

01124
30



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE RENTABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA
DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA
DE REVESTIMIENTO EN MÉXICO”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
MARIA DEL CARMEN PÉREZ SOTO

DIRECTOR: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ
ASESOR: M.I. JOSÉ LUIS GONZÁLEZ GONZÁLEZ



MÉXICO, D.F., CD UNIVERSITARIA NOVIEMBRE 2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A



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.



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-537

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SRITA. MARÍA DEL CARMEN PÉREZ SOTO
Presente

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

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN MÉXICO

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

- I DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN CON TR
 - II RAZONES PARA PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
 - III DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS CON LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING)
 - IV ALTERNATIVAS DEL USO DE LA PERFORACIÓN CON TR
 - V ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN COMPARACIÓN CON LA TÉCNICA CONVENCIONAL
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 9 de junio de 2003

EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

B

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE RENTABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA
PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN MÉXICO”

Tesis Presentada por:

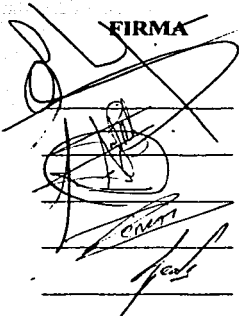
MARÍA DEL CARMEN PÉREZ SOTO

Dirigida por: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.

Jurado de examen profesional:

ASIGNACIÓN	NOMBRE
PRESIDENTE	M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA
VOCAL	M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ
SECRETARIO	M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
1ER SUPLENTE	ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO
2DO SUPLENTE	ING. FERNANDO ROSIQUE NARANJO

FIRMA



The image shows a grid of horizontal lines with several handwritten signatures written across them. The signatures are in black ink and appear to be the names of the jury members listed in the table to the left. The word 'FIRMA' is printed at the top of the grid.

AGRADECIMIENTOS

Dedico esta tesis a la persona que ha sido lo más importante en mi vida, mi Madre, que con su ejemplo me ha guiado por el buen camino sembrando, en mí los más preciados valores para vivir la vida, con tu amor, paciencia, cariño y dedicación me demuestras día a día que eres el mejor regalo que Dios ha puesto en mi vida, gracias.

A ti Padre (†) que dejaste en cada uno de nosotros la tenacidad para lograr lo que se quiere, no importando los obstáculos que se presenten para llegar, sigues con nosotros en cada paso, gracias.

A mis hermanos Andres, Maria, Federico, Eduardo, Silvia, Rosario, José, Carlos, por ser sólidos eslabones de una incomparable cadena familiar, gracias por ayudarme, orientarme y motivarme en los momentos justos, los quiero y los admiro.

A mi gran compañero, amigo, confidente, etc. Antonio, gracias por tan hermosos momentos, eres una parte muy importante de todo esto, me faltan palabras para expresar todo lo que quisiera decirte.

A mis sobrinos Sandy, Fernando, Juan Manuel, Lili, Alex, Eli, Omar, Erika, Jesús, Bryan y los que están por llegar, son la luz y alegría de la familia.

A mis mejores amigas Mary, Gaby, Refugio, Rosario por compartir conmigo de todo, como nos hemos divertido, gracias por su apoyo.

A mis grandes amigos Raymundo, Ricardo, Fernando, Colli, Jaime, Raúl porque no se necesitan grandes discursos para ser siempre amigos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por ser el pilar de mi formación y permitirme alcanzar mis anhelos.

A los Ingenieros José Ángel Gómez Cabrera, José Martínez Pérez y José Luis González González por su ayuda en la realización de este trabajo, su amistad y por ser un gran ejemplo que me motiva día a día a hacer más y mejores cosas.

A los Ingenieros Nestor Martínez Romero, Fernando Rosique Naranjo, Martín Terrazas Romero por su compromiso con la academia, la atención prestada a este trabajo y su interés por formar a los mejores Ingenieros.

ÍNDICE

	PAG.
<u>Resumen.</u>	1
<u>Introducción.</u>	3
<u>I. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN CON TR.</u>	5
I.1 Modificaciones al equipo de perforación convencional.	6
I.2 Segunda generación de herramientas para la perforación con TR	27
<u>II. RAZONES PARA PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.</u>	30
II.1 Problemas potenciales en la perforación convencional.	31
II.2 Consideraciones para llevar a cabo la perforación con TR	33
II.3 Ventajas generales técnicas y operativas del sistema de perforación con tubería de revestimiento.	35
II.4 Ahorro de Tiempos.	36
II.5 Ahorro de Costos.	38
<u>III. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS CON LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING).</u>	40
III.1 Diseño de la Sarta para perforar con TR.	42

III.1.1 Diseño y selección de Tuberías de Revestimiento.	44
III.1.1.1 Tipos de tuberías de revestimiento.	44
III.1.1.2 Selección de profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.	46
III.1.1.3 Procedimiento para la selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.	48
III.1.1.4 Diseño de TR's.	53
III.1.1.5 Pandeo.	55
III.1.1.6 Fatiga.	57
III.1.1.7 Colapso.	58
III.1.1.7.1 Factores causales del colapso en tuberías de revestimiento.	59
III.1.1.8 Presión interna.	60
III.1.1.9 Procedimiento general de diseño de sartas de revestimiento.	64
III.1.2 Aparejo de fondo.	65
III.1.2.1 Herramienta recuperadora DLA.	66
III.1.2.2 Estabilizadores.	67
III.1.2.3 Selección de juntas.	69
III.1.2.4 Barrena ampliadora hidráulica.	69
III.1.2.5 Barrena Piloto.	71
III.1.3 Herramientas adicionales.	77
III.1.3.1 Lastrabarrenas	77
III.1.3.2 Motor de fondo.	78
III.1.3.3 Sistema MWD.	80
III.1.3.4 Sistema LWD.	81
III.1.3.5 Herramientas cortadoras de núcleos.	81
III.2 Factores operativos de la Perforación con TR.	82
III.2.1 Peso sobre barrena.	82
III.2.2 Margen de jalón.	82

III.3 Hidráulica de la perforación con TR.	83
III.3.1 Reología del fluido de perforación.	86
III.3.2 Pérdida de presión por fricción en la sarta.	89
III.3.3 Régimen de flujo.	91
III.3.4 Densidad de Circulación Equivalente.	91
III.3.5 Limpieza del agujero.	92
III.3.6 Rotación de la sarta.	93
III.3.6 Condiciones de operación hidráulica.	94
III.4 Cementación para pozos perforados con TR.	95
III.4.1 Diseño de la cementación.	97
III.4.1.1 Cálculos necesarios para la operación de cementación.	98
III.4.1.2 Aditivos especiales.	100
III.4.1.3 Contaminación del cemento.	101
III.4.2 Procedimiento de cementación para perforación con tubería de revestimiento	102
IV. <u>ALTERNATIVAS DEL USO DE LA PERFORACIÓN CON TR.</u>	105
IV.1 Perforación direccional con tubería de Revestimiento.	105
IV.1.1 Cálculo de la trayectoria de un pozo direccional.	107
IV.1.2 Principios del aparejo de fondo.	107
IV.1.3 Dispositivos para la medición de la dirección.	114
IV.1.4 Equipo de desviación.	116
IV.2 Ámbito de aplicación de la tecnología Casing Drilling.	118
IV.3 Caso histórico de perforación con Tubería de Revestimiento	121

<u>V. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN COMPARACIÓN CON LA TÉCNICA CONVENCIONAL.</u>	127
V.1 Concepto de avalúo tecnológico.	127
V.2 Definición de estudio económico.	128
V.3 Indicadores de rentabilidad.	129
V.4 Análisis económico de pozos perforados con la tecnología convencional Y la tecnología Casing Drilling.	133

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**REFERENCIAS.**

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

RESUMEN

Este trabajo trata sobre los criterios generales para llevar a cabo la perforación con tubería de revestimiento, abarcando su diseño técnico, consideraciones de operación y los beneficios potenciales en cuanto a tiempos y costos evaluado mediante un análisis económico que refleje la rentabilidad de la utilización de la tecnología.

En el primer capítulo se describe el equipo para llevar a cabo la perforación con tubería de Revestimiento, resaltando los cambios que se deberán aplicar a un equipo de perforación convencional para el desarrollo y aplicación de esta tecnología, así como la descripción del equipo especialmente diseñado para la tecnología Casing Drilling.

En el segundo capítulo se hace una recopilación de la experiencia que se ha tenido en la utilización del sistema Casing Drilling, las ventajas operacionales y técnicas que el sistema puede aportar, así como diversos escenarios de ahorro de tiempo y costo que dependerán del ámbito de aplicación de la tecnología.

Luego de analizar el equipo y experiencias, el tercer capítulo trata del diseño de pozos con la tecnología Casing Drilling, que aunque sigue el diseño para perforación de pozos con la técnica convencional, requiere especial atención en puntos clave como es: diseño de tuberías de revestimiento que serán utilizadas como sarta de perforación y revestimiento debiendo incluir un análisis de los esfuerzos adicionales a los que estará sometida, selección de las conexiones, programa hidráulico adecuado que garantice la limpieza del pozo sin erosionarlo debido a la reducción del espacio anular y finalmente los parámetros operativos que deben mantenerse durante la utilización del sistema Casing Drilling.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Dentro del Capitulo cuatro se presentan las alternativas de aplicación de la tecnología de Casing Drilling estableciendo los límites técnicos y económicos de su aplicación, también se menciona su utilización para perforar direccionalmente, las consideraciones de diseño que deben realizarse para disminuir el riesgo de falla y los aparejos de fondo recomendados para esta práctica, adicionalmente se incluye un caso histórico de aplicación de la tecnología en el campo Tajín.

Finalmente, en el capítulo cinco se hace el análisis de rentabilidad económica de manera comparativa entre dos pozos, uno perforado convencionalmente y el otro aplicando la tecnología Casing Drilling utilizando los indicadores de rentabilidad como el Valor Presente Neto, la Relación Beneficio Costo, mediante el empleo de un Software comercial, limitando su evaluación a los aspectos de influencia para llevar a cabo la perforación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

La tecnología Casing Drilling surge con el objetivo de reducir los costos y optimizar los tiempos empleados en la perforación de pozos petroleros, para lo que se pensó en la sustitución de tubería de perforación por una sarta de tubería de revestimiento que sería usada para transmitir la energía mecánica al aparejo de fondo y proporcionar un conducto hidráulico para el fluido de perforación. En sus inicios la técnica fue acondicionada para su aplicación a los campos y con el equipo de perforación con el que cuenta por lo que el ahorro consistía solamente en tubería de perforación y los viajes con la sarta de tubería de revestimiento eran llevados a cabo cada vez que se tenía que cambiar o revisar alguna herramienta del aparejo de fondo, posteriormente se diseñó una herramienta para que mediante cable de acero fuera capaz de colocar y recuperar el aparejo de fondo, surgiendo el Sistema de Anclaje de la Sarta, con el que se podía dejar sentada la TR para posteriores trabajos de cementación o en su caso cambio o revisión, llevando fuera solo el aparejo de fondo.

Con ésta nueva herramienta surgieron nuevos detalles a considerar como lo es la recuperación del aparejo, que tiene que ser de tamaño que pase a través de la TR buscando que los ritmos de penetración sean comparables a los alcanzados en la perforación convencional para las formaciones de características semejantes lo que involucra factores de operación como adecuado peso sobre barrena, efectiva limpieza del pozo y que se pudiera cumplir cualquier operación llevada a cabo con la perforación convencional para lo que se diseñó un equipo especial para la aplicación de la tecnología

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Además de las situaciones que enfrenta la perforación utilizando Casing Drilling se ha observado de la aplicación de la tecnología que los beneficios pueden incrementarse no solo por el ahorro de la tubería de perforación si no que su principal ventaja es la eliminación de los viajes de la sarta y los problemas potenciales que esto generan dentro del pozo que reducen en mayores tiempos de perforación.

El diseño y análisis de cargas adicionales en la Tubería de Revestimiento y conexiones es indispensable para pensar en emplearlas para Casing Drilling además se debe tener un amplio conocimiento de las presiones de formación, fractura así como de posibles presiones anormales en cada una de las formaciones a perforar.

La aplicación de la tecnología ha tenido lugar en varios activos como o es Burgos y Poza Rica en donde se cuenta con la información extensa de pozos para el adecuado diseño del sistema de perforación con TR.

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

CAPITULO

I

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

En la perforación de pozos con un equipo rotatorio convencional se utiliza una sarta de perforación que consiste en tubería de perforación y un aparejo de fondo este último incluye lastrabarrena, diferentes herramientas y la barrena, la tecnología de perforación con tubería de revestimiento "Casing Drilling" se basa en eliminar el uso de tubería de perforación y lastrabarrenas que son parte del sistema rotatorio convencional y en su lugar utilizar la tubería de revestimiento como medio para transmitir la energía mecánica y proporcionar un conducto hidráulico para el fluido de perforación, utilizando cable de acero para colocar y retirar el aparejo de fondo a través de la tubería de revestimiento incorporando al aparejo de fondo un mecanismo para este propósito.

El equipo para perforar con tubería de revestimiento tiene cuatro diferencias básicas con el equipo de perforación convencional:

- 1) Instalación de una unidad de cable de acero con la potencia necesaria para ser capaz de colocar y recuperar el aparejo de fondo.
- 2) Instalación de una corona seccionada, un bloque viajero seccionado y un equipo de rotación móvil o Top Drive que facilitaran el manejo de la tubería y del cable de acero a través de la tubería.
- 3) Mecanismo de accionamiento que permite la colocación y recuperación del aparejo de fondo en la parte final de la sarta de tubería de revestimiento con línea de acero.
- 4) Colocación de una herramienta para el manejo de la tubería de revestimiento como sarta de perforación.

Es necesario el acondicionamiento del equipo superficial y el aparejo de fondo para alcanzar el objetivo fundamental del desarrollo del sistema de perforación con TR, que es reducir tiempos y por consiguiente los costos de perforación de los pozos, esto parece lograrse si la TR es introducida al pozo tan pronto como sea perforado el agujero, permitiendo un acceso permanente al pozo y evitando que la sarta sea sacada a la superficie cada vez que la barrena o el aparejo de fondo tenga que ser cambiado.

Debido a que el equipo de perforación empleado con el sistema Casing Drilling lleva consigo cambios sustanciales, comparados con el equipo convencional de perforación rotatoria, que nos permiten llevar a acabo la perforación con TR se realizará un breve recorrido por los subsistemas conocidos en la perforación convencional haciendo hincapié en los cambios efectuados para llevar a cabo la perforación con TR de una manera satisfactoria.

1.1 MODIFICACIONES AL EQUIPO DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL.

Los subsistemas tal como los conocemos en el sistema rotatorio convencional se integran como se describe en la Figura 1.1

Dentro de subsistema rotatorio el aparejo de fondo (BHA) normalmente esta integrado por barrena, porta barrena, tubos lastrabarrena, estabilizadores, motor de fondo, martillo y diversas herramientas pueden adicionarse como son: MWD, LWD además de herramientas de prueba de la formación.

Para el sistema Casing Drilling el BHA consiste de una barrena piloto y una barrena ampliadora (Figura 1.2) que son del tamaño de paso a través de la tubería de revestimiento, esto hace posible perforar un agujero de claro adecuado para la TR y su subsecuente cementación. Para aplicaciones direccionales, el BHA incluye un codo, motor de fondo, sistema de medición mientras perfora (MWD) y LWD (Registra mientras perfora), puede cumplir casi cualquier operación que pueda ser desarrollada con una sarta convencional.

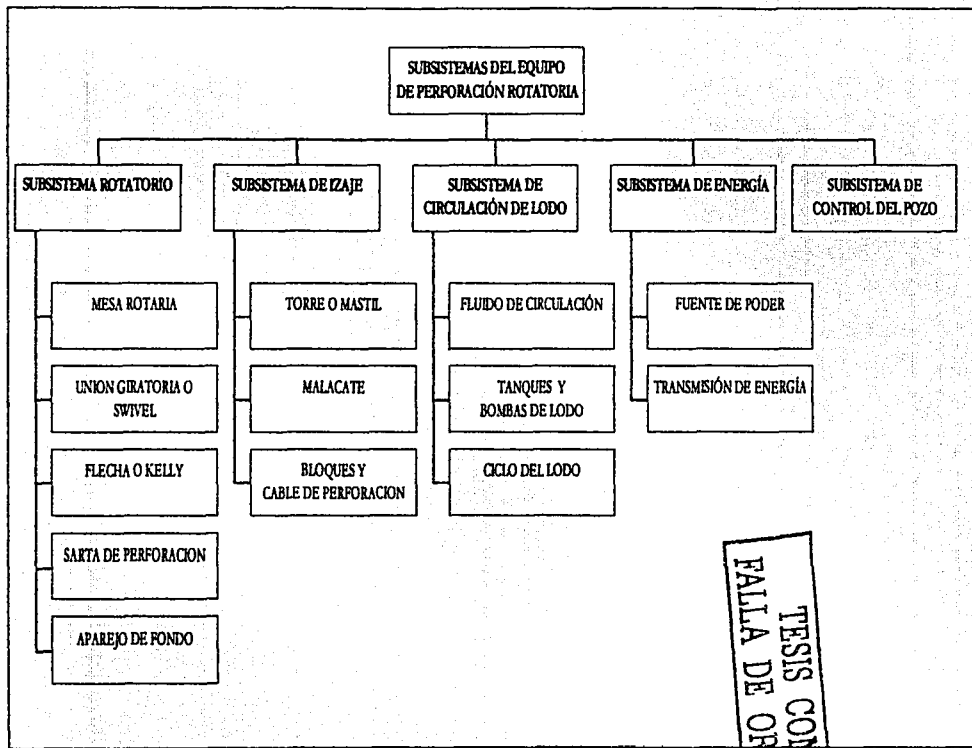


Figura 1.1 Diagrama de los subsistemas de perforación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

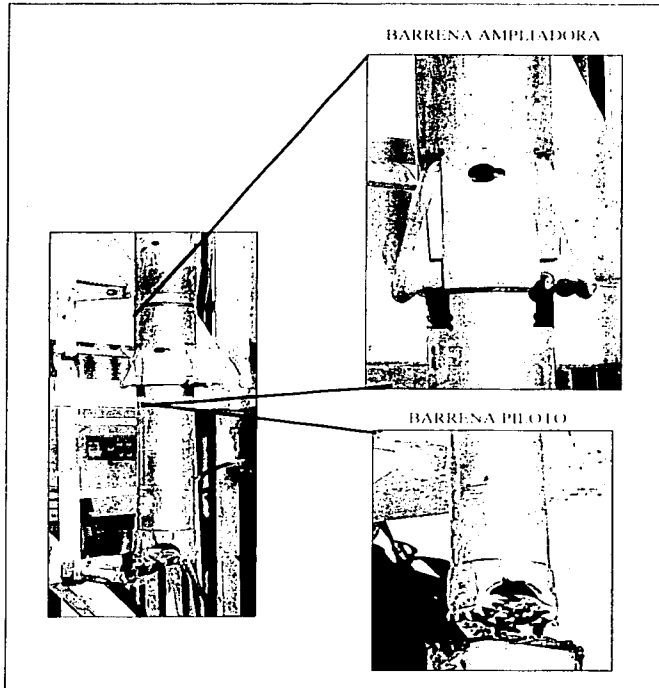


Figura 1.2 BHA para el sistema Casing Drilling

La barrena piloto es del diámetro interior de trabajo de la TR, ya que deberá pasar a través de ella durante las maniobras de colocación y recuperación, su función es perforar los estratos de la roca mediante su rotación y el vencimiento del esfuerzo de compresión. Para Casing Drilling se utilizan las barrenas comerciales (Figura 1.3) seleccionando la adecuada de acuerdo al tipo de formación a perforar.

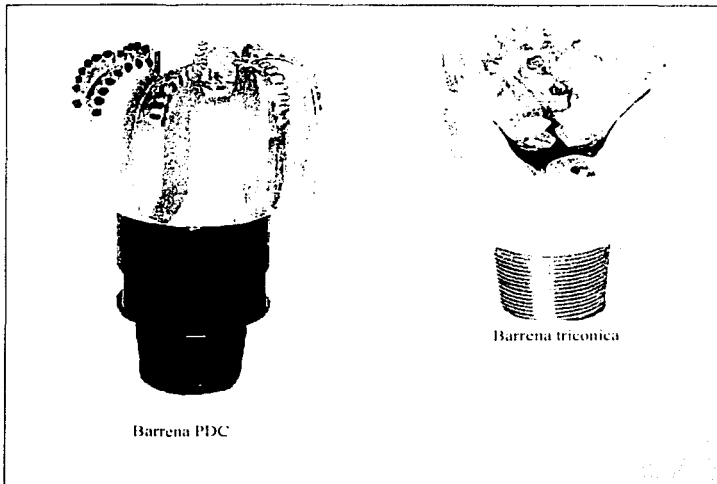


Figura 1.3 Tipos de barrenas

Componentes de una barrena: El cuerpo de una barrena tricónica consiste en (Figura 1.4):

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

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

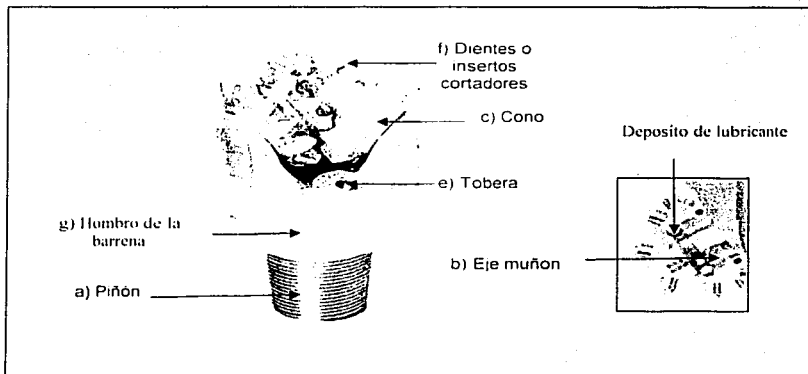


Figura 1.4 Componentes de una barrena triconica

Una de las situaciones importantes que debe tomarse en cuenta para una correcta instalación de las barrenas tricónicas, es su apriete, ya que un apriete excesivo puede fracturar el piñón, por otro lado un apriete deficiente, puede ocasionar la pérdida de la barrena en el fondo del pozo. En la Tabla 1.1 se mencionan el tipo de conexión, apriete, peso sobre barrena y revoluciones por minuto.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

DIÁMETRO	CONEXIÓN	APRIETE Lbs/pie	PSB (peso sobre barrena) TON.	RPM (revoluciones Por minuto)
17 ½"	6 5/8" regular	31000	14-18	100-200
14 ¾"	6 5/8" regular	31000	8-22	70-160
12 ¼"	6 5/8" regular	31000	8-22	70-160
9 ½"	6 5/8" regular	31000	6-18	75-150
8 ½"	4 ¼" regular	15000	6-18	75-150
6 ½"	3 ½" regular	7500	6-12	75-150
6 1/8"	3 ½" regular	7500	6-12	70-120
6"	3 ½" regular	7500	6-12	70-120
5 7/8"	3 ½" regular	7500	6-12	70-120

Tabla 1.1. Conexiones y aprietes recomendados

El cuerpo de una barrena PDC consiste en (Figura 1.5):

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

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

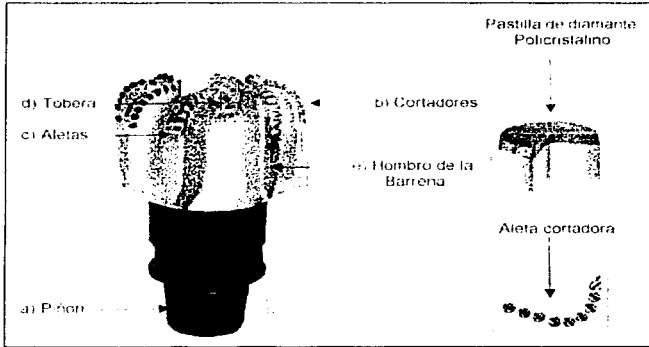


Figura 1.5 Cuerpo de la barrena PDC

La barrena ampliadora (Figura 1.6) para el sistema de perforación con tubería de revestimiento se incorpora al aparejo de fondo. su función es ensanchar el agujero que la barrena piloto ha perforado, cuenta con brazos plegadizos que al contraerse pueda pasar a través de la TR, proporciona un agujero que deberá ser más grande que el diámetro exterior de TR utilizada, para su selección deberá considerarse la densidad de circulación equivalente del lodo que resultara de las condiciones de perforación.

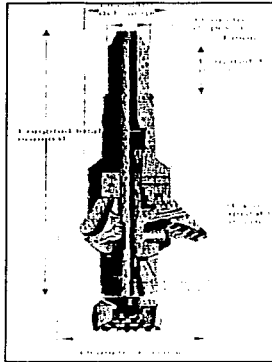


Figura 1.6 Barrena Ampliadora hidráulica.

Incorpora también una herramienta ancladora o (DLA) Drill lock Assembly Figura 1.7, que permite anclar y sellar en el interior de la TR que perfora, teniendo en el extremo superior un cuello de pesca, además de empaques que permiten sellar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el BHA.

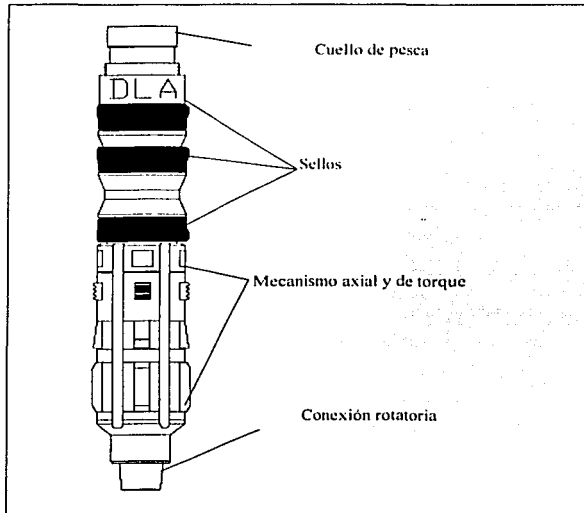


Figura 1.7. Herramienta ancladora (DLA)

Adicionalmente se puede incluir al aparejo de fondo diversas herramientas para llevar a cabo la perforación con TR, un BHA propuesto es el mostrado en la Figura 1.8 en donde observamos la barrena, barrena ampliadora, motor de fondo un Drill Lock Assembly (DLA) que incluye un ancla de torque, colocada en la zapata especial para TR, cuñas o perros de anclaje para evitar el deslizamiento del niple de perfil, cuñas de anclaje para asegurar el cople de seguridad y la herramienta recuperadora o de extracción (Figura 1.9) que será la encargada de recuperar el aparejo anclando en el cuello de pesca del DLA.

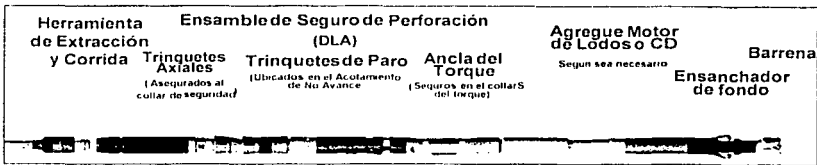


Figura 1.8 BHA propuesto para el sistema Casing Drilling

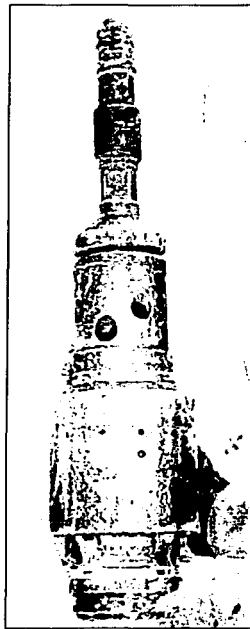


Figura 1.9 Herramienta recuperadora

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuando se pretende perforar la siguiente etapa el BHA es corrido en un ensamble de anclaje. -Una unión giratoria evita el giro rotacional de la línea de acero para que la TR pueda ser rotada durante las operaciones de línea de acero- que lo transporta al interior del pozo y se acopla con la zapata de TR, esta posiciona el ensamble para que las cuñas axiales se extiendan dentro del cople de perfil para transmitir la compresión (Peso sobre barrena) y cargas tensionales de perforación del ensamble de fondo a la TR, el ancla es instalada en la zapata de la TR para proporcionar rotación y torque de la TR al BHA. (Figura 1.10).

