



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO.**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA BÁSICA DE
PERFORACIÓN DIRECCIONAL
CON APLICACIÓN EN UN POZO.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

MUÑOZ CASTILLO ADRIÁN

DIRECTOR:

ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, 2014





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIA.

A mi madre, quien siempre ha sido mi heroína y la guía de mi corazón.

A mis dos padres que siempre los llevaré en mi corazón †.

A todas aquellas personas, quienes a lo largo de mi vida han estado a mi lado.

Éste es solo el inicio de una nueva aventura.....

AGRADECIMIENTOS.

A mi madre. Romana Castillo mí “gordita”; por darme la vida, por compartir a mi lado cada uno de los tramos de este camino que hoy día culmina, por todo el amor que me has dado, por su tiempo, apoyo, esfuerzo, dedicación, sacrificio y sobre todo su paciencia, por sus regaños y consejos que hoy me hacen el hombre que soy, lo único que quería decirte es TE AMO Y GRACIAS MAMÁ.

A mi hermano. Darío Muñoz, aunque seamos tan diferentes, gracias por ser mi hermano y caminar juntos en este camino de la vida, deseo que esto te sirva de incentivo para que logres todos tus sueños ya que tienes la capacidad de lograrlo todo.

A mis Padres. José Juan Castillo † y Juan Castillo †, aunque ya no se encuentran físicamente a mi lado, extrañare siempre sus consejos, su amor y su alegría siempre los llevare en mi corazón, papás los amo..... Lo logre!!!.

A mi Abuela. Martha Tableros. Gracias por sus oraciones, sus bendiciones, por todo su amor y ser la mejor abuela que se pueda tener.

A mí Familia. Mis ti@s: Tomas, Baltazar, Rogelio, Bernardo, María Eugenia, Francis, Martha, Sergio, a mis prim@s: Miguel, Bexidiu P., Juan B., Bexidiu C., Isabela, Fernando, Jesús, Mayra, Felipe, Ariana, Itzel, Ilse, Juan C., Mónica, Juan C. Gracias por su apoyo, su cariño y amor incondicional a través de toda mi vida.

A mi director. Ing. Agustín Velasco Esquivel, por su tiempo, comprensión y dedicación para la elaboración de este trabajo. A los sinodales M.I. Rafael Viñas Rodríguez, Ing. Javier Arellano Gil, Ing. María Cristina Avilés Alcántara, Dra. Martha L. Cecopieri Gómez, por sus atenciones y tiempo para este trabajo.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

A Brenda D. Nerio Campos. Bendigo y agradezco el día en que entraste en mí vida, por ser esa bella mujer que a la distancia tocaste las fibras más sensibles de mi alma; y despertaste mi locura, creatividad e ingenio, eternamente estarás en mi corazón.

A mis Amigos de la Prepa. Ismael, Jair, Luis Miguel, Esaú, Jorge, Gaby, Mónica, Arturo, Selene, Eder, Angélica, Arabel, Álvaro, Wendy, Mayra, gracias a cada uno por su infinita amistad, por seguir en mi vida y por todas las aventuras que nos faltan por compartir juntos.

A mis amigos y compañeros de la Universidad. Fernanda, Sarahi, Karen, Beatriz, Gubysa, Gabriel, Marcos, Alex, Mariano, Mario, Diego, Carlos Armando, Orlando, Roberto, Carlos, Merari, Pablo, Emmanuel, Pedro, Edgar, Erwin, Yair, Luis Alberto, Julio, Uziel, Agustín, gracias por su amistad, por compartir cada momento en esta maravillosa etapa como universitario y por todas las aventuras que nos faltan por compartir juntos.

A la Ing. Karen Martínez. Muchas gracias por preocuparte por mí en todo momento, por enseñarme a amar y respetar nuestra carrera y profesión, y sobre todo por tu hermosa amistad.

A mi Universidad, Facultad y Profesores. Gracias, por mostrarme y enseñarme el maravilloso universo del conocimiento, por permitirme ser parte de sus grandiosas filas, por colaborar en mi formación como universitario y espero retribuirles convirtiéndome en un digno profesionistas.

EPÍGRAFE

“NULLIUS IN VERBA”

“VE POR TI MISMO”

SOCIEDAD MUNDIAL DE LONDRES.

ÍNDICE.

RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
INTRODUCCIÓN.....	3
CAPITULO I.- ANTECEDENTES GENERALES.....	5
1.1. ANTECEDENTES.....	6
1.2. CAUSAS Y APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	7
1.2.1. OPERACIONES DE DESVIACION DE POZO (SIDETRACKING).....	8
1.2.2. PERFORACIÓN EN LÍNEA RECTA.....	11
1.2.3. PERFORACIÓN DE POZOS MULTIPLES DESDE UNA ESTRUCTURA ARTIFICIAL.....	12
1.2.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON OBJETIVOS MULTIPLES.....	13
1.2.5. PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN ÁREAS INACCESIBLES.....	14
1.2.6. PERFORACIÓN DIRECCIONAL A TRAVÉS DE FALLAS.....	15
1.2.7. PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN DOMOS SALINOS.....	16
1.2.8. PERFORACIÓN DE POZOS DE ALIVIO (CONTROL DE POZOS).....	17
1.2.9. PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	19
1.2.10. PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES.....	20
1.2.11. PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO.....	21
1.2.12. OTRO TIPO DE APLICACIONES.....	23
1.2.12.1. EN LA INDUSTRIA MINERA.....	23
1.2.12.2. EXPLOTACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA,.....	23
1.2.12.3. EN LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN.....	23
1.3. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	24

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

1.3.1. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER (BUILD AND HOLD).	25
1.3.2. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER E INCREMENTAR "DOBLE INCREMENTO" (BUILD AND HOLD AND BUILD).	26
1.3.3. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER Y DISMINUIR, TAMBIÉN LLAMADA CURVA EN "S" (BUILD AND HOLD AND DROP).	28
1.3.4. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER Y DISMINUIR PARCIALMENTE, TAMBIÉN LLAMADA "S MODIFICADO" (BUILD AND PARTIAL DROP AND HOLD).	29
1.3.5 TRAYECTORIA DE INCREMENTO CONTINUO (CONTINUOUS BUILD).	30
CAPITULO II.- ALGUNAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL.	32
2.1 HERRAMIENTAS PARA DESVIAR UN POZO.	33
2.1.1. BENT SUB (UNIÓN DE CURVATURA).	33
2.1.2. MULESHOES (ZAPATOS DE MULA).	34
2.1.3. CUCHARA O CUÑA DE DESVIACIÓN (WHIPSTOCK).	34
2.1.4. BARRENAS DE CHORRO O PROPULSIÓN (JETTING BITS).	36
2.1.5. TURBINAS Y MOTORES DE FONDO (MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO PDM'S O MOTORES DE LODO).	38
2.1.5.1. TURBINAS.	38
2.1.5.2. MOTORES DE LODO O MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)	40
2.1.6. ENSAMBLAJES DE FONDO ROTATORIOS (ROTARY BOTTOMHOLE ASSEMBLIES).	43

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

2.1.6.1. ENSAMBLAJES DE CONSTRUCCIÓN O DE AUMENTO (BUILDING ASSEMBLIES).	46
2.1.6.2. ENSAMBLAJES DE DISMINUCIÓN (DROPPING ASSEMBLIES).....	48
2.1.6.3. ENSAMBLAJES DE MANTENER (HOLDING ASSEMBLIES).	49
2.1.7. ENSAMBLAJES DE MOTOR ORIENTABLES (STEERABLE MOTOR ASSEMBLIES).....	50
2.1.8. ENSAMBLAJES ROTATORIOS ORIENTABLES.	54
2.2. HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN.	56
2.2.1. MEDICIÓN CON TOMA SENCILLA (SINGLE SHOT) Y TOMA MULTIPLE (MULTISHOT).....	56
2.2.2. HERRAMIENTA DE MEDICIÓN MWD (MEASURE WHILE DRILLING)....	57
2.2.3. HERRAMIENTA DE MEDICIÓN LWD (LOGGING WHILE DRILLING).....	60
CAPITULO III.- HIDRÁULICA BÁSICA EN POZOS DIRECCIONALES.....	62
3.1. FLUIDOS.....	63
3.2. FLUIDOS NEWTONIANOS.....	64
3.3. FLUIDOS NO NEWTONIANOS.....	64
3.3.1. MODELO DE PLÁSTICO DE BINGHAM.....	65
3.3.2. MODELO DE LEY DE POTENCIA.....	65
3.3.3. MODELO DE HERSCHERL-BURKLEY (LEY DE POTENCIA MODIFICADO).....	66
3.4. FLUJO Y PERDIDAS DE PRESIÓN ASOCIADAS AL SISTEMA DE CIRCULACIÓN EN EL POZO.....	67
3.4.1. CAÍDAS DE PRESIÓN ATRAVES DE LAS BOQUILLAS DE LA BARRENA DE PERFORACIÓN (JETS).....	70

3.4.2. CAÍDAS DE PRESIÓN DEBIDO A LA FRICCIÓN EN LAS TUBERIAS Y EN EL ESPACIO ANULAR CON FLUIDOS NEWTONIANOS.	72
3.4.3. CAÍDAS DE PRESIÓN DEBIDO A LA FRICCIÓN EN LAS TUBERIAS Y EN EL ESPACIO ANULAR CON FLUIDOS NO-NEWTONIANOS.....	76
3.4.3.1. MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM	76
3.4.3.2. MODELO LEY DE POTENCIAS.	81
3.4.3.3. MODELO LEY DE POTENCIAS MODIFICADO.....	85
3.5. TRANSPORTE DE RECORTES PERFORADOS.....	90
3.5.1. FACTORES QUE AFECTAN AL TRANSPORTE DE RECORTES.....	91
3.5.1.1. VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO DE LOS RECORTES.	92
3.5.1.2. VELOCIDAD DEL FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR.	93
3.5.1.3. RÉGIMEN DE FLUJO Y DESLIZAMIENTO DE RECORTES Y PERFIL DE VELOCIDAD ANULAR.	94
3.5.1.4. FLUJO LÍQUIDO-SOLIDO EN EL ESPACIO ANULAR.....	97
3.5.1.5. TRANSPORTE DE RECORTES EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL.	98
CAPITULO IV.- METODOLOGÍAS DE CALCULO DE TRAYECTORIA PARA POZOS DIRECCIONALES.	101
4.1.-DEFINICIONES BÁSICAS.....	102
4.1.1.- PROFUNDIDAD VERDADERA DESARROLLADA, PVD (TRUE MEASURE DEPTH, TMD).	102
4.1.2.- PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA, PVV (TRUE VERTICAL DEPTH, TVD).	103
4.1.3.- DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL, DH (HORIZONTAL DISPLACEMENT, HD).	103

4.1.4.- <i>ÁNGULO DE INCLINACIÓN o INCLINACIÓN (DRIFT)</i>	104
4.1.5.- <i>AZIMUTH (DIRECCIÓN DEL POZO)</i>	104
4.1.5.1.- <i>NORTE VERDADERO</i>	105
4.1.5.2.- <i>NORTE DE CUADRICULA O NORTE DE MAPA</i>	105
4.1.5.3.- <i>NORTE MAGNÉTICO</i>	106
4.1.6.- <i>INTERFERENCIA MAGNÉTICA</i>	106
4.1.7.- <i>CORRECCIÓN POR DECLINACIÓN MAGNETICA</i>	106
4.1.8.- <i>BUZAMIENTO MAGNÉTICO</i>	107
4.1.9.- <i>PATA DE PERRO (DOG LEG)</i>	107
4.1.10.- <i>SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO</i>	107
4.1.11.- <i>CIERRE (CLOSURE)</i>	108
4.1.12.- <i>PESCADO</i>	108
4.1.13.- <i>ACELERÓMETRO</i>	108
4.1.14.- <i>FORMATOS DE DIRECCIÓN: CUADRANTE Y DE BRÚJULA</i>	108
4.1.15.- <i>TRAYECTORIA DE PERFORACIÓN</i>	109
4.1.16.- <i>SURVEY</i>	109
4.1.17.- <i>PUNTO DE INICIO (KICK OFF POINT, KOP)</i>	110
4.1.18.- <i>DISTANCIA DEL PUNTO DE INICIO, DKOP</i>	111
4.1.19.- <i>TASA DE INCREMENTO, BUR (BUILDUP RATE)</i>	111
4.1.20.- <i>SECCIÓN DE INCREMENTO (BUILD SECTION)</i>	111
4.1.21.- <i>FIN DE INCREMENTO (END OF BUILD, EOB)</i>	111
4.1.22.- <i>SECCIÓN DE MANTENER o TANGENCIAL (HOLD SECTION)</i>	111
4.1.23.- <i>TASA DE DECREMENTO O REDUCCIÓN DOR (DROP RATE)</i>	111
4.1.24.- <i>SECCIÓN DE DECREMENTO O REDUCCIÓN (DROP SECTION)</i>	111
4.1.25.- <i>OBJETIVO (TARGET)</i>	112

4.2.- METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE TRAYECTORIA PARA POZOS DIRECCIONALES.....	112
4.2.1. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO SLANT, J o DE (INCREMENTO-MANTENER).....	112
4.2.2. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO S o DE (INCREMENTO-MANTENER-DISMINUIR).....	117
4.2.3. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO DE DOBLE INCREMENTO (INCREMENTO-MANTENER-INCREMENTO).....	123
4.2.4. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO DE INCREMENTO CONTINUO.....	128
4.2.5. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO S MODIFICADO.....	128
CAPITULO V.- EJEMPLO DE APLICACIÓN EN POZO.....	130
5.1. NOMBRE Y UBICACIÓN DEL POZO.....	131
5.2. JUSTIFICACIÓN.....	132
5.3. OBJETIVOS.....	132
5.4. PROFUNDIDAD Y COORDENADAS DEL OBJETIVO.....	132
5.5. PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA.....	132
5.6. SITUACIÓN ESTRUCTURAL.....	133
5.6.1. PLANOS ESTRUCTURALES.....	133
5.6.2. SECCIONES ESTRUCTURALES.....	134
5.7. COLUMNA GEOLÓGICA.....	135
5.8. FLUIDO DE PERFORACIÓN, DIAMETRO DE BARRENAS Y DIAMETRO DE TR'S.....	135
5.9. GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TR'S.....	136
5.10. ESTADO MECANICO DEL POZO.....	137

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

5.11. CÁLCULO Y DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO MECATEPEC-112.	138
CONCLUSIONES.	149
ANEXO A.	I
BIBLIOGRAFÍA.	A

ÍNDICE DE FIGURAS.

CAPITULO I

<i>Figura 1.1 Algunas aplicaciones de la perforación direccional.</i>	8
<i>Figura 1.2 Operación de desviar un pozo o Sidetracking</i>	9
<i>Figura 1.3 Múltiples desviaciones o Multilaterales.</i>	10
<i>Figura 1.4 Mantener la perforación recta del pozo.</i>	11
<i>Figura 1.5 Múltiples pozos desde una estructura artificial.</i>	13
<i>Figura 1.6 Perforación de múltiples arenas con un solo pozo.</i>	14
<i>Figura 1.7 Lugares o zonas inaccesibles.</i>	15
<i>Figura 1.8 Perforación a través de un plano de falla.</i>	16
<i>Figura 1.9 Perforación en domos salinos.</i>	17
<i>Figura 1.10 Perforación de pozo de alivio.</i>	18
<i>Figura 1.11 Perforación horizontal.</i>	20
<i>Figura 1.12 Perforación de pozos multilaterales desde una plataforma.</i>	21
<i>Figura 1. 13 Perforación de alcance extendido.</i>	22
<i>Figura 1.14 Los diferentes tipos de trayectorias básicas de perforación direccional en (2D).</i>	25
<i>Figura 1. 15 Trayectoria de pozo llamada de incremento y mantener o "J" (Build and hold).</i>	26
<i>Figura 1.16 Trayectoria de pozo llamada de doble incremento (Build and hold and build).</i>	27
<i>Figura 1. 17 Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir o también llamada curva en "S" (BUILD AND HOLD AND DROP).</i>	29
<i>Figura 1.18 Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir parcialmente, también llamada "S Modificado" (BUILD AND PARTIAL DROP AND HOLD).</i>	30
<i>Figura 1.19 Trayectoria de incremento continuo (CONTINUOUS BUILD).</i>	31

CAPITULO II

<i>Figura 2.1 Cuchara Desviadora (Whipstock)</i>	35
<i>Figura 2.2 Barrena de Chorro</i>	36
<i>Figura 2.3 Cambio de trayectoria con una Barrena de Chorro</i>	37
<i>Figura 2.4 Esquema de Turbina</i>	38

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

<i>Figura 2.5 Funcionamiento del Estator y Rotor</i>	39
<i>Figura 2.6 Motor de Desplazamiento Positivo</i>	40
<i>Figura 2.7 Tipos de Motores de Fondo</i>	41
<i>Figura 2.8 Variaciones de Tipos de Motor de Desplazamiento Positivo</i>	42
<i>Figura 2.9 Ensamblaje donde se observa el Punto Tangencial, la Distancia L y Fuerza Resultante en la Barrena</i>	44
<i>Figura 2.10 Componentes de la Fuerza Resultante.</i>	45
<i>Figura 2.11 Tipos de Ensamblajes de Construcción.</i>	47
<i>Figura 2.12 Ensamblajes de Disminución.</i>	49
<i>Figura 2.13 Ensamblajes de Mantener</i>	50
<i>Figura 2.14 Tipos de Ensamblajes de Motor Orientables.</i>	51
<i>Figura 2.15 Tipos de Funcionamiento del Ensamblaje Motor Orientable.</i>	53
<i>Figura 2.16 Mecanismos de Control de Trayectoria.</i>	55
<i>Figura 2.17 Herramienta de Medición MWD.</i>	58
<i>Figura 2.18 Herramienta LWD.</i>	61

CAPITULO III

<i>Figura 3.1 Comparación de los comportamientos del fluido.</i>	67
<i>Figura 3.2 Boquilla de la Barrena.</i>	70
<i>Figura 3.3 Fuerzas que Actúan en una Partícula.</i>	91
<i>Figura 3.4 Velocidad de Asentamiento de Partículas en un Espacio Anular Inclinado.</i>	93
<i>Figura 3.5 Efecto del índice (n) del Modelo de Ley de Potencias en el Perfil de Velocidad.</i>	95
<i>Figura 3.6 Definición de Excentricidad en el Espacio Anular (a) $e=+0.5$, (b) $e=0$, (c) $e=-0.5$</i>	96
<i>Figura 3.7 Efecto de la Excentricidad en el Perfil de Velocidad en el Espacio Anular.</i>	96
<i>Figura 3.8 Perfil de Velocidad en 3D para el rendimiento de la Ley de Potencia de un Fluido vs. Excentricidad.</i>	97
<i>Figura 3.9 Patrón de Flujo Cualitativo Líquido/Sólido.</i>	98
<i>Figura 3.10 Condición Esquemática de Flujo Crítico.</i>	100

CAPITULO IV

<i>Figura 4.1 Profundidad Desarrollada.</i>	102
<i>Figura 4.2 Profundidad Vertical Verdadera.</i>	103
<i>Figura 4.3 Desplazamiento Horizontal.</i>	103
<i>Figura 4.4 Inclinación.</i>	104
<i>Figura 4.5 Azimuth.</i>	105
<i>Figura 4.6 Norte Verdadero.</i>	105
<i>Figura 4.7 Norte Magnético.</i>	106
<i>Figura 4.8 Pata de Perro.</i>	107
<i>Figura 4.9 Lecturas de Direcciones.</i>	109
<i>Figura 4.10 Survey.</i>	110
<i>Figura 4.11 Punto de KOP.</i>	110
<i>Figura 4.12 Secciones de un Pozo Direccional.</i>	112
<i>Figura 4.13 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo J.</i>	113
<i>Figura 4.14 Diagrama de Variables a Calcular en la Trayectoria J.</i>	114
<i>Figura 4.15 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo S.</i>	118
<i>Figura 4.16 Diagrama de Variables a Calcular para la trayectoria S.</i>	120
<i>Figura 4.17 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo Doble Incremento.</i>	124
<i>Figura 4.18 Diagrama de Variables a Calcular en la Trayectoria de Doble incremento.</i>	125

CAPITULO V

<i>Figura 5.1 Plano de Ubicación Geográfica.</i>	131
<i>Figura 5.2 Plano Estructural de Cimas en el Área del Pozo MECATEPEC-112.</i>	133
<i>Figura 5.3 Plano Estructural Sección A.</i>	134
<i>Figura 5.4 Plano Estructural Sección B.</i>	134
<i>Figura 5.5 Geopresiones o Ventana operacional para el pozo MECATEPEC-112 y asentamiento de TR's.</i>	136
<i>Figura 5.6 Estado Mecánico del Pozo Mecatepec-112.</i>	137
<i>Figura 5.7 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo J.</i>	138
<i>Figura 5.8 Coordenadas Rectangulares del Pozo.</i>	139
<i>Figura 5.9 Coordenadas Rectangulares del Pozo y Ángulo con formato en Azimuth.</i>	140
<i>Figura 5.10 Diagrama de Variables a Calcular en la Trayectoria J.</i>	141

<i>Figura 5.11 Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112, Profundidad Vertical Verdadera vs Desplazamiento Horizontal.</i>	145
<i>Figura 5.12 Vista de Planta de la Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112.</i>	146
<i>Figura 5.13 Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112 y Asentamiento de TR's.</i>	146
<i>Figura 5.14 Plan Oficial de la Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112.</i>	147

ÍNDICE DE TABLAS.

CAPITULO V

<i>Tabla 5.1 Columna Geológica.</i>	135
<i>Tabla 5.2 Tipos de Fluidos, Diámetros de Barrena y Diámetros de TR's.</i>	135

RESUMEN.

Desde los comienzos de la industria petrolera, un punto importante para la explotación y el desarrollo de los campos petroleros es la perforación.

Con la disminución de los yacimientos someros y con el descubrimiento de yacimientos en zonas y profundidades cada vez más difíciles de alcanzar y desarrollar, se desarrolló la perforación direccional controlada, la cual consistía en desviar el pozo de su trayectoria vertical hasta alcanzar un objetivo.

La finalidad de este trabajo es proporcionar una guía básica de perforación direccional, para los alumnos de la carrera de ingeniera petrolera, con un texto sencillo para empezar a introducirse dentro de esta rama de la perforación direccional, presentando al final un ejemplo de aplicación real, debido a que en la actualidad para el desarrollo de los campos petroleros los pozos en general son direccionales y horizontales.

La guía abarcara desde los antecedentes de la perforación direccional, sus principales causas y aplicaciones, algunas herramientas usadas para desviar la trayectoria del pozo, al igual de algunas herramientas de medición utilizadas para saber los parámetros y las condiciones en tiempo real durante la perforación; de la misma forma se abordaran conceptos básicos para entender la importancia de la hidráulica en un pozo direccional.

Otro punto importante en la perforación direccional es saber calcular y diseñar la trayectoria del pozo direccional, por lo cual en esta guía se mencionaran las diferentes metodologías para el cálculo de las principales trayectorias de los distintos tipos de pozos direccionales, y para mejorar la comprensión y aplicación de las metodologías de cálculo de trayectoria, se ejemplificara usando el pozo direccional de desarrollo MECATEPEC 112 ubicado en el estado de Veracruz en el municipio de Tihuatlán.

ABSTRACT.

Since the beginning of the oil industry, an important point for the exploitation and development of oil fields is perforation.

With the decrease of shallow reservoirs and the discovery of deposits in areas and depths increasingly difficult to reach and develop, it was developed controlled directional drilling, which consisted in deviate the vertical well trajectory to reach a target.

The finality of this paper is to provide a basic guide directional drilling, for the students of petroleum engineering career, with a simple text to begin to be introduced into this branch of directional drilling, presenting at the end an example of real application, because at present for the development of oil fields generally wells are directional and horizontal.

The guide covering everything from the history of directional drilling, their main causes and applications, some tools used to divert the well trajectory, just like some measurement tools used to know the parameters and conditions in real time while drilling; in the same way will be addressed concepts basic to understand the importance of hydraulics in a directional well.

Another important point in directional drilling is to know calculate and design the trajectory of directional well, so in this guide will mention the different methodologies for calculating the main trajectories of different types of directional wells, and to improve the understanding and application of methodologies for calculating trajectory, will be exemplified using the directional development well Mecatepec 112 located in the state of Veracruz in the town of Tihuatlán.

INTRODUCCIÓN.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Desde los comienzos de la industria petrolera, la perforación es un punto medular para la explotación y el desarrollo de los campos petrolíferos, además de ser una de las especialidades más importantes, por sus altos costos de inversión.

En sus inicios, la perforación se utilizó para la explotación de mantos acuíferos pero rápidamente su aplicación se llevó a la industria petrolera, primeramente para comprobar y verificar el recurso natural en el subsuelo en combinación con los avances en las técnicas y metodologías geológicas, posteriormente se utilizaron para delimitar el área y/o el yacimiento, una vez que se comprobó y se delimitó el área de interés, esta ciencia se usó para el desarrollo y explotación de los campos.

Con el descubrimiento de yacimientos en zonas y profundidades cada vez más difíciles de alcanzar y desarrollar, la tecnología de perforación fué evolucionando hasta el origen de la perforación direccional controlada, la cual consistía en desviar el pozo de su trayectoria vertical hasta alcanzar un objetivo.

Con el origen de la perforación direccional se empezó a proveer de nuevas herramientas al ingeniero petrolero y una vez dominada esta técnica para construir pozos direccionales se obtuvieron grandes beneficios tanto económicos como ambientales.

Este trabajo proporcionara una guía básica de perforación direccional, con los conocimientos básicos para comprender las principales aplicaciones de la perforación direccional, así como de algunas herramientas usadas para la desviación y la medición de los parámetros del pozo, al igual que los conceptos de hidráulica básica para pozo direccionales.

Por último, otro punto importante es que con esta guía adquirirán los conocimientos básicos para comprender el proceso del diseño de trayectoria de un pozo direccional, proporcionando a los nuevos estudiantes o ingenieros un criterio básico acerca de esta rama de la perforación.

CAPITULO I.- ANTECEDENTES GENERALES.

1.1. ANTEDECENTES.

En la industria petrolera, la explotación y desarrollo de los campos petroleros abarca varias especialidades, una de las más importantes, por su alto costo de inversión y el alto riesgo que representa es la perforación. Esta actividad nace a mediados del siglo XIX accidentalmente, debido a que su objetivo principal era la búsqueda de agua; al inicio la explotación de los campos de hidrocarburos se enfocó en la extracción de grandes volúmenes de hidrocarburos por medio de la perforación intensiva. Debido a esto disminuyeron rápidamente los yacimientos fáciles y someros, volviendo a la perforación en una actividad estratégica, porque cada vez son mayores las profundidades que debemos alcanzar, las ubicaciones y condiciones son más severas, y es por eso que esta actividad debió apoyarse en distintas disciplinas para obtener el éxito deseado y descubrir nuevas reservas.

Como pasaban los años, la tecnología de perforación de pozos iba evolucionando, los orígenes de la perforación direccional se remontan a finales del siglo XIX y a principios del siglo XX. El primer pozo direccional controlado se perforó en Huntington Beach en California, Estados Unidos, en el año de 1930 el cual se utilizó para iniciar la explotación de un campo marino.

En el año de 1934 se perforó el primer pozo de alivio para controlar un reventón en Conroe, Texas, Estados Unidos. En nuestro país, el primer pozo direccional se realizó en 1960 en las Choapas, Veracruz. En México se han perforado pozos direccionales con éxito en los campos Cuitlahuac, Agua Fría, Cerro Nanchital, Catedral, Chicontepec, Burgos, etc.

A lo largo de los años los descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales tanto en el mar, en zonas pobladas, en zonas más hostiles y en zonas de protección ambiental (zonas protegidas), han incrementado la aplicación de técnicas de perforación direccional y ahora es una de las técnicas más comunes para desarrollar campos marinos y terrestres.

1.2. CAUSAS Y APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

Investigando en libros, artículos, tesis y en la red (internet) podemos encontrar distintas definiciones de la perforación direccional una de ellas es la de API (American Petroleum Institute) 2007, que dice que la Perforación Direccional es definida como: “El arte y la ciencia que implica la desviación intencional de un pozo en una dirección específica en orden para buscar un objetivo predeterminado por debajo de la superficie de la tierra.”

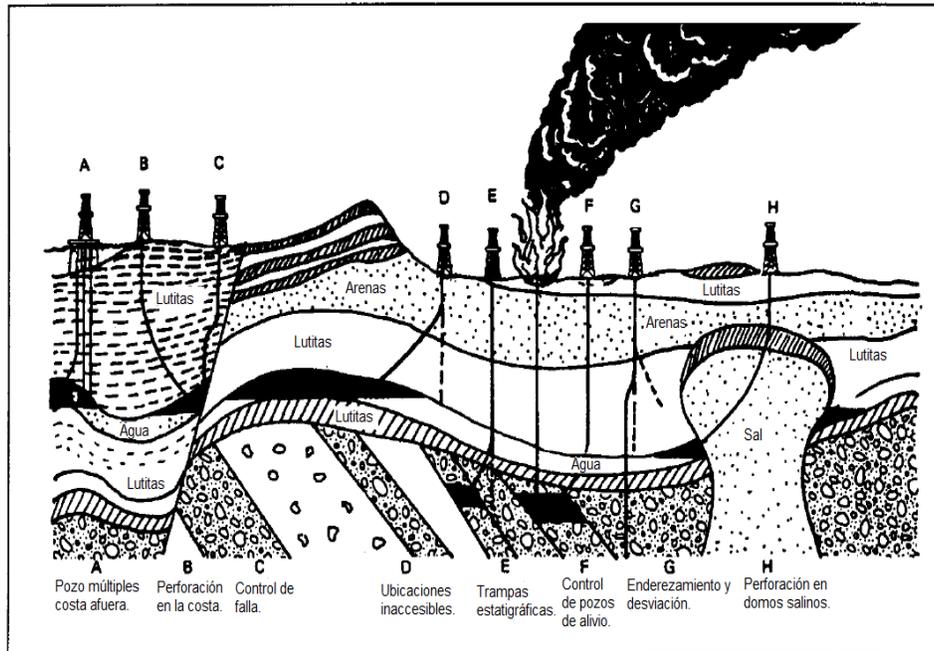
Concatenando las definiciones podemos llegar a una más concreta y precisa la cual dice: “Un pozo direccional es aquel que sigue una trayectoria definida desde el punto en superficie (origen) a otro punto en el subsuelo llamado objetivo, el cual por lo regular no puede ser unido al origen mediante una línea vertical; la trayectoria del pozo dibuja una curva en el espacio la cual puede o no estar contenida en el plano.” Para lograr intersectar el objetivo del pozo direccional se construye con diversos ensambles de fondo, los cuales se vuelven más complicados dependiendo de la trayectoria.

La perforación direccional nos ha permitido optimizar las operaciones de perforación, debido a que ha logrado maximizar la recuperación de hidrocarburos en diferentes tipos de yacimientos y reducir significativamente sus costos, las diferentes causas y aplicaciones desde sus inicios de esta técnica, ha hecho que se desarrolle significativamente hasta la actualidad como se observa en la figura 1.1; a continuación se mencionaran las principales causas y aplicaciones de la perforación direccional, las cuales son:

- Operaciones de desviación de pozo (Sidetracking).
- Perforación en línea recta.
- Perforación de pozos múltiples desde una estructura artificial.
- Perforación de objetivos múltiples.
- Lugares inaccesibles.
- Perforación en presencia de domos salinos

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

- Perforación en presencia de fallas.
- Perforación de pozos de alivio (control de alivio).
- Perforación horizontal.
- Perforación de pozos multilaterales.
- Perforación de alcance extendido.
- Otro tipo de aplicaciones.

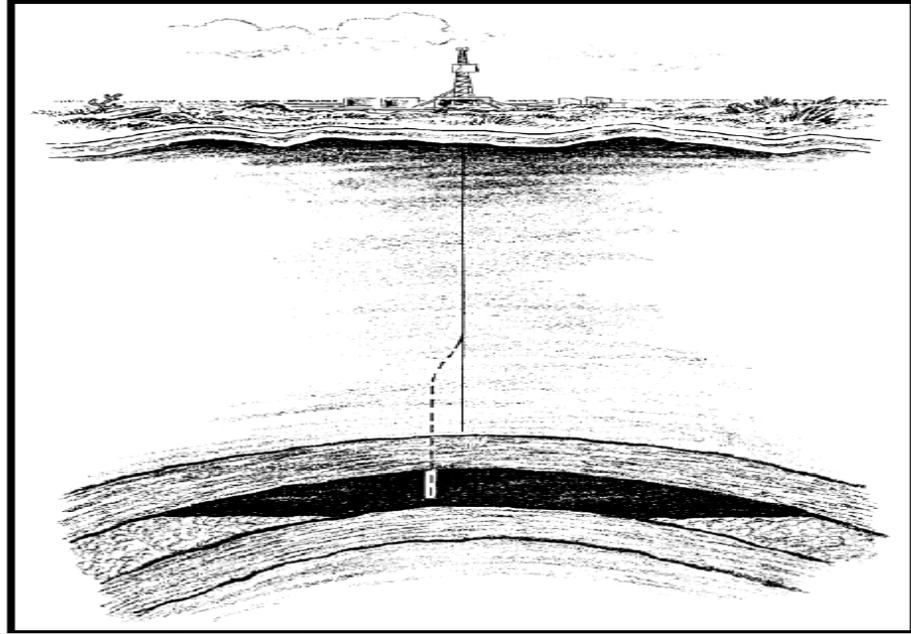


¹ Figura 1.1 Algunas aplicaciones de la perforación direccional.

1.2.1. OPERACIONES DE DESVIACION DE POZO (SIDETRACKING).

Las operaciones de desviar un pozo o mejor conocidas como (Sidetracking), es uno de las principales usos para la perforación direccional, esta resulta de la acción de desviar un pozo para iniciar un nuevo agujero en cualquier punto por encima de la parte inferior del viejo pozo, como se muestra en la figura 1.2.

¹IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. ¹ IHRDC E&P Video Library. P 3.



² Figura 1.2 Operación de desviar un pozo o Sidetracking

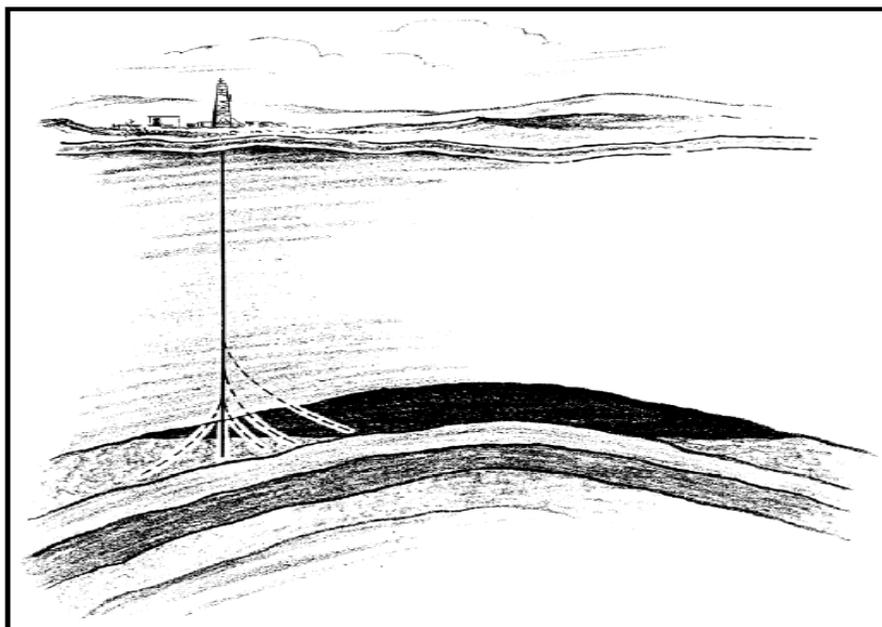
Existen diferentes razones para implementar una desviación o sidetrack, una de ellas es evitar un pez (fish) que se ha quedado en el agujero o la pegadura de una tubería o el desprendimiento de la sarta de perforación, otra de las razones es que por la parte inferior del agujero generar una desviación para intersectar una formación productora en una posición más favorable como penetrarla por encima del contacto agua-aceite, al igual podemos utilizarla para evitar los problemas asociados por la conificación de agua y gas; la desviación se puede realizar en pozos viejos para mover la ubicación de la parte agotada a otra parte que sea más productiva del yacimiento tal como a través de una falla, en pozos exploratorios ayuda a tener una mejor comprensión geológica del área, especialmente donde es complicada esta operación de desviación o sidetrack puede hacer que sea mucho más económico que realizar múltiples pozos de exploración.

Es una práctica común la desviación (sidetrack) en los pozos horizontales, esto se logra utilizando una cuchara de desviación llamada (whipstock) que se encuentra

²Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P2.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

dentro de la tubería de revestimiento y el pozo es desviado, posteriormente la formación es perforada horizontalmente y esto aumentara la productividad del pozo. Otra aplicación es la de generar múltiples desvíos perforados desde un único pozo y estos se denominan multilaterales como se muestra en la figura 1.3.



³ Figura 1.3 Múltiples desviaciones o Multilaterales.

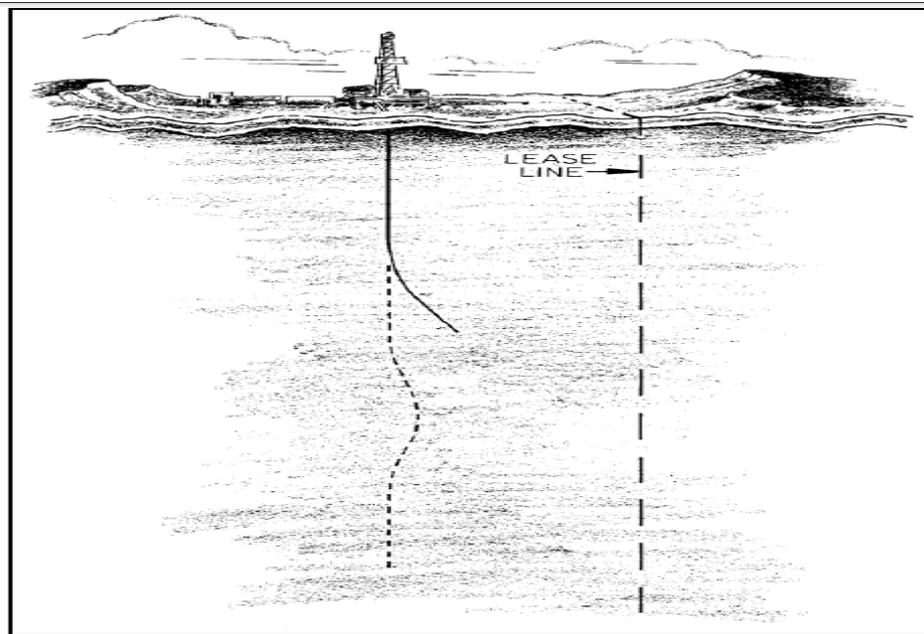
La operación de desviación conocida como sidetracking se logra mediante la colocación de un tapón de cemento en el agujero o pozo a la profundidad a la que la desviación comenzara, esta puede ser ciega u orientada, en una desviación ciega la dirección de la desviación no se especifica por lo cual no se considera un pozo direccional. Cualquiera que sea de los dos casos, se utiliza una herramienta de desviación que permite perforar el pozo o agujero viejo para poder comenzar el nuevo.

³Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P3.

1.2.2. PERFORACIÓN EN LÍNEA RECTA.

Este es un caso especial de aplicación de la perforación direccional donde en vez de desviar el pozo se requiere mantener la verticalidad del pozo. Algunas de las razones para querer mantener la vertical del pozo son:

- 1) Para no cruzar las líneas de arrendamiento.
- 2) Para mantenerse dentro de las especificaciones del contrato de perforación.
- 3) Para mantenerse dentro de los requisitos de espaciamiento del pozo en un campo desarrollado como se muestra en la figura 1.4.



4 Figura 1.4 Mantener la perforación recta del pozo.

En ciertas regiones, la desviación es causada por las formaciones naturales que se han formado a lo largo del tiempo por el movimiento terrestre, en estos casos se utiliza un aparejo de fondo (Packed hole assemblies) para mantener la severidad de la pata de perro dentro de los límites razonables, uno de estos ensamblajes es el de péndulo o llamado ensamblaje de péndulo, el cual ayuda a

⁴ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P4.

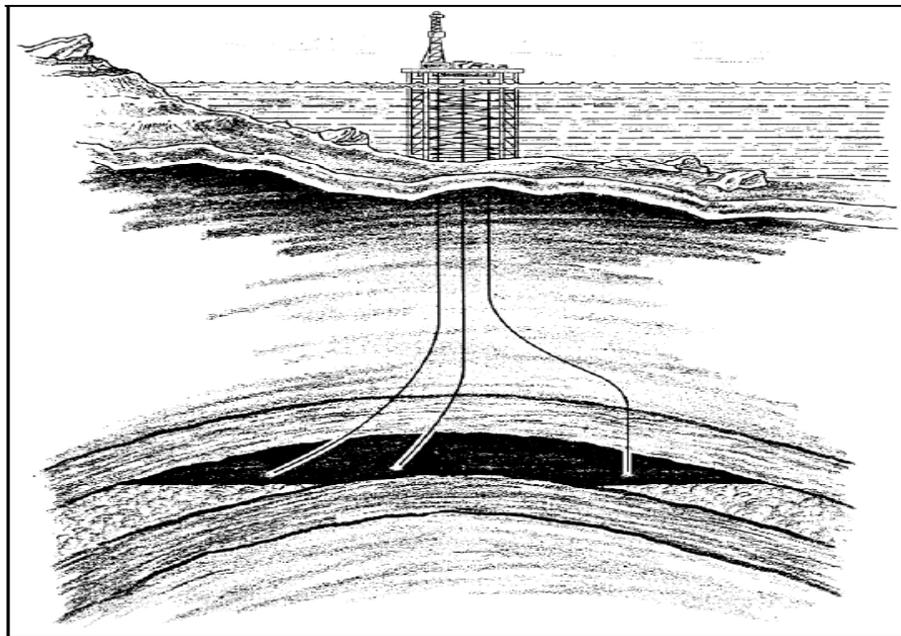
mantener la inclinación lo más bajo posible, aunque en lugares donde se presentan bajas inclinaciones su eficiencia es baja.

En zonas donde la inclinación es demasiado grande para llegar al objetivo, los motores de fondo y los ensamblajes de péndulo pueden ser utilizados para re-dirigir el agujero dentro del rango del objetivo, hay que recordar que algunas veces los objetivos se encuentran restringidos y mantener el control de la inclinación es mucho más complicado que permitir que el pozo se desvíe al igual que mantener la severidad de la pata de perro dentro de lo razonable, es por eso que si en el lugar o la localización no contamos con restricciones de ningún tipo debemos permitir que el pozo se desvíe.

