- ✓ **Llenado insuficiente durante los viajes:** Esta es otra de las causas predominantes de arremetidas. A medida que la tubería se saca del pozo, el volumen del lodo disminuye por el volumen que desplaza el acero en el interior del pozo. Conforme se extrae tubería y el pozo no se llena con lodo, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática. Esto se torna critico cuando se saca la herramienta de mayor desplazamiento como lo son: los lastrabarrenas y la tubería pesada de perforación (HeavyWeight)., al estar sacando tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática de la columna de lodo acuse una disminución de 5 (Kg/cm2) 71 (lb/pg2), en términos prácticos cada cinco parejas de tubería de perforación.

- ✓ **Suaveo del pozo al sacar la tubería rápidamente:** El efecto de suaveo se refiere a la acción que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, cuando se mueve hacia arriba a una velocidad mayor que la del lodo. Entre las variables que influyen en el efecto de suaveo se tienen las siguientes: Velocidad de extracción de la

tubería, reología del pozo, geometría del pozo, estabilizadores en la sarta.

✓ **Contaminación del lodo con gas:** Las arremetidas también se pueden originar por una reducción en la densidad del lodo a causa a la presencia del gas en la roca cortada por la barrena. Al perforar demasiado rápido, Las arremetidas que ocurren por esta causa, terminan transformándose en reventones por lo que al detectar esta arremetida se recomiendan las siguientes prácticas: Reducir el ritmo de penetración, aumentar el gasto de circulación, circular el tiempo necesario para des gasificar el lodo.

✓ **Pérdidas de circulación:** Se clasifican en dos tipos: Pérdidas naturales o intrínsecas y pérdidas mecánicas o inducidas.

✓ **Indicadores que anticipan una arremetida**

Al momento de ocurrir una arremetida, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo. Si la arremetida no es detectada ni corregida a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. Con una detección oportuna las estadísticas demuestran que se tiene un 98% de probabilidad de controlarla. Los indicadores de que el lodo fluye fuera del pozo durante la perforación son: Al perforar, al sacar o meter tubería de perforación, al sacar o meter herramientas y sin tubería dentro del pozo.

Indicadores que anticipan una arremetida al perforar

✓ **Aumento en la velocidad de perforación:** La velocidad de perforación está en función de varios factores como son peso sobre la mecha, velocidad de rotación, densidad del lodo e hidráulica. Pero también se determina por la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación. Es decir, que si la presión de formación es mayor, aumentara considerablemente la velocidad de penetración en la mecha. Cuando esto ocurra y no se tenga ningún cambio en los parámetros, se debe de tener precaución si se están perforando zonas de presión

anormal o el yacimiento es un pozo exploratorio.

✓ **Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas.:** Cuando se esta perforando y ocurre una arremetida, los fluidos debido a la arremetida se ubican únicamente en el espacio anular y estos tienen una densidad menor a la del lodo, por lo que la presión hidrostática dentro de la tubería será mayor, propiciando que el lodo dentro de la sarta de perforación fluya más rápido hacia el espacio anular, con la consecuente disminución de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo que manifiesta un aumento del número de emboladas por minuto. Sin embargo es importante indicar que una disminución en la presión de bombeo también se puede tener por las siguientes causas: Reducción del gasto de circulación, rotura o fisura en la tubería de perforación, desprendimiento de una tobera de la mecha, cambio en las propiedades del lodo.

✓ **Lodo contaminado por gas, cloruros, cambios en las propiedades geológicas:** La presencia de lodo contaminado con gas puede deberse al fluido contenido en los recortes o al flujo de fluido de la formación al pozo que circula a la superficie. Conforme el gas se expande al acercarse a la superficie se provoca una disminución en la presión hidrostática que puede causar una arremetida. La detección de un aumento de cloruros y el porcentaje de agua son indicadores de que los fluidos de formación entran al pozo. Debe tenerse especial cuidado ya que esto también indica la perforación de una sección salina.

Indicadores que anticipan una arremetida al sacar o meter tubería

Aumento de volumen en tanque, flujo sin circulación, el pozo toma menos volumen o desplaza mayor volumen, el volumen requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraída. Si la cantidad necesaria de lodo para llenar el pozo es mayor, se tiene una perdida y esta trae consigo el riesgo de tener una arremetida. En caso de introducir tubería, el volumen desplazado deberá ser igual al volumen de acero introducido en el pozo.

Indicadores que anticipan una arremetida al sacar o meter herramientas

Los mismos indicadores de viajes de tuberías se tienen para los lastrabarrenas, la diferencia estriba principalmente en el mayor volumen de lodo desplazado por esta herramienta.

Indicadores que anticipan una arremetida sin tubería dentro del pozo

Se tienen dos indicadores : Aumento de volumen en los tanques y flujo sin bombeo

DISEÑO DE REVESTIDORES

Según el manual de Diseño de Revestidores P.D.V.S.A. (1998) el revestidor es una tubería especial que se introduce en el hoyo perforado y luego se cementa para lograr la protección de éste y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. Entre las funciones más importantes de la tubería de revestimiento están: Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación, evitar contaminaciones de aguas superficiales, permitir un mejor control de las presiones de formación, al cementarlo se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés, sirve como punto de apoyo del equipo de trabajo y permite facilidades de producción.

