



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

HERRAMIENTAS EN LA
PERFORACIÓN DIRECCIONAL

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

SÁNCHEZ ARRIAGA CÉSAR
VILLEGAS CASASA GUILLERMO

DIRECTOR DE TESIS: ING. MARIO ROSAS RIVERO



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, 2013

ÍNDICE

ÍNDICE	i
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
INTRODUCCIÓN	i
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN	1
GROPRESIONES.	2
PRESIÓN DE FORMACIÓN.	2
PRESIÓN DE FRACTURA.....	2
PRESIÓN DE SOBRECARGA.....	3
GRADIENTE DE SOBRECARGA	3
PRESIÓN HIDROSTÁTICA	3
TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.....	3
TUBERÍA CONDUCTORA.....	5
TUBERÍA SUPERFICIAL	5
TUBERÍA INTERMEDIA.....	5
TUBERÍA CORTA O LINER.....	5
TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN.....	6
FLUIDO DE PERFORACION.....	6
DEFINICIÓN	6
FUNCIONES DEL FLUIDO.....	6
TIPO DE FLUIDO	8
FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA	9
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE	10
CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS BASE ACEITE	11
FLUIDOS DE PERFORACIÓN AIREADOS	12
FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ESPUMAS.....	12
DEFINICION DE LA PERFORACION DIRECCIONAL.....	13
RAZONES QUE ORIGINAN LA PERFORACION DIRECCIONAL	13
TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	17
VERTICALES	17
TIPO S.....	18
TIPO SLANT O J.....	18

ÍNDICE

POZOS HORIZONTALES	19
TIPOS DE POZOS HORIZONTALES	20
<i>CAPÍTULO 2: COMPONENTES DE UNA SARTA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL</i>	21
SARTA DE PERFORACIÓN	22
BARRENAS	23
BARRENAS TRICÓNICAS	23
BARRENAS DE CORTADORES FIJOS	24
BARRENAS DE DIAMANTE NATURAL	25
BARRENAS DE DIAMANTES TÉRMICAMENTE ESTABLES (TSP).....	26
BARRENAS DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC).....	27
BARRENA DE CHORRO	28
LASTRABARRENAS (DRILL COLLARS)	29
LASTRABARRENAS NO MAGNETICOS (DRILL COLLAR NO MAGNÉTICO)	30
LASTRABARRENAS CORTOS (DRILL COLLAR CORTOS (SDC)).....	30
LASTRABARRENAS CORTOS NO MAGNETICOS (DRILL COLLAR CORTO NO MAGNÉTICO).....	30
TUBERÍA PESADA (HEAVY-WEIGHT).....	31
ESTABILIZADORES	32
ESTABILIZADORES DE ALETAS SOLDADAS (WELDED BLADE STABILIZERS)	32
ESTABILIZADORES DE ALETAS INTEGRADOS (INTEGRAL-BLADE STABILIZER (IB))	33
ESTABILIZADORES TIPO MANGA.....	34
ESTABILIZADOR AJUSTABLE	35
AMPLIADORES (ROLLER REAMERS (RR)).....	35
AMPLIADOR HIDRAULICO (UNDERREAMER)	35
AMPLIADOR DE AGUJA (STRING REAMER)	36
EXTENSION SUB	37
FLOAT SUB.....	37
BIT SUB.....	38
JUNK SUB.....	38
ENSAMBLAJE DE FONDO (BOTTOM HOLE ASSEMBLY)	39
COMPONENTES DE BHA CONVENCIONALES.....	39
BHA SIMPLE.....	40
BHA MULTICOMPONENTE	40

<i>CAPÍTULO 3: CONCEPTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL</i>	41
HISTORIA DE LA PERFORACION DIRECCIONAL.....	42
DEFINICIONES BASICAS	44
PROFUNDIDAD DESARROLLADA (MEASURE DEPTH)	44
PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TRUE VERTICAL DEPTH).....	45
DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL	45
INCLINACION (DRIFT)	46
AZIMUT (DIRECCION DEL POZO)	46
NORTE VERDADERO	47
NORTE DE CUADRICULA O NORTE DE MAPA.....	47
NORTE MAGNETICO.....	47
LADO ALTO DEL POZO.....	48
HERRAMIENTA (DE FONDO)	48
CARA DE LA HERRAMIENTA (TOOLFACE).....	48
ORIENTACION DE LA CARA DE LA HERRAMIENTA	48
INTERFERENCIA MAGNETICA.....	48
CORRECCION POR DECLINACION MAGNETICA.....	48
BUZAMIENTO MAGNETICO.....	48
PATA DE PERRO (DOG LEG).....	49
SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO	49
CIERRE (CLOSURE)	49
PESCADO	49
ACELEROMETRO.....	49
FORMATOS DE DIRECCION: CUADRANTES Y DE BRUJULA.....	50
PUNTO DE INICIO (KICK OFF POINT (KOP))	50
FIN DE LA DESVIACION (END OF BUILDUP (EOB)).....	50
PRINCIPIOS BÁSICOS DE CONTROL DIRECCIONAL EN PERFORACIÓN.....	51
PRINCIPIO DE FULCRUM	51
PRINCIPIO DE ESTABILIZACIÓN O DE APAREJO EMPACADO.....	52
PRINCIPIO DE PÉNDULO.....	53
<i>CAPÍTULO 4: HERRAMIENTAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL</i>	54

ÍNDICE

HERRAMIENTA LWD (Logging While Drilling)	55
HERRAMIENTA MWD (Measure While Drilling).....	55
SISTEMA DE POTENCIA	56
SENSORES DIRECCIONALES	56
TELEMETRIA	57
HERRAMIENTAS DE DESVIACION	57
DESVIADOR DE PARED	58
MOTORES DE FONDO.....	59
CODOS DESVIADORES Y JUNTAS ARTICULADAS	63
HERRAMIENTAS DE MEDICION	63
PÉNDULO INVERTIDO O TOTCO	63
TOMA SENCILLA O “SINGLE SHOT” Y TOMA MÚLTIPLE O “MULTISHOT”	64
MONEL	64
MARTILLO (JAR).....	64
HERRAMIENTAS POWERDRIVE	65
POWERDRIVE X5 1100	66
POWERDRIVE X5 900	67
POWERDRIVE X5 825	68
POWERDRIVE X5 675	69
POWERDRIVE X5 475	70
POWERDRIVE Xceed 900.....	71
POWERDRIVE Xceed 675.....	72
POWER V	73
POWERDRIVE vorteX.....	74
HERRAMIENTAS POWERPULSE	75
POWERPULSE 825	76
POWERPULSE 675	77
POWERPULSE ImPulse	78
E-PULSE XR 650	79
E-PULSE XR 475	80
SLIMPULSE	81
<i>CAPÍTULO 5: EJEMPLOS DE APLICACIÓN</i>	<i>82</i>

COSTERO 4 83

ANTECEDENTES 83

LOCALIZACIÓN..... 83

RESUMEN 84

SARTAS USADAS 90

PARETO 2 92

LOCALIZACIÓN..... 92

RESUMEN 93

SARTAS USADAS 96

CONCLUSIONES 99

BIBLIOGRAFÍA..... 102

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 1. 1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	4
FIG. 1. 2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	9
FIG. 1. 3 FLUIDOS DE CONTROL	11
FIG. 1. 4 FLUIDOS BASE ACEITE	11
FIG. 1. 5 LOCALIZACIONES INACCESIBLES	13
FIG. 1. 6 FORMACIONES CON FALLAS	14
FIG. 1. 7 DOMO DE SAL	14
FIG. 1. 8 POZOS DE ALIVIO	15
FIG. 1. 9 MÚLTIPLE POZO	15
FIG. 1. 10 DESARROLLO MÚLTIPLE	16
FIG. 1. 11 SIDE TRACKING	16
FIG. 1. 12 POZO VERTICAL	17
FIG. 1. 13 POZO TIPO S	18
FIG. 1. 14 POZO TIPO J	18
FIG. 1. 15 POZOS HORIZONTALES	19
FIG. 1. 16 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES	20
FIG. 2.1 CLASIFICACIÓN DE BARRENAS	23
FIG. 2. 2 BARRENAS TRICONICAS	24
FIG. 2. 3 BARRENA DE CORTADORES FIJOS	25
FIG. 2. 4 BARRENAS DE DIAMANTE NATURAL	25
FIG. 2. 5 BARRENAS TÉRMICAMENTE ESTABLE	26
FIG. 2. 6 BARRENAS DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO	27
FIG. 2. 7 BARRENAS DE CHORRO	28
FIG. 2. 8 DRILL COLLARS	29
FIG. 2. 9 DRILL COLLAR NO MAGNÉTICO	30
FIG. 2. 10 TUBERÍA PESADA HEAVY WEIGHT	31
FIG. 2. 11 WELDED BLADE STABILIZERS	32
FIG. 2. 12 INTEGRAL-BLADE STABILIZER (IB)	33
FIG. 2. 13 ESTABILIZADORES EN ESPIRAL	33
FIG. 2. 14 ESTABILIZADORES DE DOS Y TRES PIEZAS	34
FIG. 2. 15 ROLLER REAMER	35
FIG. 2. 16 STRING REAMER	36
FIG. 2. 17 CAJAS PIN Y BOX	37
FIG. 2. 18 JUNK SUB	38
FIG. 2. 19 BHA MULTICOMPONENTE	40
FIG. 3. 1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	42
FIG. 3. 2 PROFUNDIDAD DESARROLLADA	44
FIG. 3. 3 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA	45
FIG. 3. 4 DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL	45
FIG. 3. 5 INCLINACIÓN	46
FIG. 3. 6 AZIMUTH	46

FIG. 3. 7 NORTE VERDADERO	47
FIG. 3. 8 NORTE MAGNÉTICO	47
FIG. 3. 9 PATA DE PERRO	49
FIG. 3.10 KICK OFF POINT	50
FIG. 3.11 END OF BUILD UP	50
FIG. 3.12 PRINCIPIO DE FULCRUM	51
FIG. 3.13 PRINCIPIO DE ESTABILIZACIÓN	52
FIG. 3.14 PRINCIPIO DE PÉNDULO	53
FIG. 4. 1 DESVIADOR DE PARED PERMANENTE	58
FIG. 4. 2 MOTOR DE FONDO	59
FIG. 4. 3 SECCIONES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	60
FIG. 4. 4 ROTOR 1:2 Y 5:6.....	61
FIG. 4. 5 SECCIÓN DE TRANSMISIÓN.....	62
FIG. 4. 6 SECCIÓN DE BALEROS	62
FIG. 4. 7 PÉNDULO INVERTIDO	63
FIG. 4. 8 MONEL.....	64
FIG. 4. 9 MARTILLO	64
FIG. 4. 10 POWER DRIVE X5 1100.....	66
FIG. 4. 11 POWERDRIVE X5 900.....	67
FIG. 4. 12 POWERDRIVE X5 825.....	68
FIG. 4. 13 POWERDRIVE X5 675.....	69
FIG. 4. 14 POWERDRIVE X5 475.....	70
FIG. 4. 15 POWERDRIVE XCEED 900.....	71
FIG. 4. 16 POWERDRIVE XCEED 675.....	72
FIG. 4. 17 POWER V.....	73
FIG. 4. 18 POWERDRIVE VORTEX.....	74
FIG. 4. 19 POWERPULSE 825	76
FIG. 4. 20 POWERPULSE 675	77
FIG. 4. 21 POWERPULSE IMPULSE	78
FIG. 4. 22 E-PULSE XR 650	79
FIG. 4. 23 E-PULSE XR 475	80
FIG. 4. 24 SLIMPULSE	81
FIG. 5. 1 LOCALIZACIÓN DE COSTERO 4	83
FIG. 5. 2 ASENTAMIENTO DE TR'S, COLUMNA GEOLÓGICA, VENTANA OPERACIONAL.....	84
FIG. 5. 3 PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DE TR'S, POZO TIPO J	85
FIG. 5. 4 PROFUNDIDAD DEL PEZ.....	86
FIG. 5. 5 OBJETIVO DEL POZO	87
FIG. 5. 6 VISTA DE PLANTA COSTERO 4.....	88
FIG. 5. 7 INCLINACIÓN Vs PROFUNDIDAD COSTERO 4.....	88
FIG. 5. 8 SEPARACIÓN CENTRO A CENTRO	89
FIG. 5. 9 RESUMEN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	89
FIG. 5. 10 LOCALIZACIÓN DE PARETO 2	92

ÍNDICE

FIG. 5. 11 ASENTAMIENTO DE TR'S, COLUMNA GEOLÓGICA, VENTANA OPERACIONAL	93
FIG. 5. 12 ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO DEL PARETO 2	94
FIG. 5. 13 ESTADO MECÁNICO REAL DEL PARETO 2	95
FIG. 5. 14 BHA'S USADOS EN PARETO 2.....	96
FIG. 5. 15 SECCION VERTICAL Y DE PLANTA DEL POZO PARETO 2	97

INTRODUCCIÓN

Uno de los motivos primordiales que ha impulsado a la humanidad a través de la historia, ha sido procurarse de recursos materiales y energéticos que le permitan satisfacer sus necesidades fundamentales. Así, el hombre ha llegado a dominar el manejo de algunas formas de energía, entre las que destaca la obtención de los hidrocarburos. Este tipo de energía, cubre alrededor del 40% del consumo mundial, cifra que convierte a los hidrocarburos en la principal fuente de energéticos, por lo cual se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos o mejorando sustancialmente el desarrollo de los campos en explotación.

Un problema significativo en la explotación de los campos es la dificultad para llegar a los objetivos productores de hidrocarburos ya que se encuentran localizados en zonas de difícil acceso, por ejemplo: en campos costa fuera, zonas urbanas y fallas naturales; lo cual ha orillado a la industria a desarrollar tecnología que permita realizar operaciones de forma segura, eficiente y económica.

Como una alternativa, hace algunas décadas, surge la tecnología de perforación direccional, llegando a desarrollarse a tal grado que ahora se considera una herramienta fundamental en la perforación de pozos y comprende aspectos tales como la perforación direccional, horizontal y multilateral.

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal, que se utiliza para incrementar y mejorar la productividad de los pozos, los factores de recuperación y reducir las inversiones con la perforación de pozos multilaterales, siendo una buena alternativa para optimizar la explotación de los yacimientos.

Hoy en día, tanto la perforación horizontal como la multilateral, están enfocadas para su aplicación en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento, explotados a través de pozos convencionales. Es decir, que la productividad de los pozos se incrementará dependiendo de la complejidad de la perforación y diseño aplicados.

Así, el objetivo principal de este trabajo es la de dar a conocer los conceptos básicos y las herramientas principales que se utilizan en la perforación direccional para el desarrollo de campos, así como los principales componentes de todo aparejo de perforación, y las ventajas que nos proporcionan estas nuevas herramientas tecnológicas para poder aumentar el factor de recuperación de nuestro yacimiento, reduciendo costos y disminuyendo tiempos de perforación.

Para finalizar, cabe mencionar que el proceso de optimizar el desarrollo y/o explotación de un campo, debe resultar de la toma de decisiones de ¿Dónde?, ¿Cuándo? y ¿Cómo? debería ser aplicada una tecnología, así como considerar cuál es la manera de asegurar la mayor probabilidad de éxito.

*CAPÍTULO 1: GENERALIDADES DE LA
PERFORACIÓN.*

GЕOPRESIONES.

El conocimiento de las presiones de sobrecarga, poro y de fractura de las formaciones a perforar es fundamental para una óptima planeación en la perforación del pozo.

Por lo tanto, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y después predecirlas con la mayor exactitud posible. El desconocimiento o mala predicción de estas presiones ocasionan los siguientes problemas:

- Asentamientos inadecuados de las tuberías de revestimiento.
- Pegaduras de tuberías por presión diferencial.
- Perdidas de circulación.
- Perdida de objetivo.
- Brotes.

PRESIÓN DE FORMACIÓN.

La presión de formación es aquella a la que se le encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro.

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Normal – Es la presión generada por una columna de agua nativa del lugar, desde la superficie hasta la profundidad en estudio.

Anormal - La que se aparta de la tendencia normal (baja o alta, siendo esta última la de mayor frecuencia). Presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de la formación.

PRESIÓN DE FRACTURA.

La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura. Es la fuerza por unidad de área requerida para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez ó cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones suprayacentes.

Existen varios métodos para calcular los gradientes de fractura de la formación, propuestos por los siguientes autores:

- Hubert y Willis
- Mathews y Kelly
- Eaton

CAPITULO I

GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN

Los gradientes de fractura usualmente se incrementan con la profundidad. El método para determinar el gradiente de fractura, en el campo es el que se denomina, Prueba de Goteo.

PRESIÓN DE SOBRECARGA.

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. Se expresa de la siguiente manera:

$$P_{sc} = \frac{\rho_{grano}}{10} + \frac{\rho_{fluido}(h)}{10} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Ecuación 1.1 Presión de Sobrecarga

GRADIENTE DE SOBRECARGA

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades.

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal.

$$GSC = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_F$$

Ecuación 1.2 Gradientes de Sobrecarga

PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna.

$$P_H = \frac{\rho h}{10} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Ecuación 1.3 Presión de Sobrecarga

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos de presionados, etc. Esto origina que a medida que se va profundizando se tengan que ir aislando intervalos con característica diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos.
- Confiar la producción del intervalo seleccionado.
- Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento está sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar las siguientes:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna.
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

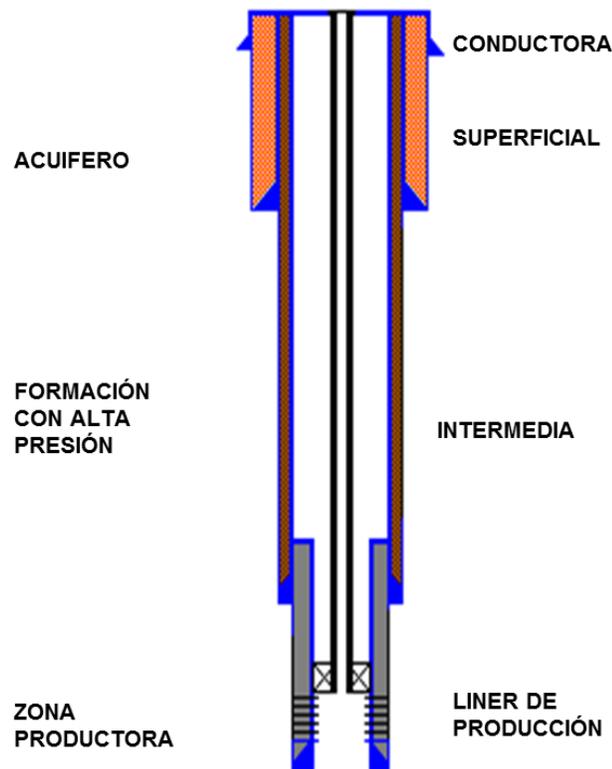


Fig. 1. 1 Tubería de Revestimiento

TUBERÍA CONDUCTORA.

Es la primera que se cementa o hinca al iniciar la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía de 20m a 250 m. Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia las presas de tratamiento de lodo.

TUBERÍA SUPERFICIAL.

La introducción de ésta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando los flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000 m, cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad.

TUBERÍA INTERMEDIA.

Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación: en sí se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar, en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión. Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario colocar una o más sargas de tuberías de revestimiento intermedia, que aislaran la zona problema.

TUBERÍA CORTA O LINER.

Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarga de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150 m, y en ocasiones se emplea una longitud mayor, dependiendo del objetivo de su introducción.

Razones para su utilización.

- Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- Economía de tubería de revestimiento. Se pueden efectuar pruebas de producción de horizontales cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento, a un costo muy bajo, debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales, ya que una vez conectada la cantidad requerida, ésta es introducida en la tubería de perforación.

- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.
- Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sarta más resistentes.

Complemento (TIE-BACK). Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo, desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Normalmente es un esfuerzo para la tubería de explotación si se tienen altas presiones, fluidos corrosivos o si la tubería de explotación fue dañada. Puede ser cementada parcialmente.

Complemento Corto (STUB). Es una sarta de tubería que funciona igual que el complemento proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta. Puede ser cementada parcialmente.

Sin Tubería de Producción (TUBINGLESS). Es una tubería de explotación que se extiende a la superficie y que se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos.

TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN.

Estas tuberías tienen como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo.

FLUIDO DE PERFORACION

DEFINICIÓN

Es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar.

FUNCIONES DEL FLUIDO.

- Evacuar los recortes de Perforación - La remoción de los recortes (limpieza del pozo) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la

CAPITULO I
GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN

rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

- Controlar las Presiones de la Formación - A medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad de las paredes. Esto impide además, que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo.
- Suspendir y descargar los recortes - Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación.
- Obturar las formaciones permeables - Los sistemas de fluido de perforación deben estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación. Si una formación está fracturada y/o fisurada, deben usarse materiales de sostén.

- Mantener la estabilidad del pozo - La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.
- Minimizar daños a la formación - La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productora es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación.
- Enfriar, lubricar y alivianar la columna de perforación - La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando el calor de la fuente (fricción) y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. A mayor densidad del lodo, menor será el peso de la sarta en el gancho.
- Transmitir energía hidráulica a herramientas - La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración y/o alimentar los motores de fondo que hacen girar el trépano y las herramientas de Medición al Perforar (MWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las boquillas del trépano para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba a fin de maximizar la caída de presión en el trépano u optimizar la fuerza de impacto del jet sobre el fondo del pozo. Esto se limita por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación - La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria.

- Controlar la corrosión - Los componentes de la sarta de perforación y tuberías de revestimiento en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el O₂, CO₂ y H₂S pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. El fluido de perforación además no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros.
- Facilitar La Cementación y Terminación - El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento pueda ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de terminación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la terminación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida.
- Minimizar el Impacto sobre el Medio Ambiente - Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de aceite, y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo, la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

TIPO DE FLUIDO

Los fluidos usados en la perforación de pozos se pueden clasificar de acuerdo a la fase continua que los forma:

- Fluidos de perforación base agua
- Fluidos de perforación base aceite
- Fluidos de perforación base aireados

Las principales propiedades y características de los fluidos de perforación son:

- La viscosidad
- El punto de cedencia
- El Ph
- La Tixotropía

FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

El sistema de lodos base agua es el más usado a nivel mundial en la industria de la perforación. En este sistema la fase continua es el agua dulce, agua de mar y la fase discontinua puede ser: aceite (lodo de emulsión directa) ó el aire (lodo aireado).

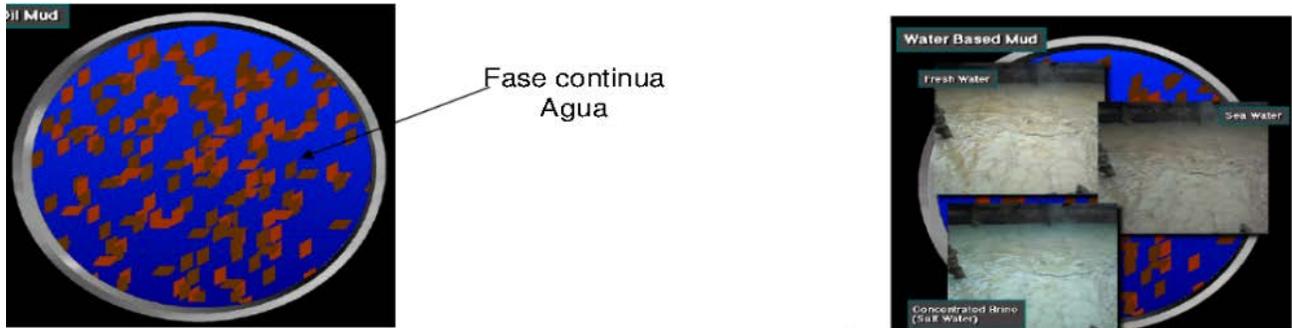


Fig. 1. 2 Fluidos de perforación

La clasificación de fluidos de perforación base agua:

- Fluido bentonítico (no – disperso)
- Fluido bentonítico polimétrico
- Fluido disperso – no inhibido

Fluido bentonítico (no – disperso)

El término no disperso indica que no se utilizan aditivos dispersantes y arcillas comerciales agregadas al lodo, o las que se incorporan de la formación, van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural. Este fluido es utilizado en el inicio de la perforación.

Fluido bentonítico polimétrico

Es utilizado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se prepara con agua dulce o salada para concentraciones de calcio menores a 200 ppm.

Fluido disperso – no inhibido

Se utilizan dispersantes químicos para deflocular a la bentonita sódica. Es el fluido más versátil y utilizado en la industria, debido a su tolerancia a los contaminantes más comunes y a la incorporación de sólidos de formación. La viscosidad del sistema es controlada con facilidad mediante el uso de dispersantes. Con la adición de lignitos es excelente para perforar formaciones con alta temperatura.

FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

Un lodo base aceite es un fluido que tiene como fase continua a un aceite y su filtrado es únicamente aceite.

Se le denomina “lodo base aceite” cuando el contenido de agua es de 1 al 15 % y “emulsión inversa”, cuando el contenido de agua es de 5 al 50 %. Los lodos de emulsión inversa se refieren a una emulsión de agua en aceite en donde la fase continua es el aceite y la discontinua el agua en forma de gotas. Para formar una película de aceite alrededor de las gotas de agua se requiere el uso de emulsificantes, aditivo que mantendrá estable la emulsión.

Los lodos de emulsión inversa son utilizados en la perforación de lutitas hidrófilas y zonas productoras con alta temperatura. Se caracterizan por ser lodos salados ya que su salinidad varía de 30 mil a 350 mil ppm.