1.2.3. PERFORACIÓN DE POZOS MULTIPLES DESDE UNA ESTRUCTURA ARTIFICIAL.

El objetivo de esta aplicación es perforar varios pozos desde una sola ubicación o estructura artificial, como plataformas marinas de perforación o islas hechas por el hombre como se observa en la figura 1.5, un punto importante para el desarrollo de esta aplicación es la parte económica debido a que sería incosteable construir una plataforma para cada pozo, sin embargo, los pozos pueden ser perforados direccionalmente; esto permitiría que cuarenta o más pozos puedan ser perforados desde una única plataforma, sin esta técnica la mayoría de los desarrollos de los campos marinos no sería rentable, combinado con las presiones económicas y ambientales a la que se encuentra sometida la o las empresas encargadas de desarrollar el campo.

Desde que más gobiernos y empresas se están volviendo más conscientes del medio ambiente, esta técnica permite desarrollar campos que se encuentran en zonas sensibles desde un solo sitio o una sola estructura artificial, como ya se ha mencionado, la gran ventaja de esta aplicación es poder reducir los gastos económicos como los de construcción de la infraestructura para la perforación, reducir los gastos de producción, lo que se logra por la proximidad de los pozos a una sola ubicación y los gastos de traslado de la instalación y equipo.



⁵ **Figura 1.5 Múltiples pozos desde una estructura artificial.**

1.2.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON OBJETIVOS MULTIPLES.

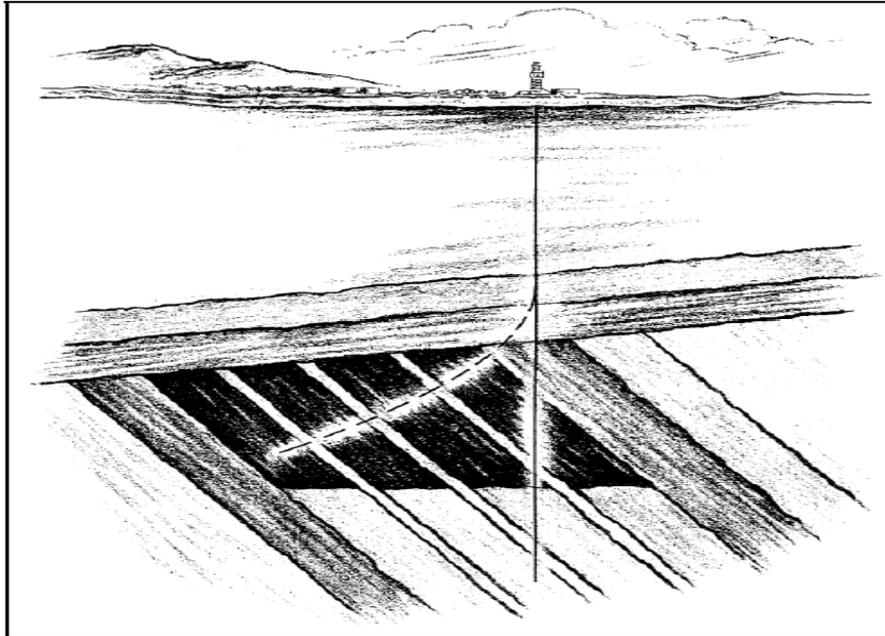
En algunas ocasiones las estructuras geológicas que identifican los geólogos pueden definirse por tener distintas áreas u objetivos para un prospecto que no pueden ser perforadas con un pozo vertical, esto genera que tengamos que perforar a través del primer objetivo y posteriormente alterar la dirección del pozo para llegar al siguiente objetivo; la planificación puede ser en un plano de dos dimensiones o tres dimensiones en el primero solo el ángulo de desviación debe ser alterado, mientras que en el segundo se debe tomar en cuenta los cambios en la inclinación y en el azimuth.

Una de las aplicaciones especiales de la perforación dirección con múltiples objetivos es la de zonas múltiples de arenas, estas son perforadas con un solo pozo, esto se debe que en las zonas de arenas con una fuerte inclinación están

⁵ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P5.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

selladas por una discordancia, falla o una extensión de un domo salino; esto implicaría la perforación de pozos verticales para hacer producir cada una de la zonas de arenas, que están separadas por una barrera permeable. Sin embargo, todas las zonas de arenas pueden ser penetradas con un solo pozo direccionalmente lo que reduce enormemente los costos de la producción como se muestra en la figura 1.6.



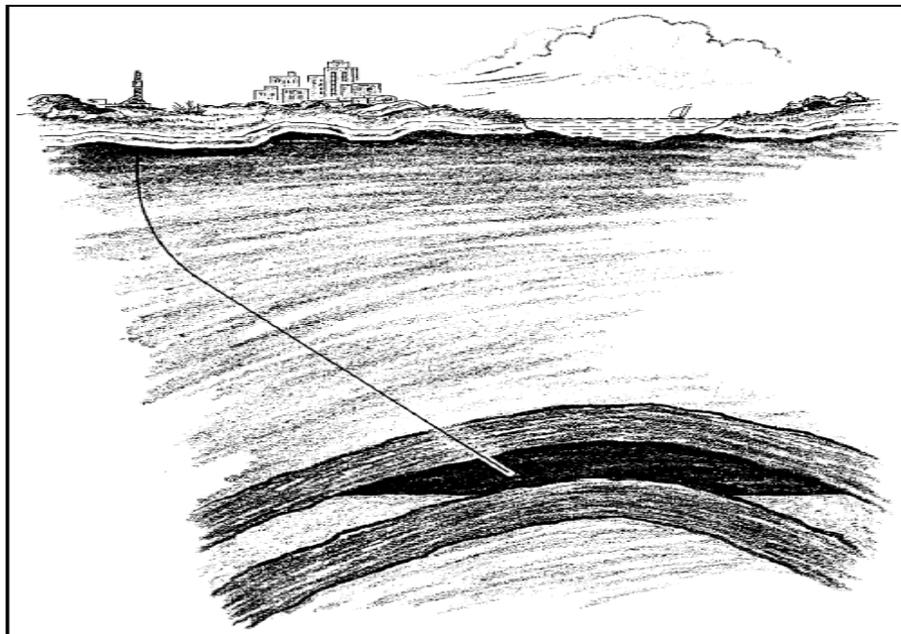
⁶ Figura 1.6 Perforación de múltiples arenas con un solo pozo.

1.2.5. PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN ÁREAS INACCESIBLES.

Muy a menudo, una zona productora objetivo se encuentra verticalmente por debajo de un lugar o zona de la superficie que es poco práctica como sitio para el equipo de perforación. Los ejemplos más comunes incluyen zonas residenciales, lechos de ríos, montañas, puertos, carreteras, ciudades, costas, instalaciones de producción y actualmente las zonas ecológicas protegidas; son algunos de los casos por el cual la perforación direccional nos permitiría llegar a la zona productora y no alterar el ecosistema en la superficie, ya que el pozo puede ser

⁶ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P6.

desplazado horizontalmente por la perforación direccional y esto permitiría la producción de un yacimiento de hidrocarburos el cual de otro modo sería inaccesible como se ve en la figura 1.7.



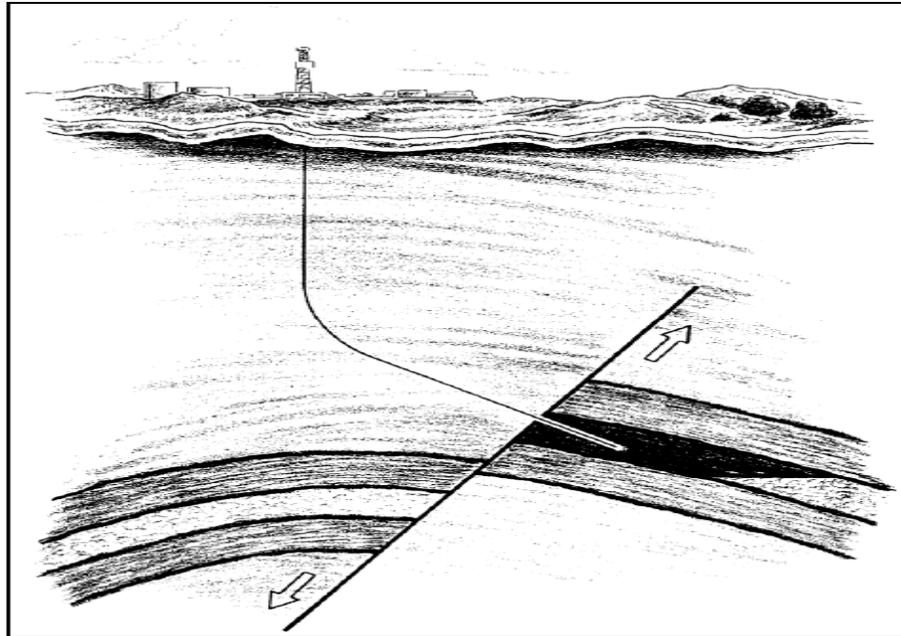
7 Figura 1.7 Lugares o zonas inaccesibles.

1.2.6. PERFORACIÓN DIRECCIONAL A TRAVÉS DE FALLAS.

La perforación direccional también se aplica para perforar en zonas donde existen fallas como se ve en la figura 1.8, esto se debe a que es más complicado perforar un pozo vertical en lugares donde hay fuertes echados y planos de fallas inclinados, debido a que generarán que la barrena se desvíe cuando pase a través de estos y muchas veces la barrena seguirá el plano de falla.

Para evitar este problema, el pozo puede ser perforado por la parte superior o inferior del bloque de falla y desviado posteriormente a la zona productora o que la barrena cruce a un ángulo suficiente para que la barrena no cambie de dirección y no siga el plano o la dirección de la falla.

⁷Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P7.



⁸ Figura 1.8 Perforación a través de un plano de falla.

1.2.7. PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN DOMOS SALINOS.

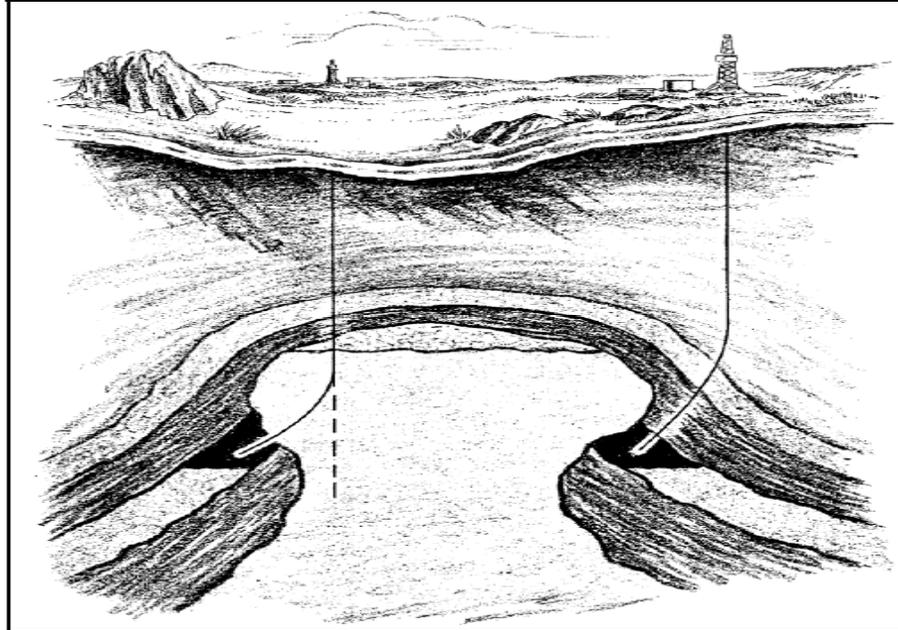
Muchos de los campos petroleros están asociados con intrusiones o con domos salinos, esta técnica de perforación direccional se ha utilizado para desarrollar y explotar con éxito los yacimientos que se encuentran atrapados o asociados con intrusiones de sal.

Debido a que en vez de tener que perforar a través de la extensión del domo salino, podemos perforar los pozos de manera direccional de forma adyacente al domo de sal o en las trampas subyacentes como se ve en la figura 1.9, sin embargo, es difícil perforar grandes intervalos utilizando lodos base agua dulce, actualmente con el desarrollo de fluidos base aceite se ha podido perforar a través de los domos de sal lo cual ha ocasionado que se reduzca la aplicación de la perforación direccional.

⁸Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P8.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Aun así utilizar la perforación direccional para perforar alrededor del domo salino reduce significativamente los problemas asociados a tener que atravesar el domo de sal.



9 Figura 1.9 Perforación en domos salinos.

1.2.8. PERFORACIÓN DE POZOS DE ALIVIO (CONTROL DE POZOS).

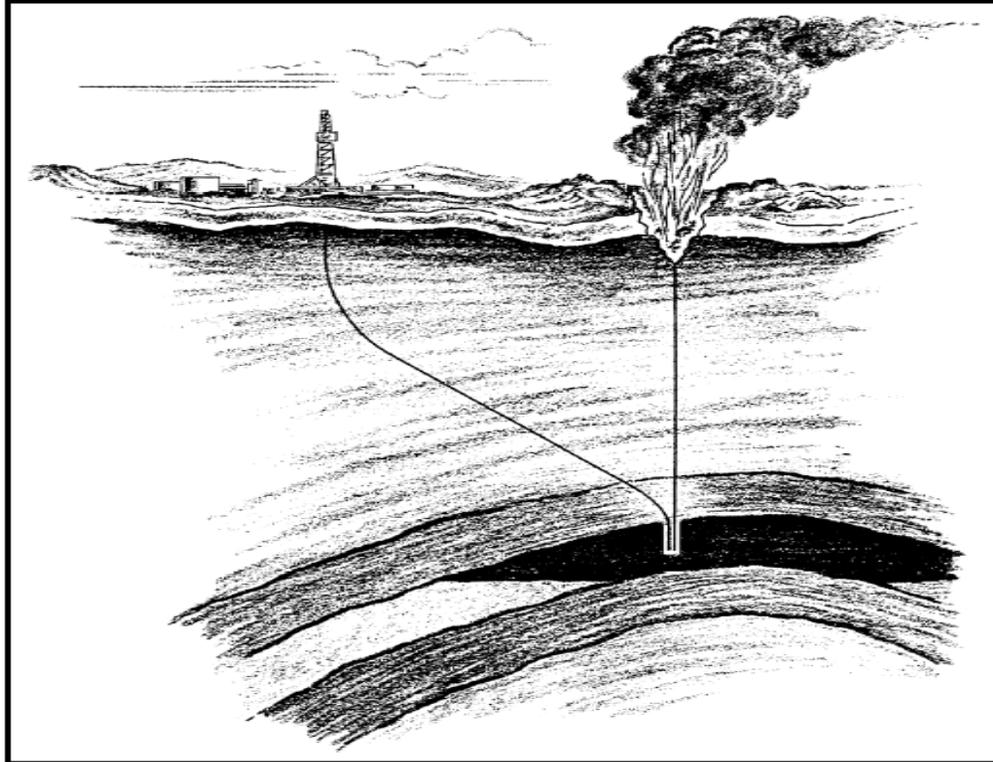
Podemos decir que la perforación direccional en sus inicios se desarrolló para realizar pozos de alivio o de control, esta es una de las aplicaciones más especializadas debido a la alta precisión y riesgo que la involucran. Si un pozo revienta y ya no se puede controlar o acceder desde la superficie, entonces se perfora un pozo de control o de alivio para interceptar el pozo descontrolado desde su parte inferior como se muestra en la figura 1.10.

Para llevar a cabo esta operación es necesario bombear agua o lodo a través del pozo de alivio hasta llevarlo dentro del pozo descontrolado, la perforación

⁹Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P9.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

direccional debe ser extremadamente precisa y requiere de herramientas especiales para interceptar el pozo, debido a que los datos de medición (survey) no son lo suficientemente precisos para realizar estas operaciones, por lo cual necesitamos registros de proximidad al perforar pozos de alivio.



¹⁰ Figura 1.10 Perforación de pozo de alivio.

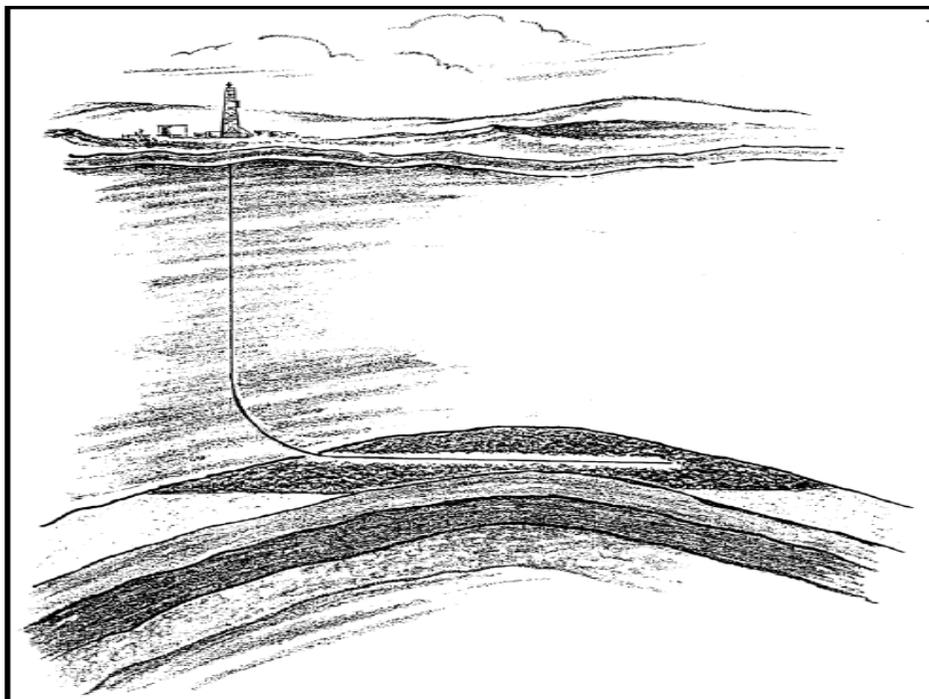
¹⁰ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills, LLC. AN OGCI Company. CopyRight 2007. P10.

1.2.9. PERFORACIÓN HORIZONTAL.

La perforación horizontal es otra aplicación especial de la perforación direccional y se utiliza para aumentar la productividad de varias formaciones como se ve en la figura 1.11, una de sus primeras aplicaciones fue en yacimientos naturalmente fracturados o que presentan fracturamiento vertical, esto debido a que la mayor cantidad de producción viene de las fracturas, por lo cual un pozo vertical se encuentra limitado debido a que es menos probable que se encuentre con un sistema de fracturas y esto ocasionara que sus gastos de producción sean bajos, por lo tanto, un pozo horizontal tiene muchas más posibilidades de encontrarse con estos sistemas de fracturas, un ejemplo de la perforación horizontal es en el yacimiento naturalmente fracturado en Austin Chalk en Texas.

Los pozos horizontales en muchos casos permiten aumentar el radio de drene y con esto se puede incrementar la producción al igual nos permiten reducir los problemas de conificación de agua o de gas, al colocar el pozo de forma óptima en la zona productora generara que se puedan producir altos gastos de crudo y con mucho menos caídas de presión debido a la cantidad de formación expuesta al pozo.

Otra de sus aplicaciones es el fracturamiento hidráulico el cual aprovecha al pozo horizontal para generar numerosas sistemas de fracturas a lo largo del pozo para aumentar la producción y reducir significativamente el número de pozos verticales necesarios para explotar el yacimiento, también pueden utilizarse para optimizar y maximizar la eficiencia de drenado del yacimiento ya que conecta las partes del campo que son productivas.



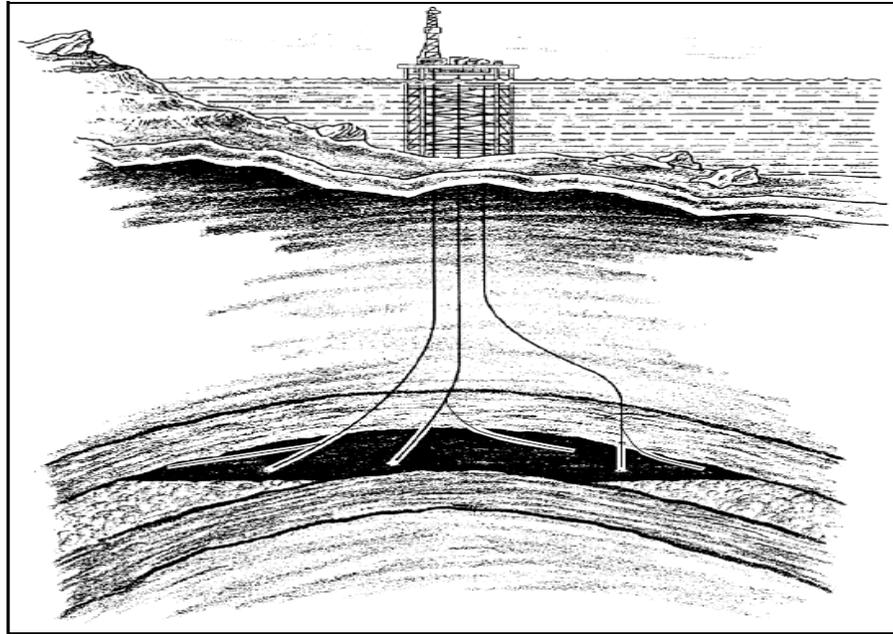
¹¹ **Figura 1.11 Perforación horizontal.**

1.2.10. PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES.

La perforación direccional también puede ser utilizada para perforar pozos multilaterales, estos son pozos adicionales perforados desde un pozo principal como se ilustra en la figura 1.12, los cuales pueden ser tan simples como una desviación en agujero abierto o tan complicado como una sección entubada que tiene un aislamiento de presión.

Los pozos multilaterales se utilizan para aumentar la producción gradualmente, sin la necesidad de aumentar los costos de capital del proyecto, son muy utilizados en operaciones costa afuera donde existen limitaciones en el número de pozos que pueden llegar a la plataforma, al igual se puede utilizar para colocar pozos horizontales adicionales en un yacimiento.

¹¹ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P11.



¹² Figura 1.12 Perforación de pozos multilaterales desde una plataforma.

1.2.11. PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO.

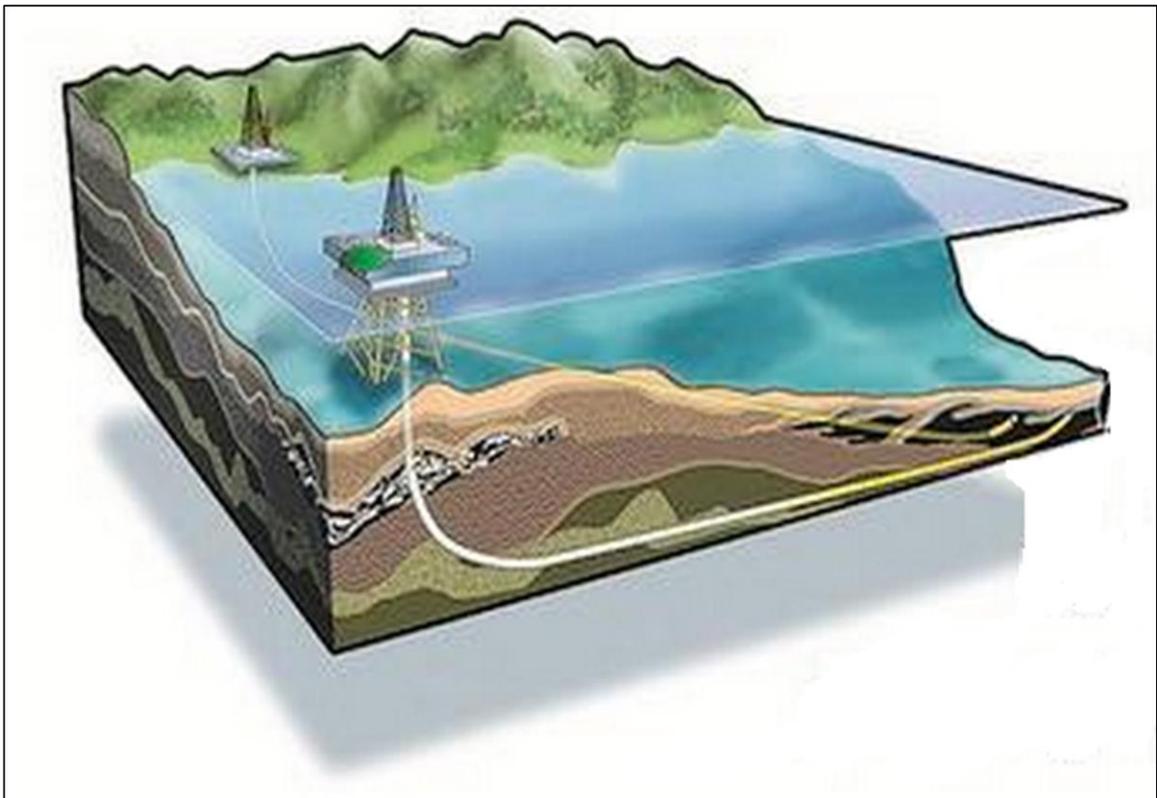
En esta aplicación los pozos tienen altas inclinaciones y grandes desplazamientos horizontales de la profundidad vertical verdadera perforada, la cual se utiliza para desarrollar campos con menos estructuras artificiales (plataformas) o donde hay secciones pequeñas de un yacimiento el cual por el tamaño sería incosteable o injustificado económicamente una plataforma adicional como se ve en la figura 1.13.

Esta técnica se vuelve cada vez más popular debido al aumento del costo de las plataformas para aguas profundas y por el desarrollo de instalaciones en lugares con ambientes severos las cuales puedan soportarlo.

¹²Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P12.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Con el desarrollo y avance de la tecnología se ha logrado que las operadoras puedan perforar pozos de alcance extendido con altas relaciones de HD/TVD (Horizontal displacement / True Vertical Depth), relación entre el desplazamiento horizontal y la profundidad vertical verdadera, se han logrado perforar pozos con altas relaciones de HD/TVD de 6/1 lo cual nos indica que el desplazamiento horizontal es más de seis veces la profundidad vertical verdadera con la profundidad total medida.



¹³ Figura 1. 13 Perforación de alcance extendido.

¹³ <http://www.nortrade.com/sectors/articles/norway-extends-oil-research-with-petromaks-2/>

1.2.12. OTRO TIPO DE APLICACIONES.

La perforación direccional no solo se usa en operaciones de la industria petrolera si no que se ha utilizado en otras industrias como:

1.2.12.1. EN LA INDUSTRIA MINERA.

Se ha utilizado la perforación direccional para producir gas metano que se encuentra almacenado en vetas profundas de carbono, al igual para perforar agujeros de diámetros pequeños para medir el espesor de los estratos; algunas de las técnicas utilizadas en la minería se han extrapolado a la industria petrolera como la medición de la inclinación y dirección del agujero.

1.2.12.2. EXPLOTACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.

En México y en ciertas áreas del mundo el alto gradiente geotérmico encontrado en algunas rocas puede ser aprovechado para proporcionar energía, esta roca es generalmente impermeable excepto en fracturas verticales. Extraer el calor de esta roca requiere de la perforación de pozos de inyección y de producción.

Las altas temperaturas y durezas de las rocas causan mayores problemas en la perforación, tales como, abrasión severa en los componentes del fondo del pozo, reducción del esfuerzo de cedencia en el acero a temperaturas más elevadas de 200°C y crea la necesidad para motores de fondo especiales.

1.2.12.3. EN LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN.

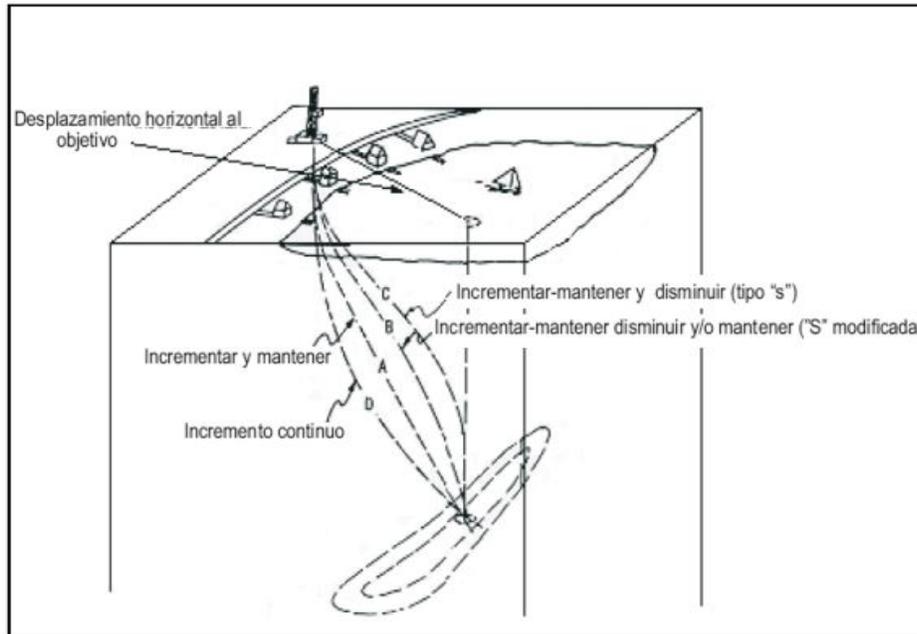
La perforación direccional se ha utilizado en esta industria para construir e instalar ductos sub-superficiales cuando se llegan a encontrar obstáculos un ejemplo serían los ríos, ya esta técnica permitiría cruzar ríos anchos perforando a través de los sedimentos suaves, utilizando un motor de fondo hasta que el pozo emerja y continuar con la instalación de los ductos.

1.3. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.

Uno de los puntos fundamentales es la planeación, una planeación cuidadosa es un factor crítico ya que nos reducirá costos del pozo, sumamente importante para una perforación direccional. Para comenzar la planeación de un pozo direccional debemos establecer las coordenadas del objetivo con respecto a la ubicación en la superficie, para poder tener una idea del curso o la trayectoria del pozo.

Revisando en los acervos de información podemos encontrar distintas formas de mencionar o clasificar a los pozos direccionales y en la industria petrolera se han establecido relaciones prácticas para las diferentes trayectorias de pozos en 2-D. Existen cuatro tipos básicos de pozos direccionales como podemos observar en la figura 1.14 y que la mayoría de los pozos se pueden clasificar dentro de estas cuatro trayectorias básicas o una combinación de las mismas, aunque comparando distintas clasificaciones podemos mencionar una quinta trayectoria básica las cuales son:

- 1) Trayectoria de Incrementar y mantener (Build and hold).
- 2) Trayectoria de Incrementar, mantener y disminuir parcialmente, también llamada “S modificado” (Build and partial drop and hold).
- 3) Trayectoria de Incrementar y mantener y disminuir, también llamada curva en “S” (Build and hold and drop)
- 4) Trayectoria de Incremento continuo (Continuous Build).
- 5) Trayectoria de Incrementar, mantener e incrementar “doble incremento” (Build and hold and build).



14 Figura 1.14 Los diferentes tipos de trayectorias básicas de perforación direccional en (2D).

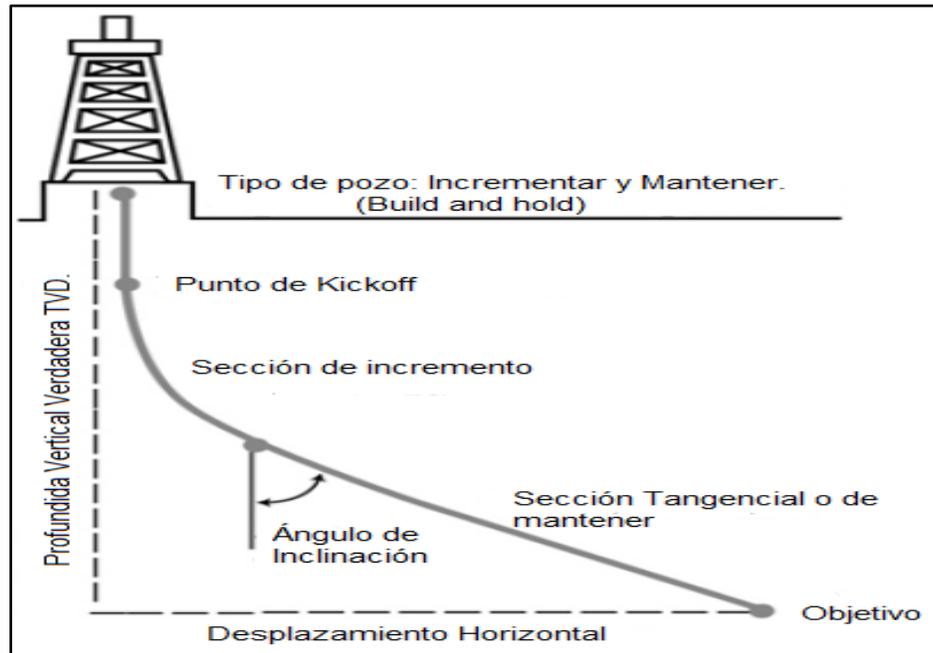
1.3.1. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER (BUILD AND HOLD).

La trayectoria del pozo llamada a menudo de incrementar y mantener o tipo “J” como se observa en la figura 1.15, se realiza cuando al principio se perfora verticalmente desde la superficie hasta el punto de inicio o Kickoff el cual estará a una profundidad relativamente poco profunda, a partir de ese punto el pozo o el agujero se desvía constantemente y suavemente hasta alcanzar el ángulo máximo y la dirección deseada. Posteriormente se puede correr una tubería de revestimiento para ser cementada si se desea, luego el ángulo y la dirección que se ha establecido se mantendrán a lo largo de la perforación (también a esta parte se le conoce como sección tangencial) hasta llegar al objetivo, una o más tuberías de revestimiento se pueden correr si es necesario.

¹⁴Un Siglo de la Perforación en México. “Diseño de Perforación de Pozos”. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Print 2002. P 109.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Este método o trayectoria es usada por lo general cuando se perforan pozos en zonas productoras individuales a moderadas profundidades y en ocasiones para perforaciones de pozos profundos con grandes desplazamientos horizontales.



**¹⁵ Figura 1. 15 Trayectoria de pozo llamada de incremento y mantener
o “J” (Build and hold).**

1.3.2. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER E INCREMENTAR “DOBLE INCREMENTO” (BUILD AND HOLD AND BUILD).

Esta trayectoria también llamada de doble incremento como se muestra en la figura 1.16 inicia de la misma forma que la trayectoria de incremento y mantener, perforando una sección vertical desde la superficie hasta el primer punto de inicio (Kickoff) el cual se encuentra a una profundidad especificada, a partir de ese punto comenzara la desviación y la inclinación se incrementara hasta una cierta cantidad

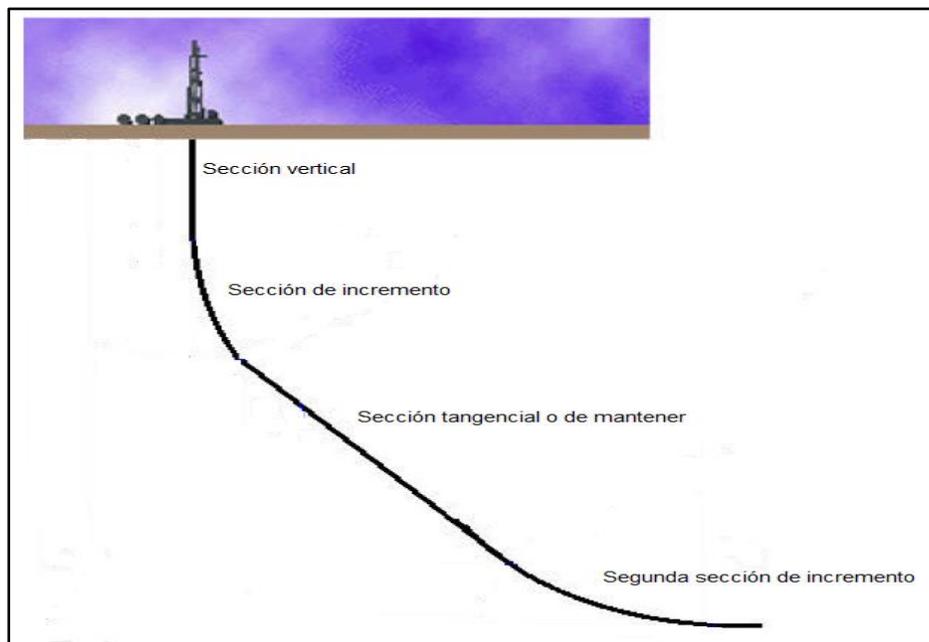
¹⁵ Girling Marquez. "Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos". Print 2008. P 19.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

(fin de incremento), posteriormente la inclinación se mantendrá hasta alcanzar el segundo punto de inicio (Kickoff).

Una vez que se ha alcanzado el segundo punto de inicio la inclinación se incrementara nuevamente hasta alcanzar una cierta cantidad (fin de incremento) y luego se mantendrá hasta llegar al objetivo.

Este tipo de trayectorias se utilizan cuando existen o se prefieren relativamente grandes desplazamiento horizontales, los cuales se logran en la primera parte de incremento, esta sección es diseñada con ángulos de 30° a 40° debido a que con estos valores se podrá tener un estricto control en la trayectoria, este diseño puede ser categorizado para pozos horizontales o de búsqueda extendida debido a las altas inclinaciones y a sus largos desplazamientos horizontales.



¹⁶ Figura 1.16 Trayectoria de pozo llamada de doble incremento (Build and hold and build).

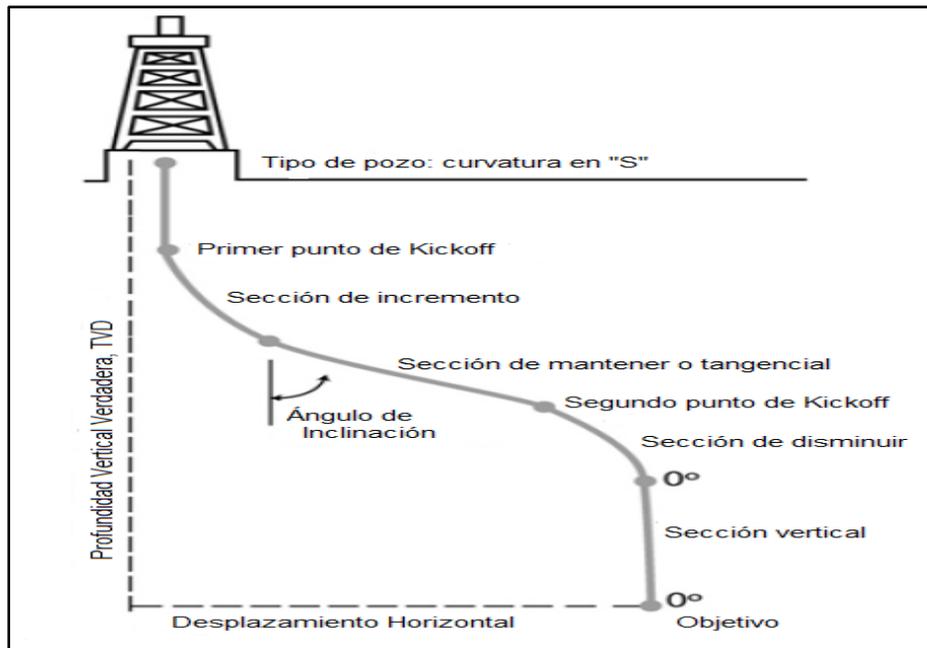
¹⁶Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P65.

1.3.3. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR Y MANTENER Y DISMINUIR, TAMBIÉN LLAMADA CURVA EN “S” (BUILD AND HOLD AND DROP).

Esta trayectoria como ya se ha mencionados también se le conoce como curva en “S” como se ve en la figura 1.17, al igual que las trayectorias anteriores esta inicia con una perforación vertical hasta llegar al primer punto de inicio (Kickoff) a una profundidad especificada, a partir de este punto la inclinación se incrementara hasta una cierta cantidad (final del incremento), posteriormente si es necesario se puede correr la tubería de revestimiento superficial a través de la curva de incremento, posteriormente el ángulo y la dirección se mantendrán, la cual se conoce como trayectoria tangencial hasta la profundidad especificada y de la misma forma hasta alcanzar el desplazamiento horizontal deseado, una vez que se llega a esta profundidad especificada segundo punto de inicio (kickoff), a partir de este segundo punto se disminuirá suavemente el ángulo hasta volver a tener una dirección vertical o casi vertical; la tubería de revestimiento intermedia se puede correr a través del pozo hasta llegar a la sección donde se disminuye el ángulo, una vez realizada esta operación la perforación del agujero vertical se puede reanudar por debajo de la tubería intermedia hasta llegar al objetivo o zona productora.

En esta planeación de trayectoria se generara un torque y un arrastre adicional debido a la curvatura adicional, y este tipo de perfil se utiliza principalmente cuando el yacimiento u objetivo se encuentra a una alta profundidad y el desplazamiento horizontal es relativamente pequeño.

Esta trayectoria se utiliza principalmente cuando se tiene múltiples zonas productoras, al igual para realizar pozos de control en los cuales es necesario realizarse de forma paralela al pozo descontrolado, además después de que el pozo regresa a la vertical ya no es necesario los servicios de la perforación direccional y esto generara que se reduzcan los costos globales del pozo.



17 Figura 1. 17 Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir o también llamada curva en "S" (BUILD AND HOLD AND DROP).

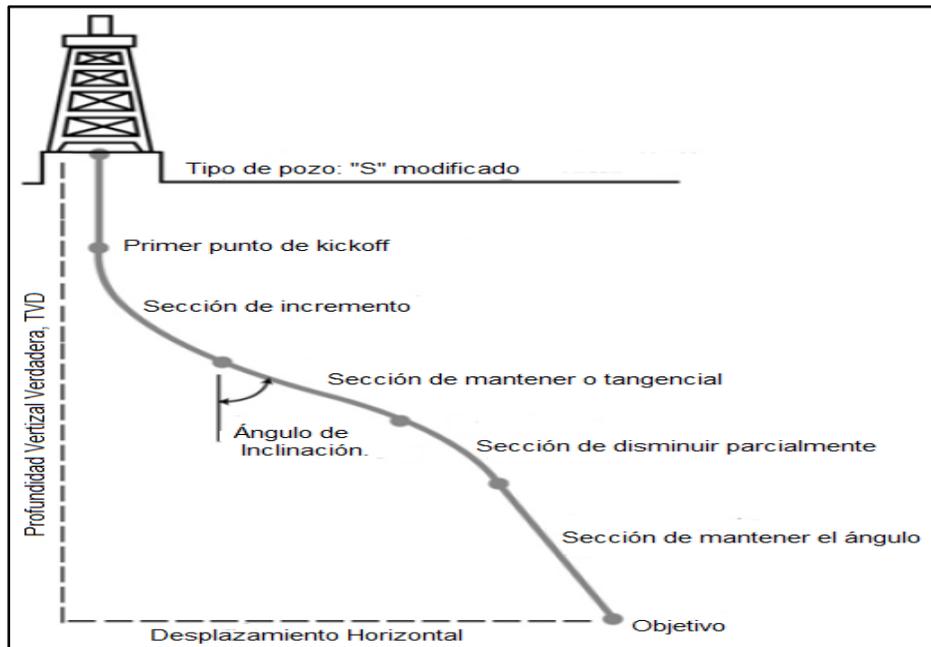
1.3.4. TRAYECTORIA DE INCREMENTAR, MANTENER Y DISMINUIR PARCIALMENTE, TAMBIÉN LLAMADA "S MODIFICADO" (BUILD AND PARTIAL DROP AND HOLD).