En un pozo, las tuberías de revestimiento cumplen con ciertas funciones específicas, de allí que se tengan los siguientes tipos:

- ✓ **Tubería conductora:** Es un tubo guía de diámetro grande (16” – 30”) que se hinca hidráulicamente con un martillo hidráulico a profundidades entre 90’ y 500’. Entre las funciones específicas de este tipo de revestidor se tiene: Reduce al mínimo las pérdidas de circulación a poca profundidad, conducto por donde el lodo regresa a la superficie al comienzo de la perforación, minimiza la erosión de sedimentos superficiales debajo del taladro, ejerce protección anticorrosiva al resto de a sarta de revestimiento, soporta cargas en el cabezal del pozo, permite la instalación de un sistema desviador de flujo (“Diverter”) y de un impiderreventón en el anular.

✓ **Tuberías de revestimiento de superficie:** Son un tipo especial de tubería cuyo papel es proteger las formaciones superficiales de las condiciones de mayor profundidad de perforación. La profundidad de asentamiento está entre 300' y 3500' dependiendo del área operacional. Las funciones más importantes de este revestidor son: Proteger las arenas de agua dulce de la contaminación de los fluidos producidos. Esta tubería se cementa hasta la superficie, proporciona un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo hasta asentar el revestidor intermedio, permite la colocación de los sistemas impiderreventones para el control del pozo contra posibles arremetidas.

✓ **Tubería de revestimiento intermedia:** Tubería especial utilizada para proteger las formaciones de altos pesos de lodos y evitar contaminaciones del fluido de perforación cuando existen zonas presurizadas más profundas. Entre sus funciones tenemos: Proporciona al hoyo integridad durante las operaciones de perforación, permite control de pozo si se encuentran zonas de presiones anormales y ocurre una arremetida, permite el control del pozo si se generan presiones de succión (suabeo) durante un viaje de tubería, aísla formaciones con problemas (Lutitas inestables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el lodo de perforación) y permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

✓ **De producción (camisa o Tubería "liner"):** Tubería especial que no se extiende hasta la superficie y es colgada de la anterior sarta de revestimiento.

Tubería de producción

Tubería especial utilizada para cubrir la zona productiva; proporciona refuerzo para la tubería de producción durante las operaciones de producción del pozo, además permite que dicha tubería sea reemplazada o reparada posteriormente durante la vida del pozo.

Características de las tuberías de revestimiento

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado estándares para los

revestidores que han sido aceptadas internacionalmente por la industria petrolera, y así ha definido sus características de la siguiente forma: Diámetro nominal, longitud, peso nominal (W_N) en Lbs/ pie o Kgr, diámetro mínimo interno ("Drift Diameter"), conexiones, grados de acero, ambiente corrosivo y punto neutro.

Diámetro nominal: Los revestidores están definidos como tuberías cuyos diámetros externos varían entre 4-1/2" a 20". La API recomienda solamente 14 diferentes tamaños (diámetros exteriores de revestidores) que son los siguientes: 4-1/2", 5", 5-1/2", 6-5/8", 7", 7-5/8", 8-5/8", 9-5/8", 10-3/4", 11-3/4", 13-3/8", 16", 18-5/8" y 20". Los más comunes son: 4-1/2", 7", 9-5/8", 10-3/4" y 20". Para cumplir con las especificaciones de la API, el diámetro exterior de los revestidores debe mantenerse dentro de una tolerancia de 0,75%. Ver tabla # 4

Tabla # 4.- Diámetro de la Tubería de acuerdo a la profundidad de los pozos

Diámetro	Hasta 10.000'	10.000'-13.000'	Más de 13.000'
20"		20"-94 lb/pie J-55 (E)	
13-3/8"	61 lb/pie J-55 (T)	68 lb/pie J-55 (T)	68 lb/pie N-80 (T)
9-5/8"	43,5 lb/pie N-80 (P)	47 lb/pie N-80 (P)	47 lb/pie P-110 (P)
7"	26 lb/pie N-80 (P)	29 lb/pie N-80 32 lb/pie N-80 (P)	29 lb/pie P-110 32 lb/pie P-110 (P)
4-1/2"	11,60 lb/pie N-80 (P)	13,5 lb/pie N-80	13,50 lb/pie P-110 (P)

Fuente: Manual de Diseño de Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 29)

Longitud de los revestidores: Los tubos de revestidores son fabricados exactamente en la misma longitud. Sin embargo, para facilitar su manejo en el campo, la API especifica los rangos en que deben construirse como sigue: ver tabla # 5.

Tabla #5.- Rangos de Longitudes de la Tubería de Revestimiento

Rango	Longitud Total del Rango	Longitud Promedio (pies)
1 (R-1)	16 – 25	22
2 (R-2)	25 – 34	31
3 (R-3)	34 – 48	42

Fuente: Manual de Diseño de Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 30)

Peso nominal (W_N) API en lbs/pie, se usa en conexión con la tubería de revestimiento que tiene acabado los extremos tal como roscas y acoples, reforzamiento en los extremos, entre otros, El peso nominal es aproximadamente igual al peso teórico calculado por pie de una longitud de tubería con roscas y acople de 20 pies (6.1 m), basado en las dimensiones de la junta en uso para la clase de producto, cuando el diámetro particular y el espesor de la pared es utilizado".

Diámetro mínimo interno (Drift Diameter): El mínimo diámetro interno es controlado por un diámetro específico ("drift diameter"), que no es más que el máximo diámetro de un mandril que debe pasar libremente (sin sufrir obstrucción) con su propio peso, por el interior de la tubería. La longitud de estos mandriles varía con el diámetro de la tubería, ver tabla # 6.