En los fluidos base aceite tenemos emulsión directa y son emulsiones que se preparan con el 80 % de diesel, 18% de agua y un 2% de emulsificante. Estos fluidos son utilizados en formaciones depresionadas donde se requiere baja densidad o en la reparación de pozos.

CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS BASE ACEITE

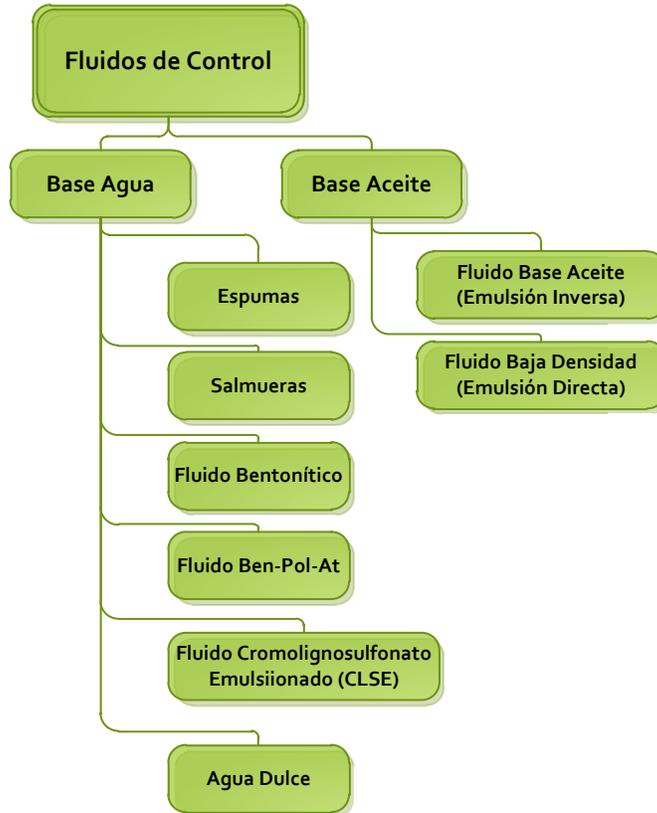


Fig. 1. 3 Fluidos de Control

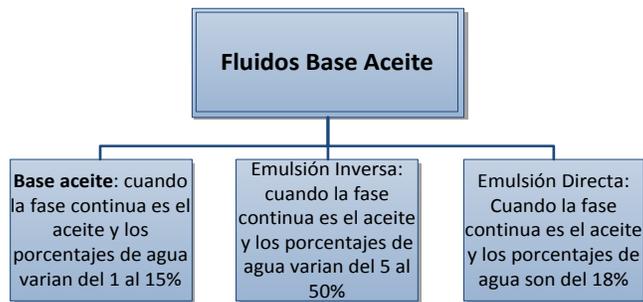


Fig. 1. 4 Fluidos Base Aceite

FLUIDOS DE PERFORACIÓN AIREADOS

Los fluidos aireados incluyen aire, gas, espumas o lodos aireados que son utilizados para perforar en zonas muy depresionadas cuyos gradientes de presión de fractura son bajos.

La perforación con aire requiere de una gran cantidad de compresores para el bombeo del aire al pozo.

Los problemas que se tienen cuando se perfora con aire o gas, se deben principalmente a volúmenes insuficientes de aire para transportar los recortes.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ESPUMAS

La perforación con espuma es un método alternativo para transportar los recortes, al mismo tiempo que se reduce la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo. Estos fluidos desarrollan viscosidades mayores que el aire o gas, por lo que se requieren altas velocidades anulares. Una espuma estable limpiará bien el agujero con velocidades anulares de 200 a 300 pies/min. La principal problemática es mantener la estabilidad de la espuma. Con este sistema se alcanzarán densidades por debajo de 0.50 gr/cc.

DEFINICION DE LA PERFORACION DIRECCIONAL

Es la ciencia y el arte empleado para desviar un pozo con una inclinación y dirección predeterminada para alcanzar un objetivo sub-superficial situado a una distancia dada de la vertical, en el plano horizontal se conoce como desplazamiento.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el agujero a través de cierta trayectoria a un objetivo determinado. El control de desviación es el proceso de mantener el agujero del pozo contenido dentro de límites prestablecidos relativos al ángulo de inclinación, la longitud horizontal a partir de la vertical, o ambos.

RAZONES QUE ORIGINAN LA PERFORACION DIRECCIONAL

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación.

Las más comunes son las siguientes:

1) Localizaciones inaccesibles: Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hacen difícil su acceso.



Fig. 1. 5 Localizaciones Inaccesibles

2) Formaciones con fallas: donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo.

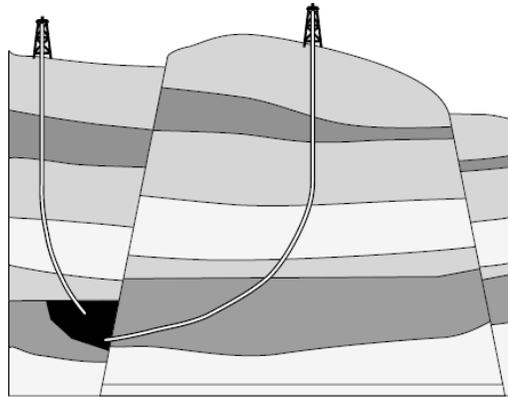


Fig. 1. 6 Formaciones con Fallas

3) Domo de sal: donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal por razones operacionales no se desea atravesar el domo.

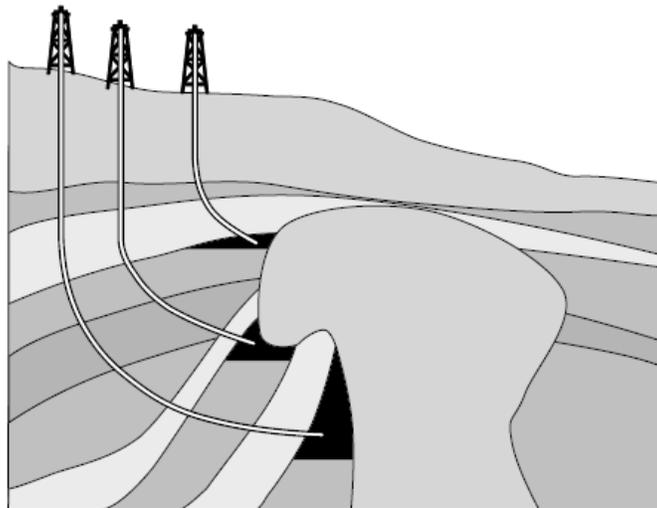


Fig. 1. 7 Domo de Sal

CAPITULO I
GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN

4) Pozo de alivio: es aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción. Mediante el pozo se contrarresta las presiones que ocasionaron el reventón.



Fig. 1. 8 Pozos de Alivio

5) Múltiple pozo con una misma plataforma: desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción.

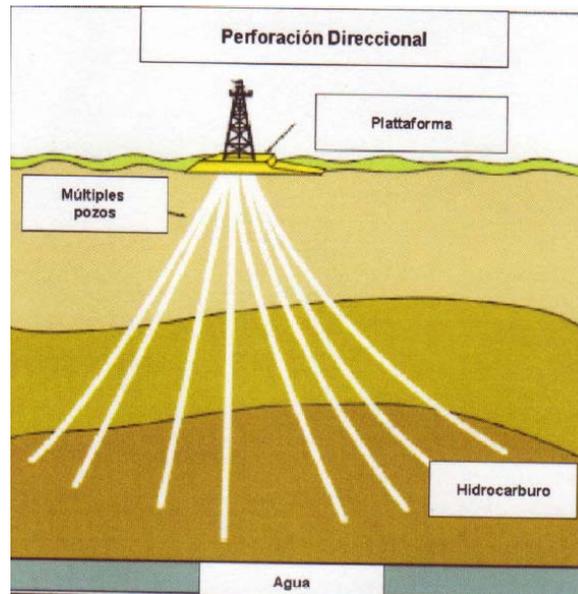


Fig. 1. 9 Múltiple Pozo

6) Desarrollo múltiple de un yacimiento: cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido posible o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/agua.

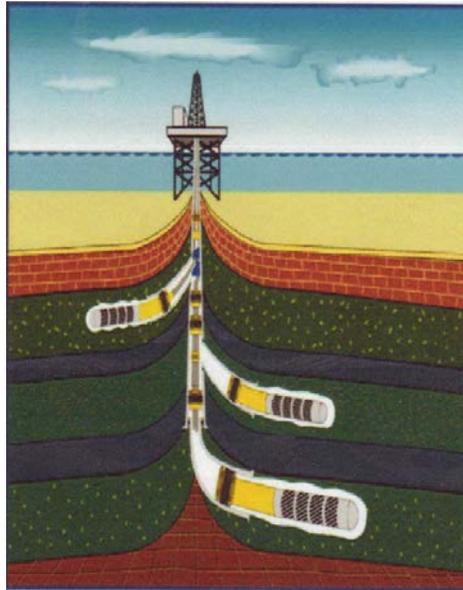


Fig. 1. 10 Desarrollo Múltiple

7) Side-Tracking: Originalmente fue la técnica de perforación direccional. Inicialmente los sidetracks fueron a ciegas, el objetivo era simplemente pasar un pescado, los sidetracks orientados son los más comunes. Son hechos cuando se encuentran cambios inesperados en la configuración geológica.

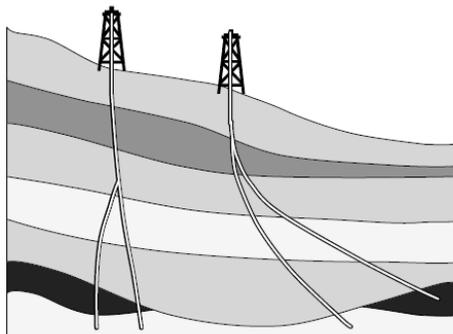


Fig. 1. 11 Side Tracking

TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

En general, existen cuatro (4) tipos de pozos direccionales:

1. Verticales
2. Tipo S (Forma de S)
3. Tipo Slant o J
4. Horizontales

VERTICALES

Los pozos verticales tienen un agujero sin desviación planeada de la vertical.

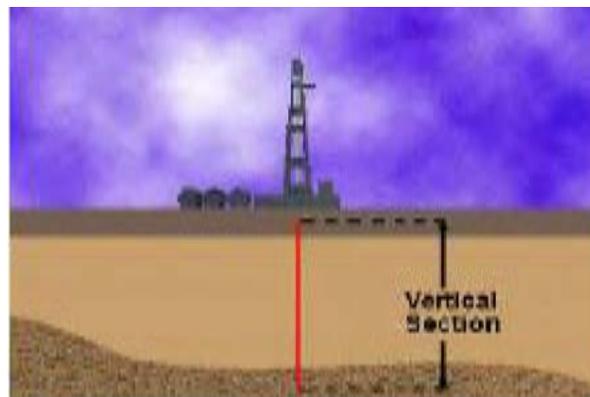


Fig. 1. 12 Pozo Vertical

TIPO S

Tienen una sección recta, una sección de construcción, una sección tangencial y una sección de decremento. Este tipo de pozos se perfora para mejorar la eficiencia del pozo y para ayudar a la localización de un pozo descontrolado. En perforación marina los pozos tipo S pueden asegurar la precisión del espaciamiento entre pozos cuando se perforan varios pozos desde una misma plataforma.

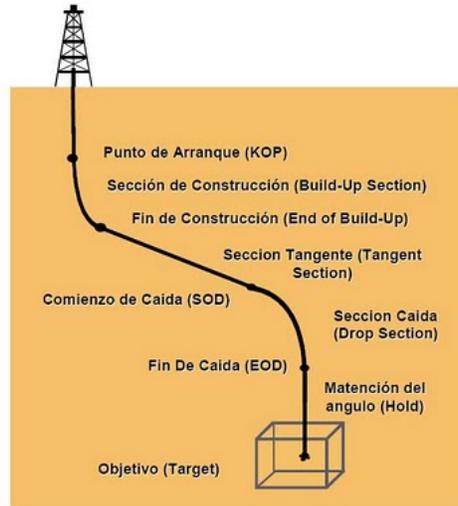


Fig. 1. 13 Pozo Tipo S

TIPO SLANT O J

Los pozos Slant, también llamados tipo J, tienen una sección recta o vertical, una sección de construcción y una sección tangencial dirigida hacia el objetivo. Se perforan donde no es posible asentar el equipo de perforación directamente arriba del objetivo o en una plataforma que perfora varios pozos.

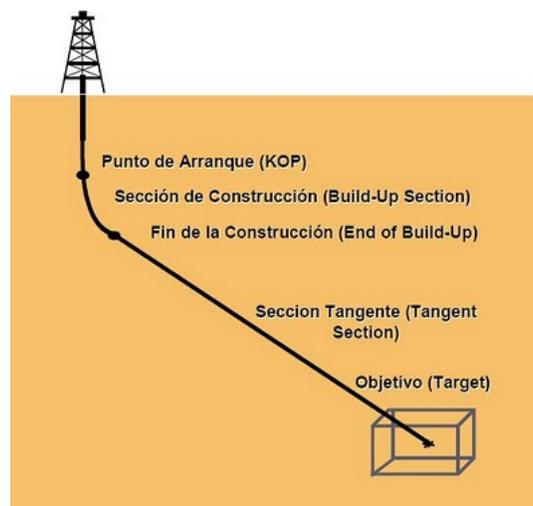


Fig. 1. 14 Pozo Tipo J

POZOS HORIZONTALES

Son perforados en forma paralela a la zona productora con la finalidad de contar con mayor área de producción.

Tienen un agujero con una sección recta, una sección de construcción, una sección tangencial, una segunda sección de construcción y una sección horizontal. El pozo se perfora hasta un punto arriba del yacimiento, entonces se desvía y se incrementa el ángulo hasta que alcanza los 90 grados o más. Cuando se aplica apropiadamente, un pozo horizontal puede producir un yacimiento mejor que varios pozos perforados verticalmente.

No existe una geometría específica para su diseño o construcción, ya que dependiendo de su función serán definidos como pozos de alto, medio o bajo radio.

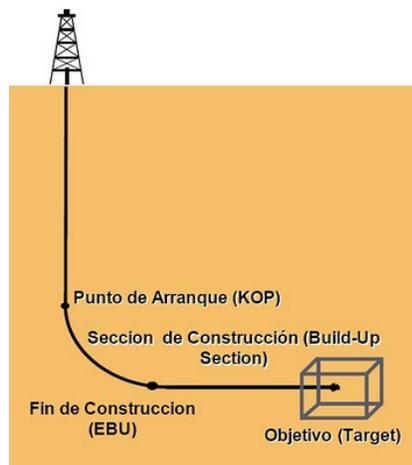


Fig. 1. 15 Pozos Horizontales

TIPOS DE POZOS HORIZONTALES

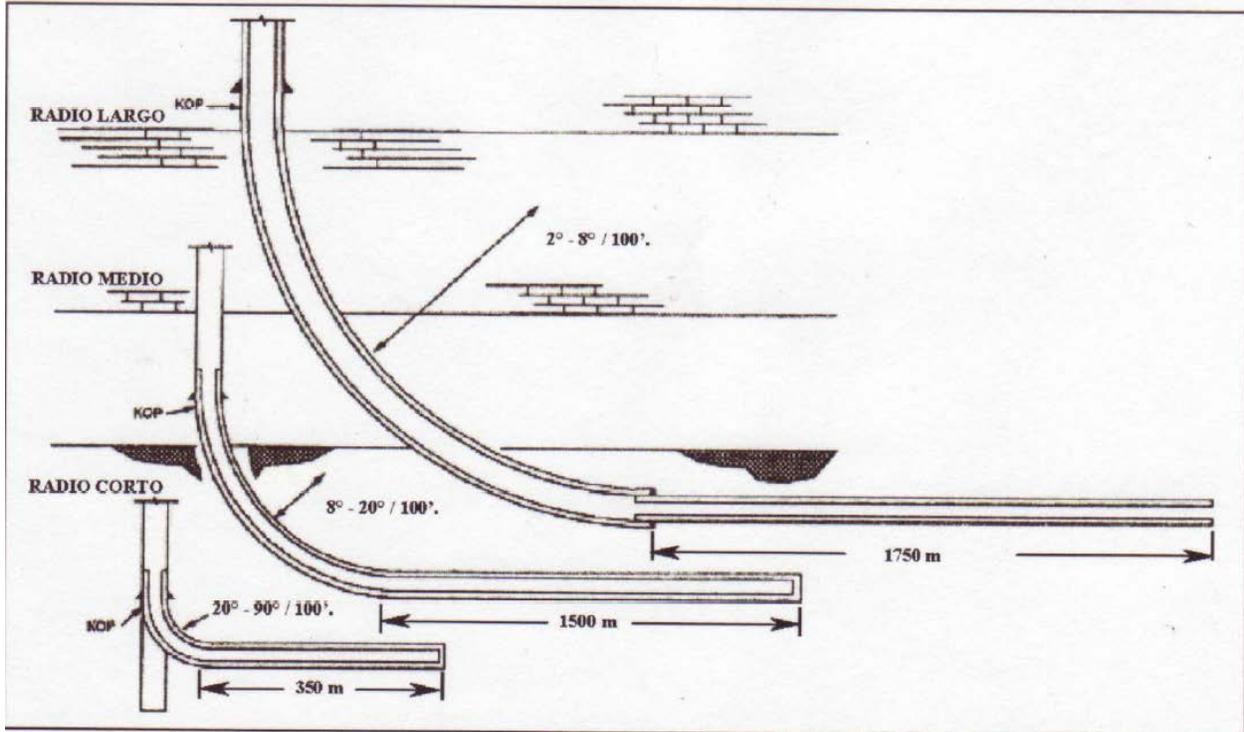


Fig. 1. 16 Tipos de Pozos Horizontales

*CAPÍTULO 2: COMPONENTES DE UNA SARTA DE
PERFORACIÓN DIRECCIONAL*

SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación es la encargada de transmitir las fuerzas de empuje y rotación de la barrena, además de que permite llegar a la profundidad deseada. Los componentes de la sarta de perforación son elementos metálicos que se ensamblan a fin de cumplir las siguientes funciones:

- Proporcionar peso sobre la barrena
- Conducir el fluido en el ciclo de circulación
- Darle verticalidad y dirección al pozo
- Proteger la tubería del pandeo y de la torsión
- Asegurar la bajada de la tubería de revestimiento.
- Reducir daño por vibración al equipo de perforación
- Servir como herramienta complementaria de pesca
- Darle profundidad al pozo

Los componentes que conforman una sarta de perforación son:

- Barrena
- Tuberías
 - Lastrabarrenas (Drill Collars)
 - Tuberías Pesadas (Heavy Weight)
 - Tubería de Perforación (Drill Pipe)
- Otros accesorios como:
 - Estabilizadores
 - Conexiones
 - Conectores de barrena
 - Escariadores
 - Sustitutos de acople
- Herramientas de fondo

BARRENAS

Los tipos de barrenas más utilizados para la perforación de pozos petroleros, así como el empleo de barrenas para operaciones especiales, se clasifican genéricamente de la siguiente manera:

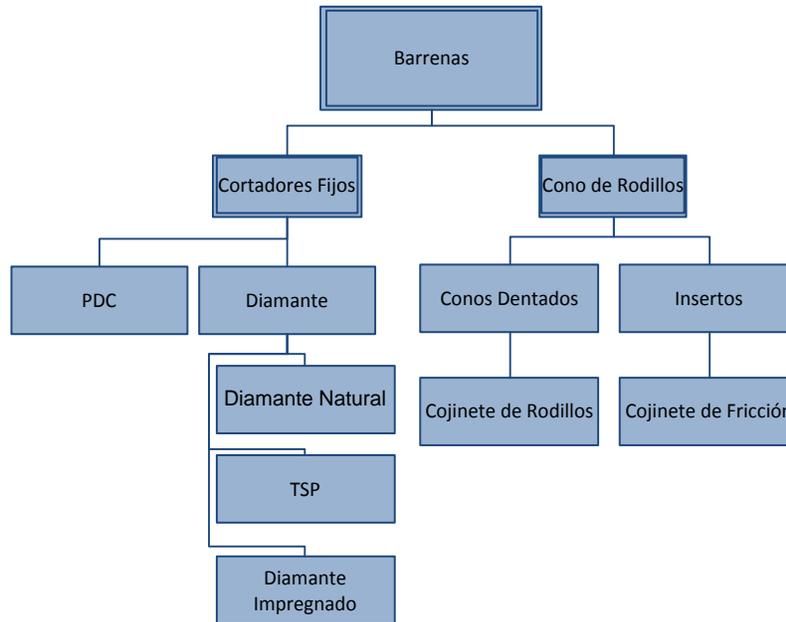


Fig. 2.1 Clasificación de Barrenas

BARRENAS TRICÓNICAS

Tienen tres conos cortadores que giran sobre su propio eje, los cortadores tienen dientes de acero dispuestos en forma escalonada, esto permite que se perfora más rápidamente duplicando la velocidad de penetración.

Las toberas en las barrenas de este tipo envían el fluido de perforación a alta velocidad contra el fondo del pozo para remover y levantar las partículas a medida que la barrena afloja el terreno.

Una modificación que tuvieron las barrenas fue el empleo de insertos de carburo de tungsteno como elementos cortantes, así como la introducción del cojinete de fricción (chumacera sellada), con ello la vida de la barrena llegó a cuadruplicarse.

Las barrenas tricónicas constan de tres importantes componentes:

- La estructura cortadora
- Los cojinetes
- El cuerpo de la barrena

La estructura de corte o cortadores, está montada sobre los cojinetes, los cuales corren sobre pernos y constituyen una parte integral del cuerpo de la barrena.

CAPITULO II

COMPONENTES DE UNA SARTA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Las cargas radiales son absorbidas por el elemento exterior más grande de los cojinetes, ya sea de rodillos, de balero sellado o de chumacera sellada, cerca de la punta del cono o de la base del mismo.

Los cojinetes de balines sirven para retener los conos y, en algunos casos, para absorber ambas cargas, radiales y de hinchamiento.

Los elementos cortadores son los dientes de acero, o los insertos de carburo de tungsteno, colocados a presión en agujeros perforados en la superficie de los conos.

Los cojinetes son de balines y rodillos, o sólo de balines, de balero sellado y de chumacera sellada.



Fig. 2. 2 Barrenas triconicas

BARRENAS DE CORTADORES FIJOS

Las barrenas de diamante tienen un diseño muy elemental. A diferencia de las tricónicas, carecen de partes móviles. El material usado para su construcción, además de los diamantes, puede variar según el tipo de las barrenas y de las características de los fabricantes. Normalmente el cuerpo fijo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno o una combinación de ambos.

Estas barrenas de diamantes son fabricadas con diamante natural o sintético, según el tipo y características de la misma. La dureza extrema y la alta conductividad térmica del diamante lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras, y en algunos tipos de barrenas, hasta formaciones suaves.

Las barrenas de diamante, a excepción de las barrenas PDC, no usan toberas de lodos para circular el fluido de control para aprovechar su hidráulica.

Están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación puede pasar a través del centro de la misma, alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación.

Los conductos para encauzar el fluido de perforación, en las barrenas de diamantes no son tan variables como los de las barrenas de chorro con toberas.

Estas tiene dos configuraciones básicas, el flujo contra matriz y el flujo radial, también existen variaciones de cada tipo, así como combinaciones de ambos.

Por la configuración de este tipo de barrenas, el fondo del agujero se encuentra junto a las vías de circulación para crear restricciones al flujo, y así forzar el fluido de perforación a través del diamante para limpiar y enfriar la barrena y, a la vez, cortar la roca por fricción y compresión. Por lo general entre más dura y más abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se debe usar en la barrena.



Fig. 2. 3 Barrena de Cortadores Fijos

BARRENAS DE DIAMANTE NATURAL

Tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero, el tipo de flujo es radial o de contramatriz, y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena, con diferentes densidades y diseños.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras, y cortar núcleos de formación con coronas de diamante natural, otro uso práctico es la aplicación de barrenas desviadoras (Side Track) , para desviar pozos en formaciones muy duras y abrasivas.

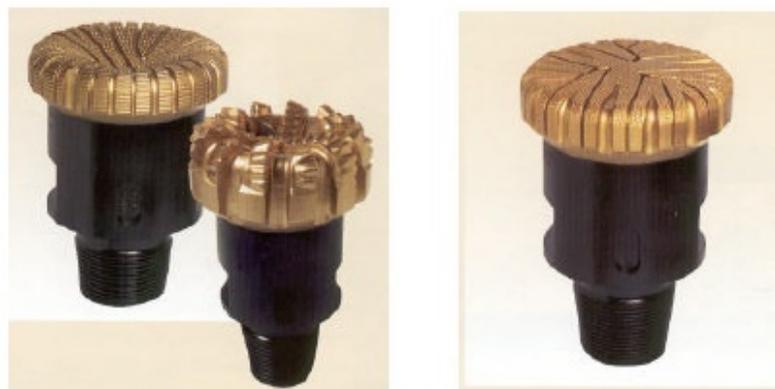


Fig. 2. 4 Barrenas de diamante natural

CAPITULO II

COMPONENTES DE UNA SARTA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El mecanismo de corte de este tipo de barrenas es por fricción y arrastre, lo cual genera altas temperaturas. El tipo de diamante utilizado para sí construcción es el diamante en su forma natural y no comercial; el tamaño varía de acuerdo con el tipo de diseño de la propia barrena: entre más dura y abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se debe usar. Los diamantes utilizados para este tipo de barrenas son redondos, pero de forma irregular.