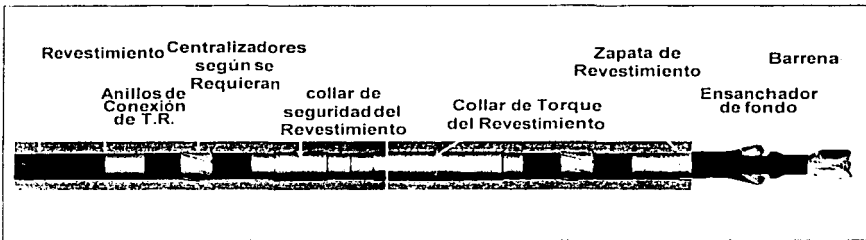


Figura 1.10 Aparato de fondo

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

La TR usada en Casing Drilling es generalmente del mismo tamaño, peso y grado que la usada normalmente en un pozo. Las conexiones deben proveer una adecuada resistencia a un esfuerzo torsional, resistencia por fatiga y un claro para el flujo.

Las conexiones de la tubería normalmente no son diseñadas para soportar un alto torque ni cargas compresivas altas, una solución que le da el sistema Casing Drilling a esto es bajo torque y bajo peso sobre barrena, el espacio mínimo entre la tubería y la pared del pozo reduce la posibilidad de doblamiento de la tubería.

En los primeros trabajos de perforación con TR se utilizaron varias combinaciones de conexiones, las conexiones Premium fueron seleccionadas para la primera prueba de campo

basada en las pruebas de fatiga por Lone Star Technology Inc. El comportamiento de las conexiones fue bueno pero fueron reemplazados por consideraciones económicas y operacionales, una segunda selección de conexiones 'NV-BTC' que incorpora un anillo de carga interno o anillo de ajuste (Figura 1.11) para la torsión y capacidad de carga. Ambos con pesos estándar y claro especial.

Los requerimientos primarios para una conexión de TR adecuada son:

- Que resista cargas axiales, de torsión y de pandeo mientras se perfora el pozo
- Que permita el paso de herramientas con cable de acero.
- Que presente características de operación satisfactorias incluyendo fácil manejo en el equipo, apriete y mantenimiento de una integridad de presión adecuada después de la perforación.



Figura 1.11 Anillo de ajuste

Otro accesorio adicional para el sistema Casing Drilling es el cople de desgaste (Figura 1.12) que funciona como estabilizador mientras se perfora y como centrador en la operación de cementación (Figura 1.13).

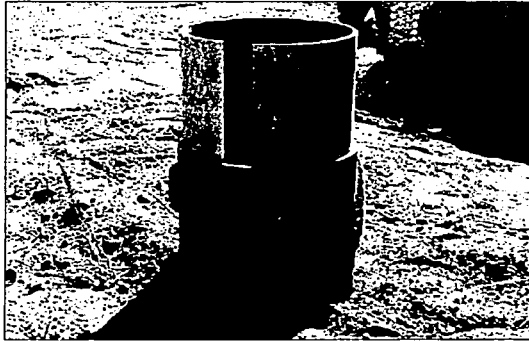


Figura 1.12 Cople de desgaste

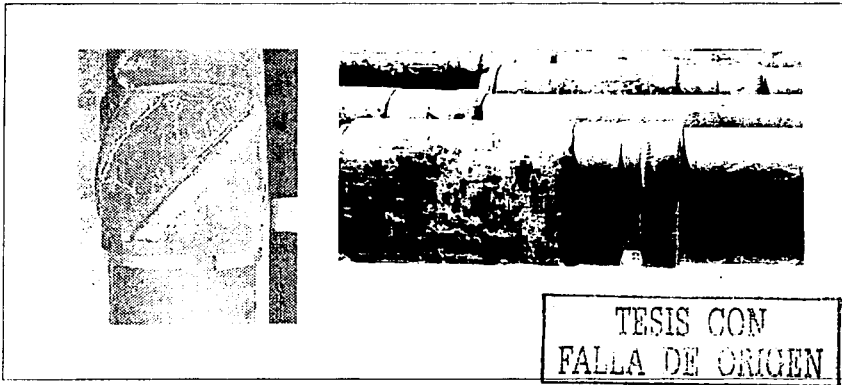


Figura 1.13 Centralizador

El centralizador fue diseñado para TR de 7" éste centralizador, mostrado en la Figura 1.13 se compone de dos partes: una funda exterior de acero de varillas que envuelven el cuerpo y una manga de acero inoxidable, que disminuye gradualmente a lo largo de la longitud hasta un menor diámetro lo que provee un apretamiento justo en el diámetro exterior de la tubería.

El centralizador puede ser adicionado en la TR para desarrollos direccionales debido a su rigidez para reducción del torque, para el manejo de desgaste, control de asentamiento y centralización para cementación.

El subsistema rotatorio convencional incluye también la unión giratoria, la flecha, la mesa rotaria y la unión giratoria (Figura 1.14) que va conectada al bloque de aparejo por una asa. Tiene tres funciones básicas, soportar el peso de la sarta, permitir que gire, proveer un sello hermético y un conducto para que el lodo de perforación se bombee por la parte interior de la sarta.

La flecha es una pieza de tubo en forma cuadrada o hexagonal aproximadamente de 40 pies (12 metros) y que horma el extremo superior de la sarta. Además transmite la rotación a la sarta y la barrena. La válvula especial que aparece como un bulto en la apriete superior del cuadrante. Puede cerrar para aislar la presión que sale por la sarta de perforación. La unión substituta del cuadrante o unión sustituta es un cople corto que va enroscado a la parte inferior del cuadrante.



Figura 1.14 Unión giratoria ó swivel

El sistema Casing Drilling utiliza un Top drive para rotar la TR. El Top drive se compone de: (Figura 1.15A, 1.15B, 1.15C)

- Unión giratoria
- Frenos de disco para cualquier orientación direccional
- Freno de inercia
- Sistema para controlar el torque
- Sistemas de control remoto para controlar el gancho
- Sistemas de contrabalanceo para duplicar las funciones del amortiguamiento del gancho convencional
- Válvula de control interior
- Elevador bidireccional para enganchar lingadas
- Elevadores de potencia, opcionales.

La TR es rotada con el Top Drive, a velocidad convencional o puede ser deslizada sin rotación cuando se tiene instalado un motor de fondo para trabajo de perforación direccional, en algunos casos puede usarse un motor de fondo para minimizar el arrastre y la fatiga de la TR.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Si se tiene disponible un Top drive cada una de las tuberías de revestimiento son levantadas desde la rampa al agujero de ratón, el Top drive conecta la junta, la enrosca y aprieta hasta un 40% del apriete óptimo ya que durante la perforación la sarta de TR adquiere su apriete adecuado, si no está disponible un Top drive las tuberías se manejan con el elevador colocándoles un tapón de levante y la conexión también se hace de manera convencional.

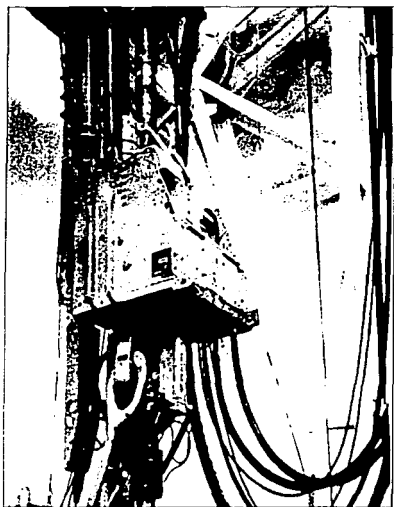


Figura 1.15A Top drive



Figura 1.15B Top drive con tenazas mecánicas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

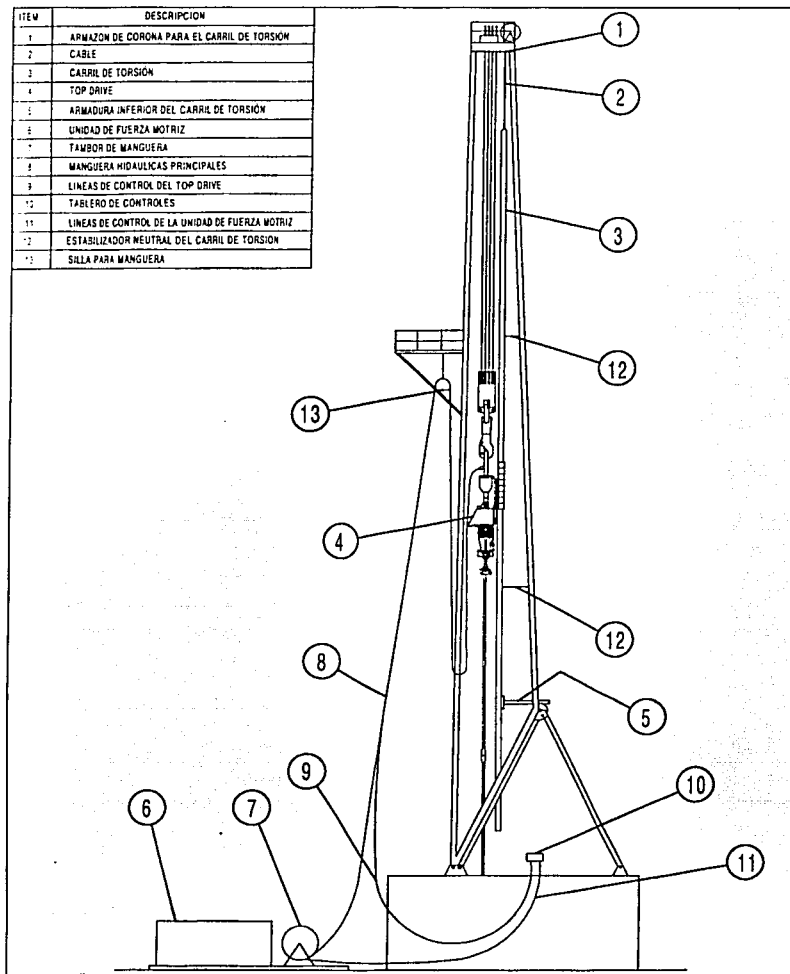


Figura 1.15C Disposición general el top drive.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los cambios en el subsistema de izaje conciernen al bloque viajero, el bloque de la corona y el malacate, los anteriores junto con el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga (durante la perforación convencional la carga consiste del gancho, la unión giratoria, la flecha, la tubería de perforación, el porta barrena, la barrena además de diversas herramientas de fondo) mientras la sarta de perforación se mete o saca del agujero, para el sistema Casing Drilling sufren una modificación de diseño no así de función.

El bloque de la corona es un arreglo de poleas montadas en vigas, en el tope de las torres de perforación, para utilizar el sistema de perforación con TR se requiere una corona seccionada. (Figura 1.16).

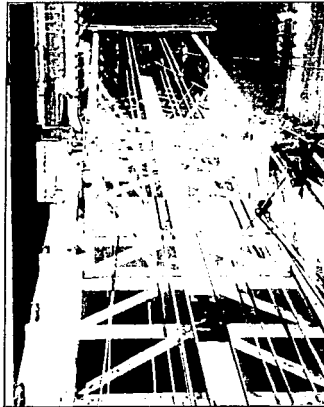


Figura 1.16 Corona seccionada

El bloque viajero convencional es el mostrado en la Figura 1.17, el usado para Casing Drilling es el seccionado que se muestra en la Figura 1.18. este ultimo junto con la corona seccionada permiten el manejo del cable de acero al interior de la TR para introducir y recuperar el aparejo de fondo.

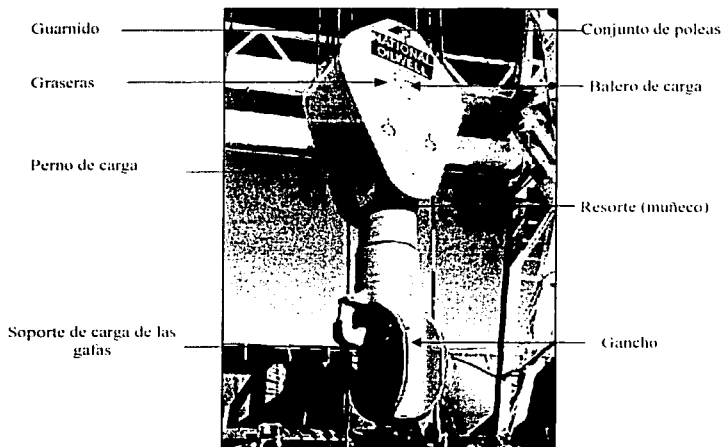


Figura 1.17 Bloque viajero convencional

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Figura 1.18 Bloque viajero seccionado

En el sistema de perforación convencional la parte del cable que sale del malacate hacia el bloque de la corona se llama línea “viva” por que se mueve mientras sube o se baja el bloque viajero (Figura 1.19), el extremo del cable que corre del bloque de corona al tambor alimentador se conoce como línea muerta porque no se mueve una vez que se ha asegurado. El gancho del bloque de aparejo se conecta a una barra cilíndrica de acero llamada asa, que soporta la unión giratoria o cabezal de inyección.

Los elevadores son un juego de abrazaderas (Figura 1.20) que sujetan la sarta de perforación para permitir al perforador bajar o subir la sarta en el agujero, cuando no se cuenta con un Top drive. Los elevadores se aseguran al gancho por medio de eslabones o asas.

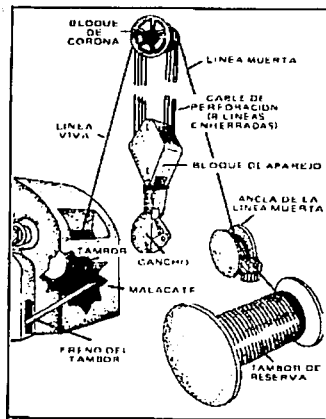


Figura 1.19 Malacate

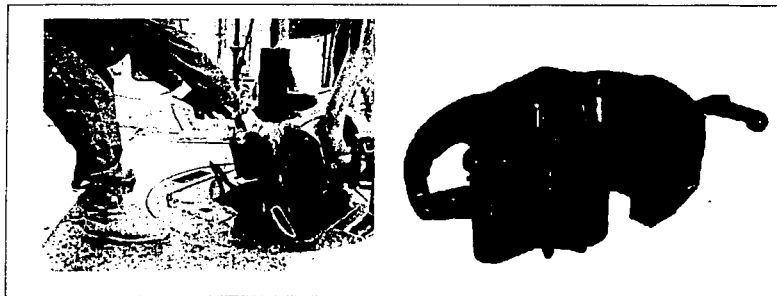


Figura 1.20 Elevadores

Los equipos especialmente diseñados para Casing Drilling se incluyen características que permiten que el proceso de perforación con TR sea implementado mas eficientemente. Los equipos son diseñados con unidades de potencia hidráulica para las bombas de lodo, malacates, Top drive y unidad de cable de acero, reduciendo el peso del equipo, son operados bajo control de computadoras a través interfaces de control lógicos programables que minimizan el potencial error humano, optimiza el comportamiento del equipo, reduce la potencia requerida y facilita la adquisición de datos.

La unidad de cable de acero es instalada como una parte integral del equipo y es colocada de manera adyacente al malacate principal. La potencia hidráulica y el control computarizado permite que el perforador opere la línea de acero desde la caseta del perforador.

Debido a que durante el proceso el pozo es perforado y revestido al mismo tiempo limita los tipos de registros que pueden ser empleados como en un agujero descubierto en la forma convencional, una solución a este problema es el uso de herramientas como el LWD y MWD, también la tubería de revestimiento puede ser llevada arriba de la zona de interés y registrar de manera convencional la formación en agujero descubierto.

1.2 SEGUNDA GENERACIÓN DE HERRAMIENTAS PARA LA PERFORACIÓN CON TR.

La nueva generación de herramientas incorpora versatilidad para simplificar la colocación y recuperación del DLA ya que provee un sistema de cierre axial y torsional y en el niple de perfil donde se expande para colocarse, además de un equipo de recuperación, flecha.

Una flecha es adicionada, puede ser bombeada hacia abajo para soltar las herramientas y recuperar el BHA. Un ejemplo del nuevo sistema es mostrado en la Figura 1.21.

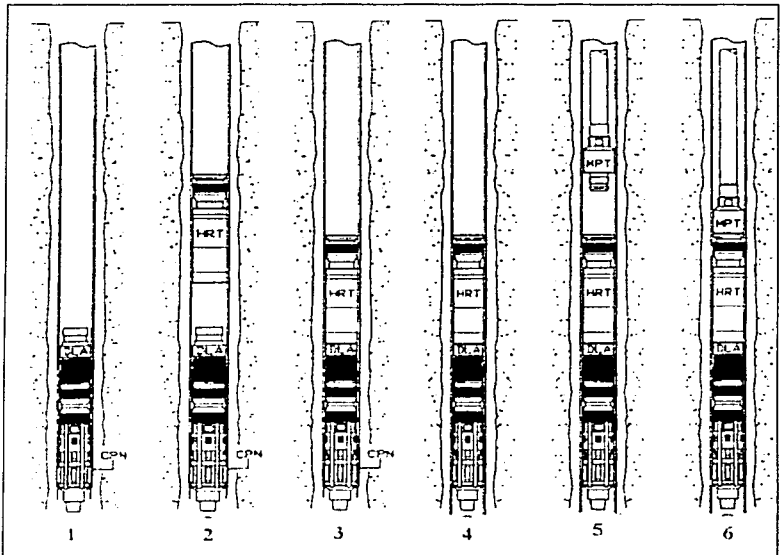


Figura 1.21 Flecha

Paso 1) muestra el DLA posicionado en el niple de perfil hasta que se desea recuperar el BHA.

Paso 2) muestra la flecha sola comenzando a bombearse abajo.

Paso 3) muestra la flecha anclando en el tope del DLA donde con incremento de presión se libera el candado axial.

Paso 4) la flecha ha sujetado ya el DLA y el BHA, paso 5 y 6 muestra la recuperación mecánica de la herramienta comenzando a correr en la tubería de perforación y el BHA comienza a ser recuperado, un similar procedimiento es seguido cuando el BHA comienza a recuperarse con línea de acero.

La colocación hidráulica fue adicionada para hacer a la herramienta más funcional para usar en aplicaciones con línea de acero y agujeros desviados, esto provee la habilidad de bombear herramientas en el lugar durante el anclado de la línea de acero tanto para colocar y soltar las herramientas con bombeo de presión.

La capacidad de la herramienta de línea de acero es mejorada con el desarrollo de la segunda generación de herramientas, incluye una bomba adicional de lodo para el mejor control del pozo y un tratador de gas.

También se incorpora un equipo para manejo de TR o conjunto de accionamiento de tubería de revestimiento que facilita el levantamiento y enroscado de la tubería de revestimiento, el conjunto de accionamiento de la tubería de revestimiento se coloca a la tubería de revestimiento y transmite la torsión para el enroscado y la carga el gancho desde el accionamiento superior sin comprometer a las roscas de conexión de la tubería de revestimiento superior.

Se incluye en el conjunto un sello obturador que permite una plena capacidad de circulación.

Una abrazadera de TR que es recientemente comenzada a probarse para incrementar la eficiencia y facilidad de la perforación con TR, es hidráulicamente operada con un control de Top drive después de que una junta de TR es colocada en el agujero de ratón el Top drive es extendido sobre el agujero de ratón y la abrazadera es bajada sobre el tope de la TR. La abrazadera es activada y la junta es estacionada arriba y estabilizada en la mesa rotaria, la conexión es hecha a través de especificaciones de manufactura con el Top drive y el casing drilling.

CAPITULO II

RAZONES PARA PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

En México la perforación rotatoria convencional aplicada hasta hoy en día es un proceso en el cual una vez perforado el pozo la tubería de perforación tiene que ser sacada para posteriormente introducir en el agujero la tubería de revestimiento a la profundidad de asentamiento programada, también es necesario sacar la sarta de tubería de perforación cuando se gasta la barrena o el BHA tiene que ser cambiado. entonces inicia el proceso de viaje completo de la sarta.

El viaje consiste en levantar la sarta de perforación fuera del pozo en longitudes de 9,18 o 30 m. Este proceso es laborioso, intenso en equipo y energía, tomando hasta un 35% del tiempo total del pozo. En suma para la perforación, tiempo perdido en viajes. Adicionalmente los eventos no planeados durante los viajes, pueden hacer que el proceso de perforación pueda ser ineficiente y ocasionar pérdidas en el pozo.

El sistema Casing Drilling ha sido usado en campos someros de aceite y gas para perforar con tubería de revestimiento como sarta de perforación y simultáneamente revestir el pozo. Este sistema elimina el uso de tubería de perforación, reduce significativamente tiempo de viajes y tiempo perdido durante eventos no programados como son repasado, pescando y manifestaciones durante los viajes. (Figura 2.1)

II.1 PROBLEMAS POTENCIALES EN LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL

En la perforación convencional como se menciono previamente, es requerido extraer la sarta de perforación por diversas razones, como es el cambio de barrena, del aparejo de fondo, corrida de registros, etc. Esto conlleva a dejar el pozo libre de tubería, con el fluido de control estático en su interior por un lapso de tiempo, hasta que nuevamente se introduzca tubería y pueda realizarse la circulación del fluido. Esta situación puede generar los siguientes problemas:

- Formaciones hidratables

La perforación convencional requiere sacar completamente la barrena a través del fondo del agujero como consecuencia de presentar formaciones hidratables los que puede provocar que la tubería se pegue.

- Formaciones suaves

Las formaciones que son suaves que se desprenden pueden acumularse y causar atascamiento de la tubería, especialmente cuando se detiene la circulación del fluido de perforación en la tubería, por ejemplo las formaciones suaves forman grandes cavidades que pueden ser causa de pérdidas de fluido de perforación.

- Derrumbes

Los derrumbes o agrandamiento de agujeros pueden dificultar el acceso a un agujero ya existente. Este problema es más frecuente y severo en los pozos direccionales. Las consecuencias pueden resultar muy costosas cuando se forman agujeros fantasma o desviaciones y se requiere que el pozo se tapone.

- Agujero en el Revestimiento o Enchavetamientos

La rotación de una sarta de perforación causa el desgaste del revestimiento y podría llevar a la formación de un agujero en el revestimiento, especialmente si se utilizan juntas para evitar la flexibilidad. Rotar y girar en secciones de agujero abierto de patas de perro podría traer como resultado la formación de enchavetamientos.

• Corrida de Registros y Revestimiento

Podría ser imposible correr registros en una zona de interés que esté dentro de un agujero inestable. Los agujeros inestables podrían desprenderse y/o causar un derrumbe, complicando la corrida de la tubería de revestimiento una vez terminada la perforación.

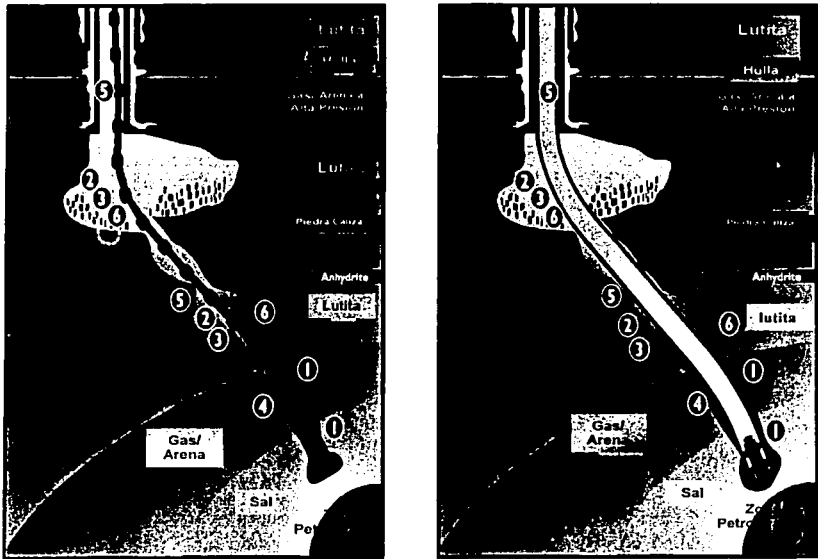


Figura 2.1 Problemas de agujeros resultando en costos excesivos por perforación rotatoria y las soluciones con la perforación con TR.

- | | | |
|-------------------------------|---|--|
| 1 Formaciones de oleaje | 2 Formación por desprendimiento en las paredes del pozo | 3 Derrumbes |
| 4 Surgimiento de aceite y gas | 5. Agujero en el revestimiento o enchavetamiento | 6. Corrida de registros y dificultades con el revestimiento. |

II.2 CONSIDERACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PERFORACIÓN CON TR.

El sistema Casing Drilling puede solucionar algunas de las situaciones mencionadas pero enfrenta algunas mas que requieren especial cuidado para que un pozo sea perforado de manera eficiente.

- Cambio de barrena o BHA. Los viajes convencionales son eliminados y las herramientas del fondo del pozo son retiradas con línea de acero a través de la tubería de revestimiento esto puede reducir el tiempo de viaje y eliminar los eventos no programados asociados con los viajes convencionales, por lo que se debe incluir al aparejo de fondo mecanismos de tensión o compresión y torsión para anclar y recuperar las herramientas en el fondo de la tubería de revestimiento o el uso de un motor de fondo y contar con una unidad de línea de acero con suficiente potencia para recuperar el aparejo
- La conexión de tubería de revestimiento: normalmente las conexiones de tubería de revestimiento no son diseñadas para soportar un alto torque y cargas compresivas. El Casing Drilling soluciona esto para perforar con un relativamente bajo torque, bajo peso sobre barrena y mantiene un doblamiento mínimo con tamaño de agujero reducido además de adicionar algunos aditamentos para que soporten mayores cargas.
- Estructura de la barrena cortadora la perforación con TR y recuperación de herramientas con línea de acero requiere que la estructura cortadora sea pequeña para pasar a través del diámetro interior de la TR y tener la habilidad de perforar un agujero de tamaño que sea más grande del diámetro exterior de la tubería. Por lo que se utiliza la barrena ampliadora sobre una barrena piloto de diámetro pequeño.

- La evaluación de la formación en la perforación con TR; debido a que el pozo es ademado desde el comienzo de la perforación es difícil registrar en agujero descubierto con herramientas convencionales de registros, entonces para poder hacer esto la TR es levantada arriba de la zona de interés para posteriormente recuperar el aparejo de fondo y correr los registros con línea de acero convencionales para agujeros descubiertos o también una solución para este problema puede ser el registro mientras se perfora (LWD), otras herramientas de evaluación de la formación como son el corte de núcleos con barril muestrero y el equipo de pruebas pueden ser adaptados para las herramientas de línea de acero.
- Cementación: en Casing Drilling la TR perforará hasta la profundidad de asentamiento programada entonces el BHA es retirado con línea de acero. La TR no tiene un cople flotador para asentar el bache de cemento. Para evitar este problema se utilizan herramientas especiales para proceder a la cementación y después ser perforado con una barrena ampliadora y barrena piloto ensamble conectado para el siguiente tamaño de TR.

El rango de penetración observado durante perforación con TR con una barrena ampliadora y una barrena piloto es comparable al de un ensamble convencional con barrena dentada.

La perforación con TR puede ser desarrollada con un equipo especialmente diseñado o por un equipo convencional modificado a perforación con TR. A la fecha el sistema a sido usado solamente con un equipo especialmente diseñado para suministrar el sistema completo y para maximizar la eficiencia de la perforación con TR.

La premisa fundamental detrás del desarrollo del sistema de perforación con TR es que los costos de los pozos sean reducidos, si la TR es colocada en el pozo tan pronto como sea perforado el agujero.

II.3 VENTAJAS GENERALES TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

- Eliminación de manejo extensivo de tubería por menos personal e incremento de seguridad.
- Bajo IIP y por lo tanto menos combustible y mantenimiento para reducir substancialmente la pérdida de presión de circulación y eliminación de trabajos repetitivos de viajes
- Ensamblés del fondo del pozo pueden ser retirados con línea de acero arriba por el interior de la tubería de revestimiento.
- Eficiencia operacional.
- Los viajes son eliminados porque la sarta de perforación con TR no es removida cuando el BHA es recuperado con línea de acero.
- Bajo consumo de combustible e incremento de barrena hidráulica con reducción de los IIP de salida.
- Bajo costo de lodo y cementación debido a la reducción del diámetro del pozo.
- Eliminación de tiempo en corridas de TR y sarta de perforación.
- Proporciona eficiencia en la perforación, debido a la reducción de los problemas al introducir TR y las actividades de perforación.
- Para aplicaciones direccionales, el BHA incluye un codo, un motor de fondo y un sistema de medición mientras perfora (MWD). Otros instrumentos como el LWD (Registra mientras perfora) o equipo para corte de núcleos, puede ser corridos también, puede cumplir casi cualquier operación que pueda ser desarrollada con una sarta convencional.
- Eliminación de eventos inesperados como son:
 - Ensanchamiento.
 - El surgimiento de un brote mientras se viaja la sarta de perforación.
 - Desviaciones inesperadas mientras se introduce la TR en el agujero.