La trayectoria conocida como incrementar y mantener y disminuir parcialmente o también llamada "S modificada", la cual inicia con una sección vertical como en los casos anteriores hasta llegar al punto de inicio (kickoff) a una profundidad específica, a partir de este punto la inclinación se incrementa gradualmente hasta un cierta cantidad (fin de incremento), posteriormente el ángulo y la inclinación se mantendrán en la sección tangencial hasta llegar al punto de disminución.

Desde el inicio del punto de disminución hasta el final de este segmento se reducirá la inclinación pero de manera diferente a la trayectoria en "S" debido a

¹⁷Girling Marquez. "Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos". Print 2008. P 20.

que en esta trayectoria la inclinación no llegara a cero grados o a la vertical, esto generara que una vez que tengamos la inclinación requerida esta se mantendrá hasta interceptar el objetivo. Las aplicaciones y características de esta trayectoria son similares a las de la trayectoria en “S”.



18 Figura 1.18 Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir parcialmente, también llamada “S Modificado” (BUILD AND PARTIAL DROP AND HOLD).

1.3.5 TRAYECTORIA DE INCREMENTO CONTINUO (CONTINUOUS BUILD).

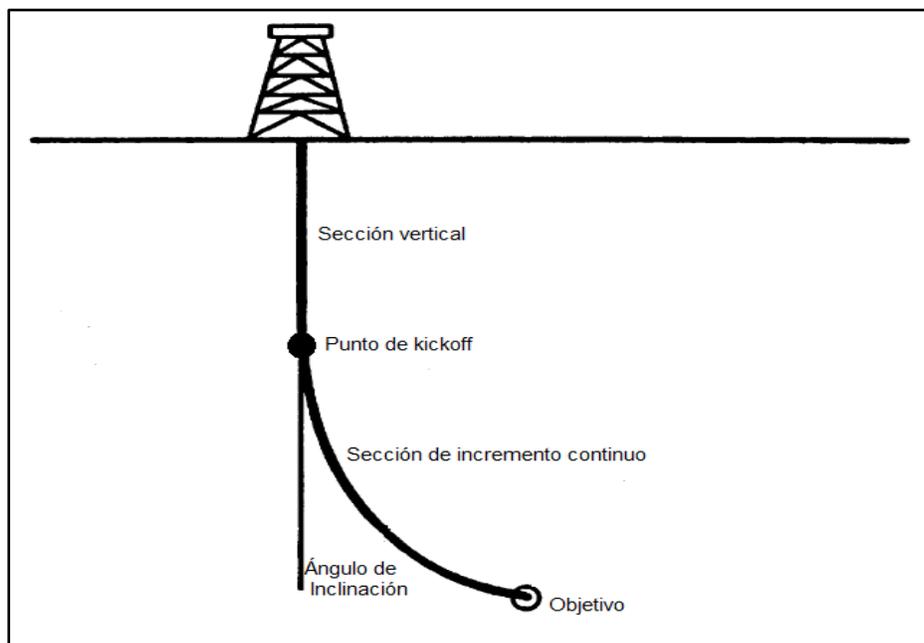
La trayectoria de incremento continuo es similar a la trayectoria de tipo “J”, esta trayectoria comienza con la primera sección construida mediante una perforación vertical, la diferencia con la del tipo “J” es que el punto de inicio (kickoff) se encontrara a una mayor profundidad y la tubería de revestimiento se correrá y se asentará antes de realizar la desviación del pozo, a partir del punto de inicio

¹⁸Girling Marquez. "Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos". Print 2008. P 20.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

(kickoff) se comenzara a realizar el incremento de la desviación y esta será de forma continua hasta llegar o intersectar el intervalo objetivo.

En este tipo de trayectoria la inclinación es muy alta mientras que el desplazamiento horizontal es bajo. Este tipo de trayectoria de pozos se utiliza principalmente cuando se presentan zonas múltiples de arenas productoras, perforación en domos salinos, al igual cuando en perforaciones con bloques de fallas y para realizar pruebas estratigráficas, esta trayectoria no se utiliza muy comúnmente.



¹⁹ Figura 1.19 Trayectoria de incremento continuo (CONTINUOUS BUILD).

¹⁹IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. ¹⁹ IHRDC E&P Video Library. P 20.

**CAPITULO II.- ALGUNAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS
EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL.**

Desde el nacimiento de la perforación a mediados del siglo XIX y con el comienzo de la perforación direccional a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, y ya como un proceso de forma controlada para desviar un pozo, se han desarrollado distintas herramientas para lograr el cambio de trayectoria de la vertical.

En este capítulo se mencionan algunas herramientas utilizadas para desviar un pozo, aplicadas a lo largo de la historia y evolución de esta técnica de perforación, de la misma forma se mencionan algunas herramientas utilizadas para la medición de parámetros cuando se está perforando.

2.1 HERRAMIENTAS PARA DESVIAR UN POZO.

2.1.1. BENT SUB (UNIÓN DE CURVATURA).

Es una herramienta de desviación la cual se utiliza en ensamblajes rotatorios y se coloca encima del motor o la turbina utilizada en el ensamblaje, la cual es una pieza de unión estándar modificada hecha de acero, esta pieza desde su fabricación ya tiene establecido el grado de desviación por lo cual no se puede modificar y señala una dirección descentralizada con respecto al eje de la unión del cuerpo (sub body) y el ensamblaje superior de perforación.

La unión de curvatura (Bent Sub) crea una fuerza lateral, esta fuerza lateral será la encargada de hacer que las herramientas de perforación conectadas y el motor o turbina se desvíen en la dirección de la conexión descentralizada, los ángulos de deflexión de esta herramienta van desde 1.5° a más de 3°. Posteriormente se desarrollaron y fabricaron uniones de curvatura (Bent Sub) ajustables, estos son muy similares a las uniones de curvatura de ángulo fijo; la gran diferencia entre el primero y el segundo es que la unión de curvatura ajustable el ángulo de curvatura se puede ir ajustando durante la perforación, lo que generara un ahorro en tiempo, más cuando se necesita hacer una modificación en el ángulo o en el tamaño de la herramienta.

2.1.2. MULESHOES (ZAPATOS DE MULA).

Los zapatos de mula o Muleshoe tiene una ranura y agarradera la cual sirve para colocar y posicionar los instrumentos de medición en el ensamblaje de fondo (BHA), la herramienta se orienta hacia la unión (sub) conectado en el ensamblaje, los zapatos de mula (muleshoe) como ya se ha mencionado anteriormente contiene una agarradera interna o llave, la cual se coloca de modo que queda en una posición fija con respecto a la cara de la barrena (bit face) cuando es orientado a la unión (sub) y es conectado al ensamblaje de desviación.

El portador del instrumento de medición posee una ranura del muleshoe o zapatos de mula en la parte inferior y este se baja al agujero con un solo hilo de cable de acero, cuando este portador se coloca en la unión (sub) de medición abajo del cuello no magnético, este gira automáticamente, el zapato de mula resbala sobre la llave o agarradera y el portador se coloca en una posición fija con respecto a la cara de la barrena (bit face).

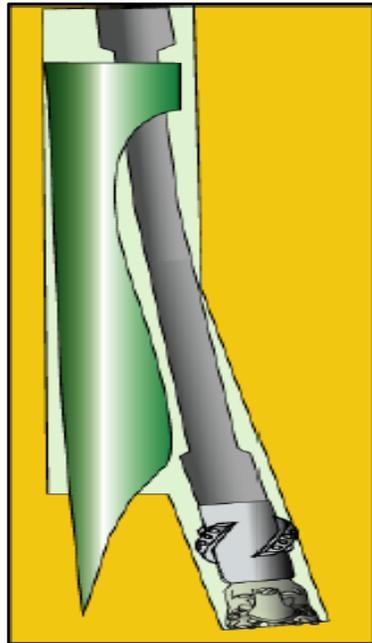
2.1.3. CUCHARA O CUÑA DE DESVIACIÓN (WHIPSTOCK).

La cuchara o cuña de desviación (Whipstock) es una vieja herramienta utilizada ampliamente para generar un cambio en la trayectoria de un pozo como se muestra en la figura 2.1, sus principales usos son realizar operaciones de desviación (sidetrack), al igual para realizar una operación de desvió tanto en agujero descubierto o con tubería de revestimiento, existen dos tipos de cucharas desviadoras: la cuchara desviadora recuperable y la cuchara desviadora permanente.

La cuchara de desviación recuperable, está formada por una cuchara o cuña invertida de acero, cóncava, el lado interior se encuentra acanalado para que la cuchara pueda ir guiando a la sarta de perforación al punto de inicio de desviación, esta herramienta tiene ángulos que varían entre 1° y 5°.

En la parte inferior se encuentra una punta de cincel, la cual se asienta en el agujero o en el tapón de cemento y evita que gire la cuchara cuando la barrena

está trabajando, en su parte superior de la barrena se coloca una porta barrena, el cual nos ayudara a poder recuperar a la herramienta.



²⁰ **Figura 2.1 Cuchara Desviadora (Whipstock)**

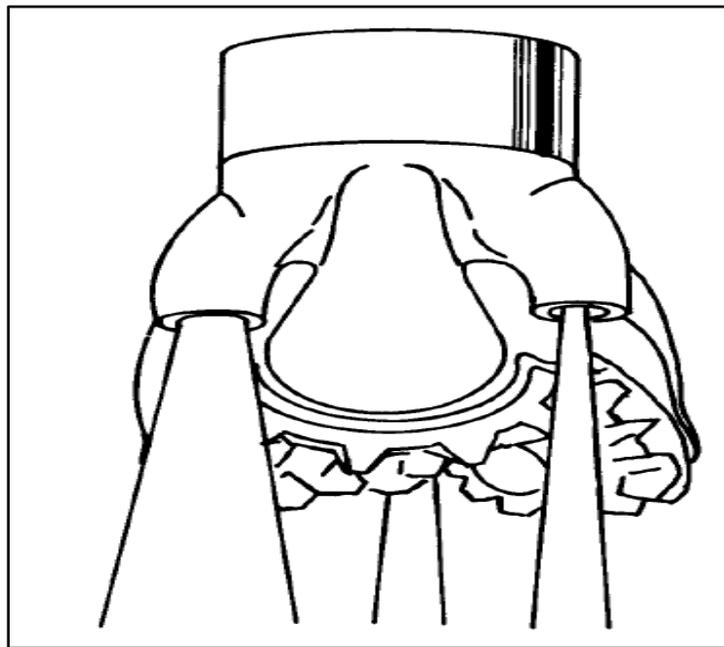
La cuchara desviadora permanente, se utiliza en agujeros donde existe un medio donde asentarla y está conectado con un pasador cizallable, el cual se coloca con un conjunto compuesto por un molino, un orientador y tubería extra pesada, esta cuchara se orienta usando métodos convencionales, posteriormente se le aplica peso lo cual provocara que se rompa el pasador que une a la cuchara con el molino, girando lentamente la sarta de molienda, una de las ventajas de este tipo de cucharas es que realizan un agujero de calibre completo y por otro lado una desventaja es el pasador ya que se puede quebrar prematuramente lo cual generara un trabajo de pesca muy costoso.

²⁰ Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 58.

Las cucharas desviadoras son utilizadas principalmente cuando existen altas temperaturas y en formaciones muy duras, donde las distintas herramientas utilizadas para desviar el agujero no son factibles.

2.1.4. BARRENAS DE CHORRO O PROPULSIÓN (JETTING BITS).

Otra herramienta utilizada para lograr un cambio en la trayectoria del pozo es la barrena de chorro o propulsión (Jetting), la cual consiste en una barrena que tiene una boquilla grande como se ve en la figura 2.2, esta se orienta a la cara de la herramienta (tool-face) y la unión de zapato de mula (muleshoe) se orienta en la dirección de la boquilla de chorro.



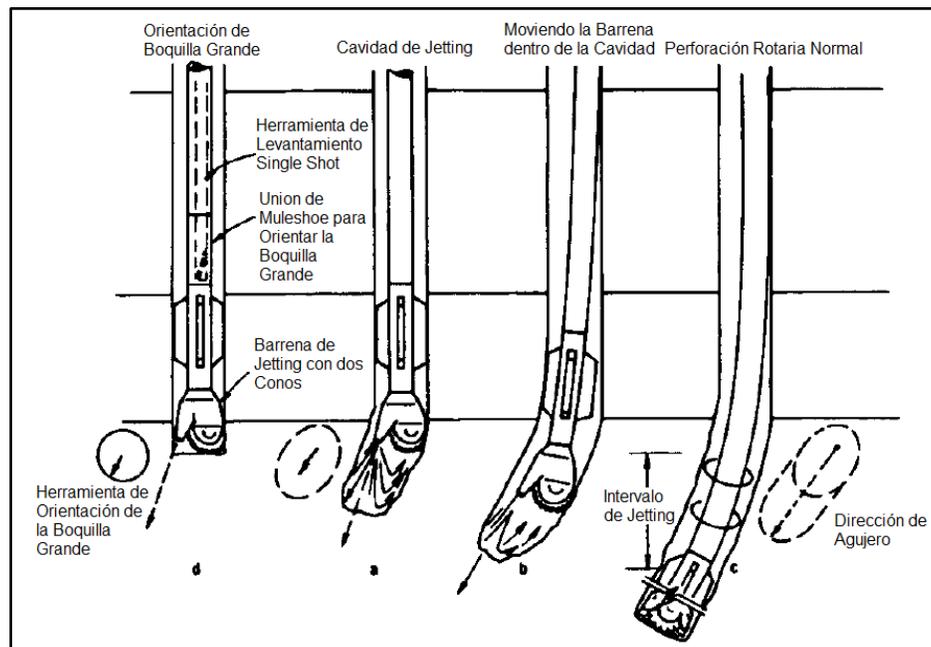
²¹ **Figura 2.2 Barrena de Chorro**

Para este medio, la energía proporcionada por el fluido de perforación va erosionando una cavidad fuera de la barrena, posteriormente el ensamblaje se avanza sin rotación por la cavidad hecha por el chorro de la boquilla, luego se iniciara la rotación y se continua con la perforación convencional, después se toma

²¹Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers Richardson TX 1986. P407.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

un estudio (survey) para poder evaluar el intervalo realizado con el chorro (jetting), al igual si se necesita hacer un cambio en la trayectoria, con el mismo ensamblaje puede ser orientado de nuevo para la nueva trayectoria y se repite la secuencia del procedimiento y este se continua hasta que se logra el cambio deseado como se muestra en la figura 2.3.



²² **Figura 2. 3 Cambio de trayectoria con una Barrena de Chorro**

Algo importante para seleccionar la Barrena de chorro es la cantidad de energía hidráulica disponible, geológicamente las areniscas y calizas oolíticas que se cementan débilmente son los mejores candidatos para la barrena de chorro, a pesar de que las lutitas pueden ser blandas, ellas no son buenas candidatas para este método. Como ya se ha mencionado, una de las principales ventajas de esta herramienta es que se puede utilizar el mismo BHA para cambiar la trayectoria y si la geología es propicia este método es mucho más económico que los Motores de Desplazamiento Positivo.

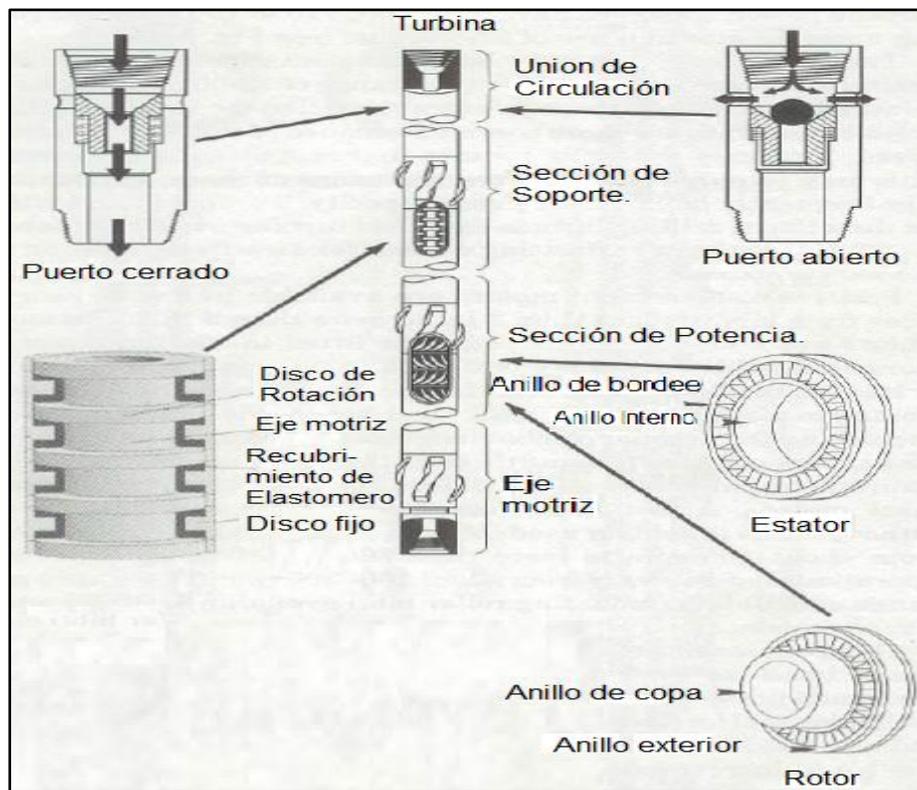
²² Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers Richardson TX 1986. P407.

2.1.5. TURBINAS Y MOTORES DE FONDO (MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO PDM'S O MOTORES DE LODO).

Estos equipos de desviación, tanto el motor de fondo y la turbina, usan la presión y el fluido de perforación para generar que la barrena rote, lo cual en conjunto con otras herramientas logran una eficiente desviación controlada del agujero, la utilización de estas herramientas estará en función primero del equipo de bombeo con el que se pueda contar y segundo de las condiciones específicas del pozo.

2.1.5.1. TURBINAS.

Las turbinas están constituidas por: una unión de circulación, una sección de soporte, una sección de potencia y un eje motriz, como se observa en la figura 2.4.

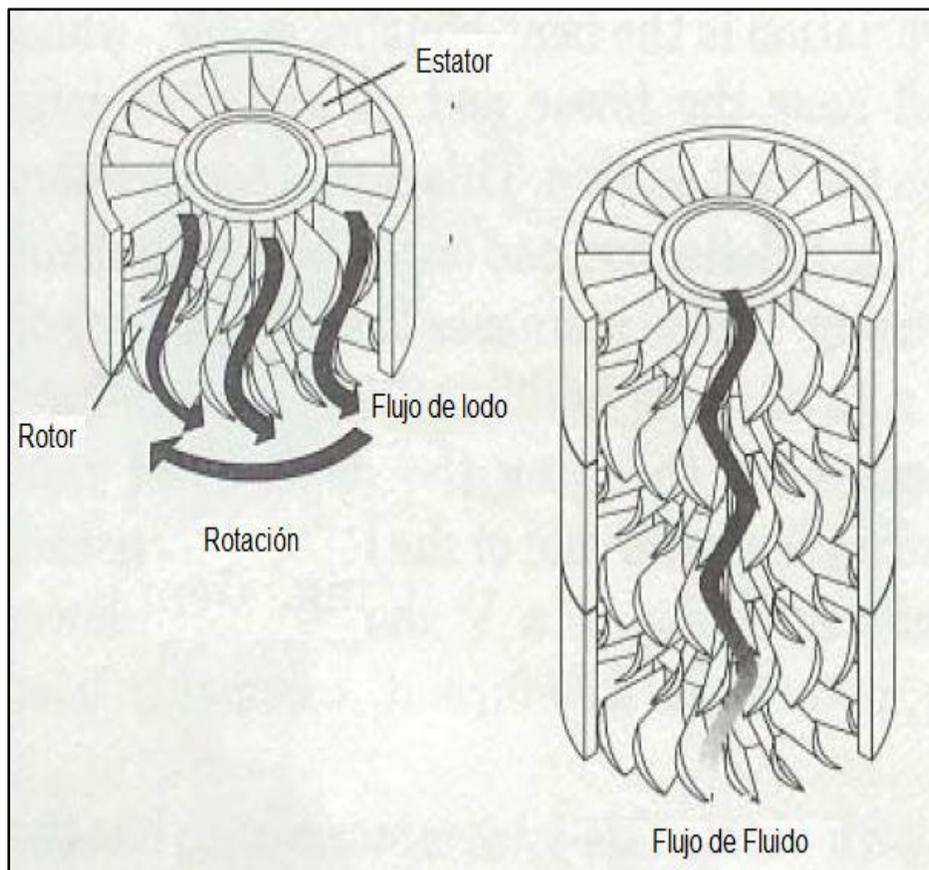


23 Figura 2. 4 Esquema de Turbina

²³Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. "Jim" Short. PennWell Books. P 64.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

En las turbinas existen diferentes tipos de tamaños, las cuales cuentan en el estator con álabes estacionarios conectados a la carcasa, estos desvían el fluido a los álabes en el rotor, lo que generara una rotación que accionara el eje y la barrena conectada, cada combinación de álabes de estator y rotor es una etapa de la turbina, etapas múltiples incrementan la potencia de la turbina, dependiendo del tamaño y el uso de la turbina será la cantidad de etapas con las que cuente, como se puede ver en la figura 2.5.



24 Figura 2. 5 Funcionamiento del Estator y Rotor

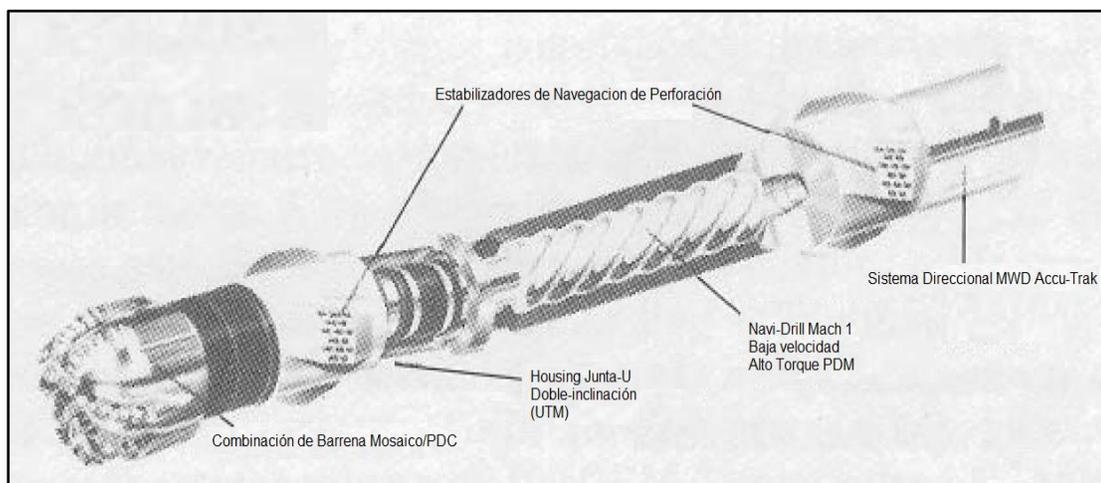
Estas operan a altas velocidades de rotación, debido a esto, la selección de las barrenas tiende a ser más restringido; el uso de barrenas de cuerpo solido son las más utilizadas debido a estas altas velocidades, de la misma forma las turbinas

²⁴Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. "Jim" Short. PennWell Books. P 64.

requieren altas potencias hidráulicas y este método se utiliza principalmente en operaciones costa afuera.

2.1.5.2. MOTORES DE LODO O MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)

Los motores de desplazamiento positivo PDM también conocidos como motores de fondo o motores de lodo como se muestra en la figura 2.6, son los más utilizados tanto en la perforación direccional como en la perforación horizontal, debido a su amplio rango de tamaños, a los bajos requerimientos de potencia hidráulica, lo cual permite tener una mayor y más amplia selección de barrenas; esta herramienta tiene una mejor flexibilidad de velocidades de rotación y combinación de troques y el principal factor es que este método tiene un menor costo unitario.



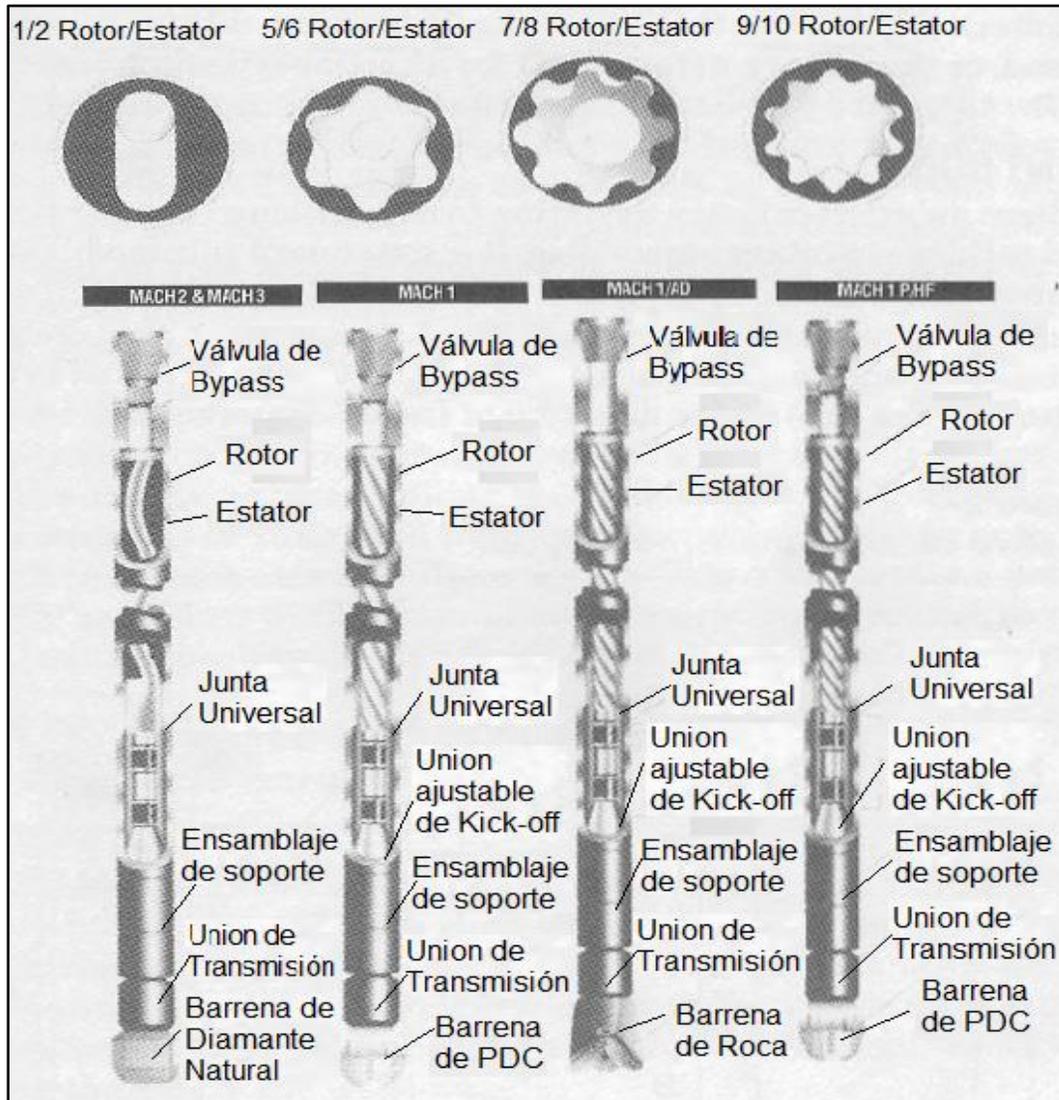
25 Figura 2. 6 Motor de Desplazamiento Positivo

Estos motores contienen un rotor instalado en el interior del estator, en su interior la cavidad se encuentra revestida de goma, lo cual provoca que este tipo de motores no puedan utilizarse o su eficiencia no se la mejor en zonas donde existen altas temperaturas y debido al fluido de perforación el cual ocasiona un mayor desgaste y menor tiempo de vida útil, en estos motores de fondo el estator

²⁵Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. "Jim" Short. PennWell Books. P 65

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

siempre tendrá un lóbulo más que el rotor que se encuentra en su interior como se muestra en la figura 2.7, aumentar el número de lóbulos hará que aumente la velocidad y se reduzca el torque.



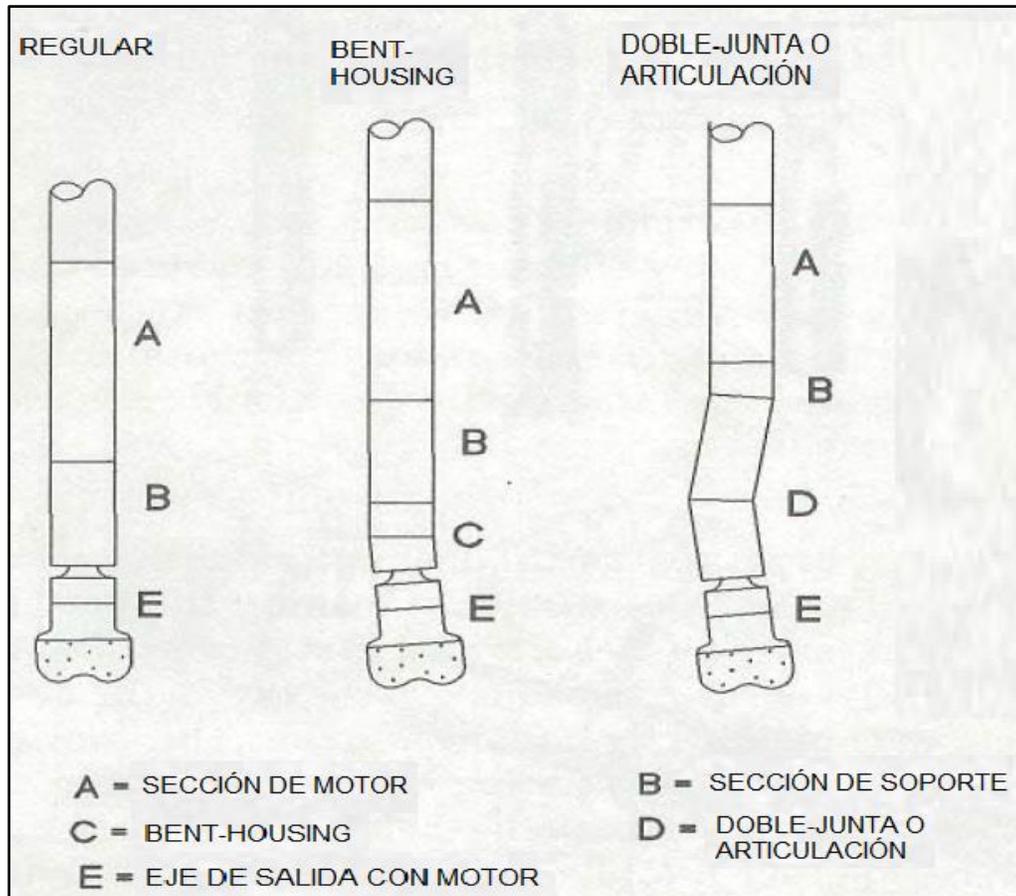
26 Figura 2. 7 Tipos de Motores de Fondo

La mayoría de los motores de fondo funcionan con el fluido de perforación, pero se han fabricado motores que trabajan con aire, los cuales rara vez se utilizan; los motores tienen un amplio rango de velocidades, de aproximadamente 100 rpm

²⁶Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. "Jim" Short. PennWell Books. P 65

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

(revoluciones por minuto) a más de 800 rpm, en operaciones se han desarrollado diferentes variaciones de motor, como el motor bend-housing, el que tiene un cojín al extremo inferior del codo (housing), el que utiliza dos cuchillas estabilizadoras en forma de V en la parte inferior del codo (housing) y el motor con una doble articulación que tiene dos uniones (Bends) en direcciones opuestas lo que incrementa el ángulo de construcción como se observa en la figura. 2.8.



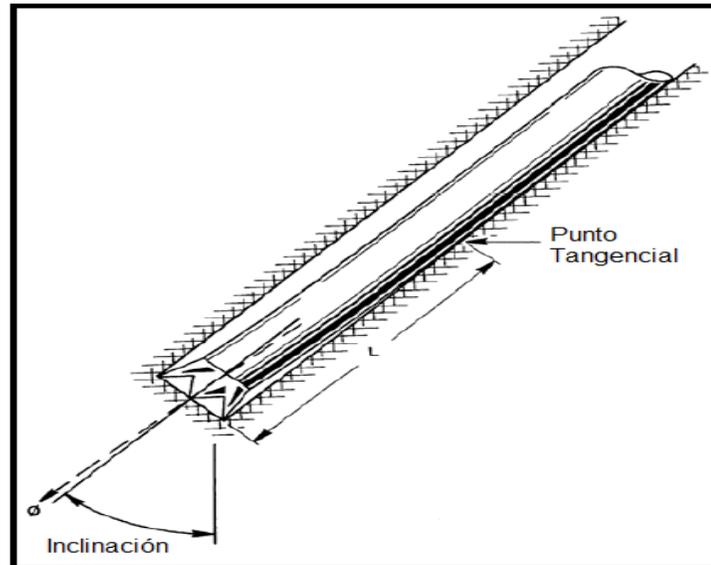
27 Figura 2.8 Variaciones de Tipos de Motor de Desplazamiento Positivo

²⁷Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. "Jim" Short. PennWell Books. P 66

2.1.6. ENSAMBLAJES DE FONDO ROTATORIOS (ROTARY BOTTOMHOLE ASSEMBLIES).

Los ensamblajes son un arreglo de diferentes herramientas desde barrenas, estabilizadores, motores de fondo, turbinas, escariadores o ensanchadores, lastra barrenas (drill collars), uniones (subs) y herramientas especiales usadas en el fondo de la sarta de perforación, es uno de los métodos menos costosos para desviar un pozo aunque al correr el ensamblaje rotativo es muy difícil de predecir hacia donde caminará, si a la derecha o la izquierda, al igual si se requiere de un gran número de viajes para cambiar el arreglo de estabilizadores o para hacer correcciones al ser corrido con un motor; por lo anterior, este método ya no es rentable.

En este tipo de ensamblajes la tendencia de desviación se debe a la flexibilidad de las lastra barrenas (drill collars) y a las fuerzas que actúan en el ensamblaje para que las lastra barrenas se doblen para generar la desviación, el punto de tangencia es en el cual la lastra barrena toca con el lado inferior del agujero y la distancia L es desde el punto tangencial hasta la barrena como se muestra en la figura 2.9, la cual se afecta por el peso aplicado a la barrena, al tamaño del agujero, la inclinación del agujero, el tamaño de las lastra barrenas y de la curvatura del agujero; entre más peso se aplique a la barrena el punto tangencial se moverá hacia la barrena acortando la distancia L .



28 Figura 2.9 Ensamblaje donde se observa el Punto Tangencial, la Distancia L y Fuerza Resultante en la Barrena

Como podemos observar también en la figura anterior, la fuerza resultante aplicada a la formación no es en la dirección del eje del agujero pero si en el eje de las lastra barrenas, lo cual generara un ángulo, este ángulo se incrementara al aplicar peso a la barrena y moverá el punto tangencial lo cual conducirá a una mejor tendencia de desviación.

La fuerza resultante puede descomponerse en dos fuerzas donde F_B es la fuerza lateral que actúa en la barrena, la cual es perpendicular al eje de la barrena y es causada por la flexión que se genera en las lastra barrenas, F_P es la fuerza de gravedad que actúa en las lastra barrenas y está en la dirección opuesta a F_B , entonces la fuerza de desviación total o neta será igual a la suma de F_B y F_P , si la fuerza de desviación es positiva el ángulo de desviación se incrementara, si la suma de las fuerzas resulta ser negativa el ángulo disminuirá y si la suma es cero entonces la tendencia de desviación se mantendrá constante; como ya se ha mencionado anteriormente al incrementar el peso a la barrena causara que el ángulo de desviación o la tendencia de desviación se incremente, debido a que F_B

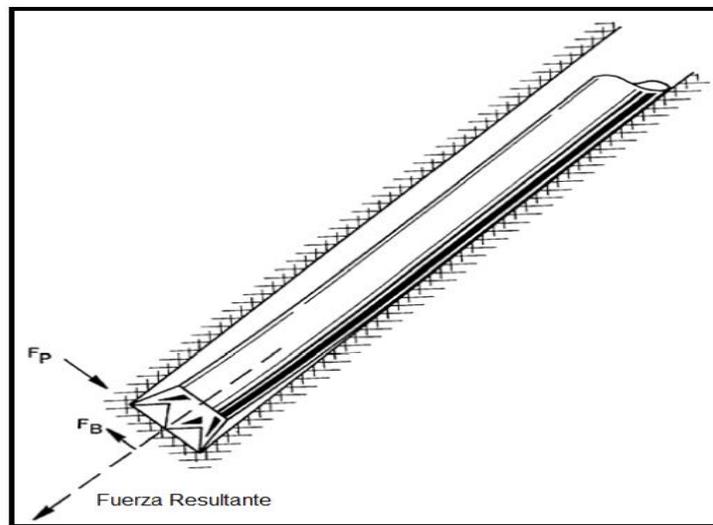
²⁸ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-7.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

es proporcional al seno del ángulo ya que el peso en la barrena incrementara ligeramente la fuerza lateral presentada en la barrena como se muestra en la figura 2.10.

Otro punto importante que afecta la desviación de los ensamblajes, es la rigidez presentada en las lastra barrenas ya que al ser muy rígidas ocasionara que se flexionen menos, lo cual incrementara la longitud L lo que producirá que se mueva el punto tangencial y esto generara que la tendencia de desviación se incremente o se disminuya.

Otro factor que afecta la tendencia de desviación es la colocación y la adición de los estabilizadores en el ensamblaje, al colocar un estabilizador por encima de la barrena, este actuara como un punto de apoyo (fulcrum) lo cual incrementara la fuerza lateral en la barrena, lo que incrementara el ángulo de construcción, la adición de más estabilizadores provocara una disminución en la fuerza lateral, lo que ocasionara una disminución en la tendencia de desviación.



29 Figura 2.10 Componentes de la Fuerza Resultante.

²⁹ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-8.

Un segundo factor que debemos mencionar el cual afecta la tendencia de desviación en los ensamblajes de fondo, son las características de las formaciones; si las formaciones fueran isotrópicas se generarían recortes o pedazos iguales en cada lado de los dientes en la barrena lo que ocasionaría que la barrena perforara de forma recta, en formaciones anisotrópicas, ocasionan lo contrario debido a que de un lado del diente de la barrena se generara un pedazo o recorte de mayor tamaño ocasionando que la barrena se desvíe, la dureza de la formación y los grados de inclinación de los buzamientos también afectaran la magnitud y la dirección de la tendencia de desviación, lo que no llevara a concluir que en formaciones blandas se tendrá una baja tendencia de desviación y en formaciones duras tendremos mayores tendencias de desviación.

Existen tres tipos básicos de ensamblajes de fondo (BHA) usados en la perforación direccional los cuales son:

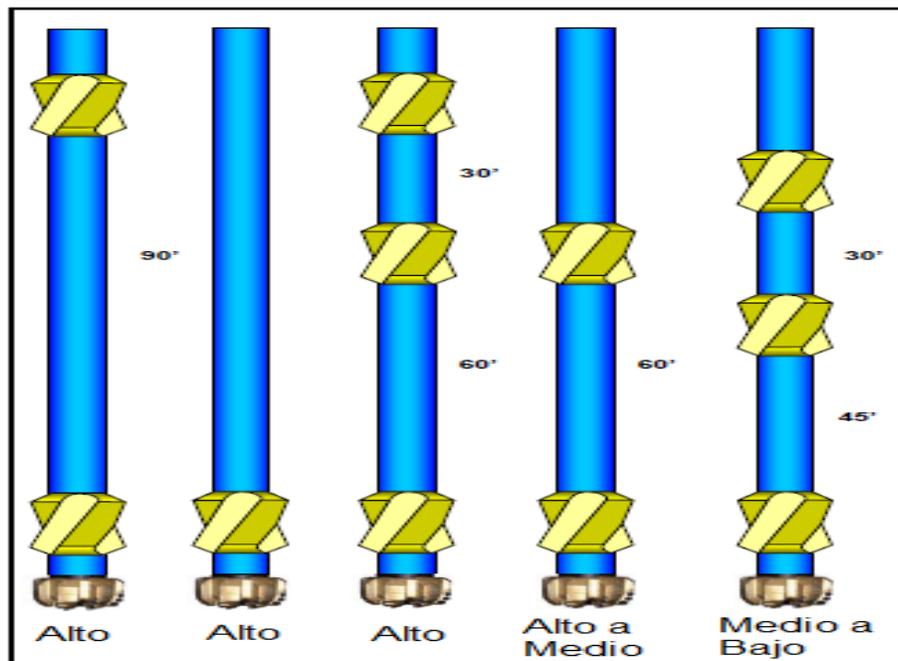
- Ensamblajes de construcción o de aumento.
- Ensamblajes de disminución.
- Ensamblajes de mantener.