Tabla # 6.- Revestidores de Diámetro Libre Especial

11-7/8	71.80	0.582	-	10.625
13-3/8	72.00 86.00	0.514 0.625	12.191 11.969	12.250 12.000
13-1/2	81.40	0.580	-	12.250
13-5/8	88.20	0.625	-	12.250

Fuente: Manual de Diseño de Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 33)

Conexiones para los tubulares: Según informe técnico P.D.V.S.A. sobre diseño para tubulares de revestimiento (1998) la conexión o junta es el dispositivo mecánico que se utiliza para unir tramos de tuberías, equipos de fondo y/o accesorios para formar una sarta de tubería de características geométricas y funciones específicas.

En general, las conexiones son clasificadas en dos grandes grupos en función de la geometría:

- ✓ Conexiones API.
- ✓ Conexiones Patentadas.

Hay varias características genéricas que permiten clasificar las juntas en diferentes categorías. La primera es si la junta es acoplada o integral, es decir, si la caja (hembra) se construye de un tubo aparte o es parte de la misma tubería, tal como se muestra en la figura **# 7.**

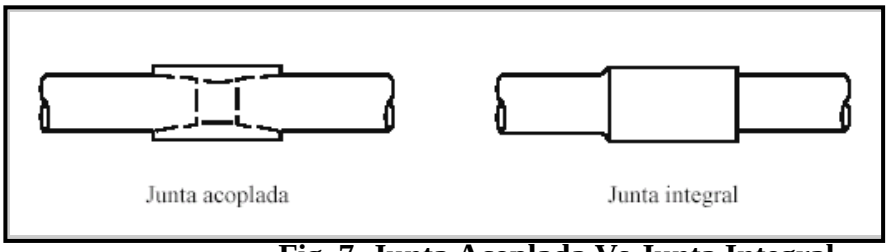


Fig. 7. Junta Acoplada Vs Junta Integral

Fuente: Informe Técnico P.D.V.S.A. Diseño para Tubulares de Revestimiento (1998, pág. 27)

La junta integral tiene una ventaja con respecto a la acoplada en el sentido de que hay una sola rosca por junta, mientras que en la acoplada hay dos.

Grado del acero de los revestidores: Según el Manual de Diseño de Revestidores P.D.V.S.A C.I.E.D (1998), los grados de tubería definen las características. Consiste en una letra seguida por un número, que es el punto cedente mínimo del material en niveles de lbs/pulg^2. Se entiende por resistencia cedente al esfuerzo de tensión requerido para producir elongación total de 0,005 pulg/pie de longitud sobre una prueba normal de muestra. En la tabla # 7 se especifican los

valores de resistencia cadencia máxima y mínima, la resistencia final mínima a la tensión y a la elongación mínima por unidad de longitud, al momento de la falla.

El API define tres grupos de grados de revestidores: para servicio general, de alta resistencia y de alta resistencia con rango de cadencia controlada.

Tabla # 7.- Grados de Revestidores Recomendados por el API

Grados API	Resistencia Mínima (Lcp)	Cedencia Máxima (Lcp)	Resistencia Final Mínima de Tensión (Lcp)	Elongación Mínima (%)
H-40	40.000	80.000	60.000	29,5
J-55	55.000	80.000	75.000	24,0
K-55	55.000	80.000	95.000	19,5
C-75	75.000	90.000	95.000	19,5
L-80	80.000	95.000	95.000	19,5
N-80	80.000	110.000	100.000	18,5
C-90	90.000	105.000	100.000	18,5
C-95	95.000	110.000	105.000	18,5
P-110	110.000	140.000	125.000	15,0

Fuente: Manual de Diseño de Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 44)

Tabla # 8.- Grados de Revestidores de Alta Resistencia

Grado	Resistencia Mínima Lbs/pulg^2	Cedencia Máxima Lbs/pulg^2	Resistencia a la Tensión Mínima Lbs/pulg^2
P-110	110.000	140.000	125.000
Q-125	125.00	155.000	135.000
V-150	150.00	180.000	160.000

Fuente: Manual Diseño De Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 44)

Procedimiento general para diseñar una tubería de revestimiento

Según el Informe Técnico Diseño para Tubulares de Revestimiento PDVSA (1998), para diseñar la sarta de revestidores de un pozo hay que conocer una serie de datos del mismo, como las presiones de poro y de fractura hasta la profundidad final del mismo, la distribución de temperaturas, las funciones del mismo, actuales y

futuras es decir, si posteriormente se utilizará métodos artificiales de levantamiento, entre otros. Seguidamente se seleccionan los diámetros más apropiados de las diferentes secciones de la sarta, lo cual depende principalmente del caudal de petróleo que se piensa extraer. Finalmente se procede al diseño propiamente dicho de la sarta, es decir, la selección de los materiales y espesores requeridos para obtener, como se dijo anteriormente, una sarta segura a un costo razonable.