- Eficiencias del Equipo:
 - Subestructura más ligera y la torre reduce costos logísticos y de capital.
 - La eliminación del manejo intensivo de tubería reduce los requerimientos de mano de obra e incrementa la seguridad.
 - Se elimina la compra, transporte y mantenimiento de tubería de perforación y lastrabarrenas.
 - Menos caballos de potencia y menos mantenimiento.
 - Se reducen sustancialmente las pérdidas de presión por fricción y se elimina el viaje repetitivo del malacate.

- Eficiencias Operacionales:
 - Menor consumo de combustible y aumento en la hidráulica de la barrena, con consumo reducido de caballos de fuerza.
 - Se reducen problemas de desviación y patas de perro debido a los tamaños de agujero cercanos a los límites de tolerancia y a una sarta de perforación rígida.
 - Se pueden disminuir los costos de lodo y cementación mediante la reducción de los diámetros del agujero del pozo.
 - Se eliminan los tiempos de manejo de la sarta de perforación y la corrida de la TR.

II.4 AHORRO DE TIEMPOS.

El tiempo es significativamente reducido cuando los viajes para BHA se hacen con línea de acero que con viajes convencionales de la tubería de revestimiento.

De acuerdo a estadísticas las pérdidas de tiempo por viajes es alrededor del 10 al 12%, Tabla 1.2 de tiempos improductivos.

Tabla 1.2 Pérdida por "Tiempos Improductivos"
en la Industria

• Eventos Inesperados	12-25%
• Instalación de la T.R.	12-21%
• Viaje	10-12%
• Evaluación de la Formación	5-18%
• Terminaciones	5-10%
• Rango de Tiempo Inactivo Total	44-86%

(Tomado del DEA "Oportunidades para la Reducción de Tiempos Improductivos"
Houston, 21-Sept-99)

Aun cuando la técnica de Casing Drilling esta iniciando su desarrollo ha resultado exitosa al reducir tiempos hasta en un 40% en la perforación de algunos campos, sin embargo su aplicación esta todavía limitada a cierto tipo de pozos someros y con formaciones a perforar de dureza suave a media.

Experiencia de datos ha demostrado que el perforar con TR puede reducir el tiempo requerido para perforar y cementar una TR superficial. La rotación de la TR superficial muestra que necesita barrena ampliadora con brazos más robustos, esto es esencial para lograr que el rango de penetración del proceso convencional en formaciones sea comparable al rango de penetración que se tiene con el sistema Casing Drilling, el tiempo ahorrado resulta de la eliminación de los viajes convencionales de la sarta y eliminando el tiempo requerido para bajar los lastrabarenas, el proceso también reduce el riesgo de no lograr que la TR baje sin problemas después de que el agujero superficial es perforado.

Una colocación típica de cementación toma entre 8 y 12 horas para perforar el agujero superficial y un total de alrededor de 18.9 horas (basado en el desarrollo de 19 campos perforados ente junio y octubre del 2000) desde el bombeo hasta el fraguado del cemento.

El BHA es recuperado requiriendo típicamente 45 minutos desde el tiempo en anclar la herramienta hasta terminar la corrida.

II.5 AHORRO DE COSTOS .

La experiencia con el Casing Drilling en pozos de prueba sugiere un ahorro de costos de un rango que va del 10-15%, para pozos libres de accidentes y de problemas potenciales en el agujero relacionados con el viaje de la sarta puede proveer un ahorro por encima de 30%

Es decir el ahorro de los costos puede ser el resultado:

- Por la eliminación de adquisición, manejo, inspección, transportación y viajes de la sarta.
- Reducción de las necesidades de equipo y los costos de operación.
- Reducción en el viaje y manejo de la tubería de perforación durante los viajes.
- Reducción de los problemas del agujero.
- Estabilidad de agujeros.

En algunos casos es difícil correr la TR después de que la sarta es sacada a la superficie debido a una pobre calidad de los agujeros. Algunos de los problemas debido a la estabilidad de agujero son directamente atribuidos a la vibración de la sarta. El sistema de perforación con TR puede reducir éstos incidentes por la eliminación de la operación de viajes y proporcionando una sarta que es menos propensa a las vibraciones.

En aplicaciones costa afuera donde los gastos al día son mucho más altos la aplicación es sumamente efectiva puede ocurrir ahorro de tiempo a través de perforar e introducir la tubería de manera simultanea.

El sistema Casing Drilling es usado para perforar pozos terrestres y marinos que muestren un potencial ahorro al reducir el tiempo de perforación, el sistema es desarrollado para perforar formaciones suaves y con grandes diámetros de agujero.

La experiencia ganada en perforar indica que la TR puede ser usada para reducir tiempos requerido para perforar, ademar y cementar un agujero superficial en pozos similares alrededor del 20%. el tiempo ahorrado es debido a no realizar viajes con la sarta de perforación.

El aprendizaje de los datos del sistema Casing drilling ha demostrado que es más eficaz en formaciones suaves ya que en estas situaciones tiene rangos de penetración comparables a los convencionales con la ventaja de no tener que realizar viajes con la sarta para colocar posteriormente la TR y es verdaderamente útil en situaciones en donde se tiene dificultad para correr la TR después de haber sacado la sarta del agujero y diámetros grandes de agujero debido a que el rango de penetración se ve afectado por la mala limpieza en el fondo y los diámetros reducidos.

Los resultados anticipados de perforación con tubería de revestimiento son discutidos y conclusiones especificadas incluyen arriba de 30% de ahorro en costos del pozo, factible a través de la perforación con Tubería de Revestimiento.

Por ello en la planeación de la perforación de campos de desarrollo se deberá implementar como una práctica común la reingeniería de diseño de pozos en todos los procesos establecidos para la perforación de pozos de aceite y gas, esto permitirá reducir constantemente los costos perforación y aumentar la rentabilidad de los proyectos de inversión en campos con explotación intermedia o avanzada, al incorporar nuevas tecnologías que permitan lograr dichos objetivos.

CAPITULO III

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS CON LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING).

El diseño de pozos con la técnica Casing Drilling sigue la metodología aplicada hasta hoy para el diseño de pozos de desarrollo, en la cual se pre-definen todos los elementos que determinan las características del pozo hasta llegar al estado final ideal deseado y entonces elaborar el programa operativo de perforación. El éxito de un pozo depende fuertemente del diseño, previo al inicio de las operaciones, el cual se ve enriquecido o limitado por la cantidad y calidad de la información con la que se cuente, por lo que es de suma importancia la colaboración del personal de exploración, yacimientos, producción y perforación durante esta etapa de diseño.

Para la elaboración del programa de perforación se colecta, analiza y evalúa la información disponible, concierne y de influencia para el caso en cuestión, identificando los riesgos y situaciones que presenten problemas potenciales durante la perforación. Los datos que deben resultar del análisis y evaluación de la información colectada son:

- **Información del área:**

- Geopresiones (perfiles de presión de formación, fractura y sobrecarga) estimadas a partir de los pozos correlacionados
- Columna geológica y litológica esperada, obtenidas de los pozos de correlación señalando posibles zonas problemáticas.
- Pronostico de gradiente Geotérmico (Perfil de temperatura).
- Características de los fluidos que se estima serán encontrados.

• **Características del pozo:**

- Objetivo.
- Posición geológica estructural.
- Localización (desplazamiento, rumbo y coordenadas)
- Geometría del pozo.
- Tipo de terminación.
- Aparejo de producción.
- Sistema de explotación del pozo.

• **Diseño del pozo.**

- Trayectoria del pozo.
- Tuberías de revestimiento, accesorios y cementaciones
- Programa direccional y aparejos de fondo.
- Fluidos de perforación.
- Barenas e Hidráulica del pozo (características del lodo de perforación, condiciones de operación y requerimiento de equipo)
- Sartas de perforación.
- Programa de toma de información (registros, toma de núcleos, palcontología, pruebas de formación y producción)
- Cabezales y árboles de válvulas requeridos.
- Distribución de tiempos.

Todo lo anterior se concentra en un documento para ser entregado a las distintas instancias involucradas con el fin de recibir comentarios que ayuden a minimizar problemas y optimizar la perforación. es entonces cuando se elabora el documento final o programa de perforación el cual es entregado al supervisor de perforación en un formato ordenado, que facilite la consulta de la información, anexando un resumen de la información de los pozos correlacionados, programa calendarizado de requerimiento de materiales, costos de perforación, firmas de autorización y la información que se considere importante para llevar a cabo la perforación del pozo.

El diseño para perforar pozos con la tecnología de Casing Drilling requiere especial atención en puntos clave como son:

- **Diseño y Selección de tuberías de revestimiento:** como se ha mencionado la técnica consiste en suprimir la sarta de perforación convencional de tuberías de perforación y lastrabarrenas, por una sarta de tubería de revestimiento usada normalmente en campo por lo que las consideraciones de esfuerzos adicionales sobre la tubería de revestimiento deben ser tomados en cuenta en su etapa de diseño.
- **Accesorios y conexiones:** Debido a los esfuerzos a los que se encuentra sometida la tubería se busca conexiones que mantengan un apriete adecuado aun después de haber perforado y le den a la TR la capacidad de soportar mejor los esfuerzos a los que estará sometida.
- **Diseño del aparejo de fondo:** Que deberá ser recuperable con línea de acero sin llevar fuera la sarta como convencionalmente se hacía cuando era necesario cambiar el aparejo de fondo o cuando se desgastaba la barrena.
- **Hidráulica:** En la utilización de la tubería de revestimiento como sarta de perforación se invierten las caídas de presión, es decir en la perforación convencional las mayores caídas de presión se tenían en el interior de tubería de perforación mientras que en la perforación con TR las mayores caídas de presión se dan en el espacio anular, por lo que debe suponerse un programa que asegure la limpieza del fondo del pozo, evite erosionar el pozo y mantenga un adecuado control de la densidad equivalente de circulación (DEC) para evitar daño y pérdida de circulación en las formaciones.

III.1 DISEÑO DE LA SARTA.

En esta etapa se dan a conocer diferentes tipos de sargas para llevar a cabo la perforación y terminación de un pozo, para la perforación convencional el diseño de las sargas debe considerar herramientas como son:

- Lastrabarrenas.
- Estabilizadores.
- Martillo.
- Junta de seguridad.
- Tubería pesada.
- Tubería de perforación.
- Combinaciones de enlace.
- Doble caja liso.
- Doble caja estabilizador.
- Válvula de contrapresión.
- Válvula de seguridad.

Para el Sistema de perforación con tubería de revestimiento Casing Drilling, la sarta consiste en (Figura 3.1) :

- Tubería de revestimiento.
- Herramienta recuperadora DLA.
- Niple con perfil.
- Estabilizadores.
- Barrena ampliadora hidráulica.
- Barrena piloto.

Adicionalmente la sarta puede incluir herramientas como:

- Lastrabarrenas.
- Motor de fondo.
- MWD.
- LWD.

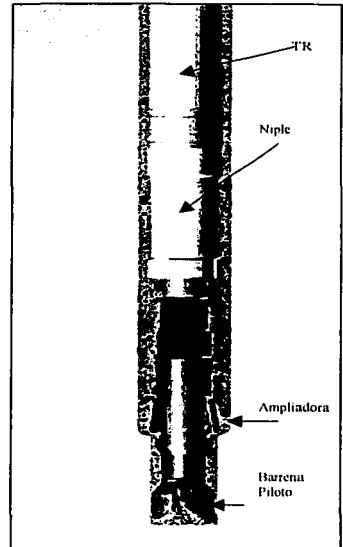


Figura 3.1 Sarta de perforación

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III.1.1 DISEÑO Y SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

III.1.1.1 Tipos de Tuberías de Revestimiento

Tubería Conductora: La primera sarta de tubería corrida o cementada en el pozo es la tubería conductora, la cual se coloca aproximadamente entre los 100 y 300 pies de profundidad. En formaciones muy blandas o poco consolidadas esta tubería se pilotea en la formación; mientras que en formaciones más duras o competentes, se requiere de la perforación previa de un agujero somero antes de correr y cementar la tubería.

La tubería conductora puede ser una tubería especial sin costura, tubería de línea o simplemente una serie de tambores metálicos soldados. El propósito principal de esta tubería es el de proporcionar un conducto para la circulación del fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena y de regreso hasta la superficie; debido a que las formaciones superficiales, por lo general, tienden a ser severamente erosionadas por el flujo del lodo y presentar problemas de pérdida de circulación, por lo que deben de protegerse con tubería.

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

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

Tubería de Revestimiento Intermedia: La función principal de la tubería de revestimiento intermedia es la de cubrir las zonas con presiones de formación anormalmente altas, debido a que las zonas con presión anormal requieren densidades altas del fluido para su control, las formaciones superiores más débiles deberán ser protegidas para evitar pérdidas de circulación o pegaduras por presión diferencial, ocasionalmente la tubería de revestimiento intermedia se emplea para aislar formaciones salinas o zonas problemas tales como lutitas deleznales o hidratables.

Tuberías Cortas o Liners: Las tuberías cortas o liners de perforación se emplean para los mismos propósitos que las tuberías intermedias. Con la diferencia de que éstas en lugar de ser corridas o cementadas hasta la superficie, se cementan desde el fondo del pozo hasta una profundidad más somera en el interior de la tubería de revestimiento intermedia con un traslape entre las dos tuberías de aproximadamente 300 - 500 pies. Los liners o tuberías corta se emplean frecuentemente como una alternativa para tener un control de las presiones de formación o fractura a un costo menor que el que implica correr una sarta hasta la superficie.

Cuando se emplea un liner, la sarta de tubería de revestimiento superior expuesta, comúnmente la sarta intermedia, deberá de ser evaluada con las consideraciones de presión interna y de colapso de la perforación del agujero debajo del liner.

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

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

III.1.1.2 Selección de profundidades de asentamiento de las Tuberías de Revestimiento.

La selección de las profundidades a las cuales se colocaran y cementaran las diferentes sargas de tubería de revestimiento, es la primera etapa del diseño del pozo que será perforado, una combinación entre los principios básicos de la perforación de pozos, el conocimiento de las condiciones geológicas del área tales como los gradientes de presión de formación y de fractura, aunado a las experiencias de perforación en el área, son en gran medida una ayuda importante en la determinación adecuada de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, garantizando la perforación segura y eficiente de un pozo o continuar la perforación del mismo sin dificultades.

Las condiciones presentes en una zona hacen, a menudo necesaria la introducción de varias sargas de tuberías de revestimiento a fin de alcanzar el objetivo por lo que no en todos los pozos se requerirá el mismo diseño, ni estarán presentes todos los tipos de tuberías de revestimiento. En la figura 3.2 se muestra la relación entre las diferentes sargas de tuberías, así como algunas zonas potencialmente problemáticas que deberán de ser controladas mediante el diseño adecuado del asentamiento de las tuberías.

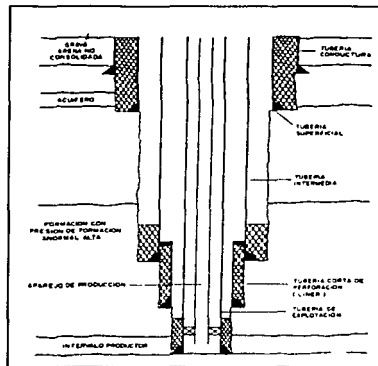


Figura 3.2 Relación típica entre tuberías de revestimiento.

Un ejemplo del programa de asentamiento de las tuberías de revestimiento se puede observar en la Figura 3.3 en donde se encuentra la grafica de los gradientes de presión de formación y fractura para un pozo que será perforado y varios programas de tuberías de revestimiento que satisfacen todos los requerimientos básicos de diseño, el programa de tuberías de revestimiento más efectivo, será el que reúna los requerimientos necesarios para el control de las presiones y minimice el costo del revestimiento del pozo.

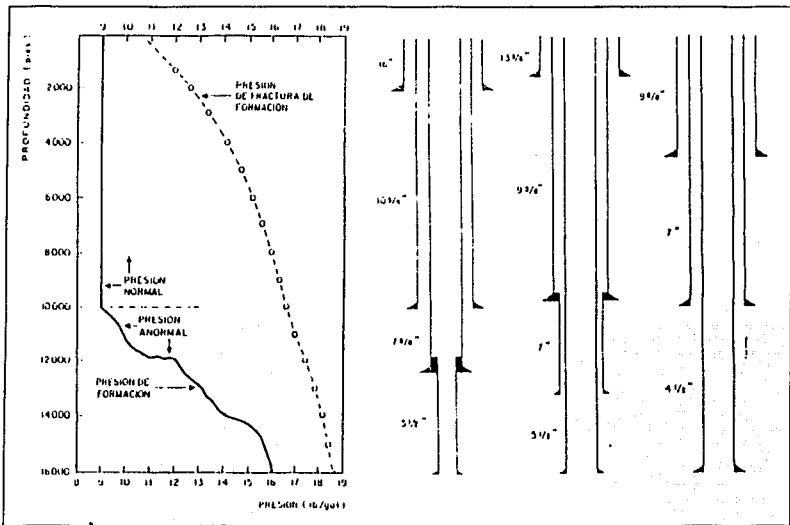


Figura 3.3 Arreglos tipicos de TR

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El principal criterio para la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento es el de cubrir las zonas expuestas de pérdidas de circulación severas. Aunque también, la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías puede ser basada en los problemas de pegaduras por presión diferencial, resultante tal vez del agotamiento del campo, en pozos profundos la principal consideración se basa comúnmente en el control de las presiones anormales de formación y en evitar su exposición hacia las zonas más someras y débiles. Por lo que este criterio de diseño para controlar las presiones de formación, es generalmente aplicable a la mayoría de las áreas petroleras.

III.1.1.3 Procedimiento para selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento

El primer paso en la determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento es, la determinación de los gradientes de presión de formación y de fractura esperados durante la perforación del pozo. (Figura 3.4)

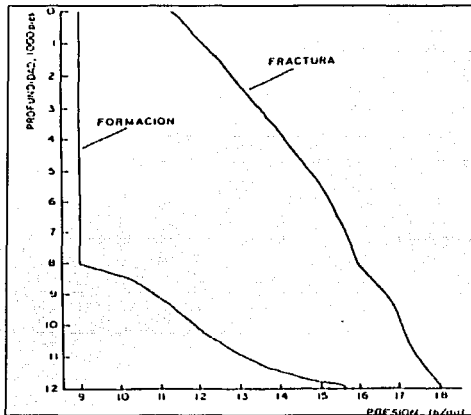


Figura 3.4 Curva de gradiente de presión de formación y de fractura.

Una vez que éstos han sido establecidos, la selección de la profundidad de asentamiento da las tuberías de revestimiento se calcula desde el fondo hacia la superficie, es decir se sigue el procedimiento del fondo a la superficie a excepción de la tubería superficial. Aunque este procedimiento, a primera vista, pueda parecer invertido, su aplicación de esta manera evita la necesidad de utilizar procedimientos iterativos.

Se determina el peso del lodo (densidad), para controlar las presiones de formación sin fracturar las formaciones superiores. Empleando la Figura 3.4 como ejemplo, se puede observar que existe una presión de formación equivalente en el fondo del pozo igual a 15.6 lb/gal por lo que para alcanzar esta profundidad, será necesario tener en el agujero presiones mayores de 15.6 lb/gal. Se le debe de incluir a la presión que será considerada, un margen de viaje en el peso del lodo para el control de las presiones de succión (peso real de lodo), un incremento equivalente en el peso del lodo debido a las presiones de empuje cuando se introduce la tubería (peso equivalente de lodo) y un factor de seguridad.

Estas presiones se encuentran comúnmente entre 0.2 y 0.3 lb/gal y pueden variar debido a la viscosidad del lodo y geometría del pozo.

Por lo tanto, las presiones reales en el fondo del pozo incluyen el peso de lodo requerido para controlar la presión de formación de 15.6 lb/gal y el incremento en la presión de 0.6 a 0.9 lb/gal de las consideraciones de succión, empuje y seguridad.

Como resultado para nuestro ejemplo, aquellas formaciones que tienen un gradiente de fractura de 16.5 lb/gal; (15.6 lb/gal + 0.9 lb/gal) o menor deberán ser protegidas con revestimiento.

La profundidad a la cual se encuentra este gradiente de fractura será la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería intermedia (Figura 3.5)

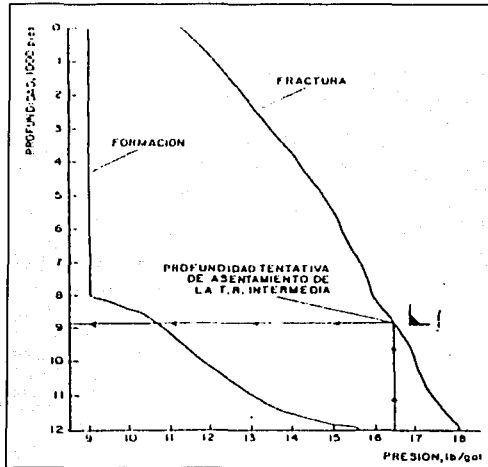


Figura 3.5 Profundidad tentativa de asentamiento de TR intermedia.

El siguiente paso consiste en determinar si cuando se introduce la tubería de revestimiento ocurrirá una pegadura por presión diferencial.

Esta pegadura generalmente ocurre en el punto donde se encuentra la máxima presión diferencial la cual en la mayoría de los casos es la profundidad de la zona de presión normal más profunda es decir en la zona de transición donde termina la presión normal e inicia la zona de alta presión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estudios y prácticas de campo han sido empleados para establecer valores generales de la cantidad de presión diferencial que puede tolerarse sin que ocurran pegaduras de tuberías

Zona de presión normal	2,000-2,300 psi
Zona de presión anormal	3,000-3,300 psi

Los valores anteriores son únicamente valores recomendados basándose en la experiencia y su exactitud dependerá de las condiciones de operación, propiedades del lodo y configuración de la sarta de perforación.

En caso de que la presión diferencial en una zona de presión normal sea menor de 2,000-2,300 psi, la profundidad tentativa de la tubería intermedia será la profundidad real de asentamiento, en caso contrario, si la presión diferencial es mayor que el límite arbitrario, la profundidad se define como la profundidad de asentamiento del liner más superficial para perforar el pozo.

Selección de la profundidad de asentamiento de la tubería superficial

Inicialmente se selecciona una profundidad somera, para la cual se determina el gradiente de fractura y el peso de lodo equivalente que incluye los efectos de empuje, succión y seguridad como para el caso de las tuberías profundas, se hace el cálculo para verificar que no se tendrá pegadura por presión diferencial y además se tiene que tomar en cuenta el criterio de presencia de un brote, ya que las sartas de tubería de revestimiento someras tales como la tubería superficial a menudo queda expuesta a presiones más severas, por lo que la profundidad de asentamiento de la tubería deberá determinarse de acuerdo a la tolerancia al brote.

Cuando ocurre un brote, la presión de cierre en la tubería de revestimiento, adicionada a la presión hidrostática del lodo puede exceder la presión de fractura de la formación y producir una fractura inducida, por lo que el objetivo será determinar una profundidad a la cual la formación tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas por un brote.

La determinación exacta de las presiones impuestas por un brote es tarea difícil pero en aplicaciones de campo la siguiente ecuación ha probado ser un método efectivo.

$$EMW = \left[\frac{\text{Profundidad}_{-Total}}{\text{Profundidad}_{-Intermedia}} \right] (IMW) + OMW \quad (3.1)$$

Donde:

EMW = Peso del lodo equivalente a la profundidad de interés, lb/gal

Profundidad Total = Profundidad de la siguiente tubería de revestimiento mas profunda, pies

Profundidad Intermedia = Profundidad de interés, pies.

IMW = Incremento en el peso del lodo para controlar el brote (normalmente igual a 0.5), lb/gal.

OMW = Peso original del lodo empleado, lb/gal.

Si el peso del lodo equivalente es mayor que el gradiente de fractura indica que en caso de ocurrir un brote la formación no soportara la presión generada y se corre el peligro de una fractura por lo que se repite el cálculo seleccionando un intervalo mas profundo.

El procedimiento se continua hasta que el gradiente de fractura excede el peso del lodo equivalente, cuando esto ocurre la profundidad de asentamiento seleccionada soportará las presiones generadas por un brote.

El valor de 0.5 para el incremento en peso el lodo por efectos de un bote, es un valor ampliamente aceptado para su uso en el campo. Este representa el incremento promedio (máximo promedio) en el peso del lodo necesario para controlar un brote.

Si es necesario el valor de 0.5 lb/gal para IMW puede ser alterado para ajustarse a condiciones confiables de acuerdo con la zona donde se lleve a cabo la perforación. Esto contando con la experiencia y las condiciones de perforación particulares del área.

Profundidad de asentamiento para la tubería conductora y / o estructural.

Las profundidades de asentamiento para las tuberías de revestimiento colocadas arriba de la superficial, comúnmente son determinadas de acuerdo a regulaciones gubernamentales o problemas de perforación encontrados en la zona.

Por ejemplo en un área donde se presenten problemas de pérdidas de circulación severas entre los 75 y 100 pies de profundidad estos pueden resolverse corriendo una tubería hasta cubrir dicha zona de pérdida. En otras situaciones tales como la presencia de acuíferos, formaciones no consolidadas o zonas de gas somero pueden afectar la profundidad de la tubería conductora. La evaluación de los registros de perforación o experiencia en la zona, servirá para identificar estas condiciones.

III.1.1.4 Diseño de TR's.

El diseño de un pozo para la perforación con TR debe considerar que la tubería de revestimiento estará sujeta a esfuerzos adicionales mientras se esta perforando por lo que para realizar un buen diseño es necesario hacer una análisis de los esfuerzos a los que estará sometida la tubería de revestimiento que se utilizara para perforar. La figura 3.6 muestra algunas de las interacciones que afectan la integridad de la tubería, algunos de estos factores pueden ser controlados con técnicas de perforación convencional como la presión externa, presión interna, carga longitudinal y poner especial atención en fenómenos como Pandeo, Fatiga e Hidráulica.

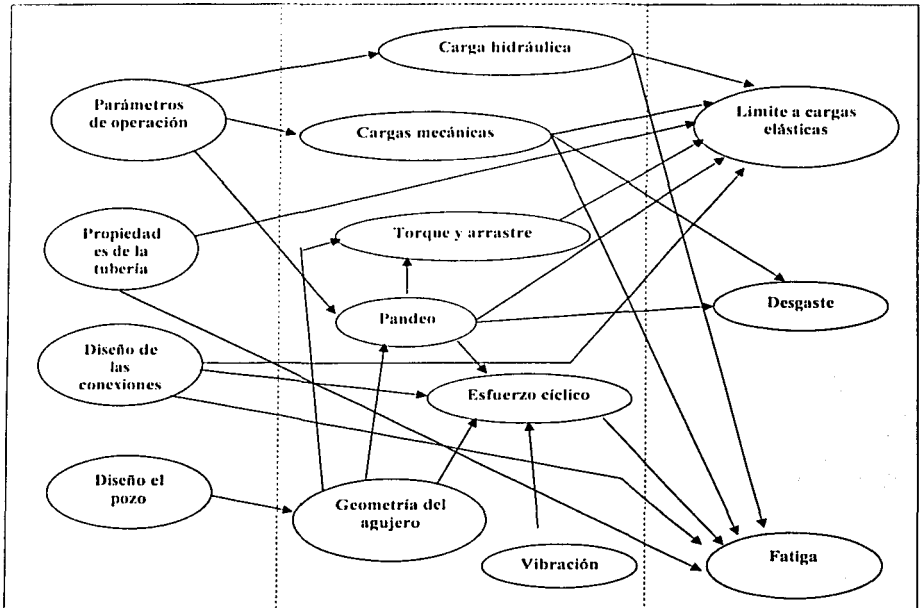


Figura 3.6 Interacciones que afectan la integridad de la tubería para aplicaciones de Casing Drilling.

Las tuberías de revestimiento son identificadas de acuerdo a:

- Diámetro exterior
- Espesor de pared
- Grado de material
- Tipo de junta
- Rango de longitud
- El diámetro exterior y el espesor de pared determinan el peso unitario.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Grados de Tubería

El grado de una TR es la resistencia mínima de cedencia del acero para soportar los esfuerzos, se clasifican de acuerdo a una letra y un número (N-80, P-110) la primera indica la calidad y las características del acero con que fue fabricada y el número la presión mínima de cedencia con la podría empezar a deformar la integridad de la tubería

Los grados de tubería API consisten desde la tubería H-40 hasta la tubería P-110 sin embargo existen grados no-API hasta 180.

