



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE SARTA DE PERFORACION

POZO MECATEPEC 118

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

PORFIRIO RIVERA JUAREZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Al escribir estas palabras, me doy cuenta de lo que he sido capaz de lograr y alcanzar, he finalizado una etapa llena de éxito y conocimientos, de buenos y malos momentos, de amigos, de sacrificio y esfuerzo, he finalizado mi carrera universitaria, mi ingeniería petrolera.

Al momento de echar un vistazo atrás, me doy cuenta que hay tantas personas que estuvieron conmigo durante este largo camino, algunas estuvieron desde el inicio y hasta al final, otras aparecieron el momento oportuno, y aun hasta el final he conocido personas maravillosas, a todas estas personas les debo las gracias y lo he querido hacer de esta forma, para que no quede tan solo en palabras y quede impreso en sus corazones.

*Me gustaría comenzar dando las gracias a mi amada **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**, que me otorgo el privilegio de haber podido estudiar en ella, por todas las facilidades y beneficios brindados, por darme la oportunidad de tomar clases con excelentes profesores, creo nunca terminare de agradecer a la **UNAM** por todo lo que me brinda para que yo pueda ser el profesionalista que soy ahora, sin duda alguna es el orgullo más grande ser parte de la máxima casa de estudios: **LA UNAM***

Profesores: *Les agradezco, todo ¡Gracias a ustedes pude formarme como profesionalista, como ingeniero, sin sus conocimientos hoy no podría haber llegado hasta aquí. En especial darles las gracias a los ingenieros, **Agustín Velasco Esquivel, Manuel Villamar Viguera, Mario Rosas Rivero, Rafael Viñas Rodríguez y Hermilo Montes San Cristobal**, sin ustedes este trabajo no sería posible.*

Dios: *que aun cuando he tenido conflictos contigo, nunca me abandonaste y que además de permitirme terminar mi carrera, me has dado lo más importante que tengo en la vida (**MIFAMILIA**), sé que nunca terminare de darte las gracias, mas hoy quiero hacerlo de esta forma.*

Mama: *Gracias por todo el amor y cariño brindado, por preocuparte tanto por mí, por todo el esfuerzo que hiciste para apoyarme, ¡Te amo ma, nunca lo dudes!*

Papa: *Gracias por tus regaños, por todas tus palabras de aliento, por nunca dejarme solo y gracias porque al igual que mama hiciste un enorme sacrificio para apoyarme, ¡Te amo pa, eres el mejor!*

Mis hermanos: *Gracias **Dany**, gracias **Jessi**, por ser mis hermanitos, por todo el apoyo que han dado, y por soportar todas mis locuras, ¡Los amo, manitos!*

Familiares: *Gracias, por estar ahí, porque a pesar de las circunstancias sé que estuvieron al pendiente de mi, no me he olvidado de ti (abuelita Sixta) mi abuelita que siempre y aun desde el cielo me cuida, sé que estas muy orgullosa mí, los quiero muchoji*

*Quiero agradecer a todos mis amigos y compañeros de carrera por apoyo brindado y los maravillosos momentos que vivimos a lo largo de estos cinco años, también darle las gracias a los amigos de otras carreras y facultades, **Iñaki, Ivon Arlette, Fátima, Nadia, Diana Luz, Said y Marilú**, a todos ustedes muchas gracias por brindarme su amistad, por reír conmigo y compartir los buenos y malos momentos, los quiero mucho y espero sigamos siendo muy buenos amigos.*

Dedico este trabajo a mi familia, profesores y estudiantes de la UNAM que día con día nos esforzamos para ser mejores.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

INDICE

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1. ASPECTOS GENERALES

1.1	Historia de la perforación.....	3
1.2	Evolución de las técnicas de perforación.....	5
1.3	Concepto de sarta de perforación	7
1.4	Funciones de la sarta de perforación	9

CAPITULO 2. COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

2.1	Kelly	10
2.2	Sustituto de kelly	10
2.3	Tubería de perforación.....	11
2.4	Lastrabarrenas (Drill Collar)	13
2.4.1	Tipos de lastra-barrenas.....	14
2.4.2	Selección del diámetro de los lastrabarrenas	15
2.5	Tubería Pesada	18
2.6	Martillo	20
2.6.1	Tipos de martillo.....	22
2.7	Estabilizadores.....	24
2.7.1	Tipos de estabilizadores	25
2.8	Rimas (Reamers).....	27
2.9	Junta de seguridad	27
2.10	Válvula de contrapresión	28
2.11	Canastas recolectoras (Junk baskets).....	29
2.12	Combinaciones (Crossover).....	30
2.13	Portabarrena	30
2.14	Barrena	31
2.15	Motor de fondo	31
2.16	Top Drive	32

CAPITULO 3. TUBERIA DE PERFORACIÓN

3.1 Clasificación del acero según su composición..... 33

3.2 Concepto de tubería..... 33

3.3 Tipos de tubería..... 33

3.4 Propiedades mecánicas de la tubería de acero 38

3.5 Descripción de los componentes de una tubería de perforación..... 38

3.6 Clase de la tubería 40

3.7 Grado de la tubería 40

3.8 Conexiones o juntas de la tubería de perforación..... 41

3.9 Clases de juntas..... 42

3.10 Clasificación de las juntas..... 43

3.11 Tipos de juntas 44

3.12 Juntas para tubería de perforación..... 45

3.13 Condiciones de falla 45

3.14 Cedencia 46

3.15 Falla de la tubería por colapso 47

3.16 Falla de la tubería por estallamiento 50

3.17 Falla de la tubería por tensión 52

3.18 Falla de la tubería por corrosión 53

CAPITULO 4. BARRENAS

4.1 Definición de barrena..... 54

4.2 Principio de operación 54

4.3 Tipos de barrenas..... 54

 4.3.1 Barrenas triconicas..... 55

 4.3.1.1 Código IADC para barrenas triconicas..... 58

 4.3.2 Barrenas de cortadores fijos (barrenas de diamante) 61

 4.3.2.1 Barrenas de diamante natural..... 62

 4.3.2.2 Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP) 63

 4.3.2.3 Barrenas compactas de diamante policristalino (PDC)..... 64

4.3.2.4 Código IADC para barrenas de cortadores fijos	65
4.3.3 Barrenas especiales	66
4.4 Criterios para la selección de barrenas	67
4.5 Metodologías para la selección de barrenas	74
4.6 Factores que afectan el desgaste de las barrenas	78
4.7 Determinación del momento óptimo para el cambio de barrena	80

CAPITULO 5. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

5.1 Configuración de los ensambles de fondo	83
5.2 Punto neutro	84
5.3 Factor de flotación	85
5.4 Determinación del diámetro de los lastrabarrenas	86
5.5 Determinación de la longitud de los lastrabarrenas	86
5.6 Determinación de la longitud de la tubería pesada	87
5.7 Diseño de la tubería de perforación.....	88
5.7.1 Determinación de la máxima tensión permisible para cada sección de tubería de perforación.....	88
5.7.2 Determinación del margen de jalón.....	89
5.7.3 Determinación de la tensión de trabajo	90
5.7.4 Determinación de la longitud de las secciones de tubería de perforación.....	90
5.8 Determinación de la capacidad de presión interna y presión de colapso de la tubería de perforación.....	92
5.9 Criterios de estabilización de la sarta de perforación.....	93
5.10 Ejemplo de diseño	97
5.10.1 Ubicación del pozo Mecatepec 118	97
5.10.2 Profundidad programada	98
5.10.3 Columna estratigráfica	98
5.10.4 Fluidos de perforación, diámetros de barrenas y diámetros de tubería de revestimiento	98
5.10.5 Programa mecánico programado.....	99
5.10.6 Diseño de la sarta (Primera etapa).....	100
5.10.7 Diseño de la sarta (Segunda etapa).....	100

5.10.8 Diseño de la sarta (Tercera etapa)	104
5.10.9 Diseño de la sarta (Cuarta etapa).....	107
5.11 Selección de barrenas por etapa.....	110
5.12 Resultados reales del programa de perforación del pozo Mecatepec 118.	111
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFIA.....	116
INDICE DE FIGURAS	118

INTRODUCCION

La perforación de pozos petroleros a lo largo de la historia ha evolucionado, convirtiéndose en una de las actividades dentro de la industria petrolera con resultados excelentes, mayor seguridad y menores daños al medio ambiente.

Esta evolución en la perforación de pozos petroleros se debe al desarrollo de las técnicas, herramientas y equipos de perforación, uso de fluidos de perforación para el control del pozo, mejores materiales para la fabricación de tubulares y adopción de medidas de seguridad para el personal.

En un principio las técnicas de perforación eran rudimentarias, razón por la cual tomaba mucho tiempo perforar pozos los cuales eran poco profundos, además de la gran cantidad de accidentes que casi siempre surgían durante la perforación. Por todo esto, fue necesario desarrollar nuevas técnicas de perforación, hasta llegar a la perforación rotaria, la cual se sigue empleando hasta nuestros días. La técnica de perforación rotaria se caracteriza por la rotación de una sarta de perforación así también el uso de fluidos de perforación.

En este trabajo nos enfocaremos al empleo de las sartas de las perforación, las herramientas y tubulares que las conforman, a las condiciones de trabajo a las cuales son sometidas y metodologías usadas para el diseño de una sarta de perforación.

Una sarta de perforación es un conjunto de herramientas y tubulares unidos, la cual se diseña tomando en cuenta aspectos geológicos, condiciones de presión y temperatura, condiciones mecánicas, resistencia de materiales, profundidad y diseño del pozo.

Un buen diseño de la sarta de perforación permitirá perforar hasta la profundidad programada reduciendo los problemas que pudiesen surgir durante la perforación, tales problemas como atascamientos de herramienta o tubería, incrementa los tiempos de perforación, los costos y probabilidades de descontrol de pozos.

Actualmente los diseños de las sartas de perforación han mejorado demasiado, gracias a este avance es posible perforar pozos sumamente profundos tanto en tierra así como en regiones marinas, además de perforar pozos multilaterales, inclinados y horizontales. Uno de los avances más notables es el control que se tiene de la dirección del pozo, lo cual facilita el asentamiento de tuberías de revestimiento y futuras operaciones que se quieran llevar dentro del pozo.

Es de suma importancia conocer el principio de operación de cada herramienta, las recomendaciones que el fabricante hace para que estas herramientas funcionen correctamente y así evitar fallas durante la perforación. También es importante conocer los límites de resistencia de las tuberías, por lo cual en este trabajo hacemos uso de las recomendaciones y condiciones de operación que TAMSA recomienda para evitar fallas en las tuberías.

Al final de este trabajo se presenta un caso práctico de un pozo perforado en Poza Rica, con el objetivo de mostrar con datos reales la metodología que se emplea para el diseño de una sarta de perforación, con lo cual se pretende entender cuáles son los criterios que toman los ingenieros petroleros para el diseño de una sarta, ya que muchos de los criterios y decisiones que se toman para el diseño proceden de la experiencia que se ha adquirido durante muchos años, así también de los resultados que se han obtenido en la perforación de otros pozos con características muy parecidas.

Finalmente, por los conocimientos adquiridos durante este trabajo, es importante mencionar que el correcto diseño de una sarta de perforación acompañado de un fluido de perforación estable es la llave para una perforación exitosa.

CAPITULO 1. ASPECTOS GENERALES

1.1 Historia de la perforación

La perforación es la actividad que permite confirmar a exploración la existencia de un yacimiento de hidrocarburos, mediante la construcción de un agujero (pozo) hecho por una barrena.

Los pozos petrolíferos más antiguos que se conocen fueron perforados en China en el año 347 a.C., tenían una profundidad de aproximadamente 250 metros, y funcionaban mediante barrenas fijadas a cañas de bambú. El petróleo se quemaba para evaporar salmuera a fin de producir sal. Para el siglo XX largos conductos de bambú conectaban los pozos con las salinas. Numerosos registros de la antigua China y Japón incluyen varias alusiones al uso del gas natural para iluminar y cocinar.

El primer pozo que se perforo en América (EEUA) fue en 1806 cerca de Charleston para la producción de salmuera utilizando el método de perforación a cable. El movimiento de percusión era producido por dos o tres hombres que accionaban un balancín.

El primer pozo que se perforo con el objetivo de producir petróleo fue en el año de 1859 cerca de Titusville, Pensilvania con una profundidad de 65 pies (20 metros) bajo la dirección del coronel Edwin L. Drake. El sistema empleado fue la perforación por percusión (perforación a cable).

Los métodos de perforación empleados por los norteamericanos adquirieron cada vez mayor importancia. El pozo perforado en Pensilvania imitaba en gran medida las antiguas practicas chinas recogidas por los misioneros franceses, implicaban el uso de cuerdas de cáñamo para elevar y bajar la sarta de perforación.

La perforación con chorros de agua y tubos huecos de perforación, a través de los cuales se bombeaba el agua hasta el extremo de la sarta de perforación para retirar los materiales de desecho, fue una innovación que llego a la industria petrolera procedente de Europa, donde se usó por primera vez para perforar un pozo de 168 metros, cerca de Perpiñán (ciudad en el sureste de Francia) en 1846. Con este método se lograba una velocidad media de perforación de 1 metro por hora, que podía ser aumentada utilizando torres de perforación más altas. Antes de finales de siglo se alcanzaban los 26 metros por hora.

Todavía en 1859 Drake se veía obligado a emplear barrenas de hierro forjado con dientes de acero, pero al abaratare el acero colado se hizo gradualmente posible utilizar un material más adecuado. La perforación con diamantes, que podía penetrar a través de formaciones muy duras, fue una invención francesa en la década de 1860, recogida por los norteamericanos y vendida por ellos en Inglaterra, donde sería mejorada por los ingenieros de minas.

En 1886 se había alcanzado en una perforación la profundidad de 1763 metros.

Los métodos europeos y americanos de perforación coincidieron especialmente en Galitzia(región de Europa central),donde los pozos perforados a mano comenzaron a ser desplazados por

sistemas de perforación por percusión hacia 1862, pero las condiciones geológicas no dejaron de ser serios obstáculos hasta que una compañía canadiense introdujo nuevas técnicas, desarrolladas originalmente en Petrolia, Ontario. Algunos expertos de Galitzia se dirigieron a Alemania, donde en 1895 A. Ranky inventa una máquina de perforación rápida, y también se dirigieron a los ricos yacimientos rumanos, donde en 1880 había comenzado en Ploesti la perforación mecánica.

El acontecimiento europeo de más importancia fue, sin embargo, el desarrollo de la industria en Rusia. Los primeros pozos fueron perforados al norte de Bakú en 1873; fueron contratados técnicos en perforación norteamericanos.

La perforación rotatoria fue inicialmente empleada en 1863 por un ingeniero civil francés de nombre Aescart Leschot. Al principio su aplicación fue en la perforación de pozos de agua. En EEUU se patentó su empleo a principios de 1866.

En 1900 dos contratistas de perforación de pozos de agua (M.C y C.E. Baker) trasladaron su equipo de perforación de Dakota del Sur a Corcicana, Texas en donde le dieron uso para la perforación de las rocas suaves de esta área.

En el año 1901 el capitán A.F. Lucas, perforo el primer pozo de petróleo en el campo Spindletop, Beaumont, Texas empleando el sistema de perforación rotatoria. La profundidad alcanzada fue de 1020 pies (311 metros) con una producción que superaba los 50000 BPD. A este descubrimiento se le atribuye el crédito de la iniciación de la industria petrolera en EEUU y la difusión del sistema de perforación rotatoria. Asimismo fue el pozo donde se tuvo el primer reventón. Después de 10 años de este acontecimiento comenzaron a emplearse los equipos de perforación rotatoria en el Caribe, Sudamérica, Rumania y Rusia.

En el periodo de 1914 – 1918 el 90% de todos los pozos perforados en EEUU fueron hechos empleándose el sistema de percusión.

El uso exitoso de la perforación rotatoria trajo como consecuencia su generalización al principio de la década de los años 1920.



Fig. 1. 1 Primeros pozos petroleros en EEUU en Pioner Run, Oil Creek alrededor de 1870.

Evolución de las técnicas de perforación.

A lo largo de la historia las técnicas o métodos empleados para la perforación de pozos han evolucionado, se pueden distinguir dos técnicas principales en la historia de la perforación

Método de 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 triturar las formaciones se utilizó una barra con una forma, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enroscaba una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enroscaba un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto (altura por peso) de la barra contra la roca. Al tope del percutor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del pozo. Esta acción repetitiva tritura la roca y profundiza el agujero. Fig. (1.2)

Se mencionaran algunas de las ventajas y desventajas que se consideran para este método

Ventajas

- Se podían tomar grandes muestras y fidedignas de la roca triturada del fondo del pozo.
- Al no trabajar con fluidos de perforación no se perjudicaban las propiedades de la roca
- Un método sumamente económico.

Desventajas

- Es un método de perforación muy lento cuando se perfora formaciones muy duras.
- En formaciones blandas la efectividad de la barra disminuye considerablemente.
- Mala geometría del pozo por la falta de control sobre el giro de la barra al caer.
- El residuo de roca triturada creaba una capa que disminuía la efectividad de la barra.
- Al perforar en seco (sin fluido de perforación) existía gran probabilidad de reventones.

Este método fue empleado durante 70 años en la industria petrolera.

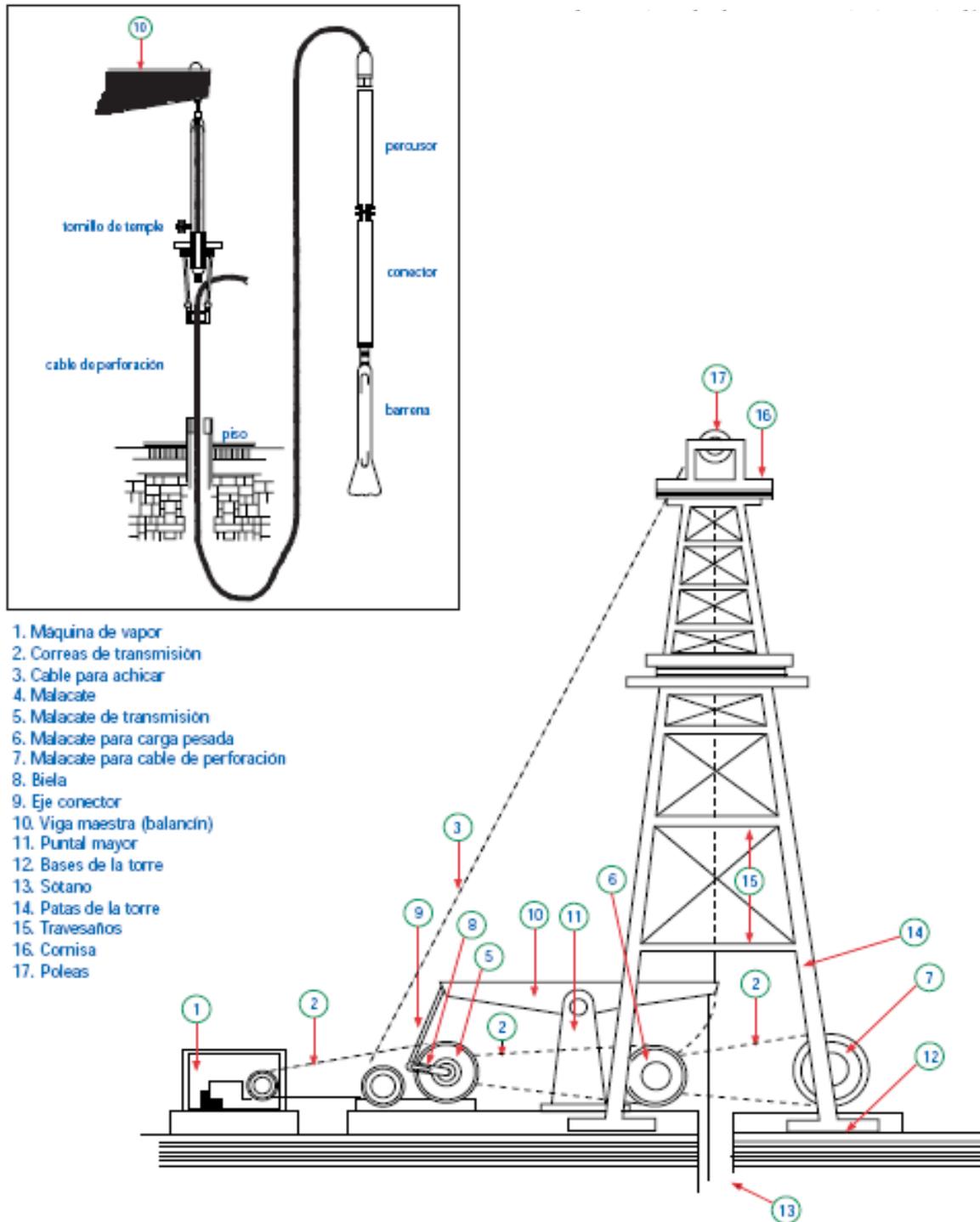


Fig. 1. 2 Componentes del equipo de perforación a percusión

Método de perforación rotatoria

La perforación rotaria 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 perforación trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria.

La perforación rotaria consiste en realiza mediante la aplicación de rotación o torque a la sarta de perforación, lo cual hace girar la herramienta de corte que en este caso es una barrena (enroscada en la parte inferior de la sarta de perforación). La longitud de la sarta de perforación aumenta a medida que se profundiza el pozo, agregando nuevos tubos al extremo de la sarta de perforación.

El equipo de perforación rotaria tuvo grandes innovaciones como

- El sistema de potencia
- El sistema de izaje.
- El sistema de rotación
- El sistema de circulación del fluido de perforación.
- El sistema de control de pozo.

En la Fig. (1.3) se muestra el equipo de perforación rotaria con todos sus componentes.

El tipo más antiguo de los equipos de perforación rotaria usaron torres de madera, las cuales se armaban antes de iniciar a perforar el pozo y se desarmaban al terminar, la energía era proporcionada por máquinas de vapor. Con el equipo de perforación rotatorio se inició el uso de fluidos de perforación, la cementación de las tuberías de revestimiento y la terminación con aparejos de producción.

Concepto de sarta de perforación

A continuación se menciona algunos conceptos sobre lo que es la sarta de perforación, a fin de tener una idea más clara y completa

1. **Sarta de perforación.**- Conjunto de herramientas ubicadas entre la barrena y la tubería de perforación.
2. **Sarta de perforación.**- Enlace mecánico que conecta la barrena que ese encuentra en el fondo con el sistema de rotación en superficie.

3. Sarta de perforación.- Es la que transmite la rotación de la mesa rotatoria o el Top Drive a la barrena en el fondo del pozo y también sirve para circular el fluido de perforación.

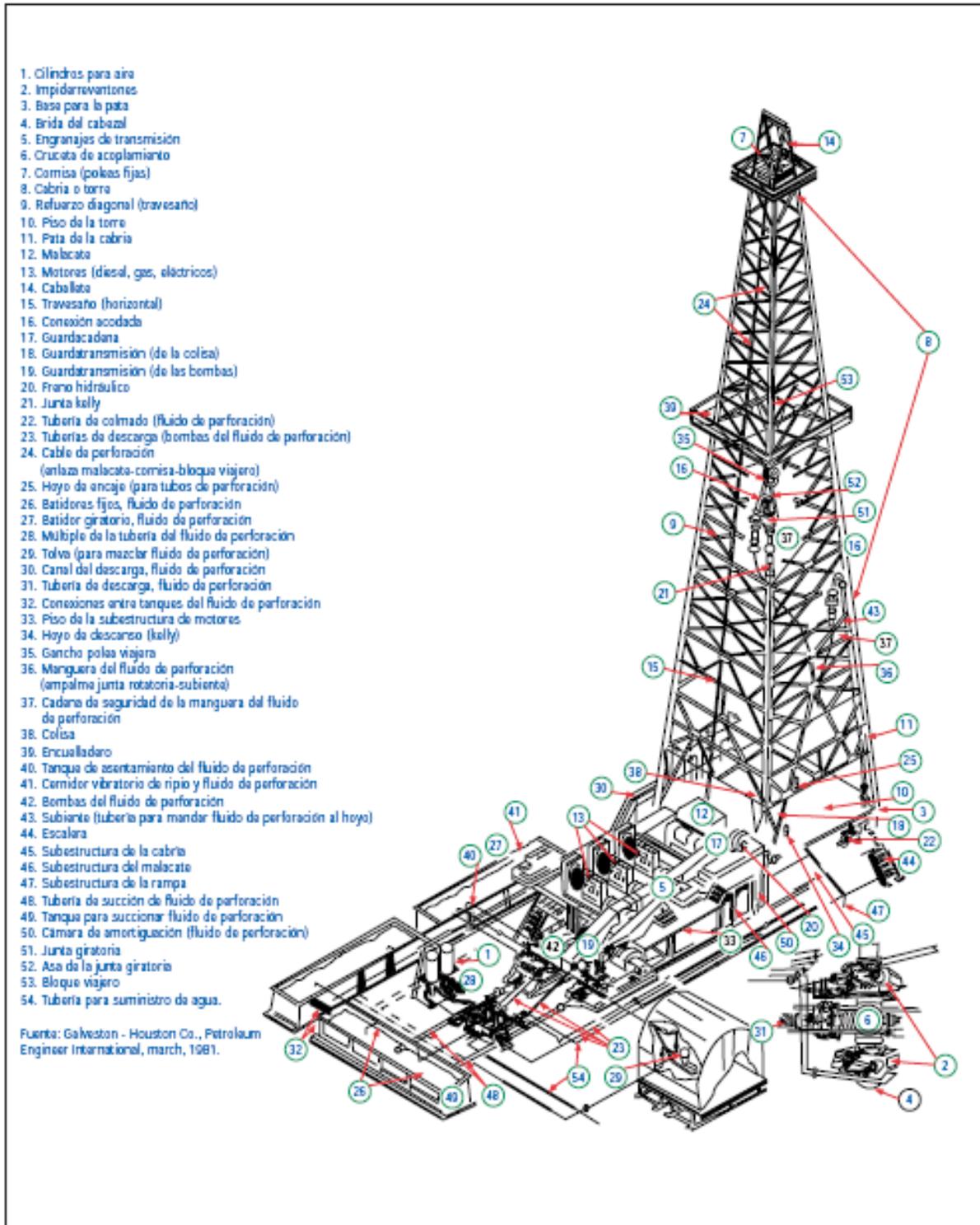


Fig. 1. 3 Componentes del equipo de perforación a percusión

1.4 Funciones de la sarta de perforación

- Transmitir el movimiento rotatorio a la barrena.
- Servir de conducto de circulación.
- Dar peso a la barrena.
- Sacar y meter la barrena.
- Efectuar pruebas de formación.
- Colocar tapones de cemento.
- Cementar las tuberías de revestimiento.
- Controlar la trayectoria del pozo durante la perforación.
- Soportar las cargas ejercidas durante la perforación
- Minimizar vibraciones y atascamientos

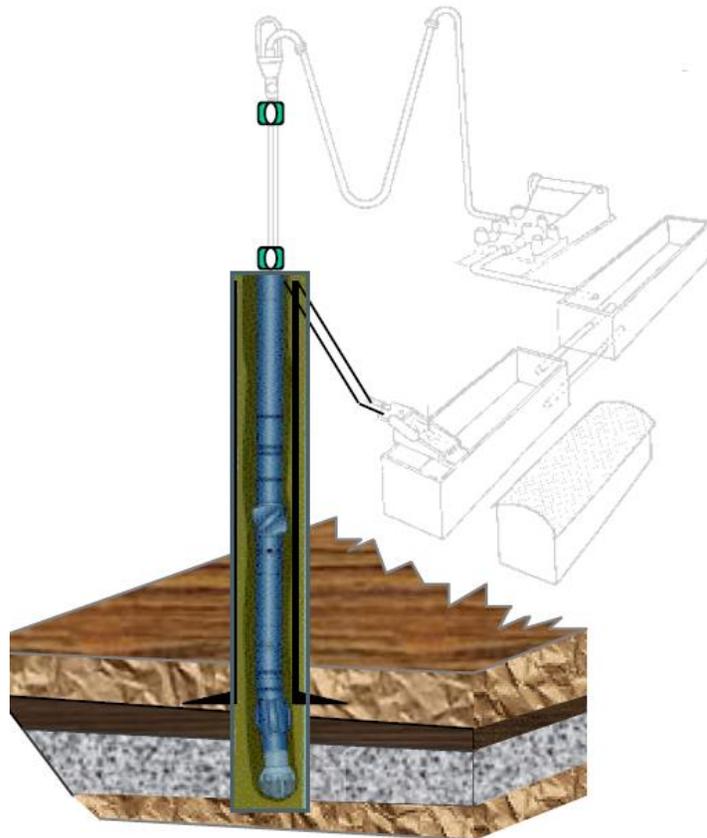


Fig. 1. 4 Esquema que muestra el diseño de una sarta de perforación.

CAPITULO 2. COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

2.1 Flecha (Kelly)

El kelly es la primera sección de tubería por debajo del swivel. La sección transversal del kelly es cuadrada o hexagonal para permitir que se enrosque fácilmente al girar.

La rotación es transmitida a la flecha y a través del kelly bushings, que se ajustan en el interior del master bushing de la mesa rotaria. El kelly debe mantenerse lo más recto como posible. La torsión por el giro del kelly causa un movimiento de impacto que resulta en un desgaste innecesario en el bloque de corona, cable de perforación, unión giratoria, y las conexiones roscadas a lo largo de una gran parte de la sarta de perforación.

Una vista del kelly y kelly bushings se muestra en operación en la Fig. (2.1)

La rosca del kelly enrosca hacia la derecha en la parte inferior y enrosca hacia la izquierda en la parte superior para permitir el normal de giro a la derecha de la sarta de perforación. Por lo general se instalan dos válvulas de seguridad en la flecha, una conectada en la caja y la otra en junta en su parte inferior, ambas se emplean para cortar el flujo a través de la sarta en caso de una manifestación del pozo. Son operadas manualmente. Fig. (2.2)

2.2 Sustituto de flecha

Un sustituto deflecha se utiliza entre la flecha y la primera junta de la tubería de perforación. Esta sección corta de tubería relativamente sencilla evita el desgaste de la rosca de la flecha y proporciona un lugar para montar un empaque para mantener la flecha centrada. Fig. (2.3)



Fig. 2. 1 La flecha logra girar por la rotación del Kelly bushings el cual forma parte del sistema de rotación del equipo del equipo de perforación. Pozo Mecatepec 118, Tihuatlan, Veracruz.

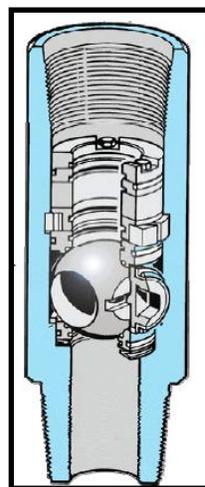


Fig. 2. 2 El sustituto de flecha evita el desgaste la rosca de la flecha cuando se añade una tubería de perforación más.

