

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN EL CAMPO CERRO NEGRO DEL BLOQUE CARABOBO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Zhunio B. Jonathan B.

Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas; junio de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN EL CAMPO CERRO NEGRO DEL BLOQUE CARABOBO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÈMICO: Prof. Pedro Martorano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Daniel Nobre

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Zhunio B. Jonathan B.

Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

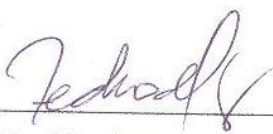
Caracas; junio de 2015

Caracas, junio, 2015.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Zhunio B. Jonathan B, titulado:

**“ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN EL CAMPO
CERRO NEGRO DEL BLOQUE CARABOBO DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Pedro Díaz
Jurado


Prof. Alberto Vegas
Jurado




Prof. Pedro Martorano
Tutor Académico


Ing., Daniel Nobre
Tutor Industrial

DEDICATORIA

Por la infancia que recuerdo, por todos los obstáculos y dificultades que me han ayudado a pasar, y por la motivación para siempre superarme y salir adelante en cada instante, agradezco a mis padres, en especial mi madre, por quien hoy soy lo que soy, por haber creído en mí al perseguir las metas que me he propuesto por muy locas que hayan sido, su compañía y su fuerza, es mi voluntad y mi motivación.

Gracias por esta vida, María Teresa Benavides, por darle color y drama a mis días, te dedico este T.E.G.

AGRADECIMIENTOS

Como agradecer tantos años de vida, llenas de experiencias y aprendizaje que hoy definen todo lo que soy.

A mi padre Antonio Zhunio, aunque no está conmigo ahora, le debo mi educación básica y mi salud, y también todos esos hermosos recuerdos de mi infancia.

A mi madre Teresa Benavides, por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, por su apoyo y por siempre haber cuidado de mí.

A mis hermanos Milton Guerra y Elizabeth Zhunio, quienes han sido un excelente ejemplo, durante mi infancia hasta la actualidad, y por su apoyo.

A mi cuñada Cumandad Rivera, por haber estado siempre presente y preocuparse siempre por mí.

A mi sobrina Maryori Guerra y mi prima Katherine Arrango, quienes son como mis hermanas, me divertí muchísimo creciendo con ustedes en familia.

A la Universidad Central de Venezuela, por ser mi segunda casa y mi alma mater, junto con todos y cada uno de los profesores que estuvieron involucrados en mi formación personal y académica.

En especial a los Profesores e Ingenieros, Orlando Méndez, Karmele León y Francisco Barrios, me divertí bastante en sus clases, y por ustedes me enamore de la Geología, descubrí la libertad de la interpretación y lo agradable que se siente ver lo que es invisible para nuestros ojos, el subsuelo.

A mi tutor académico, Prof. Pedro Martorano, por todas sus enseñanzas, por su paciencia y su comprensión, por su apoyo y sobre todo por aceptar ser mi tutor y orientarme en el final de esta etapa.

A todos los que han sido alumnos míos en 4 años de experiencia como preparador, no importaba cuanto mejoraba yo por semestre, siempre aprendía de ustedes, incluso hasta el último semestre, muchísimas gracias muchachos.

A mis amigos, Israel Guevara, Dulce Figuera, Cecibel Gonzalez, Luis Aponte y Rubén Chávez, que desde que los conocí han estado conmigo, viviendo siempre el drama de la vida de un estudiante.

A mi tutor industrial el Ing. Daniel Nobre, quien me brindó su apoyo en el transcurso de este T.E.G y que me guio en el momento que lo necesité con la mejor disposición y dándome libertad de poner en marcha mis ideas.

Al Ing. Jhon Quintero, por enseñarme sobre las practicas direccionales, por aceptarme como pupilo en campo, por y por respetar y avivar mis ideas.

A los pasantes de Schlumberger D&M, por haber hecho soportable esa etapa de mi vida, por sus consejos de alerta, por las noches en vela que duramos trabajando.

Al gran equipo y familia Schlumberger incluyendo a la Sra. Giovannina Ragusa por brindarme mi primera oportunidad profesional, por la oportunidad de compartir y aprender con distintas personas y por brindarme la oportunidad de desarrollar el Trabajo Especial de Grado, gracias a toda esta gran familia por enseñarme que la mejor forma de crecer es en equipo, “Tú me cuidas, yo te cuido”.

Zhunio B. Jonathan B.

**ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN EL
CAMPO CERRO NEGRO DEL BLOQUE CARABOBO DE LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. **Tutor Industrial:** Ing. Daniel Nobre.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2015, n° 117 págs.

Palabras Clave: Control direccional, perforación direccional, parámetros de perforación, secciones horizontales, respuesta direccional, comportamiento estable e inestable, Bloque Carabobo (Edo. Monagas), Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen: Muchos trabajos de investigación, han intentado dar solución a los problemas que afectan la calidad del servicio de la perforación direccional, aumentando el tiempo programado del taladro en sitio, lo que se traduce como mayores costos, en este caso, se estudió la respuesta direccional de un diseño particular de ensamblaje de fondo, en función de los parámetros de perforación, para secciones horizontales del área de estudio, junto con las otras variables que intervienen en la respuesta de la perforación direccional, como litología, lodos de perforación, mecha, entre otras, la realización del trabajo fue posible, mediante la manipulación de, Registros GR/RES tomados en tiempo real de la perforación, *Steering sheet* u hoja del direccional, que contiene registrado los parámetros de perforación que se usaron por intervalo de perforación y los *Surveys* que representan la trayectoria de los pozos. Para realizar el análisis gráfico de “n” variables, fue necesario mantener constantes “n-2” variables, lo que permitió identificar comportamientos estables e inestables, donde los primeros, para una serie de parámetros constantes la respuesta direccional era asintótica, mientras que en el segundo caso era variable, de estos resultados se pudo concluir que el comportamiento direccional puede ser predecible y modelado, y que sirve para aumentar en entendimiento y entrenamiento de nuevos ingenieros direccionales, mejorando la calidad del servicio y reduciendo tiempos de perforación; sin embargo, se recomienda el continuo monitoreo del torque y arrastre y la limpieza del hoyo, para la efectiva completación de los pozos. Tras la realización del trabajo se espera crear conocimiento que justifique y oriente trabajos futuros, como la creación de un programa que automatice la recolección y análisis de datos a fin de que puedan ser ajustados a otros casos, convirtiendo la práctica direccional en una ciencia y que ésta deje de ser azarosa o artística.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1.Objetivos	3
1.1.1.Objetivo general	3
1.1.2.Objetivos específicos.....	4
1.2.Alcance de la investigación.....	4
1.3.Justificación.....	5
1.4.Limitaciones	6
1.5.Antecedentes	7
CAPÍTULO II	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Tipos de pozos	8
2.1.1. Según el Tipo de Perforación.....	8
2.1.1.1.Verticales	8
2.1.1.2.Direccionales	9
2.1.1.3.Inclinados	9
2.1.1.4.Horizontalas	10
2.1.1.4.1.Tipos de Pozos Horizontales Según su Radio	11
2.1.1.4.2.Tipos de Pozos Horizontales Según su Trayectoria	12
2.1.1.4.3.Sección de los Pozos Horizontales	14
2.1.2. Según su objetivo	15
2.2. Ensamblaje de fondo	16
2.2.1. Tuberías de perforación	17
2.2.2. Martillo.....	17
2.2.3. Monel o Collar no Magnético	17
2.2.4. Estabilizadores	18

2.2.5. Herramienta de Mediciones durante la perforación o <i>Measurement while Drilling</i> “MWD”	18
2.2.6. Herramienta de Registro durante la perforación o <i>Logging while Drilling</i> “LWD”	22
2.2.7. Motores dirigibles	23
2.2.7.1. <i>Top Sub</i> o <i>Float Sub</i>	23
2.2.7.2. Sección de Poder.....	24
2.2.7.3. Ensamblaje de Transmisión	26
2.2.7.4. <i>Bend Housing</i>	26
2.2.7.5. Sección de Rodamientos.....	27
2.2.7.6. Eje de Manejo	28
2.2.7.7. <i>Bit Sub</i> o <i>Drive shaft</i>	28
2.2.8. Mechas, brocas o barrenas	29
2.3. Conceptos básicos de la perforación direccional	29
2.3.1. Perforación controlada	29
2.3.1.1. Perforar en modo rotando o <i>Drilling mode Rotating</i>	30
2.3.1.2. Perforar en modo deslizando o <i>Drilling mode Sliding</i>	30
2.3.1.2.1. Orientacion del <i>Toolface</i>	30
2.3.2. Profundidad Medida o <i>Measurement Depth</i> “MD”	31
2.3.3. Profundidad Vertical Verdadera o <i>True Vertical Depth</i> “TVD”	31
2.3.4. Trayectoria del Pozo	31
2.3.5. Estación de Survey o <i>Survey Station</i> “SS”	31
2.3.6. Surveys en la Mecha	32
2.3.7. Inclinación del hoyo.....	32
2.3.8. Dirección de hoyo (<i>Azimuth</i>)	32
2.3.9. Respuesta de la herramienta direccional	33
2.3.9.1. Pata de perro o <i>Dogleg</i> “DL”	33
2.3.9.2. Severidad de la pata de perro o <i>Dogleg Severity</i> “DLS”	34
2.3.9.3. Tortuosidad del pozo	34
2.3.9.4. Tasa de construcción o <i>Build Rate</i> “BR”	35
2.3.9.5. Tasa de giro o <i>Turn Rate</i> “TR”	36
2.3.9.6. Torque reactivo	36

2.3.10. Mínima Severidad pata de perro	37
2.3.11. Máxima Severidad pata de perro.....	37
2.3.12. Rango crítico de ángulo para la limpieza del hoyo	38
2.3.13. Objetivo o <i>Target</i>	39
2.3.14. Punto de Amarre o <i>Tie-On Point</i>	40
2.3.15. <i>Sidetrack</i>	41
2.3.16. Análisis de anticolisión de pozos	41
2.3.16.1. Mapa de araña o <i>SpiderPlot</i>	41
2.3.16.2. Cilindro de Viaje o <i>Travelling Cylinder</i>	42
2.3.16.3. Elipses de Incertidumbre o <i>Ellipses of uncertainty</i>	43
2.4. Factores que afectan la perforación direccional.....	43
2.4.1. Factores Mecánicos.....	43
2.4.1.1. Presión diferencial	43
2.4.1.1.1. Peso sobre la mecha	44
2.4.1.2. Velocidad de rotación de la sarta.....	45
2.4.1.3. Tasa de penetración	45
2.4.2. Factores hidráulicos	46
2.4.2.1. Galonaje	46
2.4.2.1. Densidad Equivalente de Circulación “ECD”	46
2.4.3. Características de la formación	47
2.4.4. Diseño del plan de perforación	47
2.4.4.1. Lodo de perforación.....	47
2.4.4.2. Diseño del ensamblaje de fondo	48
2.4.4.2.1. Principios básicos del control direccional	49
2.4.4.3. Tipo de la mecha.....	49
2.4.4.3.1. Área de flujo total “TFA”	49
2.4.5. Otros Factores	50
2.4.5.1. Fenómenos inevitables durante la perforación	50
2.4.5.1.1. Problemas durante la perforación.....	50
2.4.5.1.2. Problemas durante la toma de <i>survey</i>	52
2.4.5.1.3. Desgaste del ensamblaje de fondo	52

2.4.5.1.3. Gravedad	53
2.4.5.1.4. Torque y arrastre	53
2.4.5.2. Eficiencia del personal.....	53
2.4.5.3. Eficiencia del taladro	54
CAPÍTULO III	55
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	55
3.1. Localización del área.....	55
3.2. Evaluación Estática	57
3.2.1. Geología Regional.....	57
3.2.2. Geología Local	59
3.2.2.1. Soporte Estratigráfico	59
3.2.2.1.1. Formaciones en el Área.....	59
3.2.2.1.2. Sección Estratigráfica	62
3.2.2.2. Soporte Sedimentológico.....	63
3.2.2.3. Soporte Estructural	65
3.2.2.3.1. Estructura	65
3.2.2.3.2. Sección Estructural.....	67
3.2.2.3.3. Interpretación Sísmica.....	68
3.2.2.4. Soporte Petrofísico.....	70
3.3. Sistema Petrolero	71
3.4. Crudo Asociado.....	72
CAPÍTULO IV	74
MARCO METODOLÓGICO	74
4.1. Tipo de investigación	74
4.2. Diseño de la investigación	74
4.2.1. Población	75
4.2.2. Muestra	75
4.3. Metodología de la investigación	75
CAPÍTULO V	82
ANÁLISIS DE RESULTADOS	82
5.1. Condiciones en las que se pueden aplicar los resultados	82

5.1.1. Geología local	82
5.1.2. Diseño del ensamblaje de fondo	82
5.1.3. Motor utilizado para el estudio	83
5.1.4. Tipo de mecha	84
5.1.5. Tipo de lodo	84
5.2. Directrices para la perforación direccional en Campo	85
5.2.1. Tasa de construcción (BR) en función de los parámetros de perforación.....	85
5.2.2. Tasa de giro (TR) en función de los parámetros de perforación.....	86
5.2.3. Comparación de los criterios que se aplica en campo vs la teoría	86
5.2.4. Límites establecidos en campo.....	87
5.3. Análisis de las gráficas de comportamiento de la tasa de construcción.....	87
5.3.1. Estudio de la Tasa de construcción en función de la presión diferencial.....	87
5.3.1.1. Curva rpm @ 450 gpm	87
5.3.1.2. Curva rpm @ 460 gpm	88
5.3.1.3. Curva rpm @ 470 gpm	89
5.3.1.4. Curva rpm @ 480 gpm	89
5.3.1.5. Curva rpm @ 490 gpm	90
5.3.1.6. Curva rpm @ 500 gpm	91
5.3.1.7. Curva gpm @ 30 rpm	92
5.3.1.8. Curva gpm @ 40 rpm	93
5.3.1.9. Curva gpm @ 50 rpm	94
5.3.2. Estudio de la Tasa de construcción en función del galonaje.....	94
5.3.2.1. Curva ΔP @ 30 rpm	94
5.3.2.2. Curva ΔP @ 40 rpm	95
5.3.3. Estudio de la Tasa de construcción en función de la velocidad de rotación	96
5.3.3.1. Curva ΔP @ 450 gpm.....	96
5.3.3.2. Curva ΔP @ 480 gpm.....	96
5.3.3.3. Curva ΔP @ 500 gpm.....	97
5.4. Análisis de las gráficas de comportamiento de la tasa de giro.....	97
5.4.1. Estudio de la Tasa de giro en función de la presión diferencial.....	98
5.4.2. Estudio de la Tasa de giro en función del galonaje.....	101

5.4.3. Estudio de la Tasa de giro en función de la velocidad de rotación	102
5.5. Análisis de las gráficas de comportamiento de la severidad pata de perro	103
5.5.1. Estudio de la Severidad pata de perro en función de la presión diferencial ...	103
5.5.2. Estudio de la Severidad pata de perro en función del galonaje.....	107
5.5.3. Estudio de la Severidad pata de perro de la velocidad de rotación	108
5.6. Resumen de resultados	109
5.7. Optimización de los resultados obtenidos.....	110
CONCLUSIONES	111
RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1. Representación de un pozo vertical.....	8
Fig. 2.2. Representación de un pozo desviado.....	9
Fig. 2.3. Representación de un pozo inclinado.....	9
Fig. 2.5. Representación de un pozo horizontal 2D.....	13
Fig. 2.6. Representación de un pozo horizontal 3D.....	13
Fig. 2.7. Estabilizadores.....	18
Fig. 2.8. Componentes de la herramienta <i>Telescope</i>	19
Fig. 2.9. Turbina de la herramienta <i>Telescope</i>	20
Fig. 2.10. Componentes del ensamblaje del modulador y aplicación en la generación de pulsos de lodo para el proceso de telemetría.....	21
Fig. 2.11. Herramienta LWD de Schlumberger D&M.....	22
Fig. 2.12. Motor de fondo de desplazamiento positivo.....	23
Fig. 2.13. Ensamblaje de válvula de pistón.....	24
Fig. 2.14. Configuración de Lóbulos Rotor/Estator.....	25
Fig. 2.15. Ensamblaje de Transmisión Típico de PDM.....	26
Fig. 2.16. Representación de un <i>Bent Housing</i>	27
Fig. 2.17. Sección de Rodamientos.....	27
Fig. 2.18. Mecha de Perforación PDC.....	29
Fig. 2.19. Orientación del toolface para deslizar.....	30
Fig. 2.20. Representación de las estaciones de surveys.....	31
Fig. 2.21. Representación de la inclinación del hoyo.....	32
Fig. 2.22. Representación de la Dirección del hoyo.....	33
Fig. 2.23. Representación de ángulos críticos en un hoyo desviado.....	39
Fig. 2.24. Representación de objetivos según: su forma, tamaño e inclinación.....	40
Fig. 2.25. Sidetrack.....	41
Fig. 2.26. Mapa Araña.....	42
Fig. 2.27. Cilindro de viaje.....	42
Fig. 2.28. Elipses de incertidumbre.....	43

Fig. 2.29. Ensamblajes de Fondo Para Construcción, Mantenimiento y Disminución de Ángulo.....	48
Fig. 2.30. Selección del tipo de mecha a emplear según la formación a perforar.....	49
Fig. 2.31. Perforación normal, choques y vibraciones normales.....	50
Fig. 2.32. Perforación problemática de baja ROP, con choques y vibraciones en exceso.....	51
Fig. 2.33. Diferentes tipos de choques, a diferentes causas.....	52
Fig. 3.1. Parte del campo Cerro Negro de estudio.....	55
Fig. 3.2. Cuencas Petroleras de Venezuela.....	56
Fig. 3.3. Campos petroleros del Oriente de Venezuela (1997).....	57
Fig. 3.4. Configuración estructural esquemática de La Faja del Orinoco.....	58
Fig. 3.5. Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco.....	58
Fig. 3.6. Correlación Cronoestratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	59
Fig. 3.7. Registro eléctrico tipo del pozo CEM0004 SL 1 (cercano a los pozos de estudio).....	61
Fig. 3.8. Sección estratigráfica entre los pozos: CEM0006, CEM0004 SL1, CEM0001E SL1, CEM0001E y MOR0029.....	62
Fig. 3.9. Vista de Facies en perfil en el área del Yacimiento OFIM CNX 5 para la localización CEM-AT.....	64
Fig. 3.10. Vista de Facies en perfil en el área del Yacimiento OFIM CNX 5 para la localización CEM-AW.....	65
Fig. 3.11. Mapa isópaco-estructural Yacimiento OFIM CNX 5.....	66
Fig. 3.12. Sección estructural entre los pozos: CEM0006, CEM0004 SL1, CEM0001E SL1, CEM0001E y MOR0029.....	67
Fig. 3.13. Comportamiento Estructural al Tope de la Unidad O-12, Miembro Morichal.....	68
Fig. 3.14. Línea sísmica 3D Arbitraria a lo largo de la trayectoria planteada en la localización CEM-AT.....	69
Fig. 3.15. Línea sísmica 3D Arbitraria a lo largo de la trayectoria planteada en la localización CEM-AJ.....	70
Fig. 3.16. Evaluación Petrofísica de Pozos Vecinos a la Localización CEM-AT.....	71
Fig. 3.17. Evaluación Petrofísica de Localización CEM-AT.....	71
Fig. 3.18. Tabla de eventos para el sistema petrolero Guayuta-Oficina (!) para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el bloque de Pirital.....	72

Fig. 4.1. Flujograma del procedimiento metodológico.....	76
Fig. 4.2. Arena con buenas propiedades. GR < 30 gAPI y RES > 400 ohm-m.....	78
Fig. 4.2. Arena con malas propiedades. GR < 30 gAPI.....	78
Fig. 4.3. Hoja direccional del pozo (<i>Steering sheet</i>).....	79
Fig. 4.4. Trayectoria del pozo pie a pie (<i>Surveys</i>).....	79
Fig. 4.5. Base de datos.....	80
Fig. 4.6. Ejemplo de Gráficas de comportamiento.....	80
Fig. 5.1. Criterios seguidos en campo para el control de la tasa de construcción.....	85
Fig. 5.2. BR vs. ΔP , Curva rpm @450gpm.....	87
Fig. 5.3. BR vs. ΔP , Curva rpm @460gpm.....	88
Fig. 5.4. BR vs. ΔP , Curva rpm @470gpm.....	89
Fig. 5.5. BR vs. ΔP , Curva rpm @480gpm.....	89
Fig. 5.6. BR vs. ΔP , Curva rpm @490gpm.....	90
Fig. 5.7. BR vs. ΔP , Curva rpm @500gpm.....	91
Fig. 5.8. BR vs. ΔP , Curva gpm @30rpm.....	92
Fig. 5.9. BR vs. ΔP , Curva gpm @40rpm.....	93
Fig. 5.10. BR vs. ΔP , Curva gpm @50rpm.....	94
Fig. 5.11. BR vs. gpm, Curva ΔP @30rpm.....	94
Fig. 5.12. BR vs. gpm, Curva ΔP @40rpm.....	95
Fig. 5.13. BR vs. rpm, Curva ΔP @450 gpm.....	96
Fig. 5.14. BR vs. rpm, Curva ΔP @480 gpm.....	96
Fig. 5.15. BR vs. rpm, Curva ΔP @500 gpm.....	97
Fig. 5.16. TR vs. ΔP , Curva rpm @450gpm.....	98
Fig. 5.17. TR vs. ΔP , Curva rpm @460gpm.....	98
Fig. 5.18. TR vs. ΔP , Curva rpm @480gpm.....	99
Fig. 5.19. TR vs. ΔP , Curva rpm @490gpm.....	99
Fig. 5.20. TR vs. ΔP , Curva rpm @500gpm.....	100
Fig. 5.21. TR vs. ΔP , Curva gpm @40rpm.....	100
Fig. 5.22. TR vs. gpm, Curva ΔP @30rpm.....	101
Fig. 5.23. TR vs. gpm, Curva ΔP @40rpm.....	101
Fig. 5.24. TR vs. rpm, Curva ΔP @450gpm.....	102

Fig. 5.25. TR vs. rpm, Curva ΔP @480gpm.....	102
Fig. 5.26. DLS vs. ΔP , Curva rpm @450gpm.....	103
Fig. 5.27. DLS vs. ΔP , Curva rpm @460gpm.....	104
Fig. 5.28. DLS vs. ΔP , Curva rpm @470gpm.....	104
Fig. 5.29. DLS vs. ΔP , Curva rpm @480gpm.....	105
Fig. 5.30. DLS vs. ΔP , Curva rpm @500gpm.....	105
Fig. 5.31. DLS vs. ΔP , Curva gpm @30rpm	106
Fig. 5.32. DLS vs. ΔP , Curva gpm @40rpm	106
Fig. 5.33. DLS vs. gpm, Curva ΔP @30rpm	107
Fig. 5.34. DLS vs. gpm, Curva ΔP @40rpm	107
Fig. 5.35. DLS vs. rpm, Curva ΔP @450gpm.....	108
Fig. 5.36. DLS vs. rpm, Curva ΔP @480gpm.....	108
Fig. 5.37. DLS vs. rpm, Curva ΔP @500gpm.....	109
Fig. 5.38. Análisis de la eficiencia del motor A675M7850XP para 300 ft/hrs.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Propiedades de los fluidos del bloque Carabobo y las estimadas de la localización CEM–AT.....	73
Tabla 5.1. Propiedades del lodo de perforación para secciones horizontales en Morichal.....	84
Tabla 5.2. Resumen de los resultados obtenidos.....	109

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 01 Formula de la pata de perro por el método de mínima curvatura.....	34
Ec. 02. Formula de la Severidad pata de perro por el método de mínima curvatura.....	34
Ec. 03. Fórmula para el cálculo de la tortuosidad.....	35
Ec. 04. Fórmula para el cálculo de la tasa de construcción normalizada.....	35
Ec. 05. Fórmula para el cálculo de la tasa de giro normalizada.....	36

INTRODUCCIÓN

Venezuela tiene reservas petroleras de 298,35 miles de millones de barriles de petróleo (2013) certificados por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), lo que indica que Venezuela ocupa el primer lugar del mundo con las reservas petroleras, por encima de Arabia Saudita, solo la Faja Petrolífera del Orinoco, perteneciente a la cuenca Oriental del país, cuenta con un Petróleo Original en Sitio (POES) de 1,36 billones de barriles.^[1]

Si bien es cierto que la actual demanda del crudo, ha hecho rentable yacimientos de difícil acceso a nivel mundial, Venezuela aún tiene mucho petróleo en el subsuelo de Oriente, que geológicamente no es complejo en marco estructural ni estratigráfico, ni de difícil acceso, pero la demanda si ha llevado a realizar perforaciones cada vez más profundas, y de mayor complejidad, aumentando los riesgos durante la perforación al hacer necesario aumentar el barrido por su característica de alta viscosidad, este hecho concluye con la realización de pozos horizontales.

La sección estratigráfica objetivo, en la zona de estudio, es el Miembro Morichal de la Formación Oficina del Campo Cerro Negro ubicado en el Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, y se caracteriza por ser un macizo continuo de gran extensión lateral de arenas no consolidadas, es por esta razón que muchos problemas de hoyo están a la orden del día a la hora de realizar la perforación, pegas de tubería, estabilidad del hoyo, severidad de las patas de perro (DLS), tortuosidad, entre otras.