III.1.1.5 Pandeo.

Una diferencia significativa entre perforación con tubería de perforación y con tubería de revestimiento es que puede no utilizarse lastrabarras para proporcionarle peso a la barrena. La porción inferior de la TR de perforación soporta solo una carga de compresión limitada antes de que esta se pandee. El pandeo ocurre cuando la carga de compresión y la geometría de la TR y el agujero, crean un momento de flexión suficiente para que la TR se vuelva inestable. Después de esto la tubería es incapaz de soportar la carga de compresión sin un soporte lateral, pero esto no significa que exista una ruptura estructural. La pared del pozo circundante a la TR provee un soporte lateral que limita la flexión para cualquier serie de parámetros dada.

En realidad no hay nada inherente que pueda confirmar que el pandeo cause la destrucción de la TR, pero el pandeo causa dos efectos que pueden ser determinantes. Primero, la fuerza de contacto lateral entre la TR de perforación y la pared del agujero puede causar desgastes en la tubería e incrementar la torsión que se requiere para girar la TR. Segundo, el pandeo causa que la TR asuma una geometría curva dentro del agujero que incrementa el esfuerzo de la tubería y puede incrementar la tendencia a la vibración lateral.

Para la aplicación de la perforación con TR es importante determinar si existe pandeo o no o si el pandeo es tal que pueda causar un problema (desgaste, valores altos de torsión o esfuerzos grandes).

En pozos rectos las cargas de compresión que causa el pandeo están determinadas por la rigidez de la tubería, las fuerzas laterales y la distancia de la pared del pozo. En un pozo vertical, la porción de la TR de perforación que está en compresión está siempre pandeada, si el agujero no proporciona su soporte lateral se utiliza un centrador. Si el pozo es recto pero no vertical, el contacto de pared normal de la tubería sirve como estabilizador e incrementa el valor de las fuerzas de compresión que pueden ser proporcionadas antes de que la tubería se pandee.

Cuando se generan los esfuerzos de pandeo y de flexión en la TR (Figura 3.7), los esfuerzos de flexión están en la dirección axial. Por dentro de la curvatura el esfuerzo es compresivo, y por el lado exterior de la curva existe fuerza de tensión.

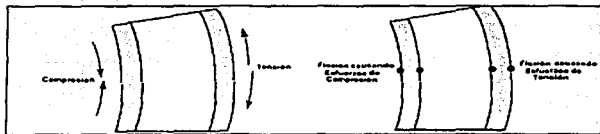


Figura 3.7 Esfuerzos axiales sobre la tubería generados por la flexión

El pandeo ocasiona un doblez en la tubería que puede ser cuantificado como severidad de pata de perro en grados por cada 100 pie. La severidad de la pata de perro se utiliza para medir la intensidad del pandeo que puede ser convertido en un esfuerzo axial o en una fuerza axial equivalente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El esfuerzo de flexión se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \pm 218.2 d_h \Delta O \quad (3.2)$$

Donde:

σ = Esfuerzo de flexión, (psi)

d_h = Diámetro del agujero. (pg)

ΔO = Severidad de pata de perro. ($^{\circ}/100$ pie)

El esfuerzo de flexión se puede convertir en una fuerza equivalente para facilitar la evaluación del diseño de la TR y las conexiones.

$$F_{\text{bef}} = \sigma A_{\text{pb}} \quad (3.3)$$

Donde:

F_{bef} = fuerza equivalente debida a la flexión, (lb)

A_{pb} = área de la sección transversal de la tubería (pg²)

Existen expresiones analíticas que pueden describir las condiciones de pandeo tanto para fuerzas de contacto como para esfuerzos en la tubería, y un análisis más detallado se puede obtener aplicando el método del elemento finito. El pandeo puede no ser un problema significativo para el sistema de perforación con TR debido al diámetro grande de la TR, relativo al tamaño del pozo, esto se debe a que se mitigan muchos de los efectos del pandeo y usualmente mantiene bajos niveles de esfuerzo. Para diámetros menores de 7 pg de inclinaciones de agujero de 5° se debe llevar a cabo un análisis completo del pandeo.

III.1.1.6 Fatiga

El debilitamiento por fatiga es causado por una carga cíclica en los esfuerzos del pozo por debajo de la resistencia elástica del material. Bajo cargas repetitivas, se comienza a presentar una pequeña grieta en un punto donde el esfuerzo es alto, y se propaga a través del cuerpo de la tubería hasta que el resto del área de la sección transversal es insuficiente

para soportar la carga estática. El número de esfuerzos cíclicos que se requieren para causar una ruptura depende de factores naturales, y pueden variar de unos cuantos ciclos hasta el infinito. La ruptura por fatiga es altamente susceptible a las condiciones locales.

Las causas de la ruptura por fatiga de la sarta, generalmente se presentan más por las cargas de flexión que por las cargas de tensión. Estas se localizan principalmente en la porción baja de la sarta que en la parte de arriba donde la carga de tensión estática es mayor. En muchos casos la fatiga resulta de una pequeña fisura antes de la ruptura total; así, la mayoría del desgaste que se ha encontrado hasta ahora en una tubería la ha causado una ruptura por fatiga y generalmente ésta se localiza en la porción baja de la tubería o en el área de las juntas.

La fatiga por corrosión o fatiga en un medio ambiente corrosivo es la causa más común de falla por fatiga. Un medio ambiente corrosivo en la perforación se presenta cuando se tiene un sistema de lodo con un alto contenido de cloruros, así como el arrastre de oxígeno en el sistema de lodo, ambos son los causantes que más influyen en la corrosión.

III.1.1.7 Colapso.

El colapso en tuberías de revestimiento suele ser un problema serio que puede derivar en la pérdida de un pozo, es un fenómeno complejo y un gran número de factores y parámetros influyen en su efecto, por lo que es necesario apoyarse en un principio de teoría clásica de elasticidad para determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

El colapso puede definirse como el efecto físico de aplastamiento de un tubo por el efecto resultante de fuerzas externas, a la capacidad de la tubería de revestimiento para soportar presión externa sin experimentar falla alguna se le llama resistencia al colapso. La resistencia al colapso depende de:

- Las características del acero
- La tensión o compresión axial a que está sujeta la tubería.
- La relación existente entre el diámetro de la tubería y su espesor.

La condición más severa comúnmente usada para efectos de diseño, corresponde a una tubería vacía, con presión cero en el interior de la tubería de revestimiento y una columna de lodo en el espacio anular.

Cualquier presión en el interior de la tubería que se mantenga durante la vida del pozo, reducirá la presión de colapso en una cantidad equivalente a la diferencia entre la presión que ejerce el lodo en el espacio anular y la presión del interior de la tubería. En función del esfuerzo aplicado la tubería puede sufrir diferentes tipos de colapsos:

- Colapso elástico: Se trata de una deformación reversible, recobra su forma original.
- Colapso de transición: entre elástico y plástico.
- Colapso plástico: En este caso es irreversible, no recobra su forma original.
- Colapso de Cedencia: se compara con una presión externa que genera un mínimo esfuerzo de cedencia sobre el interior de la pared del tubo.

III.1.1.7.1 Factores causales de colapso en Tuberías de Revestimiento:

Aspecto geométrico. Tuberías con relaciones D/t (D : diámetro exterior del cuerpo del tubo en pulgadas, t : Espesor de la pared del tubo en pulgadas) mayores a 13 corresponden a tubulares con espesores de pared delgados y pueden tener altas ovalidades, que pueden favorecer el colapso.

El espesor de pared es el factor de mayor influencia en la resistencia al colapso, dada su directa relación con la resistencia mecánica del tubo.

Ovalidad y redondez: La diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo, medido alrededor de una misma sección transversal, expresada en porcentaje, con respecto al diámetro medio, se denomina ovalidad (valor relativo). A la diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo (valor absoluto) se denomina redondez (Figura 3.8) entre mayor

sea la diferencia entre máximo y mínimo, habrá mayor probabilidad de colapso en esa sección de la tubería.

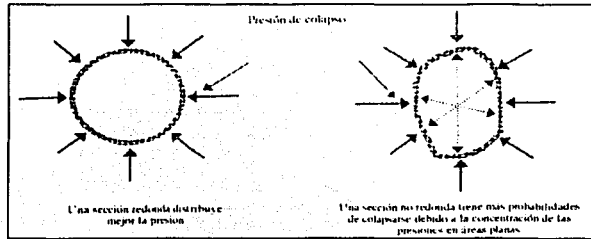


Figura 3.8

Cargas geostáticas por flujo de formaciones plásticas: Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como la lutita, domos arcillosos y salinos, etc. cuyos comportamientos químicos mecánicos son francamente plásticos y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, causando el colapso.

III.1.1.8 Presión Interna

Durante la entrada del fluido de la formación a la tubería de revestimiento y en operaciones como cementaciones forzadas y fracturamientos, la tubería de revestimiento está sujeta a presiones internas altas, es por ello necesario tomar en cuenta un factor de seguridad al llevar a cabo el diseño de sarts de tuberías de revestimiento.

El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y por ello, en ese momento se le denomina presión de ruptura. Convencionalmente la presión de ruptura para tuberías de acero es calculada a partir de la fórmula de Barlow.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$P_b = \frac{2 * s * t}{d_i} \quad (3.4)$$

Donde:

P_b = Presión Interna

s = Esfuerzo de tensión del acero.

t = espesor de pared

d_i = diámetro interior de la tubería

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo excedente al esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente en la tubería. Este tipo de falla sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoco la ruptura, es por ello propicio sustituir el esfuerzo de tensión del acero por el esfuerzo mínimo de cedencia (Y_m) en la formula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible (0.875 * t), tomando en cuenta esto la formula de Barlow queda:

$$P_b = \frac{0.875 * 2 * Y_m * t}{d_i} = \frac{1.75 * Y_m * t}{d_i} \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

Donde:

P_b = Presión interna

Y_m = mínimo esfuerzo de cedencia

t = espesor de pared

d_i = diámetro interior de la tubería

Tensión-Compresión (Carga Longitudinal).

En cierto punto de la sarta de tuberías de revestimiento, el colapso deja de ser el factor de control importante en el diseño y la tensión ocupa ese lugar. Los efectos de la tensión axial son: tendencia a causar falla en la tubería de revestimiento por efecto de deformación, longitudinal y reducción de la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento, cuando se calcula la carga por tensión se debe considerar el efecto de flotación en el peso de la sarta.

La flotación es una fuerza ascendente que actúa sobre la tubería que esta sumergida dentro del fluido, nos indica que el peso del volumen desplazado es igual al peso de la tubería que esta sumergida dentro del fluido. El peso de la tubería en el fluido es obtenido multiplicando el peso de la tubería en el aire por el factor de flotación.

La tensión total en la parte superior de la junta es la suma de las fuerzas de flotación en cada uno de los componentes de la sarta. Por lo general el 90% de la cedencia a la tensión es la carga máxima permisible de la tensión.

Existen diferentes cargas de tensión que actúan sobre la tubería de revestimiento

- El propio peso de la tubería desde la conexión superficial, a este se debe restar el efecto de flotación por el líquido en el cual la sarta está sumergida. Como condición crítica se considera que la sarta está suspendida en el aire.
- Las cargas de impacto ocasionadas durante la introducción de la sarta, provocan efectos que modifican la carga de tensión. El cálculo de estas cargas no es fácil ya que es una función de la velocidad y de la carga que se desliza.
- Las cargas debidas a la fricción de la tubería con las paredes y el contorno del pozo.
- Los cambios de temperatura después de cementar la tubería, aumentan el esfuerzo de tensión a razón de 207 lb/pg^2 por $^{\circ}\text{F}$ de caída de temperatura.

La elevada presión del fluido dentro de la tubería de revestimiento expande y reduce la longitud de la sección aumentando con esto la carga de tensión.

La mayoría de las situaciones mencionadas son difíciles de evaluar, es por ello que el efectuar el diseño se considera la situación más crítica, que es la tubería colgando libremente, seleccionando un factor de diseño elevado.

La resistencia al colapso, la presión interna y el esfuerzo de cedencia mínimo del cuerpo y junta, indica los máximos esfuerzos permitidos a los que la tubería de revestimiento puede estar sujeta sin fallo.

Rara vez es deseable exponer cualquier material al máximo esfuerzo permisible, esto tiene vital importancia en las tuberías de revestimiento, dado que las propiedades físicas son determinadas en muestras de tuberías y las propiedades de cualquier tramo de tubería en particular pueden desviarse considerablemente del promedio estadístico y por lo tanto ocasionar fallas en ese tramo. Para tratar de evitar esto, se introduce el concepto de "factor de seguridad", el cual es la relación entre el máximo esfuerzo permisible y el esfuerzo real de trabajo.

Las secciones de diseño de tubería que se localizan a mayor profundidad se exponen a mayores presiones externas y menores cargas axiales. Contrariamente los tramos superficiales soportan mayores cargas axiales y menores presiones de colapso. En la actualidad existen varios procedimientos empleados para el diseño de tuberías de revestimiento, entre los cuales están:

- Método analítico.
- Método gráfico.
- Carga máxima.

Del procedimiento analítico existen variantes, una que emplea la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales y la otra que utiliza una ecuación a la resistencia al colapso.

El método gráfico es también empleado, sin embargo se pueden cometer errores al efectuar el diseño por lo que su uso ha disminuido, su principal ventaja era el hecho de que de una manera rápida se obtenían los diseños.

El procedimiento que actualmente es uno de los más usados es el que aplica el concepto de carga máxima.

III.1.1.9 Procedimiento General de Diseño de Sartas de revestimiento.

- Diseñar la tubería por máximas cargas de presión interna. Con los datos generados en este diseño se selecciona en forma preliminar la tubería con peso y grado que soporten las cargas por presión interna.
- Se lleva a cabo el diseño por presión externa o colapso y se chequea si la tubería que se selecciona en el paso número uno es lo suficientemente resistente para controlar la presión o las cargas de presión externa. Si no es así, se selecciona nuevas tuberías.
- Se lleva a cabo el diseño por tensión y se determina si las tuberías en el paso número dos pueden ser empleadas para soportar las cargas por tensión a las cargas que están sujetas. Así mismo, se selecciona el tipo de junta a emplear.
- Si se requiere, se puede aplicar la optimización del diseño de tuberías de revestimiento en los pasos anteriores, se seleccionan intervalos de tuberías de aproximadamente 1,000 pies de diferentes pesos y grados. Es decir, la selección de una sarta combinada tendrá menor costo que una sarta la cual emplea un solo grado y peso de tubería.
- Se corrige por presión de colapso de las tuberías de revestimiento por el efecto a la tensión. Posteriormente, se determina la profundidad a lo cual se puede colocar esta tubería bajo condiciones de presión de colapso corregidas.
- Además en el método Casing Drilling se elabora el diseño de la tubería de revestimiento simultáneamente con el diseño de la sarta de perforación para cada una de las etapas que se tengan en el programa del pozo, determinando los diámetros de las barrenas y tuberías de revestimiento.
- Se realizan varios tipos de ensambles de fondo para poder analizar su comportamiento, resistencia al torque y arrastre, así como para definir el punto neutro y la profundidad a la que podamos tener pando helicoidal.

El resultado de este procedimiento deberá de proporcionar el diseño óptimo de las tuberías de revestimiento para cada uno de los intervalos a perforar.

III.1.2 APAREJO DE FONDO.

La sección de la sarta con la que se perfora para el sistema Casing Drilling denominada aparejo de fondo comprende herramientas como:

- Herramienta recuperadora DLA
- Estabilizadores
- Conexiones diversas
- Barrena ampliadora
- Barrena piloto

El arreglo de barrena ampliadora y barrena piloto, que son del tamaño de paso a través de la TR de perforación, hace posible perforar un agujero de claro adecuado para la TR y su subsiguiente cementación. El BHA es corrido en un ensamble de anclaje para transportarlo al interior del pozo y acoplarse con una zapata de TR especial. Los perros de carga localizados en el ensamble enganchan en un niple *no-go* sobre la zapata de la TR, esta posiciona el ensamble para que las cuñas axiales se extiendan dentro del cople de perfil y transmitir la compresión (Peso sobre barrena) y cargas tensionales de perforación de la TR al ensamble de fondo.

El BHA también puede incluir herramientas como:

- Lastrabarrenas
- Codo.
- Motor de fondo.
- Sistema de Medición mientras perfora (Measurement While Drilling MWD).
- registro durante la perforación Logging While Drilling (LWD)
- Herramientas de prueba de la formación (DST)

III.1.2.1 Herramienta recuperadora DLA

El proceso de perforación con TR elimina la sarta de perforación convencional por el uso de la TR, como un medio de transmisión de energía mecánica e hidráulica a la barrena, el aparato de fondo es anclado en el extremo de la TR por un candado denominado DLA, que es recuperado con un pescante con cable de acero (Figura 3.9) sin necesidad de sacar la tubería del pozo.

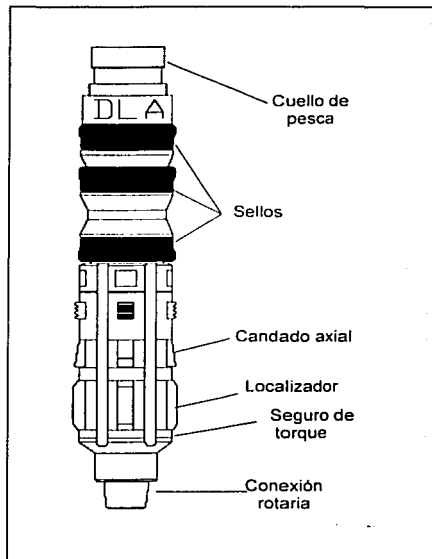


Figura 3.9 Herramienta recuperadora (DLA)

III .1.2.2 Estabilizadores.

La sarta de perforación convencional requiere ser estabilizada a fin de conseguir una mejor geometría y control de la dirección del pozo, esto se logra con la ubicación adecuada de estabilizadores en el fondo del agujero. El apropiado uso de la estabilización en el aparejo de fondo puede incrementar el rango en el peso de la barrena, las revoluciones por minuto y disminuir, incrementar o mantener el ángulo del pozo.

Por lo que la función principal del estabilizador es tratar de mantener la dirección programada del pozo y evitar el pandeo de la sarta para una mejor estabilidad del agujero tanto para pozos verticales como direccionales.

En la perforación se utilizan dos tipos de estabilizadores, de aletas largas recomendadas para formaciones blandas y de aletas cortas recomendadas para formaciones duras ambos con revestimiento de carburo de tungsteno. (Figura 3.10) estos a su vez se dividen en estabilizadores:

- De aletas rotatorias
- De aletas soldadas
- De aletas integrales
- De aletas no rotatorias

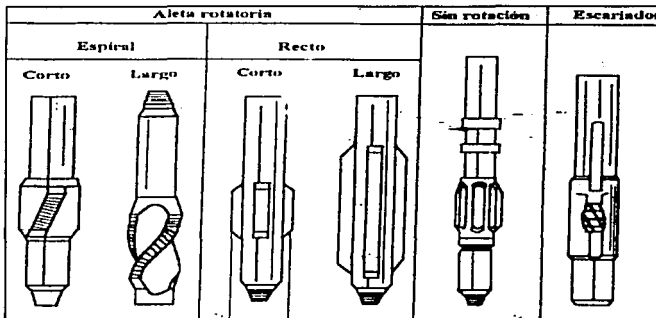


Figura 3.10 Tipos de estabilizadores

Para el sistema Casing Drilling se utilizan estabilizadores de aletas no rotatorias en sus diferentes variantes como lo muestra la figura 3.11

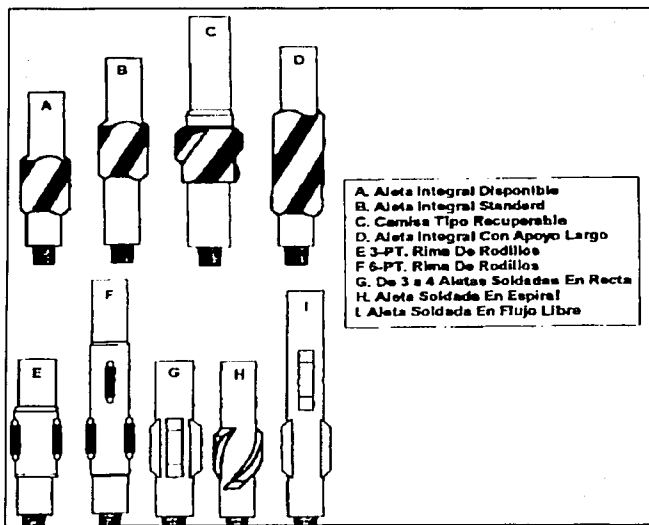


Figura 3.11 Estabilizadores de aletas no rotatorias

Debido a la disminución del espacio anular para los pozos perforados con el sistema Casing Drilling, se reducen las necesidades de estabilización debido a que la pared del pozo funciona como un límite para la flexión de la sarta y en el uso de estabilizadores se debe considerar que, los componentes de la sarta son de menor capacidad para manejar el incremento del esfuerzo de torsión causada por el contacto de los estabilizadores con la pared del pozo durante la rotación, así como la reducción del área de flujo por el cuerpo del estabilizador.

Los estabilizadores hacen la función de centradores en la operación de cementación colocándose en el interior de la caja un anillo relevador de esfuerzos, que absorbe los sobre torques y evita el abocinamiento de los coples.

Adicionalmente, se instala en la parte inferior de cada cople, un buje de desgaste que tiene como función evitar el desgaste por abrasión mientras perfora.

III.1.2.3 Selección de juntas.

En el inicio del sistema de perforación con tubería de revestimiento la selección de las juntas de la tubería de revestimiento se apoyó en un estudio experimental de fatiga, el cual consistió en rotar las diferentes juntas que existen en el mercado a un ángulo de doce grados, las dos juntas que lograron pasar esta prueba fueron HD5 11 cuyas características son que el diámetro de la caja es ligeramente mayor al diámetro del tubo, el diámetro interno de la caja es ligeramente menor que el diámetro interno del tubo, es usada normalmente en linner de perforación y horizontales, tubería lavadora y la junta de rosca Butress cuyas características son que el cople provee centralización de la tubería de revestimiento, tiene un diámetro de paso uniforme, es económica, durante las pruebas de laboratorio mostró mayor vida útil debido a que su perfil genera menos esfuerzos a la fatiga.

III.1.2.4 Barrena ampliadora hidráulica.

Es una herramienta que se instala en la parte superior de la barrena piloto para dar un diámetro mayor al agujero que está perfora (Figura 3.12) Su funcionamiento consiste en abrir sus brazos a presión hidráulica que es mantenida por el fluido de perforación. Cuando el bombeo se suspende el brazo se colapsa y regresa a su posición original dentro del cuerpo de la barrena, algunas de las características generales de una barrena ampliadora son:

- Los cojinetes y conos son más grandes, lo que permite aumentar su vida útil.
- Es capaz de perforar y escariar simultáneamente.
- Resiste altas cargas de choque y torque en el fondo del pozo.
- Incrementa la velocidad de penetración.
- Presenta un cierre positivo para mantener los brazos en posición abierta.
- Tiene dos toberas con chorros direccionales en la parte inferior y uno en cada cortador o brazo.
- Se tiene un mayor incremento de la energía hidráulica para mejorar la eficiencia de limpieza del agujero y una mayor velocidad de penetración.

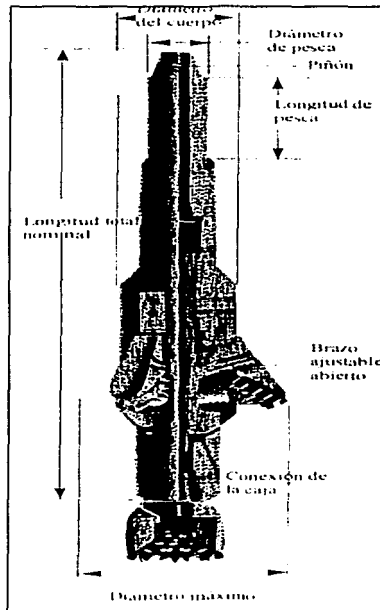


Figura 3.12 Barrena ampliadora hidráulica.

III.1.2.5 Barrena piloto.

La barrena piloto es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta que esta perforando, su función es perforar los estratos de la roca mediante, el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

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

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

Para evitar confusión entre los tipos de barrenas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes se creo el código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), de clasificación de tres dígitos, como se ilustra en la Tabla 3.1

Como ejemplo de lo anterior, describiremos un tipo de barrenas correspondientes a tres dígitos:

Si tenemos una barrena tipo 527, el primer dígito identifica el sistema de corte, en este caso tenemos una barrena de dientes de inserto para formación blanda, el segundo dígito nos da a conocer la dureza de la formación, y aquí corresponde a una medio suave, el tercer dígito corresponde al sistema de rodamiento, siendo para esta barrena, de chumacera sellada y protección al calibre.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Código IADC para barrenas de Cortadores Fijos

La finalidad del código IADC es solamente un medio para agrupar el aspecto general de las barrenas de cortadores fijos. A diferencia de la clasificación IADC para barrenas tricónicas, el código IADC para barrenas de cortadores fijos no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características más elementales. La elección de tipos específicos de barrenas debe hacerla una persona que esté bien enterada de la tecnología de barrenas así como de su disponibilidad.

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras:

- Material del Cuerpo: De acero o de matriz.
- Densidad de cortadores: Para barrenas PDC, este dígito va de 1 a 5, mientras más bajo es el número, menos cortadores tiene la barrena.
- 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.
- Forma: El último dígito indica el estilo general del cuerpo de la barrena y varía de 1 (forma achatada) a 4 (flanco largo).

Actualmente se han diseñado nuevas barrenas que permiten una mayor velocidad de penetración que las barrenas convencionales para algunas operaciones.

Barrenas de diamantes policristalinos (PDC).

Esta barrena es corrida generalmente con motores de fondo a velocidades de rotación 300 a 1000 rpm, incrementando la velocidad de penetración de 2 a 3 veces más que las barrenas comerciales convencionales, los cortadores de esta barrena PDC consisten de una capa delgada de pequeños sintéticos unidos al carburo de tungsteno los cuales a su vez están colocados dentro del cuerpo de acero de la barrena o están insertados fuertemente al cuerpo de la matriz de la barrena. (Figura 3.13). Estas barrenas perforan mediante la acción de cizallamiento y además proporcionan un alto ritmo de penetración con pesos sobre barrenas

bajos en formaciones estables, esta acción de cizallamiento es más efectiva relativamente en sedimentos plásticos tales como la sal, limonita y arenisca poco consolidada, debido a que requieren una menor energía, pero se debe tener cuidado ya que este cizallamiento incrementa las vibraciones, y puede disminuir el torque de la sarta.

Una barrena PDC con cuerpo de matriz es ideal para perforaciones profundas ya que el material de la matriz es resistente a la erosión aun en lugares del pozo con formaciones duras. La barrena PDC es de gran éxito para perforar formaciones suaves a media-duras, pero también se pueden romper o fracturar los dientes de estas barrenas debido a las limitaciones térmicas cuando se perforan rocas duras en pozos profundos

Los dientes de las barrenas PDC (Figura 3.14) fallan en altas temperaturas (700 °C) por que el Adhesivo de Cobalto cada vez tiene un mayor coeficiente de expansión térmico que los diamantes. Cuando se encuentran formaciones duras, la temperatura se incrementa por la alta fricción originando que el Adhesivo de Cobalto se dilate más que en los diamantes y los dientes de la barrena PDC fallen.

Estas barrenas tienen un mejor desempeño en formaciones que van de suaves a medias-duras, con características no abrasivas ni plásticas. Ya que su degradación térmica es muy rápida si se usa para formaciones duras.



Figura 3.13 Barrena PDC

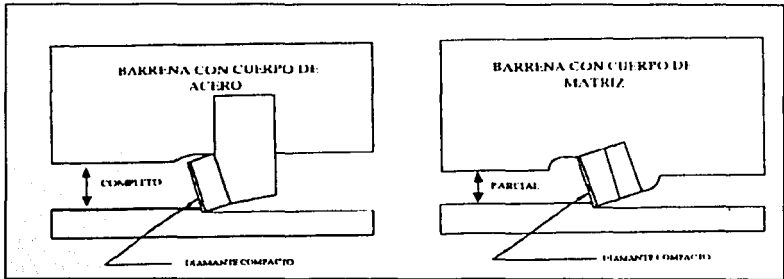


Figura 3.14 Montaje de los dientes para una barrena PDC

Barrenas con dientes de diamantes térmicos estables (TSD).

