



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

# **Aplicación de la Teoría de Perforación Direccional**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A**

**HERNÁNDEZ CORTEZ FABIO DANIEL**

**DIRECTOR DE TESIS**

**ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA**



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., noviembre 2018**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

*Qui Audet Vincit*

## Agradecimientos

A mi madre la cual siempre me ha guiado a través de momentos difíciles con su sonrisa, su positivismo y su esperanza ante la vida.

A ti mamá que has sido parte de mi inspiración para afrontar nuevos desafíos y retos, gracias por tus consejos, tu sabiduría, tu amor y tu compañía, espero siempre hacerte sentirte orgullosa de mi y que sepas que siempre te llevo conmigo.

A mi padre que me ha mostrado el camino de lo que es ser un buen hombre, un buen ciudadano y una persona con valores, respetando siempre a los demás pero sobre todo a uno mismo.

Gracias por tu apoyo incondicional y tu rectitud.

A mi hermana que me ha brindado su apoyo y su alegría a través de momentos duros, espero te sientas orgullosa de mi y que sepas que siempre estaré para ti.

A mis múltiples amigos y seres queridos: David, Paco, Melisa, Chino, Chanclas, Hermes, Guille, Lili, Ari, Monse, Team HCX, Eva y Frida, a todos ustedes muchas gracias, siempre estuvieron ahí para apoyarme y darme ánimos cuando lo necesitaba.

A la Universidad, por brindarme conocimientos, rectitud y un segundo hogar.

Al Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara por su tiempo, comprensión y apoyo para la elaboración de la presente Tesis.

# Índice general

<b>Resumen</b>	<b>14</b>
<b>Abstract</b>	<b>15</b>
<b>Objetivo</b>	<b>16</b>
<b>Introducción</b>	<b>17</b>
<b>1. Antecedentes</b>	<b>19</b>
1.1. Historia de la Perforación Direccional . . . . .	19
1.2. Factores iniciales para la perforación . . . . .	21
1.3. Perforación direccional en México . . . . .	26
<b>2. Conceptos básicos</b>	<b>29</b>
2.1. Definición de pozo petrolero . . . . .	29
2.2. Clasificación de pozo según su objetivo operativo . . . . .	30
2.2.1. Pozo Exploratorio . . . . .	30
2.2.2. Pozo Delimitador . . . . .	31
2.2.3. Pozo de Desarrollo . . . . .	31
2.2.4. Pozo Inyector . . . . .	32
2.2.5. Pozo Letrina . . . . .	33
2.2.6. Pozo de Alivio . . . . .	33
2.3. Clasificación y objetivo de pozo según su trayectoria direccional . . . . .	34
2.3.1. Definición de perforación direccional y aplicaciones . . . . .	34
2.3.2. Justificación para perforar un pozo direccional . . . . .	38
2.3.3. Pozo Vertical . . . . .	38

2.3.4.	Pozo Tipo J . . . . .	39
2.3.5.	Pozo Tipo S . . . . .	41
2.3.6.	Pozo Tipo S modificado . . . . .	43
2.3.7.	Pozo Horizontal . . . . .	44
2.3.8.	Pozo Multilateral . . . . .	44
2.4.	Estructura de un pozo direccional . . . . .	46
2.4.1.	KOP . . . . .	46
2.4.2.	EOB y EOD . . . . .	46
2.4.3.	Inclinación . . . . .	47
2.4.4.	Azimuth . . . . .	48
2.4.5.	Dog leg . . . . .	49
2.4.6.	Desplazamiento . . . . .	50
2.4.7.	Profundidad Vertical Verdadera (TVD) . . . . .	51
2.4.8.	Profundidad Desarrollada (mD) . . . . .	51
<b>3.</b>	<b>Herramientas de Perforación Direccional y sus aplicaciones</b>	<b>53</b>
3.1.	Motor de fondo . . . . .	53
3.2.	Herramientas rotatorias (RSS) . . . . .	56
3.3.	Cucharas . . . . .	57
3.4.	MWD . . . . .	59
3.5.	LWD . . . . .	61
3.6.	GWD . . . . .	63
3.7.	PWD . . . . .	64
3.8.	Nuevas tecnologías (slim hole, etc.) . . . . .	65
<b>4.</b>	<b>Planeación y Diseño de la Perforación Direccional</b>	<b>71</b>
4.1.	Información necesaria para diseñar un pozo a perforar . . . . .	71
4.2.	Criterios para seleccionar la trayectoria . . . . .	73
4.3.	Análisis anticolidión . . . . .	74
4.4.	Parámetros a calcular de la trayectoria . . . . .	75
4.5.	Análisis de torque, arrastre y esfuerzos laterales . . . . .	77
4.6.	Hidráulica . . . . .	78
4.6.1.	Fluidos de perforación . . . . .	80
4.6.2.	Tipos de Flujo . . . . .	84

---

4.6.2.1.	Flujo descendente . . . . .	85
4.6.2.2.	Flujo laminar . . . . .	86
4.6.2.3.	Flujo turbulento . . . . .	86
4.6.2.4.	Flujo ascendente . . . . .	88
4.6.3.	Limpieza de pozo y factores a considerar . . . . .	88
4.6.3.1.	Inclinación del pozo y su influencia en el acarreo . . . . .	90
4.6.3.2.	Velocidad del fluido . . . . .	92
4.6.3.3.	Velocidad de perforación . . . . .	96
4.6.3.4.	Excentricidad de la tubería . . . . .	97
4.6.3.5.	Tipo de recortes . . . . .	98
4.6.3.6.	Rotación de la tubería y el espacio anular . . . . .	100
4.7.	Control de la desviación de la trayectoria planeada . . . . .	101
4.7.1.	Causas de la desviación . . . . .	103
4.7.2.	Anisotropía de la roca . . . . .	105
4.7.3.	Litología . . . . .	105
4.7.4.	Sarta de Perforación . . . . .	107
4.7.5.	Esfuerzos en la barrena . . . . .	115
4.7.6.	Problemas originados por la desviación de la trayectoria . . . . .	117
4.8.	Medición durante la perforación . . . . .	121
<b>5.</b>	<b>Seguimiento a la trayectoria planificada</b>	<b>123</b>
5.1.	Método Gráfico . . . . .	123
5.2.	Uso de software para seguimiento . . . . .	127
5.2.1.	Parámetros calculados por el software . . . . .	134
5.2.2.	Interpretación de resultados del software . . . . .	138
<b>6.</b>	<b>Algoritmos para la Aplicación</b>	<b>139</b>
6.1.	Métodos de cálculo de la trayectoria . . . . .	139
6.1.1.	Tangencial . . . . .	140
6.1.2.	Balance tangencial . . . . .	141
6.1.3.	Ángulo promedio . . . . .	142
6.1.4.	Radio de Curvatura . . . . .	143
6.1.5.	Curvatura Mínima . . . . .	144
6.1.6.	Diferencias relativas entre métodos . . . . .	145

---

6.2. Algoritmo para trayectoria Tipo J . . . . .	146
6.3. Algoritmo para trayectoria Tipo S . . . . .	152
6.4. Algoritmo para trayectoria Doble Ángulo . . . . .	160
6.5. Algoritmo para trayectoria Horizontal . . . . .	165
6.6. Algoritmo para cálculo de torque y arrastre . . . . .	168
6.7. Algoritmo para cálculo de variables y esfuerzos laterales . . . . .	174
<b>7. La Aplicación</b>	<b>181</b>
7.1. Descripción de la Aplicación . . . . .	181
7.2. Manual de la Aplicación . . . . .	182
7.3. Ejemplos y Corridas . . . . .	184
<b>Conclusiones</b>	<b>190</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>190</b>

# Índice de figuras

1.1.0.1.	Primeras herramientas para <i>Survey</i> [24] . . . . .	20
1.2.0.1.	Coordenadas UTM del conductor y el objetivo en Pozo Horizontal [43] .	23
1.2.0.2.	Ejemplo de Ubicación Geográfica y Columna Geológica [43] . . . . .	24
1.2.0.3.	Estructura Campo Jujo-Tecominoacán (Anticlinal Asimétrico) [43] . . .	24
1.3.0.1.	Sísmica de una sección a una trayectoria propuesta [43] . . . . .	27
2.1.0.1.	Pozo Petrolero en Perforación [39] . . . . .	30
2.2.1.1.	Al Pozo Descubridor se le asigna el #1 [37] . . . . .	31
2.2.3.1.	Pozo de Desarrollo [6] . . . . .	32
2.2.4.1.	Configuración de Pozo Inyector y Pozo Productor [13] . . . . .	33
2.2.5.1.	Caso ideal de Pozo Letrina y Pozo de Fracturamiento [15] . . . . .	33
2.2.6.1.	Caso ideal en la aplicación de un Pozo de Alivio [42] . . . . .	34
2.3.1.1.	Pozos Múltiples desde una plataforma marina[42] . . . . .	35
2.3.1.2.	Perforación en zonas urbanas [42] . . . . .	35
2.3.1.3.	Perforación a través de Fallas [18] . . . . .	36
2.3.1.4.	Perforación de Domos Salinos [42] . . . . .	36
2.3.1.5.	Perforación en Litoral [42] . . . . .	37
2.3.1.6.	Perforación Multilateral [42] . . . . .	37
2.3.1.7.	Perforación Horizontal- Radio Largo, Medio y Corto [42] . . . . .	37
2.3.3.1.	Configuración de tuberías, Pozo Vertical [39] . . . . .	39
2.3.4.1.	Pozo Tipo J [19] . . . . .	40
2.3.5.1.	Pozo Tipo S [19] . . . . .	42
2.3.6.1.	Pozo Tipo S Modificado [19] . . . . .	43
2.3.7.1.	Diferencia de radios [42] . . . . .	44
2.3.8.1.	Niveles TAML [32] . . . . .	45

2.4.1.1.	Punto de Arranque en un Pozo Tipo J [19] . . . . .	46
2.4.2.1.	Puntos Precisos en un Pozo Direccional [2] . . . . .	47
2.4.3.1.	Inclinación medida en un punto A y B [2] . . . . .	48
2.4.4.1.	Azimuth en un Pozo Direccional [2] . . . . .	49
2.4.5.1.	Pata de Perro causada por una súbita reducción de peso en Barrena [16] .	50
2.4.6.1.	Sistema de Referencia [18] . . . . .	51
2.4.8.1.	Comparativo entre mD y TVD [2] . . . . .	52
3.1.0.1.	Partes de un motor de fondo de turbina [42] . . . . .	54
3.1.0.2.	Partes de un MDP [19] . . . . .	55
3.2.0.1.	Herramienta PowerDrive y sus secciones [52] . . . . .	57
3.3.0.1.	Cuchara deflectora . . . . .	59
3.4.0.1.	Filosofía de un MWD [23] . . . . .	61
3.5.0.1.	Herramientas LWD [23] . . . . .	62
3.6.0.1.	Giroscopio Libre [29] . . . . .	64
3.7.0.1.	Sensor PWD [47] . . . . .	64
3.8.0.1.	Comparativo entre pozo convencional y <i>slim hole</i> [35] . . . . .	66
3.8.0.2.	Configuración BHA direccional [21] . . . . .	67
3.8.0.3.	Herramienta <i>StimTunnel</i> [7] . . . . .	69
4.1.0.1.	Diagrama de flujo sobre la planeación de perforación de pozo [3] . . . . .	72
4.2.0.1.	Comparativo entre trayectorias [2] . . . . .	74
4.3.0.1.	Evaluación de riesgo de colisión [38] . . . . .	75
4.4.0.1.	Perfil <i>Incrementar-Mantener</i> [18] . . . . .	76
4.5.0.1.	Esfuerzos sobre una sarta de perforación direccional [11] . . . . .	77
4.6.0.1.	Sedimentación de recortes [14] . . . . .	79
4.6.1.1.	Clasificación reológica de fluidos [28] . . . . .	80
4.6.1.2.	Funciones del lodo de perforación [41] . . . . .	82
4.6.2.1.	Regímenes de flujo [41] . . . . .	85
4.6.2.2.	Efecto de <i>washout</i> [40] . . . . .	87
4.6.3.1.	Acumulación de recortes por ROP excesiva [46] . . . . .	90
4.6.3.2.	Proceso de <i>deposición-levantamiento-deposición</i> [46] . . . . .	91
4.6.3.3.	Relación entre la $V_a$ y la inclinación para recortes del pozo [4] . . . . .	92
4.6.3.4.	Diagrama de cuerpo libre de partícula [14] . . . . .	93

4.6.3.5.	Eficiencia de transporte contra velocidad de fluido en espacio anular [14]	95
4.6.3.6.	Correlación entre rayos gamma y ROP [2]	97
4.6.3.7.	Excentricidad de tubería [5]	97
4.6.3.8.	Generación de recortes de distintos fluidos de perforación [2]	99
4.6.3.9.	Protectores de sarta [11]	101
4.7.0.1.	Montaje pendular [42]	102
4.7.0.2.	Montaje de fondo empacado [42]	103
4.7.1.1.	Desviación de trayectoria [2]	104
4.7.2.1.	Anisotropía dependiente de la escala [44]	105
4.7.3.1.	Registros geofísicos obtenidos de lutitas del terciario en México [49]	106
4.7.4.1.	Esquema simplificado de una sarta de perforación [2]	109
4.7.4.2.	Diseños de BHA [22]	112
4.7.4.3.	Conexión entre caja y piñón [22]	114
4.7.5.1.	Tipos de Barrena [12]	115
4.7.5.2.	Interacción Barrena-Roca [12]	116
4.7.5.3.	Representación esquemática de la interacción entre la barrena y la roca [8]	117
4.7.6.1.	Fatiga en tubería de perforación [2]	118
4.7.6.2.	Formación de ojo de llave [42]	119
4.7.6.3.	Severidad de pata de perro por falta de control en trayectoria [42]	119
4.7.6.4.	Sección de la sarta de perforación atrapada por un derrumbe de formación [42]	120
4.7.6.5.	Entrampamiento de sarta al hacer viaje de tubería [42]	120
4.7.6.6.	<i>Sidetrack</i> realizado para corregir la desviación excesiva de trayectoria [3]	121
5.1.0.1.	a) Desplazamiento Horizontal, b) Vista desde el sur para la TVD prevista en un plano vertical del O-E; y c) Vista desde el este para la TVD prevista en un plano vertical del S-N, Pozo Cuyo-1 [18]	125
5.1.0.2.	Vista 3D de la Trayectoria, Pozo Cuyo-1	126
5.1.0.3.	Comparación entre métodos para cálculo de trayectoria [18]	126
5.2.0.1.	Menú principal <i>SURVEY spreadsheet</i>	127
5.2.0.2.	Selección de Branch	128
5.2.0.3.	Well Header	128
5.2.0.4.	Drawings	129

5.2.0.5.	Anti-colisión . . . . .	130
5.2.0.6.	Interpolación . . . . .	131
5.2.0.7.	Datos introducidos para interpolar . . . . .	131
5.2.0.8.	Ejemplo de Pozos en <i>Drawings</i> . . . . .	133
5.2.0.9.	Ejemplo de Pozos en <i>Anti-collision</i> . . . . .	134
5.2.1.1.	Datos específicos en <i>Well Header</i> . . . . .	135
5.2.1.2.	Datos introducidos en <i>Design</i> . . . . .	135
5.2.1.3.	Nueva serie de datos . . . . .	136
5.2.1.4.	Sección de datos obtenidos en <i>Survey</i> . . . . .	136
5.2.1.5.	Pozo Tipo S, <i>SURVEY spreadsheet</i> . . . . .	137
5.2.1.6.	Desplazamiento en Sección Horizontal, <i>SURVEY spreadsheet</i> . . . . .	137
5.2.2.1.	Puntos importantes en trayectoria . . . . .	138
6.1.0.1.	Control de desviación mediante un <i>survey [18]</i> . . . . .	139
6.1.1.1.	Método tangencial [18] . . . . .	141
6.1.2.1.	Método de balance tangencial [42] . . . . .	142
6.1.3.1.	Método de ángulo promedio [18] . . . . .	143
6.1.4.1.	Método de radio de curvatura [18] . . . . .	144
6.1.5.1.	Radio de curvatura mínimo entre dos estaciones (A-C) [18] . . . . .	145
6.2.0.1.	Vista vertical para Pozo Tipo J [34] . . . . .	147
6.2.0.2.	Variables en Pozo Tipo J [34] . . . . .	148
6.3.0.1.	Vista vertical para Pozo Tipo S [34] . . . . .	154
6.3.0.2.	Variables en Pozo Tipo S [34] . . . . .	155
6.4.0.1.	Vista vertical para Pozo Tipo Doble Ángulo [34] . . . . .	162
6.4.0.2.	Variables en Pozo Tipo Doble Ángulo [34] . . . . .	163
6.5.0.1.	Sistemas de pozo horizontales básicos [41] . . . . .	166
6.5.0.2.	Curva de Construcción Sencilla [41] . . . . .	167
6.5.0.3.	Curva de Construcción Tanque Simple [41] . . . . .	167
6.5.0.4.	Curva de Construcción Tanque Compleja [41] . . . . .	168
6.5.0.5.	Curva de Construcción Ideal [41] . . . . .	168
6.6.0.1.	Secciones en un BHA [11] . . . . .	169
6.7.0.1.	Seccionar el BHA [27] . . . . .	175
6.7.0.2.	Diferentes escenarios de contacto [27] . . . . .	179

---

7.2.0.1.	Menú principal . . . . .	182
7.2.0.2.	Menú Azimuth . . . . .	183
7.2.0.3.	Menú Tipo S . . . . .	184
7.3.0.1.	Ejemplo azimuth Tipo S . . . . .	185
7.3.0.2.	Trayectoria simulada, Tipo S . . . . .	186
7.3.0.3.	Ejemplo azimuth Tipo J . . . . .	187
7.3.0.4.	Trayectoria simulada, Tipo J . . . . .	187
7.3.0.5.	Ejemplo azimuth Tipo Doble Ángulo . . . . .	188
7.3.0.6.	Trayectoria simulada, Tipo Doble Ángulo . . . . .	189

## Índice de tablas

4.6.1. Factores en limpieza de pozo [4] . . . . .	89
4.7.1. Valores recomendados de BSR [45] . . . . .	114
4.8.1. Parámetros generales para una perforación direccional[1] . . . . .	122
5.1.1. Datos Generales, Pozo Cuyo-1 . . . . .	124
5.1.2. Estaciones de <i>Survey</i> del Pozo Direccional Cuyo-1 . . . . .	124
6.6.1. Muestra de datos de un <i>Survey</i> [11] . . . . .	171



## Resumen

Desde el comienzo de la industria petrolera hasta el día de hoy, la perforación de pozos petroleros ha sido la actividad fundamental para la extracción de hidrocarburos, a través de los años los pozos verticales o aquellos con un perfil de «línea recta», han buscado la conexión entre en el yacimiento y la superficie para la producción selectiva de aceite y gas, sin embargo, al pasar el tiempo y con un número mayor de descubrimientos de yacimientos mar y tierra con espesores y formas más complejas, ha ido incrementando la investigación y el desarrollo del proceso de perforación y direccionamiento que sea requerido para permitir la extracción de hidrocarburos, la economía detrás de cada proceso y en tiempos contemporáneos, el impacto ambiental que la perforación genera.

Esa es la razón para la llegada de la perforación direccional: una forma eficiente de perforar un pozo para llegar un objetivo especial, que de otra forma sería técnicamente imposible o económicamente inviable mediante un pozo vertical. Agregar dirección e inclinación a un pozo resulta en el incremento de los costos operativos, dependiendo de la distancia horizontal al objetivo, pero teniendo una gran ventaja en construcciones superficiales, las cuales son minimizadas al mismo tiempo que se alcanzan los objetivos previstos.

Para el mantenimiento de la dirección, así como en consideración de los diversos esfuerzos y fuerzas a los que se somete la sarta de perforación, se han desarrollado diversas técnicas y herramientas especiales que son usadas en el pozo para mantener una cierta dirección e inclinación.

En la presente Tesis, se discutirá la definición de perforación direccional, las herramientas necesarias y los parámetros que deben ser considerados para obtener un pozo direccional completamente útil y funcional, haciendo énfasis en la elaboración de un programa de computo que simule la trayectoria y los perfiles de un pozo direccional. Concluyendo con la aplicación del programa usando datos reales de provenientes de un campo.

## **Abstract**

Since the beginning of the oil industry till today, the drilling of wells has been the fundamental activity for the extraction of hydrocarbons, throughout the years vertical wells or those which have a profile of a “straight line”, have searched for the connexion between the reservoir and the surface for the selective production of oil and gas, however, as time passes and with more discovery of reservoirs with complex forms and production intervals, there has been a development for research and the development of drilling processes and the required direction of the well that allows it to extract hydrocarbons, the economy behind every process and in contemporary times, the environmental impact that the drilling generates.

That is the reason for the arrival of directional drilling: an efficient way of drilling a well to reach a special target, that otherwise would be too difficult or too expensive using a vertical well. To add direction and inclination to a well, results in incremented operative costs, depending on the horizontal distance to the target, but having a great advantage in surface constructions, which are minimized while still reaching the intended targets.

For maintenance of the direction and considering the diverse efforts and forces that the drillstring is submitted, there has been the development of several techniques and special tools that are used in the wellbore for keeping a certain direction and inclination.

In the current Thesis, we will discuss the definition of directional drilling, the necessary tools and parameters that need to be considered to obtain a useful and fully operational directional well, making special emphasis in the elaboration of a computer program that simulates the trajectory and the profiles of a directional well. Concluding with the application of the program using real data from a field.

## **Objetivo**

Debido a los retos que enfrentan en todo el mundo las compañías pertenecientes a la industria petrolera y la gran inversión de éstas en futuras herramientas que tengan una mayor precisión para la producción selectiva de aceite y de gas, ha generado que la perforación direccional se vuelva una parte fundamental, siendo de gran importancia el entendimiento de las variables y elementos que pueden llevar a un diseño adecuado y eficiente.

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo justificar la aplicación de la teoría de perforación direccional como un método eficiente para alcanzar intervalos productores que de otra forma serían económica y técnicamente inviables mediante un respaldo teórico de investigación y la elaboración de un programa de computo que permite manipular y mostrar la construcción de los perfiles direccionales que actualmente son usados en la industria petrolera.

## **Introducción**

La presente Tesis se refiere a la aplicación de la teoría de perforación direccional, la cual puede definirse como cualquier metodología que le brinde un ángulo y una dirección a un pozo petrolero para seguir una trayectoria establecida. La característica principal de este tipo de teoría es el mantenimiento de un ángulo previamente calculado que permita llegar al yacimiento de la manera más eficiente, considerando parámetros como hidráulica de pozo, diseño de la sarta de perforación, torque y arrastre, así como las coordenadas del objetivo. Para analizar dicha teoría es necesario mencionar las bases de la perforación tales como su clasificación y aplicaciones.

La investigación durante el presente trabajo se realizó por el interés de conocer e indagar sobre nuevas herramientas y métodos para la perforación de pozos que proporcionen mayor alcance para explorar y explotar nuevos yacimientos, teniendo en cuenta la amplitud de beneficios ambientales que son posibles de obtener con el uso de la perforación direccional, como por ejemplo: la eliminación de diversas líneas de descarga a solo una proveniente de un cabezal de pozo.

Para lograr el objetivo de justificar la aplicación de la teoría de perforación direccional se desarrollaron siete capítulos los cuales parten de antecedentes que describen los orígenes de la perforación direccional y brinda breve descripción histórica de la metodología. En seguida se detallan los conceptos básicos de la perforación convencional y direccional, la clasificación de pozos, las herramientas necesarias para generar una trayectoria previamente establecida y para el mantenimiento de la misma. Finalmente se presenta la elaboración de un programa de computo que permita construir perfiles de perforación direccional con base en los temas y algoritmos desarrollados durante la presente investigación.



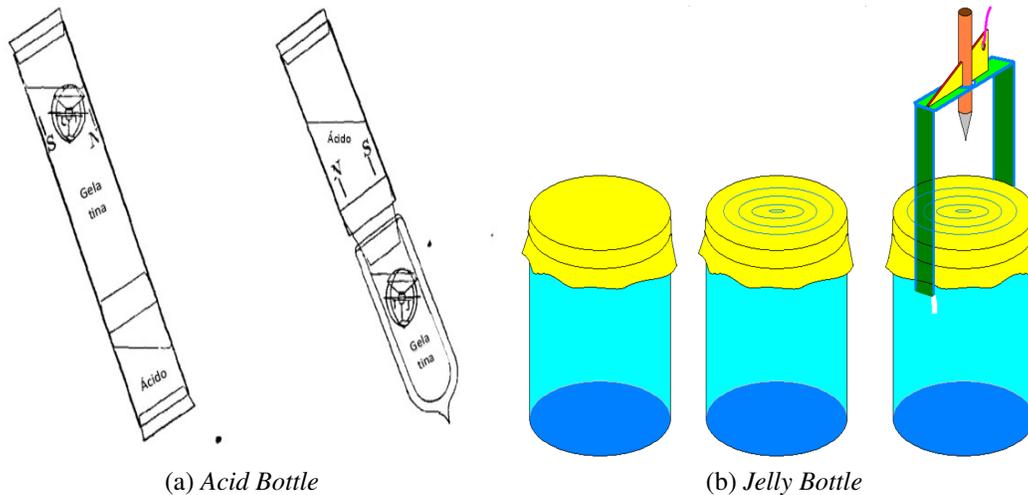
# Capítulo 1

## Antecedentes

### 1.1. Historia de la Perforación Direccional

Durante el «boom» de la industria petrolera en el siglo XIX se perforaron una gran cantidad de pozos petroleros los cuales estaban restringidos a una perforación vertical a «ciegas», ya que no había herramientas de direccionamiento o forma de llevar a cabo un registro para saber la dirección que tomaba la barrena, sin embargo, a principios del siglo XX se obtuvo el primer *survey* durante la perforación de un pozo en el campo Seminole en Oklahoma, E.U.A. mediante el uso de herramientas sencillas como la *Jam Jar* y la *Acid Bottle* (Figura 1.1.0.1) las cuales permitían tener una idea de la dirección del pozo durante la perforación. Una vez que se obtuvieron registros, los perforadores descubrieron que, al no tener un método previo para medir inclinación o dirección, habían perforado sin tener conocimiento de ello, pozos con hasta más o menos 50° de inclinación debido a causas como la anisotropía de la formación, el peso sobre la barrena, fallas, etc. las cuales cambiaban el resultado esperado.

Una de las primeras técnicas para generar un registro del pozo era la *Acid Bottle* la cual fue desarrollada primeramente para minas de diamantes en África del Sur y durante el siglo XIX, teniendo su aplicación en la industria petrolera a partir de los años 20s, el concepto era simple: una botella de vidrio llenada con ácido era baja al pozo donde el ácido se precipitaba en un ángulo adentro de la botella, la cual a su vez se encontraba paralela al ángulo de inclinación del pozo. Después de un tiempo, el ácido dejaba una marca en el vidrio, la cual permitía realizar cálculos de la inclinación del pozo a una profundidad determinada.



(a) Acid Bottle

(b) Jelly Bottle

Figura 1.1.0.1: Primeras herramientas para *Survey* [24]

Hubo tres consecuencias naturales de los métodos del desarrollo de métodos para *surveying*: desviar pozos de forma intencional a ubicaciones precisas en el subsuelo; restringir pozos verticales a lo mucho a unos cuantos grados; y limitar el desvío resultante en el pozo. A partir de los años 20's comenzó el desarrollo tecnológico en perforación direccional, los cuales en resumen son los siguientes: [24]

- *1930's*: se perfora el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California y posteriormente se descubre el principio de bombeo por cavidades progresivas lo cual lleva al desarrollo de motores de fondo de desplazamiento positivo (PDM). El cual se convertiría eventualmente en una de las herramientas más efectivas y de uso común para pozos direccionales. En 1934 se tiene el primer registro del uso de perforación direccional para pozos de alivio, durante un descontrol de pozo en el campo de Company Conroe, Texas.
- *1940's - 1960's*: se comienza a usar diseños de aparejo de fondo (BHA) compuestos con lastra-barrenas para peso y rigidez, estabilizadores ubicados para proporcionar control de la inclinación durante la perforación y apareció el método de desviación por toberas, usando el lodo de perforación como un impulso en la barrena para generar un desvío deseado, sin embargo, por su poco control en la generación de la pata de perro y el uso de corridas de tubería para hacer agujeros más grandes, ya que la operación es comúnmente realizada en agujeros de  $8\frac{1}{2}$  y  $12\frac{1}{4}$  pulgadas de diámetro.

- *1970's*: las herramientas magnéticas fueron introducidas por primera vez en 1969 pero fue durante los años 70's que se volvieron de uso común. Las herramientas direccionales también comenzaron a ser utilizadas para medir la dirección, desvío y la recolección de datos direccionales del fondo del pozo en tiempo real mediante el *Universal Bottomhole Orienting Sub* (UBHO) el cual funcionaba mediante una conexión entre el motor de fondo y un decodificador el cual convertía las mediciones en pulsos eléctricos y para transmitirlos a la superficie mediante un conductor eléctrico protegido para su interpretación digital.
- *1980's - Actualidad*: a principios de la década de los 80's las herramientas de MWD comenzaron a ser de uso común por su alta rentabilidad y precisión. A la fecha de hoy las herramientas MWD han virtualmente reemplazado las herramientas direccionales en puntos de arranque y son usadas exclusivamente con motores de fondo direccionales. Los sistemas MWD han sido desarrollados a la fecha con herramientas para registros de rayos gamma, resistividad y DWOB/DTOR brindando la capacidad de evaluación en tiempo real de las formaciones geológicas. En la actualidad se han introducido herramientas rotatorias (*PowerDrive, AutoTrak, Geo-Pilot, Revolution*) las cuales otorgan diversos beneficios como un agujero uniforme, control en pata de perro y en desviación de la trayectoria en tiempo real y de forma digital en superficie.

## 1.2. Factores iniciales para la perforación

Para evaluar adecuadamente en aspectos técnicos y económicos, así como la seguridad al personal y al medio ambiente durante el proceso de perforación, es necesario contar con la siguiente información.

### 1. *Exploración*

- a) Estudio de Cuencas: definición de secuencias estratigráficas, espesores y tipos de roca donde sea posible encontrar hidrocarburo.
- b) Sistema Petrolero: una vez que se tenga definido el potencial de una cuenca para almacenar hidrocarburo, se detectan las áreas específicas de roca que generan aceite y gas (Sistema Petrolero) que se sospeche que estén conectadas hidráulicamente.

- c) Identificación, evaluación y selección de plays: considerando que un play es un grupo de prospectos o campos con diversas similitudes de tipo geológico como generación, acumulación, trampa, migración y maduración. Su identificación y evaluación permiten delimitar áreas con potencial para la presencia de sistemas petroleros.
- d) Identificación, evaluación y selección de prospectos: considerando que un prospecto es una trampa que ha sido previamente mapeada pero no perforada sobre un play, debe contar con suficiente información sísmica de calidad para definir cierres estructurales o estratigráficos para la posterior selección de áreas para la perforación de pozos exploratorios.
- e) Pruebas de prospectos: una vez perforado el pozo exploratorio, se procede a realizar estudios geológicos, geofísicos (muestreo de recortes, análisis de registros geofísicos, evaluación de formación, etc.) y en caso de encontrarse hidrocarburo, realizar análisis de las propiedades de los fluidos.
- f) Delimitación y caracterización inicial: una vez descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última parte del proceso de exploración (evaluación del campo) donde se realizan los estudios necesarios para conocer con una mayor certidumbre las propiedades físicas y químicas del yacimiento, la cantidad de reservas de hidrocarburo que contiene la estructura descubierta, y la forma más rentable y racional para producir dichos hidrocarburos. En dicha etapa la ingeniería de yacimientos entra en acción.

Es necesario mencionar que en todos los procesos de exploración antes mencionados y en su metodología para realizarlos (sísmica, modelado geoquímico, mapeo térmico, imágenes satelitales, etc.) existen diversos análisis económicos con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar áreas de mayor riesgo al personal y al medio ambiente.

## 2. Localización del equipo y Coordenadas del objetivo

Para posicionarse exactamente en algún punto de la Tierra, se puede hacer uso de las coordenadas UTM (*Universal Transversal de Mercator*) las cuales están referidas a cierta proyección cónica de la Tierra. Para perforar un pozo se requieren de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que el pozo debe seguir, desde un punto donde se inicia la perforación (UTM conductor) a un punto donde se encuentre el objetivo

(UTM objetivo). Es importante mencionar que es posible que un pozo perforado pueda alcanzar más de un objetivo y que por lo tanto existan más coordenadas UTM (Figura 1.2.0.1).

**1. NOMBRE DEL POZO**

Nombre:	x	Número:	x	Letra:		No. de conductor	
Clasificación:	TERRESTRE HORIZONTAL						
Plataforma		Fondo		Centro Gestor			
Elemento PEP:			Equipo			x	

**2. UBICACION**

Estado:	x	Municipio:	x
Aguas territoriales referenciadas a una localidad terrestre conocida	x		

**2.1 Datos de la ubicación superficial**

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	9.67	
Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m)	6.10	
Coordenadas UTM conductor:	X= 310,432.890	Y= 1,900,324.86
Coordenadas geográficas del conductor:	Long. 78°39'65.0678	Lat. 26°42'98.0987
Coordenadas UTM objetivo Piloto: 18A10	X: 543,980.78	Y: 1,900,200.09
Coordenadas UTM objetivo Horizontal: 18A10	X: 543,200	Y: 1,901,034.98

Figura 1.2.0.1: Coordenadas UTM del conductor y el objetivo en Pozo Horizontal [43]

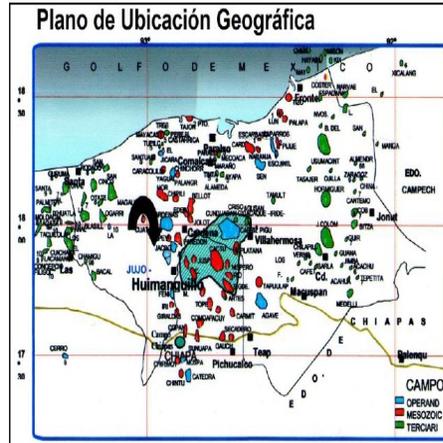
**3. Características de la formación y Posible columna geológica**

Mediante el estudio de la sísmica y las correlaciones de datos geológicos obtenidos de pozos vecinos ya perforados, es posible obtener una columna litológica que se espera atravesar durante la perforación del pozo. El tener conocimiento de dicha columna permite determina la existencia de formaciones con presión anormal que pueden llegar a complicar en gran escala la perforación ya que los problemas asociados a zonas de presión anormal afectan todas las fases de las operaciones.

Por lo tanto, identificar y evaluar la columna litológica (Figura 1.2.0.2) permite prevenir problemas operativos, en la mayoría de los casos se obtiene un plano de ubicación (Figura 1.2.0.2). Las siguientes Figuras son obtenidas con base en datos obtenidos del campo Jujo, específicamente de un pozo de desarrollo, con el fin de ejemplificar la recolección de datos de la litología.

**Columna Geológica Probable**

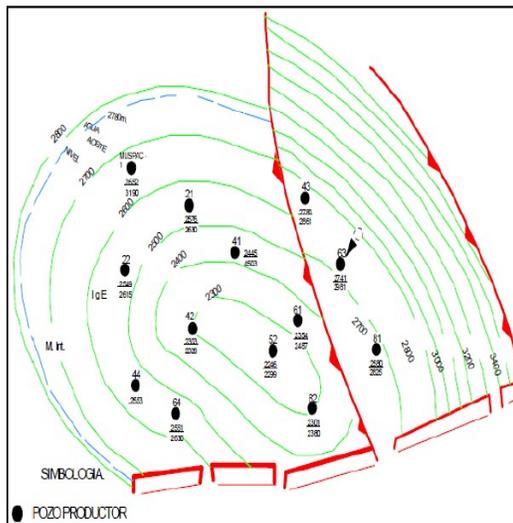
Formación	Profundidad vertical (m/bom)	Profundidad vertical (m/bmr)	Profundidad Desarrollada (m/bomr)	Espesor (md)
Paraje Solo	Aflora	Aflora	Aflora	876
Filisola	844	876	876	195
Concepción Superior	1039	1071	1071	65
Encanto	1104	1136	1136	210
Depósito	1314	1346	1346	1675
Oligoceno	2989	3021	3021	490
Eoceno	3479	3511	3512	951
Paleoceno	4372	4404	4462	203
Cretácico Sup. Mández	4562	4594	4665	182
Cretácico Sup. San Felipe	4732	4764	4847	176
Cretácico Sup. Agua Nueva	4897	4929	5023	43
Cretácico Inferior	4837	4969	5066	40
Jurásico Sup. Timoniano (1)	4974	5006	5106	373
Jurásico Sup. Kimmeridgiano (5)	5323	5355	5479	136
Jurásico Sup. Kimmeridgiano (6)	5450	5482	5615	188
Profundidad Total	5626	5658	5803	



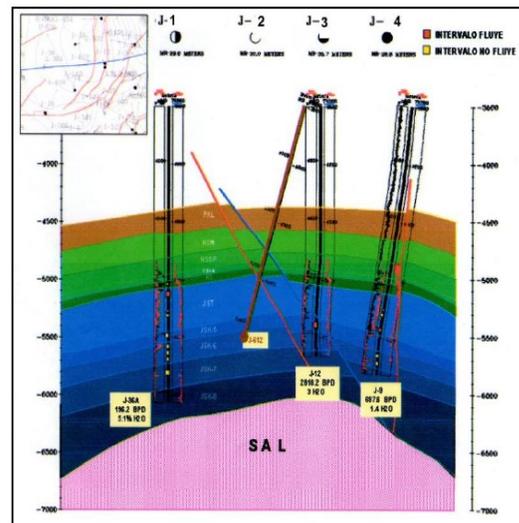
(a) Campo Jujo-Tecomioacán: Columna Geológica Probable (b) Ubicación Geográfica del Campo

Figura 1.2.0.2: Ejemplo de Ubicación Geográfica y Columna Geológica [43]

Finalmente los planos de isocimas (Figura 1.2.0.3) muestran gráficamente las características de la estructura y las posibles fallas, el cual conforma una proyección en perfil que muestra el objetivo con respecto a pozos vecinos (Figura 1.2.0.3).



(a) Plano de Isocimas



(b) Información de Pozos Vecinos, Perfil Vertical

Figura 1.2.0.3: Estructura Campo Jujo-Tecominoacán (Anticlinal Asimétrico) [43]

#### 4. *Limitaciones técnicas, económicas, ambientales, etc.*

Los límites técnicos permiten evaluar lo que es factible o no realizar, es importante mencionar que cada día se rompen limitaciones de este tipo; ya que la tecnología va mejorando y lo hoy no es factible, mañana puede que lo sea. Sin embargo las limitaciones económicas suelen ser las más importantes ya que daran la base para discernir entre un método o cualquier otro: usar perforación convencional, direccional, mulilateral, número de pozos, localización en tierra o en mar, etc.

En la actualidad las limitaciones ambientales se han vuelto una parte vital del proceso de perforación, considerando que el impacto ambiental que pueda generarse por una mala perforación llega a afectar severamente al personal, los activos y la reputación de cualquier compañía petrolera. Por lo tanto la regulación de carácter ambiental ha ido aumentando con los años y esto implica el desarrollo de nuevas metodologías que sean amigables con el medio ambiente y permitan lograr los objetivos establecidos.

#### 5. *Ubicación y trayectoria de pozos vecinos*

Con el surgimiento de pozos multilaterales, de trayectorias complejas y de alcance extendido así como la perforación de diversos pozos en una sola plataforma, debe tenerse un gran cuidado en evitar una colisión con algún pozo cercano, lo cual es evaluado como un riesgo que puede desencadenar consecuencias muy graves (lesiones o muertes al persona, pérdida de activos, impacto al medio ambiente, etc.) y es por ello que se han desarrollado metodologías para evaluar la cercanía a la colisión entre pozos y la manera de evitarlo.

El contar con la información descrita (aunque no restringida solamente a los puntos anteriores) permite tener un punto de partida claro y específico para el desarrollo del programa de perforación del pozo, así como la construcción de la trayectoria para determinar si se tratará de un pozo vertical, direccional o bien, multilateral.

### 1.3. Perforación direccional en México

Como anteriormente se discutió, la perforación direccional tuvo su origen en la década de los 20's en E.U.A. aunque en México no hay registro de perforación direccional controlada hasta el año de 1960 en las Choapas, Veracruz. Debido al descubrimiento de yacimientos de alto potencial económico en mar, la necesidad de la perforación direccional en México se hizo evidente, ya que permitía reducir instalaciones superficiales y el número de pozos que de forma convencional se tendrían. En México se han perforado pozos direccionales con éxito en los campos Cuitlahuac, Agua Fría, Cerro Nanchital, Catedral, Chicontepec, Burgos, etc. [34]

Claro ejemplo de la aplicación de una perforación diferente a la vertical en mar fue para la Región Marina Sureste donde básicamente está constituida por rocas terrígenas y carbonatadas, siendo más frecuentes en el Terciario y en el Mesozoico respectivamente. Encontrando yacimientos con gran potencial económico en el Mesozoico, teniendo yacimientos en la franja del Kimerigidiano (Campos Uech y Och), calizas fracturadas del Cretácico (Campos Yum, Misión y Kix) y de las brechas del Cretácico Superior (Campos Chuc, Abkatún, Pol y Caan).

En específico la perforación direccional en México ha encontrado retos en el complejo Cantarell (Figura 1.3.0.1), donde el diseño de las trayectorias horizontales se ve limitado por dos problemas principales: la profundidad vertical en un intervalo corto que existe entre la Brecha y un punto de aterrizaje y las zonas altamente fracturadas.

El punto de aterrizaje está definido por la profundidad de contacto de agua. Lo cual tiene por consecuencia la construcción de curvas de aterrizaje con alta severidad de pata de perro de aproximadamente 5 grados por cada 30 metros. El otro problema es realizar un trabajo direccional en formaciones altamente fracturadas ya que dichas formaciones presentan condiciones de pérdidas de lodo parciales y/o totales lo cual complica el uso de un motor de fondo para la construcción del ángulo.

Estos dos problemas tienen que ser tomados en cuenta en el programa de perforación previo con tal de lograr los objetivos planteados y por lo tanto debe ubicarse el punto de incremento de forma estratégica con tal de evitar altas severidades y evitar perforar dentro de lo posible a través de zonas altamente fracturadas.

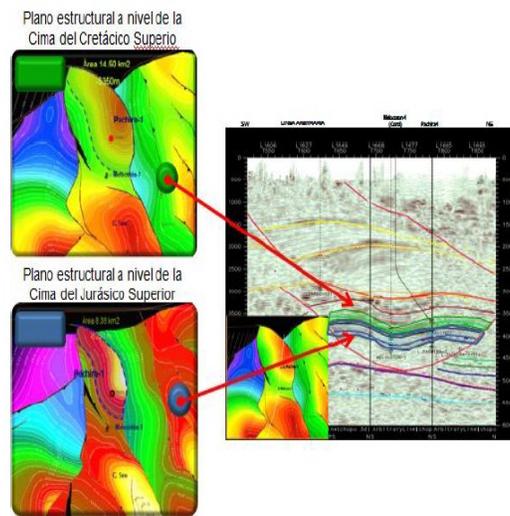


Figura 1.3.0.1: Sísmica de una sección a una trayectoria propuesta [43]



# Capítulo 2

## Conceptos básicos

### 2.1. Definición de pozo petrolero

Es una perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, llamadas etapas de perforación, para la prospección o explotación de yacimientos petroleros.[6]

En la industria petrolera el pozo petrolero es el único medio y activo que existe para comunicar al yacimiento con la superficie, por el mismo, puede comenzar a producirse hidrocarburos provenientes del medio poroso. Las características geológicas de la formación de interés y las características del hidrocarburo a producir, dictaminan la manera en que el pozo es realizado. Un pozo en particular puede estar mejor acomodado o ser más barato cuando se conoce la configuración específica de la geología y los hidrocarburos a producir.

Un pozo petrolero consiste en: [39]

- Perforación.
- Terminación.
- Toma de Información.
- Mantenimiento a Pozos.
- Taponamiento.