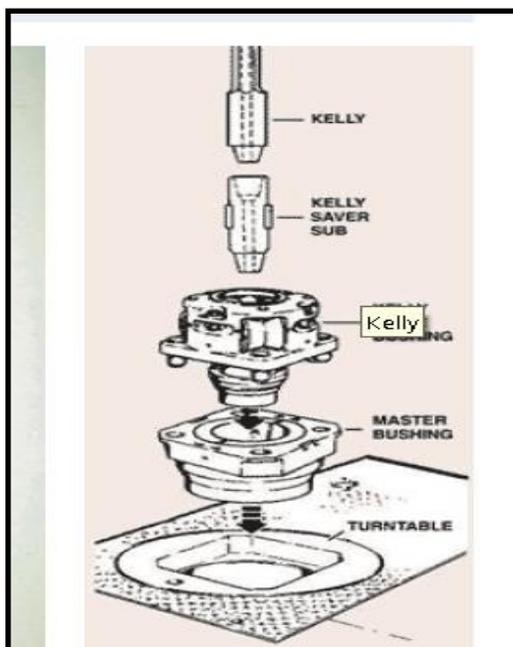


Fig. 2. 3 El sustituto de Kelly evita el desgaste la rosca del Kelly cuando se añade una tubería de perforación más.

2.3 Tubería de perforación

Constituye la mayor parte de la sarta de perforación. Esta soportada en su extremo superior por la flecha o sustituto de flecha en su caso.

Transmite potencia por medio del movimiento de rotación en el piso de perforación a la barrena, y permite la circulación del lodo.

Está constituida por dos partes las cuales son fabricadas separadamente y luego unidas mediante soldadura, estas son: el cuerpo y conexión. Fig. (2.4)

La tubería de perforación se encuentra sujeta a esfuerzos como el resto de la sarta de perforación. La tubería de perforación nunca debe ser usada en compresión ni debe ser utilizada para dar peso sobre barrena, excepto en agujeros de alto ángulo u horizontales, en donde la estabilidad de la sarta y la ausencia de pandeamiento debe ser confirmada por medio del uso de un software de modelado.

Las longitudes disponibles de la tubería de perforación se muestran en la Tabla. 1 en donde se encuentra clasificada en tres rangos.

Rango	L (ft)	L (m)
1	18 - 22	5.49 - 6.71
2	27 - 30	8.23 - 9.14
3	38 - 45	11.58 - 13.72

Tabla. 1 Rangos de la tubería de perforación

Sus principales características son:

- Juntas reforzadas
- Facilidad y rapidez de enroscamiento
- Alto grado de resistencia
- Se rigen por normas API

Los fabricantes de tuberías deben cumplir con las siguientes características:

- Grado
- Medida (Diámetro)
- Espesor de pared
- Peso



Fig. 2. 4 Forma en la que se enrosca la tubería de perforación, se puede observar la conexión y el cuerpo de la tubería.



Fig. 2. 5 La tubería de perforación es subida al piso de perforación mediante esta rampa. Pozo Mecatepec 118, Poza Rica, Ver.

2.4 Lastrabarrenas (Drill Collar)

Son tubos de gran espesor y rigidez por lo general en longitudes de 30 a 31 pies, los cuales están fabricados a partir del acero templado y revenido 4145.

Se utilizan en el ensamble de fondo para cumplir con las funciones más importantes como son:

- Proporcionar peso a la barrena
- Dar rigidez a la sarta de perforación
- Minimizar los problemas de estabilidad del pozo
- Minimizar los problemas de control direccional
- Prevenir el pandeo de la sarta de perforación
- Proveer el efecto de péndulo para la perforación de agujeros rectos
- Aseguran que la tubería de revestimiento sea bajada exitosamente
- Como herramientas de pesca, para pruebas de formación y en operaciones de terminación del pozo

El peso que los lastrabarrenas aplican sobre la barrena mantiene la sección de tubería perforación en tensión. El punto neutro debe estar localizado en la parte superior de la sección de los lastrabarrenas para así poder trabajar bajo compresión la sarta de perforación sin dañar la sección de la tubería de perforación. Fig. (2.6)

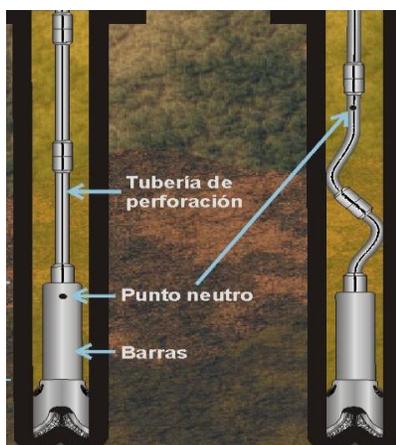


Fig. 2. 6 Ubicación del punto neutro dentro y fuera de la sección de lastrabarrenas lo cual ocasiona el pandeo de la tubería de perforación.

Los lastrabarrenas están sujetos a fallas por fatiga como resultado de su torcimiento ya que el cuerpo de un lastrabarrena es más duro que su conexión, por lo que las fallas ocurren en la unión.

2.4.1 Tipos de lastra-barrenas

Lastrabarrena liso

Este acabado se denomina convencional, ya que trae la forma tal y como sale de la fábrica, satisface todos los requisitos nominales. Fig. (2.7)

Lastrabarrena corto (Short Drill Collar – SDC)

A menudo se le conocen como “pony collar”; no son más que una versión reducida de un lastrabarrena de acero. Estos lastrabarrenas pueden ser manufacturados como piezas unitarias o se puede cortar de un lastrabarrena de acero grande de manera que se obtengan dos o más lastrabarrenas cortos. Fig. (2.8)

Son de gran aplicación para la perforación de pozos direccionales.



Fig. 2. 7 Lastrabarrena corto, Patio de tubería, Activo Samaria-Luna en Tabasco.



Fig. 2. 8 Lastrabarrena liso o convencional.

Lastrabarrena espiralado

El corte en espiral está diseñado para evitar, o al menos reducir en gran medida, el área de contacto con la pared del pozo. La distancia que existe entre la caja del lastrabarrena a donde comienza la espiral del tubo es de 12 a 15 pulgadas .El extremo del piñon de la tubería se deja sin espiral 48 centímetros al extremo. El proceso de corte en espiral reduce el peso del lastrabarrena en aproximadamente 4 %.Fig. (2.9)

Lastrabarrena no magnético o monel

Los lastrabarrenas largos no magnéticos son tubulares manufacturados en alta calidad, resistentes a la corrosión, de acero inoxidable austenítico, usualmente lisos.

Los instrumentos de desviación magnéticos bajados al pozo necesitan ser colocados en suficiente material no magnético para permitir la medida del campo magnético terrestre sin interferencia magnética.

Los instrumentos de desviación son aislados de la interferencia magnética causada por el acero a través de este lastrabarrena.

Lastrabarrena corto no magnético

Los lastrabarrenas cortos no magnéticos son usados entre un motor de fondo y un MWD para contrarrestar la interferencia magnética de la parte inferior de la sarta y permitir una geometría adecuada de la sarta de acuerdo a las tendencias necesitadas.



Fig. 2. 9 Lastrabarrena espiralado.



Fig. 2. 10 Lastrabarrena no magnético el modelo largo y corto son iguales.

2.4.2 Selección del diámetro de los lastrabarrenas.

El control de la estabilidad direccional se hace con una sarta rígida. Una de las formas de darle rigidez a la sarta es aumentando el diámetro de los lastrabarrenas. Pero esto tiene su límite ya que cuanto más grande es el diámetro mayor es el peligro de quedar pegados a la pared del pozo por presión diferencial ó mecánicamente.

Lastrabarrenas de mayor diámetro en un pozo dado también significa menos libertad de movimientos laterales del ensamble de fondo. Esta disminuye el esfuerzo de pandeo y la velocidad de fatiga de la conexión. Sin embargo en la práctica, el tamaño de los lastrabarrenas está determinado por la existencia o disponibilidad que se tenga de estos. La selección del diámetro de los lastrabarrenas se puede complementar tomando en cuenta lo siguiente

- Consideraciones de facilidad para pescar
- Facilidad de manipulación de los lastrabarrenas
- Requerimientos hidráulicos
- Requerimientos de control de desviación

De acuerdo a estudios la selección de los lastrabarrenas se encuentra en función del diámetro del agujero y tipo de formación. Ya sea formación blanda o dura como se muestra en la Tabla 2.

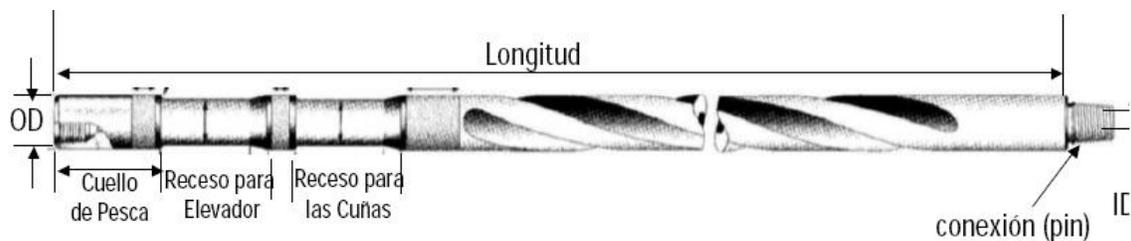


Fig. 2. 11 Partes de las que se compone un lastrabarrena.

Una buena selección del tamaño de los lastrabarrenas ayuda a evitar problemas en la perforación, tener un agujero de diámetro apropiado, peso sobre la barrena necesario, el pozo en la dirección deseada y asegurar una larga vida de la tubería de perforación. Fig. (2.11)

Lubinsky señaló que una barrena sin estabilizar y con lastrabarrenas de diámetro pequeño pueden ocasionar un hueco reducido haciendo imposible bajar la tubería de revestimiento.

Para determinar el diámetro útil necesario se encontró la siguiente fórmula empírica:

$$\text{Diámetro útil} = (\text{Diámetro de la barrena} - \text{Diámetro externo del lastrabarrena})/2 \quad \text{Ecu. (1)}$$

Por lo tanto, recomendaron lastrabarrenas de diámetro mayor cerca de la barrena. Robert S. Hock (Ingeniero de Investigación con Phillips Petroleum Co.) volvió a escribir la ecuación anterior para

determinar el diámetro mínimo de los lastrabarrenas y poder colocar la tubería de revestimiento sin problemas.

$$\text{Diámetro mínimo externo de lastrabarrena} = 2 (\text{diámetro externo de T.R.}) - (\text{diámetro de barrena}) \quad \text{Ecu. (2)}$$

Se tiene que considerar que debe dejar espacio libre necesario para la circulación de fluidos de perforación y herramientas de pesca en caso de que los lastrabarrenas se atasquen.

Antes de seleccionar el diámetro de lastrabarrena, es bueno asegurarse que herramientas de pesca están disponibles y que coincidan con el diámetro de lastrabarrena.

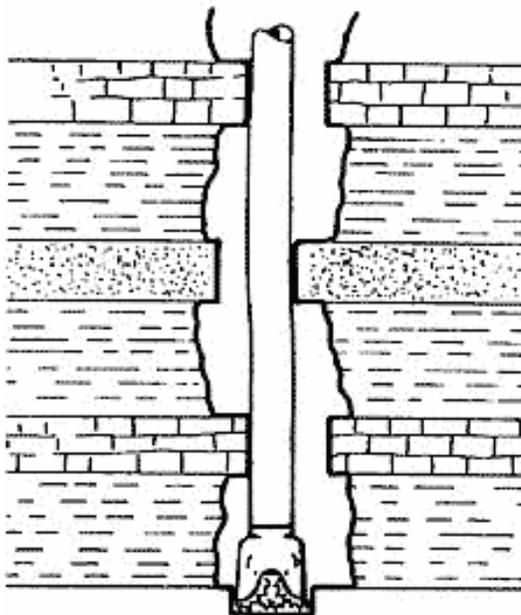


Fig. 2. 12 Una incorrecta selección del diámetro de los lastrabarrenas podría originar problemas durante la perforación.

Diámetro del agujero (Pg)	Diámetro de lastrabarreras			
	Formación blanda		Formación dura	
	Diámetro exterior	Diámetro interior	Diámetro exterior	Diámetro interior
4 3/4"	3 1/8"	1 1/4"	3 1/2"	1 1/2"
5 7/8" - 6 1/8"	4 1/8"	2"	4 3/4"	2"
6 1/2" - 6 3/4"	4" - 4 3/4"	2 1/4"	5" - 5 1/4"	2"
7 5/8" - 7 7/8"	6"	2 13/16"	6 1/4" ó 6 1/2"	2" - 2 1/4"
8 1/2" - 8 3/4"	6 1/4"	2 13/16"	6 3/4" ó 7"	2 1/4"
	6 1/2"	2 13/16"		
9 1/2" - 9 7/8"	7"	2 13/16"	7"	2 1/4"
	8"	2 13/16"	8"	2 13/16"
10 5/8" - 11"	7"	2 13/16"	8"	2 13/16"
	8"	2 13/16"	9"	2 13/16"
12 1/4"	8"	2 13/16"	8"	2 13/16"
			9"	2 13/16"
			10"	2 13/16" ó 3"
17 1/2"	8"	2 13/16"	8"	2 13/16"
			9"	2 13/16"
			10"	2 13/16" ó 3"
			11"	3"
18 1/2" - 26"	Los programas de lastrabarreras son iguales a los del tamaño de agujero inmediatamente menor			

Tabla. 2 Selección diámetro de lastrabarreras

2.5 Tubería Pesada (Heavy Weigt).

La tubería de perforación extra pesada (Heavy Weigt). Es un componente de peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarreras y la tubería de perforación.

Esta tubería se fabrica con mayor espesor y uniones especiales extralargas con relación a la tubería de perforación normal lo que facilita su manejo; tiene las mismas dimensiones de la tubería de perforación, por su peso y forma, la tubería pesada se puede usar en compresión. Disponible en diseño exterior liso y espiral. Fig. (2.12)

Es fabricada en tres diámetros principales: 3 1/2", 4 1/2" y 5". La mayoría de los fabricantes también la fabrican en diámetros de 4", 5 1/2" y hasta 6".

La tubería pesada se puede identificar fácilmente ya que cuenta con un protector o cinturón de pared (recalcado) en medio del tubo. Fig. (2.13) el cual protege el cuerpo de la tubería del

desgaste por la abrasión, esta sección recalcada actúa como un centralizador y contribuye a una mayor rigidez, y resistencia de la tubería pesada. Otra ventaja es que no se requiere cambiar de elevadores y no requiere el uso de collarín para herramienta.

Algunas de las funciones o consideraciones con respecto a la tubería pesada son las siguientes:

- La transición de esfuerzos entre la tubería de perforación y lastrabarrenas.
- Previene el pandeo de la tubería de perforación
- Puede trabajar en compresión sin sufrir daño en los acoples
- Empleada extensamente en la perforación direccional
- En ocasiones se utiliza en reemplazo de los lastrabarrenas
- No se debe usar para proporcionar peso sobre la barrena en condiciones normales
- Reduce la posibilidad de pegadura diferencial
- Son más fáciles de manejar que los lastrabarrenas

La tubería pesada se usa en perforación direccional y vertical, se ha comprobado que la tubería pesada es ideal para pozos muy desviados porque es menos rígida que los tubos lastrabarrenas y el contacto con la pared del pozo es mínimo. El distintivo de tres puntos de contacto con el cuerpo de la tubería pesada ha resuelto dos serios problemas en perforación direccional

(1) Permite perforar a alta velocidad de rotación con menor torsión. Eso reduce el desgaste y deterioro de la sarta de perforación, al tiempo que simplifica el control direccional.

(2) Además tiene mínima tendencia a pegarse por presión diferencial. Como es menos rígida que los lastrabarrenas, la tubería pesada, se dobla más en la sección del tubo que en las uniones. La tubería pesada resiste numerosos cambios de ángulo y dirección del pozo con mínimo de los problemas asociados con la perforación direccional.

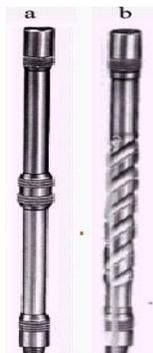


Fig. 2. 13 (a)
Tubería pesada
convencional, (b)
Tubería pesada en
espiral.



Fig. 2. 14
Identificación de la
tubería pesada
(recalcado)

2.6 Martillo (Jar)

El propósito de un martillo es asistir en la liberación de la sarta de perforación cuando esta queda atrapada, esta herramienta se utiliza cuando la sobretensión esta limitada por la capacidad de la barrena o por la resistencia de la tubería de perforación o no exista suficiente peso en la sarta de perforación para empujar la sarta libre de la sección atrapada.

Básicamente un martillo permite que la sarta de perforación estire y después convierta ese energía en una fuerza dinámica que actúa sobre la sección atrapada de la sarta de perforación, empujándola ó tensionándola para liberarla. Fig. (2.15)



Fig. 2. 15 Martillo

El uso de martillos es fundamental cuando la sarta de perforacion queda atrapada dentro del pozo, por esta razón, es importante conocer las formas y causas del atrapamiento de la sarta de perforación

❖ Atrapamiento mecánico

- Si las arcillas absorben agua y se derrumban en el agujero del pozo. Fig. (2.16)
- Si las arcillas absorben agua y no se derrumban en el agujero del pozo, la formación arcillosa se hincha y se ciñe alrededor de los componentes de la sarta lo que impide su movimiento. Fig. (2.17)
- Un atrapamiento por reventón sucede cuando grandes cantidades de arena ó arcilla son levantadas agujero arriba por los fluidos de formación que entran al pozo. Fig. (2.18)
- Una limpieza inadecuada del pozo produce una acumulación de solidos alrededor de la barrena y de los lastrabarrenas. Fig. (2.19)

- Un atrapamiento lateral (keyseating) ocurre cuando la tubería de perforación en tensión crea una ranura en la pared del pozo, o donde ha sido creada una curva forzosa (pata de perro). A medida que la sarta es levantada o descendida las uniones de las herramientas pueden quedar atrapadas. Fig. (2.20)
- Un pozo en pendiente es generalmente el resultado de perforar en formaciones duras, cuando la barrena se desgasta y es remplazada por una nueva, la barrena nueva puede quedar atrapada en la sección más pequeña del pozo en pendiente. Fig. (2.21)

❖ Atrapamiento diferencial

- Originado cuando se perfora en zonas muy permeables de baja presión, por lo que la presión hidrostática del fluido de perforación provoca que los fluidos entren a la formación. Esto forma un enjarre y hace que la sarta de perforación se pegue a las paredes del pozo causando un vacío que no deja que la sarta se pueda despegar. Fig. (2.22)



Fig. 2. 16 Hinchamiento y derrumbe



Fig. 2. 17 Hinchamiento de arcillas



Fig. 2. 18 Levantamiento de sólidos

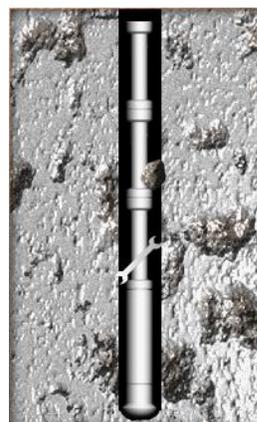


Fig. 2. 19 Mala limpieza del pozo



Fig. 2. 20 Atrapamiento lateral debido a una "pata de perro"



Fig. 2. 21 Atrapamiento ocasionado por un cambio de barrena la cual queda atrapada en agujeros de diámetro muy reducido.



Fig. 2. 22 Atrapamiento por presión diferencial, originada por perforar zonas muy permeables, lo que ocasiona que el fluido de perforación entre a la formación pegando la tubería a la pared, creando así un vacío.

2.6.1 Tipos de martillo

Martillo mecánico

Es un mandril deslizante dentro de una camisa con yunque. El martillo es conectado en un extremo de la sarta de perforación y el yunque es conectado en el otro extremo. El martillo y el yunque son mantenidos aparte por un conjunto de detención el cual los libera cuando se obtiene una carga específica de peso.

Esta detención del martillo se realiza mediante un bisel el cual encaja en las paredes de la herramienta (engatillar), al tensionar y rotar la sarta de perforación, este bisel comienza a desplazarse de la acanaladura que lo retenía.

El estiramiento de la sarta de perforación almacena energía que es liberada cuando el conjunto de detención del martillo se suelta. Una vez liberado el conjunto de detención, el martillo acelera a un promedio muy alto, golpeando con el yunque y liberando la energía almacenada de la sarta de perforación sobre la sección atrapada creando con ello un efecto de martilleo.

❖ Ventajas

- Están asegurados en posición hasta que sean necesitados.
- Presentan menos restricción a la ubicación en el ensamble de fondo.
- No martillean inesperadamente y no requieren procedimientos especiales cuando son corridos dentro ó fuera del pozo.
- No requieren ningún collar de seguridad o procedimientos especiales para su manejo en el piso de perforación y están sujetos a un desgaste mínimo durante la perforación normal.

❖ Desventajas

- No se les puede variar la fuerza del martilleo una vez que están dentro del pozo.
- Disparan inmediatamente después que el conjunto de detención es pasado, el golpe resultante puede dañar el equipo de levantamiento.

Martillo hidráulico

Un martillo hidráulico es como un martillo mecánico pero con una característica que cambia significativamente la forma como reacciona el martillo. En lugar de utilizar un mecanismo de conjunto de detención mecánico para disparar el martillo, es utilizado un mecanismo de retardo hidráulico.

El martillo hidráulico utiliza un depósito de aceite el cual fluye a través del orificio de medición y un área de desvío. Cuando la sarta queda atrapada, una sobretensión es aplicada. A medida que es aplicada la fuerza, el mandril deslizante comprime el aceite en el depósito, forzando que el aceite pase lentamente a través del orificio de medición. Esto proporciona el tiempo para que la sarta de perforación almacene energía requerida para el efecto de martilleo. Cuando el pistón en el mandril llega al área de desvío, el aceite es liberado casi instantáneamente. El martillo corre entonces velozmente hacia el yunque, golpeando y transfiriendo la energía almacenada de la sarta de perforación al punto del atrapamiento.

❖ Ventajas

- La fuerza del martilleo puede ser cambiada cuando este dentro del pozo.
- El tiempo de retardo de la hidráulica permite que el freno sea aplicado en la superficie para proteger el equipo de levantamiento.
- El torque no es requerido para operar el martillo y el torque atrapado en la sarta tampoco afecta al martillo.

❖ Desventajas

- El martillo requiere procedimientos especiales cuando se mete o saca del pozo.
- Se debe utilizar un collar de seguridad para prevenir disparos inesperados.
- El martillo debe ser corrido en tensión por lo cual su ubicación en el ensamble de fondo es restringida.
- Falla después de un martilleo prolongado.
- Los cambios en la viscosidad del aceite disminuyen el tiempo del retardo hidráulico.

La ubicación adecuada del martillo de perforación es importante cuando se diseña la sarta de perforación. Una ubicación inadecuada puede ocasionar un número de problemas como el disparo accidental del martillo mientras la sarta se encuentra en las cuñas. En el caso de un martillo hidráulico, si es ubicado en la zona de compresión de la sarta de perforación, el martillo puede disparar hacia abajo, dañando la barrena y posiblemente otro equipo.

Para conocer la ubicación adecuada del martillo es importante observar varios factores:

- Tipo de atrapamiento (si es diferencial el martillo deberá ser ubicado en lo alto de la sarta, si es atrapamiento mecánico se debe ubicar tan cerca como sea posible al punto anticipado del atrapamiento).
- Diseño de la sarta (minimizar los esfuerzos de doblamiento)
- El punto anticipado de atrapamiento

2.7 Estabilizadores

Herramientas que se colocan entre los lastrabarreras, utilizadas para estabilizar el ensamble de fondo, reduciendo el contacto con las paredes del pozo para controlar la desviación. Pueden ser herramientas fabricadas con tres aletas soldadas o integrales.

Las funciones principales de un estabilizador son:

- Se usan como el método fundamental para controlar el comportamiento direccional de la mayoría de las herramientas de fondo.
- Ayuda a concentrar el peso de la herramienta de fondo sobre la barrena
- Reducen al mínimo el doblamiento y las vibraciones que causan el desgaste de los acoples y dañan los componentes de la herramienta de fondo como los MWDs (measurement while drilling-midiendo mientras se perfora), la cual transmite información en tiempo real hacia la superficie como (dirección del pozo, peso sobre barrena, rayos gamma, etc).

- Reducen el torque de perforación al evitar que haya contacto de los lastrabarrenas con las paredes del pozo y los mantiene concéntricos dentro de este.
- Ayuda a evitar que la tubería se pegue por presión diferencial.

2.7.1 Tipos de estabilizadores

De aletas largas

Recomendadas para formaciones blandas, con revestimiento de carburo de tungsteno e insertos de carburo de tungsteno.

De aletas cortas

Recomendadas para formaciones duras, con revestimiento de carburo de tungsteno e insertos de carburo de tungsteno.

Camisa reemplazable

Valioso en donde la logística es un problema (Cuando no se dispone del estabilizador necesario). Su desventaja principal es que restringen la circulación de flujo en un agujero pequeño.

Cuchilla soldada

Para pozos de diámetro grande y en formaciones blandas. Sus cuchillas pueden ser rígidas o en espiral

Cuchilla integral

Durabilidad máxima para las aplicaciones rudas. Los de mayor uso en la actualidad

Camisa no rotaria

Para formaciones muy duras o abrasivas

Estabilizador ajustable

Tiene dos posiciones (abierto y cerrado). Se abre aplicando una determinada cantidad de peso y se activa un mecanismo hidráulico que mantiene las cuchillas en posición, se cierra apagando las bombas antes de sacar el ensamble del pozo.

Estabilizador estándar

El fluido pasa a través del espiral maximizando el flujo en el área, lo cual evita la acumulación de sólidos en el fondo del pozo.

Las aletas son cubiertas con carburo de tungsteno e insertos especiales de alta dureza.

Estabilizador turbo back

Es un estabilizador usado sobre la barrena para disminuir el torque sobre el ensamble de fondo. Adicionalmente proporciona mayor estabilidad a la barrena y alarga la vida de la misma.

Estabilizador aletas rectas

Las aletas rectas de estos estabilizadores mantienen constantemente centralizada a la barrena. Estos estabilizadores son mayormente usados sobre la barrena para disminuir el torque sobre el ensamble de fondo y mantener la estabilidad del agujero.

Las aletas rectas cuentan también con el recubrimiento de insertos de carburos de tungsteno, el cual garantiza su dureza y uniformidad.

Estabilizador no magnético

Este tipo de estabilizadores es creado de materiales tales como cromo, manganeso y acero inoxidable, cuenta con propiedades mecánicas como resistencia a la tensión, buen rendimiento y dureza.

Escariador de rodillos

Pueden ser utilizados para la estabilización de la sarta de perforación, en donde sea difícil mantener la medición del agujero y en formaciones duras y profundas, en donde la torsión representa un problema. Los escariadores de rodillos no estabilizan tan bien como los estabilizadores integrales con cuchillas. El tipo de cortadores dependerá del tipo de formación (desde formación dura a formación suave) Fig. (2.23)

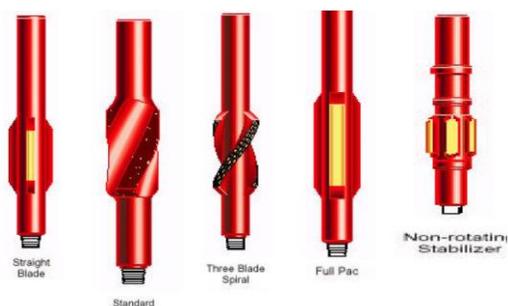


Fig. 2. 23 Algunos tipos de estabilizadores.

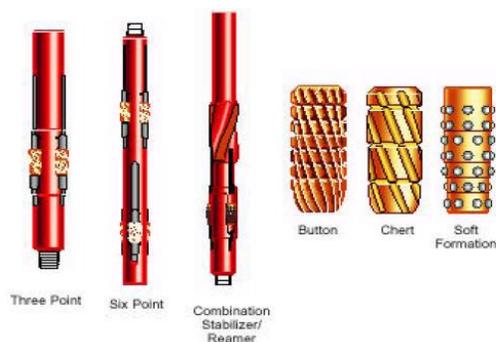


Fig. 2. 24 Algunos tipos de escariadores.

2.8 Rimado (Reamers)

Las rimas o rimadores riman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la barrena y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamble de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la barrena, en formaciones abrasivas, cuando a la barrena se le desgasta el diámetro exterior. En forma similar, se utilizan si se sabe que en el pozo existen “ojos de llave”, “patas de perro”, o escalones. El número y posición de las cuchillas rimadoras dictan la clasificación del rimador. Por ejemplo, con tres cuchillas, se llama un rimador de 3 puntos. Si se le ubica hacia la base del estabilizador Fig. (2.24) se le llamara rimador de tres puntos, cerca de la barrena. Un rimador estabilizador tendrá las cuchillas posicionadas en el centro del estabilizador.

Los Under-reamers también son ubicados directamente encima de la barrena para rimar el agujero y mantener el diámetro o aumentar el diámetro del hueco ya perforado. La acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios que van sobre brazos extensibles. Estos brazos se abren y se mantienen abiertos durante la perforación por la presión del fluido de perforación que está pasando a través de la tubería. Esto permite que la herramienta pueda bajar a través de una sección de diámetro estrecho, como un revestimiento, y luego abrirse en la profundidad deseada.

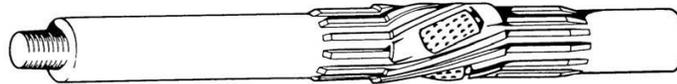


Fig. 2. 25 Ejemplo de un rimador, este es un rimador de tres puntos cerca de la barrena.

2.9 Junta de seguridad

Es en si una junta diseñada para liberarse rápida y seguramente de las sargas de perforación y pesca e incluso en las sargas de tubing, cuando todas estas se han pegado a las paredes del pozo o exista algún pescado (herramienta atorada en el pozo), siendo una herramienta de fácil desenrosque mediante simple rotación hacia la izquierda (esta rotación es tan solo del 40% de la del total del torque que se aplica para enroscar las conexiones de las tuberías) Fig. (2.25)

En caso de operaciones de pesca cuando la herramienta de pesca se queda atorada en el pozo la junta de seguridad se puede ser desenroscada fácilmente, ahora el pescado incluye el pescado anterior más la herramienta de pesca y la junta de seguridad.

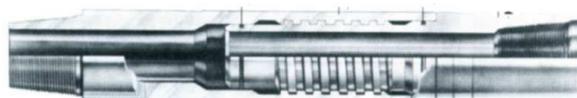


Fig. 2. 26 Junta de seguridad.

2.10 Válvula de contrapresión

Son instaladas para prevenir la entrada de flujo de fluidos del pozo al interior de la tubería de perforación y trabaja como una válvula de seguridad de fondo.

Tipos de válvulas de contrapresión

Válvula de contrapresión con asiento para esfera

El diseño de esta válvula que restringe el uso de las herramientas de fondo ya que impide el paso de otras herramientas, restringe el flujo y se daña fácilmente por erosión en el asiento.

Válvula de contrapresión tipo charnela

Se puede emplear con otras herramientas de fondo como empacadores mecánicos o soldadores hidráulicos. La válvula está diseñada para las siguientes funciones,

- (1) trabajar con fluidos con alto contenido de sólidos
- (2) ser utilizada en técnicas de operación más complejas; por su versatilidad son las más utilizadas.

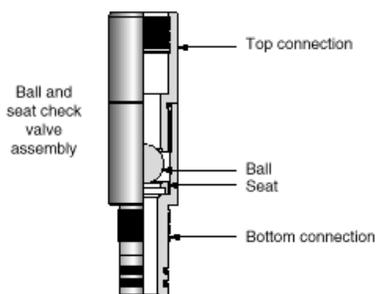


Fig. 2. 27 Válvula de contrapresión con asiento de esfera.