El diamante natural es una forma cristalina y pura de carbón con una estructura cúbica de cristal. Es el material más duro hasta ahora conocido y en su forma natural el 80% de los diamantes es para uso industrial, mientras que sólo el 20 % son para gemas de calidad tras varios procesos de limpieza y depuración.

BARRENAS DE DIAMANTES TÉRMICAMENTE ESTABLES (TSP)

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

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

Este tipo de barrenas usa como estructura de corte, diamante sintético en forma de triángulos pequeños no redondos, como es el caso de las barrenas de diamante natural. La densidad, tamaño y tipos son características que determinan cada fabricante. Estas barrenas también tienen aplicación para cortar núcleos y desviar pozos cuando así lo amerite el tipo de formación.

Las barrenas TSP originalmente fueron diseñadas con diamante sintético.



Fig. 2. 5 Barrenas Térmicamente Estable

BARRENAS DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC)

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos y, al igual que las barrenas TSP, utilizan diamante sintético. Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

El mecanismo de corte de las barrenas PDC es por arrastre. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en forma de pastillas tipo moneda y, además, por sus buenos resultados en la perforación de pozos petroleros.

Por su diseño y características, las barrenas PDC cuentan con una gran gama de tipos y fabricantes, especialmente para cada tipo de formación: desde muy suaves hasta muy duras, y en diferentes diámetros según el diseño de los pozos. Además, estas barrenas pueden ser rotadas a altas velocidades utilizadas con turbinas o motores de fondo, con diferentes pesos sobre barrena y por su alta resistencia, así como fácil manejo según las condiciones hidráulicas.

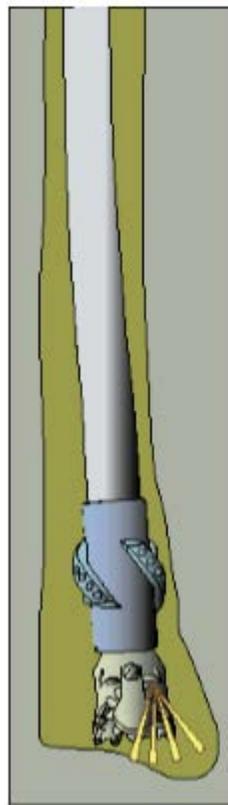
Una desventaja de este tipo de barrenas son los problemas de acuíñamiento en formaciones deleznales, y en pozos en donde se debe repasar el agujero por constantes derrumbes de la formación. Este fenómeno contribuye que la formación las atrape más fácilmente que una barrena tricónica.



Fig. 2. 6 Barrenas de Compacto de Diamante Policristalino

BARRENA DE CHORRO

Esta barrena era utilizada para desviar la trayectoria en formaciones suaves, aunque con resultados erráticos. Una barrena convencional puede ser utilizada para desviar pozos en ese tipo de deformaciones. Esto se logra taponando dos de las toberas y dejando la tercera libre o con una de diámetro muy grande. Esta última se orienta en la dirección a la cual se desea desviar, después se ponen en funcionamiento las bombas, moviendo hacia arriba y hacia abajo la tubería de perforación. La acción del chorro deslava materialmente la formación. Una vez fijado el curso apropiado, se gira la sarta y la barrena tiende a seguir el camino de menor resistencia formado por la sección deslavada.



Barrena de Propulsión

Fig. 2. 7 Barrenas de Chorro

LASTRABARRENAS (DRILL COLLARS)

Los drill collars son herramientas tubulares rígidas y pesadas. Se utilizan en la parte inferior de la sarta de perforación para proveer de peso y rigidez a la barrena. Los hay lisos y espirales, y se recomienda usar en la perforación direccional los de tipo espiral, existen de diferentes tamaños.

Se fabrican en diferentes materiales, pero los más comunes son de acero. Los hay también de una aleación de metales, que los hacen antimagnéticos.

En la siguiente figura se observa la diferencia entre estos los tipos lisos y en espiral

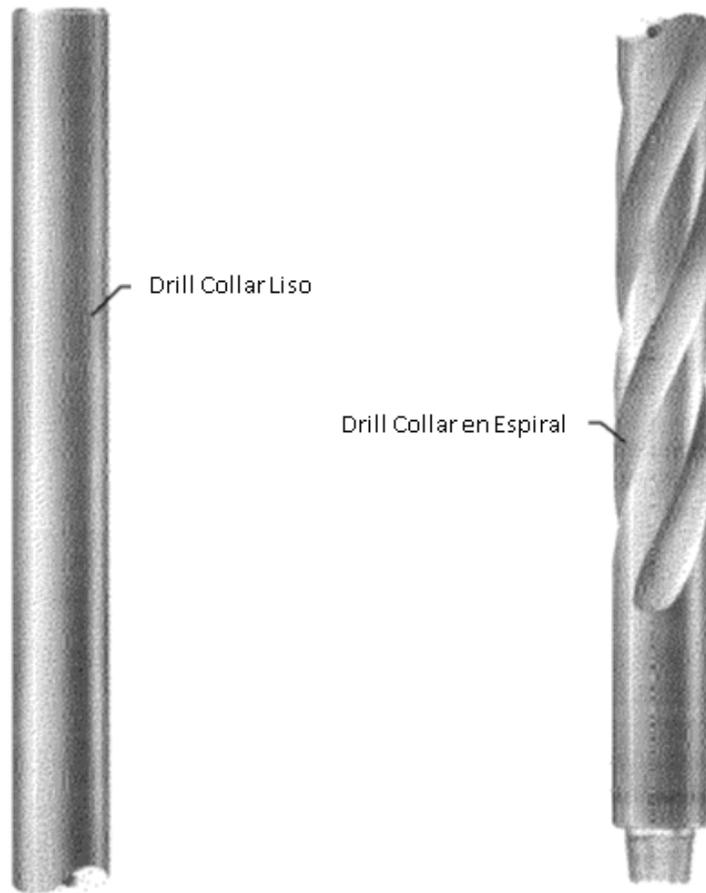


Fig. 2. 8 Drill Collars

LASTRABARRENAS NO MAGNETICOS (DRILL COLLAR NO MAGNÉTICO)

Son usualmente lisos, están fabricados de acero inoxidable, además de que son resistentes a la corrosión, los drill collar no magnéticos son útiles cuando se mide el campo magnético terrestre, ya que impide que exista interferencia en la medición, los instrumentos de medición son aislados de la interferencia magnética causada por los componentes de acero encontrados en el BHA y la tubería de perforación.

LASTRABARRENAS CORTOS (DRILL COLLAR CORTOS (SDC))

Conocido también como *pony collar*, el cual es una versión corta del drill collar, y su mayor aplicación tanto de magnético como del no magnético es en ensamble de fondo para que asegure la barrena.

LASTRABARRENAS CORTOS NO MAGNETICOS (DRILL COLLAR CORTO NO MAGNÉTICO)

A menudo se hace cortando un tramo de un Drill Collar No Magnético, el drill collar corto no magnético puede ser usado entre un motor de lodo y un MWD collar para contrarrestar la interferencia magnética. Son usados también en BHA's cerrados, particularmente donde la inclinación del agujero y la dirección hacen que tengamos alta interferencia magnética.



Fig. 2. 9 Drill collar no magnético

TUBERÍA PESADA (HEAVY-WEIGHT)

Esta tubería es pesada, y se coloca debajo del drill pipe, su posición en la sarta está entre el Drill Pipe y los Drill Collars. El HWDP se usa para suministrar una zona de transición entre el DP, más liviano, y el DC, el cual es rígido y pesado.

El uso de Heavy Walled Drill Pipe reduce la fatiga que los Drill Collars provocan en la sarta. Como resultado, el Heavy Weight reduce el estrés en la tubería de perforación (drill pipe). También ayudan a mantener el Drill Pipe en tensión, y le dan peso a la barrena, al igual que lo hacen los Drill Collars, especialmente en perforación direccional. El Heavy Weight Drill Pipe tiene paredes más gruesas y herramientas más largas que el drill pipe. También tiene una protección contra el desgaste en el centro del cuerpo para disminuir el contacto con las paredes del pozo. Las juntas más largas reducen el desgaste en el cuerpo del HWDP. Ellas mantienen el cuerpo del tubo alejado de las paredes del hueco.



Fig. 2. 10 Tubería Pesada Heavy Weight

ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son una parte fundamental en casi todas las sartas de rotación direccional. Los estabilizadores cerca de la barrena tienen conexiones BOX x BOX.

Los estabilizadores de medición completa, proveen una distancia fija desde la pared del agujero y mantienen las lastra-barrenas concéntricas con el pozo, reduciendo de esta manera, el pandeo y la flexión. Sin embargo los estabilizadores podrían incrementar la torsión y arrastre.

Los estabilizadores son usados para:

- Controlar la desviación
- Disminuir el riesgo por pega diferencial

Hay muchos diseños de estabilizador. Los tipos más comunes son:

ESTABILIZADORES DE ALETAS SOLDADAS (WELDED BLADE STABILIZERS)

Estabilizadores de hoja OCTL soldados están diseñados para proporcionar un rendimiento óptimo desgaste en la mayoría de formaciones. El cuerpo está hecho de acero modificado tratado a altas temperaturas para asegurar la integridad y minimizar la posibilidad de falla en una aleta. Las palas se fabrican con acero al carbono y soldadas al cuerpo siguiendo las especificaciones exactas de precalentamiento de soldadura y post-calentamiento. Para la fijación de la hoja, hay una porción de revestimiento de un diámetro mayor que el cuello. Esto aumenta la resistencia y la vida del cuerpo y reduce el esfuerzo de flexión en las soldaduras. El carburo de tungsteno se aplica a la oreja derecha y bordes de ataque de las cuchillas antes de ser molidos para el tamaño del agujero.

Los estabilizadores OCTL están disponibles con espiral soldada o palas rectas de 3 o 4 configuraciones de hoja que dan cobertura de 360 grados.



Fig. 2. 11 Welded Blade Stabilizers

ESTABILIZADORES DE ALETAS INTEGRADOS (INTEGRAL-BLADE STABILIZER (IB))

Es fabricado en aleación de acero de alta resistencia como una herramienta de una sola pieza. La construcción unitaria dispone de tres costillas en espiral, destinadas a minimizar la torsión de fondo de pozo, reducir el daño a la pared del agujero, y asegurar la circulación de fluido máxima.

El IB es muy adecuado para usar en la mayoría de las formaciones, de suave y pegajosa a duro y abrasivo. La herramienta puede tener tres o cuatro aletas para reducir el daño a la pared y proveer un área de mayor contacto en formaciones suaves. Además, está disponible tanto en el fondo del pozo y diseños de cadena, proporcionando la flexibilidad para funcionar en cualquier parte del BHA.

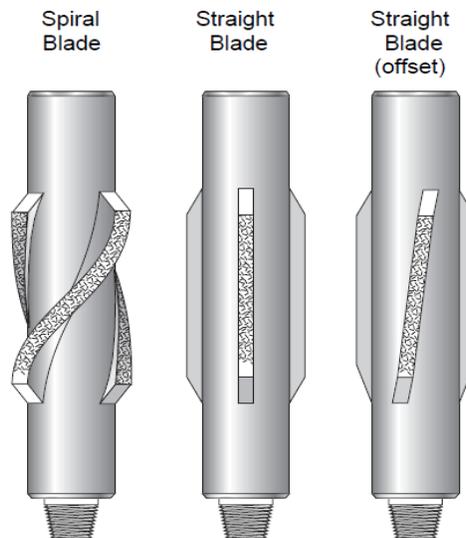


Fig. 2. 12 Integral-Blade Stabilizer (ib)

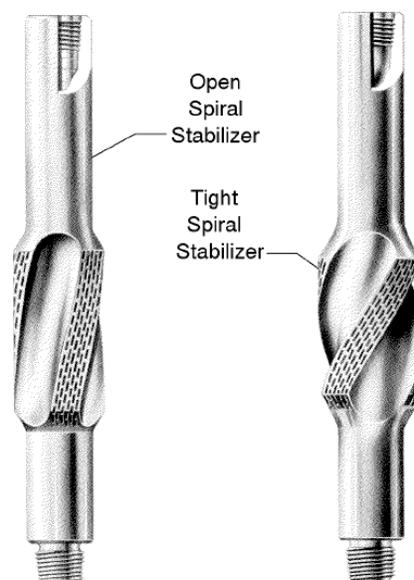


Fig. 2. 13 Estabilizadores en espiral

ESTABILIZADORES TIPO MANGA

Existen dos principales diseños de estabilizadores tipo camisa

ESTABILIZADOR DE DOS PIEZAS (MANDRIL Y MANGA)

El torque de la camisa es bajo y no posee presión en los sellos. No existe presión en la manga, es recomendado cambiar mangas en el piso de perforación. Esto es conveniente por el fácil cambio de camisa. Este diseño de estabilizador es ampliamente utilizado en la actualidad.

ESTABILIZADOR DE TRES PIEZAS (MANDRIL, CAMISA Y SAVER SUB)

Para este caso hay un sello de presión de lodo entre el mandril y el saver sub. Existe un sello de presión por el lodo en la conexión del mandril/saver sub. Merece un cuidado especial para su uso, lo que dificulta el tiempo de cambio y servicio de la camisa, razón por la cual este tipo de estabilizar ya no es tan utilizado.

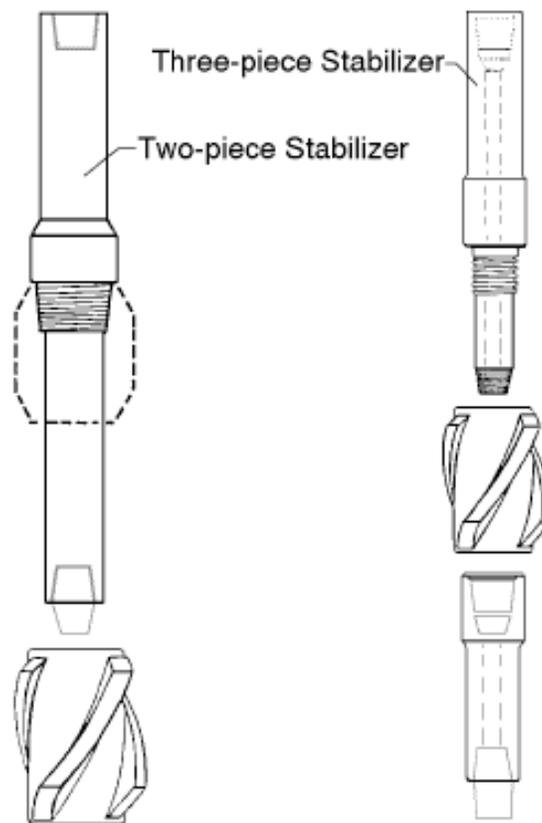


Fig. 2. 14 Estabilizadores de dos y tres piezas

ESTABILIZADOR AJUSTABLE

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

AMPLIADORES (ROLLER REAMERS (RR))

Están diseñados para mantener el calibre del agujero, reducir el torque y estabilizar la Sarta de Perforación. Se utilizan por lo general en formaciones abrasivas. Hay RR que se usan para la sarta y cerca de la barrena (near bit) que ayudan a prolongar el uso de la barrena y algunas veces es usado en lugar de estabilizadores cercano a la barrena cuando el torque es excesivo. Los RR ayudan a limar ojos de llave, patas de perro y cavernas.

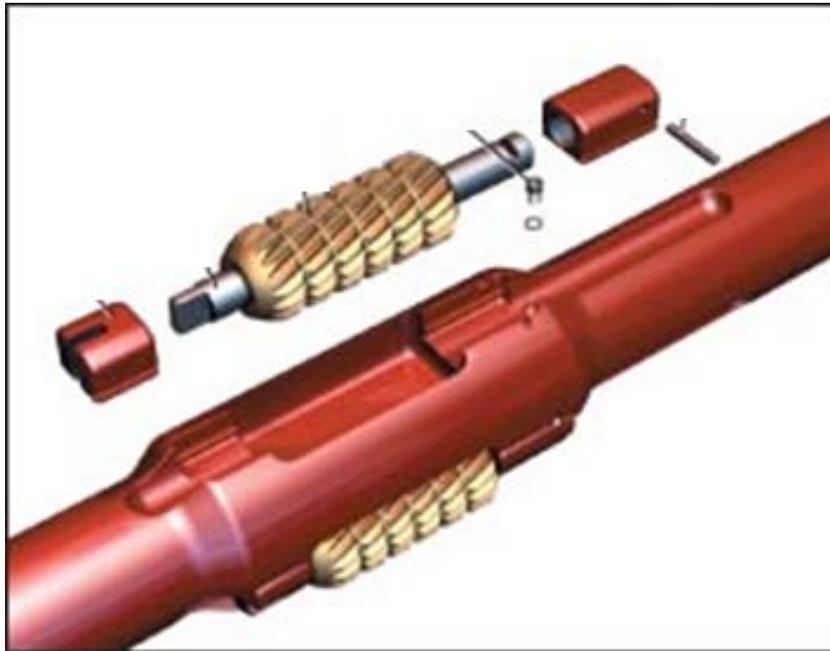


Fig. 2. 15 Roller Reamer

AMPLIADOR HIDRAULICO (UNDERREAMER)

Comúnmente usados para barrer o eliminar canales, y para abrir huecos direccionales pilotos, abriendo el hueco para una sarta de tubería de revestimiento después de una restricción del BOP. Esta herramienta es abierta hidráulicamente. Consta de varios tipos de cortadores para las formaciones. Es aconsejable usar un bull-noise debajo del underreamer cuando se abre un hueco direccional piloto en formaciones suaves lo que elimina la posibilidad de generar una ventana lateral (Side Track) accidentalmente.

AMPLIADOR DE AGUJA (STRING REAMER)

Está diseñado para incrementar el diámetro de cualquier reducción de diámetro que se esté atravesando. Algunas veces está hecho de un tramo pequeño de HWDP. Las aletas son rectas o cónicas. El diámetro externo de las aletas varía, pero nunca es más grande que el diámetro de la barrena.



Fig. 2. 16 String Reamer

EXTENSION SUB

Esta es una extensión pequeña, que puede ser usada puesta en la barrena, generalmente el tipo de conexión es Pin x Box, un float sub puede ser usada como una extensión.

FLOAT SUB

Es una conexión Box X Pin perforada para tomar la válvula flotante, a menudo se coloca por encima de un motor de lodo

Esta válvula flotadora normalmente es instalada en la parte superior de la barrena, y consiste en un crossover en cuyo interior se encuentra una válvula flotante, para controlar el contra flujo del fluido de perforación, y así evitar que los cortes taponen los jets de la barrena.

Disponibles en un amplio rango de diámetros externos y diferentes tipos de conexiones.

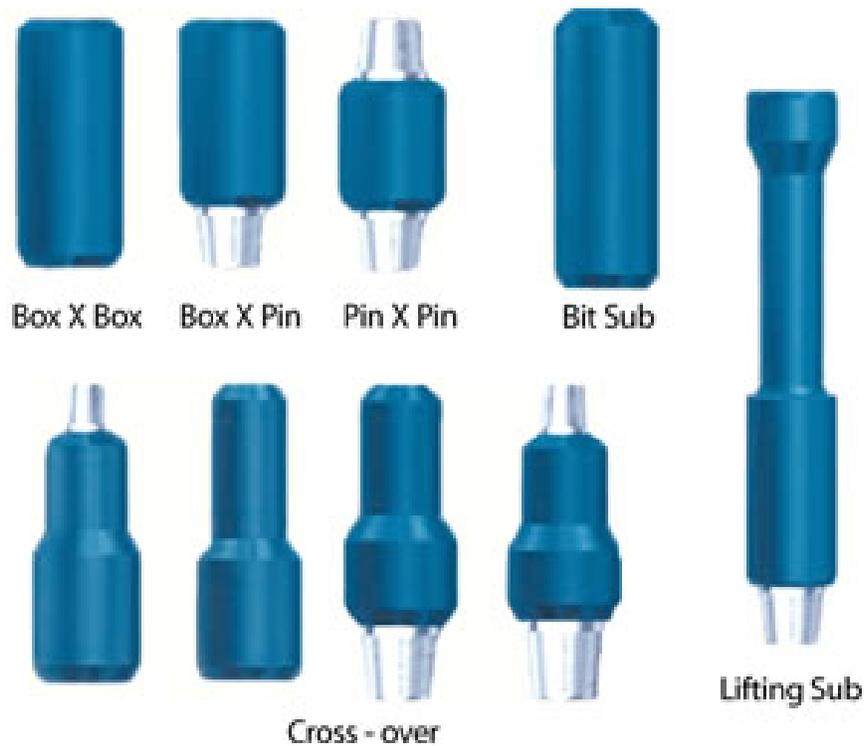


Fig. 2. 17 Cajas Pin y Box

BIT SUB

Esta es una conexión Box x Box, que se coloca sobre la barrena, esta conexión se utiliza cuando no hay un estabilizador cerca de la barrena.

JUNK SUB

Está fabricada de acero sólido, lleva una costura y es montada en la parte inferior de la tubería encima de la barrena. Se usa para recoger pequeñas piezas de basura que son muy pesadas para circular hacia afuera.

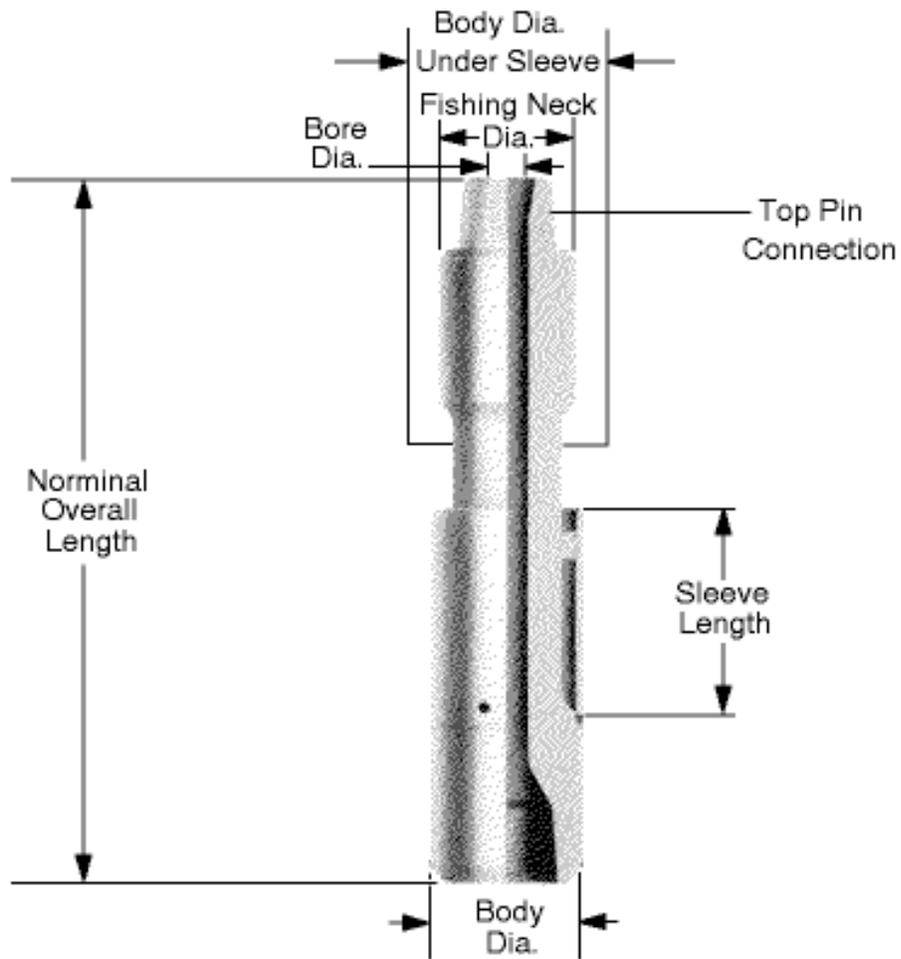


Fig. 2. 18 Junk Sub

ENSAMBLAJE DE FONDO (BOTTOM HOLE ASSEMBLY)

Los ensambles de fondo de las sargas de perforación originan fuerzas en la barrena, que varían de acuerdo con las condiciones de operación. Durante la perforación estas fuerzas gobiernan el ángulo de inclinación del pozo. Para el control direccional del pozo se utilizan fuerzas laterales ejercidas por los estabilizadores, al cambiar el punto tangencial o de contacto con la formación.

La manipulación de la posición y el número de estabilizadores (puntos de contacto) es fundamental para un buen control de la trayectoria del pozo.

Es un componente de la sarta de perforación y está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la barrena y la tubería de perforación.

Antiguamente el BHA solo se usaba para dar peso a la barrena, hoy tiene muchos propósitos adicionales como:

- Proteger a la tubería de perforación de la sarta de las excesivas cargas deflexión y torsión.
- Controlar la dirección y la inclinación de los huecos direccionales.
- Perforar huecos más verticales. (sin inclinación).
- Perforar huecos más derechos. (sin espirales).
- Reducir la severidad de las Pata de perro (Doglegs), Ojo de llave (Key seats) y de los filos.
- Mejorar el comportamiento de la barrena.
- Minimizar los problemas de perforación. (Vibración de la sarta y del equipo).
- Minimizar atasques por diferencial.
- Asegurarse que la sarta de revestimiento baje en el hueco sin problemas.(Existe una relación directa entre el hueco útil y el diámetro del revestimiento).
- Como una herramienta de Pesca, Pruebas y de operaciones de Mantenimiento y servicios de pozos

COMPONENTES DE BHA CONVENCIONALES.