Determinación de la profundidad de asentamiento

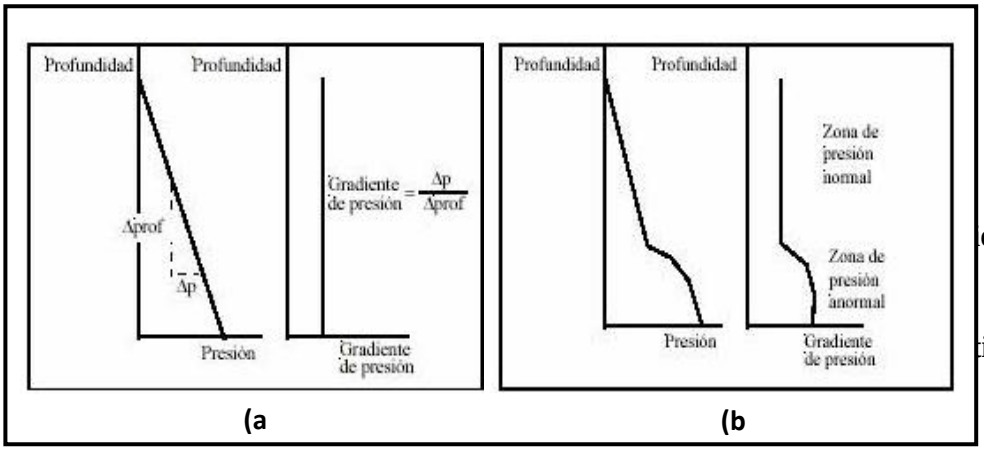
Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir el revestidor. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión intersticial o presión de poro y del gradiente de fractura. El primero se refiere a la presión que ejercen los fluidos de la formación (la presión que se mediría si se colocara un manómetro a esa profundidad), mientras que el gradiente de fractura se refiere a la presión que es capaz de romper la formación.

Ahora bien, como la presión absoluta aumenta con la profundidad, tal como se muestra en la parte (a) de la figura # 8 este aumento de presión puede caracterizarse a través de la pendiente o gradiente, de forma tal que el gradiente de presión se define como:

Al representar el gradiente de presión como función de la profundidad de un hoyo lleno con un fluido, se obtiene una línea recta vertical, tal como se muestra en la parte (a) de la figura # 8. Sin embargo si las presiones no aumentan en forma lineal, sino que hay cambios debido a la presencia de condiciones geológicas extraordinarias, entonces los diagramas de presión vs. profundidad y gradiente de

presión vs. profundidad se transforman en lo que se muestra en la parte (b) de la figura # 8.



ente de

timiento

Entonces, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento se utiliza un gráfico donde se muestren: el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura, tal como el que se muestra en el ejemplo simplificado que se ilustra en la figura # 9. Evidentemente el gradiente de fractura es superior al de presión de poro.

Por razones de seguridad, se trabaja entonces con una presión ligeramente superior o sobre balance a la presión de poro, generalmente entre 0,5 y 1,0 lb/gal. Igual se hace con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar (margen de arremetida) por seguridad.

Así finalmente, el proceso de selección de la profundidades de asentamiento se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobre balance) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida (segmento a-b). Se asienta el revestidor en ese punto y da inicio al proceso otra vez (segmento c-d).

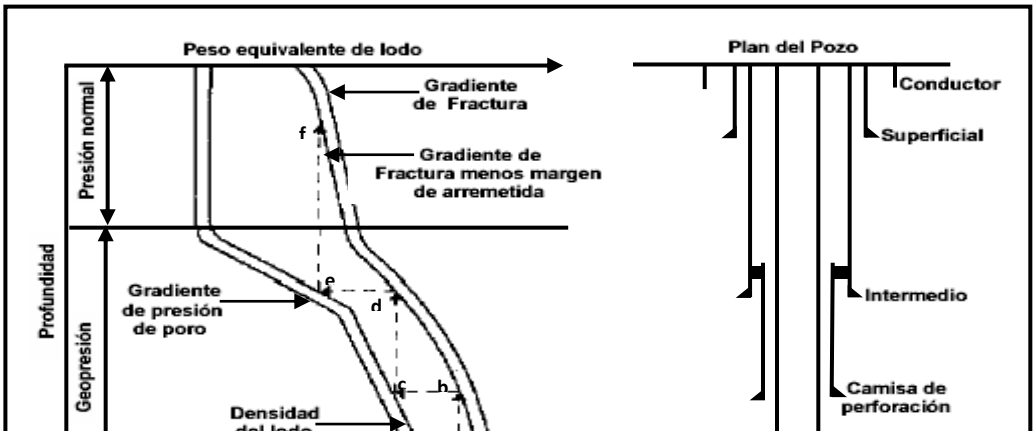


Fig. 9. Relación entre la profundidad de Asentamiento del Revestidor, Poros de la Formación, Gradiente de Presión y Gradiente de Fractura

Fuente: Informe Técnico P.D.V.S.A. Diseño para Tubulares de Revestimiento (1998, pág. 48)

CEMENTACIÓN

Según el manual de Cementación de Pozos CPVEN (1998), define la cementación como un proceso dinámico que consiste en preparar una lechada (mezcla de agua y cemento) con equipos especiales de mezclado para luego bombearla y desplazarla hasta el hoyo abierto o hacia la zona preestablecida. Existen dos tipos de cementaciones: Primarias y secundarias

Cementación primaria

La cementación primaria es la técnica utilizada para colocar lechadas de cemento en el espacio anular entre el revestidor y las paredes del hoyo. El cemento, entonces se endurece y forma un sello hidráulico en el hoyo, evitando la migración de fluidos de la formación hacia el espacio anular, hacia yacimientos de menor presión o hacia la superficie. el cemento debe anclar, soportar la tubería de revestimiento, (evitando derrumbe de las paredes o la formación de cavernas dentro del hoyo) y protegerlo contra la corrosión de los fluidos de la formación.