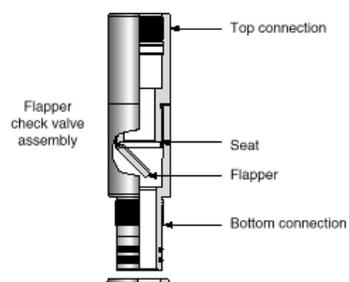


Fig. 2. 28 Válvula de contrapresión tipo charnela.

2.11 Canastas recolectoras (Junk baskets)

Básicamente sirve para recuperar partículas metálicas, basura, restos de herramientas, conos, dientes de barrena, etc. Que puedan quedar en el fondo del hueco y que puedan presentar problemas en la perforación, pues la barrena que se use, corre el riesgo de tener que moler estos metales, acabando con su vida útil.

Se posiciona inmediatamente encima de la barrena para que recoja la chatarra, para esto se baja la barrena hasta el fondo del pozo, luego se conectan las bombas de lodo para que el flujo levante la chatarra, y por último, se detienen las bombas para que la chatarra caiga dentro de la canasta. Este procedimiento se repite varias veces y luego, al sacar la sarta, se determina si toda la chatarra se ha pescado.

Básicamente consta de cuatro partes:

- Top sub: Encargado de sostener y conectar la herramienta a la sarta de perforación ó pesca.
- Barrel: Suministra el espacio donde se almacena lo pescado.
- Catchers: Trampas con dedos que permiten el paso de los materiales (chatarra) en una sola dirección entrapando lo pescado.
- Shoe: Tiene como función remover los pedazos de metal del fondo del pozo, además de molerlos si es necesario para que puedan pasar a través del cátcher

Tipos de canastas

Canasta de circulación inversa

Se ubica sobre la barrena, usa la circulación inversa para crear un vacío en forma que la chatarra vaya hacia el fondo del pozo y luego sea succionada dentro de la canasta.

Canasta del tipo dedos

Usa ganchos en forma de dedos que se mueven accionados por el peso al que se somete la herramienta y atrapan la chatarra dentro de la canasta.

Canasta tipo núcleo

Es un dispositivo que corta un núcleo alrededor del pescado. Tiene dos conjuntos de ganchos, uno para cortar el núcleo y otro para que lo sostenga mientras se saca la tubería.

2.12 Combinaciones (Crossover)

Son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre si tuberías y lastrarbarrenas de diferente rosca y diámetro.

Se colocan en la sarta de perforación entre la tubería de perforación y los lastrarbarrenas, y en otros puntos. El crossover tiene roscas especiales en la caja y en el piñón. Por ejemplo, el piñón de una tubería de perforación no puede enroscar directamente en la caja de un lastrarbarrena, por ello la cuadrilla coloca un crossover en la última junta de tubería, donde se une con la primera junta del lastrarbarrena. Fig. (2.29)



Fig. 2. 29 Combinaciones.

2.13 Portabarrena

Las barrenas vienen con un piñón en vez de una caja por lo que se emplea un portabarrenas que trae conexiones de caja por ambos lados permitiendo que se pueda colocar un lastrarbarrena en el otro extremo.

Existen portabarrenas lisos o estabilizadores.



Fig. 2. 30
Portabarrena.

2.14 Barrena

Barrena es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria.

Se clasifican genéricamente de la siguiente manera:

Barrenas tricónicas

Barrenas de cortadores fijos

Barrenas especiales



Fig. 2. 31 Barrena.

2.15 Motor de fondo

Frecuentemente, cuando se perfora un pozo horizontal o direccional, se coloca un motor de fondo en la parte inferior de la sarta de perforación, justo arriba de la barrena. Se le llama motor de fondo o motor de lodo “mud motor” porque el fluido de perforación hace rotar el motor (rotor y estator) por la turbulencia generada por el fluido, el motor transmite ese movimiento de rotación a la barrena, es decir, cuando se usa motor de fondo únicamente rota la barrena, y no el resto de la sarta.

El fluido de perforación pasa a través de la sarta de perforación y entre por la parte superior del motor de fondo. Cuando el fluido de perforación presurizado es forzado a través del estator elástico y de un motor excéntrico de acero, se aplica un torque, el cual hace que el motor rote.



Fig. 2. 32 Motor de fondo y su funcionamiento.

2.16 Motor de potencia (Top Drive)

Esta impulsado por un motor independiente y le imprime rotación a la sarta de perforación a la cual está conectada en forma directa sin necesidad de un Kelly o de mesa rotaria. Funciona como un Kelly con impulso rotacional propio.

Ventajas del Top Drive sobre el sistema de Kelly:

- Permite circular mientras se repasa el agujero hacia arriba.
- Se puede circular el pozo mientras se baja o se saca la tubería en paradas (tramos dobles o lingadas).
- El sistema de Kelly solo puede hacer lo anterior en tramos sencillos; o sea de 30 ft.

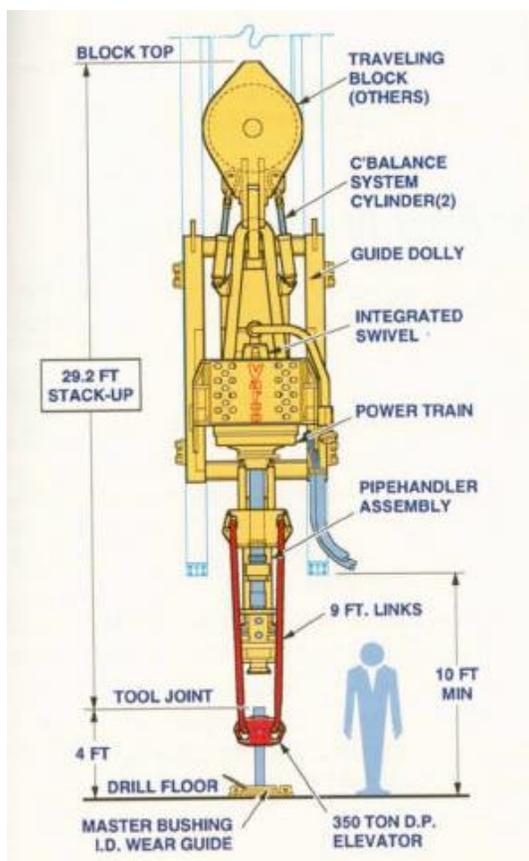


Fig. 2. 33 El sistema Top Drive.

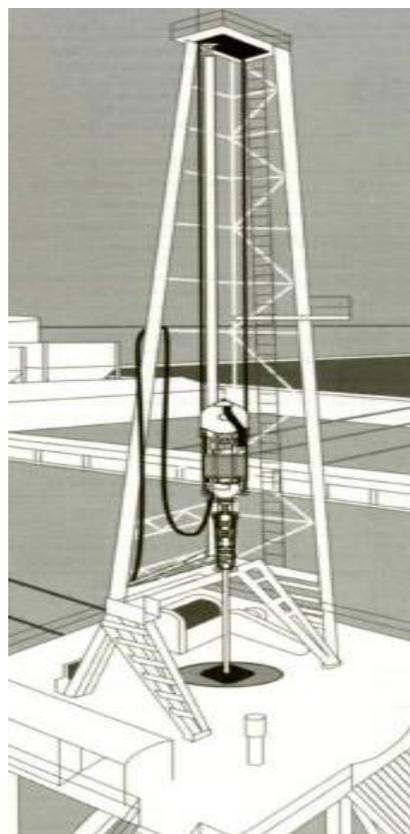


Fig. 2. 34 El sistema de rotación.

CAPITULO 3. TUBERIA DE PERFORACIÓN.

3.1 Clasificación del acero según su composición.

El Acero es básicamente una aleación o combinación de hierro y carbono (alrededor de 0,05% hasta menos de un 2%). A esta aleación se le agrega ciertos elementos, tales como el Cr (Cromo) o Ni (Níquel) dependiendo de las propiedades físico-químicas que se le quieran dar al acero.

Los aceros se dividen en ordinarios y especiales

Aceros ordinarios

Contienen tres elementos principales: hierro, carbono y manganeso. El carbono y el manganeso reunidos no representan más del 1.5% del metal. Los aceros ordinarios con el 0.1 a 1.5% de carbono se clasifican como aceros de bajo contenido de carbono.

Aceros especiales

Los aceros especiales se hacen como los ordinarios, pero se les agrega otros elementos tales como: níquel, cromo, molibdeno, cobre, vanadio y tungsteno.

3.2 Concepto de tubería

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir, un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud. Sin embargo, la realidad es que no existe una tubería perfecta geométricamente. Adolecen de ciertas imperfecciones que serán tratadas más adelante, como la ovalidad y la excentricidad.

3.3 Tipos de tubería

Según el proceso con el cual se elaboran la tubería esta puede ser:

Tuberías con costura

La tubería con costura se fabrica a partir de placas de acero, en un proceso continuo, esta es doblada gradualmente por una serie de rodillos laterales hasta darle su forma cilíndrica y en la que los bordes de esta placa quedan empatados.

Estos bordes a tope, se unen mediante un proceso de soldadura continua, cuya calidad es controlada automáticamente.

La tubería ya soldada es sometida a una eliminación del exceso de soldadura tanto en el exterior como en el interior y sometida a tratamiento térmico, decapado, acabado de superficie y pruebas sujetas a la norma correspondiente, para obtener un producto de primera calidad para el uso requerido en los diferentes mercados de la tubería. Fig. (3.1)

Tuberías sin costura

En México tenemos una fábrica de tuberías, la cual se encuentra en el puerto de Veracruz y elabora tubería sin costura, la cual consiste en tubería hecha en una sola pieza, sin uniones ni soldaduras, lo que da como resultado una tubería diseñada para usos que requieren una alta calidad y una especificación especializada, como son los usos de la conducción de fluidos y gases en la industria petrolera, química y petroquímica, así como en el área de la construcción.

Además de la fabricación de tubería de revestimiento, perforación, producción y conducción en grados de acero API, Tenaris Tamsa se especializa en tubería resistente a la corrosión y alto colapso, para servicio amargo y perforaciones profundas. Fig. (3.2)



Fig. 3. 1 Tubería con costura.



Fig. 3. 2 Tubería sin costura utilizada en la industria petrolera.

Debido a la importancia de la tubería de acero en la perforación de pozos petroleros, la fabricación debe contar con características de calidad extrema, acordes a los riesgos y necesidades manejados en la industria petrolera.

La tubería que se utiliza en la perforación de pozos es la tubería sin costura, de la cual se mencionan los pasos de su fabricación.

- **Materia prima:** La materia prima usada en la fabricación de la tubería es, básicamente, un 30% de hierro esponja (hierro natural) y un 70 % chatarra.
- **Acería:** Es un proceso que consta de tres etapas (fusión, afinación y vaciado). Fig. (3.3)

- **Fusión:** La materia y ferroaleaciones se calientan hasta alcanzar una temperatura cercana a los 1620°C. En ese punto, el acero se encuentra en estado líquido, la inyección de argón se realiza por la parte inferior de la olla de fusión, con la finalidad de homogenizar la composición química del acero.
 - **Afinación:** Después de realizar el vaciado de la olla de fusión a la olla de afinación del acero mediante la adición de aleaciones. Así se obtienen el grado de acero requerido.
 - **Vaciado:** Posteriormente, el acero de la olla de afinación es llevado y vaciado al distribuidor para obtener la colada continua.
- **Colada continua:** El distribuidor de la colada continua ha sido diseñado con deflectores especiales que evitan la turbulencia, con el propósito de obtener barras de sección redonda, que finalmente son cortadas en secciones de longitud conocida, dependiendo del diámetro de la tubería que se fabricara. Esta sección de acero es comúnmente llamado “tocho”. En la Fig. (3.4) se muestran las barras redondas.

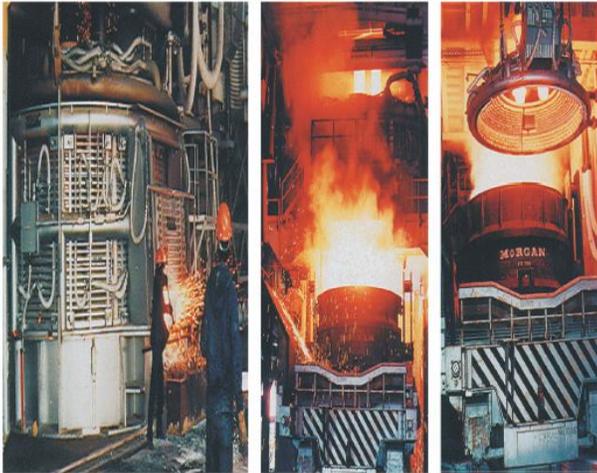


Fig. 3. 3 Flujo del proceso de acería. Se muestra el horno eléctrico de fusión, horno de afinación y vaciado del acero.

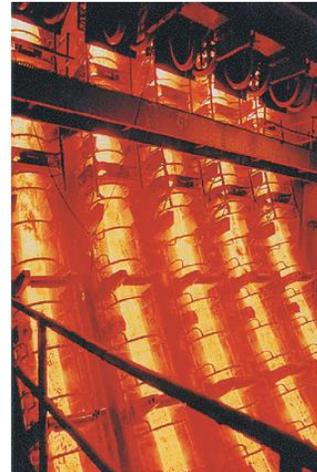


Fig. 3. 4 Máquina de colada continua de barras redondas.

- **Laminado:** El tocho entra al horno giratorio, que contiene nueve zonas de calentamiento, donde se alcanzan temperaturas de 1200°C en forma gradual. Al salir del horno, se envía al desescamador para eliminar la oxidación que sufre al contacto con la atmosfera y se procede al perforado. Se obtiene un esbozo cilíndrico. Este proceso es fundamental en la fabricación de tuberías sin costura y es llamado “Proceso Mannesmann”. Este esbozo se envía al mandril que contiene un lubricante (bórax), el cual es introducido al laminador continuo, que pasa a través de siete jaulas y calibradores. Ahí es donde se hace el tubo. Se obtienen longitudes de hasta 30 metros, con diámetro interior y exterior precisos, cumpliendo con las tolerancias permitidas API. A la salida del calibrador, el diámetro y la

ovalidad son verificados por medio de rayo láser y posteriormente el tubo es enviado a las cortadoras para dar el rango solicitado. Por último, se envía al piso de enfriamiento. En la Fig. (3.5) se muestra el proceso de laminado continuo a mandril retenido.



Fig. 3. 5 Laminado continuo a mandril retenido.

- **Tratamiento térmico:** Existen tres tipos de tratamientos térmicos (temple, revenido y normalizado). El tratamiento térmico de temple y revenido es utilizado para tuberías de acero C75, L80, N80, TRC95, P110, TAC110, Q125 y TAC140.
 - **Temple:** El tubo es llevado a un horno. Ahí se aumenta gradualmente la temperatura hasta 860°C, esto modifica la estructura molecular del acero a una austenita. Posteriormente, el tubo se sumerge súbitamente en agua a temperatura de 40°C, alterando la estructura molecular a una martensita, la cual es dura y poco dúctil. En la Fig. (3.6) se muestra el tratamiento térmico de temple.
 - **Revenido:** La tubería es introducida a un horno que aumenta gradualmente su temperatura hasta 550°C. El calor convierte la estructura en una martensita revenida, que es dura y dúctil. Posteriormente es recalibrado y enderezado en caliente. Se obtiene un producto con bajos esfuerzos residuales. En la Fig. (3.7) se muestra el horno de revenido.
 - **Normalizado:** Es usado para los otros grados de tuberías: Es usado para los otros grados de tubería como (H40, J55, K55, etc.,). En este tratamiento el tubo es calentado sin llegar a la austenización de la estructura molecular del acero

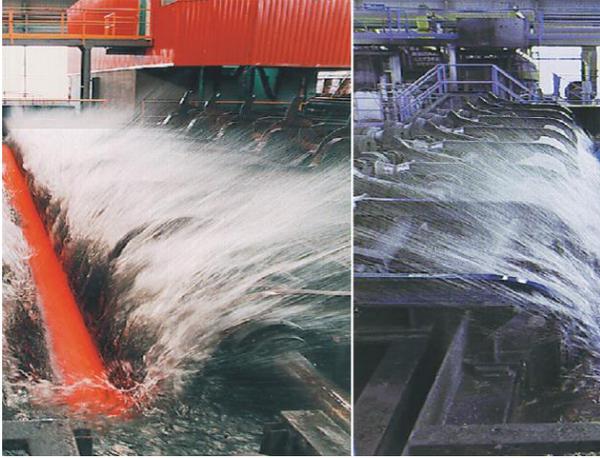


Fig. 3. 6 Tratamiento de temple.



Fig. 3. 7 Horno de revenido.

- **Acabado del tubo:** Se realiza bajo la siguiente secuencia
 - **Prueba de inspección electromagnética:** Se detectan defectos longitudinales y transversales, internos y externos. Asimismo, se mide el espesor de la pared del cuerpo del tubo y se compara con el grado de acero. Posteriormente se cortan los extremos del tubo y se les maquinan los biseles. Para eliminar la rebaba se sopletea el interior del tubo y se introduce el calibrador (mandril o drift) a lo largo del tubo.
 - **Inspección electromagnética método de vía húmeda:** Debido a que en los extremos la tubería llevara la mayor carga, ambos extremos del tubo son inspeccionados por el método de partículas magnéticas para determinar posibles defectos longitudinales y transversales.
 - **Roscado:** Se realiza de acuerdo con las normas del API, las cuales son verificadas con calibradores estrictos.
 - **Prueba hidrostática:** El tubo se sumerge en una tina que contiene fluido y se colocan elastómeros en ambos extremos del tubo, donde se aplica una presión interna del 80% de su capacidad durante cinco segundos, de acuerdo con la norma del API 5CT.
 - **Control final y embarque:** Finalmente, el tubo se pesa y se mide. Así se tiene toda la información completa de rastreabilidad del tubo, para ser estarcido, estampado, barnizado y embarcado. En el estarcido se indican los datos del tubo como (diámetro exterior, peso unitario, mandril, longitud, pruebas de inspección, manufacturado, numero de colado, orden de producción y numero del tubo.

3.4 Propiedades mecánicas de la tubería de acero

A continuación, se mencionan algunas de las propiedades mecánicas más importantes

- **Resistencia:** Es el esfuerzo máximo que un material puede soportar antes de que ocurra la falla.
- **Rigidez:** Se dice que una parte estructural es rígida si soporta un gran esfuerzo con una deformación relativamente pequeña.
- **Ductilidad:** Es la capacidad de soportar grandes deformaciones plásticas antes de la fractura. Está asociada con los esfuerzos de tensión.
- **Maleabilidad:** Es la capacidad de soportar grandes deformaciones plásticas antes de la fractura. Se asocia con los esfuerzos de compresión.
- **Tenacidad:** Es la capacidad de absorber energía en el intervalo inelástico de esfuerzos.
- **Dureza:** Es una medida de la capacidad del material para resistir rayaduras.
- **Maquinabilidad:** Es la facilidad con la que un material puede maquinarse mediante operaciones tales como el barrenado, fresado, roscado, etc.

3.5 Descripción de los componentes de una tubería de perforación.

La tubería de perforación es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, recalcos y conexión caja-piñón, diámetro exterior de junta, espesor de pared y marca de identificación.

A continuación se describe brevemente estos componentes

- **Longitud:** Es la medida que tiene el tubo de la caja al piñón
- **Diámetro exterior:** Es la medida que tiene el cuerpo del tubo en su parte externa.
- **Diámetro interior:** Es la medida interna de un tubo de perforación.
- **Recalco:** Es la parte más gruesa del tubo y prevé una superficie de contacto satisfactoria para la soldadura de las juntas. Este recalco permite un factor de seguridad adecuado en el área soldada para proveer resistencia mecánica y otras consideraciones metalúrgicas. La junta es también hecha con un cuello soldado, para asegurar una superficie de contacto considerable durante la soldadura.
La tubería de perforación tiene un área en cada extremo, la cual tiene aproximadamente 6" de longitud, llamado recalco.
- **Conexión caja-piñón:** Es el punto donde se realiza el enlace de la caja de un tubo con el piñón de otro tubo.
- **Diámetro exterior de la junta:** Es la medida que resulta de la unión de la caja con el piñón de un tubo de perforación.
- **Espesor de pared:** Es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un tubo de perforación.

- Marca de identificación:** La información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del piñón; excepto en la tubería grado E75, ya que en ésta la marca de identificación se encuentra en el piñón. Fig. (3.8) hasta Fig. (3.11)

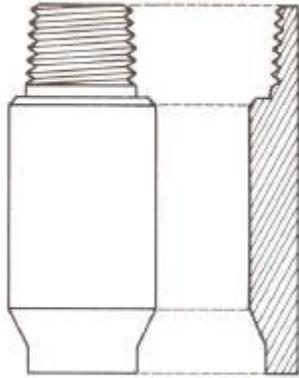


Fig. 3. 8 Cuando el piñón no tiene ninguna marca, es indicativo de que se trata de una tubería estándar en peso y grado.

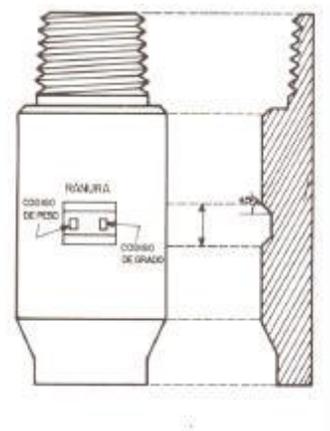


Fig. 3. 9 Cuando la ranura se localiza en el centro del piñón, o sea en la sección de la llave, como se aprecia en la figura, la tubería será de grado estándar y alto peso.

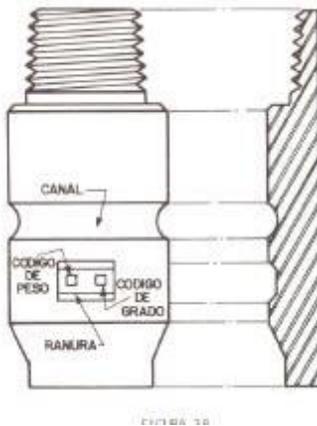


Fig. 3. 10 Si la ranura e localiza en la base y además tiene una acanaladura en la parte central del piñón, o sea en la parte central donde se sujeta la llave, será una tubería de peso estándar y alta resistencia.

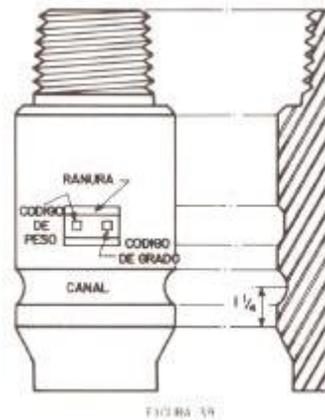


Fig. 3. 11 Si el piñón tiene la acanaladura en la base y la ranura en el centro, se tratará de una tubería de alto peso y alta resistencia.

La selección de la tubería de perforación a utilizarse se realiza de acuerdo al diseño de la sarta de perforación, en donde se determinara el orden, de acuerdo al grado de acero, en que se introducirá la tubería. La selección del peso de la tubería dependerá de la profundidad que se va a perforar, por ejemplo si se va a perforar un pozo somero, se utilizara una tubería con un peso de 16.60 lb/ft.

3.6 Clase de la tubería

La clase en una tubería se refiere al grado de usabilidad que ha tenido dicha tubería.

La clasificación API para las tuberías de trabajo en función a su desgaste es la siguiente:

- **Clase nueva:** Es la tubería que conserva sus propiedades o que ha sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 12% en el cuerpo del tubo.
- **Clase Premium:** Las tuberías que se clasifican en esta categoría son aquellas que han sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 12 al 20%.
- **Clase 2:** En esta clasificación se ubican las tuberías que han perdido entre el 12.5 y el 20% del área de acero del cuerpo del tubo en forma excéntrica; y además en algún punto el espesor e pared es del 65% del espesor original como máximo; esta condición se toma como base para evaluar la capacidad de resistencia de la tubería de esta clase a la presión interna, colapso y torsión.
- **Clase 3:** Cuando una tubería se desgasta del 20 al 37.5% del área del acero original en forma excéntrica cae en esta clasificación.
- **Clase 4:** Tubería de desecho

En la tabla 3 y Fig. (3.12) se muestra el código de colores API para identificar la clase de la tubería de perforación en el campo de acuerdo a su desgaste

CÓDIGO DE COLORES PARA IDENTIFICAR TUBERIA DE TRABAJO Y SU CONEXIÓN			
CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA Y SU CONEXIÓN	COLORES Y NÚMERO DE BANDAS	ESTADO DE LA CONEXIÓN	COLOR DE LAS BANDAS
NUEVA	1 BLANCA	DESECHO O	ROJA
PREMIUM	2 BLANCA	REPARABLE	
CLASE 2	1 AMARILLA	EN TALLER	VERDE
CLASE 3	1 AZUL	REPARABLE	
CLASE 8	1 VERDE	EN	
DESECHO	1 ROJA	LOCALIZACION	

Tabla. 3 Código de colores API para tuberías y conexiones



Fig. 3. 12 Código API de colores.

3.7 Grado de la tubería

El grado de una tubería nos indica el tipo de acero con que fue construida, es decir su resistencia a la tensión. La tabla 4 muestra los grados más usados en tubería de perforación.

Grado	Yield Strength	
	Min psi	Max psi
E 75	75,000	105,000
X 95	95,000	125,000
G 105	105,000	135,000
S 135	135,000	165,000

Tabla. 5 Grados más comunes de tubería.

CODIGO DE GRADOS			
GRADO ESTANDAR		GRADO DE ALTO ESFUERZO	
GRADO	SIMBOLO	GRADO	SIMBOLO
N-80	N	X-95	X
E-75	E	G-105	G
C-75	C	P-110	P
		S-135	S
		V-150	V

Tabla. 4 Tipos de grado en los que se puede fabricar una tubería.

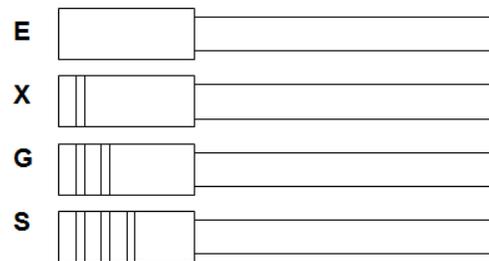


Fig. 3. 13 Identificación de la tubería de perforación en el campo.

3.8 Conexiones o juntas de la tubería de perforación.

Debido a que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite en longitud (básicamente entre 9 y 13 metros) es necesario que estas tuberías queden unidas al introducirse en el pozo, con la premisa de que la unión entre ellas sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá la tubería. A esta unión o conexión efectuada entre dos tuberías se le conoce como *junta o conexione* de tuberías.

La conexión ideal debe tener tanto sus diámetros exterior e interior exactamente iguales al de la tubería, y su capacidad de resistencia igual o superior a la resistencia de la tubería.

Básicamente una junta o conexión está constituida por dos o tres elementos principales. Estos son: un piñón, una caja y la rosca.

El miembro roscado externamente es llamado piñón. El miembro roscado internamente es llamado caja (en algunos casos cople).

Un cople funciona uniendo dos piñones, el cual es un pequeño tramo de diámetro ligeramente mayor, pero roscado internamente desde cada extremo. Los piñones pueden ser del mismo espesor del cuerpo del tubo (Non Upset) o de mayor espesor (Upset).



Fig. 3. 14 En la izquierda se muestra un una caja con su respectivo piñón. En la derecha, el maquinado de un piñón.

3.9 Clases de juntas

Existen dos clases de juntas, de acuerdo con su forma de unión con la tubería.

Acopladas

Son las que integran un tercer elemento denominado cople, pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor y roscado internamente, el cual, une dos tramos de tubería roscados exteriormente en sus extremos. Fig. (3.15)

Integrales

Son las que unen un extremo de la tubería roscado exteriormente como piñón y conectándolo en el otro extremo de la tubería roscado internamente como caja. Fig. (3.16)

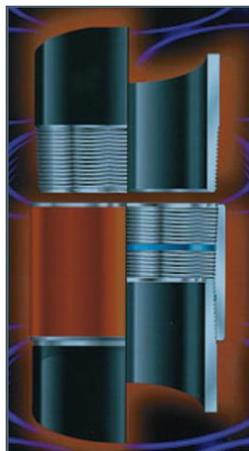


Fig. 3. 15 Junta acoplada



Fig. 3. 16 Junta integral.

3.10 Clasificación de las juntas

Las juntas pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de rosca.

API

De acuerdo con las especificaciones API de elementos tubulares, existen únicamente cuatro tipos de roscas

- Tubería de lineal
- Redondas
- Butress
- Extreme line

Premium o propietarias

Son juntas mejoradas a las API y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la junta características y dimensiones especiales para cubrir requerimientos específicos para la actividad petrolera, tales como

- Evitar el “brinco de roscas” ó “jump out” en pozos con alto ángulo de desviación.
- Mejorar la resistencia a presión interna y externa.
- Disminuir esfuerzos tangenciales en coples.
- Facilitar la introducción en agujeros reducidos.
- Evitar la turbulencia del flujo por cambio de diámetro interior.
- Múltiples conexiones y desconexiones en pozos de prueba.
- Sellos mejorados.

La diferencia más significativa entre las roscas API y las roscas Premium es el tipo de sello.

En las roscas API el sello puede ser

Sello Resilente

Mediante un anillo u O Ring de teflón o materiales similares (utilizando para presiones excesivamente bajas), a veces sólo funcionan como barreras contra la corrosión.

Sello de interferencia

Es el sello entre roscas originado por la interferencia entre los hilos de la rosca al momento de conectarse mediante la conicidad del cuerpo de la junta y la aplicación de torsión. El sellado propiamente dicho es causado por la grasa aplicada, la cual rellena los microhuecos entre los hilos de la rosca.

En las roscas Premium el sello es

Metal-Metal

Se origina por la presión de contacto entre planos deslizante adyacentes. Es decir, existe un contacto metal- metal entre el piñón y la caja de la junta.

3.11 Tipos de juntas

Las conexiones pueden definirse de acuerdo con el maquilado de los extremos de la tubería como

Recalcadas (MIJ)

Se incrementa el espesor y el diámetro exterior de la tubería en uno o en ambos extremos en un proceso de forja en caliente, a los que posteriormente se les aplica un revelado de esfuerzos.

Presenta una resistencia a la tensión del 100%. Fig. (3.17)

Formadas (SLH)

El extremo piñón es suajeadado (cerrado) y el extremo caja es expandido en frio sin rebasar el 5% en diámetro y el 2% en espesor, aplicando un relevado de esfuerzos posterior.

Presenta una resistencia a la tensión entre el 70 y 85%. Fig. (3.18)

Lisas (IFJ)

Se maquilan las roscas directamente sobre extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo.

Presenta una resistencia a la tensión entre el 55 y 65%. Fig. (3.19)

Acopladas (MTC)

Se maquila un piñón en cada extremo del tubo y se le enrosca un cople o una doble caja, quedando el tubo con piñón de un extremo y caja el otro extremo.

Presenta una resistencia a la tensión entre el 85 y 94%. Fig. (3.20)



Fig. 3. 17 Junta recalcada.



Fig. 3. 18 Junta lisa.



Fig. 3. 19 Junta formada.



Fig. 3. 20 Junta acoplada.

3.12 Juntas para tubería de perforación.

Las conexiones en tuberías de perforación son del tipo recalcado, debido a que son sometidas como sargas de trabajo, a grandes esfuerzos durante las operaciones de perforación.