En los campos del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, ubicados al sur de Monagas, los pozos horizontales allí perforados alcanzan en promedio los 3000' en TDV y las secciones horizontales son de 4000' 5000' en MD, desde el punto de aterrizaje de la sección intermedia hasta la profundidad final^[2], las perforaciones son de alta ROP debido a que la sección estratigráfica objetivo así lo permite, y de hecho deben controlarse, a diferencia de otros lugares de Venezuela (u otros países), donde casos de baja y mediana ROP representan un reto de la actividad direccional a la hora

de perforar, esta variable debe optimizarse a fin de reducir tiempo y costos operacionales.

PDVSA y sus empresas filiales, convienen con compañías de servicios especializados en perforación direccional, para la elaboración de pozos horizontales en Venezuela, entre ellas se encuentra Schlumberger Venezuela S.A. quien se caracteriza por ser la empresa petrolera de servicios más grande del mundo^[3], y su trabajo de calidad ha definido su reputación en el mercado internacional.^[4]

D&M (*Drilling & Measurements*) es un segmento de Schlumberger cuya especialidad es, perforación direccional y toma de medidas de campo a través de sus herramientas más empleadas para servicios en tiempo real ya sean *Logging While Drilling* (LWD) y *Measurement While Drilling* (MWD).

Hay que reconocer que la actividad de la perforación direccional parece un arte o tradición, al ser azarosa en cuanto a la toma de decisiones, pero esta práctica está sujeta a una fuente de experticia que crece con el tiempo, la razón por la que la severidad patas de perro (DLS) deben controlarse, básicamente consiste en asegurar el estado mecánico del pozo, y para ello debe mejorarse el control direccional es por ello que este proyecto tiene por finalidad: Estudiar la perforación direccional en el campo Cerro Negro del bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las altas tasas de penetración (ROP) que se presentan en el área de estudio se convierte en un enemigo del control direccional que es el foco de estudio de este proyecto, un control inapropiado puede ocasionar numerosos eventos no deseados, como las altas tortuosidades de los pozos, alejarse de la planificación propuesta y en caso crítico de este último, realizar un *Side Track* (Desviación de un hoyo perforado originalmente), estos desvíos ocurren cuando el proceso de perforación no marcha según la trayectoria programada, bien sea por problemas operacionales o fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas, cuando el motivo es operacional por la falta del control direccional, los tiempos no productivos son responsabilidad del servicio de perforación.

El problema para mantener la trayectoria asociado al control direccional, debe estudiarse, para mitigar estos eventos no deseados, centrándose en el motor de fondo que es la herramienta del ensamblaje de fondo (BHA, *Bottom Hole Assembly*, por sus siglas en inglés) que regula la respuesta direccional y evaluarlo en función de los parámetros de perforación, junto con las variables que comprometen el éxito de la perforación, puesto que la practica regular del ensayo y error para alcanzar el objetivo de los pozos es costosa y arriesgada, y no es la solución.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Estudiar la perforación direccional en el campo Cerro Negro del bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.1.2. Objetivos específicos

- Definir los factores que intervienen en la respuesta direccional en el área de estudio.
- Seleccionar los intervalos de los pozos que se hayan perforado en el área de estudio, con rotaria y arenas de buenas propiedades ($GR < 30$ API) de los datos de campo, registros GR/RES, hoja direccional (*Slide sheet*), y trayectorias perforadas (*Surveys*).
- Modelar gráficamente el comportamiento de la tasa de construcción (BR), la tasa de giro (TR) y severidad de la pata de perro (DLS), en función de los parámetros de perforación para identificar los parámetros de perforación que inducen tendencias direccionales estables.
- Verificar mediante una optimización de hidráulica del motor en estudio, que para los parámetros obtenidos el motor funciona correctamente.

1.2. Alcance de la investigación

El trabajo se realizará en Venezuela, Faja Petrolífera del Orinoco, con datos de pozos perforados en el Bloque Carabobo, Campo Cerro Negro, sección bajo la administración de las empresas mixtas Petrolera Sinovensa y PDVSA Distrito Morichal, durante Febrero del 2014 hasta Agosto del 2014, lo que implica que algunas variables del trabajo, ya están definidas por la operadora a cargo, por ejemplo el tipo de mecha empleada para las secciones horizontales son de Baker Hughes PDC850 y el lodo empleado es Polimérico Viscoelástico de MI SWACO con una ventana de propiedades ya definida.

Por otra parte, el estudio está limitado solo a un diseño de ensamblaje de fondo, establecido por Schlumberger, dos estabilizadores de diámetro completo, el primero cerca de la mecha aproximadamente a 3 pies +/- 1 pie de la mecha y el segundo aproximadamente a 78 pies +/- 2 pies de la mecha entre el MWD y el *Monel*.

Los parámetros de perforación serán tomados de la hoja direccional de Schlumberger donde son registrados (en campo se le conoce por su nombre en inglés como *Steering Sheet* o *Slide sheet*), otros documentos a usar, son las trayectorias perforadas de los pozos (conocidas en campo por su nombre en inglés como *Surveys*) de los direccionales, y para caracterizar la geología, se usarán los Registros 1:500 tomados en tiempo real, Rayos Gama y Resistividad, profundidad medida (500Log MD), estas dos últimas son información tomadas en campo por las herramienta que el cliente comúnmente usa en la locación, *MWD: TeleScope675* y *LWD: ARC675* respectivamente.

Las variables geológicas y de perforación serán consideradas mediante revisión bibliográfica que permita caracterizar la naturaleza litológica de la arena objetivo de estudio, detectadas y definidas mediante análisis y debates con geólogos de PDVSA (2014) y direccionales de Schlumberger (2014) de mayor experiencia.

Es importante considerar que tras finalizar la investigación, nuevas variables afloren, y serán recomendadas a considerar para proyectos futuros.

1.3. Justificación

Es importante destacar que para la perforación de secciones horizontales en el área de estudio se han utilizado diferentes motores de fondo, siendo el motor de fondo A675M7850XP de la empresa Schlumberger el más usado durante el año 2014.

Las características de los motores, ventana operacional, eficiencia, potencia, torque, velocidad de rotación, entre otros, están tabulados de acuerdo a su diseño en sus respectivos manuales, más no lo está, la respuesta direccional de los motores en función de los parámetros de perforación para determinado ambiente en el que trabajan, como geología, lodos de perforación, entre otras variables, es por ello que este trabajo pretende identificar parámetros óptimos dentro de la ventana operacional del motor, para mantener, construir o declinar la inclinación, variación del azimut y a qué tasas, a fin de aumentar la calidad del servicio direccional en Venezuela.

La investigación en estudio podría solucionar o ayudar en el problema práctico del control direccional, mitigando los eventos no deseados, como las altas tortuosidades de los pozos, alejarse de la planificación propuesta y en caso crítico de este último, los *Side Tracks*. Evidentemente existe un interés particular en descubrir los factores que hay que tomar en cuenta a la hora de tomar decisiones durante la perforación, y el hecho de poder realizar un cambio en la práctica direccional y que ésta deje de ser azarosa, empírica y sea más predecible por medios analíticos, con altos rangos de aplicación, aumentan el entendimiento y el entrenamiento de nuevos ingenieros direccionales en el país.

A través de este proyecto, no solo se espera dar solución al problema planteado, sino crear conocimiento que justifique y oriente trabajos futuros para realizarlos o ajustarlos para otros casos, con otro tipo de herramientas, otras configuraciones y tamaños, de geología distinta, entre otras variables.

1.4.Limitaciones

Las limitaciones que se presentan para la realización de este trabajo, son:

- 1. Las variables que intervienen en la respuesta direccional del motor**, los modelos de sensibilidad de la perforación a las variables, no están directamente referenciadas en alguna bibliografía privada de Schlumberger que utilice para entrenar a ingenieros direccionales, y la información de o antecedentes relacionados al tema son dispersos.
- 2. Uso de la información privada de PDVSA y Schlumberger**, por motivos de confidencialidad de la información y su fuente, algunos nombres de herramientas, pozos y yacimientos serán modificados.

1.5. Antecedentes

- **E.C. Onyia (1987).** *“Geology Drilling Log-- A Computer Database System for Drilling Simulation”* este paper identificado por la SPE como SPE-13113-PA, consiste en la creación de un simulador de perforación, que puede simular la perforación en diferentes entornos geológicos y geográficos, para ello debe crear una base de datos geológica que también le permite describir en detalle algunas propiedades físicas de las rocas.
- **T. Eren & M. E. Ozbayoglu (2010).** *“Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations”* este paper identificado por la SPE como SPE-129126-MS, consiste en optimizar los parámetros de perforación, para mejorar la tasa de penetración (ROP) y de esta manera reducir costos, concluye que la ROP podría modelarse en entorno del tiempo real como función de las variables independientes de perforación tales como el peso sobre la mecha (WOB), velocidad de rotación de la sarta de perforación (rpm), galonaje (gpm), el peso del lodo (densidad), y características de la formación (litología).
- **World Petroleum Congress, Varios autores (1967)** *“Panel Discussion: Rock Mechanics in Oilfield Geology Drilling and Production”* identificación del documento en onepetro.org como WPC-12210, este documento es el registro de un panel de discusión que se realizó en el 7º Congreso Mundial del Petróleo, donde se presentó el protagonismo de la geología en la perforación y producción, explicando los diferentes problemas que se presentaban en esas actividades y de qué manera podría solucionarse en campo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se establecen los fundamentos a los cuales se acudieron para realizar el Trabajo Especial de Grado, en el cual se describe de forma detallada, resumida y precisa aspectos fundamentales de Ingeniería de Petróleo, especialmente orientadas a la Ingeniería de Perforación aplicadas a campos con pozos de radio largo y procedimientos para el cálculo de la respuesta direccional.

2.1. Tipos de pozos

2.1.1. Según el Tipo de Perforación

2.1.1.1. Verticales^[5]

Un pozo vertical es aquel pozo en el cual su trayectoria se encuentra dentro de un cilindro imaginario formado por las bases de la torre de perforación cuyo centro es la mesa rotatoria y nunca rebasa la superficie del mismo. Como se muestra en la Fig. 2.1.

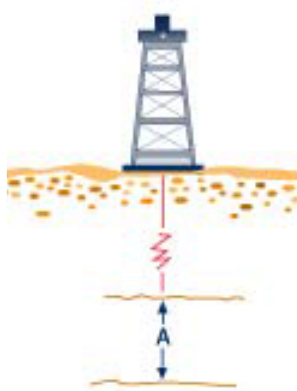


Fig. 2.1. Representación de un pozo vertical ^[2]

2.1.1.2. Direccionales ^[5]

Son aquellos pozos a los que intencionalmente se les desvía su trayectoria de la vertical a medida que aumenta la profundidad, con el fin de alcanzar el objetivo. Hay diversas razones por las cuales perforar un pozo direccional, como por ejemplo que el objetivo sea imposible de alcanzar verticalmente por algún tipo de obstrucción en superficie o sencillamente que se quiera obtener una mayor área de contacto con el yacimiento. Como se muestra en la Fig. 2.2.

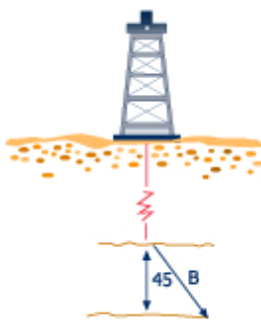


Fig. 2.2. Representación de un pozo desviado ^[2]

2.1.1.3. Inclínados ^[5]

Son aquellos pozos que al perforar la arena productora lo hacen con cierta desviación con respecto a la vertical, medida desde el centro de la torre de perforación. El ángulo de penetración dependerá de varios factores como la capacidad del taladro, los equipos disponibles y el diseño del pozo. Como se muestra en la Fig. 2.3.

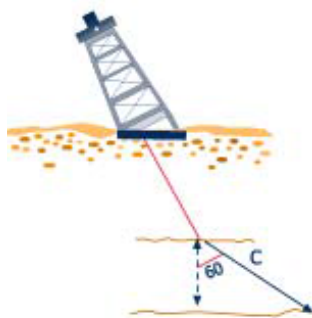


Fig. 2.3. Representación de un pozo inclinado ^[2]

2.1.1.4. Horizontales ^[6]

Un pozo horizontal puede definirse como aquel que posee una inclinación superior a 80 grados respecto a la vertical al momento de penetrar la arena de interés, y además lo hace de forma paralela a los estratos y por al menos 150 pies. Se perfora fundamentalmente con el objetivo de aumentar el área de contacto con la arena a explotar y de esta forma aumentar la productividad una representación se estos se muestra en la Fig. 2.4.

Entre las ventajas de los pozos horizontales están:

- Tiene una mayor área de contacto con la arena y los fluidos contenidos en la misma por lo tanto tiene una mayor productividad que por ejemplo un pozo vertical convencional.
- Existe un aumento del factor de recobro del yacimiento porque hay un mayor volumen de hidrocarburos a drenar en comparación a si el esquema de explotación del campo se realizase con otro tipo de pozo.
- Se pueden minimizar costos, permisología e impacto ambiental al reducir la cantidad de pozos necesarios para explotar el campo.
- Se puede llegar a objetivos de difícil alcance vertical, como por ejemplo yacimientos que estén bajo centros poblados o incluso se puede acceder a algunas localizaciones marinas desde tierra firme.
- Debido al aumento del factor de recobro es posible explotar yacimientos que antes podrían resultar ser no rentables por el tipo de crudo.

Algunas de las desventajas de los pozos horizontales que podemos encontrar son:

- El costo de perforar un pozo horizontal es notablemente mayor al de perforar uno vertical puesto que la complejidad es mayor, los equipos utilizados tienen

que ser más precisos, se necesita personal con mayor experiencia y por lo general se necesita mayor cantidad de materiales (lodo, cemento, tubería, etc.).

- Gran parte de la eficiencia de un pozo horizontal puede verse afectada si existen problemas de permeabilidad vertical puesto que esta es fundamental para que los fluidos se trasladen hacia el pozo.
- Puesto que es un pozo desviado la tortuosidad del mismo es elevada con respecto a un pozo vertical y esto puede dificultar la introducción de herramientas de medición o de dispositivos de levantamiento artificial.

Actualmente el perforar un pozo horizontal no está asociado a la utilización de la última tecnología en materia de perforación y en realidad los requerimientos para el mismo no son demasiado elevados debido a que existe una gran cantidad de herramientas desde las más desarrolladas e innovadoras hasta las más básicas pero funcionales, sin embargo el equipo a utilizar estará determinado por el tipo de pozo horizontal a perforar, las formaciones que se atravesarán y los fluidos que se planean encontrar.

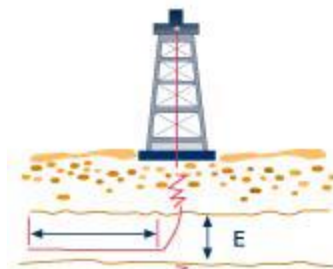


Fig. 2.4. Representación de un pozo horizontal ^[2]

2.1.1.4.1. Tipos de Pozos Horizontales Según su Radio ^[7]

- **Radio Ultra corto:** La inclinación en estos pozos es aumentada muy rápidamente para llegar a los 90 grados en menos de 20 pies de profundidad. El diámetro del hoyo es solo ligeramente mayor al de la tubería de perforación y debido a la complejidad del mismo es difícil controlar la trayectoria del pozo en brazos muy largos por lo que no suelen ser mayores a 200 pies.

Prácticamente no se puede utilizar ninguna herramienta puesto que la tortuosidad del hoyo es demasiado alta. La tubería de perforación se corta al ras y se deja en el hoyo.

- **Radio corto:** Aquí la inclinación de los 90 grados se debe lograr en aproximadamente 30 pies. La sección horizontal puede prolongarse hasta los 1500 pies. No se pueden realizar mediciones en tiempo real durante la perforación debido a la alta curvatura del hoyo, sin embargo si se pueden realizar mediciones puntuales bajando herramientas colgadas por guayas.
- **Radio Medio:** En este tipo de pozos la distancia aproximada para llegar a los 90 grados de inclinación es mayor que en los casos anteriores, debe rondar los 400 pies. La sección horizontal puede ser alrededor de 4000 pies. Este tipo de pozo puede ser perforado con herramientas relativamente fáciles de obtener y a no tan elevado costo, además se pueden utilizar herramientas de medición en tiempo real lo que facilita el control de pozo.
- **Radio Largo:** Es el tipo de pozo horizontal que mayor alcance lateral y mayor radio tiene. Se pueden utilizar cualquier tipo de herramientas para medición en tiempo real. El radio de giro habitual está por los 1000 pies.

2.1.1.4.2. Tipos de Pozos Horizontales Según su Trayectoria ^[8]

A la hora de diseñar y construir un pozo horizontal existe otra clasificación que dependerá de la trayectoria que se pretende seguir con el mismo y que depende de en cuantos planos está construido:

- **Pozos 2D:** este tipo de pozos se mueve solo en dos dimensiones, es decir, es perforado en dos direcciones por lo que se puede decir que la sección direccional presenta un Azimut constante como se observa en la Fig. 2.5. Este

tipo de pozos es más fácil de diseñar y construir por que se manejan y se deben controlar menos parámetros durante su diseño y perforación.

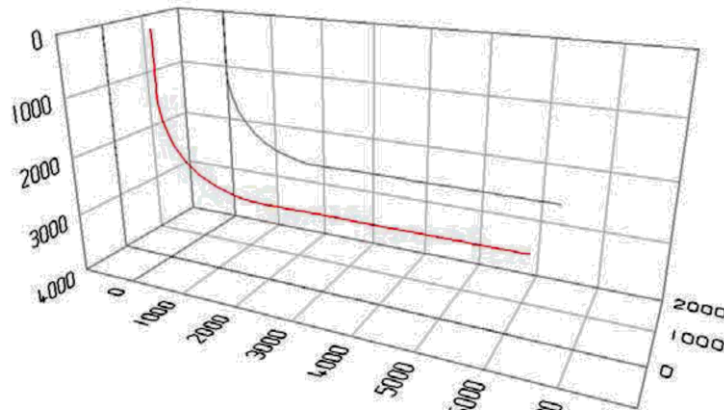


Fig. 2.5. Representación de un pozo horizontal 2D. ^[2]

- **Pozos 3D:** como el nombre lo indica en este tipo de pozos se maneja un Azimut variable como lo indica la Fig. 2.6 y por lo tanto se mueve en tres direcciones. La complejidad del diseño y perforación es mayor que en un Pozo 2D puesto que se manejan algunos parámetros adicionales como la tasa de giro, que debe ser controlada.

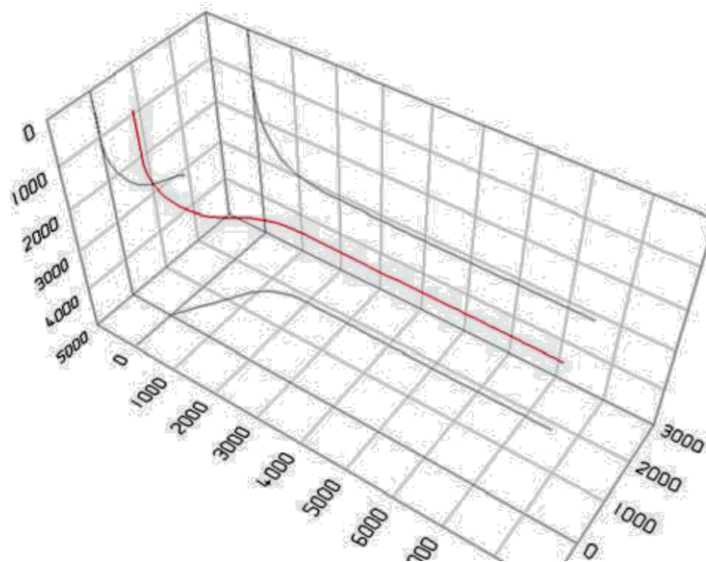


Fig. 2.6. Representación de un pozo horizontal 3D. ^[2]

2.1.1.4.3. Sección de los Pozos Horizontales ^[8]

- **Localización en superficie *Surface Location (SL)*:** Es el punto sobre la superficie terrestre sobre el que se encuentra ubicado el pozo, durante la perforación en este punto está ubicado el taladro y demás equipo de perforación. Cuando el pozo está completado aquí se ubicará el cabezal del mismo.
- **Sección Vertical:** Es el tramo del pozo que tiene la particularidad de carecer de inclinación o dicho de otra manera, tiende a tener 0 grados de desviación.
- **Punto de Arranque o *Kick Off Point (KOP)*:** es el punto que une la sección vertical con la primera sección de cambio de ángulo, es decir es el punto donde comienza la desviación del hoyo.
- **Sección de Construcción:** también es conocida como la sección curva y es aquella en la cual intencionalmente se desvía el pozo y donde constantemente a lo largo de toda su longitud el ángulo de inclinación está variando a una tasa estipulada.
- **Fin de construcción o *End of Build (EOB)*:** es el punto de finalización de la sección curva, aquí nuevamente la tasa de construcción de ángulo del pozo tiende a tomar un valor de cero grados.
- **Sección Tangencial:** es la sección que inicia en el punto EOB y en cuya extensión no deberá existir tasa de desviación en el pozo, es decir la inclinación con la que se llegó al punto EOB será la misma con la que finalice la sección tangencial.

- **Punto de asentamiento o *Landing Point* (LP):** Es el punto donde se obtiene el ángulo de desviación máximo del pozo es decir donde en teoría se alcanzan los noventa grados de inclinación y es usado generalmente para asentar el revestidor intermedio.
- **Sección Lateral:** Es todo el segmento del pozo que navega dentro de la arena de interés, es también conocida como brazo del pozo. En esta sección por lo general se asienta el liner ranurado de producción. Se espera que en esta sección no exista tasa de inclinación.
- **Punto final:** Es el punto donde finaliza el pozo, aquel que tiene la mayor MD y el más alejado de la vertical donde se inició la construcción del pozo. Este punto junto con el LP determinará el brazo del pozo.

2.1.2. Según su objetivo ^[6]

- **Estratigráficos:** Por lo general son los primeros pozos que se perforan en una zona y se construyen con el objetivo fundamental de obtener información del subsuelo bien sea mediante registros eléctricos o incluso por la toma de núcleos. Son fundamentales puesto que verifican la información que se tiene del campo y entre otras cosas comprueban la existencia de hidrocarburos.
- **Productores:** Son los pozos que constituyen la parte fundamental del desarrollo del campo puesto que su objetivo es colocar el mayor volumen posible de fluidos desde el yacimiento en la superficie. Existen una gran variedad de estos pozos y de su óptima colocación y completación depende el éxito del campo.
- **Inyectores:** Este tipo de pozo no siempre está presente en todos los campos; solo se utiliza cuando se va a aplicar algún método de recuperación mejorada,

es decir se utiliza para colocar fluidos en el yacimiento desde la superficie. Dependiendo del tipo de fluido que se vaya a inyectar estos pozos deberán tener una completación especial que resista las condiciones de dicho fluido.

- **De Alivio:** Son pozos que se perforan en caso de una emergencia y que por esta razón no se planifican desde el inicio de la explotación en ningún campo. Se utilizan fundamentalmente para llegar a un pozo que se encuentre descontrolado y de esta forma aliviar la presión en el mismo mediante la canalización de los fluidos de manera controlada hasta la superficie.

2.2. Ensamblaje de fondo

El ensamblaje de fondo de pozo (BHA por las siglas en inglés de *Bottom Hole Assembly*) es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación.

En las perforaciones direccionales el BHA tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la mecha para maximizar la tasa de penetración y el direccionamiento del pozo durante la perforación en la trayectoria requerida.

La sarta de perforación y el BHA está constituido básicamente por los siguientes componentes:

- Tubería de perforación
- Martillo
- Monel o Collar no magnético
- Estabilizadores
- Herramientas MWD y LWD
- Herramienta Direccional (Motor)
- Mecha

2.2.1. Tuberías de perforación ^[9]

Las tuberías de perforación son barras de acero huecas. Todo el conjunto de parejas de tuberías constituyen la mayor longitud de toda la sarta de perforación, por lo cual una de las finalidades es alcanzar la longitud establecida para la perforación del pozo.

Otro aspecto importante de las tuberías de perforación son las diferencias de peso para los distintos tipos de tubería:

- **Los Collares o Portamechas (DC-Drillcollar)** corresponden a las tuberías más pesadas.
- **Las Tuberías Pesadas (HW-Heavy Weight)** presentan un peso intermedio.
- **Las Tuberías de perforación (DP-Drillpipe)** presentan el peso más liviano entre los tipos de tuberías.

Una configuración adecuada de todo el conjunto de tuberías proporcionará el peso a la mecha requerido para alcanzar la profundidad total establecida para la perforación.

2.2.2. Martillo ^[10]

Estos son elementos operados mecánicamente o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería.

2.2.3. Monel o Collar no Magnético ^[10]

Es una tubería dispuesta entre las tuberías de perforación y la herramienta MWD, con el propósito de reducir la interferencia magnética en las mediciones de dirección, para la cual la herramienta utiliza magnetómetros que se pueden ver afectados por materiales magnéticos del cual están hechas las tuberías de perforación.