Cementación secundaria

Las cementaciones secundarias se definen como un proceso donde se bombea una lechada de cemento en el pozo, bajo presión, forzándola contra una formación porosa, tanto en las perforaciones del revestidor o directamente al hoyo abierto.

Clasificación y funciones de los cementos

Las normas API establecen la clase de cementos a ser usadas en la industria del petróleo.

Las condiciones varían desde el punto de congelación hasta 700 °F en pozos perforados para la inyección de vapor.

- ✓ **Clase** A: Es apropiado para ser usado desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales. Esta disponible sólo con resistencia convencional a los sulfatos
- ✓ **Clase B:** Suele ser usado desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren moderada a alta resistencia a los sulfatos. Esta disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- ✓ **Clase C:** Se usa desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren alta resistencia a la compresión del cemento. Esta disponible con características convencionales, moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- ✓ **Clase D:** Se recomienda su uso desde 6000 pies hasta 10000 pies de profundidad, en condiciones moderadamente altas de presión y temperatura. Esta disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- ✓ **Clase E:** Es apropiado desde 10000 pies hasta 14000 pies de profundidad, en condiciones de alta presión y temperatura. Esta disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- ✓ **Clase F:** Para ser usado desde 10000 pies hasta 16000 pies de profundidad, bajo extremas condiciones de alta presión y temperatura. Disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- ✓ **Clase G:** Se usa como un cemento básico desde superficie hasta 8000 pies de profundidad y puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.
- ✓ **Clase H:** Para usar como un cemento básico desde superficie hasta 12000 pies de profundidad y puede usar aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.
- ✓ **Clase J:** Es empleado desde 12000 pies hasta 16000 pies de profundidad, bajo condiciones extremadamente altas de presión y temperatura, o puede usarse con aceleradores o retardadores, para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozo.

Cada cemento de la clase API tiene una proporción óptima de agua, la cual se muestra en la tabla # 9.

Tabla # 9. Peso normal de los Cementos

Clase De Cemento	Agua Mezclada		Peso de la Lechada	Rendimiento Lechada
API	Gal/Saco	Porcentaje	Lbs/Gal	Pie^3/Saco
A	5.2	46	15.6	1.18
B	5.2	46	15.6	1.18
C	6.3	56	14.8	1.32
G	5.0	44	15.8	1.15
H	4.3	38	16.4	1.06
D, E, F	4.3	38	16.4	1.06

Fuente: Manual de Cementación de Pozos CPVEN (1998, pág. 2-24)

Cementos especiales

Son aquellas tecnologías de cementación utilizadas para resolver los problemas de pérdida de circulación, microanillos, cementación en ambiente corrosivo, altas temperaturas y migración de gas, entre ellos tenemos: micro cementos, cementos tixotrópicos (Mara Petróleo), cemento espumado y cemento expansivos.

✓ **Micro cementos:** Es una tecnología desarrollada para resolver los problemas de cementación primaria, donde se requiere alta resistencia con baja densidad, para taponar zonas de pérdida de circulación o micro anillos por donde el cemento normal no puede circular. La composición de este cemento es igual a la del cemento portland y se diferencia en el tamaño de partículas, el cual es de 10 micrones en promedio, siendo esté 10 veces menor que el cemento clase “A” API.

✓ **Cementos tixotrópicos :**En términos prácticos, las lechadas de cemento tixotrópico son dispersas y fluidas durante el mezclado, bombeo y desplazamiento; pero forma una estructura rígida cuando el bombeo se detiene. Una vez que la agitación es continuada, la estructura se rompe y la lechada adquiere, nuevamente, las propiedades de fluidez.

Al igual que los micro cementos, los tixotrópicos son usados para cementar formaciones con problemas de pérdida de circulación, sin embargo por su propiedad

gelificante, son ideales para zonas cavernosas y formaciones de fácil fracturas. Otro uso de los cementos tixotrópicos incluyen: reparación y corrección de revestidores; en zonas donde se requiere que la lechada sea inmóvil rápidamente y para prevenir migraciones de gas. Una de las posibles desventajas de los cementos tixotrópicos se basa en los cambios de sus propiedades de bombeabilidad. Después de cada periodo estático, la resistencia y el punto cedente tienden a incrementar.

- ✓ **Cemento espumado:** Son empleados para aislar las formaciones con bajo gradiente de fractura. Especialmente, aquellos donde se requieren densidades menores de 11 lb/gal. Estos cementos se caracterizan por su alta resistencia a la compresión, lo cual causa menor daño a la formación sensible al agua, pueden reducir los cambios de flujo en el espacio anular, y permite la cementación en zona de pérdida total de circulación.
- ✓ **Cemento expansivos:** Un cemento que se expande volumétricamente después de fraguado, debe ser deseable para cerrar microanillos o prevenir la migración de gas en un grado limitado. Las acciones que causan la expansión, son debido a la formación de la etringita de la reacción entre el yeso y el aluminato de tricálcio. Los cementos expansivos comerciales están constituidos por potland combinado con sulfoaluminato de calcio, y sulfato de calcio y cal

Aditivos

Son productos que se utilizan para modificar el tiempo de fraguado, las propiedades reológicas y filtrantes, así como la densidad. Estos aditivos se clasifican en: aceleradores, retardadores, controladores de pérdida de filtrado, extendedores, densificantes, dispersantes y preventores de retrogresión de la resistencia.

Aceleradores

Son aditivos que reducen el tiempo de fraguado del cemento en pozos de baja temperatura. Cemento con este tipo de aditivo, pueden llegar a desarrollar una

resistencia a la compresión de 500 psi en tiempo tan breve como 4 horas. Esto ahorra tiempo de equipo".