Por esto deben observar una mayor resistencia ante las cargas impuestas. A continuación se mencionan las juntas para tuberías de perforación más comunes

Internal Extremal Upset-IEU

Este tipo de juntas tiene un diámetro mayor que el del cuerpo del tubo y un diámetro interno menor que el cuerpo del tubo.

Internal Flush-IF

Este tipo de junta tiene un diámetro interno aproximado igual al del tubo y el diámetro externo mayor que el tubo, ya que es en este diámetro donde está el esfuerzo.

Internal Upset-IU

Este tipo de junta tiene un diámetro interno menor que el del tubo y un diámetro externo casi igual al del tubo.

Estas juntas están diseñadas para trabajar en tensión.

3.13 Condiciones de falla

La resistencia de un tubo se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla.

Ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo cual estaba destinado. En el caso de las tuberías en un pozo, si estas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe entender la situación como una condición de falla.

Una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Con ello propicia la deformación del tubo.

La capacidad de resistencia de una tubería se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente (COLAPSO, TENSION, ESTALLAMIENTO Y CORROSION)

3.14 Cedencia

Es aquella resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia cuando la carga que se aplica provoca una deformación permanente en dicho material (deformación plástica). Si la carga es liberada antes de llegar a la deformación permanente o plástica, el material recuperara su forma original. Se dice entonces que el material es elástico (deformación elástica). Cuando el material comienza a fracturarse o romperse, se dice que ha alcanzado su ultimo valor de resistencia a la cedencia. Fig. (3.21)

Para establecer la cedencia del material con que están elaboradas las tuberías (acero), el API recomienda que se realice una prueba de tensión sobre una de las tuberías fabricadas. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo.

La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para hacer ceder al mismo.

La nomenclatura API para identificar los diferentes tipos de acero se define por una letra seguida por un número. Tabla. 6

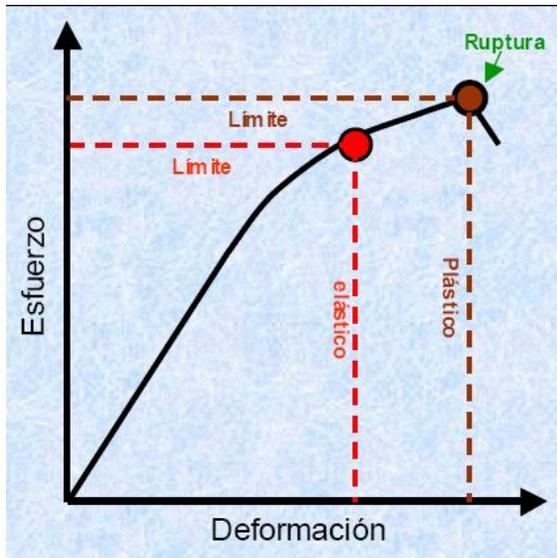


Fig. 3. 21 La aplicación de un esfuerzo o carga sobre un material origina la deformación de este.

Grado	Cedencia Mínima	Ultima Resistencia	Grado	Ultima Resistencia
H-40	40000	60000	C-95	105000
J-55	55000	60000	Q-125	145000
K-55	55000	65000	E-75	95000
N-80	80000	95000	X-95	115000
L-80	80000	90000	S-135	155000
P-110	110000	125000	C-95	105000
C-75	75000	95000	P-105	120000
T-95	95000	105000	G-105	120000

Tabla. 6 Diferentes grados de tuberías con respectivas resistencias de cedencia.

La cedencia de los materiales se ve sensiblemente afectada por la temperatura a la que estén expuestos dichos materiales. Las pruebas de tensión que se realizan para medir la cedencia de un material generalmente se efectúan a la temperatura ambiental. Sin embargo, se ha observado que a temperaturas elevadas (mayores a 150°C) la resistencia de cedencia de un acero empieza a verse disminuida Fig. (3.22). A este tipo de observaciones se les conoce como pruebas de tensión en caliente, mediante lo cual se puede establecer el grado de afectación por temperaturas en los diferentes aceros para tuberías.

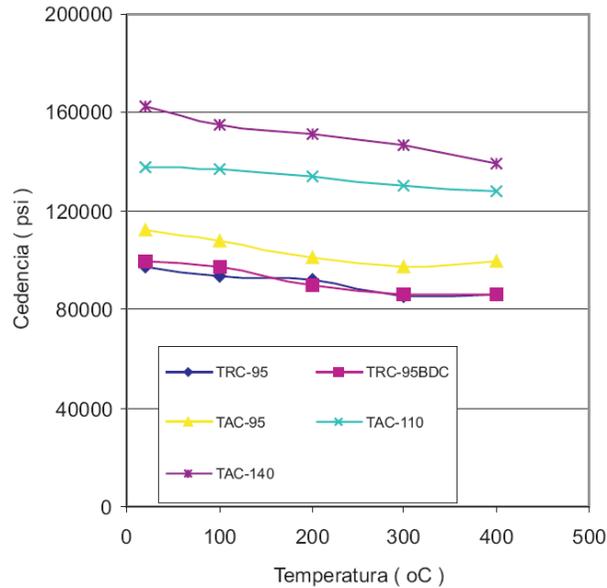


Fig. 3. 22 Comportamiento térmico de la cedencia.

3.15 Falla de la tubería por colapso

Se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión. Ésta carga actúa sobre las paredes externas de la tubería y es superior a su capacidad de resistencia. Fig. (3.23)

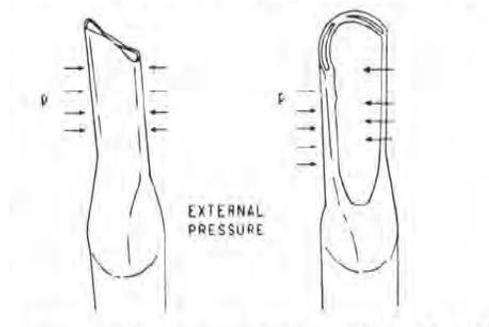


Fig. 3. 23 Falla por colapso

La falla al colapso depende de diversos factores propios de la naturaleza de fabricación del tubo. Dentro de éstos resaltan la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

Ovalidad

Se define como el máximo diámetro exterior, menos el mínimo diámetro exterior dado en una sección plana, dividida por el diámetro exterior nominal. Fig. (3.24)

$$S = \frac{D_{emax} - D_{emin}}{D_{nom}} \quad \text{Ecu. (3)}$$

S = Ovalidad

D_{emax} = Diámetro máximo exterior

D_{emin} = Diámetro mínimo exterior

D_{nom} = Diámetro exterior nominal

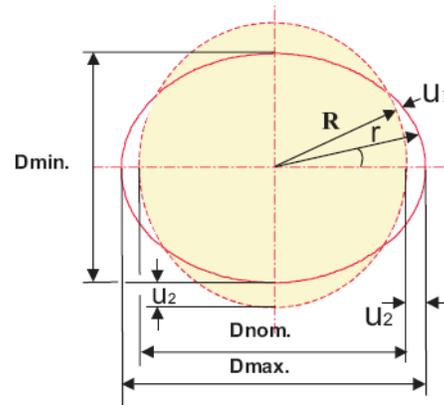


Fig. 3. 24 Contorno de una tubería ovalada.

Excentricidad

Es una medida de las imperfecciones detectadas en una tubería por el efecto de los cambios de espesor en el cuerpo del tubo. Fig. (3.25)

$$e = \frac{\delta}{t} \quad \text{Ecu. (4)}$$

e = Excentricidad

δ = $t_{max} - t_{min}$

t_{max} = máximo espesor

t_{min} = mínimo espesor

t = espesor nominal

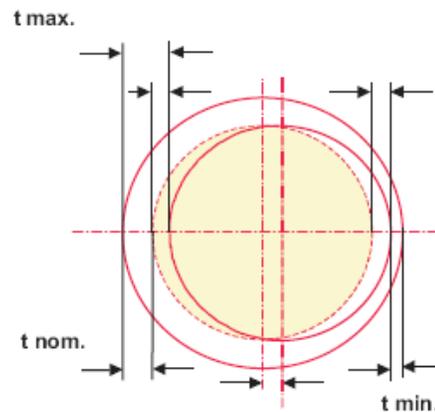


Fig. 3. 25 Sección transversal de una tubería excéntrica ovalada.

El API estableció cuatro condiciones o zonas de colapso (Colapso de cedencia, plástico, transición o tensión y elástico) Fig. (3.26), el tipo de colapso dependerá del esfuerzo de cedencia y de la esbeltez o delgadez de la tubería (diámetro de la tubería/espesor de la tubería).

Espesor de tubería = (Diámetro exterior-Diámetro interior)/2 **Ecu. (5)**

Esbeltez de la tubería = (Diámetro exterior/Espesor de tubería) **Ecu. (6)**

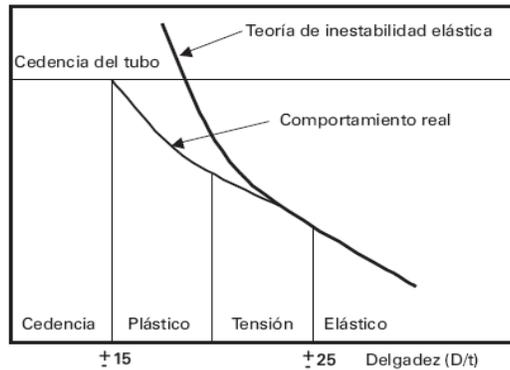


Fig. 3. 26 Comportamiento de colapso.

El API estableció cuatro fórmulas para determinar la presión de colapso basado en el tipo de falla o comportamiento (Cedencia, Plástico, Transición ó Tensión y Elástico).

Para determinar el tipo de falla por colapso se utiliza la tabla 7, para lo cual es importante conocer el grado de la tubería así como la esbeltez de esta (Ecu. 6).

Grade*	Yield Strength Collapse	Plastic Collapse	Transition Collapse	Elastic Collapse
H-40	16.40	27.01	42.64	
-50	15.24	25.63	38.83	
J-K-55 & D	14.81	25.01	37.21	
-60	14.44	24.42	35.73	
-70	13.85	23.38	33.17	
C-75 & E	13.60	22.91	32.05	
L-80 & N-80	13.38	22.47	31.02	
C-90	13.01	21.69	29.18	
C-95	12.85	21.33	28.36	
-100	12.70	21.00	27.60	
P-105	12.57	20.70	26.89	
P-110	12.44	20.41	26.22	
-120	12.21	19.88	25.01	
-125	12.11	19.63	24.46	
-130	12.02	19.40	23.94	
-135	11.92	19.18	23.44	
-140	11.84	18.97	22.98	
-150	11.67	18.57	22.11	
-155	11.59	18.37	21.70	
-160	11.52	18.19	21.32	
-170	11.37	17.82	20.60	
-180	11.23	17.47	19.93	

Tabla. 7 Tipo de colapso o falla en base a la esbeltez de la tubería, cuando no existe tensión axial.

Una vez determinado el tipo de colapso, se utilizara la ecuación que corresponda (Ecu.7) (Ecu.8) (Ecu.9) (Ecu.10) para determinar la resistencia al colapso.

Colapso de cedencia

$$P_C = \frac{2\sigma_y \left[\left(\frac{d}{t} \right) - 1 \right]}{\left(\frac{d}{t} \right)} \quad \text{Ecu. (7)}$$

Colapso elástico

$$P_C = \frac{45.95 \times 10^6}{\left(\frac{d}{t} \right) \left[\left(\frac{d}{t} \right) - 1 \right]^2} \quad \text{Ecu. (8)}$$

Colapso de transición ó tensión

$$P_C = \sigma_y \left(\frac{F_F}{\left(\frac{d}{t} \right)} - F_G \right) \quad \text{Ecu. (9)}$$

Colapso plástico

$$P_C = (\sigma_y) \left(\frac{F_A}{\left(\frac{d}{t} \right)} - F_B \right) - F_C \quad \text{Ecu. (10)}$$

P_C = Resistencia de la tubería al colapso (**psi**)

$\left(\frac{d}{t} \right)$ = Esbeltez de la tubería (**adimensional**)

σ_y = Esfuerzo de cedencia de la tubería (**psi**)

NOTA: Los coeficientes F_A , F_B , F_C , F_F y F_G se obtienen de la tabla 8, de acuerdo al grado de la tubería.

3.16 Falla de la tubería por estallamiento

La falla por estallamiento también es conocida como falla por presión interna.

Esta falla se genera por la acción de cargas de presión actuando dentro de la tubería de perforación. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento. Fig. (3.27)



Fig. 3. 27 Efecto de la presión interna en la tubería de perforación.

Para predecir la resistencia al estallamiento de tuberías se utiliza la ecuación de *Barlow* (Ecu.9). Se recomienda para tubos de espesor delgado, y es avalada por el API como estándar en sus especificaciones.

$$P_{est} = 0.875 \left(\frac{2\sigma_y}{\left(\frac{d}{t}\right)} \right) \tag{Ecu. (11)}$$

P_{est} = Resistencia de la tubería al colapso (psi)

$\left(\frac{d}{t}\right)$ = Esbeltez de la tubería (adimensional)

σ_y = Esfuerzo de cedencia de la tubería (psi)

Grade*	Empirical Coefficients				
	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅
H-40	2.950	0.0465	754	2.063	0.0325
-50	2.976	0.0515	1,056	2.003	0.0347
J-K 55 & D	2.991	0.0541	1,206	1.989	0.0360
-60	3.005	0.0566	1,356	1.983	0.0373
-70	3.037	0.0617	1,656	1.984	0.0403
C-75 & E	3.054	0.0642	1,806	1.990	0.0418
L-80 & N-80	3.071	0.0667	1,955	1.998	0.0434
C-90	3.106	0.0718	2,254	2.017	0.0466
C-95	3.124	0.0743	2,404	2.029	0.0482
-100	3.143	0.0768	2,553	2.040	0.0499
P-105	3.162	0.0794	2,702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2,852	2.066	0.0532
-120	3.219	0.0870	3,151	2.092	0.0565
-125	3.239	0.0895	3,301	2.106	0.0582
-130	3.258	0.0920	3,451	2.119	0.0599
-135	3.278	0.0946	3,601	2.133	0.0615
-140	3.297	0.0971	3,751	2.146	0.0632
-150	3.336	0.1021	4,053	2.174	0.0666
-155	3.356	0.1047	4,204	2.188	0.0683
-160	3.375	0.1072	4,356	2.202	0.0700
-170	3.412	0.1123	4,660	2.231	0.0734
-180	3.449	0.1173	4,966	2.261	0.0769

Tabla. 8 Coeficientes para el colapso

3.17 Falla de la tubería por tensión

La falla por tensión se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendiculares sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material. Fig. (3.28)

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto.

$$R_T = 0.7854(D_e^2 - D_i^2)\sigma_y \quad \text{Ecu. (12)}$$

R_T = Resistencia de la tubería a la tensión (**lb**)

D_e = Diámetro externo de la tubería (**pg**)

D_i = Diámetro interno de la tubería (**pg**)

σ_y = Mínimo esfuerzo de cedencia de la tubería (**psi**)

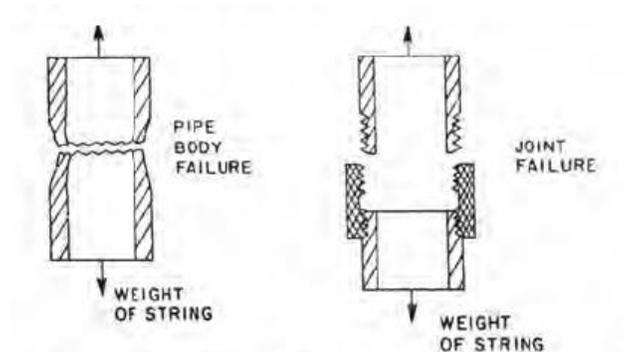


Fig. 3. 28 Efecto tensión en la tubería de perforación.

3.18 Falla de la tubería por corrosión

La corrosión es un fenómeno electro-químico. Tiene lugar en las tuberías por el efecto de la acción del medio ambiente y la reacción de los constituyentes del material con el que están fabricadas las tuberías, es decir el acero. Este fenómeno tiene muchas y diversas presentaciones en los aceros. Desde una oxidación hasta lo que actualmente conocemos como agrietamiento por sulfhídrico (SSC). El efecto de deterioro por los estragos de la corrosión en las tuberías se manifiesta por la pérdida de la capacidad de resistencia, que obliga a prevenir estos efectos para evitar las fallas en las tuberías.

El efecto de corrosión SSC es de vital importancia para fines de diseño de un pozo por lo que es primordial considerarlo en la etapa de diseño y así tomar en consideración los parámetros que permitan analizar y cuantificar las condiciones bajo las cuales el efecto nocivo de la corrosión se va a presentar.

Los factores que contribuyen a la corrosión SSC son la concentración del H_2S , el nivel de pH, la temperatura, el nivel de esfuerzos en la tubería, la cedencia del material, la micro-estructura, el proceso de tratamiento térmico durante la fabricación y las aleaciones que componen al acero

Un pH por arriba de 8 en el medio que rodea a la tubería, disminuye el ritmo de corrosión. Es por esto, que los lodos de perforación con valores de pH mayores de 8 son benéficos para prevenir el ataque del ácido sulfhídrico.



Fig. 3. 29 Agrietamiento de la tubería por H₂S.

CAPITULO 4. BARRENAS.

4.1 Definición de barrena

La barrena es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria.

Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de corte.

4.2 Principio de operación

Para realizar la perforación, las barrenas funcionan con base en dos principios esenciales: fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y de compresión.

El principio de ataque de la barrena se realiza mediante la incrustación de sus dientes en la formación y posteriormente en el corte de la roca al desplazarse dentro de ella; o bien, mediante el cizallamiento generado por los cortadores de la barrena y que vence la resistencia de la roca. De ahí que se distingan dos tipos fundamentales de barrenas

- De dientes
- De arrastre

La forma de ataque dependerá del tipo y características de la roca que se desea cortar, principalmente en función de su dureza. Este factor resulta muy importante en la clasificación de las barrenas.

4.3 Tipos de barrenas

En la actualidad existen varios tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros que difieren entre sí, ya sea en su estructura de corte (mecanismo de ataque) ó por su sistema de rodamiento. De acuerdo con lo anterior, las barrenas se clasifican en

- Barrenas triconicas
- Barrenas de cortadores fijos
- Barrenas especiales

En las figuras (4.1), (4.2) y (4.3) se pueden observar cada uno de los tipos de barrenas de acuerdo a la clasificación anterior.



Fig. 4. 1 Barrena tricónica



Fig. 4. 3 Barrenas de cortadores fijos.



Fig. 4. 2 Barrenas especiales.

4.3.1 Barrenas triconicas

Las barrenas triconicas son las más utilizadas en la actualidad para la perforación de pozos petroleros, consta de tres conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de

- dientes de acero fresado Fig.(4.4)
- de inserto de carburo de tungsteno. Fig.(4.5)

Por su sistema de rodamiento (perno) pueden ser de

- balero estándar Fig.(4.6)
- de balero sellado Fig.(4.7)
- de chumaceras Fig.(4.8)

Las barrenas triconicas constan de tres partes importantes

Estructura cortadora

Se refiere al tipo de cortador o diente (diente fresado ó inserto de carburo de tungsteno) y está montada sobre los cojinetes, los cuales se desplazan sobre los rodamientos (pernos).

Sistema de rodamientos

Existen tres diseños: rodillos y balines (balero estándar), autolubricados con rodillos y balines (balero sellado), de fricción autolubricados (chumacera).

Cuerpo de la barrena

El cuerpo de la barrena consta de las siguientes partes como se muestra en la Fig. (4.9)

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



Fig. 4. 4 Barrena triconica de dientes maquinados



Fig. 4. 5 Barrena triconica de dientes insertados de carburo de tungsteno



Fig. 4. 6 Balero estándar.



Fig. 4. 8 Balero sellado.



Fig. 4. 7 chumacera sellada

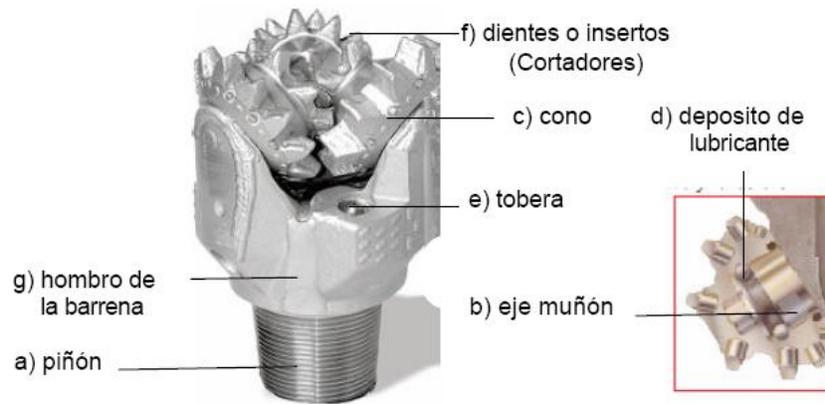


Fig. 4. 9 Cuerpo de una barrena triconica.

El espacio permitido a los diferentes componentes depende del tipo de formación que perforara la barrena. Por ejemplo, las barrenas para formaciones blandas, que requieren poco peso, tienen los cojinetes más pequeños, menor espesor de conos y la sección de las patas más delgadas que la de las barrenas para formaciones duras. Esto permite más espacio para dientes largos. Las barrenas para formaciones duras, que deben perforar bajo grandes pesos, tienen elementos de corte más robustos, cojinetes más grandes y cuerpos más vigorosos.

El mecanismo principal de ataque de las barrenas triconicas, ya sea de dientes maquinados o insertos, es de trituración por impacto. Este ataque causa que la roca falle por compresión. Fig. (4.10)

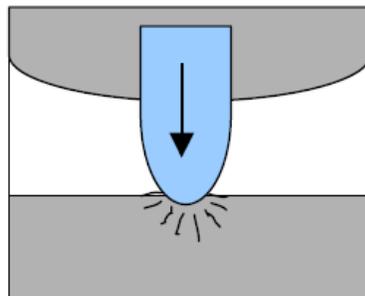


Fig. 4. 10 La roca falla por esfuerzos compresivos.

Las ventajas y consideraciones de cada una de las barrenas triconicas se muestra a continuación

Barrena de dientes fresados

Ventajas

- Alta velocidad de perforación
- Buena estabilidad
- Económica

Consideraciones

- La velocidad de desgaste de dientes
- La vida de los cojinetes

Barrena de insertos de carburo de tungsteno

Ventajas

- Durabilidad de la estructura de corte
- Amplio rango de formaciones
- Se puede dirigir y es estable

Consideraciones

- Velocidad de perforación más lenta
- Vida de los cojinetes

4.3.1.1 Código IADC para barrenas triconicas

Las barrenas tricónicas son las más utilizadas en la perforación petrolera. Cada compañía tiene sus propios diseños con características específicas.

Para evitar confusión entre los diferentes tipos de barrenas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes, la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) ha desarrollado un sistema estandarizado para clasificar las barrenas tricónicas de rodillos de acuerdo con

- El tipo de diente (acero o inserto)
- El tipo de formación (en términos de serie y tipo)
- Las características mecánicas
- Función del fabricante

El sistema de clasificación permite hacer comparaciones entre los tipos de barrenas que ofrecen los fabricantes. El sistema de clasificación consta de tres dígitos. Tabla 9.

Primer dígito

Identifica el tipo de estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación.

1. Dientes fresados para formación blanda.
2. Dientes fresados para formación media.
3. Dientes fresados para formación dura.
4. Dientes de inserto de tungsteno para formación muy blanda.
5. Dientes de inserto de tungsteno para formación blanda.
6. Dientes de inserto de tungsteno para formación media.
7. Dientes de inserto de tungsteno para formación dura.
8. Dientes de inserto de tungsteno para formación extra dura.

Segundo dígito

Identifica el grado de dureza de la formación en la cual se usará la barrena y varía de suave a dura

1. Para formación suave.
2. Para formación media suave.
3. Para formación media dura.
4. Para formación dura.

Tercer dígito

Identifica el sistema de rodamiento y lubricación de la barrena.

1. Con toberas para lodo y balero estándar.
2. Toberas para aire y/o lodo con dientes diseño en T y balero estándar.
3. Balero estándar con protección en el calibre

4. Balero estándar sellado autolubricable.
5. Balero sellado y protección al calibre.
6. Chumacera sellada.
7. Chumacera sellada y protección al calibre.
8. Para perforación direccional.
9. Otras.

	1 dígito		2 dígito		3er dígito								
	Sistema de corte		Dureza		Sistema de Rodamiento								
					1	2	3	4	5	6	7	8	9
Diente de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	3	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave									
7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave										
		2	Medio suave										
		3	Medio duro										
		4	Duro										
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave										
		2	Medio suave										
		3	Medio duro										
		4	Duro										
					Toberas para lodo y baleros estándar								
					Toberas aire/lodo y balero estándar								
					Protección al calibre y balero estándar								
					Balero sellado y autolubricante								
					Balero sellado y protección al calibre								
					Chumacera sellada								
					Chumacera sellada y protección al calibre								
					Para perforación direccional								
					Otros								

Tabla. 9 Código IADC para barrenas triconicas.

4.3.2 Barrenas de cortadores fijos (barrenas de diamante)

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

Las características del diamante (dureza extrema y alta conductividad térmica) permiten perforar sin problemas en formaciones duras a semidura, y en algunos tipos de barrenas, hasta formaciones suaves.

Las barrenas de diamante no utilizan toberas (excepto las barrenas PDC). La circulación del flujo se realiza a través del centro de la misma, alrededor de la cara de la barrena y los diamantes por unos canales llamados vías de agua o circulación. Fig. (4.11)

El mecanismo de ataque de las barrenas de cortadores fijos es por raspado de la roca, esto causa que la roca falle por esfuerzos de corte. Fig. (4.12)

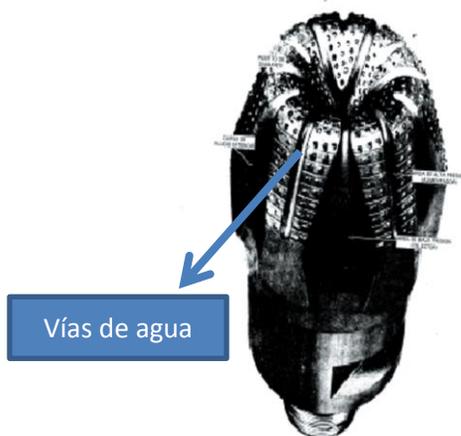


Fig. 4. 11 Las barrenas de cortadores fijos a excepción de las PDC tienen vías de agua para la circulación del fluido de perforación

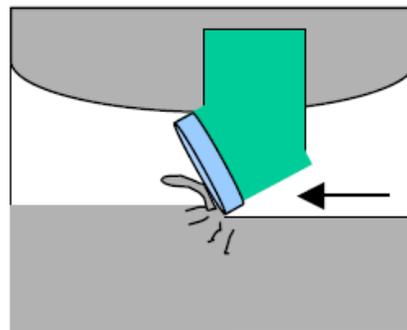


Fig. 4. 12 La roca falla por esfuerzos de corte.

Las barrenas de cortadores fijos se dividen en

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

4.3.2.1 Barrenas de diamante natural

Las barrenas de diamante natural, al igual que las de otros tipos de diamante, tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero. El tipo de flujo es radial o de contramatriz y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena.

Algunos de los casos especiales en los que se ocupan están barrenas son

- Para perforar formaciones muy duras.
- Cortar núcleos de formación con coronas de diamante natural. Fig. (4.13)
- Como barrenas desviadoras (Side Track), para desviar pozos en formaciones muy duras y abrasivas. Fig. (4.14)



Fig. 4. 13 Coronas de diamante natural.



Fig. 4. 14 Barrenas desviadoras (Side Track).

El mecanismo de corte de este tipo de barrenas es por fricción y arrastre, lo cual genera altas temperaturas. El tipo de diamante utilizado para su forma natural y no comercial; el tamaño varía de acuerdo con el tipo de diseño de la propia herramienta (entre más dura y abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se debe usar).

Ventajas

- Tienen gran vida útil.
- Gran capacidad para formaciones duras.
- Menor riesgo de sufrir daño en contacto con residuos metálicos en el pozo.

Consideraciones

- Velocidad de perforación más lenta.
- Sensibilidad a las RPM.
- Aplicaciones de costo elevado.

4.3.2.2 Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP)

El diseño de las barrenas de diamante térmicamente estable (TSP), al igual que las de diamante natural, es de un solo cuerpo sin partes móviles. Son usadas para perforar rocas duras como (caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras). Son un poco más usadas para la perforación convencional que las barrenas de diamante natural. Fig. (4.15)

El uso de las barrenas TSP también es restringido porque, al igual que las de diamante natural, presentan dificultad en su uso por restricciones de hidráulica. Así las vías de circulación están prácticamente en contacto directo con la formación y, además, se generan altas torsiones en la tubería de perforación por la rotación de la sarta de perforación, aunque en la actualidad se pueden usar con motores de fondo.

Este tipo de barrenas usa como estructura de corte, diamante sintético en forma de triángulos pequeños o redondos.

Estas barrenas también tienen aplicaciones para cortar núcleos y desviar pozos cuando así lo amerite el tipo de formación.



Fig. 4. 15 Barrena TSP.

Ventajas

- Los diamantes TPS pueden ser orientados en el cuerpo de la barrena.
- Los diamantes TPS son auto-afilables, igual que los cortadores PDC, cuando comienzan a desgastar.

Consideraciones

- Los diamantes TSP son más difíciles de unir al material de soporte que los PDC, es por esto y al igual que los diamantes naturales, que son utilizados para barrenas de tipo cuerpo de matriz, solamente.

4.3.2.3 Barrenas compactas de diamante policristalino (PDC)

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpos sólidos y cortadores fijos y, al igual que las barrenas TSP, utilizan diamante sintético. El diseño de sus cortadores es en forma de pastillas (compacto de diamante). Fig. (4.16)

La diferencia con las barrenas de diamante natural y las TPS resulta en la hidráulica, ya que las barrenas PDC utilizan toberas para para la circulación del lodo (igual que las barrenas triconicas).

El mecanismo de corte de las barrenas PDC es por arrastre Fig. (4.17). Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en forma de pastillas tipo moneda y, además, por sus buenos resultados en la perforación rotatoria, este tipo de barrena es la más usada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros. También representa muchas ventajas económicas por su versatilidad.



Fig. 4. 16 Barrena PDC.

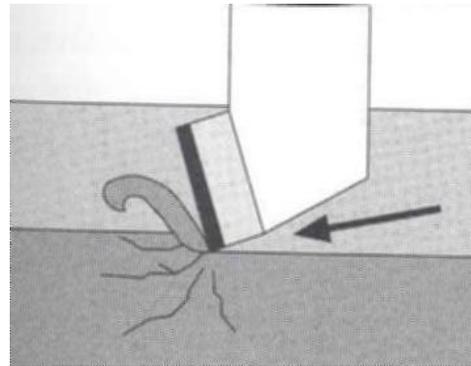


Fig. 4. 17 Mecanismo de corte de la barrena PDC.

Ventajas

- Disponible para perforar desde una formación muy suave hasta una muy dura.
- Disponible en varios diámetros.
- Pueden ser rotadas a altas velocidades (RPM).
- Facilidades en la hidráulica.
- Se puede utilizar con motor de fondo.
- Potencial de larga vida.
- Estabilidad del pozo

Consideraciones

- Tienen poco avance dura la perforación.
- Daño por impacto

- Presenta problemas de acuífamiento en formaciones deleznales y en pozos en donde se desea repasar el agujero por constantes derrumbes de formación
- Abrasividad.