2.2.4. Estabilizadores ^[11]

Son secciones adicionales que se le colocan a la sarta de perforación específicamente en el ensamblaje de fondo y cuya función básica es la de mantener lo más estable posible la sarta para que el hoyo resulte lo más parecido al diseño ideal. Sin embargo estos accesorios poseen otra función muy importante como lo es la de determinar si el pozo aumentará, disminuirá o mantendrá su ángulo de desviación, esto dependiendo de la cantidad de estabilizadores colocados y del espaciamiento entre ellos. Mostrados en la Fig. 2.7.



Fig. 2.7. Estabilizadores ^[2]

2.2.5. Herramienta de Mediciones durante la perforación o *Measurement while Drilling “MWD”* ^[12]

En las perforaciones direccionales, herramientas para la medición de la dirección e inclinación del pozo son indispensables, para tener un control de la orientación del pozo durante la perforación y así lograr una adecuada toma de decisiones en la desviación requerida en el pozo para seguir un plan de perforación establecido.

La herramienta *TeleScope* de Schlumberger D&M es aplicada para la medición de la dirección e inclinación del pozo y para el envío de esta información junto con la

adquirida por las herramientas LWD hacia superficie mediante un proceso de telemetría, donde los datos son codificados en pulsos de lodo que son generados por la herramienta para viajar a través del fluido de perforación hasta superficie.

Esta herramienta consta de cuatro componentes indispensables para ejecutar todas sus funciones las cuales están representadas en la Fig. 2.8.

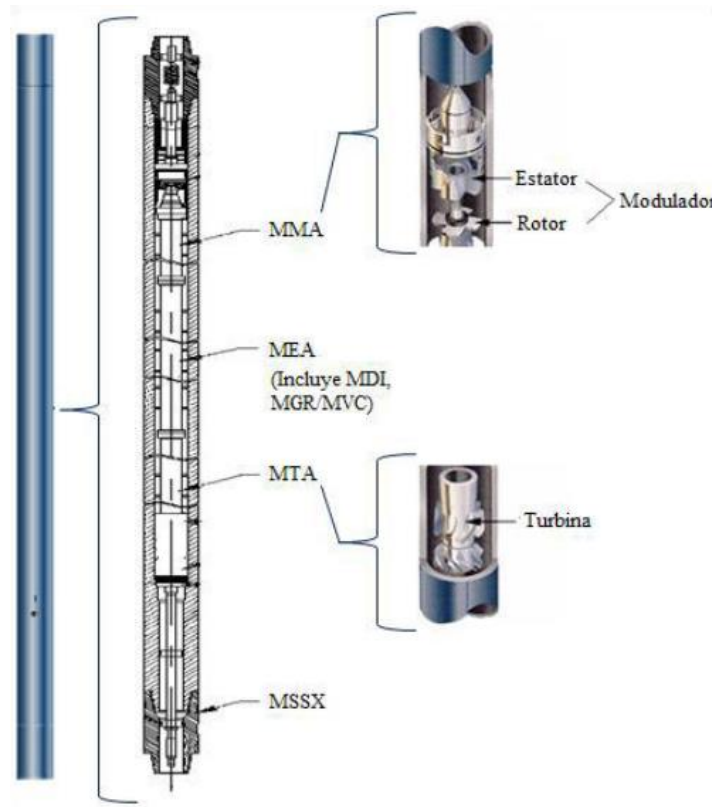


Fig. 2.8. Componentes de la herramienta *Telescope*. ^[12]

A continuación se presenta una descripción de los componentes principales de la herramienta *TeleScope*:

- **Extensión (MSSX):** este componente establece la comunicación electrónica con la herramienta LWD. A través de la conexión entre las extensiones de ambas herramientas, se realiza la transferencia de los datos adquiridos por la herramienta LWD hacia la herramienta *TeleScope*.

- **Ensamblaje de la turbina (MTA):** está constituido por una turbina (Ver Fig. 2.9), la cual tiene la capacidad de rotar gracias a la circulación del lodo de perforación dentro de la herramienta. La rotación de las turbinas genera la energía requerida para encender la herramienta y activar sus funciones.

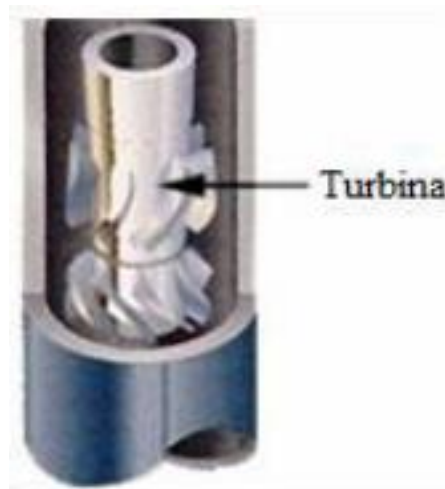


Fig. 2.9. Turbina de la herramienta *Telescope* ^[12]

- **Ensamblaje de la electrónica (MEA):** está constituido por componentes para la medición de dirección e inclinación (MDI) comprendido por tres acelerómetros y tres magnetómetros para medir la orientación de la herramienta y del pozo respecto al vector de gravedad y al norte magnético. En relación a los registros de pozos adquiridos con herramientas LWD, las mediciones de Dirección e inclinación del pozo son necesarias para transformar los registros en profundidad MD a registros en profundidad TVDSS.

El MEA también contiene un sensor para mediciones de GR, sin embargo estas mediciones no son usadas para el registro, ya que las oficiales son las de la herramienta LWD. También se encuentra un sensor para la medición de vibraciones y choques que presenta la herramienta en el fondo del pozo durante la perforación.

- **Ensamblaje del modulador (MMA):** representa el componente necesario para el proceso de telemetría, está constituido por un rotor y un estator (Ver Fig. 2.10), que tienen como funciones bloquear y desbloquear la circulación del lodo dentro de la herramienta a medida que gira el rotor, generando aumentos y estabilizaciones de la presión del lodo.

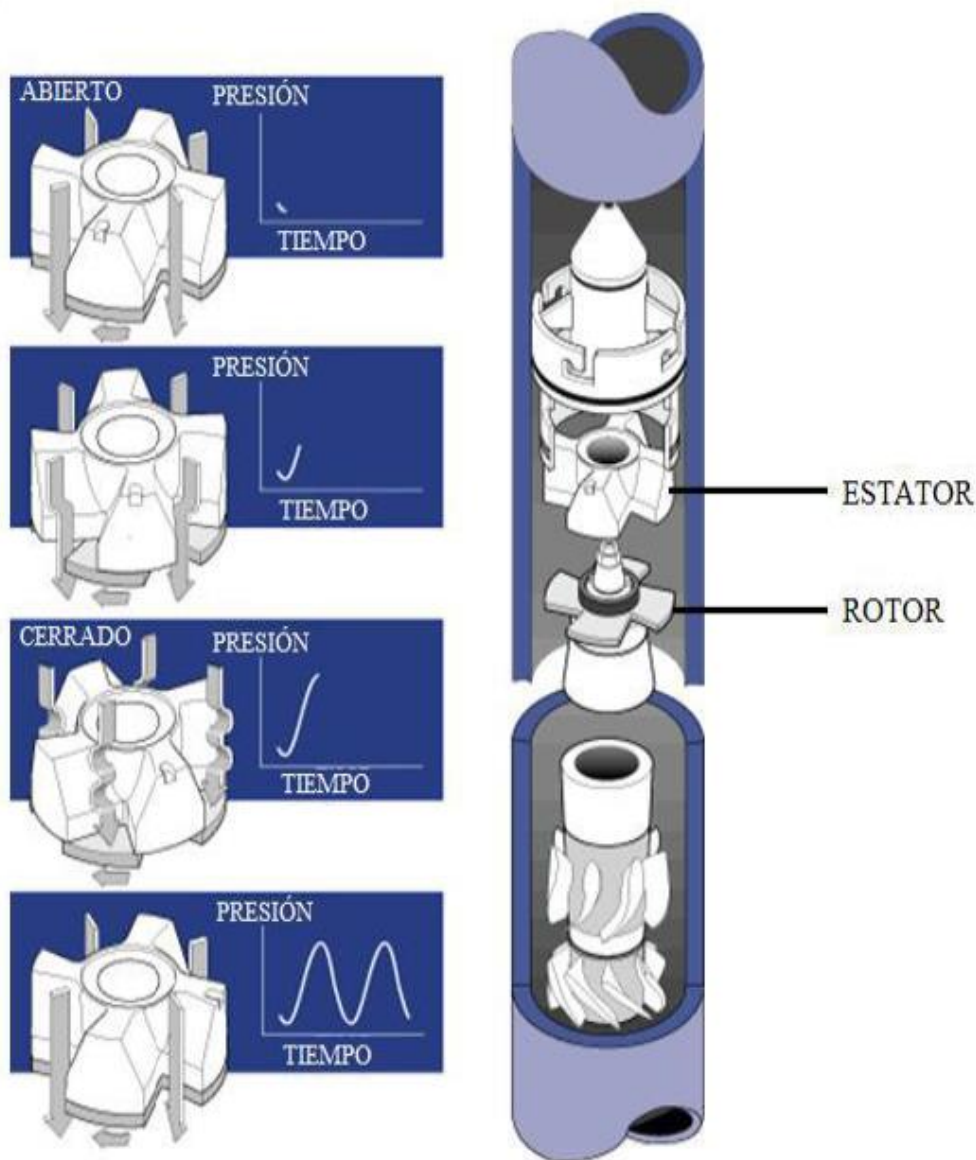


Fig. 2.10. Componentes del ensamblaje del modulador y aplicación en la generación de pulsos de lodo para el proceso de telemetría. ^[12]

2.2.6. Herramienta de Registro durante la perforación o *Logging while Drilling* “LWD” ^[12]

La herramienta LWD de Schlumberger D&M es aplicada para la adquisición de registros de rayos gamma y de resistividad en tiempo real.

Para la medición de rayos gamma, la herramienta consta de un sensor interno que detecta la radiación natural de la formación proveniente de los isótopos de Potasio-40, *Uranium-Radium* y de las series de Torio.

Para la medición de resistividad, la herramienta consta de cinco antenas transmisoras y dos antenas receptoras de ondas electromagnéticas que viajan a través de la formación. Ver Fig. 2.11.

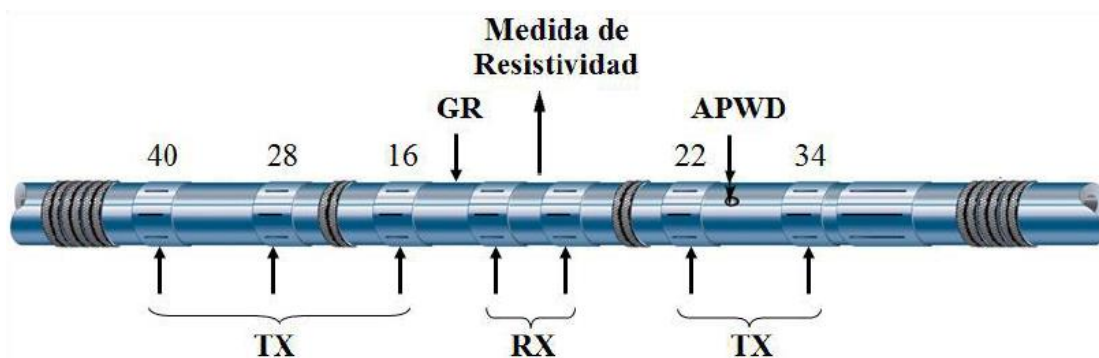


Fig. 2.11. Herramienta LWD de Schlumberger D&M para el perfilaje durante la perforación de registros GR y resistividad. Se observan entre sus principales componentes antenas transmisoras (TX) y receptoras (RX) de ondas electromagnéticas y el espaciamiento respecto del punto de medición de resistividad. ^[12]

La herramienta mide cambio de fase y atenuación de la onda electromagnética entre los receptores, generada por los transmisores (los cuales generan internamente una corriente a dos frecuencias 2 Mhz y 400 KHz., esta corriente genera el campo electromagnético) y mediante una relación matemática, la herramienta calcula la resistividad de la formación obteniéndose dos valores de resistividad, una por cambio de fase y otra por atenuación.

Las mediciones de resistividad por cambio de fase permiten mayor resolución vertical pero menor profundidad de investigación respecto a las mediciones de resistividad por atenuación. Los distintos espaciamentos de los transmisores respecto a los receptores permite la medición de resistividades a distintas profundidades de investigación.

2.2.7. Motores dirigibles ^[13]

Los motores de desplazamiento positivo (PDM) tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo impulsada por el fluido de perforación, es decir, que transforman la energía hidráulica en energía mecánica aliviando el trabajo de la sarta de perforación y suministrando la rotación desde el fondo, su diseño en la siguiente Fig. 2.12.

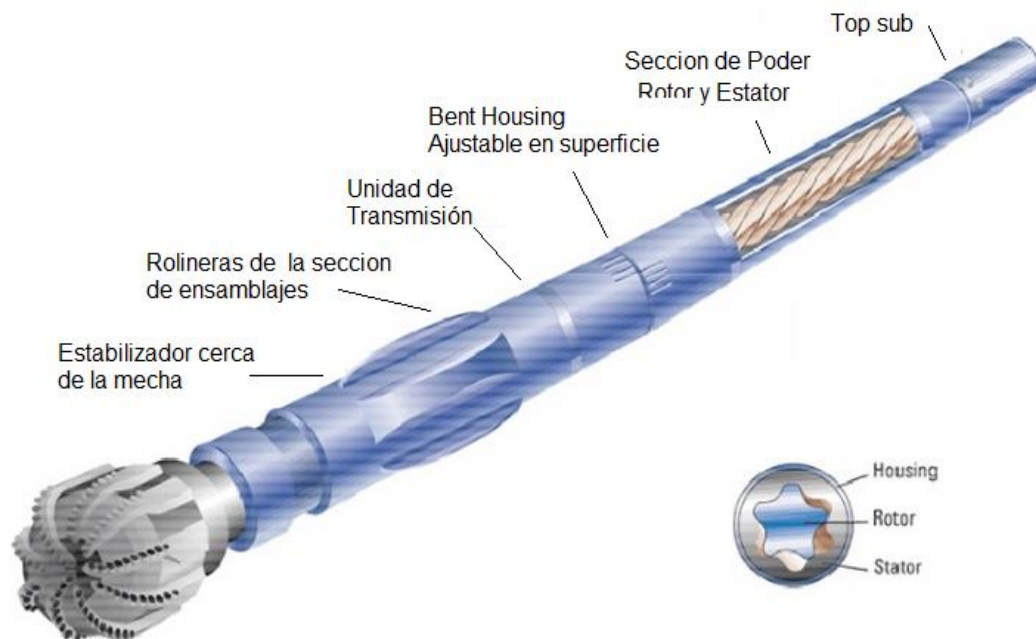


Fig. 2.12. Motor de fondo de desplazamiento positivo. ^[12] Modificado por Zhunio J (2015)

2.2.7.1. *Top Sub* o *Float Sub* ^[13]

La existencia de esta sección se debe además del requerimiento de cambio de diámetro entre el estator y el resto del ensamblaje de fondo, el ensamblaje consiste en un sistema

de seguridad que le permite al fluido viajar en una sola dirección, impidiendo su retorno mediante su diseño como se observa en la Fig. 2.13.

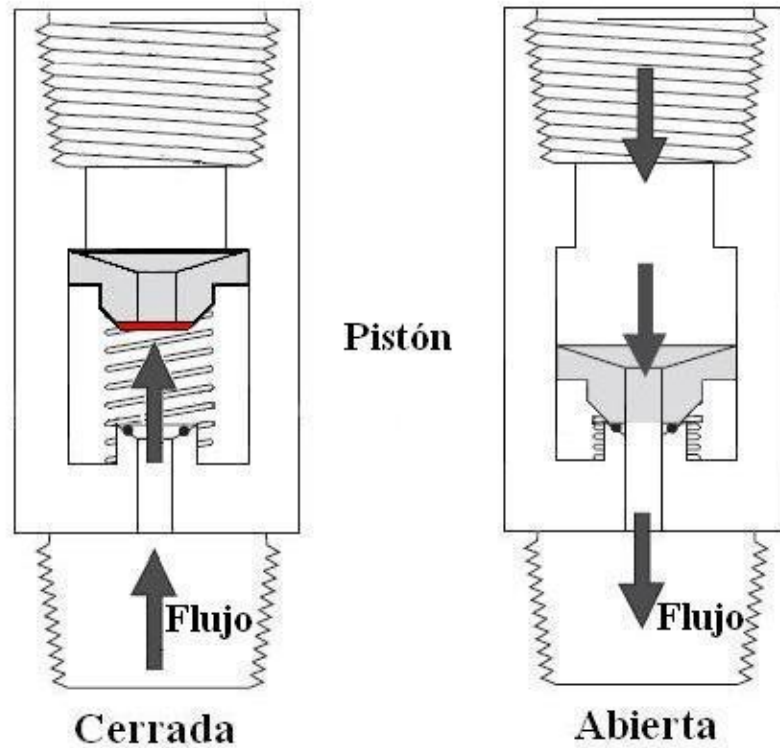


Fig. 2.13. Ensamblaje de Válvula de Pistón. ^[12] Modificado por Zhunio J (2015).

2.2.7.2. Sección de Poder ^[13]

La conversión de energía hidráulica proporcionada por el flujo del lodo a través de cavidades progresivas en energía mecánica suministrada a la mecha en forma de torque es llevada a cabo en esta sección. El sistema está compuesto por una aleación de cromo y acero de forma helicoidal llamada rotor y un molde de acero denominado estator cubierto por un elastómero de goma. El rotor posee un lóbulo menos que el estator, lo cual hace posible la presencia de cavidades progresivas a lo largo del motor, dichas cavidades representan el espacio a través del cual fluye el lodo accionando el movimiento del rotor en un desplazamiento positivo a través del estator (de allí el

nombre de este tipo de motores), generando así el torque requerido por la mecha para la perforación.

Cada espiral completa del rotor es denominada etapa y está relacionada al torque proporcionado por el motor y a la velocidad del mismo, en la Fig. 2.14 se muestran dos configuraciones rotor/estator en las cuales se evidencia la mayor extensión o área que el fluido debe cubrir para accionar el rotor a medida que aumentan los lóbulos del mismo.

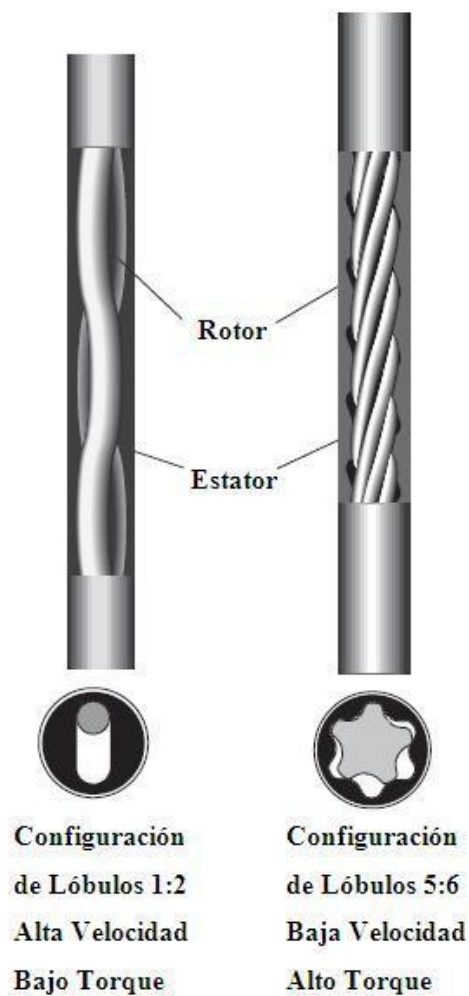


Fig. 2.14. Configuración de Lóbulos Rotor/Estator. ^[13]

2.2.7.3. Ensamblaje de Transmisión ^[13]

Esta sección del motor, como su nombre lo dice, es la encargada de transmitir el torque y el empuje proporcionado por la sección de poder al eje de dirección y ensamblaje de rodamientos a través de juntas universales que transforman el movimiento excéntrico del rotor en movimiento concéntrico, la Fig. 2.15 esquematiza este proceso en forma explícita.

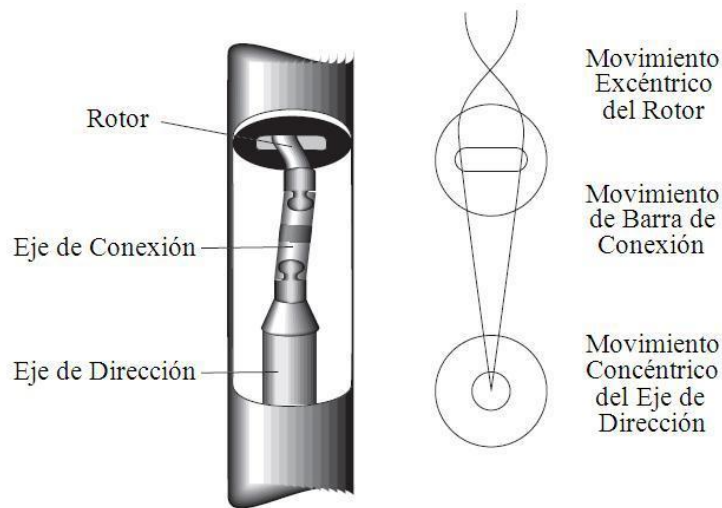


Fig. 2.15. Ensamblaje de Transmisión Típico de PDM. ^[13]

2.2.7.4. *Bent Housing* ^[13]

La perforación direccional se basa en la desviación del pozo con un ángulo y orientación determinada intencionalmente por el ingeniero a cargo de la operación, el *Bent Housing* ajustable ensamblado en los motores de fondo es el elemento que permite llevar a cabo dicho direccionamiento de forma adecuada, una articulación que desvía la trayectoria de la tubería entre 0 y 3 grados (para el caso de los motores de secciones horizontales) posiciona la parte inferior del motor en la dirección requerida para la operación como muestra la Fig. 2.16.

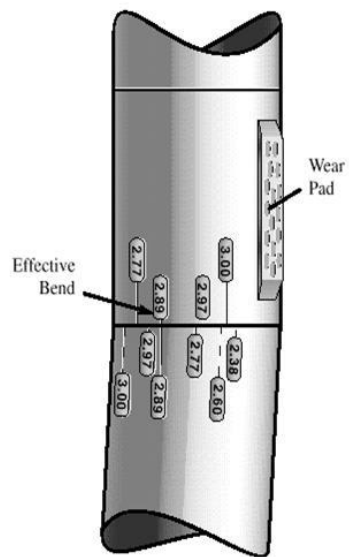


Fig. 2.16. Representación de un *Bent Housing* ^[14]

2.2.7.5. Sección de Rodamientos ^[13]

El empuje de perforación y poder rotacional que la sección de transmisión proporciona es llevado a la mecha a través del ensamblaje de rodamientos, conformada básicamente por los elementos representados en la Fig. 2.17.

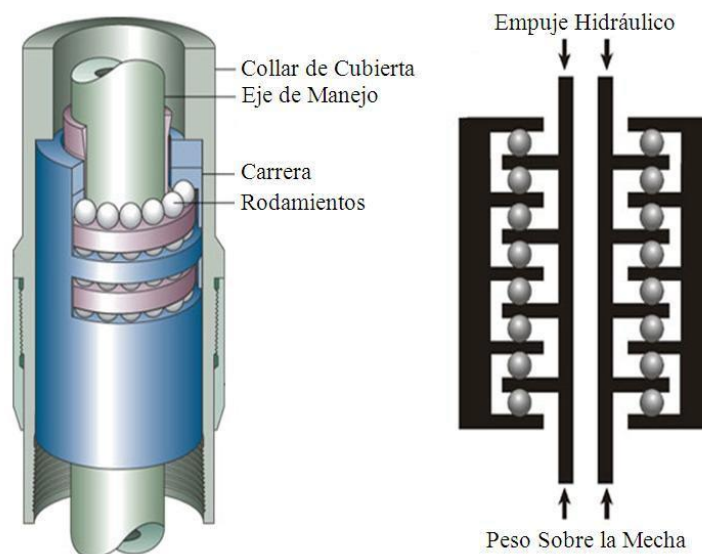


Fig. 2.17. Sección de Rodamientos.^[13]

Los rodamientos de empuje fuera de fondo generalmente presentan diseño esférico y están encargados de soportar el empuje hidráulico y peso del rotor, barra de conexión, eje de dirección y mecha cuando el motor está rotando fuera de fondo.

Por su parte los rodamientos de soporte radial tienen un diseño tipo camisa recubierta de carburo de tungsteno y están encargados de proporcionar soporte radial al eje de dirección. Además restringen el flujo de lodo a través de la sección, redireccionando un porcentaje del mismo para lubricar los rodamientos como tal, dicho porcentaje es determinado por la condición de los mismos y la caída de presión en la mecha. Existen rodamientos radiales alternativos de mayor costo con un diseño sellado que permiten prescindir de la lubricación proporcionada por el lodo a través de un sistema de llenado con aceite que mantiene el buen desempeño de los mismos. En el presente trabajo se evaluarán los descritos en primer lugar puesto que son los que conforman el ensamblaje de los motores a estudiar, es decir, los lubricados por lodo

Finalmente los rodamientos de empuje en fondo son los encargados de transmitir la carga de la cubierta no rotacional de la tubería del motor a la mecha a través de su diseño esférico, tomando el peso o la carga referida mientras se perfora y transmitiéndolo al bit box rotacional conectado a la mecha.