Figura 2.1.0.1: Pozo Petrolero en Perforación [39]

## 2.2. Clasificación de pozo según su objetivo operativo

### 2.2.1. Pozo Exploratorio

Se perfora con la intención de descubrir hidrocarburos en un intervalo de interés previamente identificado por estudios geológicos y físicos, además, permite recopilar una gran cantidad de información de la columna geológica que se perfora y de los fluidos contenidos en el yacimiento descubierto.[37] Debido a que la cantidad de información al momento de perforar son mínimas, los riesgos son mayores. Dichos riesgos pueden ser:

- Arranque de Pozo.
- Presiones Anormales.
- Falla de Tubería.
- Pérdidas de circulación
- Cambios litológicos no identificados

Cuando se está realizando un pozo exploratorio existe una mayor probabilidad de que el mismo resulte no productor, y por consecuente, debe ser taponado y abandonado. Sin embargo, en caso de ser productor, las pruebas que se realizarán en el pozo, así como las muestras tomadas de fluidos y núcleos, serán las de mayor cantidad en caso de desarrollarse pozos productores en el área donde hubo descubrimiento.

Finalmente, en caso de llegar a producir hidrocarburo, el pozo será conocido como *Pozo Descubridor*.

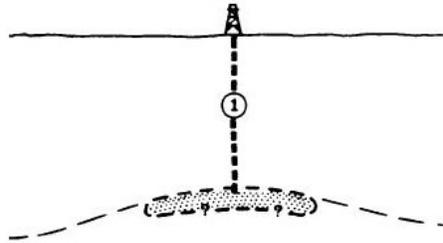


Figura 2.2.1.1: Al Pozo Descubridor se le asigna el #1 [37]

### 2.2.2. Pozo Delimitador

Posteriormente al descubrimiento, el tamaño del campo debe ser determinado, por lo tanto, se procede a perforar un pozo llamado delimitador, con el objetivo de obtener más información sobre el posible volumen de hidrocarburos en la zona y su extensión. A su vez, un pozo delimitador puede clasificarse en tres tipos:

- Pozo Fuera de Zona (*Step-Out*): aquel pozo que se perfora fuera del área del yacimiento.
- Pozo Delineador: un pozo posterior al descubridor, el cual tiene la tarea de determinar la extensión del campo, su volumen y potencial económico.
- Pozo de Evaluación: todo pozo que esté siendo perforado en la zona de descubrimiento, usualmente denotado como «pozo-2», «pozo-3», etc. Un pozo de evaluación usualmente tiene un rango mayor de éxito que uno exploratorio pero menor que uno de desarrollo.

Adicionalmente, con pozos delimitadores, puede verificarse la conductividad hidráulica en el yacimiento, utilizando una prueba de interferencia entre cada uno.

### 2.2.3. Pozo de Desarrollo

Una vez delimitado el yacimiento, comenzará la etapa de desarrollo, en el cual se tiene como objetivo comenzar a perforar pozos que serán conocidos como *pozos de desarrollo*, con los cuales empezará la etapa de producción del yacimiento.

Es importante mencionar que no existe un número fijo de pozos de desarrollo, existen varios factores como las características físicas del yacimiento, las condiciones económicas del proyecto y la regulación aplicable, que influirán en el número de pozos a perforar, sin embargo, siempre se debe buscar la mayor rentabilidad del yacimiento descubierto al menor costo posible.

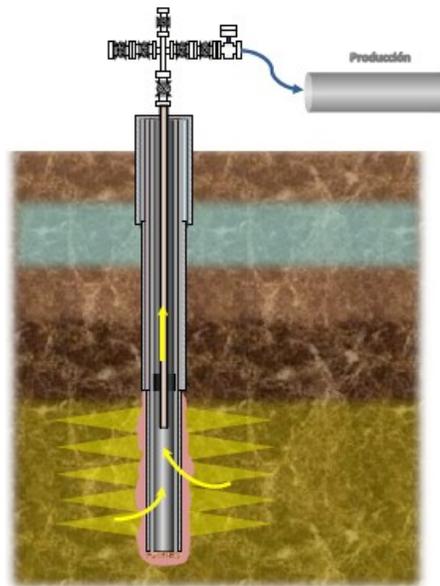


Figura 2.2.3.1: Pozo de Desarrollo [6]

#### 2.2.4. Pozo Inyector

Durante la etapa de desarrollo o producción del yacimiento, puede perforarse un pozo inyector, el cual no presentará producción, si no, inyección de fluidos con el objetivo de colocarlos en el medio poroso del yacimiento, para lograr el mantenimiento de presión mediante agua o gas. O bien, para cambiar las condiciones físicas del yacimiento.

Si las condiciones físicas del yacimiento así como las condiciones económicas del proyecto lo permiten, cualquier pozo puede ser adecuado para ser inyector después de haber terminado su etapa de producción, teniendo en cuenta como objetivo final, mejorar la producción de dicho yacimiento.



Figura 2.2.4.1: Configuración de Pozo Inyector y Pozo Productor [13]

### 2.2.5. Pozo Letrina

Durante la perforación de un pozo petrolero, se presenta el retorno de recortes de las formaciones y fluidos no deseados provenientes del subsuelo (salmueras, minerales en solución, etc.) dichos desperdicios deben ser manejados adecuadamente para lo cual puede utilizarse un pozo agotado de aceite o gas, o bien, perforar otro en una zona no productora cercana, dicho pozo tiene el nombre de pozo letrina, el cual tiene la función de inyectar todos los fluidos no deseados en las formaciones no productoras capaces de almacenar dichos desperdicios.[17]

A su vez, un pozo letrina puede ser usado cuando se necesita el almacenaje de aguas residuales resultantes de un proceso de fracturamiento hidráulico, en general, un pozo letrina está sujeto a regulaciones ambientales para evitar la contaminación de acuíferos someros en el área de inyección de desperdicios.

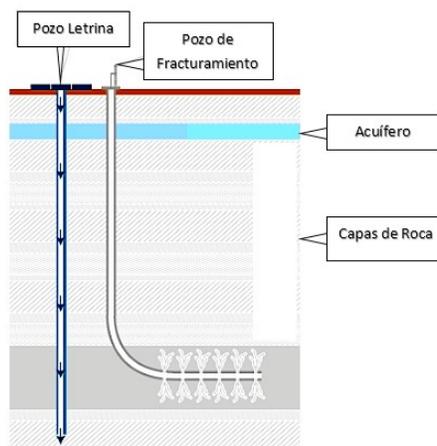


Figura 2.2.5.1: Caso ideal de Pozo Letrina y Pozo de Fracturamiento [15]

### 2.2.6. Pozo de Alivio

Un pozo de alivio es una perforación adyacente a un pozo ya existente, el cual ha sufrido una liberación descontrolada de hidrocarburos presurizados. Viéndolo desde un punto de vis-

ta operacional, un pozo de alivio es perforado, solamente si las intervenciones superficiales o algún método de taponamiento han fallado, o bien, tomado demasiado tiempo en controlar el arranque del pozo. El objetivo de un pozo de alivio es el desvío de hidrocarburos presurizados provenientes del pozo descontrolado hacia un nuevo pozo de una manera gradual y controlada, o bien, matar/taponar el arranque en la zona afectada con cemento pesado/lodo como se puede observar en un caso ideal en la Figura 2.2.6.1.

Para que cualquiera de estos métodos pueda tener éxito, la intervención precisa en el pozo descontrolado, se convierte en la parte esencial de un pozo de alivio. Es por este motivo por el cual dicho diseño de pozo puede llegar a ser crucial y desafiante. [20]

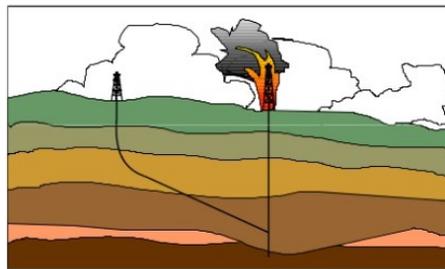


Figura 2.2.6.1: Caso ideal en la aplicación de un Pozo de Alivio [42]

## 2.3. Clasificación y objetivo de pozo según su trayectoria direccional

### 2.3.1. Definición de perforación direccional y aplicaciones

La perforación direccional es la técnica de la desviación de la trayectoria del pozo a lo largo de su curso hacia un objetivo que se encuentra en el subsuelo, de cuya localización, vertical y lateralmente ya están establecidas.[41] Dicha definición es el concepto fundamental para una trayectoria de pozo mantenida tan cerca como sea posible de la vertical como para una desviación planeada deliberadamente.

La perforación direccional posee distintas aplicaciones para casos en los cuales la perforación vertical convencional queda superada por las condiciones naturales y físicas del yacimiento. Dichos casos pueden ser:

- Pozos Múltiples: en desarrollos de campo, particularmente en el mar o en zonas del ártico, requiere la perforación de un número óptimo de pozos para una sola plataforma.

La perforación direccional en este caso ha ayudado enormemente a reducir costos y el impacto ambiental de dichos desarrollos (Figura 2.3.1.1).

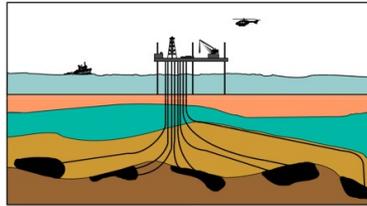


Figura 2.3.1.1: Pozos Múltiples desde una plataforma marina[42]

- Zonas Inaccesibles: un pozo es perforado direccionalmente para alcanzar una zona productora que es inaccesible para un pozo vertical convencional. La localización de la formación productora dictamina el posicionamiento de la plataforma de perforación y el perfil de la dirección del pozo (Figura 2.3.1.2).

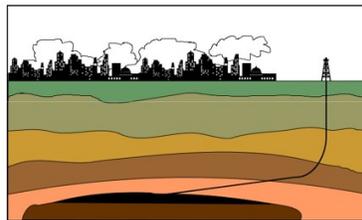


Figura 2.3.1.2: Perforación en zonas urbanas [42]

- Fallas: comúnmente perforar un pozo vertical a través de una falla para alcanzar una trampa de hidrocarburos es de gran dificultad ya que puede llevar a problemas operativos como deslizamiento de la sarta o movimiento a través de la falla. Para evadir dichos problemas, el pozo puede ser desviado perpendicular o paralelamente a la falla para producir de manera adecuada (Figura 2.3.1.3).

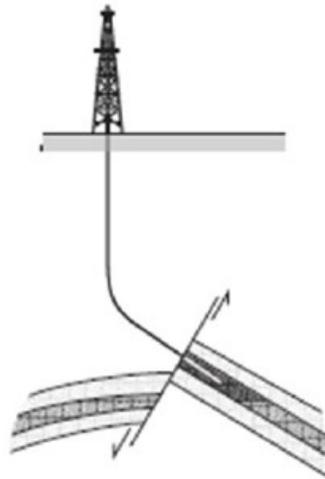


Figura 2.3.1.3: Perforación a través de Fallas [18]

- **Domos Salinos:** formaciones productoras pueden ser descubiertas debajo de la parte sobresaliente de un domo salino, el perforar un pozo vertical convencional a través de un domo salino incrementa la posibilidad de problemas operativos, como derrumbes, pérdida de circulación de lodo y corrosión. Por lo tanto mediante la perforación direccional es posible alcanzar formaciones productoras, evadiendo un gran espesor del domo salino (Figura 2.3.1.4).

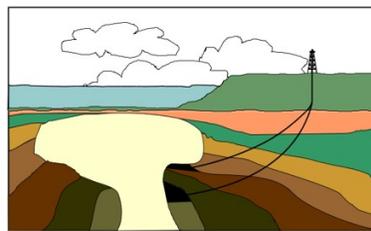


Figura 2.3.1.4: Perforación de Domos Salinos [42]

- **Costas:** cuando se descubre un yacimiento cercano a una línea de costa, es de gran utilidad la perforación direccional para llegar a la zona productora sin la instalación de infraestructura para operaciones en mar, lo cual representa un gran beneficio económico y ambiental (Figura 2.3.1.5).

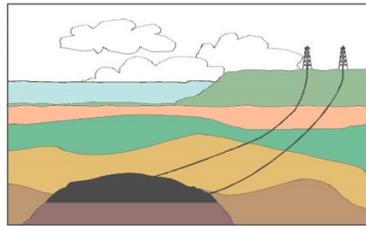


Figura 2.3.1.5: Perforación en Litoral [42]

- **Múltiples Zonas Productoras:** un método muy eficiente en relación costo/beneficio entregando un alto grado de productividad, involucra llegar a diferentes zonas objetivo, con un solo pozo. Existen algunos casos en los cuales las posiciones de las formaciones productoras son tales que el método más rentable de explotarlo es mediante un pozo direccional para una terminación múltiple de pozo. Dicho método también aplica para zonas productoras adyacentes a una falla o bien, para un domo salino (Figura 2.3.1.6).

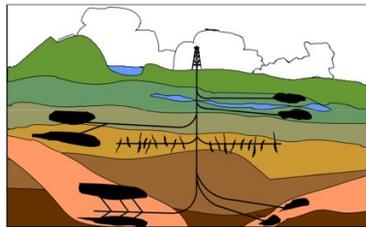


Figura 2.3.1.6: Perforación Multilateral [42]

- **Perforación Extendida:** casos en los cuales la relación entre la profundidad desarrollada y la profundidad vertical verdadera es al menos de 2:1, dichos pozos son perforados para reducir la infraestructura y los costos operacionales que se requerirían para alcanzar el recurso de forma vertical (Figura 2.3.1.7).

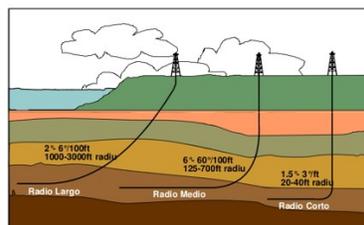


Figura 2.3.1.7: Perforación Horizontal- Radio Largo, Medio y Corto [42]

### **2.3.2. Justificación para perforar un pozo direccional**

En general, la perforación direccional brinda grandes beneficios, logrando alcanzar zonas productoras que un pozo vertical convencional no podría penetrar. Adicionalmente, las implicaciones de la perforación direccional son en su mayoría económicas y ambientales, como se estableció previamente, es un método que permite ahorrar infraestructura para la perforación de pozos, optimiza el número de pozos, mejora la rentabilidad del proyecto significativamente y proporciona un mejor cuidado al medio ambiente. Por dar un ejemplo en beneficios económicos, en pozos geotérmicos con una profundidad vertical verdadera de 2000 m, un pozo direccional será 30% más costoso que uno vertical, debido a los servicios extra que se necesitan, sin embargo, a mediano y largo plazo, los beneficios económicos aumentan y el impacto ambiental disminuye. [48]

### **2.3.3. Pozo Vertical**

El más común en la industria petrolera, un pozo vertical uniforme facilita la introducción de tubería de revestimiento más grande con un espacio mínimo, e inclusive utilizar una tubería de revestimiento extra. Un pozo que mantiene la verticalidad permite minimizar el tamaño del pozo desde el inicio, y por consiguiente, un pozo más pequeño es generalmente más rápido en su perforación y representa una mayor rentabilidad, tanto en eliminación de recortes, como en materia de tuberías y cemento. Como se puede apreciar en la Figura 2.3.3.1, representa el estado mecánico de un pozo vertical convencional.[10]

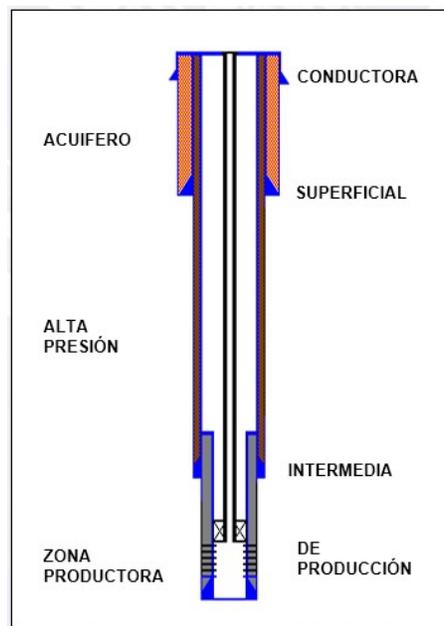


Figura 2.3.3.1: Configuración de tuberías, Pozo Vertical [39]

#### 2.3.4. Pozo Tipo J

Este perfil es usado en situaciones particulares tales como domos salinos. La profundidad del Punto de Arranque o *Kickoff Point* (KOP) presenta ciertas desventajas:[19]

- La formación para perforar generalmente es dura y no facilita la deflexión de la sarta de perforación y el ensamblaje de fondo.
- La tasa de construcción de ángulo presenta más dificultades para ser controlada.
- Mayor tiempo en el viaje de ensamblaje de fondo mientras este se deflecta.

Como en cualquier pozo direccional, una vez conocidas las coordenadas de los objetivos, la posición de la barrena y la Profundidad Vertical Verdadera, se determina la siguiente información necesaria para calcular la geometría del pozo:

- Profundidad del KPO en donde se comenzará a construir la curva.
- Taza de construcción de ángulo para construir la sección curva.
- Ángulo de inclinación máximo deseado.

En sentido de desarrollo de ángulo de curvatura, en un Pozo Tipo J, se mantiene vertical, conforme se aproxima a la profundidad objetivo se deberá *incrementar-mantener* un ángulo de inclinación máximo deseado, con el cual, se llegará al objetivo. [43]

En la Figura 2.3.4.1 se presenta el perfil general de un Pozo Tipo J.

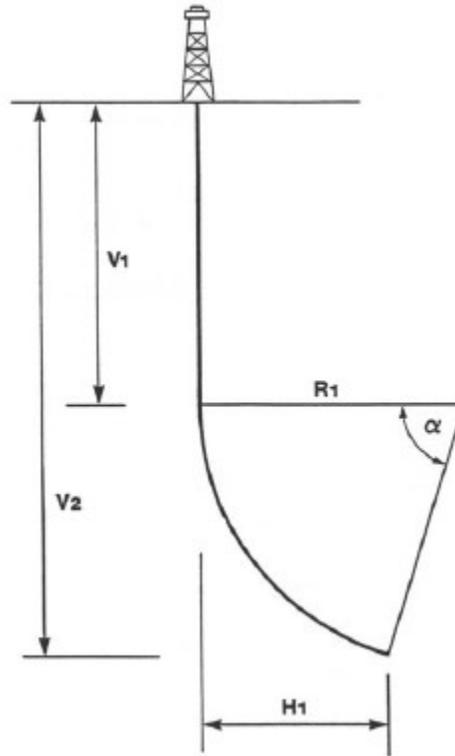


Figura 2.3.4.1: Pozo Tipo J [19]

Dónde:

$\alpha$  = ángulo de inclinación máximo deseado

$R_1$  =radio de curvatura

$$H_1 = R_1 (1 - \cos(\alpha))$$

(Desplazamiento horizontal hasta el final de la sección de construcción de ángulo)

$V_1$  =profundidad vertical al punto de arranque

$$V_2 = V_1 + R_1 (\sin(\alpha))$$

(Profundidad vertical al ángulo máximo)

### 2.3.5. Pozo Tipo S

Este perfil es similar a un pozo tangencial, es decir, igual hasta la sección tangencial después de la sección curva. A partir de dicho punto comienza a pronunciarse un ángulo por medio de otra sección curva en la cual se reduce la inclinación, que en ciertos casos, llegará a ser cero. Dicho perfil es de los más complicados de elaborar ya que en la sección de la caída del ángulo, debe coincidir justamente sobre el objetivo final.

Adicionalmente existen problemas de torque y de arrastre debido a la mayor curvatura que presenta el pozo, generalmente conviene usar un Tipo S cuando la profundidad del objetivo es grande y su desplazamiento vertical es relativamente bajo. Este tipo de pozos son especialmente útiles cuando se requiere realizar un pozo que atraviese múltiples objetivos y la perforación como pozo de alivio.

Teniendo bien ubicado la posición de la barrena, el objetivo y la Profundidad Vertical Verdadera a la que se espera encontrar hidrocarburo, se necesitará tener la siguiente información para poder calcular la geometría del pozo:

- Profundidad vertical del KOP.
- Taza de construcción de ángulo.
- Taza de tumbado de ángulo.
- Profundidad vertical del final de la sección de pronunciación del ángulo.

En sentido de desarrollo del ángulo de curvatura, en un Pozo Tipo S, se debe *incrementar-mantener-disminuir*, lo cual está dictaminado por la profundidad del objetivo, posibles zonas de presión anormal y el desplazamiento horizontal y vertical.

En la Figura 2.3.5.1 se presenta el perfil general de un Pozo Tipo S.

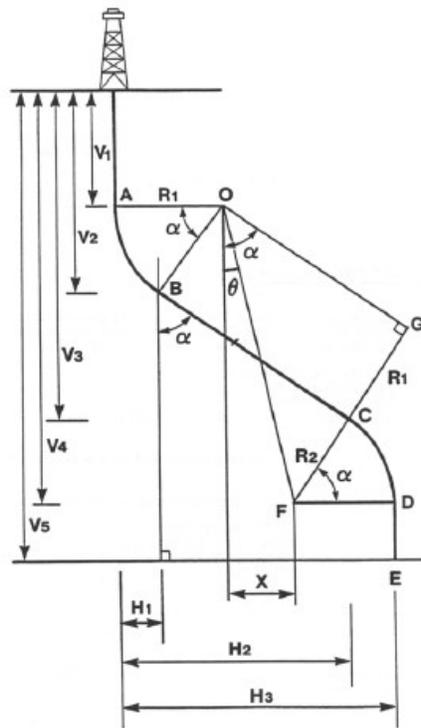


Figura 2.3.5.1: Pozo Tipo S [19]

Dónde:

$$V_3 = V_2 + OG(\operatorname{cis}(\alpha))$$

(Profundidad vertical hasta el final de la sección tangente)

$V_4$  =profundidad vertical hasta el ángulo máximo

$V_5$  =profundidad vertical hasta el objetivo

$$H_2 = H_1 + OG(\operatorname{sen}(\alpha))$$

(Desplazamiento horizontal hasta el final de la sección tangente)

$H_3$  =desplazamiento horizontal hasta el objetivo

$R_2$  =segundo radio de curvatura

$$X = H_3 - (R_1 - R_2)$$

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{X}{V_4 - V_1}\right)$$

$$OF = \frac{V_4 - V_1}{\operatorname{cis}(\theta)}$$

$$OG = \sqrt{OF^2 - (R_2 + R_1)^2}$$

$$\angle FOG = \operatorname{arcsen}\left(\frac{R_1 + R_2}{OF}\right)$$

$$\alpha = \angle FOG + \theta$$

### 2.3.6. Pozo Tipo S modificado

Este perfil es muy similar al Pozo Tipo S, con la única diferencia en la relación con el desarrollo del ángulo máximo que se tendrá que *incrementar-mantener-disminuir-mantener*, en la Figura 2.3.6.1 puede apreciarse el perfil general de un Pozo Tipo S Modificado.

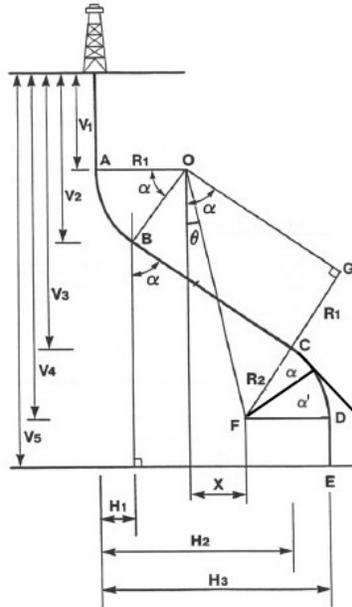


Figura 2.3.6.1: Pozo Tipo S Modificado [19]

Junto a las variables ya consideradas para un Pozo Tipo S, se agregan las siguientes:

$$L_{CD} = R_2 (\text{sen}(\alpha'))$$

(Longitud del arco)

$\alpha'$  = ángulo intermedio de inclinación

Para un pozo Tipo S y Tipo S Modificado, las profundidades medidas están dadas por:

- Profundidad medida hasta el final de la sección de construcción de ángulo.

$$mD_{FINALDELBUR} = V_1 + \frac{\alpha}{BUR}$$

(Dónde BUR es la tasa de construcción de ángulo por unidad de longitud)

- Profundidad medida hasta el final de la sección tangente.

$$mD_{FINALSECCIONTANGENTE} = V_1 + \frac{\alpha}{BUR} + OG$$

- Profundidad medida hasta el final de la sección de pronunciación de ángulo.

$$mD_{FINALDELDOR} = V_1 + \frac{\alpha}{BUR} + OG + \frac{\alpha}{DOR}$$

### 2.3.7. Pozo Horizontal

Este tipo de pozo se perfora paralelamente al intervalo productor, típicamente para yacimientos mayormente extensos horizontalmente que verticalmente, lo que da por resultado una mayor área de producción. Un pozo horizontal tiende a alcanzar un ángulo grande de inclinación, siendo en algunos casos de  $90^\circ$ , no existen geometrías específicas para su elaboración, diseño y construcción [19], ya que tendrá una relación a la función que desempeñe pero puede ser calificado como pozo de radio alto, medio o bajo. En la Figura 2.3.7.1 se puede distinguir entre dichos radios.

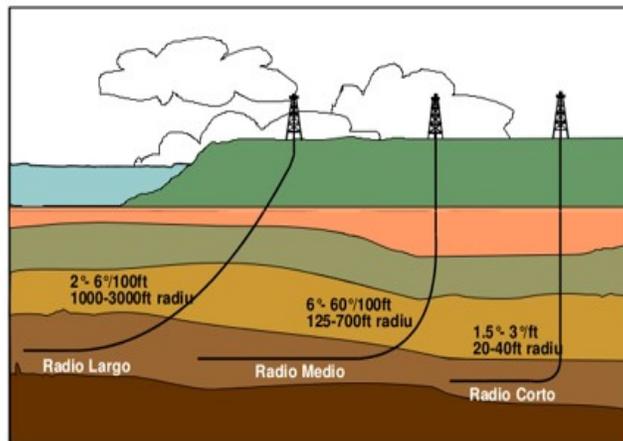


Figura 2.3.7.1: Diferencia de radios [42]

El principal problema en la perforación de un pozo horizontal es localizar el KOP a la distancia adecuada encima del yacimiento, este punto debe estar planificado previamente para una profundidad específica arriba de la zona objetivo, con un margen de error suficiente para redirigir el pozo. Dicho problema puede solucionarse mediante un sistema de navegación durante la perforación *Geosteering* (siendo un control intencional de la dirección del pozo con base en mediciones derivadas de registros geológicos, en lugar de un objetivo tridimensional), o bien con un modelo geológico con bajo grado de incertidumbre.

### 2.3.8. Pozo Multilateral

Este tipo de pozo se caracteriza por tener uno o más pozos direccionales u horizontales provenientes del mismo agujero en superficie, cada pozo puede drenar una parte específica del yacimiento y producir por una misma tubería de producción, la ventaja de un pozo mul-

tilateral es tener una «ramificación» de pozos en un solo lugar sustituyendo el perforar cada uno por separado, lo cual reduce costos significativamente.

El complejo industrial Avance Tecnológico para Multilaterales (TAML), caracterizó a los pozos multilaterales con base en la unión de pozo a pozo, diseñando categorías (niveles) que varían dependiendo su complejidad mecánica, conductividad y aislamiento hidráulico, siendo:

- Nivel 1: Unión abierta/no conectada.
- Nivel 2: Agujero principal entubado y cementado, pozo lateral terminado en agujero abierto.
- Nivel 3: Agujero principal entubado y cementado, pozo lateral entubado pero no cementado.
- Nivel 4: Agujero principal entubado y cementado, pozo lateral entubado y cementado.
- Nivel 5: Aislamiento de presión en junta mediante equipo de terminación.
- Nivel 6: Aislamiento de presión en junta mediante tubería de revestimiento.

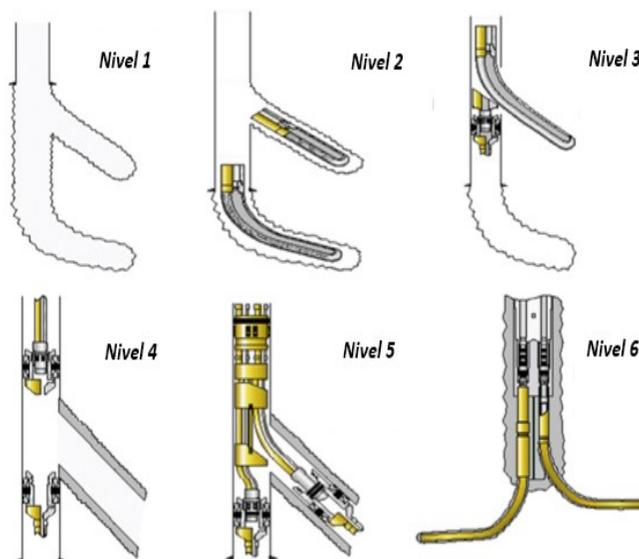


Figura 2.3.8.1: Niveles TAML [32]

## 2.4. Estructura de un pozo direccional

### 2.4.1. KOP

*Kickoff Point*, traducido al español como Punto de Arranque o KOP, es el punto preciso que existe en una trayectoria vertical o inclinada de un pozo, donde comenzarán las operaciones de direccionamiento para construir el perfil a la orientación diseñada previamente.

La importancia de este parámetro radica en identificar correctamente la profundidad correcta del desvío sobre la zona objetivo, si la zona se encuentra más somera a lo esperado, puede ocurrir que no exista un margen adecuado para desviar el pozo y atravesar la zona objetivo, caso contrario, puede ocurrir que se perfora una larga distancia en el pozo a un ángulo muy pronunciado antes de que se entre al yacimiento. Es recomendable iniciar el KOP en un punto donde la formación sea suave o media suave, donde es probable que no haya problemas al momento de perforar.

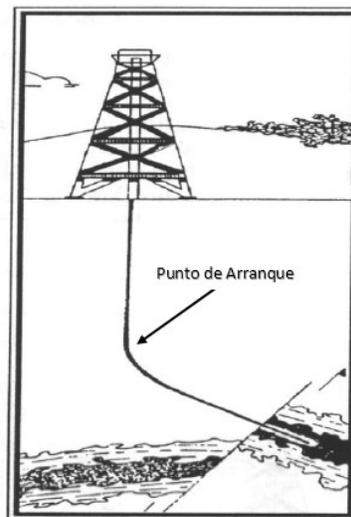


Figura 2.4.1.1: Punto de Arraque en un Pozo Tipo J [19]

### 2.4.2. EOB y EOD

*End of Buildup* traducido al español como Fin del Incremento, es el punto preciso en donde se finaliza la sección de incremento, la cual es la porción del pozo en donde el ángulo de inclinación se incrementa gradualmente, el rango de inclinación se expresa usualmente como el incremento angular por cada 30 metros.

*End of Drop* traducido al español como Fin de Caída, es el punto preciso en donde finaliza la sección de caída o decremento, contrario a la sección de incremento, la sección de caída consiste en la porción del pozo donde el ángulo de inclinación es reducido, el renglo de decremento se expresa usualmente como el incremento angular por cada 30 metros.

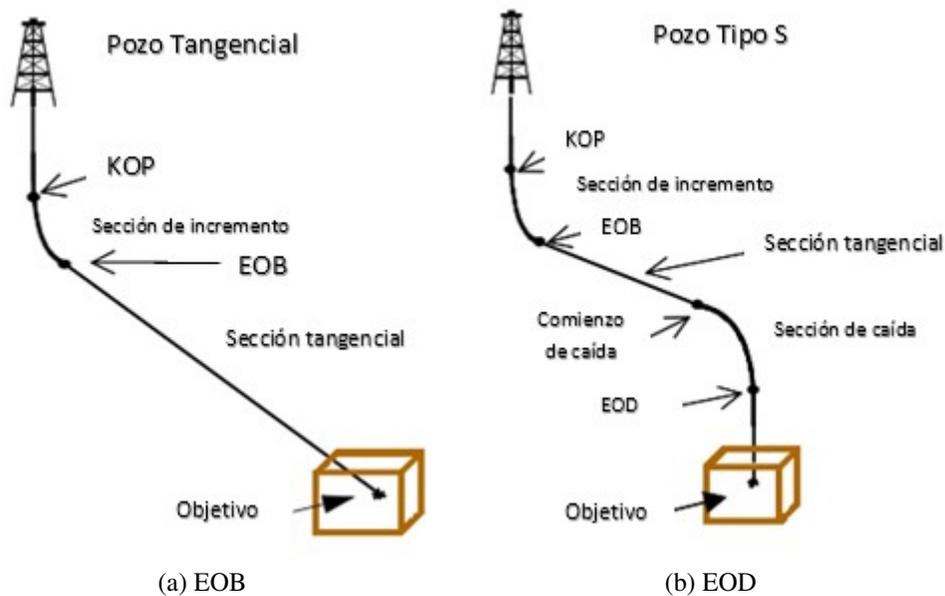


Figura 2.4.2.1: Puntos Precisos en un Pozo Direccional [2]

### 2.4.3. Inclinación

Definido como el ángulo en el cual el pozo se desvía de la vertical. En específico para perforación direccional, la inclinación se mide por una línea tangente en cualquier punto del perfil de pozo y una línea vertical paralela al eje *vertical verdadero* (un vector en dirección a la fuerza de gravedad) que cruce dicho punto. Por estándares de la industria, cero grados de inclinación es una vertical (apuntando hacia abajo) y 90 grados de inclinación es una horizontal. En casos de presentarse un ángulo o inclinación mayor a 90 grados, se estará perforando «hacia arriba».

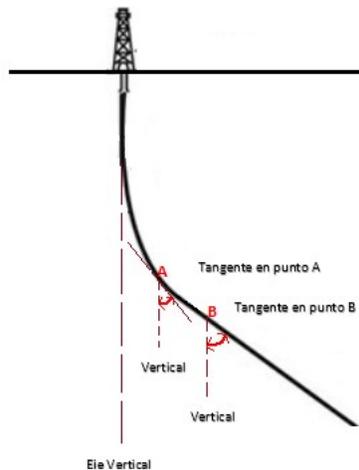


Figura 2.4.3.1: Inclinación medida en un punto A y B [2]

#### 2.4.4. Azimuth

Azimuth o el Rumbo; es el ángulo en grados medido del componente horizontal en el plano de un pozo, y un Norte franco, con base en la escala completa de un círculo ( $360^\circ$ ), la medición de dicho ángulo se realiza en sentido horario, con un compás magnético. Adicionalmente se hace uso de un ángulo de azimuth predefinido para el cálculo de una sección vertical (VS), el cual en resumen resulta del ángulo entre el norte y una línea que une el cabezal del pozo y la profundidad verdadera, medido en una vista de plano.

Actualmente existen tres sistemas para un azimuth de referencia: *Franco* (Norte geográfico), *Norte de Red* y el *Norte Magnético*.

- Norte geográfico: en coordenadas geográficas, las direcciones son referidas al norte Franco, o a un Azimuth Franco, los puntos geográficos del Norte son referidos al Polo Norte.
- Norte de Red: usualmente es una dirección arbitraria, y siempre está en la dirección del eje positivo de la ordenada, en una red específica de un registro de desviación o *survey* durante la perforación.
- Norte Magnético: generalmente medido con un compás magnético simple, los azimuth magnéticos no son constantes debido al movimiento de los polos magnéticos del Norte y del Sur, por lo tanto, las mediciones magnéticas pueden acarrear cierto grado de error debido a las variaciones magnéticas que cada localidad posee.

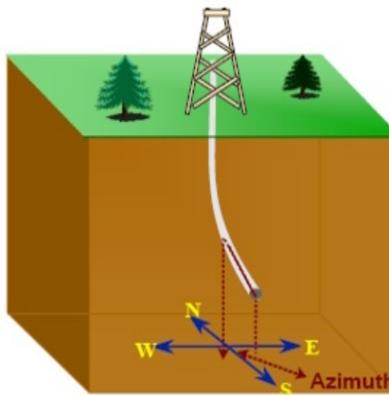


Figura 2.4.4.1: Azimuth en un Pozo Direccional [2]

### 2.4.5. Dog leg

*Dog leg* o traducido al español como Pata de Perro, es un ajuste o cambio severo en el ángulo que posee la dirección del agujero, o en la inclinación de dos secciones del mismo, si una Pata de Perro es de gran magnitud, generalmente se asocia a un problema no deseado en el pozo los cuales son:

- Atascamiento de tubería en el pozo.
- El pozo no sigue la trayectoria deseada inicialmente.
- La cementación en una Pata de Perro, resulta de bajo rendimiento y duración debido a los esfuerzos de contacto entre el diámetro interno de la tubería de revestimiento y la sarta de perforación.

Debido a que en perforación direccional un perfil debe ser construido intencionalmente, una pata de perro siempre debe estar cuantificada. Por lo tanto, la severidad de una pata de perro mide el cambio en inclinación o la variación en un azimuth de un punto de evaluación a otro, usualmente cuantificado en grado por cada 30 m.



Figura 2.4.5.1: Pata de Perro causada por una súbita reducción de peso en Barrena [16]

## 2.4.6. Desplazamiento

El desplazamiento en perforación direccional se define como la distancia horizontal entre las líneas verticales que pasen a través del objetivo en el subsuelo y la cabeza de pozo, la trayectoria de un pozo direccional debe planearse cuidadosamente entre la torre de perforación y la ubicación del objetivo, asegurando que el pozo será perforado al más bajo costo.

En el momento de la planeación de la perforación se considera al desplazamiento junto a una trayectoria de pozo en un espacio de tres dimensiones, lo cual significa que todos los puntos en dicho espacio deben estar expresados en relación a un sistema tridimensional de referencia.[18] El sistema que se usa generalmente para definir la posición particular de un punto a lo largo de la trayectoria es:

- La profundidad vertical del punto de interés, debajo de un punto de referencia.
- El desplazamiento horizontal con una dirección con base al Norte.
- La distancia recorrida desde la cabeza de pozo con una dirección con base al Este.

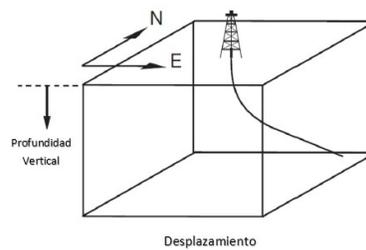


Figura 2.4.6.1: Sistema de Referencia [18]

### 2.4.7. Profundidad Vertical Verdadera (TVD)

La Profundidad Vertical Verdadera (cuantificada en m o ft), es la profundidad vertical medida en un punto de referencia en superficie, hacia un punto de *survey* en la trayectoria del pozo, para obtener la TVD, se calcula mediante la Profundidad Desarrollada, corrigiendo la desviación del pozo. Debido a que en un pozo la desviación rara vez es constante, la ubicación de la posición de cualquier punto, debe ser calculado utilizando datos de un *survey* y una fórmula aditiva.[33]

### 2.4.8. Profundidad Desarrollada (mD)

La Profundidad Desarrollada (cuantificada en m o ft), es la profundidad medida (ya sea por el perforador o un registro) desde la superficie a un punto de la trayectoria del pozo, ya sea en un punto de tubería de revestimiento, un punto de interés geológico o a la profundidad de una herramienta en específico. Para un pozo direccional, la Profundidad Desarrollada será mayor o igual a la Profundidad Vertical Verdadera.

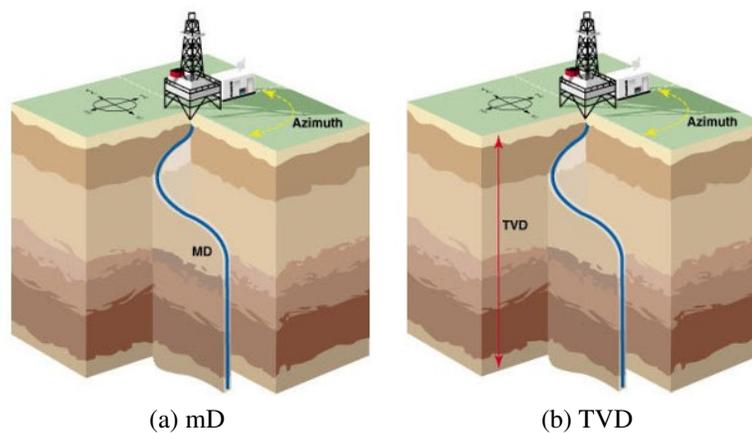


Figura 2.4.8.1: Comparativo entre mD y TVD [2]



## Capítulo 3

# Herramientas de Perforación Direccional y sus aplicaciones

### 3.1. Motor de fondo

Es la herramienta por la que circula el fluido de perforación, brindándole potencia hidráulica para generar una rotación independiente de la sarta de perforación, los motores de fondo pueden ser utilizados tanto en pozos verticales como direccionales, cabe destacar que un motor de fondo por sí mismo no realiza la desviación, ya que requiere de un codo desviador (*Bent Sub*), siendo el ángulo del codo lo que determina la severidad en el cambio de ángulo, teniendo la siguiente clasificación:

- Turbina: formadas por diferentes números de etapas por donde circula el fluido de perforación, otorgándole energía rotatoria a cada etapa son utilizadas en formaciones de alta dureza, con el fin de incrementar las revoluciones en la barrena para aumentar la tasa de perforación. Comúnmente la técnica para el cambio de dirección con turbinas, es colocar un codo desviador (con una conexión macho o PIN que ofrece un ángulo de desviación de uno a tres grados) directamente encima del motor de fondo, dicha herramienta aplica el peso necesario sobre uno de los lados del pozo para darle dirección a la sarta.

A medida que la perforación avanza, la barrena es forzada a seguir la curva generada, el ángulo de dicha curva tendrá relación (por mencionar algunos factores) con el ángulo del cuerpo del codo desviador, diámetro externo (OD) del motor de fondo, longitud del

motor y la anisotropía de la roca.

Un motor de fondo de turbina tiene dos secciones:

- Sección de Potencia: constituido por un número de etapas, por donde circulará el fluido de perforación, otorgándole potencia para generar un movimiento rotatorio que se transmitirá a lo largo del motor hasta llegar a la siguiente sección.
- Sección de Rodamientos: dicha sección tiene la finalidad de distribuir la energía rotaría generada por la sección de potencia a través del motor, llegando a la barrena, en dicha sección existen estabilizadores para garantizar un movimiento uniforme, evitando pérdidas de energía innecesarias.



Figura 3.1.0.1: Partes de un motor de fondo de turbina [42]

- **Motor de desplazamiento positivo (MDP)**: su aplicación y uso están basados en el principio de bombeo inverso, en donde la circulación del lodo de perforación, es usada para proporcionarle rotación a la barrena. En este caso, el diseño más sencillo de motor dirigible es mediante una junta articulada (*Bent Housing*) la cual proporciona un ángulo de desviación de uno a cinco grados. Teniendo una velocidad de diseño que oscilan entre 100 y 300 rpm. Un MDP está conformado por:

- Sección de Potencia: constituida por un rotor y estator, cada componente posee lóbulos helicoidales, que engranados forman a su vez cavidades selladas. Al circular un lodo de perforación a través de dichas cavidades, el rotor comienza a girar.
- Sección de Transmisión: elaborada por una junta flexible o articulada, teniendo el objetivo de transmitir la fuerza de torque rotaría a un eje conductor, que finalmente

dará rotación a la barrena en el fondo del motor. La articulación permite ajustarle al motor una curvatura que oscila de cero a tres grados.

- Sección de Rodamientos: también definido como eje conductor, el cual está cubierto por un sistema de rodamientos que le proporciona protección y lubricación, y le brinda la capacidad de cambios repentinos de velocidades o torques sin alterar transmisiones de cargas axiales o cargas laterales de la sarta a la barra. [19]

Un MDP presenta ventajas adicionales a otras herramientas para la perforación direccional, ya que puede comenzar la construcción del perfil desde el mismo punto de inicio de desvío y para realizar un *sidetrack*. Aunque se requiere de una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva del motor debido a la anisotropía de la litología y otros parámetros que influyen en la desviación de la trayectoria planeada. Finalmente, la perforación direccional con un MDP se realiza mediante dos formas:

- Rotación (*Rotary*): la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en una perforación rotativa convencional, tendiendo a perforar hacia adelante para iniciar un cambio en la dirección del pozo y rotando en una posición adecuada que permita a la sección curva del motor encontrarse ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada.
- Deslizamiento (*Sliding*): la mayor parte de la sarta de perforación no realiza un movimiento rotativo, deslizándose por detrás del conjunto direccional, la perforación mediante un deslizamiento es utilizada cuando se requiere la construcción de un tramo direccional específico en una dirección.