4.3.2.4 Código IADC para barrenas de cortadores fijos

La IADC desarrollo un sistema de codificación de barrenas de cortadores fijos que incluye a todos los tipos (diamante natural, compactos de diamante policristalino, diamante térmicamente estable). Este código consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas

- Tipo de cortador
- Material del cuerpo de la barrena
- Perfil de la barrena.
- Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
- Distribución del flujo.
- Tamaño de los cortadores
- Densidad de los cortadores

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras, cada dígito se menciona a continuación

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

Cabe hacer notar, que a diferencia del código IADC para barrenas triconicas, el código IADC para barrenas de diamante no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente, como ya se mencionó, se pueden identificar sus características más elementales.

1er CARACTER			2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER					
TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES						
		ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO		DISTRIBUCIÓN DE CORTADORES	TIPO DE ORIFICIO		TAMAÑO	DENSIDAD					
			Alta	Media		Baja	Toberas		Orificio fijo	Salida abierta	Alta	Media	Baja	
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grande	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	Media	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	PDC	ACERO	Bajo	7	8	9	No agrupados	7	8	9	Pequeño	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	O = de doble centro o asimétrico			R = Flujo radial X = Flujo cruzado O = Otro			O = Impregnado					

Tabla. 10 Código IADC para barrenas de diamante.

4.3.3 Barrenas especiales

- **Barrenas de chorro desviadoras:** Se emplean para la perforación direccional de formaciones blandas durante operaciones de desviación del agujero. La tubería de perforación y la barrena especial son bajadas dentro del agujero; y el chorro grande es apuntado de modo que, cuando se aplica presión de las bombas, el chorro deslava el lado del agujero en una dirección específica.
- **Barrenas de chorro de aire:** Las barrenas de chorro de aire están diseñadas para la perforación con aire, gas o neblina, como medio de circulación. Estas barrenas están provistas de conductos para circular parte del aire, gas o neblina a través de los cojinetes no sellados, con el fin de enfriarlos y mantenerlos limpios. Los filtros de tela metálica colocados sobre la abertura de la entrada de aire evitan que los ripios, u otras materias extrañas, obstruyan los cojinetes.
- **Barrenas nucleadoras:** Permiten la extracción de núcleos, preservando en excelentes condiciones la muestra de roca. Fig. (4.18)

- **Barrenas ampliadoras:** Permiten ampliar el diámetro del pozo para ciertas operaciones como asentamiento de tubería de revestimiento. Fig. (4.19)
- **Barrenas bicentricas:** Al igual que las ampliadoras, se utilizan para la ampliación del diámetro del pozo, ya sea desde la boca del pozo ó desde una profundidad determinada. Fig. (4.20)

Otras barrenas especiales que se mencionan son las siguientes

- **Barrenas para cortar tuberías de revestimiento.**
- **Barrenas para perforar diámetros demasiado grandes.**
- **Barrenas para perforar diámetros demasiado pequeños.**
- **Barrenas monoconicas.**

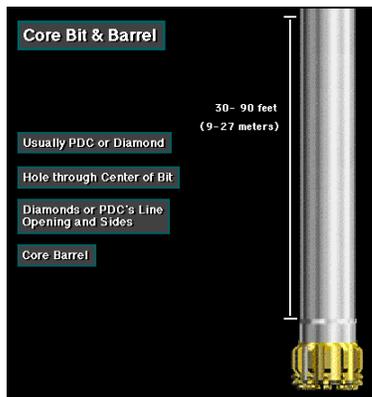


Fig. 4. 18 Barrena nucleadora, la cual preserva el núcleo dentro del barril nucleador.



Fig. 4. 20 Barrena ampliadora triconica.



Fig. 4. 19 Barrena bicentrica triconica..

4.4 Criterios para la selección de barrenas

Para el proceso de selección de una barrena es fundamental conocer los objetivos de perforación, que incluye todo tipo de requisitos especiales del operador para perforar el pozo. Esta información ayudara a determinar las mejores características de la barrena que se requiere durante la perforación.

A continuación se mencionan los criterios que se deben considerar para seleccionar la barrena óptima.

OBJETIVOS DE PERFORACION

Rendimiento

Uno de los principales objetivos de perforación es perforar el pozo en el menor tiempo posible (Velocidad de penetración). Para cumplir dicho objetivo se debe seleccionar la barrena con más rendimiento (tiempo de vida) para evitar perder tiempo en el cambio de barrena por el desgaste de esta.

Direccional

El tipo de pozo direccional es un criterio importante cuando se deben seleccionar las características de las barrenas ya sean triconicas o de diamante. Una ventaja específica de las barrenas de diamante es su gran alcance y sus posibilidades para perforar en sentido horizontal.

La densidad de los cortadores, la cantidad de aletas, el control de la vibración y el calibre de la barrena son, todos ellos, parámetros de selección fundamentales cuando se estudian las aplicaciones direccionales.

Economía

De este factor depende si se selecciona una barrena de diamantes (la cual representa muchas ventajas pero con un gran costo). Si los costos no permiten contar con barrenas de diamantes se deberá seleccionar barrenas triconicas

Análisis histórico

Un análisis objetivo de los pozos de correlación ofrece la oportunidad de comprender las condiciones en el fondo del pozo, las limitaciones de su perforación y en algunos casos la adecuada selección de barrenas. Los análisis históricos comienzan con una correlación de registros ó records de barrena e información relacionada al pozo. Se debe tener la precaución de que los registros de barrenas sean representativos de lo que será perforado en el pozo objetivo. La información también debe ser actualizada y reflejar los tipos de barrenas recientes (menos de dos años de antigüedad).

Coeficiente de penetración típico

El coeficiente de penetración es una indicación de la dureza de la roca; no obstante una selección inadecuada de la barrena puede ocultar las características de dureza de la roca. Por lo general, a medida que se perfora más profundo, se espera utilizar barrenas cada vez más duras. El análisis de la resistencia de las rocas ha revelado que este argumento no siempre es válido y, en muchos casos, las barrenas más blandas pueden utilizarse con éxito en las partes más profundas del pozo.

Fluidos de perforación

El tipo y la calidad del fluido de perforación que se utiliza en el pozo tienen un efecto muy importante en el rendimiento de la barrena. Los fluidos de perforación con base aceite mejoran el rendimiento de las estructuras de corte de PDC; el rendimiento del diamante natural y del TPS varía según la litología. El fluido de perforación base agua presenta más problemas de limpieza debido, en gran parte, a la reactividad de las formaciones a la fase acuosa del fluido de perforación.

Energía hidráulica

La energía hidráulica, de la cual el régimen de surgencia es un componente integral, proporciona la limpieza y enfriamiento a la barrena. En base a los análisis históricos se podrá hacer una óptima selección de las barrenas para aprovechar al máximo la energía hidráulica.

Algunos de los problemas que se pueden presentar por no tener una óptima hidráulica son

1. La barrena no tiene un enfriamiento adecuado, ocasionando daños térmicos en la estructura de los cortadores (en el caso de barrenas de diamantes)
2. Embolamiento ó atascamiento de la barrena debido a una mala limpieza del pozo, lo que provocara un rendimiento deficiente o nulo de la barrena.

Énfasis de costos

Indica la sensibilidad del personal con respecto al costo. La mayoría de veces se traduce en barrenas de menor precio. Los ingenieros de diseño y de operación deben tomar en cuenta el número de oportunidades que afectan los costos de un pozo y que dependen del tiempo. Se debe recordar siempre que esto mejoraría si se selecciona una barrena de perforación de alta calidad. La barrena debe tener las cualidades que satisfagan las necesidades de aplicación de la compañía perforadora sin aumentar indebidamente su costo. Una barrena de diamante que pueda volver a utilizarse da lugar a costos más bajos de perforación. Así la compañía perforadora tendrá la oportunidad de utilizar un producto de alta tecnología que, en otro caso, sería una situación económica marginal.

Restricciones de perforación

Los parámetros operativos deben corresponder a una escala aceptable para que una barrena de diamante ofrezca los mayores beneficios. Por lo general, los parámetros que no se correspondan con escalas reducirán la eficiencia del costo del producto. Cuando se encuentran estas situaciones se debe considerar una barrena de roles: por el contrario, algunas restricciones brindan oportunidades para seleccionar una barrena de diamante.

Limitaciones de peso sobre barrena

Cuando se encuentran situaciones de peso sobre barrena (PSB) limitado, una estructura de corte eficiente como un PDC tiene posibilidades de ofrecer un mayor ritmo de penetración (ROP) que una barrena de roles.

Escalas de revolución por minuto (RPM)

La velocidad que el personal técnico espera utilizar en la barrena, indica los parámetros de vibración y resistencia al desgaste que se necesitaran para mantener un desgaste parejo de la barrena y prolongar su duración. Las barrenas de diamante se pueden utilizar mejor que las barrenas de roles a altas velocidades de rotación.

Formaciones nodulares

Las formaciones de ftanita, piritita y conglomerados se denominan comúnmente formaciones nodulares. Por lo general, en este tipo de formaciones no se puede utilizar la mayoría de las barrenas de diamante debido al daño por impacto en la estructura de sus cortadores.

Ampliación

Si se planifican más de dos horas de operaciones de ampliación, se debe considerar seriamente la corrida de una barrena de roles. El ensanche excesivo puede dañar la superficie del calibre de una barrena de diamante porque las cargas de la barrena se concentran en una superficie muy pequeña. La vibración lateral también se debe considerar. La estructura de corte está sólo parcialmente engranada y, por tanto, hay escasas oportunidades, o ninguna, para que las características del diseño de la barrena puedan funcionar.

Pozos profundos

Estos pozos pueden resultar en una cantidad desproporcionada de tiempo de viaje con respecto al tiempo de perforación. Como resultado, la eficiencia de perforación es extremadamente reducida. Se debe considerar una barrena de diamante para ofrecer mayor duración de la barrena (menos viajes) y una mejor eficiencia general de la perforación.

Pozos de diámetro reducido

Si el pozo tiene menos de 6 ½" pulgadas, se necesita una reducción física del tamaño de los cojinetes en todas las barrenas de roles.

Estas limitaciones requieren una reducción de (PSB), que resultara en un mayor coeficiente de penetración. Se debe considerar una barrena de diamante para aumentar el coeficiente de penetración y para permanecer en el pozo durante periodos prolongados.

Aplicaciones con motores

Algunos motores dentro del pozo funcionan a altas velocidades (a más de 250 RPM). Las excesivas (RPM) aumentan la carga térmica en los cojinetes y aceleran las fallas de la barrena. Se debe considerar una barrena de diamante, que no tiene partes móviles, para optimizar las (RPM) y los objetivos de perforación.

Atributos del medio ambiente

Los atributos del medio ambiente pueden dividirse según categorías de parámetros en cuanto al tipo de roca, medio ambiente y operativos. Un análisis detallado de cada de estas categorías indicara los parámetros individuales de selección de barrenas triconicas o de diamante.

Tipo de roca

Si se cuenta con los datos precisos sobre las formaciones que deberán perforarse en el intervalo objetivo, se podrá seleccionar con más facilidad la estructura optima de corte y la densidad que requiere la aplicación, ya sea barrena triconica o de diamante.

Litología

Por lo general, la información litológica es la primera que se necesita para determinar la mejor selección. Definidos los tipos de rocas se asocian más con la mecánica de corte de las barrenas de diamante. Sin embargo, para las aplicaciones de diamante quizás sea aún más importantes los tipos litológicos desfavorables, que seguramente provocaran fallas graves. El tipo de roca ayuda a determinar el tipo de corte necesario para vencer su resistencia: corte, surcado o molido.

Homogeneidad

Indica la consistencia de la formación. Existe más flexibilidad de selección con respecto características agresivas de la barrena, como menor densidad de los cortadores. Para las barrenas triconicas sólo basta escogerlas de acuerdo con la dureza de la roca.

Fracturados o nodulares

A este indicador se le debe prestar mucha atención. Es una situación de alto impacto para la cual, por lo general, no se recomiendan barrenas de diamante. Sin embargo, determinadas estructuras de corte, como las barrenas de diamante natural con cortadores dorsales y las barrenas impregnadas, pueden perforar eficazmente en estas aplicaciones.

En función de la formación que se va a perforar

Para seleccionar una barrena es importante tener conocimiento de todas las propiedades físicas de las formaciones que se van a perforar (dureza, compresibilidad, etc.).

Por ejemplo, las barrenas PDC se desarrollaron primordialmente para perforar formaciones sedimentarias blandas a medianas que antes se perforaban con barrenas de dientes fresados y con barrenas de insertos de carburo de tungsteno. En estas formaciones blandas, las barrenas PDC han logrado ritmos de penetración hasta tres veces más altos que con barrenas de rodillos.

El incremento de los ritmos de penetración se debe al mecanismo de corte por cizallamiento de las barrenas PDC, a su más larga duración efectiva, a la resistencia de los diamantes a la abrasión y al hecho de que las barrenas PDC carecen de piezas móviles que puedan fallar.

En las tablas 11,12 y 13 se proporciona una guía para seleccionar una barrena tricónica o PDC para perforar

Clasificación de la barrena	Tipo de barrena	Descripción de la formación o roca	Estructura Cortadora	Excentricidad o ángulo de Conos	Tamaño de los Baleros y Espesor de la Concha	Acción Cortadora	
						Astillado Triturado	Rascado Raspado
Formación suave	111, 114, 116 121, 124, 126	Formaciones blandas que tengan poca resistencia compresiva y alta perforabilidad (lutitas suaves, arcillas, lechos rojos, sal, calizas suaves, formaciones no consolidadas, etc.).	Dientes largos y muy espaciados para penetración profunda; se utiliza el diseño de dientes interrumpidas para limpieza eficiente y menor acero en el fondo, dando por resultado velocidades de penetración mayores.	Excentricidad en los conos máxima y ángulo de cono diseñado para generar una acción de rascado-raspado así como agitación y alta velocidad de penetración en formaciones suaves.	Generalmente baleros pequeños, conchas de cono delgadas para permitir dientes más largos para generar velocidades de penetración mayores.		
Formación Media-Suave	131, 134, 136,211, 214, 216	Formaciones suaves ó medias ó estratos suaves intercalados con estratos más duros: (lutitas firmes, no consolidadas ó arenosas, lechos rojos, sal, anhidrita, calizas suaves, etc.).					
Formación Media-Suave	221, 224, 226 231, 234, 236 241, 244, 246	Formaciones medias a medias duras (lutitas duras, lutitas arenosas estratos de lutitas alternados con estratos de arena y calizas, etc.).	Dientes de longitud media, menos espaciados, para penetración de diente combinado con mayor resistencia a la rotura. Algunos diseños con dientes interrumpidos para menor acero en el fondo y velocidades de penetración de mayores.	Excentricidad media y ángulos de cono, para acción combinada de rascado-raspado y triturado-astillado.	Baleros y espesor de conchas medias para cargas sobre barrena semi-pesadas.		
Formación dura	311, 314, 316, 321, 324, 326, 341, 344, 346	Formaciones medias duras, duras abrasivas a duras (rocas de alta resistencia compresiva, dolomitas, caliza dura, lutita dura, etc.).	Dientes cortos, cercanamente espaciados para acción triturante con una máxima resistencia a la ruptura.	Rodillos rectos para acción de astillado triturado sin raspado en formaciones duras ó formaciones con alta resistencia a la compresión.	Baleros grandes y conchas de cono gruesas para cargas pesadas necesarias para vencer formaciones duras.		

Tabla. 11 Características de diseño, construcción y funcionamiento de las barrenas de dientes de acero maquinado.

Clasificación de la Barrena	Tipo de Barrena	Descripción de la Formación ó Roca	Estructura Cortadora	Excentricidad y Ángulo de Cono	Tamaño de los Baleros y Espesor de la Concha	Acción Cortadora
Formación Medio Suave	511, 514, 516 521, 524, 526	Suaves no consolidadas baja resistencia a la compresión y alta perforabilidad tales como arcillas, lutitas, sal, etc. De intervalos considerables.	Insertos blandos: insertos en forma de dientes de extensión máxima.	Insertos blandos proveen acción rascadora y raspadora.	Los insertos blandos proveen conchas de cono más delgadas y baleros más pequeños.	Principalmente rascado-raspado con un mínimo requerimiento de astillado triturado.
Formación Media	531, 534, 536, 611, 614, 616	Intercalaciones más blandas de formaciones duras (caliza, dolomitas y lutitas arenosas duras).	Insertos medios: insertos en forma de cuña de extensión media.	Insertos medios: acción trituradora con ligero raspado.	Insertos tipo medio, provisto de una sección de concha más gruesa para mayor resistencia.	Fundamentalmente astillado y rascado con algo de acción trituradora.
Formación Media Dura	621, 624, 626, 711, 714, 716	Intercalaciones medias en formaciones duras (pedernal, granito, basalto, formaciones cuarcíticas).				Principalmente trituradora con algo de acción rascadora.
Formaciones Extremadamente Duras	721, 724, 726, 811, 814, 816	Las más duras de las formaciones duras y abrasivas (cuarcitas y arenas cuarcíticas duras).	Insertos duros: insertos en forma cónica de mínima extensión con máxima resistencia.	Insertos duros: acción trituradora.	Inserto tipo duro, provisto de baleros grandes con una sección de concha gruesa.	Solamente acción trituradora y fracturadora.

Tabla. 12 Características de diseño, construcción y funcionamiento de las barrenas de dientes de insertos de carburo de tungsteno.

Formación	Tipo de Roca	Barrenas PDC	Barrenas D.N	Barrenas TSP
		Código I. A. D. C.		
Formación suave con capas pegajosas y baja resistencia compresiva.	Lutita Marga	M 314 M 611 M 612 M 672 M 342		
Formación suave con baja resistencia compresiva y alta perforabilidad.	Marga Sal Anhidrita Arcilla	M 312 M 645	D 2 R 1 D 1 X 2	
Formación suave a media con baja resistencia compresiva con intercalación de capas duras.	Arena Arcilla Yeso	M – 646 M – 346 M – 256	D 2 R 2 M 2 6 3	T 2 R 8 T 6 4 6
Formación media a dura densa con alta a muy alta resistencia compresiva pero no abrasiva o con pequeñas capas abrasivas.	Arcilla Mudstone Arenisca Caliza Dolomía Anhidrita		D 2 X 5 D 4 X 6	T 2 X 8 T 2 R 8
Formación dura y densa con muy alta resistencia compresiva y algunas capas abrasivas.	Siltstone Arenisca mudstone		D 5 X 9 D 4 X 9	D 5 6 0
Formación extremadamente dura y abrasiva.	Cuarcita Volcánica			D 5 6 0

Tabla. 13 Guía de selección de barrenas de diamante.

4.5 Metodologías para la selección de barrenas

La primera situación que un ingeniero de diseño enfrenta es la de elegir una barrena triconica o una de cortadores fijos. No existe un criterio normalizado o establecido sobre como seleccionar el tipo de barrena, por lo que generalmente se hace a partir de experiencias del comportamiento (desempeño) de cada tipo de barrena en litologías conocidas. A continuación se muestran dos metodologías para la selección de barrenas

Metodo de la energía mecánica específica (Es)

La energía mecánica específica se define como la energía requerida para remover una cantidad de volumen de roca (energía necesaria para triturar o cortar la roca).

Se propone esta metodología debido a que la energía mecánica específica no es sólo una propiedad intrínseca de la roca, sino que está íntimamente ligada con las condiciones de operación de la barrena, la energía mecánica específica es una medida directa de la eficiencia de la barrena en una formación particular.

La metodología es la siguiente

1. Ordenar la información del registro de barrena de pozos de correlación, como se muestra en la tabla 14.

Tabla 1. Información obtenida de un registro de barrenas.

Avance (m)	Avance acumulado (m)	Profundidad alcanzada (m)	WxNx1000 (Ton-fpm)	tv (hr)	teo (hr)	tas (hr)	C (\$/m)	Es (pc lb/pg3)

Tabla. 14 Registro de barrena

2. Calcular la energía mecánica específica (Es) con la ecuación 13 para cada intervalo perforado y para cada barrena.

$$E_s = \frac{13415 \cdot W \cdot N}{d \cdot R_p} \tag{Ecu. (13)}$$

W = peso sobre la barrena (Toneladas)

N = Velocidad de la rotaria (RPM)

d = Diámetro de la barrena (Pg.)

R_p = Ritmo de penetración (m/hr)

3. Graficar los datos de E_s vs la profundidad de cada intervalo.
4. Seleccionar la(s) barrena(s) utilizando la gráfica construida Fig. (4.21). El criterio de decisión es que la barrena más efectiva es la que requiere menos energía. Este criterio junto con el método de **costo por metro** sirve como un apoyo para decidir qué tipo de barrena se va a utilizar. Para el caso ilustrado en la Fig. (4.21), es claro que la barrena que requiere menor energía mecánica específica (E_s) es la barrena de cortadores fijos, la cual sería seleccionada.

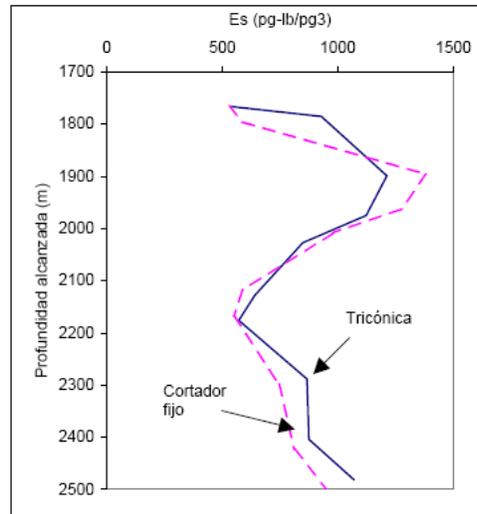


Fig. 4. 21 Se puede observar que la barrena de cortadores fijos es la que requiere menor energía mecánica específica a lo largo del intervalo.

Método de costo por metro

La selección de una barrena en base a su costo es un aspecto crítico debido a que el costo de una barrena de diamante es varias veces más alto que el de una barrena triconica; de ahí que solo su rendimiento pueda justificar su uso.

Esta metodología se basa en la comparación de parámetros tales como

- Costo de barrena
- Velocidad de perforación
- Longitud perforada

El criterio de selección de barrenas, es el perforar más metros a un menor costo y menor tiempo (sin poner en riesgo las operaciones, cumpliendo las especificaciones y restricciones de perforación).

La ecuación que se utiliza para calcular **el costo por metro perforado** es la siguiente

$$C = \frac{B+R(T+T_V+T_C)}{M} \quad \text{Ecu. (14)}$$

C = Costo por metro perforado (\$/m)

B = Costo de la barrena (\$)

R = Costo de operación del equipo de perforación por hora (\$/Hr)

T = Tiempo transcurrido durante la perforación (Hrs)

T_v = Tiempo de viaje de la sarta de perforación (Hrs)

T_c = Tiempo de conexión (Hrs)

M = Metros perforados por la barrena

La ecuación 13 es válida para cualquier tipo de barrena, incluso las de diamante. La fórmula se puede usar al terminar una corrida de perforación usando datos reales de operación, o se puede usar antes de iniciar la corrida asumiendo valores para calcular dicho costo.

EJEMPLO 1. Si se tiene que una barrena perforo 175 m., en 25 horas, en un equipo cuya operación cubre un costo de 35000 pesos por hora, el tiempo empleado para un cambio de barrena a esa profundidad, es de 8 horas, 20 minutos; las conexiones se efectúan, aproximadamente en 10 minutos cada una; el costo de la barrena es de \$125000. El costo por metro se calcula de la siguiente manera.

Costo de la barrena = \$125000

Costo de operación de equipo = \$35000/hr

Tiempo transcurrido durante la perforación = 25 horas

Tiempo de viaje = 8horas, 20 minutos = 8.333 horas

Tiempo de conexión = 3.13 horas

Longitud perforada = 175 metros

NOTA: Para calcular el tiempo de conexión se divide la longitud perforada (M) entre 9.30, debido a que es la longitud estándar de un tubo de perforación; con este cociente se calcula el número de conexiones (19.125 conexiones). Luego se multiplica por el tiempo que tarda en realizarse una conexión en minutos (en este caso son 10 minutos); finalmente se divide entre 60 para convertirlo de minutos a horas.

$$C = \frac{125,000(\$) + 35,000\left(\frac{\$}{hr}\right) (25(hrs) + 8.33(hrs) + 3.13(hrs))}{175(m)} = 8,006.29 (\$/m)$$

El rendimiento obtenido por esta barrena significa que cada uno de los 175 metros que perforo arroja un costo de \$8,006.29.

Existe el concepto erróneo de que una barrena que perfora más metros o que dure más tiempo perforando es la que da el mínimo costo por metro perforado. Para ilustrar el concepto anterior se presenta el siguiente ejemplo. Tabla 15.

Ejemplo 2.

	Peso sobre barrena (ton)	Velocidad de rotación (rpm)	Metros perforados	Horas de rotación
Caso 1	38	80	150	6
Caso 2	32	85	200	10
Caso 3	30	85	250	15

Tabla. 15 Analisis costo-metro

NOTA. Para este ejemplo no se considera el tiempo de conexión de tuberías. El costo del equipo es de 500 (dls/hr), el costo de la barrena es 1500 (dls) y el tiempo promedio de viaje es de 6 (horas).

$$\text{CASO 1 } C = \frac{1500(\$) + 500\left(\frac{\$}{hr}\right) (6(hrs) + 6(hrs))}{150(m)} = 50 \text{ dls/m}$$

$$\text{CASO 2 } C = \frac{1500(\$) + 500\left(\frac{\$}{hr}\right) (10(hrs) + 6(hrs))}{200(m)} = 47.5 \text{ dls/m}$$

$$\text{CASO 3 } C = \frac{1500(\$) + 500\left(\frac{\$}{hr}\right) (15(hrs) + 6(hrs))}{250(m)} = 48 \text{ dls/m}$$

La velocidad de perforación se obtiene de dividir los metros perforados entre el tiempo en el cual se perforaron

CASO 1 Velocidad de perforación = $150\text{m}/6\text{hr} = 25 \text{ (m/hr)}$

CASO 2 Velocidad de perforación = $200\text{m}/10\text{hr} = 20 \text{ (m/hr)}$

CASO 3 Velocidad de perforación = $250\text{m}/15\text{hr} = 16.7 \text{ (m/hr)}$

Caso	Velocidad de perforacion (m / hr)	Horas de rotacion	Metros perforados	Costo por metro DII/m
1	25	6	150	50.0
2	20	10	200	47.5
3	16	15	250	48.0

Tabla. 16 Resultados del análisis del costo por metro perforado.

Como se puede observar de la tabla anterior, la barrena que da como resultado el mínimo costo por metro es la del caso 2 y es importante notar que no fue la que más metros perforó (caso 3), ni la que más horas de rotación trabajó (caso 3), ni la que mayor velocidad de perforación obtuvo (caso 1). Por lo tanto la barrena a seleccionar es la del caso 2.

4.6 Factores que afectan el desgaste de las barrenas

Los factores que afectan el desgaste de las barrenas se pueden dividir en

Factores geológicos

Es el factor más importante, ya que consiste en conocer la geología del sitio en el que se perforara, así también conocer las propiedades de las formaciones (Rocas), algunas de estas propiedades son

- **Abrasividad:** Algunas rocas están compuestas de ciertos materiales como (pirita, pedernal, magnetita), los cuales contribuyen al desgaste prematuro de la barrena (cortadores); el calibre es el parámetro más afectado.
- **Resistencia específica de la roca:** Está relacionado con la litología y los eventos geológicos que se hayan experimentado. Por ejemplo, existen rocas que confinaron (compactaron) a grandes profundidades pero por movimientos tectónicos quedaron profundidades

someras, estas rocas aunque se encuentran a menor profundidad son mucho más compactas que el resto de las rocas a la misma profundidad.

Conocer estos factores nos permitirá minimizar el desgaste de la barrena y determinar su rendimiento de operación sobre las formaciones que se van a perforar.

Factores operativos

Estos factores deben ser diseñados de acuerdo con la geología por atravesar y con la geometría del agujero. Pueden ser modificados en el campo en función del desempeño observado. A continuación se mencionan los principales factores operativos así como las consecuencias inherentes a una inadecuada selección

- **Peso sobre barrena:** A medida que la barrena perfora, los dientes o cortadores se desgastan, por lo que generalmente se le aplica cada vez más peso. Este aumento de peso puede hacerse hasta alcanzar un ritmo de penetración adecuado o hasta alcanzar el límite máximo de peso soportado por la barrena (indicado por el fabricante). En caso de sobrepasar ese límite la barrena se desgastara prematuramente.

- **Velocidad de rotación:** La alta velocidad de rotación en la barrenas de diamante no representa un problema, ya que este tipo de barrenas carecen de partes móviles, además por su diseño pueden ser utilizadas con motor de fondo. En cuanto a las barrenas triconicas, la velocidad de rotación más adecuada es aquella que produzca un máximo ritmo de penetración, pero sin causar problemas. Por ejemplo, en formaciones blandas el aumento de la velocidad de rotación resulta en un aumento proporcional del ritmo de penetración, en formaciones más duras ocurre lo contrario ya que los cortadores de la barrena no podrán perforar la roca si se sobrepasa cierto límite de velocidad de rotación, desgastando así los cortadores de la barrena.

- **Limpieza en el fondo del pozo:** Es muy importante mantener el fondo del pozo libre de recortes de perforación, de esta manera se evitara que la barrena se embole (atasque ó atrape) y se deban usar entonces otros parámetros de perforación. El fluido de perforación además de limpiar el pozo, también funcionara como refrigerante y lubricante para la barrena.

- **Geometría del agujero:** En ciertas situaciones como la desviar un pozo, es necesario utilizar condiciones de operación no tan recomendables como el peso sobre la barrena, velocidad de rotación, la utilización de sargas navegables para aumentar, disminuir o mantener el ángulo. En estos casos el desgaste prematuro de la barrena es inevitable.

Manejo y transporte

Otro factor no menos importante de desgaste de las barrenas es su manejo y transporte. Sin importar el tipo de barrena, de conos o de diamantes, debe tratarse bajo ciertos cuidados

- Se debe remover de su embalaje y colocarse sobre madera o alguna alfombra de caucho.
- Nunca debe rodar una barrena sobre la cubierta metálica del piso de perforación.

4.7 Determinación del momento óptimo para el cambio de barrena

Para determinar el momento en que la vida útil de una barrena ha llegado a su fin se proponen dos metodologías

Metodología usando la energía mecánica específica (E_s)

La metodología es similar a la ya expuesta en el punto 4.3 de este capítulo y se detalla a continuación

1. Se ordena la información del registro de la barrena en uso como en la Tabla. 1
2. Se calcula la energía mecánica específica (E_s) con la ecuación 13 para los intervalos perforados.
3. Se grafica los datos obtenidos de E_s en una gráfica de avance acumulado vs E_s , Fig. (4.22)
4. Se analiza el comportamiento de la barrena tomando en cuenta al menos los siguientes aspectos
 - La grafica de E_s
 - La gráfica de torque en superficie
 - Las características de los recortes en superficie

Se presentan tres casos típicos

- I. Incrementos suaves de la energía mecánica específica (E_s), lo cual indica que la barrena está perforando a través de formaciones con mayor dureza. Esto se observa en la Fig. (4.22) en la sección a).
- II. En el comportamiento b) de la Fig. (4.22) se observa un aumento significativo de la E_s y el registro de torque Fig. (4.23) se mantiene dentro de un comportamiento normal. Esto indica que está perforando una formación con mayor dureza, lo cual debe ser corroborado con el cambio de formación observado en la recuperación de recortes en superficie
- III. En el comportamiento del caso c) de la Fig. (4.22) se observa un aumento significativo de la E_s y el torque en la Fig. (4.23) muestra un incremento normal; adicionalmente, la

recuperación de recortes comprueba que no hay cambio de litología. Este comportamiento indica el punto donde la barrena debe ser reemplazada.