2.2.7.6. Eje de Manejo ^[13]

Este componente es el encargado de mantener la dirección determinada por el *bend housing* a través de su estructura de acero apoyada dentro del sistema de rodamientos descrito anteriormente.

2.2.7.7. Bit Sub o Drive shaft ^[13]

También llamado *bit box* este elemento conocido por ser el único componente externo rotacional del motor posee conexiones API (*American Petroleum Institute*) estandarizadas para las mechas a emplear en la operación de perforación y representa el final de la extensión de la herramienta.

2.2.8. Mechas, brocas o barrenas ^[2]

Es la herramienta básica del proceso de perforación, la encargada de cortar y triturar la formación para abrirse paso entre esta. Está ubicada en el extremo inferior de la sarta y está sometida a grandes esfuerzos, es por ello que está construida con materiales muy resistentes. Existen muchos tipos de mechas para diferentes formaciones y con diferentes propósitos. Un modelo de mecha de perforación es mostrado en la Fig. 2.18.



Fig. 2.18. Mecha de Perforación PDC ^[2]

El diseño de las mechas, y los mecanismos de corte son para optimizar la ROP según la dureza de la formación, existen de 2 tipos de mechas, de arrastre y de conos.

2.3. Conceptos básicos de la perforación direccional

2.3.1. Perforación controlada ^[2]

Es la ciencia de realizar la desviación de un pozo a lo largo de una trayectoria previamente planeada, desde la superficie hasta un objetivo en el subsuelo cuya localización se encuentra determinada por sus coordenadas, a una distancia lateral medida desde la vertical generada por la ubicación del pozo en superficie.

2.3.1.1. Perforar en modo rotando o *Drilling mode Rotating*

Consiste en perforar con rotaria desde superficie, galonaje y peso sobre la mecha, se conoce sobre la dirección de la herramienta por la inclinación y azimuth continuos que se obtiene en superficie, mientras se perfora lo que le permite a los ingenieros direccionales varias los parámetros de perforación para obtener mejores resultados en el presente trabajo se pretende modelar la respuesta direccional en función de estos parámetros de perforación.

2.3.1.2. Perforar en modo deslizando o *Drilling mode Sliding*

Consiste en perforar sin rotaria desde superficie, solo con galonaje y peso sobre la mecha, (solo gira la mecha en sentido horario) para ello se posiciona el *toolface* hacia la dirección que se desea perforar para construir ángulo en esa dirección.

2.3.1.2.1. Orientacion del *Toolface* ^[14]

En superficie, los ingenieros direccionales observan un panel perpendicular al eje del hoyo (ver Fig. 2.19), en donde se les resalta por medio de la telemetría, hacia donde apunta en *Bent Housting* del motor, a esto se le llama *toolface*, para cambiar la dirección en la que apunta le transmiten torque a la sarta desde superficie para irla girando hasta que se ubica en la posición deseada.

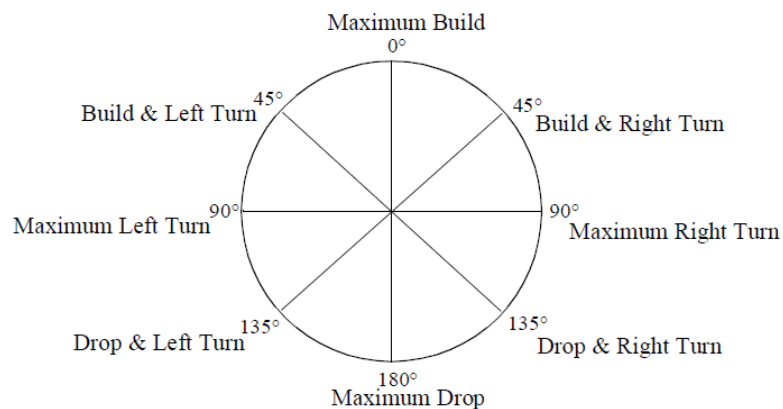


Fig. 2.19. Orientación del *toolface* para deslizar. ^[14]

2.3.2. Profundidad Medida o *Measurement Depth* “MD” [2]

Es la profundidad medida a lo largo de la trayectoria del pozo, desde el punto de referencia en superficie hasta un determinado punto en el hoyo.

2.3.3. Profundidad Vertical Verdadera o *True Vertical Depth* “TVD” [2]

Es la distancia de un determinado punto a lo largo de la trayectoria del pozo hasta superficie, medida por una recta que pasa por dicho punto y que es paralela a la dirección vertical.

2.3.4. Trayectoria del Pozo [2]

Se define como trayectoria del pozo la localización del mismo en todo el recorrido desde la superficie hasta el objetivo. Esta trayectoria determinará si es un Pozo 2D o un pozo 3D.

2.3.5. Estación de *Survey* o *Survey Station* “SS” [2]

Son todos los puntos a lo largo del hoyo como se observa en la Fig. 2.20. En los cuales se toma un registro direccional, que no es más que un registro conformado por una toma de MD, la inclinación del hoyo, el Azimut y toda otra medición que se considere necesaria. Todas las estaciones de *surveys* son utilizadas para realizar los cálculos de las coordenadas 3D y 2D. Al final todas estas mediciones se presentan organizadas en una tabla a la cual se le llama reporte de *survey*.

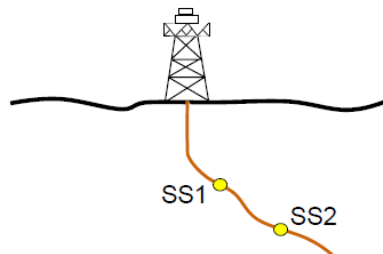


Fig. 2.20. Representación de las estaciones de *surveys* [2]

2.3.6. *Surveys* en la Mecha ^[2]

Estos son los valores del *survey* pero extrapolados a la mecha, puesto que las mediciones son tomadas a una cierta distancia de la mecha dependiendo del ensamble de fondo utilizado. Es necesario puesto que es primordial conocer la ubicación de la mecha en todo momento.

2.3.7. Inclinación del hoyo ^[2]

La inclinación del hoyo es el ángulo medido en grados que hay entre la tangente del pozo en una determinada SS y la línea vertical, es decir, es una referencia de que tanto se ha alejado el pozo de su dirección original. Como se observa en la Fig. 2.21.

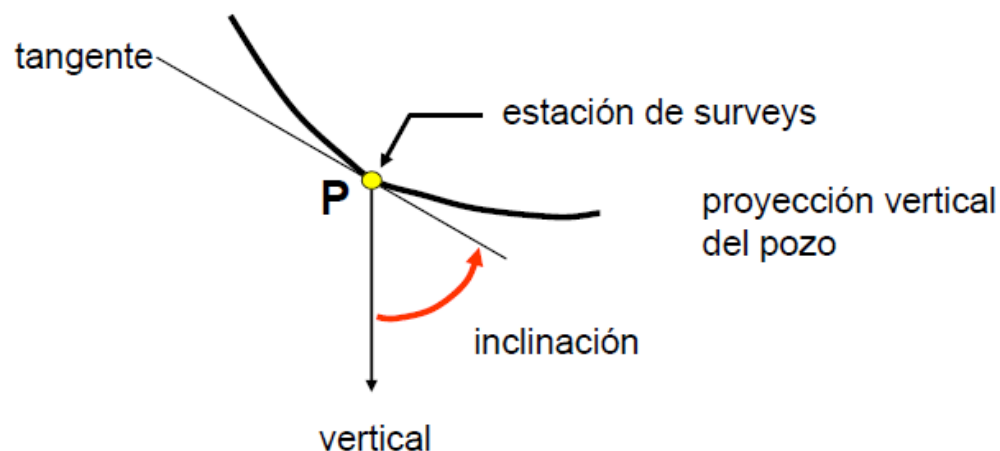


Fig. 2.21. Representación de la inclinación del hoyo ^[2]

2.3.8. Dirección de hoyo (Azimut) ^[2]

La dirección es el menor ángulo medido en grados de la proyección en un plano horizontal de la trayectoria del pozo o del eje del instrumento de medición, medido en grados a partir del norte de referencia establecido. La precisión de esta medición dependerá del instrumento en sí, se expresa como Azimut. Como se observa en la Fig. 2.22.

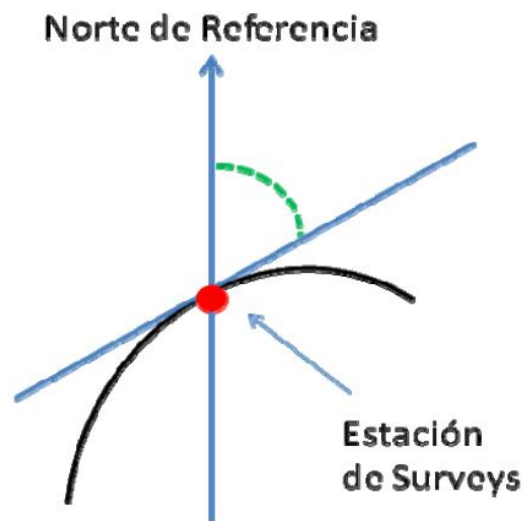


Fig. 2.22. Representación de la Dirección del hoyo. ^[2]

2.3.9. Respuesta de la herramienta direccional

En este trabajo de investigación, se define por respuesta direccional a los resultados que se obtienen tras la aplicación de los parámetros de perforación, sobre el objetivo a perforar.

2.3.9.1. Pata de perro o *Dogleg* “DL” ^[15]

Es la variación de ángulo en el espacio de una estación de survey a otro, existen cuatro métodos de cálculo direccional de la pata de perro y son:

- Tangencial
- Ángulo Promedio
- Radio de Curvatura
- Mínima curvatura / Arco Circular

Cada uno hace diferentes supuestos acerca de la trayectoria del pozo, el más usado es el método de mínima curvatura, y supone que la trayectoria del pozo es una curva suave que se puede ajustar a la superficie de una esfera de radio específico. (Ver Fig. 2.23)

Este método mejora grandemente la precisión de los cálculos, es semejante al método del radio de curvatura y es el preferido para pozos horizontales.

$$DL = \cos^{-1} [\cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 (1 - \cos(A_2 - A_1))] \quad \text{Ec. 01}$$

Ec. 01 Formula de la pata de perro por el método de mínima curvatura.

Donde:

DL: es la pata de perro.

I: es la Inclinación.

A: es el Azimut.

2.3.9.2. Severidad de la pata de perro o *Dogleg Severity* “DLS” ^[15]

El termino severidad consiste en la normalización por unidad de longitud de la pata de perro, por ello la expresión agrega en la Fig. 2.24.

$$DLS = \frac{d}{\Delta MD} \cos^{-1} [\cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 (1 - \cos(A_2 - A_1))] \quad \text{Ec. 02}$$

Ec. 02. Formula de la Severidad pata de perro por el método de mínima curvatura.

Donde:

DLS: es la Severidad de la pata de perro en grados por cada 100 pies.

I: es la Inclinación en grados.

A: es el Azimut en grados.

d: intervalo o distancia de la trayectoria al que se refiere la DLS, normalmente 100 pies, es el empleado por Schlumberger D&M, al igual que en este trabajo.

ΔMD : diferencia de la profundidad media entre dos estaciones de survey, en pies.

2.3.9.3. Tortuosidad del pozo ^[16]

Esta es la pata de perro acumulada prevista en el pozo o para un pozo perforado, siempre es aditiva, ver Fig. 2.25.

$$Tortuosity_n = Tortuosity_{n-1} + \frac{DLS_n}{100} \times (MD_n - MD_{n-1})$$

Ec. 03

Ec. 03. Fórmula para el cálculo de la tortuosidad.

Donde:

Tortuosity: es la Tortuosidad en grados cada 100 pies.

DLS: es Severidad de la pata de perro en grados cada 100 pies.

MD: es profundidad medida en pies.

Típicamente, como la longitud del pozo aumenta a medida que es perforado, también lo hará la tortuosidad. La tortuosidad perforada actual es a menudo mayor que la tortuosidad planificada, especialmente en pozos con secciones tangentes largas, ya que las DLS en la tangente es difícil de mantener en cero.

El aumento de la tortuosidad (en este caso, la tortuosidad localizada del hoyo) también puede conducir a que las herramientas de perforación de fondo de pozo que se sometan a golpes altos o choques aumentando las posibilidades de fallas de las herramientas y por ende comprometen el éxito de la perforación.

2.3.9.4. Tasa de construcción o *Build Rate* “BR”

Es la variación de la inclinación normalizada entre dos estaciones de *surveys*, o el cambio de inclinación del pozo cada 100 pies.

$$BR = \frac{100}{\Delta MD} \times (I_2 - I_1)$$

Ec. 04

Ec. 04. Fórmula para el cálculo de la tasa de construcción normalizada.

Donde:

BR: es la tasa de construcción normalizada en grados cada 100 pies.

I: es la Inclinación en grados.

ΔMD : diferencia de la profundidad media entre dos estaciones de survey, en pies.

2.3.9.5. Tasa de giro o *Turn Rate* “TR”

Es la variación del azimut normalizada entre dos estaciones de *surveys*, o el cambio de azimut del pozo cada 100 pies.

$$TR = \frac{100}{\Delta MD} x (A_2 - A_1) \quad \text{Ec. 05}$$

Ec. 05. Fórmula para el cálculo de la tasa de giro normalizada.

Donde

TR: es la tasa de giro normalizada en grados cada 100 pies.

A: es el Azimut en grados.

ΔMD : diferencia de la profundidad media entre dos estaciones de survey, en pies.

2.3.9.6. Torque reactivo ^[14]

La mecha de perforación adjunta a la caja del motor “*Bit box*” gira hacia la derecha, en sentido horario si se observa desde el eje del pozo hacia la mecha, esta al entrar en contacto con la formación se genera un torque reactivo en sentido antihorario (hacia la izquierda) producido como resultado de la torsión aplicada a la broca. Esta torsión en sentido antihorario debe ser considerado cuando se establece la orientación de la cara de la herramienta “*Toolface*” y se puede calcular o estimar relacionando la diferencia entre presión de giro libre fuera de fondo “*SPP Off Bottom*” con la actual o la presión de trabajo “*SPP On Bottom*”.

Los factores que afectan al torque reactivo son:

- Características del motor.
- Características de la mecha.
- Perforabilidad de la formación.
- Peso sobre la mecha o *Weight on bit*.

2.3.10. Mínima Severidad pata de perro ^[2]

Es la DLS necesaria para definir un arco circular desde el KOP hasta el punto de entrada al objetivo. Esta será el DLS posible para lograr la curvatura deseada.

Para un pozo horizontal, la circunferencia generada de toda la sección lateral se supone de radio infinito, por lo que el mínimo DLS es 0 grados/100 pies.

2.3.11. Máxima Severidad pata de perro ^[2]

Esta tasa será la tasa en la que sea posible realizar las siguientes acciones:

- Debe ser posible correr tuberías de revestimiento o camisas, es decir, que la tubería pueda doblarse de tal manera que se pueda correr a través del hoyo; si el ángulo es tal que no permita realizar esta acción será considerado inaceptable.
- Los esfuerzos de flexión de las tuberías de revestimiento o camisas deben permanecer dentro del esfuerzo límite del material para que estas puedan ser funcionales a lo largo de la vida útil del hoyo.
- Las cargas mecánicas impuestas en los elementos de la sarta de perforación (torque, arrastre, fatiga) o tuberías de revestimiento (desgastes, fuerzas de tensión generadas debido a los esfuerzos de flexiones en las tuberías), deben estar dentro de los parámetros permisibles para que la tubería tenga un funcionamiento óptimo.
- Las limitaciones del equipo de perforación en cada uno de sus sistemas como por ejemplo el sistema de rotación que se basa en el torque que sea capaz de generar el Top Drive y el que pueda soportar la tubería debido a la fricción que se pueda generar en la formación. En el caso del sistema de circulación las bombas de lodo deben tener la suficiente capacidad para remover los ripios que se pueden depositar en los ángulos críticos y secciones horizontales. En cuanto

al sistema de levantamiento la capacidad de arrastre del taladro debe ser suficiente para superar los problemas de arrastre por el pozo desviado. Finalmente el sistema de potencia debe tener también la capacidad suficiente para alimentar a los demás sistemas.

- La curvatura máxima para las herramientas de registros y surveys muchas veces son la mayor limitante en la determinación del ángulo crítico ya que debe tener una curvatura tal que la herramienta elegida pueda bajar por el pozo tomando en cuenta tanto su longitud como su diámetro.

2.3.12. Rango crítico de ángulo para la limpieza del hoyo ^[2]

En la perforación direccional es fundamental la buena limpieza del hoyo, actividad que se hace más difícil entre algunos ángulos; este intervalo se conoce como: “Rango crítico de ángulo del agujero para la limpieza del mismo”, este rango está comprendido entre cuarenta y cinco y sesenta y cinco grados (45°-65°).

Como se muestra en la Fig. 2.23 en caso que se desee perforar un pozo con un ángulo de inclinación mayor a sesenta y cinco grados es inevitable perforar sin pasar por este rango por lo que se recomienda realizar este tramo del pozo lo más corto posible y evitar planear secciones tangenciales en estos ángulos.

- De 0 a 30 grados: en estas inclinaciones los métodos convencionales limpian efectivamente el pozo y se tiene una suspensión efectiva de los cortes, razón por la cual no se forman capas de estos.
- De 30 a 60 grados: los problemas más graves que se pueden tener aquí son la tendencia a formar capas de cortes y la pega de la tubería al parar la circulación puesto que la misma tiende a apoyarse en la formación. Como ya se detalló, esta inclinación incluye el rango crítico para la limpieza del hoyo. Lo recomendable para evitar problemas mayores es evitar detener la circulación del lodo y realizar repasos cada cierto tiempo utilizando altas tasas de bombeo.

- De 60 a 90 grados: tendencia a formarse capas de cortes en la parte inferior de la tubería gracias a los efectos de la gravedad y la utilización de una velocidad de fluido insuficiente lo que trae como consecuencia una reducción en el diámetro del agujero y problemas de torque y arrastre. Una forma evitar estos problemas es circulando el pozo constantemente y realizar repasos ocasionales circulando lodo a altas tasas.

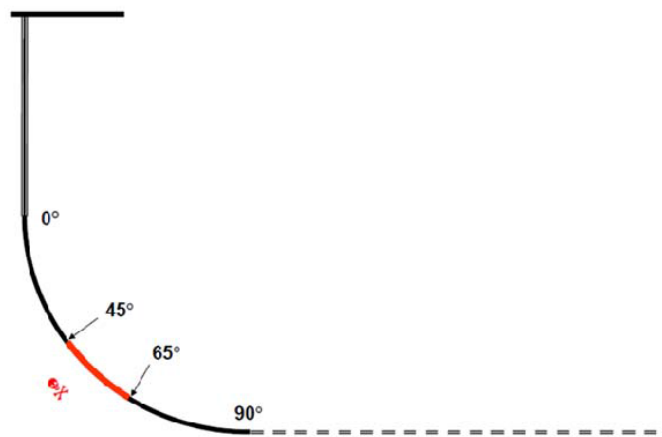


Fig. 2.23. Representación de ángulos críticos en un hoyo desviado ^[2]

2.3.13. Objetivo o *Target* ^[2]

Es la coordenada específica a la que se desea llegar con un pozo en una localización fija dentro de la corteza terrestre. Para poder perforar exitosamente un objetivo hay algunos factores importantes que deben ser tomados en cuenta, estos se muestran a continuación y en la Fig. 2.24.

- El tamaño: este proporciona la tolerancia que posee el objetivo, tolerancia que está referida al margen de error aceptable durante la perforación; mientras más pequeño el objetivo menor la tolerancia es decir se debe aterrizar más cerca del centro del objetivo (en caso de que así esté planificado).

- La forma: puede ser en forma de punto en la cual deberán estar definidas solo las coordenadas del objetivo y la inclinación de penetración. Puede tener forma de círculo en el cual deben estar definidas las coordenadas del centro y el radio. Luego están las formas poligonales menos comunes en las cuales se debe tener definido las coordenadas del centro y la de los vértices.
- La inclinación de penetración: hace referencia al ángulo de inclinación que debe tener el pozo en el momento de perforar el objetivo.
- La dirección de penetración: es la dirección que debe tener el pozo al momento de penetrar el objetivo.

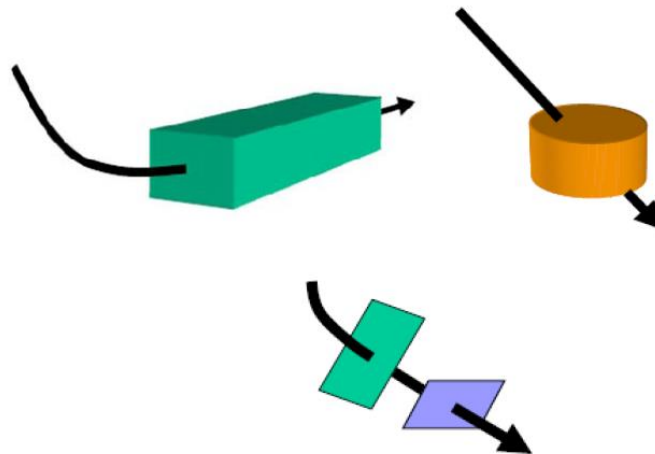


Fig. 2.24. Representación de objetivos según: su forma, tamaño e inclinación ^[2]

2.3.14. Punto de Amarre o *Tie-On Point* ^[2]

El punto de amarre es el punto de referencia, donde MD, inclinación, Azimut, TVD, coordenadas Norte/Sur y coordenadas Este/Oeste son conocidas, todo cálculo de surveys inicia en esta referencia. Este punto puede ser una estación de survey seleccionada o un punto interpolado.

2.3.15. Sidetrack ^[13]

La desviación de un hoyo previamente perforado o sidetrack requiere de la perforación direccional para lograr construir el ángulo determinado para la nueva sección, ver Fig. 2.25.

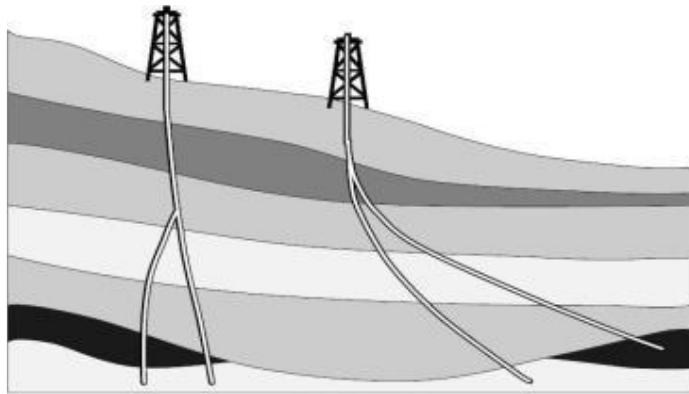


Fig. 2.25. Sidetrack ^[13]

2.3.16. Análisis de anticolisión de pozos ^[2]

El planeador del pozo utiliza tres técnicas para analizar la trayectoria propuesta en la superficie del pozo, en especial cuando estos pozos están localizados en macollas; la posibilidad de colisión entre ellos incrementa con el número de pozos distribuidos en la macolla. El objetivo de estas técnicas es eliminar la posibilidad de una colisión con un pozo cercano. Las técnicas son:

2.3.16.1. Mapa de araña o *SpiderPlot* ^[17]

Muchos pozos se perforan en estrecha proximidad a los pozos existentes. Cada pozo se asigna cuidadosamente en un gráfico de araña para mostrar la relación de dirección del proyecto a los pozos existentes en vista horizontal como muestra la Fig. 2.26.

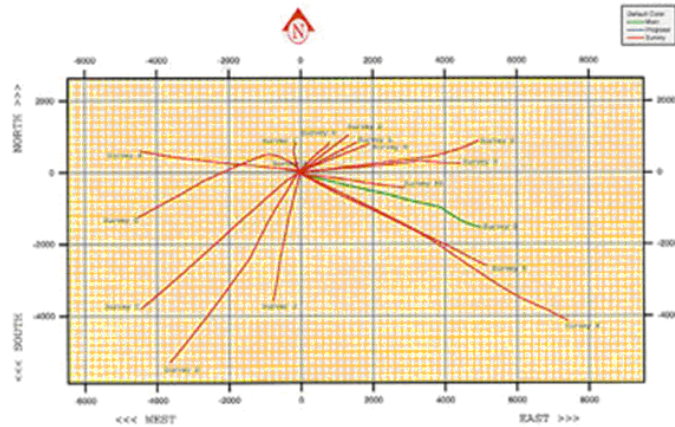


Fig. 2.26. Mapa Araña. [17]

2.3.16.2. Cilindro de Viaje o *Travelling Cylinder* [18]

Este método utiliza un plano perpendicular al pozo que se está planificando e intercepta la trayectoria del pozo vecino como si fuese cortada a través de un plano. La superficie se asemeja a un cilindro con las dimensiones del máximo tamaño del radio de exploración. El cilindro de viaje calcula la distancia desde el punto de corte en la trayectoria del pozo vecino hasta el punto de escaneo del pozo que se está planificando (ver Fig. 2.27). El beneficio de este método es que la intersección es detectada aun cuando las trayectorias de los pozos se están aproximando perpendicularmente. El planificador también utiliza este análisis para evitar cualquier acercamiento peligroso a los pozos adyacentes durante la perforación.