Los aceleradores utilizados normalmente son: CaCl2, NaCl, KCl y Silicato de Sodio en concentraciones de agua por peso (%BWOW) de: 0.5 a 4.0, 1.0 a 10.0 y de 1.0 a 3.0 para los dos últimos **casos respectivamente. En casos excepcionales se usan Alcoholes, NaOH y Yeso.**

Retardadores

Son aditivos que demoran o impiden que el cemento fragüe demasiado rápido, ya que al aumentar la temperatura disminuye el tiempo de bombeabilidad, más que por el aumento de presión o de profundidad, el aumento de la temperatura de circulación deberá compensarse con un aumento en la concentración del retardador. Los retardadores más usados son: Lignosulfonato de Calcio, en concentraciones de cemento por peso (%BWOC) de: 0.1 a 2.0, y NaCl que, en concentraciones mayores del 20%, se comporta como un retardador a bajas temperaturas.

Controladores de pérdida de filtrado

La función principal de estos aditivos es reducir pérdidas excesivas de agua hacia la formación; pero estos aditivos pueden generar otros efectos en el diseño de la mezcla; tales como: aumentar la viscosidad, retardar el tiempo de fraguado y controlar el agua libre.

Con el empleo de controladores de filtrado, se reduce considerablemente los problemas de taponamiento en el anular con cemento deshidratado; Los controladores de filtrado más usados son: Carboximetil Celulosa (CMC), Carboximetil Hidroetil Celulosa (CMHEC), en concentraciones (%BWOC) de: 0.125 a 1.50, de igual forma se emplean en diferentes concentraciones productos como: Bentonita en combinación con un dispersante, polímeros orgánicos y látex.

Extendedores

Son aditivos que disminuyen la densidad de la lechada y/o reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen de la lechada.

Los extendedores del cemento se utilizan para lograr las siguientes condiciones:

- ✓ Disminución de la densidad de la lechada,
- ✓ Incrementan el volumen de mezcla por saco de cemento,

Densificantes

Se usan para aumentar la densidad del cemento y para mantener el control de la presión de la formación.

Sistemas pesados se pueden conseguir, mediante la utilización de dispersantes que permiten el corte de agua de mezcla. Este recorte de agua causa un incremento en la densidad, pero también un incremento de la viscosidad y caudal de turbulencia. Los materiales usualmente empleados son la barita, hematita, ilmenita y arena con gravedades específicas de 4.2, 4.8 a 5.0, y 2.6 respectivamente.

Dispersantes

Su finalidad es reducir la fricción interna en la lechada y aumento de su fluidez, haciendo posible que se reduzca el excesivo volumen de agua requerido anteriormente. De manera que los dispersantes reducen la viscosidad de la lechada, Algunos dispersantes usados son Sulfonatos de Naftaleno y Lignosulfonatos de Calcio; en concentraciones %BWOC de: 0.10 a 5.0.

Preventores de retrogresión de la resistencia

La resistencia compresiva aumenta con la temperatura de curado hasta 230° F, por encima de lo cual todos los cementos pierden resistencia. Esta retrogresión de la resistencia, que es acompañada por un aumento de la permeabilidad se puede evitar con la adición de 35% de Sílica.

Causas de una cementación defectuosa

A continuación se muestran los principales factores que influyen en las fallas que se presentan durante la cementación de un revestidor de producción.

- ✓ Fraguado prematuro (a veces instantáneo en el revestidor).
  - El tapón no asienta sobre cuello flotador, indicando su llegada y finalización del desplazamiento.
- ✓ No se puede alcanzar la densidad de la mezcla.
- ✓ Fuga o pérdida de gas en el anillo.
- ✓ Canalización del cemento en el lodo.
  - Fragüado del cemento muy rápido.

CONCLUSIONES

Todo diseño de Ingeniería de perforación, debe estar basado en optimar costos, garantizar la seguridad en cada proceso, la prevención del medio ambiente, optimar inventario y garantizar el mantenimiento del mismo.

El comportamiento de la sarta en cuanto a trayectoria se refiere, depende de la dureza de la formación, de la tendencia desviadora del hoyo, del tamaño relativo hoyo-ensamblaje y de la distribución de los estabilizadores en el ensamblaje de fondo.

Al momento de seleccionar un fluido de perforación, este debe tener una densidad tal que su presión hidrostática sea 200 ò 300 lpc mayor que la presión de yacimiento, igualmente que no produzca daño a la formación, que sea anticorrosivo y de permanencia estable.

La manera más efectiva de controlar una arremetida, es que todo el personal que labora en el taladro este debidamente capacitado en cuanto a control de pozo, que le permita descubrir a tiempo lo que está pasando en el pozo.

Para el diseño de revestidores de un pozo, es necesario conocer las presiones de poro y de fractura, la distribución de temperatura a diferentes profundidades y las funciones a cumplir del revestidor, a fin de garantizar la eficiencia del pozo.

Al determinar la profundidad de asentamiento del revetidor, se debe conocer las condiciones geológicas, la presión de la formación y los gradientes de fractura, para garantizar que la presión impuesta en la zapata sea menor que la presión de fractura de la formación debajo de ella a la profundidad de asentamiento.