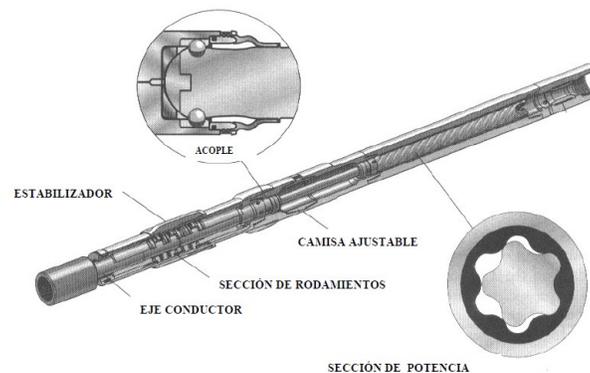


Figura 3.1.0.2: Partes de un MDP [19]

## 3.2. Herramientas rotatorias (RSS)

Las herramientas rotatorias (*PowerDrive, AutoTrak, Geo-Pilot, Revolution*), son herramientas de reciente introducción a la industria petrolera, su uso se propagó debido al limitado control en el uso de cucharas para desviación de pozos y la ineficiencia en el uso de un MDP. La herramienta rotatoria, basa su principio de operación en controlar la dirección del pozo en tres dimensiones, sin detener la rotación de la sarta de perforación.

En operaciones, se puede usar en modo autónomo con un software especializado o bien, con mediciones en conexión a la superficie en tiempo real (LWD y MWD). Para controlar la dirección existen dos conceptos:

- *Apuntar Barrena*: utiliza el mismo principio que en un MDP, sin embargo, la sección de transmisión está contenida dentro de la misma herramienta rotatoria, lo cual brinda un mejor control en dirección a la sarta de perforación, mediante dicho concepto se obtiene por resultado un pozo mayormente uniforme.
- *Empujar Barrena*: utiliza el principio de aplicar fuerzas laterales a la barrena, empujando la herramienta contra la pared del pozo para lograr la trayectoria deseada. Dicha fuerza puede ser hidráulica o mecánica.

En promedio, cualquiera de los dos conceptos en una herramienta rotatoria logra un incremento de aproximadamente, seis a ocho grados por 30 metros para un agujero de  $8\frac{1}{2}$  in. [52]

En composición existen variaciones en el diseño de una herramienta rotatoria, dependiendo del gusto del perforador y el tipo de desviación que se requiera, sin embargo, en aspectos generales la herramienta está compuesta de dos subsistemas principales:

- **Unidad Bias**: esta sección es la que proporciona fuerza y estabilidad a la barrena para el direccionamiento, sea por un concepto de apuntar o empujar, se localiza justo sobre la barrena, y dependiendo si se usa fuerza hidráulica o mecánica, puede llegar a presentar toberas para un empuje hidráulico o bien, pistones, para proporcionar movilidad a la sarta de perforación.
- **Unidad de Control**: esta sección contiene todos los componentes electrónicos y sensores que proporcionan parámetros en tiempo real hacia superficie, entre ellos acelerómetros o magnetómetros que indican la dirección en la que la barrena se encuentra y permiten la perforación en la dirección que el perforador desee. En la Unidad de

Control se llega a una desviación máxima, cuando la dirección se encuentra a la par de un norte magnético, y su reducción se obtiene, mediante el giro en alguna dirección específica.

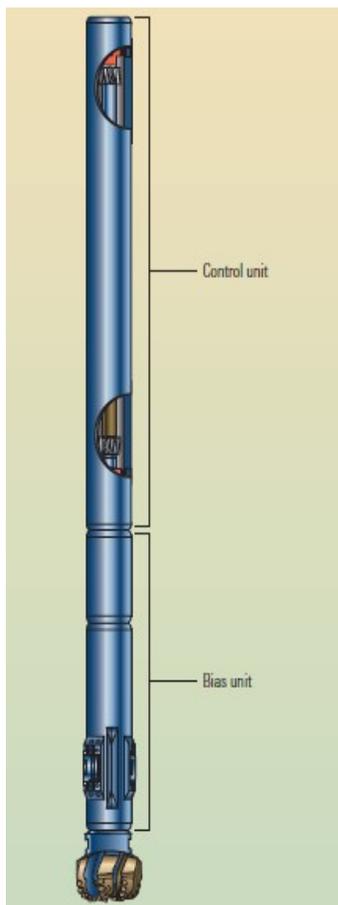


Figura 3.2.0.1: Herramienta PowerDrive y sus secciones [52]

### 3.3. Cucharas

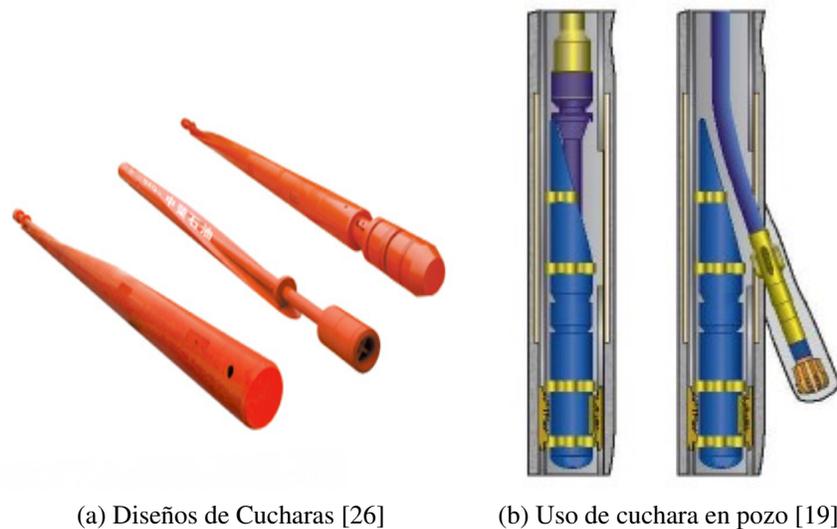
Las Cucharas conocidas en la industria con el nombre de *Whipstocks*, son herramientas de acero, con una similitud física a cucharas punteadas, utilizadas dentro de un pozo para cambiar de dirección a la barrena hacia la pared de pozo, logrando un *sidetrack*, el diseño de la parte interior de una cuchara es crucial para la correcta desviación del pozo, una cuchara está dividida en diferentes secciones (rampas) dependiendo de los cambios en el ángulo de la herramienta:

- Rampa inicial: localizada en la parte superior de la cuchara, provee del ángulo necesario para iniciar la desviación.
- Rampa de calibración: en esta sección, se crea una ventana elongada, con lo cual se minimiza el riesgo de una Pata de Perro.
- Rampa media: acelera el movimiento lateral de la barrena, facilitando la terminación de la ventana en una sola corrida.
- Rampa de salida: proporciona el ángulo necesario para que la sarta «salga» de la cuchara, además de que brinda un soporte para evitar que la barrena vuelva a la trayectoria original.

En operaciones, existen tres diseños de cucharas deflectoras:

- Cuchara recuperable: es una larga cuña invertida de acero, teniendo en un extremo un canal cóncavo, por el cual se le da soporte y dirección a la sarta de perforación. En su extremo inferior, posee una punta de cincel que evita el giro de la herramienta, y en la parte superior un cuello, para la extracción de la herramienta fuera del pozo.
- Cuchara de circulación: muy similar a la cuchara recuperable en el proceso de instalación y operación, con la única diferencia de poseer una abertura que se encuentra en el fondo de la cuchara, por donde permite circular lodo de perforación para desalojar recortes o acumulación de sedimentos en el pozo.
- Cuchara permanente: bajo este esquema, la cuchara permanece permanentemente en el pozo, la cuchara es anclada en la parte inferior de la tubería de revestimiento, mediante un sistema de cuñas. Un ensamblaje con fresas, permite abrir y calibrar una ventana en la tubería y la pared del pozo, así como otro ensamblaje que permite la desviación de la sarta de perforación.

Dependiendo de la tecnología disponible, se requieren de uno a tres viajes de tubería para completar un proceso de desviación de pozo con el uso de cucharas. [19]



(a) Diseños de Cucharas [26]

(b) Uso de cuchara en pozo [19]

Figura 3.3.0.1: Cuchara deflectora

### 3.4. MWD

*Measurement While Drilling* (MWD) traducido al español como las mediciones durante la perforación, es la herramienta electromecánica que permite evaluar y medir propiedades físicas (generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria), en un espacio tridimensional y en tiempo real en el fondo del pozo. Cualquier sistema MWD tiene en general tres subcomponentes que le permite obtener datos confiables durante la perforación.

- Sistema de Energía: clasificados con base en su principio de generación de energía, tiene el objetivo de generar corriente eléctrica para permitir el uso ininterrumpido del MWD, se hace uso de baterías de litio-cloruro de tionilo proveyendo de una fuente estable de voltaje, sin embargo, no se es recomendable su uso a temperaturas arriba de 180 °C por riesgos de volatilidad.

Otra clasificación es el uso de turbinas, las cuales mediante el flujo del fluido de perforación, convierten la fuerza rotaría a corriente alterna y mediante circuitos eléctricos, la corriente pasa a directa, la cual se usa de manera inmediata; una desventaja del uso de turbinas, es la capacidad de acomodo a los distintos rangos de flujo del lodo de perforación. En algunos casos, existen sistemas híbridos que utilizan baterías y turbinas para garantizar el flujo de energía a la herramienta.

- Sistema de Telemetría: el encargado de transmitir las mediciones del fondo del pozo a la superficie, en la actualidad, el sistema más común y comercial es el pulso de presión creado por un equipo acústico, que transmite el lodo de perforación a través de la sarta, dicho pulso puede ser positivo (crean una restricción momentánea al flujo), continuo (crean una frecuencia que puede ser transmitida a través del lodo) y negativo (crean un pulso de menor presión que la que ejerce el volumen de lodo en la sarta).

Una vez transmitido el pulso a través del lodo de perforación, llega a uno o más «traductores» en superficie de forma digital (binaria) los cuales tendrán el objetivo de interpretar la información para mostrar las mediciones en tiempo real. Es importante mencionar que durante la transmisión, el pulso sufre una atenuación de 150 dB por cada 1000 metros de lodo.[36]

- Sistema Direccional: provee de una medición aproximada o descripción progresiva de la trayectoria del pozo, lo cual será posteriormente interpretado usando un *survey*, con el cual se obtienen mediciones de la trayectoria, con una estación de *survey* se tiene un punto de medida específico, que da por resultado, la inclinación, el azimuth, se calcula la TVD y el desplazamiento horizontal al origen.

Los equipos más avanzados de un sistema direccional poseen un arreglo de tres magnetómetros ortogonales y tres acelerómetros, aunque bajo circunstancias normales, un sensor estándar de dirección provee de resultados aceptables, sin embargo, circunstancias como la interferencia magnética, errores en el sensor, mala colocación de la herramienta e incertidumbre del campo magnético, interfieren en la certidumbre de las mediciones.

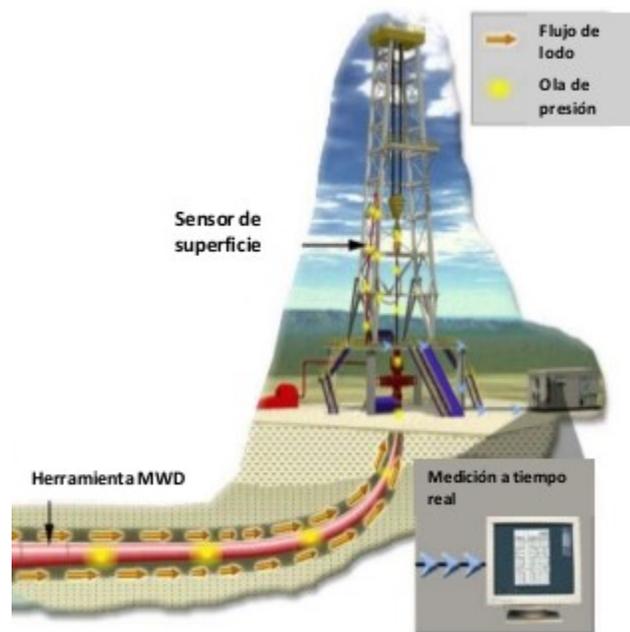


Figura 3.4.0.1: Filosofía de un MWD [23]

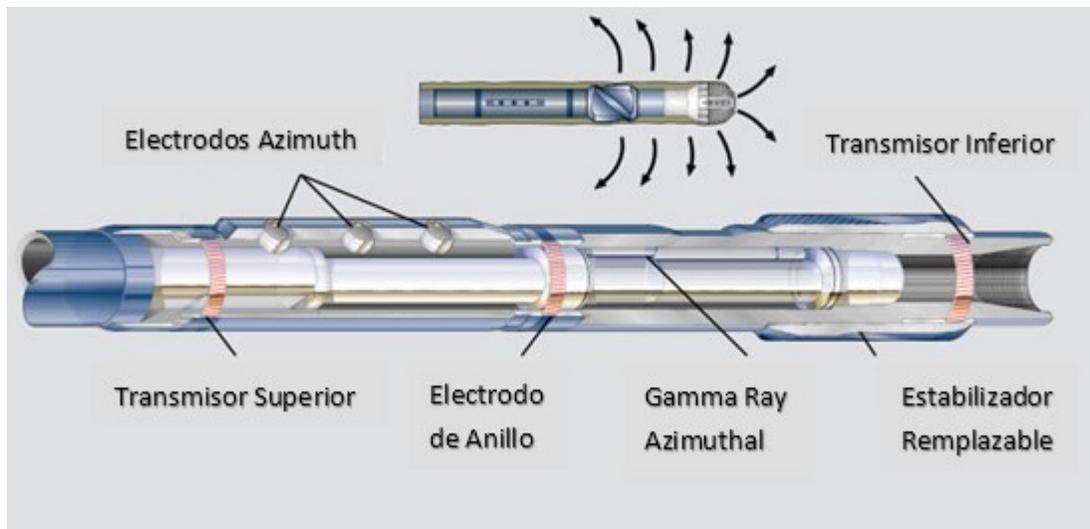
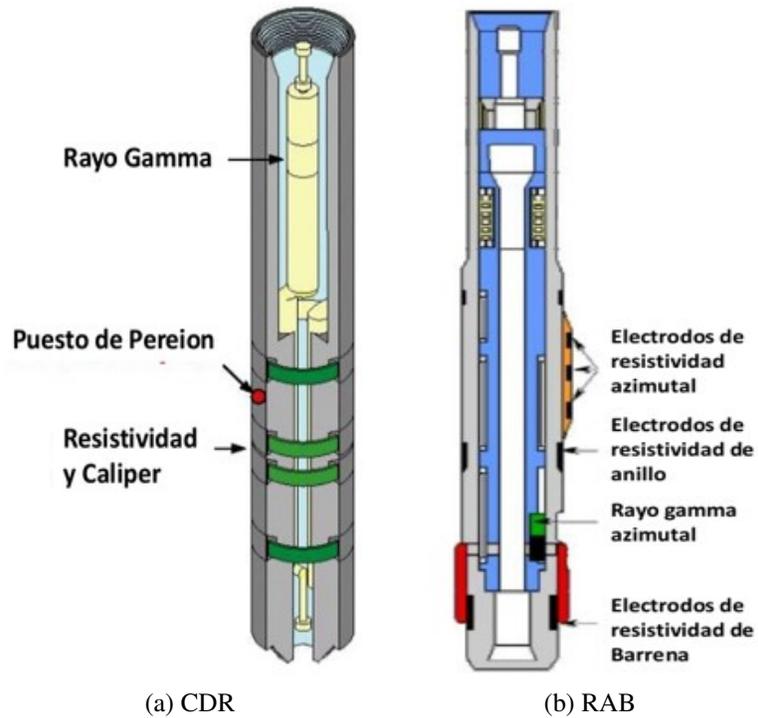
### 3.5. LWD

*Logging While Drilling* (LWD) traducido al español como registrando durante la perforación, es la herramienta que permite realizar registros geofísicos mientras se está perforando, teniendo la ventaja de medir las propiedades de la formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación. Todo a través del uso de sistemas integrados en el arreglo del fondo del pozo. Los sistemas son:

- ARC: *Array Resistivity Compensated*
- CDR: *Compensated Dual Resistivity*
- GVR: *Geovision Resistivity*
- VDN: *Vision Density Neutron*
- ISONIC: *Sonic While Drilling*
- SMWD: *Seismic Measurements While Drilling*
- RAB: *Resistivity At the Bit*

■ ADN: *Azimuthal Density Neutron*

Dichos sistemas pueden utilizarse uno con otro en combinación, dependiendo de los registros a efectuar y los problemas inmediatos a resolver.



(c) GVR

Figura 3.5.0.1: Herramientas LWD [23]

### 3.6. GWD

*Gyro While Drilling* (GWD) traducido al español como perforación en giroscopio, es usado en la industria petrolera debido a que, como se estableció previamente, las herramientas MWD utilizan magnetómetros para obtener un *survey*, los cuales se ven afectados en sus mediciones por las alteraciones magnéticas de tuberías de revestimiento de pozos cercanos o la zona geográfica. Por consecuencia, si existe una falla en obtener un registro de posicionamiento adecuado, el riesgo de colisión con pozos cercanos incrementa, así como la incertidumbre en la posición del pozo.

Un GWD es usado, para sustituir a los magnetómetros de un MWD, hasta que el pozo esté libre de interferencia magnética, la herramienta se encuentra instalada en el fondo de la sarta de perforación (BHA o *Bottom Hole Assembly*) reduciendo el tiempo y los costos que tradicionalmente se requería para bajar la herramienta por cable de acero.

Se compone de una rueda sobre un eje el cual tiene dos retenedores para mantener la herramienta en posición sin importar la dirección del pozo, alimentado por un motor eléctrico capaz de alcanzar 40,000 revoluciones por minuto.[51] Dicha rueda puede ser orientada hacia una dirección conocida, la cual será mantenida por la misma inercia del movimiento, teniendo por resultado una referencia para la medición del azimuth. Existen tres tipos de sistemas giroscópicos:

- Giroscopio Libre: posicionado sobre un arreglo de retenedores o sobre una plataforma ajustada a cierto nivel, permiten la medición del azimuth, independiente de la dirección del pozo, manteniendo su posición.
- Giroscopio de Norte: basa su funcionamiento en la ubicación del Norte, la herramienta lo encuentra mediante la componente horizontal de la rotación de la tierra y una referencia del Norte Franco, el cual siempre se encuentra a una latitud menor de 80° Norte o Sur.
- Giroscopio de Inercia: el de mayor precisión para un *survey*, utiliza diversos giroscopios que orientan el sistema al Norte junto con acelerómetros gravitacionales, midiendo movimiento en un espacio tridimensional en el pozo, debido al diseño de la herramienta, puede hacer registro en cualquier latitud, sin perder certidumbre.

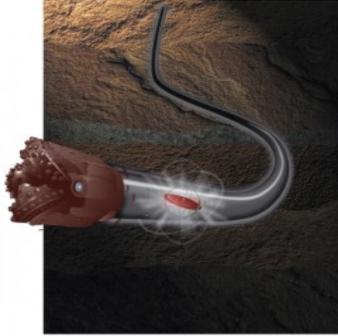


Figura 3.6.0.1: Giroscopio Libre [29]

### 3.7. PWD

*Pressure While Drilling* (PWD) traducido al español como presión durante la perforación, es una herramienta específicamente diseñada para registrar las variaciones de la presión en el pozo, instalada en conjunto con un MWD para transmitir los datos en tiempo real, o bien, almacenarlos en una memoria colocada en la sarta para su posterior descarga e interpretación.

La herramienta funciona mediante el fluido de control que circula al momento de la perforación, el cual es portado a través de una lastra-barrena hacia una válvula de fondo que permite registrar los cambios de presión en el espacio anular y en el fondo del pozo, los equipos más avanzados de PWD utilizan medidores de cuarzo integrados en las válvulas.

En general las válvulas tienen un rango de error de 10 psi en un intervalo de 0 a 20,000 psi, los valores de presión obtenidos son convertidos a una densidad de lodo equivalente, la cual es utilizada para un *survey*, control de presión hidrostática, optimización de la ventana operativa y detección oportuna de un arranque de pozo; en operaciones, el sensor se coloca de 5 a 30 metros de la barrena.[50]



Figura 3.7.0.1: Sensor PWD [47]

### 3.8. Nuevas tecnologías (slim hole, etc.)

*Slim Hole*: traducido al español como agujero delgado, es una nueva técnica de perforación y terminación en la cual se busca obtener un aparejo de producción para gas o aceite, reducido en diámetro en comparación a uno convencional. Generalmente terminado en una medida de seis pulgadas de diámetro hasta  $3\frac{1}{2}$  de pulgada de tubería de revestimiento, mediante la reducción, en un *slim hole* se espera una reducción total del 30% de costos en perforación y terminación.

Ventajas:

- Con un *slim hole*, se espera reducir los costos de cabezal de pozo, lodo de perforación, logística, mano de obra, manejo de desperdicios y volumen de recortes.
- Debido a que es un pozo de menor tamaño, el equipo de perforación así como el espacio para perforar, se ve reducido considerablemente, lo que genera un impacto ambiental reducido a comparación de un pozo convencional.

Desventajas:

- Menores opciones de terminación, limitaciones en los gastos de producción, un potencial limitado para realizar una ventana o *sidetrack*.
- En este tipo de pozos, debido al diámetro de la tubería, se vuelve complicado la extracción de núcleos, toma de registros y la mayoría de las actividades que se realizan con el fin de obtener la mayor cantidad de información para la caracterización estática del yacimiento. Sin embargo, dicha desventaja es despreciable si previamente se cuenta con un modelo estático de yacimiento completo.

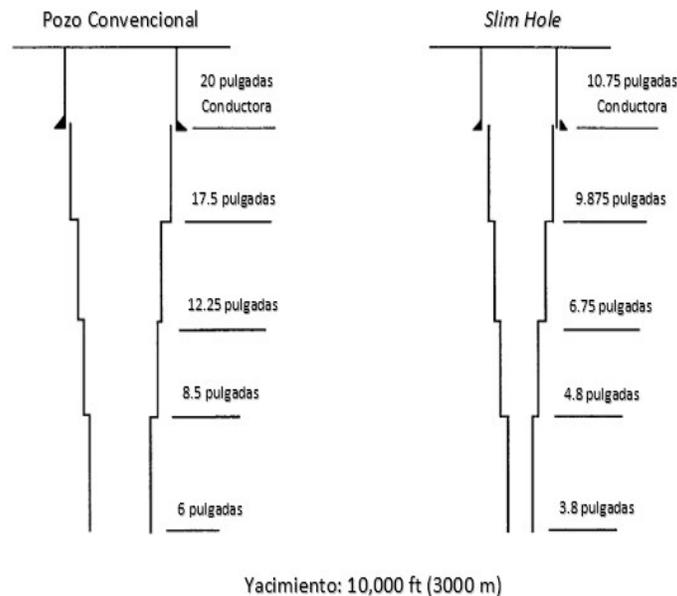


Figura 3.8.0.1: Comparativo entre pozo convencional y *slim hole* [35]

*Drilling with Casing*: traducido al español como perforación con tubería de revestimiento, es perforar con tuberías de un diámetro mayor, con la finalidad de dejarlos instalados de manera permanente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional. Operacionalmente, el uso de tubería de revestimiento elimina varias etapas del proceso de construcción de un pozo convencional debido a que dichas tuberías poseen uniones más largas que una tubería de perforación, reduciendo las conexiones en un 25 %.[21]

Para la elección de tubería, puede usarse una tubería de revestimiento corta (*liner*), parcial o una sarta completa dependiendo de la configuración de pozo deseada y las necesidades del operador.

Ventajas:

- Minimiza el número de viajes de la tubería (de entrada y de salida), disminuye el riesgo de desviaciones no programadas y de la pérdida de circulación del fluido de perforación.
- Disminuye el tiempo de perforación a comparación de un pozo convencional en un rango de 10 a 35 %, logrando una mayor rentabilidad y un menor impacto ambiental por el uso de equipo de perforación más reducido.
- Debido al diámetro de mayor tamaño, es posible recuperar el BHA y la introducción de herramientas de mayor tamaño.

Desventajas:

- La toma de registros geofísicos se vuelve complicada debido a la interferencia que genera el espesor de tubería, para solucionar dicho inconveniente, se requiere desarmar el aparejo, dejando el BHA en el fondo del pozo, retractar la tubería de revestimiento para bajar la herramienta y tomar el registro en agujero descubierto para posteriormente volver a conectar el BHA y proseguir con la perforación.
- Para una perforación direccional, los tres puntos de control en el BHA que permiten el control de la geometría de pozo, no se encuentran tan definidos como en uno convencional, y resultan de una mayor dificultad para modificar; el primer punto seguirá siendo la barrena, el segundo punto se reconoce como el estabilizador rotativo no cortante situado directamente encima de la barrena y el tercer punto será hasta el sistema MWD, por lo tanto el control direccional se ve afectado por la distancia entre la barrena y el tercer punto de control.
- Debido a que las tuberías a usar durante la perforación son de un mayor diámetro, el costo de adquisición de cada tubular se incrementa a comparación de un pozo convencional, así como el costo de sustituir el BHA por un RSS en caso de que el control de la dirección del pozo sea demasiado complejo.

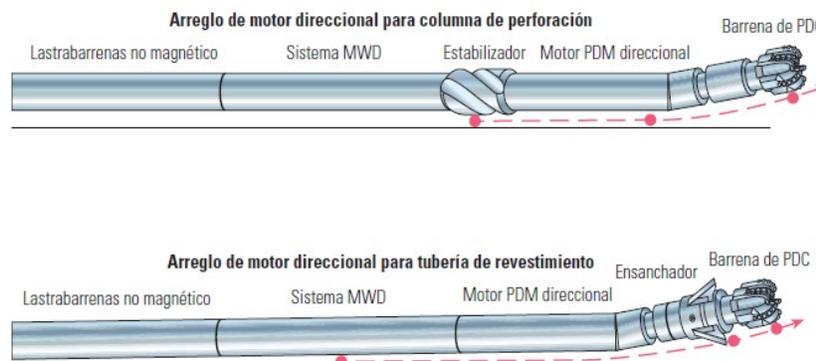


Figura 3.8.0.2: Configuración BHA direccional [21]

*StimTunnel*: traducido al español como túnel de estimulación, es una nueva herramienta de Baker, la cual proporciona estimulaciones en el pozo mediante ácido en las zonas seleccionadas para yacimientos carbonatados; mediante la creación de túneles provenientes de un

agujero descubierto en el pozo principal. Con la alta presión de salida y el uso de ácido clorhídrico, el cual es expulsado de las toberas de la herramienta, se crean túneles los cuales se extienden entre 6 y 30 m en la formación. [7]

Finalmente el ácido remanente de cada túnel continúa disolviendo la formación creando pequeños capilares ramificados que mejoran la conductividad en la formación; es posible la elaboración de diversos túneles formando un ramal del agujero descubierto.

Ventajas:

- Con la creación de dichos túneles del agujero descubierto, se incrementa considerablemente el área de drene del yacimiento, repara el daño en la zona cercana al pozo y da por resultado un aumento considerable a la producción.
- Mediante un arreglo específico de toberas en la herramienta, puede hacerse una configuración específica para el número de túneles deseados a elaborar así como el alcance esperado de cada uno.

Desventajas:

- Debido al uso del ácido clorhídrico para la estimulación, debe considerarse el impacto ambiental que pueda llegar a ocasionar, así como el equipo necesario para su transporte a la zona del pozo.
- No se requiere de un equipo específico como mezcladores o bombas para fracturamiento para el uso de la herramienta, sin embargo, es necesario el uso de un tanque especial para almacenar y mezclar el ácido, así como de tubería flexible para llevar a cabo la estimulación.



(a) Arreglo de toberas



(b) Ramificación de túneles en agujero descubierto

Figura 3.8.0.3: Herramienta *StimTunnel* [7]



# Capítulo 4

## Planeación y Diseño de la Perforación Direccional

### 4.1. Información necesaria para diseñar un pozo a perforar

La planeación, es el aspecto más importante y demandante para el éxito de la perforación de un pozo petrolero, ya que culmina en el diseño e implementación, dicho proceso requiere la integración de factores como la experiencia, la técnica y la infraestructura disponible para realizar el proyecto; actualmente, existen diversos métodos y prácticas para realizar la perforación.

Cualquier planeación para una perforación puede tener diversas variables que diversifiquen el procedimiento, sin embargo, toda planeación debe considerar las siguientes características:

- *Seguridad*: la seguridad del personal y del medio ambiente deben estar en primer lugar sobre cualquier otro aspecto del plan, teniendo a consideración que de presentarse riesgos que no puedan ser ignorados durante la perforación, el plan original debe ser alterado para satisfacer esta característica.
- *Costo mínimo*: el optimizar costos sin perjudicar la seguridad es otro punto importante dentro de la planeación, entre mayor esfuerzo se integre a un plan, menor será el costo del pozo, por lo tanto, debe usarse adecuadamente la infraestructura y tecnología disponibles, no necesariamente lo más novedoso y avanzado, si no lo que mejor se adecue a las necesidades del proyecto.

- *Utilidad*: el perforar un pozo hasta la profundidad del objetivo, no es completamente útil si la configuración final del pozo resulta no satisfactoria a los objetivos iniciales de la planeación; por consiguiente, el término *utilidad* se refiere a la terminación adecuada del pozo para la producción de hidrocarburos y que no se presente un daño irreparable en la formación o en el mismo pozo.

En la Figura 4.1.0.1 se presenta la información necesaria en una planeación convencional para la perforación de un pozo teniendo en cuenta las tres características anteriormente mencionadas:



Figura 4.1.0.1: Diagrama de flujo sobre la planeación de perforación de pozo [3]

La programación del uso de barrenas puede ser realizado en cualquier tiempo dentro de la planeación posterior al análisis de los datos de la formación, para usos prácticos, el programa generalmente está basado en los parámetros que se tuvo de la perforación de pozos vecinos, sin embargo, la selección de una barrena puede verse influenciada por la planeación del fluido de perforación, así como el diámetro *drift* que se tiene en las tuberías de perforación.

## 4.2. Criterios para seleccionar la trayectoria

La preparación del plan para la perforación de pozos, trae consigo la selección adecuada de la trayectoria que sigue el pozo durante la operación, dicho aspecto es decidido con base en la recolección de datos geológicos, geofísicos, históricos y en general de cualquier fuente de información que posea un grado de veracidad que pueda auxiliar al perforador para la toma de decisiones durante la operación.

En general el perforador no es responsable de la selección de donde será perforado el pozo, sin embargo, la comunicación entre perforador y geólogo puede ser la diferencia entre un pozo productor o un pozo abandonado.

Para la selección de la trayectoria deben considerarse los siguientes criterios:

1. *Ubicación del objetivo*: uno de los criterios más importantes para la trayectoria, es la ubicación aproximada del objetivo a alcanzar mediante las coordenadas que se decidan usar, con base en dicho punto, se podrá establecer un punto inicial para la perforación.
2. *Topografía y tipo de terreno*: dependiendo del área geográfica así como las condiciones del terreno (elevación, demografía, medio ambiente, etc.) serán factores decisivos para la selección entre una trayectoria vertical, direccional u horizontal.
3. *Tipo de columna estratigráfica a perforar*: el desarrollo de un conocimiento sobre la geología a perforar, la definición de estructuras de fallas y la identificación de las posibles anomalías geológicas que pueden aparecer durante la perforación, genera una trayectoria confiable y segura que permite alcanzar el objetivo de manera eficiente.
4. *Limitaciones económicas, técnicas y ambientales*: la técnica brinda la metodología que permite la construcción de la trayectoria, dependiendo de factores como la experiencia y el conocimiento en materia de perforación, aunque el aspecto económico será la base para discernir entre las metodologías disponibles a usar, y el equipo de perforación que cada una requiera. Finalmente el aspecto ambiental se ve beneficiado en la elección de una trayectoria direccional u horizontal, debido al menor espacio que ocupa el pozo y el menor grado de interferencia al terreno.
5. *Pozos vecinos*: en la actualidad debido a la aparición de la perforación multilateral, el alcance extendido y la perforación de diversos pozos de una misma plataforma o cam-

po, se debe tener sumo cuidado en diseñar una trayectoria que permita evadir colisiones con pozos vecinos, especialmente si se encuentran en una etapa de producción.

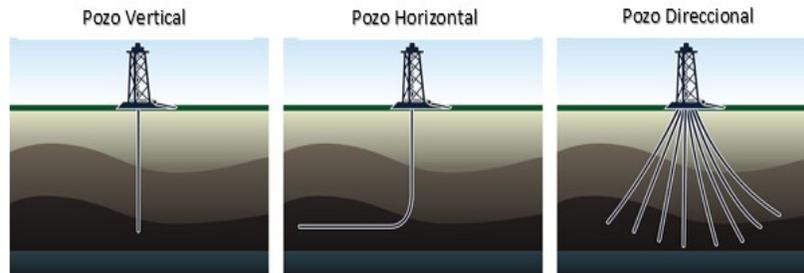


Figura 4.2.0.1: Comparativo entre trayectorias [2]

### 4.3. Análisis anticolidión

Con la aparición de campos petroleros con un número abundante de pozos y la complejidad en la trayectoria de estos, surge la necesidad de realizar los análisis anticolidión, los cuales son una evaluación adecuada del riesgo de colisión que puede llegar a tener una trayectoria de pozo con otro en el mismo campo o en la cercanía, así como la eliminación o el manejo de dicho riesgo para prevenir cualquier eventualidad al momento de la perforación. Para realizar un análisis anticolidión debe empezarse con la evaluación del riesgo, obtenido mediante:

- *Elipsoide de Incertidumbre:* también conocido como EOU por sus siglas en inglés, es la representación de un volumen que indica la magnitud de la incertidumbre en la posición de un pozo a una cierta profundidad, para su cálculo se requiere el rango de error que posee el *survey* que se esté usando en la perforación; entre mejor sea el modelo que dicte el rango de error, el elipsoide tendrá una mayor precisión.
- *Factor de Separación:* posterior a la elaboración de un EOU, se calcula un Factor de Separación Orientado, OSF por sus siglas en inglés, el cual toma en cuenta la orientación y la forma de la elipse, con el factor es posible obtener la misma probabilidad para cualquier escenario donde se presente un riesgo de colisión. Un OSF se clasifica con base en un rango de probabilidad de riesgo: [38]
  - *Alerta:* cuando  $OSF < 5$ , en este caso, se cuenta con suficiente riesgo de colisión para inspeccionar la trayectoria del pozo y la de los cercanos al mismo.

- *Menor*: cuando  $OSF < 1.5$ , cualquier valor de OSF que esté menor a 1.5 pero mayor a 1.0 representa que se ha alcanzado el límite de la trayectoria del pozo, con lo cual se requiere la exención de la trayectoria originalmente planificada y la evaluación de otras opciones.
- *Mayor*: cuando  $OSF < 1.0$ , representa un riesgo muy grande de colisión como para ser ignorado, y la perforación no puede proceder hasta que el riesgo sea reducido.

Finalmente, una vez evaluado el riesgo de colisión se procede a realizar el análisis, donde se genera una matriz de riesgos (probabilidad contra severidad); dependiendo de la compañía de perforación, se deberá tomar decisiones sobre el riesgo obtenido, su impacto, su posible control, mitigación o bien, aceptación.

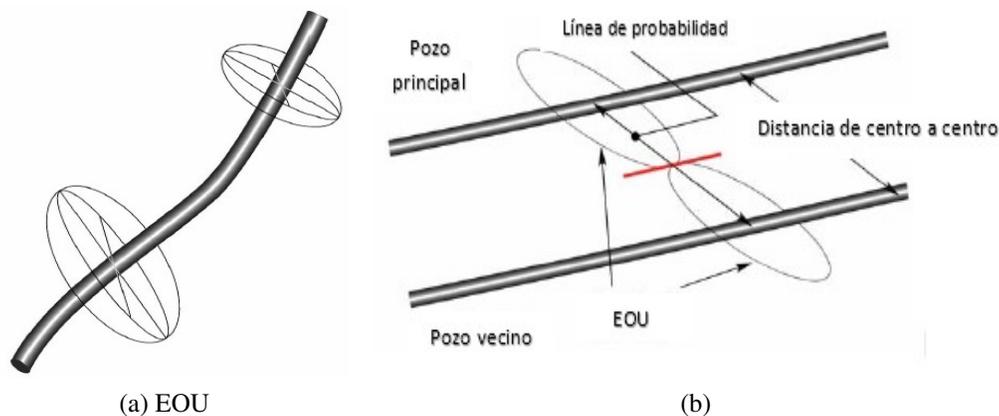


Figura 4.3.0.1: Evaluación de riesgo de colisión [38]

#### 4.4. Parámetros a calcular de la trayectoria

Teniendo en cuenta los criterios y el análisis anticolidión de la trayectoria, se procede a realizar una trayectoria final, siendo la más común el perfil *incremento-mantenimiento*; la trayectoria del pozo puede ser construida cuando los siguientes puntos han sido definidos:

- KOP (seleccionado por el perforador).
- TVD y desplazamiento horizontal del EOB.

- TVD y desplazamiento horizontal del objetivo (en función de la torre de perforación y el objetivo).
- *A long hole depth (AHD)*, siendo la TVD del KOP.
- Rango de incremento para la EOB (seleccionado por el perforador) junto a su TVD.
- Dirección medida en grados, en la cual el pozo será perforado posteriormente al KOP dependiente al azimuth.

Para un esquema inicial de la trayectoria, bastaría con considerar los tres primeros puntos, sin embargo, operacionalmente, es recomendable utilizar todos los parámetros listados. Para un perfil *incremento-mantenimiento*, se consideran las siguientes ecuaciones:

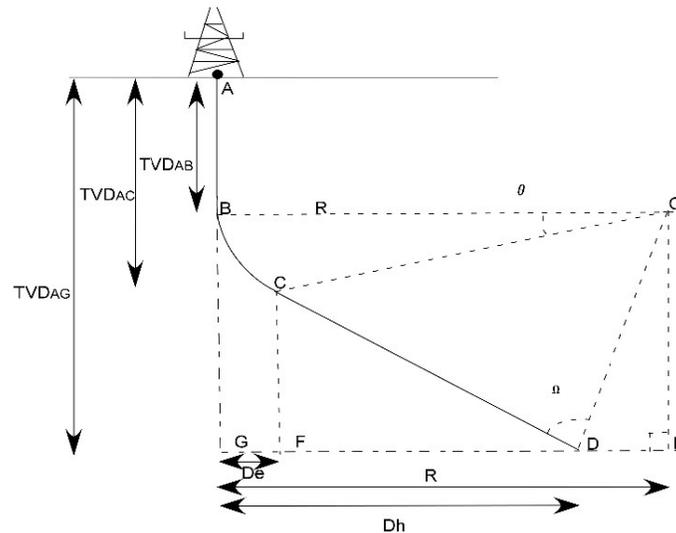


Figura 4.4.0.1: Perfil *Incrementar-Mantener* [18]

Dónde:

TVD ab = distancia de la superficie al KOP

B-D = distancia del KOP al fondo del pozo

Dh = desviación del pozo de la vertical (Desplazamiento horizontal)

TVD ag = profundidad Vertical Verdadera

q = incremento de ángulo ( $^{\circ}/30$  m)

El algoritmo para el cálculo de la trayectoria se presentará en los siguientes capítulos.

### 4.5. Análisis de torque, arrastre y esfuerzos laterales

Se considera como torque o momento de fuerza, a la habilidad de forzar la rotación de un objeto alrededor de un eje, básicamente, es la medida de la fuerza que genera la rotación en un objeto, la letra griega utilizada para denotar el torque es  $\tau$ .

El arrastre por otro lado es definido como la fuerza aplicada en dirección contraria a la del movimiento, dicha fuerza siempre reduce la velocidad de un objeto en movimiento; en perforación se considera como arrastre a la fuerza que incrementa o disminuye el peso de la sarta de perforación, teniendo como un ejemplo: si la sarta está perforando, la dirección del arrastre es del fondo del pozo a la superficie, caso contrario, si la sarta está siendo elevada, la dirección del arrastre será hacia abajo.

El torque y el arrastre en perforación direccional son parámetros muy importantes, los cuales deben ser tomados en cuenta para diseñar la trayectoria y modificar parámetros como las revoluciones por minuto de la barrena o el peso sobre la misma. Dichas fuerzas ocurren cuando existe un contacto entre la sarta y la formación (una preocupación innecesaria en pozos verticales debido a que el contacto entre la formación y la sarta es despreciable) causadas enteramente por la fricción que se genera por dicho contacto.

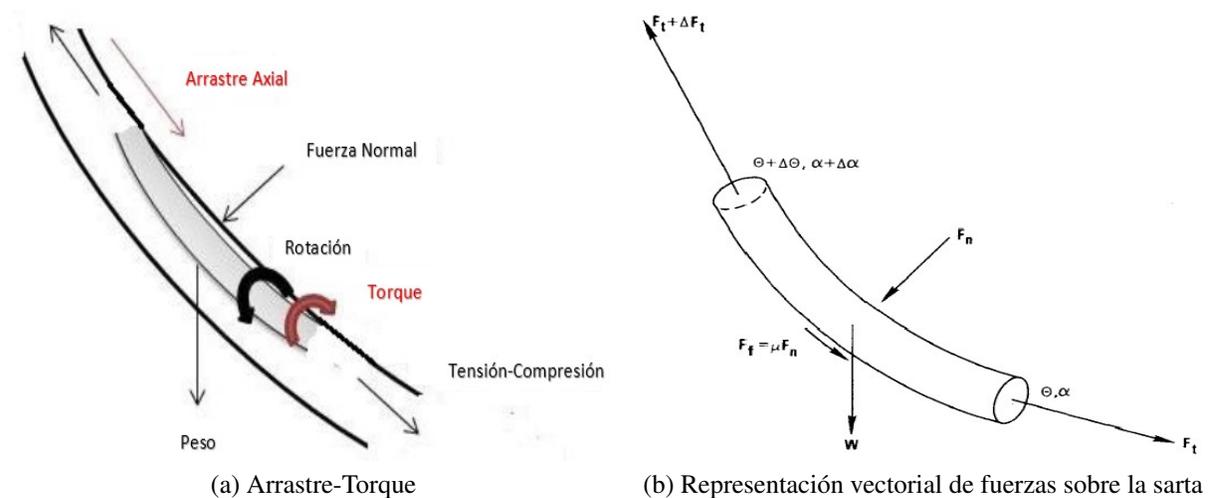


Figura 4.5.0.1: Esfuerzos sobre una sarta de perforación direccional [11]

Al esfuerzo lateral también se le conoce como fuerza de contacto, fuerza de reacción o fuerza normal; definido como la fuerza que ejerce la formación a la sarta de perforación debido al efecto de la gravedad, para poder calcular el torque y el arrastre, la fuerza normal debe

ser calculada en primera instancia. Dicho procedimiento se discute en capítulos posteriores.

## 4.6. Hidráulica

La hidráulica es definida como el sistema de fluido de control en el pozo, durante un estado estático o dinámico, siendo el primero en el momento que el fluido no esté circulando, y el segundo mientras exista circulación. En el pozo desempeña un rol muy activo durante la perforación, la atención a su diseño y mantenimiento permite cumplir los siguientes objetivos:

- Control de presión superficial
- Efecto de flotabilidad a la sarta de perforación
- Remover los recortes en el fondo del pozo, limpiando la barrena e incrementando la velocidad de penetración
- Tamaño de equipos superficiales como son las bombas de lodo
- Evaluación en el incremento de presión del pozo cuando circula el fluido de control

Para que el fluido de perforación pueda cumplir con dichos objetivos, el sistema de bombeo debe ser capaz de superar las caídas de presión acumuladas asociadas al equipo superficial, la sarta, la barrena, el espacio anular y entregar un gasto adecuado que permita transportar los recortes del fondo del pozo a la superficie. Usando un modelo matemático para describir el comportamiento del fluido bajo condiciones dinámicas, resulta en el cálculo de los cambios de presión que tendrá el fluido así como la velocidad de los recortes dentro del fluido en general los modelos más usados en la industria petrolera, son el modelo Newtoniano, Plástico de Bingham y la Ley de Potencias simple y modificada.[3]

Los términos usados los modelos de fluidos son el esfuerzo cortante y la tasa de corte, expresado matemáticamente como:

$$\tau = \mu \gamma \quad (4.1)$$

dónde:

$\tau$  = el esfuerzo cortante

$\mu$  = viscosidad del fluido

$\gamma$ = tasa de corte

Operacionalmente, el esfuerzo cortante y la tasa de corte son directamente proporcionales a la presión de bombeo y al gasto, respectivamente.

Teniendo en cuenta que una de las funciones más importantes del fluido de perforación es el acarreo de recortes del fondo del pozo hasta la superficie, en un pozo ligeramente desviado, el comportamiento del transporte de recortes es en gran medida, similar al de un pozo vertical, sin embargo, en un pozo direccional se presenta un comportamiento totalmente distinto.

En un pozo direccional, si no se cuenta con un diseño adecuado de hidráulica, los recortes tienden a sedimentarse en la parte del pozo que presente una sección de un ángulo pronunciado, causando problemas como un aumento del torque necesario para perforar y que la introducción o levantamiento de tubería dentro del pozo se convierta en un proceso muy complicado.