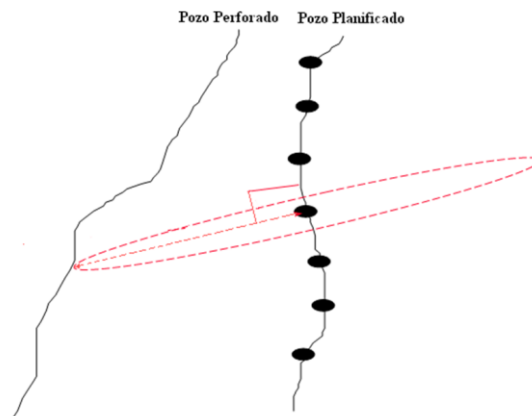


Fig. 2.27. Cilindro de viaje [18]

2.3.16.3. Elipses de Incertidumbre o *Ellipses of uncertainty* ^[17]

Los surveys de la herramienta han especificado grados de precisión. Teniendo en cuenta el rango de precisión, cada survey introduce incertidumbre en cuanto a la posición exacta de la orientación del pozo. Las elipses de incertidumbre representa la suma de las incertidumbres (ver Fig. 2.28). Entender elipses de incertidumbre permite un margen de error en la planificación y perforación con el mínimo riesgo de colisión con los pozos cercanos.

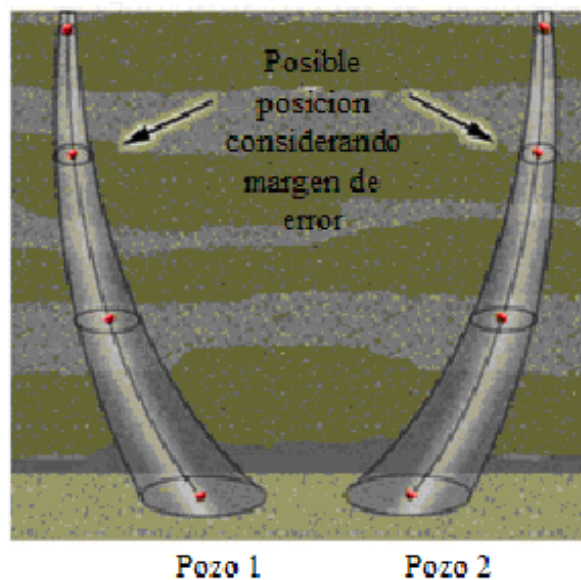


Fig. 2.28. Elipses de incertidumbre. Modificado por Cortez ^[17]

2.4. Factores que afectan la perforación direccional.

2.4.1. Factores Mecánicos.

2.4.1.1. Presión diferencial ^[10]

La presión diferencial, es la diferencia entre las presiones que mide el *stand pipe* cuando la mecha se encuentra apoyada en el fondo del pozo “*SPP On Bottom*” y cuando se encuentra fuera de fondo “*SPP Off Bottom*”.

Cuando la mecha se encuentra fuera de fondo el lodo puede salir de la mecha y circular libremente hacia el espacio anular entre la formación y la sarta de perforación, por otro lado, cuando la mecha se encuentra apoyada en el fondo del pozo, el flujo del lodo estará obstaculizado por la formación al salir de la mecha, lo cual provoca un aumento de la presión en el *stand pipe*.

La presión diferencial se encuentra directamente relacionada con el peso sobre la mecha. Un mayor peso sobre la mecha provocará un incremento en la presión en el fondo del pozo, por lo cual la presión diferencial será mayor.

2.4.1.1.1. Peso sobre la mecha ^[10]

Conocido también como WOB por las siglas en ingles de *Weight On Bit*. La sarta de perforación junto con el sistema rotario y el bloque viajero, transmiten peso a la mecha a lo largo de toda la sarta de perforación.

El mayor peso aplicado por la sarta de perforación es recibido por la línea muerta cuando la mecha no se encuentra apoyada en el fondo del pozo. Al estar la mecha apoyada en fondo, la línea muerta pierde parte del peso de la sarta de perforación el cual es transferido a la mecha, pero parte de esa pérdida de peso tiene que ver con que la tubería esta acostada en la pared del hoyo si está inclinado y otra parte se pierde por la fuerza de fricción.

La forma correcta de medir este parámetro desde superficie es midiendo el peso de la sarta bajando “*Slack Off*”, y luego se le resta el peso que mide la línea muerta cuando ya está en fondo, a esto se le conoce en campo como *Surface Weight On Bit* o SWOB que traduce peso sobre la mecha en superficie.

La forma de medir este parámetro en campo induce muchos errores por las pérdidas de peso por efectos de la fricción, por lo que se usa el diferencial de presión que es un parámetro que se mide con mayor precisión y no se ve afectado por la fricción.

Cabe destacar que un mayor peso sobre la mecha representa un mayor apoyo contra la formación, por lo cual mayor será la tasa de penetración.

2.4.1.2. Velocidad de rotación de la sarta ^{[10], [19]}

Las revoluciones por minuto de la sarta de perforación (RPM), corresponden a la rapidez de rotación que suministra el sistema rotario del taladro a toda la sarta de perforación.

Mayores velocidades de rotación causan más impactos de los dientes y más cráteres formados por unidad de tiempo. Sin embargo, a medida que se aumentan las velocidades de rotación hay menos tiempo entre impactos para la remoción hidráulica de los ripios antes del siguiente impacto. Si hay suficiente limpieza hidráulica la tasa de penetración responderá linealmente a la rotación, en caso contrario, a medida que la velocidad de rotación aumenta, decrece la efectividad sobre un punto determinado la velocidad de rotación máxima, sobre la cual no hay ningún aumento en la tasa de penetración.

Existe relación entre velocidad de rotación óptima y peso sobre la mecha, según algunos estudios:

- **Para formaciones blandas:** se recomienda menor peso sobre la mecha y mayor velocidad de rotación, ya que el exceso de peso sobre formaciones blandas evita la limpieza de los dientes y ocasiona embolamiento de la mecha.
- **Para formaciones duras:** se recomienda mayor peso sobre la mecha y menor velocidad de rotación.

2.4.1.3. Tasa de penetración

La tasa de penetración, conocida en Ingles como *Rate of Penetration* “ROP”, no es más que la relación de la profundidad perforada en pies por hora, es un indicativo de eficiencia o deficiencia de las operaciones de perforación de un pozo.

2.4.2. Factores hidráulicos ^[19]

2.4.2.1. Galonaje

El galonaje consiste en hacer circular un fluido de perforación utilizando las bombas de superficie a través de la sarta de perforación, de los chorros de la mecha y retorno a superficie por el espacio anular, donde ocurren una serie de fenómenos físicos que en conjunto construyen la hidráulica del pozo.

En el instante en que se habla de hidráulica en perforación de pozos, directamente se está refiriendo a la interrelación de los efectos de viscosidad, tasa de flujo y presión y circulación sobre el comportamiento eficiente del fluido de perforación, los parámetros mediante los cuales es bombeado y los fenómenos que ocurren durante la perforación, tales como pérdidas de presión por fricción en todo el ciclo y las pérdidas de presión debido a fuerzas de aceleración que son producidas en los chorros de la mecha.

La hidráulica juega un papel fundamental durante el proceso de perforación ya que se refiere principalmente a la limpieza del hoyo, si la hidráulica está bien diseñada entonces tendrá mejores resultados sobre la limpieza del hoyo y por consiguiente en la tasa de penetración lo que se traduce en ahorro de costos, la potencia hidráulica es uno de los factores más importantes en la tasa de penetración, es importante resaltar que la remoción instantánea y total de ripios es casi imposible.

2.4.2.1. Densidad Equivalente de Circulación “ECD”

La densidad equivalente de circulación representa la densidad del lodo que puede determinar la presión hidrostática en el fondo del pozo, la cual es igual a la presión cuando comienza la circulación. Es decir es la presión que siente el fondo del pozo cuando el lodo está circulando.

El monitoreo del ECD es importante, ya que cuando se encuentra en un valor muy alto con respecto al ECD normal para la profundidad del hoyo, significa que hay muchos ripios y el pozo debe ser limpiado para reducir el torque y el arrastre.

2.4.3. Características de la formación ^{[20], [14]}

Las variables geológicas que se presentan a continuación son las responsables de afectar la perforación y el control direccional:

- Resistencia a la compresibilidad.
- Dureza y Abrasividad.
- Estado de deformación del subsuelo (presión de sobrecarga, etc).
- Anisotropía Formación y el ángulo de inclinación de los planos de estratificación.
- Elasticidad – Rigidez o Plasticidad.
- Tendencia al embolamiento.
- Permeabilidad.
- Contenido de fluidos y presión intersticial.
- Porosidad.
- Temperatura.

2.4.4. Diseño del plan de perforación

2.4.4.1. Lodo de perforación ^{[13], [19]}

Los motores de fondo de desplazamiento positivo pueden ser operados con fluidos base agua o base aceite, sin embargo existen limitaciones relacionadas a su peso, contenido de arena, temperatura y contenido de sólidos.

Debido a la configuración interna del motor, el peso del lodo recomendado es menor a 17 lpg, ya que si este valor es excedido existe mayor probabilidad de taponamiento del sistema de rodamientos y de la sección de poder.

La reología del lodo de perforación junto con una hidráulica óptima es el responsable de la efectiva limpieza del hoyo y dependiendo de su lubricidad, disminuye el torque y el arrastre, además del resto de sus funciones que benefician la perforación que son:

- Transportar los ripios de perforación, derrumbes o cortes desde el fondo del hoyo hasta la superficie.
- Mantener en suspensión los ripios y material densificante cuando se detiene la circulación.
- Controlar las presiones de la formación.
- Limpiar, enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación.
- Prevenir derrumbes de formación soportando las paredes del hoyo.
- Suministrar un revoque liso, delgado e impermeable para proteger la productividad de la formación.
- Ayudar a soportar, por flotación, el peso de la sarta de perforación y del revestimiento.
- Transmitir la potencia hidráulica a la formación por debajo de la mecha.
- Proveer un medio adecuado para llevar a cabo la evaluación de formaciones (perfilaje o registros).

2.4.4.2. Diseño del ensamblaje de fondo ^[14]

El diseño o arreglo de los ensamblajes de fondo varía de acuerdo a las condiciones del pozo a perforar, es por esto que se pueden presentar diversos escenarios en cuanto a los componentes requeridos para el trabajo, Según el número de estabilizadores, y la posición de estos, el ensamblaje de fondo puede adaptarse para obedecer determinados principios básicos del control direccional, ver Fig. 2.29.

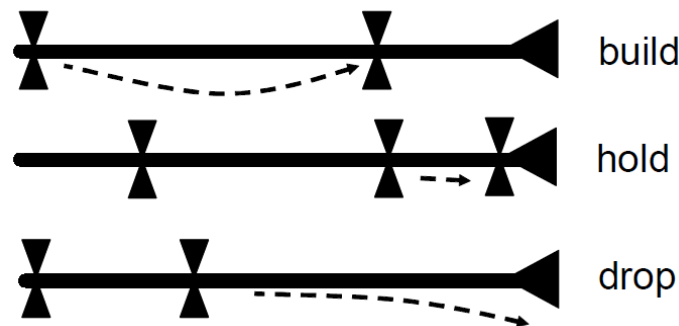


Fig. 2.29. Ensamblajes de Fondo Para Construcción, Mantenimiento y Disminución de Ángulo ^[14]

2.4.4.2.1. Principios básicos del control direccional ^[14]

- **El principio de Fulcrum:** se utiliza para construir ángulo (aumentar la inclinación del pozo)
- **El principio de estabilización:** se utiliza para mantener el ángulo y la dirección.
- **El principio del péndulo:** se utiliza para tumbar (reducir) el ángulo.

2.4.4.3. Tipo de la mecha ^[21]

El tipo de mecha, afecta notablemente la perforación, la tasa de penetración y la respuesta direccional, dependiendo de la resistencia a la compresibilidad de la formación como se observa en la Fig. 2.30.

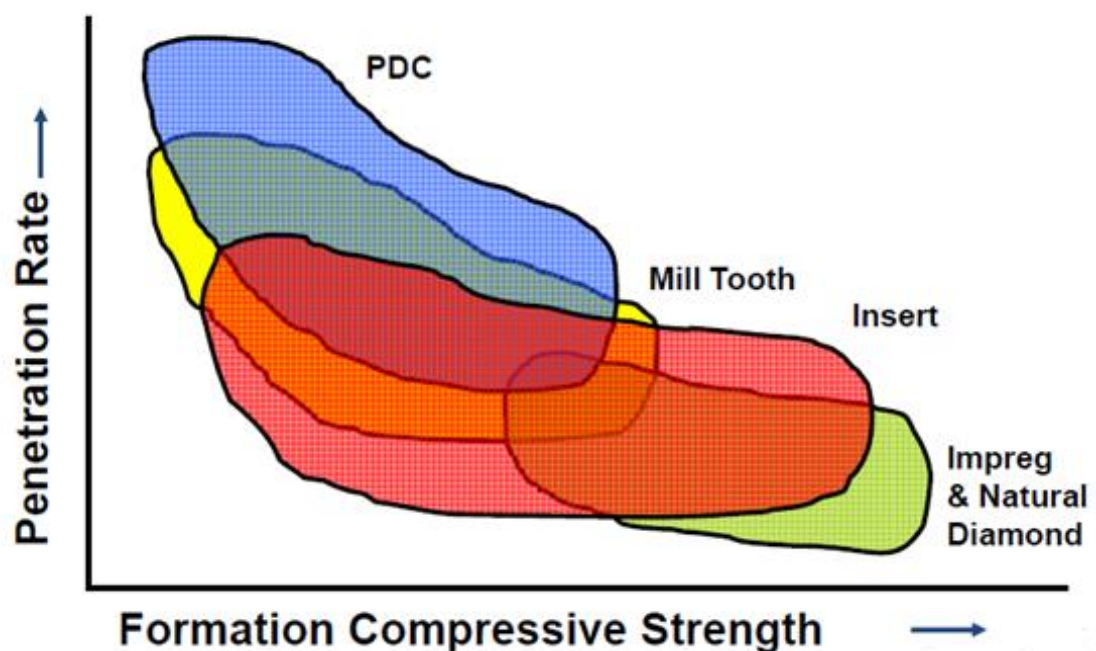


Fig. 2.30. Selección del tipo de mecha a emplear según la formación a perforar. ^[21]

2.4.4.3.1. Área de flujo total “TFA” ^[19]

Representa la sumatoria de las áreas de los chorros de la mecha a través de los cuales pasa el flujo.

A galonaje constante al reducir la TFA, aumenta la presión en la mecha, y la potencia hidráulica, así que el efecto que genera este parámetro sobre la perforación está relacionada con la hidráulica del pozo.

2.4.5. Otros Factores

2.4.5.1. Fenómenos inevitables durante la perforación

Son factores que no se pueden evitar, más si mitigar, para ello, se requiere de experiencia, monitoreo constante de la perforación y de un buen uso del ensamblaje de fondo.

2.4.5.1.1. Problemas durante la perforación, choques y vibraciones. ^[22]

En las siguientes Fig. 2.31 y Fig. 2.32 se observa como toda la energía que se le otorga a la sarta para perforar, se pierde mediante los choques y la vibración que tiene la sarta con las paredes del hoyo.

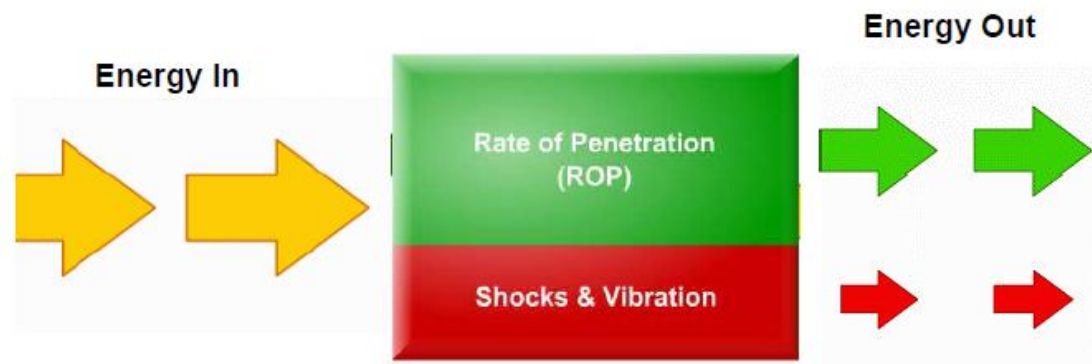


Fig. 2.31. Perforación normal, choques y vibraciones normales. ^[22]

En la Fig. 2.31 se observa una cantidad normal de choques y vibraciones que se produce durante el proceso de perforación, como la energía se utiliza principalmente para perforar la roca, se maximiza la ROP.



Fig. 2.32. Perforación problemática de baja ROP, con choques y vibraciones en exceso. ^[22]

En la Fig. 2.32 se observan los choques y vibraciones en exceso de lo que normalmente ocurre, alejando la energía del proceso de perforación, reduciendo la ROP.

Cabe destacar, que mitigar este efecto producto de la tortuosidad del hoyo o de la formación, no solo es importante para un mejor control direccional, si no que puede ocasionar daños a los equipos MWD y LWD, aumentando significativamente los costos de operaciones.

Entre los diferentes tipos de choques (Ver Fig. 2.33), se tiene:

- Rebote de la mecha o “*bit bounce*”
- Pega y desliza o “*Stick and slip*”
- Flexión o “*Bending*”
- Torbellino de BHA o “*BHA Whirl*”

Para mitigar estos efectos se recomienda:

- **Caso Stick & Slip:** reducir el WOB y aumentar las RPM.
- **Caso de Shock & Vibration:** aumentar el WOB y reducir las RPM.

Por supuesto sin afectar la limpieza del hoyo ni otro parámetro que comprometa el éxito de las operaciones de perforación.

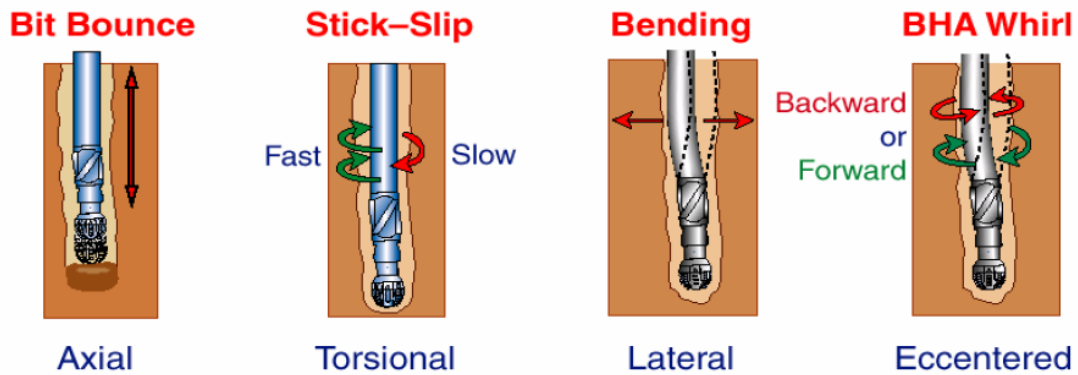


Fig. 2.33. Diferentes tipos de choques, a diferentes causas. ^[22]

2.4.5.1.2. Problemas durante la toma de *survey*, pega diferencial. ^[13]

En perforaciones sobrebalance en donde la presión ejercida sobre la pared del hoyo es superior a su contraparte, es recomendado utilizar un BHA con estabilizadores múltiples, de este modo se minimiza el punto de tangencia o área de contacto y se evita este problema, además se debe acortar el tiempo de toma de mediciones en fondo previas a las conexiones.

2.4.5.1.3. Desgaste del ensamblaje de fondo

El continuo uso y la directa exposición de todas las herramientas que componen el ensamblaje de fondo a la hora de llevar a cabo la operación de perforación es irremediable, por ende las herramientas son objeto de gran desgaste, debido a escenarios como intercalaciones de capas duras en formaciones suaves o la ruptura de tapones de cemento. En ciertas etapas de la operación.

- **Mecha desgastada:** La mecha puede sufrir embolamiento y sus dientes abrasión, lo cual genera problemas en la orientación del pozo que se evidencian en la inadecuada geometría de los mismos.
- **Motor desgastado:** Varias secciones del motor pueden sufrir desgastes internos y externos, afectando su eficiencia y por ende al control direccional.

- **Estabilizadores desgastados:** Los estabilizadores tienden a erosionarse quedando cada vez más lisos, esto puede generar grandes problemas durante la perforación ya que su función es estabilizar la sarta, reducir áreas de contacto para evitar pegas de tuberías y definir el diseño del BHA para construir, mantener o declinar ángulo.

2.4.5.1.3. Gravedad

La gravedad es un efecto natural de atracción que ejercen dos cuerpos uno sobre otro y viceversa, en este caso el cuerpo de atracción es la tierra y la fuerza de gravedad apunta hacia su núcleo.

En la perforación direccional, hay que luchar con esta variable, ya que induce en todo momento una tendencia de tumbar ángulo.

2.4.5.1.4. Torque y arrastre ^[23]

Una consideración mayor en la planificación de un pozo horizontal o direccional es la transmisión efectiva del peso de la sarta y de la rotación al BHA. El torque es la componente rotacional de la fuerza entre el contacto de la tubería de perforación con el hoyo, mientras que el arrastre es la componente axial.

Pérdidas de torque ocurren debido al torque por fricción generado por el contacto entre la tubería de perforación y el hoyo. Pérdidas de arrastre son debido a las fuerzas de fricción contra los movimientos de deslizamiento y son generados por el contacto entre la sarta y el hoyo. Las pérdidas de arrastre son importantes en las operaciones de perforación y de viaje.

2.4.5.2. Eficiencia del personal ^[20]

Las operaciones de perforación resultan más exitosas y rápidas cuando se cuenta con personal capacitado y certificado por las instituciones de adiestramiento de la industria

petrolera. La responsabilidad del perforador es tan grande que amerita que el mismo tenga amplios conocimientos del manejo de parámetros de perforación así como de métodos de control de pozos.

Los cuñeros, encuellador y arenilleros constituyen un equipo humano vital para la agilidad y eficiencia de las operaciones. Actividades como el uso de las llaves por ejemplo, durante las desconexiones en viajes de tubería, se van realizando con mayor rapidez medida que la cuadrilla se va adiestrando con la práctica.

De manera resumida la eficiencia del personal afecta a la perforación de la siguiente manera:

- **Competencia:** experiencia y entrenamiento especial
- **Factores psicológicos:** relación compañía-empleado, orgullo del trabajo o vocación, oportunidad de progresar o de subir de rango.

2.4.5.3. Eficiencia del taladro ^[20]

O la eficiencia del equipo, a mayor tamaño del taladro, mayor peso puede transmitir a la mecha, si la tortuosidad del pozo junto con un alto torque y arrastre impiden esto a tal punto que no se pueda continuar con la perforación, esto representa una gran pérdida, por lo que el taladro empleado es un factor importante para el éxito de las operaciones de perforación:

- Estado, mantenimiento preventivo.
- Diseño apropiado (tamaño).
- Facilidad de operación, grado de automatización y equipo de potencia.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1. Localización del área ^[24]

La zona de estudio es parte del campo Cerro Negro (anteriormente Bitor) sector Intercampos (Fig. 3.1.), el cual está siendo drenado y administrado actualmente con arreglos tipo macolla por las empresas mixtas Distrito Morichal y Petrolera Sinovensa, entre otras, estas últimas están ubicadas en la División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), Venezuela, con localización geográfica de referencia, Estado Monagas, a 120 Km. al sur de la ciudad de Maturín. Operacionalmente la división Carabobo, abarca los campos Morichal, Jobo y Pílon de las áreas tradicionales y parte del Campo Cerro Negro.

Los pozos horizontales perforados en esta área son de alcance extendido (ERD), con secciones horizontales de 4000' a 5000' logrando potenciales de producción de 1000 a 2000 BNPD. ^[25]



Fig. 3.1. Parte del campo Cerro Negro de estudio. ^[25]

En Venezuela existen cinco cuencas petrolíferas que son: [26]

- Cuenca de Maracaibo.
- Cuenca de Falcón.
- Cuenca Barinas – Apure.
- Cuenca Tuy – Cariaco.
- Cuenca Oriental.
 - Subcuenca de Guárico.
 - Subcuenca de Maturín.