- Lastrabarrenas.
- Collares.
- Sustitutos.
- Estabilizadores de camisa.
- Tubería de perforación pesada, HWDP.
- Tubería de perforación-Especifica.
- Martillos de perforación.
- Uniones flexibles.
- Ensanchador de subsuelo.
- Turbinas de perforación.
- Reductores de diámetro.
- Moneles no magnéticos.

CAPITULO II

COMPONENTES DE UNA SARTA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

- Herramienta MWD o/y LWD.
- Motor de fondo (Geo Pilot).
- Barrena

Los BHA's pueden ser: Simples o Multicomponentes

BHA SIMPLE

Está conformado por la barrena, drill collars, y Heavy Weight. Este tipo de BHA tuvo muchos problemas de desviación de pozos y de atasques por diferencial.

Es el menos costoso y quizás el de menor riesgo con respecto a pesca y recuperación.

BHA MULTICOMPONENTE

Es aquel que además de los componentes básicos tienen alguna otra herramienta tales como STB, reamers, Jars, amortiguadores, que ayudan a controlar la dirección. Pueden ser

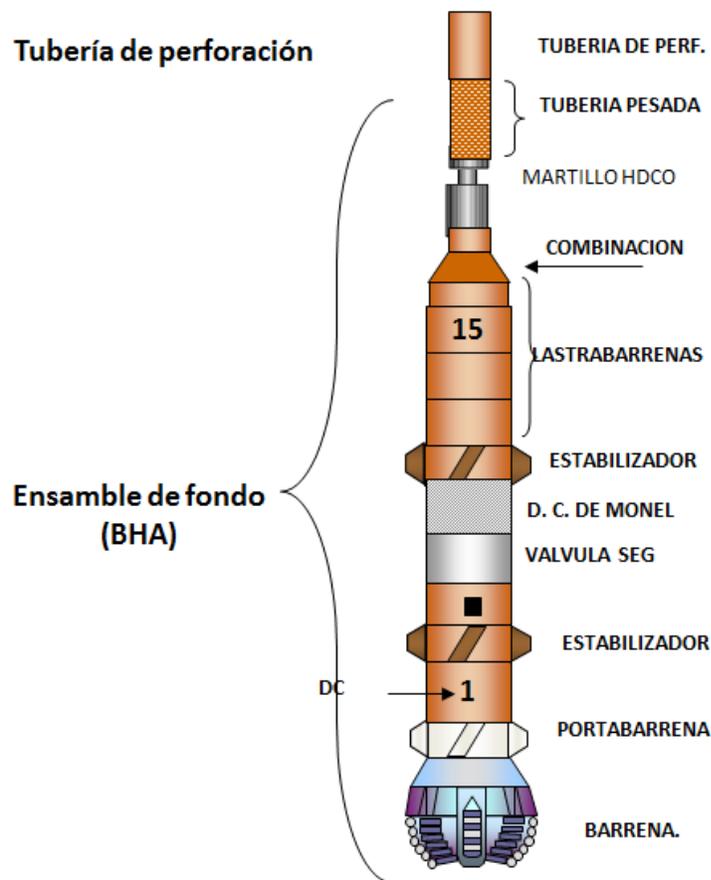


Fig. 2. 19 BHA Multicomponente

CAPÍTULO 3: CONCEPTOS DE PERFORACIÓN
DIRECCIONAL

HISTORIA DE LA PERFORACION DIRECCIONAL.

La desviación intencional de los pozos de perforación se incorporó en la práctica a fines de la década de 1920 cuando los operadores buscaban rodear las obstrucciones, perforar pozos de alivio y evitar determinadas características de cultivo de la superficie; las técnicas de perforación direccional se emplearon incluso para evitar que se desviaran los pozos verticales.

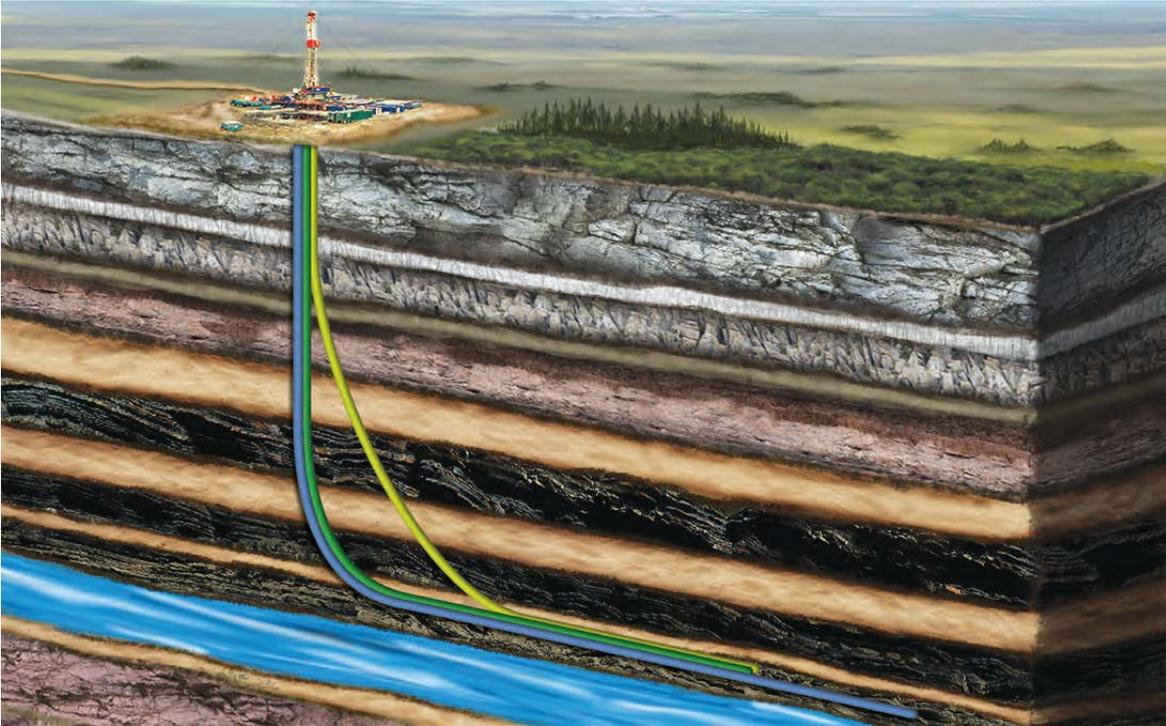


Fig. 3. 1 Perforación Direccional

En parte, la capacidad para perforar pozos desviados surgió del desarrollo de la perforación giratoria y de las barrenas cónicas de rodillos. El diseño de estas barrenas provoca que se desplacen lateralmente, o avancen, en respuesta a diversos parámetros de la formación y de la perforación, tales como el echado (buzamiento) y dureza de la formación, la velocidad de rotación, el peso sobre la barrena y el diseño del cono.

En algunas regiones, los perforadores experimentados reconocieron la tendencia natural de una barrena a avanzar de una manera un tanto predecible. Ellos intentaban frecuentemente establecer un cierto ángulo de avance para compensar con anticipación la deriva entre la ubicación en la superficie y el objetivo en el fondo del pozo.

Los perforadores también descubrieron que, con modificaciones al conjunto de fondo de pozo (BHA) rotativo, se podía cambiar el ángulo de inclinación de la sarta de perforación. Mediante la variación de la posición del estabilizador, los perforadores podían afectar el equilibrio del BHA, forzándolo a aumentar, mantener o disminuir la inclinación del pozo con respecto a la vertical, comúnmente conocidos como crecimiento angular, retención angular o declinación angular, respectivamente. La velocidad a la cual un

BHA construye o hace caer el ángulo se ve afectada por variables tales como la distancia entre estabilizadores, el diámetro y la rigidez del collar de perforación, el echado de la formación, la velocidad de rotación, el peso sobre la barrena, la dureza de la formación y el tipo de barrena. La capacidad de equilibrar el BHA contra estos factores puede ser crucial para alcanzar un objetivo planificado.

Un BHA configurado con un estabilizador cercano a la barrena debajo de varios collares de perforación tenderá a construir ángulo cuando se le aplique peso a la barrena. En esta configuración, los collares que están encima del estabilizador se doblarán mientras que el estabilizador cercano a la barrena actúa como un punto de apoyo de palanca o de fulcro, empujando la barrena hacia el lado alto del pozo.

Para la declinación angular, se utiliza otro tipo de BHA. Esta variante utiliza uno o más estabilizadores; los collares por debajo del estabilizador inferior del BHA actúan como un péndulo, el cual permite que la fuerza de gravedad tire de la barrena hacia el lado bajo del pozo. Al alcanzar el ángulo deseado, el perforador puede utilizar un BHA diferente para mantener el ángulo. El BHA empaquetado utiliza múltiples estabilizadores, separados en sentido longitudinal para aumentar la rigidez, que veremos mas adelante en el Capítulo II.

En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California.

En 1943 se perforó el primer pozo de alivio en Conroe, Texas.

En nuestro país, el primer pozo direccional registrado fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz.

Otros avances que se tuvieron al transcurrir el tiempo son los que se ilustran en la siguiente tabla.

Desarrollo de mediciones		Desarrollo de Herramientas	
1930	Registro Magnético de Disparo Simple. Registro después de la perforación.	1960's	Motores de Fondo Herramienta para iniciar la desviación.
1970	Herramientas Dirigibles- Registro mientras se perfora.	1980's	Motores Dirigibles
1980	MWD (telemetría de pulso de lodo)	1988	Perforación Horizontal
1980's	LWD	1990's	Perforación Geo-Steering
1990's	Geo Steering (Trayectoria geológica vs geométrica)	1999	Sistemas Rotatorios Direccionales

Tabla 3. 1 Desarrollo de Mediciones y Herramientas

DEFINICIONES BASICAS

Con el fin de familiarizar al ingeniero de perforación con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación direccional, a continuación se presentan aquellos considerados como más importantes.

PROFUNDIDAD DESARROLLADA (MEASURE DEPTH)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.

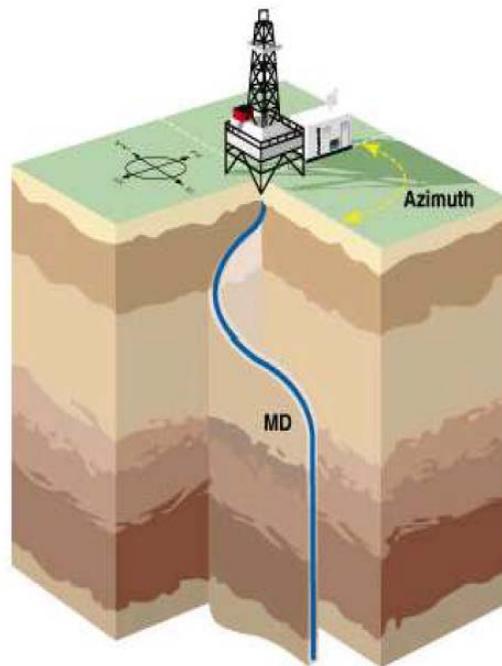


Fig. 3. 2 Profundidad Desarrollada

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TRUE VERTICAL DEPTH)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo, normalmente es un valor calculado.

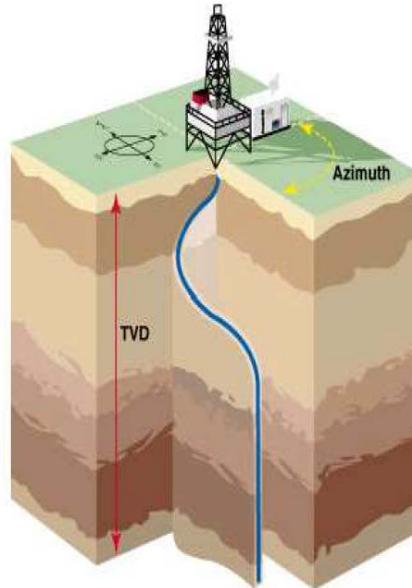


Fig. 3. 3 Profundidad Vertical Verdadera

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

Es la distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo del curso proyectado sobre un plano horizontal o vista de planta.

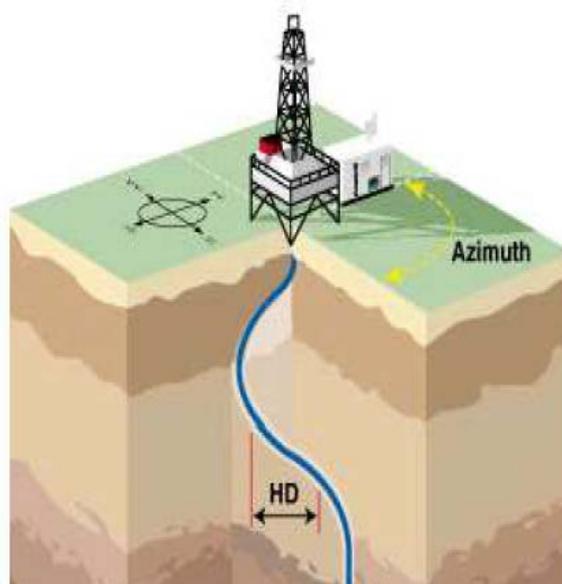


Fig. 3. 4 Desplazamiento Horizontal

INCLINACION (DRIFT)

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo es un punto determinado. Por la convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

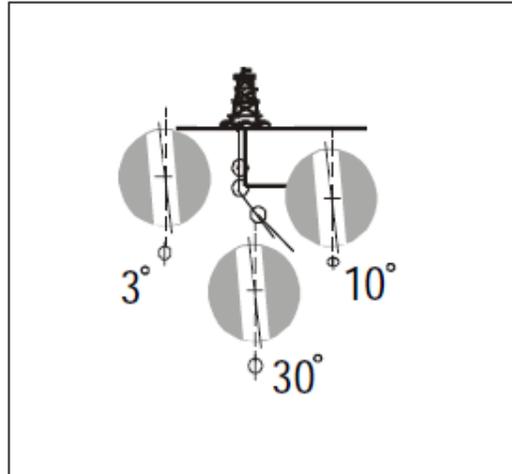


Fig. 3. 5 Inclinación

AZIMUT (DIRECCION DEL POZO)

El azimut de un pozo es un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. Por convención se mide en sentido de las manecillas del reloj. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimut con respecto al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente esta referidas al norte verdadero o al norte de mapa.

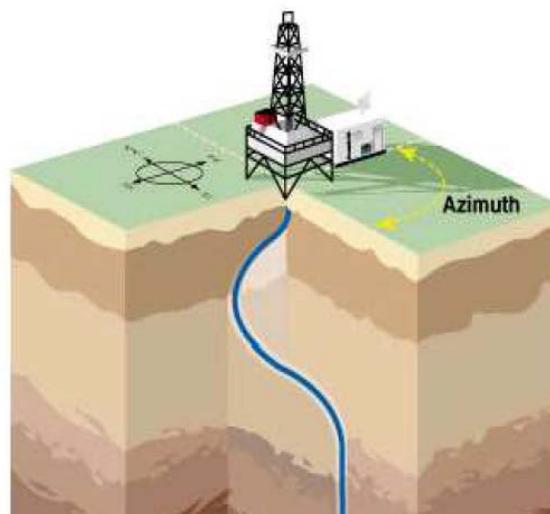


Fig. 3. 6 Azimuth

NORTE VERDADERO

Es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la Tierra.

NORTE DE CUADRICULA O NORTE DE MAPA

Es la dirección norte sobre un mapa. El norte cuadrícula o norte de mapa corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos. Todos los otros puntos deben corregirse por convergencia, esto es, por el ángulo entre el norte de mapa y el norte verdadero en cualquier punto.

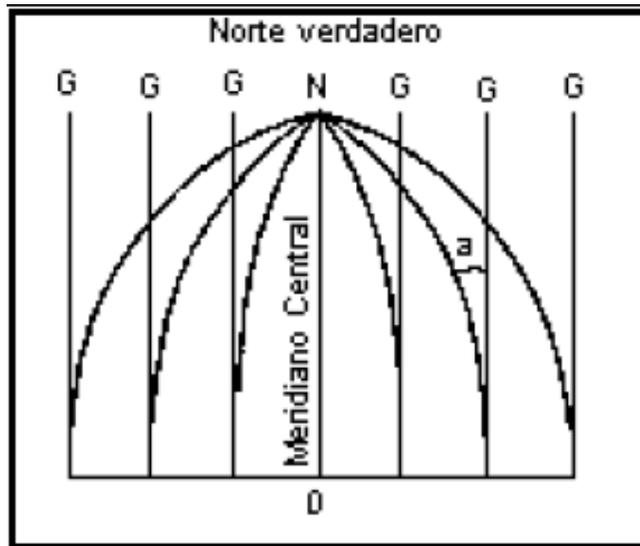


Fig. 3. 7 Norte Verdadero

NORTE MAGNETICO

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la Tierra.

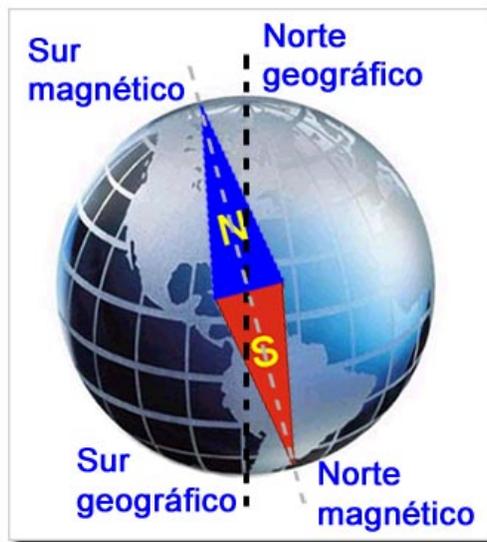


Fig. 3. 8 Norte Magnético

LADO ALTO DEL POZO

Es el lado del pozo directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación de la cara de la herramienta.

Es importante notar que a una inclinación de 0° no existe lado alto. En este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad y no existe un punto de intersección desde el cual se pueda definir un lado alto. Otro concepto importante es que sin inclinación (0°), el pozo no tiene dirección horizontal. Es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

HERRAMIENTA (DE FONDO)

Cualquier elemento o dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, las camisas MWD, las herramientas de registros direccionales, etc., son ejemplos de herramientas de fondo.

CARA DE LA HERRAMIENTA (TOOLFACE)

El término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:

Física.- El lugar sobre una herramienta desviadora señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

Conceptual.- En el pozo, el término es utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la herramienta.

ORIENTACION DE LA CARA DE LA HERRAMIENTA

Como ya se mencionó, es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al norte.

INTERFERENCIA MAGNETICA

Son los cambios en el campo magnético de la Tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

CORRECCION POR DECLINACION MAGNETICA

Es la corrección angular en grados, para convertir una lectura magnética a una lectura de norte verdadero.

BUZAMIENTO MAGNETICO

Es el ángulo de intersección, medido desde la horizontal, entre las líneas de flujo magnético y el plano horizontal (superficie de la Tierra).

PATA DE PERRO (DOG LEG)

Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en la inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales. La pata de perro se mide en grados.

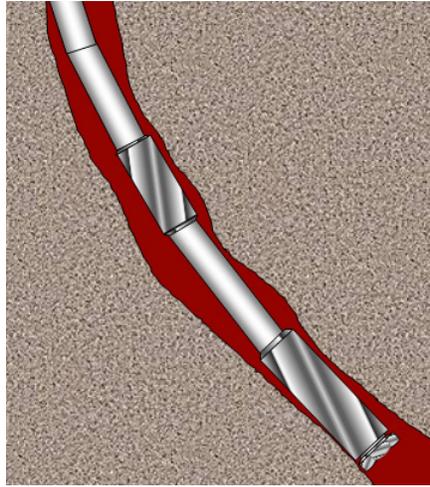


Fig. 3. 9 Pata de Perro

SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO

Es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 ft o 30 m). La severidad se reporta en grados por cada 100 ft o grados por cada 30 m. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 4 o 5°/100 ft). Las severidades altas provocan problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamientos de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento.

CIERRE (CLOSURE)

Esta se define como una recta trazada desde el punto de referencia en superficie hacia cualquier coordenada rectangular en un plano horizontal. Generalmente, se utiliza para definir el fondo del pozo. Se calculan la longitud y la dirección de la recta.

PESCADO

Es cualquier objeto abandonado accidentalmente en el pozo durante las operaciones de perforación o terminación, el cual debe recuperarse o se deba eludir antes de que la operación pueda continuar.

ACELEROMETRO

Se utilizan para medir el campo gravitacional terrestre local. Cada acelerómetro consiste de una masa magnética (péndulo) suspendida en un campo electromagnético. La gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio. Se aplica al sensor una cantidad de corriente suficiente para que regrese la masa a su posición de equilibrio. Esta corriente es directamente proporcional a la fuerza gravitacional que actúa sobre la masa.

Las lecturas gravitacionales se utilizan para calcular la inclinación del pozo, la cara de la herramienta y la referencia vertical utilizada para calcular el ángulo de incidencia.

FORMATOS DE DIRECCION: CUADRANTES Y DE BRUJULA

Además de la profundidad y el desplazamiento horizontal, todos los pozos direccionales tienen una componente X que está asociada con la dirección. Medidos a partir del norte, tomados con una lectura de brújula normal. En la perforación direccional, se utiliza un esquema de cuadrantes de 90° para citar las direcciones. Los grados son siempre leídos a partir del norte hacia el este u oeste, y a partir del sur hacia el este u oeste.

PUNTO DE INICIO (KICK OFF POINT (KOP))

Es la localización a una cierta profundidad bajo la superficie donde se desvía el pozo hacia una dirección determinada.

Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar, se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a medias. Puede considerarse que la profundidad de KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

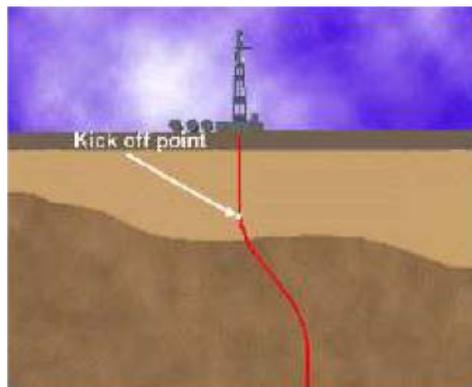


Fig. 3.10 Kick Off Point

FIN DE LA DESVIACION (END OF BUILDUP (EOB))

El fin de incremento del ángulo, es la localización donde el pozo ha terminado de construir el ángulo.

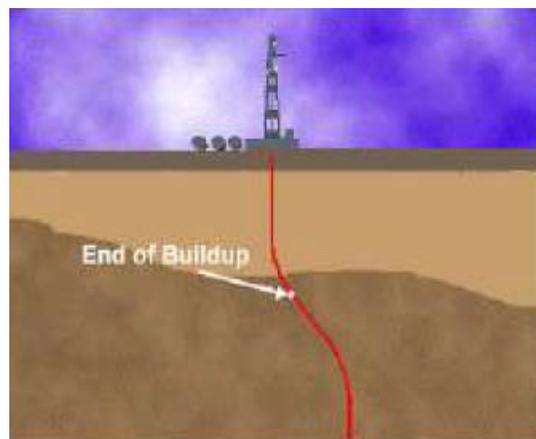


Fig. 3.11 End Of Build Up

PRINCIPIOS BÁSICOS DE CONTROL DIRECCIONAL EN PERFORACIÓN

- Principio de Fulcrum: se usa para construir el ángulo (incrementar la inclinación del agujero).
- Principio de Estabilización o de Aparejo Empacado: se usa para mantener el ángulo y la dirección.
- Principio de Péndulo: se usa para hacer reducir el ángulo.

PRINCIPIO DE FULCRUM

Este principio se aplica cuando se desea aumentar el ángulo de inclinación, lo cual se consigue generando un efecto de palanca al colocar un estabilizador arriba de la barrena y dejando una sección flexible en los siguientes lastra barrenas, es decir, sin estabilizar. Entre más flexible sea el aparejo, mayor será la velocidad de incremento de ángulo cuando se aplique peso sobre la barrena.

“En pozos de diámetros más pequeños utilizando drill collar más pequeños el incremento angular será mayor”

Factores que afectan la construcción de ángulo:

- Parámetros de Perforación: un incremento en el peso sobre la barrena incrementará la velocidad de construcción angular, incremento en la velocidad de rotación reducirá el aumento del ángulo, aumento en el caudal en la bomba en formaciones blandas disminuirá la tasa de construcción angular debido a la tendencia al lavado por erosión.
- Tipo de formación y el ángulo del echado de los estratos.
- Inclinación del pozo.

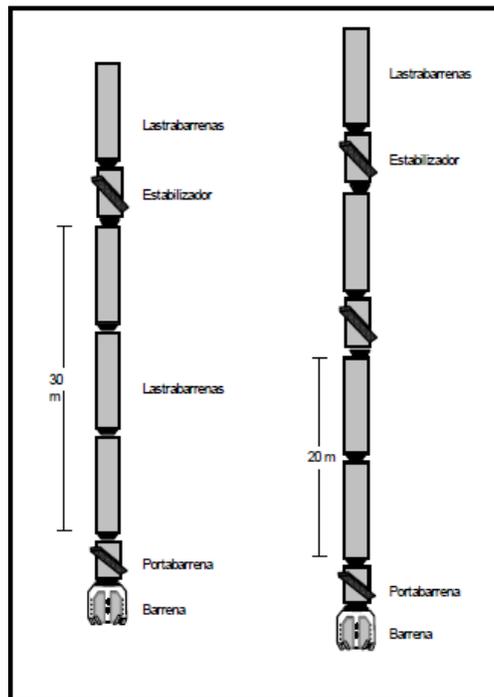


Fig. 3.12 Principio de Fulcrum

PRINCIPIO DE ESTABILIZACIÓN O DE APAREJO EMPACADO

Este se utiliza cuando se desea mantener el ángulo de inclinación. El aparejo de fondo se diseña de tal manera que las fuerzas laterales resultantes sean completamente nulas. Esto se logra dándole una completa rigidez a la sección localizada entre la barrena y aproximadamente el 60% de la longitud total del aparejo.