Esta barrena es corrida generalmente con motores de fondo a velocidades de rotación que van de 300 a 1000 rpm, estas barrenas tienen un Adhesivo de Cobalto removible, así que de esta manera ellas pueden operara a altas temperaturas. Los dientes de la barrena TSD están elaborados con discos largos que están cortados en forma de triángulos o de moldes cúbicos y son moldeados directamente dentro de la matriz de la barrena (Figura 3.15). La experiencia ha demostrado que estás barrenas TSD pueden perforar eficientemente en formaciones como: Granito, Roca Ígnea, Rocas sedimentarias así que por lo general se usa para formaciones duras debido a su lenta degradación térmica y debido a sus dientes grandes genera un mayor ritmo de penetración y prolonga la vida de la barrena.

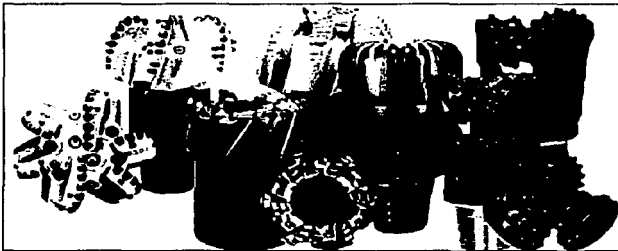


Figura 3.15 Barrena TDS

Uno de los parámetros importantes en la selección de las barrenas es la determinación del costo por metro que se calcula con la siguiente ecuación 3.6:

$$C = \frac{B + R(T + T_v + T_c)}{M} \quad (3.6)$$

Donde:

C= costo por metro, \$/m o Dlls/m

B= Costo de la barrena, \$ o Dlls

R= Costo de operación del equipo por hora, \$/hr o Dlls/hr

T= Horas de vida de la barrena

T_v= Tiempo de viaje, horas

T_c= Tiempo de conexión, horas

M= Longitud perforada, metros

A su vez T_c se calcula con la ecuación 3.7:

$$T_c = \frac{M}{9.15} * \frac{tc}{60} \quad (3.7)$$

Donde:

tc= tiempo de conexiones, minutos

M= Longitud perforada, metros.

9.15= Longitud promedio de un tubo, metros

60 = factor de conversión de minutos a horas.

Las ecuaciones anteriores son validas para cualquier tipo de barrena, la fórmula se puede utilizar al terminar una corrida de perforación utilizando datos reales o antes asumiendo valores resultados de la experiencia o de pozos de correlación.

III.1.3 HERRAMIENTAS ADICIONALES

III.1.3.1 Lastrabarrenas.

Las tuberías lastrabarrenas son tubos de espesor grande pero menor que el de las tuberías extrapesadas, son colocados entre la tubería de perforación y la barrena. Para el sistema Casing Drilling es recomendable que la primera etapa se perfore normal, únicamente sustituyendo la tubería de perforación por tubería de revestimiento. Para perforar la segunda etapa, se recomienda el uso de lastrabarrenas para darle peso inicialmente y poder perforar el cople, cemento, zapata y la formación y posteriormente, perforar con solo barrena y tubería de revestimiento, cuidando las condiciones de operación, para mantener la verticalidad del agujero. En la perforación de la tercera etapa utilizar lastrabarrenas y motor de fondo de alto torque, baja velocidad de rotación y barrena para perforar a la profundidad programada.

El número de lastrabarrenas dependerá del peso requerido en la barrena, el tipo de aparejo de fondo y del tipo de pozo. Por ejemplo, un aparejo de fondo rotatorio requiere más peso en la barrena para obtener ritmos de penetración aceptables que el aparejo de fondo con un motor de fondo, por lo tanto el aparejo de fondo rotatorio requiere de un mayor número de lastrabarrenas.

Existen tres tipos de tuberías lastrabarrenas (Figura 3.16)

- *Convencional*: Es redondo y de superficie lisa.
- *Espiral*: Es un lastrabarrena convencional con varios surcos espirales maquinados con poca profundidad lo cual permite minimizar los problemas de pegadura diferencial, tiene un peso menor en alrededor del 4%, que los lastrabarrenas convencionales debido a los surcos espirales.
- *Escuadra*: Es un lastrabarrena con cuerpo cuadrado y con junta convencional, es usada para dar un extra de rigidez sin incrementar los problemas por pegadura diferencial.

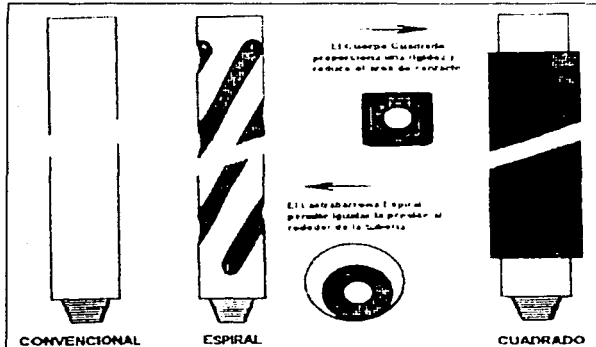


Figura 3.16 Tipos de lastrabarrenas

El daño por fatiga de las conexiones es menor con L.B que se ajustan más cercanamente al agujero, pero es importante diseñar adecuadamente el aparejo de fondo cuando se utilizan L.B de diámetro grande para evitar causar fatiga a la tubería.

La selección de los lastrabarrenas debe considerar no generar pandeo en las secciones inferiores de la sarta al cargar peso a la barrena y usar la cantidad suficiente para evitar el someter la tubería a compresión.

Los métodos utilizados para diseñar los lastrabarrenas a utilizarse son como en el sistema convencional, el método del factor de flotación y el método de área presión.

III.1.3.2 Motor de Fondo.

Es una herramienta que proporciona rotación, velocidad y torque a la barrena (Figura 3.17) operada hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de revestimiento, puede utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales.

Algunas de las ventajas que proporciona el motor de fondo son:

- Proporcionan mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria del pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería.
- Proporcionan mayor velocidad de rotación a la barrena.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de perforación.

El motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador también llamado Bent Sub (Figura 3.18). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales y en su mayoría pueden trabajar con cualquier tipo de fluido de perforación, aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavitación en el hule del estator.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, codos, etc.)

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de fluido.
- Altas temperaturas.
- Caídas de presión en el motor.
- Peso sobre barrena.
- Tipo de formación.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

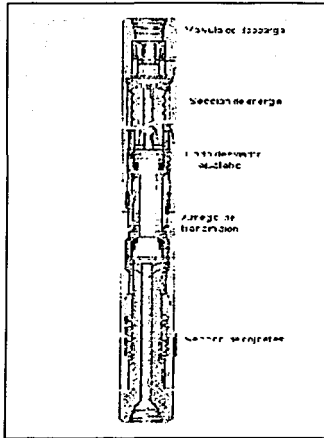


Figura 3.17 Motor de fondo

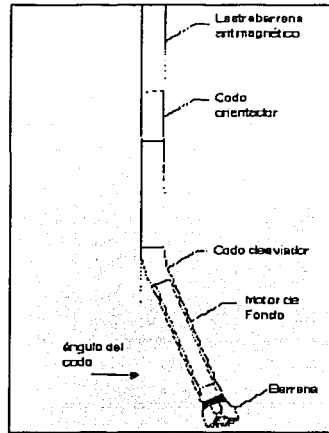


Figura 3.18 Codo-Motor de fondo

III. 1.3.3 Sistema MWD

Es una herramienta de medición que registra la inclinación y azimut del pozo, trabaja para medir la trayectoria de los pozos.

El sistema de medición mientras se perfora, MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma digital (binaria) estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados por una computadora. Los tres sistemas MWD más comunes son de pulsaciones de lodo, línea de acero y los electromagnéticos, aportando beneficios como: mejor control de la trayectoria del pozo, repetición de mediciones, menor riesgo de pérdidas por presión diferencial, extracción de barrenas desgastadas en el tiempo apropiado, evaluación de la eficiencia de aparejos de fondo, ajuste de las variables a las condiciones de perforación, detención de fallas en el sistema de perforación

III.1.3.4 Sistema LWD

El sistema LWD registra mientras perfora contiene una variedad de herramientas que proporciona un potencial de información relacionado con la formación. Con el fin de obtener un programa de perforación óptimo, esta herramienta mejora la evaluación de los yacimientos y reduce los riesgos asociados con las mediciones. El sistema LWD con las herramientas de resistividad compensada y azimutal, densidad y neutrón azimutal y acústicas, permite durante la perforación o en viajes de acondicionamiento medir en forma cualitativa la resistividad, los rayos gamma espectrales, la densidad, el efecto fotoeléctrico, la porosidad neutrónica y sónica y el tren de ondas acústicas, con lo cual se minimizan los tiempos para la obtención de la información.

III.1.3.5 Herramientas Cortadoras de Núcleos.

Con este sistema también se puede cortar y recuperar núcleos de fondo. Para lo cual en el aparejo de fondo se coloca, en lugar de la barrena, la corona y el barril, introduciéndola con el DLA con cable y se aloja en el niple de la TR (figura 3.19) posteriormente se procede al corte del núcleo y la recuperación se efectúa de la misma forma como si se tratará de un cambio de barrena (Figura 3.20) De esta forma se obtiene el núcleo y se amplía en una operación continua logrando cortar núcleos de 30 a 60 pies por corrida.

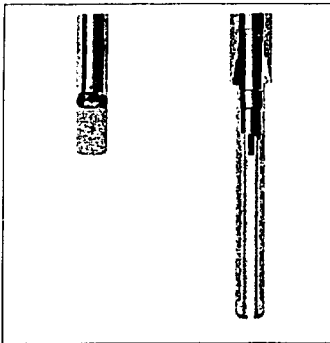


Figura 3.19

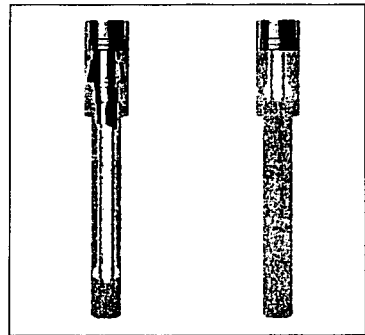


Figura 3.20

III.2 FACTORES OPERATIVOS DE LA PERFORACIÓN.

Estos factores deben ser diseñados de acuerdo con la geología por atravesar y con la geometría del agujero, pueden ser modificados en función del desempeño observado.

III.2.1 Peso sobre barrena.

La velocidad de penetración se ve directamente influida por el efecto del peso sobre la barrena por lo que para que esta situación se aproveche totalmente se debe tener una limpieza eficiente de la barrena y del fondo del pozo.

A medida que la barrena perfora, los dientes o cortadores se desgastan por lo que generalmente se le aplica cada vez más peso, para la perforación con tubería de revestimiento la sarta compuesta de tuberías de revestimiento proporciona el peso sobre barrena. el aumento de peso puede hacerse hasta lograr un ritmo de penetración aceptable o hasta llegar al límite prescrito en las recomendaciones de operación para que la tubería y la barrena no tenga un desgaste prematuro.

Para Casing Drilling se busca mantener pesos sobre barrena limitados, por lo que una estructura de corte eficiente como PDC tiene posibilidades de ofrecer un mayor ritmo de penetración.

III.2.3 Margen de jalón.

En este punto el diseño es función de la resistencia a la tensión de la tubería de revestimiento, por lo que se deberá contar con datos como: densidad del lodo, clase, grados, longitudes y diámetros de las tuberías en la sarta de perforación, con lo que obtendremos de tablas su peso y resistencia a la tensión.

Con los datos anteriores se calcula el Factor de flotación con la siguiente fórmula:

$$Ff = 1 - \left(\frac{\text{Densidad del lodo}}{7.85} \right)$$

Ff. Factor de flotación.

Después se calcula el peso de los lastrabarrenas, si se tienen en la sarta, en el lodo, restando a la resistencia a la tensión obtenida de tablas el resultado anterior con lo que se obtiene el margen para jalar de la sección, si se cuenta con varias secciones se sigue el mismo procedimiento, seleccionando de los márgenes para jalar calculados, el mínimo.

III.3 HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

En la perforación convencional, el fluido de perforación es bombeado hacia el fondo del pozo por el interior de la sarta de perforación, saliendo por las toberas de la barrena y regresando a la superficie por el espacio anular. Durante la circulación, el fluido de perforación sirve para enfriar la barrena, estabilizar el agujero, controlar la presión de formación y limpiar el agujero mediante el acarreo de los recortes perforados a la superficie de aquí la importancia de la selección del fluido de perforación. Un programa de fluidos para la perforación de un pozo debe especificar:

- Rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección del agujero.
- Los tipos de fluidos de perforación y terminación a utilizarse.
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos del fluido sugeridos para cada sección.
- Potenciales problemas esperados y los procedimientos de control.

Para la perforación con Tubería de Revestimiento el sistema circulatorio es el convencional adicionando en el aparejo de fondo un empacador hidráulico por medio del cual se logra la hermeticidad en la conexión del aparejo de fondo y la tubería de revestimiento, pero los requerimientos hidráulicos para el sistema Casing Drilling difieren debido a que la sarta de

perforación frecuentemente es rotada a velocidades más altas (de 250-1000 rpm vs. 50-150 rpm) y el área de flujo anular entre la sarta y la pared del pozo es menor, por lo que la mayor pérdida de presión por circulación se presenta en el espacio anular. lo que nos conduce a que se maximice la energía hidráulica aplicada a la barrena incrementándose la velocidad en el espacio anular y se incremente la D.E.C. necesitando entonces una menor potencia hidráulica.

La capacidad hidráulica es determinada por el equipo del sistema de circulación, el cual consiste en bombas para mover el fluido de perforación, una sección continua de mangueras, tuberías que transportan el fluido hacia la barrena y un tanque para mantener una reserva de abastecimiento del fluido de perforación. Su optimización depende de la determinación de las propiedades del fluido de perforación, requerimientos de velocidad anular, potencia hidráulica en la barrena, fuerza de impacto sobre el fondo del agujero y velocidad de las toberas lo que nos dará como resultado una mejoría en la limpieza del pozo, reducción en el tiempo y en los costos de perforación.

Una selección adecuada de las características reológicas y el ritmo de flujo del lodo de perforación así como el diámetro de las toberas de la barrena nos ayudara a:

- Obtener suficiente distribución de los recortes perforados a lo largo del espacio anular sin aglomerarse lo que implica mantener al lodo de perforación en el espacio anular tan uniforme como sea posible, mantener la velocidad anular por arriba de la velocidad de sedimentación o asentamiento de los recortes, minimizar los efectos adversos de rotación en la sarta de perforación.
- Lograr un pozo estable mediante un gradiente de velocidad pequeño que minimice el esfuerzo de corte en la pared del pozo lo cual reduce la erosión del agujero, mantener la presión del espacio anular por abajo de la presión de fractura de formación, minimizar la reacción entre el lodo y la formación.

- Optimizar el comportamiento de la barrena mediante la maximización de la fuerza de impacto, minimizar el ritmo de flujo para enfriar la barrena y para prevenir el taponamiento de las toberas de la barrena.
- Se optimizará el empleo de la potencia en superficie.

El diseño de los fluidos de perforación esta en función de la litología, temperatura, tipo de pozo, hidráulica, programa de diámetro del agujero y tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales. Lo anterior influye para seleccionar las propiedades del fluido como densidad, viscosidad, PH, Viscosidad plástica, punto de cedencia, Gelatinosidad, Contenido de cloruros y sólidos. Filtrado, % aceite.

Para la perforación con Tubería de Revestimiento se deberá buscar tener propiedades reológicas mínimas del lodo con bajos valores de Viscosidad Plástica y Punto de Cedencia así como un régimen de flujo laminar para minimizar las caídas de presión por fricción en el espacio anular.

Los factores involucrados en el diseño de un programa hidráulico son:

- Peso específico del fluido de perforación (gr/cc)
- Gasto y presión máxima de bombeo.
- Diámetro de barrenas.
- Velocidad de perforación.
- Profundidad del pozo.
- Características geométricas de la sarta de perforación.

Para la perforación convencional es recomendable diseñar un programa hidráulico, empleando la máxima potencia disponible en las bombas del equipo. Esta técnica es llamada "optimización del equipo" y aunque esto es importante, para la perforación con Tubería de Revestimiento las condiciones del agujero deben de ser usadas como factores de diseño, debido a que las propiedades del lodo y la velocidad anular son los factores más relevantes que afectan al agujero durante las operaciones de perforación.

3.1.1 Reología del fluido de perforación.

Principalmente son tres los modelos reológicos utilizados:

- Newtonianos.
- Plástico de Bingham.
- Ley de potencias.

Son modelos matemáticos que emplean términos como esfuerzo de corte y ritmo de corte para describir el comportamiento de flujo en condiciones dinámicas .

Fluidos Newtonianos:

Este modelo propone que el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte (Figura 3.21).

$$\tau = \mu\gamma \quad (3.8)$$

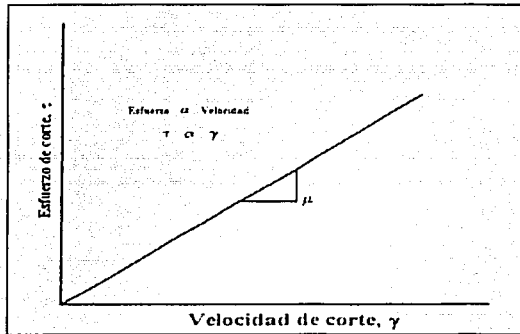


Figura 3.21

Donde:

τ = esfuerzo de corte (lb/pie²)

μ = viscosidad (cp)

γ = Velocidad de corte (seg⁻¹)

Fluidos Plástico de Bingham:

Este modelo se desarrollo para definir con mayor claridad el comportamiento de los fluidos de perforación, proponiendo que se requiere una cierta cantidad de esfuerzo para vencer la estructura de gel después de que esta inicia el movimiento. (Figura 3.22)

$$\tau = \mu \gamma + \tau_y \quad (3.9)$$

Donde:

τ = esfuerzo de corte (lb/pie²)

μ = viscosidad el fluido, (cp)

τ_y = esfuerzo de corte o de cedencia. (lb/100 pie²)
necesario para iniciar el movimiento

Es decir que a una cierta presión aplicada sobre el fluido se iniciara el movimiento, por lo que la presión del lodo fluyendo es función de la presión inicial de cedencia y de la viscosidad del fluido. Los valores de corte tomados normalmente en el viscosímetro son los de 300 y 600 rpm, la viscosidad del fluido y el esfuerzo de cedencia se calculan con:

$$\mu_p = O_{600} - O_{300} \quad (3.10)$$

$$\tau_y = O_{300} \cdot \mu_p \quad (3.11)$$

μ_p = viscosidad plástica (cp)

O_{600}, O_{300} , son las lecturas el viscosímetro a 300 y 600 rpm

La viscosidad del fluido μ_p es llamada viscosidad plástica y se mide en centipoises (cp), se ve afectada por el tamaño, concentración y forma de las partículas en el sistema de lodos, al aumentar la cantidad de partículas aumenta la viscosidad plástica, no es afectada por solventes y puede controlarse alterando el número de sólidos en el sistema.

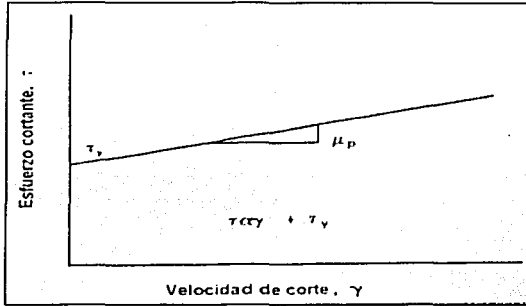


Figura 3.22 Comportamiento reológico de los fluidos plástico de Bingham.

Fluido Ley de Potencias

El modelo de la Ley de potencia es usado para definir una curva no lineal mediante el empleo de una ecuación matemática estándar. (Figura 3.23)

$$\tau = K(\gamma)^n \quad (3.12)$$

Donde:

K = índice de consistencia. (adimensional)

n = índice del comportamiento de flujo. (adimensional)

τ = esfuerzo de corte (lb/pie²)

γ = Velocidad de corte (seg⁻¹)

El índice de comportamiento de flujo se define como el grado al cual el fluido se comporta como no-Newtoniano. El comportamiento de flujo y el índice de consistencia se calculan con las ecuaciones siguientes:

$$n = 3.32 \log \left[\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right] \quad (3.13)$$

$$K = \left[\frac{\theta_{300}}{511^n} \right] \quad (3.14)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.1.2 Pérdida de presión por fricción en la sarta.

Para calcular la pérdida de presión por fricción en la sarta se selecciona un modelo basándose en el valor del índice de comportamiento de flujo o índice reológico n , este puede ser Plástico de Bingham o Ley de Potencias entonces se calculan las caídas de presión por fricción en el interior de la tubería de revestimiento y en el espacio anular para flujo laminar.

El modelo usado para calcular la caída de presión por fricción asociada al flujo laminar para fluido Plástico de Bingham esta restringido por su inexactitud en los cálculos de los esfuerzos de corte asociados con gastos altos, para la perforación con Tubería de Revestimiento, Casing Drilling se procura no manejar altos gastos debido a que se generarían mayores pérdidas de presión en el espacio anular y posibles erosiones o derrumbes en el pozo.

La velocidad del fluido en el interior de la sarta que perfora se obtiene de la ecuación 3.15:

$$V = \frac{Q}{2.448d_i^2} \quad (3.15)$$

Donde

V = velocidad del fluido (pie/seg)

Q = gasto (gal/min)

d_i = diámetro interior de la TR (pg)

La velocidad crítica V_c para flujo laminar se determina con la siguiente ecuación:

$$V_c = \frac{1.08\mu_p + 1.08 \left(\frac{PV}{\rho l} \right)^2 - 12.34d_i^2 \gamma_p \rho}{\rho l} \quad (3.16)$$

Donde:

V_c = velocidad crítica (pie/seg)

μ_p = viscosidad plástica (cp)

YP = punto de cedencia (lb/100 pie²)

ρ = densidad del lodo (lb/gal)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La pérdida de presión por fricción para flujo laminar en TR y lastrabarrena se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_r = \left[\frac{(\mu_r)LV}{1500d_i^2} \right] + \left[\frac{YPL}{255d_i} \right] \quad (3.17)$$

Donde:

L= longitud de la sección (pie)

En el espacio anular, se emplea la misma ecuación con pequeñas variaciones al considerar la geometría del pozo.

$$(3.18) \quad V = \frac{Q}{2.448(d_h^2 - d_c^2)}$$

Donde:

d_h =diámetro del agujero (pg)

d_c = diámetro exterior de la tubería de revestimiento (pg)

$$V_c = \frac{1.08 + 1.08 (\mu_r)^2 + 9.26(d_h^2 - d_c^2) YPP}{\rho(d_h - d_c)} \quad (3.19)$$

Para flujo laminar la caída de presión por fricción en el espacio anular será calculada con la ecuación:

$$P_a = \frac{PVLV}{1000(d_h - d_c)} + \frac{YPL}{200(d_h - d_c)} \quad (3.20)$$

P_a = pérdida de presión en el espacio anular.

Es importante que la pérdida de presión por circulación sea la mínima para que el consumo de potencia también disminuya, la pérdida de presión anular depende de la reología del lodo, dimensiones anulares y régimen de flujo, estos factores están estrechamente relacionados lo que hace que cualquier variación afecte al conjunto y desempeño del programa hidráulico.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.1.3 Régimen de flujo.

Calculando el valor del número de Reynolds con la ecuación 3.21 se determina el tipo de flujo que se tiene, buscando que sea un flujo laminar se puede disminuir el gasto o variar la reología del fluido, el mantener flujo laminar en el espacio anular con presiones bajas proporcionara un mejor transporte de los recortes.

$$N_{RE} = \frac{dvp}{\mu} \quad (3.21)$$

El perfil de la velocidad anular depende del régimen de flujo del fluido de perforación, propiedades reológicas, excentricidad y rotación de la sarta de perforación en el agujero. Si el régimen de flujo es turbulento, el perfil de velocidad será relativamente uniforme, pero la velocidad del fluido cerca de la pared del agujero será alta, lo cual causa erosión del agujero, resultando una alta caída de presión y altas densidades de circulación equivalentes.

3.1.4 Densidad de circulación equivalente.

En las operaciones de perforación es común manejar fluidos de diferentes densidades, para la perforación con tubería de revestimiento este factor debe de ser monitoreado constantemente debido a que altas densidades de circulación podrían exceder a la presión de formación ocasionando perdidas de fluido por fracturas en la formación.

La densidad de circulación equivalente considera la presión hidrostática y de fricción que resultan del movimiento de los fluidos, es decir si tenemos un lodo de 12 lb/gal puede actuar en el fondo como un lodo de 12.3 lb/gal, por que la presión del fluido en el fondo del pozo se incrementa cuando el lodo es circulado en el pozo debido al abatimiento de presión en el espacio anular.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La densidad de circulación equivalente es calculada como:

$$\rho_c = \rho + \frac{\Delta P_a}{0.052l_v} \quad (3.22)$$

Donde:

ρ_c = densidad equivalente de circulación (lb/gal)

ρ = Peso del lodo (lb/gal)

d = Profundidad vertical el pozo (pies)

ΔP_a = caída de presión en el espacio anular (psi)

l_v = profundidad vertical del pozo (pies)

En operaciones de perforación convencional del 70% al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta dentro de la sarta de perforación y a través de la barrena, así que cualquier cambio en el ritmo de producción produce pequeños cambios en la DEC. Sin embargo en operaciones de perforación con Tubería de Revestimiento, el 70% al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta en el espacio anular, por lo que pequeños cambios en el ritmo de flujo puede causar mayores cambios en la DEC.

3.1.5 Limpieza del agujero.

Una función del fluido de perforación es remover los recortes perforados del pozo, por lo que la efectiva limpieza del pozo se logra cuando la velocidad anular es mayor que la velocidad de asentamiento de los recortes perforados, la velocidad de asentamiento de los recortes es función del tamaño, densidad y forma de los recortes, densidad y propiedades reológicas del lodo de perforación y puede ser calculada utilizando la correlación de Moore ecuación 3.23:

$$V_c = \frac{113.4D_p(\rho_p - \rho_f)}{Cd\rho_f} \quad (3.23)$$

Donde :

V_s = Velocidad de asentamiento de la partícula (pies/min).

D_p = diámetro de la partícula (pg).

ρ_f = densidad del fluido (lbs/gal).

C_d = Coeficiente de arrastre.

3.1.6 Rotación de la sarta.

La mayoría de los modelos hidráulicos están basados en diámetros de agujero convencional y no consideran el efecto de rotación de la sarta con claros anulares pequeños. La rotación de la sarta tiene un efecto sobre el perfil de velocidad cuando el claro anular es reducido. Este efecto es generalmente ignorado en la perforación convencional, pero puede ser significativo en la perforación con Tubería de Revestimiento ya que en claros anulares pequeños, la rotación de la sarta afecta la trayectoria del lodo y los recortes. Por un efecto viscoso llamado efecto de "Couette", la rotación de la sarta obliga al lodo a estar en rotación entonces la trayectoria resultante del lodo y los recortes perforados son helicoidales. Este efecto de resorte causa en el perfil de velocidad un incremento en la longitud efectiva durante la trayectoria del lodo de retomo así como el viaje de los recortes esto causa dos problemas potenciales:

- La longitud de retorno en la trayectoria del lodo incrementa la caída de presión anular.
- La fuerza de transporte de los recortes se reduce debido a que el fluido de perforación se mueve directamente contrario al efecto de la gravedad.

El desarrollo del efecto de "Couette" depende de las propiedades reológicas del lodo, régimen de flujo, gasto, velocidad de rotación de la sarta, diámetro de la sarta y claro anular. Si el régimen de flujo anular es turbulento, la rotación de la sarta no afecta al área total anular y el efecto de "Couette" es pequeño. Mas aun, en lodos viscosos es más probable que se presente flujo laminar y es más importante el efecto de "Couette". La

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

determinación del límite entre el flujo laminar y el flujo turbulento es difícil debido a que el flujo axial y tangencial no son independientes.

3.1.7 Condiciones de operación hidráulica para un pozo perforado con TR.

A diferencia de la sarta convencional, se presenta mayor caída de presión en el Espacio Anular, en la sarta convencional del 70% al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta dentro de la sarta de perforación y a través de la barrena mientras que en la perforación con TR tendremos del 70% al 90% de pérdida de presión en el espacio anular.