Al diseñar una lechada de cemento, se debe considerar: la densidad de la lechada, rendimiento de la lechada, tiempo de espesamiento, perdida de filtrado, agua libre, reologia y resistencia a la compresión. Si se desea garantizar uniformidad de cemento alrededor del revestidor, es necesario efectuar la distribución uniforme de los centralizadores, pero esto depende del tamaño del revestidor, de la desviación del hoyo vertical, del azimut, del diámetro del hoyo y del peso del fluido de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

CPVEN. (1998). “Manual de Cementación de Pozos”.

Godoy, A.; Díaz, N.(2000). “Optimización De La Hidráulica De Perforación Con Fluidos Bifásicos En El Área De Tía Juana”

HYCALOG. (1994). “Catalogo de Mechas”.

Manual. (2000). “Series De Perforación” .

Mí SWACO. (2001). “Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación”. Versión 2.0.

P.D.V.S.A. (1998). “Informe Técnico Diseño para Tubulares de Revestimiento”.

P.D.V.S.A. CIED. (1994). “Manual Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo”.

P.D.V.S.A. CIED. (1998). “Manual Diseño de Revestidores”.

P.D.V.S.A. CIED. (2002). “Manual Fluidos de Perforación”.

P.D.V.S.A. CIED. “Manual Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación”.

A N E X O S

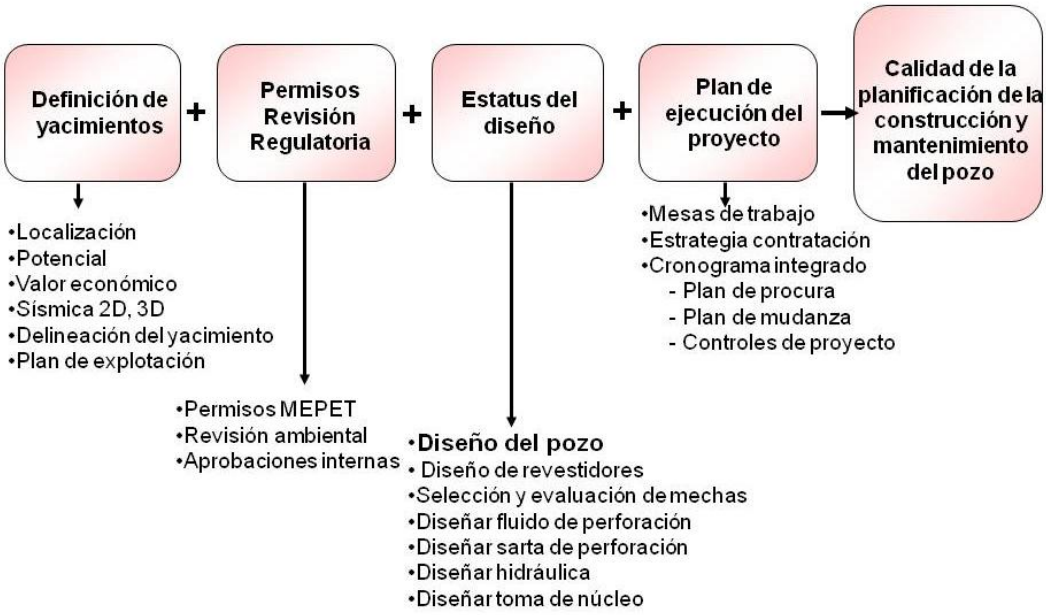
ANEXO A

TABLA DE ACRÓNIMOS

BHA:	Ensamblaje de fondo
t:	Esfuerzo de corte
VA:	Viscosidad aparente
VP:	Viscosidad plástica
PC:	Punto Cedente
PH:	Presión hidrostática
TVD:	Profundidad vertical verdadera
PDVSA:	Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima
API:	Instituto Americano de Petróleo
Wn:	Peso nominal
CIED:	Centro Integral de Educación y Desarrollo
PB:	Peso de barra
DE:	Diámetro externo
DI:	Diámetro interno
DMB:	Diámetro mínimo de barra
DCR:	Diámetro de cuello de revestidor
DM:	Diámetro de mecha
r:	Velocidad de corte

ANEXO B

CONCEPTUALIZACIÓN DEL DISEÑO DE POZOS



ANEXO C

REVESTIDORES CON DIÁMETRO LIBRE ESPECIAL

Diámetro Nominal (pulg.)	Peso Nominal (lbs/pie)	Espeso de Pared (pulg.)	Diámetro API (pulg.)	Libre Especial (pulg.)
7	23.00 32.00	0.317 0.453	6.241 5.969	6.250 6.000
7-3/4	46.10	0.595	-	6.500
8-5/8	32.00 40.00	0.352 0.450	7.796 7.600	7.875 7.625
8-3/4	49.70	0.557	-	7.500
9-5/8	40.00 43.50 47.00 58.40	0.395 0.435 0.472 0.595	8.679 8.599 8.525 8.279	8.750 8.625 8.625 8.375
9-3/4	59.20	0.595	-	8.500
9-7/8	62.80	0.625	-	8.500
10-3/4	45.50 55.50 65.70	0.400 0.495 0.595	9.794 9.604 9.404	9.875 9.625 9.504
11-3/4	60.00 65.00	0.489 0.534	10.616 10.526	10.625 10.625

ANEXO D

CARACTERÍSTICAS DE LOS MANDRILES USADOS PARA DETERMINAR EL DIÁMETRO LIBRE DE LOS REVESTIDORES

Diámetro Nominal del Revestidor (pulg)	**Longitud del Mandril (pulg)**	**Diámetro del Mandril (pulg)**
4-1/2 – 8-5/8	6	d – 1/8
9-5/8 – 13-5/8	12	d – 5/32
16 – 20	12	d – 3/16