Si hay tres estabilizadores colocados en la sarta de tal forma que el espaciamiento entre ellos sea corto, la herramienta de fondo va a resistirse a seguir una curva y forzará la barrena a perforar en una trayectoria relativamente recta. Las herramientas de fondo con este tipo de configuración se llaman “Ensamblajes Empacados”

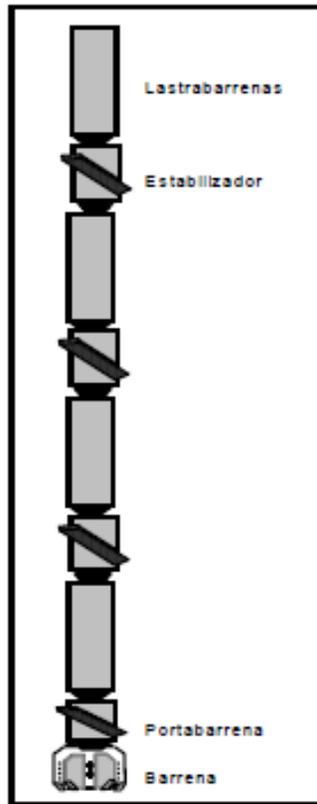


Fig. 3.13 Principio de Estabilización

PRINCIPIO DE PÉNDULO

Se aplica cuando se desea disminuir el ángulo de inclinación. Este efecto se logra eliminando el estabilizador colocado arriba de la barrena y manteniendo el localizado inmediatamente arriba. Así, la gravedad obliga a la barrena a perforar hacia la vertical. La rapidez de la disminución del ángulo dependerá de la longitud existente entre la barrena y el primer estabilizador colocado por arriba de ella.

Como su nombre lo indica en un ensamble de péndulo la barrena va a tratar de llegar a la vertical debido al efecto de péndulo. Este ensamble se diseña colocando un estabilizador en la sarta entre 15 y 60 pies distantes de la barrena.

Si los drill collar entre el estabilizador y la barrena hacen contacto con la pared del pozo la longitud del péndulo se va a reducir y si se coloca demasiado peso sobre la barrena el ensamble de péndulo de hecho podría empezar a construir ángulo, por lo tanto, se requiere de una selección cuidadosa de parámetros.

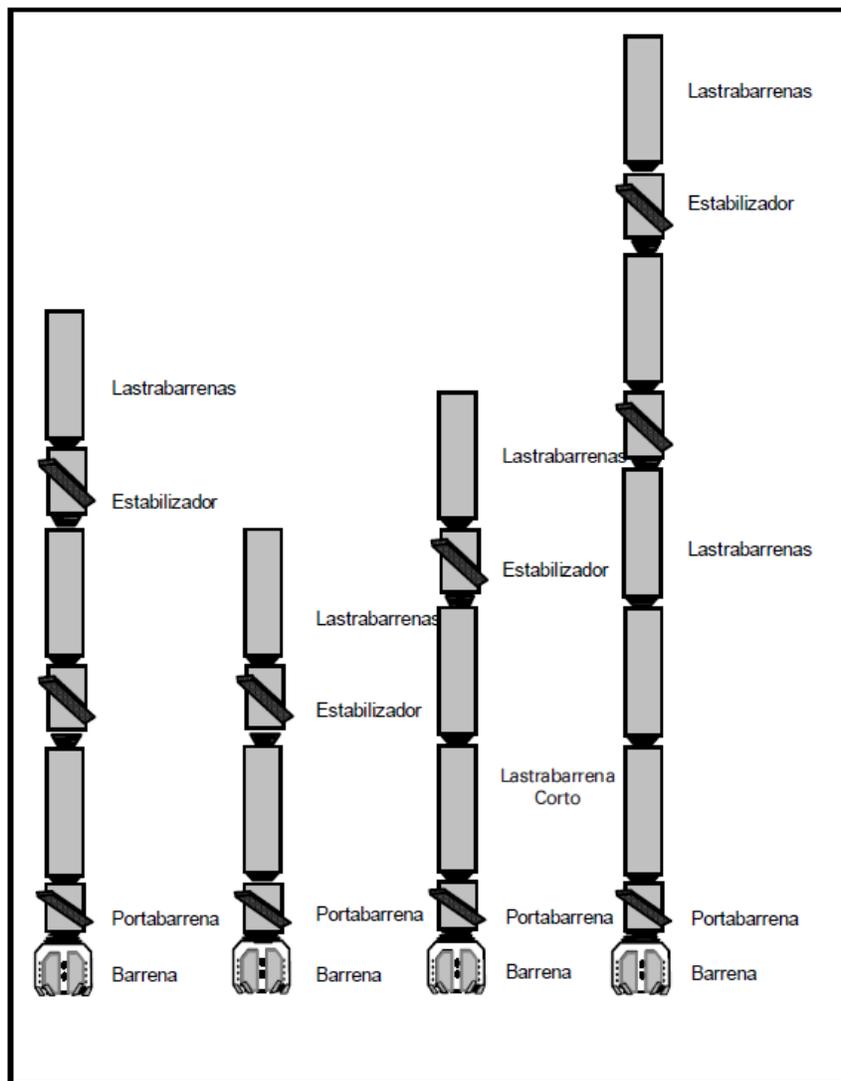


Fig. 3.14 Principio de Péndulo

*CAPÍTULO 4: HERRAMIENTAS EN LA
PERFORACIÓN DIRECCIONAL*

HERRAMIENTA LWD (Logging While Drilling)

La perforación y perfilar simultáneamente mejora la habilidad del operador de perforación, para tomar decisiones efectivas en tiempo real en la crítica fase de perforación. Las mediciones LWD (Logging While Drilling), revelan la naturaleza de las formaciones de la roca perforada e identifican la ubicación probable de los hidrocarburos.

La resistividad de formación en tiempo real, la información sobre litología y la porosidad adquirida durante la perforación les permite a los geólogos evaluar y visualizar la formación alrededor del pozo, antes de que ocurra un daño a la misma o que se provoque una invasión de lodo.

Las mediciones LWD permiten además seleccionar puntos para bajar casing, detectar y cuantificar las zonas potenciales cuando estas son interceptadas, e identificar los límites del fluido en tiempo real mientras se perfora. Esta visión más clara del pozo y su posición dentro del reservorio le brinda al operador una fuente de información que mejora la toma de decisiones a medida que la perforación progresa, reduciendo el riesgo en áreas que son geológicamente complejas o no muy conocidas.

Los registros más comunes que toma esta herramienta son:

- Resistividad de la Formación
- Rayos Gamma
- Densidad Neutrón (Herramienta Nuclear)
- Registros Sónicos
- Inclinación en la barrena

En esta herramienta la señal es transmitida a superficie a través de la sarta de perforación y se instala al igual que el MWD unos metros por arriba de la barrena

HERRAMIENTA MWD (Measure While Drilling)

Es una herramienta electromecánica, de alta tecnología, posicionada en el ensamblaje de fondo, que realiza mediciones del agujero, cerca de la barren y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real.

Entre los principales beneficios de la utilización de esta herramienta, se encuentran:

- Ahorros en reducción de tiempo de perforación, ya que la toma de mediciones es menor en comparación con las técnicas convencionales.
- Mayor facilidad para orientar la cara de la herramienta
- La toma de mediciones es más rápida por lo que la sarta permanece menos tiempo en condiciones estáticas, lo cual reduce el riesgo por pegas diferenciales.
- Mejor monitoreo y control de la trayectoria del pozo, ya que se pueden realizar mediciones en toda la trayectoria del pozo, sin afectar significativamente el tiempo de perforación.

- Los cambios de los parámetros de perforación o los cambios de formación, que se presentan durante la construcción de la trayectoria del pozo, pueden ser detectados más rápidamente, reduciendo el riesgo de requerir correcciones adicionales.

El sistema MWD se ha diseñado con el propósito de obtener información en tiempo real durante la perforación de un pozo mediante la utilización de un dispositivo electromecánico localizado en el BHA, información que se envía a superficie a través de un sistema de telemetría. El sistema MWD tiene los siguientes componentes:

SISTEMA DE POTENCIA

Los sistemas de potencia de las herramientas MWD pueden ser:

Baterías, proporcionan potencia a la herramienta sin necesidad de fluido de perforación, se utilizan si el registro de datos se hace durante el viaje de salida de la herramienta fuera del pozo. Las baterías de litio tienen un excelente rendimiento a altas temperaturas, proporcionan una fuente estable de voltaje hasta el final de su vida útil y no requieren elementos electrónicos complejos.

Son seguras a bajas temperaturas, sin embargo a temperaturas superiores a 180° C pueden tener una reacción violenta y explotar con gran fuerza.

Turbinas, van en la herramienta y requieren de fluidos de perforación para mover un rotor que es colocado dentro del collar, el fluido se canaliza a través del rotor por medio de un estator y la fuerza rotacional generada se transmite a un alternador a través de un eje. La potencia generada por el alternador es una corriente alterna trifásica de frecuencia variable la cual requiere de un circuito eléctrico para convertir la corriente alterna a corriente directa. Los rotores para las turbinas de este equipo deben tener capacidad para trabajar bajo varios niveles de tasas de flujo para acomodarse a las condiciones de perforación del pozo.

SENSORES DIRECCIONALES

Los sensores direccionales se muestran en un arreglo de 3 magnetómetros y 3 acelerómetros. Los acelerómetros miden la componente G en sus tres ejes para calcular la inclinación, los magnetómetros miden el campo eléctrico B, esta medida combinada con la de los acelerómetros es usada para calcular el azimut. En algunas localizaciones geográficas donde la componente horizontal del campo magnético terrestre es pequeña se puede afectar la exactitud de las lecturas y contribuir al error acumulativo en posicionamiento. Se presentan casos típicos al perforar pozos horizontales a 90° de inclinación con 90° de azimut, en esos casos es necesario incrementar la cantidad de material no magnético en el BHA para corregir el error en azimut.

Existen numerosos métodos para corregir las lecturas por interferencia. Las primeras correcciones asumían que toda la interferencia era axial, los métodos más recientes analizan ambos: interferencia permanente e inducida de los tres ejes.

TELEMETRIA

La telemetría constituye un sistema de medición, transmisión y recepción de información a distancia. La medición de datos se realiza a través de sensores o transductores que se codifican para transmitir, a la estación receptora.

La información obtenida a través de los sistemas de telemetría es diversa y se pueden mencionar datos de velocidad, presión, temperatura, intensidad de flujo, etcétera. Las terminales receptoras para telemetría son estaciones fijas o móviles que incluyen receptores, grabadores y equipo adecuado para el análisis y despliegue de datos.

Los datos obtenidos pueden transmitirse en formato análogo o digital, un sistema de telemetría consta de un sensor de medición, un codificador que permite llevar las lecturas del sensor a impulsos eléctricos y un radiotransmisor modulado con una antena. Existen diversos sistemas de telemetría:

- Telemetría Eléctrica
- Telemetría con Fibra Óptica
- Telemetría Acústica
- Telemetría mediante Pulsos de Lodo
- Telemetría Electromagnética.

HERRAMIENTAS DE DESVIACION

Para la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas, así como con las barrenas, herramientas auxiliares y la instrumentación apropiadas. Las herramientas desviadoras son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo. Podemos clasificar las herramientas en tres grupos:

- Desviadores de pared
- Barrenas de Chorro
- Motor de Fondo

La apertura de la llamada ventana (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 de la trayectoria. La perforación direccional ha ido evolucionando, y con ello, las herramientas desviadoras han sufrido cambios en su diseño. Actualmente, en la perforación de pozos direccionales las herramientas más utilizadas son los motores de fondo dirigible o geo navegables. A continuación se presentan las principales características de estas herramientas.

DESVIADOR DE PARED

Actualmente estas herramientas son utilizadas comúnmente en pozos multilaterales y pueden ser de tipo recuperable o permanente.

Desviador de pared recuperable.

Constan de una cuña larga invertida de acero, cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de desviación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, varían entre 1 y 5 grados; en su parte inferior tienen una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena está trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala una lastra barrena o porta barrena, el cual permite recuperar el desviador.

Desviador de pared permanente.

Estos desviadores se colocan en agujeros adermados (donde existan obstrucciones por colapso de la T.R.) o en agujeros descubiertos que contengan un medio donde asentarlos (un tapón de apoyo o un pescado con media junta de seguridad). Comúnmente, se coloca con un conjunto compuesto por un molino, un orientador y tubería extra pesada. Una vez orientada la herramienta se le aplica peso y se rompe el pasador que une el desviador con el molino, girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador es muy utilizado sobre todo en pozos con accidentes mecánicos.

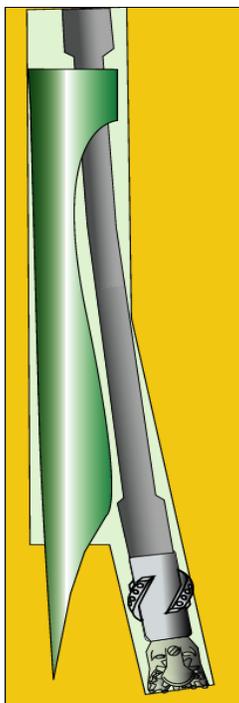


Fig. 4. 1 Desviador de Pared Permanente

MOTORES DE FONDO

Los motores de fondo constituyen el desarrollo más avanzado en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Entre las principales ventajas de los motores de fondo podemos mencionar las siguientes:

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

Se pueden obtener mejores ritmos de penetración. Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de motores de fondo reduce los riesgos de pescados, optimiza la perforación y, en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación. Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

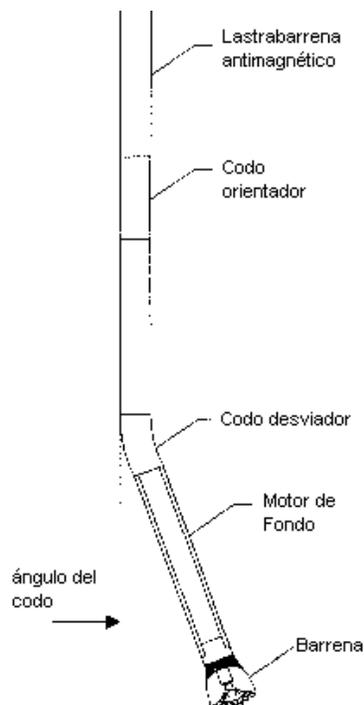


Fig. 4. 2 Motor de Fondo

Los motores de fondo pueden trabajar (en la mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes, 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 puede 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, lastra barrenas, 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.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales. Se muestra un diagrama de un motor dirigible, el cual es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener la versatilidad de poder perforar tanto en el modo rotatorio, como deslizando. Estos aparejos evitan la necesidad de realizar viajes con la tubería para cambiar los aparejos de fondo.

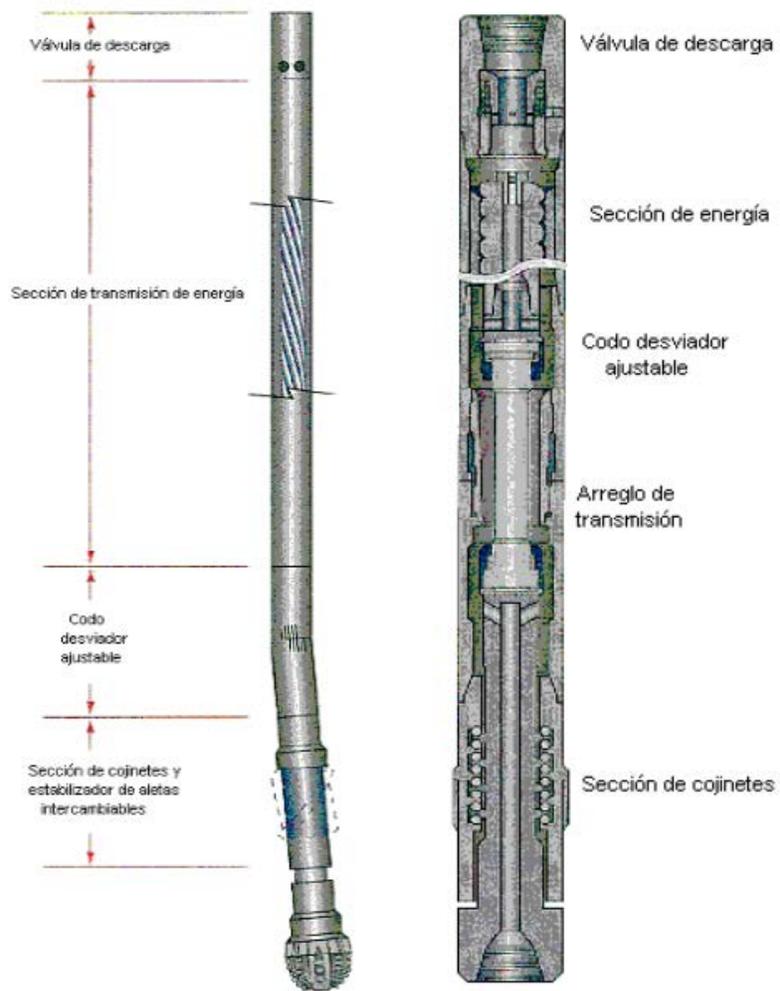


Fig. 4. 3 Secciones de la Sarta de Perforación

CAPITULO IV

HERRAMIENTAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Se muestra una sección transversal de un motor de fondo. Ambos motores pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga o de paso, conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsora, unión sustituta de rotación para barrena.

Un motor de fondo es una herramienta cilíndrica donde se conecta la barrena para perforar un agujero y tiene la capacidad de dirigirlo hacia una cierta dirección. Se compone de varias secciones. Un sustituto superior, la sección de potencia, la sección de transmisión, la sección de baleros y flecha impulsora y el cuerpo y cuerdas. A continuación se verán las tres partes principales.

Sección de Potencia. Esta sección consta de un rotor, fabricado en acero inoxidable y un estator, que consiste en un tubo de acero con un elastómero (hule) moldeado dentro de él. El rotor y el estator tienen perfiles helicoidales similares llamados lóbulos, pero el rotor tiene un lóbulo menos que el estator. Hay diferentes combinaciones de rotor-estator. A esta combinación se le llama relación. Las relaciones más comunes son 3:4, 4:5 y 7:8. Normalmente, entre más grande es el número de lóbulos, mayor es el torque generado por el motor. Al hacer pasar un fluido a través de la sección de potencia, el rotor gira y a su vez, hace girar la barrena.

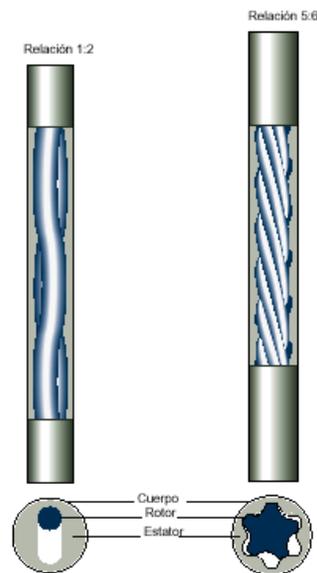


Fig. 4. 4 Rotor 1:2 y 5:6

Sección de Transmisión. Esta sección está acoplada a la parte inferior del rotor. Transmite la velocidad rotacional y torque generado por la sección de potencia hacia los baleros y la flecha impulsora. La rotación es transmitida a través de la flecha impulsora. La sección transmisora contiene la junta ajustable, que es donde se gradúa la deflexión del motor de fondo. Esta varía desde 0° hasta 3°.

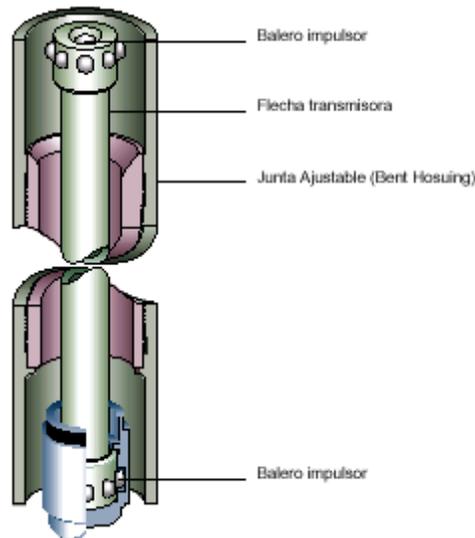


Fig. 4. 5 Sección de Transmisión

Sección de Baleros. Esta sección transmite el impulso de perforación y la potencia rotacional de la flecha impulsora hasta la barrena. Consiste en una flecha de acero forjado soportada por baleros que absorben las cargas axiales y radiales. Los baleros axiales tienen múltiples pistas para balines lubricados por lodo.

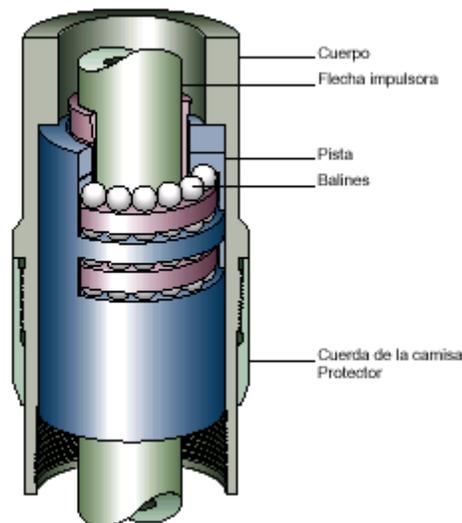


Fig. 4. 6 Sección de Baleros

CODOS DESVIADORES Y JUNTAS ARTICULADAS

Estos elementos se corren generalmente con un motor de fondo. Los codos desviadores se colocan en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de tubería de doble piñón, el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el extremo inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera de eje del cuerpo. Estos elementos le proporcionan un ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos de incremento. Solo pueden ser utilizados en el modo sin rotar (deslizándose).

HERRAMIENTAS DE MEDICION

Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

PÉNDULO INVERTIDO O TOTCO

Es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación. Se basa en el principio del péndulo y solo indica el grado de inclinación del pozo. Consta de 3 partes: un péndulo, un disco y un mecanismo de tiempo (reloj).

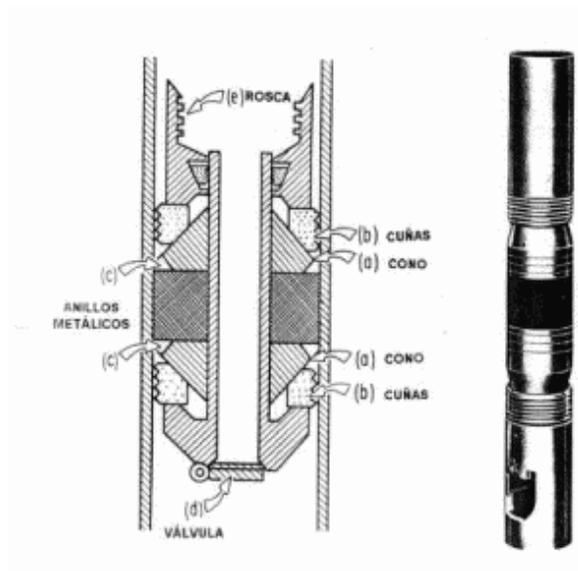


Fig. 4. 7 Péndulo Invertido

TOMA SENCILLA O “SINGLE SHOT” Y TOMA MÚLTIPLE O “MULTISHOT”

Proporciona la información de una medida sencilla de inclinación y dirección del pozo. Se corre en agujero abierto, a través de la sarta de perforación.

Las múltiples proveen varias medidas en diferentes inclinaciones y dirección del pozo a distintas profundidades. Por lo general el intervalo de cada medida es de 20 segundos.

Son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.

MONEL

Es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la Tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite despreciar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimut e inclinación.



Fig. 4. 8 Monel

MARTILLO (JAR)

Están diseñados para desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA. Son empleados para pozos direccionales para que la tubería pueda liberarse en caso de hoyos ajustados o que este atascada.



Fig. 4. 9 Martillo

HERRAMIENTAS POWERDRIVE

Estos sistemas representan un avance en lo que respecta a confiabilidad y eficiencia, facilitando la perforación de secciones más largas, optimizando el posicionamiento del pozo y reduciendo el tiempo de perforación. Los ahorros resultantes pueden llegar a ser directos y sustanciales. Las funciones de mantenimiento de la inclinación en forma automática y de reprogramación en el fondo minimizan la interacción del perforador direccional para mantener un buen control direccional durante la perforación.

El principio de funcionamiento es “Push the Bit” mejorando el ROP en formaciones agresivas donde el rendimiento de un BHA convencional se ve afectado por bajo avance. La sección hidráulica y mecánica permite rotar todo el tiempo estabilizando la herramienta para mejor control direccional.