Se deberá manejar gastos reducidos, para lograr tener un régimen de flujo laminar y minimizar las caídas de presión por fricción en el Espacio Anular.

Para la perforación con TR pequeños aumentos en el gasto, pueden causar mayores cambios en la densidad equivalente de circulación (DEC), dejando problemas serios en el pozo como: erosión y derrumbes en el pozo, pérdida de circulación, daño excesivo de la formación y hasta el cierre del pozo.

Con bajos valores de Viscosidad Plástica y Punto de Cedencia, se obtienen propiedades reológicas mínimas del lodo, lo cuál redundaría en menores caídas de presión en el Espacio Anular.

Evitar llegar a situaciones críticas donde la densidad equivalente de circulación alcanzada, sea superior al gradiente de fractura de la formación a la profundidad de la zapata, esto se logra con un buen diseño hidráulico.

Si es necesario, emplear reductores de fricción para mantener al fluido de perforación en flujo laminar y reducir significativamente la caída de presión.

Altas velocidades de rotación en la sarta (300-800 rpm) pueden causar que los sólidos perforados y los materiales pesados se acumulen en forma de placas debido a las altas fuerzas centrífugas, por esto se incrementan las caídas de presión.

La descentralización de la sarta de perforación causa hasta el 60% de caída de presión en el espacio anular.

Altas velocidades en el Espacio Anular mejoran la remoción de los recortes.

Las limitaciones en el ritmo de flujo del motor de fondo pueden conducir a problemas de limpieza en el agujero.

III.4 CEMENTACIÓN PARA POZOS PERFORADOS CON TR.

El objetivo básico de la cementación de la tubería de revestimiento es la colocación de una lechada de cemento no contaminada en la posición debida en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y el agujero, de tal manera que se logre:

- Un sello completo y permanente para proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
- Soporte del peso de la propia tubería de revestimiento, por medio de la adherencia entre estas y las paredes del pozo.
- Reducción del proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

Para lograr lo anterior es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo el espacio anular que se va a cementar (Figura 3.23)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

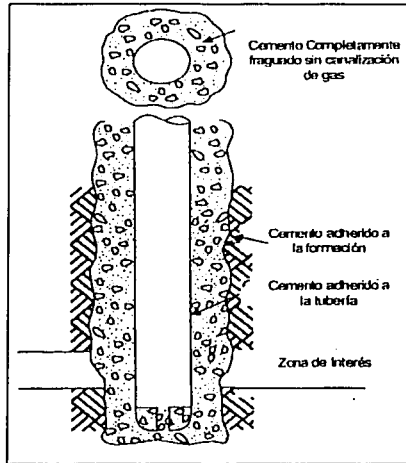


Figura 3.23

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El cemento es una mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, fierro y arcilla, molidos y calcinados que al entrar en contacto con el agua forman un cuerpo sólido.

Para que un cemento para pozo petrolero desempeñe satisfactoriamente su tarea debe cumplir requisitos como:

- La lechada de cemento debe ser capaz de colocarse en la posición deseada por medio de equipo de bombeo desde la superficie.
- Después de colocado debe adquirir suficiente resistencia a la compresión en un tiempo razonablemente corto para que el tiempo de espera del cemento pueda reducirse al mínimo.

- Debe ser químicamente inerte a cualquier formación o fluido con el que se pueda poner en contacto, suficientemente estable para no deteriorarse, descomponerse o de alguna otra forma perder sus cualidades para el lapso que este en uso.
- El cemento debe ser suficientemente impermeable para que los fluidos no fluyan a través de él cuando ha fraguado.

De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad, siendo el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos, debido a que fragua y desarrolla resistencia a la compresión predecible, uniforme y relativamente rápido, el cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es insoluble en agua.

III.4.1 Diseño de la cementación.

Los datos que se deben obtener para efectuar el diseño completo de una cementación son:

- Características del pozo
 - Diámetro promedio el agujero (pg)
 - Profundidad del agujero (m)
 - Temperatura estática de fondo (°C)
 - Angulo de desviación en grados con respecto a al vertical.
 - Punto de desviación (m)
 - Manifestaciones de flujo de agua dulce, salda, sulfurosa, gas, aceite, a que profundidad (m)
 - Densidad de control (gr/cm³)
 - Densidad equivalente de fractura (gr/cm³)
- Características de la tubería que se va a cementar:
 - Diámetro (pg)
 - Grado.
 - Peso (lb/pie)
 - Zapata tipo, profundidad (m)
 - Cople tipo, profundidad(m)
 - Centradores, cantidad marca disposición en las zonas de interés.
 - Conector complemento de TR.
 - Datos de la tubería anterior.
 - Características del fluido de perforación.
 - Información adicional (cima de cemento, zonas de interés localizadas, determinación de las bombas para efectuar el desplazamiento)

Lechadas de cemento.

Las lechadas de cemento son suspensiones altamente concentradas de partículas sólidas en agua. En los cementos para pozos petroleros se usan grandes cantidades de agua para hacer posible el bombeo de lechada, las relaciones agua-cemento pueden variar de 25 a más de 65% en peso, al aumentar la relación de agua-cemento se aumenta el tiempo de bombeabilidad, se reduce el peso de la lechada y se aumenta el tiempo de fraguado del cemento.

III.4.1 Cálculos necesarios para la operación de cementación.

El volumen de la lechada es función directa de la geometría del pozo, del diámetro de la tubería que se va a cementar y de la longitud del espacio anular por cubrir se puede calcular empleando la fórmula 3.24.

$$\text{Capacidad E.A.} = 0.785 * [D_n^2 - D_o^2] * l \quad (3.24)$$

l = profundidad del pozo (pies)

En el caso de otra tubería cementada con anterioridad en la sección que se cubrirá con cemento, se debe emplear para el cálculo el diámetro interno de la tubería ya cementada y el diámetro externo de la tubería por cementar.

Se aplica la siguiente fórmula para determinar el volumen en la longitud que se desea cubrir con cemento:

$$\text{Volumen} = \text{Capacidad E.A.} \left(\frac{h}{m} \right) * \text{Longitud a cubrir en (m)} \quad (3.25)$$

En los casos donde se aplique un porcentaje de exceso de lechada para compensar la falta de uniformidad del diámetro del pozo, el porcentaje se aplica únicamente al volumen de lechada calculado del espacio anular entre tubería a cementar y agujero descubierto.

Además se calcula el volumen de lechada que queda dentro de la tubería de revestimiento, del cople a la zapata, empleando la fórmula 3.26

$$\text{Volumen} = \text{Capacidad.entre.tuberías} \frac{lt}{m} + \text{longitu.a.cubrir.m} \quad (3.26)$$

La densidad de la lechada debe ser un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo, la diferencia de densidades entre la lechada de cemento y el fluido de perforación generalmente esta en el orden de 0.1 a 0.4 gr/cm³

La cantidad de cemento para el obtener el volumen de lechada necesario se calcula sobre la base del rendimiento que se obtiene de cada saco de cemento.

$$\text{Re nd.cem} = \text{Re q.Agua}(lt / \text{saco}) + 15.95 \quad (3.27)$$

y el requerimiento de agua se calcula mediante la fórmula:

$$\text{Re q.agua} = \frac{\left[50 - \rho_l \left(\frac{gr}{cm^3} \right) \right] * 15.95}{\left[\rho_l \left(\frac{gr}{cm^3} \right) - 1 \right]} \quad (3.28)$$

ρ_l = densidad de la lechada

Cantidad de sacos:

$$\text{Numero.de.sacos} = \frac{(\text{Volumen.cemento} * 159)}{15.95 + \text{Re q.agua}} \quad (3.29)$$

ó

$$\text{Numero.de.sacos} = \frac{V_{\text{total}}(lt)}{\text{Rendimiento.del.cemento}(lt / \text{saco})} = \text{sacos} \quad (3.30)$$

El tiempo necesario para desplazar el cemento:

$$\text{Tiempo.Desplaz} = \frac{\text{Volumen.de.lodo}}{\text{Gasto.de.la.bomba}} \quad (3.31)$$

Se emplea un frente o bache lavador para dispersar el lodo de perforación del espacio anular y un bache espaciador para levantar el lodo dispersado por el frente lavador eliminándolo del espacio anular que será cubierto por el cemento, este último también deberá separar el fluido de perforación de la lechada de cemento.

El frente espaciador es diseñado cuidadosamente en cuanto a sus propiedades reológicas, pérdida de filtrado y densidades, deben ser compatibles tanto como con el fluido de perforación como con la lechada de cemento.

III.4.1.2 Aditivos especiales.

La reología de la lechada se puede modificar por medio de aditivos químicos, con el fin de adecuar los valores de sus parámetros a las características que se consideren más apropiadas para cada trabajo de cementación en particular, buscando la mayor fluidez posible sin que se presente asentamiento de sólidos y liberación de agua.

Se determinan mediante un estudio de laboratorio basándose en las características que se deseen modificar, los cuales pueden ser:

- Aditivos para el control de agua libre
- Aditivos para el control de filtrado

- Dispersantes de la lechada de cemento
- Retardadores del tiempo de espesamiento
- Aceleradores del tiempo de espesamiento

Efectos de altas presiones y temperaturas en las propiedades del cemento

Un aumento en las temperaturas y presiones arriba de las condiciones atmosféricas traerá por resultado una disminución del tiempo de espesamiento (tiempo de bombeabilidad)

El aumento de presión en condiciones isotérmicas aumentará la resistencia a la compresión. El efecto de aumento de la temperatura es un poco más complicado, la resistencia a la compresión en la mayoría de los cementos aumentará ligeramente hasta una temperatura crítica, generalmente entre 95% y 115% °C después de la cual cualquier aumento en la temperatura causará una marcada reducción en la fuerza.

III.4.1.3 Contaminación del cemento.

Una vez que el cemento se ha mezclado con agua para formar una lechada, es posible que se mezclen con ella materiales extraños y cualquier sustancia que se mezcle con la lechada tendrá algún efecto sobre ella, los contaminantes más comunes son el agua dulce, lodo de perforación y agua salada.

Normalmente se usa agua dulce para preparar la lechada de cemento. Se usa la cantidad máxima de agua dulce que puede agregarse sin interferir con un fraguado satisfactorio para asegurarse de una buena mezcla y un tiempo adecuado de bombeabilidad. Si se mezcla alguna cantidad adicional de agua a la lechada, puede provocar un asentamiento excesivo de las partículas sólidas en el cemento y en el espacio anular de la columna de lechada, espacios vacíos o abiertos.

Debido a que los agujeros están llenos de lodo de perforación cuando están listos para cementarse es difícil evitar la contaminación de la lechada del lodo el uso de tapones para separar la lechada es una práctica útil ya que separa el lodo de la lechada de cemento y quitan el lodo de la pared de la tubería de revestimiento, una vez que el cemento sale de la tubería y empieza a ascender por el espacio anular la posibilidad de contaminación el lodo aumenta.

Las aguas salinas son los fluidos más comunes en las formaciones que contaminan las lechadas de cemento reduciendo en general el tiempo de fraguado del cemento a menos que el cloruro de sodio sea de varios cientos de miles de partes por millón en cuyo caso el tiempo de espesamiento o fraguado se aumentara debido a las grandes concentraciones poco usuales de sal .

III.4.2 PROCEDIMIENTO DE CEMENTACIÓN PARA LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una vez alcanzada la profundidad programada del asentamiento del revestimiento, se recupera el aparejo de fondo, dicha recuperación puede ser circulando y/o rotando (Figura 3.24) La cementación primaria de las tuberías de revestimiento se realiza bombeando inicialmente el tapón limpiador de fondo, posteriormente la lechada de cemento seguida por el tapón mecánico con cuñas de candado y el tapón de desplazamiento, los cuales se alojan en el niple donde se cuelga la herramienta DLA (Figura 3.25). Una vez verificada la llegada de los tapones de desplazamiento se represiona la tubería, de tal forma que se igualen las presiones y se cierra el interior de la TR durante el tiempo de fraguado. Los tapones de desplazamiento posteriormente son perforados con la siguiente sarta de tubería de revestimiento anclando nuevamente una herramienta DLA para continuar la perforación hasta la siguiente profundidad de cementación de la TR (Figura 3.26)

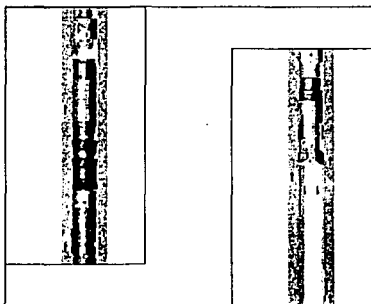


Figura 3.24

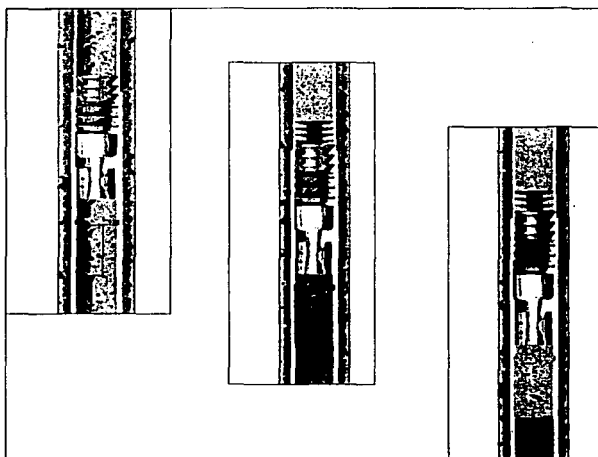


Figura 3.25

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los tapones utilizados son diseñados perforables con barrena PDC, actualmente se diseña un tapón flotador así mismo se incursiona en la utilización de material no metálico que evite dejar pedazos de fierro durante la molienda.

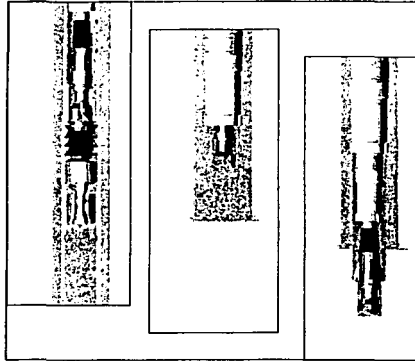


Figura 3.26

La centralización de la tubería de revestimiento se realiza a través del niple de desgaste que como se ha mencionado en operaciones de perforación funciona como estabilizador y en operaciones de cementación como centrador.

Factores que intervienen para mejorar el desplazamiento.

- Utilizar los centradores necesarios.
- Acondicionar al lodo antes de la cementación.
- Mover la tubería durante el acondicionamiento del lodo y la cementación.
- Controlar la velocidad de desplazamiento y reología de la lechada.
- Utilizar altas velocidades cuando pueda mantenerse el flujo turbulento.

CAPITULO IV

ALTERNATIVAS DEL USO DE LA PERFORACIÓN CON TR.

IV.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo dado, situado a una distancia lateral de la ubicación superficial del equipo de perforación, dentro de sus aplicaciones más comunes se encuentran:

- Desarrollo de campos marinos.
- Perforación de pozos marinos.
- Perforación de pozos esquivando obstáculos geológicos.
- Localizaciones superficiales inaccesibles.
- Pozos laterales y multilaterales.
- Pozos horizontales.
- Pozos de alcance extendido.
- Control de la desviación de pozos verticales.

En la Perforación convencional cuando se planea utilizar la perforación direccional se selecciona alguno de los patrones o configuraciones conocidos para la trayectoria, pudiendo ser Tipo Slant, Tipo S, Trayectoria en S modificada, Trayectoria de incrementar y mantener (Figura 4.1)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La selección de la configuración dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica, como es litología, situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores.
- Espaciamiento entre pozos así como la localización superficial del equipo aprovechando la tendencia de algunas formaciones para desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación.
- Profundidad vertical, que es la profundidad a la que se encuentra la estructura productora.
- Desplazamiento horizontal del objetivo.
- Profundidad de inicio de desviación KOP, se recomienda que este inicie en formaciones suaves a media suaves y que las zonas geopresionadas se atraviesen con un ángulo constante.
- Velocidad de incremento de ángulo.
- Fluido de perforación principalmente sus características de arrastre y lubricación.

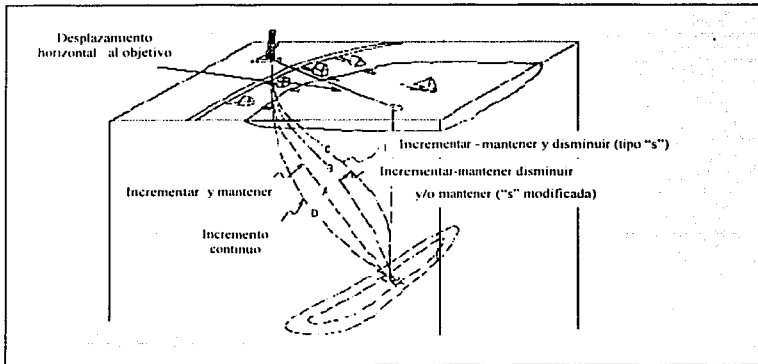


Figura 4.1 Tipos de trayectorias.

IV.1.1 Cálculo de la Trayectoria de un pozo direccional.

Para elaborar un proyecto de perforación direccional con los datos descritos de:

- Coordenadas del conductor en este caso del equipo superficial de perforación.
- Coordenadas del objetivo.
- Profundidad vertical del objetivo.

Se determinará, el desplazamiento horizontal, ángulo máximo, rumbo y con el empleo de algún método como el tangencial, del ángulo promedio o el de curvatura mínima quedará determinada la trayectoria.

Los métodos de desviación dependen de manipular la tubería, para el caso de Casing Drilling la tubería de revestimiento, mediante la rotación, el movimiento descendente y el uso de un dispositivo desviador que cambiara a un nuevo ángulo de inclinación y una nueva dirección.

IV.1.2 Principios del aparejo de fondo.

El diseño del aparejo de fondo para la perforación con tubería de revestimiento ha sido descrito en el capítulo 3, en el caso de perforación direccional con tubería de revestimiento es poco usual los arreglos conocidos en la perforación convencional para controlar las desviaciones. construir ángulo de inclinación así como los arreglos de péndulo y el de estabilizadores múltiples, esto debido a que las cargas en la tubería de revestimiento deben estar perfectamente controladas y la fatiga de la tubería debe de ser minimizada.

Cualquier aparejo de fondo causa una fuerza lateral en la barrena que le provoca cambios en la dirección, Además los estabilizadores y partes del BHA que están en contacto con el pozo ejercen fuerzas laterales en la formación o en la TR (Figura 4.2a y 4.2b)

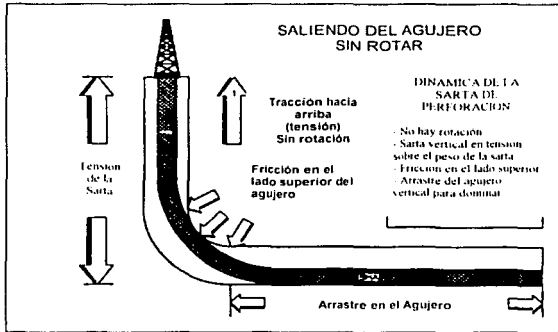


Figura 4.2a

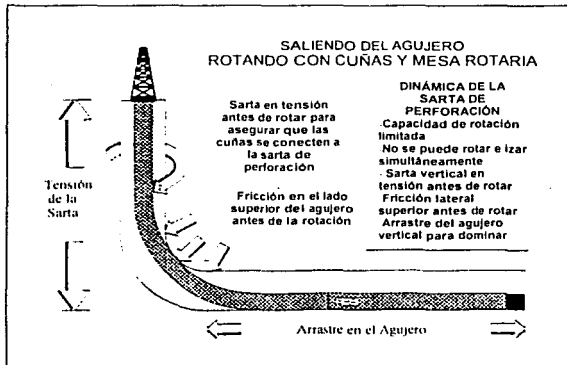


Figura 4.2b

Para emplear las tuberías de revestimiento en perforación direccional se requiere adicional a las condiciones de diseño presentadas, un análisis más detallado de severidad de desviaciones y de flexión de la tubería.

El análisis de pata de perro en donde la tubería se somete a esfuerzos de pandeo cíclico, que ocurren debido a que la pared externa de la tubería se contrae y expande cada 180° de rotación, creando grandes cargas por tensión y compresión.

La máxima severidad de la pata de perro para consideraciones de daño por fatiga se puede calcular con las siguientes ecuaciones:

$$c = \frac{432000 * \sigma_b * \tanh(KL_a)}{\pi * E d_e * KL_a} \quad (4.1)$$

$$K = \sqrt{\frac{T}{EI}}$$

$$I = \frac{\pi}{64} * (d_e^4 - d_i^4)$$

Donde:

- c = Máximo esfuerzo permisible por pandeo
- K = Factor de carga lateral sobre las cuñas
- E = Modulo de elasticidad (lb/pg²)
- L_a = Profundidad de asentamiento de TR (pie)
- T = Carga de tensión debajo de la pata de perro (lb)
- d_e = Diámetro exterior de la tubería (pg)
- d_i = diámetro interior de la tubería (pg)

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Análisis de Flexión

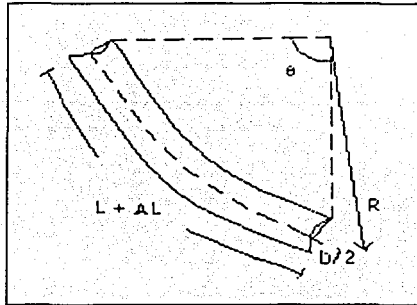


FIGURA 4.3

De las expresiones de esfuerzo:

$$E = \frac{\sigma}{\lambda} \quad (4.2)$$

$$\lambda = \frac{\Delta L}{L} \quad (4.3)$$

Donde:

E = Modulo de elasticidad (lb/pg²)

σ =Esfuerzo de flexión (psi)

L =longitud de la sección (pie)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Sustituyendo λ en la ecuación 4.2 y despejando σ de la ecuación:

$$\sigma = \frac{\Delta L}{L} E \quad (4.4)$$

Si se sabe que:

$$L = OR \quad (4.5)$$

Y de la figura 4.3

$$L + \Delta L = O \left(R + \frac{D_c}{2} \right) \quad (4.6)$$

Sustituyendo 4.5 en 4.6

$$OR + \Delta L = O \left(R + \frac{D_c}{2} \right)$$

$$OR + \Delta L = OR + \frac{OD_c}{2}$$

$$\Delta L = OR + \frac{OD_c}{2} - OR$$

$$\Delta L = \frac{OD_c}{2} \quad (4.7)$$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Ahora sustituyendo

$$\sigma = \frac{OD_c}{2} \left(\frac{E}{L} \right) \quad (4.8)$$

Analizando las unidades:

$$(psi) = \left(\frac{rad * pie}{1} \right) \frac{(psi)}{(pie)} \quad (4.9)$$

Utilizando las siguientes equivalencias para convertir a unidades prácticas

$$\text{(para } grad \rightarrow rad \frac{2\pi}{360} \text{ utilizar grados)}$$

$$\text{longitud } - L: \frac{1}{100 pie}$$

$$E = 29 \cdot 10^6 \text{ lb/ pg}^2$$

De pie a pulgadas: 1/12 (para utilizar pulgadas)

Si E y L son constantes las sustituimos por C teniendo que:

$$\sigma = C \alpha l_e$$

$$C = \left(\frac{2\pi}{360} \right) \left(\frac{1}{100} \right) \left(\frac{29 \cdot 10^6}{2} \right) \left(\frac{1}{12} \right) = 210.89$$

$$C \approx 211$$

$$\sigma = 211 \alpha l_e$$

(4.10)

Donde la ecuación anterior es el esfuerzo de cedencia o resistencia de la tubería a la flexión. Si se quiere saber cuanto resiste la tubería tenemos que:

$$(4.11) \quad \theta = \frac{\sigma}{211 \alpha l_e}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La resistencia de la conexión a la flexión estaría dada por:

1. La flexión es función de la tensión y compresión: Flexión = f(tensión, compresión)
2. Eficiencia a tensión

$$E_{FTT} = \frac{A_{ST}}{A_{SC}} \quad (4.12)$$

$$A_{ST} = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \quad (4.13)$$

A_{sc} = área de la sección circular

A_{st} = área de la sección transversal.

3. Obtener la resistencia a la compresión de la conexión.
 - a) De tablas proporcionadas por el fabricante
 - b) Relación entre compresión y tensión; Compresión = porcentaje de la tensión.
4. Determinar la Flexión que será el valor mínimo entre la tensión y compresión, por lo tanto, la resistencia de la conexión a la flexión será:

$$\theta_c = \frac{F_c \sigma}{211 D_c} \quad (4.14)$$

Para Casing Drilling el uso de un Top Drive que es el encargado de rotar la tubería, logra centrar la tubería de tal manera que la fatiga disminuya Figura 4.4

La herramienta colgadora DLA se estima, que se puede utilizar hasta en ángulos de cuarenta grados, para mayores inclinaciones se encuentra en diseño otro tipo de herramienta, la que se pretende sea centralizada y operada con bombeo.

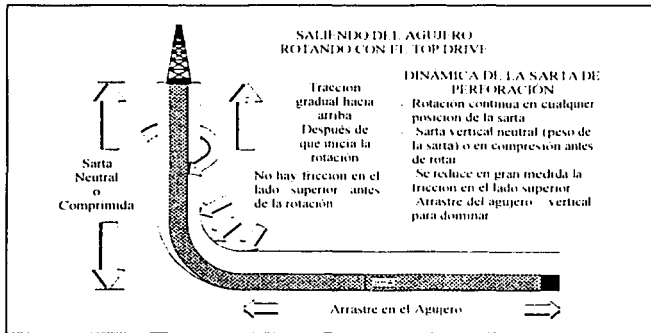


Figura 4.4

Adicionalmente al aparato de fondo para la perforación direccional con tubería de revestimiento se considera emplear herramientas de medición, dirección de la desviación, etc. conforme sean los requerimientos.

IV.1.3 Dispositivos para la medición de la dirección

La inclinación y dirección puede medirse con un imán sencillo o múltiple y un giroscopio, estas herramientas son automáticas y se impulsan por batería desde la superficie o por medio de un generador impulsado por el fluido de perforación o con cable. Se requiere una medición en la cara de la herramienta para orientar la desviación, por lo que los instrumentos de medición constituyen un importante elemento para la perforación direccional, siendo recomendado la medición cada 30 metros.

Sistema MWD (Measurement while drilling)

La herramienta de medición durante la perforación se coloca en el aparejo de fondo cerca de la barrena y las mediciones son tomadas durante la perforación, los dos sistemas MWD más comunes son el sistema de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión, es decir que a través de pulsos transmite la información que es decodificada en la superficie por una computadora y necesita un lastrabarrena magnético para evitar la interferencia y los datos sean confiables.

Herramientas de orientación direccional

Constan de una probeta con equipo electrónico, esta se adapta a una varilla la cual se asienta en la base correspondiente del orientador, la probeta esta conectada a un cable conductor por medio del cual se envía la información de las condiciones direccionales del pozo a la superficie, este cable pasa por un estopero que esta conectado a la manguera del stand pipe, por medio de la cual se bombea el fluido de perforación para operar el motor del instrumento, el cable transmite la información a una computadora la cual procesa los datos y presenta la inclinación y rumbo del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta desviadora, cabe mencionar que la probeta queda localizada aproximadamente a la mitad del lastrabarrena magnético

Instrumentos giroscópicos

Estos a diferencia de los anteriores no necesitan lastrabarreras magnético ya que un giroscopio toma el lugar de la brújula magnética, ya sea desde la superficie o mediante un sistema de encendido automático, el giroscopio se pone en funcionamiento a unas 40,000 a 60,000 esta operación genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.

Para la interpretación del registro que arroja se utiliza un lector que amplifica la fotografía. La pantalla del visor se coloca de tal manera que la línea norte sur pueda ponerse sobre la manecilla indicadora del norte den la fotografía. De esta manera es posible leer directamente el rumbo verdadero en la circunferencia del lector e inspeccionar en forma precisa el grado de inclinación del agujero

IV.1.4 Equipo de desviación

Las herramientas desviadoras son un medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo, la apertura de la llamada ventana en el punto de inicio de desvío (KOP), resulta una etapa crítica durante la perforación de un pozo direccional ya que un inicio correcto de la desviación dará la pauta para lograr un desarrollo satisfactorio del curso. Actualmente las herramientas que ha sustituido a los desviadores de pared y a las barrenas de chorro entre otros son los motores de fondo dirigibles o geonavegables.

Motores de fondo.

Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación este motor de fondo no realiza la desviación solo requiere el empleo de un codo desviador ó bent sub (Figura 4.5) el ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

Los motores de fondo pueden trabajar en su mayoría con cualquier tipo de fluido de perforación base agua o aceite, lodos con aditivos o incluso materiales obturantes. Aunque los fluidos de alto contenido de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta y el contenido de gas puede provocar daños por cavitación en el hule del estator.

La vida productiva del motor esta principalmente limitada por el uso del estator, el manejo de componentes tal como cargas en la junta universal, por lo que es importante mantener al día los historiales de los principales componentes, hacer rigurosas inspecciones, después de cada carrera para reemplazar las partes antes de que fallen al tenerlas en el pozo.

El estator es una sección vulnerable del motor por que esta sujeto a la fricción y deformación del rotor. El caucho del stator debe tener buena composición, para proporcionar un buen sello hidráulico alrededor del rotor sin impedir que este funcione adecuadamente.

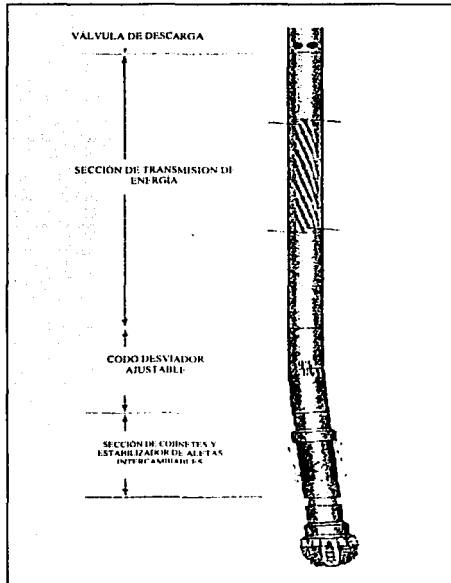


FIGURA 4.5

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING)

Como se ha descrito la tecnología de perforación con tubería de revestimiento Casing Drilling consiste en sustituir el uso de tubería de perforación y lastrabarreras por Tubería de Revestimiento siendo está, el medio para transmitir la energía mecánica y proporcionar un conducto hidráulico para el fluido de perforación, utilizando cable de acero para colocar y retirar el aparejo de fondo a través de la tubería de revestimiento incorporando al aparejo de fondo un mecanismo para este propósito.

El sistema es usado en pozos de desarrollo terrestres y marinos que muestren un potencial ahorro al reducir el tiempo de perforación, esto debido a que para los pozos de desarrollo generalmente se cuenta con información acerca de las características litológicas de las formaciones a perforar, así como datos de operación de pozos vecinos, proporcionando un diseño más certero para llevar a cabo la perforación, el sistema es recomendado para perforar pozos someros de campos de aceite y gas para reducir significativamente tiempo de viajes y tiempo perdido durante eventos no programados como son repasado, pescando y manifestaciones durante los viajes.

El aprendizaje de los datos del sistema Casing drilling ha demostrado que es más eficaz en formaciones de dureza suave a media, ya que en estas situaciones tiene rangos de penetración comparables a los convencionales con la ventaja de no tener que realizar viajes con la sarta para colocar posteriormente la TR y es verdaderamente útil en situaciones en donde se tiene dificultad para correr la TR después de haber sacado la sarta del agujero, por la presencia de formaciones hidratables, derrumbes, pobre calidad de agujero, etc.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La perforación con TR puede ser desarrollada con un equipo especialmente diseñado o por un equipo convencional modificado a perforación con TR. A la fecha el sistema a sido usado solamente con un equipo especialmente diseñado para suministrar el sistema completo y para maximizar la eficiencia de la perforación con TR. Requiere una baja potencia y por lo tanto menos combustible y mantenimiento.

La TR usada en Casing drilling es generalmente del mismo tamaño, peso y grado que la usada normalmente en un pozo, en la etapa de diseño se deberán hacer las consideraciones de los esfuerzos adicionales como pandeo y fatiga sobre la Tubería de Revestimiento, para predecir si son tales que pueda causar un problema de desgaste, esfuerzos grandes o valores altos de torsión.

Las conexiones deben proveer una adecuada resistencia al esfuerzo torsional, resistencia por fatiga y un claro adecuado para el flujo, esto podría ser una limitante, ya que las conexiones de la tubería normalmente no son diseñadas para soportar un alto torque ni cargas compresivas altas, una solución que le da el sistema Casing Drilling a esto es bajo torque y bajo peso sobre barrena.

El espacio mínimo entre la tubería y la pared del pozo reduce la posibilidad de doblamiento de la tubería, por esta disminución del espacio anular para los pozos perforados con el sistema Casing Drilling, se reducen las necesidades de estabilización ya que la pared del pozo funciona como un límite para la flexión de la sarta, para el uso de estabilizadores se debe considerar que, los componentes de la sarta son de menor capacidad para manejar el incremento del esfuerzo de torsión causada por el contacto de los estabilizadores con la pared del pozo durante la rotación, así como la reducción del área de flujo por el cuerpo del estabilizador, también tomar en cuenta que esta reducción del espacio anular, influye en el programa hidráulico que deberá asegurar la limpieza del fondo del pozo, evitando erosionar el pozo y mantener un adecuado control de la densidad equivalente de circulación (DEC) para minimizar el daño y la pérdida de circulación en las formaciones.

La selección de los LB debe considerar no generar pandeo en las secciones inferiores de la sarta al cargar peso a la barrena y usar la cantidad suficiente de LB para evitar el someter la tubería a compresión. Requiere un accesorio adicional que es el cople de desgaste que funciona como estabilizador mientras se perfora y como centrador en la operación de cementación y la herramienta ancladora del aparejo de fondo DLA esta limitada hasta 40%/100 ft para perforación direccional.

El sistema Casing Drilling utiliza las barrenas comerciales, seleccionando la apropiada de acuerdo al tipo de formación a perforar solo requiere que sea del tamaño adecuado para pasar a través de la TR y perforar un agujero más grande del diámetro exterior de la tubería utilizando una barrena ampliadora sobre la barrena piloto de diámetro pequeño.

Debido a que durante el uso del sistema Casing Drilling el pozo es perforado y revestido al mismo tiempo limita los tipos de registros que pueden ser empleados como en un agujero descubierto en la forma convencional, una solución es emplear herramientas como el MWD, LWD o también la tubería de revestimiento puede ser llevada arriba de la zona de interés y registrar de manera convencional la formación en agujero descubierto. Con este sistema también se puede cortar y recuperar núcleos de fondo. Para lo cual en el aparejo de fondo se coloca, en lugar de la barrena, la corona y el barril, introduciéndola con el DLA con cable y se aloja en el niple de la TR posteriormente se procede al corte del núcleo y la recuperación se efectúa de la misma forma

El sistema puede cumplir casi cualquier operación que pueda ser desarrollada con una sarta convencional, pero se recomienda que el aparejo de fondo sea lo mas corto y del menor peso posible para prevenir problemas de recuperación.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

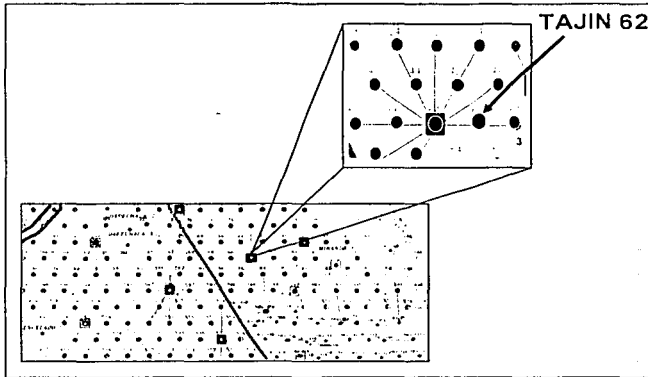


Figura 4.2

El 14 de junio del 2003 finalizó la perforación y el 23 de junio el mismo año finalizó la Terminación del pozo, quedando el estado mecánico como se muestra en la Figura 4.3

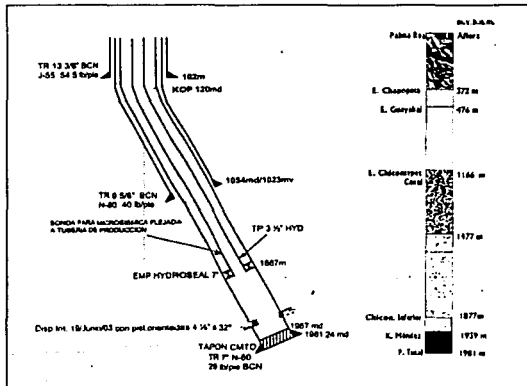


Figura 4.3

Para la primera etapa se alcanzó la profundidad programada a 102 m. Utilizando una barrena ampliadora de 16" y una barrena piloto de 12 ¼" y como tubería de perforación, TR de 13 3/8, J55, 53.5 lb/pie, no se registraron problemas de perforación, se cementó hasta la superficie, instalando un cabezal de 13 3/8" x 13 5/8", se instaló el preventor que fue probado con 100 psi y se rebajo cemento, se probó TR con 500 psi. En la segunda etapa se alcanzó una profundidad de 1054 m utilizando una barrena ampliadora de 12 ¼", barrena ampliadora de 8 ½" y TR de 9 5/8" N-80, 40 lb/pie, se observaron problemas mecánicos en las bombas de todo que ocasionaron demoras, se perforó hasta 1085m donde se suspendió por falta de avance, se recuperó el aparejo de fondo verificando rotura del motor de fondo, quedando en el pozo el extremo inferior del mismo, la barrena ampliadora y la barrena piloto, con la TR de 9 5/8 en 1054 m se cementó hasta la superficie, después de que fraguó se cortó la TR de 13 3/8" y se instaló el cabezal de 9 5/8", esta operación se llevó a cabo en forma lenta debido a la presencia de gas en el espacio anular se instaló elemento de desviación de gas para poder cortar y soldar, se instalaron preventores y se probaron con 3000 psi..

La tercera etapa presentó problemas adicionales y fue necesario cambiar constantemente los aparejos de fondo, se utilizó inicialmente una barrena ampliadora de 8 ½" con barrena piloto de 6 1/8", TR de 7", N80, 29 lb/pie se rebajo el cemento a 1056m después se cambió BHA y se perforó hasta 1070 m donde se observó un incremento de presión de 500 psi a 2500 psi con un gasto de 224 gpm, se recuperó el aparejo quedando aprisionado a 3 m de la superficie, obligando a cortar la TR 7", con un nuevo aparejo se perforó hasta 1090 m con velocidad controlada de 12 minutos por metro, se logró pasar por debajo del pez, se encontró alta presión de bombeo con baja velocidad de bomba y golpes al pescado que dañaron la barrena.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Con otro aparejo de fondo se amplió el agujero desde 1064 m a 1067m donde se suspende por falta de señal del MWD, se baja el aparejo de fondo y se amplía agujero hasta 1094 m se recupero el aparejo y se bajo TR de 7" asegurándose que la TR pasara por debajo del pez, después se perforó a 1096 con alta presión y bajo gasto donde no consigue avanzar, se arma un nuevo aparejo de fondo con MWD electromagnético y perforo a 1225 m al eliminar la herramienta MWD electromagnético la presión se normalizo concluyendo que las elevadas presiones eran producidas por la herramienta.

La barrena salió con tres de los cinco jets dañados, con un nuevo BHA se perforó a 1225 m donde quedo sin avance y continuas paradas del motor, la barrena perdió cuatro de los cinco jets, se bajo un nuevo BHA se agrego una ampliadora sobre el motor de fondo con los brazos sin cortadores para que funcione como un estabilizador a fin de mejorar la direccionalidad, se saco por parada de motor se intento recuperar el BHA sin éxito por rotura del cable, se recupero TR con 1700 m de cable y el BHA, después se continuo la operación de perforación hasta 1847m donde se produce otra pérdida de presión y de peso de 190000 lbs a 132000 lbs por rotura de la TR por fatiga, saco 1263 m de TR 7" observando rotura debajo del cople, se pescó en el tercer intento con pescador interno y TP de 41/2".

Se concluyo la perforación a 1981 m se corrieron registros y se cemento la TR de 7", el desplazamiento del cemento se realizo por el método volumétrico debido a la imposibilidad de bombear la válvula flotadora, se rebajo cemento con motor de fondo y tubería flexible a 1899 m y con TP de 3 1/2" y motor de fondo a 1967 m, se corrió registro de cemento el 15 de junio Debido a lo anterior la grafica de tiempo vs Profundidad es como la mostrada en la Figura 4.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

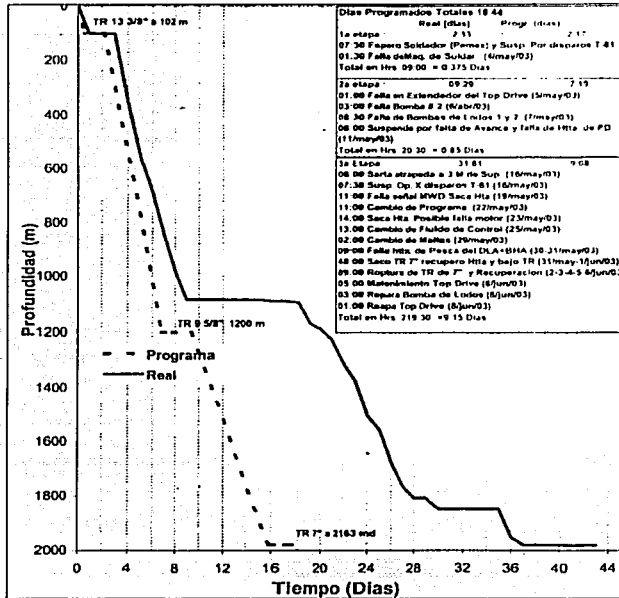


Figura 4.4

Por lo anterior descrito se concluyo para cada etapa lo siguiente: para la TR superficial 13 3/8" no hubo problemas en esta etapa, solo disminuir el tiempo de armado de cabezal y preventores, para la TR intermedia de 9 5/8", se realizaron dos recuperaciones de BHA's con éxito, la rotura del motor de fondo ocasionó la realización del side track con todos los problemas y demoras ocasionadas, con base aceite se deberían incrementar las tasas de penetración de las barrenas PDC, para la tercera etapa de TR producción de 7" se encontró que falta de cemento debajo de la zapata de 9 5/8", torque limitado (motor de 5" reemplazado por motor de 4 3/4", embolamiento de la barrena, excesiva cantidad de intervalos deslizados contra rotados.

El BHA direccional permitió grandes patas de perro y fatiga de TR, encontrandose formaciones dura y abrasivas a +/- 1600 m, por lo que se recomienda usar solamente MWD electromagnético, acortar el BHA para ayudar en la recuperación de las herramientas, rebajar el cemento piloto empacado, con ampliadora tipo 7 y continuar hasta que sea necesario hacer correcciones direccionales, usar barrena PDC de 4 aletas y cortadores de 19 mm, incluir en el BHA direccional ampliadora tipo 5 encima del motor para mejorar el control direccional, utilizar motores de 5 ½", 7:8 lóbulos 3.8 etapa, perforar con BHA direccional hasta que la trayectoria este dentro del objetivo, cambiar a piloto empacado hasta alcanzar la formación dura o hasta que sea necesario hacer correcciones direccionales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN COMPARACIÓN CON LA TÉCNICA CONVENCIONAL

V.1 CONCEPTO DE AVALÚO TECNOLÓGICO

La determinación del costo de una tecnología o avalúo tecnológico es un asunto de interés para todos aquellos que desarrollan producen, venden, compran o rentan tecnología o productos tecnológicos. En las empresas u organizaciones el personal técnico de supervisión, mantenimiento y los niveles directivos deben tener alguna sensibilidad del costo que representará la compra o renta de un nuevo equipo.

En general podemos decir que en las organizaciones la valuación tecnológica es una actividad directiva crítica que sirve como soporte para la toma de decisiones y que tiene grandes implicaciones operacionales y estratégicas.

Un avalúo tecnológico se puede realizar como parte de un proceso de evaluación tecnológica más amplio o como un proceso independiente, existen trabajos de valuación tecnológica que cubren una extensa gama de métodos, entre los más comunes se tiene la generación de tablas de ponderación de factores y las clásicas valuaciones de tipo financiero, como el análisis costo beneficio, para casos más complejos como el manejo de ambientes de incertidumbre, en los que con el tiempo existe volatilidad de precios se utilizan teorías numéricas especiales.

Es natural que para efecto de avalúo nos interesen las unidades monetarias del margen de utilidad. No existe una técnica con exactitud y certeza de estimación de costos para proyectos de nueva tecnología ya que no hay datos financieros estadísticos como los estados de resultados, las tasas de rentabilidad ni flujos de efectivo. Por lo que las técnicas se basan en estimaciones y especulación, hasta que la tecnología entra en un estado de competencia incipiente, se conoce los costos de desarrollo y se inicia el perfil de las tendencias de comportamiento del mercado y financieras. La factibilidad técnica total dependerá de la implantación de un buen sistema de asimilación y adaptación de la tecnología, que evidentemente agrega costos al proceso.

Casi siempre un avalúo tecnológico se realiza como antecedente a un proceso de negociación para la compra, venta o renta de tecnología, razón por la que el fundamento de la metodología de avalúo es que un avalúo de tecnología debe funcionar como una balanza entre las utilidades o beneficios esperados y los costos y / o riesgos involucrados en la transacción ya que la adquisición de productos tecnológicos lleva consigo un gran riesgo natural, puede ser que el paquete tecnológico no cubra las necesidades de la parte que adquiere la tecnología y en consecuencia se deban hacer erogaciones superiores para complementar el paquete, lo que además propiciara la pérdida de tiempo y materiales de producción.

V.2 DEFINICIÓN DE ESTUDIO ECONÓMICO.

Su objetivo es ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionan las tapas anteriores y elaborar los cuadros analíticos que sirven de base para la evaluación económica, comienza con la determinación de los costos totales y de la inversión inicial, cuya base son los estudios de ingeniería, ya que tanto los costos como la inversión dependen de la tecnología seleccionada y los volúmenes estimados de producción, continúa con la determinación de la depreciación y amortización de toda la inversión inicial.

Los aspectos que sirven de base para la evaluación económica son: la determinación de la tasa de rendimiento mínima aceptable y el cálculo de los flujos netos de efectivo que provienen del estado de resultados proyectados para el horizonte de tiempo seleccionado, así como los indicadores de rentabilidad.

Esta parte es la que finalmente permite decidir la implantación del proyecto. La decisión de inversión casi siempre recae en la evaluación económica, ahí radica su importancia por eso es que los métodos y los conceptos aplicados deben ser claros y convincentes para el inversionista, la evaluación económica es la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto, los criterios para efectuarla se muestran a continuación.

V.3 INDICADORES DE RENTABILIDAD.

Por grande que sea la complejidad de los proyectos que se vayan a evaluar, el análisis de su rentabilidad económica solo requiere del manejo de cuatro conceptos elementales que son la inversión inicial, el costo de capital, la vida económica y los ingresos netos.

La inversión inicial C , comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto este listo para empezar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido, forman parte de la inversión inicial los gastos o inversiones previas, en estudios de campo laboratorio y gabinete, en pruebas piloto y en todos los activos que conforman el proyecto, incluyendo los intereses que el dinero haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El costo de capital i , es la tasa a la cual se pagan los intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto, si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez, como pudiera ser un fondo de inversión.

La vida económica n , es el numero de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial. Podríamos decir que es el tiempo que va desde la puesta en marcha del proyecto hasta cuando la incosteabilidad de la reposición de partes hará indispensable la reposición total.

Por ultimo los ingresos netos J_k para $k=1\dots n$ son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento. Como sabemos los ingresos brutos se obtienen de multiplicar el volumen de ventas por el precio, los costos de operación y mantenimiento son todas las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio y no incluyen la amortización de la inversión inicial.

Los indicadores de rentabilidad mas comúnmente usados en la evaluación económica de proyectos son:

- Valor presente neto (VPN)
- Relación Beneficio / costo (RBC)
- Tasa de rendimiento
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Tiempo de Recuperación
- Tasa de Ganancia

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se distinguen tres niveles de profundidad en un estudio de evaluación de proyectos, el primero que se elabora a partir de la información existente, el juicio común y la opinión que da la experiencia, es decir en términos monetarios solo presenta cálculos globales de las inversiones, los costos y los ingresos, sin entrar a investigación de terreno, se le conoce como "perfil" o "identificación de la idea". Al siguiente nivel se denomina estudio de prefactibilidad o anteproyecto, este profundiza la investigación en fuentes secundarias y primarias, en investigación de mercado, detalla la tecnología que se empleara, determina los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto y es la base en que se apoyan los inversionistas para tomar una decisión.

El nivel más profundo y final es el conocido como "proyecto definitivo" contiene básicamente toda la información del anteproyecto, aquí es donde se trata los puntos finos y a detalle de la información presentada, en el proyecto definitivo no es alterada la decisión tomada respecto a la inversión, siempre que los cálculos hechos en el anteproyecto sean confiables y hayan sido bien evaluados.

Para fines del presente trabajo se utilizara el segundo nivel con el objetivo de mostrar las posibilidades de ganancia económica que con la utilización del sistema Casing Drilling potencialmente se generan, utilizando para ello los indicadores de rentabilidad más representativos como el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Beneficio Costo.

Valor presente neto o Ganancia: El valor presente neto o ganancia G es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual.

$$G = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C \quad (5.1)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La cantidad G es la ganancia, o sea lo que al inversionista le queda disponible después de haber pagado la inversión, su costo y antes de pagar impuestos. Esta cantidad esta colocada a tiempo actual y hay que tomar en cuenta que es la ganancia que tendremos al terminar el último periodo considerado, pero como sabemos que el dinero tiene un valor en el tiempo y dicha ganancia se divide en un numero de ingresos, dados por el número de periodos, estos ingresos generan intereses así que al tiempo n tendremos un valor de G dado por:

$$F = G(1+i)^n \quad (5.2)$$

Tasa interna de retorno: Es la tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que el negocio fuera rentable o se pudiera pagar al menos los gastos de operación y mantenimiento así como los pagos del capital y su costo. Es decir que el límite de esta suposición se da cuando la ganancia es igual a cero.

$$G = \frac{I_1}{1+i_r} + \frac{I_2}{(1+i_r)^2} + \frac{I_3}{(1+i_r)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i_r)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i_r)^n} - C = 0$$

De donde:

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+i_r)^i} \quad (5.3)$$

La obtención del valor de la TIR a partir de la ecuación anterior, que es un polinomio de grado n , se debe hacer por ensayo y error, ya que no existe forma de resolverlo para n mayor que 4. El procedimiento consiste en calcular el valor de Σ para diversas tasas, hasta que sea igual a C .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Con este indicador el inversionista sabe que puede obtener ganancias mientras la tasa se encuentre debajo de ese valor, sus ingresos netos le alcanzaran para pagar los costos de operación y mantenimiento, el capital y los intereses que este genere. Si la tasa sobrepasa ese valor, tendrá pérdidas; por eso mientras más grande sea la TIR más protegido se encuentra el inversionista, y de aquí que se prefiera invertir en proyectos que ofrezcan una mayor tasa interna de retorno.

Relación beneficio / costo (RBC): La relación Beneficio/Costo es el cociente del valor actual de los ingresos netos entre la inversión inicial:

$$RBC = \frac{I_t}{C} \quad 5.4$$

Donde:

$$I_t = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} \quad 5.5$$

Combinando con la ecuación 5.1 resulta.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$RBC = \frac{G+C}{C} \quad 5.6$$

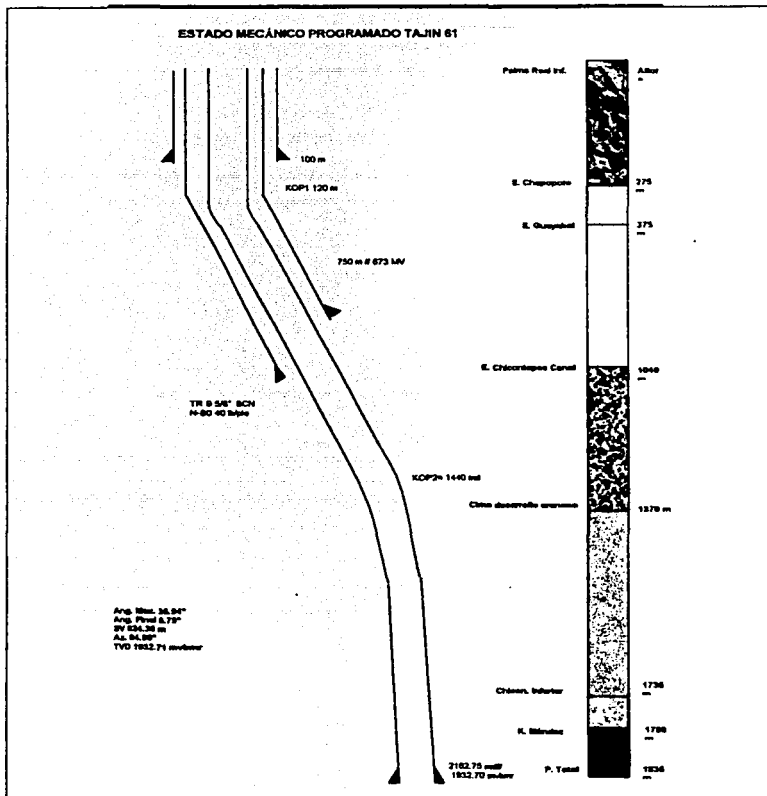
La relación beneficio costo nos indica cuantos pesos se ganaran por cada peso invertido en el proyecto. Se puede observar que mientras la ganancia se expresa en términos absolutos y señala el numero de pesos que constituyen la utilidad, la razón beneficio costo mide el tamaño relativo de los ingresos netos, esta es una medida de la rentabilidad de la inversión o sea de su capacidad para generar rentas, esta capacidad de generar es referida exclusivamente a la inversión y no a otros gastos, revisando la ecuación de RBC se aprecia que en el denominador solo aparece la inversión y los gastos de operación y mantenimiento están implícitos en el numerador, restándose de los ingresos brutos.

V.4 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO PARA UN POZO PERFORADO CON EL SISTEMA CASING DRILLING Y UNO CONVENCIONAL.

Para realizar el análisis se tomaron los datos de dos casos de pozos perforados en el campo Tajín del activo de producción Poza Rica, uno de ellos perforado utilizando perforación convencional y el otro utilizando la tecnología Casing Drilling, los datos para ambos pozos se muestran en la siguiente tabla:

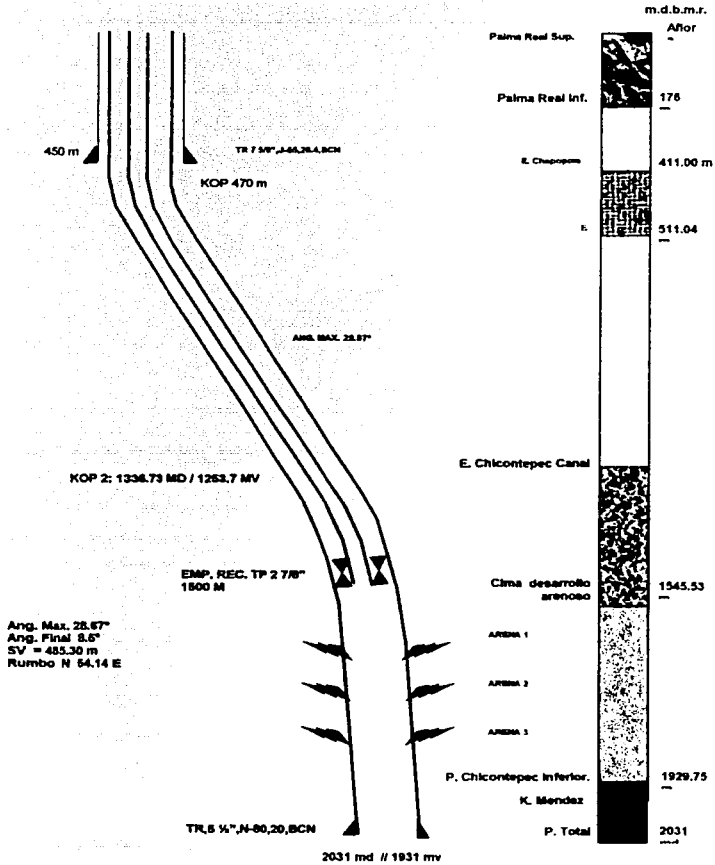
Pozo Tajín 81	Perforación Convencional	Pozo Tajín 61	Sistema Casing Drilling
Coordenadas		Coordenadas	
Objetivo:	X=652,306 Y=2,263.042	Objetivo:	X=652,106 Y=2,263.389
Profundidad total:	X=652,306 Y=2,263.042	Profundidad total:	X=652,135 Y=2,263.391
Se perforara direccionalmente desde la plataforma Tajín 81.		Se perforara direccionalmente desde la plataforma Tajín 64.	
Columna geológica			
Formación	m.v.b.n.m.	m.v.b.n.m.	
O. Palma Real Superior	Aflora		
O. Palma Real Inferior	+75	Aflora	
E. Chapoyote	-310	275	
E. Guayabal	410	375	
E. Chicontepec canal	1130	1040	
Cima desarrollo arenoso	1350	1370	
P. Chicontepec Inferior	1730	1735	
P. Velasco Basal	1750	1780	
Profundidad Total	1830	1835	

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO TAJIN 81

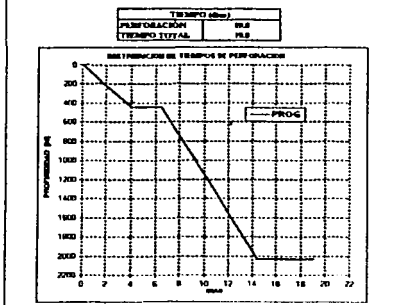


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tiempos de perforación.