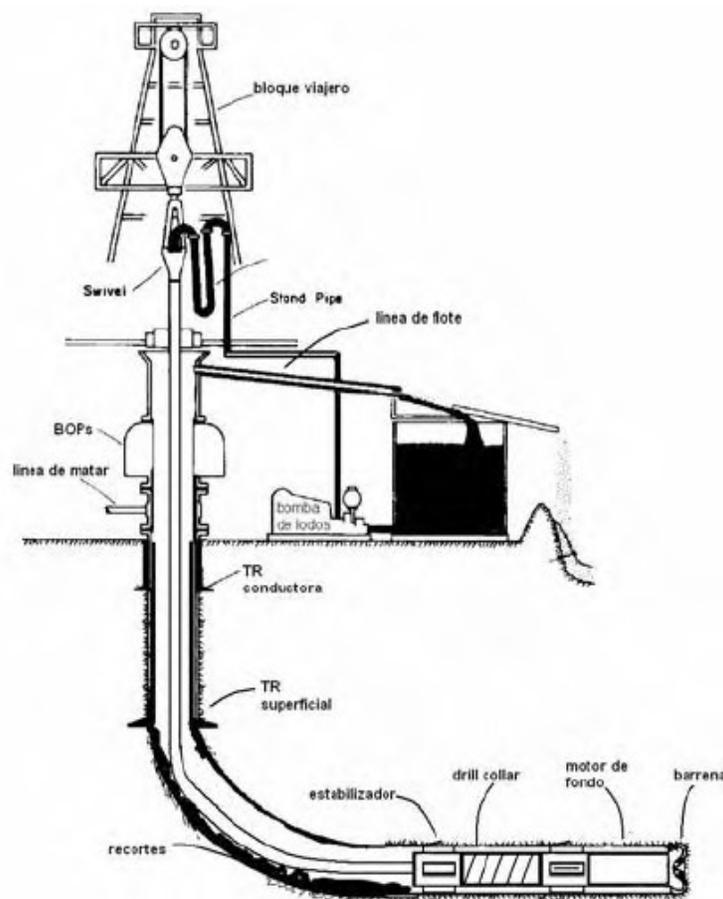


Figura 4.6.0.1: Sedimentación de recortes [14]

### 4.6.1. Fluidos de perforación

Un fluido de perforación se define como una suspensión de sólidos en líquidos con aditivos químicos, los cuales, en general, no describen un comportamiento concreto, es decir, no siguen al menos de una forma rigurosa, ningún comportamiento reológico como los presentados en la Figura 4.6.1.1, además las condiciones de flujo como la presión y la temperatura, así como las velocidades de perforación que se generan en el pozo, generan mayor complejidad al análisis del fluido.

Sin embargo, pueden ser estudiados como fluidos no-newtonianos y no dependientes del tiempo, considerándose como fluidos plásticos de Bingham y pseudo plásticos con y sin Punto de Cedencia.

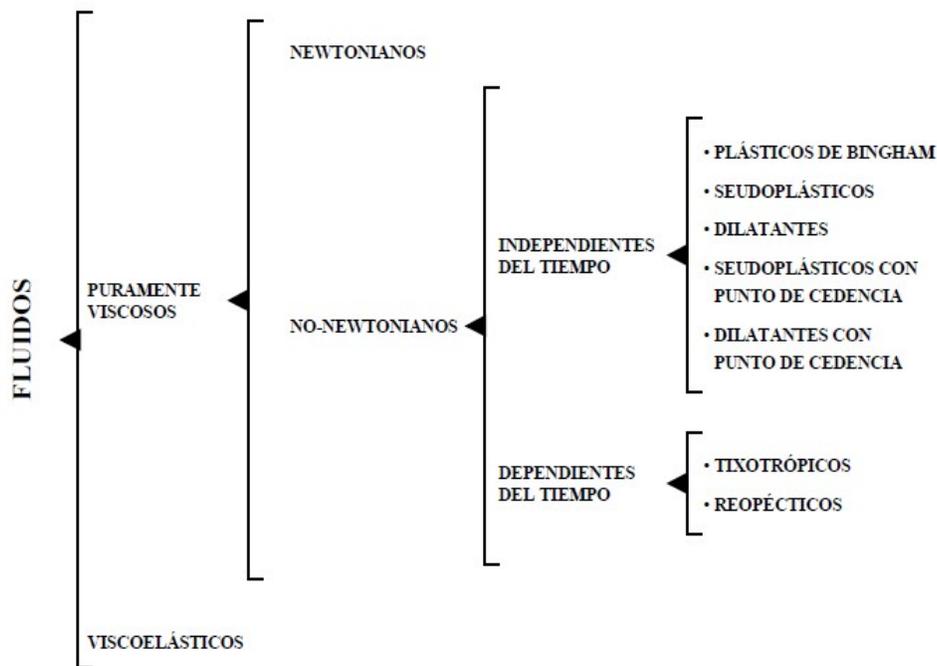


Figura 4.6.1.1: Clasificación reológica de fluidos [28]

Las funciones más importantes del fluido de perforación en el pozo son:

- Control de presión de la formación: bajo condiciones normales de perforación, la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido, debe balancear la presión natural que ejercen los fluidos de la formación mediante la modificación de la densidad del fluido de perforación, sin embargo, si la densidad de este es demasiada, puede fracturar la formación, perdiendo circulación en el proceso y reduciendo presión hidrostática.

Por lo tanto debe calcularse una densidad equivalente de circulación (ECD por sus siglas en inglés) la cual representa la densidad del lodo que puede determinar la presión hidrostática en el fondo del pozo, y que es igual a la presión cuando comienza la circulación. En otras palabras es la presión que siente la formación en el fondo del pozo cuando el lodo está circulando, la ECD es de gran utilidad cuando existen pozos que tienen una estrecha ventana operativa entre el gradiente de poro y de fractura.

- Transporte y acarreo de recortes a la superficie: una función básica del fluido de perforación; se logra mediante el sistema de circulación, y el mantenimiento de propiedades adecuadas de suspensión que aseguran que los recortes no se sedimenten durante intervalos estáticos y propiedades químicas que auxilien a que no exista dispersión de partículas finas que pueden llegar a dañar a la formación y disminuir la eficiencia en la perforación.
- Enfriar y lubricar la barrena: debido a que la barrena y la sarta de perforación giran a un número relativamente alto de revoluciones por minuto, el fluido de perforación ayuda reduciendo la fricción generada por el movimiento y por lo tanto, enfría las herramientas. Además genera un grado de lubricante (especialmente con fluidos base aceite) al movimiento del BHA en ángulos que son creados intencionalmente durante la perforación direccional, previniendo un mayor desgaste en la sarta.
- Proveer información sobre el pozo: teniendo en cuenta que el fluido de perforación está en constante contacto con la formación, revela información substancial sobre lo que está ocurriendo durante la perforación y ayuda como un medio conductor para la transmisión de información de las herramientas que están colocadas en la sarta (herramientas de registros y MWD) del fondo del pozo a la superficie para su posterior interpretación.

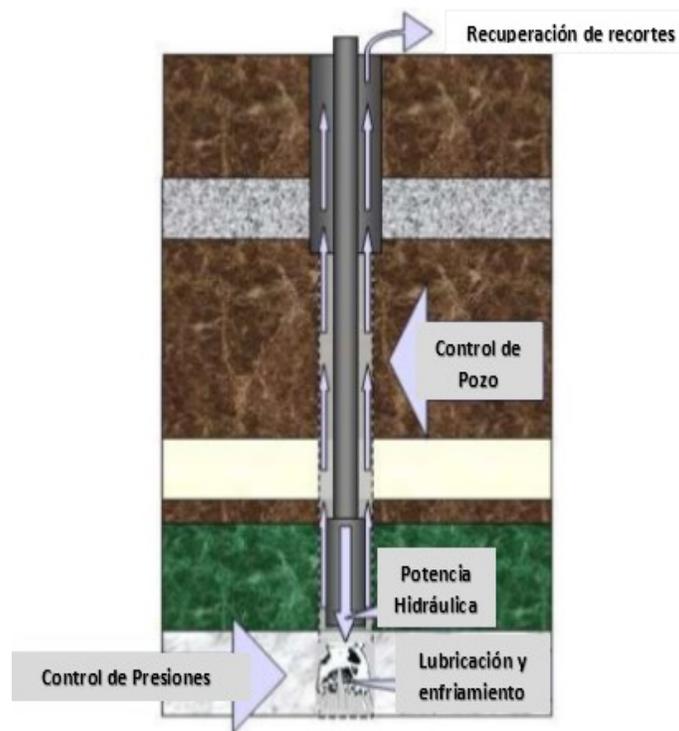


Figura 4.6.1.2: Funciones del lodo de perforación [41]

Finalmente existen diferentes tipos de fluidos de perforación, clasificados con base en su composición y su uso, los tres factores que determinan el tipo de fluido a utilizar para un pozo son: *costo*, *desempeño técnico* e *impacto ambiental*. En general se clasifican de la siguiente forma:

- Fluidos base agua: es el fluido de perforación mayormente utilizado las etapas iniciales en la perforación de pozos (asentamiento de tubería conductora y superficial), pudiendo ser agua salada o agua dulce. Se procederá con dicho fluido hasta que el perforador requiera un cambio completo o parcial en el fluido por las condiciones emergentes del pozo.
- Fluidos base aceite: compuestos por una base que puede ser diesel, aceite mineral, parafinas u olefinas. Un fluido compuesto por una base de aceite a diferencia de uno base agua, genera soluciones a problemas de pozo como son:
  - Formaciones arcillosas que tienden a hincharse al contacto con un fluido base agua.

- Altas temperaturas en el pozo.
- Contaminantes
- Atascamiento de tubería, así como un torque y arrastre excesivo.

Como desventaja a comparación de un fluido base agua, es la reglamentación ambiental que existe en diversos países en el uso de fluidos base aceite, en específico en la disposición de recortes generados.[25]

- Fluidos neumáticos: el aire comprimido o gas, puede ser usado en lugar del fluido de perforación para circular recortes en el pozo, en este caso se tienen tres categorías:
  - Aire o gas.
  - Fluido aireado.
  - Espumas.

Exceptuando casos donde se perfore a través de formaciones de alta presión o que demanden un fluido de densidad muy alta, los fluidos neumáticos tienen las siguientes ventajas:

- Poco o nulo daño a la formación.
- Evaluación rápida de los recortes para presencia de hidrocarburos.
- Prevención de pérdidas de circulación en el pozo.
- Un aumento significativo en el rango de penetración en formaciones duras.

Como desventajas: para el uso de un fluido neumático se necesita de equipo especial como compresores, tanques, válvulas y líneas asociadas al uso de gas o aire para garantizar la seguridad durante la perforación y el manejo de recortes, adicionando que existe un mayor desgaste a la sarta y a la barrena por falta de lubricante.

### 4.6.2. Tipos de Flujo

Durante la perforación de un pozo, el flujo del fluido de perforación en diversas secciones del sistema de circulación, puede presentarse en diferentes regímenes de flujo como se aprecia en la Figura 4.6.2.1, los cuales pueden ser *laminar*, *transicional* y *turbulento*, dependiendo de la magnitud del número de Reynolds indica en qué tipo de régimen se encuentra el fluido en circulación. Para un flujo en tubería, el número de Reynolds está definido mediante:

$$N_{RE} = \frac{\text{Fuerzas de Inercia}}{\text{Fuerzas Viscosas}}$$
$$N_{RE} = \frac{\frac{\rho V^2}{D}}{\frac{\mu V}{D^2}}$$
$$N_{RE} = \frac{DV\rho}{\mu} \quad (4.2)$$

dónde:

$D$  = diámetro de tubería

$V$  = velocidad del fluido en la tubería

$\rho$  = densidad del fluido

$\mu$  = viscosidad del fluido

Una vez calculado el número de Reynolds se procede a verificar en qué tipo de régimen se encuentra el fluido:

- *Laminar*: cuando  $N_{RE} < 2100$
- *Transicional*: cuando  $2100 < N_{RE} < 4000$
- *Turbulento*: cuando  $N_{RE} > 4000$

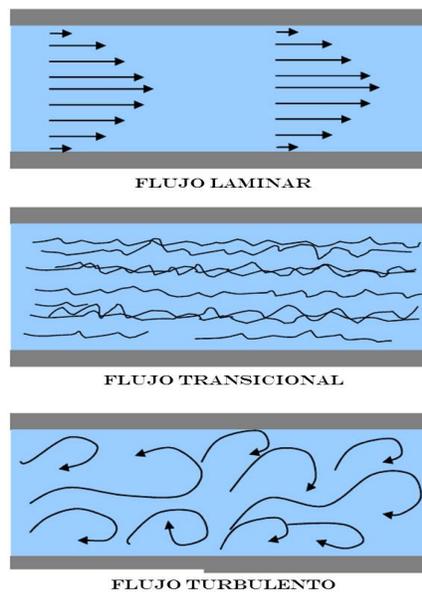


Figura 4.6.2.1: Regímenes de flujo [41]

En general, incrementar la viscosidad de un fluido en un régimen laminar o bien una disminución de la viscosidad en un régimen turbulento, aumenta la eficiencia de limpieza del agujero, siendo de gran importancia tener un régimen fijo al momento de la perforación y no caer dentro de un flujo transitorio, ya que de ser así, la eficiencia disminuye y se comienza a generar una acumulación de recortes en el fondo del pozo.

#### 4.6.2.1. Flujo descendente

Ocurre cuando el fluido de perforación viaja a través de la tubería de perforación impulsado por bombas de suficiente potencia pudiendo ser duplex (acción doble) o triplex (acción simple) para llegar hasta el fondo del pozo y transportar los recortes generados, durante este tipo de flujo es de vital importancia tener conocimiento de la presión real durante la circulación del pozo para la prevención de posibles brotes o pérdidas de circulación durante la perforación.

Durante el viaje del fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena se considera que las caídas de presión son producidas únicamente por la fricción (asociada a la viscosidad del fluido), teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

- La sarta de perforación es 100 % concéntrica
- No existe rotación de la sarta de perforación

- El fluido de perforación es incompresible
- Existe flujo isotérmico

Operacionalmente, las suposiciones anteriores no son totalmente válidas, aunque en la práctica no impactan en gran medida los resultados obtenidos. [28]

#### 4.6.2.2. Flujo laminar

Ocurre cuando las capas individuales de flujo (laminas) tienden a deslizarse una con la otra sin haber un mezclado, en general este régimen de flujo es el predilecto en el espacio anular debido a que resulta en menores pérdidas de presión, reduce la erosión en el pozo y la capacidad de limpieza se ve influenciada por la reología. Para alcanzar un acarreo de recortes eficiente en régimen laminar, debe hacerse un diseño reológico del fluido que favorezca un perfil de velocidad plano, reduciendo el riesgo de que los recortes se deslicen en la pared del pozo o en la tubería de perforación.

En este tipo de régimen, las caídas de presión por fricción se deben únicamente al esfuerzo cortante originado por el deslizamiento de las láminas del fluido, dichas pérdidas pueden ser calculadas mediante la relación de Hagen-Poiseuille (Ecuación 4.3), ampliamente verificada mediante metodología experimental y válida cuando se presente un flujo isotérmico, estacionario e incompresible de un fluido con comportamiento Newtoniano. [28]

$$\frac{dP_f}{dx} = \frac{32V\mu}{g_c D^2} \quad (4.3)$$

dónde:

$\frac{dP_f}{dx}$  = pérdidas de presión debidas a la fricción a lo largo de la tubería

$g_c$  = constante gravitacional

#### 4.6.2.3. Flujo turbulento

Ocurre cuando el fluido fluye en forma caótica a lo largo del canal de flujo, presentando caídas de presión dentro del sistema de circulación mientras exista más turbulencia, adicionalmente, la viscosidad asociada al fluido de perforación que permite generar una mayor eficiencia en el levantamiento de recortes se ve afectada proporcionalmente a dicha turbulencia. Solo se consideran fuerzas de momento (el peso y la velocidad del fluido) las que generan limpieza del agujero, en otras palabras, en flujo turbulento la capacidad de limpieza

es independiente de la reología del fluido y resulta en un perfil de velocidad que al salir de las toberas es plano, proporcionando mayor eficiencia para desplazar los recortes del fondo del pozo, aunque, con la desventaja de mayores caídas de presión debido a la turbulencia.

Otro factor importante para considerar cuando se presenta un flujo turbulento es el efecto de erosión de formaciones blandas o *washout* presentado en la Figura 4.6.2.2 el cual además de reducir la eficiencia de acarreo de recortes, afecta el aislamiento de la zona junto a su cementación, y la calidad en registros geofísicos, por lo tanto, es recomendable evitar en la mayoría de lo posible un flujo turbulento en formaciones que presenten una dureza baja o media.

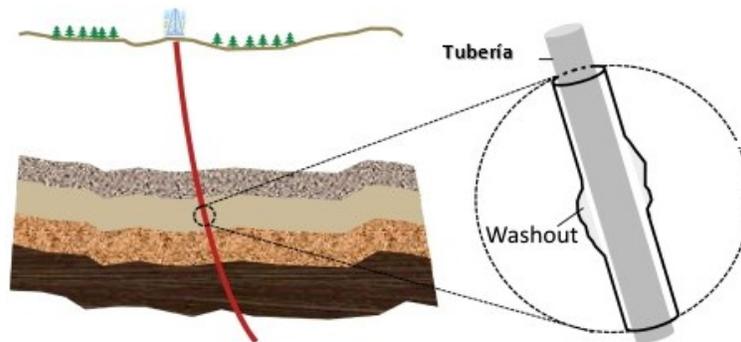


Figura 4.6.2.2: Efecto de *washout* [40]

Para el análisis teórico de las pérdidas de presión por fricción en un flujo turbulento, se utiliza un factor de fricción, el cual es un parámetro adimensional que indica un nivel de esfuerzo cortante en la pared del pozo, definido matemáticamente como:

$$f = \frac{2\tau_w g_c}{\rho V^2}$$

tomando en cuenta que  $\tau_w$  es el esfuerzo cortante en la pared del pozo y está definido como:

$$\tau_w = -\frac{D}{4} \frac{dPf}{dx}$$

por lo que, el factor de fricción está definido por:

$$\frac{dPf}{dX} = \frac{2f\rho V^2}{g_c D} \tag{4.4}$$

La Ecuación 4.4 se conoce como Ecuación de Flemming, definida para un flujo turbulento de cualquier fluido, siempre y cuando el factor de fricción sea determinado apropiadamente. En un régimen laminar se considera que el factor de fricción debe dar el mismo resultado utilizando la Ecuación 4.3 o la Ecuación 4.4, por lo que, si se igualan dichas expresiones, resolviendo para el factor de fricción bajo un flujo laminar, se obtiene:

$$f = \frac{16}{N_{RE}} \quad (4.5)$$

#### 4.6.2.4. Flujo ascendente

Una vez expulsado el fluido de perforación a través de las toberas de la barrena tiene la función de desplazar los recortes generados y transportarlos a través del espacio anular entre la TP y la formación, dicho flujo es de tipo bifásico, debido al contenido de sólidos que el lodo lleva consigo, sin embargo, para efectos de cálculos se considera un flujo monofásico que posea una densidad promedio. Cuando se presenta un pozo vertical, se considera que existe un acarreo uniforme de recortes a lo largo del espacio anular, es decir, que no existen secciones propensas a acumulaciones de recortes siempre y cuando no se tengan zonas heterogéneas por efectos de *washout*.

Caso contrario es con un pozo direccional, donde existen secciones que presentan un ángulo crítico que generan acumulaciones de recortes, así como fenómenos de reciclaje de partículas que impactan la limpieza integral del pozo, una solución para dichos problemas es el uso de un flujo turbulento con una alta velocidad del fluido de perforación, lo que genera una mayor eficiencia en el transporte de recortes.

#### 4.6.3. Limpieza de pozo y factores a considerar

La limpieza y acarreo de recortes es una parte esencial durante la perforación, especialmente cuando se trata de un pozo direccional, dichos problemas por mencionar algunos llegan a ser:

- Reducción en la velocidad de perforación o traducido al inglés como *rate of penetration*
- Incremento en la ECD
- Deterioro en la estabilidad del pozo y en las propiedades del lodo

- Atascamiento de tubería de perforación
- Aumento de torque

Si dichos problemas no son resueltos, la solución final llega a ser el realizar un *sidetrack* y direccionar nuevamente el pozo, perdiendo tiempo y dinero en el proceso.

Existen diversos factores a considerar para la limpieza de pozo; el perforador tiene control sobre algunas y existen otras que son predeterminadas por las condiciones dentro de la perforación. En general la velocidad del fluido en el espacio anular, las propiedades del lodo y la limpieza en el fondo del pozo son vistas como las variables que mayor impacto tienen en la limpieza del pozo. En la Tabla 4.6.1, se presentan una serie de factores a considerar para la limpieza del pozo y el impacto asociado que generan en el proceso.

Factor	Mayor	Moderado	Menor
Velocidad anular	✓		
Reología del Lodo	✓		
Limpieza en fondo del pozo	✓		
Recortes (tamaño, forma, densidad)		✓	
Densidad del lodo		✓	
Tipo del lodo		✓ ( <i>base agua</i> )	✓ ( <i>base aceite</i> )
Rotación de tubería		✓	
Sarta de perforación y tamaño de agujero		✓ (<17½" <i>barrena</i> )	✓ (>17½" <i>barrena</i> )
Dirección de pozo	✓ ( <i>horizontal y direccional</i> )	✓ ( <i>vertical</i> )	

Tabla 4.6.1: Factores en limpieza de pozo [4]

Adicionalmente a los factores previamente mostrados, se debe considerar una velocidad de perforación o ROP (por sus siglas en inglés) adecuada, debido a que una mayor velocidad, resulta en una mayor concentración de recortes en el espacio anular, por lo que es recomendable *no perforar un pozo más rápido de lo que puede ser limpiado*, caso omiso a dicha recomendación provoca problemas durante la operación.

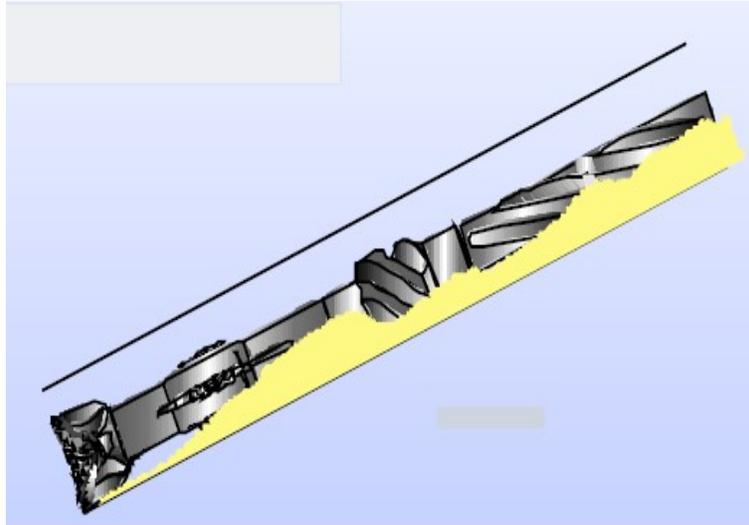


Figura 4.6.3.1: Acumulación de recortes por ROP excesiva [46]

#### 4.6.3.1. Inclinación del pozo y su influencia en el acarreo

Para la limpieza de pozo con base a su inclinación es posible seccionarlo y clasificarlo en tres tipos:

- *Tipo I (secciones verticales  $0^{\circ}$ - $10^{\circ}$ , secciones de baja inclinación  $10^{\circ}$ - $40^{\circ}$ ):* para una sección vertical de  $10^{\circ}$  se ha demostrado experimentalmente [46] que la concentración de recortes en el espacio anular es básicamente la misma que en un pozo de  $0^{\circ}$ , y que para dichas secciones el uso de un fluido de perforación de alta viscosidad otorga una mejor limpieza que uno de baja viscosidad.

Para secciones de  $10^{\circ}$  a  $40^{\circ}$ , se requiere de una velocidad del fluido de perforación en el espacio anular ( $V_a$ ) mayor para alcanzar una mejor eficiencia en el acarreo, sin embargo, debido a la inclinación se tendrá una mayor cantidad de recortes que tienden a caer a las partes bajas del espacio anular, donde son eventualmente levantados por más fluido circulante y desplazados hasta un punto en el cual comienzan a caer de nuevo, dicho fenómeno se conoce como «reciclaje de partícula» como se puede apreciar en la Figura 4.6.3.2, el cual puede ocurrir muchas veces durante la perforación, teniendo como solución un barrido con un fluido altamente viscoso para evitar la continua depositación de los recortes.

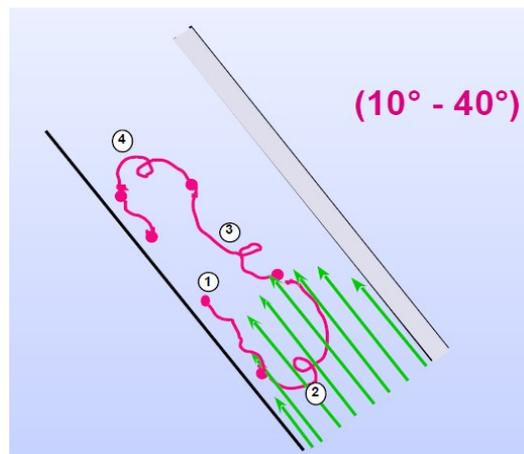


Figura 4.6.3.2: Proceso de *deposición-levantamiento-deposición* [46]

- *Tipo II (secciones de ángulo crítico 40°-60°)*: en secciones mayores a 40° y menores a 60°, los recortes no tienden a «reciclarse» tan fácilmente como en una de baja inclinación, debido a que la gravedad tiende a mantenerlos en la parte baja del pozo. Se considera a dichas secciones inclinadas como críticas debido a que tienden a formarse acumulaciones de recortes (*beds*) que si no son desplazadas adecuadamente pueden derrumbarse para posteriormente acumularse cerca del BHA y generar un atascamiento de tubería.

Para el manejo de los recortes se recomienda un flujo turbulento, capaz de erosionar y desplazar, así como movimientos de altas revoluciones por minuto de la tubería ya que la rotación genera una distorsión mecánica destructiva en las acumulaciones, mejorando aún más la eficiencia de limpieza.

- *Tipo III (secciones de ángulo alto >60°)*: en este tipo de secciones, la formación de acumulaciones es casi instantánea y su espesor dependerá principalmente de la  $V_a$ , sin embargo, dichas acumulaciones poseen una mayor estabilidad y no tienden a derrumbarse, al igual que en una sección de Tipo II, se recomienda el uso de flujo turbulento, debido a que tiende a levantar los recortes por su alta energía y que posee un perfil de velocidad plano, resultando en una mejor limpieza de pozo.

En la Figura 4.6.3.3, se presenta los diferentes tipos de secciones inclinadas contra un incremento de  $V_a$ , que, junto a las tres definiciones brindadas anteriormente, puede argumentarse que las zonas ideales donde hay una limpieza eficiente en el pozo son la uno y dos del esque-

ma. La zona cinco (sin limpieza) indica que la perforación tendrá problemas relacionados a la acumulación de recortes a lo largo de la sarta de perforación y en el fondo del pozo.

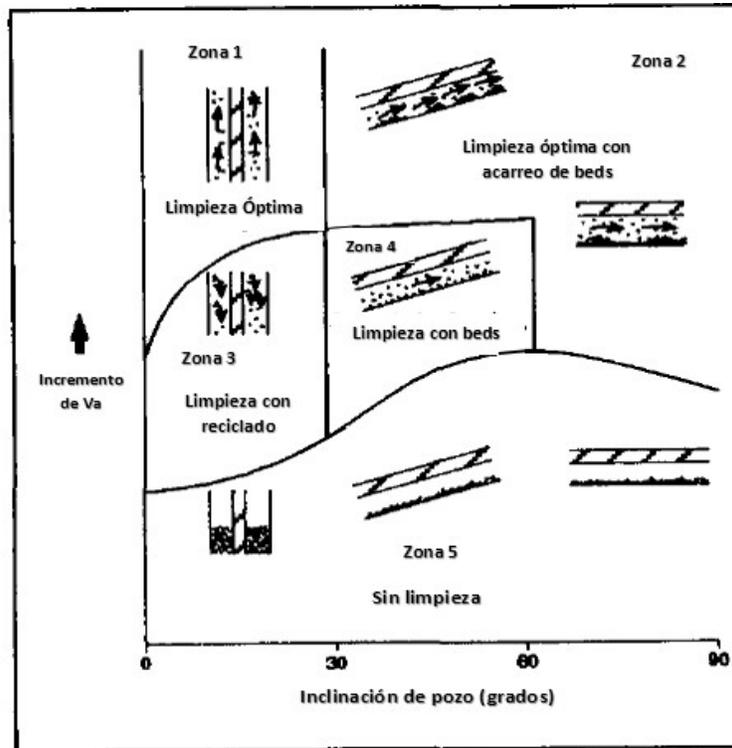


Figura 4.6.3.3: Relación entre la  $V_a$  y la inclinación para recortes del pozo [4]

#### 4.6.3.2. Velocidad del fluido

Como antes se mencionó, la velocidad del fluido de perforación en las distintas secciones del pozo, es uno de los factores más importantes para garantizar una limpieza adecuada, especialmente cuando se trata de un pozo direccional. Cuando la perforación se encuentre en la parte de planeación es imperativo que las bombas de fluido propuestas sean de la potencia y tamaño suficiente para alcanzar la velocidad prevista con el fin de evitar en la mayoría de lo posible la acumulación de recortes.

Para comprender qué es la velocidad del fluido se requiere un análisis matemático sobre las fuerzas a las que estará sometida una partícula de recorte como se observa en la Figura 4.6.3.4 culminando en encontrar una ecuación que describa el movimiento de los recortes en el espacio anular, para realizar dicho procedimiento, se parte de considerar que los recortes tendrán una forma esférica de diámetro  $d_p$ , densidad  $\rho_p$ , en un flujo incompresible, estacionario e isotérmico.

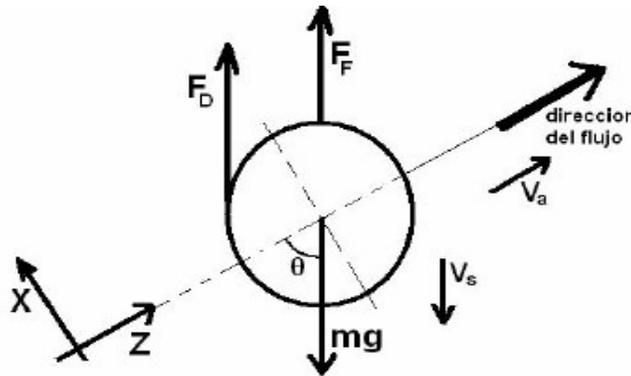


Figura 4.6.3.4: Diagrama de cuerpo libre de partícula [14]

El peso de la partícula en el lodo está dado por:

$$F_g = mg = V_p \rho_p g = \frac{\pi d_p^3}{6} \rho_p g \quad (4.6)$$

La fuerza de flotación ejercida por el fluido hacia la partícula está dada por:

$$F_F = V_p \rho_m g = \frac{\pi d_p^3}{6} \rho_m g \quad (4.7)$$

La fuerza de arrastre que produce una partícula al caer en el fluido es:

$$F_D = \frac{1}{2} C_D \rho_m V_s^2 A_c = \frac{\pi}{8} C_D d_p^2 \rho_m V_s^2 \quad (4.8)$$

dónde:

$\rho_p$  = densidad de la partícula en el fluido

$\rho_m$  = densidad del fluido de perforación

$V_p$  = volumen de la partícula

$V_s$  = velocidad de sedimentación o de caída libre de la partícula

$C_D$  = coeficiente adimensional de arrastre

$A_c$  = área circular

Para dicho caso el coeficiente se calcula como:

$$C_D = \frac{24}{\sqrt{N_{RE}}} + \frac{6}{1 + \sqrt{N_{RE}}} + 0.4 \quad (4.9)$$

Teniendo en cuenta la Figura 4.6.3.4 se concluye que el propio peso del recorte es el que lo lleva a sedimentarse en la pared del pozo, mientras que el arrastre y la flotación le otorgan

un impulso hacía arriba, por lo tanto se pueden aplicar las siguientes ecuaciones (Segunda Ley de Newton):

$$\Sigma F_x = 0$$

$$\Sigma F_z = 0$$

$$\Sigma F_x = (F_D + F_F) \text{sen}(\theta) - mg \text{sen}(\theta) = 0 \quad (4.10)$$

$$\Sigma F_z = (F_D + F_F) \text{cos}(\theta) - mg \text{cos}(\theta) = 0 \quad (4.11)$$

Sustituyendo cualquiera de las ecuaciones (4.10, 4.11) en las ecuaciones 4.6, 4.7 y 4.8 se obtiene:

$$\frac{\pi d_p^3}{6} \rho_m g + \frac{\pi}{8} C_d d_p^2 \rho_m V_s^2 - \frac{\pi d_p^3}{6} \rho_p g = 0$$

$$\frac{g d_p}{3} (\rho_m - \rho_p) + \frac{1}{4} C_D \rho_m V_s^2 = 0 \quad (4.12)$$

Despejando la velocidad de sedimentación:

$$V_s^2 = \frac{4 g d_p (\rho_p - \rho_m)}{3 C_D \rho_m}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{4 g d_p (\rho_p - \rho_m)}{3 C_D \rho_m}} \quad (4.13)$$

Finalmente, para determinar la velocidad que tiene la partícula en el espacio anular al momento de ser arrastrada por el fluido de perforación, basta con sumar la velocidad del fluido en el espacio anular y la velocidad de sedimentación:

$$\bar{V}_p = \bar{V}_a + \bar{V}_s \quad (4.14)$$

La velocidad de sedimentación se expresa de forma vectorial como:

$$\bar{V}_s = -i|V_s|sen(\theta) - k|V_s|cos(\theta) \tag{4.15}$$

Agrupando las ecuaciones 4.14 y 4.15:

$$\bar{V}_p = -i|V_s|sen(\theta) + k(|V_a| - |V_s|cos(\theta)) \tag{4.16}$$

La ecuación 4.16 representa la velocidad con el cambio de ángulo, aplicable en un intervalo de 0° a 90°, si se tiene un pozo vertical, la ecuación se reduce a:

$$\bar{V}_p = k(V_a - V_s) \tag{4.17}$$

La eficiencia en el transporte de recortes para un pozo vertical se calcula mediante:

$$\varepsilon_T = \frac{V_p}{V_a} \tag{4.18}$$

Para un pozo direccional, la eficiencia en el transporte considera la velocidad del fluido en el espacio anular ( $V_a$ ), la velocidad de la partícula ( $V_p$ ) y la componente radial de la velocidad de esta, en la Figura 4.6.3.5 se puede apreciar las diferentes eficiencias que se pueden presentar con base a diferentes velocidades del fluido de perforación.

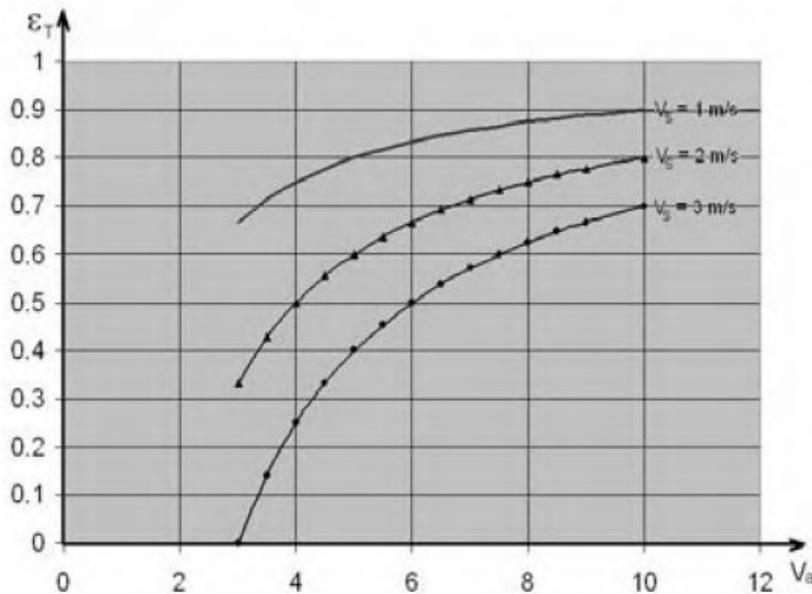


Figura 4.6.3.5: Eficiencia de transporte contra velocidad de fluido en espacio anular [14]

Entre mayor eficiencia de transporte exista en el espacio anular, menor es la acumulación

de sedimentos en la tubería durante la perforación.

#### 4.6.3.3. Velocidad de perforación

Como se discutió anteriormente, la velocidad de perforación o ROP, es la velocidad en la cual la barrena puede cortar o fallar la roca que tiene debajo, haciendo el pozo más profundo, en general la ROP puede expresarse como distancia por unidad de tiempo (pies por hora o metros por hora) o bien, el tiempo por distancia perforada (minutos por pie o minutos por metro).

Para realizar la medición de la velocidad de perforación, antaño se hacía uso de un registro de perforación o *geolograph*, el cual cuantifica mecánicamente la profundidad y la dibuja sobre un plano, generando una relación entre tiempo y profundidad perforada. En la actualidad se hace uso de sistemas de cómputo y codificadores digitales, los cuales se encuentran colocados en una parte de la plataforma, moviéndose en proporción al movimiento de la sarta de perforación.

Teniendo un registro adecuado de la velocidad de perforación es de gran utilidad como la primera fuente de información del pozo, que puede usarse para correlaciones de pozos vecinos, como se observa en la Figura 4.6.3.6, se compara contra un registro de rayos gamma o SP, determinando las estructuras geológicas que ayudan a predecir el intervalo productivo.

En general se considera que al tener una alta ROP, se tiene una mayor eficiencia en la perforación, sin embargo, dicha idea es errónea, ya que solamente es uno de muchos parámetros (calidad del pozo, dirección adecuada, control de vibraciones, limpieza de agujero, etc.) que influye en la eficiencia total de la perforación y por consiguiente, el hecho de que exista una mayor ROP durante la perforación no indica que se está generando un beneficio directo a la perforación y mucho menos a mejorar la calidad final del pozo. [31]

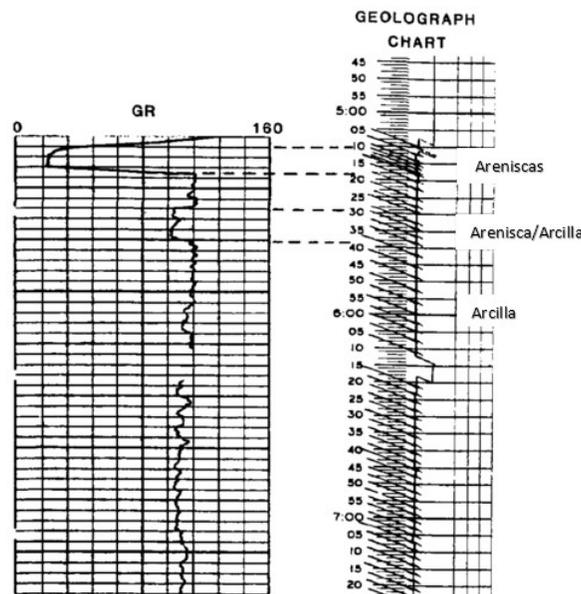


Figura 4.6.3.6: Correlación entre rayos gamma y ROP [2]

#### 4.6.3.4. Excentricidad de la tubería

La excentricidad de una tubería, expresada usualmente como un porcentaje, es un término que describe la desviación del centro de una tubería dentro de otra o bien, dentro del agujero mismo, por ejemplo: una tubería que posee una excentricidad del 100% se encuentra perfectamente centrada contra la pared del pozo o de la tubería, caso contrario, si dicha tubería posee 0% de excentricidad, significa que se encuentra perfectamente concéntrica. En la Figura 4.6.3.7, se puede apreciar dicho ejemplo.



Figura 4.6.3.7: Excentricidad de tubería [5]

Operacionalmente es muy improbable que un pozo sea totalmente concéntrico y uniforme a lo largo de su trayecto, especialmente en pozos direccionales, en donde la tubería tiende a «recargarse» en las secciones de ángulos críticos, creando excentricidades extremas, adicio-

nalmente, la excentricidad tiende a variar a lo largo de las secciones en la sarta de perforación y depende de factores como la profundidad del pozo, peso sobre la barrena y la inclinación.

El estudio de la excentricidad se vuelve de gran importancia en pozos direccionales, para estimar el desgaste en tubería de revestimiento y en la sarta de perforación, la pérdida de presión en el espacio anular (el gradiente de pérdida de presión en el espacio anular disminuye con el incremento en la excentricidad)[5] y el aspecto más importante: para la limpieza de recortes en secciones de ángulo crítico, tomando en cuenta que *en un espacio anular excéntrico, el fluido fluye preferentemente a través del espacio anular más grande*. Y que por lo tanto, la excentricidad influye de manera directa en la velocidad del fluido de perforación en el espacio anular y por consecuencia, en la limpieza uniforme del pozo.

La excentricidad se define en la Ecuación 4.19

$$\varepsilon = \frac{e}{R_o - R_i} \quad (4.19)$$

dónde:

$e$  = desplazamiento de la tubería interior desde el eje de la tubería exterior

$R_o, R_i$  = radio interno de la tubería exterior y radio externo de la tubería interior respectivamente

#### 4.6.3.5. Tipo de recortes

Un recorte se define como una pequeña pieza de roca que ha sido cortada o fallada mientras se está perforando la formación, dicho recorte es transportado por la corriente de lodo desde la barrena hasta la superficie. El análisis de dichos recortes es de gran importancia ya que generalmente son los únicos datos físicos litológicos inmediatos que pueden obtenerse de la formación y pueden ser un apoyo para las siguientes actividades:

- Evaluación de la formación (dureza, contenido de fluidos, tamaño de grano, tipo de roca, etc.)
- Descripción de una parte del yacimiento y de su litología
- Correlaciones geológicas e identificación de la formación
- Correlación con registros geofísicos de pozos

Una vez obtenida toda la información posible de los recortes generados, son catalogados como residuos en gran medida por la toxicidad que contienen, debido al contacto que tuvieron con fluidos de la formación, el fluido de perforación (especialmente fluido tipo aceite) y todos los minerales que los componen como se puede apreciar en la Figura 4.6.3.8, por lo tanto, se requiere de un correcto sistema de almacenamiento (confinamiento), transporte y tratamiento.

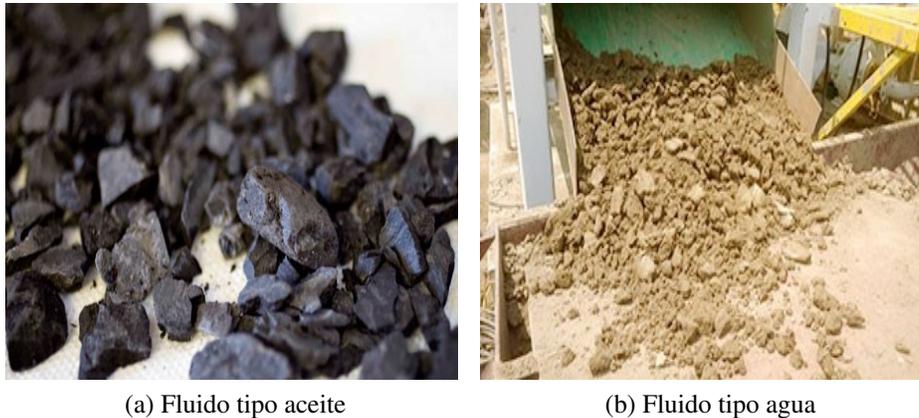


Figura 4.6.3.8: Generación de recortes de distintos fluidos de perforación [2]

Durante las etapas de perforación se generan grandes cantidades de recortes. En un pozo típico de 5000 m de profundidad, se pueden generar hasta 4000 barriles de recortes[30] los cuales tienen una composición en gran parte de arenas, arcillas, minerales y los aditivos que trae consigo el fluido de perforación. El volumen de recortes generado tiene una relación directa con la profundidad y el diámetro del pozo, por lo tanto puede argumentarse que se presenta un mayor volumen de residuos durante las etapas iniciales de la perforación, debido al uso de tuberías de mayor diámetro.