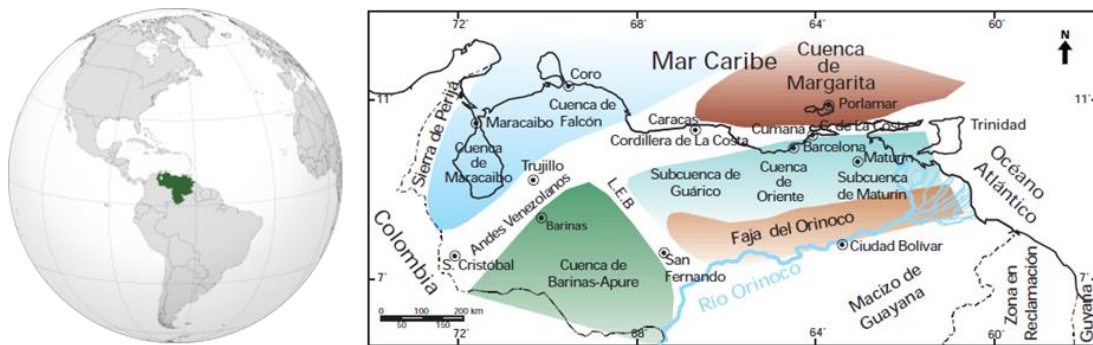


Fig. 3.2. Cuencas Petroleras de Venezuela. [27]

En otras fuentes bibliográficas se puede describir que Venezuela tiene cuatro cuencas petroleras, y esto se debe a que algunos autores consideran que, la Cuenca de Maracaibo y a la Cuenca de Falcón como una sola llamándola Cuenca Maracaibo - Falcón, y a la Cuenca Tuy – Cariaco la llaman Cuenca de Margarita, los autores Clemente, Gonzales de Juana y otros, en su Libro de Geología de Venezuela y sus Cuencas Petroleras (1980), las divide en cinco cuencas tal y como se presentó anteriormente.

A continuación se describirá la evaluación estática, sistema petrolero y tipo de crudo asociado a nivel de las arenas del Mbo. Morichal de la Form. Oficina, del campo Cerro Negro (subcuenta de Maturín, Cuenca Oriental.)

3.2. Evaluación Estática

3.2.1. Geología Regional ^[24]

Las rocas de la Faja Petrolífera del Orinoco comprenden edades desde el Precámbrico al Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo. Éstos dieron lugar a eventos regionales que, combinados entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica del petróleo en gran escala, resultando los intervalos de mayor interés el Terciario y localmente el Cretácico. ^[26]

El Área de la Faja del Orinoco presenta una secuencia sedimentaria que se depositó sobre un Basamento Ígneo-Metamórfico perteneciente al Escudo de Guayana. La columna sedimentaria del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco está constituida por tres ciclos sedimentarios de transgresión y regresión.

Estructuralmente el área de la Faja se caracteriza por una tectónica de fallas con bloques sin evidencias de plegamientos definitivos. En promedio los saltos verticales de las fallas no exceden los 80 pies y son de tipo tensional normales, sintéticas o asintéticas.

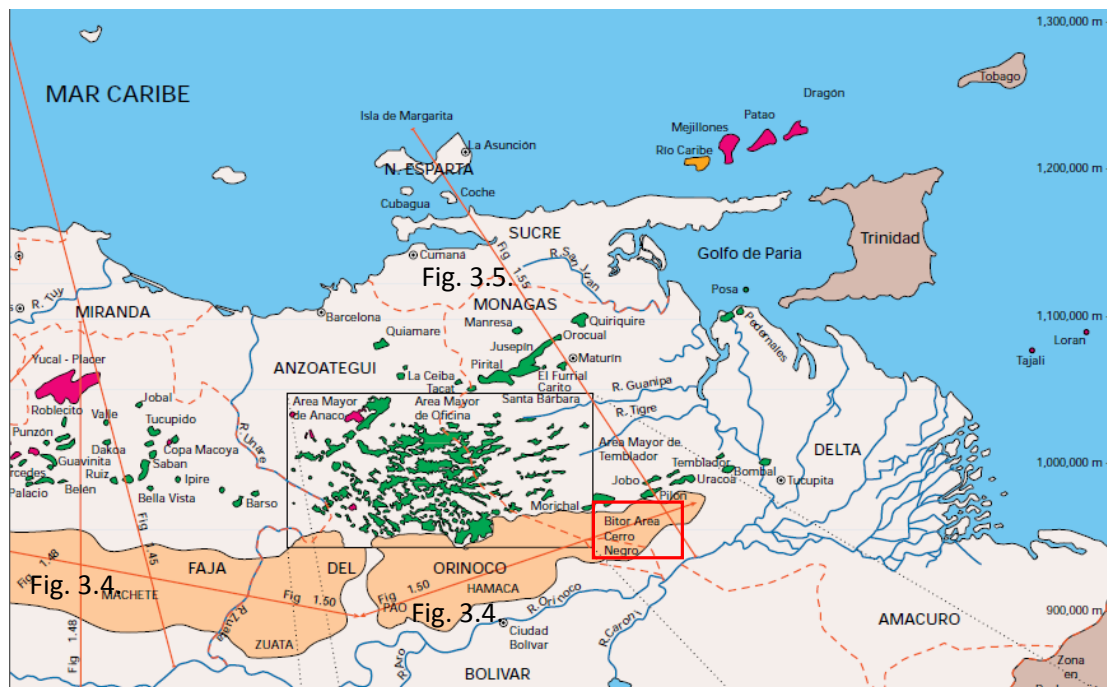


Fig. 3.3. Campos petroleros del Oriente de Venezuela (1997). ^[27]

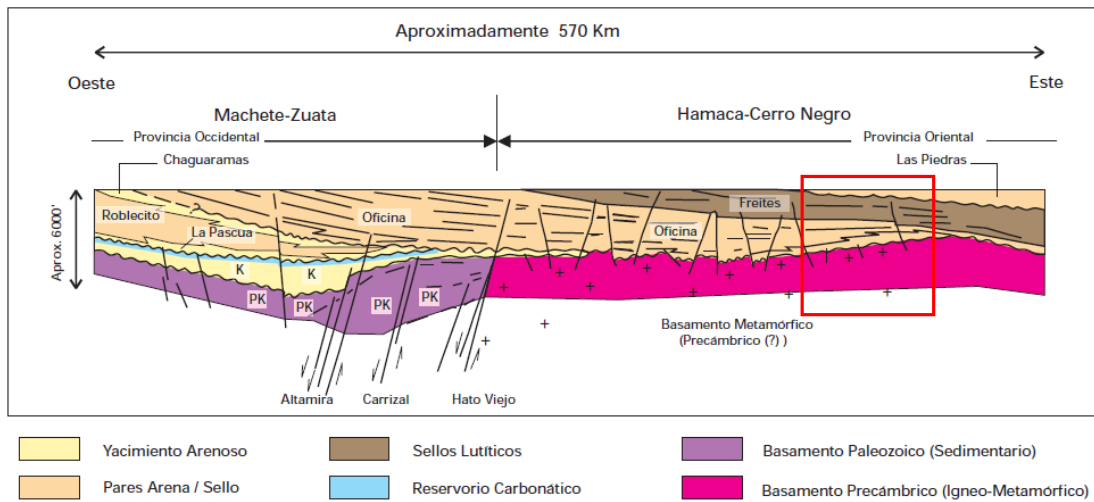


Fig. 3.4. Configuración estructural esquemática de La Faja del Orinoco. [27]

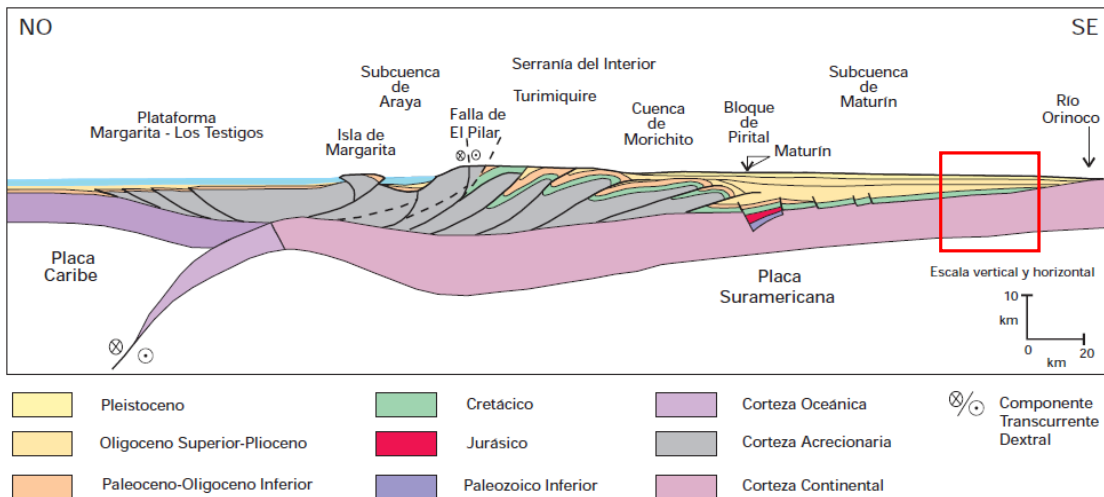


Fig. 3.5. Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco. [27]

El 18 de agosto de 2005, el Ciudadano Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, en la presentación del "Plan Siembra Petrolera" decreta en la sección del proyecto "Magna Reserva Petrolera" el cambio de nombre de la antigua Faja Bituminosa del Orinoco por la actual Faja Petrolera del Orinoco y con ello el cambio de los nombres de los cuatro bloques de la faja que eran desde occidente a oriente, Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, hoy en día se llaman Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo respectivamente. [28]

En la Fig. 3.4. y Fig. 3.5. Se pueden observar las secciones transversales de los cortes indicados en la Fig. 3.3, y en los cuadros rojos, se resalta la zona de estudio, cuyos esquemas de subsuelo, describen que la geología estructural no es compleja.

3.2.2. Geología Local

3.2.2.1. Soporte Estratigráfico ^[29]

3.2.2.1.1. Formaciones en el Área ^[29]

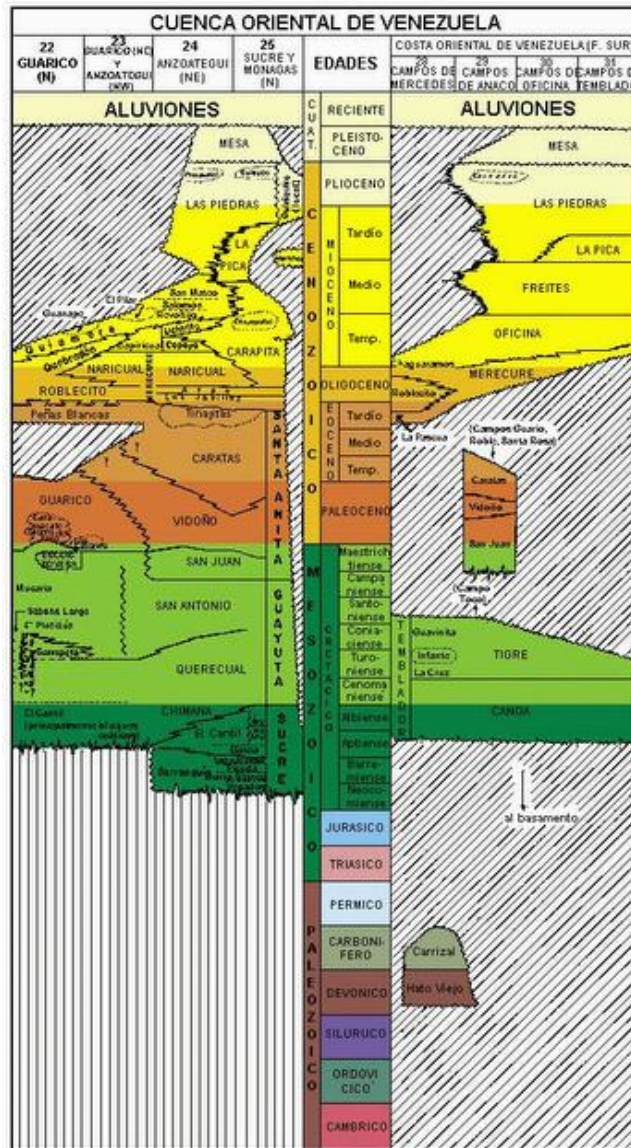


Fig. 3.6. Correlación Cronoestratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[29]

Según el Léxico Estratigráfico de Venezuela, la columna en el área (ubicada en el flanco sur de la Subcuenca Maturín/ Cuenca Oriental de Venezuela/ Faja Petrolífera del Orinoco) se encuentra constituida – de tope a base – por las siguientes formaciones (Fig. 3.6.):

- Formación Mesa (Edad: Pleistoceno).
- Formación Las Piedras (Edad: Mioceno Superior – Plioceno).
- Formación Freites (Edad: Mioceno Medio).
- Formación Oficina (Edad: Mioceno Medio – Inferior).
- Basamento (Edad: Precámbrico).

A continuación se presentan las características más resaltantes de la Formación Oficina en el área: ^[29]

- **Edad:** Mioceno Medio – Inferior.
- **Litología:** Alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso.
- **Contactos:** En el área de interés la Formación Oficina presenta un contacto inferior discordante sobre el Basamento Ígneo-Metamórfico. El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores.

En orden Cronológico la Formación Oficina es diferenciada en cuatro (4) Miembros (Fig. 3.7.) ^[24]

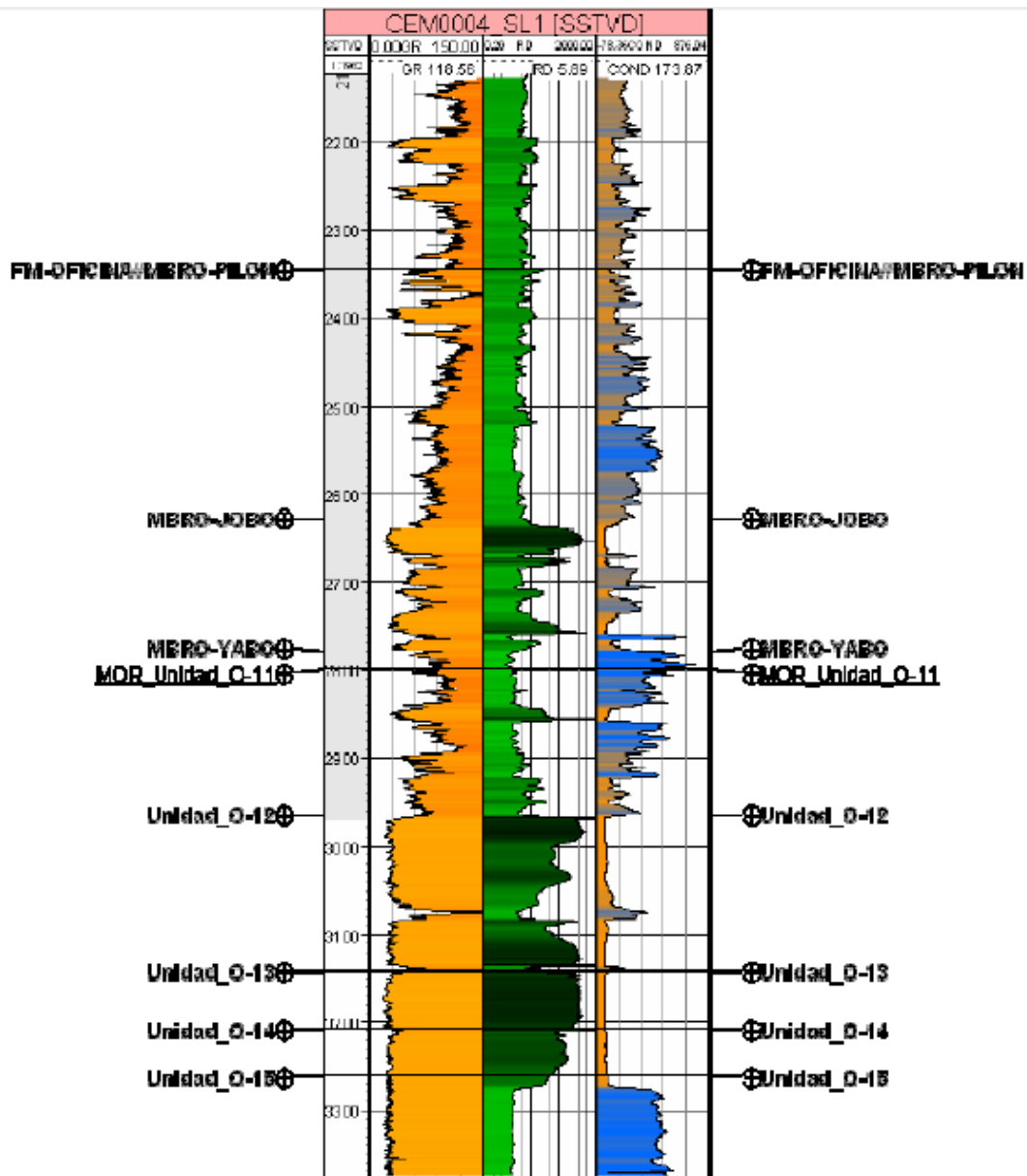


Fig. 3.7. Registro eléctrico tipo del pozo CEM0004 SL 1 (cercano a los pozos de estudio).^[24]

Miembro Morichal: Constituido por areniscas basales (Unidades O-11 hasta O-16), cuarzosas, de color marrón, subangulares de grano medio de ambiente fluvial a fluvio-deltáico. El espesor promedio a contactar es de 363 pies TVDSS.

Miembro Yabo: Lutitas de carácter marino (somero), constituye un buen marcador estratigráfico regional. Se puede interpretar como una posible Superficie de Máxima Inundación (M.F.S). El espesor promedio es de 21 pies TVD.

Miembro Jobo: Constituido por arenas de carácter fluvio-deltaico, cuya sedimentación se inicia luego de la transgresión marina del Miembro Yabo y termina con el inicio de otra transgresión marina, esta vez muy lenta, que origina los sedimentos del Miembro Pilón. El espesor promedio es de 151 pies TVD.

Miembro Pilón: Es esencialmente lutítico (calcáreo) y representa el paso transicional de la Formación Oficina a la Formación Freites. El espesor promedio es de 283 pies TVD. Se espera contactar con la localización CEM-AT la Formación Oficina con un espesor aproximado de 718 pies TVD, correspondiente a la suma de los espesores del Miembro Pilón, Miembro Jobo, Miembro Yabo y las arenas medias-superiores del Miembro Morichal.

Paleoambientes: Fluvial a Fluvio-deltaico.

3.2.2.1.2. Sección Estratigráfica [24]

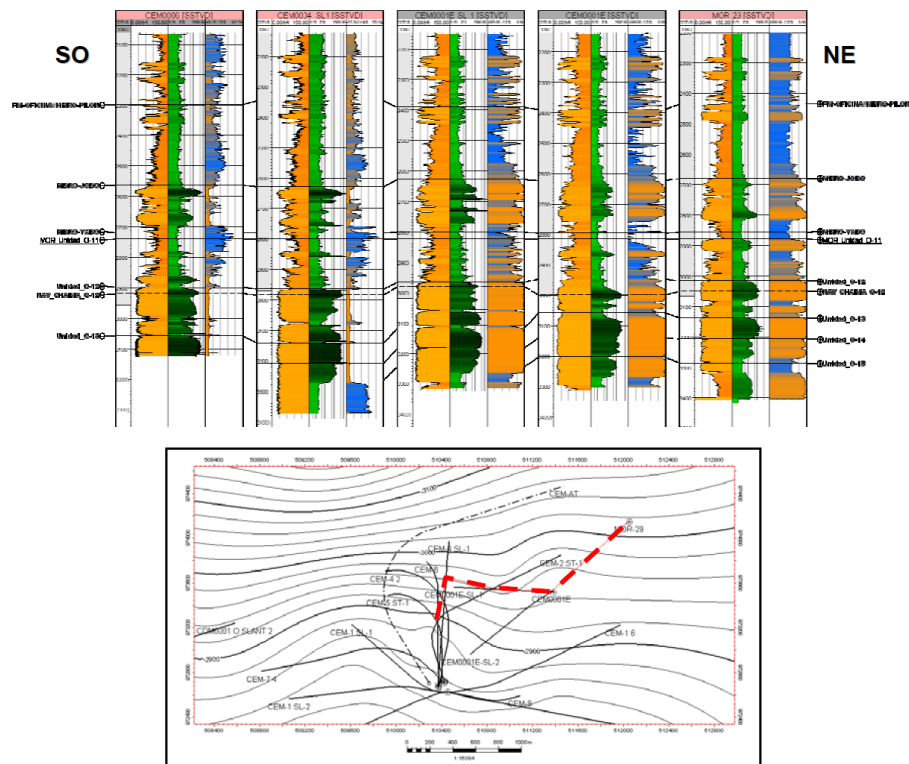


Fig. 3.8. Sección estratigráfica entre los pozos: CEM0006, CEM0004 SL1, CEM0001E SL1, CEM0001E y MOR0029. [24]

La Fig. 3.8. Corresponde a una sección estratigráfica (colgada en la base del miembro Yabo) en dirección Este-Oeste entre los pozos: CEM0006, CEM0004 SL1, CEM0001E SL1, CEM0001E y MOR0029; hacia la parte norte de la trayectoria entre estos se propone perforar un pozo horizontal en la unidad O-12, en la sección mostrada (Fig. 3.8) se puede observar continuidad lateral en toda la trayectoria manteniendo un espesor promedio entre 50 a 100 pies de arena neta.

3.2.2.2. Soporte Sedimentológico ^[24]

El Miembro Morichal, en el Yacimiento OFIM CNX 5, Campo Cerro Negro, está conformado por 6 unidades litoestratigráficas, en orden descendente, desde la Unidad O-11 hasta la unidad O-16, correspondiendo las unidades de interés en este estudio los intervalo de O-12, O-13 y O-14.

Una vez definidas las unidades litoestratigráficas con mayor prospectividad y basados en la descripción sedimentológica de los pozos estratigráficos CCB0017E, CIB0006E y CIB0007E; y considerando el modelo geoestadístico de facies interpretado por P&R 2010 , donde se representa la tendencia de la sedimentación en cada nivel, se realizan en el área la planificación y ubicación de cada localización propuesta, sin embargo es importante resaltar que existen zonas de incertidumbres asociadas a la carencia de información, por lo tanto es difícil predecir o realizar mejores ajustes en la forma, dirección y dimensión de las zonas de canales.

Estas zonas de incertidumbres están asociadas a la baja densidad de pozos y la distancia que hay entre los pozos que existen.

La interpretación realizada para la Unidad O-12 corresponde a un ambiente deltáico con dominio de canales distributarios de 120 a 140 pies de espesor respectivamente, con espesores prospectivos entre 60 y 100 pies. En la Fig. 3.9 se muestra una vista en perfil y otra en planta de la localización propuesta donde el modelo de facies muestra que la geonavegación en la arena objetivo O-12, posee buenas propiedades en toda la trayectoria de navegación, sin embargo se puede notar la cercanía de algunas zonas arcillosas hacia la parte superior desde la mitad de la sección hasta el final, así como

también la predicción de una zona similar pero en la parte inferior al final de la propuesta, cabe destacar que de las simulaciones realizadas en los modelados de las facies se escogió el peor de los escenarios con el objetivo de aumentar el éxito geológico.

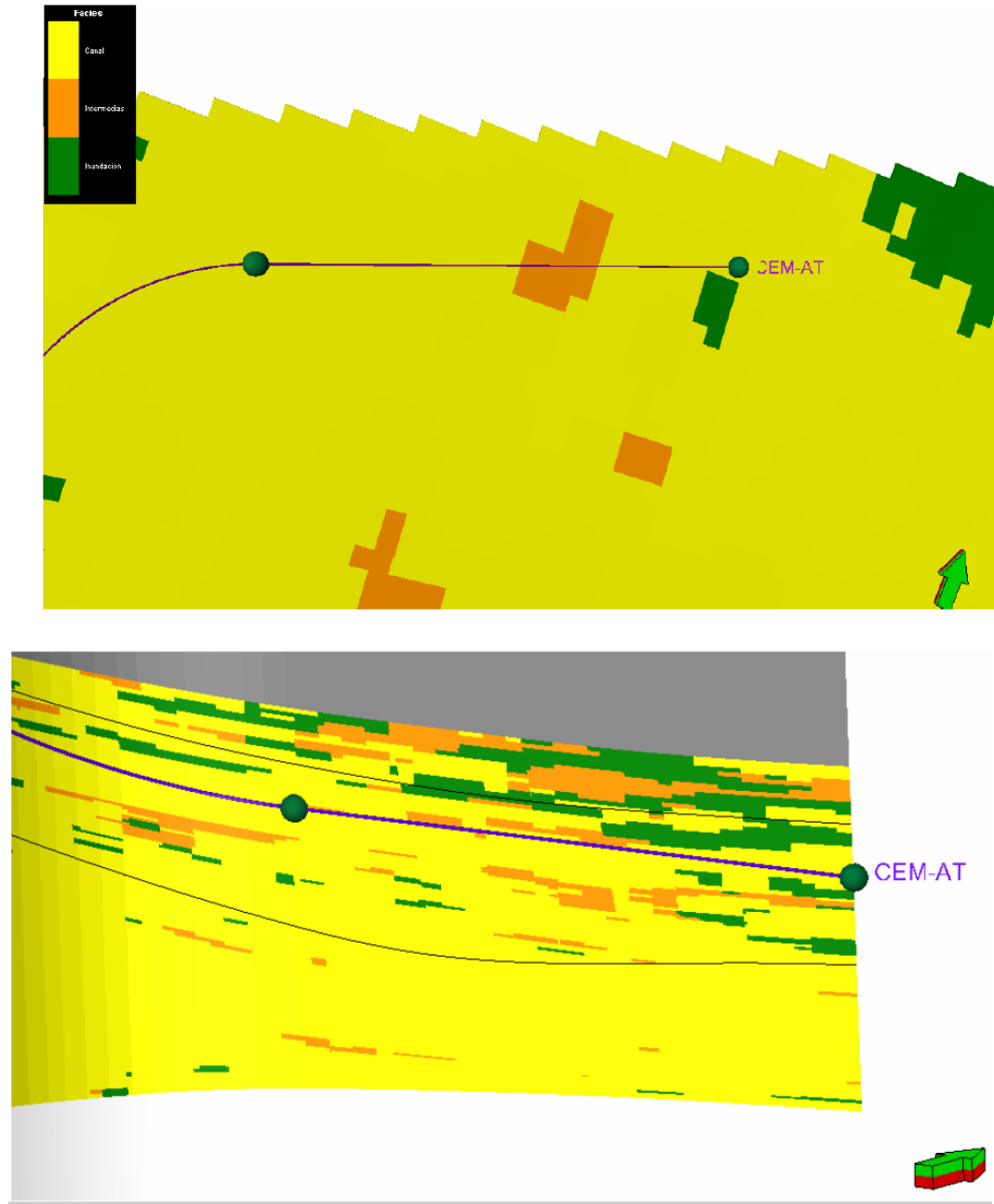


Fig. 3.9. Vista de Facies en perfil en el área del Yacimiento OFIM CNX 5 para la localización CEM-AT. ^[24]

La interpretación realizada para la Unidad O-13 corresponde a un ambiente predominantemente fluvial con dominio de canales entrelazados de 60 a 100 pies de espesor respectivamente, con espesores prospectivos entre 50 y 100 pies. En la Fig. 3.10 se observa una vista en perfil de la localización propuesta donde el modelo de facies muestra que la geonavegación en la arena objetivo O-13, posee buenas propiedades en toda la trayectoria.