Fuente: Manual de Diseño de Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 32)

ANEXO E

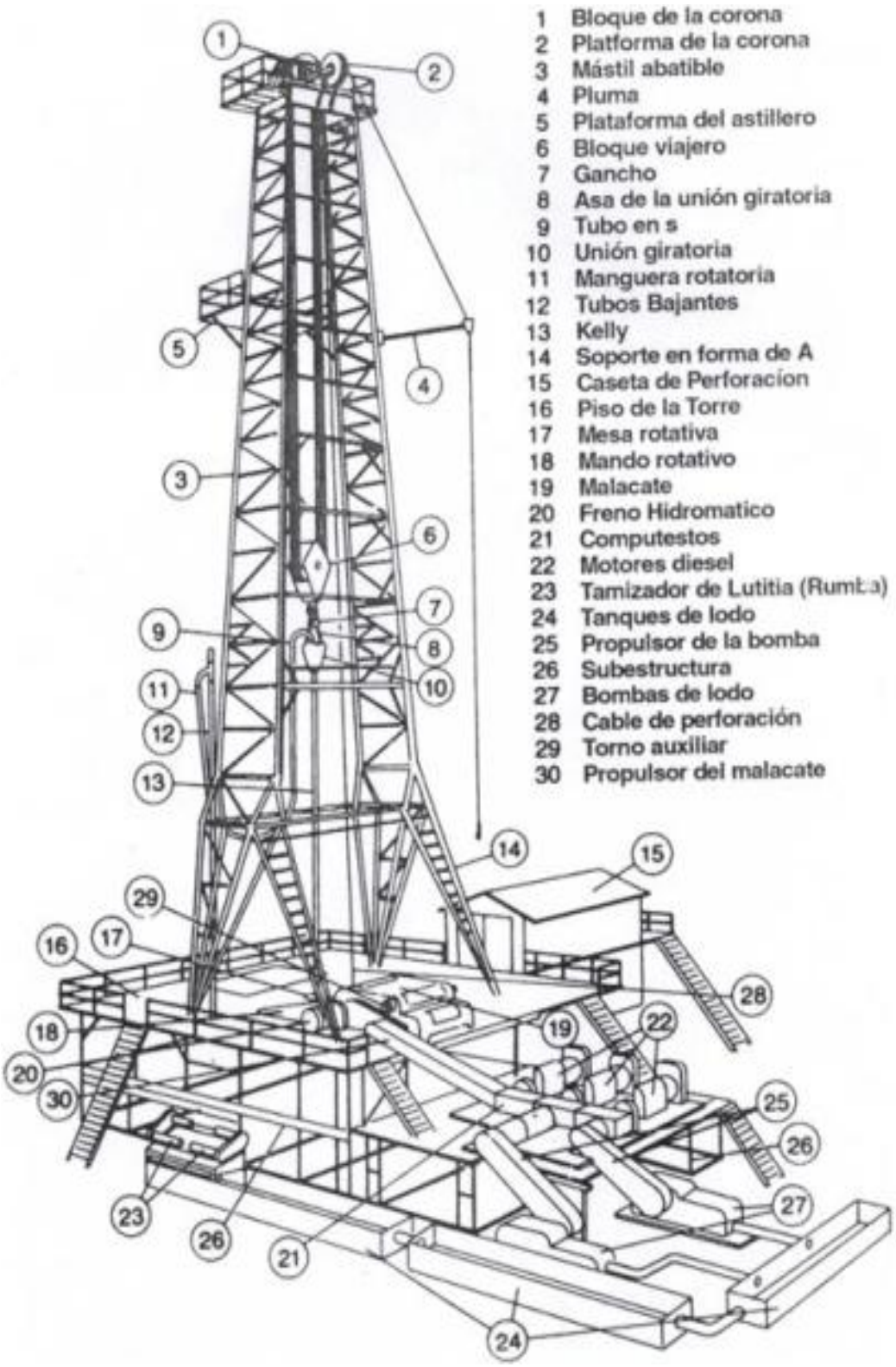
GRADOS DE REVESTIDORES DE ALTA RESISTENCIA CON RANGO DE CEDENCIA CONTROLADA

Grado	Resistencia Mínima Lbs/pulg^2	Cedencia Máxima Lbs/pulg^2	Resistencia a la Tensión Mínima Lbs/pulg^2	Pureza Máxima HRC
C-75	75.000	90.000	95.000	22
L-80	80.000	95.000	95.000	23
C-90	90.000	105.000	100.000	25,4
C-95	95.000	110.000	105.000	-

Fuente: Manual Diseño de Revestidores PDVSA CIED (1998, pág. 45)

ANEXO F

EQUIPO DE PERFORACIÓN



ANEXO G

CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE REVESTIDORES

Minimos Factores de Diseño

CARGAS DEL DISEÑO	Revest. De superficie e intermedios, lineres de perforación, extensiones de liner hasta superficie	Revest o liner de Producción, extensiones de liner de producción hasta superficie	Tubería de Producción
Colapso	1.0	1.1	1.1
Estallido (servicio normal) Estallido (servicio crítico)	1.25 1.1	1.25 1.1	1.25 1.1
Tensión	1.6	1.6	1.6
Compresión	1.2	1.2	1.2
Tri-Axial	1.25	1.25	1.25

ANEXO H

REVESTIDORES Y MECHAS