La clasificación de los recortes tiene relación directa con los tipos de hidrocarburos, los compuestos orgánicos e inorgánicos, así como el tipo de fluido de perforación que se usó en la perforación:

- Recortes de perforación base agua
  - Hidrocarburos de fracción pesada (benceno, tolueno, etc.)
  - Hidrocarburos de fracción media (C10 al C25)
  - Hidrocarburos de fracción ligera (C5 al C10)
- Recortes de perforación base aceite

- Constituyentes inorgánicos (metales)
- Hidrocarburos de fracción pesada, media y ligera

#### **4.6.3.6. Rotación de la tubería y el espacio anular**

En pozos direccionales la rotación de la sarta de perforación a altas revoluciones permite un método efectivo para causar una distorsión mecánica a las acumulaciones de recortes en secciones de ángulo crítico, con el fin de reintroducirlas a la corriente de lodo en el espacio anular. Los siguientes puntos relacionados a la rotación de la sarta son de importante consideración: [4]

- La rotación de la sarta en sentido horario es la más preferida para la limpieza
- La rotación por secciones de la sarta provee un efecto más eficiente para el acarreo de recortes
- La rotación en sentido antihorario es la menos efectiva para causar movimiento de los recortes, adicionalmente puede causar que el agujero se vuelva de mayor diámetro y solo debe ser usada como último recurso
- La rotación de la sarta en pozos verticales tiene menor eficiencia de limpieza que en uno direccional
- En un pozo horizontal, la rotación de la sarta debe ser minimizada ya que mejora la calidad del pozo y minimiza el daño a la formación durante la perforación.

La desventaja de la rotación de la sarta, es la generación de torque y arrastre, como se discutió anteriormente, dichos parámetros incrementan en un pozo direccional, por lo tanto, deben tenerse consideraciones apropiadas para solucionar o minimizar la acumulación de dichas fuerzas.

Una solución a dicho problema es el uso de protectores en la sarta de perforación, los cuales se pueden observar en la Figura 4.6.3.9, pueden estar compuestos de acero o goma y se encuentran anexados a la pared de la tubería, generando una protección a la sarta durante secciones de ángulo alto o crítico y en patas de perro.



Figura 4.6.3.9: Protectores de sarta [11]

## 4.7. Control de la desviación de la trayectoria planeada

Durante la perforación de un pozo direccional, es muy improbable generar una trayectoria que coincida en un 100% con la que se planeó originalmente, sin embargo, el control de la desviación es uno de los elementos fundamentales que garantiza llegar a la zona objetivo, así como la calidad y la utilidad del pozo. Dicha necesidad de control es lo que ha forzado en gran medida a la industria petrolera a producir herramientas y métodos para identificar en dónde se encuentra el pozo y su trayectoria durante la perforación.

Es por este motivo que diversas compañías petroleras de servicios ofrecen herramientas para desviar y controlar un pozo a la zona objetivo, midiendo parámetros como la inclinación o el azimuth en el proceso. Tener un control adecuado de desviación en el fondo del pozo mediante el BHA, permite mantener una trayectoria similar a la planeada y minimizar la generación de patas de perro que impiden las corridas de tubería dentro del pozo. Existen tres técnicas básicas mediante el BHA para ayudar a controlar la desviación del pozo:

1. Utilizar un montaje pendular (Figura 4.7.0.1): consiste en la barrena, lastra-barrena y estabilizadores colocados estratégicamente, disminuyendo el incremento angular. Estrictamente el péndulo en el BHA es la parte que se encuentra entre la barrena y el punto más bajo de contacto entre la lastra-barrena y la pared del pozo. En la práctica el montaje pendular se refiere al arreglo en que el estabilizador centra la lastra-barrena en el pozo en algún punto por encima de la barrena.



Figura 4.7.0.1: Montaje pendular [42]

2. Utilizar un montaje de fondo empacado o *Packed Bottom* (Figura 4.7.0.2): consiste en escariadores, estabilizadores y lastra-barrenas de diámetro largo que permiten «fijar» la barrena para un mantenimiento en el ángulo de perforación. Sin embargo, dicho ensamblaje requiere un conocimiento adecuado de las características de la formación a perforar, ya que las lastra-barrenas pueden llegar a un incremento en el torque, reducción del peso en la barrena (WOB), erosión acelerada en el pozo y un espacio anular reducido, el cual puede generar problemas si se necesita realizar alguna operación de pesca.

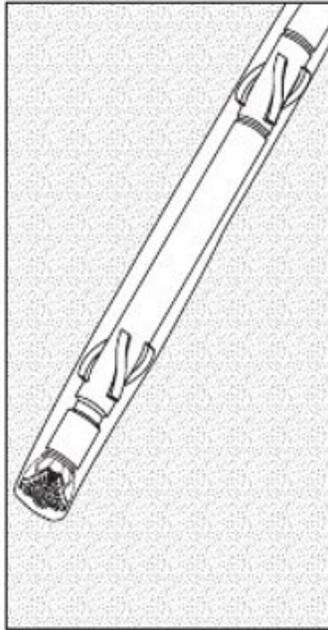


Figura 4.7.0.2: Montaje de fondo empacado [42]

3. Usar herramientas direccionales: motores de fondo, RSS, etc.

La técnica para elegir depende de las necesidades del perforador, las herramientas disponibles, la complejidad de la trayectoria planeada y los aspectos económicos dentro de la perforación.

#### 4.7.1. Causas de la desviación

Como se discutió anteriormente, durante la perforación de un pozo direccional, horizontal e inclusive vertical, es muy difícil igualar la trayectoria durante la perforación a la planeada originalmente como se puede apreciar en la Figura 4.7.1.1, ya que es un fenómeno complejo el mantener una barrena con precisión en la inclinación y azimuth previamente diseñados.

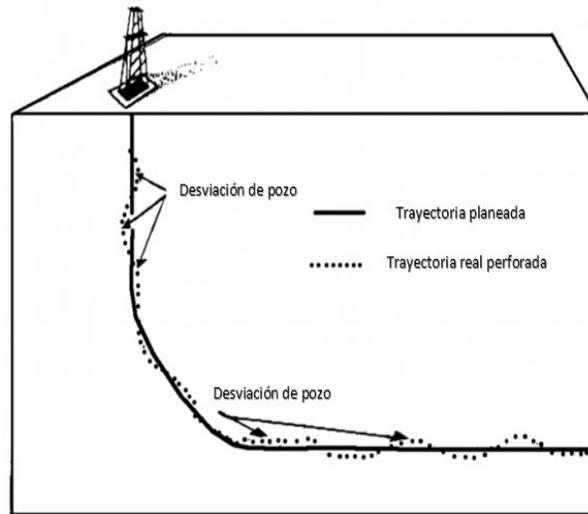


Figura 4.7.1.1: Desviación de trayectoria [2]

Dicha complejidad se debe a que la barrena y el BHA se encuentran sujetos a diversas interacciones mecánicas de las formaciones geológicas, las cuales son difíciles de predecir y cuantificar, teniendo un efecto adverso en la trayectoria del pozo.

Las desviaciones pueden ser más o menos pronunciadas y deben estar establecidas dentro de un límite que garantice que el pozo puede llegar al objetivo. Es importante mencionar que así como existe la desviación controlada, existe la desviación espontánea, en concepto, la diferencia es que la primera se obtiene mediante cálculos precisos y herramientas adecuadas, mientras que la segunda es una desviación al azar que puede estar determinada por las siguientes causas:

- Formaciones geológicas heterogéneas y ángulo de entrada del pozo
- Características de la sarta de perforación, específicamente el diseño del BHA
- Estabilizadores (ubicación, número y apertura)
- WOB
- Inclinación del pozo
- Tipo de barrena y su diseño mecánico (perfil de barrena, características hidráulicas, ubicación de dientes y número, tamaño, etc.)
- Hidráulica del pozo y limpieza de agujero

### 4.7.2. Anisotropía de la roca

La anisotropía de la roca, entendiéndose como el cambio dramático en cualquier dirección de sus propiedades físicas y químicas con base a cierta escala (Figura 4.7.2.1). Modifica las interacciones entre la roca-barrena y la barrena-sarta, generando problemas durante la perforación, por ejemplo, en un pozo direccional, si existen formaciones intercaladas entre una dureza alta/baja y baja/alta, conlleva a un alto grado de tortuosidad en el pozo, lo cual induce a que ocurra una gran cantidad de torque y arrastre, así como el desgaste de la sarta de perforación.

Sin embargo, el principal problema que se presenta en formaciones anisotrópicas es el control de la trayectoria y las desviaciones espontáneas ocurridas en el pozo. Dichas desviaciones causadas por la anisotropía son separadas en dos fenómenos, la primera desviación es causada por la interacción entre la roca-barrena (dependiente de factores como perfil de la barrena, WOB, ángulo de entrada, etc.) y la segunda es generada cuando los diferentes estabilizadores en el BHA se «deslizan» a través de la primera desviación. [9]

Para contrarrestar dichos fenómenos se debe prestar atención al diseño del BHA, número de estabilizadores y el direccionamiento a la barrena, así como el uso de un modelo geológico que para ciertas condiciones de perforación, considere la posible anisotropía de la formación.

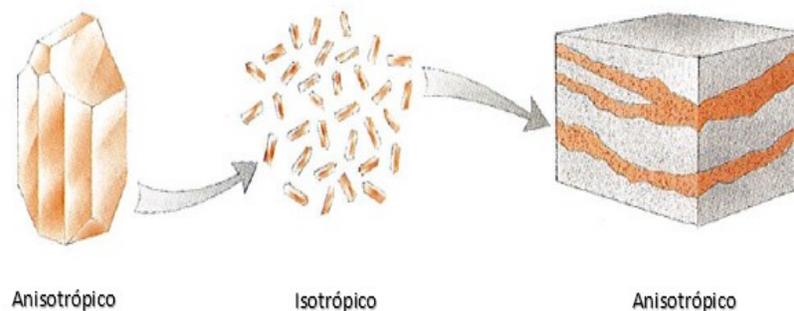


Figura 4.7.2.1: Anisotropía dependiente de la escala [44]

### 4.7.3. Litología

La litología entendiéndose como una parte de la geología que estudia detalladamente las características de las rocas que se presentan dentro de una formación geológica, es una parte fundamental dentro de la planeación de la perforación, junto a un estudio sísmico y los datos

geológicos recolectados de un área de interés puede determinarse la columna geológica a la que se espera llegar durante la perforación.

Tener el conocimiento de las formaciones geológicas durante la trayectoria del pozo permite tener certeza sobre la existencia de zonas que presenten presiones anormales que complican en gran medida la perforación cuando se atraviesan, así como índices de una *mala compactación* como se puede apreciar en la Figura 4.7.3.1. La cual se origina cuando se interrumpe un proceso de compactación «normal» (balance entre el peso de los sedimentos y la capacidad de la formación de expeler fluidos) y la no expulsión de fluidos de los poros de la roca, represionándose por los efectos de sobrecarga, dando lugar a la presión anormal.

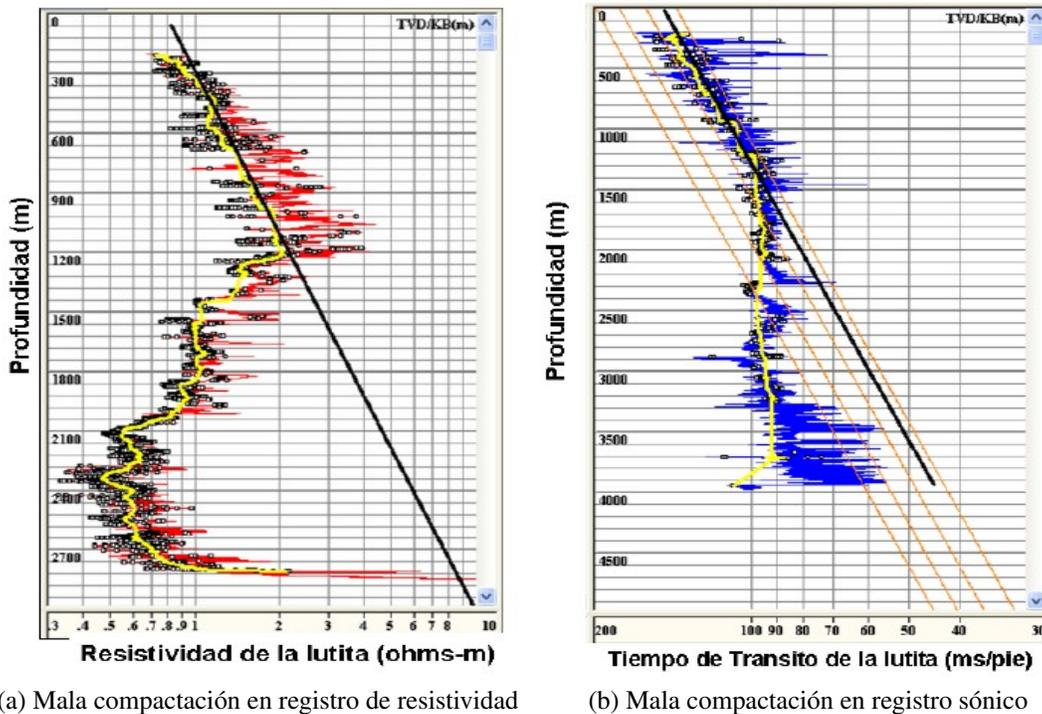


Figura 4.7.3.1: Registros geofísicos obtenidos de lutitas del terciario en México [49]

A su vez, la litología es fundamental para cualquier estudio de caracterización del yacimiento, ya que las características físicas y químicas de la roca afectan drásticamente las mediciones que genera una herramienta para una cierta propiedad (saturación, porosidad, resistividad, dureza, etc.). Para generar un estudio litológico puede hacerse de dos formas:

- Método directo: es la obtención física de una muestra del yacimiento (núcleo), y la manera más confiable de determinar la litología del yacimiento y el tipo de roca, sin

embargo, la obtención de dicha muestra usualmente no es tarea fácil, ya que obtener solo una en superficie no siempre resulta en representar todo el yacimiento y en formaciones no consolidadas, el tamaño de muestra se reduce aún más conforme va subiendo a través del pozo volviendo difícil determinar el tipo de roca, pero aun factible para determinar la litología.

En perforación direccional una solución para la obtención de una muestra representativa de la formación de interés (especialmente en un pozo exploratorio) es el uso de un agujero *bypass*, el cual consiste en usar un *whipstock* varios metros arriba de la perforación direccional, crear una ventana y obtener una muestra a lo largo de la zona de interés.

- Método indirecto: si no se dispone de una muestra física, se debe hacer uso de registros geofísicos, que correlacionados con estudios geológicos y sísmicos permitan obtener las propiedades litológicas de la formación de interés. Aunque debe tomarse en cuenta que la fiabilidad de los resultados obtenidos está completamente ligados a factores como la calidad en las herramienta, la capacidad de interpretar la información y la habilidad del operador.

#### 4.7.4. Sarta de Perforación

La sarta de perforación es la unión de herramientas y componentes, de mayor relevancia para la perforación, siendo la conexión entre la torre de perforación y la barrena, además de auxiliar para los siguientes propósitos:

- Proveer un conducto para el flujo del fluido de perforación a través de la tubería de perforación (TP)
- Generar un movimiento rotatorio a la barrena
- Permitir que haya peso sobre la barrena
- Bajar y subir herramientas dentro del pozo

Típicamente, la sarta de perforación consiste primordialmente de una tubería de perforación (convencional o pesada (HWDP)) y el BHA [3], como se puede apreciar en la Figura 4.7.4.1. El BHA generalmente está compuesto por las siguientes herramientas:

- *Drillcollar* o lastra-barrena: son tuberías de espesor grueso que se usan para brindar peso a la barrena y rigidez a la sarta de perforación.
- Estabilizadores: tienen la función principal de mantener la dirección programada en el pozo y evitar el pandeo en la sarta de perforación, sea en un pozo vertical o direccional, típicamente pueden ser herramientas fabricadas con tres aletas integradas.
- Escariadores: son herramientas que permiten reparar el diámetro interno de la tubería de perforación, removiendo depósitos de sedimentos, irregularidades o una deformación ligera.
- Herramientas LWD y MWD: como anteriormente se discutió, generan información en tiempo real del fondo del pozo a la superficie para su interpretación y posterior análisis.
- Motor de fondo o RSS: dependiendo de las necesidades del operador, se pueden agregar al BHA para mantener un control apropiado de la trayectoria.
- Barrena: es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación rotatoria

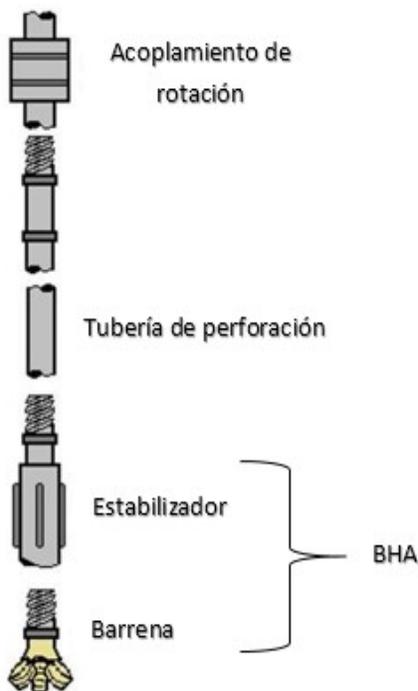


Figura 4.7.4.1: Esquema simplificado de una sarta de perforación [2]

El diseño de la sarta de perforación significa la determinación de longitud, peso y el grado de la tubería para usar durante la perforación, para un pozo direccional se hace uso de los siguientes criterios:

- **Colapso:** el criterio que usualmente se usa para el diseño por colapso es un DST o *Drill Stem Test* la cual es una prueba de formación efectuada con la sarta de perforación adentro del pozo que permite encontrar una presión de colapso, definido como:

$$P_c = \frac{L * \rho_1}{19.251} - \frac{(L - Y) * \rho_2}{19.251} \quad (4.20)$$

dónde:

$P_c$  =presión de colapso (psia)

$Y$  =profundidad del fluido de perforación adentro de la TP (ft)

$L$  =TVD del pozo (ft)

$\rho_1$  =densidad del fluido de perforación afuera de la TP (lb/gal)

$\rho_2$  =densidad del fluido adentro de la TP (lb/gal)

Una vez determinada la presión de colapso, se procede a calcular un factor de diseño:

$$FD = \frac{\text{resistencia al colapso de TP}}{P_c} \quad (4.21)$$

con base al resultado de la Ecuación 4.21, se hace un aumento al diseño original para prevenir el colapso.

- *Tensión*: si la sarta en algún momento de la perforación llega a quedar atorada por una pata de perro o mala limpieza de pozo, el perforador debe saber cuánta tensión o «tirón» puede ser aplicada a la sarta sin llegar al punto de cedencia de la tubería de perforación. Dicha fuerza (P) en la sarta de perforación ocurre en su punto más alto, definido como:

$$BF = 1 - \left( \frac{MW}{65.5} \right) \quad (4.22)$$

$$P = [(L_{dp} * W_{dp} + L_{dc} * W_{dc}) * BF] \quad (4.23)$$

dónde:

$BF$  = factor de flotabilidad (compensación de pérdida de peso en la sarta por la inmersión en el fluido de perforación)

$MW$  = Densidad del fluido de perforación en uso (lb/gal)

$L_{dp}$  = longitud de la TP (ft)

$W_{dp}$  = peso de la TP por unidad de longitud (lb)

$L_{dc}$  = longitud de lastra-barrena (ft)

$W_{dc}$  = peso de lastra-barrena (lb)

En un diseño de sarta por tensión, debe prevenirse llegar al punto de cedencia de la tubería ya que puede causar una elongación no reversible, por consecuente, se hace uso de una carga máxima de diseño ( $P_a$ ) calculada como:

$$P_a = 0.9 * P_t \quad (4.24)$$

dónde:

$P_a$  = carga máxima de diseño en tensión (lb)

$P_t$  = carga de cedencia teórica encontrada en tablas de TP del API (*American Petroleum Institute*) (lb)

0.9 = constante de relación del punto de cedencia

Finalmente una vez calculada  $P$  y  $P_a$  se procede a calcular los siguientes parámetros:

$$MOP = P_a - P \quad (4.25)$$

$$FD = \frac{P_a}{P} \quad (4.26)$$

dónde:

$MOP$  = margen de levantamiento o «margen de tirón» (lb)

$FD$  = factor de diseño por tensión

Una vez calculados los parámetros anteriores, se procede a utilizar una ecuación final de diseño que dará por resultado una longitud esperada de la sarta de perforación:

$$L_{dp} = \frac{P_t * 0.9 - MOP}{W_{dp} * BF} - \frac{L_{dc} W_{dc}}{W_{dp}} \quad (4.27)$$

Para una configuración del BHA, es decir, las herramientas a colocar o el orden de estas, depende de diversos parámetros (trayectoria planificada, formación a perforar, herramientas disponibles, WOB y ROP previstas, ángulo de desviación, etc.) aunque generalmente se pueden presentar las siguientes configuraciones adicionando al montaje pendular y de fondo empacado: [22]

- Montaje rotatorio
- Montaje direccional
- Montaje con motor de fondo y *Bent Sub*

Una vez seleccionada la configuración apropiada para la perforación, se procede a realizar el diseño del BHA, el cual considera que la lastra-barrena es la única herramienta que evita el

«pandeo» o *buckling*, aunque es importante mencionar que existen otros diseños que consideran tubería pesada o la combinación de ambos para evitar dicho efecto (Figura 4.7.4.2).

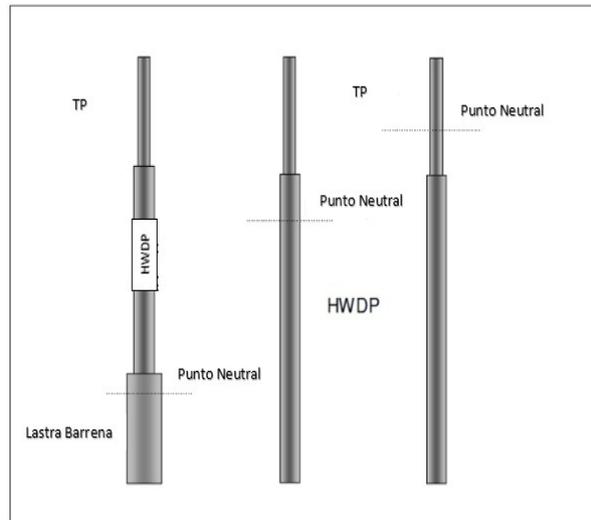


Figura 4.7.4.2: Diseños de BHA [22]

1. *Calculo del peso de lasta-barrena para obtener un WOB deseado en el pozo direccional:*

$$W_{dc} = \frac{WOB * FD}{BF * \cos(\theta)} \quad (4.28)$$

dónde:

$FD$  = factor de diseño, recomendable usar 0.25 o 25 %

$\theta$  = ángulo de inclinación del pozo

$WOB$  = peso deseado en la barrena (lb\*1000)

2. *Calculo del punto neutral:* el punto neutral (NP) es un punto imaginario colocado a través de la sarta en donde el esfuerzo cambia de ser de compresión a tensión, operacionalmente, el NP no se encuentra fijo a lo largo de la perforación, debido a que es proporcional al WOB, por lo tanto existe una «zona de transición» en donde se experimentan esfuerzos alternos de compresión y tensión. Para un diseño de BHA con lasta-barrena, el punto neutral debe estar colocado en dicha herramienta, donde podrá permanecer cuando esfuerzos imprevistos se presenten.

El punto neutral está dado por:

$$L_{NP} = \frac{WOB}{W_{DC} * BF * \cos(\theta)} \quad (4.29)$$

3. *Cálculo de longitud de lastra-barrena para alcanzar un WOB deseado en pozos verticales:*

$$L_{dcv} = 1.15 * \frac{WOB}{(BF * W_{dc})} \quad (4.30)$$

Para pozos direccionales:

$$L_{dc} = \frac{L_{dcv}}{\cos(\theta)} \quad (4.31)$$

El factor de diseño de 0.15 (15%) garantiza que el punto neutral está en la sección de la lastra-barrena, por lo tanto no es necesario calcularlo.

4. *Cálculo de la rigidez en el BHA:* el aparejo de fondo debe poseer suficiente rigidez para estabilizar todo el BHA, optimizando ROP y previniendo la formación de ojos de llave y patas de perro, operacionalmente, entre más larga sea la lastra-barrena, mayor rigidez tendrá el BHA, para calcular un coeficiente de rigidez se hace uso de la siguiente ecuación:

*Coficiente de rigidez = momento de inercia \* módulo de Young*

$$Coficiente\ de\ rigidez = \pi(OD^4 - ID^4)/(64 * 30.000.000) \quad (4.32)$$

5. *Cálculo del Coeficiente de Resistencia a la Flexión (BSR):* el BSR es la relación de la rigidez de flexión relativa de la caja al piñón, para una conexión en el BHA, el coeficiente es usado primordialmente como un indicador aproximado, de la conveniencia de una conexión entre dos componentes dentro del BHA, teóricamente, un alto BSR acelera la falla en el piñón, mientras que un valor bajo de BSR, acelera la falla de la caja (Figura 4.7.4.3). El coeficiente está dado por:

$$BSR = \frac{Z_{caja}}{Z_{piñon}} = \frac{\frac{(D^4 - b^4)}{D}}{\frac{(D_{rg}^4 - d^4)}{D_{rg}}} \quad (4.33)$$

dónde:

$Z_{caja}$  = modulo en la sección de la caja

$Z_{piñon}$  = modulo en la sección del piñón

$D$  = diámetro externo de la caja y el piñon en la junta

$b$  = diámetro interno de la caja

$d$  = diámetro interno del piñón

$D_{rg}$  = diámetro del surco para alivio de tensión

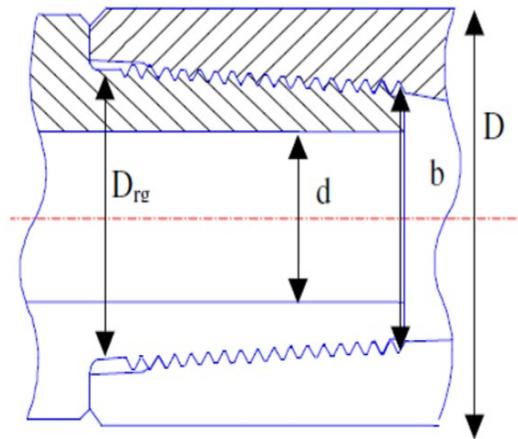


Figura 4.7.4.3: Conexión entre caja y piñón [22]

Una vez obtenido el BSR puede hacerse uso de la siguiente tabla para verificar que sea un valor adecuado de operación con base en el diámetro externo de la lastra-barrena (OD):

OD del DC	Rango Tradicional de BSR	Rango Recomendado de BSR
< 6 in	2.25-2.75	1.8-2.5
6 - 7 7/8 in	2.25-2.75	2.25-2.75
≥ 8 in	2.25-2.75	2.5-3.2

Tabla 4.7.1: Valores recomendados de BSR [45]

### 4.7.5. Esfuerzos en la barrena

Durante la perforación la barrena es la herramienta que permite cortar o triturar la formación, y se encuentra localizada en el fondo de la sarta de perforación. Existen básicamente tres tipos de barrenas como pueden apreciar en la Figura 4.7.5.1:

- De arrastre (las primeras en ser utilizadas en una perforación rotaría, aunque actualmente no son de uso común)
- Tricónica
- PDC o de Cortadores Fijos



Figura 4.7.5.1: Tipos de Barrena [12]

El desempeño de una barrena se encuentra en función de varios parámetros operativos como: peso sobre la barrena (WOB), rotaciones por minuto (RPM), propiedades del lodo y la eficiencia hidráulica dentro del pozo. A su vez, durante la perforación de un pozo direccional, la barrena genera un esfuerzo en contra de la formación y viceversa (Figura 4.7.5.2).

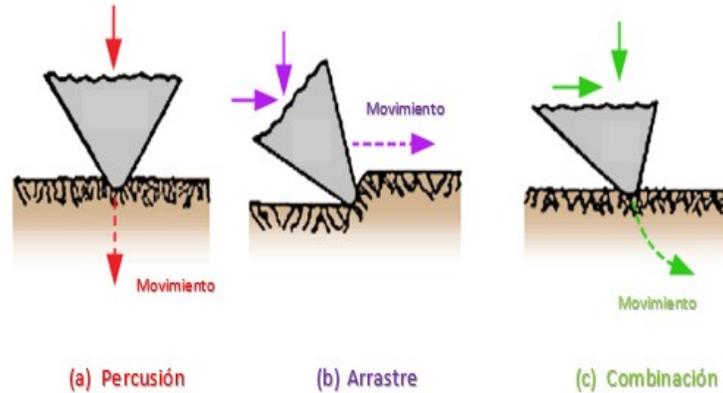


Figura 4.7.5.2: Interacción Barrena-Roca [12]

Explicar en detalle el comportamiento cinemático de la barrena así como las fuerzas de torque y arrastre impuestas por la formación a la barrena resulta un proceso demasiado complejo. Por lo tanto, el modelo estándar para representar dichas interacciones es el uso de ecuaciones conocidas como *Leyes de interacción barrena-roca* las cuales relacionan la fuerza y el torque, con la velocidad angular de la barrena y la velocidad de perforación. [8]

Dicho modelado considera el comportamiento cinemático como una sola fuerza de torque y una de arrastre, concentradas al final de la sarta de perforación, ignorando la geometría de la barrena como se puede apreciar en la Figura 4.7.5.3, y considerando que las dos fuerzas resultantes son solamente dependientes del cambio en la proporción entre la velocidad angular y la velocidad de perforación.

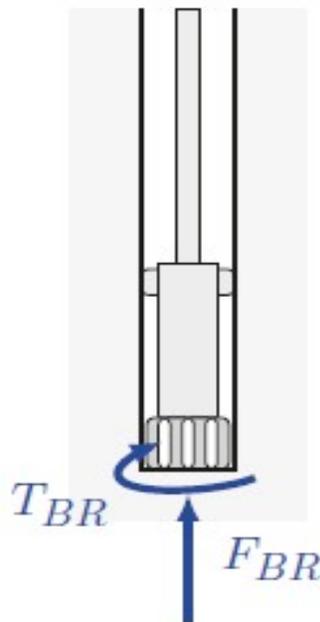


Figura 4.7.5.3: Representación esquemática de la interacción entre la barrena y la roca [8]

En términos de desviación en la trayectoria o bien, la tendencia que provoca a la barrena de subir o disminuir el ángulo de perforación, depende únicamente de la fuerza resultante por dos componentes, el primer componente ocurre a lo largo del BHA y el segundo de manera lateral. La fuerza a lo largo del BHA ( $F_a$ ) se debe al peso aplicado a la barrena que tiende a perforar hacia donde sea apuntada.

Por otro lado la fuerza lateral posee a su vez dos componentes, uno es debido a la fuerza de gravedad y es conocido como fuerza pendular ( $F_p$ ), dicha fuerza es negativa y tiende a empujar la barrena de manera vertical. El segundo componente de la fuerza lateral es resultado de un momento de flexión realizado en el estabilizador cerca de la barrena y es conocido como fuerza de flexión ( $F_b$ ). Dicha fuerza tiende a empujar la barrena hacia arriba o hacia abajo dependiendo de la dirección de flexión de la lastra-barrena.

#### 4.7.6. Problemas originados por la desviación de la trayectoria

Como anteriormente se discutió, la trayectoria real de un pozo direccional nunca es enteramente similar a la planificada, sin embargo, esto no impide que se deba mantener un control estricto durante las posibles desviaciones espontáneas que pueden presentarse al momento de la perforación. El supervisar el control de la trayectoria previene los siguientes

problemas operativos:

- Falla en la tubería de perforación por fatiga: la fatiga en la tubería es un fenómeno dinámico que puede definirse como la apertura de diversas micro-fracturas y la propagación de las mismas hasta llegar a juntarse para formar fracturas de mayor tamaño, dicho proceso es resultado de las aplicaciones repetidas de esfuerzos a través de la tubería de perforación. Durante la perforación direccional dichos esfuerzos pueden generarse cuando la flexión de la sarta llega a ser muy excesiva, llegando a causar fatiga en la sección de la tubería de perforación que presente mayor flexión y menos resistencia al esfuerzo (Figura 4.7.6.1).



Figura 4.7.6.1: Fatiga en tubería de perforación [2]

- Formación de ojos de llave (*Keys*): el ojo de llave es causado cuando la tubería de perforación tiene una rotación contra la pared del agujero, creando un surco (ojo de llave), esto tiene por consecuencia que cuando la sarta de perforación es viajada, los acoples de la tubería o el BHA entran al surco y puedan quedar atrapados, durante la perforación direccional los ojos de llave tienden a formarse en desviaciones abruptas en formaciones medianas-blandas a medianas-duras (Figura 4.7.6.2).

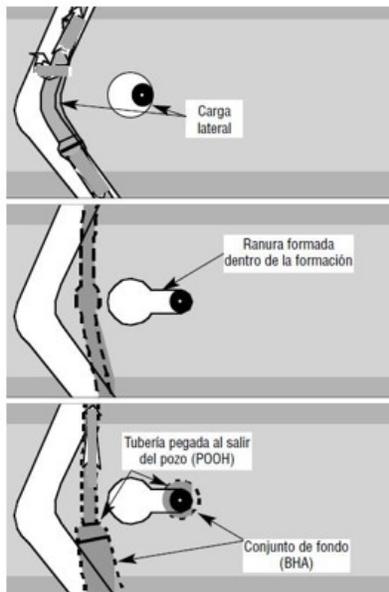


Figura 4.7.6.2: Formación de ojo de llave [42]

- Formación de pata de perro: como anteriormente se discutió, las patas de perro son formadas en variaciones abruptas de ángulo y dirección, teniendo por consecuencia el riesgo de que la sarta quede atorada (Figura 4.7.6.3).

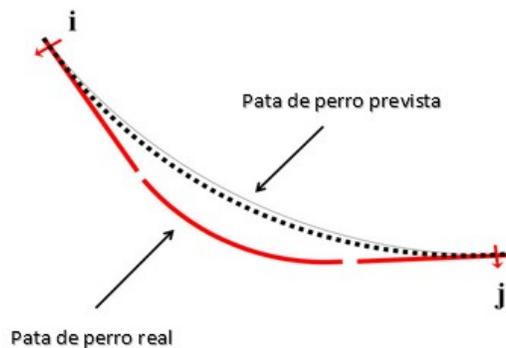


Figura 4.7.6.3: Severidad de pata de perro por falta de control en trayectoria [42]

- Problemas en la estabilidad de la roca: durante la perforación direccional, pueden encontrarse diversas formaciones anisotrópicas que generan un cambio abrupto en la trayectoria e inclusive pueden llegar a causar un colapso de capas de formación geológica, atrapando la sarta y en un caso severo de derrumbe, la solución es realizar un *Sidetrack*

debido a la falta de movilidad que tiene la sarta de perforación atrapada (Figura 4.7.6.4).

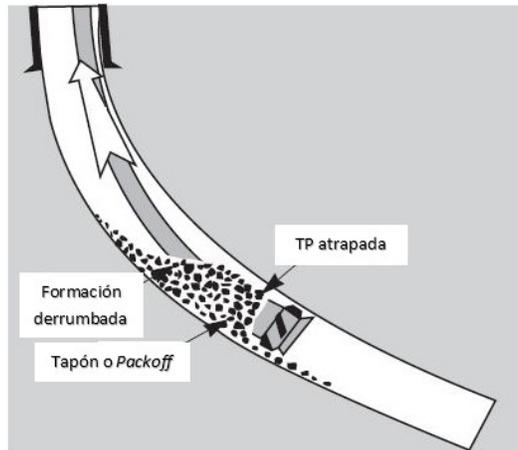


Figura 4.7.6.4: Sección de la sarta de perforación atrapada por un derrumbe de formación [42]

- Dificultad en viajes de tubería y toma de registros: si existen diversas desviaciones abruptas durante la perforación, resulta complicado hacer viajes de tubería ya que existe el riesgo de quedar atorado en una sección de la trayectoria, o bien tener que volver a perforar para que pueda realizarse el viaje. Adicionalmente, las herramientas para los registros geofísicos pueden simplemente no entrar en alguna sección del pozo debido al diámetro reducido (Figura 4.7.6.5).

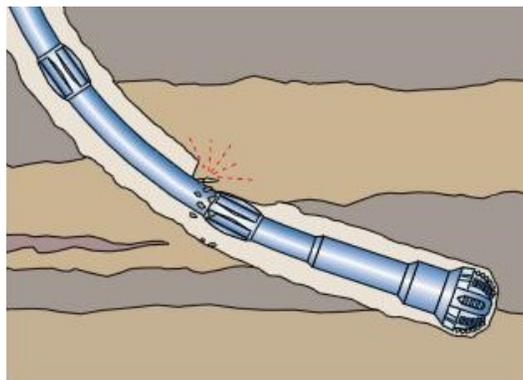


Figura 4.7.6.5: Entrampamiento de sarta al hacer viaje de tubería [42]

- No llegar al objetivo: en el caso más severo y no atendido de una desviación de la trayectoria planificada, genera una inutilidad en el pozo por no perforar hasta la zona

objetivo o bien, un gran impacto a la calidad final del mismo, así como una gran pérdida de recursos económicos invertidos durante la perforación (Figura 4.7.6.6).

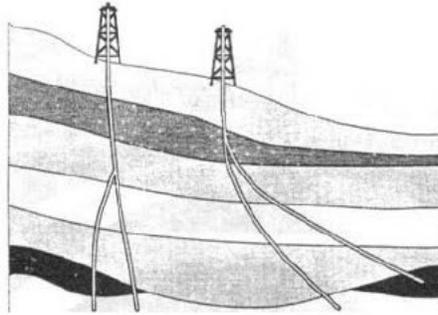


Figura 4.7.6.6: Sidetrack realizado para corregir la desviación excesiva de trayectoria [3]

## 4.8. Medición durante la perforación

Como anteriormente se discutió, las herramientas MWD y LWD, proveen de información en tiempo real de parámetros importantes dentro de la perforación, en la actualidad, la comunicación y la tecnología en computación auxilian en la interpretación de dichas mediciones adecuadamente, la medición y correcta interpretación de parámetros (Tabla 4.8.1) durante la perforación provee de una *optimización en la perforación*. [1]

Dicho concepto tiene un impacto directo en la reducción de costos, así como la disminución o eliminación de problemas durante la operación. Sin embargo, en ocasiones, la capacidad del personal o la complejidad operativa genera una incorrecta optimización de la perforación, por lo que se han creado sistemas para compartir información en tiempo real, entre el perforador y el operador, para la toma adecuada de decisiones.

Las plataformas de perforación actualmente utilizadas están equipadas con capacidades para importar una gran cantidad de datos a usuarios externos para guardar y catalogar los datos obtenidos, dicho sistema implica el uso de un *Well Site Information Transfer Specification* (WITS), el cual es un formato de comunicación usado para transferir datos de la perforación de un pozo, desde un sistema de cómputo en sitio hacia otro remoto, logrando obtener una respuesta en tiempo real y las recomendaciones por parte del operador. [1]

WOB	Propiedades de la sarta
RPM	Detalles de TR
Parámetros de Bombas	Propiedades del fluido de perforación
Profundidad contra Torque	Hidráulica
Inclinación	Torque
Azimuth	LWD
ROP	MWD

Tabla 4.8.1: Parámetros generales para una perforación direccional[1]

# Capítulo 5

## Seguimiento a la trayectoria planificada

### 5.1. Método Gráfico

La manera común para determinar la trayectoria de un pozo es asegurar ciertas coordenadas mediante el uso de un *survey*, posteriormente se hace uso de métodos para calcular la trayectoria del pozo con base en coordenadas y metodologías para su representación gráfica en el plano y en el espacio. Dichas metodologías serán explicadas en mayor detalle en el próximo capítulo aunque para efectos de la presente discusión basta con mencionar que proporcionan formas para calcular la inclinación y dirección en varias profundidades (estaciones) para posteriormente calcular la trayectoria. En general existen más de 18 técnicas de cálculos para determinar la trayectoria de un pozo [18]. La principal diferencia entre estas técnicas es que un grupo considera aproximaciones mediante líneas rectas y el otro supone que el pozo tiene una forma curva y que por lo tanto es posible realizar aproximaciones mediante segmentos de curvas. Para el presente ejemplo se hará uso del método de Curvatura Mínima el cual es uno de los métodos más precisos y con más uso durante la perforación direccional. Dicho método «suaviza» dos líneas rectas con base del método de Balance Tangencial usando el factor de pata de perro (RF).

*Ejemplo:*

Mientras se perfora un Pozo Direccional «Cuyo-1», la profundidad desarrollada, inclinación y azimuth del pozo son medidos en la estación 2 (Tabla 5.1.2). Adicionalmente se cuenta con la información proporcionada en la Tabla 5.1.1.

Las coordenadas del este y norte, TVD, sección vertical y severidad de pata de perro de la siguiente estación son parámetros calculados mediante el método de Curvatura Mínima.

La información proporcionada por el *survey* de la profundidad desarrollada, inclinación y el azimuth son introducidas en columnas apropiadas para la Tabla 5.1.2.

Pozo:	Cuyo-1
Dirección:	Norte
Intervalo para <i>survey</i> :	240 [m]
Incremento angular:	3°/30 [m]
Inclinación total:	30° a los 650 [m]
Azimuth	100°
MD total	2510 [m]
KOP	350 [m]
TVD	2247 [m]
Desplazamiento Horizontal	1085 [m]

Tabla 5.1.1: Datos Generales, Pozo Cuyo-1

Estación	MD [m]	Inclinacion [°]	Azimuth [°]	TVD [m]
02	380	3	325	379.83
09	620	27	325	609.96

Tabla 5.1.2: Estaciones de *Survey* del Pozo Direccional Cuyo-1

El primer paso es calcular el ángulo de la pata de perro derivado de la Ecuación 6.17:

$$\cos(\theta) = \cos(27^\circ - 3^\circ) - \sin(3^\circ) * \sin(27^\circ) * (1 - \cos(100^\circ - 100^\circ)) = 0.9135$$

$$\theta = \arccos(0.9135) = 24^\circ = 0.4188 \text{ radianes}$$

Por lo tanto el factor de pata de perro obtenido mediante la Ecuación 6.16:

$$RF = \frac{2}{0.4188} * \tan\left(\frac{24^\circ}{2}\right) = 1.0631$$

El Este es calculado mediante la Ecuación 6.14:

$$\Delta Este = \frac{620 - 380}{2} * [(\sin(3^\circ) * \sin(100^\circ)) + (\sin(27^\circ) * \sin(100^\circ))] * 1.0631 = 61.49 [m]$$

El Norte es calculado mediante la Ecuación 6.13:

$$\Delta Norte = \frac{620 - 380}{2} * [(sen(3^\circ) * cos(100^\circ)) + (sen(27^\circ) * cos(100^\circ))] * 1.0631 = -10.84 [m]$$

La TVD es obtenida mediante la Ecuación 6.15:

$$\Delta TVD = \frac{620 - 380}{2} * (cos(3^\circ) + cos(27^\circ)) * 1.0631 = 233.5 [m]$$

La representación tridimensional de la trayectoria del Pozo se encuentra representada en la Figura 5.1.0.2. El pozo fue desviado en una dirección Norte  $100^\circ$  para una zona objetivo como se presentó en la Tabla 5.1.1. Las vistas en dos dimensiones se encuentran representadas en la Figura 5.1.0.1.