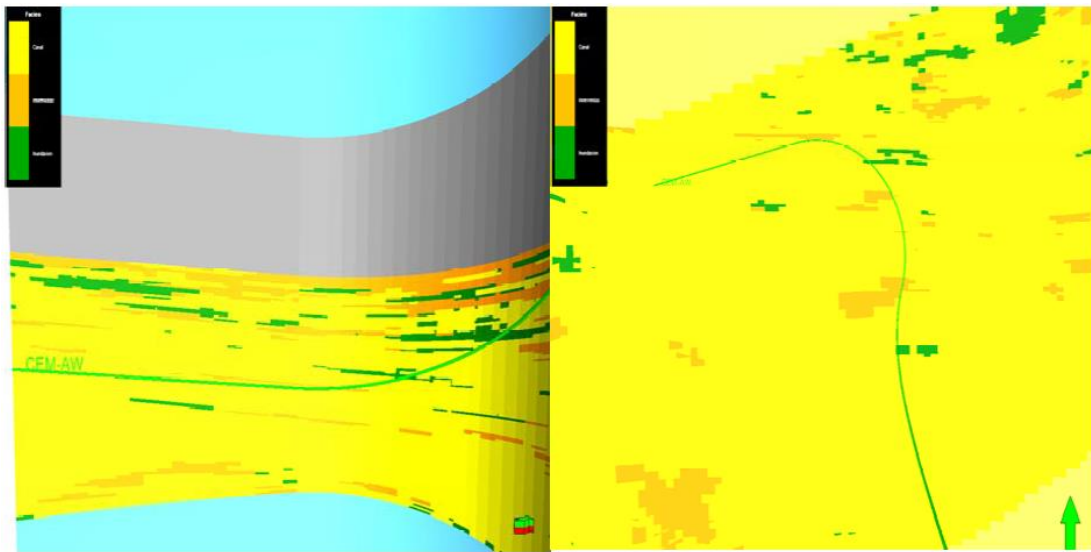


Fig. 3.10. Vista de Facies en perfil en el área del Yacimiento OFIM CNX 5 para la localización CEM-AW. [24]

3.2.2.3. Soporte Estructural [24]

3.2.2.3.1. Estructura [24]

La estructura local se define como un homoclinal fallado en dirección Este-Oeste, presentando el bloque el deprimido al Sur, el buzamiento regional es de 3°-5° N. La mayoría de estas fallas son de alto ángulo, sobre los 65° y los desplazamientos varían entre 50 y 200 pies verticalmente. Cabe destacar que algunas fallas mayores (EW) tienen expresión en la superficie. Todas las fallas son normales, y de gran extensión (sobre los 15 km.), esta información es soportada por la interpretación sísmica 3D existente en el área y por la continuidad de la tendencia estructural dada por la

interpretación de la sísmica 3D del Campo Jobo, y recientemente la sísmica 3D adquirida en el Campo Morichal.

En el área del Yacimiento OFIM CNX 5, el patrón estructural corresponde a sistema suave, con predominio de un monoclinal de rumbo Este-Oeste, con buzamiento hacia el Norte, y Noroeste, cortado por fallas normales de rumbo Este-Oeste principalmente, con la presencia de algunas fallas en dirección Noreste-Suroeste. Las fallas interpretadas corresponden a fallas de tipo normal, con desplazamiento entre 40 y 200 pies.

El Yacimiento OFIM CNX 5 limita al Norte con una falla de rumbo Suroeste-Noreste de buzamiento Sur de 40 a 100 pies de salto, que lo separa del Yacimiento OFIM CN 130, nuevo yacimiento, al Sur por una falla de dirección Este-Oeste con salto de +/- 100 pies que lo separa del Yacimiento OFIM CNX 24, en el Flanco Este está delimitado por un límite de asignación con la operadora Petrosinovensa y el bloque Carabobo 4, mientras que hacia el Oeste limita con las operadoras Petromonagas y Petrocarabobo. En la Fig. 3.11, se muestra el mapa isópaco-estructural para el área del yacimiento en estudio.

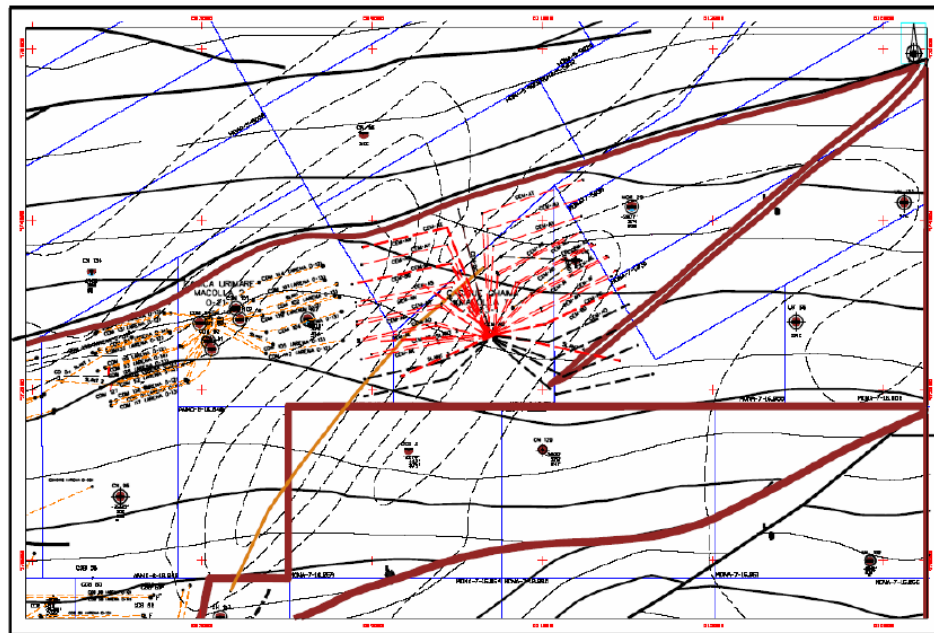


Fig. 3.11. Mapa isópaco-estructural Yacimiento OFIM CNX 5. [24]

3.2.2.3.2. Sección Estructural ^[24]

La Fig. 3.12 muestra una sección estructural (colgada a -2200' TVDSS, como datum de referencia) en dirección Este-Oeste entre los pozos CEM0006, CEM0004 SL1, CEM0001E SL1, CEM0001E y MOR0029, donde se puede evidenciar el buzamiento de la estructura en dirección Noreste, paralelo a la sección horizontal de la propuesta. A lo largo de la sección mostrada no se observan cambios estructurales anómalos que pongan en riesgo el éxito de la perforación de la localización propuesta, sin embargo es importante el seguimiento geológico operacional en sitio y tomar acciones correctivas necesarias.

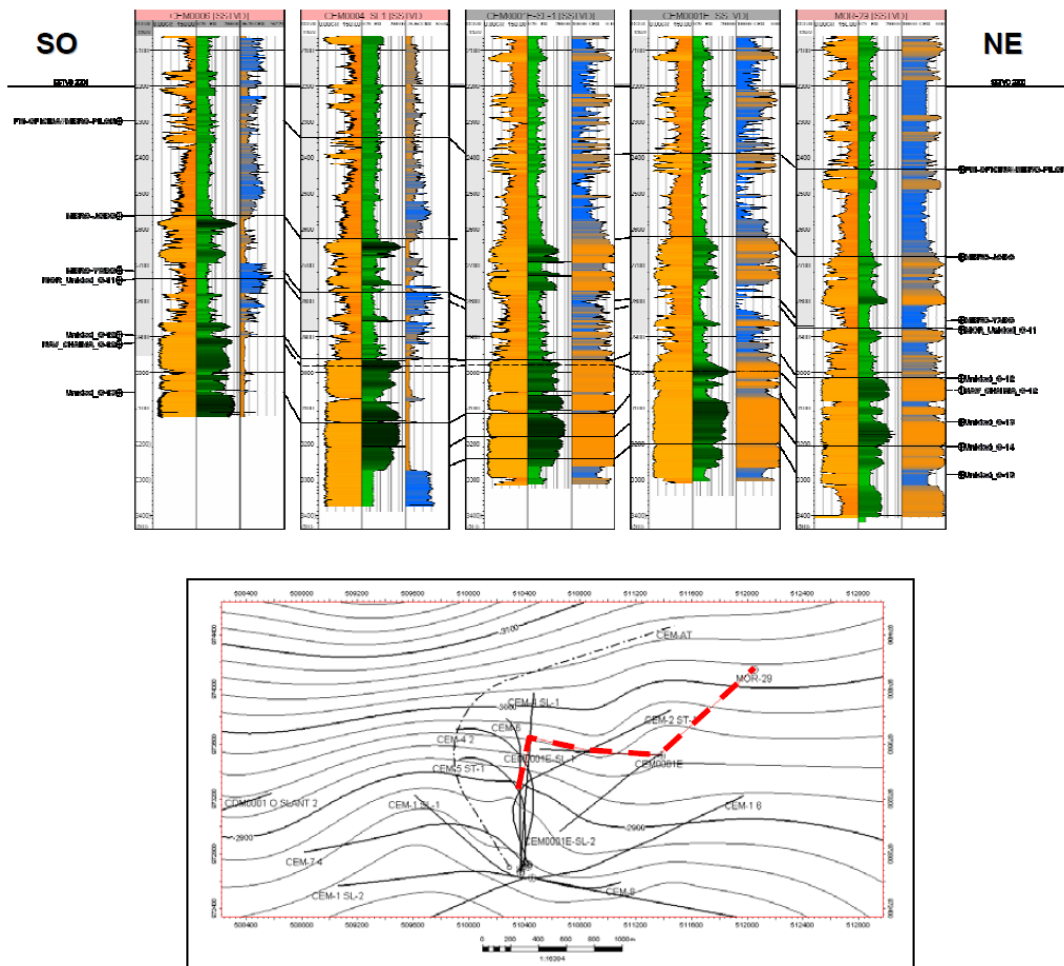


Fig. 3.12. Sección estructural entre los pozos: CEM0006, CEM0004 SL1, CEM0001E SL1, CEM0001E y MOR0029. ^[24]

En Fig. 3.13 se muestra la trayectoria de la localización CEM-AT, en un mapa creado al tope de la Unidad litoestratigrafica objetivo O-12 con la información obtenida de los pozos perforados recientemente. Se puede notar que no existe riesgo de cortar fallas durante la geonavegación, de igual manera la trayectoria de la propuesta geonavegará con un leve buzamiento abajo y tendrá como punto de control los pozos CEM0006, CEM0004 SL1 y MOR0029.

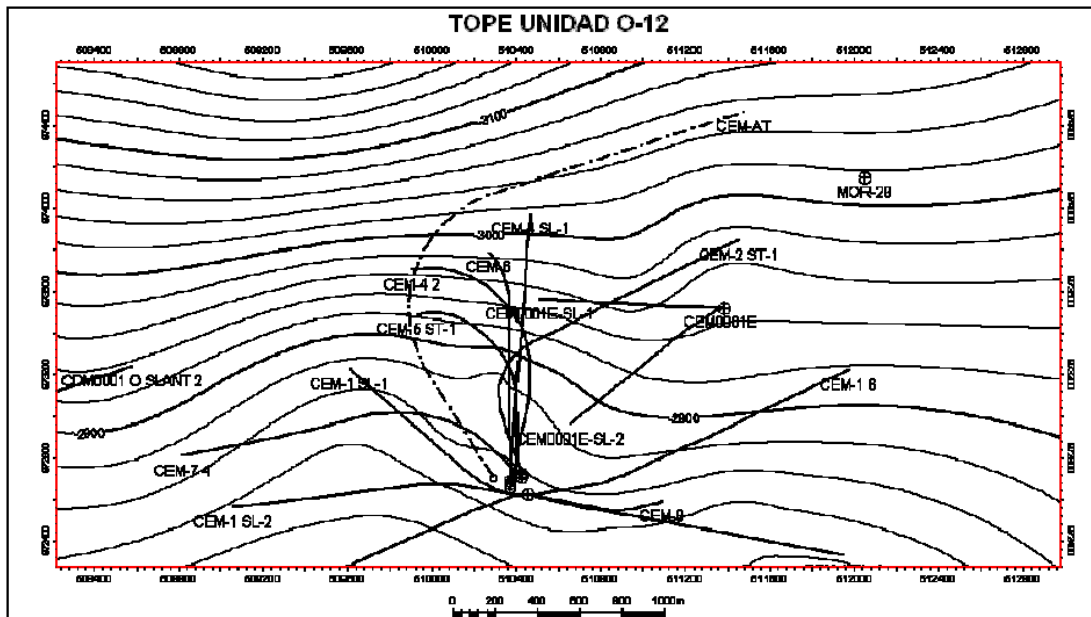


Fig. 3.13. Comportamiento Estructural al Tope de la Unidad O-12, Miembro Morichal. [24]

3.2.2.3.3. Interpretación Sísmica [24]

La propuesta de perforación de la localización CEM-AT y CEM-AJ, en la Macolla O-23-1 “Cacique Chaima” está sustentada en la información sísmica existente el área (cubo sísmico 3D: O-16, M-19 y Morichal 06G 3D, y tabla TZ del pozo CNX0005), teniendo en cuenta la definición de patrones estructurales controlados por la tectónica del área, calibración e interpretación de los datos sísmicos 2D y 3D, y correlaciones geológicas de pozos.

En el área del campo Cerro Negro se aprecia una secuencia sísmica definida por discordancias, donde, la inferior corresponde al contacto ígneo-metamórfico y los

estratos sedimentarios de la Formación Oficina, y un contacto superior equivalente al tope del Miembro Pilón.

Es importante destacar que el cubo sísmico no abarca toda el área de la macolla por lo que existen áreas sin información sísmica, tal es el caso de la localización CEM-AT y CEM-AJ donde dicha información solo está presente parcialmente.

En las Fig. 3.14 y Fig. 3.15 Se muestran las líneas sísmicas 3D arbitrarias, donde se observan las trayectorias horizontales propuesta para las localizaciones CEM-AT y CEM-AJ respectivamente, se puede notar falta de información, hecho ocurrido durante la toma de la adquisición sísmica por la presencia del Río Yabo, por lo que es de vital importancia el seguimiento geológico operacional durante la perforación del hoyo horizontal ya que no se tendrá un control sísmico.

Para ambos casos de las localizaciones CEM-AT y CEM-AJ, se observa en sus líneas sísmicas, una estratificación paralela con leve buzamiento en la dirección de la trayectoria planeada, evento que se consideró para el diseño de los pozos.

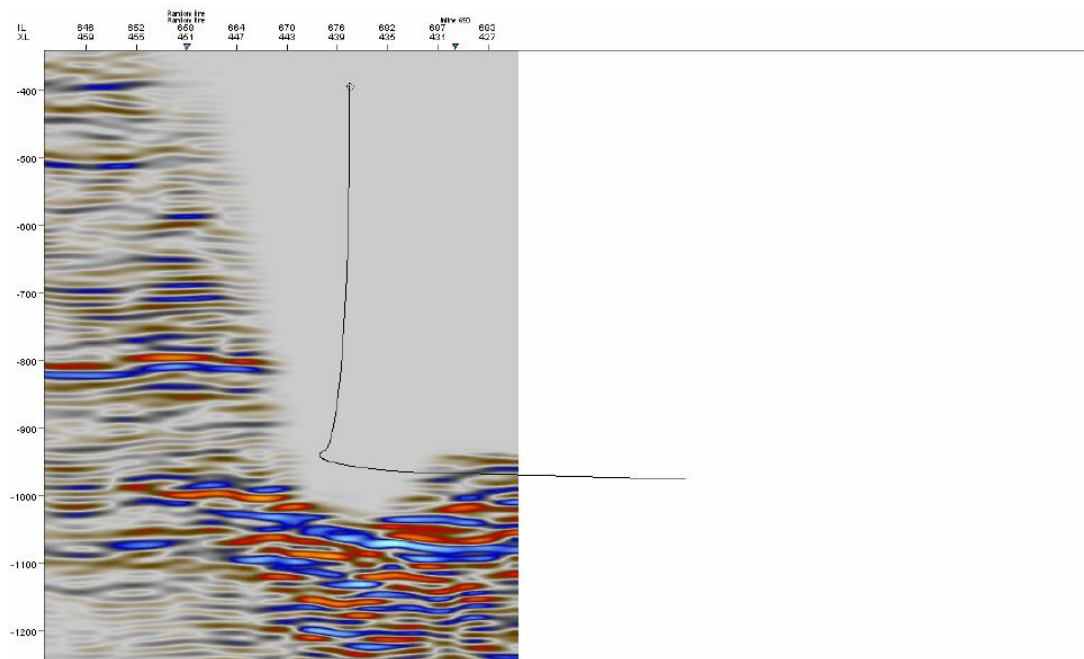


Fig. 3.14. Línea sísmica 3D Arbitraria a lo largo de la trayectoria planteada en la localización CEM-AT. [24]

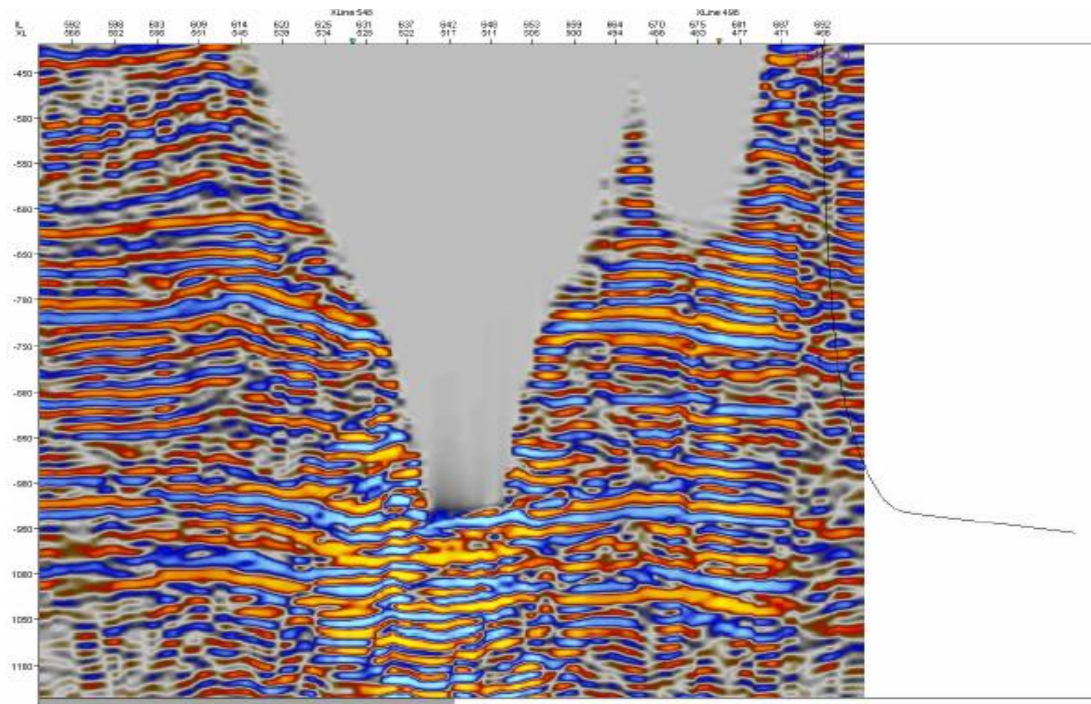


Fig. 3.15. Línea sísmica 3D Arbitraria a lo largo de la trayectoria planteada en la localización CEM-AJ. [24]

3.2.2.4. Soporte Petrofísico. [24]

Para llevar a cabo este análisis se seleccionaron los 4 pozos más cercanos a la localización CEM-AT: CEM0001 E, CEM0001 E Slant 1, CEM0006 y MOR-29. En tal sentido, se calcularon las propiedades petrofísicas de las unidades o arenas que comprenden el Miembro Morichal de la Formación Oficina, estableciendo los siguientes parámetros de corte para el cálculo de Arena Neta Petrolífera (ANP): $V_{sh} \leq 45\%$, $S_w \leq 40\%$ y $PHIE \geq 25\%$, obtenidos del Modelo Petrofísico generado por Estudios Integrados de Yacimientos en el año 2009 para el Campo Cerro Negro.

La evaluación realizada muestra que en el Miembro Morichal los intervalos con mayor prospectividad y excelentes propiedades petrofísicas corresponden a las arenas O-12, O-13 y O-14. En la Fig. 3.16 se muestran el resumen de las propiedades petrofísicas promedio, de los pozos vecinos, considerando los pozos ubicados en la trayectoria horizontal propuesta CEM-AT, la unidad O-12.

POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	H	AN (pies)	ANP (pies)	PHIE (%)	SW(%)	VSH (%)	H (mD)
CEM0001E	MBO YABO	3071	3094	23	0	0	---	---	---	---
	O-11	3094	3213	119	51	20	36%	21%	1%	8199
	O-12	3213	3340	127	122	58	36%	21%	1%	8177
	O-13	3340	3407	67	67	67	36%	15%	1%	8402
	O-14	3407	3616	209	161	121	35%	23%	3%	7942
	BASAMENTO	3616	3680	64	0	0	---	---	---	---
CEM0001 SL1	MBO YABO	3088	3109	21	0	0	---	---	---	---
	O-11	3109	3232	123	42	15	31%	35%	21%	1649
	O-12	3232	3381	149	139	131	35%	20%	6%	5420
	O-13	3381	3445	64	64	64	35%	14%	3%	6966
	O-14	3445	3508	63	63	63	35%	15%	3%	6356
	O-15	3508	3588	80	63	23	36%	28%	2%	7413
MOR 29	O-11	3098	3227	129	55	10	35%	37%	1%	2449
	O-12	3227	3358	131	101	76	35%	24%	1%	4170
	O-13	3358	3427	69	69	65	35%	19%	0%	5646
	O-14	3427	3502	75	70	45	34%	33%	3%	4926
	O-15	3502	3650	148	36	0	---	---	---	---
CEM0006	MBO YABO	3006	3030	24	0	0	---	---	---	---
	O-11	3030	3170	140	58,5	35	34%	23%	10%	4094
	O-12	3170	3334	164	146,5	130	35%	18%	4%	6120
	O-13	3334	3394	60	55	55	35%	11%	3%	6687

Fig. 3.16. Evaluación Petrofísica de Pozos Vecinos a la Localización CEM-AT. ^[24]

De la Fig. 3.17 se observa que la unidad litoestratigráfica O-12 donde navegará el pozo horizontal CEM-AT presenta buenas propiedades petrofísicas: ANP = 98, Vsh = 3%, PHIE = 35%, Sw = 20% y K = 5972 mD, considerándose según estos resultados un excelente intervalo para la acumulación y producción de hidrocarburos.

EVALUACIÓN PETROFÍSICA LOCALIZACIÓN CEM-AT										
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	H	AN (pies)	ANP (pies)	PHIE (%)	SW(%)	VSH (%)	H (mD)
CEM0001 E	O-12	3213	3340	127	122	58	36%	21%	1%	8177
CEM0001 SL 1	O-12	3232	3381	149	139	131	35%	20%	6%	5420
MOR 29	O-12	3227	3358	131	101	76	35%	24%	1%	4170
CEM0006	O-12	3170	3334	164	146,5	130	35%	18%	4%	6120
TOTAL						98	35%	20%	3%	5972

Fig. 3.17. Evaluación Petrofísica de Localización CEM-AT. ^[24]

Es importante destacar que estos resultados son preliminares puesto que los mismos se derivan de la información de pozos vecinos.