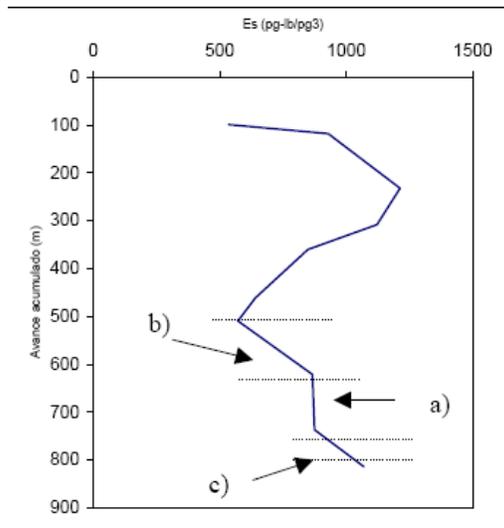


Fig. 4. 22 Grafica de Es vs avance acumulado.

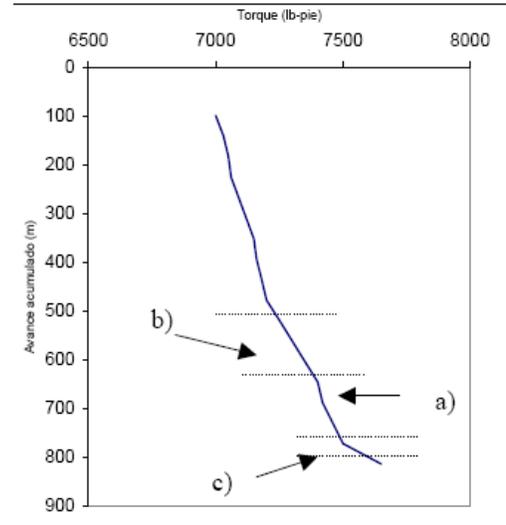


Fig. 4. 23 Grafica de registro de torque en superficie vs avance acumulado.

En general, el incremento de E_s asociado al incremento anormal en el torque es indicativo de desgaste excesivo en la barrena.

Metodología usando costo por metro perforado.

Un método experimentado para determinar el momento preciso para suspender la perforación y efectuar un cambio de barrena consiste en ir calculando los costos por metro parciales y graficar los mismos contra el tiempo.

El costo por metro perforado al inicio de la perforación con cualquier tipo de barrena representara siempre el costo por metro más alto debido a que los metros perforados son pocos. Lo anterior se observa en la Fig. (4.24), conforme se incrementa la longitud perforada y el tiempo, se tendrá una tendencia a disminuir el costo por metro, como se muestra en el punto A de la Fig. (4.24). Posteriormente tendrá un comportamiento más o menos constante, después la estabilización del costo por metro (región AB) y, finalmente, se observará que se incrementa el costo por metro (punto B en adelante). Esto podría indicar que la vida útil de la barrena ha terminado. El costo por metro aumenta en razón del grado de desgaste que ha alcanzado la barrena.

De lo anterior se concluye que el momento óptimo para efectuar el cambio de barrena es el punto B. Es obvio que a partir de éste, el costo por metro se empieza a incrementar porque se incrementa el tiempo de perforación y no así los metros perforados.

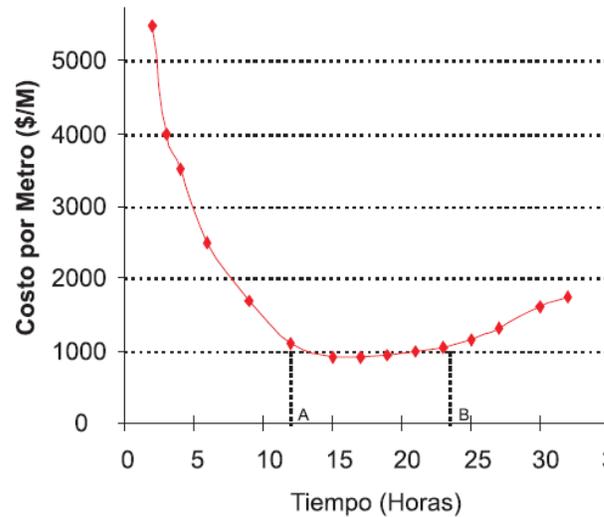


Fig. 4. 24 Grafica que muestra la variación del costo por metro perforado en relación al desgaste de la barrena.

En comparación con el método de la energía mecánica específica (E_s), el método de costo por metro perforado puede indicar que la barrena aún tiene vida útil y el método de E_s indica lo contrario. La explicación de esta diferencia es que la E_s toma en cuenta parámetros de operación y, por lo tanto, permite detectar más rápidamente cambios en el desempeño de la barrena.

CAPITULO 5. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

5.1 Configuración de los ensambles de fondo

Existen tres tipos de configuraciones de ensambles de fondo (BHA), los cuales permiten mantener el punto neutro (punto en la sarta de perforación donde los esfuerzos de tensión y compresión son igual a cero) por debajo de la sección de la tubería de perforación. Fig. (5.1)

La selección del tipo de configuración se hace en función de la severidad de las condiciones de operación a las que estará sometida la sarta de perforación, determinada en pozos de correlación.

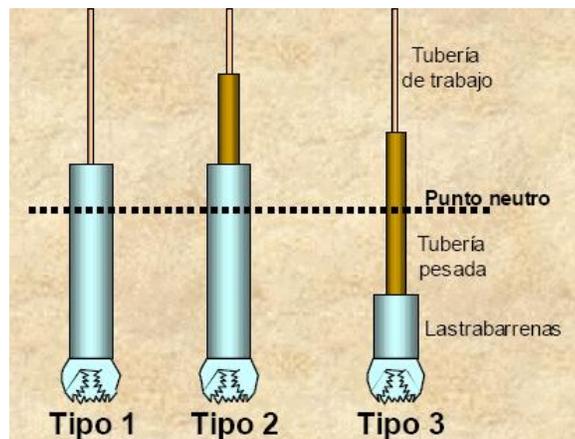


Fig. 5. 1 Configuraciones de ensamble de fondo.

A continuación se mencionan cada una de las configuraciones de ensambles de fondo

- **Tipo 1:** Es la configuración más simple y está compuesta por lastrabarrenas y tubería de perforación. El peso sobre la barrena se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado en los lastrabarrenas.
- **Tipo 2:** Esta configuración utiliza tubería pesada por arriba de los lastrabarrenas, como transición entre lastrabarrenas y tubería de perforación. En este arreglo, el peso sobre barrena también se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado dentro de la longitud de los mismos.
- **Tipo 3:** Esta configuración utiliza lastrabarrenas únicamente para lograr el control direccional, mantener la verticalidad del pozo o reducir la vibración de la sarta de perforación. El peso sobre barrena se aplica con los lastrabarrenas y la tubería pesada, el punto neutro se localiza en la tubería pesada. Esta configuración permite manejar el aparejo de fondo en forma rápida y sencilla, reduce la posibilidad de pegadura por presión

diferencial y fallas en las conexiones. En la perforación direccional moderna, este arreglo es el más recomendado.

5.2 Punto neutro

Es el punto teórico en el cual los esfuerzos de tensión son iguales a los de compresión (igual a 0).

Existen tres casos sobre la posible posición del punto neutro en la sarta de perforación, los cuales se mencionan a continuación.

- **Si el PSB > Peso del BHA:** El punto neutro se encuentra en la sección de tubería de perforación.
- **Si el PSB = Peso del BHA:** El punto neutro se encuentra en el tope del ensamble de fondo (entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas o tubería pesada).
- **Si el PSB < Peso del BHA:** El punto neutro se encuentra en el ensamble de fondo (en los lastrabarrenas o tubería pesada).

La altura a la cual se encuentra el punto neutro se puede calcular con la ecuación 15 cuando solo se utilizan lastrabarrenas, y con la ecuación 16 cuando se utilizan lastrabarrenas y tubería pesada.

$$P_n = \frac{P_{SB}}{F_F * P_{LB} * 1.49} \quad \text{Ecu (15)}$$

P_n = Altura a la que encuentra el punto neutro cuando solo se utilizan lastrabarrenas (m).

P_{SB} = Peso sobre barrena (Kg).

F_F = factor de flotación (adimensional).

P_{LB} = Peso de los lastrabarrena en el aire (lb/ft).

1.49 = Factor de conversión para que las unidades sean consistentes y obtener metros en el resultado.

$$P = L_h + \frac{(P_{SB} - F_F * P_{LB} * L_h * 1.49)}{F_F * P_{TP} * 1.49} \quad \text{Ecu (16)}$$

P = Altura a la cual se encuentra el punto neutro cuando se utiliza tubería pesada (m).

L_h = Longitud del lastrabarrena (m).

P_{SB} = Peso sobre barrena (kg).

F_f = factor de flotación (**adimensional**).

P_{TP} = Peso de la tubería pesada en el aire (**lb/ft**).

P_{LB} =Peso de los lastrabarrena en el aire (**lb/ft**).

1.49 =Factor de conversión para que las unidades sean consistentes y obtener metros en el resultado.

5.3 Factor de flotación

Para explicar el concepto de factor de flotación nos basaremos en el **Principio de Arquímedes** el cual establece que cuando un objeto se sumerge total o parcialmente en un líquido, este experimenta un empuje hacia arriba al peso del líquido desalojado. La mayoría de las veces se aplica al comportamiento de los objetos en agua, y explica por qué los objetos flotan y se hunden y por qué parecen ser más ligeros en este medio. El concepto clave de este principio es el “*empuje*”, que es la fuerza que actúa hacia arriba reduciendo el peso aparente del objeto cuando éste se encuentra en el agua.

Por ejemplo, el peso aparente de un bloque de aluminio sumergido en agua se ve reducido en una cantidad igual al peso del agua desplazada. Fig. (5.2)

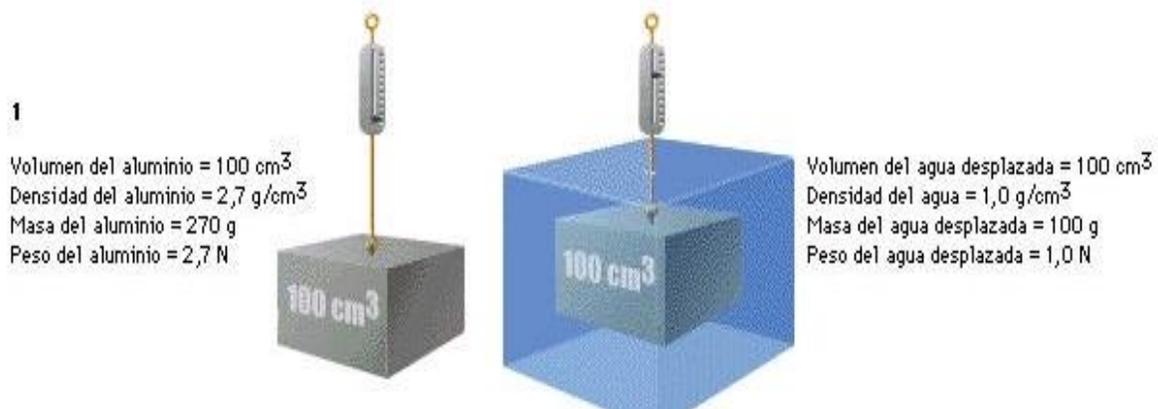


Fig. 5. 2 Un bloque metálico de un volumen de 100 cm^3 , el cual se hunde en agua, desplaza un volumen de agua cuyo peso aproximado es de 1 N, por lo que parecería que el bloque pesa 1N menos.

Las tuberías (tubería de perforación, lastrabarrenas, tubería pesada) tienen un peso, el cual se determina en superficie y se conoce como “peso en el aire” y está dado en (lb/ft).

Al sumergir una sección de tubería dentro del pozo (el cual está lleno de fluido de perforación) la tubería “flota” y su peso es menor al “peso en el aire”. A este peso de la tubería sumergida en el fluido de perforación se le conoce como “peso flotado”.

El “peso flotado” se obtiene del producto del peso en superficie de la tubería por un **factor de flotación** el cual se determina de la siguiente manera

$$F_F = 1 - \frac{\rho_{\text{lodo}}}{7.856} \quad \text{Ecu (17)}$$

F_F = factor de flotación (**adimensional**)

ρ_{lodo} = densidad del lodo (**g/cm³**)

7.856 = densidad del acero (**g/cm³**)

5.4 Determinación del diámetro de los lastrabarrenas

Cuando las posibilidades de pegaduras por presión diferencial sean mínimas el diámetro de los lastrabarrenas debe ser el máximo permisible, de acuerdo con la geometría del pozo y el diámetro de la barrena. Esto permitirá lo siguiente

- Un mejor control direccional
- Menor longitud del ensamble de fondo
- Menor margen de movimiento lateral (menor esfuerzo de pandeo y fatiga de las conexiones)

La ecuación 18 proporciona el diámetro mínimo de lastrabarrena (d_{MLB}) requerido

$$d_{MLB} = 2 * d_{eCTR} - d_b \quad \text{Ecu (18)}$$

d_{MLB} = diámetro mínimo requerido de lastrabarrena (pg)

d_{eCTR} = diámetro exterior del cople de la TR (pg)

d_b = diámetro de la barrena (pg)

5.5 Determinación de la longitud de los lastrabarrenas

La determinación de la longitud de los lastrabarrenas se hace en base a la configuración de ensamble de fondo seleccionada (tipo 1, 2 ó 3), a continuación se presenta la metodología para el cálculo de la longitud dependiendo el ensamble de fondo.

Para ensambles tipo 1 y 2

1. Calcular el factor de flotación (F_F), con la ecuación 17.
2. Calcular la longitud mínima de los lastrabarrenas (L_{LB}) con la ecuación 19.

$$L_{LB} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_F * \cos\theta} \quad \text{Ecu (19)}$$

L_{LB} = Longitud mínima del lastrabarrena (**m**).

P_{SB} = Peso sobre barrena (**ton**).

F_d = Factor de diseño para asegurar que el punto neutro se ubica por debajo de la cima de los lastrabarras. Este factor varía entre 1.1 y 1.2, siendo **1.15** el valor más común.

P_{LB} = Peso de los lastrabarrena en el aire (**lb/ft**).

F_F = Factor de flotación (**adimensional**).

θ = Ángulo de desviación con respecto a la vertical en grados.

671.4 = Factor de conversión para que las unidades sean consistentes y obtener metros en el resultado.

Para ensambles tipo 3

Cuando el peso de la barrena es proporcionado por los lastrabarras y por tubería pesada (arreglo tipo 3), el número de lastrabarras debe ser el mínimo necesario para controlar la desviación del pozo.

5.6 Determinación de la longitud de la tubería pesada

Al igual que en los lastrabarras, la longitud de la tubería pesada también se determina en base al tipo de ensamble de fondo seleccionado.

Para ensambles tipo 2

Cuando la tubería pesada se utiliza únicamente para reducir los niveles de esfuerzo en la zona de transición entre los lastrabarras y la tubería de perforación (arreglo tipo 2), el número de tramos de tubería pesada se selecciona de acuerdo con las condiciones de trabajo y la experiencia. Una práctica de campo recomendada por la API es usar de nueve a diez tramos de tubería pesada.

Para ensambles tipo 3

Cuando la tubería pesada se utiliza para reducir los niveles de esfuerzo en la zona de transición, entre los lastrabarras y la tubería de perforación, y adicionalmente para proporcionar peso a la barrena (arreglo tipo 3), la mínima longitud de tubería pesada (L_{TP}) se calcula con la siguiente ecuación.

$$L_{TP} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_F * \cos \theta} - \frac{P_{LB} * L_{LB}}{P_{TP}} \quad \text{Ecu (20)}$$

P_{SB} = Peso sobre barrena (**ton**).

F_d = Factor de diseño para asegurar que el punto neutro se ubica por debajo de la cima de los lastrabarras. Este factor varía entre 1.1 y 1.2, siendo **1.15** el valor más común.

P_{LB} = Peso de los lastrabarrena en el aire (**lb/ft**).

F_F = Factor de flotación (**adimensional**).

θ = Ángulo de desviación con respecto a la vertical en grados.

L_{LB} = Longitud mínima del lastrabarrena (**m**).

P_{TP} = Peso de la tubería pesada en el aire (**lb/ft**).

671.4 = Factor de conversión para que las unidades sean consistentes y obtener metros en el resultado.

5.7 Diseño de la tubería de perforación

Después de determinar el diámetro y longitud de los lastrabarras, y la longitud de la tubería pesada, se diseñara la tubería de perforación determinando los siguientes factores para su diseño

5.7.1 Determinación de la máxima tensión permisible para cada sección de tubería de perforación

Para diseñar la tubería de perforación bajo tensión, es necesario considerar los siguientes factores

1. Resistencia a la tensión de la tubería (R_T) proporcionada en tablas por el fabricante.
2. Factor de diseño a la tensión (F_{dT}), el cual se establece con la máxima tensión permisible (M_{TP}) a la que estará expuesta la tubería de perforación.
3. Tensión de trabajo (T_T), a la que estará expuesta la tubería de perforación durante operaciones normales.
4. Margen de jalón (M_J) o tensión máxima a la que podrá someterse la tubería, sin rebasar la máxima tensión permisible establecida por la resistencia a la tensión de la tubería y el factor de diseño.

La máxima tensión permisible (M_{TP}) se calcula con la siguiente ecuación

$$M_{TP} = \frac{4.54 \times 10^{-4} * R_T}{F_{dt}} \quad \text{Ecua (21)}$$

R_T = Resistencia a la tensión, este valor se obtiene de tablas del fabricante (**lb**).

F_{dt} = Factor de diseño a la tensión, los valores para este factor varían de 1.0 a 1.15. Este factor se determina en base a la severidad de las condiciones de operación y desgaste de la tubería (**adimensional**)

5.7.2 Determinación del margen de jalón

Para establecer el margen de jalón es necesario considerar principalmente las siguientes variables

Posibilidades de atrapamiento

Esta variable se establece con la experiencia y las condiciones de operación esperadas.

Posibilidad de arrastre durante la perforación

El arrastre se puede obtener de pozos de correlación ó con la siguiente ecuación empírica

$$A_{sección} = 4.17 \times 10^{-4} * F_F * P_{sección} * L_{sección} |sen\theta| \quad \text{Ecua (22)}$$

$A_{sección}$ = arrastre por sección (**ton**).

$P_{sección}$ = peso en el aire de la sección tubular (**lb/ft**).

$L_{sección}$ = longitud del tubular de la sección (**m**).

Para estimar el arrastre total de la sarta de perforación, se calculan los arrastres de las secciones comprendidas entre la barrena y el punto de desviación (KOP), usando la ecuación (22) y sumando los mismos.

Efecto de cuñas

Para determinar el efecto de cuñas se debe conocer los esfuerzos aplicados sobre la tubería de perforación por las cuñas, dichos esfuerzos son

1. Esfuerzo de tensión (E_T).
2. Esfuerzo de compresión (E_C), el cual reduce la resistencia a la tensión de la tubería.

La relación de estos esfuerzos (E_T/ E_C) conocida como **constante de efecto de cuñas** permite conocer la reducción de la resistencia de la tubería de perforación.

La tabla 17 proporciona las constantes para las tuberías más usadas.

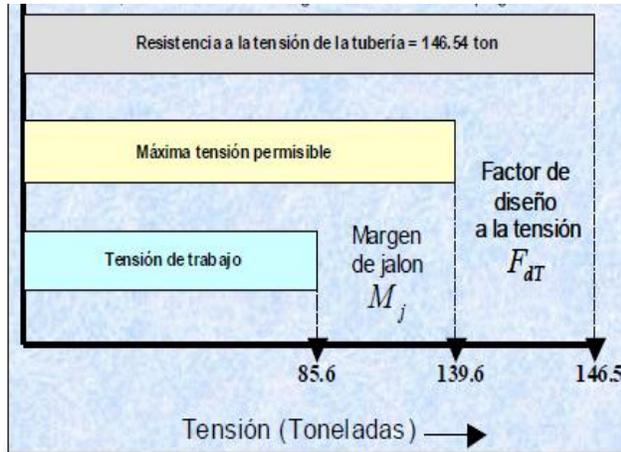


Fig. 5. 3 Cargas de tensión en la tubería de perforación.

Constante de efecto de cuñas (E_T/E_C)		
Diámetro (pulgadas)	Longitud de las cuñas	
	12 (pulgadas)	16 (pulgadas)
2-3/8	1.25	1.18
2-7/8	1.31	1.22
3-1/2	1.39	1.28
4	1.45	1.32
4-1/2	1.52	1.37
5	1.59	1.42
5-1/2	1.66	1.47

Tabla. 17 Constante de efecto de cuñas perforación

El margen de jalón debe satisfacer la siguiente ecuación

$$M_j > M_{TP} \left[\frac{(E_T)}{(E_C)} - 1 \right] \tag{Ecu (23)}$$

La ecuación 23 proporciona una idea sobre el valor del margen de jalón. En la práctica los valores típicos del margen de jalón varían de 25 a 70 toneladas.

5.7.3 Determinación de la tensión de trabajo

Se determina para cada sección de tubería que estará expuesta durante la perforación. Se calcula con la ecuación 24.

$$T_T = M_{TP} - M_j \tag{Ecu (24)}$$

T_T = tensión de trabajo (ton).

5.7.4 Determinación de la longitud de las secciones de tubería de perforación

El principio para calcular las longitudes, grados y pesos de las secciones de tubería de trabajo es mantener durante todo el proceso de perforación, y a lo largo de toda la sarta de trabajo, la tensión de la misma menor o igual a la máxima tensión permisible. Fig. (5.2)

Bajo este principio, y de acuerdo con el arreglo de la sarta de trabajo seleccionado, la tubería de perforación de menor resistencia se coloca inmediatamente arriba de los lastrabarrenas o tubería pesada. La máxima longitud de esta primera sección de tubería de perforación está limitada por la tensión de trabajo $T_{T(sec1)}$ determinada previamente, y se calcula con la siguiente ecuación

$$L_{TT(sec1)} = \frac{\left(\frac{T_{T(sec1)}}{F_F}\right) - 1.49 \times 10^{-3} (P_{LB} * L_{LB} + P_{TP} * L_{TP})}{1.49 \times 10^{-3} * P_{TT(sec1)}} \quad \text{Ecu (25)}$$

$L_{TT(sec1)}$ = longitud de la primera sección de la tubería de trabajo ó tubería de perforación (**m**).

$T_{T(sec1)}$ = tensión de trabajo de la primera sección de tubería de perforación (**ton**).

F_F = factor de flotación (**adimensional**).

P_{LB} = peso de los lastrabarrenas en el aire (**lb/ft**).

L_{LB} = longitud de los lastrabarrenas (**m**).

P_{TP} = peso de la tubería pesada en el aire (**lb/ft**)

L_{TP} = longitud de la tubería pesada (**m**).

$P_{TT(sec1)}$ = peso de la tubería de perforación de la primera sección en el aire (**lb/ft**).

Si la longitud de la primera sección no es suficiente para la profundidad total del pozo, la longitud máxima de la segunda sección se calcula con la siguiente ecuación

$$L_{TT(sec2)} = \frac{T_{T(sec2)} - T_{T(sec1)}}{1.49 \times 10^{-3} * P_{TT(sec2)} * F_F} \quad \text{Ecu (26)}$$

$L_{TT(sec2)}$ = longitud de la segunda sección de la tubería de trabajo ó tubería de perforación (**m**).

$T_{T(sec2)}$ = tensión de trabajo de la segunda sección (**ton**).

$P_{TT(sec2)}$ = peso de la tubería de perforación de la segunda sección en el aire (**lb/ft**).

Si, adicionalmente, es necesaria una tercera sección de tubería de perforación, la longitud de ésta se calcula con la siguiente ecuación

$$L_{TT(sec2)} = \frac{T_{T(sec3)} - T_{T(sec2)}}{1.49 \times 10^{-3} * P_{TT(sec3)} * F_F} \quad \text{Ecu (27)}$$

$L_{T(sec3)}$ = longitud de la tercera sección de la tubería de trabajo ó tubería de perforación (**m**).

$T_{T(sec2)}$ = tensión de trabajo de la tercera sección (**ton**).

$P_{T(sec2)}$ = peso de la tubería de perforación de la tercera sección en el aire (**lb/ft**).

5.8 Determinación de la capacidad de presión interna y presión de colapso de la tubería de perforación.

Presión interna

La sarta de perforación ésta sujeta a una presión interna de cedencia cuando la presión ejercida es mayor que la presión externa. Esta diferencial de presión se puede presentar, por ejemplo, cuando se inducen presiones en la superficie para algún control de brote en el pozo o alguna operación de cementación forzada.

La condición que debe cumplirse para el diseño es

$$R_{Pi} > P_i * F_{dPi} \quad \text{Ecu (28)}$$

R_{Pi} = Resistencia a la presión interna (**psi**).

P_i = Máxima presión interna de trabajo esperada (**psi**).

F_{dPi} = Factor de diseño a la presión interna (**adimensional**).

Presión de colapso

Fallas por presión de colapso pueden presentarse cuando se realizan pruebas de formación durante la perforación usando la sarta de perforación (pruebas DST, drill stem test), o cuando se genera poca presión por el interior de la tubería, como en el caso de operaciones de perforación con el aire, espuma o niebla.

La condición que se debe cumplir para el diseño por presión de colapso es

$$R_{Pc} > P_c * F_{dPc} \quad \text{Ecu (29)}$$

R_{Pc} = Resistencia a la presión por colapso (**psi**).

P_c = Máxima presión de colapso de trabajo esperada (**psi**).

F_{dPc} = Factor de diseño a la presión de colapso (**adimensional**).

Los valores de resistencia a la presión interna y de colapso de las tuberías de perforación se encuentran en tablas del API, así como en catálogos de fabricantes. Los factores de diseño a la presión interna y de colapso oscilan entre 1.1 y 1.5.

5.9 Criterios de estabilización de la sarta de perforación

Todos los pozos a perforar ya sean verticales o desviados requieren un correcto diseño del ensamble de fondo para controlar la dirección del pozo con el propósito de llegar al objetivo programado (yacimiento) por las coordenadas establecidas en el programa de perforación.

Durante la perforación del pozo se originan fuerzas que controlan el ángulo de desviación del pozo, estas fuerzas son originadas por los esfuerzos que generan los ensambles de fondo sobre la barrena, los cuales varían de acuerdo con las condiciones de operación (peso sobre barrena) y características de la formación.

El principal medio para mantener el control de la dirección en un pozo es por medio del posicionamiento efectivo de estabilizadores dentro del ensamble de fondo.

Cuando se aplica peso sobre barrena (**PSB**), se originan dos fuerzas en la misma barrena

1. Una fuerza negativa o de péndulo, causada por la gravedad.
2. Una fuerza positiva o de pandeo, causada por el peso sobre barrena, y la consecuente deflexión de los lastrabarrenas.

La resultante de estas fuerzas laterales depende de la longitud del punto de tangencia L_T (distancia de la barrena al primer punto donde el ensamble de fondo, hace contacto con las paredes del agujero o TR). Fig. (5.4)

La tendencia de la barrena a incrementar el ángulo del pozo depende de la fuerza de pandeo, mientras que la tendencia a reducir el ángulo depende de la fuerza del péndulo. Por otro lado, la tendencia a mantener el ángulo ocurre cuando ambas fuerzas se neutralizan. Finalmente, si se tiene un buen control de la longitud del punto de tangencia con la posición adecuada de los estabilizadores en el ensamble de fondo, se tendrá también un buen control del ángulo del pozo.

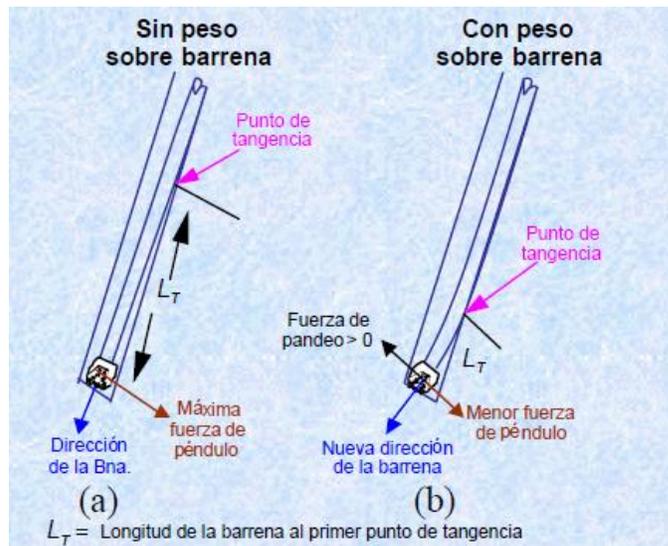


Fig. 5. 4 Fuerza de péndulo y de pandeo sobre el ensamble de fondo

A continuación se presentan algunas reglas prácticas para determinar el número y posición de los estabilizadores en la sarta de perforación

Ensamblajes de fondo para incrementar el ángulo de inclinación

Un ensamble de fondo típico para incrementar el ángulo del pozo cuenta con un portabarrena estabilizador o un estabilizador a 1 ó 1.5 metros de la barrena.

Este estabilizador permite que la flexión o pandeo que sufren los lastrabarrenas colocados arriba de este primer estabilizador, originado por el peso sobre barrena, se convierta en una fuerza lateral de pandeo, la cual tiende a incrementar el ángulo.

La Fig. (5.5) muestra los arreglos de ensamblaje de fondo comúnmente usados para incrementar el ángulo de inclinación. La mejor respuesta para incrementar el ángulo del pozo se obtiene con los arreglos (5) y (6) de la Fig. (5.5). Esto ocurre porque la separación entre los dos primeros estabilizadores (27 m) permite la flexión de los lastrabarrenas (punto de contacto o tangencia entre estabilizadores) incrementando la fuerza lateral de pandeo.

Ensamblajes de fondo para reducir el ángulo de inclinación

La Fig. (5.6) muestra los ensamblajes de fondo comúnmente usados para reducir el ángulo de inclinación. A este tipo de arreglos se les conoce como arreglos tipo péndulo, debido a que la fuerza lateral, de péndulo, ejercida por la gravedad, es superior a la fuerza de pandeo. Como se muestra en la Fig. (5.6), este efecto de péndulo se logra eliminando el estabilizador colocado

arriba de la barrena e instalando el primer estabilizador antes del primer punto de tangencia para evitar con esto los efectos de flexión en los lastrabarrenas que generan las fuerzas laterales de pandeo.

Como se indica en la figura (5.6), los arreglos (5) y (6) proporcionan la mejor respuesta para reducir el ángulo de inclinación del pozo.

En general, este tipo de arreglos, son más utilizados para controlar la desviación del pozo.