2.1.6.1. ENSAMBLAJES DE CONSTRUCCIÓN O DE AUMENTO (BUILDING ASSEMBLIES).

Este tipo de ensamblajes, consisten en una barrena, lastra barrenas (drill collars), estabilizadores y tubería de perforación (drill pipe); como se mencionó anteriormente estos ensamblajes usan a los estabilizadores como punto de apoyo para generar una fuerza lateral en la barrena para incrementar el ángulo de construcción, esta fuerza está en función de la longitud que existe desde la barrena hasta el punto tangencial, del peso que se aplique a la barrena y de la rigidez de las lastra barrenas lo cual incrementara o disminuirá el gasto de construcción, el gasto de construcción será controlado por las tendencias de formación, los tipos de barrenas y estabilizadores, las litologías, rpm de la sarta de perforación, la geometría del pozo, el gasto de penetración, de la rigidez de las lastra barrenas y del peso aplicado a la barrena.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Existen diferentes tipos de arreglos, a continuación se mencionara algunos de los más importantes, el primero consiste en un estabilizador colocado 3 a 6 pies por encima de la barrena y las lastra barrenas y posteriormente la tubería de perforación; el segundo es prácticamente igual al primero, la diferencia radica en que se colocara un segundo estabilizador a 90 pies por encima de la barrena, este ensamblaje construirá en la mayoría de las condiciones a las que pueda ser sometido, el tercer arreglo consiste en un estabilizador colocado de 3 a 6 pies por encima de la barrena, después de 60 pies de lastra barrenas se coloca el segundo estabilizador y por encima se vuelve a colocar lastra barrenas y tubería de perforación, este es el arreglo más utilizado para construir ángulo y más cuando se ha construido con un gasto excesivo ya que el segundo estabilizador amortiguara la tendencia de construcción como podemos observar en la figura 2.11



³⁰ **Figura 2.11 Tipos de Ensamblajes de Construcción.**

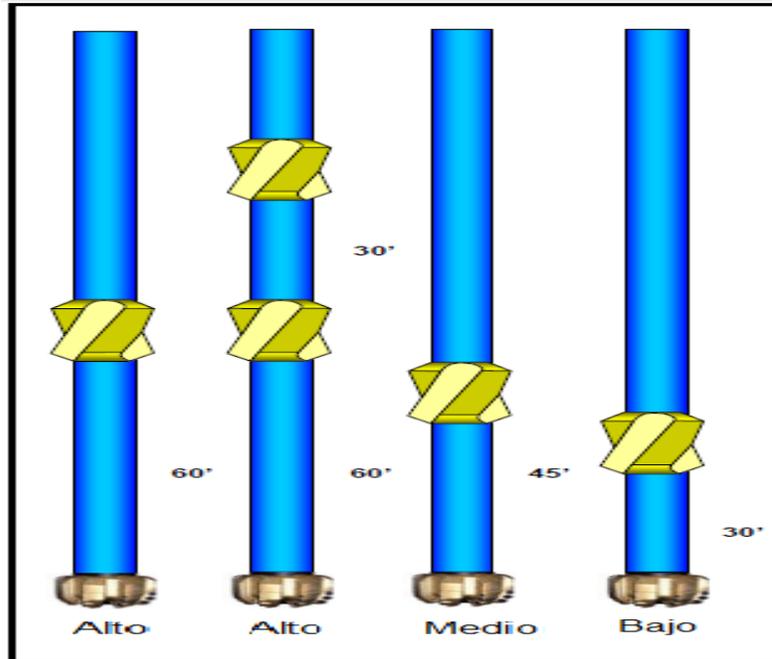
³⁰ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-13.

2.1.6.2. ENSAMBLAJES DE DISMINUCIÓN (DROPPING ASSEMBLIES).

Este tipo de ensamblajes también se les conoce como ensamblajes tipo péndulo, debido al efecto que produce el estabilizador, este evita que la lastra barrena toque con la pared del agujero lo que ocasionara un punto de tangencia entre la barrena y el estabilizador, y el cual se puede colocar a 30, 45 o 60 pies por encima de la barrena.

Al incrementar la longitud efectiva en este tipo de ensamblajes generara que se incremente el peso, lo que ocasionara que aumente la fuerza F_p excediendo a la fuerza F_B debido a la flexión, esto resultara en una mayor fuerza lateral sobre la barrena causando una incremento en la disminución en el ángulo del agujero, al igual adicionar peso a la barrena producirá una reducción en la tendencia de disminución del ángulo ya que aumentara la fuerza debido a la flexión F_B , para lograr este incremento en la tendencia de disminución se puede usar lastra barrenas de diámetros grandes, las cuales deben colocarse por debajo del estabilizador ya que incrementar el peso en este tipo de ensamblajes resulta en una mayor tendencia de disminución.

Al igual incrementar el ángulo del agujero ocasionara un aumento en la fuerza F_p logrando un incremento en la tendencia de disminución ya que este tipo de ensamblajes de tipo péndulo son ineficaces en bajas inclinaciones, en la figura 2.12 podemos observar ejemplos de este tipo de ensamblajes.

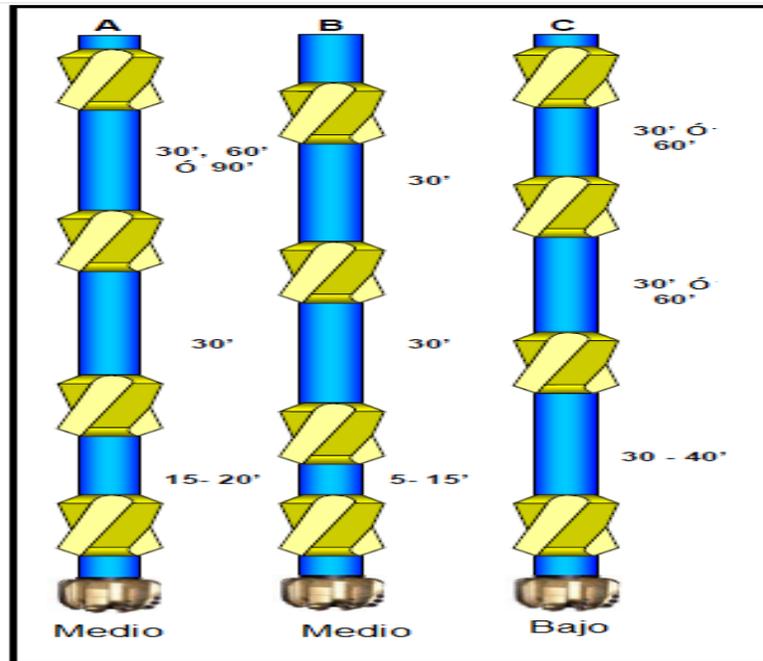


³¹ **Figura 2.12 Ensamblajes de Disminución.**

2.1.6.3. ENSAMBLAJES DE MANTENER (HOLDING ASSEMBLIES).

Para este tipo de ensamblajes lo que se busca principalmente es eliminar o reducir al mínimo las tendencias de construir o disminuir el ángulo de desviación, ya que mantener la inclinación es lo más complicado, en la figura 2.13 podemos ver los ensamblajes más comunes para mantener el ángulo. El primer ensamblaje tipo A es el más eficiente a pesar de que solo mantiene la inclinación el 60 por ciento del tiempo, el tipo B lo mantiene menos del 50 por ciento y el tipo C lo mantiene mucho menos que el ensamblaje tipo B. La selección de cada tipo de ensamblaje dependerá de la información disponible, como registros de pozos, el tipo de formaciones que se están o se van a perforar, pero si no se cuenta con información disponible siempre se debe usar el ensamblaje tipo A e irse a justando según sea necesario.

³¹ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-15.



³² **Figura 2.13 Ensamblajes de Mantener**

El punto principal en estos ensamblajes es reducir la fuerza lateral en la barrena, esto se logra colocando estabilizadores más cerca uno del otro, para evitar la flexión entre los estabilizadores y se generaran tres puntos de estabilización lo que permitirá que el ensamblaje sea más rígido y tenga una baja fuerza lateral en la barrena, la cual será poco afectada por el peso en la barrena.

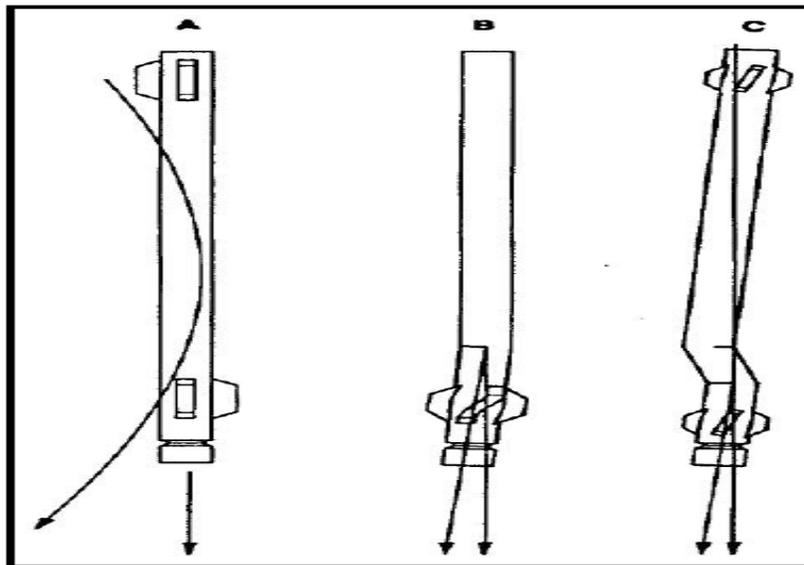
2.1.7. ENSAMBLAJES DE MOTOR ORIENTABLES (STEERABLE MOTOR ASSEMBLIES).

Este sistema es usado principalmente en la perforación de pozos horizontales, un ensamblaje orientable se define como un ensamblaje de fondo cuyo comportamiento direccional puede ser modificado mediante el ajuste de los parámetros de superficie controlables de perforación incluyendo la velocidad de rotación y el peso sobre la barrena. Esta principal habilidad para modificar su

³² Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-15.

comportamiento, nos permitirá dirigirlo hacia el objetivo deseado sin la necesidad de sacarlo del fondo del agujero.

Este tipo de ensamblajes es una combinación de un motor de fondo y un ensamblaje rotatorio, el que puede ser orientado para perforar como un motor de desplazamiento positivo o rotado como un ensamblaje rotatorio; en la figura 2.14 podemos observar ejemplos de este tipo de ensamblajes.



33 Figura 2.14 Tipos de Ensamblajes de Motor Orientables.

El ensamblaje tipo A es un motor recto equipado con estabilizadores excéntricos, su colocación y excentricidad de los estabilizadores determinan la severidad de pata de perro y también generaran un carga lateral en la barrena para afectar la deflexión, el arreglo de este ensamblaje ocasiona un alto torque de operación lo que conlleva a una rápida perforación.

El tipo B es el ensamblaje más común, está conformado por un motor con un codo de desviación (bent housing) y un estabilizador o estabilizadores, dependiendo de su colocación y el ángulo del codo de desviación (bend) se determinara la

³³ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-25.

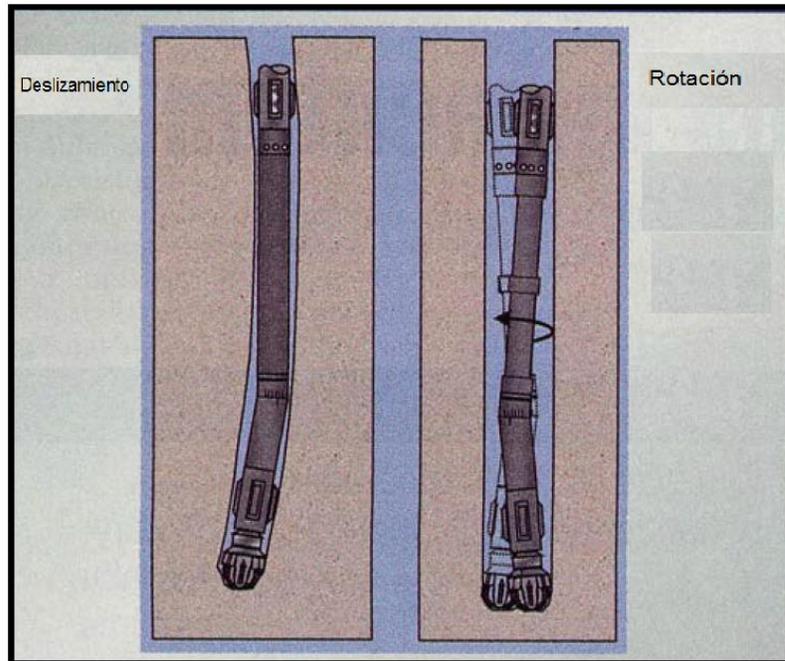
Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

severidad de pata de perro, este ensamblaje puede tener una unión (bend) en la junta en U o un doble codo de desviación (bend), sin embargo la mayoría de los motores con doble codo de desviación (bend) no son orientables su principal ventaja de este ensamblaje es que se usa la inclinación de la barrena para generar el cambio en la dirección del agujero en vez de la fuerza lateral en la barrena.

El tipo C está diseñado con una doble junta o articulación Tilted (DTU), este ensamblaje consiste en un motor con un codo de desviación (housing), dos codos de desviación (bends) colocados de forma opuesta a la junta universal lo que generara una mayor inclinación de la barrena con menor desplazamiento, también tiene dos estabilizadores el primero colocado en la sección del cojinete y el segundo colocado en la parte superior del motor, esto ocasionara menores cargas en la sección de cojinete del motor cuando está girando.

Como se ha mencionado este tipo de ensamblaje es la combinación de dos sistemas por lo cual tiene dos modos de funcionamiento, mismos se muestra en la figura 2.15; el primero es por deslizamiento y el segundo es por rotación, en el primero actúa como una carrera típica de motor, debido a que el motor está orientado en la dirección deseada y se perfora sin que la tubería rote, la inclinación de la barrena junto con el motor con el codo de desviación (bent housing) genera el cambio en la dirección e inclinación o en la fuerza lateral ejercida en los estabilizadores.

En el funcionamiento por rotación, la inclinación de la barrena o la fuerza lateral que se presenta en el ensamblaje se cancela debido a la rotación de la sarta, lo que genera que el ensamblaje se estabilice lo que produce una tendencia mínima a construir o disminuir el ángulo de desviación, es por ese motivo que se usa principalmente como un ensamblaje para mantener la tendencia de la trayectoria; por la confiabilidad del motor de fondo este sistema orientable es económico en muchas de sus aplicaciones.



34 Figura 2.15 Tipos de Funcionamiento del Ensamblaje Motor Orientable.

El gasto de penetración de un ensamblaje orientable es mayor en formaciones suaves debido a que entre mayor dureza se reduce el gasto de penetración y ya no resulta tan confiable, teniendo mejor penetración un ensamblaje rotatorio. La gran ventaja de este sistema orientable es que no necesita de viajes para realizar una corrección en el rumbo, debido a que si se necesita una corrección solo se debe orientar el motor y continuar perforando en su modo deslizante hasta que se haya completado la corrección, posteriormente se puede continuar con la perforación en el modo rotativo hasta que se requiera la siguiente corrección. Otra de las ventajas de este sistema es que se puede atacar múltiples objetivos pequeños a un costo razonable gracias a la ventaja de que tiene el sistema de ser re-orientado.

³⁴ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-26.

2.1.8. ENSAMBLAJES ROTATORIOS ORIENTABLES.

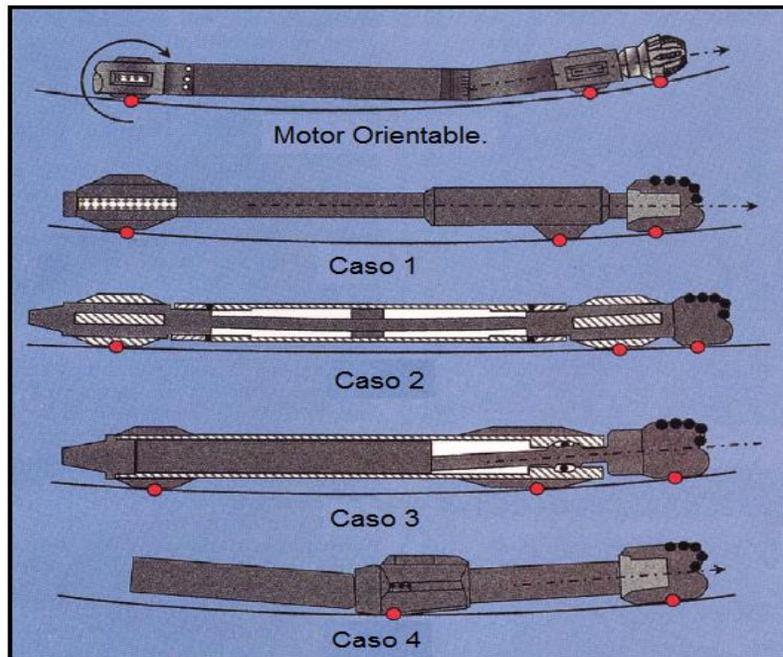
Este tipo de sistemas permiten controlar la trayectoria, la inclinación y el azimuth, dirigiendo la barrena mientras gira la sarta de perforación, lo que generara que el pozo pueda ser colocado en una mejor posición y orientación en el objetivo.

Al inicio estos ensamblajes no contaban con sensores de fondo efectivos y sistemas de control, lo que ocasiono que no tuvieran un éxito tecnológico y comercial, sin embargo hoy en día se ha incrementado la complejidad de los pozos direccionales y los horizontales, es por eso que con el avance realizado en el diseño de control de fondo y en los sistemas de control, se ha impulsado un nuevo interés en este tipo de ensamblajes, actualmente este sistema tiene un sinfín de aplicaciones en las operaciones de alto costo de pozos de alcance extendido y en operaciones en Tierra donde el control direccional resulta ser muy crítico proporcionando un sistema económico.

El control de la trayectoria para este tipo de arreglos o ensamblajes se determina igual que en los ensamblajes de motor orientables, por la geometría de tres puntos, como se ha mencionado anteriormente la condición ideal es alinear el eje de la barrena con la trayectoria de arco del pozo, descrito por los tres puntos de control como podemos observar en la figura 2.16. La barrena usada en este tipo de arreglos o casos está diseñada para minimizar la fuerza de corte lateral mediante una junta flexible que aísla a la barrena de esta fuerza en el momento de la flexión, lo que proporciona una trayectoria controlada.

En la figura 2.16 también podemos observar, para el primer caso que la barrena señalara siempre para el exterior de la curva y la trayectoria se considera un empuje en la barrena ya que las almohadillas estabilizadoras serán la que empujen a la barrena; en el segundo caso la barrena señalara para el exterior de la curva pero en un menor grado; en el tercer caso la barrena podrá señalar ya sea hacia el interior o exterior de la curva, esto dependerá del diseño de la herramienta y el cuarto caso la trayectoria no está determinado por el método de

los tres puntos si no que estará controlada por la dirección de la barrena, desde el segundo hasta el cuarto caso la trayectoria se considera de punto a la barrena, debido a que la dirección específica de la perforación estará controlada hacia donde este la inclinación de la barrena dirigida.



³⁵ Figura 2.16 Mecanismos de Control de Trayectoria.

Estos arreglos desde el primer caso hasta el tercero cuentan con diferentes herramientas como son sensores, sistemas de potencia y sistemas de control, para ajustar dinámicamente la trayectoria en función de la pre-inclinación y el azimuth, pero estas herramientas no pueden determinar el gasto de construcción debido a que no cuentan con sensores de medición de distancia de fondo, por lo cual el gasto de construcción debe irse ajustando mediante los comandos de superficie.

En la actualidad hay disponibles circuitos cerrados donde la computadora de fondo puede calcular la orientación de la herramienta para alcanzar el objetivo, esto se

³⁵ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-32.

logra mediante la transmisión en orden de la profundidad medida de cada punto de estudio (survey) a la computadora de fondo lo permitirá determinar la trayectoria del pozo y posteriormente calcula lo necesario para alcanzar el objetivo, este sistema es complicado de utilizar si se requiere geonavegación para realizar cambios de objetivo u objetivos.

Este mecanismo de ensamblaje rotatorio orientable es económico en la mayoría de las operaciones costa afuera debido a la reducción del tiempo y proporciona un mejor rendimiento en pozos donde al perforar se generan altos torques y arrastres y reduce potencialmente la severidad de pata perro, que es un problema con los motores orientables, también mejora la limpieza del agujero con rotación en un 100 por ciento y reduce el número de plataformas y pozos por el incremento de las longitudes de los pozos de alcance extendido lo que proporcionara un mejor desarrollo y explotación de los campos petroleros.

2.2. HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN.

2.2.1. MEDICIÓN CON TOMA SENCILLA (SINGLE SHOT) Y TOMA MÚLTIPLE (MULTISHOT).

Estas herramientas de medición surgieron principalmente para disminuir el tiempo muerto durante la perforación de un pozo direccional, debido al tiempo que tomaba correrlos dentro del pozo para que tomaran la lectura.

Estos registros tanto el de toma sencilla (single shot) y el de toma múltiple (multishot) proporcionan datos de una medición sencilla de inclinación y dirección del pozo y se usaban en agujeros descubiertos a través de la sarta de perforación.

El de toma sencilla (single shot) tomaba un registro o medición en un solo punto, por lo cual si después era necesario tomar más lecturas esta herramienta debía extraerse para cambiarse y volver a correrse de nuevo, lo que generaba mucho tiempo no productivo. En cambio el de toma múltiple (multishot) genera varias medidas en diferentes puntos de profundidad de estudio (survey) y ofrecía

información simultánea en una sola corrida; estas herramientas usan una barra no magnética de monel lo que ayudaba a corregir los efectos ocasionados por la sarta de perforación y el del campo magnético de la Tierra, para brindar datos más confiables.

2.2.2. HERRAMIENTA DE MEDICIÓN MWD (MEASURE WHILE DRILLING).

Es un instrumento electromagnético, de alta tecnología, colocado en el ensamblaje de fondo dentro de una lastra barrena no magnética, el cual toma lecturas o mediciones en el fondo del pozo.

Al inicio este sistema no podía enviar o transmitir la información a la superficie en tiempo real, por lo cual los datos eran almacenados en una memoria, posteriormente y con el crecimiento tan rápido de esta herramienta de medición, se desarrolló la habilidad de enviar los datos adquiridos a la superficie sin interrumpir las operaciones durante la perforación, es decir, en tiempo real.

El MWD consta de tres componentes, un sistema de poder, un sistema telemétrico y un sistema de medición.

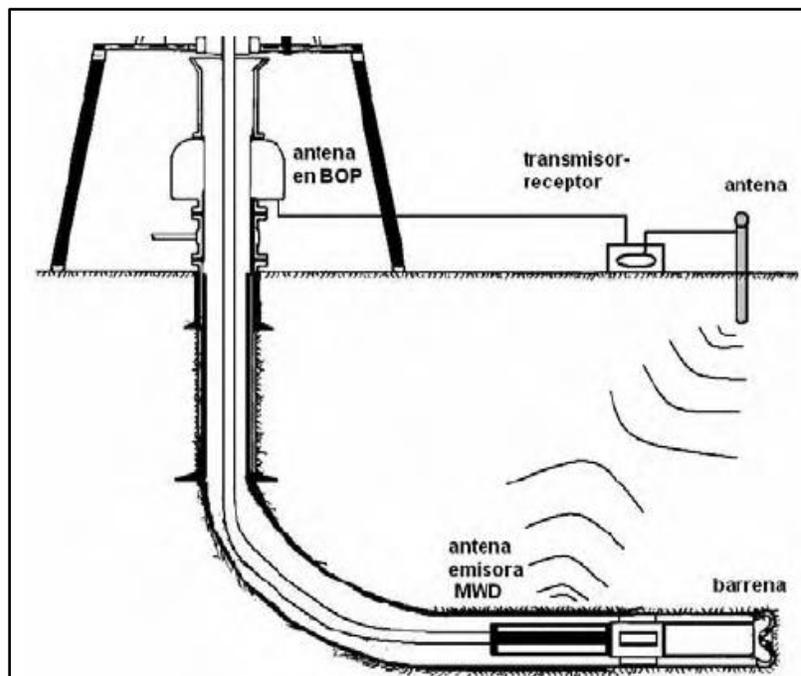
A) El sistema de poder.

En este sistema se utilizan principalmente turbinas o baterías, las cuales son las encargadas de proporcionar la energía eléctrica necesaria para todos los componentes de medición y transmisión de datos, las baterías se usan cuando no se puede mantener el flujo del fluido en el pozo y estas deben de mantener un voltaje constante durante toda su vida útil y soportar altas temperaturas. Las Turbinas se ocupan cuando no existe una restricción a la circulación del fluido a través de la sarta de perforación, y estas se pueden usar en distintos rangos de flujo y son capaces de soportar las condiciones de perforación.

B) Sistema telemétrico.

Su principal función es la de transmitir la información medida a la superficie como, datos de velocidad, presión, temperatura, etc, esto se logra a través de sensores que se codifican para transmitir a las estaciones receptoras (fijas o móviles) como se muestra en la figura 2.17 y existen diferentes métodos de transmisión los cuales son:

- Telemetría electromagnética.
- Telemetría acústica.
- Telemetría eléctrica.
- Telemetría de pulsos en lodo.



36 Figura 2.17 Herramienta de Medición MWD.

³⁶ José Humberto Correa Tello. Fundamentos de Perforación Direccional. Print 2009. P 87.

C) Sistema de medición.

Es la parte de la herramienta que se encarga de recabar la información, esta puede medir parámetros físicos de forma directa o indirecta, lo cual se logra mediante el uso de transductores, los cuales transforman un estímulo físico a un impulso eléctrico para después convertirlo en un código binario, los parámetros que puede medir el MWD son los siguientes:

- Temperatura.
- Presión.
- Peso en la barrena.
- Longitud medida.
- Inclinación y azimut.
- Esfuerzos axiales en la tubería.
- Torque y arrastre en tubería.
- Gasto de lodo.
- Registros Geofísicos (LWD).
- Calibración del agujero.

Los principales beneficios al usar la herramienta MWD son:

- Reducción de tiempo muerto durante la perforación.
- Es más fácil la orientación de la cara de la herramienta.
- La toma de mediciones es mucho más rápida.
- Se mejora el control del cambio de trayectoria del pozo, debido a que se pueden realizar mediciones a diferentes profundidades a lo largo de la trayectoria durante la perforación.
- Reduce correcciones adicionales durante la perforación, debido a la transferencia de datos de medición en tiempo real.

2.2.3. HERRAMIENTA DE MEDICIÓN LWD (LOGGING WHILE DRILLING).

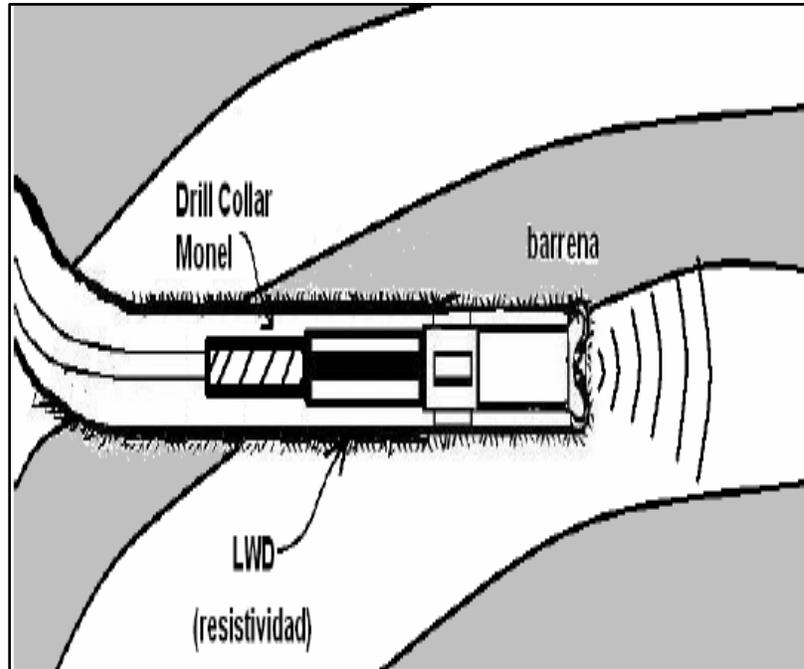
El LWD es un sistema que se incluye dentro de los equipos MWD, pero cada una de estas herramientas tiene distintas funciones, el LWD permite medir las propiedades de la roca perforada y poder identificar las zonas con posible presencia de hidrocarburos, lo que generara que se puedan tomar decisiones en tiempo real durante la perforación.

Su principal función del LWD es caracterizar las formaciones que se están perforando, esto se logra midiendo la resistividad en tiempo real de las formaciones, lo que permitirá poder tomar decisiones en tiempo real para corregir la trayectoria del pozo a partir de la información que brindan los registros de resistividad del LWD, con lo cual podremos ubicar las zonas donde se colocaran las tuberías de revestimiento, lo que reducirá sustancialmente el riesgo en zonas geológicamente complejas; ubicar áreas donde puede haber perdida de fluido y minimizar operaciones que pueden causar mayores tiempos muertos en la perforación.

Los registros que brinda la herramienta LWD son:

- Registro de Rayos Gamma.
- Registro de Resistividad de la Formación.
- Registro de Densidad Neutrón.
- Registro de Inclinação de la Barrena.
- Registro Sónico.

El equipo LWD opera de forma muy similar al MWD ya que transmite la información a través de una señal a la superficie por la sarta de perforación y se instala en el ensamblaje de fondo por encima de la barrena como se muestra en la figura 2.18.



37 Figura 2.18 Herramienta LWD.

³⁷ José Humberto Correa Tello. Fundamentos de Perforación Direccional. Print 2009. P 90.

**CAPITULO III.- HIDRÁULICA BÁSICA EN POZOS
DIRECCIONALES.**

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Una de las principales funciones durante la perforación de un pozo tanto vertical, direccional o de alcance extendido (horizontal), es la hidráulica, donde se engloba la importancia del fluido ya sea para perforación, limpieza y terminación del pozo, y el sistema de circulación ya que son claves para una perforación y terminación exitosa.

En este capítulo abarcaremos los conceptos básicos de hidráulica, durante la perforación de un pozo direccional, ya que sus principales características son: la de generar una limpieza a lo largo del agujero, limpiar el fondo del agujero y los dientes de la barrena, y eliminar y transportar los recortes eficientemente a la superficie a través del espacio anular; esta habilidad del fluido para transportar los recortes se le conoce como “capacidad de acarreo” del fluido de perforación.

Esto es importante, debido a que una mala hidráulica durante la operación de perforación, podría ocasionar un desgaste prematuro en la barrena, fracturamiento de la formación, pegadura de la sarta de perforación, un bajo gasto de penetración y un alto torque y arrastre, el reconocer estos factores y prevenirlos, no ayudara a entender la importancia de comprender los conceptos básico de hidráulica presentados en este capítulo.

3.1. FLUIDOS.

El fluido usado para la perforación, limpieza y terminación de un pozo direccional se refiere a un líquido, gas o líquido gasificado que circula continuamente, usado durante la operación de perforación, para realizar las diversas funciones necesarias para lograr una perforación exitosa a un bajo costo.

Entre los fluidos usados tenemos:

- Lodos de Perforación.
- Fluidos Viscosos o Espaciadores.
- Fluidos Lavadores.
- Lechadas de Cemento.
- Fluidos de Terminación.

- Fluidos de Pesca.

Los fluidos usados durante la perforación también se pueden clasificar por sus características de flujo o su comportamiento reológico, es decir, por la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte o gradiente de velocidad, a partir de este criterio podemos clasificarlos en dos clases de fluidos:

- Fluidos Newtonianos.
- Fluidos no Newtonianos.

3.2. FLUIDOS NEWTONIANOS.

Son aquellos fluidos donde el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la tasa de corte o gradiente de velocidad, lo cual quiere decir que la viscosidad para estos fluidos permanece constante a determinadas condiciones de temperatura y presión, en la ecuación (3.1) describe el comportamiento de los fluidos newtonianos conocida como modelo newtoniano.

$$\tau = \frac{F}{A} = -\mu \frac{dv}{dr} \quad (3.1)$$

$$\tau = \frac{F}{A} = \text{esfuerzo de corte producido al moverse el fluido (Pa)}$$

$$\mu = \text{viscosidad del fluido (Pa} \cdot \text{s)} \quad , \quad \frac{dv}{dr} = \text{tasa de corte o velocidad de corte } \left(\frac{1}{s}\right)$$

3.3. FLUIDOS NO NEWTONIANOS.

Los fluidos no Newtonianos son aquellos en los cuales se presentan una amplia gama de relaciones entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte o tasa de corte, esto quiere decir que tienen viscosidades que dependen de la velocidad de corte medidas para determinadas condiciones de temperatura y presión, los cuales se pueden clasificar, a su vez, en:

- Plásticos.
- Pseudoplásticos

- Tixotrópicos
- Dilatantes

Para los fluidos no Newtonianos existen diferentes modelos reológicos que describen el comportamiento real del fluido a diferentes velocidades de corte, los cuales son:

- Modelo de Plástico de Bingham
- Modelo de Ley de potencia
- Modelo de Herschel-Burkley

3.3.1. MODELO DE PLÁSTICO DE BINGHAM.

Este modelo tiene una amplia aplicación en campo debido a que es muy simple y aporta buenos resultados, para este modelo, el fluido no fluye hasta que se le aplica un mínimo esfuerzo cortante, llamado punto de cedencia (τ_b), posteriormente los cambios en el esfuerzo de corte (τ) serán proporcionales al ritmo de corte, lo que se conoce como viscosidad plástica (μ_p), la ecuación (3.2) representa el modelo de plástico de Bingham.

$$\tau = \tau_b + \mu_p \left(\frac{dv}{dr} \right) \quad (3.2)$$

τ = esfuerzo de corte , τ_b = punto de cedencia o esfuerzo inicial de Bingham

μ_p = viscosidad plástica , $\left(\frac{dv}{dr} \right)$ = tasa de corte o velocidad de corte

3.3.2. MODELO DE LEY DE POTENCIA.

Este modelo ha demostrado que tiene una aproximación con mayor exactitud al comportamiento real del fluido, que el modelo de plástico de Bingham; para este modelo se requiere de dos parámetros para ser descrito, el primero se le conoce como índice de comportamiento no newtoniano (n), y puede representar a un fluido pseudoplásticos ($n < 1.0$), un fluido newtoniano ($n = 1$), o un fluido dilatante ($n > 1.0$), el segundo parámetro que se utiliza en este modelo para describirlo es,

el parámetro K , el cual se le conoce como índice de consistencia y este modelo se representa con la ecuación (3.3).

$$\tau = K \left(\frac{dv}{dr} \right)^n \quad (3.3)$$

$\tau = \text{esfuerzo de corte}$, $\left(\frac{dv}{dr} \right) = \text{tasa de corte o velocidad de corte}$

3.3.3. MODELO DE HERSCHERL-BURKLEY (LEY DE POTENCIA MODIFICADO).

Este modelo describe el comportamiento reológico de los fluidos usados en la perforación de pozos petroleros, con una mayor exactitud que cualquier otro modelo; este modelo de Herscherl-Burkley se reduce al modelo de Bingham cuando $n = 1$ y se reduce al modelo de la Ley de potencia cuando $\sigma_o = 0$, solo que para la aplicación de este modelo se requiere un algoritmo de computadora para obtener soluciones, por lo cual es una restricción al momento de aplicarlos en campo, si no se cuenta con este algoritmo, el modelo de Hercherl-Burkley se describe en la ecuación (3.4).

$$\tau = \tau_o + \left(K \times \left(\frac{dv}{dr} \right)^n \right) \quad (3.4)$$

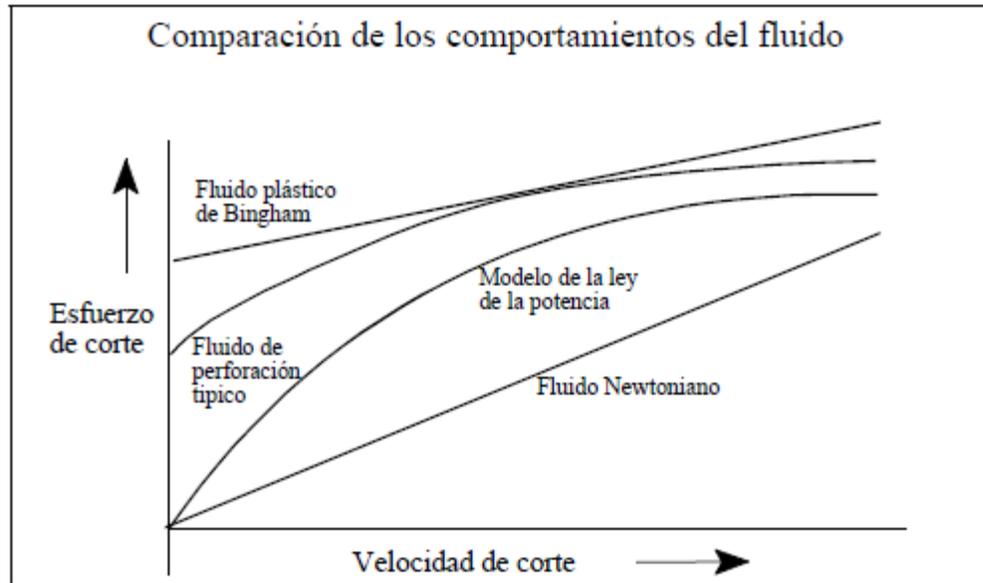
$\tau = \text{esfuerzo de corte}$, $\tau_o = \text{Esfuerzo de punto cedente del fluido}$

$K = \text{indice de consistencia}$

$n = \text{indice de flujo o indice de comportamiento no Newtoniano}$

$\left(\frac{dv}{dr} \right) = \text{velocidad de corte}$

En la figura 3.1 podemos observar el comportamiento de cada uno de los modelos usados para fluidos Newtonianos y no Newtonianos relacionando el esfuerzo de corte y la velocidad de corte de los fluidos.



³⁸ **Figura 3.1 Comparación de los comportamientos del fluido.**

3.4. FLUJO Y PERDIDAS DE PRESIÓN ASOCIADAS AL SISTEMA DE CIRCULACIÓN EN EL POZO.

Durante la perforación de un pozo, es muy importante poder predecir las caídas de presión y las pérdidas de presión debido a la fricción a lo largo del sistema de circulación, para conocer y optimizar la hidráulica del pozo.

En el sistema de circulación se presentan dos tipos de flujo uno descendente (dentro de la tubería y conexiones superficiales) y uno ascendente (espacio anular); en el primero podemos considerar un flujo monofásico y en el segundo caso no podemos considerarlo tan homogéneo debido a que el fluido transporta los recortes generados durante la perforación, este sistema lo podemos dividir en tres principales partes:

- 1) La caída de presión en la(s) boquilla(s) en la barrena.
- 2) Flujo dentro de la sarta de perforación y conexiones superficiales.
- 3) Flujo en el espacio anular.

³⁸ Baroid, Manual de fluidos Baroid, Baroid, a Halliburton Company, Print 2000, P 9-8

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Dependiendo de la velocidad del fluido, se podrán presentar dos tipos de flujo, flujo laminar, turbulento y de transición.

El flujo laminar tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte, en donde el movimiento de las partículas del fluido se da de forma paralela a las paredes del conducto a través del cual se mueve; la fricción que se genera entre el fluido y las paredes es menor en este tipo de flujo y a partir del número adimensional de Reynolds se puede clasificar este régimen dentro del siguiente parámetro: $100 < NR < 2100$.

El flujo turbulento se da en altas velocidades de cizallamiento, cuando las partículas del fluido se mueven de forma desordenada y estas son arrastradas por remolinos y giros, debido a esto la fricción generada entre el fluido y las paredes del conducto es mayor para este tipo de flujo; a partir del número adimensional de Reynolds se puede clasificar este régimen dentro del siguiente parámetro: $NR > 3100$.

El flujo transicional se da cuando el flujo cambia de flujo laminar a turbulento y viceversa. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad particular a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento o viceversa, y a partir del número adimensional de Reynolds se clasifica este régimen dentro del siguiente parámetro: $2100 < NR < 3100$.

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona la velocidad y las propiedades del fluido, entonces el número de Reynolds para un fluido newtoniano que circula dentro de la tubería se puede obtener a partir de la siguiente ecuación.

$$N_{RE} = \frac{128.968 \rho V d}{\mu E} \quad (3.5)$$

Y para calcular el número de Reynolds en el espacio anular se usa la ecuación.

$$N_{RE} = \frac{128.968\rho V(D-d_1)}{\mu E} \quad (3.6)$$

$$\rho = \text{Densidad del fluido} \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) \quad , \quad V = \text{Velocidad del fluido} \left(\frac{\text{pies}}{\text{min}} \right)$$

d = Diámetro interno de la tubería (pulgadas)

D = Diámetro interno de TR o del agujero (pulgadas)

d_1 = Diámetro exterior de Tubería (pulgadas)

μ = Viscosidad (centipoises cp) , E = Eficiencia 1.0

Para poder calcular las pérdidas de presión a lo largo del sistema de circulación es necesario comprender el estudio dinámico del fluido, el cual está basado en tres leyes físicas las cuales son, conservación de energía, conservación de momento y conservación de masa, estas combinadas con los modelos reológicos, los estados de fluido, los regímenes del flujo de fluido y el tipo de conducto nos permitirán calcular estas caídas de presión y pérdidas de presión por fricción a lo largo del sistema, la cual nos daría como resultado la ecuación de balance de energía mecánica para un fluido incompresible entrando en un sistema físico (3.11)

$$\gamma(D_j - D_i) + \frac{\gamma}{2g}(v_j - v_i) + P_j - P_i = W_p - W_f \quad (3.11)$$

D = Elevación,

γ = Densidad del peso del fluido

v = Velocidad promedio del fluido,

P = Presion

W_p = Trabajo realizado por la Bomba,

W_f = Perdida de energia por fricción

Entonces a partir de la ecuación (3.11) esta se puede escribir como una ecuación de balance de presión, la cual quedaría como la ecuación (3.12).

$$P_h + P_a + P_j - P_i = P_p - P_f \quad (3.12)$$

P_h = Presión hidrostática en la cabeza,

P_a = Presión dinámica

P_p = Presión de la Bomba,

P_f = Perdida de presión debido a la fricción

Ahora si visualizamos a todo el sistema de circulación como un tubo en u y consideramos que el diámetro de entrada es igual al diámetro de salida ($D_e = D_s$) y de la misma forma para las presiones donde la presión inicial es igual a la presión de salida ($P_e = P_s$) y considerando que la única presión dinámica de significado es la que atraviesa las boquillas de la barrena, entonces la ecuación anterior podemos simplificarla como:

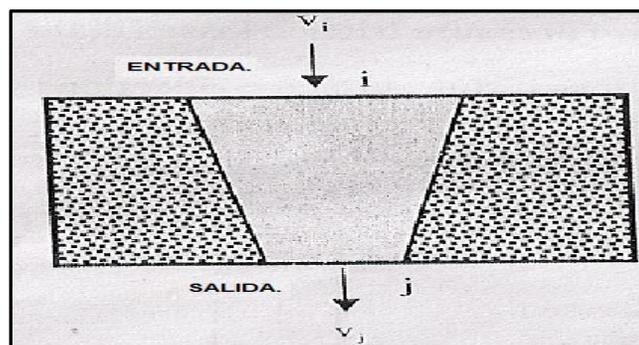
$$P_b + P_f = P_p \quad (3.13)$$

P_b = Cambio de presión dinámica a través de la barrena

3.4.1. CAÍDAS DE PRESIÓN ATRAVÉS DE LAS BOQUILLAS DE LA BARRENA DE PERFORACIÓN (JETS).

Para establecer la caída de presión a través de las toberas o boquillas de la barrena, debemos considerar dos puntos de referencia i y j, la primera ubicada en la entrada y la otra en la salida como muestra la figura 3.2, y si consideramos que no existe un bombeo a través de estas dos secciones entonces P_p será cero y a partir de estas suposiciones la ecuación 3.13 se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_h + P_b + P_j - P_i = -P_f \quad (3.14)$$



³⁹ Figura 3. 2 Boquilla de la Barrena.