Los principales servicios de estas herramientas son darle **rotación al motor**, se aplican en la perforación direccional, y dentro de sus funciones están:

- Generar poder extra o mayor torque
- Dar a las secciones de poder alta o baja velocidad, o, alto o bajo torque.
- Accesorios lubricados por lodo o sellados para aceite con opción de utilizar estabilizadores.
- Elastómero de alta temperatura para sistemas de perforación basados en agua y aceite.
- Incrementar el peso en la barrena.
- Motores articulados para aplicación de radios medianos o cortos.
- Se puede tomar datos en tiempo real usando PowerPulse y herramientas de TeleScope
- Mediciones continuas cerca de la barrena (Inclinación y Azimut)
- Rayos Gamma cerca de la barrena para imagen del agujero y dirección sobre el intervalo geológico.
- Inclinación automática.

Las especificaciones de operación son:

- Tamaño – 2 1/8 pulgada a 11 1/4 pulgada.
- Lodo – Base agua (WBM), Base aceite (OBM), Base aceite sintético (SOBM)
- Temperatura Maxima de 175 °C con el elastómero HN234
- Torque 280 – 24000 ft-lbf
- Caballos de Fuerza (HP) 15 – 709 hp

Ademas de las tradicionales POWERDRIVE tenemos otro tipo de herramientas llamadas Xceed, que nos sirven para realizar diferentes tipos de trabajos, sus principales aplicaciones son:

- Sidetracks en agujero abierto
- Uso en agujeros con derrumbes
- Perforación en formaciones abrasivas

Tambien nos podemos encontrar con la llama POWERDRIVE V que nos sirve para optimizar la perforación vertical, se puede combinar con la tecnologia vortex.

A continuación se presentaran las diferentes especificaciones de operación de las herramientas POWERDRIVE que existen en el mercado:

POWERDRIVE X5 1100

- Tamaño del agujero: 16 in a 26 in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C
- Máximo Grado: 3°/100 ft
- Rango de Flujo 480 – 1900 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 200 rpm



Fig. 4. 10 POWER DRIVE X5 1100

POWERDRIVE X5 900

- Tamaño del agujero: 12¹/₄ in a 14³/₄ in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C
- Máximo Angulo: 5°/100 ft
- Rango de Flujo 480 – 1900 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 220 rpm



Fig. 4. 11 POWERDRIVE X5 900

POWERDRIVE X5 825

- Tamaño del agujero: 10⁵/₈ in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C\
- Máximo Grado: 6°/100 ft
- Rango de Flujo: 480 – 1500 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 220 rpm



Fig. 4. 12 POWERDRIVE X5 825

POWERDRIVE X5 675

- Tamaño del agujero: 8 $\frac{1}{2}$ in a 9 $\frac{1}{8}$ in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C\
- Máximo Grado: 8°/100 ft
- Rango de Flujo: 320 – 650 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 220 rpm



Fig. 4. 13 POWERDRIVE X5 675

POWERDRIVE X5 475

- Datos en Tiempo Real con ImPulse MWD Plataform
- Tamaño del agujero: 5³/₄ in a 6¹/₂ in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C\
- Máximo Grado: 8°/100 ft
- Rango de Flujo: 220 – 400 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 250 rpm

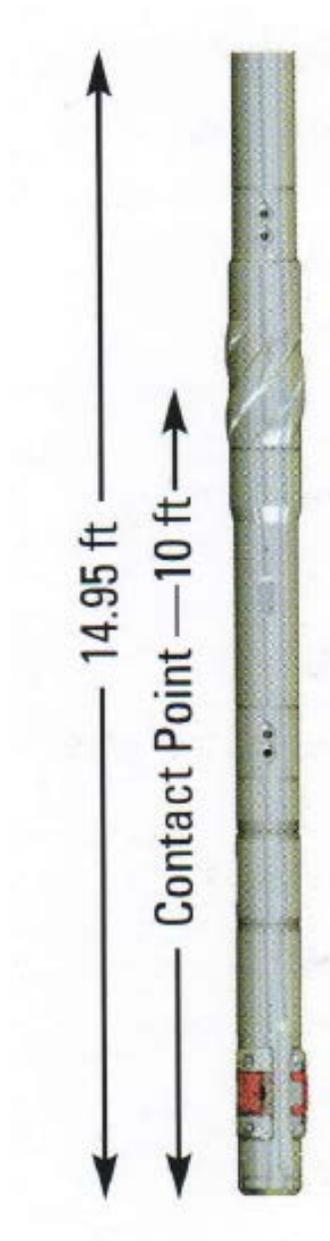


Fig. 4. 14 POWERDRIVE X5 475

POWERDRIVE Xceed 900

- Tamaño del agujero: 12¹/₄ in a 17¹/₂ in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C\
- Máximo Grado: 6.5°/100 ft
- Rango de Flujo: 450 – 1800 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 350 rpm

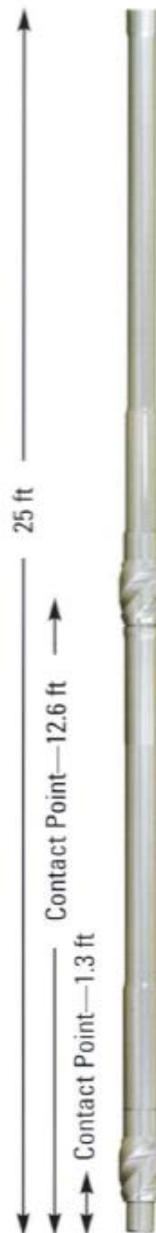


Fig. 4. 15 POWERDRIVE Xceed 900

POWERDRIVE Xceed 675

- Tamaño del agujero: 8³/₈ in a 9⁷/₈ in
- Lodo: WBM/OBM/SOBM
- Temperatura Máxima: 150 °C\
- Máximo Grado: 8°/100 ft
- Rango de Flujo: 290 – 800 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Máximas rpm: 350 rpm

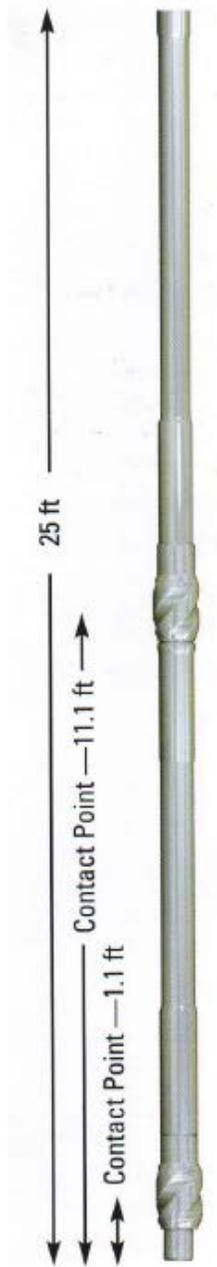


Fig. 4. 16 POWERDRIVE Xceed 675

POWER V

Tiene las mismas especificaciones de operación que la herramienta POWERDRIVE X5 para el tamaño que va de (1 1/2 in a 4 3/4)

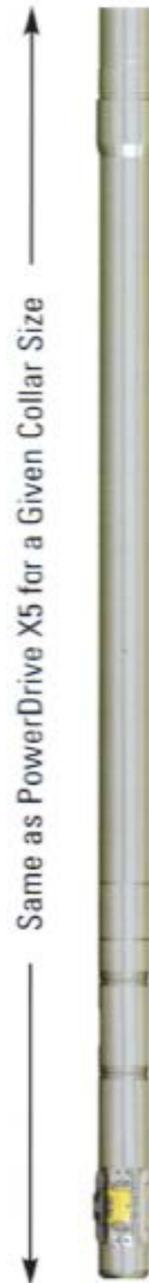


Fig. 4. 17 POWER V

POWERDRIVE vorteX

Esta herramienta es usada para tener un alto rendimiento en perforación direccional donde se necesita incrementar la fuerza en el fondo del pozo o nos brinda una ventaja. Tiene múltiples opciones de estabilización y viene integrada con una sección de poder de alto rendimiento.

Tiene las mismas especificaciones de operación que la herramienta POWERDRIVE X5 para el tamaño que va de (11in a 4^{3/4})

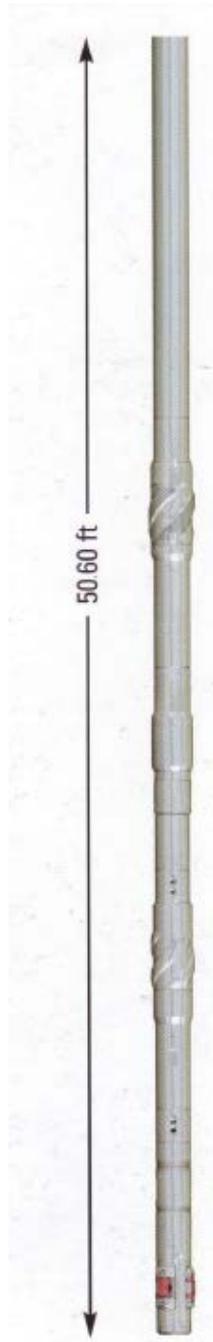


Fig. 4. 18 POWERDRIVE vorteX

HERRAMIENTAS POWERPULSE

Los principales servicios de estas herramientas son darnos mediciones y servicios de telemetría, se aplican en la perforación direccional, y dentro de sus funciones están:

- Datos en tiempo real (0.5 – 12 bps)
- Dirección e Inclinación
- Herramienta de poder en el fondo del agujero.
- Continúas mediciones de rotación.
- Combinable con herramientas de LWD.
- Confiable, y precisas mediciones en tiempo real para la perforación.
- Altas velocidades de telemetría para datos de alta densidad incluso en formaciones de rápida perforación.
- Rayos Gamma
- Fondo del Pozo: Peso, Torque, RPM
- Cuatro ejes de vibración/choque.

Las especificaciones de operación son:

- Temperatura de 150 °C a 175 °C
- Rangos de Flujo: 400 – 1,600 gpm.
- Presión Máxima: 25,000 psi.
- Máxima curvatura de la herramienta: 6°/100ft rotando y 10°/100ft resbalando.

Estas herramientas van montadas sobre la tubería de perforación y se ajustan a su diámetro.

Dentro de estas herramientas encontramos la ImPulse que dentro de sus principales características se encuentra que tiene 10 resistividades múltiples a diferentes profundidades.

También tenemos la E-Pulse que nos ayuda para las severas perdidas de circulación, transmite electrónicamente la información sin repetidores, comprime los datos, reseteable fácilmente, se usa en la perforación en tierra donde el tiempo de medición es un problema, y para perforación bajo balance.

La herramienta SlimPulse nos sirve para reentradas de pozos, cortos radios de perforación y para mitigar riesgos.

POWERPULSE 825

- Temperatura: 150 °C a 175 °C
- Máximo Curvatura: 7°/100 ft rotando y 12°/100ft resbalando
- Rango de Flujo: 400 – 1200 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi
- Configuraciones de alto/medio/bajo flujo.

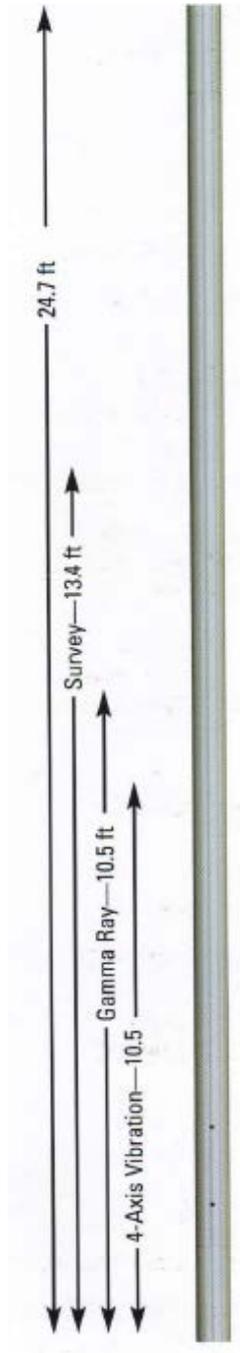


Fig. 4. 19 POWERPULSE 825

POWERPULSE 675

- Temperatura: 150 °C a 175 °C
- Máximo Curvatura: 8°/100 ft rotando y 16°/100ft resbalando
- Rango de Flujo: 275 – 800 gpm
- Presión Máxima: 30,000 psi
- Configuraciones de alto/medio/bajo flujo.

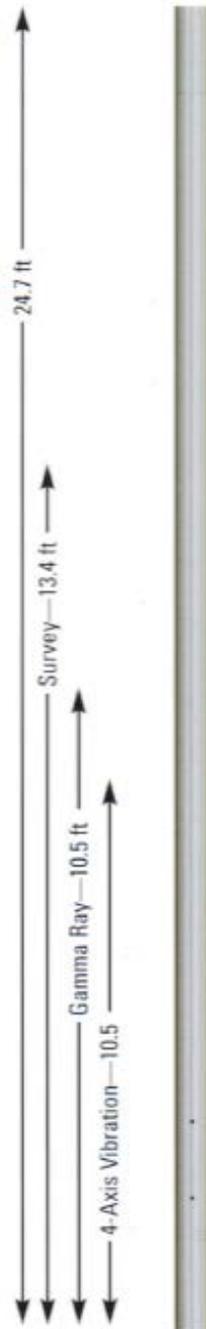


Fig. 4. 20 POWERPULSE 675

POWERPULSE ImPulse

- Densidad y Porosidad en tiempo real.
- Perfiles de Invasión
- Lodo: OBM/WBM/SOBM
- Tamaño del agujero: 5³/₄ in a 6³/₄ in
- Temperatura: 175 °C
- Máximo Curvatura: 15°/100 ft rotando y 30°/100ft resbalando
- Rango de Flujo: 400 gpm
- Presión Máxima: 25,000 psi
- Configuraciones de alto/medio/bajo flujo.



Fig. 4. 21 POWERPULSE ImPulse

CAPITULO IV
HERRAMIENTAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

E-PULSE XR 650

- Lodo: OBM/WBM/SOBM
- Tamaño de la junta: 6 $\frac{1}{2}$ in
- Temperatura: 125 °C
- Máximo Curvatura: 8°/100 ft rotando y 15°/100ft resbalando
- Rango de Flujo: 0 - 600 gpm
- Presión Máxima: 12,000 psi

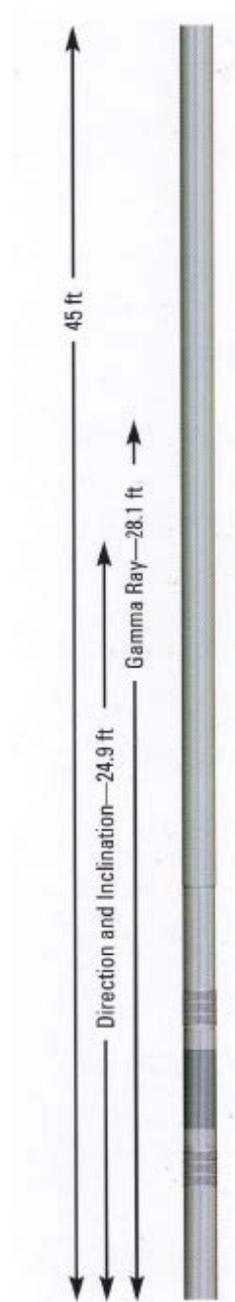


Fig. 4. 22 E-PULSE XR 650

E-PULSE XR 475

- Lodo: OBM/WBM/SOBM
- Tamaño de la junta: 4³/₄ in
- Temperatura: 125 °C
- Máximo Curvatura: 15°/100 ft rotando y 30°/100ft resbalando
- Rango de Flujo: 0 - 400 gpm
- Presión Máxima: 12,000 psi

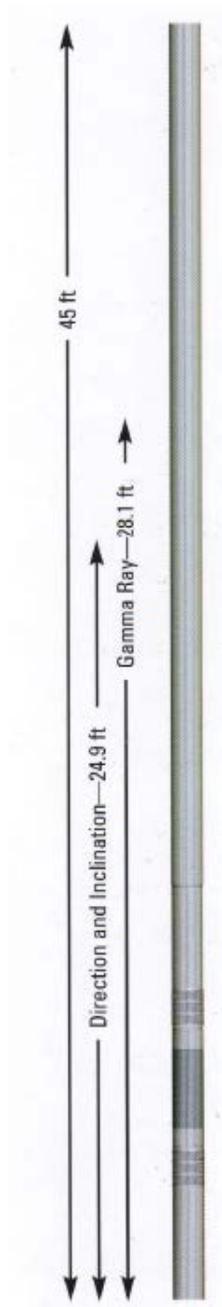


Fig. 4. 23 E-PULSE XR 475

CAPITULO IV
HERRAMIENTAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

SLIMPULSE

- Diámetro: 1⁷/₈ in, 2¹/₈ in, 2³/₈ in, 2⁵/₈ in
- Lodo: OBM/WBM/SOBM
- Temperatura: 150 °C a 175°C
- Máximo Curvatura: 145°/100 ft
- Rango de Flujo: 0 - 400 gpm
- Presión Máxima: 20,000 psi

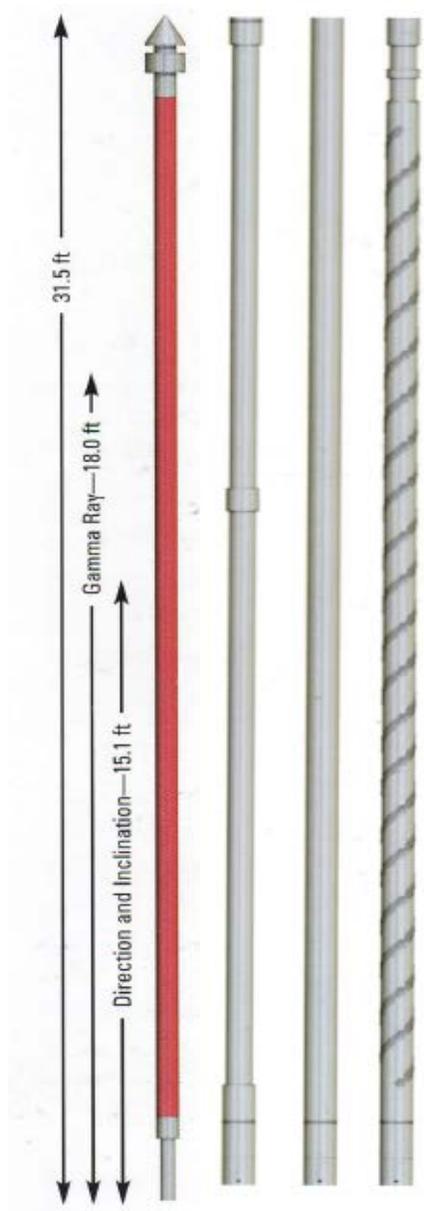


Fig. 4. 24 SLIMPULSE

CAPÍTULO 5: EJEMPLOS DE APLICACIÓN

COSTERO 4

ANTECEDENTES

En este ejemplo se muestra el uso de la perforación direccional, debido a un evento geológico inesperado; domo arcilloso que generó una zona presurizada entre 3, 900 y 4, 050 [m] ocurriendo un influjo de gas y controlar la desviación de la trayectoria.

LOCALIZACIÓN

La localización Costero 4 pertenece al Activo Integral Macuspana y a la unidad operativa Cárdenas. La localización está ubicada a una distancia de 24.89 m el conductor Bolero 1

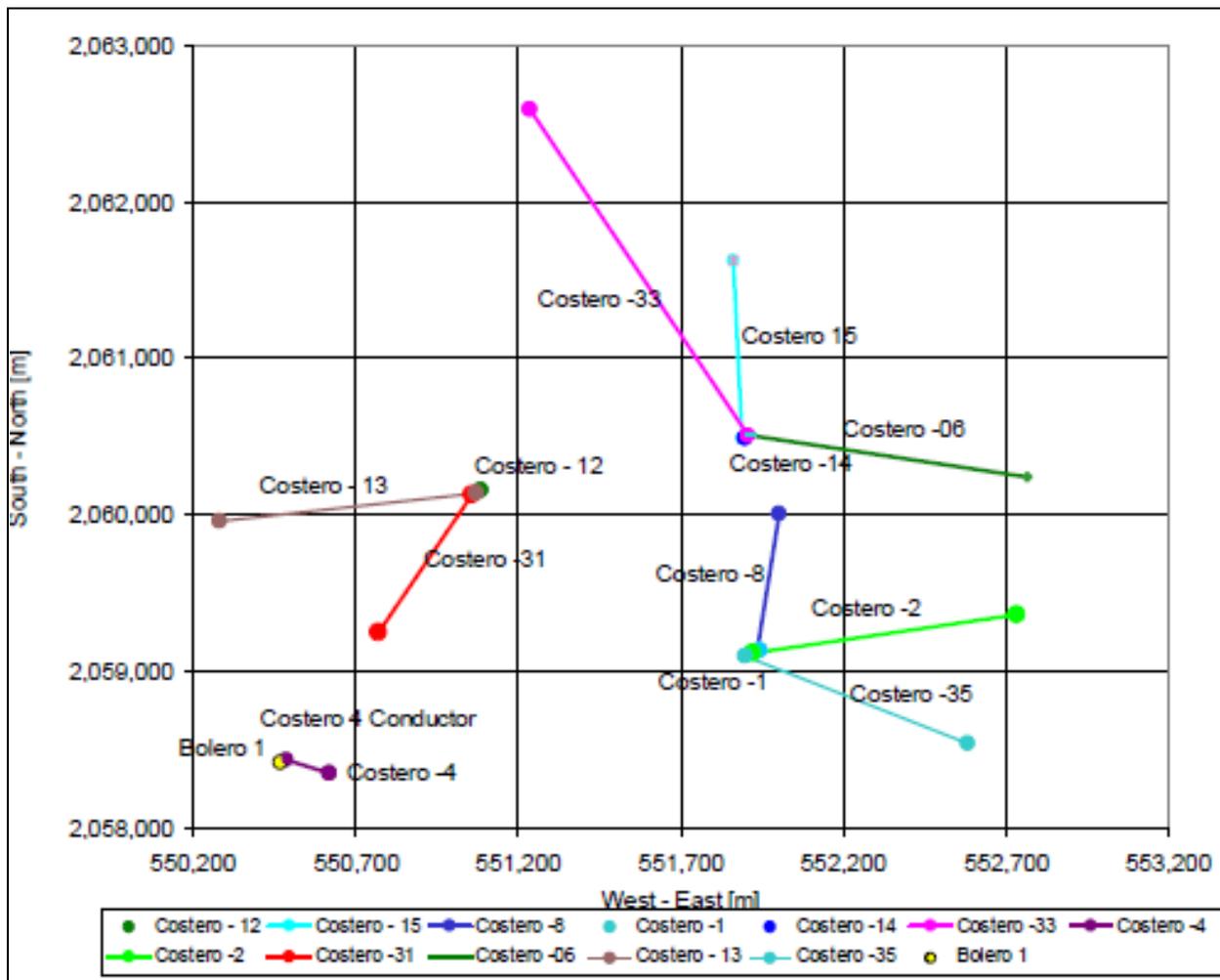


Fig. 5. 1 Localización de Costero 4

RESUMEN

A continuación se muestra una figura que muestra el programa de asentamiento de tuberías, la columna geológica, el programa de lodos, el tipo de lodos y el avance diario de operaciones.

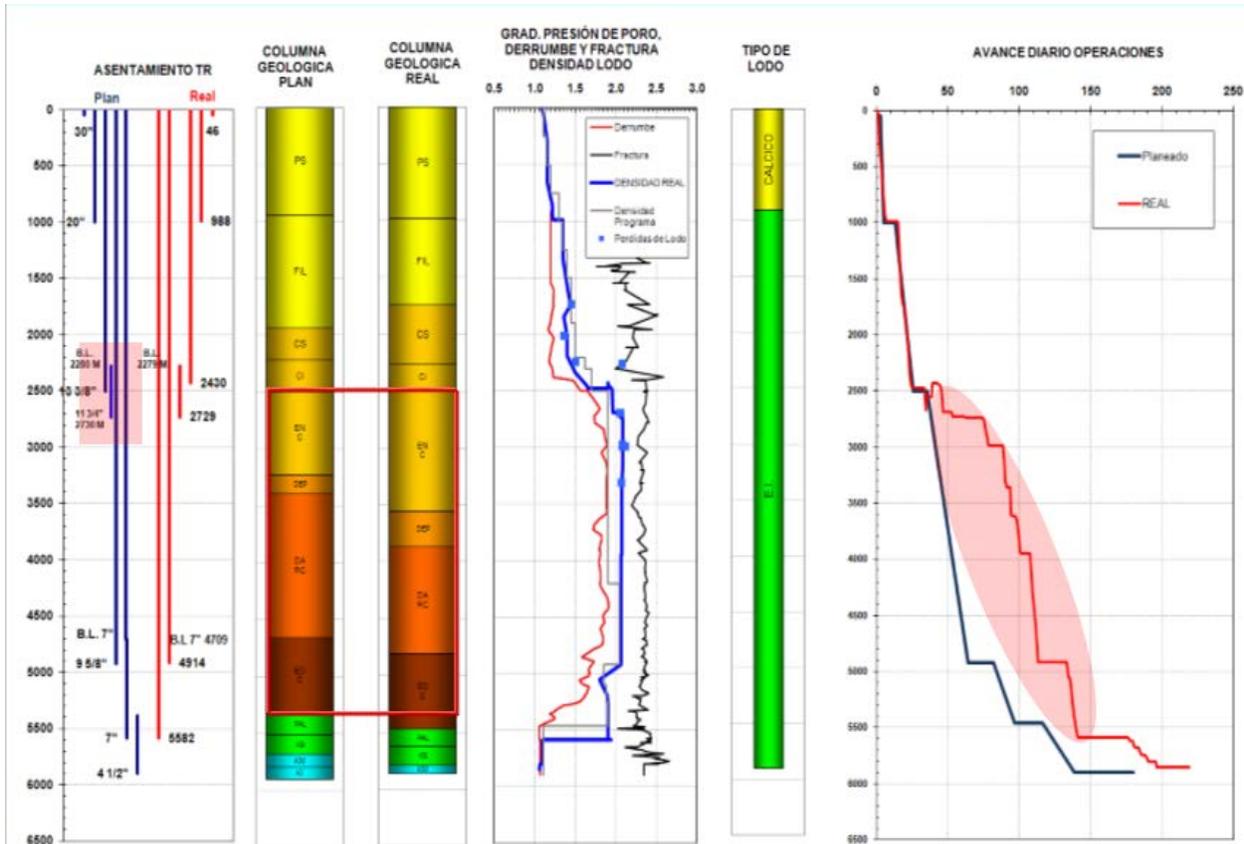


Fig. 5. 2 Asentamiento de TR's, Columna Geológica, Ventana Operacional

En la parte de asentamiento de TR, de acuerdo a lo planeado y lo real se observa que tuvo pequeñas variaciones en cuanto a la diferencia de profundidades, una diferencia más evidente fue que en el programa de asentamiento real no fue necesario colocar un liner.