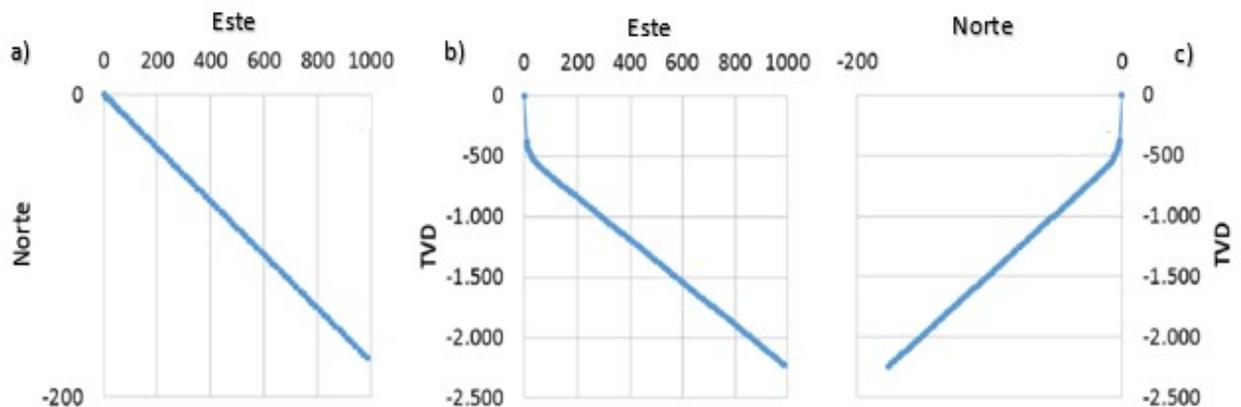


Figura 5.1.0.1: a) Desplazamiento Horizontal, b) Vista desde el sur para la TVD prevista en un plano vertical del O-E; y c) Vista desde el este para la TVD prevista en un plano vertical del S-N, Pozo Cuyo-1 [18]

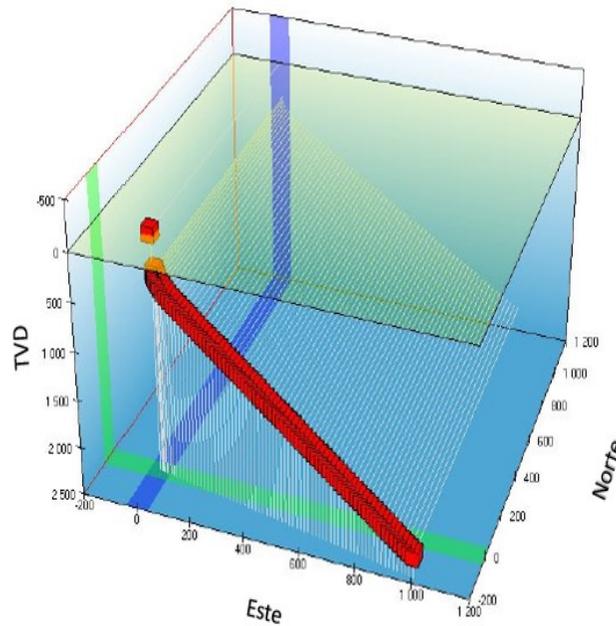


Figura 5.1.0.2: Vista 3D de la Trayectoria, Pozo Cuyo-1

Realizando en una hoja de Excel los diferentes métodos con base en las Ecuaciones presentadas en el próximo capítulo, obtenemos los siguientes resultados mostrados en la Figura 5.1.0.3.

Pozo Cuyo-1								
Mediciones de Survey			Método de Ángulo Promedio			Método de Balance Tangencial		
Profundidad Desarrollada	Desviación de Agujero	Desviación de Azimuth	Norte	Este	TVD	Norte	Este	TVD
0	0	100	0	0	0	0	0	0
380	3	100	-1.73	9.83	379.87	-1.73	9.83	379.74
410	6	100	-2.74	12.14	409.78	10.10	-7.07	409.64
...	...	...	...	...	...	...	...	...
2510	30	100	-176.42	872.78	2247.20	-176.42	1000.50	2246.98
Mediciones de Survey			Método de Curvatura Mínima			Método de Radio de Curvatura		
Profundidad Desarrollada	Desviación de Agujero	Desviación de Azimuth	Norte	Este	TVD	Norte	Este	TVD
0	0	100	0	0	0	0	0	0
380	3	100	-1.73	9.83	379.83	0	0	377.84
410	6	100	-2.14	12.15	409.73	0	0	407.82
...	...	...	...	...	...	...	...	...
2510	30	100	-176.42	1000.52	2247.13	0	0	2247.33

Figura 5.1.0.3: Comparación entre métodos para cálculo de trayectoria [18]

En conclusión para el presente ejemplo, el menor rango de error (0.0008% de error absoluto) se adjudica al método de Balance Tangencial, sin embargo, es importante resaltar que debido al mantenimiento del azimuth, el uso del método de Radio de Curvatura no es reco-

mendable, por lo tanto, es importante considerar las mediciones y coordenadas obtenidas por el *survey* antes de elegir un método para el cálculo de la trayectoria en un pozo direccional.

## 5.2. Uso de software para seguimiento

El siguiente software «*SURVEY spreadsheet*» es de distribución gratuita programado en Excel por Marius Tulcenau y elaborado con base en los artículos de la SPE No. 84246 por los autores Steven Sawarin y J. Thorogood de British Petroleum y «Improved method makes a soft landing of well path» por Xiushan Liu y Zaihong Shi. La aplicación del software y los resultados obtenidos del mismo son meramente para fines didácticos y para la representación de la teoría previamente discutida en la presente Tesis.

El software se usa de la siguiente forma:

Con base en las opciones de menú que aparecen en la Figura 5.2.0.1, se procede a explicar el proceso de cada pestaña.

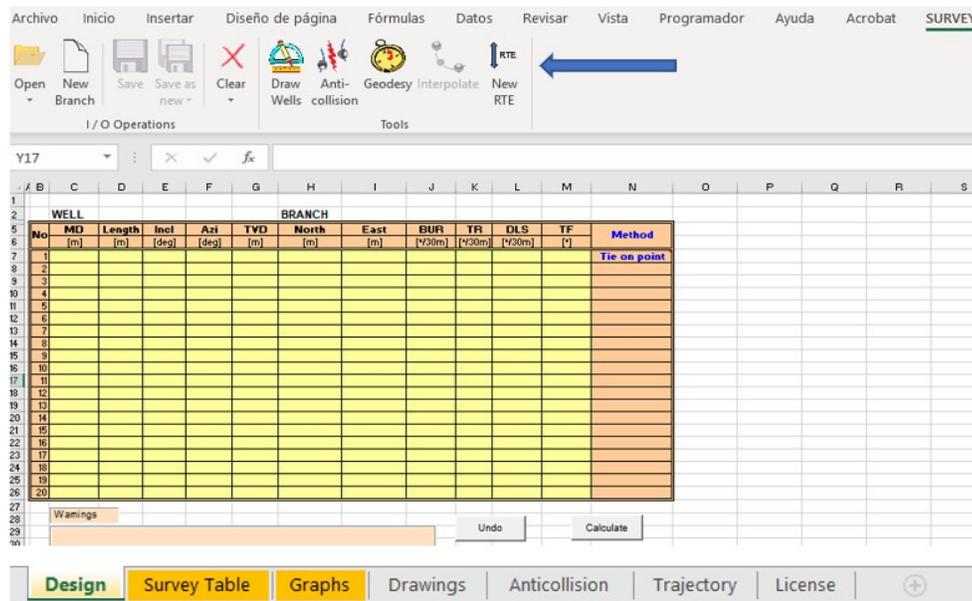


Figura 5.2.0.1: Menú principal *SURVEY spreadsheet*

### 1. *Open-Branch*

Es la operación principal del programa, mediante su selección en el menú puede cargarse el archivo del pozo con extensión *.cas* (base de datos de profundidad y dirección del pozo) y seleccionar el nombre del Branch RTE que se va a cargar. Si el usuario se encuentra

en la hoja de «Design», solo puede seleccionar Branches de diseño, mientras que si se encuentra en la hoja de «Trajectory», puede cargar tanto las trayectorias de pozo de «Diseño» y «Actual», en este caso, puede cargar toda la trayectoria del pozo, aunque se componga de distintas ramificaciones desde la superficie, solamente marcando la casilla de «Load well from surface» (Figura 5.2.0.2).

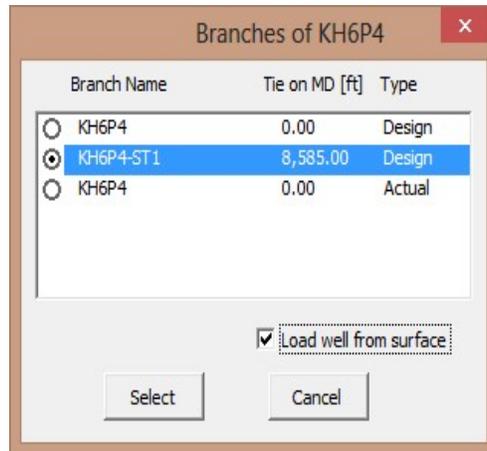


Figura 5.2.0.2: Selección de Branch

Una vez que el Branch ha sido cargado, se muestra listo para su uso, algunas características específicas del Branch pueden ser modificadas en el apartado de «Well Header» (Figura 5.2.0.3). De ser necesario puede pulsarse la casilla de «Tied on» la cual hará una unión de nuevos datos con un Branch previamente cargado, creando una nueva trayectoria que será la unión de dos Branches.

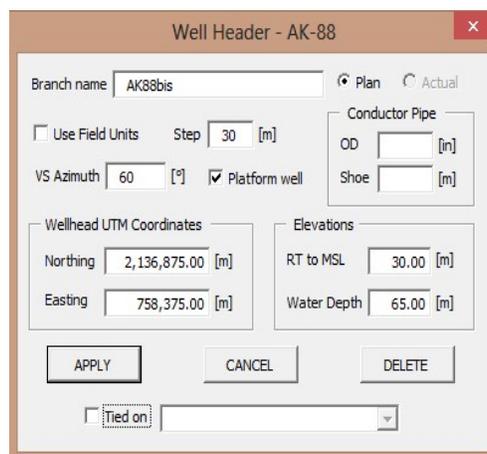


Figura 5.2.0.3: Well Header

## 2. Draw Wells (Figura 5.2.0.4).

El menú despliega las gráficas de las proyecciones horizontales y verticales de la trayectoria del pozo, es posible mostrar una o varias ramificaciones del pozo. Para las secciones verticales, un azimuth preferido puede ser introducido.

Si se debe mostrar más de un pozo, la casilla de «Use UTM coordinates» es marcada de manera estándar. Para un solo pozo, dependerá del usuario. Después de esto, se mostrará un pozo con tres trayectorias: la real y dos diseñadas, una de las cuales puede ser consecuencia de la unión de dos Branches.

Por estándar, el programa muestra la longitud actual de los pozos y de ser requerido, se marca la casilla «Use Elevation» para forzar que los pozos estén alineados al nivel del mar. Después de pulsar la opción *Draw*, los Branches seleccionados son calculados y las gráficas de las trayectorias aparecen en la hoja de «Drawings».

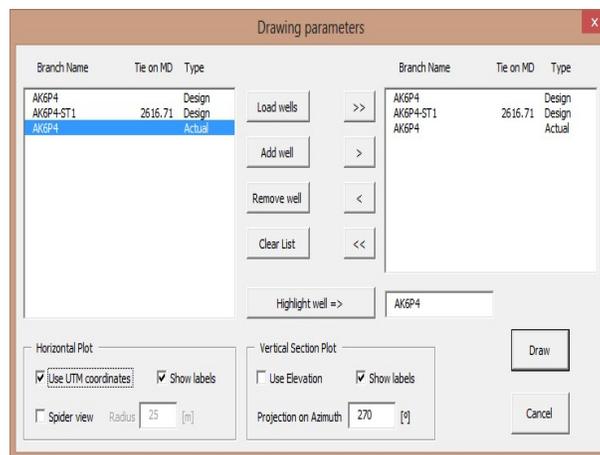


Figura 5.2.0.4: Drawings

## 3. Anti-collision (Figura 5.2.0.5)

El menú lleva a cabo cálculos de un centro a otro centro entre los segmentos del Pozo de Referencia y los Pozos Cercanos. Abriendo una pestaña donde el usuario tiene que seleccionar el Pozo de Referencia (Branch) como la trayectoria central para los cálculos de anticollisión.

La manera en que funciona es la siguiente: el Pozo de Referencia y cada uno de los Pozos Cercanos son seccionados en segmentos de una longitud indicada (usando solamente las trayectorias reales) para calcular la distancia en un espacio cartesiano entre

los dos segmentos con base en un intervalo seleccionado por el usuario «From» «to». Si la distancia es mayor a la «Max Distance» el valor es descartado, sin embargo, si el cálculo sigue para todo el intervalo deseado, y si la distancia entre los pozos es menor a la «Max Distance», el valor es mostrado.

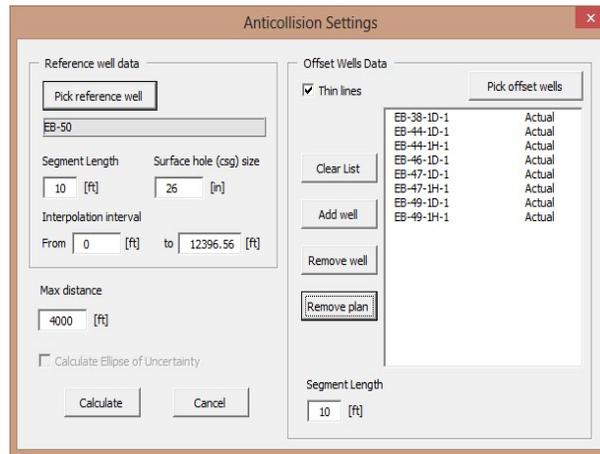


Figura 5.2.0.5: Anti-colisión

#### 4. Interpolate

El menú abre una pestaña que permite al usuario realizar la interpolación de las estaciones mostradas de *survey*. Esto significa que el menú estará disponible cuando el usuario se encuentre en las hojas de «Survey Table» o en «Trajectory». Sin embargo, como el menú se encuentra activo cuando una de las dos pestañas es seleccionada, la tabla no carga datos a menos que existan estaciones de desviación en las hojas. Lo anterior significa que el programa permite al usuario pegar una desviación existente en lugar de cargarla de un archivo .cas, y aun así interpolar la desviación.

En la Figura 5.2.0.6, las primeras dos estaciones de desviación están en la superficie y a 50 ft, aunque el programa puede interpolar aun cuando la trayectoria mostrada está unida a otro Branch y se encuentre en una profundidad mayor. En este caso, el usuario deberá insertar los datos de TVD, Norte y Este al menos para la primera estación

Figura 5.2.0.6: Interpolación

Se hace notar que un beneficio de usar *Interpolate* es que los cálculos son realizados mediante el método de Mínima Curvatura y no una interpolación lineal, por lo tanto el resultado es fiable. Adicionalmente el usuario puede introducir cualquier valor que necesite en cualquier casilla de color blanco (Figura 5.2.0.7).

Parameter	Point 1	Point 2	Point 3
MD	2200	2222	2250
Incl	4.67	5.11	5.67
Azi	300	300	300
TVD	2199.69	2221.61	2249.48
North	5.91	6.85	8.16
East	-10.24	-11.86	-14.14
VS	11.54	13.37	15.93
DLS	2	2	2

Figura 5.2.0.7: Datos introducidos para interpolar

## 5. Contenido importante en *Sheets*

### a) *Design*

La hoja permite al usuario diseñar una trayectoria usando algunas restricciones de la trayectoria. Dichas restricciones son usualmente una combinación de tres parámetros listados en las columnas amarillas como un método programado seleccionado en la columna del lado derecho, excepto para el método «Hold», el cual requiere solamente de un parámetro.

Una fila en particular es la primera, donde la posición del primer punto (cabezal del pozo) debe ser descrita con exactitud. En resumen, el usuario debe introducir los tres parámetros para cada restricción, uno a uno, y posteriormente seleccionar el método de cálculo para cada «set» de datos. Si no hay un método disponible, significa que la combinación de parámetros no es compatible o no describe un punto único en el espacio.

Si se trata de un nuevo Branch, seleccionar «New Branch» en el menú y llenar los datos en «Well Header» como se explicó previamente, una vez que «APPLY» es seleccionado, el punto de unión será el primero anotado en la tabla. A menos que se cuente con un plan diseñado, se recomienda introducir las líneas una por una. Después de llenar una línea presionar «Calculate» y revisar el resultado en las hojas de *Survey Table* y *Graphs*.

### b) *Survey Table*

Cada vez que se presiona «Calculate» (en la hoja de *Design*) la trayectoria del pozo es calculada y mostrada en la hoja. La desviación es interpolada con «Step» la cual se introduce en «Well Header». Los puntos de restricción son incluidos en la trayectoria y en la misma hoja pueden realizarse interpolaciones mediante la selección de *Interpolate*.

### c) *Graphs*

Al momento de presionar «Calculate» en *Design*, al igual que en *Survey Table*, la proyección de la trayectoria horizontal y vertical son mostradas. Las gráficas pueden ser modificadas y el usuario puede cambiar la escala de los ejes X, Y, tamaños de fuente. etc.

d) *Drawings* (Figura 5.2.0.8)

Las proyecciones horizontales y verticales de las trayectorias (de diseño y de unión entre Branches) del pozo, son mostrados en esta hoja. De igual forma, el usuario puede modificar las gráficas de manera que le sea conveniente.

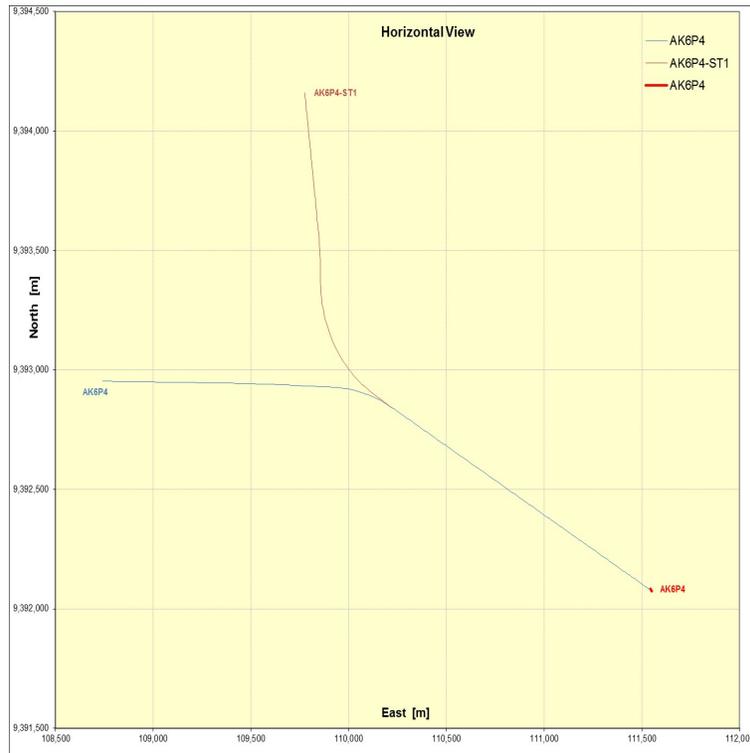


Figura 5.2.0.8: Ejemplo de Pozos en *Drawings*

e) *Anti-collision* (Figura 5.2.0.9)

En esta hoja, el usuario puede ver las gráficas de los Pozos Cercanos y el Pozo de Referencia, así como la distancia de centro a centro que existe entre los pozos.

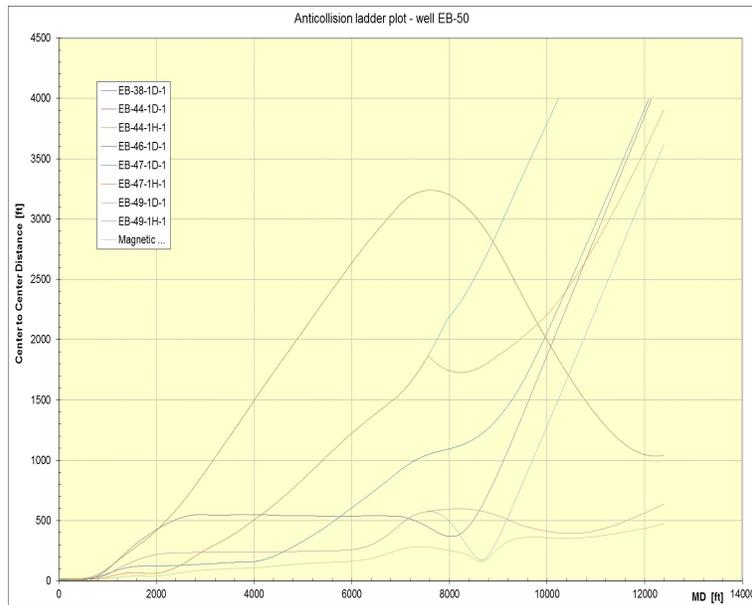


Figura 5.2.0.9: Ejemplo de Pozos en *Anti-collision*

### 5.2.1. Parámetros calculados por el software

Primeramente se cargó un archivo de nombre AK-88 con extensión .cas para usarse como Branch, el cual cuenta con una serie de datos registrados en estaciones de *survey* para cargarlos al programa como se explicó anteriormente, adicionalmente se introdujeron datos que en la hoja de *Design* como se puede observar en la Figura 5.2.1.2, para posteriormente presionar *Calculate*, con base en los parámetros establecidos en *Well Header* (Figura 5.2.1.1) y las restricciones establecidas en *Method*, para obtener la serie de datos que pueden apreciarse en la Figura 5.2.1.3.

Well Header - AK-88

Branch name: AK88-1D-1

Plan  Actual

Use Field Units Step: 30 [m]

VS Azimuth: 47.00 [°]  Platform well

Conductor Pipe  
 OD: [ ] [in]  
 Shoe: [ ] [m]

Wellhead UTM Coordinates  
 Northing: 2,136,875.00 [m]  
 Easting: 758,375.00 [m]

Elevations  
 RT to MSL: 30.00 [m]  
 Water Depth: 65.00 [m]

APPLY CANCEL DELETE

Tied on [ ]

Figura 5.2.1.1: Datos específicos en *Well Header*

WELL		BRANCH										Method
AK-88		AK88-1D-1										
No	MD [m]	Length [m]	Incl [deg]	Azi [deg]	TVD [m]	North [m]	East [m]	BUR [°/30m]	TR [°/30m]	DLS [°/30m]	TF [°]	
1	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					Tie on point
2		150.00										Hold
3	840.00		35.00	333.00								Constant DLS
4		500.00										Hold
5	1430.00		26.00	358.00								Constant DLS
6		500.00										Hold
7					2478.00					0.75	180.00	Constant DLS
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												

Figura 5.2.1.2: Datos introducidos en *Design*

WELL		BRANCH											Method
AK-88		AK88-1D-1											
No	MD	Length	Incl	Azi	TVD	North	East	BUR	TR	DLS	TF		
	[m]	[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[°/30m]	[°/30m]	[°/30m]	[°]		
1	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					Tie on point	
2	150.00	150.00	0.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Hold	
3	840.00	690.00	35.00	333.00	797.88	182.01	-92.74	1.52	0.00	1.52	333.00	Constant DLS	
4	1340.00	500.00	35.00	333.00	1207.46	437.54	-222.94	0.00	0.00	0.00	0.00	Hold	
5	1430.00	90.00	26.00	358.00	1285.24	480.51	-235.42	-3.00	8.33	5.13	135.73	Constant DLS	
6	1930.00	500.00	26.00	358.00	1734.64	699.56	-243.07	0.00	0.00	0.00	0.00	Hold	
7	2708.12	778.12	6.55	358.00	2478.00	916.43	-250.64	-0.75	0.00	0.75	180.00	Constant DLS	
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													

Figura 5.2.1.3: Nueva serie de datos

En la hoja de *Survey* encontramos los parámetros calculados (Figura 5.2.1.4) que permiten obtener una gráfica de la trayectoria en *Graphs*. En caso de ser necesario, se pueden interpolar los valores para tener un seguimiento a la trayectoria de mayor precisión.

Well :	AK-88		WH UTM	
Branch:	AK88-1D-1		Northing :	2,136,875.00 [m]
Rig :			Easting :	758,375.00 [m]
RT elevation:	30.00 [m]		VS Azimuth	47.00 °

MD	Incl	Azi	TVD	North	East	VS	DLS
[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°/30m]
2250.00	18.00	358.00	2031.09	819.27	-247.25	377.91	0.75
2280.00	17.25	358.00	2059.68	828.35	-247.57	383.87	0.75
2310.00	16.50	358.00	2088.39	837.05	-247.87	389.59	0.75
2340.00	15.75	358.00	2117.21	845.38	-248.16	395.05	0.75
2370.00	15.00	358.00	2146.13	853.33	-248.44	400.27	0.75
2400.00	14.25	358.00	2175.16	860.90	-248.70	405.24	0.75
2430.00	13.50	358.00	2204.28	868.09	-248.95	409.96	0.75
2460.00	12.75	358.00	2233.50	874.89	-249.19	414.43	0.75
2490.00	12.00	358.00	2262.80	881.32	-249.42	418.65	0.75
2520.00	11.25	358.00	2292.19	887.36	-249.63	422.61	0.75
2550.00	10.50	358.00	2321.65	893.02	-249.82	426.33	0.75
2580.00	9.75	358.00	2351.18	898.29	-250.01	429.79	0.75
2610.00	9.00	358.00	2380.78	903.17	-250.18	432.99	0.75
2640.00	8.25	358.00	2410.44	907.67	-250.34	435.94	0.75
2670.00	7.50	358.00	2440.16	911.78	-250.48	438.64	0.75
2700.00	6.75	358.00	2469.93	915.49	-250.61	441.08	0.75

Figura 5.2.1.4: Sección de datos obtenidos en *Survey*

Una vez cargados los parámetros previamente en *Survey*, el software automáticamente realiza la interpretación de los mismos para mostrar los perfiles de la trayectoria, es importante mencionar que dicho proceso está realizado con base en los datos previamente obtenidos y los valores fijos que se introdujeron en *Well Header*, por lo tanto la trayectoria de diseño considera el azimuth en la sección vertical. (Figura 5.2.1.5).

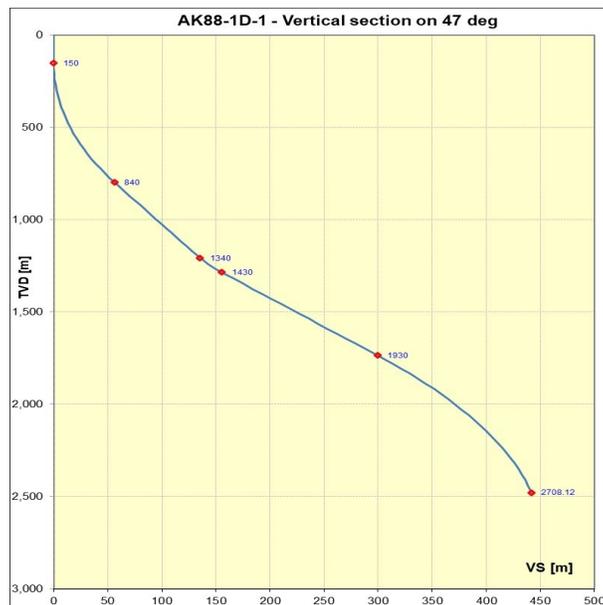


Figura 5.2.1.5: Pozo Tipo S, *SURVEY spreadsheet*

Finalmente la sección horizontal es graficada, en específico el programa hace uso del azimuth direccional, manteniendo en un principio un ángulo de  $333^\circ$  N para posteriormente incrementarlo a  $358^\circ$  N terminando con un desplazamiento horizontal cercano a los 450 m (Figura 5.2.1.6).

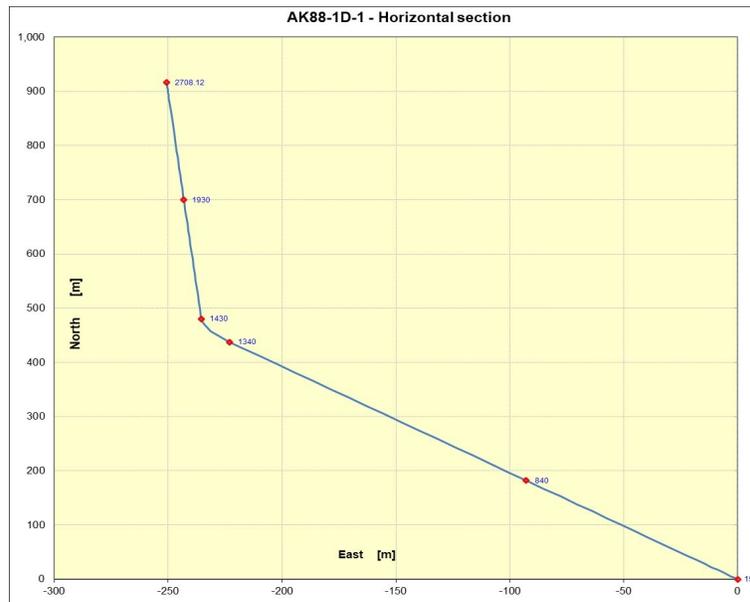


Figura 5.2.1.6: Desplazamiento en Sección Horizontal, *SURVEY spreadsheet*

## 5.2.2. Interpretación de resultados del software

Comparando la Figura 5.1.0.1 con la Figura 5.2.1.5, puede observarse que las gráficas toman en consideración la profundidad vertical verdadera en relación a un desplazamiento horizontal, sin embargo, en las secciones horizontales es posible apreciarse claramente la dirección que está tomando el pozo durante la perforación direccional y la manera en que el cambio en el azimuth altera su trayectoria final lo cual siempre debe estar considerado si quiere llegarse a un objetivo geológico de forma técnicamente y económicamente factible. En general, la interpretación de la toma de dirección del pozo radica en los datos otorgados por los métodos para cálculo de trayectorias (Figura 5.2.2.1) donde puede apreciarse en puntos específicos el cambio gradual de la inclinación, el azimuth y el desplazamiento horizontal del pozo hasta llegar al mantenimiento de un ángulo de inclinación para posteriormente disminuirlo, tomando en cuenta la severidad de pata de perro durante la operación. Lo anterior es de vital importancia para la perforación direccional ya que permite evitar los diversos problemas operativos anteriormente mencionados.

MD	Incl	Azi	TVD	North	East	VS	DLS
[m]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°/30m]
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
30.00	0.00	0.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60.00	0.00	0.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90.00	0.00	0.00	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00
120.00	0.00	0.00	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00
150.00	0.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00
180.00	1.52	333.00	180.08	0.35	-0.18	0.11	1.52
210.00	3.04	333.00	209.97	1.42	-0.72	0.44	1.52
240.00	4.57	333.00	239.90	3.19	-1.63	0.99	1.52
270.00	6.09	333.00	269.77	5.67	-2.89	1.76	1.52
300.00	7.61	333.00	299.56	8.86	-4.51	2.74	1.52
330.00	9.13	333.00	329.24	12.75	-6.50	3.94	1.52
...	...	...	...	...	...	...	...
810.00	33.48	333.00	773.08	166.97	-85.08	51.65	1.52
840.00	35.00	333.00	797.88	182.01	-92.74	56.31	1.52
870.00	35.00	333.00	822.46	197.34	-100.55	61.05	0.00
900.00	35.00	333.00	847.03	212.67	-108.36	65.79	0.00
930.00	35.00	333.00	871.60	228.01	-116.18	70.54	0.00

Figura 5.2.2.1: Puntos importantes en trayectoria

# Capítulo 6

## Algoritmos para la Aplicación

### 6.1. Métodos de cálculo de la trayectoria

Para lograr un control adecuado en el pozo se necesita revisar constantemente la trayectoria y tomar acciones que permitan corregir desviaciones indeseables, con tal de lograr dicho objetivo se hace uso de un *survey* y técnicas que permitan determinar la inclinación, azimuth e inclusive la orientación de herramientas en diferentes puntos de la trayectoria. En la Figura 6.1.0.1 se muestra las mediciones que se obtienen mediante dos estaciones (puntos de registro) de *survey*.

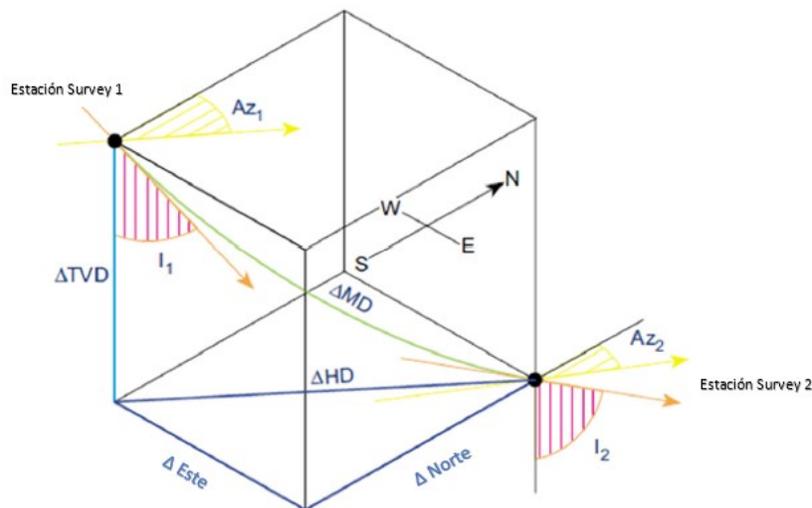


Figura 6.1.0.1: Control de desviación mediante un *survey* [18]

### 6.1.1. Tangencial

El uso del método tangencial como se observa en la Figura 6.1.1.1, es el que más errores otorga en el cálculo de la trayectoria y el fondo del pozo. Sin embargo, puede ser usado cuando la trayectoria es menor a la longitud de la herramienta que esté realizando el *survey*.

El método usa la inclinación y del azimuth obtenidos en la parte inferior de la trayectoria, para calcular una línea derecha que tiende hasta cortar con otro dato de inclinación y del azimuth superior. En este método se asume que el pozo es una línea recta a través de toda la trayectoria entre las dos estaciones de *survey*.

Ecuaciones para el método:

$$\Delta Norte = \Delta MD * \text{sen}(I2) * \cos(Az2) \quad (6.1)$$

$$\Delta Este = \Delta MD * \text{sen}(I2) * \text{sen}(Az2) \quad (6.2)$$

$$\Delta TVD = \Delta MD * \cos(I2) \quad (6.3)$$

dónde:

$I2$  = inclinación (ángulo) en el *survey* inferior

$Az2$  = dirección del azimuth en el *survey* inferior

$\Delta MD$  = profundidad desarrollada entre las estaciones de *survey*

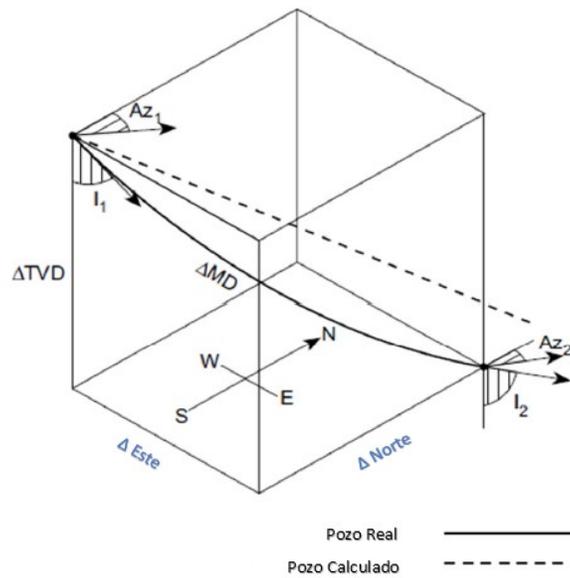


Figura 6.1.1.1: Método tangencial [18]

### 6.1.2. Balance tangencial

El método de balance tangencial como se observa en la Figura 6.1.2.1 es una modificación del método tangencial, en este caso, se toma a consideración las dos direcciones otorgadas por las estaciones de *survey* (superior e inferior) lo cual genera una mejor aproximación a la trayectoria real del pozo que el método tangencial. Sin embargo, la trayectoria es aproximada mediante dos líneas rectas, lo cual genera un mayor grado de error a comparación de otros métodos (ángulo promedio, radio de curvatura, etc.).

Ecuaciones para el método:

$$\Delta Norte = \frac{\Delta MD}{2} * [sen(I1) * cos(Az1) + sen(I2) * cos(Az2)] \quad (6.4)$$

$$\Delta Este = \frac{\Delta MD}{2} * [sen(I1) * sen(Az1) + sen(I2) * sen(Az2)] \quad (6.5)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} * [cos(I1) + cos(I2)] \quad (6.6)$$

dónde:

$I1$  = inclinación (ángulo) en el *survey* superior

$Az1 =$  dirección del azimuth en el *survey* superior

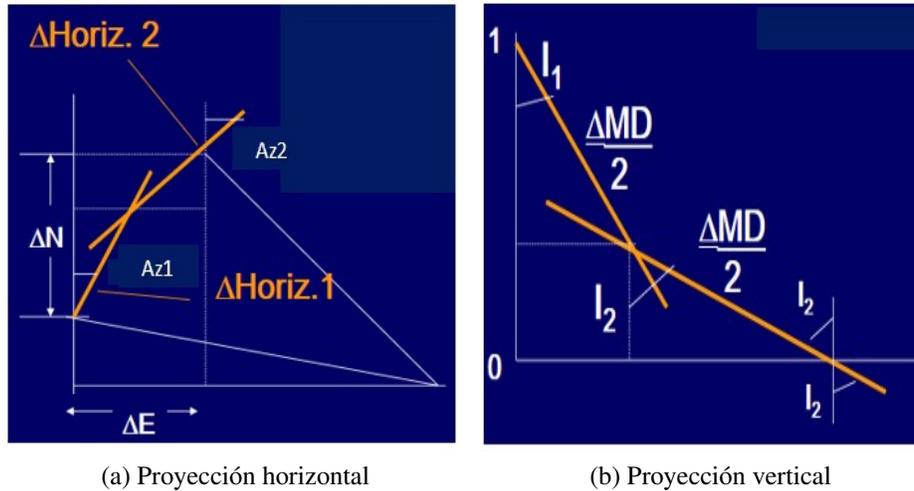


Figura 6.1.2.1: Método de balance tangencial [42]

### 6.1.3. Ángulo promedio

El método de ángulo promedio como se observa en la Figura 6.1.3.1, utiliza el promedio de las inclinaciones y del azimuth, medidos en una estación de *survey* superior y una inferior, el promedio obtenido entre dos ángulos de dirección se asume como la inclinación y del azimuth. Por lo tanto la trayectoria del pozo es calculada simplemente mediante funciones trigonométricas.

Ecuaciones para el método:

$$\Delta Norte = \Delta MD * \text{sen} \left( \frac{I1 + I2}{2} \right) * \cos \left( \frac{Az1 + Az2}{2} \right) \quad (6.7)$$

$$\Delta Este = \Delta MD * \text{sen} \left( \frac{I1 + I2}{2} \right) * \text{sen} \left( \frac{Az1 + Az2}{2} \right) \quad (6.8)$$

$$\Delta TVD = \Delta MD * \cos \left( \frac{I1 + I2}{2} \right) \quad (6.9)$$

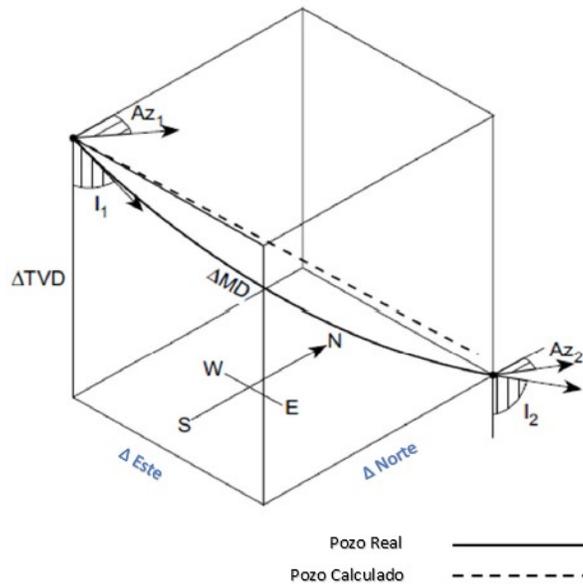


Figura 6.1.3.1: Método de ángulo promedio [18]

### 6.1.4. Radio de Curvatura

El método de radio de curvatura como se observa en la Figura 6.1.4.1, hace uso de los datos obtenidos mediante las estaciones de *survey* (superior e inferior), para generar un arco circular apreciable en un plano horizontal y vertical. El método asume que la trayectoria del pozo está contenida en un cilindro cuyo eje es vertical y posee un radio equivalente al radio del arco en el plano horizontal.

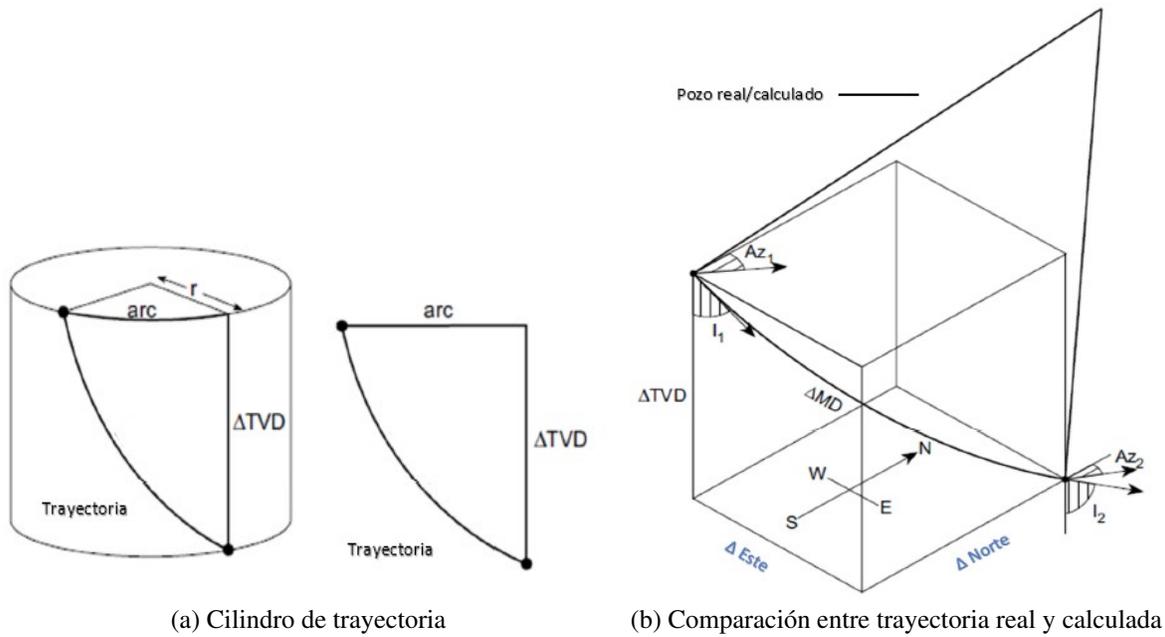
Se determina la longitud del arco entre las estaciones de *survey* en el plano horizontal, para posteriormente «extender» el cilindro, calculando la longitud del arco a través del cuerpo cilíndrico. Finalmente el incremento en la TVD permanece sin alteraciones por el azimuth.

Ecuaciones para el método:

$$\Delta Norte = \frac{\Delta MD * [(cos(I1) * cos(I2)) + (sen(Az2) * sen(Az1))]}{(I2 - I1) * (Az2 - Az1)} \quad (6.10)$$

$$\Delta Norte = \frac{\Delta MD * [(cos(I1) * cos(I2)) + (cos(Az1) * cos(Az2))]}{(I2 - I1) * (Az2 - Az1)} \quad (6.11)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD * (sen(I2) - sen(I1))}{(I2 - I1)} \quad (6.12)$$



(a) Cilindro de trayectoria

(b) Comparación entre trayectoria real y calculada

Figura 6.1.4.1: Método de radio de curvatura [18]

### 6.1.5. Curvatura Mínima

El método de radio de curvatura mínima como se observa en la Figura 6.1.5.1, es una modificación del método de balance tangencial, en lugar de aproximar la trayectoria del pozo con dos líneas rectas, la curvatura mínima las reemplaza con un arco circular el cual es calculado mediante un factor de pata de perro, obtenido con base en la cantidad de cambios angulares durante la perforación considerando que  $\theta = B$ . El método utiliza los datos medidos de las estaciones de *survey*, tomándolos como vectores en un espacio de control que contenga la trayectoria.