ETAPA	AGUIERO	TR PES	PROF (MTS)	CONCEPTO	TIEMPO DIA(S)	ACUM DIA(S)	M DIA
PRIMERA	8 1/2	7 5/8	158	PERFORA	1.58	1.58	158.0
				R.L.	0.33	1.91	
				T.A.	0.80	2.71	
				C.S.C.	1.75	4.46	
SEGUNDA	6 1/2	5 1/2	2931	PERFORA	7.57	14.38	343.8
				R.L.	1.33	15.71	
				T.A.	4.43	20.14	
				C.S.C.	1.88	22.00	

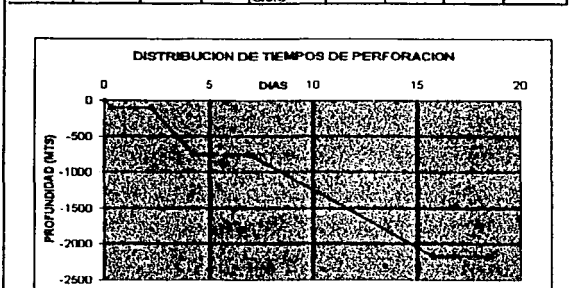
NOTA: CONCEPTO PERFORA INCLUYE TIEMPO DE INSTALACION CON MOTOR B-VALE



Pozo Tajin 81 Perforado convencionalmente

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

ETAPA	AGUIERO	TR PES	PROF (MTS)	CONCEPTO	TIEMPO DIA(S)	ACUM DIA(S)	M DIA
PRIMERA	8 1/2	7 5/8	158	INSTALACION	4	4	19. Mar 83
				PERFORA	0.33	4.33	15. Mar 83
				C.S.C.	1.80	6.13	17. Mar 83
SEGUNDA	6 1/2	5 5/8	758	PERFORA	1.36	4.19	18. Mar 83
				C.S.C.	2.73	6.92	21. Mar 83
TERCERA	6 1/2	5 1/2	2163	PERFORA	6.83	13.75	30. Mar 83
				R.L.	1.25	15.00	01. Abr 83
				T.R.	0.13	15.13	01. Abr 83
				FRUSTRADO	1.79	16.92	07. Abr 83



Pozo Tajin 61 Utilizando Casing Drilling

Para el pozo Tajin 81 perforado convencionalmente se observa que el tiempo de perforación programado es de 19 días para abarcar las dos etapas a una profundidad de 1830 m verticales con 2031 m desarrollados y para el pozo Tajin 61 se programan 22 días para llegar a una profundidad de 1835 m verticales y 2163 m desarrollados lo que nos indica que la tecnología aún no refleja el ahorro de tiempo y por lo tanto de costos a gran escala.

Esto puede deberse a que en México, la tecnología se encuentra en una etapa incipiente de aplicación y aprendizaje más adelante cuando se efectúe el análisis de costos para la etapa de perforación se observará que se requieren menores inversiones para efectuar la perforación de pozos con tubería de revestimiento.

A continuación se presentan las tablas de costos generales del programa de perforación tanto para el pozo Tajin 81 perforado convencionalmente como para el pozo Tajin 61 perforado con Casing Drilling. Posteriormente se agruparán los costos únicamente para la etapa de perforación utilizando los indicadores de rentabilidad para realizar la evaluación económica de la inversión realizada en estos pozos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2) Pozo Tajin 61 Perforado utilizando Tubería de Revestimiento. (1ra Etapa)

UNIDAD OPERATIVA POZA RICA		ETAPA 1		CIFRAS EN MILLES DE PESOS					
PROYECTO: AGUA FRIA COAPECHACIA TAJIN				POZO TAJIN 61					
INTERVENCIÓN DE SARROLLO				TIPO DIRECCIONAL SV-R24.36					
EQUIPO CASING DRILLING				PROFUNDIDAD 2167 mts					
DIAS DE MOVIMIENTO DEL EQUIPO 4		DIAS DE PERFORACIÓN 7		DIAS DE TERMINACIÓN 30					
				FECHA: 13 Mar 02					
CONCEPTO	ESPECIFICACION	COSTO DE PERFORACION				COSTO DE TERMINACION			
		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
DIAS EN MOVIMIENTO	CASING DRILLING	DIA	4	176.000	704.000				
NO APLICACION DE MATERIALES DE INVERSION									
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 13 3/4"	250, 54.5 # BOH	METRO	108	0.765	76.541				
TOTAL BENEFICIO 300					76.541				
PERFORACION DE POZOS POR CONTRATO									
PERFORACION PARA 1ra ETAPA P/TR 13 3/4"		SERVICIO	1	463.478	463.478				
TOTAL BENEFICIO 300					463.478				
NO SERVICIOS DE APOYO A LA PERFORACION									
PERFORACION CON BARRERA EN RANCHO DE 12 1/4" W 5/8"		METRO	108	0.714	77.152				
FLUIDOS PEAR Y TERN (INC.COM.-Y TRAT. RE.CORTES	1RA ETAPA BASE AGUA POLIM	METRO	108	0.400	43.277				
SERVICIO DE MANEJO DE SICHOS ORGANICOS E INORGANICOS		DIA	2	0.395	0.790				
PDA. MANOS TAJIN DEL CABEZAL, PRE.VENI. Y COMEX.SUP.		PREVENA	1	17.239					
SERV. INT. DE INERTACION TR 13 3/4" (INC. ACCESORIOS)		SERVICIO	1	389.412	389.412				
INGE. MERA PARA LA PERFORACION			2	9.315	18.630	SERVICIO		9.315	
TOTAL BENEFICIO 300									
TRANSPORTE POR CONTRATO DE MATERIALES Y EQUIPO									
TRANSPORTE VARIOS		VAJES	5	3.512	17.560				
TRANSPORTE FLUIDOS		VAJES	5	2.30	11.625				
TOTAL BENEFICIO 300					37.745				
GASTO DE INVERSION					1,008.41				
TOTAL					1,008.41				
COSTO DEL EQUIPO					704.00				
TOTAL					704.00				
COSTO DIRECTO					1,712.41				
SUBTOTAL					1,712.41				
FACTOR DE RIESGO 10 9					17.124				
TOTAL					17.124				
COSTO DIRECTO					1,883.65				
TOTAL					1,883.65				

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PEMEX UNIDAD DE PERFORACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS DIVISION NORTE

CONCEPTO	ESPECIFICACION	COSTO DE PERFORACION				COSTO DE TERMINACION			
		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	COSTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	COSTO
		MEDIDA		UNITARIO	TOTAL	MEDIDA		UNITARIO	TOTAL
CASING DRILLING									
ADICION DE MATERIALES DE INVERSION									
TUBERIA DE INYECTAMIENTO 5.5"	8.00, 40 #, BDN	METRO	750	0.607	511.751				
TOTAL INGRESO 200					511.751				
PERFORACION DE POZOS POR CONTRATO									
PERFORACION 2A. ETAPA PARA TR 9.5"		SERVICIO	1	1631.400	1631.400				
TOTAL INGRESO 300					1631.400				
SERVICIOS DE APOYO A LA PERFORACION									
PERFORACION CON BARRERA EN RANGO DE 12 1/4" - 10 5/8"		METRO	20	0.274	5.471				
SERVICIO DE 8# 3/8" BARRILLO PARA BARRERA EN RANGO DE 12 1/4" - 10 5/8"		METRO	20	0.500	10.000				
PERFORACION CON BARRERA EN RANGO DE 9 1/2" - 7 7/8"		METRO	710	0.270	191.970				
SERVICIO DE 8# 3/8" BARRILLO PARA BARRERA EN RANGO DE 9 1/2" - 7 7/8"		METRO	710	0.500	353.463				
REBAJAS CEMENTO, CORTE Y ZAPATA 12 1/4" - 10 5/8"		METRO	50	0.625	31.250				
FLUIDOS DE PESO Y TIPO (INC. COM. Y TRAL. RE CO)	2DA ETAPA BASE AGUA POLIM.	METRO	750	0.452	339.041				
SERVICIO DE MANEJO DE DESECHOS ORGANICOS E INORGANICOS		DA	1	0.305	0.307				
PDA, HIDROSTATICA DEL CEMENTO, PREVENT. Y CORRECCION		PRERBA	1	17.229	17.229				
SERV. INT. CE BELLACION TR 9.5" - (INC. ACCESORIOS)		SERVICIO	1	304.654	304.654				
ANILINERA PARA LA PERFORACION			4	9.375	37.500	SERVICIO		9.375	
TOTAL INGRESO 300									
TRANSPORTE VARIOS		VIAJES	5	3.510	17.548				
TRANSPORTE FLUIDOS		VIAJES	5	7.202	16.674				
TOTAL INGRESO 300									
GASTO DE INVERSION					3,200.51				
TOTAL				3,200.51					
COSTO DEL EQUIPO									
TOTAL									
COSTO DIRECTO					3,200.51				
SUBTOTAL				3,200.51					
FACTOR DE RIESGO 0.9					288.95				
TOTAL				288.95					
COSTO DIRECTO					3,589.46				
TOTAL				3,589.46					

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Para realizar el análisis de rentabilidad de la inversión para la tecnología sólo se tomará en cuenta los costos de influencia para la parte de perforación, tomando tres grandes partidas como son: 1) Equipo y servicio de perforación 2) adquisición de materiales de inversión 3) servicios de apoyo a la perforación en los cuales se pueden agrupar los costos, resultando la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Costos de perforación para el pozo Tajin 61 perforado con Casing Drilling

		Costo Total para cada partida*
1) Renta de equipo y servicios de perforación		\$ 4,540,77
1ra etapa	\$ 718,05	
2da etapa	\$ 1,273,00	
3ra etapa	\$ 2,549,72	
2) Adquisición de materiales de inversión		\$ 1,253,90
1ra etapa TR 13 3/8" J-55 54.5# BCN	\$ 76,54	
2da etapa TR 9 5/8" N-80 40# BCN	\$ 511,97	
3ra etapa TR 7" n-80 29# BCN	\$ 665,38	
3) Servicios de apoyo a la perforación		\$ 8,326,95
Servicio de barrenas	\$ 4,874,18	
Fluidos	\$ 1,819,23	
Manejo de Desechos	\$ 2,90	
Pba. Hidrostática, cabezal, prevent. Conex.Sup.	\$ 68,96	
Cementación	\$ 970,14	
Ing. Para la perforación	\$ 167,67	
Transportes varios	\$ 70,24	
Servicio MWD	\$ 18,16	
Servicio de registros	\$ 335,48	
	TOTAL	\$ 14,328,00

* Cifras en miles de pesos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La tabla anterior nos muestra que para llevar a cabo la perforación completa del pozo se requiere invertir en equipo, tuberías y servicios la cantidad de \$14,328,000.00 no incluyendo los costos por terminación debido a que lo sólo se evaluará la perforación usando la tecnología.

Utilizando un software comercial se generó un caso (Figuras 5.1a y 5.2b), para evaluar la inversión realizada, tomando los siguientes datos aproximados de partida:

- Tiempo de vida promedio de los pozos del campo Tajin 7 años.
- Promedio de producción diaria por pozo: 1500 bl/día
- Producto principal: Crudo pesado.
- Tipo de pozo: Terrestre de desarrollo.

The screenshot shows a software window titled 'TESIS CPS'. The interface includes a menu bar (File, Edit, Options, Graph, Printout, View, Database, Window, Help) and a toolbar. Below the menu bar are several tabs: 'Previous', 'Links', 'Presented', 'Notes', 'Comments', 'Clipboard', 'Clipboard', 'Clipboard', 'Case', 'View', 'Help', 'Exit'. The main area is divided into sections for 'Case Data', 'Case Description', and 'Case Options'. The 'Case Data' section includes fields for 'Case Name' (TESIS CPS), 'Company' (MEXIA), 'Date' (1989/02/01), and 'Location' (PERFORACION DE LA TIERRA DELA CD). The 'Case Description' section includes 'Case Data' (Year: 1989, Month: 02), 'Case Description' (Production/Year: 1500, Units: bl/dia), 'Case Description' (Production/Year: 1500, Units: bl/dia), 'Case Description' (Production/Year: 1500, Units: bl/dia), 'Maximum number of months to evaluate' (7), and 'Maximum case length' (365, units: year). The 'Case Options' section includes 'Evaluate At Run Time' (checked), 'Use Profit Settings' (checked), 'Use System' (checked), 'Use' (checked), 'No' (unchecked), 'Yes' (unchecked), and 'All' (unchecked). A note at the bottom states: 'Note: Check Case of Presentation, Initial Data and other related documents with the function the only LINK key.' The status bar at the bottom shows 'TESIS CPS 1' and 'File Help, print F1'.

Figura 5.1a

Date	Oil Flow (M³/D)	Independent Oil Flow (M³/D)	Maneuvering Oil Flow (M³/D)	Separation Oil Flow (M³/D)	Production Oil Flow (M³/D)	Control Oil Flow (M³/D)	Consumption (M³/D)
2000-01	12.567	0.000	0.137	0.110	0.000	0.072	0.067
2000-02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-03	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-04	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-05	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-06	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-07	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-08	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-09	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2000-12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-01	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-03	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-04	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-05	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-06	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-07	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-08	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-09	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001-12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Figura 5.2b

Se realizó el cálculo dando por resultado los indicadores desglosados en la tabla 5.2.

Indicadores Económicos	BTax		ATax		Producto Recuperado		Total	Wt		
	%	>800.0	>800.0	Oil	MSTB	1,081				
TIR										
Periodo de recuperación	Strnd.	2.5	2.5	Gas-residual	MMSC F	0	0			
	Proj.	2.5	2.5	Gas-ventas	MMSC F	0	0			
VPN	MS/MS	9.48	9.48	Etano	MSTB	0	0			
12.0 Pcnt. VPN	MS/MS	8.13	8.13	Propano	MSTB	0	0			
16.0 Pcnt. VPN	MS/MS	7.79	7.79	Butano	MSTB	0	0			
RBC@12.0	MS/MSTB	10.17	10.17	Cond.	MSTB	0	0			
RBC@16.0	MS/MSTB	9.75	9.75	Sulfuros	MLI	0	0			
Limite Económico			2011/01	Otros	MSTB	0	0			

Tabla 5.2 Indicadores económicos utilizando Casing Drilling.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por el momento se dejará a un lado los resultados obtenidos para la perforación con Casing Drilling y se realizará los cálculos para la inversión en la perforación convencional del pozo Tajin 81.

Tomando los mismos datos de partida, por ser pozos que pertenecen al mismo campo, y agrupando los costos para la perforación en las mismas partidas que para el caso anterior como se muestra en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Costos de perforación para el pozo Tajin 81 perforado convencionalmente

		Costo Total para cada partida*
1) Equipo de perforación convencional		\$ 1,515,18
2) Adquisición de materiales de inversión		\$ 953,29
	TR 1103/4" J-55 40,5# BCN	\$ 16,96
	TR 7 5/8" J-55 26,4# BCN	\$ 150,63
	TR 5 1/2" N-80 20# BCN	\$ 785,70
3) Servicios de apoyo a la perforación		\$ 13,369,34
	SERVICIO BARRENAS	\$ 2,564,91
	FLUIDOS	\$ 1,727,97
	APOYO A LA PERFORACIÓN	\$ 81,46
	MTTO A UNIDADES Y EQUIPOS	\$ 332,50
	CEMENTACION	\$ 758,97
	ING. PARA LA PERFORACIÓN	\$ 189,75
	TRANSPORTES VARIOS	\$ 6,224,84
	MTTO A SERVICIO A POZOS	\$ 76,00
	SERVICIO DE REGISTROS	\$ 630,42
	SERVICIOS AUXILIARES (INSPECCION TUBULAR)	\$ 116,68
	INTRODUCCION DE TR	\$ 101,06
	OTROS SERVICIOS	\$ 358,39
	REF Y ACCS PNTA Y EQUIPO DIVERSO	\$ 28,50
	EQUIPO DE PROTECCION Y SEG	\$ 117,90
	REFACC Y ACCESORIOS	\$ 80,00
	TOTAL	\$ 16,378,53

* Costos en miles de pesos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Es importante señalar algunos puntos de interés en la tabla anterior como: que no aparecen costos por compra de TP debido a que se utiliza la tubería en existencia y solo se contrata el servicio de inspección tubular, tampoco aparecen costos por manejo de desechos, pruebas hidrostáticas a cabezal, preventores y conexiones superficiales, sin embargo estos son costos ocultos que si se realizan, aunque no se contemplen directamente para generar un programa de costos para un pozo, también se observa que se requiere para la perforación convencional mayor cantidad de herramientas y servicios lo que reditúa en mayores costos, problemas potenciales de manejo de equipo y logística.

Se observa que para llevar a cabo la perforación en un pozo convencional con los datos tomados se requiere una inversión de \$16, 378,530.00 que en primera instancia es mayor que la que se requiere para llevar a cabo la perforación con Casing Drilling, obteniendo los indicadores de rentabilidad de igual manera que para el caso anterior se obtiene la tabla siguiente:

Indicadores económicos				Producto recuperado							
		BTax	ATax			Total	WI				
TIR	%	>800.0	>800.0	Oil	MSTB	1,081	1,081				
Periodo de recuperación	Stnd.	3.5	3.5	Gas-Residual	MMSC F	0	0				
		3.5	3.5	Gas-venta	MMSC F	0	0				
VPN	MS/MS	6.68	6.68	Etano	MSTB	0	0				
12.0 Pcnt. VPN	MS/MS	5.68	5.68	Propano	MSTB	0	0				
16.0 Pcnt. VPN	MS/MS	5.43	5.43	Butano	MSTB	0	0				
RBC@12.0	MS/MSTB	9.71	9.71	Cond.	MSTB	0	0				
RBC@16.0	MS/MSTB	9.29	9.29	Sulfuros	MLI	0	0				
Limite económico		2011/01		Otros	MSTB	0	0				

Tabla 5.4 Indicadores económicos utilizando perforación convencional

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ahora se realizará una comparación entre los valores obtenidos representados en la tabla 5.5

Tabla 5.5 Comparación de los resultados de la evaluación económica

INDICADOR	RESULTADO	
	PERFORACIÓN CONVENCIONAL	PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
VALOR PRESENTE NETO	5.43 MMDLS	9.48 MMDLS
TASA INTERNA DE RETORNO	>800	>800
TIEMPO DE RECUPERACIÓN	3 MESES	2.5 MESES
RIC	9.12	10.17
LÍMITE ECONÓMICO	ENE-2011	ENE-2011

En esta comparación inicial parece indicar que: del valor del VPN comparado con la inversión, para ambos casos es altamente rentable, pero para la perforación con Casing Drilling el VPN es mayor que para la perforación convencional lo que muestra una rentabilidad adicional sobre la perforación convencional, tomando cuenta que solo se evalúa los aspectos de influencia para llevar a cabo la perforación.

El tiempo de recuperación es menor para la perforación con Tuberia de revestimiento esto debido a que se requiere una menor inversión inicial, el tiempo promedio de vida para los pozos del campo es el mismo para ambos casos por lo que la producción esperada no varia al utilizar cualquiera de las formas para perforar los pozos, pero es sabido que mientras menor se invierta se generara para el caso estudiado un mayor margen de ganancia. El calculo de los indicadores se realizo sin tomar cuenta derechos e impuestos.

La relación beneficio /costo nos indica que por cada unidad monetaria de inversión en este caso se utilizo el dólar para el calculo de los indicadores, obtendremos para el caso de perforación convencional 9.26 dlls y 10.17 dlls para la perforación con Tubería de Revestimiento.

Sin embargo lo anterior no refleja la practica en campo, ya que se ha determinado que la tecnología no es rentable para aplicar al activo de producción Poza Rica, un análisis a simple vista se puede obtener de observar las cuestiones de tiempo, como la tecnología no equipara los tiempos empleados en la perforación convencional para perforar los pozos, se tiene una situación de pérdida de producción que será en cantidad, la producción diaria que podría aportar el pozo por el numero de días adicionales que requiere la tecnología para entregar el pozo perforado, el ahorro en la inversión calculado se ve disminuido en mucho, o casi nulificado comparado con los ingresos que genera el pozo puesto a producción, por lo que para algunas situaciones de inversión especiales como lo son los negocios petroleros no siempre un proyecto con menor inversión será el proyecto más rentable.

Lo anterior no excluye la aplicación de la tecnología en otros ámbitos donde pueda ser desarrollada en su máximo potencial, que refleje el ahorro en tiempos y costos a gran escala.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CONCLUSIONES

1.- La tecnología de perforación con tubería de revestimiento es una tecnología de perforación no convencional, que puede ser aplicada con éxito mediante el diseño adecuado y suficiente información del campo en el cual se llevara a cabo la perforación de los pozos de desarrollo, esto puede proveer un ahorro en tiempo debido a la disminución de los potenciales problemas por los viajes de la sarta y por lo tanto en costos.

2.- Su aplicación en México se ve orientada a la disminución de los problemas que potencialmente se presentan en la perforación convencional, ocasionados por los viajes de la sarta en formaciones con tendencias particulares de hidratación, derrumbes, etc.

3.- Es necesario contar con la información suficiente de litología, tipo de formación, geopresiones etc. del campo para decidir si este es candidato a la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento para pozos de desarrollo ya que la información geológica, geofísica y de ingeniería petrolera es de vital importancia para tomar la decisión de implementar como hasta hoy se conoce la tecnología Casing Drilling a fin de disminuir el riesgo en la perforación de pozos de desarrollo.

4.- La tecnología de perforación con tubería de revestimiento se encuentra en una fase temprana de la curva de aprendizaje en su aplicación a los campos mexicanos por lo que probablemente aun no se distinga claramente el ahorro de tiempo en su uso. En otros países ha demostrado tener esta ventaja sobre la perforación convencional.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.- En algunos casos la implementación de una nueva tecnología que optimice las áreas en las que esta inmersa, se ven involucrados factores que pueden retardar su completo rendimiento por lo que la evaluación de su aplicación involucrando todos estos posibles factores es de suma importancia.

6.- Se cuenta con las herramientas necesarias para cumplir objetivos como: recolección de núcleos, pruebas de formación y toma de registros, etc que se utilizan a la par con la perforación con tubería de revestimiento, por lo cual la hace equiparable a la perforación convencional en estos rubros.

7.- El ahorro de costos se ve reflejado en la disminución de material, herramienta y servicios requeridos para llevar a cabo la etapa de perforación de los pozos, sin embargo de acuerdo al análisis económico realizado este ahorro se ve superado por el ahorro de tiempo que la perforación convencional hasta hoy tiene por encima de la tecnología.

8.- Debido a la naturaleza de los negocios petroleros un ahorro de inversión no necesariamente genera la mayor ganancia, tal es el caso de la Tecnología Casing Drilling en la cual se tiene un ahorro de inversión, en comparación con la inversión inicial para la perforación convencional, pero la falta de disminución en tiempo, reditúa en pérdidas, ya que los ingresos que genera el entregar los pozos en el menor tiempo posible superan en mucho al ahorro de la inversión inicial.

9.- La incorporación de tecnología de vanguardia en nuestra industria aplicada a los ámbitos adecuados nos permitirá ser más competitivos en los mercados nacionales e internacionales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

RECOMENDACIONES

La aplicación de la tecnología de perforación con Tubería de Revestimiento como se conoce hasta hoy en día es una alternativa restringida a campos con suficiente información como los campos maduros, debido a que se requiere un amplio conocimiento de las formaciones por perforar ya que se emplean las tuberías de revestimiento que se usan generalmente en campo, entonces se recomienda poner especial atención aspectos básicos como: la reología del lodo de perforación para mantener valores bajos en la viscosidad plástica y punto de cedencia y optimizar la hidráulica durante la perforación, manejar los parámetros de operación dentro de un rango razonable, que permita utilizar eficientemente las tuberías y conexiones programadas en el diseño así como la efectiva limpieza del pozo.

Se recomienda que los aparejos de fondo a utilizar sean con las herramientas mínimas necesarias para facilitar su colocación y recuperación, que las corridas de registros, pruebas de formación, recuperación de núcleos, etc. sean las necesarias para permitir el ahorro en tiempo.

Es el estado ideal el compromiso y trabajo conjunto de los involucrados para asegurar el éxito de las operaciones en la aplicación de nuevas tecnologías que presenten ventajas potenciales que reditúen en mayores beneficios.

La aplicación de programas de computo especializados, en la evaluación de proyectos en materia petrolera reduce los esfuerzos y simplifica el proceso de evaluación, proporcionando control sobre los datos y obteniendo resultados que ayuden en la toma de decisiones que impliquen riesgos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El objetivo en todo proyecto debe ser minimizar los costos y las inversiones para maximizar la ganancia, por lo que probablemente la aplicación de la tecnología en campos donde se cuenta con técnicas de perforación convencional y otras de perforación no convencional, completamente entendidas y dominadas pone en desventaja a la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, tal vez está deba ser enfocada a campos de mayor complejidad para llevara a cabo la perforación aunque esto implique redireccionar la investigación a otros factores de influencia como las características del material de las tuberías, la capacidad del equipo, etc. buscando que la tecnología aporte todo su potencial y solucione problemas en campos difíciles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REFERENCIAS

- (1). M Warren, Tommy: Casing Drilling Application Design Considerations. Artículo SPE 59179, presentado en SPE Annual Technical conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, Febrero 2000.
- (2). Laurent Michael: A New Generation Drilling Rig: Hidraulically Powered and Computer Controlled. Artículo SPE 99120, presentado en CADE/CAODC Spring Drilling Conference in Calgary, Alberta Canada, Abril 1999.
- (3). Tessari Bob, Garret Madell: Drilling with Casing promises major benefits. Artículo SPE 59179, presentado en SPE Annual Technical conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana Febrero 2000.
- (4). M Warren, Tommy: Casing Drilling Application Design Considerations. Publicado en Oil & Gas Journal, Mayo 1999.
- (5). S.F. Shepard: Casing Drilling: An emerging Technology. Artículo SPE 67731, presentado en SPE/IADC Drilling Conference in Amsterdam, The Netherlands, G. Febrero 2001.
- (6). Houtchens Bruce: Casing Drilling Technology Moves to More Challenging Applications. Artículo, presentado en la National Drilling Conference AADE Marzo 2001.
- (7). Garret Madell: Casing Drilling-A Revolutionary Approach to reducing Well Costs. Artículo SPE 52789, presentado en SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Holland Marzo 1999.

- (8). Houtchens Bruce, Warren Tommy: Casing drilling with directional steering in the US Gulf of Mexico. Publicado en Offshore. Junio 2001.
- (9). Economides, M. J.: Well Construccion , Prentice Hall, 1994
- (10). Solórzano, Napoleón L.: Bases económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración de negocios petroleros, primera edición. México D.F, 1999.
- (11). Ramos, Rodríguez Heberto: "Estudio del fenómeno de colapso en tuberías de Revestimiento y de producción". Revista Ingeniería Petrolera, AIPM. Marzo 2003.
- (12). Vélez, Ignacio: Evaluación de proyectos. Politécnico Grancolombiano. Bogotá Colombia, 2003.
- (13). PEP, Gerencia de Reservas: Manual para la evaluación económica de opciones de inversión, 2003.
- (14). MERAK: Introducción a "Decision Tree", 2003.
- (15). PEP, Hydrocarbon Reserves of México, volume I, 1999.
- (16). PEP, Manual de Procedimientos de operaciones de perforación, Volumen II y III, 2000.