³⁹ JJ.Azar, G. Robello Samuel, Drilling Engineering, PennWell Corporation, Print 2007, P 92.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Ahora si consideramos que la pérdida de presión debido a la fricción y la presión hidrostática pueden ser despreciadas para este caso, en comparación con la presión dinámica, entonces la ecuación 3.14 quedaría de la siguiente manera:

$$P_b + P_j - P_i = 0 \quad (3.14a)$$

$$P_i - P_j = P_b = \Delta P = \frac{\gamma}{2g} (\bar{v}_j^2 - \bar{v}_i^2) \quad (3.15)$$

Y sabiendo que la velocidad inicial es muy pequeña en comparación con la velocidad final entonces la velocidad inicial podrá ser despreciada, por lo cual la ecuación de la caída de presión a través de las toberas de la barrena de perforación quedaría como sigue:

$$P_b = \frac{\gamma}{2g} \bar{v}_j^2 = \frac{\gamma}{2g} \bar{v}_{salida}^2 \quad (3.16)$$

Despejando la velocidad de salida de la boquilla

$$P_b \frac{2g}{\gamma} = \bar{v}_{salida}^2 \quad (3.16a)$$

$$\bar{v}_{salida} = \sqrt{\frac{2g}{\gamma} P_b} \quad (3.16b)$$

A la ecuación 3.16b se le agrega un factor de modificación de la boquilla, el cual es llamado coeficiente de descarga de la boquilla C_d ; este se utiliza para compensar las pequeñas velocidades de salida de las boquillas debido a la suposición hecha en relación con el estado sin fricción de las boquillas, los cual nos daría como resultado:

$$\bar{v}_{salida} = C_d \sqrt{\frac{2g}{\gamma} P_b} \quad (3.17)$$

El valor de C_d , se asume que es de 0.95 a menos que se especifique lo contrario. Y sabemos que la $\bar{v}_{salida} = \frac{Q}{A_t}$, donde Q se asume que es el gasto de flujo total a través de las boquillas y A_t es el área total de las boquillas abiertas al flujo y si

sustituimos este término en la ecuación 3.17 y resolviendo para el rendimiento de la caída de presión a través de la barrena obtenemos:

$$\left(\frac{Q}{A_t}\right)^2 = (C_d)^2 \left(\sqrt{\frac{2g}{\gamma} P_b}\right)^2 \quad (3.17a)$$

$$\frac{Q^2}{A_t^2} = C_d^2 \frac{2g}{\gamma} P_b \quad (3.17b)$$

$$P_b = \frac{\gamma Q^2}{2g A_t^2 C_d^2} \quad (3.18)$$

Y de la ecuación 3.18 se convierte en:

$$P_b = \frac{(8.3 \times 10^{-5}) \gamma Q^2}{A_t^2 C_d^2} \quad (3.19)$$

Dónde:

P_b = Cambio de presión dinámica a través de la barrena (psi)

Q = esta en gpm, γ = esta en $\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}$, A_t = esta en (pulg)²

C_d = es un término adimensional

3.4.2. CAÍDAS DE PRESIÓN DEBIDO A LA FRICCIÓN EN LAS TUBERIAS Y EN EL ESPACIO ANULAR CON FLUIDOS NEWTONIANOS.

Para poder calcular las caídas de presión debido a la fricción en el sistema de circulación utilizando fluidos newtonianos debemos seguir los siguientes pasos:

1er. PASO.- Debemos calcular las velocidades de flujo tanto en el interior de las tuberías como en los espacios anulares de cada sección que se requiera, usando las siguientes ecuaciones:

$$V_{tp} = \frac{24.51Q}{d^2}$$

$$V_{ea} = \frac{24.51Q}{D^2 - d_1^2}$$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

V_{ea} = Velocidad de flujo en espacio anular $\left(\frac{pie}{min}\right)$

V_{tp} = Velocidad de flujo en tubería de perforación $\left(\frac{pie}{min}\right)$

24.51 = Factor para dar $\left(\frac{pies}{min}\right)$, Q = Gasto de la bomba $\left(\frac{gal}{min}\right)$

d = Diámetro interno de Tuberías en pg. , D = Diámetro interno de TR o agujero en pg.

d_1 = Diámetro externo de Tuberías en pg.

2do. PASO.- Es calcular el número de Reynolds generalizado, tanto para el interior de las tuberías y el espacio anular de cada sección que se requiera, con las siguientes formulas.

$$N_{RE} = \frac{128.968 \rho V d}{\mu E}$$

$$N_{RE} = \frac{128.968 \rho V (D - d_1)}{\mu E}$$

N_{RE} = Número de Reynolds, Adimensional.

d = Diámetro interno de Tuberías en pg. , D = Diámetro interno de TR o agujero en pg.

d_1 = Diámetro externo de Tuberías en pg.

V = Velocidad de flujo en Tuberías o espacios anulares en $\left(\frac{pie}{min}\right)$.

ρ = Densidad del fluido en $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$, μ = Viscosidad absoluta en cp.

E = Eficiencia 1.0

3er. PASO.- Después de calcular los valores del número de Reynolds, se determinara el tipo de flujo de cada sección.

- SI $N_{RE} > 3100$ SE TIENE FLUJO TURBULENTO.
- SI $N_{RE} < 2100$ SE TIENE FLUJO LAMINAR.
- SI ESTA ENTRE 2100 Y 3100 ES FLUJO DE TRANSICIÓN.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

4o. PASO.- Si el flujo es TURBULENTO, debemos calcular el factor de Rugosidad Relativa (R_R) tanto para el interior de las tuberías y los espacios anulares.

(INTERIOR DE TUBERÍA)

$$R_R = \frac{\epsilon}{d}$$

(ESPACIO ANULAR)

$$R_R = \frac{\epsilon}{D-d_1}$$

$R_R =$ Rugosidad relativa en pg. , $\epsilon =$ Rugosidad Absoluta = 0.0006 pg.

$D =$ Diámetro interno de TR en pg. , $d_1 =$ Diámetro externo de Tuberías en pg.

$d =$ Diámetro interno de TP en pg.

5o. PASO.- Una vez obtenido el valor de la rugosidad relativa y el valor del número de Reynolds, podremos determinar el factor de fricción (f) con el diagrama de Moody, tanto para el interior de la TP y el Espacio Anular.

6o. PASO.- Ya calculado el factor de fricción con el paso anterior, lo siguiente será calcular la caída de presión debido a la fricción para el interior de la sarta de perforación y el espacio anular de cada sección que se requiera, con las siguientes ecuaciones:

(INTERIOR TUBERÍA)

$$\Delta Pf = \frac{0.51736 \times 10^{-5} f \rho V^2 L}{E^2 d}$$

(ESPACIO ANULAR)

$$\Delta Pf = \frac{0.51736 \times 10^{-5} f \rho V^2 L}{E^2 (D-d_1)}$$

$\Delta Pf =$ Caída de Presión por Fricción $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$f =$ Factor de Fricción adimensional.

$\rho =$ Densidad del Fluido $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$, $V =$ Velocidad del Flujo $\left(\frac{pie}{min}\right)$

$L =$ Longitud de Tubería o sección en m.

$E =$ Eficiencia = 1.0 , $D =$ Diámetro interno de TR en pg.

$d_1 =$ Diámetro externo de TP en pg. , $d =$ Diámetro interno TP en pg.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

7o. PASO.- Si el fluido resulta LAMINAR, se calculara el factor de fricción para espacios anulares de cada sección que se requiera, usando la ecuación:

$$f = \frac{64}{N_{RE}}$$

f = Factor de Fricción adimensional.

64 = Constante. , N_{RE} = Número de Reynolds, Adimensional.

8o. PASO.- Una vez calculado el factor de fricción en el paso anterior, este se usara para calcular la caída de presión para flujo laminar, usando la siguiente formula:

$$\Delta Pf = \frac{0.51736 \times 10^{-5} f \rho V^2 L}{E^2 (D - d_1)}$$

ΔPf = Caída de Presión por Fricción $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

f = Factor de Fricción adimensional.

ρ = Densidad del Fluido $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$, V = Velocidad del Flujo $\left(\frac{pie}{min}\right)$

L = Longitud de Tubería o sección en m.

E = Eficiencia = 1.0

D = Diámetro interno de TR en pg. , d_1 = Diámetro externo de TP en pg.

9o. PASO.- Si el flujo es de TRANSICION, esto será cuando el número de Reynolds está entre 2100 y 3100, se calculara el factor de fricción en la sección que se requiera utilizando la siguiente ecuación.

$$f = 0.5675 N_{RE}^{-0.3192}$$

f = Factor de Fricción adimensional. , N_{RE} = Número de Reynolds adimensional.

10o. PASO.- Después de obtener el factor de fricción para flujo de transición, se calculara la caída de presión debido a la fricción con la misma fórmula ocupada en el paso 8o.

11o. PASO.- Por último se calculara la caída de presión por fricción total en el circuito hidráulico, sumando todas las caídas de presión de las secciones que se haya calculado anteriormente.

$$\Delta P_{fT} = \sum \Delta P_{f_{tp}} + \sum \Delta P_{f_{ea}}$$

ΔP_{fT} = Caída de Presión Total en el Sistema Hidráulico $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$\sum \Delta P_{f_{tp}}$ = Suma de caídas de Presión por Fricción en el interior de Tuberías $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$\sum \Delta P_{f_{ea}}$ = Suma de caídas de Presión por Fricción en espacios anulares $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

3.4.3. CAÍDAS DE PRESIÓN DEBIDO A LA FRICCIÓN EN LAS TUBERIAS Y EN EL ESPACIO ANULAR CON FLUIDOS NO-NEWTONIANOS.

3.4.3.1. MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM

A partir del modelo Plástico de Bingham calcularemos las caídas de presión debido a la fricción en el sistema hidráulico, usando los parámetros para dicho modelo que son la viscosidad plástica (μ_p) y el punto de cedencia (τ_0), este modelo es un poco más preciso para describir el comportamiento de los fluidos, debido a que usa las lecturas del Viscosímetro Fann a 300 y 600 rpm. Exclusivamente se utiliza para los fluidos bentoníticos y emulsiones inversas.

Los pasos que debemos seguir para calcular las caídas de presión son los siguientes.

1er. PASO.- Debemos calcular los parámetros de Viscosidad Plástica (μ_p) y el Punto de Cedencia (τ_0), con las siguientes fórmulas:

$$\mu_p = L_{600} - L_{300} \qquad \tau_0 = L_{300} - \mu_p$$

μ_p = Viscosidad Plástica (cp). , τ_0 = Punto de Cedencia $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

$L_{600} =$ Lectura del Viscosímetro Fann a 600 rpm en $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$

$L_{300} =$ Lectura del Viscosímetro Fann a 300 rpm en $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$

2o. PASO.- Posteriormente se debe calcular las velocidades de flujo tanto en el interior de la tubería y en el espacio anular de cada sección que se requiera usando las mismas ecuaciones que en el modelo Newtoniano.

$$V_{tp} = \frac{24.51Q}{d^2} \qquad V_{ea} = \frac{24.51Q}{D^2 - d_1^2}$$

$V_{ea} =$ Velocidad de flujo en espacio anular $\left(\frac{pie}{min}\right)$

$V_{tp} =$ Velocidad de flujo en tubería de perforación $\left(\frac{pie}{min}\right)$

24.51 = Factor de conversión de unidades constantes.

$Q =$ Gasto de la bomba $\left(\frac{gal}{min}\right)$, $d =$ Diámetro interno de Tuberías en pg.

$D =$ Diámetro interno de TR o agujero en pg.

$d_1 =$ Diámetro externo de Tuberías en pg.

3o. PASO.- Obtener el parámetro de la Viscosidad efectiva (μ_e), tanto en el interior de la tubería y el espacio anular de cada sección usando las siguientes formulas:

$$\mu_e = \frac{398.94\tau_0 d}{V} + \mu_p \qquad \mu_e = \frac{299.22\tau_0(D-d_1)}{V} + \mu_p$$

$\mu_e =$ Viscosidad Efectiva para Tubería y Espacios Anulares (cp).

$\tau_0 =$ Punto de Cedencia $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$, $D =$ Diámetro interior de TR pg.

$d_1 =$ Diámetro exterior de TP pg. , $V =$ Velocidad de flujo $\left(\frac{pie}{min}\right)$

$\mu_p =$ Viscosidad Plástica (cp). , $d =$ Diámetro interior de Tubería pg.

4o. PASO.- En este paso se calculara el Número de Reynolds generalizado tanto para el interior de la tubería y el espacio anular de cada sección usando las siguientes fórmulas:

$$N_{RE} = \frac{128.968 \rho V d}{\mu_e E}$$

$$N_{RE} = \frac{128.968 \rho V (D - d_1)}{\mu_e E}$$

N_{RE} = Número de Reynolds, Adimensional.

d = Diámetro interno de Tuberías en pg. , D = Diámetro interno de TR o agujero en pg.

d_1 = Diámetro externo de Tuberías en pg.

V = Velocidad de flujo en Tuberías o espacios anulares en $\left(\frac{pie}{min}\right)$

ρ = Densidad del fluido en $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$, E = Eficiencia 1.0

μ_e = Viscosidad Efectiva en tubería o espacio anular cp.

5o. PASO.- A partir del Número de Reynolds generalizado calculado, podremos determinar el tipo de flujo de casa sección, de acuerdo a lo siguiente.

- Si $N_{RE} > 2100$ Se tiene flujo Turbulento.
- Si $N_{RE} < 2100$ Se tiene flujo laminar.

6o. PASO.- Si se obtiene un flujo LAMINAR en algunas secciones tanto en el interior de la Tubería o el espacio anular, se calculara la Caída de Presión por fricción con las siguientes ecuaciones.

$$\Delta P_f = \frac{3.8443 \times 10^{-3} \mu_p L V}{1500 d^2} + \frac{0.23066 \tau_o L}{225 d}$$

$$\Delta P_f = \frac{3.8443 \times 10^{-3} \mu_p L V}{1000 (D - d_1)^2} + \frac{0.23066 \tau_o L}{200 (D - d_1)}$$

ΔP_f = Caída de Presión por Fricción $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

μ_p = Viscosidad plástica (cp). , L = Longitud de Sección en metros.

V = Velocidad de Flujo en Tuberías o Espacio Anular $\left(\frac{pie}{min}\right)$

τ_o = Punto de Cedencia $\left(\frac{lb}{100 pie^2}\right)$, d = Diámetro interno de Tubería en pg.

D = Diámetro interno de TR en pg. , d_1 = Diámetro externo de Tubería en pg.

7o. PASO.- Ahora si se tiene Flujo TURBULENTO tanto para el espacio anular o el interior de la tubería, tendremos que calcular un nuevo número de Reynolds, el

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

cual se le denominara Número de Reynolds Modificado de la sección que se requiera, usando la siguiente formula.

$$N_{REm} = \frac{N_{RE}\mu_e}{\mu_p}$$

N_{REm} = Número de Reynolds Modificado, Adimensional.

N_{RE} = Número de Reynolds Generalizado, Adimensional.

μ_e = Viscosidad Efectiva (cp). , μ_p = Viscosidad Plastica (cp).

8o. PASO.- Una vez obtenido el nuevo valor del Número de Reynolds Modificado, determinaremos el tipo de flujo en cada sección.

- Si $N_{REm} > 3100$ se confirma Flujo Turbulento.
- Si $N_{REm} < 3100$ se tiene Flujo en Transición.

9o. PASO.- Confirmado el Flujo Turbulento tanto para el espacio anular o el interior de la tubería, se deberá calcular la Rugosidad Relativa de cada sección, usando las ecuaciones siguientes.

(INTERIOR DE TUBERÍA)

$$R_R = \frac{\epsilon}{d}$$

(ESPACIO ANULAR)

$$R_R = \frac{\epsilon}{D-d_1}$$

R_R = Rugosidad relativa en pg. , ϵ = Rugosidad Absoluta = 0.0006 pg.

D = Diámetro interno de TR en pg. , d_1 = Diámetro externo de Tuberías en pg.

d = Diámetro interno de TP en pg.

10o. PASO.- Una vez obtenidos tanto el factor de Rugosidad Relativa y el número de Reynolds Modificado, se determinara el factor de Fricción con el Diagrama de Moody.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

11o. PASO.- Posteriormente se calculará la caída de Presión por Fricción tanto para el espacio anular como en el interior de la tubería de cada sección, utilizando las siguientes ecuaciones:

(INTERIOR TUBERÍA)

$$\Delta Pf = \frac{0.51736 \times 10^{-5} f \rho V^2 L}{E^2 d}$$

(ESPACIO ANULAR)

$$\Delta Pf = \frac{0.51736 \times 10^{-5} f \rho V^2 L}{E^2 (D - d_1)}$$

ΔPf = Caída de Presión por Fricción $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

f = Factor de Fricción adimensional. , ρ = Densidad del Fluido $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$

V = Velocidad del Flujo $\left(\frac{pie}{min}\right)$, L = Longitud de Tubería o sección en m.

E = Eficiencia = 1.0 , D = Diámetro interno de TR en pg.

d_1 = Diámetro externo de TP en pg. , d = Diámetro interno TP en pg.

12o. PASO.- Si se tiene Flujo de TRANSICIÓN, se calculara el factor de fricción con la siguiente formula.

$$f = 0.5675 N_{REm}^{-0.3192}$$

f = Fractor de Fricción Adimensional.

N_{REm} = Número de Reynolds Modificado, Adimensional.

13o. PASO.- Una vez calculado el factor de fricción para el flujo de Transición, e calculara la Caída de Presión de cada sección usando las ecuaciones del onceavo paso.

14o. PASO.- Por último se sumara las Caídas de Presión por Fricción de las secciones de tubería y espacios anulares que se hallan calculado para obtener la Caída Total de Presión por la Fricción, mediante la ecuación:

$$\Delta P_{fT} = \sum \Delta P_{f_{tp}} + \sum \Delta P_{f_{ea}}$$

ΔP_{fT} = Caída de Presión Total en el Sistema Hidráulico $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$\Sigma \Delta P_{f_{tp}} =$ Suma de caídas de Presión por Fricción en el interior de Tuberías $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$\Sigma \Delta P_{f_{ea}} =$ Suma de caídas de Presión por Fricción en espacios anulares $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

3.4.3.2. MODELO LEY DE POTENCIAS.

Para este modelo consideraremos los parámetros siguientes: (n) , que es el Índice de Comportamiento del Fluido y (K) , que es el Índice de Consistencia, con estos nuevos parámetros el modelo de Ley de Potencias será más exacto por lo que se podrán calcular las Caídas de Presión y optimizar mejor nuestro equipo de Bombeo.

1o. PASO.- Lo primero que tendremos que hacer es obtener los parámetros del índice de comportamiento del flujo (n) y el índice de consistencia con las ecuaciones siguientes:

$$n = 3.32 \left(\log \frac{L_{600}}{L_{300}} \right) \qquad K = \frac{L_{600}}{1020^n}$$

$n =$ Índice de Comportamiento del Flujo, Adimensional.

$K =$ Índice de Consistencia $\left(\frac{lb\ seg}{100pie^2}\right)$

$L_{600} =$ Lectura Viscosímetro Fann a 600 rpm $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$

$L_{300} =$ Lectura Viscosímetro Fann a 300 rpm $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$

3.32 = Constante. , 1020 = Constante.

2o. PASO.- Posteriormente se debe calcular las velocidades de flujo tanto en el interior de la tubería y en el espacio anular de cada sección que se requiera usando las mismas ecuaciones que en el modelo Plástico de Bingham.

$$V_{tp} = \frac{24.51Q}{d^2} \qquad V_{ea} = \frac{24.51Q}{D^2 - d_1^2}$$

$V_{ea} =$ Velocidad de flujo en espacio anular $\left(\frac{pie}{min}\right)$

$V_{tp} =$ Velocidad de flujo en tubería de perforación $\left(\frac{pie}{min}\right)$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

$Q = \text{Gasto de la bomba} \left(\frac{\text{gal}}{\text{min}} \right)$, $d = \text{Diámetro interno de TP en pg.}$

$D = \text{Diámetro interno de TR o agujero en pg}$, $d_1 = \text{Diámetro externo de TP en pg.}$

3o. PASO.- En este punto se obtendrán las constantes A y B que se usaran para determinar la Caída de Presión debido a la Fricción, tanto para Flujo Laminar o Turbulento.

$$A = (\log n) + 2.5$$

$$B = \frac{1.4 - \log n}{7}$$

$A = \text{Constante Adimensional.}$, $B = \text{Constante Adimensional.}$

$n = \text{Indice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.}$

$2.5 = \text{Constante.}$, $1.4 = \text{Constante.}$, $7 = \text{Constante.}$

4o. PASO.- A continuación se calculará el Número de Reynolds Crítico.

$$REC = 3470 - (1370)n$$

$REC = \text{Número de Reynolds Crítico, Adimensional}$

$n = \text{Indice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.}$

$3470 = \text{Constante.}$, $1370 = \text{Constante.}$

5o. PASO.- Ahora si el flujo es por TP, tendremos que calcular el número de Reynolds modificado para el interior de la tubería de cada sección, con la siguiente formula.

$$N_{REm} = \frac{2087.84(0.00508V)^{2-n}(0.0254d)^n \rho}{K 8^{n-1} \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n}$$

$N_{REm} = \text{Número de Reynolds Modificado, Adimensional}$

$n = \text{Indice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.}$

$V = \text{Velocidad de Flujo de cada sección} \left(\frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$

$d = \text{Diámetro Interno de Tubería (pg).}$, $\rho = \text{Densidad del fluido} \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

$$K = \text{Indice de Consistencia} \left(\frac{\text{lb seg}}{100\text{pie}^2} \right)$$

6o. PASO.- A partir de los valores obtenidos en el 4º y 5º paso, se determinara el tipo de Flujo de la siguiente forma.

- Si $N_{REm} < REC$ se tiene Flujo Laminar.
- Si $N_{REm} > REC$ se tiene Flujo Turbulento.

7o. PASO.- Si se determina un flujo Laminar por el interior de la Tubería, se calculara la caída de presión por fricción en cada sección de siguiente forma.

$$\Delta P_f = \frac{7.6887 \times 10^{-4} K L \left(\frac{0.4V}{d} \times \frac{3n+1}{n} \right)^n}{d E^2}$$

$$\Delta P_f = \text{Caída de Presión por fricción} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right), \quad K = \text{Indice de Consistencia} \left(\frac{\text{lb seg}}{100\text{pie}^2} \right)$$

$$L = \text{Longitud de Sección TP (m)}, \quad V = \text{Velocidad de Flujo de cada sección de TP} \left(\frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$$

$$d = \text{Diámetro Interno de TP (pg)}, \quad E = \text{Eficiencia} = 1.0$$

$$n = \text{Indice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.}$$

8o.PASO.- Si se determina un flujo Turbulento por el interior de la Tubería, se calculara la caída de presión por fricción en cada sección de siguiente forma.

$$\Delta P_f = \frac{4.144 \times 10^{-7} A \rho V^2 L}{d E^2} \left[\frac{2.3198 K \left(\frac{.4V}{d} \times \frac{3n+1}{n} \right)^n}{\rho V^2} \right]^B$$

$$\Delta P_f = \text{Caída de Presión por fricción} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right), \quad K = \text{Indice de Consistencia} \left(\frac{\text{lb seg}}{100\text{pie}^2} \right)$$

$$L = \text{Longitud de Sección TP (m)}, \quad V = \text{Velocidad de Flujo de cada sección de TP} \left(\frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$$

$$d = \text{Diámetro Interno de TP (pg)}, \quad E = \text{Eficiencia} = 1.0$$

$$n = \text{Indice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.}, \quad \rho = \text{Densidad del fluido} \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)$$

$$A = \text{Constante Adimensional} (A = \log n + 2.5), \quad B = \text{Constante} \left(B = \frac{1.4 - \log n}{7} \right)$$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

9o. PASO.- Si el flujo es por el espacio anular, se calculará el Número de Reynolds Modificado para espacio anular de cada sección con la siguiente ecuación:

$$N_{REm} = \frac{1704.72(0.00508V)^{2-n}[0.0254(D-d_1)]^n \rho}{K \times 12^{n-1} \left(\frac{2n+1}{3n}\right)^n}$$

N_{REm} = Número de Reynolds Modificado, Adimensional

n = Índice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.

V = Velocidad de Flujo de cada sección $\left(\frac{pie}{min}\right)$

d_1 = Diámetro Externo de TP (pg), ρ = Densidad del fluido $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$

K = Índice de Consistencia $\left(\frac{lb\ seg}{100pie^2}\right)$, D = Diámetro Interno de TR o Agujero (pg).

10o. PASO.- A partir de los valores obtenidos en el 4º y 9º paso, se determinara el tipo de Flujo de la siguiente forma.

- Si $N_{REm} < REC$ se tiene Flujo Laminar.
- Si $N_{REm} > REC$ se tiene Flujo Turbulento.

11o. PASO.- Si se determina un flujo Laminar por el espacio anular, se calculara la caída de presión por fricción en cada sección de tubería de la siguiente forma.

$$\Delta P_f = \frac{7.6887 \times 10^{-4} KL \left(\frac{0.8V}{D-d_1} \times \frac{2n+1}{n}\right)^n}{(D-d_1)E^2}$$

ΔP_f = Caída de Presión por fricción $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$, K = Índice de Consistencia $\left(\frac{lb\ seg}{100pie^2}\right)$

L = Longitud de Sección en Espacio Anular (m).

V = Velocidad de Flujo de cada sección Espacio Anular $\left(\frac{pie}{min}\right)$

d_1 = Diámetro Externo de TP (pg), E = Eficiencia = 1.0

n = Índice de Comportamiento de Flujo, Adimensional.

D = Diámetro Interno de TR o Agujero (pg).

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

12o.PASO.- Si se determina un flujo Turbulento por el Espacio Anular, se calculara la caída de presión por fricción en cada sección de Tubería de la siguiente forma.

$$\Delta P_f = \frac{5.0755 \times 10^{-7} A \rho V^2 L}{(D-d_1) E^2} \left[\frac{1.8945 K \left(\frac{0.8V}{(D-d_1)} \times \frac{2n+1}{n} \right)^n}{\rho V^2} \right]^B$$

$\Delta P_f =$ Caída de Presión por fricción $\left(\frac{Kg}{cm^2} \right)$, $K =$ Indice de Consistencia $\left(\frac{lb \text{ seg}}{100 \text{ pie}^2} \right)$

$L =$ Longitud de Sección Espacio Anular (m).

$V =$ Velocidad de Flujo de cada sección Espacio Anular $\left(\frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$

$d_1 =$ Diámetro Externo de TP (pg) , $E =$ Eficiencia = 1.0

$n =$ Indice de Comportamiento de Flujo, Adimensional. , $\rho =$ Densidad del fluido $\left(\frac{gr}{cm^3} \right)$

$A =$ Constante Adimensional $(A = \log n + 2.5)$, $B =$ Constante $\left(B = \frac{1.4 - \log n}{7} \right)$

$D =$ Diámetro Interno de TR o Agujero (pg).

13o. PASO.- Por último se sumara las Caídas de Presión por Fricción de las secciones de tubería y espacios anulares que se hallan calculado para obtener la Caída Total de Presión por la Fricción.

$$\Delta P_{fT} = \sum \Delta P_{f_{tp}} + \sum \Delta P_{f_{ea}}$$

$\Delta P_{fT} =$ Caída de Presión Total en el Sistema Hidráulico $\left(\frac{Kg}{cm^2} \right)$

$\sum \Delta P_{f_{tp}} =$ Suma de caídas de Presión por Fricción en el interior de Tuberías $\left(\frac{Kg}{cm^2} \right)$

$\sum \Delta P_{f_{ea}} =$ Suma de caídas de Presión por Fricción en espacios anulares $\left(\frac{Kg}{cm^2} \right)$

3.4.3.3. MODELO LEY DE POTENCIAS MODIFICADO.

Este modelo de Ley de Potencias Modificado es más exacto que los modelos anteriores debido a que utiliza los parámetros usados en los modelos de Plástico de Bingham y de Ley de Potencias, los cuales son: la viscosidad plástica, el punto de cedencia, el índice de comportamiento del flujo y el índice de consistencia

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

además agrega otro parámetro que es el valor de gel a 0 minutos (G_0), debido a ellos recibe su nombre este modelo.

1o. PASO.- Lo primero que tendremos que hacer es obtener los parámetros del índice de comportamiento del flujo (n) y el índice de consistencia (K) con las ecuaciones siguientes:

$$n = 3.32 \log \left(\frac{L_{600} - G_0}{L_{300} - G_0} \right) \qquad K = \frac{L_{600} - G_0}{300^n}$$

n = Índice de Comportamiento del Flujo, Adimensional.

K = Índice de Consistencia $\left(\frac{\text{lb seg}}{100 \text{pie}^2} \right) \text{ rpm}$, G_0 = Valor de Gel a 0 min $\left(\frac{\text{lb}}{100 \text{pie}^2} \right)$

L_{600} = Lectura Viscosímetro Fann a 600 rpm $\left(\frac{\text{lb}}{100 \text{pie}^2} \right)$

L_{300} = Lectura Viscosímetro Fann a 300 rpm $\left(\frac{\text{lb}}{100 \text{pie}^2} \right)$

2o. PASO.- Posteriormente se debe calcular las velocidades de flujo tanto en el interior de la tubería y en el espacio anular de cada sección que se requiera usando las mismas ecuaciones que en el modelo Ley de Potencias.

$$V_{tp} = \frac{24.51Q}{d^2} \qquad V_{ea} = \frac{24.51Q}{D^2 - d_1^2}$$

V_{ea} = Velocidad de flujo en espacio anular $\left(\frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$

V_{tp} = Velocidad de flujo en tubería de perforación $\left(\frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$

Q = Gasto de la bomba $\left(\frac{\text{gal}}{\text{min}} \right)$, d = Diámetro interno de TP en pg.

D = Diámetro interno de TR o agujero en pg , d_1 = Diámetro externo de TP en pg.

3er. PASO.- En este paso tendremos que calcular la relación de diámetro exterior de TP y el diámetro interior de TR o agujero y los coeficientes (x) y (C) del factor geométrico.

$$\alpha = \frac{d_1}{D} \qquad , \qquad x = 0.37(n)^{-0.14}$$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

α = Relación del diámetro externo TP y el diámetro interno de TR o Agujero en pg.

d_1 = Diámetro externo de TP en pg. , D = Diámetro interno de TR o agujero en pg

x = Factor n , n = Índice de Comportamiento del Flujo , Adimensional.

$$C = 1 - (1 - \alpha^x)^{\frac{1}{x}}$$

C = Coeficiente del factor geométrico, Adimensional.

α = Relación de Tubería al diametro de TR. , x = Factor de n

4o. PASO.- Ahora calcularemos el factor geométrico (G) tanto para el espacio anular y el interior de tubería de cada sección, utilizando las siguientes ecuaciones.

$$G_{tp} = \left[\frac{3n+1}{4n} \right] 8.13n [0.123]^{\frac{1}{n}} , \quad G_{ea} = \left[\frac{(3-C)n+1}{(4-C)n} \right] \left[1 + \frac{C}{2} \right] \left[\frac{n(1-0.877)^{\frac{1}{n}}}{0.123} \right]$$

G_{tp} = Factor Geométrico para Tuberías, Adimensional.

G_{ea} = Factor Geométrico para Espacios Anulares, Adimensional.

n = Índice de Comportamiento del Flujo , Adimensional.

C = Coeficiente del factor geométrico, Adimensional.

5o. PASO.- Obtener y calcular la lectura equivalente del medidor Fann (θ) tanto para el espacio anular y el interior de la tubería de cada sección.

$$\theta_{tp} = G\theta + K \left(\frac{0.939GV}{d} \right)^n , \quad \theta_{ea} = G\theta + K \left(\frac{0.939GV}{D-d_1} \right)^n$$

n = Índice de Comportamiento del Flujo , Adimensional.

K = Índice de Consistencia $\left(\frac{lb\ seg}{100pie^2} \right) rpm$, $G\theta$ = Valor de Gel a 0 min $\left(\frac{lb}{100pie^2} \right)$

d_1 = Diámetro externo de TP en pg. , D = Diámetro interno de TR o agujero en pg

d = Diámetro interno de TP en pg. , V = Velocidad de Flujo $\left(\frac{pie}{min} \right)$

G = Factor Geométrico, Adimensional. ,

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

$$\theta = \text{Lectura equivalente del medidor Fann} \left(\frac{lb}{100pie^2} \right)$$

6o. PASO.- Tendremos que calcular el número de Reynolds generalizado tanto para el espacio anular y el interior de tubería de cada sección, de la siguiente forma.

$$N_{RE} = \frac{\rho V^2}{20.66\theta}$$

N_{RE} = Número de Reynolds, Adimensional. , ρ = Densidad del fluido $\left(\frac{lb}{gal} \right)$

V = Velocidad de Flujo $\left(\frac{pie}{min} \right)$, θ = Lectura equivalente del medidor Fann $\left(\frac{lb}{100pie^2} \right)$

7o. PASO.- Una vez calculado el Número de Reynolds Generalizado tendremos que calcular el Número de Reynolds Crítico para cada tipo de flujo, utilizando las siguientes fórmulas.

- FLUJO LAMINAR $N_{RE} < REC_L = 3470 - (1370)n$
- FLUJO TURBULENTO $N_{RE} > REC_T = 4270 - (1370)n$
- FLUJO DE TRANSICIÓN está entre REC_L y REC_T ($REC_L < N_{RE} < REC_T$)

N_{RE} = Número de Reynolds, Adimensional.

REC_L = Número de Reynolds Para FLUJO LAMINAR, Adimensional.

REC_T = Número de Reynolds Para FLUJO TURBULENTO, Adimensional.

n = Índice de Comportamiento del Flujo , Adimensional.

8o. PASO.- Si se determina un flujo Turbulento, se tendrá que calcular los coeficientes (a)y (b) del Factor de Fricción (f), como sigue.

$$a = \frac{\log(n)+3.93}{50} , \quad b = \frac{1.75-\log(n)}{7}$$

$$f = \frac{a}{N_{RE}^b}$$

N_{RE} = Número de Reynolds Generalizado, Adimensional.

a y b = Coeficientes del factor de fricción, Adimensional.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

f = Factor de Fricción para flujo turbulento, Adimensional.

n = Índice de Comportamiento del Flujo, Adimensional.

9o. PASO.- Si el flujo es Turbulento se calculará la caída de presión por fricción tanto en el espacio anular y en el interior de la tubería en cada sección que se requiera de siguiente forma.

$$\Delta P_f = \frac{f\rho V^2}{93000 d} L, \quad \Delta P_f = \frac{f\rho V^2}{93000(D-d_1)} L$$

ΔP_f = Caída de Presión por fricción $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$, ρ = Densidad del fluido $\left(\frac{lb}{gal}\right)$

L = Longitud de Sección (pie), d_1 = Diámetro Externo de TP (pg).

V = Velocidad de Flujo $\left(\frac{pie}{min}\right)$, D = Diámetro interno de TR en pg.

d = Diámetro interno de TP en pg., f = Factor de Fricción, Adimensional.

10o. PASO.- Si el flujo es Laminar se calculará la caída de presión por fricción tanto en el espacio anular y en el interior de la tubería en cada sección que se requiera de siguiente forma.

$$\Delta P_f = \frac{\theta}{281d} L, \quad \Delta P_f = \frac{\theta}{281(D-d_1)} L$$

ΔP_f = Caída de Presión por fricción $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$, d = Diámetro interno de TP en pg.

D = Diámetro interno de TR en (pg), d_1 = Diámetro Externo de TP (pg).

θ = Lectura equivalente del medidor Fann $\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$

L = Longitud de Sección (pie).

11o. PASO.- Si tienes flujo de Transición $REC_L < N_{RE} < REC_T$ o N_{RE} está entre REC_L y REC_T , se calculara el factor de fricción de la siguiente forma.

$$f = \frac{16}{REC_L} + \left[\frac{N_{RE} - REC_L}{800} \right] \left[\frac{a}{REC_T^b} - \frac{16}{REC_L} \right]$$

f = Factor de Fricción para flujo turbulento, Adimensional.

$REC_L =$ Número de Reynolds Para FLUJO LAMINAR, Adimensional.

$REC_T =$ Número de Reynolds Para FLUJO TURBULENTO, Adimensional.

$N_{RE} =$ Número de Reynolds Generalizado, Adimensional.

a y $b =$ Coeficientes del factor de fricción.

12o. PASO.- Si el flujo es de Transición, se calculará la caída de presión por fricción tanto en el espacio anular y en el interior de la tubería en cada sección que se requiera usando las formulas del noveno paso.

13o. PASO.- Por último, se sumara las Caídas de Presión por Fricción de las secciones de tubería y espacios anulares que se hallan calculado para obtener la Caída Total de Presión por la Fricción.

$$\Delta P_{fT} = \sum \Delta P_{f_{tp}} + \sum \Delta P_{f_{ea}}$$

$\Delta P_{fT} =$ Caída de Presión Total en el Sistema Hidráulico $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$\sum \Delta P_{f_{tp}} =$ Suma de caídas de Presión por Fricción en el interior de Tuberías $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

$\sum \Delta P_{f_{ea}} =$ Suma de caídas de Presión por Fricción en espacios anulares $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right)$

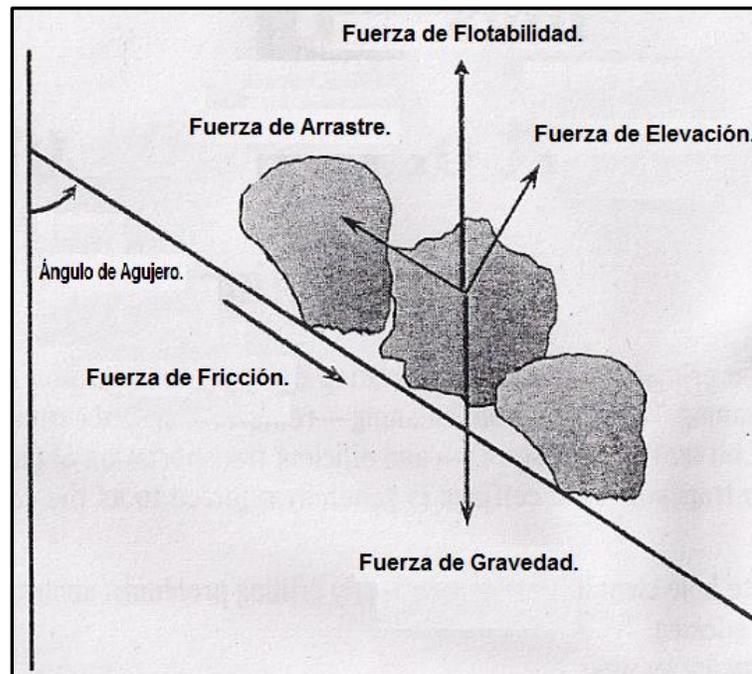
3.5. TRANSPORTE DE RECORTES PERFORADOS.

Una de las principales funciones al hacer circular un fluido de perforación durante la perforación es mantener una buena limpieza del agujero, lo que significa remover los recortes perforados en la parte inferior del agujero y de los dientes de la barrena y el transporte eficiente de los recortes a la superficie; esto se le conoce como capacidad de acarreo de un fluido de perforación.

Una mala hidráulica y por consiguiente una mala limpieza del agujero conduciría a problemas costosos de perforación como: Adherencia de la Tubería, Desgaste prematuro de la barrena, un Lento gasto de perforación, Fracturamiento de la formación, Alto Torque y Arrastre y Pérdidas de lodo; es por eso que una comprensión básica del fenómeno de Transporte de recortes de los fluidos de perforación es imprescindible.

3.5.1. FACTORES QUE AFECTAN AL TRANSPORTE DE RECORTES.

El flujo de recortes en el espacio anular es un proceso dinámico, el cual está sujeto a diferentes fuerzas existentes al igual que las partículas, como: la gravedad, el arrastre, la flotación, la inercia, la fricción y el contacto entre partículas, como se muestra en la figura 3.3 y el movimiento de los recortes en el espacio anular está dictado por la fuerza dominante.



⁴⁰ Figura 3.3 Fuerzas que Actúan en una Partícula.

Y los factores que afectan la habilidad de los fluidos para el transporte de los recortes a través del espacio anular son:

- La Velocidad de Deslizamiento de los Recortes.
- La Velocidad del Lodo en el Espacio Anular.
- El Régimen de Flujo y Deslizamiento de Recortes.
- Perfil de Velocidad Anular.

⁴⁰JJ.Azar, G. Robello Samuel, Drilling Engineering, PennWell Corporation, Print 2007, P 172.

- Recortes-Formación de Cama.
- Velocidad de Rotación de TP.
- Gasto de Perforación.
- Propiedades Reológicas de los fluidos.
- Inclinación del Agujero.

3.5.1.1. VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO DE LOS RECORTES.

La tendencia de los recortes de caer al fondo a través del fluido en el espacio anular se le conoce como velocidad de deslizamiento de los recortes, para que un fluido (lodo) pueda levantar los recortes a la superficie, la velocidad promedio en el espacio anular (\bar{v}_a), debe ser mayor que la velocidad promedio de deslizamiento (\bar{v}_s), la diferencia entre estas dos velocidades es la velocidad de transporte promedio de recortes o velocidad de subida (\bar{v}_T).

$$\bar{v}_T = \bar{v}_a - \bar{v}_s \quad , \quad \frac{\bar{v}_T}{\bar{v}_a} = 1 - \frac{\bar{v}_s}{\bar{v}_a} = R_t$$

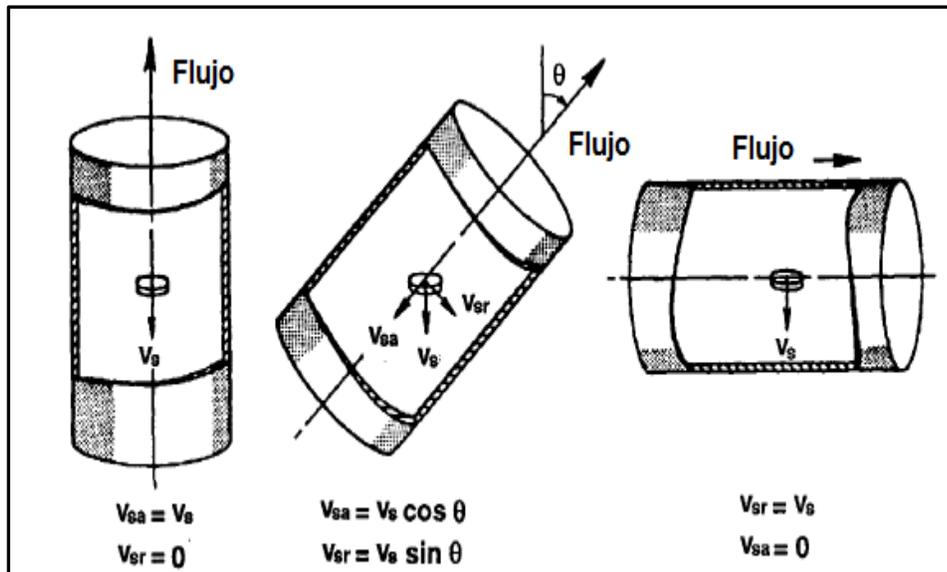
Donde R_t es la relación de velocidad de transporte de recorte y los valores recomendados para R_t para pozos verticales oscilan entre 0.5 a 0.55. En este tipo de pozos la velocidad de deslizamiento solo tiene una componente axial.

$$\bar{v}_s = \bar{v}_{sa}$$

Y por el contrario, cuando el espacio anular tiene un ángulo de inclinación θ_1 de la vertical, la velocidad de deslizamiento tendrá dos componentes.

$$\bar{v}_{sa} = \bar{v}_s \cos \theta_1 \quad , \quad \bar{v}_{sr} = \bar{v}_s \sin \theta_1$$

Donde \bar{v}_{sa} y \bar{v}_{sr} son, la componente axial y radial de la velocidad promedio de deslizamiento como se muestra en la siguiente figura 3.4.