Ensamblajes de fondo para mantener el ángulo de inclinación

Estos ensamblajes de fondo son conocidos como sartas empacadas. La fig. (5.7) muestra las sartas empacadas comúnmente empleadas para mantener el ángulo de inclinación.

Como se puede observar, en estos arreglos los estabilizadores se colocan de tal manera que las fuerzas laterales de pandeo y péndulo se neutralicen. Este efecto generalmente se logra colocando dos estabilizadores cerca de la barrena. El primero inmediatamente arriba de la barrena y el segundo a una longitud menor o igual a 6 metros.

Como se indica en la Fig. (5.7), los ensamblajes de fondo empacados, en realidad tienen la función de incrementar o reducir paulatinamente el ángulo de inclinación del pozo, evitando un cambio repentino de ángulo. Una característica de estos ensamblajes de fondo es que la variación de las fuerzas laterales de pandeo y péndulo con cambios de peso sobre barrena deben ser nulos.

Los arreglos (1) y (2) de la Fig. (5.7), tienen la característica de mantener el ángulo de incremento. Por otro lado, los arreglos (4) y (5) tienen la tendencia a mantener la reducción del ángulo del pozo.

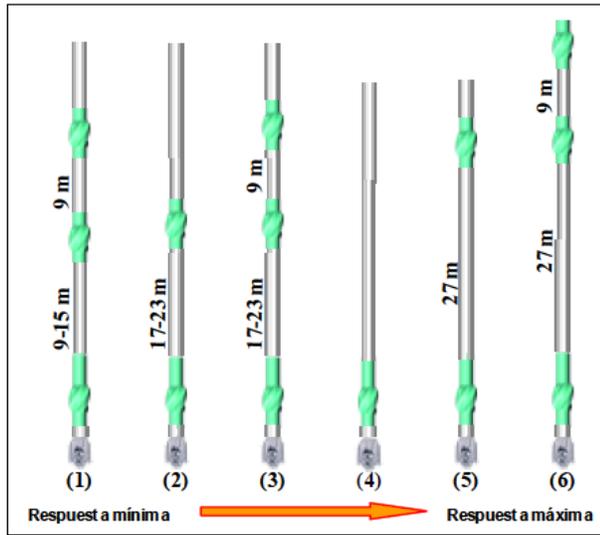


Fig. 5. 5 Ensambls de fondo para incrementar el ángulo de inclinación.

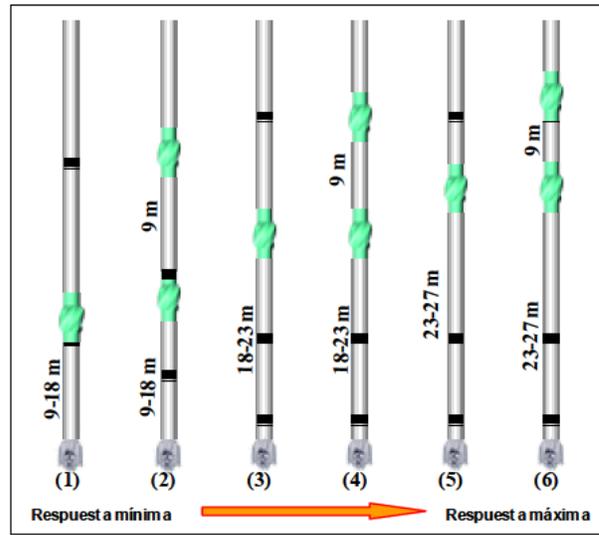


Fig. 5. 6 Ensambls de fondo para reducir el ángulo de inclinación.

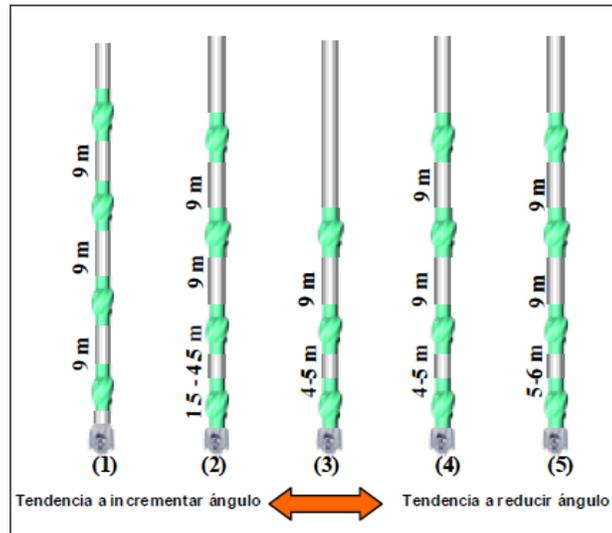


Fig. 5. 7 Ensambls de fondo para mantener el ángulo de inclinación.

5.10.2 Profundidad programada

La profundidad vertical (m.v.b.m.r.) son 2265 metros y la profundidad desarrollada (m.d.b.m.r.) son 2631metros.El objetivo se encuentra en la formación Tamabra.

5.10.3 Columna estratigráfica

EDAD Y/O FORMACIÓN	PROFUNDIDAD CIMA			ESPESOR (m)
	(m.d.b.m.r.)	(m.v.b.m.r.)	(m.v.b.n.m.)	
E. Guayabal	1148	1148.40	-1083	312
E. Chicontepec Sup	1467.14	1460.40	-1395	120
Pal. Chicontepec Med	1607.86	1580.40	-1515	102
Pal. Chicontepec Inf	1752.02	1682.40	-1617	105
Pal. Velasco Basal	1910.29	1787.40	-1722	45
K. Mendez	1978.12	1832.40	-1767	105
K. San Felipe	2136.38	1937.40	-1872	33
K. Agua Nueva	2186.12	1970.40	-1905	63
Kta. Cuerpo ab	2281.08	2033.40	-1968	15
Kta. Cuerpo D	2303.69	2048.40	-1983	33
Kta. Cuerpo BC	2353.43	2081.40	-2016	57
Kta. Cuerpo f	2439.34	2138.40	-2073	10
Kta. Cuerpo A	2454.42	2148.40	-2083	117
Profundidad Total	2630.77	2265.40	-2200	

Tabla. 18 Columna estratigráfica esperada durante la perforación del pozo Mecatepec 118. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118, Pemex.

5.10.4 Fluidos de perforación, diámetros de barrenas y diámetros de tubería de revestimiento

PROFUNDIDAD	DIAMETRO AGUJERO	TAMAÑO TR	TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD DE LODO (gr/cc)
25-400	12 ¼"	9 5/8"	Polimérico inhibido (Base agua)	1.10-1.25
401-2273	8 ½"	7"	Q VERT (Emulsión inversa)	1.25-1.40
2274-2631	6 1/8"	4 ½"	Salmuera NaCl Base potásica	1.05-1.10

Tabla. 20 Se muestra los diámetros de barrenas, diámetros de tuberías de revestimiento, tipo y densidades de fluidos de perforación programados para cada etapa. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118, Pemex.

PROGRAMA DE BARRENAS													
Etapa	Bna. No.	Intervalo (m.)		Diam. (pg.)	Tipo de Sarta	TIPO	IADC	Tob 1/32"	PSB (ton.)	RPM	P. Bba. (psi)	Gasto (gpm)	ROP (m/hr)
2	1	25	400	12 ¼	Empacada	PDC 57HG	M223	7 (12)	4-8	60-90	1200	500-650	50
3	2	400	400	8 ½	Rebajar Tapones	PDC 56DG	M433	5 (14)	2-6	90-120	1200	400	20
3	3	400	2273	8 ½	Rotatorio	PDC 66HRGS	M223	6 (15)	2-6	90-140	2800	350-450	16
4	4	2273	2273	6 1/8"	Rebajar Tapones	PDC 55DGB	M233	4 (20), 1(14)	3-8	80-100	1350	220-250	5
4	5	2273	2631	6 1/8"	Empacada	Bicentrica BC6565DG	M234	5(18)	3-8	90-130	1200	220-250	10

Tabla. 19 Programa de barrenas, con los parámetros de operación; de esta tabla se obtiene los rangos para el peso sobre barrena. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118. Pemex.

5.10.5 Programa mecánico programado

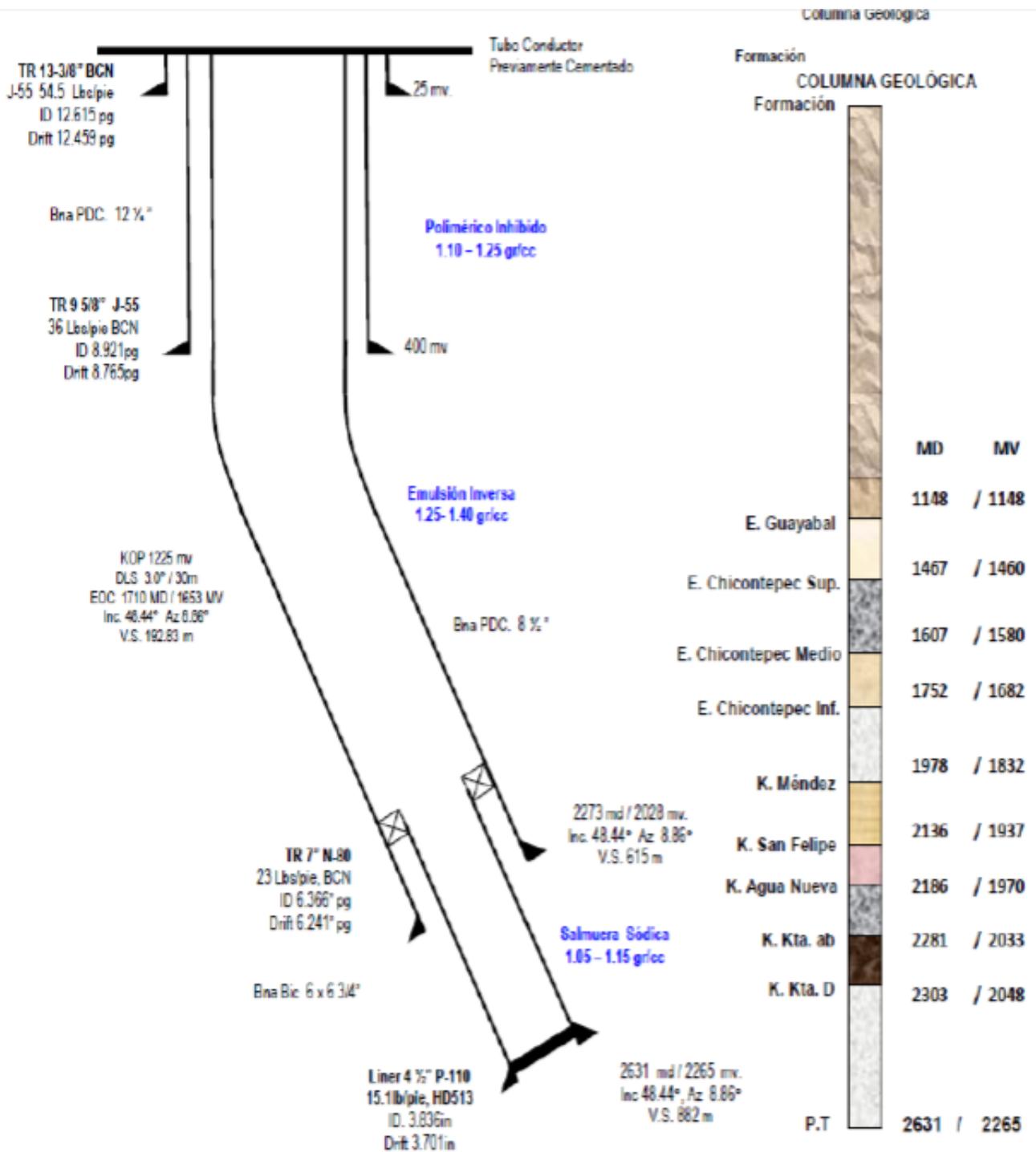


Fig. 5. 9 Estado Mecánico programado. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118, Pemex.

5.10.6 Diseño de la sarta (Primera etapa)

Para la primera etapa el programa de perforación no contiene información, por lo tanto la primera etapa de perforación no se considerara. La primera etapa solo perfora 25 metros verticales.

5.10.7 Diseño de la sarta (Segunda etapa)

Datos

1. **Profundidad del pozo:** 400 mv.
2. **Densidad del lodo:** 1.10 -1.25 g/cm³.
3. **Diámetro de barrena:** 12.25 pg. PDC
4. **Diámetro exterior del cople de TR:** 9.625pg.
5. **Peso sobre barrena:** 13 toneladas (peso máximo recomendado por el fabricante).
6. **Peso de lastrabarrenas:** 147.02 lb/ft y 91.65 lb/ft.
7. **Peso de la tubería pesada:** 42 lb/ft.
8. **Peso de la tubería de perforación:** 4.5 pg -16.60 lb/ft y 4 pg- 14.02 lb/ft (ambas tuberías son X-Premium).
9. **Resistencia a la tensión Tp:** 329542 lb (para la tubería de 16.60 lb/ft) y 283963 lb (para la tubería de 14.02 lb/ft) (Tabla 21 y 22, Prontuario de Tamsa)
10. **Factor de diseño a la tensión para Tp:** 1.15
11. **Factor de diseño para lastrabarrenas:** 1.20
12. **Angulo de desviación del pozo:** 0°

1. Se determina el factor de flotación utilizando la ecuación 17.

El programa de perforación indica un rango de densidades del lodo de perforación (1.10 -1.25 g/cm³) para la segunda etapa. Para este ejemplo utilizaremos la mayor densidad (1.25 g/cm³) ya que es con la que se termina la segunda etapa de perforación.

$$F_F = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{7.856} \quad F_F = 1 - \frac{1.25 \text{ g/cm}^3}{7.856 \text{ g/cm}^3} = \mathbf{0.8409}$$

2. Se determina la longitud de lastrabarrenas. Como es un arreglo tipo 2 utilizaremos la ecuación 19.

Para esta etapa el programa de perforación contempla lastrabarrenas de diferente peso (147.02 lb/ft y 91.65 lb/ft), esta variación en el peso de los lastrabarrenas se debe a cambios de diámetro de una conexión a otra. El peso de lastrabarrena que se utilizara será el menor (91.65 lb/ft) ya que

no se puede considerar el máximo peso por cuestiones de seguridad, asegurando así que el punto neutro se ubique lo más abajo en la sección de lastrabarrenas.

El fabricante recomienda un peso máximo sobre barrena de 13 toneladas (no se recomienda trabaja con el peso máximo) por lo que el programa de perforación marca un rango del peso sobre barrena (4-8 toneladas), siendo 8 toneladas el peso sobre barrena y 91.65 lb/ft el peso de los lastrabarrenas a utilizar.

$$L_{LB} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_F * \cos \theta} \quad L_{LB} = \frac{(671.4)(8 \text{ ton})(1.20)}{\left(91.65 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}\right)(0.8409)(\cos 0)} = 83.63 \text{ m} \approx \mathbf{84 \text{ m}}$$

3. Se determina la longitud de la tubería pesada. Como es un arreglo tipo 2, la normatividad API establece que se utilicen de 9 a 10 tramos de tubería pesada.

Comparando este valor con la longitud de tubería pesada que marca el programa de perforación, nos encontramos dentro de un rango muy aceptable.

$L_{TP} = \mathbf{108 \text{ m}}$ (longitud marcada en el programa de perforación) \approx al valor establecido por API (9 – 10 tramos de tubería pesada)

4. Se determina la máxima tensión permisible utilizando la ecuación 21. Para esta etapa se utilizaron dos pesos diferentes de tubería de perforación (14.02 lb/ft y 16.60 lb/ft), la tubería con menor peso (14.02 lb/ft) representa una menor resistencia a la tensión por lo que esta tubería se coloca al final de la sarta, la tubería de perforación de mayor peso (16.60 lb/ft) se coloca al inicio y resto de la sarta ya que esta tubería tiene mayor resistencia para soportar todo el peso de la sarta de perforación sin fallar. Una de las razones por este cambio en el peso y diámetro de la tubería de perforación probablemente sea problemas al enroscar la tubería con la combinación que une a la tubería pesada.

$$M_{TP(14.02 \text{ lb/ft})} = \frac{4.54 \times 10^{-4} * R_T}{F_{dt}} \quad M_{TP(14.02 \text{ lb/ft})} = \frac{4.54 \times 10^{-4} (283963 \text{ lb})}{1.15} = \mathbf{112 \text{ toneladas}}$$

$$M_{TP(16.60 \text{ lb/ft})} = \frac{4.54 \times 10^{-4} * R_T}{F_{dt}} \quad M_{TP(16.60 \text{ lb/ft})} = \frac{4.54 \times 10^{-4} (329542 \text{ lb})}{1.15} = \mathbf{130 \text{ toneladas}}$$

D.E.	PESO	DIMENSIONES DEL TUBO											
		CLASIFICACION	ESP.	D.I.	D.E.	AREA TRANS.	REDUC. AREA.	PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO API			
			pulg	pulg	pulg	pulg ²	%			E75	X95	G105	S135
4	14.00	Nuevo	0.330	3.340	4.000	3.805	Colapso	psi	11,354	14,382	15,896	20,141	
							Tensión	lb	285,359	361,454	399,502	513,646	
							Presión Interna	psi	10,828	13,716	15,159	19,491	
							Torsión	lb-pie	23,288	29,498	32,603	41,918	
		Premium	0.264	3.340	3.868	2.989	78.56	Colapso	psi	9,012	10,795	11,622	13,836
								Tensión	lb	224,182	283,963	313,854	403,527
								Presión Interna	psi	9,900	12,540	13,860	17,820
								Torsión	lb-pie	18,196	23,048	25,474	32,752

Tabla. 22 De esta tabla se obtiene la resistencia a la tensión para la tubería de 4 pg- 14.02 lb/ft.

D.E.	PESO	DIMENSIONES DEL TUBO											
		CLASIFICACION	ESP.	D.I.	D.E.	AREA TRANS.	REDUC. AREA.	PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO API			
			pulg	pulg	pulg	pulg ²	%			E75	X95	G105	S135
4 1/2	16.60	Nuevo	0.337	3.826	4.500	4.407	Colapso	psi	10,392	12,765	13,825	16,773	
							Tensión	lb	330,558	418,707	462,781	595,004	
							Presión Interna	psi	9,829	12,450	13,761	17,693	
							Torsión	lb-pie	30,807	39,022	43,130	55,453	
		Premium	0.270	3.826	4.365	3.474	78.70	Colapso	psi	7,525	8,868	9,467	10,964
								Tensión	lb	260,165	329,542	364,231	468,297
								Presión Interna	psi	8,987	11,383	12,581	16,176
								Torsión	lb-pie	24,139	30,576	33,795	43,450

Tabla. 21 De esta tabla se obtiene la resistencia a la tensión para la tubería de 4.5 pg -16.60 lb/ft.

- Se determina el margen de jalón para ambas tuberías de perforación.
 Como se mencionó anteriormente, la tubería de (14.02 lb/ft) no está diseñada para soportar grandes tensiones razón por la cual no se le puede aplicar un margen de jalón demasiado grande. Por otro lado, la tubería de (16.60) puede soportar un margen de jalón mucho mayor.

$M_{J(14.02 \text{ lb/ft})} = 25$ toneladas (margen de jalón mínimo para evitar fallas en la tubería en caso de liberación de sarta atrapada).

Para el margen de jalón de la tubería de 16.60 lb/ft usaremos la ecuación 23 y la tabla 17, considerando una longitud de cuñas de 12 pg.

$$M_{J(16.60 \text{ lb/ft})} > M_{TP} \left[\frac{(E_T)}{(E_C)} - 1 \right] \quad M_{J(16.60 \text{ lb/ft})} > 130 \text{ toneladas} [1.52 - 1]$$

$$M_{J(16.60 \text{ lb/ft})} > 67.6 \text{ toneladas}$$

Como se puede observar el margen de jalón debe ser mayor a 67.6 toneladas, por lo que fijaremos el margen de jalón en **70 toneladas**.

6. Se determina la tensión de trabajo con la ecuación 24.

$$T_{T(14.02 \text{ lb/ft})} = M_{TP} - M_J \quad T_{T(14.02 \text{ lb/ft})} = 112 \text{ (ton)} - 25 \text{ (ton)} = \mathbf{87 \text{ toneladas}}$$

$$T_{T(16.60 \text{ lb/ft})} = M_{TP} - M_J \quad T_{T(16.60 \text{ lb/ft})} = 130 \text{ (ton)} - 70 \text{ (ton)} = \mathbf{60 \text{ toneladas}}$$

7. Se determina la longitud de la sección de tubería de perforación. Para este paso solo tomaremos en cuenta las longitudes de lastrabarrenas, tubería de perforación y la profundidad de la segunda etapa.

$$L_{TT(\text{SEC } 1)} = (\text{Profundidad de la segunda etapa}) - (\text{longitud de lastrabarrenas}) - (\text{longitud de tubería pesada})$$

$$L_{TT(\text{SEC } 1)} = (400 \text{ m}) - (84 \text{ m}) - (108) = \mathbf{208 \text{ m}}$$

5.10.8 Diseño de la sarta (Tercera etapa)

Datos

13. **Profundidad del pozo:** 2028 mv – 2273 md
14. **Densidad del lodo:** 1.25 -1.40 g/cm³.
15. **Diámetro de barrena:** 8.5 pg. PDC
16. **Diámetro exterior del cople de TR:** 7 pg.
17. **Peso sobre barrena:** 11 toneladas (peso máximo recomendado por el fabricante).
18. **Peso de lastrabarrenas:** 97.50 lb/ft ,99 lb/ft y 149.20 lb/ft
19. **Peso de la tubería pesada:** 149.20 lb/ft.
20. **Peso de la tubería de perforación:** 4 pg - 14 lb/ft (G-Premium).
21. **Resistencia a la tensión Tp:** 313854 lb (Tabla 23, Prontuario de Tamsa)
22. **Factor de diseño a la tensión para Tp:** 1.15
23. **Factor de diseño para lastrabarrenas:** 1.20
24. **Angulo de desviación del pozo:** 49°

1. Se determina el factor de flotación utilizando la ecuación 17.

El programa de perforación indica un rango de densidades del lodo de perforación (1.25 - 1.40g/cm³) para la tercera etapa. Para este ejemplo utilizaremos la mayor densidad (1.40 g/cm³) ya que es con la que se termina la tercera etapa de perforación.

$$F_F = 1 - \frac{\rho_{\text{lodo}}}{7.856} \quad F_F = 1 - \frac{1.40 \text{ g/cm}^3}{7.856 \text{ g/cm}^3} = \mathbf{0.8218}$$

2. Se determina la longitud de lastrabarrenas. Como es un arreglo tipo 2 utilizaremos la ecuación 19.

Para esta etapa el programa de perforación contempla lastrabarrenas de diferente peso (97.50 lb/ft ,99 lb/ft y 149.20 lb/ft), esta variación en el peso de los lastrabarrenas se debe a cambios de diámetro de una conexión a otra. El peso de lastrabarrena que se utilizara será el menor (97.50 lb/ft) ya que no se puede considerar el máximo peso por cuestiones de seguridad, asegurando así que el punto neutro se ubique lo más abajo en la sección de lastrabarrenas.

El fabricante recomienda un peso máximo sobre barrena de 11 toneladas (no se recomienda trabaja con el peso máximo) por lo que el programa de perforación marca un rango del peso sobre barrena (2-6 toneladas), siendo 6 toneladas el peso sobre barrena y 97.50 lb/ft el peso de los lastrabarrenas a utilizar.

$$L_{LB} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_F * \cos\theta} \quad L_{LB} = \frac{(671.4)(6 \text{ ton})(1.20)}{\left(97.50 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}\right)(0.8218)(\cos 49^\circ)} = 91.96\text{m} \approx \mathbf{92 \text{ m}}$$

- Se determina la longitud de la tubería pesada. Como es un arreglo tipo 2, la normatividad API establece que se utilicen de 9 a 10 tramos de tubería pesada. Comparando este valor con la longitud de tubería pesada que marca el programa de perforación, nos encontramos dentro de un rango muy aceptable.

$L_{TP} = \mathbf{108 \text{ m}}$ (longitud marcada en el programa de perforación) \approx al valor establecido por API (9 – 10 tramos de tubería pesada)

- Se determina la máxima tensión permisible para la tubería de perforación utilizando la ecuación 21.

$$M_{TP} = \frac{4.54 \times 10^{-4} * R_T}{F_{dt}} \quad M_{TP} = \frac{4.54 \times 10^{-4} (313854 \text{ lb})}{1.15} = \mathbf{124 \text{ toneladas}}$$

D.E.	PESO	DIMENSIONES DEL TUBO												
		CLASIFICACION	ESP.	D.I.	D.E.	AREA TRANS.	REDUC. AREA.	PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO API				
pulg	lb/pie		pulg	pulg	pulg	pulg ²	%			E75	X95	G105	S135	
4	14.00	Nuevo	0.330	3.340	4.000	3.805		Colapso	psi	11,354	14,382	15,896	20,141	
								Tensión	lb	285,359	361,454	399,502	513,646	
								Presión Interna	psi	10,828	13,716	15,159	19,491	
								Torsión	lb-pie	23,288	29,498	32,603	41,918	
		Premium	0.264	3.340	3.868	2.989	78.56		Colapso	psi	9,012	10,795	11,622	13,836
									Tensión	lb	224,182	283,963	313,854	403,527
									Presión Interna	psi	9,900	12,540	13,860	17,820
									Torsión	lb-pie	18,196	23,048	25,474	32,752

Tabla. 23 De esta tabla se obtiene la resistencia a la tensión para la tubería de 4 pg- 14 lb/ft.

- Se determina el margen de jalón para la tubería de perforación, utilizando la ecuación 23 y la tabla 17. Considerando un diámetro de cuñas de 12 pg para la tubería de perforación de 4pg.

$$M_j > M_{TP} \left[\frac{(E_T)}{(E_C)} - 1 \right] \quad M_j > 124 \text{ toneladas} [1.45 - 1] \quad M_j > 55.8 \text{ toneladas}$$

Como se puede observar el margen de jalón debe ser mayor a 55.8 toneladas, por lo que fijaremos el margen de jalón en **58 toneladas**.

6. Se determina la tensión de trabajo con la ecuación 24.

$$T_T = M_{TP} - M_J \quad T_T = 124 \text{ (ton)} - 58 \text{ (ton)} = \mathbf{66 \text{ toneladas}}$$

7. Se determina la longitud de la sección de tubería de perforación. Para este paso utilizaremos la ecuación 25.

$$L_{TT(\text{SEC } 1)} = \frac{\left(\frac{T_T(\text{sec1})}{F_F}\right) - 1.49 \times 10^{-3} (P_{LB} * L_{LB} + P_{TP} * L_{TP})}{1.49 \times 10^{-3} * P_{TT(\text{sec } 1)}}$$

$$L_{TT(\text{SEC } 1)} = \frac{\left(\frac{66 \text{ toneladas}}{0.8218}\right) - 1.49 \times 10^{-3} \left(97.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 92 \text{ m} + 149.20 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 108 \text{ m}\right)}{1.49 \times 10^{-3} * 14 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}} = \mathbf{2058 \text{ m}}$$

5.10.9 Diseño de la sarta (Cuarta etapa)

Datos

25. **Profundidad del pozo:** 2265 mv – 2631 md
26. **Densidad del lodo:** 1.05 -1.15 g/cm³.
27. **Diámetro de barrena:** 6.126 pg. Bicentrica
28. **Diámetro exterior del cople de TR:** 4.5 pg.
29. **Peso sobre barrena:** 11 toneladas (peso máximo recomendado por el fabricante).
30. **Peso de lastrabarrenas:** 46.83 lb/ft
31. **Peso de la tubería pesada:** 26 lb/ft.
32. **Peso de la tubería de perforación:** 4 pg - 14 lb/ft (G-Clase II).
33. **Resistencia a la tensión Tp:** 272108 lb (Tabla 24, Prontuario de Tamsa)
34. **Factor de diseño a la tensión para Tp:** 1.15
35. **Factor de diseño para lastrabarrenas:** 1.20
36. **Angulo de desviación del pozo:** 49°

1. Se determina el factor de flotación utilizando la ecuación 17.

El programa de perforación indica un rango de densidades del lodo de perforación (1.05 - 1.10g/cm³) para la cuarta etapa. Para este ejemplo utilizaremos la mayor densidad (1.10 g/cm³) ya que es con la que se termina la cuarta etapa de perforación.

$$F_F = 1 - \frac{\rho_{\text{lodo}}}{7.856} \quad F_F = 1 - \frac{1.10 \text{ g/cm}^3}{7.856 \text{ g/cm}^3} = \mathbf{0.8536}$$

2. Se determina la longitud de lastrabarrenas. Como es un arreglo tipo 2 utilizaremos la ecuación 19.

Para esta etapa el programa de perforación contempla lastrabarrenas de 46.83 lb/ft

El fabricante recomienda un peso máximo sobre barrena de 11 toneladas (no se recomienda trabaja con el peso máximo) por lo que el programa de perforación marca un rango del peso sobre barrena (3-8 toneladas), siendo 8 toneladas el peso sobre barrena y 46.83 lb/ft el peso de los lastrabarrenas a utilizar.

$$L_{LB} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_F * \cos\theta} \quad L_{LB} = \frac{(671.4)(8 \text{ ton})(1.20)}{\left(46.83 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}\right)(0.8536)(\cos 48.44^\circ)} = 243 \text{ m}$$

- Se determina la longitud de la tubería pesada. Como es un arreglo tipo 2, la normatividad API establece que se utilicen de 9 a 10 tramos de tubería pesada. Comparando este valor con la longitud de tubería pesada que marca el programa de perforación, nos encontramos dentro de un rango muy aceptable.

$L_{TP} = 162 \text{ m}$ (longitud marcada en el programa de perforación) por lo que existe una diferencia significativa con lo establecido en la norma API (9 – 10 tramos de tubería pesada).

- Se determina la máxima tensión permisible para la tubería de perforación utilizando la ecuación 21.

$$M_{TP} = \frac{4.54 \times 10^{-4} * R_T}{F_{dt}} \quad M_{TP} = \frac{4.54 \times 10^{-4} (272108 \text{ lb})}{1.15} = 107 \text{ toneladas}$$

pulg	lb/pie	CLASIFICACION	ESP.	D.I.	D.E.	AREA TRANS.	REDUC. AREA.	PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO API					
			pulg	pulg	pulg	pulg ²	%		E75	X95	G105	S135		
4	14.00	Nuevo	0.330	3.340	4.000	3.805		Colapso	psi	11,354	14,382	15,896	20,100	
								Tensión	lb	285,359	361,454	399,502	513,600	
								Presión Interna	psi	10,828	13,716	15,159	19,400	
								Torsión	lb-pie	23,288	29,498	32,603	41,900	
		Premium	0.264	3.340	3.868	2.989	78.56		Colapso	psi	9,012	10,795	11,622	13,800
									Tensión	lb	224,182	283,963	313,854	403,500
									Presión Interna	psi	9,900	12,540	13,860	17,800
									Torsión	lb-pie	18,196	23,048	25,474	32,700
		2ª	0.231	3.340	3.802	2.592	68.11		Colapso	psi	7,295	8,570	9,134	10,500
									Tensión	lb	194,363	246,193	272,108	349,800
									Presión Interna	psi	8,663	10,973	12,128	15,500
									Torsión	lb-pie	15,738	19,935	22,034	28,300

Tabla. 24 De esta tabla se obtiene la resistencia a la tensión para la tubería de 4 pg- 14 lb/ft.