En cuanto a la columna geológica, los espesores de sedimentos en cada era, difirieron respecto a lo esperado y lo que fue real.

El programa de lodos muestra que la densidad real fue muy parecida a la programada, con ligeras variaciones entre los 700 y 4200 metros, las pérdidas de lodos tienen aparentemente cierta correlación con los cambios de litología que se presentan.

El tipo de lodos que se usaron fueron cálcicos y de emulsión inversa, utilizando en la mayor parte de la perforación el lodo de tipo de emulsión inversa.

En cuanto al ritmo de perforación se observa que durante los primeros 2,500 [m] no existió mucha variación respecto a lo planeado y lo implementado.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN

El estado mecánico programado para el pozo costero 4 muestra que el perfil de pozo es de tipo J, donde la desviación comienza aproximadamente a los 4,920 [m].

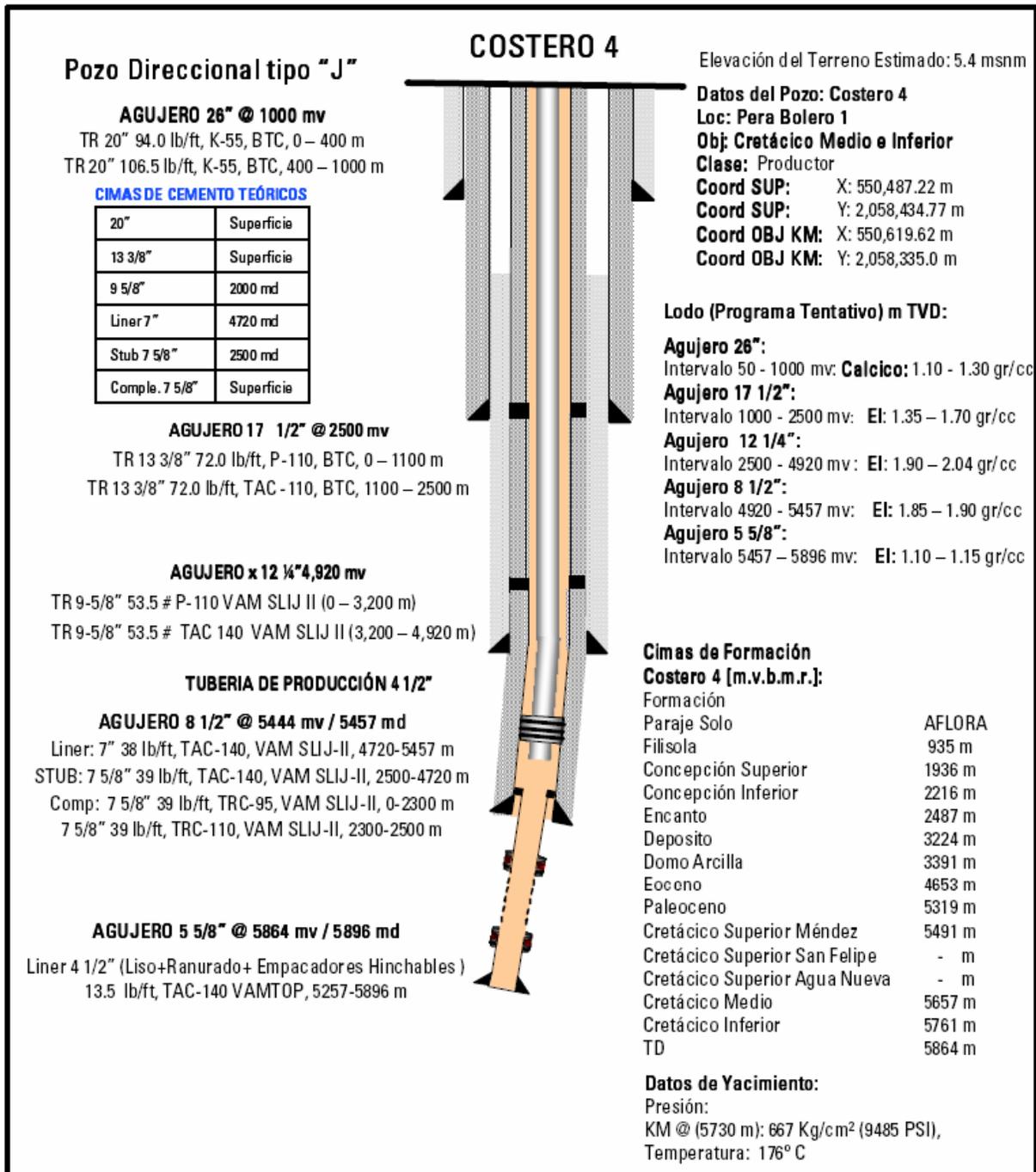


Fig. 5. 3 Programa de Asentamiento de TR's, pozo Tipo J

En la siguiente figura se muestra la profundidad del pez a los 1,626 [m] originada por el cambio de presión en la formación.

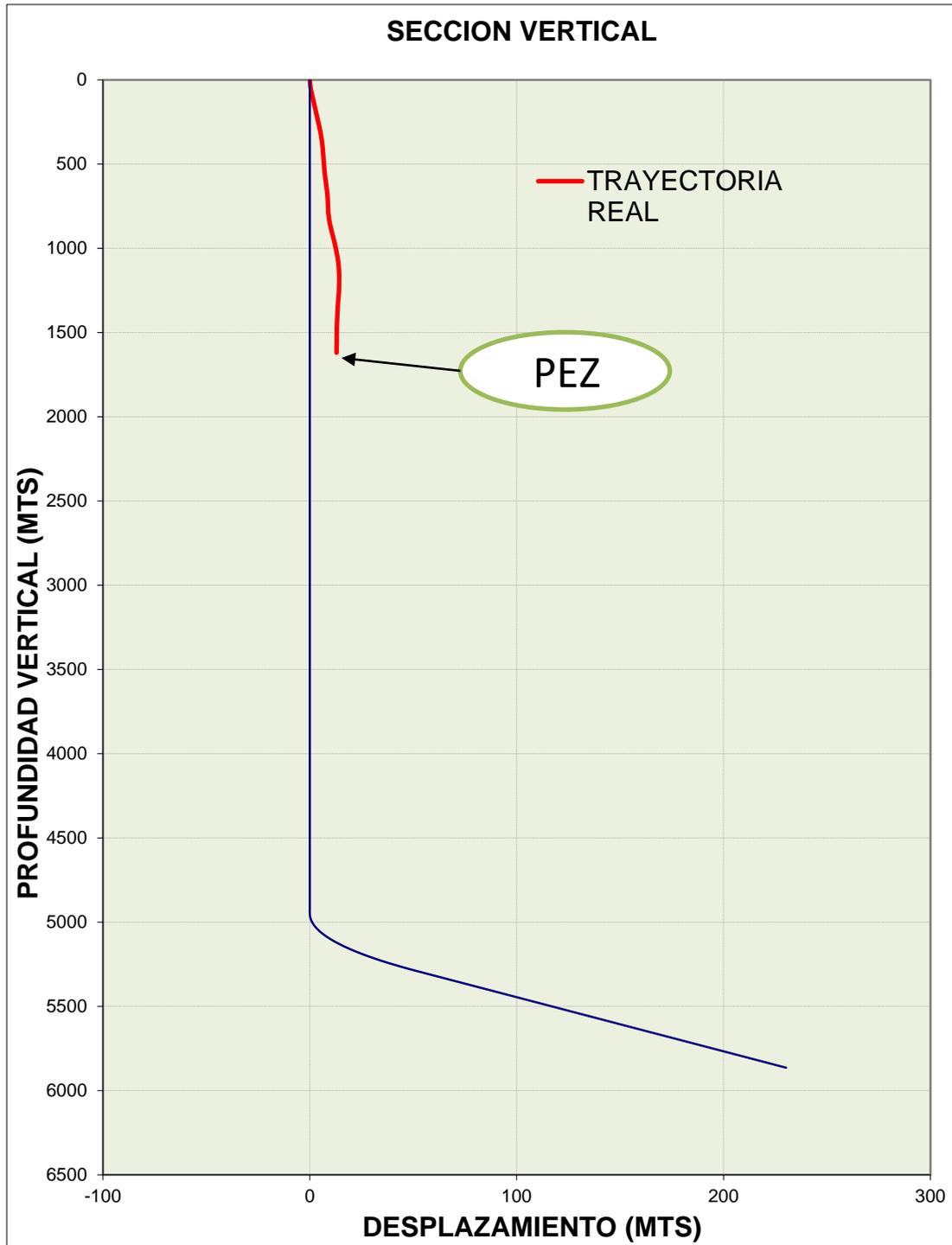


Fig. 5. 4 Profundidad del Pez

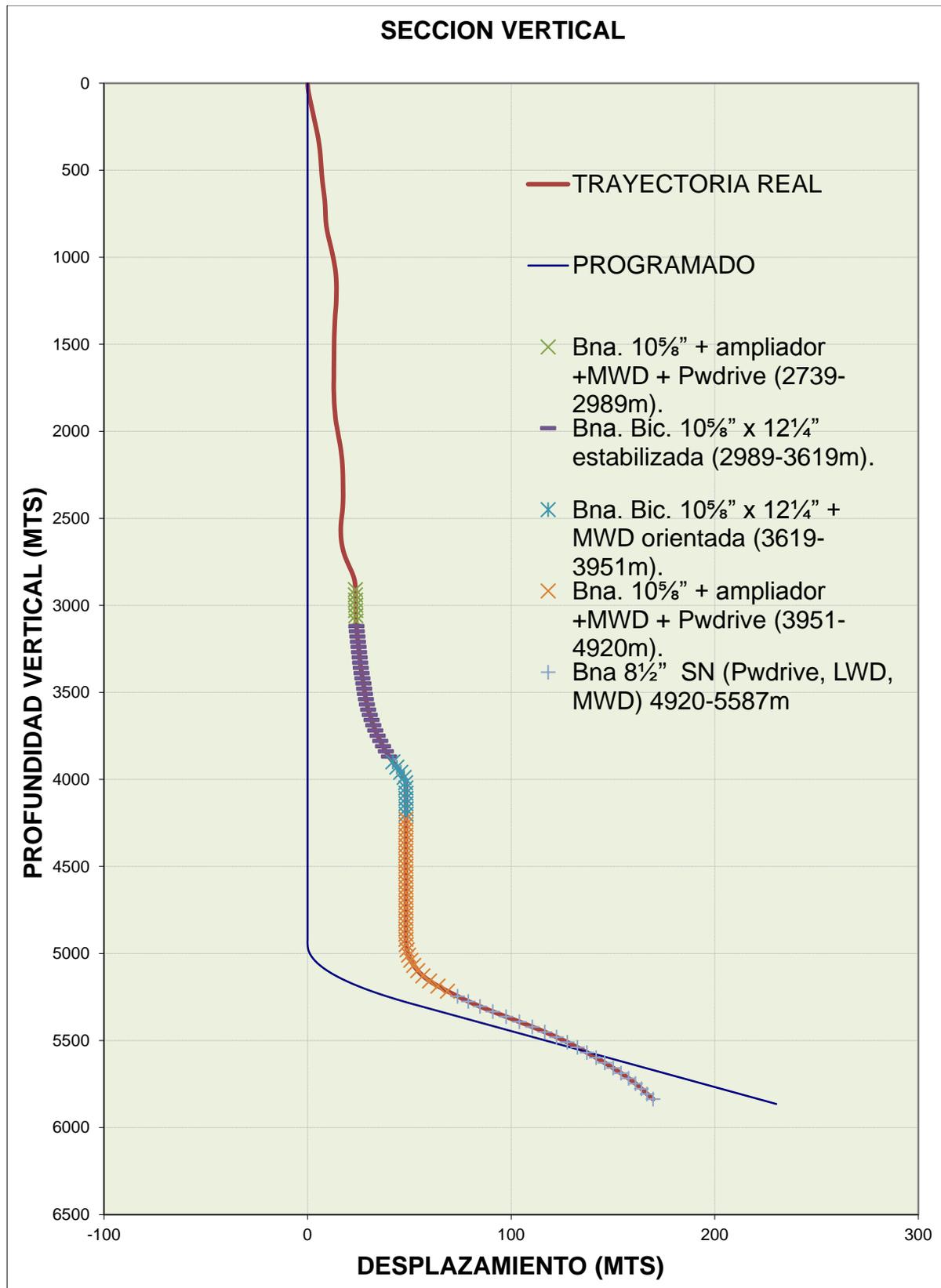


Fig. 5. 5 Objetivo del Pozo



Fig. 5. 6 Vista de Planta Costero 4

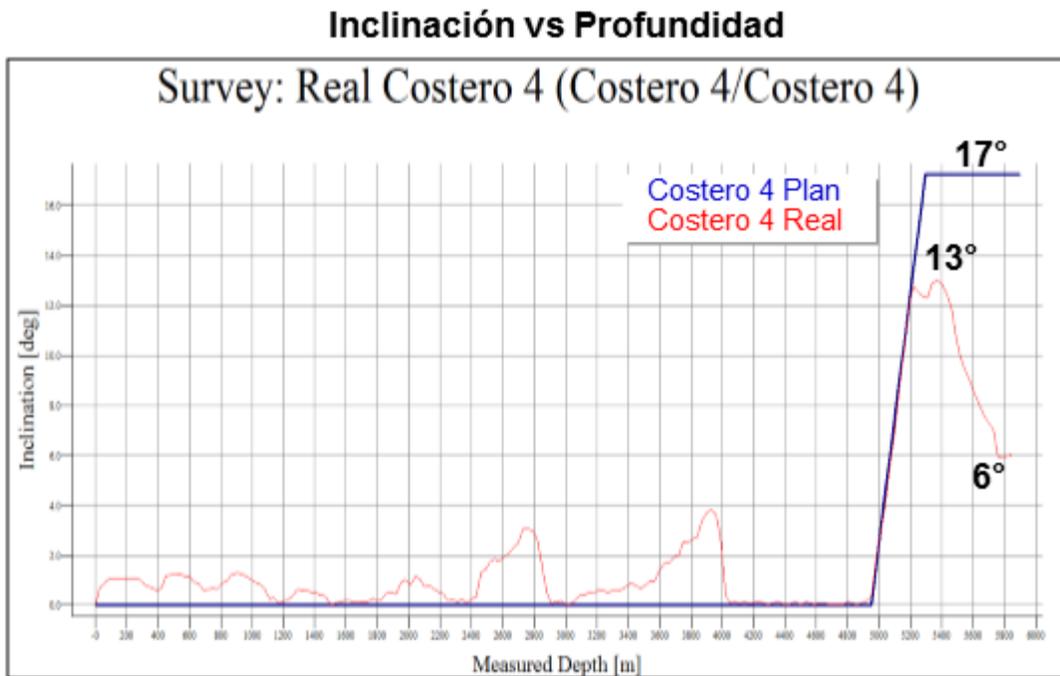


Fig. 5. 7 Inclinación Vs Profundidad Costero 4

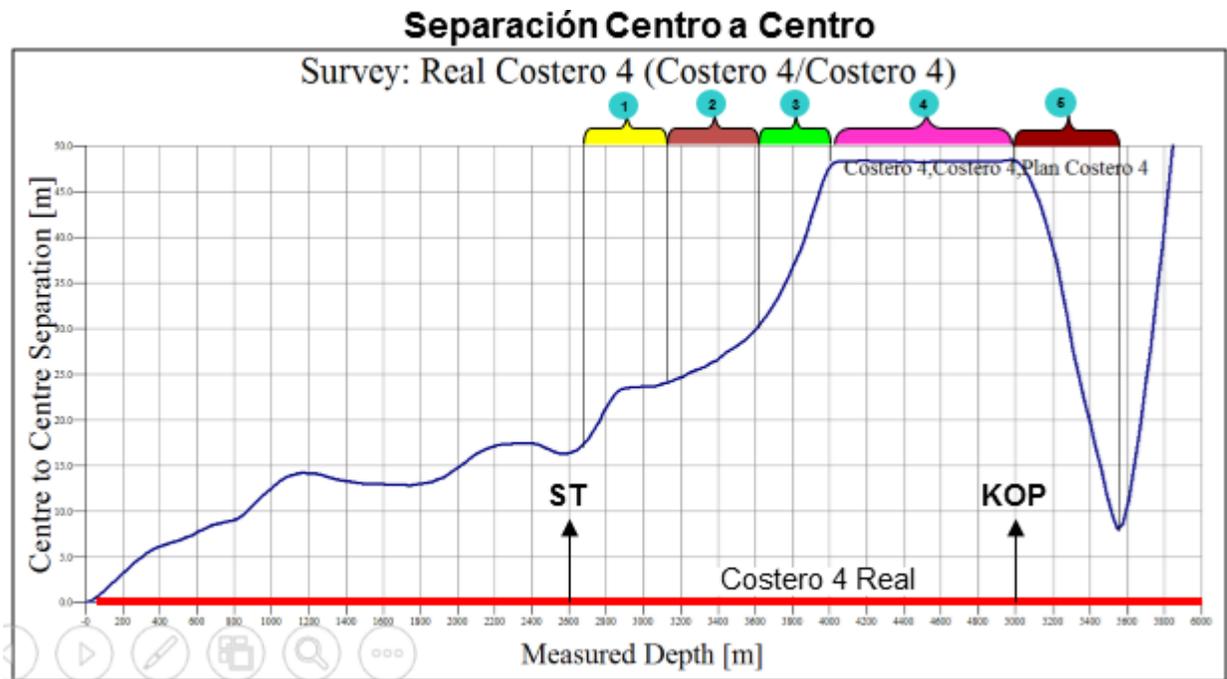


Fig. 5. 8 Separación Centro a Centro

Resumen de Sarta de Perforación

- 1 Bna. 10⁵/₈" + ampliador +MWD + **Pwdrive** (2739-2989m).
- 2 Bna. Bic. 10⁵/₈" x 12¹/₄" **estabilizada** (2989-3619m).
- 3 Bna. Bic. 10⁵/₈" x 12¹/₄" + MWD **orientada** (3619-3951m).
- 4 Bna. 10⁵/₈" + ampliador +MWD + **Pwdrive** (3951-4920m).
- 5 Bna 8¹/₂" SN (Pwdrive, LWD, MWD) 4920-5587m

Fig. 5. 9 Resumen de la Sarta de Perforación

SARTAS USADAS

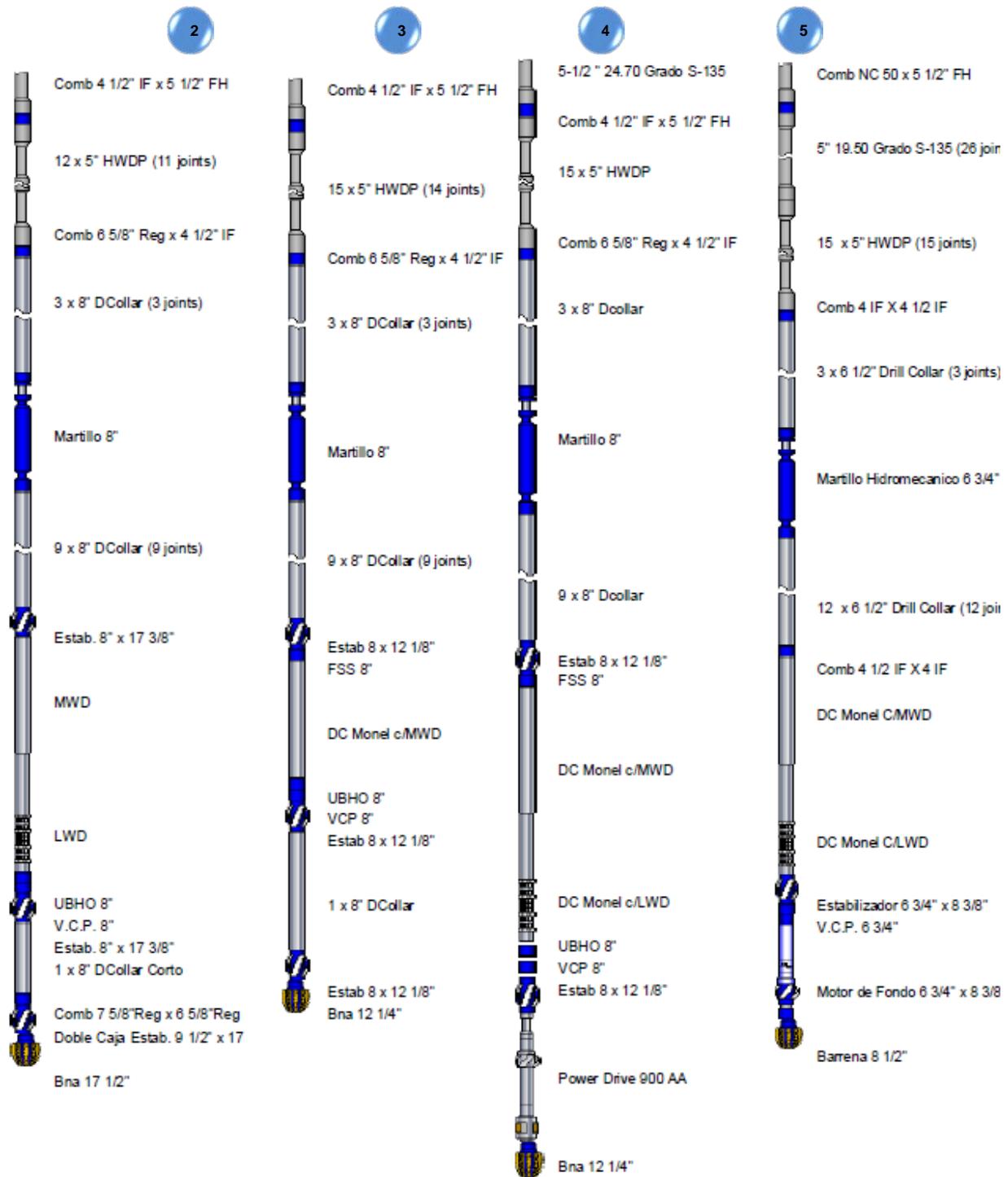


Fig. 5. 9 Barrenas Usadas Para la Perforación del Costero 4

CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- En la primera etapa de perforación se usa PowerDrive para perforar con un control adecuado del pozo y de la perforación logrando obtener una perforación de acuerdo a lo planeado.
- En la segunda etapa de perforación se cambia la sarta por una sarta estabilizada, lo que causa que se empiece a desviar el pozo por encima de lo planeado como se puede apreciar en la Fig. 5.5, y empezamos a perder el control de la perforación.
- En la tercera etapa de perforación, se intenta cambiar la sarta estabilizada por una orientada para intentar recuperar la dirección en el pozo de acuerdo a lo planeado, pero no se logra y se pierde más la dirección como se puede observar en la Fig. 5.5 y 5.7, al grado de que se puede perder el pozo debido al cambio de dirección que se tiene.
- En la cuarta etapa de perforación, se vuelve a meter el PowerDrive para poder controlar y retomar la dirección del pozo, esta dirección es estabilizada y posteriormente se comienza a retomar la dirección original del pozo para poder alcanzar el objetivo como se muestra en la Fig. 5.5 y 5.7.
- En la quinta etapa de perforación, con el PowerDrive se recupera la dirección y se alcanza el KOP y la dirección deseada para poder alcanzar el objetivo de nuestro pozo como se muestra en la Fig. 5.7.

La grafica nos muestra como fue el cambio debido al uso de la sarta estabilizada y orientada, hasta poder recuperar el control de la perforación mediante el PowerDrive y no lograr alcanzar el KOP que se tenía programado, esto es debido al cambio de presiones que no se tomó en cuenta en la formación y que nos hace perder el pozo al presentar una gran desviación del programa y del objetivo.

El cual se logra recuperar al introducir nuevamente la herramienta PowerDrive y se busca alcanzar el programa, no se logra pero se aproxima a lo deseado y se finaliza la perforación del pozo, y se comienza a terminar.

En la Fig. 5.9 se muestran los arreglos de las diferentes sertas de perforación que se utilizaron para perforar este pozo Costero 4. Y podemos observar las herramientas que las componen.

PARETO 2

LOCALIZACIÓN

El pozo Pareto 2, pertenece al Activo de Producción Bellota Jujo, a cargo de la División Sur Unidad Operativa Comalcalco.