⁴¹ **Figura 3.4 Velocidad de Asentamiento de Partículas en un Espacio Anular Inclinado.**

Entre más se incremente la inclinación del pozo, la componente de velocidad de deslizamiento axial disminuirá, llegando a cero cuando el espacio anular es totalmente horizontal; de la misma forma y al mismo tiempo, la componente radial alcanza un máximo cuando el espacio anular es totalmente horizontal, así que los factores que tienden a mejorar el transporte de recortes al reducir la velocidad de deslizamiento se vuelven menos efectivos al incrementarse el ángulo de inclinación del pozo.

3.5.1.2. VELOCIDAD DEL FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR.

Durante la Perforación de Pozos Verticales, la velocidad de flujo en el espacio anular debe ser lo suficiente para poder evitar el asentamiento de los recortes y poder transportarlos a la superficie en un tiempo razonable. Mientras que en un espacio anular inclinado, donde la componente axial de la velocidad de deslizamiento juega un papel menos importante lo cual no llevaría a concluir que una velocidad anular menor debe ser la adecuada para evitar el asentamiento de los recortes, lo cual sería inexacto, debido a que la componente radial de la

⁴¹IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. IHRDC E&P Video Library. P 71.

velocidad de deslizamiento se incrementa en espacios anulares inclinados y lo cual tiende a empujar los recortes hacia la pared inferior del pozo, provocando que se forme una cama de recortes; por lo tanto la velocidad del flujo en el espacio anular debe ser mayor para poder prevenir o limitar la formación de la cama, en general las velocidades anulares en pozos direccionales son mayores que en los pozos convencionales.

3.5.1.3. RÉGIMEN DE FLUJO Y DESLIZAMIENTO DE RECORTES Y PERFIL DE VELOCIDAD ANULAR.

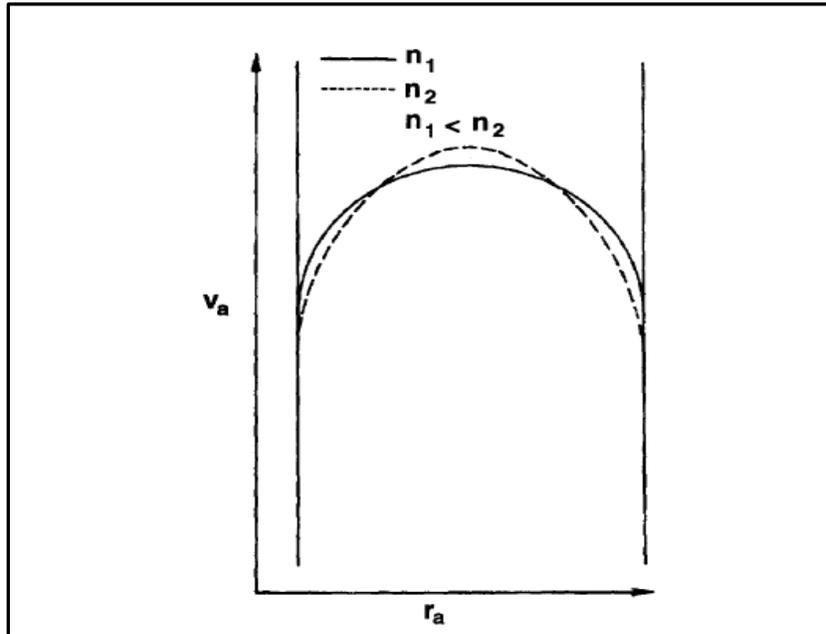
Cuando consideramos el fenómeno de transporte, debemos tomar en cuenta el régimen de flujo del fluido y el deslizamiento vertical, esto se debe a que cuando un fluido está en régimen turbulento siempre induce un régimen turbulento de deslizamiento de partículas, el cual es independiente de la forma y dimensión de los recortes. Para este caso el único factor que determina la velocidad de deslizamiento es el impulso del fluido, donde la viscosidad tiene poco o ninguna influencia.

Cuando se presenta un flujo laminar, a partir de la forma y tamaño de los recortes, podremos esperar un régimen laminar o turbulento de deslizamiento, en el primero siempre se generan valores menores de velocidad de deslizamiento, lo que indica que este régimen proporciona un mejor transporte que el flujo turbulento. Sin embargo cuando se presenta un espacio anular inclinado, la componente axial de la velocidad de deslizamiento disminuye, lo cual tiende a anular las ventajas que se presentan con el flujo laminar.

PERFIL DE VELOCIDAD ANULAR.

Un parámetro importante, el cual tiene una incidencia en la distribución del perfil de velocidad del fluido en un flujo laminar, es el índice (n) del modelo de Ley de Potencias, debido a que cuando el índice disminuye, el perfil de velocidad tiende hacerse más plano, esto será ventajoso para la eficiencia del transporte de recortes en pozos verticales; pero en pozos direccionales, donde los espacios anulares son altamente excéntricos, esta disminución en el índice (n) hacen que

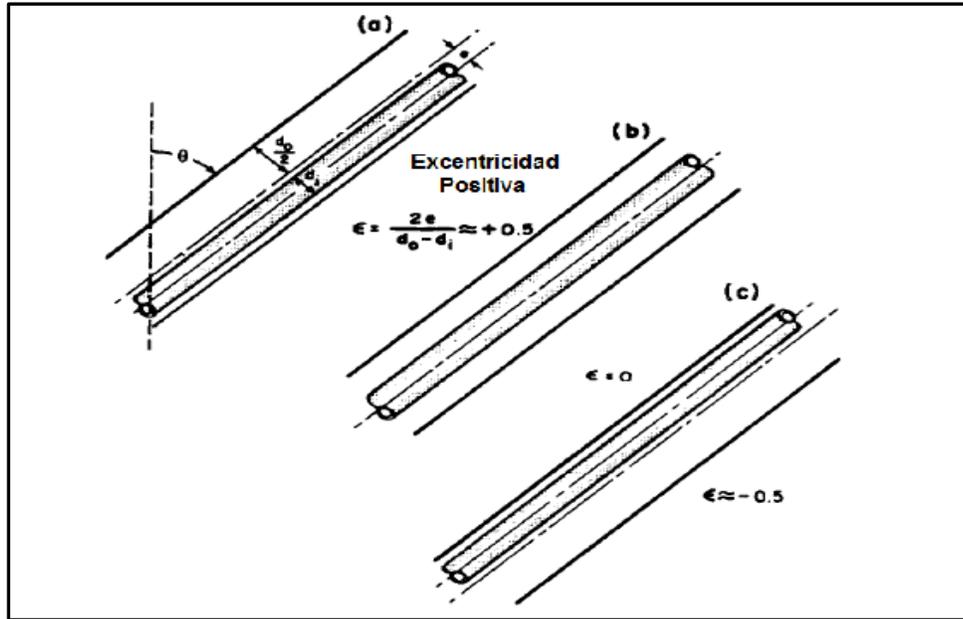
aumenten los requisitos hidráulicos para mantener una efectiva limpieza en el pozo, debido al aumento en la desviación del flujo desde un hueco estrecho del espacio anular para un amplio gas a medida que aumenta la viscosidad.



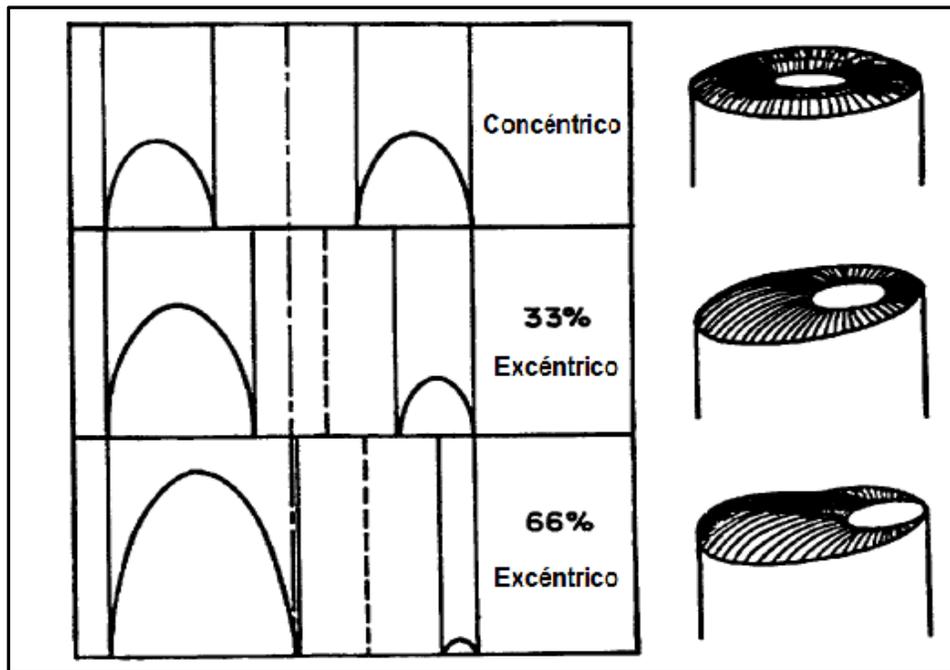
42 Figura 3.5 Efecto del índice (n) del Modelo de Ley de Potencias en el Perfil de Velocidad.

En la figura 3.6 podemos observar las diferentes variaciones de posición de la tubería en el interior del pozo, cuando se produce una excentricidad positiva ocasionara que se reduzca la velocidad del fluido en esta área, lo que generara que se produzcan problemas más agudos en el transporte de recortes en pozos direccionales con excentricidad positiva, como se muestra en las figuras 3.7 y 3.8.

⁴² IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. IHRDC E&P Video Library. P 72.

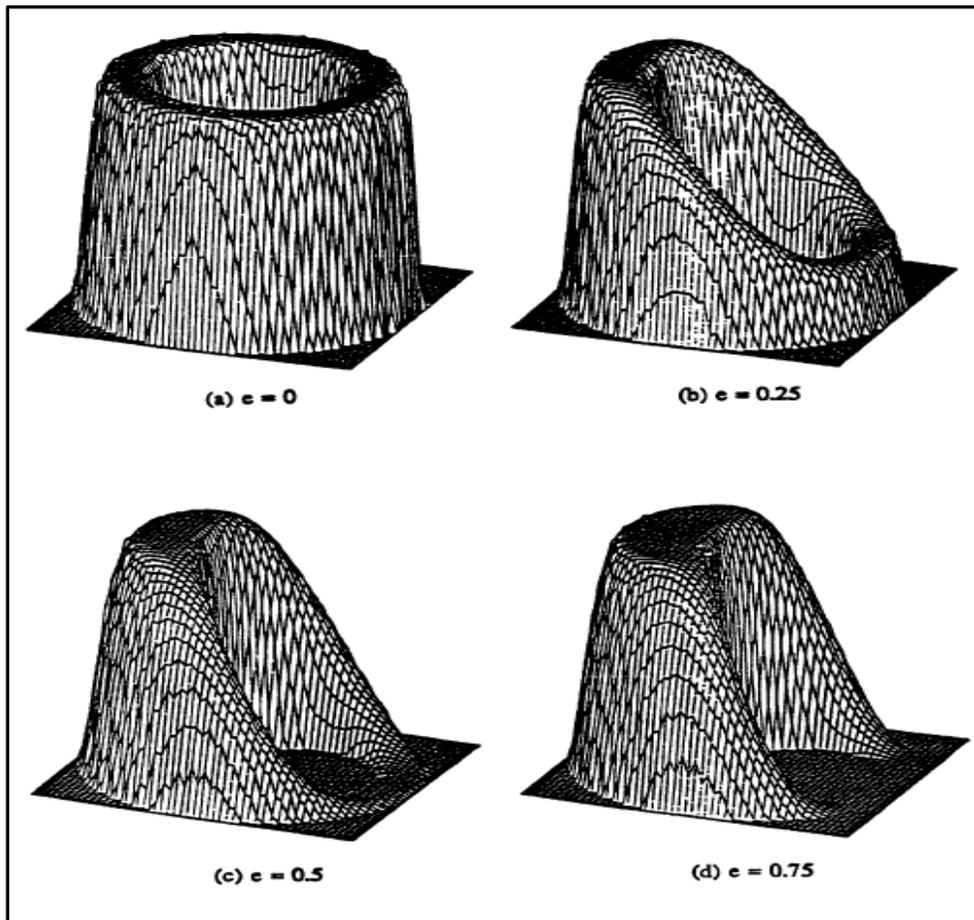


⁴³ **Figura 3.6 Definición de Excentricidad en el Espacio Anular (a) $e=+0.5$, (b) $e=0$, (c) $e=-0.5$**



⁴⁴ **Figura 3.7 Efecto de la Excentricidad en el Perfil de Velocidad en el Espacio Anular.**

⁴³ IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. IHRDC E&P Video Library. P 73.



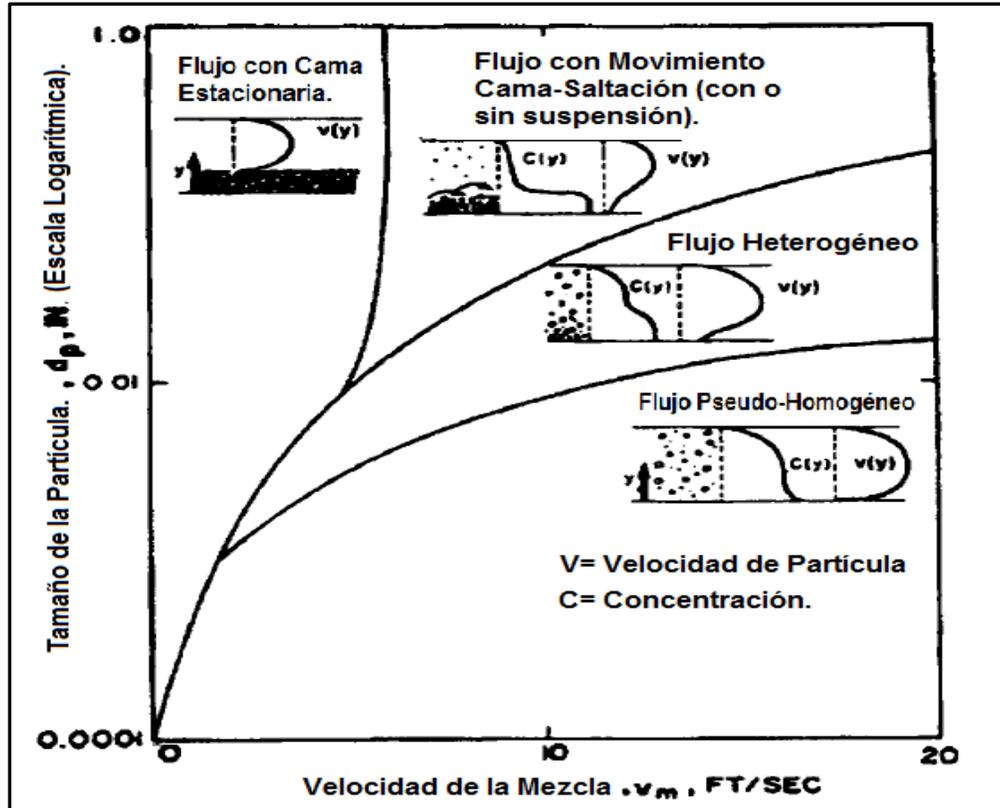
45 **Figura 3.8 Perfil de Velocidad en 3D para el rendimiento de la Ley de Potencia de un Fluido vs. Excentricidad.**

3.5.1.4. FLUJO LÍQUIDO-SOLIDO EN EL ESPACIO ANULAR.

Durante la Perforación de un Pozo Direccional, se presenta un flujo liquido-sólido en la sección inclinada del espacio anular, este flujo puede ser pseudo-homogéneo, heterogéneo, de saltación o un flujo con cama estacionaria como se observa en la figura 3.9.

⁴⁴ IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. IHRDC E&P Video Library. P 73.

⁴⁵ IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. IHRDC E&P Video Library. P 74.



⁴⁶ **Figura 3.9 Patrón de Flujo Cualitativo Líquido/Sólido.**

3.5.1.5. TRANSPORTE DE RECORTES EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

En pozos direccionales donde se da una desviación mayor de 10° respecto de la vertical y donde la inclinación del espacio anular, generalmente excéntrica comienza a generar problemas de transporte de los recortes; un ejemplo de ello es cuando los pozos tienen un ángulo de desviación dentro del rango de 20° a 30° y la velocidad del fluido es baja, esto ocasiona que se pueda formar una cama de recortes en el lado bajo del pozo como se muestra en la figura 3.10.

Un concepto importante que se debe aplicar en pozos direccionales para determinar los requerimientos hidráulicos necesarios para una buena limpieza, es el concepto de Velocidad Crítica de Transporte del Fluido Anular, esta es la

⁴⁶IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual. IHRDC E&P Video Library. P 75.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

velocidad mínima para una adecuada limpieza del pozo; en pozos direccionales con inclinaciones de ángulo menores de 35° , la velocidad crítica de Transporte del fluido corresponde a la velocidad anular que resulta en no más de 5% por volumen de concentración de recortes en el espacio anular y para pozos direccionales con inclinaciones de ángulo mayores de 40° la velocidad crítica de transporte corresponde a la velocidad anular mínima donde no se genere o se produzca la formación de una cama estacionaria de recortes.

A continuación se mencionara los factores que afectan el transporte de los recortes en pozo direccionales:

REOLOGÍA DEL FLUIDO: La cual está basada en datos de laboratorio, estos datos parecen indicar que la reología del fluido tiene poco o ningún efecto sobre la capacidad de transporte de los recortes cuando la velocidad del fluido anular es mayor de 120 (pies/min), independientemente del ángulo de inclinación del pozo, en pozos con ángulos de inclinación mayores de 40° la limpieza del pozo con agua clara es ligeramente más eficiente que con el lodo de perforación.

EXCENRICIDAD: Con fluidos altamente viscosos, la posición de la sarta de perforación es de suma importancia para la limpieza del pozo, ya que con altos ángulos de inclinación, se va a formar una excentricidad de positiva a negativa, lo cual provocara una disminución en la limpieza del pozo; si se usara agua clara y en pozos con bajos ángulos de inclinación, la excentricidad juega un papel menos importante para una eficiente limpieza del pozo.

PESO DEL FLUIDO.- El aumentar el peso en el fluido generara un aumento en la eficiencia del transporte de los recortes, siempre y cuando no haya un aumento de la viscosidad. El efecto del peso del fluido se vuelve importante en pozos donde aumenta el ángulo de inclinación.

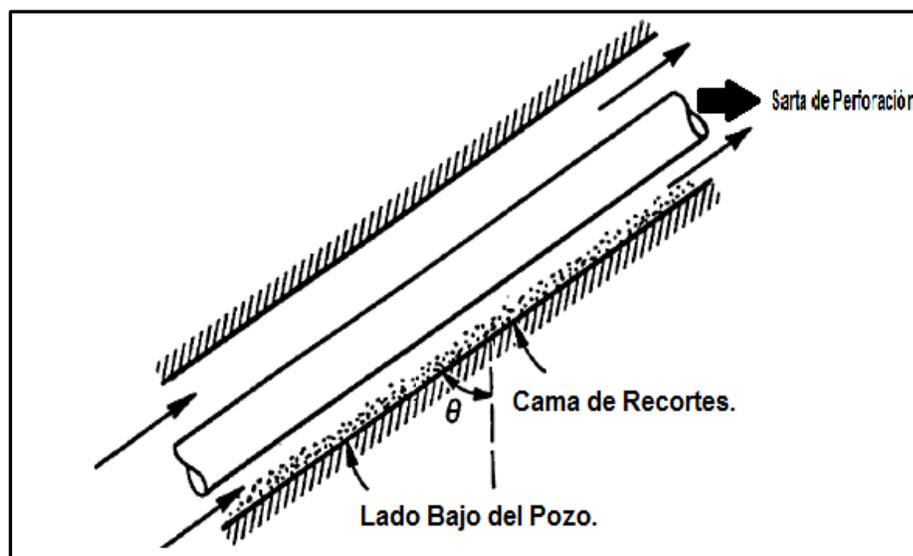
TAMAÑO DE LOS RECORTES: En pozos con altos ángulos de inclinación el transporte de recortes pequeños es más complicado, en pozos con bajos ángulos

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

de inclinación el transporte de recortes de tamaño medio es más fácil de lo que es mover recortes pequeños o de mayor tamaño.

GASTO DE PERFORACIÓN: Este factor incide de forma importante en el aspecto cuantitativo del transporte de los recortes, al aumentar el gasto de penetración tiende a aumentar los requerimientos hidráulicos para tener una eficiente eliminación de los recortes, lo cual nos indica que existe una relación lineal entre el gasto de perforación y la velocidad crítica de transporte del fluido requerida.

VELOCIDAD DE ROTACIÓN: Los efectos ya sean pequeños o significativos que tendrá este parámetro en el transporte de los recortes dependerá de ciertas características como: el tamaño del agujero, el diámetro de la tubería de perforación, el ángulo del pozo, el tamaño de los recortes, la reología del fluido entre otros parámetros del pozo, cuando cesa la penetración en la perforación; solo la rotación de la tubería ayudara a tener una mejor eliminación de los recortes que quedan en el espacio anular y tener una mejor limpieza del pozo.



47 Figura 3.10 Condición Esquemática de Flujo Crítico.

⁴⁷IHRDC E&P. PE206 Directional and Horizontal Drilling Manual.IHRDC E&P Video Library. P 75.

**CAPITULO IV.- METODOLOGÍAS DE CALCULO DE
TRAYECTORIA PARA POZOS DIRECCIONALES.**

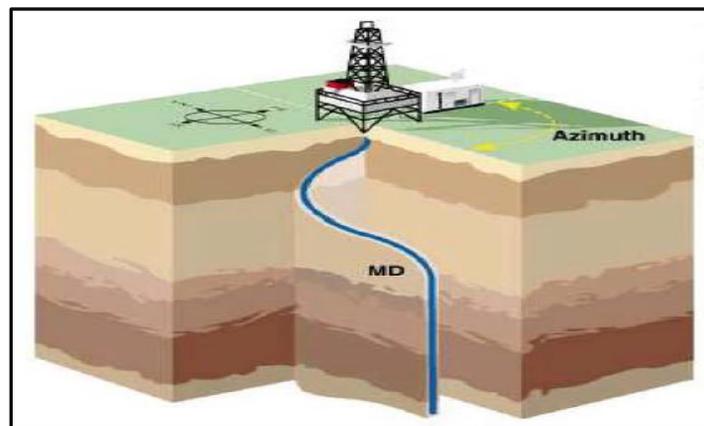
Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar un objetivo dado, en esta sección se explicara como planear y usar las metodologías de cálculo de las trayectorias más comunes que puedan ser perforadas para llegar al objetivo. Para mejorar esta comprensión y con el fin de familiarizar a los futuros ingenieros petroleros en el área de perforación con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación direccional y las metodologías de diseño de trayectoria; a continuación se presentaran las definiciones básicas más importantes.

4.1.-DEFINICIONES BÁSICAS.

4.1.1.- PROFUNDIDAD VERDADERA DESARROLLADA, PVD (TRUE MEASURE DEPTH, TMD).

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 como se observa en la figura 4.1. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.

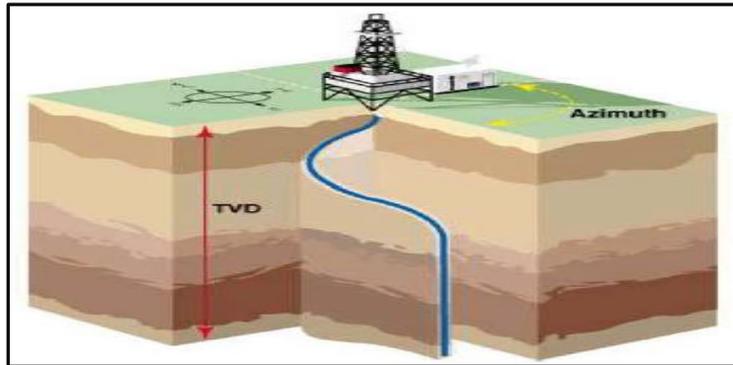


48 Figura 4.1 Profundidad Desarrollada.

⁴⁸Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 44.

4.1.2.- PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA, PVV (TRUE VERTICAL DEPTH, TVD).

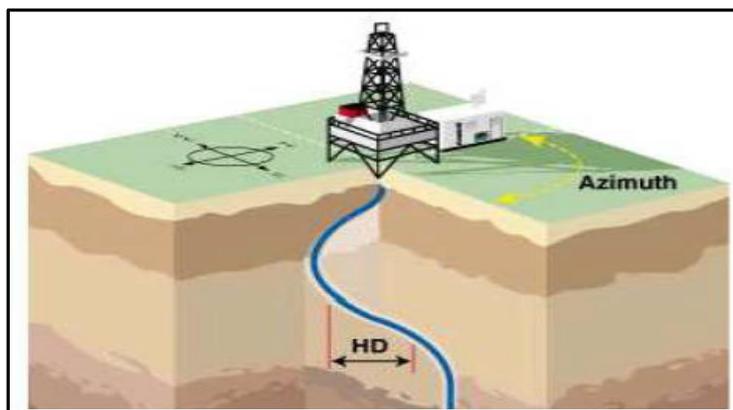
Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo, figura 4.2. Normalmente es un valor calculado.



49 Figura 4.2 Profundidad Vertical Verdadera.

4.1.3.- DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL, DH (HORIZONTAL DISPLACEMENT, HD).

Es la distancia horizontal entre dos puntos cualesquiera a lo largo del curso proyectado sobre un plano horizontal o vista de planta, como se muestra en la figura 4.3.

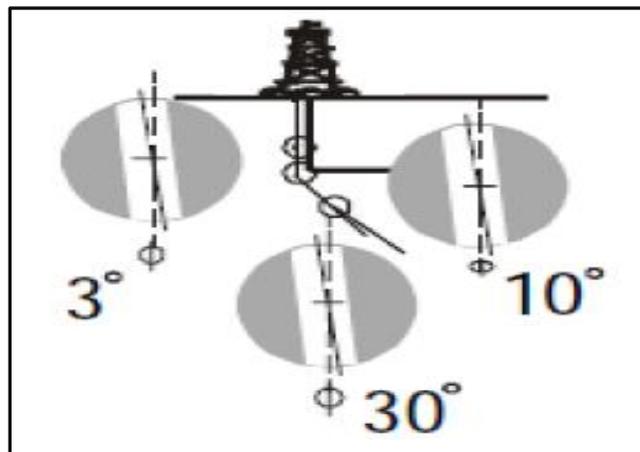


50 Figura 4.3 Desplazamiento Horizontal.

⁴⁹Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 45.

4.1.4.- ÁNGULO DE INCLINACIÓN o INCLINACIÓN (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 en un punto determinado como se observa en la figura 4.4. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal, también llamado ángulo de deflexión o desvío, el cual representa uno de los parámetros más importantes en el diseño de las trayectorias de perforación debido a que permite modificar el sentido del rumbo tomado.



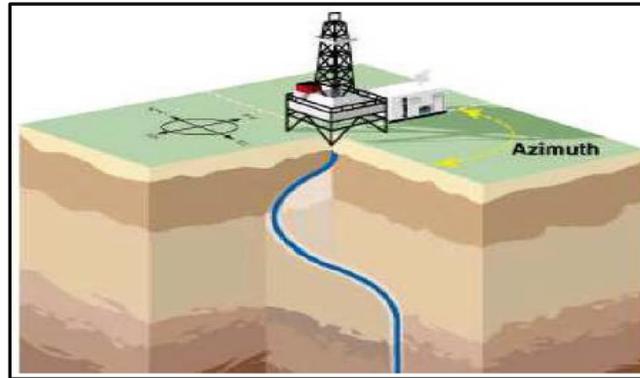
⁵¹ **Figura 4.4 Inclinación.**

4.1.5.- AZIMUTH (DIRECCIÓN DEL POZO).

El azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre un plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia, figura 4.5. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente, están referidas al norte verdadero o al norte de mapa.

⁵⁰Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 45.

⁵¹Un Siglo de la Perforación en México. "Diseño de Perforación de Pozos". Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Print 2002. P 106.



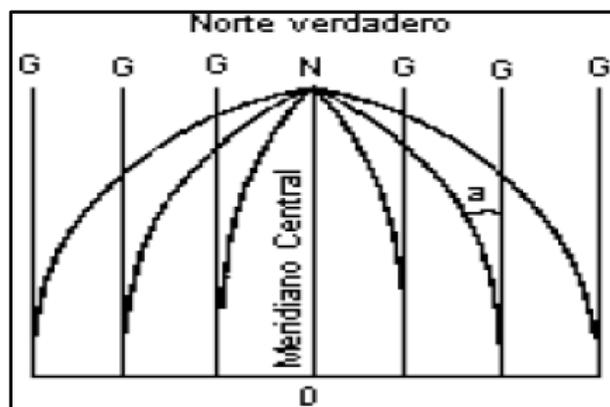
52 Figura 4.5 Azimuth.

4.1.5.1.- NORTE VERDADERO.

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

4.1.5.2.- 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 como se observa en la figura 4.6.

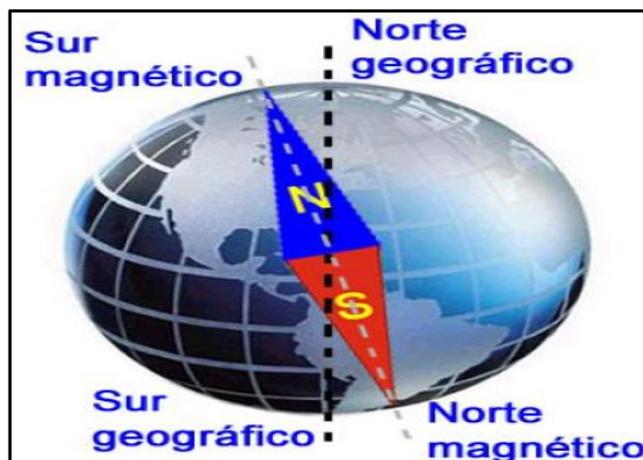


53 Figura 4.6 Norte Verdadero.

⁵²Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 46.

4.1.5.3.- NORTE MAGNÉTICO.

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la tierra como se muestra en la figura 4.7.



⁵⁴ Figura 4.7 Norte Magnético.

4.1.6.- INTERFERENCIA MAGNÉTICA.

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 perforación y revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

4.1.7.- CORRECCIÓN POR DECLINACIÓN MAGNETICA.

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

⁵³Un Siglo de la Perforación en México. "Diseño de Perforación de Pozos". Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Print 2002. P 107.

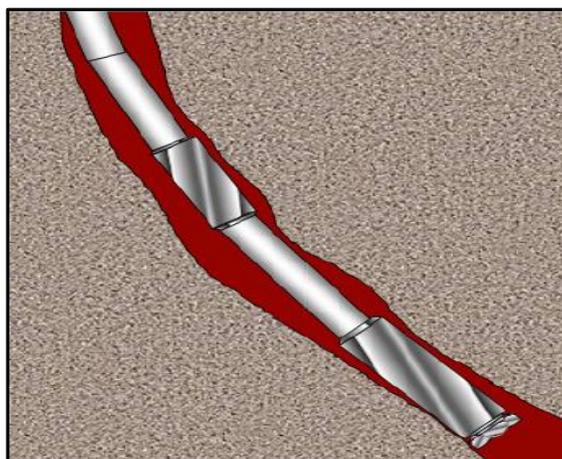
⁵⁴Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 47.

4.1.8.- BUZAMIENTO MAGNÉTICO.

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

4.1.9.- PATA DE PERRO (DOG LEG).

Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en la inclinación y dirección) entre estaciones de registros direccionales, figura 4.8. La pata de perro se mide en grados.



⁵⁵ Figura 4.8 Pata de Perro.

4.1.10.- 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 pies o 30 metros). La severidad se reporte en grados por cada 100 pies o grados cada 30 metros. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 4 o 5°/ 100 pies). 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.

⁵⁵Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 49.

4.1.11.- 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 calcula la longitud y la dirección de la recta.

4.1.12.- 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.

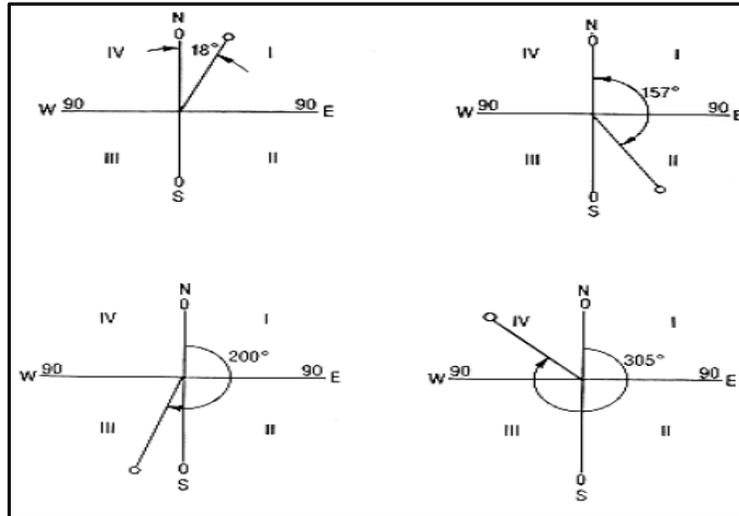
4.1.13.- ACELERÓMETRO.

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.

4.1.14.-FORMATOS DE DIRECCIÓN: CUADRANTE Y DE BRÚJULA.

Además de la profundidad y el desplazamiento horizontal, todos los pozos direccionales tienen 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 como se muestra en la figura 4.9.



56 Figura 4.9 Lecturas de Direcciones.

4.1.15.- TRAYECTORIA DE PERFORACIÓN.

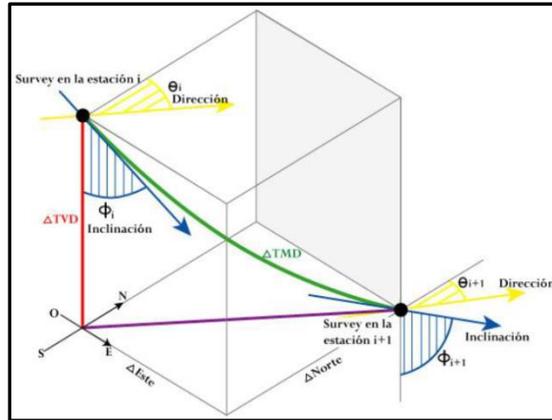
Es el camino dentro del yacimiento el cual se inicia en unas coordenadas UTM sobre la superficie terrestre y por donde pasa la herramienta perforadora que finaliza su recorrido en otro punto donde se encuentra la formación productora.

En el caso de los pozos desviados o direccionales, la trayectoria de perforación constará de ángulos de inclinación y dirección los cuales permitirán evadir los obstáculos que se puedan presentar en el yacimiento.

4.1.16.- SURVEY.

Son datos o mediciones que contienen información del tipo y características particulares de un yacimiento como se muestra en la figura 4.10, por ejemplo, la profundidad de las formaciones productoras, ángulos de inclinación, dirección, entre otras.

⁵⁶Un Siglo de la Perforación en México. "Diseño de Perforación de Pozos". Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Print 2002. P 108.

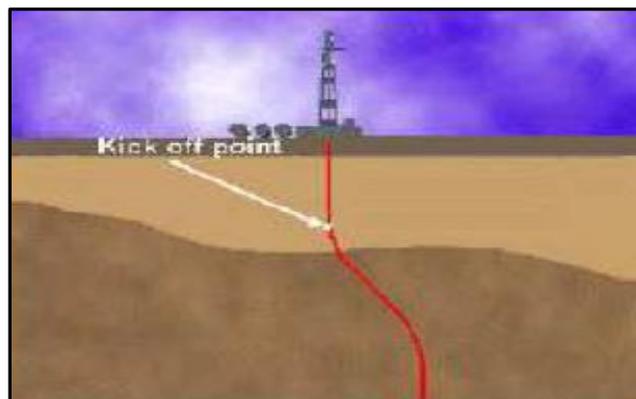


57 **Figura 4.10 Survey.**

4.1.17.- 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, como se observa en la figura 4.11.

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.



58 **Figura 4.11 Punto de KOP.**

⁵⁷ Girling Marquez. "Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos.". Print 2008.P11.

4.1.18.- DISTANCIA DEL PUNTO DE INICIO, D_{KOP} .

Es la profundidad vertical entre un lugar en la superficie terrestre y una coordenada en el subsuelo conocida como punto de inicio o KOP.

4.1.19.- TASA DE INCREMENTO, BUR (BUILDUP RATE).

Es el número de grados en los que crece el ángulo de inclinación sobre una longitud específica del tramo de perforación.

4.1.20.- SECCIÓN DE INCREMENTO (BUILD SECTION).

Es la sección de la trayectoria del pozo después del punto de inicio KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta, como se muestra en la figura 4.12.

4.1.21.- FIN DE INCREMENTO (END OF BUILD, EOB).

Es el punto de fin de incremento del ángulo, es la localización donde el pozo ha terminado de incrementar o aumentar el ángulo.

4.1.22.- SECCIÓN DE MANTENER o TANGENCIAL (HOLD SECTION).

Es la parte de la trayectoria del pozo a la sección de incremento donde el ángulo y la dirección se mantienen constantes, como se muestra en la figura 4.12.

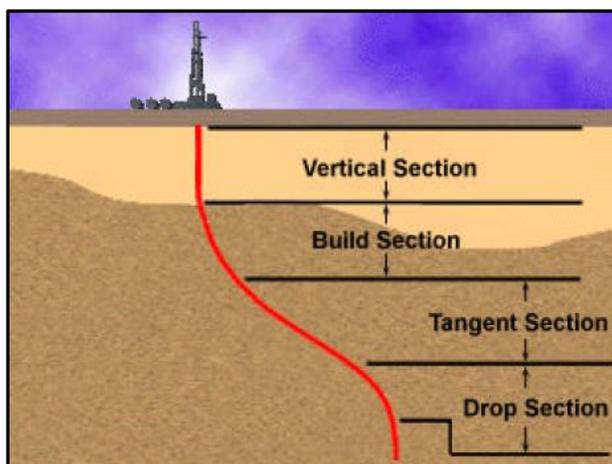
4.1.23.- TASA DE DECREMENTO O REDUCCIÓN DOR (DROP RATE).

Es el número de grados en los que disminuye el ángulo de inclinación sobre una longitud específica del tramo de perforación.

4.1.24.- SECCIÓN DE DECREMENTO O REDUCCIÓN (DROP SECTION).

Es el tramo del agujero después de la sección tangencial donde el ángulo de inclinación del calibre del pozo disminuye, como se muestra en la figura 4.12.

⁵⁸Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. Herramientas en la Perforación direccional. Print 2013. P 50.



⁵⁹ **Figura 4.12 Secciones de un Pozo Direccional.**

4.1.25.- OBJETIVO (TARGET).

Es un punto fijo en el subsuelo muy cercano a una formación productora el cual debe ser penetrado con la herramienta de perforación y donde termina la trayectoria que define al pozo.

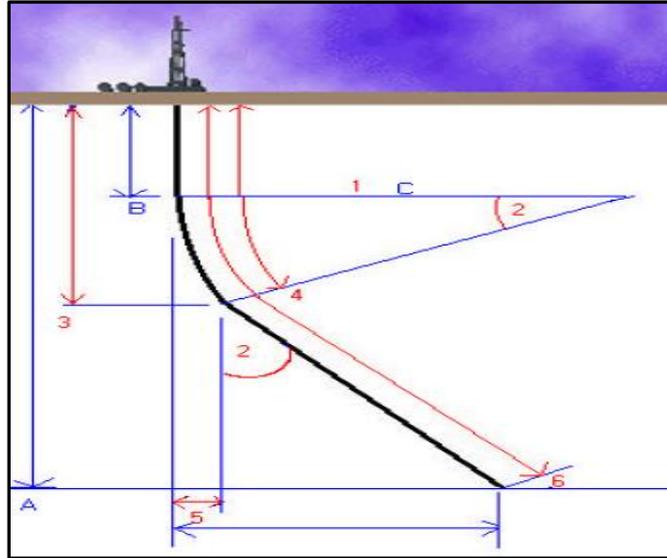
4.2.- METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE TRAYECTORIA PARA POZOS DIRECCIONALES.

4.2.1. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO SLANT, J o DE (INCREMENTO-MANTENER).

En este tipo de trayectoria el pozo consiste en una sección vertical, una sección de incremento y una sección de mantener o tangencial, para poder calcular la trayectoria para este tipo de pozos debemos seguir los siguientes pasos:

1o. PASO.- Es dibujar una vista vertical de la trayectoria del pozo, desde la ubicación superficial en la tierra hasta la ubicación del objetivo como se muestra en la figura 4.13; en esta sección también se debe incluir las variables que se calcularán y la información dada para calcular la trayectoria.

⁵⁹Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P30.



⁶⁰ Figura 4.13 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo J.

Variables dadas:

- A) Ubicación del Objetivo.
- B) Profundidad Vertical Verdadera hasta el objetivo, TVD.
- C) Punto de KOP.
- D) Radio de Construcción o Tasa de Incremento BUR

Variables a Calcular:

- 1.- Coordenadas del pozo.
- 2.- Calculo de la Tasa de Incremento BUR o Radio de Incremento.
- 3.- Calculo del Máximo Ángulo Mantener.
- 4.- Profundidad Vertical Verdadera (TVD) hasta el punto de fin de incremento (EOB).
- 5.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto EOB.
- 6.- Calculo del Desplazamiento Horizontal hasta el punto EOB.
- 7.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el objetivo.