5. Se determina el margen de jalón para la tubería de perforación, utilizando la ecuación 23 y la tabla 17. Considerando un diámetro de cuñas de 12 pg para la tubería de perforación de 4pg.

$$M_j > M_{TP} \left[\frac{(E_T)}{(E_C)} - 1 \right] \quad M_j > 107 \text{ toneladas} [1.45 - 1] \quad M_j > 48.15 \text{ toneladas}$$

Como se puede observar el margen de jalón debe ser mayor a 55.8 toneladas, por lo que fijaremos el margen de jalón en **50 toneladas**.

6. Se determina la tensión de trabajo con la ecuación 24.

$$T_T = M_{TP} - M_j \quad T_T = 107 \text{ (ton)} - 50 \text{ (ton)} = \mathbf{57 \text{ toneladas}}$$

7. Se determina la longitud de la sección de tubería de perforación. Para este paso utilizaremos la ecuación 25.

$$L_{TT(\text{SEC } 1)} = \frac{\left(\frac{T_T(\text{sec } 1)}{F_F} \right) - 1.49 \times 10^{-3} (P_{LB} * L_{LB} + P_{TP} * L_{TP})}{1.49 \times 10^{-3} * P_{TT(\text{sec } 1)}}$$

$$L_{TT(\text{SEC } 1)} = \frac{\left(\frac{57 \text{ toneladas}}{0.8536} \right) - 1.49 \times 10^{-3} (46.83 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 243 \text{ m} + 26 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 162 \text{ m})}{1.49 \times 10^{-3} * 14 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}} = \mathbf{2087 \text{ m}}$$

5.11 Selección de barrenas por etapa

Selección de barrena para la segunda etapa

La barrena que se seleccionó para esta etapa es una barrena PDC de 12.25 pg. La selección de dicha barrena tiene su justificación en los siguientes aspectos

Litología: La litología a 400 metros no se especifica en el programa de perforación, pero se considera que a esa profundidad la litología está compuesta de rocas suaves o material no fuertemente consolidado, por lo tanto la barrena PDC es una óptima selección.

Velocidad de rotación: Las barrena PDC tienen un excelente desempeño a altas revoluciones por minuto (RPM), para la segunda etapa la barrena PDC será sometida a un rango de 60 – 90 RPM.

Selección de barrena para la tercera etapa

La barrena que se seleccionó para esta etapa es una barrena PDC de 8.5 pg. La selección de dicha barrena tiene su justificación en los siguientes aspectos

Litología: Las formaciones que perforara la barrena PDC son **Guayabal** (lutitas de color gris con intercalaciones de areniscas de grano fino), **Chicontepec Superior** (areniscas calcáreas), **Chicontepec Medio** (Secuencia de lutitas gris verdoso, gris y café), **Chicontepec Inferior** (lutitas suaves, ligeramente arenosas), **Méndez** (lutitas y margas de color gris y gris verdoso, incluye calizas arcillosas), **San Felipe** (mudstone y wackestone alternadas con capas de lutitas) y **Agua Nueva** (calizas arcillosas con laminaciones de lutitas y calizas wackestone).

En lo general la litología consiste de rocas suaves a rocas medias, por lo que la barrena PDC es una óptima selección para este tipo de litología.

Fluido de perforación: El fluido de perforación que se utiliza en la tercera etapa es una emulsion inversa (base aceite), lo cual mejora el desempeño de la barrena PDC

Velocidad de rotación: Las barrena PDC tienen un excelente desempeño a altas revoluciones por minuto (RPM), para la segunda etapa la barrena PDC será sometida a un rango de 90 – 140 RPM.

Estabilidad: Proporciona una gran estabilidad del pozo (durante la desviación del pozo) y además se puede utilizar con motor de fondo (el cual trabaja a altas velocidades de rotación).

Selección de barrena para la cuarta etapa

La barrena que se seleccionó para esta etapa es una barrena bicéntrica de 6.125 pg. La selección de dicha barrena tiene su justificación en los siguientes aspectos

Litología: La cuarta etapa contempla perforar la formación productora **Tamabra** (brechas carbonatadas), por lo que es necesario ampliar el diámetro del pozo para poder colocar la última tubería de revestimiento corta (liner) sin problemas y además tener el espacio suficiente para las operaciones de terminación y producción.

5.12 Resultados reales del programa de perforación del pozo Mecatepec 118.

En este último apartado se muestra el diseño de la sarta que se fue empleado en el pozo Mecatepec 118, con el objetivo de que el lector pueda realizar comparaciones con los resultados aquí obtenidos y pueda formar su propio criterio.

Diseño segunda etapa de perforación

Ítem	Componente	Longitud (m)	Acumulada (m)	OD (in)	ID (in)	Peso Nominal (lb/ft)	OD Aleta (in)
0	Barrena	0.61	0.61	12.250	0.000	0.00	0.000
1	Doble Caja Estab	1.00	1.61	8.250	2.813	161.00	12.125
2	VCP	1.00	2.61	8.000	3.000	147.20	0.000
3	Lastrabarrena Corto	4.00	6.61	8.000	3.000	147.02	0.000
4	Estabilizador	1.83	8.44	8.000	2.813	150.50	12.125
5	Lastrabarrena	9.00	17.44	8.000	3.000	147.02	0.000
6	Estabilizador	1.25	18.69	8.000	2.813	150.50	12.125
7	Lastrabarrena	18.00	36.69	8.000	3.000	147.02	0.000
8	Estabilizador	1.25	37.94	8.000	2.813	150.50	12.125
9	Lastrabarrena	27.00	64.94	8.000	3.000	147.02	0.000
10	Comb 6 5/8" Reg x 4IF	1.00	65.94	6.750	2.500	105.21	0.000
11	Lastrabarrena	27.00	92.94	6.500	2.813	91.65	0.000
12	T.P.E.	108.00	200.94	4.500	2.750	42.00	0.000
13	Comb 4 IF x XT39	0.50	201.44	4.500	2.500	74.00	0.000
14	T.P.	198.64	400.08	4.500	3.825	16.60	0.000

Tabla. 25 Diseño de la segunda etapa de perforación, obtenido en el programa de perforación. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118, Pemex.

Diseño tercera etapa de perforación

Ítem	Componente	Longitud (m)	Acumulada (m)	OD (in)	ID (in)	Peso Nominal (lb/ft)
1	Barrena PDC	0.42	0.26	8.500	0.000	0.00
2	RSS 6 3/4" X 8 1/2"	4.53	4.79	8.375	1.625	79.00
3	Hel. Estab 6 3/4" x 8 1/2"	6.77	11.56	6.750	1.920	100.00
4	DC Monel	9.48	21.04	6.750	1.920	99.00
5	Estabilizador 6 3/4" x 8 1/2"	1.37	22.41	6.750	1.920	100.00
6	Comb (P) 4 1/2 IF x (c) 4 IF	0.80	23.21	6.750	2.813	488.98
7	LASTRABARRENA	81.00	104.21	6.500	2.813	149.20
8	Comb (P) 4IF x (C) 4 1/2"IF	0.80	105.01	6.500	2.750	91.65
9	MARTILLO	9.00	114.01	6.750	2.813	42.00
10	Comb (P) 4 1/2 IF x (C) 4 IF	0.80	114.81	4.500	2.750	149.20
11	LASTRABARRENA	27.00	141.81	6.500	2.750	97.50
12	TP EXTRAPESADA	108.00	249.81	4.500	2.750	149.20
13	Comb (P) 4IF x (C) XT-39	0.80	250.61	5.000	2.750	42.00
14	T.P.	2023.00	2273.61	4.000	3.341	14.00

Tabla. 26 Diseño de la tercera etapa de perforación, obtenido en el programa de perforación. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118, Pemex.

Diseño cuarta etapa de perforación

Ítem	Componente	Longitud (m)	Acumulada (m)	OD (in)	ID (in)	Peso Nominal (lb/ft)	OD Aleta (in)
0	Barrena PDC bicen	0.40	0.40	6.125	0.000	0.00	0.000
1	Doble Caja Estab	1.00	1.40	4.750	2.250	46.70	6.000
2	VCP	0.50	1.90	4.750	2.250	46.83	0.000
3	Lastrabarrena corto	4.00	5.90	4.750	2.810	46.83	0.000
4	Estabilizador	1.50	7.40	4.750	2.810	46.70	6.000
5	Lastrabarrena	9.00	16.40	4.750	2.810	46.83	0.000
6	Estabilizador	1.50	17.90	4.750	2.250	46.70	6.000
7	Lastrabarrena	18.00	35.90	4.750	2.810	46.83	0.000
8	Estabilizador	1.50	37.40	4.750	2.810	46.70	6.000
9	Lastrabarrena	81.00	118.40	4.750	2.810	46.83	0.000
10	T.P.E.	54.00	172.40	3.500	2.063	26.00	0.000
11	Martillo	9.68	182.08	4.750	1.875	29.92	0.000
12	T.P.E.	108.00	290.08	3.500	2.063	26.00	0.000
13	Comb 4 IF x XT39	0.50	290.58	4.500	2.500	74.00	0.000
14	T.P.	2341.00	2631.58	4.000	3.341	14.00	0.000

Tabla. 27 Diseño de la cuarta etapa de perforación, obtenido en el programa de perforación. Programa de perforación Pozo Mecatepec 118, Pemex.

CONCLUSIONES

Solo mediante la perforación de pozos petroleros es posible confirmar la existencia de posibles yacimientos.

La perforación de pozos petroleros mediante el método de percusión, fue en método más usado en la antigüedad aun cuando esta técnica perforaba tan solo algunos metros en muchos días, aun así este método fue empleado durante 70 años.

El desarrollo de las técnicas de perforación permitió el uso de la perforación rotaria, la cual consiste en aplicar torsión a una sarta de perforación que lleva una barrena al final de dicha sarta, obteniéndose buenos resultados con esta técnica como son (mejores tiempos de perforación, mayores profundidades alcanzadas, mayor control del pozo y reducción de accidentes). La perforación rotaria sigue siendo empleada hasta nuestros días y seguirá evolucionando.

La sarta de perforación es un conjunto de herramientas y tuberías unidas, mediante la cual se transmite la rotación para lograr que la herramienta de corte (barrena) pueda girar y cortar la roca.

Las herramientas que conforman una sarta de perforación son seleccionadas de acuerdo a las operaciones que se vayan a realizar, los posibles problemas que pudiesen surgir y a los objetivos que se quieran alcanzar. Entre las herramientas fundamentales y más usadas en pozos petroleros tenemos los lastrabarrenas y tubería pesada (herramienta-tubería), martillos, estabilizadores, combinaciones, juntas de seguridad y barrenas.

La tubería de perforación es la que conforma en su mayoría a la sarta de perforación, es gracias a la tubería de perforación que es posible ir alcanzando profundidades cada vez mayores. Es por esto que el proceso de fabricación de la tubería de perforación es de vital importancia, ya que la calidad del material empleado para su fabricación (acero) le dará a la tubería sus propiedades como la resistencia, dureza, maleabilidad y rigidez.

El grado de acero con que fue elaborada la tubería de perforación así como la usabilidad de esta, son determinantes para indicar la resistencia que la tubería tiene a los esfuerzos a los cuales se somete (tensión, compresión, presión interna, presión externa y corrosión).

Una correcta selección de la barrena que se empleara durante la perforación, ahorra costos económicos ya que si la selección es la correcta, nuestra barrena perforara sin problemas la formación para la cual fue seleccionada, esto nos permitirá perforar más metros en menor tiempo y nos evitara perder tiempo en cambio de barrena.

La selección de la barrena depende de varios factores como son, el tipo de litología, el fluido de perforación que se empleara, peso sobre barrena, la velocidad de rotación, diseño del pozo, costos económicos y las correlaciones que se tengan de otros pozos cercanos.

El diseño de la sarta de perforación es una metodología que requiere de una gran recopilación de información tal como, la profundidad total del pozo, el diseño del pozo, densidad de fluidos de perforación, peso sobre barrena, margen de jalón ,factores de seguridad, la disponibilidad de tubulares y herramientas, información geológica y correlación de pozos vecinos. Entre más información disponible se tenga, el diseño de la sarta de perforación podrá cubrir las necesidades y requerimientos de la perforación.

CONCLUSION DEL CASO PRÁCTICO

El caso práctico que se propone en este trabajo permitió analizar la metodología del diseño de sarta de perforación, ya que hubo la necesidad de familiarizarse con el programa de perforación y extraer la información necesaria para el desarrollo de los cálculos.

En algunos casos, el alumno tuvo que emplear su propio criterio y experiencias adquiridas en clases y prácticas de campo, debido a que el programa de perforación del pozo Mecatepec 118 no indicaba ciertos parámetros, como el margen de jalón, el cual fue establecido por el alumno en base a sus conocimientos e información recopilada en este trabajo.

Los resultados que se obtuvieron fueron muy satisfactorios, con ligeras variaciones en algunos casos, esto debido al criterio usado por el alumno, aun si se cumplió el objetivo más importante que es la comprensión y análisis de la información, parámetros y metodología empleados.

Cabe mencionar que muchos de los criterios empleados en la elaboración del programa de perforación de PEMEX son resultado de años de experiencia en campo y de los resultados obtenidos anteriormente con otros pozos.

RECOMENDACIONES

Para mejorar el diseño de sartas de perforación se recomienda contar la mayor cantidad posible de información de pozos de correlación como **información geológica** (litología, registros geofísicos, núcleos), parámetros de operación (velocidad de penetración, peso sobre barrena, densidades de lodos), programa de tuberías (grado, clase) y los resultados obtenidos en los pozos de correlación.

Para establecer el **margen de jalón** se recomienda apoyarse en los márgenes que se hayan establecido en pozos de correlación y así poder compararlos con el margen de jalón que se calcula para el pozo considerando el efecto de *cuñas*, *arrastre* y *pegaduras*. Esta comparación entre márgenes de jalón nos permitirá establecer un margen de jalón con mayor seguridad. También es importante considerar que el margen de jalón disminuye conforme a la profundidad de cada tubería de perforación.

Se recomienda el uso de barrenas PDC para la perforación de etapas muy profundas, en las cuales se quiera evitar perder tiempo por cambio de barrena. Además las barrenas PDC perforan un amplio rango de formaciones sin problemas.

Para obtener información acerca de las propiedades mecánicas y resistencias a esfuerzos de las tuberías de perforación, se debe revisar el prontuario de TAMSA ya que es el proveedor principal de tuberías para PEMEX.

Se recomienda que la colocación de martillos de perforación se haga por encima de la sección de tubería de perforación con mayor resistencia a la tensión, mayor grado y clase nueva ó Premium, ya que bajo estas condiciones el martillo de perforación puede trabajar con mayores tensiones sin riesgo a fallas en la tubería 'por tensión.

Se recomienda el uso de barrenas bicentricas para repasar el diámetro del pozo y así poder asentar tuberías de revestimiento sin problemas, esto es más recomendado en la formación productora, ya que reducimos el daño que se puede producir por atascamientos.

BIBLIOGRAFIA

1. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un siglo de la perforación en México. Tomo 8 – Diseño de la perforación de pozos.**
2. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un siglo de la perforación en México. Tomo 5 – Tuberías.**
3. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un siglo de la perforación en México. Tomo 4 – Barrenas e hidráulica de la perforación.**
4. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Manual de perforación. Manual para ayudante de perforador (cabo), perforador y malacatero.**
5. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Guía para el diseño de sargas de perforación.**
6. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. División Norte. Unidad Operativa Poza Rica – Altamira. **Programa de perforación pozo Mecatepec 118, equipo PM-3003.**
7. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Guía para la selección de barrenas.**
8. Bourgoyne Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. **Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers.**

9. Schlumberger.**Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – La sarta de perforación.**

10. Schlumberger.**Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – Diseño de la sarta de perforación y herramientas de fondo.**

11. PDVSA. **Presentación- Diseño dela sarta de perforación.**

12. Hawker David., Vogt Karen., Robinson Allan. **DATALOG-Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo.**

13. **Prontuario Tenaris-Tamsa.**

INDICE DE FIGURAS

FIGURAS

FIG. 1. 1 PRIMEROS POZOS PETROLEROS EN EEUU EN PIONER RUN, OIL CREEK ALREDEDOR DE 1870.	4
FIG. 1. 2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN A PERCUSIÓN.....	6
FIG. 1. 3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN A PERCUSIÓN.....	8
FIG. 1. 4 ESQUEMA QUE MUESTRA EL DISEÑO DE UNA SARTA DE PERFORACIÓN.	9
FIG. 2. 1 LA FLECHA LOGRA GIRAR POR LA ROTACIÓN DEL KELLY BUSHINGS EL CUAL FORMA PARTE DEL SISTEMA DE ROTACIÓN DEL EQUIPO DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN. POZO MECATEPEC 118, TIHUATLAN, VERACRUZ.	10
FIG. 2. 2 EL SUSTITUTO DE FLECHA EVITA EL DESGASTE LA ROSCA DE LA FLECHA CUANDO SE AÑADE UNA TUBERÍA DE PERFORACIÓN MÁS.....	10
FIG. 2. 3 EL SUSTITUTO DE KELLY EVITA EL DESGASTE LA ROSCA DEL KELLY CUANDO SE AÑADE UNA TUBERÍA DE PERFORACIÓN MÁS.	11
FIG. 2. 4 FORMA EN LA QUE SE ENROSCA LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, SE PUEDE OBSERVAR LA CONEXIÓN Y EL CUERPO DE LA TUBERÍA.....	12
FIG. 2. 5 LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN ES SUBIDA AL PISO DE PERFORACIÓN MEDIANTE ESTA RAMPA. POZO MECATEPEC 118, POZA RICA, VER.	12
FIG. 2. 6 UBICACIÓN DEL PUNTO NEUTRO DENTRO Y FUERA DE LA SECCIÓN DE LASTRABARRENAS LO CUAL OCASIONA EL PANDEO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.	13
FIG. 2. 7 LASTRABARRENA CORTO, PATIO DE TUBERÍA, ACTIVO SAMARIA-LUNA EN TABASCO.....	14
FIG. 2. 8 LASTRABARRENA LISO O CONVENCIONAL.	14
FIG. 2. 9 LASTRABARRENA ESPIRALADO.	15
FIG. 2. 10 LASTRABARRENA NO MAGNÉTICO EL MODELO LARGO Y CORTO SON IGUALES.....	15
FIG. 2. 11 PARTES DE LAS QUE SE COMPONE UN LASTRABARRENA.....	16
FIG. 2. 12 UNA INCORRECTA SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LOS LASTRABARRENAS PODRÍA ORIGINAR PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN.	17
FIG. 2. 13 (A) TUBERÍA PESADA CONVENCIONAL, (B) TUBERÍA PESADA EN ESPIRAL.	19
FIG. 2. 14 IDENTIFICACIÓN DE LA TUBERÍA PESADA (RECALCADO).....	19
FIG. 2. 15 MARTILLO.....	20
FIG. 2. 16 HINCHAMIENTO Y DERRUMBE	21
FIG. 2. 17 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS	21
FIG. 2. 18 LEVANTAMIENTO DE SOLIDOS.....	21
FIG. 2. 19 MALA LIMPIEZA DEL POZO	21
FIG. 2. 20 ATRAPAMIENTO LATERAL DEBIDO A UNA “PATA DE PERRO”	22
FIG. 2. 21 ATRAPAMIENTO OCASIONADO POR UN CAMBIO DE BARRENA LA CUAL QUEDA ATRAPADA EN AGUJEROS DE DIÁMETRO MUY REDUCIDO.	22
FIG. 2. 22 ATRAPAMIENTO POR PRESIÓN DIFERENCIAL, ORIGINADA POR PERFORAR ZONAS MUY PERMEABLES, LO QUE OCASIONA QUE EL FLUIDO DE PERFORACIÓN ENTRE A LA FORMACIÓN PEGANDO LA TUBERÍA A LA PARED, CREANDO ASÍ UN VACÍO.	22
FIG. 2. 23 ALGUNOS TIPOS DE ESTABILIZADORES.	26
FIG. 2. 24 ALGUNOS TIPOS DE ESCARIADORES.....	26

FIG. 2. 25 EJEMPLO DE UN RIMADOR, ESTE ES UN RIMADOR DE TRES PUNTOS CERCA DE LA BARRENA.....	27
FIG. 2. 26 JUNTA DE SEGURIDAD.....	28
FIG. 2. 27 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN CON ASIENTO DE ESFERA.....	28
FIG. 2. 28 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN TIPO CHARNELA.....	28
FIG. 2. 29 COMBINACIONES.....	30
FIG. 2. 30 PORTABARRENA.....	30
FIG. 2. 31 BARRENA.....	31
FIG. 2. 32 MOTOR DE FONDO Y SU FUNCIONAMIENTO.....	31
FIG. 2. 33 EL SISTEMA TOP DRIVE.....	32
FIG. 2. 34 EL SISTEMA DE ROTACIÓN.....	32
FIG. 3. 1 TUBERÍA CON COSTURA.....	34
FIG. 3. 2 TUBERÍA SIN COSTURA UTILIZADA EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	34
FIG. 3. 3 FLUJO DEL PROCESO DE ACERÍA. SE MUESTRA EL HORNO ELÉCTRICO DE FUSIÓN, HORNO DE AFINACIÓN Y VACIADO DEL ACERO.....	35
FIG. 3. 4 MÁQUINA DE COLADA CONTINUA DE BARRAS REDONDAS.....	35
FIG. 3. 5 LAMINADO CONTINUO A MANDRIL RETENIDO.....	36
FIG. 3. 6 TRATAMIENTO DE TEMPLE.....	37
FIG. 3. 7 HORNO DE REVENIDO.....	37
FIG. 3. 8 CUANDO EL PIÑÓN NO TIENE NINGUNA MARCA, ES INDICATIVO DE QUE SE TRATA DE UNA TUBERÍA ESTÁNDAR EN PESO Y GRADO.....	39
FIG. 3. 9 CUANDO LA RANURA SE LOCALIZA EN EL CENTRO DEL PIÑÓN, O SEA EN LA SECCIÓN DE LA LLAVE, COMO SE APRECIA EN LA FIGURA, LA TUBERÍA SERÁ DE GRADO ESTÁNDAR Y ALTO PESO.....	39
FIG. 3. 10 SI LA RANURA E LOCALIZA EN LA BASE Y ADEMÁS TIENE UNA ACANALADURA EN LA PARTE CENTRAL DEL PIÑÓN, O SEA EN LA PARTE CENTRAL DONDE SE SUJETA LA LLAVE, SERÁ UNA TUBERÍA DE PESO ESTÁNDAR Y ALTA RESISTENCIA.....	39
FIG. 3. 11 SI EL PIÑÓN TIENE LA ACANALADURA EN LA BASE Y LA RANURA EN EL CENTRO, SE TRATARA DE UNA TUBERÍA DE ALTO PESO Y ALTA RESISTENCIA.....	39
FIG. 3. 12 CÓDIGO API DE COLORES.....	40
FIG. 3. 13 IDENTIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO.....	41
FIG. 3. 14 EN LA IZQUIERDA SE MUESTRA UN UNA CAJA CON SU RESPECTIVO PIÑÓN. EN LA DERECHA, EL MAQUINADO DE UN PIÑÓN.	42
FIG. 3. 15 JUNTA ACOPLADA.....	42
FIG. 3. 16 JUNTA INTEGRAL.....	42
FIG. 3. 17 JUNTA RECALCADA.....	44
FIG. 3. 18 JUNTA LISA.....	44
FIG. 3. 19 JUNTA FORMADA.....	45
FIG. 3. 20 JUNTA ACOPLADA.....	45
FIG. 3. 21 LA APLICACIÓN DE UN ESFUERZO O CARGA SOBRE UN MATERIAL ORIGINA LA DEFORMACIÓN DE ESTE.....	46
FIG. 3. 22 COMPORTAMIENTO TÉRMICO DE LA CEDENCIA.....	47
FIG. 3. 23 FALLA POR COLAPSO.....	47
FIG. 3. 24 CONTORNO DE UNA TUBERÍA OVALADA.....	48
FIG. 3. 25 SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA TUBERÍA EXCÉNTRICA OVALADA.....	48
FIG. 3. 26 COMPORTAMIENTO DE COLAPSO.....	49
FIG. 3. 27 EFECTO DE LA PRESIÓN INTERNA EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	51
FIG. 3. 28 EFECTO TENSIÓN EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	52

FIG. 3. 29 AGRIETAMIENTO DE LA TUBERÍA POR H ₂ S.	53
FIG. 4. 1 BARRENA TRICÓNICA	55
FIG. 4. 2 BARRENAS ESPECIALES.	55
FIG. 4. 3 BARRENAS DE CORTADORES FIJOS.	55
FIG. 4. 4 BARRENA TRICONICA DE DIENTES MAQUINADOS.....	56
FIG. 4. 5 BARRENA TRICONICA DE DIENTES INSERTADOS DE CARBURO DE TUNGSTENO	56
FIG. 4. 6 BALERO ESTÁNDAR.....	56
FIG. 4. 7 CHUMACERA	56
FIG. 4. 8 BALERO SELLADO.	56
FIG. 4. 9 CUERPO DE UNA BARRENA TRICONICA.....	57
FIG. 4. 10 LA ROCA FALLA POR ESFUERZOS COMPRESIVOS.	57
FIG. 4. 11 LAS BARRENAS DE CORTADORES FIJOS A EXCEPCIÓN DE LAS PDC TIENEN VÍAS DE AGUA PARA LA CIRCULACIÓN DEL FLUID DE PERFORACIÓN	61
FIG. 4. 12 LA ROCA FALLA POR ESFUERZOS DE CORTE.....	61
FIG. 4. 13 CORONAS DE DIAMANTE NATURAL.	62
FIG. 4. 14 BARRENAS DESVIADORAS (SIDE TRACK).....	62
FIG. 4. 15 BARRENA TSP.....	63
FIG. 4. 16 BARRENA PDC.....	64
FIG. 4. 17 MECANISMO DE CORTE DE LA BARRENA PDC.	64
FIG. 4. 18 BARRENA NUCLEADORA, LA CUAL PRESERVA EL NÚCLEO DENTRO DEL BARRIL NUCLEADOR.	67
FIG. 4. 19 BARRENA BICENTRICA TRICONICA.....	67
FIG. 4. 20 BARRENA AMPLIADORA TRICONICA.....	67
FIG. 4. 21 SE PUEDE OBSERVAR QUE LA BARRENA DE CORTADORES FIJOS ES LA QUE REQUIERE MENOR ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA A LO LARGO DEL INTERVALO.	75
FIG. 4. 22 GRAFICA DE ES VS AVANCE ACUMULADO.	81
FIG. 4. 23 GRAFICA DE REGISTRO DE TORQUE EN SUPERFICIE VS AVANCE ACUMULADO.....	81
FIG. 4. 24 GRAFICA QUE MUESTRA LA VARIACIÓN DEL COSTO POR METRO PERFORADO EN RELACIÓN AL DESGASTE DE LA BARRENA.	82
FIG. 5. 1 CONFIGURACIONES DE ENSAMBLE DE FONDO.	83
FIG. 5. 2 UN BLOQUE METÁLICO DE UN VOLUMEN DE 100 CM ³ , EL CUAL SE HUNDE EN AGUA, DESPLAZA UN VOLUMEN DE AGUA CUYO PESO APROXIMADO ES DE 1 N, POR LO QUE PARECERÍA QUE EL BLOQUE PESA 1N MENOS.....	85
FIG. 5. 3 CARGAS DE TENSIÓN EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	90
FIG. 5. 4 FUERZA DE PÉNDULO Y DE PANDEO SOBRE EL ENSAMBLE DE FONDO	94
FIG. 5. 5 ENSAMBLES DE FONDO PARA INCREMENTAR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN.....	96
FIG. 5. 6 ENSAMBLES DE FONDO PARA REDUCIR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN.....	96
FIG. 5. 7 ENSAMBLES DE FONDO PARA MANTENER EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN.	96
FIG. 5. 8 UBICACIÓN DEL POZO MECATEPEC 118. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.	97
FIG. 5. 9 ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.	99

TABLAS

TABLA. 1 RANGOS DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	12
TABLA. 2 SELECCIÓN DIÁMETRO DE LASTRABARRENAS	18
TABLA. 3 CODIGO DE COLORES API PARA TUBERIAS Y CONEXIONES	40
TABLA. 4 GRADOS MÁS COMUNES DE TUBERÍA.....	41
TABLA. 5 TIPOS DE GRADO EN LOS QUE SE PUEDE FABRICAR UNA TUBERÍA.	41
TABLA. 6 DIFERENTES GRADOS DE TUBERÍAS CON RESPECTIVAS RESISTENCIAS DE CEDENCIA.	46
TABLA. 7 TIPO DE COLAPSO O FALLA EN BASE A LA ESBELTEZ DE LA TUBERÍA, CUANDO NO EXISTE TENSIÓN AXIAL.....	49
TABLA. 8 COEFICIENTES PARA EL COLAPSO.....	51
TABLA. 9 CÓDIGO IADC PARA BARRENAS TRICONICAS.	60
TABLA. 10 CÓDIGO IADC PARA BARRENAS DE DIAMANTE.	66
TABLA. 11 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LAS BARRENAS DE DIENTES DE ACERO MAQUINADO.....	72
TABLA. 12 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LAS BARRENAS DE DIENTES DE INSERTOS DE CARBURO DE TUNGSTENO.....	73
TABLA. 13 GUÍA DE SELECCIÓN DE BARRENAS DE DIAMANTE.	73
TABLA. 14 REGISTRO DE BARRENA.....	74
TABLA. 15 ANALISIS COSTO-METRO	77
TABLA. 16 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL COSTO POR METRO PERFORADO.....	78
TABLA. 17 CONSTANTE DE EFECTO DE CUÑAS PERFORACIÓN	90
TABLA. 18 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESPERADA DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO MECATEPEC 118. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.....	98
TABLA. 19 PROGRAMA DE BARRENAS, CON LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN; DE ESTA TABLA SE OBTIENE LOS RANGOS PARA EL PESO SOBRE BARRENA. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.....	98
TABLA. 20 SE MUESTRA LOS DIÁMETROS DE BARRENAS, DIÁMETROS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO, TIPO Y DENSIDADES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN PROGRAMADOS PARA CADA ETAPA. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.....	98
TABLA. 21 DE ESTA TABLA SE OBTIENE LA RESISTENCIA A LA TENSIÓN PARA LA TUBERÍA DE 4.5 PG -16.60 LB/FT.....	102
TABLA. 22 DE ESTA TABLA SE OBTIENE LA RESISTENCIA A LA TENSIÓN PARA LA TUBERÍA DE 4 PG- 14.02 LB/FT.....	102
TABLA. 23 DE ESTA TABLA SE OBTIENE LA RESISTENCIA A LA TENSIÓN PARA LA TUBERÍA DE 4 PG- 14 LB/FT.....	105
TABLA. 24 DE ESTA TABLA SE OBTIENE LA RESISTENCIA A LA TENSIÓN PARA LA TUBERÍA DE 4 PG- 14 LB/FT.....	108
TABLA. 25 DISEÑO DE LA SEGUNDA ETAPA DE PERFORACIÓN, OBTENIDO EN EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.....	111
TABLA. 26 DISEÑO DE LA TERCERA ETAPA DE PERFORACIÓN, OBTENIDO EN EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.....	112
TABLA. 27 DISEÑO DE LA CUARTA ETAPA DE PERFORACIÓN, OBTENIDO EN EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO MECATEPEC 118, PEMEX.....	112