Ecuaciones para el método:

$$\Delta Norte = \frac{\Delta MD}{2} * [(sen(I1) * cos(Az1)) + (sen(I2) * cos(Az2))] * RF \quad (6.13)$$

$$\Delta Este = \frac{\Delta MD}{2} * [(sen(I1) * sen(Az1)) + (sen(I2) * sen(Az2))] * RF \quad (6.14)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} * (cos(I1) + cos(I2)) * RF \quad (6.15)$$

$$RF = \frac{2}{\theta} * \tan\left(\frac{\theta}{2}\right) \tag{6.16}$$

y

$$\cos(\theta) = \cos(I2 - I1) - \text{sen}(I1) * \text{sen}(I2) * (1 - \cos(Az2 - Az1)) \tag{6.17}$$

dónde:

$RF$  =factor de pata de perro

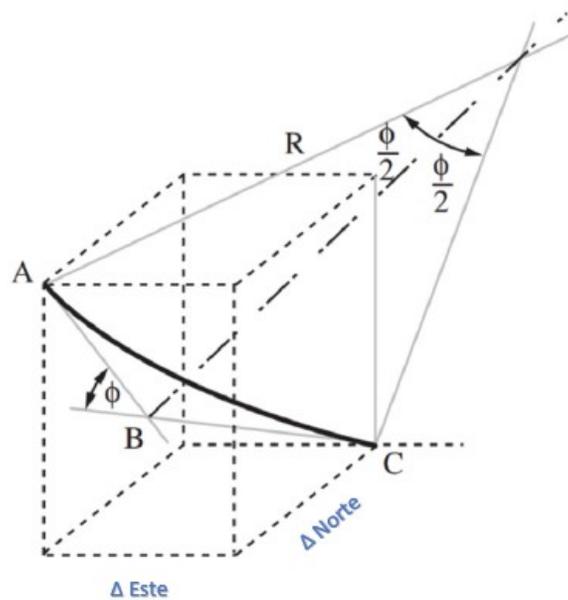


Figura 6.1.5.1: Radio de curvatura mínimo entre dos estaciones (A-C) [18]

### 6.1.6. Diferencias relativas entre métodos

Existen diversas formas de comparar los resultados obtenidos de cada método para el seguimiento de la trayectoria, sin embargo, uno que es simple de aplicar y muestra buenos resultados consiste en la construcción de un vector de diferencias de cada parámetro entre dos métodos. De dicho vector, su longitud puede ser calculada como:

$$|\vec{d}| = \sqrt{(TVD_1 - TVD_2)^2 + (Norte_1 - Norte_2)^2 + (Este_1 - Este_2)^2} \tag{6.18}$$

Posteriormente la longitud del vector  $|\vec{d}|$  puede ser dividida entre la profundidad desarrollada la da por resultado un vector diferencia relativa entre la longitud del pozo.

$$dif\ rel = \frac{\sqrt{(TVD_1 - TVD_2)^2 + (Norte_1 - Norte_2)^2 + (Este_1 - Este_2)^2}}{MD} \quad (6.19)$$

## 6.2. Algoritmo para trayectoria Tipo J

Como anteriormente se discutió, un pozo direccional Tipo J, consiste en el *incremento-mantenimiento* en la construcción del ángulo, hasta llegar a la zona de interés. Para construir la trayectoria, se sigue la siguiente metodología:

1. *Vista vertical*: se dibuja una vista de tipo vertical de la posible trayectoria del pozo, procediendo desde la superficie hasta donde se encuentre ubicado el objetivo, como se puede observar en la Figura 6.2.0.1, durante el trazo de dicha trayectoria, deben incluirse las siguientes variables:

VARIABLES PREVIAMENTE CONOCIDAS:

- a) Ubicación del objetivo.
- b) TVD hasta el objetivo.
- c) Profundidad del punto de arranque (KOP).
- d) Tasa de Incremento (BUR).

VARIABLES PARA CALCULAR:

- 1) Coordenadas del pozo en relación con el azimuth.
- 2) Cálculo del R.
- 3) Cálculo del ángulo máximo a mantener.
- 4) TVD hasta el EOB.
- 5) MD hasta el EOB.
- 6) Desplazamiento horizontal hasta el EOB.
- 7) MDT hasta el objetivo.

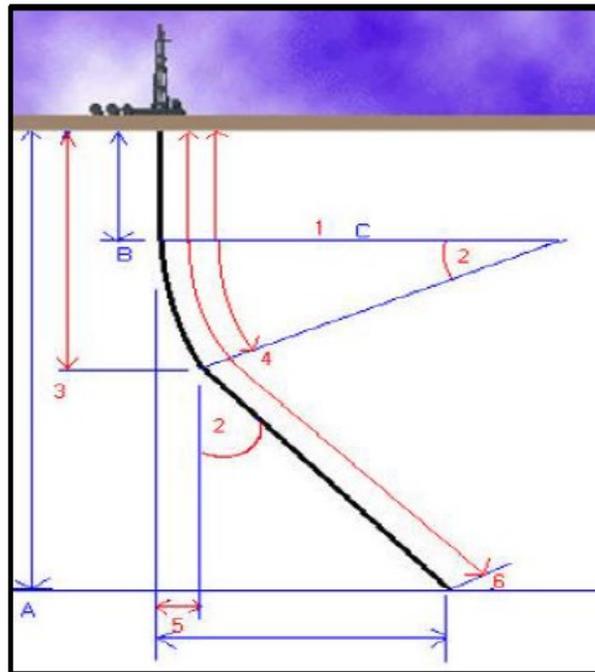


Figura 6.2.0.1: Vista vertical para Pozo Tipo J [34]

2. *Calcular el desplazamiento horizontal ( $D_2$ ):* con base en el azimuth y la dirección que proporciona, así como la posible ubicación del objetivo, es posible calcular el desplazamiento horizontal total que presenta el pozo durante la perforación. Posteriormente a la representación vertical del pozo, se asignan variables a cada parte de la trayectoria como se observa en la Figura 6.2.0.2.

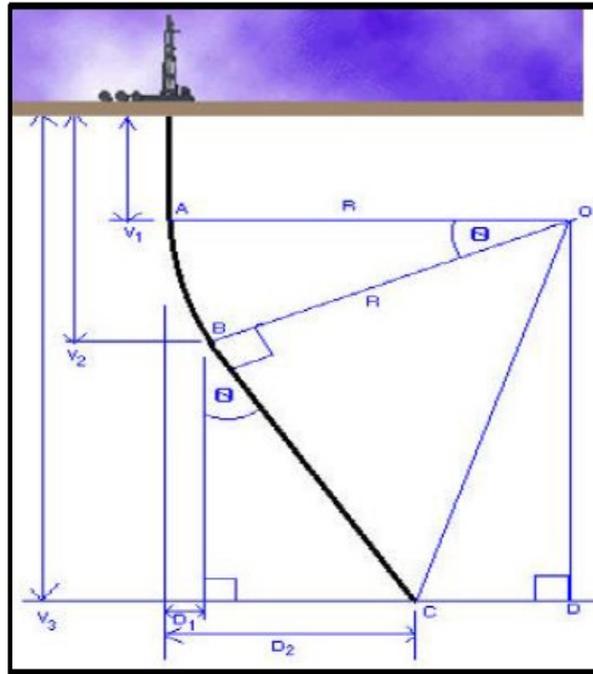


Figura 6.2.0.2: Variables en Pozo Tipo J [34]

3. *Calcular la tasa de incremento (BUR):* la cual es el cambio que presenta el pozo en su inclinación de donde se eleva el ángulo de dirección. Como anteriormente se discutió, el incremento angular se expresa en el cambio de ángulo por cada 30 metros de MD. Para calcular la tasa de incremento se hace uso de la siguiente fórmula.

$$BUR = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{R} \quad (6.20)$$

O bien, si no se conoce R, pero se tiene la tasa de incremento:

$$R = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{BUR} \quad (6.21)$$

4. *Calcular el ángulo máximo a mantener:* se debe calcular cuando la inclinación del pozo es constante, dicho mantenimiento se presenta posteriormente a la sección de incremento de ángulo de la trayectoria y permite llegar a la zona del objetivo.

a) Se calcula la línea DC bajo los siguientes criterios

- Si  $D_2 > R$ , se hace uso de la fórmula  $DC = D_2 - R$

- Si  $D_2 < R$ , se hace uso de la fórmula  $DC = R - D_2$

b) Se calcula la línea DO, tomando la distancia TVD hasta el punto KOP ( $V_1$ ), para restarle la distancia TVD hasta el objetivo ( $V_3$ ).

$$DO = V_3 - V_1 \quad (6.22)$$

c) Se calcula el ángulo  $\angle DOC$  con la siguiente ecuación.

$$\angle DOC = \tan^{-1} \left( \frac{DC}{DO} \right) \quad (6.23)$$

d) Se calcula la línea OC, mediante el ángulo obtenido previamente.

$$OC = \frac{DO}{\cos(\angle DOC)} \quad (6.24)$$

e) Se calcula el ángulo  $\angle BOC$ , mediante la siguiente fórmula.

$$\angle BOC = \cos^{-1} \left( \frac{R}{OC} \right) \quad (6.25)$$

f) Se calcula el ángulo  $\angle BOD$ , mediante el siguiente criterio.

- Si  $D_2 > R$ , se usa la siguiente fórmula  $\angle BOD = \angle BOC - \angle DOC$
- Si  $D_2 < R$ , se usa la siguiente fórmula  $\angle BOD = \angle BOC + \angle DOC$

g) Como último inciso, se calcula el máximo ángulo a mantener ( $\theta$  o bien  $\angle AOB$ ), teniendo el triángulo rectángulo formado por los tres puntos AOD, al cual se le resta el ángulo previamente calculado.

$$\text{Máximo ángulo a mantener}(\theta) = \angle AOD - \angle BOD \quad (6.26)$$

5. *Calcular la TVD hasta EOB:* para este cálculo, se considera la profundidad vertical verdadera hasta el punto  $V_2$ , obteniéndose mediante la siguiente fórmula, considerando a  $V_1$  la TVD hasta el KOP en la trayectoria del pozo.

$$V_2 = V_1 + [R * (\text{sen}(\theta))] \quad (6.27)$$

6. *Calcular la MD hasta EOB:* como previamente se discutió, calcular la MD, es obtener

la longitud actual o verdadera del pozo, desde la ubicación en la superficie, hasta el punto donde culmine el incremento, calculándose con la siguiente fórmula.

$$MD(EOB) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} \quad (6.28)$$

7. *Calcular el desplazamiento horizontal hasta EOB:* en este paso, se considera el desplazamiento horizontal ( $D_1$ ) desde la ubicación del pozo en la superficie hasta el punto donde culmine el incremento, calculándose con la siguiente fórmula.

$$D_1 = R - [R * (\cos(\theta))] \quad (6.29)$$

8. *Calcular la MD hasta el objetivo:* como último paso, se obtiene la profundidad desarrollada total, desde la superficie hasta el objetivo.

- a) Se calcula la línea BC, mediante el teorema de Pitágoras, con base a la relación  $OC^2 = BC^2 + OB^2$ , por lo tanto, la línea BC es obtenida mediante:

$$BC = \sqrt{OC^2 - R^2} \quad (6.30)$$

- b) Finalmente, para obtener la profundidad desarrollada total, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Profundidad\ desarrollada\ total\ (MDT) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + BC \quad (6.31)$$

*Ejemplo práctico:*

Un pozo «Z», será perforado como un pozo direccional con un perfil tangencial, con el fin de alcanzar un objetivo geológico. La trayectoria de dicho pozo, se planificó verticalmente hasta los 3250 m, donde se inicia la desviación controlada del pozo siguiendo una dirección de 219.2° del azimuth junto a un desplazamiento de 796 m, hasta alcanzar el objetivo a una profundidad de 6914 m.

Datos:

- TVD: 6914 m
- TVD del KOP: 3250 m

- BUR:  $1.5^\circ/30\text{ m}$
- Desplazamiento horizontal:  $796\text{ m}$

1. Se procede a calcular  $R$  mediante la Ecuación 6.21:

$$R = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{\left(\frac{1.5^\circ}{30\text{m}}\right)} = 1146\text{ m}$$

2. Se procede a obtener el ángulo máximo a mantener.

a) Como  $D_2 < R$ , la línea DC se calcula como:

$$DC = 1146\text{ m} - 796\text{ m} = 350\text{ m}$$

b) Se calcula la línea DO:

$$DO = 6914\text{ m} - 3250\text{ m} = 3664\text{ m}$$

c) Se calcula el ángulo DOC:

$$\angle DOC = \tan^{-1} \left( \frac{350}{3664} \right) = 5.45^\circ$$

d) Se calcula la línea OC:

$$OC = \frac{3664\text{ m}}{\cos(5.45^\circ)} = 3680\text{ m}$$

e) Se calcula el ángulo BOC:

$$\angle BOC = \cos^{-1} \left( \frac{1146}{3680} \right) = 71.85^\circ$$

f) De igual forma, como  $D_2 < R$  el ángulo BOD se calcula mediante:

$$\angle BOD = 72^\circ + 5.45^\circ = 77.30^\circ$$

g) Como el triángulo AOD posee un ángulo de  $90^\circ$ , basta con hacer la siguiente operación:

$$\theta = 90^\circ - 77.45^\circ = 12.7^\circ$$

3. Se calcula la TVD hasta el punto de fin de incremento:

$$V_2 = 3250 \text{ m} + [1146 \text{ m} * (\text{sen}(12.7^\circ))] = 3502 \text{ m}$$

4. Se calcula la profundidad desarrollada hasta el punto de fin de incremento.:

$$MD(EOB) = 3250 \text{ m} + \frac{12.7^\circ}{\frac{1.5^\circ}{30\text{m}}} = 3504 \text{ m}$$

5. Se calcula el desplazamiento horizontal hasta el punto de fin de incremento:

$$D_1 = 1146 \text{ m} - [1146 \text{ m} * \cos(12.7^\circ)] = 28.03 \text{ m}$$

6. Finalmente, se calcula la profundidad desarrollada total:

- a) Se calcula la línea BC:

$$BC = \sqrt{(3680 \text{ m})^2 - (1146 \text{ m})^2} = 3497 \text{ m}$$

- b) Se obtiene la MD total:

$$MDT = 3250 \text{ m} + 254 \text{ m} + 3497 \text{ m} = 7001 \text{ m}$$

### 6.3. Algoritmo para trayectoria Tipo S

La metodología para la construcción de la trayectoria de un pozo Tipo S, es similar a la de un Tipo J pero con una diferencia en la construcción de ángulo, la cual debe ser *incrementada-mantenida-disminuida*. Para construir la trayectoria se siguen los siguientes pasos:

1. *Vista vertical*: se dibuja una vista de tipo vertical de la posible trayectoria del pozo, procediendo desde la superficie hasta donde se encuentre localizado el objetivo, como se puede observar en la Figura 6.3.0.1, durante el trazo de dicha trayectoria, deben incluirse las siguientes variables:

Variables previamente conocidas:

- a) Ubicación del objetivo.
- b) TVD hasta el objetivo.
- c) Profundidad del punto de arranque (KOP).
- d) Tasa de Incremento (BUR).
- e) Tasa de Disminución (DOR).

Variables para calcular:

- 1) Coordenadas del pozo en relación con el azimuth.
- 2) Calculo del  $R_1$  y de  $R_2$ .
- 3) Calculo del ángulo maximo a mantener.
- 4) TVD hasta el EOB.
- 5) MD hasta el EOB.
- 6) Desplazamiento horizontal hasta el EOB.
- 7) MD hasta el punto de Inicio de Disminución (SOD).
- 8) TVD hasta el punto SOD.
- 9) Desplazamiento horizontal hasta el SOD.
- 10) MDT hasta el objetivo.

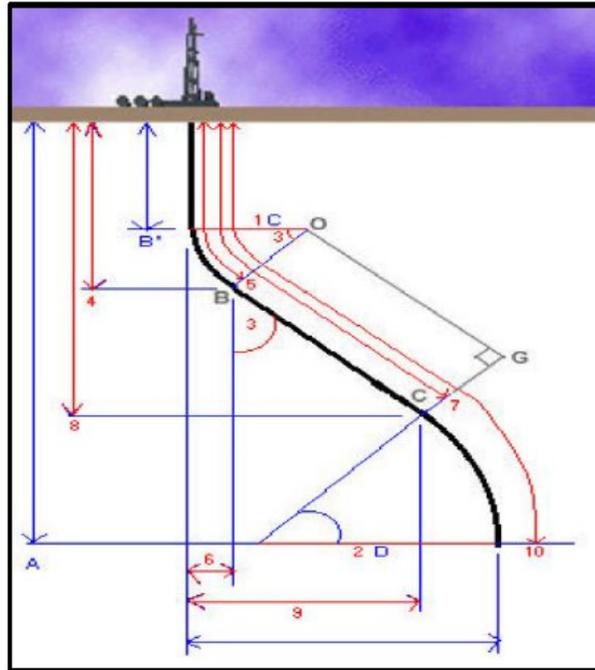


Figura 6.3.0.1: Vista vertical para Pozo Tipo S [34]

2. *Calcular el desplazamiento horizontal:* con base del azimuth y la dirección que proporciona, así como la posible ubicación del objetivo, es posible calcular el desplazamiento horizontal total que presenta el pozo durante la perforación. Posteriormente a la representación vertical del pozo, se asignan variables a cada parte de la trayectoria como se observa en la Figura 6.3.0.2.

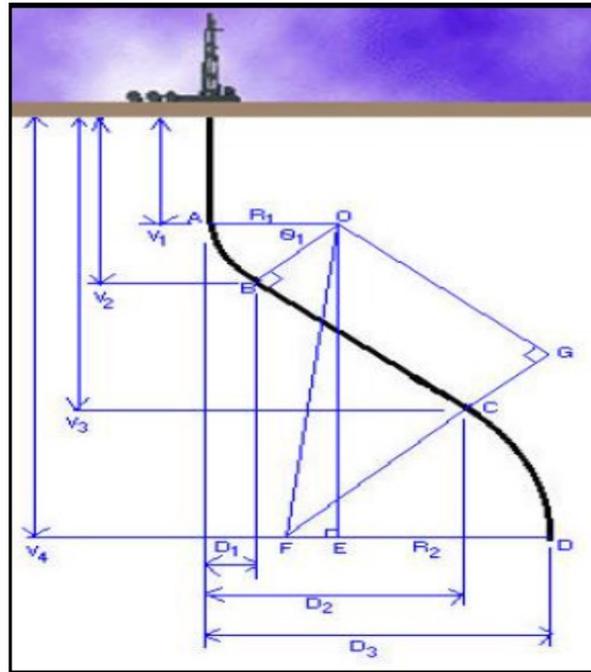


Figura 6.3.0.2: Variables en Pozo Tipo S [34]

3. Calcular  $R_1$  y  $R_2$ : de igual forma que para un pozo Tipo J,  $R_1$  se obtiene mediante:

$$R_1 = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{BUR}$$

Y  $R_2$  es obtenido mediante:

$$R_2 = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{DOR} \tag{6.32}$$

4. Calcular el ángulo máximo a mantener: el ángulo de inclinación se mantiene constante justo después del final de la sección de incremento del pozo, hasta el punto SOD.

a) Se calcula la línea FE, la cual puede encontrarse bajo el siguiente criterio

- Si  $D_3 > R_1 + R_2$ , se hace uso de la fórmula  $FE = D_3 - (R_1 + R_2)$ .
- Si  $D_3 < R_1 + R_2$ , se hace uso de la fórmula  $FE = R_1 - (D_3 - R_2)$ .

b) Se calcula la línea EO, para encontrarla, se requiere tomar la distancia TVD, hasta el punto KOP ( $V_1$ ) y restarle la distancia TVD hasta el objetivo ( $V_4$ ).

$$EO = V_4 - V_1 \quad (6.33)$$

c) Se calcula el ángulo  $\angle FOE$  mediante la siguiente ecuación.

$$\angle FOE = \tan^{-1} \left( \frac{FE}{EO} \right) \quad (6.34)$$

d) Se calcula la línea OF mediante el teorema de Pitágoras donde  $OF^2 = FE^2 + EO^2$ , despejando, la fórmula es.

$$OF = \sqrt{FE^2 + EO^2} \quad (6.35)$$

e) Se calcula la línea FG, que es igual a la suma del radio de incremento y el radio de disminución.

$$FG = R_1 + R_2 \quad (6.36)$$

f) Se calcula el ángulo  $\angle FOG$ , calculado mediante la siguiente fórmula.

$$\angle FOG = \sin^{-1} \left( \frac{FG}{OF} \right) \quad (6.37)$$

g) Como último inciso, se calcula el máximo ángulo a mantener ( $\theta$  o bien  $\angle EOG$ ), usando la siguiente fórmula.

$$\text{Máximo ángulo a mantener}(\theta) = \angle FOG - \angle FOE \quad (6.38)$$

5. *Calculo de TVD hasta EOB:* para calcular la TVD hasta el punto EOB ( $V_2$ ) se usa la siguiente fórmula, donde, como previamente se discutió,  $V_1$  es la TVD hasta el punto KOP y  $R_1$  es el radio de incremento en la trayectoria del pozo.

$$V_2 = V_1 + [R_1 * \sin(\theta)] \quad (6.39)$$

6. *Calculo de MD hasta EOB:* en este punto, se sigue la misma metodología que en el pozo Tipo J, usando la fórmula previamente mostrada.

$$MD(EOB) = V_1 + \frac{\theta}{BUR}$$

7. *Calcular el desplazamiento horizontal hasta EOB:* se procede a calcular el desplazamiento horizontal ( $D_1$ ) desde el punto de ubicación en superficie hasta el punto de fin de incremento, teniendo a consideración el radio de incremento ( $R_1$ ). El desplazamiento se calcula mediante.

$$\text{Desplazamiento EOB o } D_1 = R_1 - [R_1 * \cos(\theta)] \quad (6.40)$$

8. *Calculo de MD hasta SOD:* se calcula la profundidad desarrollada hasta el punto de inicio de disminución, mediante la siguiente metodología:

- a) Se calcula la línea OG mediante el teorema de Pitágoras, donde  $OF^2 = OG^2 + FG^2$ , despejando se obtiene la siguiente fórmula

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

- b) Se calcula MD hasta SOD, mediante la siguiente fórmula.

$$MD(SOD) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + OG$$

9. *Calculo de TVD hasta  $V_3$ :* la profundidad total verdadera hasta el punto de inicio de disminución con la siguiente fórmula.

$$V_3 = V_2 + [BC * \cos(\theta)] \quad (6.41)$$

10. *Calculo del desplazamiento horizontal hasta SOD:* se calcula el desplazamiento horizontal  $D_2$  desde un punto de ubicación en superficie, hasta el punto de inicio de disminución, obteniéndose mediante la siguiente fórmula.

$$\text{Desplazamiento hasta el punto SOD o } D_2 = D_1 + [BC * \sin(\theta)] \quad (6.42)$$

11. *Calculo de MDT:* finalmente se calcula la profundidad desarrollada total hasta el objetivo, el cual viene siendo la longitud actual o verdadera total del pozo, desde un punto

de ubicación en la superficie hasta el objetivo. Obteniéndose de la siguiente manera.

$$Profundidad\ Desarrollada\ Total(MDT) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + BC + \frac{\theta}{DOR} \quad (6.43)$$

### Ejemplo práctico

Otro pozo «Y» (cabe destacar que este ejemplo se realizará en ft), será perforado como un pozo direccional con un perfil de incremento angular para posteriormente disminuirlo, con el fin de evadir una zona de presión anormal, la cual generaría problemas durante la perforación, y no permitiría llegar al objetivo geológico con facilidad, las distintas profundidades en la construcción del perfil así como el ángulo de incremento y decremento se encuentran reportadas en unidades inglesas de campo. La trayectoria de dicho pozo, se planificó verticalmente hasta los 6084 ft, donde se inicia una desviación controlada a partir de dicho punto. Se perfora con una primera ( $R_1$ ) tasa de construcción de ángulo de  $3^\circ/100$  ft, para posteriormente perforar con otra tasa de construcción ( $R_2$ ) de  $2^\circ/100$  ft siguiendo una dirección de  $235^\circ$  del azimuth junto a un desplazamiento de 3500 ft, hasta alcanzar el objetivo a una profundidad de 12000 ft.

- TVD: 12000 ft
- TVD del KOP: 6084 ft
- BUR( $R_1$ ):  $3^\circ/100$  ft
- DOR( $R_2$ ):  $2^\circ/100$  ft
- Desplazamiento horizontal: 3500 ft

1. Se procede a calcular  $R_1$  y  $R_2$  mediante la Ecuación 6.21

$$R_1 = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{\left(\frac{3^\circ}{100ft}\right)} = 1909.86 \text{ ft}$$

$$R_2 = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{\left(\frac{2^\circ}{100ft}\right)} = 2864.79 \text{ ft}$$

2. Se procede a obtener el ángulo máximo a mantener.

a) Como  $R_1 + R_2 = 4774.65 \text{ ft}$  y  $R_1 + R_2 > D_3$ , la línea FE se calcula como:

$$FE = 1909.86 \text{ ft} - (3500 \text{ ft} - 2864.79 \text{ ft}) = 1274.65 \text{ ft}$$

b) Se calcula la línea EO:

$$EO = 12000 \text{ ft} - 6084 \text{ ft} = 5916 \text{ ft}$$

c) Se calcula el ángulo FEO:

$$\angle FOE = \tan^{-1} \left( \frac{1274.65}{5916} \right) = 12.16^\circ$$

d) Se calcula la línea OF:

$$OF = \sqrt{(1274.65 \text{ ft})^2 + (5916 \text{ ft})^2} = 6051.76 \text{ ft}$$

e) Se calcula la línea FG:

$$FG = 1909.86 \text{ ft} + 2864.79 \text{ ft} = 4774.65 \text{ ft}$$

f) Se calcula el ángulo FOG:

$$\angle FOG = \sin^{-1} \left( \frac{4774.65}{6051.76} \right) = 52.08^\circ$$

g) Se calcula el máximo ángulo a mantener EOG:

$$\angle EOG(\theta) = 52.08^\circ - 12.16^\circ = 39.92^\circ$$

3. Se calcula la TVD hasta EOB:

$$V_2 = 6084 \text{ ft} + [1909.86 \text{ ft} * \sin(39.92^\circ)] = 7309.6 \text{ ft}$$

4. Se calcula la MD hasta EOB:

$$MD(EOB) = 6084 \text{ ft} + \frac{39.92^\circ}{\frac{3^\circ}{100 \text{ ft}}} = 7414.66 \text{ ft}$$

5. Se calcula el desplazamiento horizontal hasta EOB:

$$D_1 = 1909.86 \text{ ft} - [1909.86 \text{ ft} * \cos(39.92^\circ)] = 445.11 \text{ ft}$$

6. Se calcula la MD hasta SOD.

a) Se calcula la línea OG:

$$OG = \sqrt{(6051.76 \text{ ft})^2 - (4774.65 \text{ ft})^2} = 3751.83 \text{ ft}$$

b) Se calcula la profundidad desarrollada hasta el punto de inicio de disminución:

$$MD(SOD) = 6084 \text{ ft} + \frac{39.92^\circ}{\frac{3^\circ}{100\text{ft}}} + 3751.83 \text{ ft} = 11166.49 \text{ ft}$$

7. Se calcula la TVD hasta SOD:

$$V_3 = 7309.6 \text{ ft} + [3751.83 \text{ ft} * \cos(39.92^\circ)] = 10187.03 \text{ ft}$$

8. Se calcula el desplazamiento horizontal hasta SOD:

$$D_2 = 445.11 \text{ ft} + [3751.83 \text{ ft} * \sin(39.92^\circ)] = 2862.72 \text{ ft}$$

9. Se calcula la MDT:

$$MDT = 6084 \text{ ft} + \frac{39.92^\circ}{\frac{3^\circ}{100\text{ft}}} + 3751.83 \text{ ft} + \frac{39.92^\circ}{\frac{2^\circ}{100\text{ft}}} = 13162.49 \text{ ft}$$

## 6.4. Algoritmo para trayectoria Doble Ángulo

La trayectoria de un pozo de Doble Ángulo o de Doble Incremento, está conformada por un *incremento-mantenimiento-incremento* en la construcción del ángulo, para poder calcular la trayectoria para este tipo de pozos, se sigue una metodología muy similar al de un Tipo S, solamente considerando una diferencia en la sección final del pozo. Se siguen los siguientes pasos:

1. *Vista vertical*: se dibuja una vista de tipo vertical de la posible trayectoria del pozo, procediendo desde la superficie hasta donde se encuentre localizado el objetivo, como se puede observar en la Figura 6.4.0.1, durante el trazo de dicha trayectoria, deben incluirse las siguientes variables:

Variables previamente conocidas:

- a) Ubicación del objetivo.
- b) TVD hasta el objetivo.
- c) Profundidad del punto de arranque (KOP).
- d) Tasa de Incremento ( $BUR_1$  y  $BUR_2$ ).

Variables para calcular:

- 1) Coordenadas del pozo en relación con el azimuth.
- 2) Calculo de  $R_1$  y  $R_2$ .
- 3) Calculo del ángulo máximo a mantener.
- 4) TVD hasta el EOB.
- 5) MD hasta el EOB.
- 6) Desplazamiento horizontal hasta el EOB.
- 7) MD hasta el segundo punto de inicio de construcción (SOB).
- 8) MD hasta el objetivo.

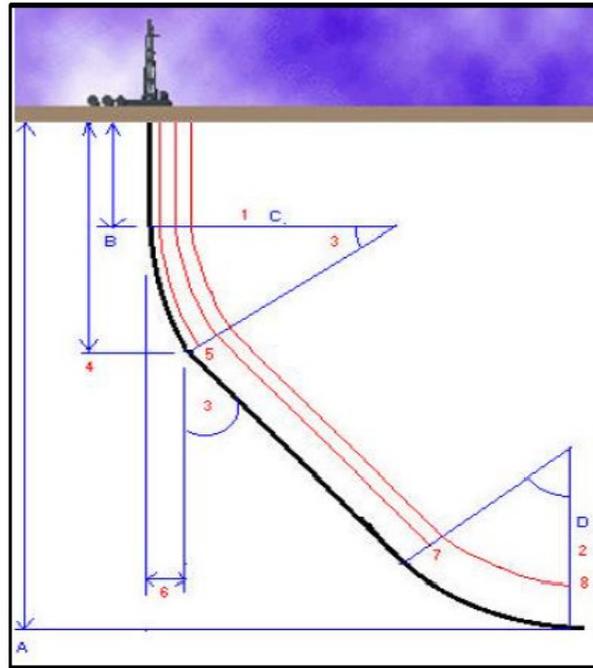


Figura 6.4.0.1: Vista vertical para Pozo Tipo Doble Ángulo [34]

2. *Calcular el desplazamiento horizontal:* con base al azimuth y la dirección que proporciona, así como la posible ubicación del objetivo, es posible calcular el desplazamiento horizontal total que presenta el pozo durante la perforación. Posteriormente a la representación vertical del pozo, se asignan variables a cada parte de la trayectoria como se observa en la Figura 6.4.0.2.

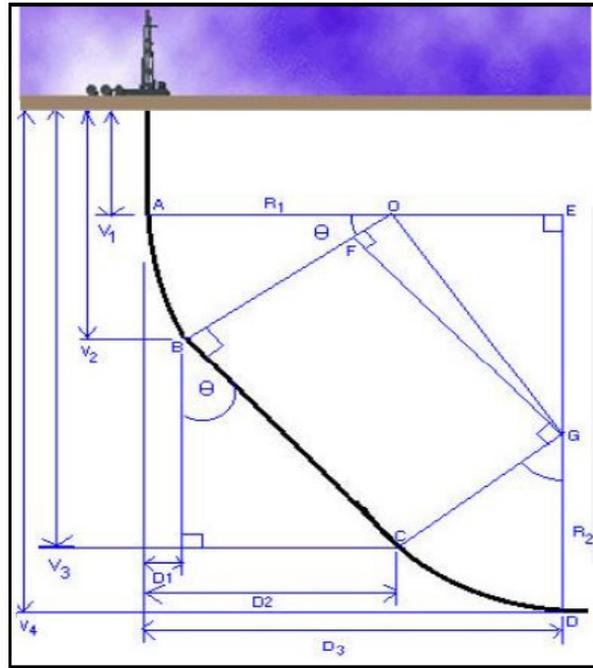


Figura 6.4.0.2: Variables en Pozo Tipo Doble Ángulo [34]

3. *Calcular  $R_1$  y  $R_2$* : son obtenidos mediante la Ecuación 6.21, variando únicamente las tasas de incremento ( $BUR_1$  y  $BUR_2$ ) para cada radio.
4. *Calcular el ángulo máximo a mantener*: el ángulo de inclinación se mantiene constante justo después del final de la sección de incremento del pozo, hasta el punto SOB.
  - a) Se calcula la línea EG, la cual puede encontrarse con la siguiente fórmula, considerando a  $V_4$  como la TVD hasta el objetivo.

$$EG = (V_4 - V_1) - R_2 \tag{6.44}$$

- b) Se calcula la línea EO, realizando una resta al desplazamiento total hasta el objetivo, de la siguiente manera.

$$EO = D_3 - R_1 \tag{6.45}$$

- c) Se calcula el ángulo  $\angle GOE$ , mediante la siguiente fórmula.

$$\angle GOE = \tan^{-1} \left( \frac{EG}{EO} \right) \tag{6.46}$$

- d) Se calcula la línea OG, mediante el teorema de Pitágoras, dónde  $OG^2 = EG^2 + EO^2$ , despejando, la fórmula es.

$$OG = \sqrt{EG^2 + EO^2} \quad (6.47)$$

- e) Se calcula la línea OF, equivalente a la suma del radio de incremento y el radio de disminución.

$$OF = R_1 - R_2 \quad (6.48)$$

- f) Se calcula el ángulo  $GOF$  el cual se encuentra a partir de la siguiente fórmula.

$$\angle GOF = \cos^{-1} \left( \frac{OF}{OG} \right) \quad (6.49)$$

- g) Por último, para encontrar el máximo ángulo a mantener ( $\theta$  o bien  $\angle AOB$ ) se hace uso de la siguiente fórmula.

$$\text{Máximo ángulo a mantener}(\theta) = 180^\circ - \angle GOE - \angle GOF \quad (6.50)$$

5. *Calculo de TVD hasta EOB:* para calcular la TVD hasta el punto EOB, se realiza el mismo procedimiento que en un pozo Tipo S, haciendo uso de la Ecuación 6.39.
6. *Calculo de MD hasta EOB:* en este punto, se sigue la misma metodología que en el pozo Tipo J, haciendo uso de la Ecuación 6.28.
7. *Calcular el desplazamiento horizontal hasta EOB:* para calcular el desplazamiento horizontal hasta el EOB, basta con realizar el mismo procedimiento que en un pozo Tipo S, haciendo uso de la Ecuación 6.40.
8. *Calculo de MD hasta SOB:* la profundidad desarrollada hasta el segundo punto de inicio de construcción se obtiene con base en la siguiente metodología:
  - a) Se calcula la línea FG, mediante el teorema de Pitágoras, dónde  $OG^2 = FG^2 + OF^2$ , despejando, la fórmula es.

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

b) Finalmente, se calcula la MD hasta SOB, de la siguiente forma.

$$MD(SOB) = V_1 + \frac{\theta}{BUR_1} + BC$$

9. *Calculo de la MDT*: como último paso, se calcula la profundidad desarrollada total hasta el objetivo, la cual viene siendo la longitud actual o verdadera total del pozo, desde un punto de ubicación en la superficie hasta el objetivo. Se hace uso de la siguiente metodología:

a) Se calcula el ángulo *CGD*, con base a la siguiente fórmula.

$$\angle CGD = 90^\circ - \theta$$

b) Se calcula la MDT, con base a los datos obtenidos previamente.

$$Profundidad\ Desarrollada\ Total(MDT) = V_1 + \frac{\theta}{BUR_1} + BC + \frac{CGD}{BUR_2}$$

## 6.5. Algoritmo para trayectoria Horizontal

Los sistemas de perforación direccional se encuentran definidos mediante una longitud de BUR (calculados de igual forma mediante la Ecuación 6.20 como puede apreciarse en la Figura 6.5.0.1, el uso de técnicas de perforación horizontal mediante un motor articulado, permite diferenciar cada sistema horizontal, de acuerdo con el tipo de herramienta utilizada. Además, una vez terminada la sección de incremento de ángulo (EOB), se procede al mantenimiento de un ángulo, de tal manera que la trayectoria del pozo sea paralela al yacimiento.

En la industria petrolera, existen cuatro tipos o sistemas de pozos horizontales básicos:

- *Radio largo*: tasas de BUR, entre dos a cinco grados por cada 100 pies, realizando un agujero de  $8\frac{1}{2}'' - 12\frac{1}{2}''$ .
- *Radio medio*: tasas de BUR, entre ocho a 20 grados por cada 100 pies, realizando un agujero de  $6'' - 8\frac{1}{2}''$  mediante un motor rígido.
- *Radio corto*: tasas de BUR, entre uno a cuatro grados por cada 100 pies, realizando un agujero de  $6''$  mediante un motor articulado.

- *Radio ultracorto*: tasas de BUR, de nueve grados por cada pie, realizando un agujero de 4'' mediante un motor articulado.

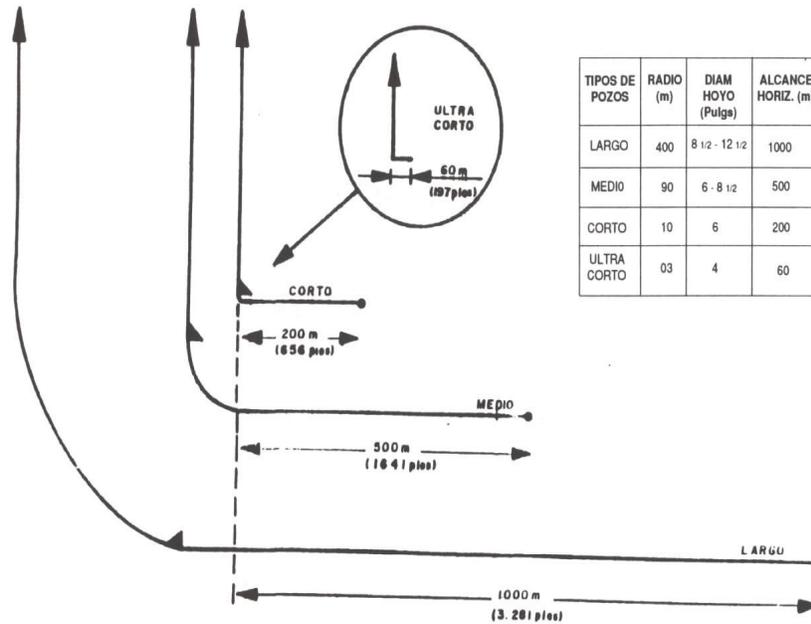


Figura 6.5.0.1: Sistemas de pozo horizontales básicos [41]

Actualmente existen cuatro metodologías para pozos horizontales, los cuales difieren en la forma de construcción del ángulo máximo al objetivo, estos métodos son conocidos como:

1. *Método de Curva de Construcción Sencilla*: está compuesta de un intervalo de construcción continua, comenzando desde el KOP y finalizando con el ángulo máximo al objetivo. Este tipo de curva se perfora generalmente con un motor de construcción de ángulo sencillo (Figura 6.5.0.2).

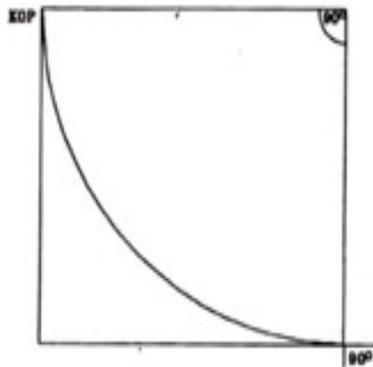


Figura 6.5.0.2: Curva de Construcción Sencilla [41]

2. *Método de Curva de Construcción Tanque Simple*: la curva de construcción a utilizar, se compone por dos intervalos de BUR, por un intervalo tangencial. Generalmente para los intervalos de construcción de ángulo se utiliza un mismo máximo ángulo a mantener, en el motor de fondo, con el cual se produce la misma tasa de curvatura (Figura 6.5.0.3).

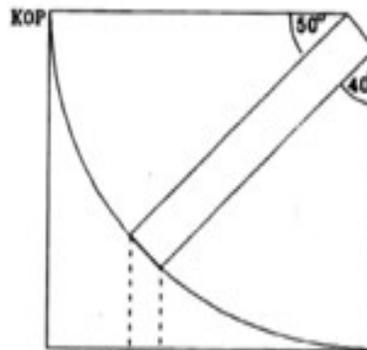


Figura 6.5.0.3: Curva de Construcción Tanque Simple [41]

3. *Método de Curva de Construcción Tangente Compleja*: la curva tangente compleja, hace su uso con base en dos intervalos de construcción separados por un intervalo tangente ajustable. La diferencia entre este método al de tangente simple es la orientación de la cara de la herramienta (*tool face*) en la segunda curva que produce una combinación entre la construcción y el movimiento en el intervalo. Con dicha curva, permite al perforador ajustar la tasa de construcción vertical, mediante el cambio en la cara de la herramienta, garantizando llegar al objetivo (Figura 6.5.0.4).

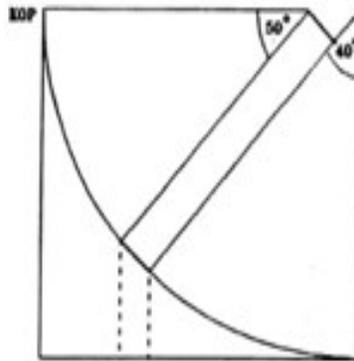


Figura 6.5.0.4: Curva de Construcción Tanque Compleja [41]

4. *Método de Construcción Ideal*: este método hace uso de dos intervalos de construcción, diferenciándose cada intervalo en la tasa de incremento de ángulo. La principal diferencia con los dos métodos anteriores se encuentra en que no existe una sección tangencial (Figura 6.5.0.5).

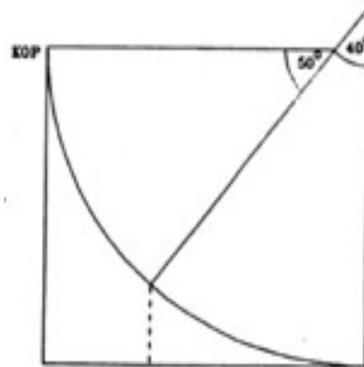


Figura 6.5.0.5: Curva de Construcción Ideal [41]

## 6.6. Algoritmo para cálculo de torque y arrastre

Como anteriormente se discutió, el análisis de torque y de arrastre dentro de la perforación direccional es de gran importancia para el desarrollo de la trayectoria durante la perforación, debido al constante contacto entre la formación y la sarta de perforación.

Para el cálculo de torque y de arrastre como resultado de dicho contacto, se hace uso del modelo de *sarta suave*, donde se consideran diversos parámetros como el tipo de formación, unidades en la sarta de perforación, factor de flotabilidad, inclinación del pozo y del azimuth,

con tal de calcular una fuerza normal y eventualmente el torque junto con el arrastre, suponiendo la existencia de un torque promedio por la rotación. La metodología es la siguiente:

1. *Seccionar la sarta de perforación:* en la Figura 6.6.0.1, se muestra una metodología de cálculo, la cual consiste en seccionar el BHA junto a la sarta de perforación, cada elemento se divide en un intervalo recomendado de un metro o 3.28 ft, el azimuth y la desviación del pozo para cada sección es interpolado de acuerdo con la dirección, y utilizado para el cálculo de cada segmento. Cabe mencionar que dependiendo de las necesidades del operador, la distancia de cada intervalo puede ser ampliado o disminuido (considerando la propagación del error que pueda generarse), otorgando mayor atención y detalle a las secciones donde se espera un aumento considerable de torque y arrastre, ejemplo de dichas secciones es donde se encuentran las herramientas del BHA, o secciones donde exista un ángulo crítico durante la perforación.

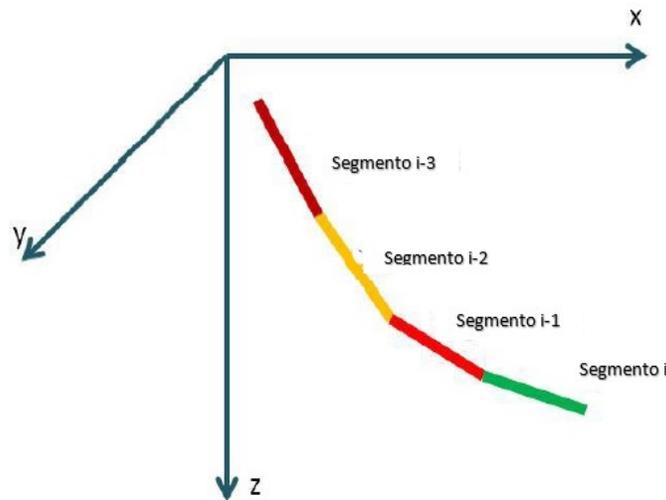


Figura 6.6.0.1: Secciones en un BHA [11]

2. *Calcular peso por cada unidad:* una vez realizada la división en secciones del BHA, se procede a calcular el peso de cada unidad para calcular correctamente el torque y el arrastre. Debido a que la sarta de perforación está compuesta de tuberías de distinto tamaño, el diámetro interno y externo son importantes a considerar para el cálculo, la unidad de peso se expresa mediante la siguiente formula:

$$W_{unidad} = \pi \frac{OD^2 - ID^2}{4} \quad (6.51)$$

Una conversión adecuada con unidades de campo se compone como:

$$W_{unidad} = 65.5 \frac{\text{lbs}}{\text{gal}} * \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) (\text{in}^2) * 1 \text{ ft} * \frac{1 \text{ gal}}{231 \text{ in}^2} * \frac{12 \text{ in}}{1 \text{ ft}} * \frac{1}{1 \text{ ft}}$$

Simplificando, obtenemos la ecuación utilizada en el modelo:

$$W_{unidad} = 2.67 * (OD^2 - ID^2) \quad (6.52)$$

3. *Factor de flotabilidad y peso en flotación:* como anteriormente se mencionó, la flotabilidad es la fuerza que se ejerce hacia arriba y que tiene por resultado el aligeramiento de un cuerpo físico cuando se hunde o flota en un fluido.