2o. PASO.- Es convertir la dirección de azimuth o de cuadrante, así como las coordenadas de polar a rectangular o viceversa para poder calcular el desplazamiento horizontal total del pozo.

⁶⁰Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P10.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

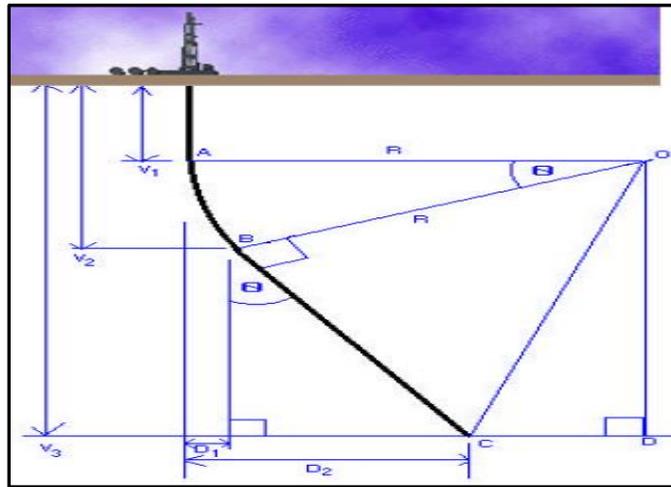
3o. PASO.- Es calcular la Tasa de incremento conocido como BUR o el radio de incremento como se muestra en la figura 4.14, el BUR es el cambio de la inclinación del pozo desde donde el ángulo se incrementa, usualmente se describe como el incremento angular cada 100 pies o cada 30 m de la profundidad medida, y lo hacemos con la siguiente formula.

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{Radio} = \frac{5729.58}{R} \quad \text{ó} \quad R = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{BUR} = \frac{5729.58}{BUR}$$

Esta se expresa como el incremento angular cada 100 pies = $\frac{Grados}{100 \text{ pies}}$

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{Radio} = \frac{1718.87}{R} \quad \text{ó} \quad R = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{BUR} = \frac{1718.87}{BUR}$$

Se expresa como el incremento angular cada 30 metros = $\frac{Grados}{30 \text{ metros}}$



⁶¹ Figura 4.14 Diagrama de Variables a Calcular en la Trayectoria J.

4o. PASO.- Calcular el máximo ángulo de mantener, también llamado ángulo de inclinación, se produce cuando la inclinación del pozo se mantiene constante, el máximo ángulo de mantener se produce justo después del final de la sección de incremento y se mantiene constante durante toda la trayectoria hasta el objetivo.

⁶¹ Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P8.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

IV1.- Lo primero es calcular la línea DC está la encontraremos con el siguiente criterio.

- Si $D_2 > R$ entonces usaremos la siguiente formula $DC = D_2 - R$.
- Si $D_2 < R$ entonces usaremos la siguiente formula $DC = R - D_2$.

IV2.- Lo segundo es encontrar la línea DO, para encontrar esta línea, debemos tomar la distancia TVD hasta el punto KOP (V_1) y restarle la distancia TVD hasta el objetivo (V_3).

$$DO = V_3 - V_1$$

IV3.- Lo tercero es encontrar el ángulo $\angle DOC$ con la siguiente ecuación.

$$\angle DOC = \text{Tan}^{-1} \frac{DC}{DO}$$

IV4.- Es encontrar la línea OC, para encontrarla ocuparemos el ángulo obtenido anteriormente.

$$OC = \frac{DO}{\cos \angle DOC}$$

IV5.- Lo siguiente es encontrar el ángulo $\angle BOC$ el cual obtendremos a partir de la siguiente formula

$$\angle BOC = \cos^{-1} \frac{R}{OC}$$

IV6.- En este sexto paso es encontrar el ángulo $\angle BOD$, este lo encontraremos a partir del siguiente criterio.

- Si $R < D_2$ entonces usaremos la siguiente formula $\angle BOD = \angle BOC - \angle DOC$
- Si $R > D_2$ entonces usaremos la siguiente formula $\angle BOD = \angle BOC + \angle DOC$

IV7.- En este último paso para encontrar el máximo ángulo de mantener (θ ó $\angle AOB$), tenemos el triángulo rectángulo AOD el cual tiene un ángulo de 90° y el cual

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

le restaremos el ángulo encontrado en el paso anterior para encontrar el máximo ángulo de mantener.

$$\text{Máximo ángulo de mantener } (\theta \text{ o } \angle AOB) = \angle AOD - \angle BOD$$

5o. PASO.- Es calcular la profundidad vertical verdadera TVD hasta el punto de fin de incremento (EOB). Para calcular la TVD del punto EOB o V_2 se usara la siguiente formula donde V_1 es la TVD hasta el punto KOP.

$$V_2 = V_1 + [R \times (\sin\theta)]$$

6o. PASO.- En este paso es calcular la profundidad desarrollada (MD) hasta el punto de fin de incremento (EOB) y es la longitud actual o verdadera del pozo desde la ubicación en la superficie hasta el punto de fin de incremento y se calculara con la siguiente formula.

$$EOB (MD) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 100, \text{ en pies.}$$

$$EOB (MD) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30, \text{ en metros.}$$

7o. PASO.- Tendremos que calcular el desplazamiento horizontal D_1 desde el punto de la ubicación en superficie hasta el punto de fin de incremento EOB. Para calcular este desplazamiento usaremos la siguiente ecuación.

$$D_1 = R - [R \times (\cos\theta)]$$

8o. PASO.- En este último paso se calculara la profundidad desarrollada total hasta el objetivo, la cual es la longitud actual o verdadera del pozo desde la ubicación en superficie hasta el objetivo.

VIII1.- Debemos obtener la línea BC a partir del teorema de Pitágoras donde $OC^2 = BC^2 + OB^2$ entonces para obtener BC será de la siguiente forma:

$$BC = \sqrt{OC^2 - OB^2}$$

VIII2.- Ahora para obtener la profundidad desarrollada total se usara la siguiente formula:

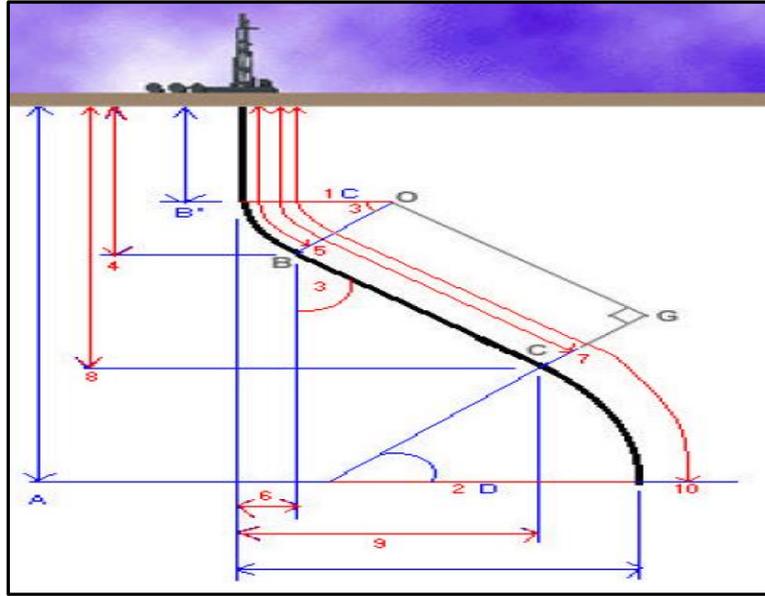
$$\text{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 100 + BC, \text{ en pies } \text{ ó}$$

$$\text{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30 + BC, \text{ en metros}$$

4.2.2. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO S o DE (INCREMENTO-MANTENER-DISMINUIR).

De la misma forma que en la metodología anterior, esta trayectoria está conformada por una sección de incremento, una sección de mantener o tangencial y una sección de disminución, para poder calcular la trayectoria para este tipo de pozos debemos seguir los siguientes pasos:

1o. PASO.- Es dibujar una vista vertical de la trayectoria del pozo, desde la ubicación superficial en la Tierra hasta la ubicación del objetivo como se muestra en la figura 4.15; en esta sección también se debe incluir las variables que se calcularan y la información dada para calcular la trayectoria.



62 Figura 4.15 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo S.

Variables dadas:

- A) Ubicación del Objetivo.
- B) Profundidad Vertical Verdadera hasta el objetivo, TVD.
- C) Punto de KOP.
- D) Radio de Incremento o Tasa de Incremento BUR
- E) Radio de Disminución o Tasas de disminución DOR

Variables a Calcular:

- 1.- Coordenadas del pozo.
- 2.- Calculo de la Tasa de Incremento BUR o Radio de Incremento y Radio de Disminución o Tasa de disminución DOR.
- 3.- Calculo del Máximo Ángulo Mantener.
- 4.- Profundidad Vertical Verdadera (TVD) hasta el punto de fin de incremento (EOB).
- 5.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto EOB.
- 6.- Calculo del Desplazamiento Horizontal hasta el punto EOB.
- 7.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto de inicio de disminución (SOD).
- 8.- Profundidad Vertical Verdadera (TVD) hasta el punto de inicio de disminución (SOD).
- 9.- Calculo del Desplazamiento Horizontal hasta el punto (SOD).

⁶²Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P34.

10.- Profundidad Desarrollada Total (MDT) hasta el objetivo.

2o. PASO.- Es convertir la dirección de azimuth o de cuadrante, así como las coordenadas de polar a rectangular o viceversa, para poder calcular el desplazamiento horizontal total del pozo, si es necesario.

3o. PASO.- Es calcular la Tasa de incremento conocido como BUR o el radio de incremento y el Radio de disminución o Tasa de disminución DOR, como se muestra en la figura 4.16, el BUR y el DOR es el cambio de la inclinación del pozo desde donde el ángulo se incrementa o se disminuye, usualmente se describe como el incremento o el decremento angular cada 100 pies o cada 30 m de la profundidad medida, y lo hacemos con la siguientes formulas:

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{Radio} = \frac{5729.58}{R_1} \quad \text{ó} \quad R_1 = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{BUR} = \frac{5729.58}{BUR}$$

Esta se expresa como el incremento angular cada 100 pies = $\frac{Grados}{100 \text{ pies}}$

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{Radio} = \frac{1718.87}{R_1} \quad \text{ó} \quad R_1 = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{BUR} = \frac{1718.87}{BUR}$$

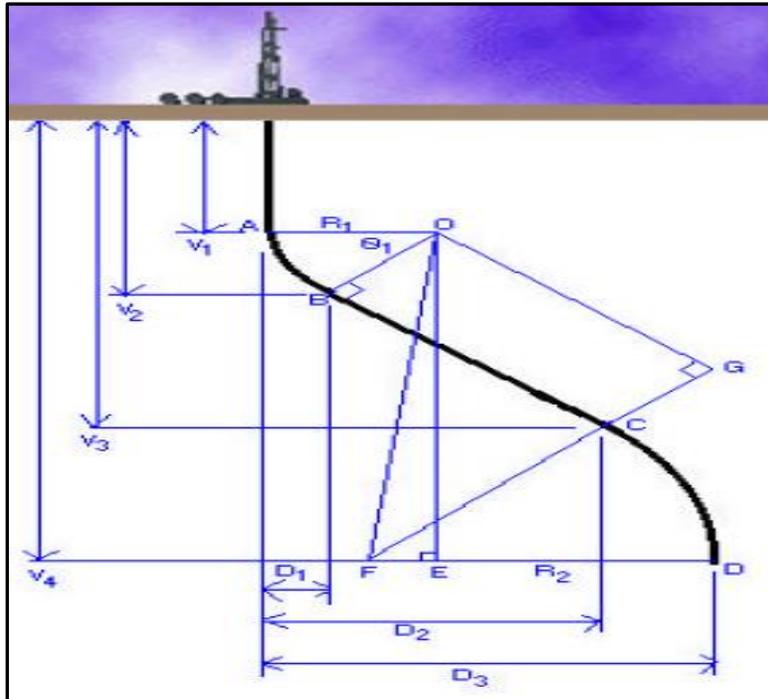
Y se expresa como el incremento angular cada 30 metros = $\frac{Grados}{30 \text{ metros}}$

Y para el DOR son las siguientes:

$$DOR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{Radio} = \frac{5729.58}{R_2} \quad \text{ó} \quad R_2 = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{DOR} = \frac{5729.58}{BUR}$$

Esta se expresa como el incremento angular cada 100 pies = $\frac{Grados}{100 \text{ pies}}$

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{Radio} = \frac{1718.87}{R_2} \quad \text{ó} \quad R_2 = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{BUR} = \frac{1718.87}{BUR}$$



⁶³ **Figura 4.16 Diagrama de Variables a Calcular para la trayectoria S.**

4o. PASO.- Calcular el máximo ángulo de mantener, también llamado ángulo de inclinación, se produce cuando la inclinación del pozo se mantiene constante, el máximo ángulo de mantener se produce justo después del final de la sección de incremento y se mantiene constante durante toda la trayectoria hasta el punto de inicio de disminución (SOD).

IV1.- Lo primero es calcular la línea FE está la encontraremos con el siguiente criterio.

- Si $D_3 > R_1 + R_2$ entonces usaremos la siguiente formula $FE = D_3 - (R_1 + R_2)$.
- Si $D_3 < R_1 + R_2$ entonces usaremos la siguiente formula $FE = R_1 - (D_3 - R_2)$.

⁶³ Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P32.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

IV2.- Lo segundo es encontrar la línea EO, para encontrar esta línea, debemos tomar la distancia TVD hasta el punto KOP (V_1) y restarle la distancia TVD hasta el objetivo (V_4).

$$EO = V_4 - V_1$$

IV3.- Lo tercero es encontrar el ángulo $\angle FEO$ con la siguiente ecuación.

$$\angle FEO = \text{Tan}^{-1} \frac{FE}{EO}$$

IV4.- Es encontrar la línea OF, para encontrarla ocuparemos el teorema de Pitágoras donde $OF^2 = FE^2 + EO^2$ entonces la formula seria:

$$OF = \sqrt{FE^2 + EO^2}$$

IV5.- Lo siguiente es encontrar la línea FG, que es equivalente a la suma del radio de incremento y el radio de disminución.

$$FG = R_1 + R_2$$

IV6.- El siguiente paso es encontrar el ángulo $\angle FOG$ el cual obtendremos a partir de la siguiente formula:

$$\angle FOG = \text{sen}^{-1} \frac{FG}{OF}$$

IV7.- En este último paso para encontrar el máximo ángulo de mantener (θ ó $\angle EOG$), usaremos la siguiente formula:

$$\text{Máximo ángulo de mantener } (\theta \text{ o } \angle EOG) = \angle FOG - \angle FOE$$

5o. PASO.- Es calcular la profundidad vertical verdadera TVD hasta el punto de fin de incremento (EOB). Para calcular la TVD del punto EOB o V_2 se usara la siguiente formula donde V_1 es la TVD hasta el punto KOP y R_1 es el radio de incremento.

$$V_2 = V_1 + [R_1 \times (\sin\theta)]$$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

6o. PASO.- En este paso es calcular la profundidad desarrollada (MD) hasta el punto de fin de incremento (EOB) usando la misma fórmula que en la metodología de trayectoria del slant o J.

7o. PASO.- Tendremos que calcular el desplazamiento horizontal D_1 desde el punto de la ubicación en superficie hasta el punto de fin de incremento EOB, donde R_1 es el radio de incremento. Para calcular este desplazamiento usaremos la siguiente ecuación.

$$\text{Desplazamiento EOB o } D_1 = R_1 - [R_1 \times (\cos\theta)]$$

8o. PASO.- En este paso se calculara la profundidad desarrollada (MD) hasta el punto de inicio de disminución (SOD), la cual es la longitud actual o verdadera del pozo desde la ubicación en superficie hasta el punto (SOD).

VIII1.- Lo primero es encontrar la línea OG, para encontrarla usaremos el teorema de Pitágoras donde $OF^2 = OG^2 + FG^2$; entonces usando la formula siguiente encontraremos la línea OG que es equivalente a la línea BC.

$$(BC) = OG = \sqrt{OF^2 - FG^2}$$

VIII2.- Posteriormente se podrá calcular la profundidad desarrollada (MD) hasta el punto de inicio de disminución (SOD) de la siguiente forma:

$$\text{Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto (SOD)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 100 + BC, \text{ en pies ó}$$

$$\text{Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto (SOD)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30 + BC, \text{ en metros}$$

9o. PASO.- Es calcular la Profundidad vertical verdadera TVD hasta el punto (SOD) o V_3 con la siguiente formula:

$$V_3 = V_2 + [BC \times (\cos\theta)]$$

10o. PASO.- Tendremos que calcular el desplazamiento horizontal D_2 desde el punto de la ubicación en superficie hasta el punto de inicio de disminución SOD. Para calcular este desplazamiento usaremos la siguiente relación:

$$\text{Desplazamiento horizontal hasta el punto (SOD) o } D_2 = D_1 + [BC \times (\text{sen}\theta)]$$

11o. PASO.- En este último paso se calculara la profundidad desarrollada total hasta el objetivo, la cual es la longitud actual o verdadera del pozo, desde la ubicación en superficie hasta el objetivo, como sigue:

$$\text{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 100 + BC + \frac{\theta}{DOR} \times 100, \text{ en}$$

pies ó

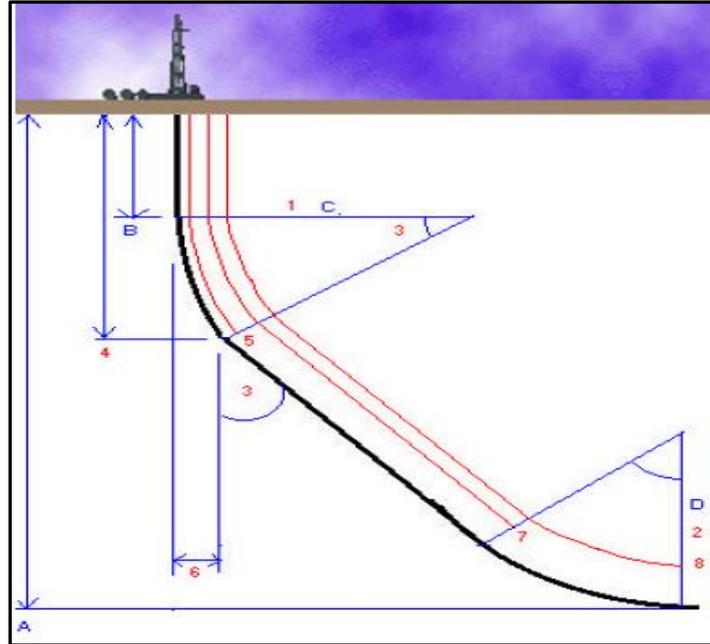
$$\text{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30 + BC + \frac{\theta}{DOR} \times 30, \text{ en}$$

metros

4.2.3. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO DE DOBLE INCREMENTO (INCREMENTO-MANTENER-INCREMENTO).

Esta trayectoria está conformada por una sección de incremento, una sección de mantener o tangencial y otra sección de incremento, para poder calcular la trayectoria para este tipo de pozos debemos seguir los siguientes pasos:

1o. PASO.- Es dibujar una vista vertical de la trayectoria del pozo, desde la ubicación superficial en la Tierra hasta la ubicación del objetivo como se muestra en la figura 4.17; en esta sección también se debe incluir las variables que se calcularan y la información dada para calcular la trayectoria.



64 Figura 4.17 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo Doble Incremento.

Variables dadas:

- A) Ubicación del Objetivo.
- B) Profundidad Vertical Verdadera hasta el objetivo, TVD.
- C) Punto de KOP.
- D) Radio de Construcción o Tasa de Incremento BUR_1 y BUR_2 .

Variables a Calcular:

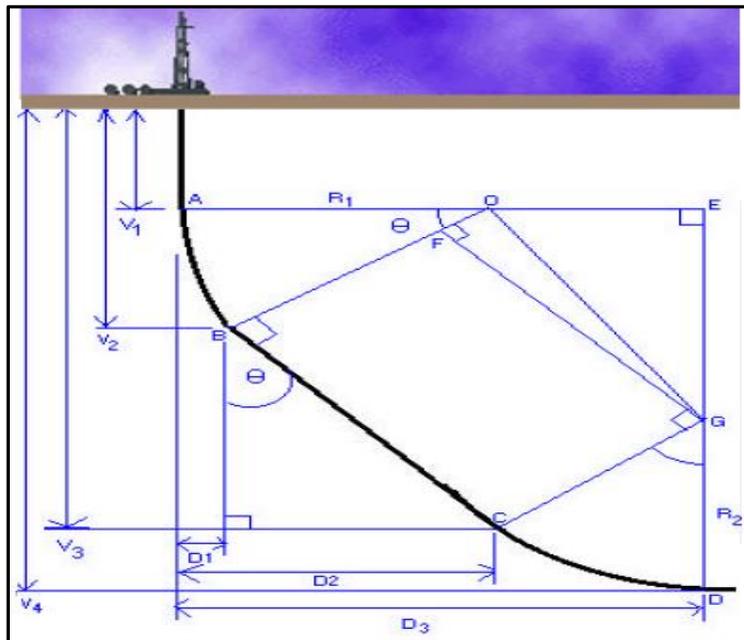
- 1.- Coordenadas del pozo.
- 2.- Calculo de la Tasa de Incremento BUR o Radio de Incremento.
- 3.- Calculo del Máximo Ángulo Mantener.
- 4.- Profundidad Vertical Verdadera (TVD) hasta el punto de fin de incremento (EOB).
- 5.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto EOB.
- 6.- Calculo del Desplazamiento Horizontal hasta el punto EOB.
- 7.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el segundo punto de inicio de construcción (SOB)
- 8.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el objetivo.

⁶⁴Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P62.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

2o. PASO.- Es convertir la dirección de azimuth o de cuadrante, así como las coordenadas de polar a rectangular o viceversa para poder calcular el desplazamiento horizontal total del pozo, si así se requiere.

3o. PASO.- Es calcular las Tasas de incremento conocidas como BUR o los radios de incremento como se muestra en la figura 4.18, de la misma forma que en la trayectoria tipo J solo sustituyendo los diferentes BUR o radios de incremento en la formula.



⁶⁵ Figura 4.18 Diagrama de Variables a Calcular en la Trayectoria de Doble incremento.

4o. PASO.- Calcular el máximo ángulo de mantener, también llamado ángulo de inclinación, se produce cuando la inclinación del pozo se mantiene constante, el máximo ángulo de mantener se produce justo después del final de la sección de incremento y se mantiene constante durante toda la trayectoria hasta el punto de inicio de incremento (SOB).

⁶⁵Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P60.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

IV1.- Lo primero es calcular la línea EG está la encontraremos con el siguiente formula, donde V_4 es la TVD hasta el objetivo, V_1 es la TVD hasta el punto KOP y R_2 es el segundo radio de incremento.

$$EG = (V_4 - V_1) - R_2$$

IV2.- Lo segundo es encontrar la línea EO para encontrar esta línea debemos restar el desplazamiento total hasta el objetivo D_3 , al primer radio de incremento como sigue:

$$EO = D_3 - R_1$$

IV3.- Lo tercero es encontrar el ángulo $\angle GOE$ con la siguiente ecuación:

$$\angle GOE = \tan^{-1} \frac{EG}{EO}$$

IV4.- Es encontrar la línea OG, para encontrarla ocuparemos el teorema de Pitágoras donde $OG^2 = EG^2 + EO^2$; entonces la formula seria:

$$OG = \sqrt{EG^2 + EO^2}$$

IV5.- Lo siguiente es encontrar la línea OF, que es equivalente a la suma del radio de incremento y el radio de disminución.

$$OF = R_1 - R_2$$

IV6.- El siguiente paso es encontrar el ángulo $\angle GOF$ el cual obtendremos a partir de la siguiente formula:

$$\angle GOF = \cos^{-1} \frac{OF}{OG}$$

IV7.- En este último paso para encontrar el máximo ángulo de mantener (θ ó $\angle AOB$), usaremos la siguiente formula:

$$\text{Máximo ángulo de mantener } (\theta \text{ o } \angle AOB) = 180^\circ - \angle GOE - \angle GOF$$

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

5o. PASO.- Es calcular la profundidad vertical verdadera TVD hasta el punto de fin de incremento (EOB) usando la misma fórmula que en la trayectoria tipo S.

6o. PASO.- En este paso es calcular la profundidad desarrollada (MD) hasta el punto de fin de incremento (EOB) usando la misma fórmula que en la metodología de trayectoria del slant o J.

7o. PASO.- Tendremos que calcular el desplazamiento horizontal D_1 desde el punto de la ubicación en superficie hasta el punto de fin de incremento EOB, donde R_1 es el radio de incremento, de la misma forma que en la trayectoria tipo S.

8o. PASO.- En este paso se calculara la profundidad desarrollada (MD) hasta el segundo punto de inicio de incremento (SOB), la cual es la longitud actual o verdadera del pozo desde la ubicación en superficie hasta el punto (SOB).

VIII1.- Lo primero es encontrar la línea FG, para encontrarla usaremos el teorema de Pitágoras donde $OG^2 = FG^2 + OF^2$ entonces usando la formula siguiente encontraremos la línea FG que es equivalente a la línea BC.

$$(BC) = FG = \sqrt{OG^2 - OF^2}$$

VIII2.- Posteriormente se podrá calcular la profundidad desarrollada (MD) hasta el segundo punto de inicio de incremento (SOB) de la siguiente forma:

*Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto (SOB) = $V_1 + \frac{\theta}{BUR_1} \times 100 + BC$, en
pies ó*

*Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto (SOB) = $V_1 + \frac{\theta}{BUR_1} \times 30 + BC$, en
metros*

9o. PASO.- En este último paso se calculara la profundidad desarrollada total hasta el objetivo, la cual es la longitud actual o verdadera del pozo, desde la

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

ubicación en superficie hasta el objetivo, donde $CGD = 90^\circ - \theta$, con la siguiente formula:

$$Profundidad\ Desarrollada\ Total\ (MDT) = V_1 + \frac{\theta}{BUR_1} \times 100 + BC + \frac{CGD}{BUR_2} \times 100, \text{ en pies } \acute{o}$$

$$Profundidad\ Desarrollada\ Total\ (MDT) = V_1 + \frac{\theta}{BUR_1} \times 30 + BC + \frac{CGD}{BUR_2} \times 30, \text{ en metros}$$

4.2.4. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO DE INCREMENTO CONTINUO.

Esta trayectoria está diseñada con una sección de incremento de forma continua hasta el objetivo y para poder calcular la trayectoria para este tipo de pozos tendremos que suponer que el radio de incremento será igual al desplazamiento total del pozo, desde la ubicación en la superficie hasta el objetivo.

$$Radio\ de\ incremento\ (R) = Desplazamiento\ Total\ (D_1) = V_3 = V_2 - V_1$$

Posteriormente como en las trayectorias anteriores será dibujar una vista vertical de la trayectoria, luego será convertir la dirección de azimuth o de cuadrante, así como las coordenadas de polar a rectangular o viceversa para poder calcular el desplazamiento horizontal total del pozo si así se requiere, y por últimos será calcular la profundidad total desarrollada desde el punto de KOP hasta el objetivo, de la misma forma que en la trayectoria tipo J.

4.2.5. METODOLOGÍA PARA EL POZO TIPO S MODIFICADO.

Esta última metodología es similar a la trayectoria de pozo en S, lo que la diferencia es que se tiene una segunda sección de mantener o tangencial con la que interceptaremos al objetivo.

Lo primero que tenemos que hacer como en las metodologías anteriores es dibujar una vista vertical de la trayectoria, luego será convertir la dirección de

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

azimuth o de cuadrante, así como las coordenadas de polar a rectangular o viceversa para poder calcular el desplazamiento horizontal total del pozo, si así se requiere.

En esta metodología podremos seguir los mismos pasos que la trayectoria tipo S hasta el objetivo y luego calcular el segundo ángulo máximo a mantener; una vez obtenido este ángulo tendremos que volver a seguir los pasos, desde el 9o.PASO de la metodología tipo S, solo ajustando las ecuaciones para usar el segundo ángulo y el radio de disminución R_2 para obtener la profundidad vertical verdadera, el desplazamiento horizontal y la profundidad desarrollada hasta el punto de fin de disminución (EOD), y posteriormente usar el teorema de Pitágoras para obtener la recta desde el punto de (EOD) hasta el objetivo y por último calcular la profundidad desarrollada hasta el objetivo usando la misma fórmula que en las trayectorias anteriores.

CAPITULO V.- EJEMPLO DE APLICACIÓN EN POZO.

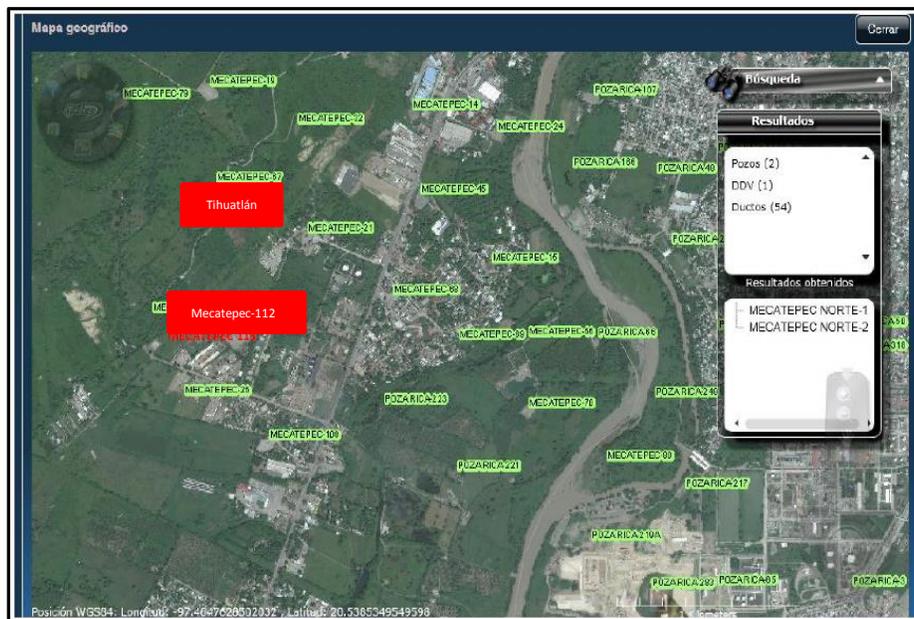
Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

En este capítulo se presentará al pozo MECATEPEC-112, el cual fue perforado por el equipo de perforación PM-3003 y el cual usaremos como ejemplo para mejorar la comprensión acerca de la importancia de las metodologías de cálculo de trayectoria en un pozo real, donde podrán ver el diseño de la trayectoria del pozo usando una de las metodologías del capítulo IV.

El programa de perforación del pozo Mecatepec-112, fue elaborado por la (Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos) en la (Unidad Operativa Poza Rica-Altamira) perteneciente a la (Región Norte).

5.1. NOMBRE Y UBICACIÓN DEL POZO.

El pozo se le denominó MECATEPEC-112, es un pozo de desarrollo el cual está ubicado en el Estado de Veracruz, municipio de Tihuatlán, las coordenadas geográficas son longitud ($97^{\circ}29'42.454''W$) y latitud ($20^{\circ}32'19.046''N$); en la figura 5.1 se muestra el mapa de localización del pozo.



66 Figura 5.1 Plano de Ubicación Geográfica.

⁶⁶Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. “Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112”. PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P7.

5.2. JUSTIFICACIÓN.

Para el pozo Mecatepec-112 se tomó la decisión de perforarse de forma direccional, debido a que en la ubicación superficial del objetivo, se encuentran viviendas urbanas y una instalación eléctrica de CFE.

5.3. OBJETIVOS.

PRIMER OBJETIVO.- Perforar un pozo de desarrollo que nos permitirá continuar con la explotación del campo, con la infraestructura de producción existente y creando la necesaria para el manejo de los hidrocarburos; todo bajo un marco de seguridad y protección al entorno ecológico.

SEGUNDO OBJETIVO.- Calcular la trayectoria del pozo Mecatepec-112 con una de las metodologías del capítulo IV para mejorar el entendimiento y ejemplificar la importancia del cálculo de la trayectoria en el diseño de la perforación direccional de un pozo petrolero.

5.4. PROFUNDIDAD Y COORDENADAS DEL OBJETIVO.

El objetivo se encuentra en la formación Tamabra a una profundidad vertical (m.v.b.n.m) de 1972 (m), con coordenadas UTM en (m) , en $X=657,128.93$ (m) y $Y=2,271,895.31$ (m).

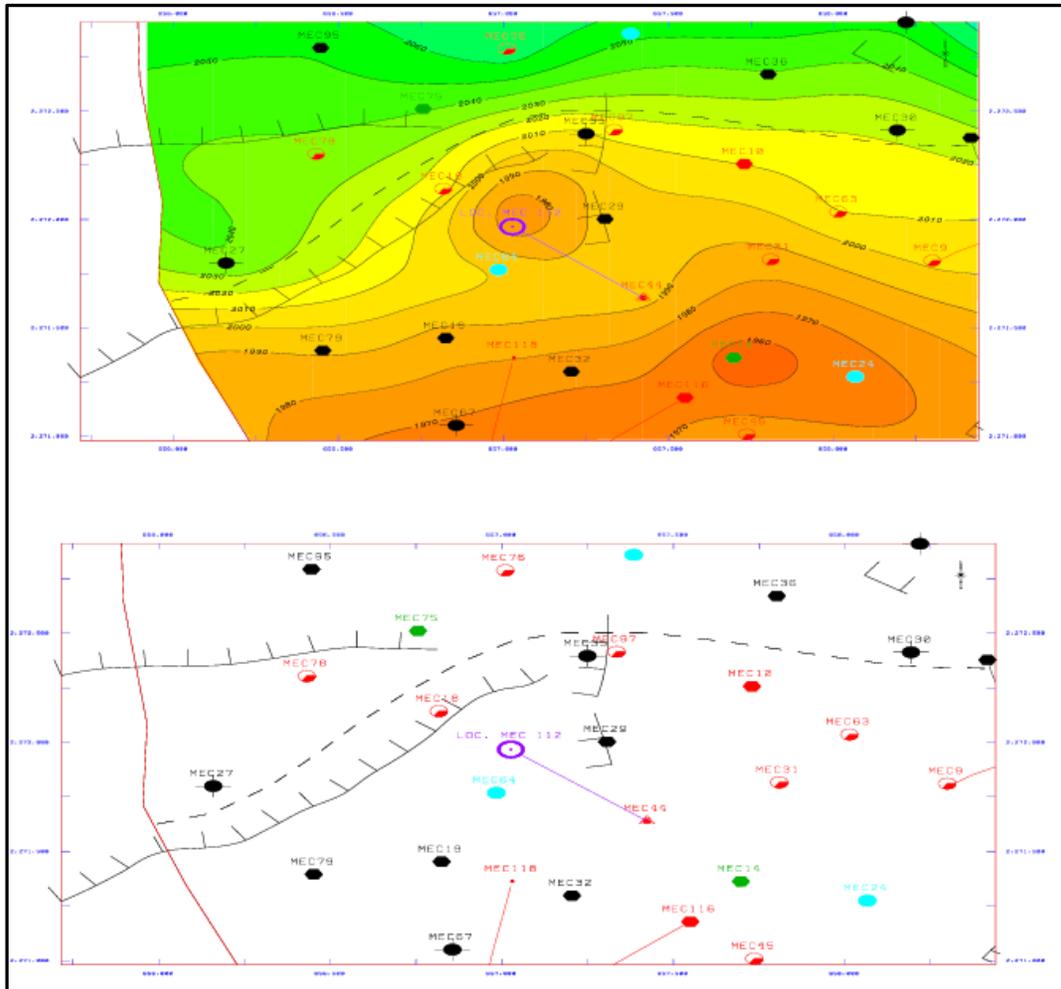
5.5. PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA.

La profundidad Vertical (m.v.b.m.r.) es de 2288 (m) y la profundidad desarrollada es de (m.d.b.m.r.) es de 2380 (m).

5.6. SITUACIÓN ESTRUCTURAL.

5.6.1. PLANOS ESTRUCTURALES.

En la figura 5.2 observamos un plano de isocimas donde se muestran las características de la estructura, las cuales conforman al yacimiento y la trayectoria del pozo.



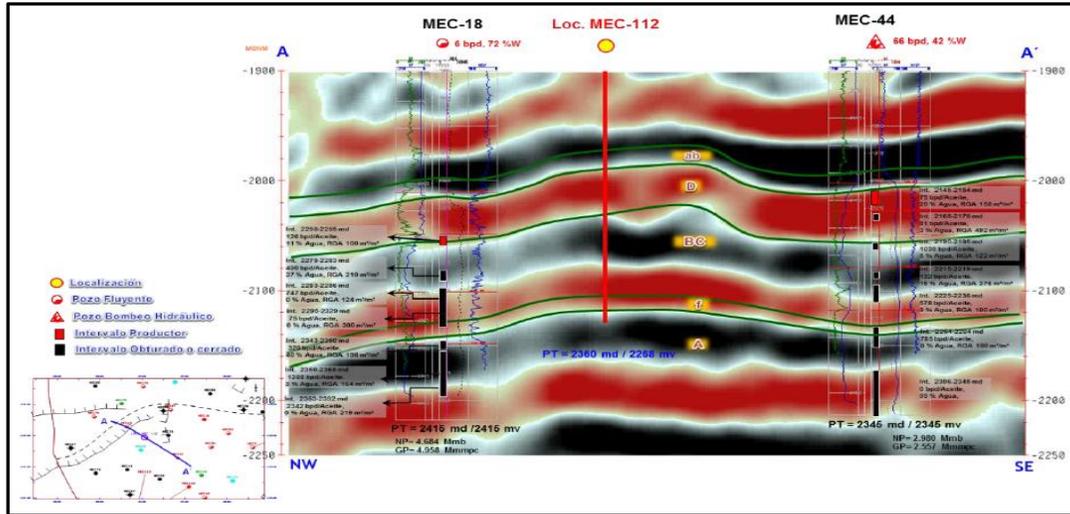
67 Figura 5.2 Plano Estructural de Cimas en el Área del Pozo

MECATEPEC-112.

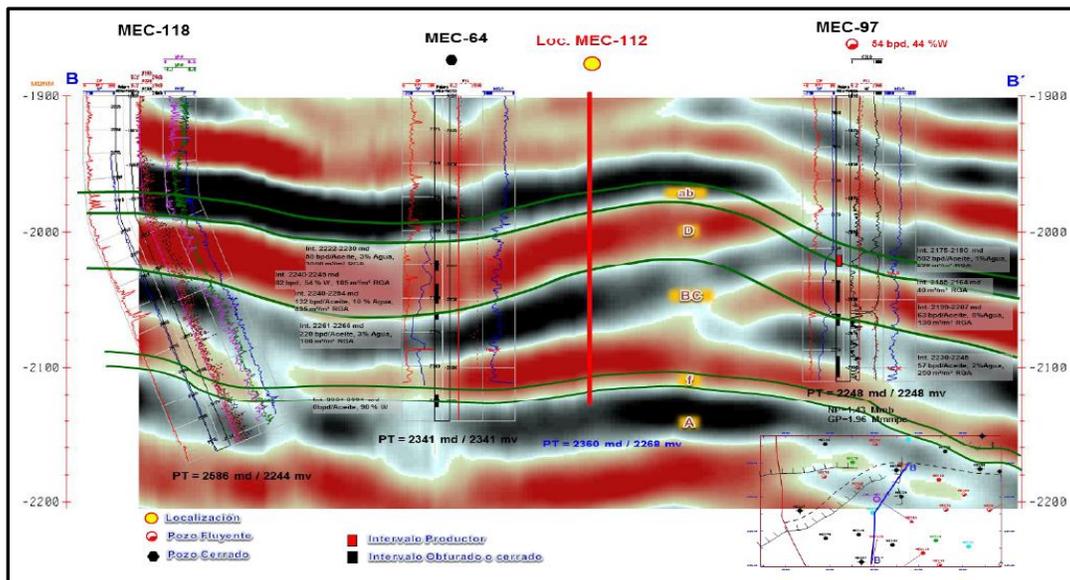
⁶⁷ Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. “Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112”. PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P8.

5.6.2. SECCIONES ESTRUCTURALES.

En las figuras 5.3 y 5.4 se muestra el perfil del pozo y los rasgos estructurales del subsuelo, donde podremos observar un pliegue anticlinal además de las zonas productoras y las cimas de la formación Tamabra.



68 Figura 5.3 Plano Estructural Sección A.



69 Figura 5.4 Plano Estructural Sección B.

⁶⁸ Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. “Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112”. PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P9.

5.7. COLUMNA GEOLÓGICA.

En la tabla 5.1 podremos observar la profundidad de cima de cada formación y sus espesores hasta el objetivo.

EDAD Y/O FORMACIÓN	PROFUNDIDAD CIMA			ESPESOR (mv)
	(m.d.b.m.r.)	(m.v.b.m.r.)	(m.v.b.n.m.)	
E. Guayabal	1280.52	1280.34	-1143	227
E. Chicontepec Sup	1518.5	1507.34	-1370	144
Pal. Chicontepec Med	1677.39	1651.34	-1514	89
Pal. Chicontepec Inf	1775.59	1740.34	-1603	189
K. Méndez	1984.13	1929.34	-1792	123
K. San Felipe	2119.84	2052.34	-1915	40
K. Agua Nueva	2163.98	2092.34	-1955	17
Kta. Cuerpo ab	2182.74	2109.34	-1972	18
Kta. Cuerpo D	2202.6	2127.34	-1990	52
Kta. Cuerpo BC	2259.97	2179.34	-2042	59
Kta. Cuerpo f	2325.07	2238.34	-2101	20
Kta. Cuerpo A	2347.14	2258.34	-2121	10*
Profundidad Total	2380	2288	-2131	

⁷⁰ Tabla 5.1 Columna Geológica.