En este pozo se utilizó la perforación direccional para llegar al yacimiento, aunque el ángulo de desviación del pozo respecto a la vertical es leve, se muestra el presente ejemplo ya que se utilizaron algunas herramientas de desviación mostradas con anterioridad.

La litología hallada en este pozo, fue principalmente lutita arenosa, arenisca de cuarzo gris claro, lutita gris claro, lutita arenosa gris claro a gris oscuro, lutita gris oscuro y gris claro a gris verdoso, fragmentos de bentonita.

Los registros geofísicos que se utilizaron fueron: Sónico de porosidad (BHC), Rayos Gamma (GR), Densidad (LDL), Neutrón Compensado (CNL),

Así como también Registro de Desviación Calibración (DRCAL), Arreglo Inductivo (AIT).



Fig. 5. 10 Localización de Pareto 2

RESUMEN

El tipo de lodo en casi toda la perforación fue del tipo Emulsión Inversa, con variaciones en cuanto a la densidad, teniendo como mínimo 1.46 [g/cc], y máximo 2.05, con viscosidades que van de los 71 a 98 [cP], esto en función de la zona a perforar, y de la operación a realizar.

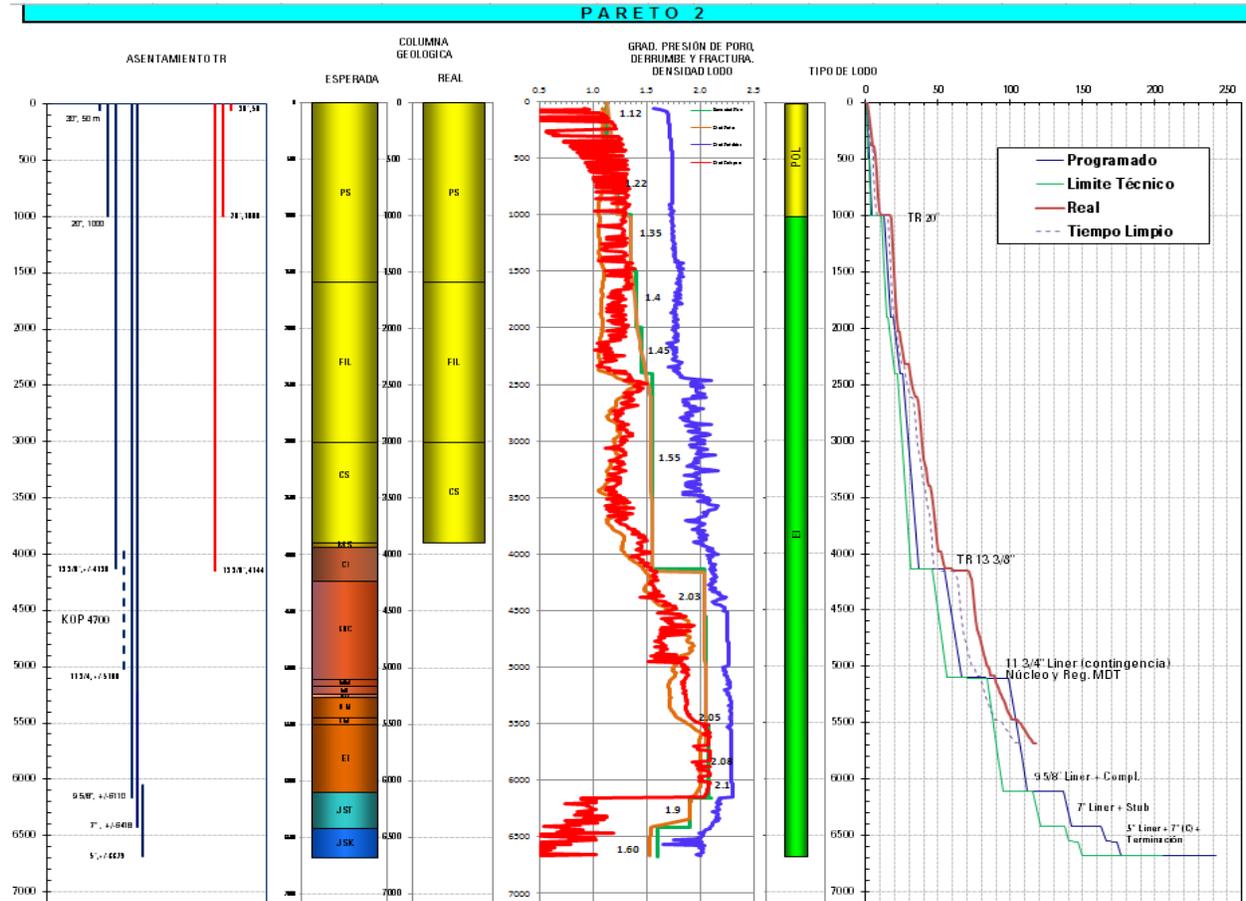


Fig. 5. 11 Asentamiento de TR's, Columna Geológica, Ventana Operacional

Se emplearon diversos arreglos durante la perforación, entre ellos:

1. Barrena tricónica de 17 1/2", sarta estabilizada
2. Barrena tricónica de 17 1/2", sarta navegante con MWD
3. Barrena PDC de 17 1/2", sarta direccional con MWD
4. Barrena PDC de 17 1/2", sarta empacada
5. Barrena PDC de 12 1/4", PowerDrive, MWD
6. Barrena PDC de 12 1/4", sarta empacada
7. Barrena PDC de 12 1/4" MI616LHPX Con Tobera: 5X12/32" + 1X11/32" TFA: 0.645+ Power Drive 900 X 12 1/4" +estabilizador 8 1/4" X 12 1/8" + VCP 8" + UBHO 8" + DC C/ LWD 8 1/4" + DC C/MWD 8 1/4"

El KOP está programado a la profundidad de 4,700 [m], el objetivo se encuentra programado a los 6,679 [m], con una profundidad vertical de 6,609 [m], un desplazamiento de 479 [m], ángulo de 16° 22', y un rumbo NE 69° 32'

A continuación se muestra en la fig. 5.11 el estado mecánico del pozo, posteriormente en la fig. 5.12 se muestra el estado mecánico real del Pareto 2 a la fecha, en la figura 5.13 se muestran los diferentes arreglos del BHA que se han utilizado en la perforación de este pozo.

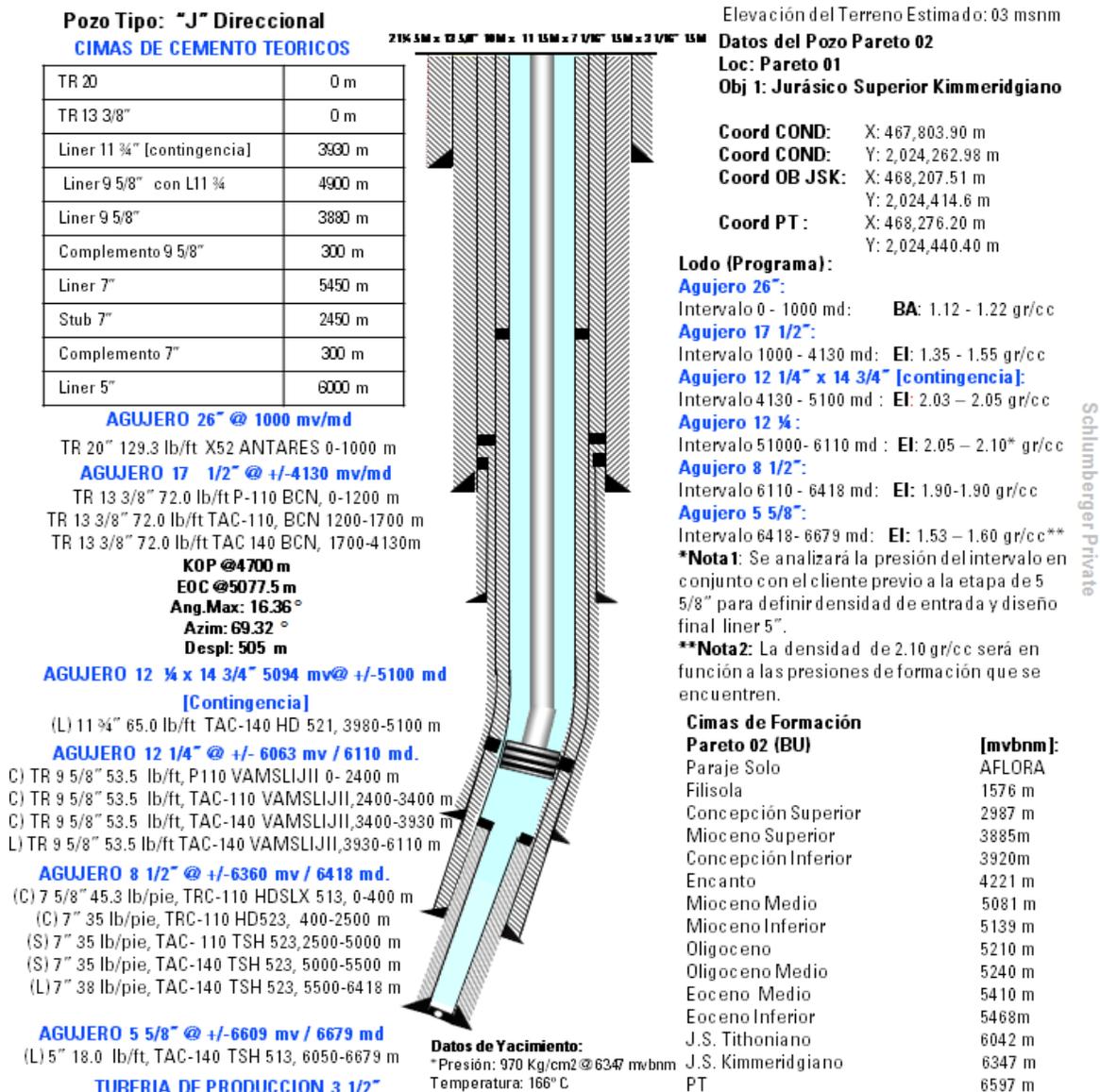


Fig. 5. 12 Estado Mecánico Programado del Pareto 2

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN

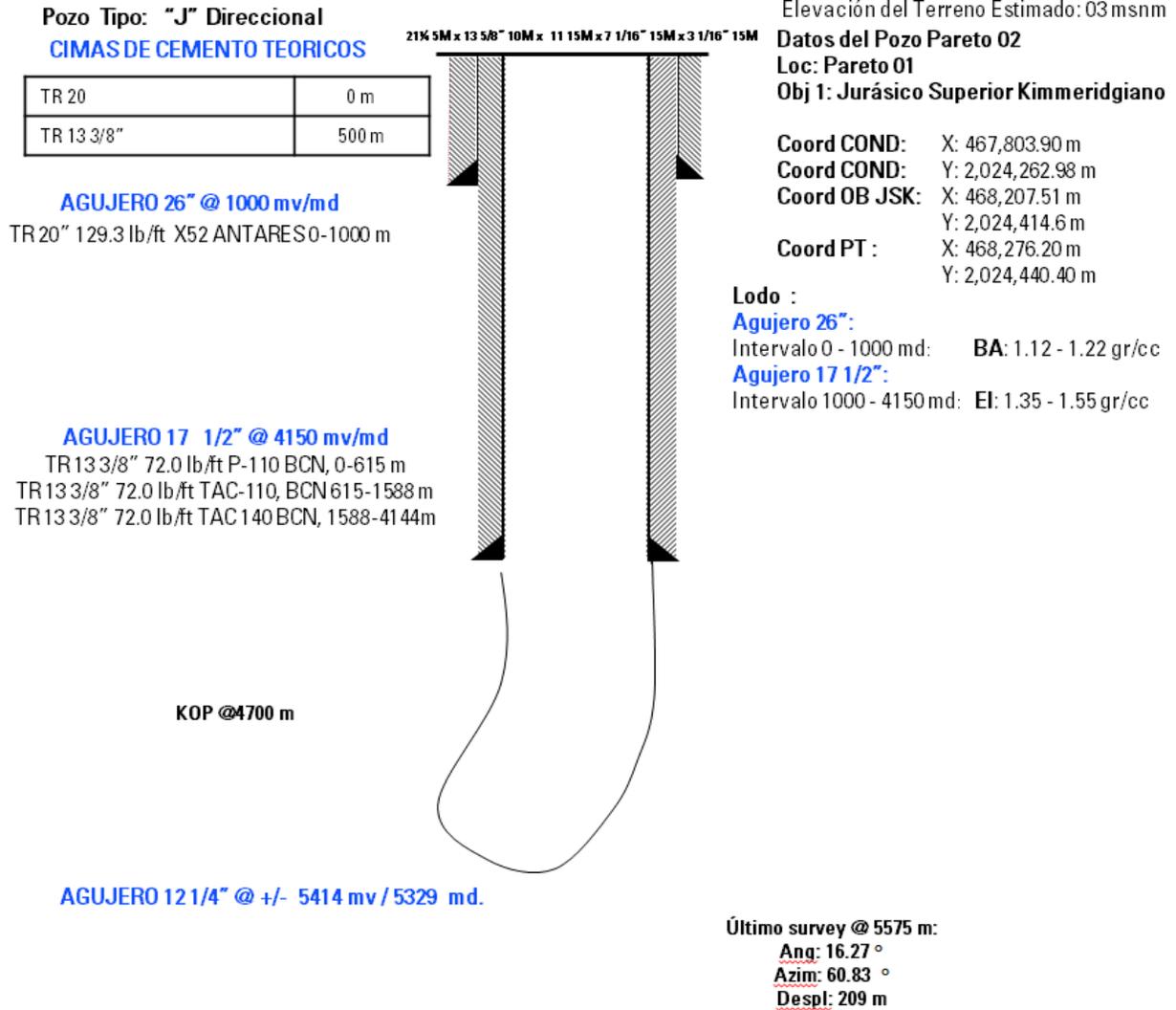


Fig. 5. 13 Estado Mecánico Real del Pareto 2

Como se puede ver la perforación del pozo Pareto 2, va de acuerdo a lo planeado originalmente hasta ahora, no se han tenido mayores problemas en la perforación del mismo con las herramientas que hemos usado. Se está llevando a cabo la instalación del TR 9 5/8" para poder controlar la formación.

SARTAS USADAS

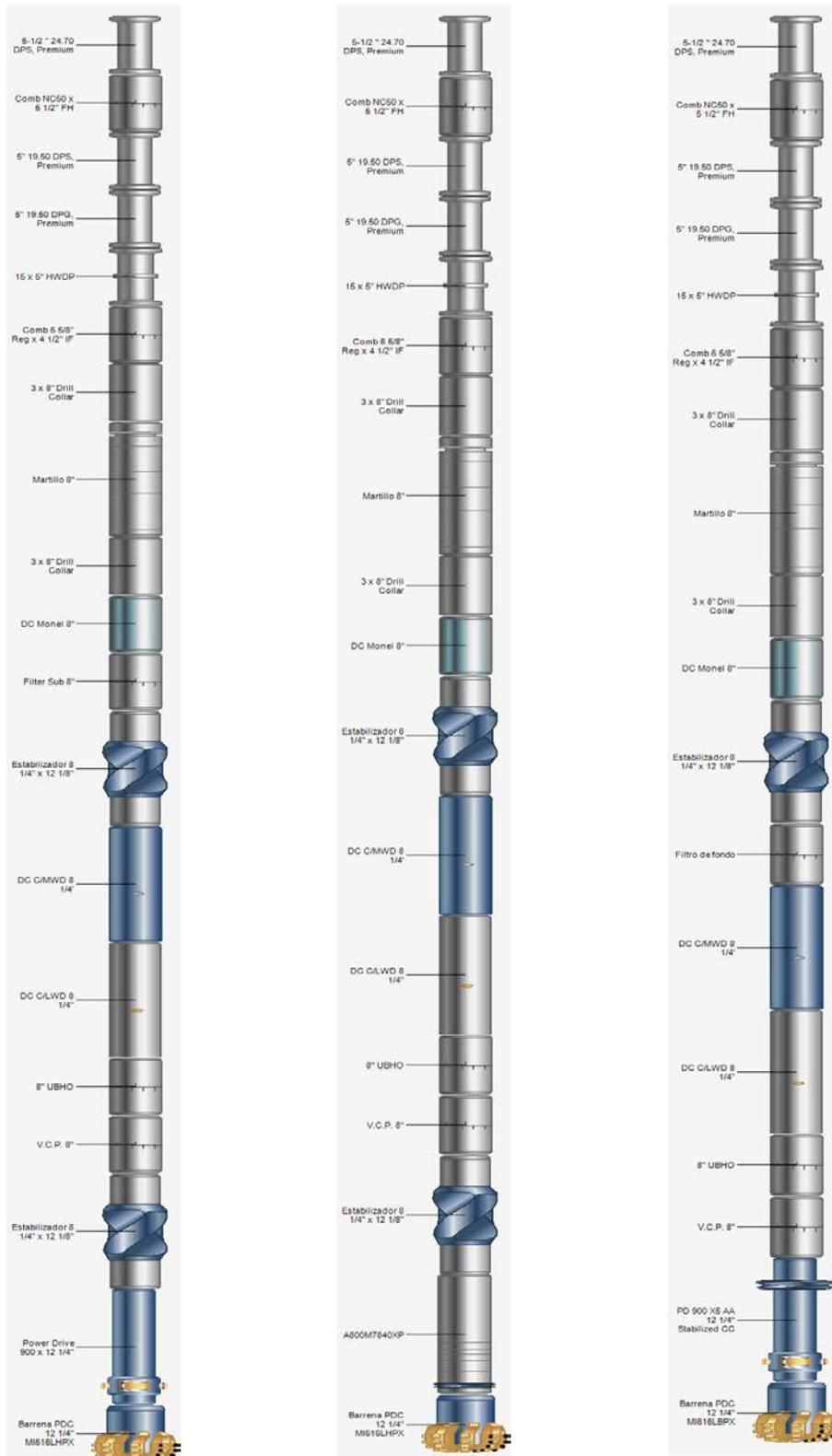


Fig. 5. 14 BHA's usados en Pareto 2

Debido a que el pozo Pareto 2 sigue en proceso de perforación, no contamos con la capacidad de evaluar el desarrollo del mismo, como se puede apreciar en las gráficas de la Fig. 5.14, pero podemos apreciar que al usar las herramientas direccionales previamente mostradas, la perforación se adecua a la perforación programada sin que existan mayores problemas debido al tipo de formación que podamos encontrar.

En el pozo Pareto 2 podemos observar gracias a su programa de perforación que existen también planes anticolidión para que si un pozo se desvía cierto número de grados se ponga en uso el plan de contingencia que se tiene preparado.

Es importante que en cada una de las etapas de perforación se reevalúe el riesgo de una colisión con un análisis anticolidión. Y en caso de ser necesario se debe de incorporar un MWD a la sarta de perforación.

Es importante mencionar que el pozo Pareto 2 se encuentre en proceso de ser perforado y terminado.

CONCLUSIONES

Para asegurar el éxito tanto de los pozos convencionales como de los pozos direccionales, se debe realizar una buena caracterización del yacimiento, planificar estudios geo mecánicos, entre otros; para que con ello se pueda realizar un análisis técnico-económico para conocer la factibilidad de dicha aplicación, es decir, el desarrollo y aplicación de la tecnología debe permitir realizar las operaciones (particularmente en la perforación de pozos) de forma segura, eficiente y económica.

La perforación de Pozos Direccionales se debe realizar con equipos multidisciplinarios, en los cuales se apliquen los mejores conocimientos para reducir el tiempo de perforación, los costos de perforación, el impacto ambiental, y se logre alcanzar el objetivo planeado desde el diseño de los pozos.

El tipo de herramientas que deben ser utilizadas en la perforación del pozo tienen una importancia crítica, debido a que si no son usadas correctamente, puede causar que nos desviemos del objetivo o que se tenga que reentrar al pozo, causando un aumento de los costos de la misma que deberán ser pagados por el operador, o la compañía encargada de realizar la perforación.

Las herramientas a ser utilizadas dependerán del objetivo, profundidad y desplazamiento del pozo, es necesario comprobar el estado de las herramientas y asegurarse que se les ha dado el mantenimiento correcto para que estas puedan seguir cumpliendo sus funciones correctamente.

Los sensores de las Herramientas MWD Y LWD son parte importante, y la información es enviada desde el fondo del pozo hasta la superficie, por telemetría en tiempo real para posteriormente ser decodificada y procesada en un formato interpretable y poder tomar decisiones que nos ayuden a mejorar la perforación de nuestro pozo.

El uso de Estabilizadores ayuda significativamente en la construcción, mantenimiento y/o reducción del ángulo de inclinación dependiendo de la distancia, y del diámetro exterior de las aletas.

Se debe tener presente que la implementación de una nueva tecnología genera mayores costos, pero en el caso de los pozos direccionales esos costos se justifican con la producción que podamos obtener de los pozos.

Como podemos observar por el ejemplo el uso inadecuado de las herramientas nos pueden generar mayores costos por intentar ahorrarnos el uso de una herramienta, se puede apreciar como al cambiar el PowerDrive por una sarta estabilizada para mantener la dirección del pozo, se pierde la dirección al seguir perforando y nos desviamos del objetivo hasta casi perder nuestro pozo por querer ahorrarnos el uso del PowerDrive y tener que recuperar la dirección.

Por lo que es de vital importancia conocer la formación que estamos perforando y no intentar adivinar si con otro tipo de sarta podemos lograr alcanzar el objetivo, ya que pudiéramos desviarnos y no solo no alcanzar el objetivo si no que dañar pozos adyacentes al nuestro y causar un accidente de graves consecuencias.

CONCLUSIONES

El correcto uso de las herramientas de perforación direccional son críticas en la perforación, ya que nos ayudan a tener un mayor control sobre el agujero que el uso de otras técnicas, y aunque su costo sea mayor, en el largo plazo nos van a ayudar a conocer mejor nuestra formación y la diferencia de presiones que manejamos mientras se esté perforando, así como poder cambiar de dirección más fácilmente que si no contamos con este tipo de herramientas.

Para perforar pozos nuevos, actualmente se usan las herramientas direccionales en el 100% de pozos perforados por lo mismo de que nos dan mejores mediciones y un mayor control de la perforación y del pozo.

Necesitamos saber los tiempos de circulación necesarios en base a las condiciones de operación para una adecuada limpieza del agujero y evitar posibles empacamientos por recortes.

Si se tienen pozos adyacentes de los cuales ya estamos familiarizados con su geología y sus diferencias de presión se pueden usar las técnicas de perforación direccional de estabilizada, orientada o de péndulo, para ahorrarnos costos, sin embargo esto solo es recomendado en formaciones en las cuales se cuente con gran información geológica y gran cantidad de pozos perforados, para saber que podemos usar estas técnicas sin ningún problema en la perforación de los nuevos pozos.

Podemos ver que utilizar las herramientas direccionales nos ayudan a tener una mejor capacidad de control del pozo, ya que sin ellas nos enfrentamos a variaciones de litología, presión, que pueden causar que perdamos la dirección del pozo y por lo tanto no logremos llegar al objetivo que se planteó originalmente.

El uso correcto de estas herramientas es muy importante en la perforación actual, y la correcta selección de las mismas, nos ayudan en los tiempos de perforación, así como en el cumplimiento de los programas en la perforación de los pozos en aguas profundas, shale gas y shale oil.

La gran mayoría de estas herramientas están listas para ser usadas con los aparejos más modernos que se pueden utilizar tanto en tierra como en mar. Y su utilización dependerá de la complejidad de las formaciones y condiciones ambientales a las que nos enfrentemos, para poder perforar y extraer los hidrocarburos que buscamos.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Edgar Sánchez González. "Cálculo de geo presiones y diseño de tubería de revestimiento".
- 2) Adam T. Bourgoyne Jr. "Applied Drilling Engineering SPE Textbook Series", Vol. 2, 1991.
- 3) Neal J. Adams. "Drilling Engineering", Ed. Penn Well Books, Oklahoma 1985.
- 4) Jorge Mancilla Castillo. "Planeación de la perforación en aguas profundas en México: Caso Noxal 1", PEP.
- 5) Daniel García Gavito, PhD, sobre: Diseño y Tecnología de Perforación de Pozos Direccionales y Horizontales, Quito- Ecuador, Diciembre, 1997
- 6) Schlumberger, "Nuevos Rumbos en la Perforación Rotatoria Direccional" 2000
- 7) Deverux Steve, Practical Well Planning and Drilling Manual, Tulsa – Oklahoma, PennWell Corporation.1998.
- 8) Robert Mitchell, Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering, Vol. II, Society of Petroleum Engineers, 2007.
- 9) Amyx, James W., Bass, Daniel M. Jr., Whiting, Robert I. "Petroleum Reservoir Engineering". Ed. McGraw-Hill.
- 10) Artículo: "Pozos multilaterales: Nueva estrategia para el desarrollo del Paleocanal Chicontepec". XXXIX Congreso Nacional AIPM – Villahermosa, 2001.
- 11) Halliburton de México. "Perforación de pozos multilaterales: El paso siguiente en el desarrollo del yacimiento".
- 12) Pemex, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. "Manual para perforador y ayudante (cabo)", Capítulo 11. Perforación direccional. Primera edición, 2002.
- 13) Montes de Oca Ruelas, Luis Armando. "Tendencias tecnológicas en la perforación de pozos", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2003.
- 14) "Cien años de la perforación en México" PEMEX, Exploración y Producción 2002.
- 15) "Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento" Kyle R. Fontenot, ConocoPhillips, Venezuela, Bill Lesso, Houston Tx.
- 16) "Drilling Engineering Workbook", Baker Hughes, INTEQ, 1995.