En un ambiente de perforación, dicho cuerpo es la sarta de perforación y el fluido es el lodo de perforación, por lo tanto, el peso de la sarta debe ser calculado a condiciones de flotabilidad, realizando un diseño que vaya acorde a la disminución de peso que tiene en el lodo. Es por esta razón que el peso de la sarta es referido como *peso en flotación*, el cual es utilizado como dato para el modelo de torque y arrastre.

Para calcular el factor de flotabilidad basta con usar la Ecuación 4.22 recordando que la densidad del lodo de perforación debe estar en unidades de lb/gal. Una vez obtenido dicho factor se procede a obtener el peso en flotación mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Peso en flotación} = \text{Peso real} * BF \quad (6.53)$$

4. *Inclinación del pozo y azimuth:* tanto la inclinación que se presente en el pozo y el azimuth, son dos parámetros importantes para el modelo de *sarta suave*. Como anteriormente se mencionó durante la perforación, dichos parámetros son medidos mediante un *survey*, el cual son realizados cada 30 m (100 ft) para mantener un control direccional. La Tabla 6.6.1 es un ejemplo de los datos generados por un *survey* aproximadamente cada 45 m.

No. de Survey	MD [m]	Incl. [°]	Az. [°]	TVD [m]	N/S [°]	E/O [°]	V/S [°]
<b>1</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>2</b>	1993.00	0.90	132.29	1992.92	-10.52	11.56	8.45
<b>3</b>	2041.00	0.81	130.13	2040.91	-10.99	12.10	8.84
<b>4</b>	2086.00	0.81	136.13	2085.91	-11.42	12.56	9.18
<b>5</b>	2131.00	0.56	137.47	2130.91	-11.81	12.93	9.43
<b>6</b>	2175.00	1.00	132.19	2174.90	-12.23	13.36	9.74
<b>7</b>	2220.00	1.14	133.41	2219.89	-12.80	13.97	10.19
<b>8</b>	2264.00	1.17	130.37	2263.88	-13.39	14.64	10.67
<b>9</b>	2309.00	1.08	129.98	2308.88	-13.96	15.31	11.18
<b>10</b>	2353.00	0.89	138.15	2352.87	-14.48	15.85	11.57
<b>11</b>	2398.00	1.11	130.53	2397.86	-15.02	16.42	11.97
<b>12</b>	2442.00	1.30	129.65	2441.85	-15.62	17.13	12.50

Tabla 6.6.1: Muestra de datos de un *Survey* [11]

El modelo de *sarta suave* calcula el torque y el arrastre en intervalos de un metro, por lo tanto, hace uso de una interpolación lineal para las áreas entre las estaciones de *survey*.

Por ejemplo: si dos estaciones de *survey* se colocan a los 1830 m y 1860 m, y la inclinación medida entre ambos puntos es de 70° y 75° respectivamente, el modelo usa la interpolación lineal para calcular la inclinación a los 1850 m.

Mediante la interpolación de dos coordenadas  $(x_0, y_0)$  y  $(x_1, y_1)$  es posible encontrar un valor desconocido ( $y$ ), mediante la siguiente ecuación:

$$y = y_0 + (y_1 - y_0) \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} \quad (6.54)$$

Sustituyendo valores en la Ecuación 6.54, a los 1850 m, el valor obtenido es:

$$y = 70 + (75 - 70) \frac{1850 - 1830}{1860 - 1830}$$

$$y = 73.3^\circ$$

El mismo procedimiento se aplica para el cálculo de valores del azimuth. La interpolación lineal de valores de inclinación y azimuth entre estaciones de *survey* es factible bajo la consideración de que el cambio entre estaciones es lineal. Lo cual en la realidad

no es cierto ya que es prácticamente imposible realizar una estación de *survey* por cada metro perforado, considerando que un *survey* completo toma un tiempo de registro de tres a cuatro minutos, la interpolación lineal es considerada como una aproximación lógica y de poca dificultad. [11]

5. *Cálculo de la fuerza normal*: posterior a obtener valores de inclinación, azimuth y del peso en flotación, la fuerza normal es calculada mediante la siguiente fórmula:

$$F_n = \sqrt{(F_t \Delta\phi \text{sen}(\theta))^2 + (F_t \Delta\phi W \text{sen}(\theta))^2} \quad (6.55)$$

dónde:

$F_t$  = fuerza de tensión ubicada en la parte final del elemento analizado de la sarta

$\Delta\phi$  = cambio en el ángulo del azimuth sobre la sarta

$\theta$  = inclinación en el elemento final de la sarta

$W$  = peso en flotación del elemento analizado de la sarta

6. *Coefficiente de fricción*: el valor del coeficiente de fricción es de selección manual dentro del modelo. Aunque, es recomendable elegir un valor que pueda representar verdaderamente el fenómeno dentro del pozo. Usar datos de pozos vecinos es una aproximación lógica, aunque en operaciones estándar de perforación el coeficiente de fricción con un fluido de perforación base agua, se aproxima al valor de 0.25 para una sección con TR y para una sección con agujero descubierto se incrementa a 0.35. El coeficiente de fricción es dependiente de las condiciones físicas en el pozo, como el tipo de formación, el tipo de fluido de perforación y el ROP.
7. *Cálculo del arrastre*: el arrastre en la sección analizada de la sarta, es calculado posterior a la selección de un valor adecuado del coeficiente de fricción, teniendo la siguiente fórmula:

$$\Delta F_t = W \cos\theta \pm \mu F_n \quad (6.56)$$

dónde:

$\Delta F_t$  = es el incremento en la fuerza de tensión a lo largo del elemento analizado de la sarta (arrastre)

$\mu$  = es el coeficiente de fricción entre la sarta de perforación y la pared del pozo/TR  
 Cabe mencionar que el valor de arrastre es dependiente del movimiento de la sarta y la dirección que tome dicho movimiento, sea hacia arriba o hacía abajo. He de ahí la razón por la que en la Ecuación 6.56, se presente un  $\pm$  para que el valor obtenido sea representativo. Dando por resultado que el producto de la fuerza normal y el coeficiente de fricción se suman al componente del peso en flotación junto al ángulo de inclinación o viceversa.

El cálculo de arrastre debe realizarse a lo largo de toda la sarta de perforación, obteniendo valores en intervalos de un metro. Cada iteración es realizada y agregada a la anterior empezando desde el fondo de la sarta y culminando en la superficie.

8. *Cálculo del torque:* el torque en la sección analizada de la sarta, es obtenido posterior al cálculo de la fuerza normal y el coeficiente de fricción, mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta M = \mu F_n R \quad (6.57)$$

dónde:

$\Delta M$  =es el incremento de torque a través de toda la sección analizada de la sarta

$R (OD)$  =es el radio de la sección analizada de la sarta

Al igual que el arrastre, el cálculo de torque debe ser *iterativo*, empezando por la parte más baja de la sarta y culminando en la superficie.

Para el cálculo del torque generado por la rotación de la sarta de perforación, es posible realizar una aproximación modificando parámetros como RPM y WOB durante la perforación, sustituyendo al cálculo directo. Durante una perforación en campo es posible observar el torque acumulado en la mesa rotaria durante la operación y una vez que el torque debido a la fricción es calculado, el torque rotacional se obtiene mediante la siguiente fórmula: [11]

$$\Delta M_R = \Delta M_A - \Delta M \quad (6.58)$$

dónde:

$\Delta M_R$  = torque debido a la rotación de la sarta

$\Delta M_A$  = torque acumulado en mesa rotaria

## 6.7. Algoritmo para cálculo de variables y esfuerzos laterales

Como anteriormente se discutió, el mantenimiento de la trayectoria durante la perforación direccional es uno de los aspectos más importantes y de mayor dificultad, que garantiza la rentabilidad final del pozo así como el éxito general de la perforación direccional. En específico, entender y considerar los diversos esfuerzos junto a las variables (WOB, RPM, inclinación, dirección y las fuerzas que son ejercidas por el BHA en el pozo) presentes durante la perforación, genera un control direccional en el pozo. Sin embargo, en ocasiones el considerar todas las variables en tiempo real resulta en un análisis muy complejo, por consecuencia, es recomendable realizar un escalamiento de datos y considerar las variables más importantes que puedan llegar a afectar la dirección del pozo.

El siguiente algoritmo propone una metodología que considera dos aspectos muy importantes en el control direccional, los cuales son la fuerza lateral ejercida en la barrena y su ángulo de entrada en relación a un eje central de pozo. Permitiendo calcular puntos de contacto entre el BHA y la formación, prediciendo la reacción del aparejo de fondo a parámetros como WOB, curvatura en el pozo, rigidez del motor de fondo y de la lastra-barrena, así como el diámetro de las herramientas de perforación a usar.

Finalmente, para reducir el número de contactos para permitir un cálculo de menor complejidad, se hacen las siguientes suposiciones:

- *El diámetro del agujero es igual al diámetro de la barrena:* significa que los esfuerzos laterales de la barrena no hacen el agujero más grande, considerando solamente el cambio de trayectoria o el mantenimiento de la misma.
- *La pared del pozo es dura y no presenta derrumbes:* considera que no hay un esfuerzo de corte en los puntos de contacto entre el BHA y la formación.

La metodología es la siguiente:

1. *Seccionar el BHA:* el aparejo de fondo es considerado como una sola sección que no se encuentra completamente en línea recta, ya que existen esfuerzos longitudinales y transversales. Por lo tanto, para empezar el análisis, se divide el BHA en tres secciones como se muestra en la Figura 6.7.0.1.

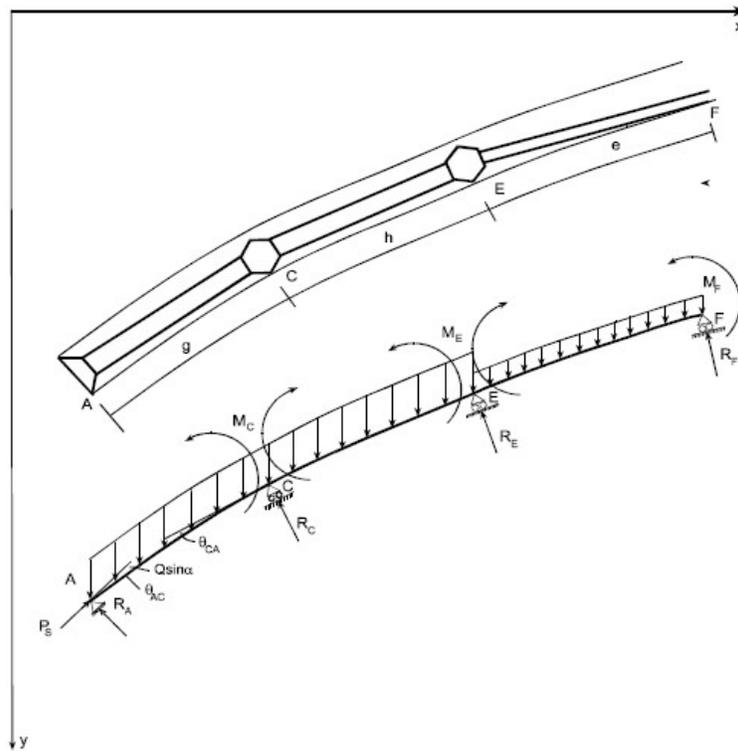


Figura 6.7.0.1: Seccionar el BHA [27]

2. *Análisis del momento de flexión:* posteriormente al dividir el BHA en tres secciones, se considera que el momento de flexión o *bending* en el punto A (barrena) es igual a cero ( $M_A = 0$ ) y que dicha fuerza en el punto F (sección de la lastra-barrena) presenta *bending* limitado, es decir, la fuerza es proporcional a la rigidez de la lastra-barrena y a la desviación del agujero ( $M_F = M_g = -kZ$ ) debido a que las lastra-barrenas presentes en la Figura 6.7.0.1, no tocan la pared de pozo en un punto, si no a lo largo de la formación, desde el punto F hacia adelante. En este caso, las siguientes variables son desconocidas:

$e$  = distancia que limita el punto de contacto en el estabilizador superior

$M_c$  = momento de flexión en el punto de contacto del estabilizador C y la pared de pozo

$M_E$  = momento de flexión en el punto de contacto del estabilizador superior y la pared de pozo

Mientras que las siguientes variables sí son conocidas:

$g$  = distancia entre el estabilizador inferior y la barrena

$L_T$  = longitud del motor de fondo

$h$  = distancia entre estabilizadores ( $h = L_T - g$ )

3. *Elaboración de ecuaciones para resolución:* posteriormente al análisis de las variables desconocidas al seccionar el BHA, se procede a calcular el ángulo de flexión en el punto C, el cual puede ser calculado mediante la siguiente ecuación.

$$\theta_{CA} = \frac{Q * g^3 * \text{sen}(\alpha)}{24 * K} * \chi(u_g) + \frac{M_c * g}{3 * K} * \psi(u_g) \quad (6.59)$$

dónde

$Q$  = peso en flotación del motor de fondo

$K$  = rigidez de la lastra-barrena (coeficiente calculado mediante la Ecuación 4.32)

$\alpha$  = ángulo de desviación expresado en radianes

Los valores  $\chi(u_g)$  y  $\psi(u_g)$  en la Ecuación 6.59, son conocidas como funciones de Berry, las cuales tienen una forma general de la siguiente manera:

$$\chi(u) = \frac{3 * (\tan(u) - u)}{u^3}; \quad \psi(u) = \frac{3}{2 * u} * \left( \frac{1}{2 * u} - \frac{1}{\tan(2u)} \right) \quad (6.60)$$

para este caso en específico se hace uso de:

$$u_g = \frac{g}{2} \sqrt{\frac{P_{dl} - Q * \frac{g}{2} \cos(\alpha)}{K}} \quad (6.61)$$

dónde:

$P_{dl}$  = peso sobre la barrena (WOB)

Para simplificar la Ecuación 6.59, como previamente se mencionó, se considera que el diámetro del agujero es igual al diámetro de la barrena ( $D_{dh} = D_{dl}$ ), expresándose de la siguiente forma:

$$\theta_{CA} = \frac{A - C}{2 * g} - \frac{Z * g}{2} \quad (6.62)$$

dónde:

$A = D_{dl}$  = diámetro de la barrena (diámetro en el punto A)

$C$  =diámetro del estabilizado inferior (diámetro en el punto C)

$Z$  =curvatura del agujero con base a un eje (expresado en radianes)

Sustituyendo la Ecuación 6.62 en la Ecuación 6.59, obtenemos la siguiente expresión:

$$\frac{A - C}{2 * g} - \frac{Z * g}{2} = \frac{Q * g^3 * \text{sen}(\alpha)}{24 * K} * \chi(u_g) + \frac{M_C * g}{3 * K} * \psi(u_g) \quad (6.63)$$

La Ecuación 6.63, presenta solamente una variable desconocida ( $M_C$ ). haciendo un procedimiento similar, el ángulo de flexión en el punto E, puede expresarse como:

$$(\theta_{EC}) = \frac{E - C}{2 * h} - \frac{Z * h}{2} = \frac{Q * h^3 * \text{sen}(\alpha)}{24 * K} * \chi(u_h) + \frac{M_C * g}{3 * K} * \psi(u_h) * \frac{M_E * g}{6 * K} * \Phi(u_h) \quad (6.64)$$

Mediante la Ecuación 6.64, es posible encontrar la variable ( $M_e$ ), finalmente aplicando el mismo procedimiento para el ángulo de flexión en el punto  $e$ .

$$(\theta_{EF}) = \frac{d_z - E}{2 * e} - \frac{Z * e}{2} = \frac{q * e^3 * \text{sen}(\alpha)}{24 * k} * \chi(u_e) + \frac{M_E * e}{3 * k} * \psi(u_e) * \frac{M_F * e}{6 * k} * \Phi(u_e) \quad (6.65)$$

En este caso la función de Berry, toma la siguiente forma:

$$\Phi(u) = \frac{3}{u} * \left( \frac{1}{\text{sen}(2u)} - \frac{1}{2 * u} \right) \quad (6.66)$$

$$u_h = \frac{h}{2} * \sqrt{\frac{P_{dl} - Q * \left( \frac{g+h}{2} \right) * \text{cos}(\alpha)}{K}} \quad (6.67)$$

$$u_e = \frac{e}{2} * \sqrt{\frac{P_{dl} - Q * (g + h) * \text{cos}(\alpha) - q * \frac{e}{2} * \text{cos}(\alpha)}{K}} \quad (6.68)$$

4. *Cálculo de fuerzas de reacción:* las funciones de Berry ( $\chi(u)$ ;  $\psi(u)$  y  $\Phi(u)$ ) caracterizan la influencia de la fuerza axial durante el pandeo en la sección de la sarta, las Ecuaciones 6.63, 6.64 y 6.65 , presentan un sistema de tres por tres, con tres variables desconocidas, de las cuales  $M_C$ ,  $M_E$  y  $e$  pueden ser calculadas. Posterior a resolver

el sistema de ecuaciones, las fuerzas de reacción entre la pared del pozo y los puntos de contacto pueden ser calculadas. Para el caso propuesto en la Figura 6.7.0.1, dichas reacciones están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$R_A = \frac{Q * g * \text{sen}(\alpha)}{2} + \frac{M_C}{g} \quad (6.69)$$

$$R_C = \frac{Q * (g + h) * \text{sen}(\alpha)}{2} - \frac{M_C}{g} + \frac{M_E - M_C}{h} \quad (6.70)$$

$$R_E = \frac{Q * h * \text{sen}(\alpha) + q * e * \text{sen}(\alpha)}{2} + \frac{M_C - M_E}{h} + \frac{M_F - M_E}{e} \quad (6.71)$$

5. *Sistemas de ecuaciones:* posterior a formar un sistema de ecuaciones adecuado, todas las incógnitas en casos teóricamente posibles donde se posicione la sarta de perforación contra la pared del pozo pueden ser calculadas. En las ecuaciones previamente mostradas, se presentó una división del BHA en tres secciones, lo cual en casos de campo reales, los puntos de contacto pueden llegar a ser mayores a tres (no todos los contactos necesariamente se presentan en los estabilizadores) como se representa en la Figura 6.7.0.2.

Algunos contactos pueden presentarse por el pandeo de la sarta al momento de ejercer una carga sobre la barrena. En casos donde se lleguen a presentar más de tres puntos, es recomendable asumir que todos los contactos se encuentran en los estabilizadores, y por consecuente, reducir los puntos prácticos a tres teóricos, facilitando la predicción sobre la dirección que toma la herramienta.

Finalmente cabe resaltar que las Ecuaciones 6.63, 6.64 y 6.65, son funciones trascendentes, por lo tanto, pueden ser resueltas usando soluciones numéricas como Newton - Raphson, el cual es recomendable por su simplicidad y fácil convergencia.

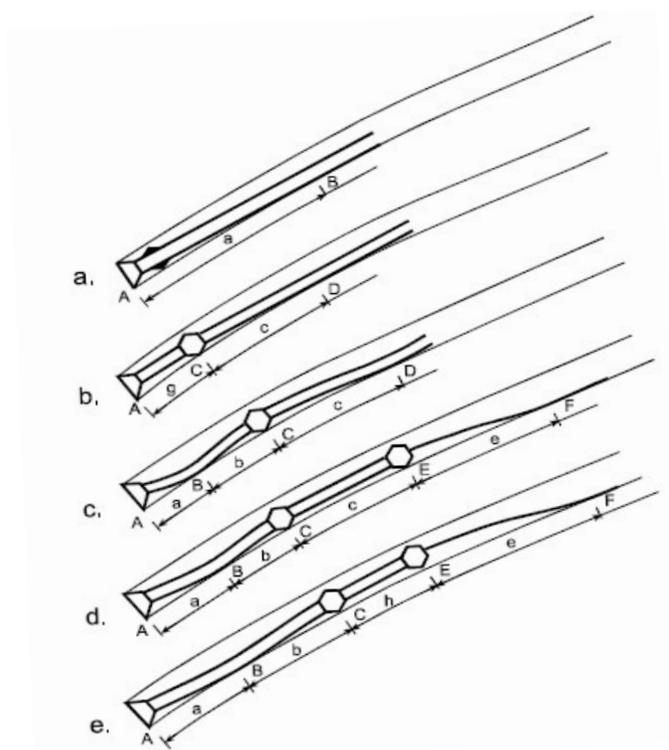


Figura 6.7.0.2: Diferentes escenarios de contacto [27]



# Capítulo 7

## La Aplicación

### 7.1. Descripción de la Aplicación

Para la aplicación de la teoría de perforación direccional se elaboró un modelo computacional en Matlab versión 2014, mediante el uso de una GUI (*Graphical User Interface*) para hacer del programa de computo un software más intuitivo y amigable con el usuario. La elección de este lenguaje de programación es debido a la facilidad de empleo y uso de código, así como su adecuación al sistema internacional de unidades. Los modelos programados para las trayectorias direccionales fueron elaborados con base en los tres principales algoritmos descritos en el capítulo seis, los cuales incluyen:

- Pozo Tipo S
- Pozo Tipo J
- Pozo Tipo Doble Ángulo

Adicionalmente, se incluyó un modelo para el cálculo del azimuth en cada caso específico, y la trayectoria del pozo en una dirección específica en un plano horizontal. El total de líneas de código para el uso del software resultó de 1,100 líneas de código relacionándolas mediante la aplicación de *guide* en Matlab para la construcción de la GUI. El programa ofrece resultados preliminares útiles para elegir una trayectoria para planificar la perforación, pero es importante considerar que no son definitivos ya que no considera efectos de torque y arrastre así como la hidráulica de pozos, sin embargo, es una herramienta para discernir entre posibles trayectorias cambiando parámetros específicos del pozo.

## 7.2. Manual de la Aplicación

El programa de computo se usa de la siguiente forma:

### 1. *Menú Principal* (Figura 7.2.0.1)

Se compone de las tres opciones principales del programa, el presionar la opción de la trayectoria deseada abre inmediatamente el programa asociado, en caso de que el usuario necesite salir del menú, basta con presionar el botón «salir» para terminar el proceso.



Figura 7.2.0.1: Menú principal

### 2. *Azimuth* (Figura 7.2.0.2)

El cálculo y la representación gráfica del azimuth se incluye para las tres trayectorias principales dentro del simulador direccional. Para su funcionamiento, solamente se requiere introducir las coordenadas UTM (x,y) del conductor y el objetivo, presionar el botón de «Calcular» y el software muestra automáticamente el rumbo y la dirección en el pozo, dando por resultado un desplazamiento horizontal que es usado como dato en los parámetros necesarios para la construcción de la trayectoria direccional finalmente presionar el botón de «Limpiar» permite borrar la gráfica previamente establecida e insertar nuevos datos para realizar otro cálculo.

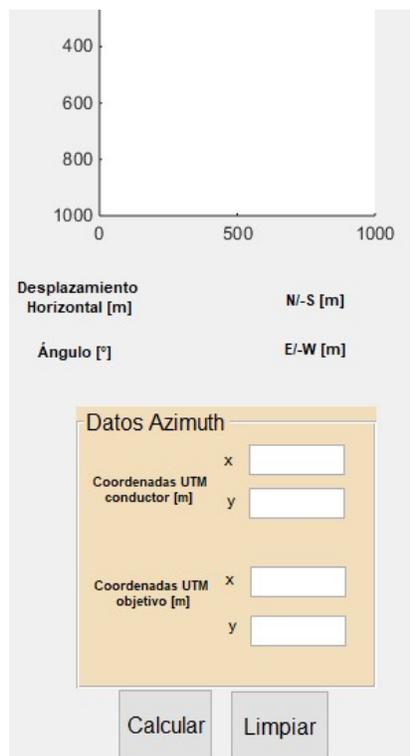


Figura 7.2.0.2: Menú Azimuth

### 3. Interfaz Gráfica para cada caso

Para cada tipo de pozo como se puede apreciar por ejemplo en la Figura 7.2.0.3, se incluyó un espacio para el gráfico de la trayectoria con una escala ajustable dependiente de la extensión que el usuario desee observar y un panel de datos del lado izquierdo para introducir los datos necesarios para el cálculo de la trayectoria direccional con base en los parámetros correspondientes al tipo de pozo: KOP, BUR, DOR, SOB (en caso del Tipo S y Doble Ángulo), TVD del Objetivo y desplazamiento horizontal (previamente calculado por el azimuth). Los datos son introducidos en unidades de campo del SI y presionando el botón de «Calcular» se realiza el proceso para mostrar la trayectoria específica, el cálculo del ángulo máximo a mantener en el pozo y la profundidad desarrollada. Al igual que en el menú principal, puede presionarse el botón de «salir» para terminar el proceso del pozo y regresar al menú principal o bien, presionar «limpiar» para borrar la gráfica de la trayectoria e insertar nuevos datos para graficar.

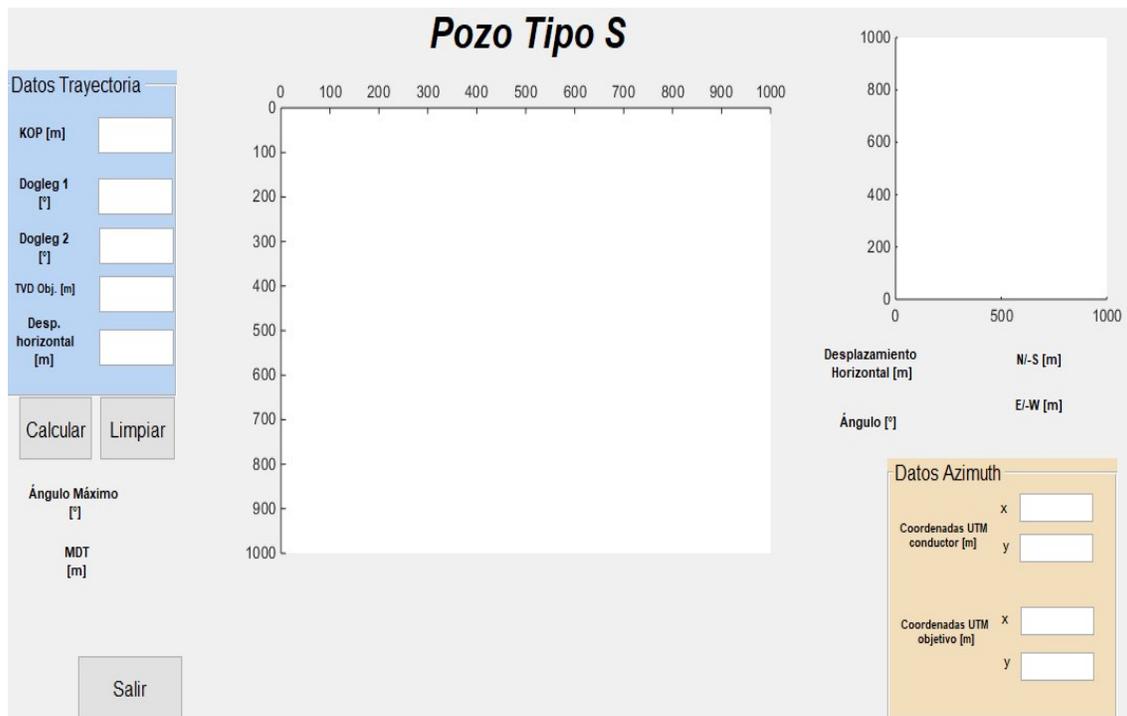


Figura 7.2.0.3: Menú Tipo S

### 7.3. Ejemplos y Corridas

#### ■ Tipo S

Se desean producir dos pequeños yacimientos que se encuentran justo debajo de una zona ecológica protegida, según la regulación vigente, es posible perforar desde un punto con coordenadas UTM en Este (X) 501345.2 [m] y Norte (Y) 2016178.11 [m], Dado la sensibilidad de la zona solo es permitido como máximo la perforación de un solo pozo, por lo tanto se sugiere una trayectoria que permita el incremento y el decremento del pozo para poder alcanzar los dos objetivos geológicos deseados.

Se espera encontrar los dos yacimientos con el mismo rumbo de azimuth. El segundo objetivo geológico se encuentra en coordenadas UTM en Este (X) 500772.50 [m] y Norte (Y) 2017841.4 [m].

Se cuentan con los siguientes parámetros direccionales para el diseño de la trayectoria:

- TVD: 3658 [m]
- TVD del KOP: 1854 [m]

- BUR: 3°/30 [m]
- DOR: 2°/30 [m]

Posteriormente a ingresar los datos en el simulador, podemos observar los resultados del azimuth en la Figura 7.3.0.1. Y la posible trayectoria del pozo se encuentra representada en la Figura 7.3.0.2.

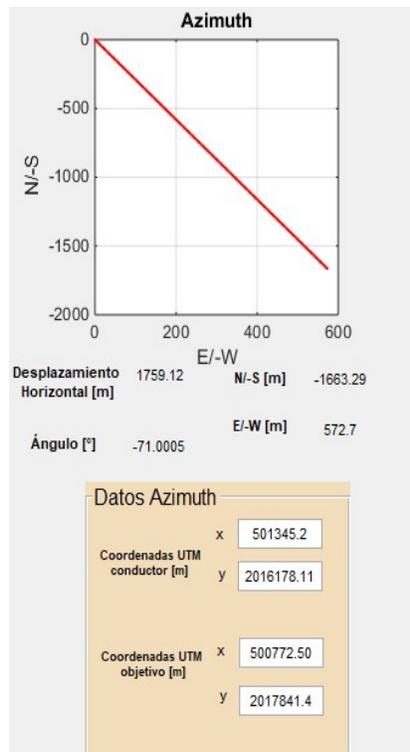


Figura 7.3.0.1: Ejemplo azimuth Tipo S

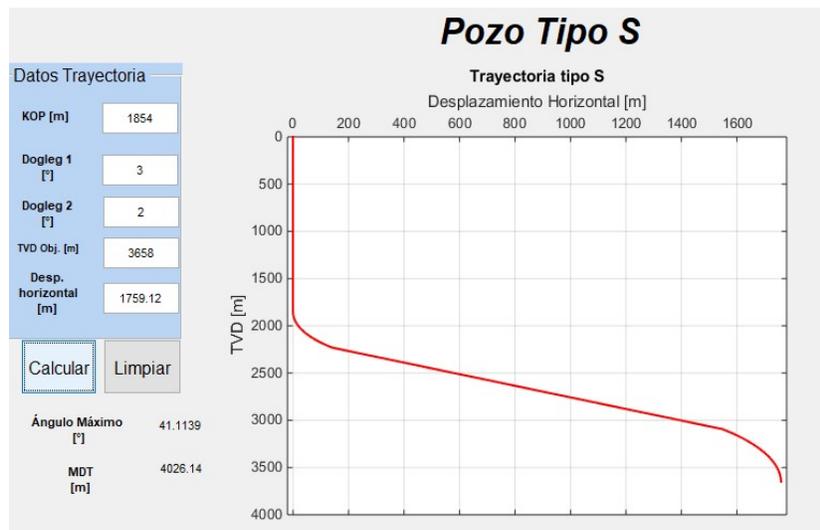


Figura 7.3.0.2: Trayectoria simulada, Tipo S

Es importante mencionar que con base en los algoritmos establecidos previamente, para que el simulador pueda obtener resultados concisos, debe tomarse en cuenta que el BUR debe ser mayor al DOR, ya que de no ser así, el programa no podrá converger en una solución fija y marcará errores en su proceso.

#### ■ Tipo J

Un pozo de desarrollo el cual se desea perforar de nuevo agregando un perfil direccional, para alcanzar un objetivo geológico con un desplazamiento horizontal y rumbo fijos. Antes de perforar se sugieren usar los siguientes parámetros para alcanzar el objetivo de forma rentable:

- TVD: 2288 [m]
- KOP: 1200 [m]
- BUR: 2.5°/30 [m]

Las coordenadas UTM del conductor y del objetivo son  $X=656889$  [m],  $Y=2271810.2$  [m] y  $X=657128.93$  [m],  $Y=2272895.31$  [m] respectivamente. Proponer una trayectoria que cumpla con los parámetros anteriores.

Los datos obtenidos mediante el cálculo del azimuth están representados en la Figura 7.3.0.3, y la trayectoria propuesta está representada en la Figura 7.3.0.4.

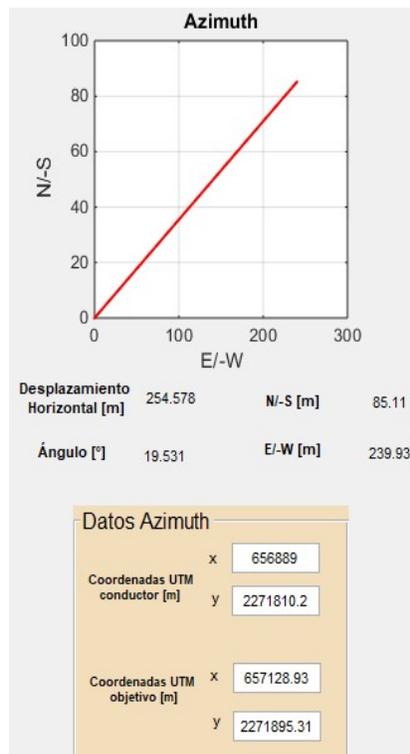


Figura 7.3.0.3: Ejemplo azimuth Tipo J

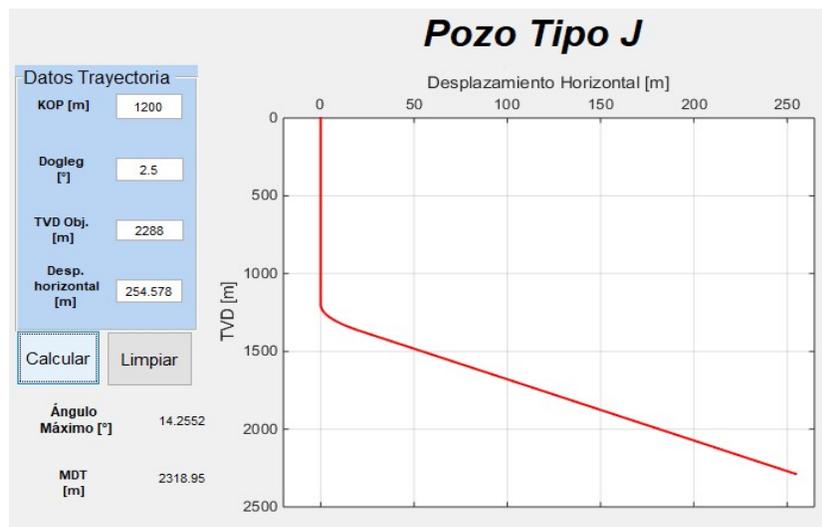


Figura 7.3.0.4: Trayectoria simulada, Tipo J

■ *Tipo Doble Ángulo*

Se planea hacer el desarrollo de un yacimiento que está bajo el lecho marino, pero su



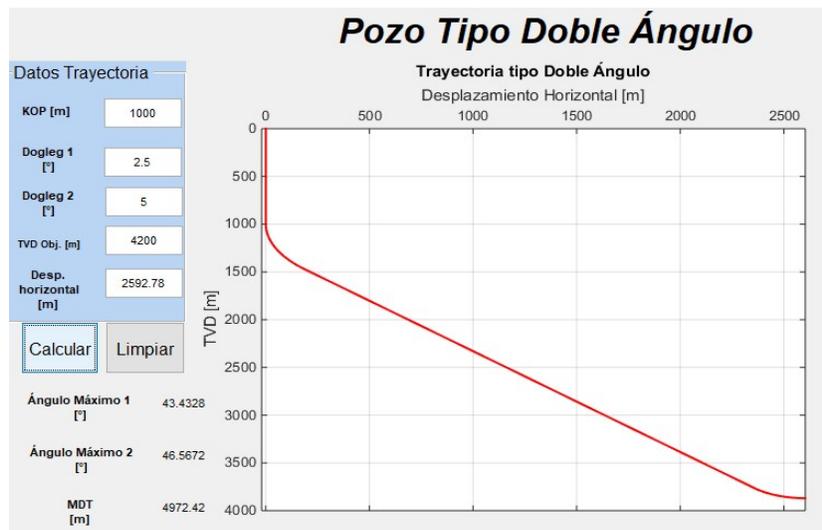


Figura 7.3.0.6: Trayectoria simulada, Tipo Doble Ángulo

Para el uso apropiado del programa para la trayectoria de Tipo Doble Ángulo, se recomienda usar un BUR mayor  $1.8^\circ$  cualquier otro valor por debajo lleva a errores de convergencia (cálculo de números complejos) debido principalmente por el uso de la Ecuación 6.46. Finalmente otra consideración para el uso del software es considerar como dato desplazamientos horizontales grandes, es decir, una diferencia apropiada entre las coordenadas UTM del conductor y del objetivo, para fines prácticos, el programa converge en una solución adecuada con distancias mayores o iguales a 1000 [m].

## Conclusiones

El conocimiento de la teoría de perforación direccional y así como la aplicación de la misma conlleva a tener consciencia de temas multidisciplinarios que varían en complejidad, desde la evaluación del uso de una herramienta direccional al diseño completo de una trayectoria considerando diversos aspectos. Sin embargo, se considera que durante la realización de la presente tesis no se encontró un *único* e irrepetible método de cálculo, herramienta/accesorio o software para desarrollar un buen trabajo de perforación direccional, sino todo lo contrario, la unión y trabajo en conjunto de dichos elementos es lo que al final garantiza el éxito de la operación.

La dificultad radica en discernir entre todos los elementos disponibles, ya que es importante considerar que la perforación direccional continúa evolucionando y ajustándose a los nuevos retos dentro de la industria petrolera: objetivos con mayor dificultad, variabilidad de costos de operación, impacto ambiental, etc. Por lo tanto el ingeniero petrolero debe siempre estar aprendiendo y actualizándose en los diversos cambios tecnológicos que suceden en la industria petrolera que al final, junto con sus conocimientos y métodos lo llevará a la toma de decisión de un elemento sobre otro.

# Bibliografía

- [1] Mehaysen A. AL-Mahasneh. Optimization Drilling Parameters Performance During Drilling in Gas Wells. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 5(2):19, 2017.
- [2] AAPG. Directional Drilling.
- [3] Neal Adams. *Drilling Engineering: A Complete Well Approach*. PennWell Books, 1st edition, 1985.
- [4] Peter Aird. Hydraulics and wellbore cleaning, 2004.
- [5] Joseph Annung Akrong. *Effect of Pipe Eccentricity on Hole Cleaning and Wellbore Hydraulics*. Master degree, African University of Science and Technology, 2010.
- [6] Ing Armando and Méndez Castro. Aspectos de Producción, 2013.
- [7] Baker. StimTunnel Targeted Acid Placement Service, 2014.
- [8] Americo Barbosa da Cunha Jr. *Modeling and Uncertainty Quantification in the Non-linear Stochastic Dynamics of Horizontal Drillstring*. Doctorado, Université Paris-Est, 2015.
- [9] Riadh Boualleg, Hedi Sellami, Stephane Menand, and Christophe Simon. Effect of Formations Anisotropy on Directional Tendencies of Drilling Systems. In *IADC/SPE Drilling Conference*. Society of Petroleum Engineers, apr 2006.
- [10] Guido Brusco, Pete Lewis, and Mike Williams. Perforación de pozos verticales. *Oilfield Review*, 1(16):4, 2004.
- [11] Kagan Caglayan Burak. *Torque and Drag Applications for Deviated and Horizontal Wells: A Case Study*. PhD thesis, Middle East Technical University, 2014.

- [12] Victor Carmona Coronado and Fidel Gloria Sánchez. *Selección de barrenas para perforación de pozos de la región sur*. Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, 2010.
- [13] Leonel Chaparro, Francy Viviana, and M. Fernanda Vergara. *Pruebas de Inyectividad en Pozos Inyectores*, 2012.
- [14] José Humberto Correa Tello. *Fundamentos de perforación direccional*. Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Distrito Federal, 2009.
- [15] Sandy Dechert. *Fracking Wastewater*, 2014.
- [16] ENI. *Reduced Bit Weight*.
- [17] EPA. *Underground Injection Control*, 2010.
- [18] Omar Farah. *Directional Well design, trajectory and survey calculations, with a case study in Fiale, Asal Rift, Djibouti*. *Geotherman Training Programme*, 27:34, 2013.
- [19] Marcos Fernandez and Jorge Romero. *Curso Básico de Perforación Direccional*. A&M, 1st edition, 2003.
- [20] Vanessa Flores, Penny Dailey, David Todd, Rohit Mathur, and Brian Donadieu. *Relief Well Planning*. In *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*, page 10. Society of Petroleum Engineers, mar 2014.
- [21] kyle R. Fontenot, Bill Lesse, Bob Strickler, and Tommy Warren. *Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento*. *Oilfield Review*, page 20, 2005.
- [22] Abdullah Habiburrohman. *Drillstring & BHA Design*, 2014.
- [23] Manuel Hernandez and J. Ramon Becerra. *Herramientas MWD y LWD*, 2017.
- [24] IADC. *IADC Drilling Manual*, 2015.
- [25] A.R. Ismail, A. Kamis, and K.S. Foo. *Performance of the Mineral Blended Ester Oil-Based Drilling Fluid Systems*. In *Canadian International Petroleum Conference*. Petroleum Society of Canada, apr 2001.
- [26] KPK. *Directional Drilling & Well Services*, 2015.

- [27] Igor Kruljac, Boris Kavedzija, and Ivanka Jüttner. A Method For Modeling Directional Behaviour Of Bottomhole Assemblies With Downhole Motors, 2006.
- [28] Juan Gilberto Leon Loya. Hidráulica de perforación, 2001.
- [29] Paul McCutcheon. Niobrara wells prove BHA for coiled tubing. *Innovating While Drilling*, 2012.
- [30] René Mendez Villegas, Petrona Gómez Rivera, Juan Ismael Ledesma Herrera, and Claudia Cenicerros Gonzáles. Manejo Integral de los Recortes de Perforación de la Industria Petrolera en Tabasco. *Revista Iberoamericana de las Ciencias Biológicas y Agropecuarias*, page 20, 2013.
- [31] Graham Mensa-Wilmot, Sheldon Perry Langdon, and Yoseph Harjadi. Drilling Efficiency and Rate of Penetration: Definitions, Influencing Factors, Relationships, and Value. In *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, apr 2010.
- [32] G. Moritis. TAML refocuses on educating industry on multilaterals. *The Oil and Gas Journal*, 2003.
- [33] Diana Morton-Thompson and Arnold M. Woods. *Mtids 10 - Development Geology Reference Manual*. AAPG, 1993.
- [34] Adrián Muñoz Castillo. *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. Licenciatura, UNAM, 2014.
- [35] Ali Mubarak. Intro to Slim Hole Drilling, 2017.
- [36] F. Ng. Recommendations for MWD Tool Reliability Statistics. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, apr 1989.
- [37] Kartikeya Pandey. Drilling Preliminaries, 2013.
- [38] B. Poedjono, G. Akinniranye, G. Conran, and K. Spidle. A Comprehensive Approach to Well-Collision Avoidance, 2007.
- [39] Pemex Exploración y Producción. Metodología De Perforación, 2002.

- [40] A Roustaei and I A Frigaard. Residual drilling mud during conditioning of uneven boreholes in primary cementing. Part 2: Steady laminar inertial flows. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 226:1–15, 2015.
- [41] Katia F. Ruiz. Perforación I, 2016.
- [42] L. Carlos Saavedra. Aplicaciones de la Perforación Direccional, 2014.
- [43] Omar A. Salazar. *Perforación Direccional*. PhD thesis, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2011.
- [44] Schlumberger. Formation Anisotropy: Reckoning With its Effects. *Oilfield Review*, 2(1):8, 1990.
- [45] Schlumberger. Drill String and BHA Design, 2010.
- [46] Earl Scott. Hole Cleaning in Directional Wells, 1996.
- [47] APS Technology. MWD Pressure While Drilling Sensor.
- [48] Sverrir Thorhallsson and Einar Gunnlaugsson. Directional Wells, 2012.
- [49] David Velazquez Cruz. Predicción de Sobrepresiones a Tiempo Real Para La Perforación de Pozos en México, 2010.
- [50] Chris Ward and Espen Andreassen. Pressure-While-Drilling Data Improve Reservoir Drilling Performance. *SPE Drilling & Completion*, 13(01):19–24, mar 1998.
- [51] John Lionel Weston, Adrián Guillermo Ledroz, and Roger Ekseth. New Gyro While Drilling Technology Delivers Accurate Azimuth and Real-Time Quality Control for All Well Trajectories. *SPE Drilling & Completion*, 29(03):295–303, sep 2014.
- [52] Mike Williams. Better Turns for Rotary Steerable Drilling, 2004.