5.8. FLUIDO DE PERFORACIÓN, DIAMETRO DE BARRENAS Y DIAMETRO DE TR'S.

En la tabla 5.2 se muestra el tamaño de las barrenas, el tamaño de las TR's y el tipo de fluido usado durante cada etapa de la perforación para controlar las posibles problemáticas que se pueden presentar durante la perforación del pozo MECATEPEC-112

PROFUNDIDAD	DIAMETRO AGUJERO	TAMAÑO TR	TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD DE LODO (gr/cc)
25-400	12 ¼"	9 5/8"	Polimérico inhibido (Base agua)	1.10-1.25
401-2182	8 ½"	7"	Q VERT (Emulsión inversa)	1.25-1.42
2182-2380	6 1/8"	4 ½"	Salmuera NaCL Base potásica	1.05-1.16

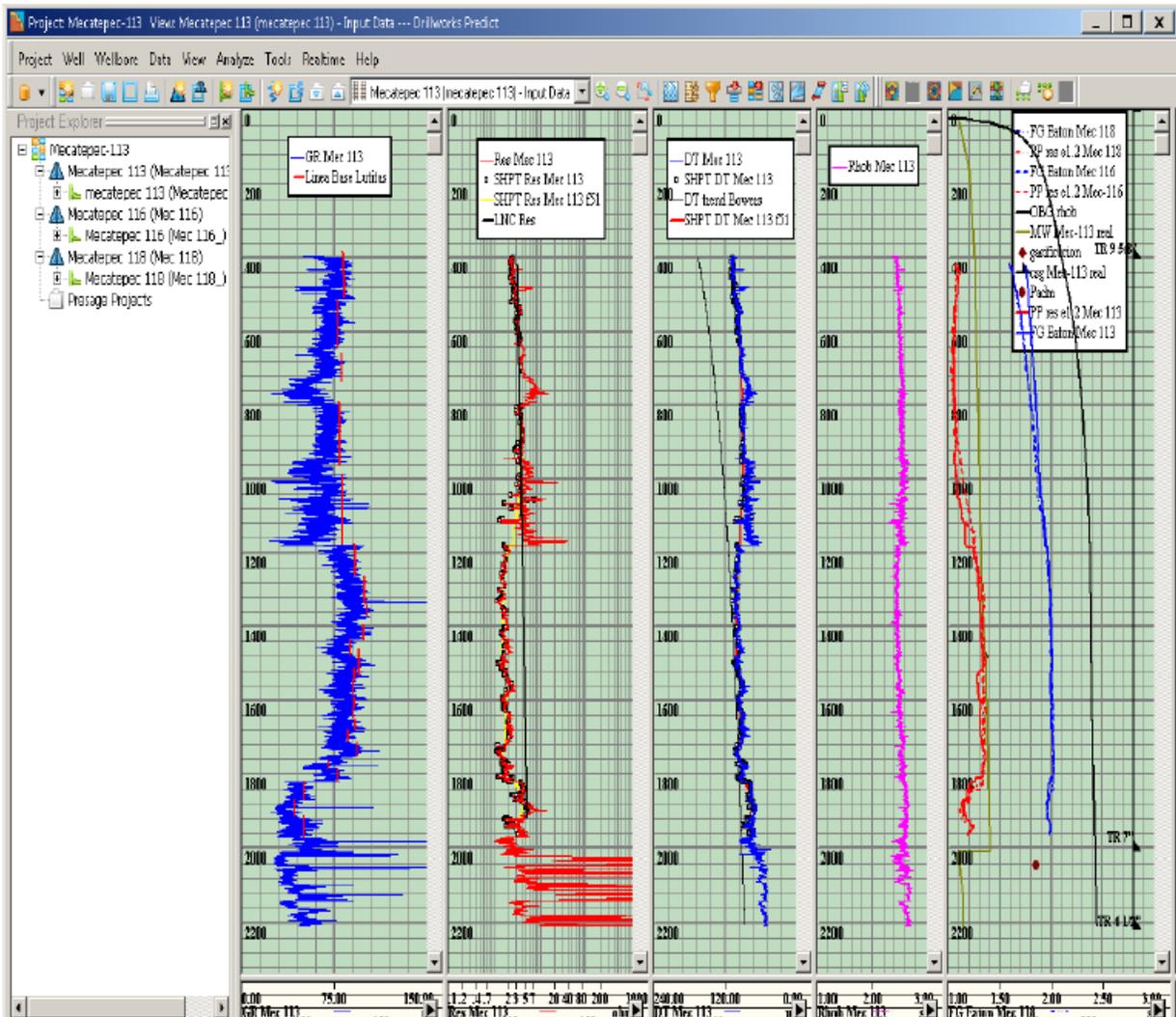
⁷¹ Tabla 5. 2 Tipos de Fluidos, Diámetros de Barrena y Diámetros de TR's.

⁶⁹Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P9.

⁷⁰Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P10.

5.9. GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TR'S.

En la figura 5.5 observamos la ventana operacional para el asentamiento de las TR's obtenido a partir de los pozos colindantes al pozo MECATEPEC-112.



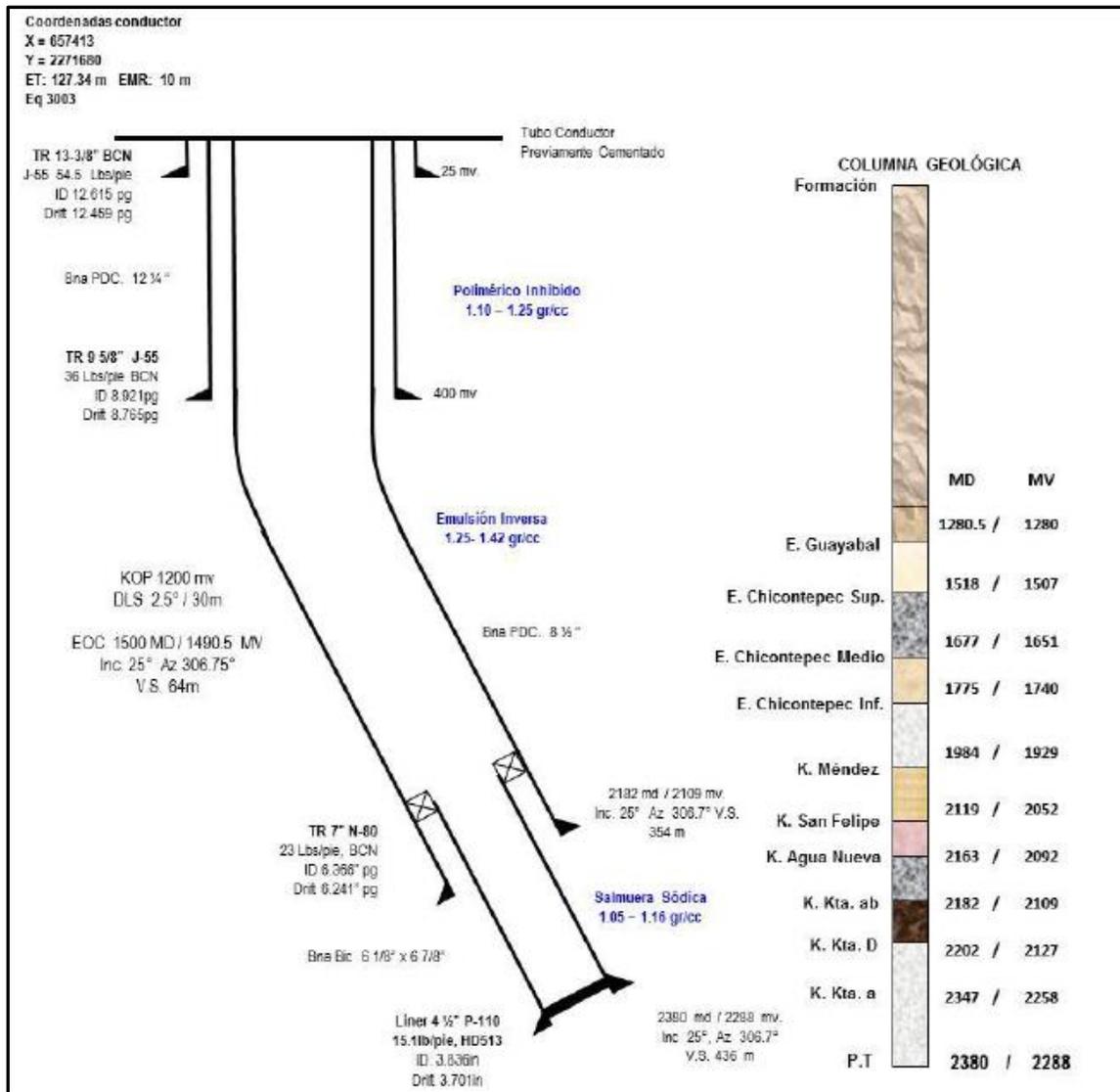
72 Figura 5.5 Geopresiones o Ventana operacional para el pozo MECATEPEC-112 y asentamiento de TR's.

⁷¹Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. “Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112”. PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P25.

⁷²Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. “Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112”. PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P13.

5.10. ESTADO MECANICO DEL POZO.

En la figura 5.6 se observa la columna geológica esperada del pozo, además se muestra las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento a lo largo de la trayectoria del pozo desde la superficie hasta el objetivo o zona productora.



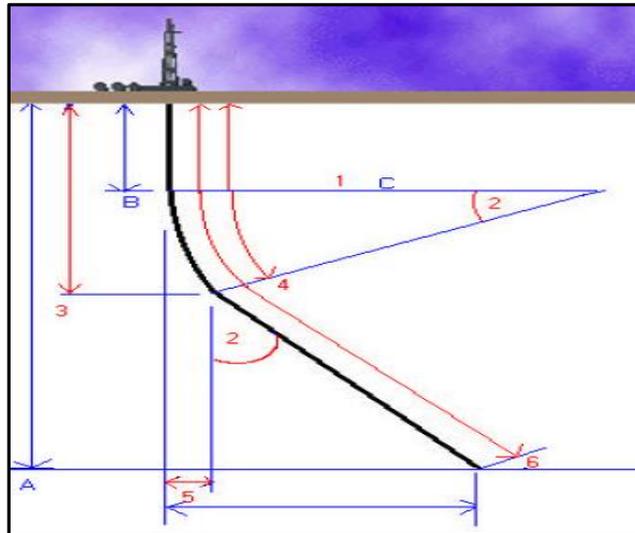
73 Figura 5.6 Estado Mecánico del Pozo Mecatepec-112.

⁷³Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P15.

5.11. CÁLCULO Y DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO MECATEPEC-112.

En este tipo de trayectoria el pozo consiste en una sección vertical, una sección de incremento y una sección de mantener o tangencial hasta el objetivo, para poder calcular la trayectoria para el pozo MECATEPEC-112, debemos seguir los siguientes pasos:

1o. PASO.- Es dibujar una vista vertical de la trayectoria del pozo, desde la ubicación superficial en la tierra hasta la ubicación del objetivo como se muestra en la figura 5.7; en esta sección también se debe incluir las variables que se calcularán y la información dada para calcular la trayectoria.



74 Figura 5.7 Vista Vertical de la Trayectoria del Pozo J.

Variables dadas:

- A) Ubicación del Objetivo = 661.06 (m) N y 349.60 (m) W.
- B) Profundidad Vertical Verdadera hasta el objetivo, TVD = 2288.12 m.
- C) Punto de KOP = 1200.00 m.
- D) Radio de Construcción o Tasa de Incremento $BUR = \frac{2.5^\circ}{30 \text{ m}}$

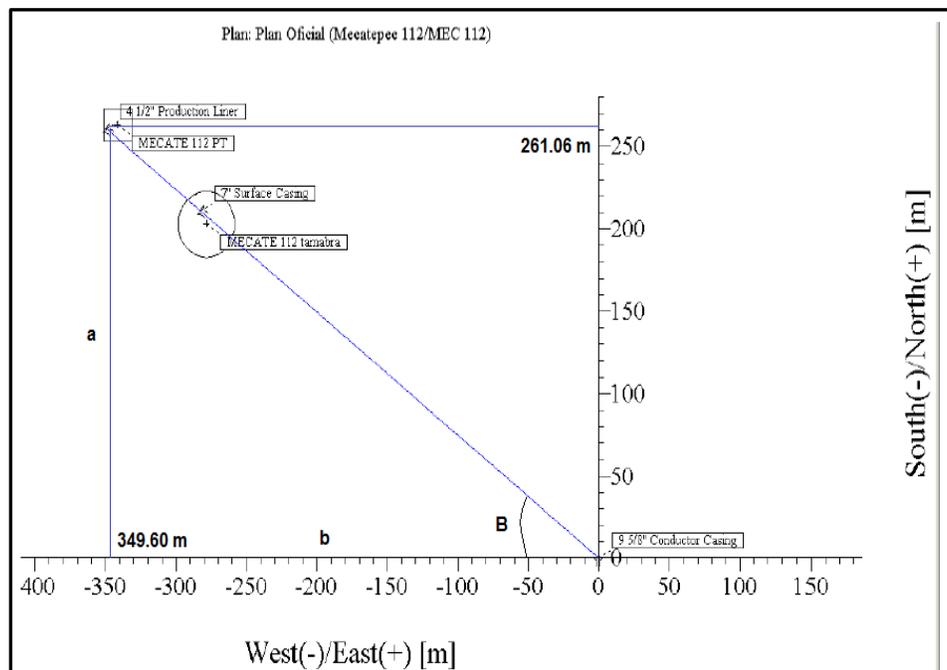
Variables a Calcular:

⁷⁴Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P10.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

- 1.- Coordenadas del pozo.
- 2.- Calculo de la Tasa de Incremento BUR o Radio de Incremento.
- 3.- Calculo del Máximo Ángulo Mantener.
- 4.- Profundidad Vertical Verdadera (TVD) hasta el punto de fin de incremento (EOB).
- 5.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el punto EOB.
- 6.- Calculo del Desplazamiento Horizontal hasta el punto EOB.
- 7.- Profundidad Desarrollada (MD) hasta el objetivo.

2o. PASO.- Es convertir la dirección de azimuth o de cuadrante, así como las coordenadas de polar a rectangular o viceversa para poder calcular el desplazamiento horizontal total del pozo como se muestra en la figura 5.8.



75 Figura 5.8 Coordenadas Rectangulares del Pozo.

Tendremos que obtener el ángulo $\angle B$ de la siguiente forma

$$\angle B = \tan^{-1} \frac{a}{b} = \tan^{-1} \frac{261.06}{349.60} = \tan^{-1}(0.7467) = 36.75^\circ$$

⁷⁵Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P21.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Ahora con este ángulo podremos dar una respuesta en un formato de cuadrante de la siguiente forma:

- $N 36.75^\circ W$

En formato de Azimuth se expresara de la siguiente forma:

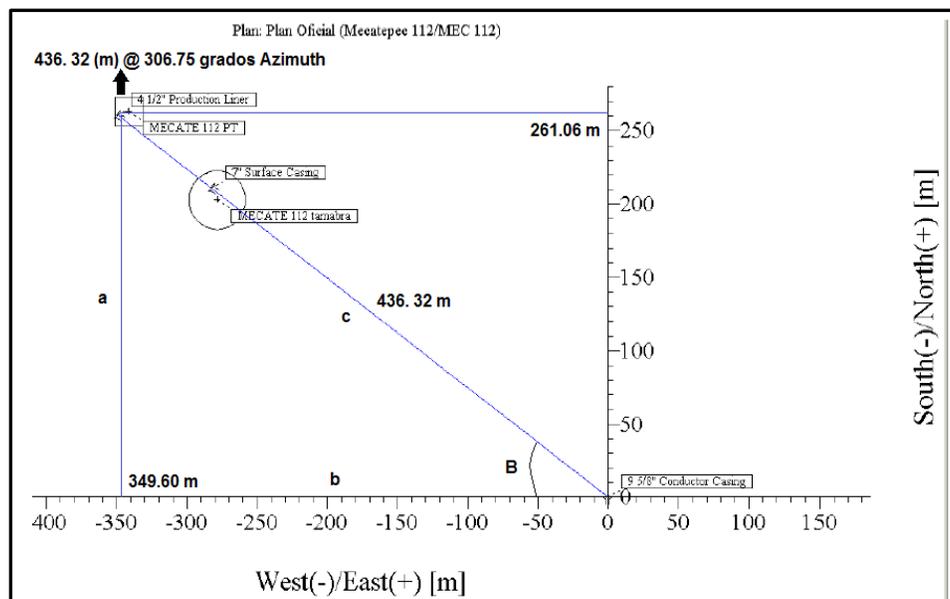
- $Azimuth = 270 + 36.75 = 306.75^\circ$

Ahora para obtener el desplazamiento total del pozo tendremos que usar el teorema de Pitágoras donde $c^2 = a^2 + b^2$ entonces tendremos:

$$c = \sqrt{(261.06)^2 + (349.60)^2}$$

$$D_2 = c = 436.32 (m), \quad D_2 = c = 436.32 (m) \left(\frac{3.2808 (m)}{1} \right) = 1431.47 \text{ pies}$$

Esto se podrá representar como se muestra en la figura 5.9.

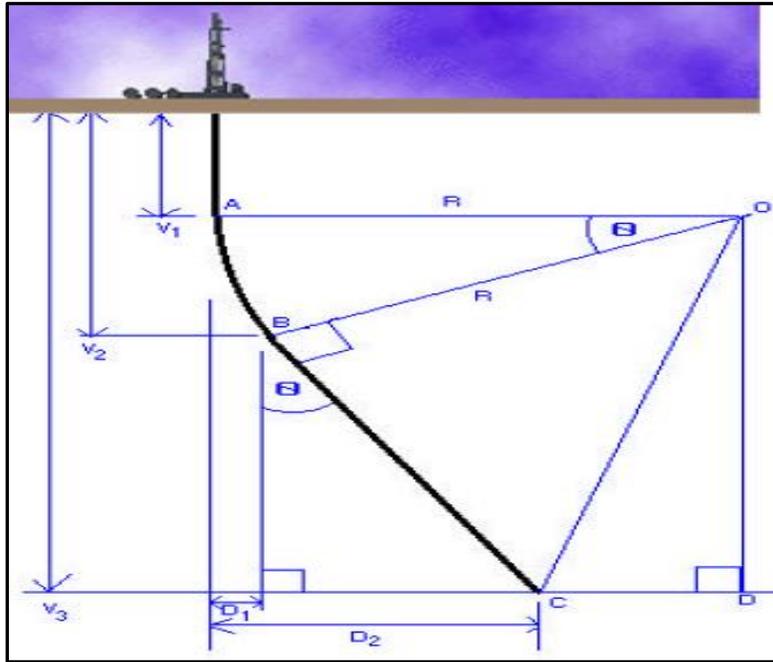


76 Figura 5.9 Coordenadas Rectangulares del Pozo y Ángulo con formato en Azimuth.

⁷⁶Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P21.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

En la figura 5.10 se tiene el diagrama de vista vertical del pozo tipo J para poder obtener las variables a calcular.



77 Figura 5.10 Diagrama de Variables a Calcular en la Trayectoria J.

3o. PASO.- Es calcular la Tasa de incremento conocido como BUR o radio de incremento, el BUR es el cambio de la inclinación del pozo desde donde el ángulo se incrementa, usualmente se describe como el incremento angular cada 100 pies o cada 30 m de la profundidad medida, y lo hacemos con la siguiente formula:

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{Radio} = \frac{5729.58}{R} \quad \text{ó} \quad R = \frac{\frac{180}{\pi} \times 100}{BUR} = \frac{5729.58}{BUR}$$

Esta se expresa como el incremento angular cada 100 pies = $\frac{Grados}{100 \text{ pies}}$

$$BUR = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{Radio} = \frac{1718.87}{R} \quad \text{ó} \quad R = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{BUR} = \frac{1718.87}{BUR}$$

Y se expresa como el incremento angular cada 30 metros = $\frac{Grados}{30 \text{ metros}}$

⁷⁷Schlumberger. "Calculating Directional Well Profile Variables". Anadrill Sugar Land Learning Center. Print 1998. P8.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Entonces para calcular el radio de incremento para el pozo MECATEPEC-112 usaremos la siguiente formula:

$$R = \frac{\frac{180}{\pi} \times 30}{BUR} = \frac{1718.87}{BUR} = \frac{1718.87}{2.5^\circ} = 687.55 (m)$$

4o. PASO.- Calcular el máximo ángulo de mantener del pozo MECATEPEC-112, también llamado ángulo de inclinación, se produce cuando la inclinación del pozo se mantiene constante, el máximo ángulo de mantener se produce justo después del final de la sección de incremento y se mantiene constante durante toda la trayectoria hasta el objetivo

IV1.- Lo primero es calcular la línea DC está la encontraremos con el siguiente criterio.

- Si $D_2 > R$ entonces usaremos la siguiente formula $DC = D_2 - R$.
- Si $D_2 < R$ entonces usaremos la siguiente formula $DC = R - D_2$.

Tenemos que el $D_2 = 436.32 (m)$ y $R = 687.55 (m)$, por lo que $R > D_2$, entonces a partir del criterio de arriba usaremos la siguiente formula:

$$DC = R - D_2 = 687.55 - 436.32 = 251.23 (m)$$

IV2.- Lo segundo es encontrar la línea DO, para encontrar esta línea, debemos tomar la distancia TVD hasta el punto KOP (V_1) y restarle la distancia TVD hasta el objetivo (V_3).

$$DO = V_3 - V_1 = 2288.12 - 1200 = 1088.12 (m)$$

IV3.- Lo tercero es encontrar el ángulo $< DOC$ con la siguiente ecuación.

$$< DOC = \tan^{-1} \frac{DC}{DO} = \tan^{-1} \frac{251.23}{1088.12} = \tan^{-1}(0.2309) = 13^\circ$$

IV4.- Es encontrar la línea OC, para encontrarla ocuparemos el ángulo obtenido anteriormente.

$$OC = \frac{DO}{\cos \angle DOC} = \frac{1088.12}{\cos(13)} = 1116.74 \text{ (m)}$$

IV5.- Lo siguiente es encontrar el ángulo $\angle BOC$ el cual obtendremos a partir de la siguiente formula

$$\angle BOC = \cos^{-1} \frac{R}{OC} = \cos^{-1} \frac{687.55}{1116.74} = \cos^{-1}(0.6157) = 52^\circ$$

IV6.- En este sexto paso es encontrar el ángulo $\angle BOD$, este lo encontraremos a partir del siguiente criterio.

- Si $R < D_2$ entonces usaremos la siguiente formula $\angle BOD = \angle BOC - \angle DOC$
- Si $R > D_2$ entonces usaremos la siguiente formula $\angle BOD = \angle BOC + \angle DOC$

Tenemos que el $D_2 = 436.32 \text{ (m)}$ y $R = 687.55 \text{ (m)}$, por lo que $R > D_2$, entonces a partir del criterio de arriba usaremos la siguiente formula:

$$\angle BOD = \angle BOC + \angle DOC = 52 + 13 = 65^\circ$$

IV7.- En este último paso para encontrar el máximo ángulo de mantener (θ ó $\angle AOB$), tenemos el triángulo rectángulo AOD el cual tiene un ángulo de 90° y el cual le restaremos el ángulo encontrado en el paso anterior para encontrar el máximo ángulo de mantener.

$$\text{Máximo ángulo de mantener } (\theta \text{ o } \angle AOB) = \angle AOD - \angle BOD = 90 - 65 = 25^\circ$$

5o. PASO.- Es calcular la profundidad vertical verdadera TVD hasta el punto de fin de incremento (EOB). Para calcular la TVD del punto EOB o V_2 se usara la siguiente formula donde V_1 es la TVD hasta el punto KOP.

$$V_2 = V_1 + [R \times (\sin \theta)] = 1200 + [687.55 \times (\sin(25))]$$

$$V_2 = 1200 + [687.55 \times (0.4226)] = 1200 + 290.57 = 1490.57 \text{ (m)}$$

6o. PASO.- En este paso es calcular la profundidad desarrollada (MD) hasta el punto de fin de incremento (EOB) y es la longitud actual o verdadera del pozo

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

desde la ubicación en la superficie hasta el punto de fin de incremento y se calculara con la siguiente formula.

$$EOB (MD) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 100, \text{ en pies.}$$

$$EOB (MD) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30, \text{ en metros.}$$

$$EOB (MD) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30 = 1200 + \frac{25}{2.5} \times 30 = 1200 + 300 = 1500 (m)$$

7o. PASO.- Tendremos que calcular el desplazamiento horizontal D_1 desde el punto de la ubicación en superficie hasta el punto de fin de incremento EOB. Para calcular este desplazamiento usaremos la siguiente ecuación:

$$D_1 = R - [R \times (\cos\theta)] = 687.55 - [687.55 \times (\cos(25))]$$

$$D_1 = 687.55 - [687.55 \times (0.9063)] = 687.55 - 623.13 = 64.42 (m)$$

8o. PASO.- En este último paso se calculara la profundidad desarrollada total hasta el objetivo del pozo MECATEPEC-112, la cual es la longitud actual o verdadera del pozo desde la ubicación en superficie hasta el objetivo.

VIII1.- Debemos obtener la línea BC a partir del teorema de Pitágoras donde $OC^2 = BC^2 + OB^2$ entonces para obtener BC será de la siguiente forma:

$$BC = \sqrt{OC^2 - OB^2} = \sqrt{(1116.74)^2 - (687.55)^2} = 879.99 (m)$$

VIII2.- Ahora para obtener la profundidad desarrollada total se usara la siguiente formula:

$$\textit{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 100 + BC, \text{ en pies } \acute{o}$$

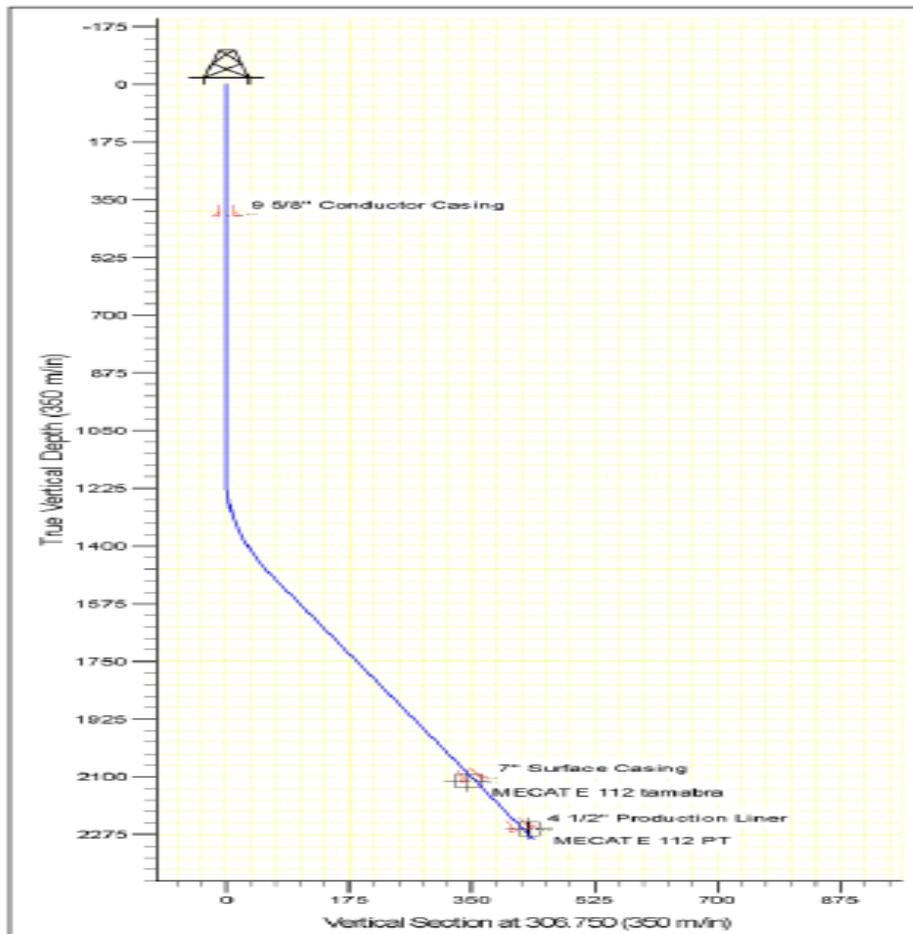
$$\textit{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30 + BC, \text{ en metros}$$

Usaremos la siguiente formula:

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

$$\begin{aligned} \text{Profundidad Desarrollada Total (MDT)} &= V_1 + \frac{\theta}{BUR} \times 30 + BC \\ &= 1200 + \frac{25}{2.5} \times 30 + 879.99 = 2379.99 \text{ (m)} \approx 2380 \text{ (m)} \end{aligned}$$

Ya diseñada la trayectoria del pozo MECATEPEC-112 se representara la trayectoria en las siguientes figuras. En la figura 5.11 se observa la trayectoria del pozo MECATEPEC-112 graficando la Profundidad Vertical Verdadera vs el Desplazamiento Horizontal.

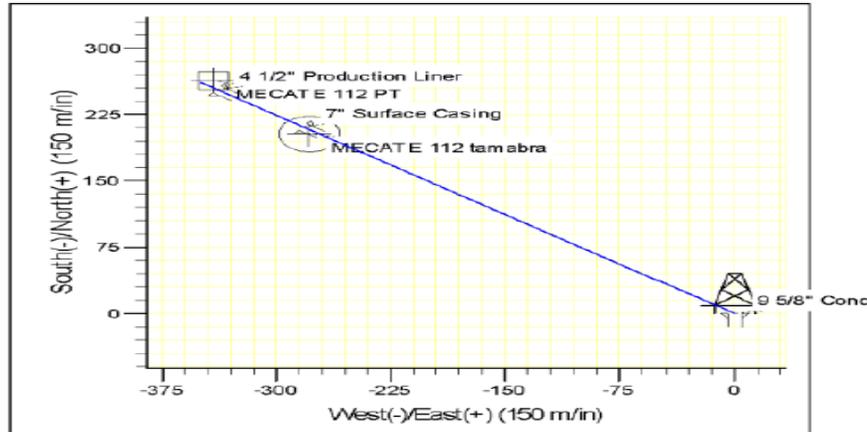


78 Figura 5.11 Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112, Profundidad Vertical Verdadera vs Desplazamiento Horizontal.

⁷⁸Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P20.

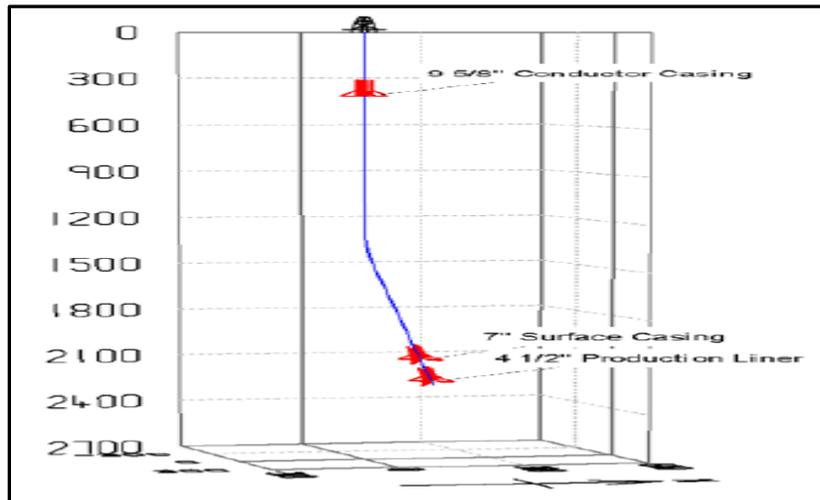
Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

En la figura 5.12 se muestra una vista de planta de la trayectoria del pozo MECATEPEC-112



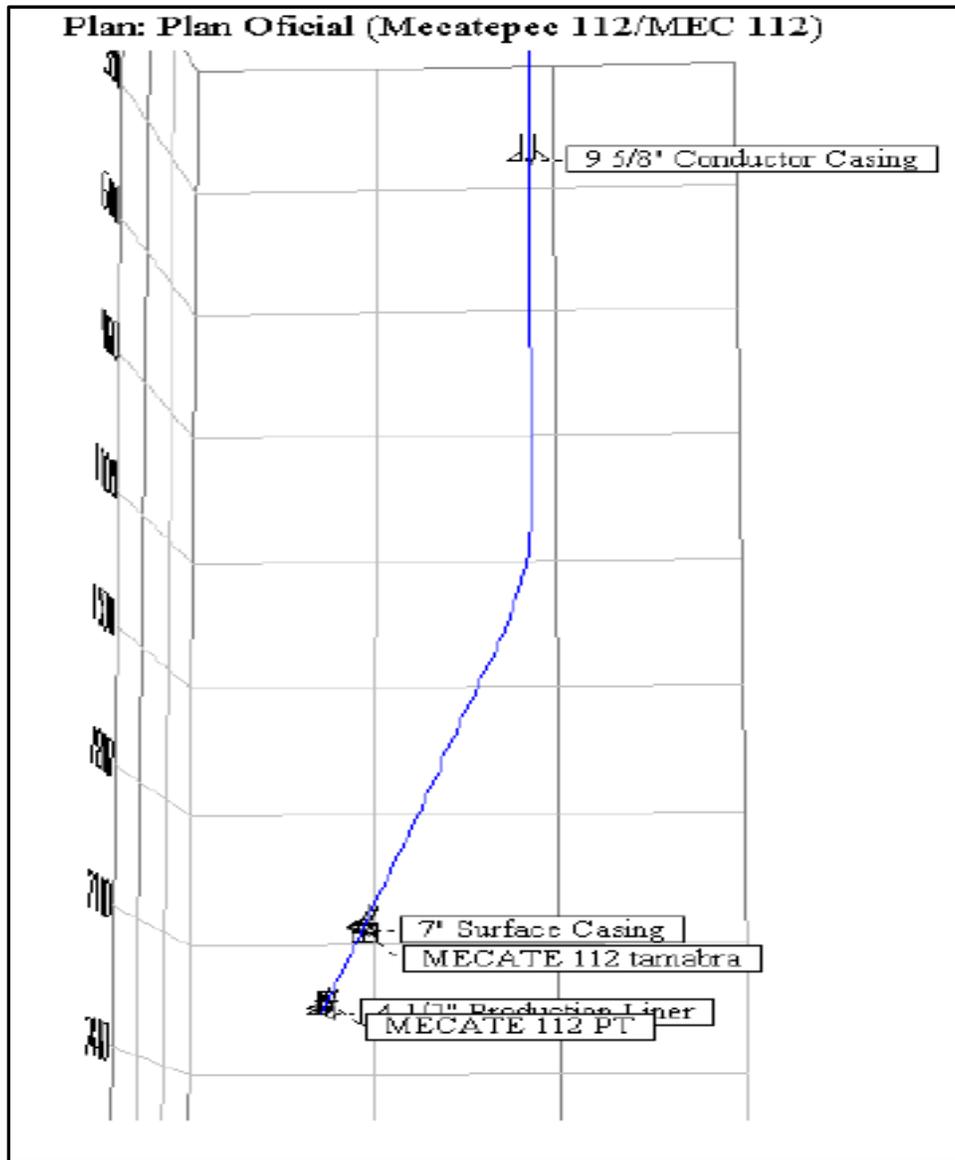
79 Figura 5.12 Vista de Planta de la Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112.

En las figuras 5.13 y 5.14 observamos el diseño de la trayectoria del pozo MECAPETEC-112 en un plano de tres dimensiones y la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.



80 Figura 5.13 Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112 y Asentamiento de TR's.

⁷⁹Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P20.



81 Figura 5.14 Plan Oficial de la Trayectoria del Pozo MECATEPEC-112.

⁸⁰Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P20.

⁸¹Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. "Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112". PEMEX, Exploración y Producción. Print 2012. P22.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Lo que podremos concluir al final con este ejemplo, es que al analizar y comprender las metodologías para el cálculo de trayectoria para los diferentes pozos direccionales, permitirá a los interesados en el área de perforación, entender mejor los diferentes software para el diseño de trayectoria que se utilizan actualmente en la industria petrolera, lo que generara que el ingeniero tenga un mejor y más amplio criterio al momento de diseñar y seleccionar las trayectorias del pozo direccional.

CONCLUSIONES.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

Este trabajo constituye una guía con conceptos básicos que permitirán a los estudiantes de la carrera de ingeniería petrolera a adentrarse dentro de la rama de la perforación direccional.

A lo largo de este trabajo de investigación se mostró que con el desarrollo de la perforación direccional se abrieron nuevos caminos para la explotación y desarrollo de los campos petroleros, que anteriormente no eran económicamente explotables o que se encontraban en ubicaciones y profundidades difíciles de alcanzar.

A la par del surgimiento de esta técnica de perforación, se generó el desarrollo de novedosas herramientas, en esta guía básica se describieron algunas herramientas usadas para lograr la desviación del pozo, así como herramientas utilizadas para obtener mediciones en tiempo real de los parámetros del pozo, esto permitirá que los estudiantes obtengan un entendimiento de estas herramientas empleadas en la desviación y control del pozo, con lo cual hoy en día se logra una desviación totalmente controlada.

Es importante estudiar y comprender los conceptos de hidráulica básica en pozo direccionales, para entender cada uno de los fenómenos que puedan alterar la eficacia con la que se perfora (como la eficiente de limpieza del pozo, generar un excesivo arrastre y torque y tener un arrastre eficiente de recortes, solo por mencionar algunos) todo esto para mejorar y optimizar el proceso de la perforación, lo que se traducirá en la reducción de tiempo y de costos.

A través de esta guía de perforación direccional se recalcó la importancia del análisis para entender las metodologías de diseño de trayectorias de pozos direccionales y para mejorar la asimilación de estas metodologías, se calculó la trayectoria del pozo direccional de desarrollo MECATEPEC-112, aplicando una de las metodologías presentadas en este trabajo.

Es necesario aprender muchos conceptos nuevos, de los cuales algunos son muy complejos y otros requieren de experiencia para ser aplicados de manera

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

adecuada, por lo tanto los futuros ingenieros petroleros obtendrán un mejor y más amplio criterio al momento de diseñar y seleccionar las trayectorias de los pozos direccionales.

ANEXO A.

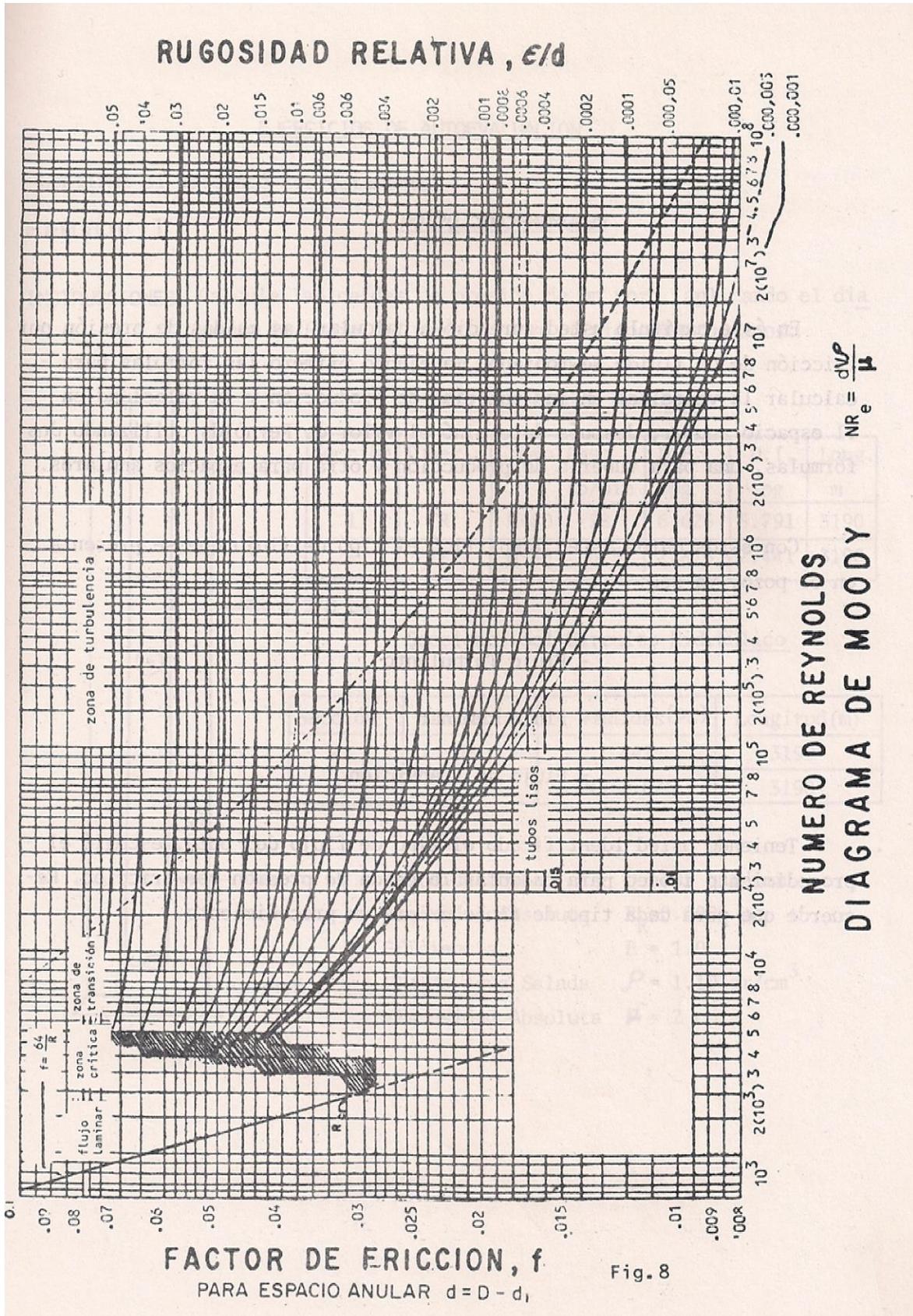


Fig. 8

BIBLIOGRAFÍA.

Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo.

- 1) Luis Alejandro Pérez Suárez “Diseño y Calculo de la Trayectoria de un Pozo Direccional”, IPN 2002.
- 2) José Humberto Correa Tello “Fundamentos de Perforación Direccional”, UNAM 2009.
- 3) Richard S. Carden. “Horizontal and Directional Drilling”, PetroSkills LLC. an OGCI COMPANY, Tulsa Oklahoma, CopyRight 2007.
- 4) Wolfgang F. Prassl “Drilling Engineering”, Master of Petroleum Engineering, Curtin University of Technology.
- 5) Neal J. Adams “Drilling Engineering”, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, CopyRight 1985.
- 6) IHRDC E&P, “PE206 Directional and Horizontal Drilling”, IHRDC E&P Video Library.
- 7) Schlumberger “Calculating Directional Well Profile Variables, Anadrill Sugar Land Learning Center, 1998.
- 8) Girling Marquez ” Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos.”, Universidad de los Andes Mérida Venezuela 2008.
- 9) J.A. “Jim” Short. “Introduction to Directional and Horizontal Drilling”. PennWell Publising Company. Tulsa Oklahoma, 1993.

- 10) Sánchez Arriaga Cesar y Villegas Casas Guillermo. “Herramientas en la Perforación direccional, UNAM 2013.
- 11) Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim. “Applied Drilling Engineering”. Society of Petroleum Engineers Richardson TX 1986.
- 12) JJ.Azar, G. Robello Samuel, “Drilling Engineering”, PennWell Corporation, 2007.
- 13) Baroid, “Manual de fluidos Baroid”, Baroid, a Halliburton Company, 2000.
- 14) Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos, Hidráulica Aplicada Nivel 4, IMP, PEMEX, 1987.
- 15) Un Siglo de la Perforación en México. “Diseño de Perforación de Pozos”. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX 2002.
- 16) Unidad Operativa Poza Rica-Altamira. “Programa de Perforación Pozo MECATEPEC-112”. PEMEX, Exploración y Producción 2012.