3.3. Sistema Petrolero ^[27]

Los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín son: (1) Guayuta-Oficina (!) (Fig. 3.18) del flanco sur de la subcuenca y (2) Guayuta-Carapita (!) del flanco norte de la subcuenca que no es de interés para este trabajo.

El sistema petrolero Guayuta-Oficina (Fig. 3.18) se relaciona con los campos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las Formaciones Querecual y San

Antonio (Grupo Guayuta) del Cretácico Tardío como rocas madre principales, formación de la trampa durante la deformación del Oligoceno Tardío hasta el presente. La generación, migración y entrapamiento alcanzan su momento crítico en nuestros días, habiéndose iniciado la generación desde los inicios del emplazamiento de las napas Caribe contra la Placa Suramericana, mucho más al oeste y noroeste respecto de su posición actual, a partir del Paleoceno Tardío.

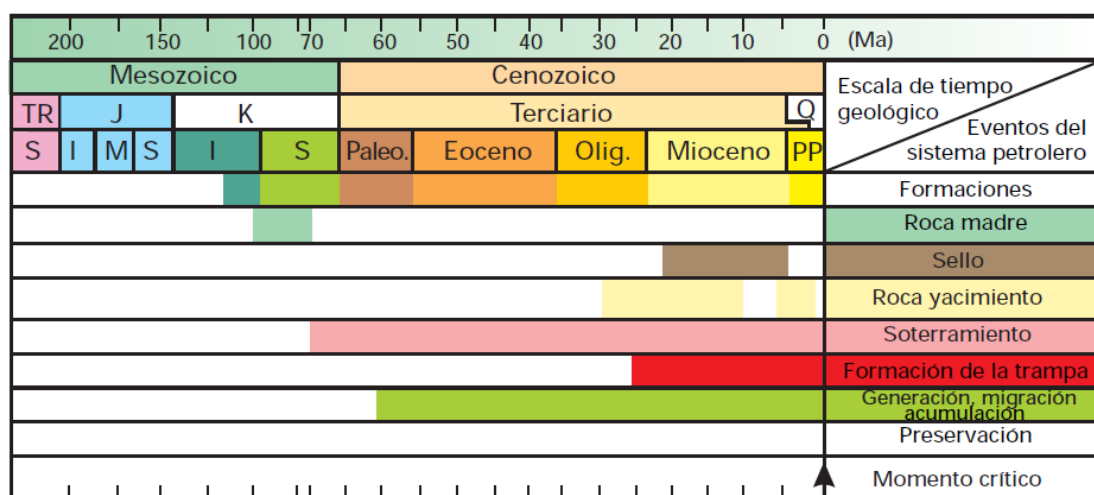


Fig. 3.18. Tabla de eventos para el sistema petrolero Guayuta-Oficina (!) para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el bloque de Pirital. ^[27]

3.4. Crudo Asociado ^{[24], [25]}

Para definir las propiedades de los fluidos en la zona de interés fueron realizados análisis basados en el comportamiento de producción, así como ecuaciones o correlaciones que mejor se ajustaron a las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento que permitieran reproducir su comportamiento. Esto debido a la carencia de información de un estudio PVT en Intercampos que permita estimar con mayor certeza estas propiedades. Actualmente se está a la espera de un estudio PVT a fondo de pozo para caracterizar Intercampos.

Cabe destacar que esta área está iniciando su explotación, por lo que se puede inferir que el fluido se encuentra a condiciones originales del yacimiento, con la presión estática por encima de la presión de burbujeo. Por otro lado, el yacimiento OFIM CNX

5 se encuentra estructuralmente más profundo hacia su zona norte (Intercampos) y se encuentra entre un yacimiento de petróleo pesado (Morichal) y yacimientos de petróleo extrapesado, razón por la cual sus propiedades deben ser analizadas de manera particular por tratarse de una zona de transición aun cuando el crudo sea considerado como extrapesado.

En la tabla 3.1 se presentan las propiedades de los fluidos del bloque Carabobo y las estimadas de la localización CEM-AT que tiene por destino drenar el yacimiento OFIM CNX 5, este último representa las propiedades más cercanas al área de estudio.

Tabla 3.1. Propiedades de los fluidos del bloque Carabobo y las estimadas de la localización CEM-AT. ^{[24], [25]}

Propiedad	Unidad	Bloque Carabobo	Localización CEM-AT
Profundidad	Pies	1000 -3500	3110
Espesor de Arena	Pies	20 – 300	177
Porosidad, PHIE	%	31	35
Permeabilidad, k	md	8420	5972
Presión de Yacimiento	lpc	900 – 1450	1315
Presión de burbuja	lpc	--	991
Temperatura	°F	108 – 132	120
Gravedad API	°API	7.8 – 14	8
GE gas	Adimensional	--	0.657
Viscosidad	Cst @ 120°F	2000 - 10000	2474
Bo	BY/BN	1.05 – 1.085	1,0678
Rsi	PCN/BN	100	90
So	%	88	--
Sw	%	16	20

Se observa que las propiedades de la localización CEM-AT son representativas de las generalizadas para el Bloque Carabobo.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1. Tipo de investigación

El tipo de investigación entra dentro de la definición de investigación de campo e investigación cuantitativa, según sus respectivos autores:

Investigación de campo o diseño de campo, definida por Arias (2006) como aquella que “consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variables alguna, es decir el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental”.

Investigación cuantitativa, definida por Hernández (2010), como aquella que “usa la recolección de datos para probar hipótesis, con base en la medición numérica y el análisis estadístico, para establecer patrones de comportamiento y probar teorías”.

En esta investigación todos los datos de los pozos fueron directamente presenciales en las operaciones de campo, y se ajusta a los efectos del Trabajo Especial de Grado, desde el planteamiento en estudio, recolección de los datos hasta el análisis de los mismos para realizar la interpretación.

4.2. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación se define como el plan o estrategia que se desarrolla para obtener la información que se requiere en un estudio.

El presente caso involucra una investigación no experimental, la cual se caracteriza por observar los sucesos o fenómenos tal y como se dan en su contexto natural para posteriormente ser analizados, es decir, se evalúan elementos existentes que no pueden ser manipulados porque ya ocurrieron, tal es el caso de la respuesta direccional de la herramienta direccional o *surveys* de los pozos en estudios, así como las demás condiciones actuales, tipo de mecha, lodo utilizado y geología.

4.2.1. Población ^[30]

Según Arias (2006) la define como “conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problemas y por los objetivos del estudio”.

En este trabajo de investigación se cuenta con los datos de los pozos perforados en el campo Cerro Negro del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

4.2.2. Muestra ^[30]

Según Arias (2006) expresa la muestra como “subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”.

La muestra se seleccionó de todos los pozos perforados con mecha PDC 8.5”, motor A675M7850XP, con un diseño de BHA de dos (2) estabilizadores diámetro completo, el primero a 3 pies +/- 1 pie de la mecha y el segundo aproximadamente a 78 pies +/- 2 pies de la mecha.

La muestra cuenta con información de ocho (8) pozos perforados en el área de estudio.

4.3. Metodología de la investigación

Para especificar los objetivos planteados en este trabajo, se desarrolló una metodología sólidamente estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible. La metodología

empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la Fig. 4.1.

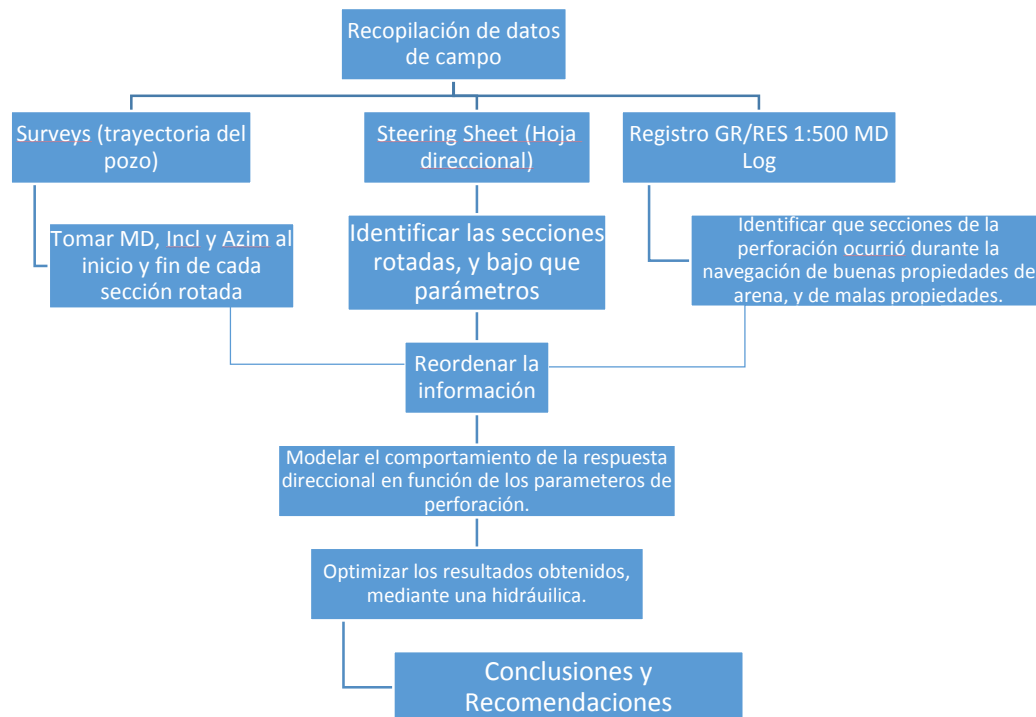


Fig. 4.1. Flujograma del procedimiento metodológico.

En orden secuencial se consideran actividades necesarias para el cumplimiento de los objetivos planteados.

4.3.1. Revisión Bibliográfica

Se recopiló información sobre los fundamentos teóricos necesarios para cumplir los objetivos referenciar el área de estudio, antecedentes, el material bibliográfico se consultó a través de libros, trabajos de grado y manuales disponibles en Schlumberger segmento D&M (*Intouch*), libros y trabajos de grado disponibles en línea, información solicitada a los empleados de Schlumberger y empresa operadora en campo PDVSA, artículos técnicos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y documentos consultados a través de la web.

4.3.2. Definir los factores que intervienen en la respuesta direccional del área de estudio

Es importante aclarar los factores que intervienen en la respuesta direccional, y definir estas variables que acompañan los resultados del proyecto.

Las variables o factores que intervienen en la respuesta direccional al no estar directamente referenciadas serán recolectadas de la siguiente forma:

- a)** Mediante revisión bibliográfica (explícitas).
- b)** Mediante información obtenida en campo (implícitas), análisis del investigador y debates con geólogos de PDVSA y direccionales de Schlumberger de mayor experiencia (2014).

4.3.3. Recopilación de datos de pozos.

Se solicitó en el Centro de Ingeniería de Perforación de Schlumberger (DEC) ^[31] la información oficial de ocho (8) pozos, que cumplen, con el diseño de ensamblaje de fondo, garantizando el estudio del motor A675M7850XP en el área de estudio.

En este paso adicionalmente se procederá a seleccionar la muestra y tabular la información, mediante el siguiente criterio:

- a) Registro GR y RES 1:500 MD:** seleccionar los datos de perforación que ocurren durante la navegación de buenas propiedades de arena. $GR < 30$ gAPI y $RES > 400$ ohm-m (Fig. 4.2) y la navegación de arenas de malas propiedades con $GR > 30$ gAPI (Fig. 4.3).

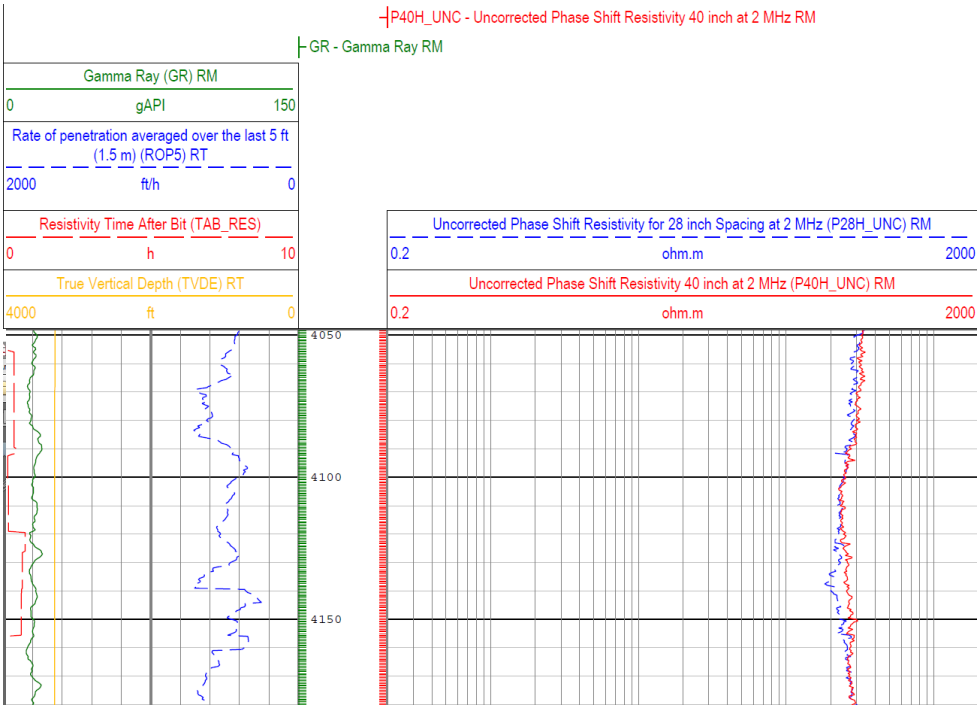


Fig. 4.2. Arena con buenas propiedades. GR < 30 gAPI y RES > 400 ohm-m. [31]

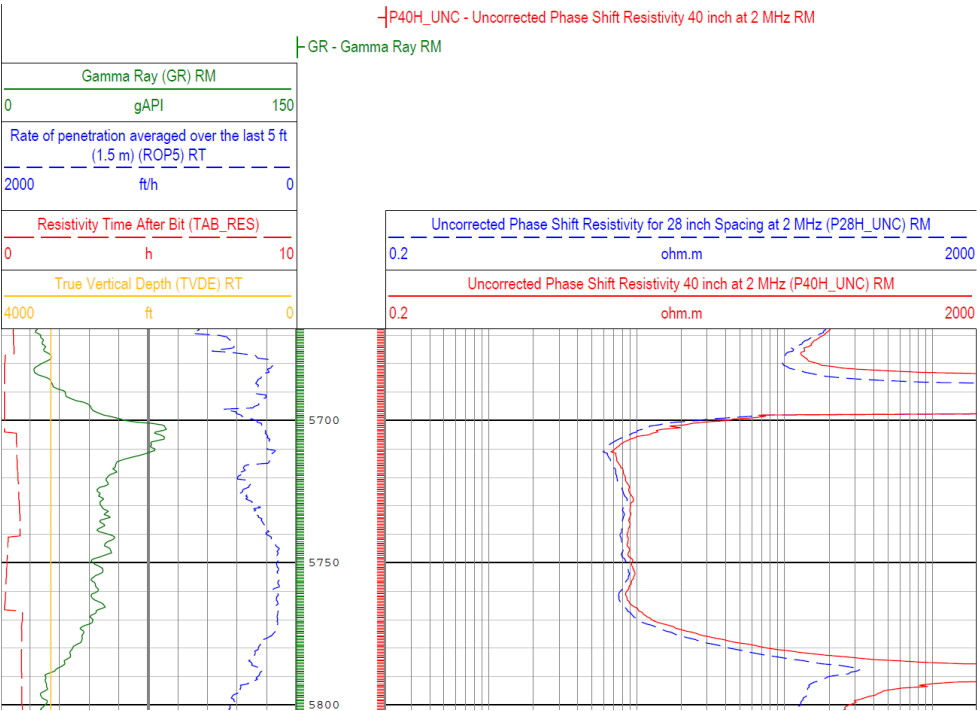


Fig. 4.2. Arena con malas propiedades. GR < 30 gAPI. [31]

b) Steering Sheet u Hoja direccional de pozos: Identificar secciones rotadas y bajo qué parámetros de perforación, (Fig. 4.3).

Start Time	End Time	MD From ft	MD To ft	Bit Time (h)	Course ft	Calc ROP ft/h	Drilling Mode	TF Angle deg	TF Mode	WOB 1000 lbf	SRPM c/min	Flow gal/min	SPP Off Bott psi	SPP On Bott psi	DT Bot Torque 1000 ft.lbf	Torque 1000 ft.lbf
06:23	06:30	4218,00	4248,00	0,12	30,00	250,00	Sliding	-20,00	Gravity	3,00		460,00	1200,00	1300,00		
06:31	06:35	4248,00	4281,00	0,07	33,00	471,43	Rotating		Gravity	4,00	40,00	460,00	1200,00	1300,00	4,00	6,00
06:54	06:56	4281,00	4296,00	0,03	15,00	500,00	Sliding	-80,00	Gravity	3,00		460,00	1200,00	1300,00		
06:56	07:03	4296,00	4331,00	0,12	35,00	291,67	Rotating		Gravity	4,00	40,00	460,00	1200,00	1300,00	4,00	7,00
07:06	07:09	4331,00	4345,00	0,05	14,00	280,00	Sliding	-80,00	Gravity	3,00		460,00	1200,00	1300,00		
07:40	07:42	4345,00	4366,00	0,03	21,00	700,00	Sliding	-180,00	Gravity	18,00		460,00	1200,00	1300,00	4,00	7,00
07:44	07:48	4366,00	4407,00	0,07	41,00	585,71	Rotating		Gravity	15,00	40,00	460,00	1200,00	1300,00		
08:06	08:09	4407,00	4427,00	0,05	20,00	400,00	Sliding		Gravity	20,00		460,00	1200,00	1300,00		0,00
08:10	08:11	4427,00	4429,00	0,02	2,00	100,00	Rotating		Gravity	10,00	40,00	460,00	1200,00	1300,00	4,00	7,00
08:15	08:18	4429,00	4457,00	0,05	28,00	560,00	Sliding	-140,00	Gravity	20,00		460,00	1200,00	1300,00		0,00
08:19	08:21	4457,00	4471,00	0,03	14,00	456,67	Rotating		Gravity	10,00	40,00	460,00	1200,00	1300,00	5,00	8,00
08:36	08:39	4471,00	4486,00	0,05	15,00	300,00	Sliding	-90,00	Gravity	20,00		460,00	1200,00	1250,00		0,00
08:39	08:43	4486,00	4512,00	0,07	26,00	371,43	Rotating		Gravity	15,00	40,00	460,00	1200,00	1250,00	6,00	8,00
08:46	08:49	4512,00	4535,00	0,05	23,00	460,00	Sliding	-90,00	Gravity	15,00		460,00	1250,00	1300,00		0,00
09:06	09:09	4535,00	4557,00	0,05	22,00	440,00	Sliding	-90,00	Gravity	20,00		460,00	1300,00	1400,00		0,00
09:10	09:15	4557,00	4598,00	0,08	41,00	512,50	Rotating		Gravity	10,00	40,00	460,00	1300,00	1400,00	6,00	8,00
09:29	09:34	4598,00	4628,00	0,08	30,00	375,00	Sliding	-100,00	Gravity	15,00		460,00	1300,00	1400,00		0,00
09:35	09:39	4628,00	4661,00	0,07	33,00	471,43	Rotating		Gravity	10,00	40,00	460,00	1300,00	1400,00		0,00
09:57	10:00	4661,00	4677,00	0,03	16,00	450,00	Sliding		Gravity	15,00		460,00	1300,00	1400,00	7,00	10,00

Fig. 4.3. Hoja direccional del pozo (Steering sheet). [31]

La razón por la cual se realizó el estudio sobre secciones rotadas y no deslizadas es que para deslizar debe considerarse la variable *ToolFace*, lo que se traduce a que requiere mayor data a procesar, por lo que no se ha considerado en los objetivos del proyecto.

c) Surveys o Trayectorias perforadas de los pozos: Usar los Surveys pie a pie, para tomar el MD, Inclinación y Azimut en el comienzo y final de cada sección rotada. (Fig. 4.4)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
7	Field:	PETROSNOVENSA-Carakabo					Vertical Section Origin:			0.000 ft, 0.000 ft						
8	Structure / Slot:	MACOLLA-02 / CJS-136 (MAC-02-03)					TVD Reference Datum:			RKB						
9	Well:	CJS-163 (MAC-02-03)					TVD Reference Elevation:			224.480 ft above MSL						
10	Borehole:	CJS-163 ST					Seabed / Ground Elevation:			209.480 ft above MSL						
11	UWI / API#:	Unknown / Unknown					Magnetic Declination:			-14.046 °						
12	Survey Name:	CJS-163 ST 21-Oct-13 Def.					Total Gravity Field Strength:			997.3964mgm (9.80665 Based)						
13	Survey Date:	February 27, 2014					Gravity Model:			GARM						
14	Tort / AHD / DDI / ERD Ratio:	155.533 ° / 3500.522 ft / 6.000 / 1.052					Total Magnetic Field:			31662.064 nT						
15	Coordinate Reference:	La Canoa, W83, UTM, Meters					Magnetic Dip Angle:			29.783 °						
16	Location Lat / Long:	N 8° 47' 11.32850", W 62° 52' 14.85714"					Declination Date:			February 27, 2014						
17	Location Grid N/E Y/Z:	N 971259.480 m, E 514210.380 m					Magnetic Declination Model:			BGM02 2013						
18	CRS Grid Convergence:	0.0197 °					North Reference:			Grid North						
19	Grid Scale Factor:	0.9996025					Grid Convergence Used:			0.0197 °						
20	Version / Patch:	2.7.1043.0					Total Corr Mag North->Grid North:			-14.0660 °						
21							Local Coord Referenced To:			Well Head						
22																
23	Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)	TR (°/100ft)	BR (°/100ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S ° ' ")	Longitude (E/W ° ' ")	
6762		5594,00	89,80	86,87	3315,54	2948,09	298,06	2932,95	0,47	-0,38	-0,28	971350,54	515104,00	N 8 47 14.28 W	62 51 45.61	
6763		5595,00	89,80	86,87	3315,54	2949,08	298,91	2933,95	0,47	-0,38	-0,28	971350,55	515104,30	N 8 47 14.28 W	62 51 45.60	
6764		5596,00	89,79	86,86	3315,55	2950,08	298,97	2934,95	0,47	-0,38	-0,28	971350,57	515104,61	N 8 47 14.28 W	62 51 45.59	
6765		5597,00	89,79	86,86	3315,55	2951,08	299,02	2935,95	0,47	-0,38	-0,28	971350,59	515104,91	N 8 47 14.28 W	62 51 45.58	
6766		5598,00	89,79	86,85	3315,55	2952,08	299,08	2936,95	0,47	-0,38	-0,28	971350,60	515105,22	N 8 47 14.28 W	62 51 45.57	
6767																
6768		5599,00	89,79	86,85	3315,56	2953,08	299,13	2937,95	0,47	-0,38	-0,28	971350,62	515105,52	N 8 47 14.29 W	62 51 45.56	
6769		5600,00	89,78	86,85	3315,56	2954,08	299,19	2938,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,64	515105,82	N 8 47 14.29 W	62 51 45.55	
6770		5601,00	89,78	86,84	3315,56	2955,08	299,24	2939,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,65	515106,13	N 8 47 14.29 W	62 51 45.54	
6771		5602,00	89,78	86,84	3315,57	2956,07	299,30	2940,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,67	515106,43	N 8 47 14.29 W	62 51 45.53	
6772		5603,00	89,77	86,84	3315,57	2957,07	299,35	2941,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,69	515106,74	N 8 47 14.29 W	62 51 45.52	
6773																
6774		5604,00	89,77	86,83	3315,58	2958,07	299,41	2942,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,70	515107,04	N 8 47 14.29 W	62 51 45.51	
6775		5605,00	89,77	86,83	3315,58	2959,07	299,46	2943,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,72	515107,35	N 8 47 14.29 W	62 51 45.50	
6776		5606,00	89,77	86,82	3315,58	2960,07	299,52	2944,94	0,47	-0,38	-0,28	971350,74	515107,65	N 8 47 14.29 W	62 51 45.49	
	Sheet1															

Fig. 4.4. Trayectoria del pozo pie a pie (Surveys) [31]

4.3.4. Reordenar la Información

Bajo la aplicación de los criterios antes mencionados se generó una base de datos (Fig. 4.5), en esta fase, se procedió a calcular matemáticamente la tasa de construcción “BR” (Ec. 04), tasa de giro “TR” (Ec. 05) y severidad pata de perro “DLS” (Ec. 02) para cada sección rotada de los ocho (8) pozos en estudio.

Arena con GR < 30 API y RES > 200 ohm-m																
Well Source	MD From ft	MD To ft	Flow gal/min	SRPM c/min	SPP Off Bot psi	SPP On Bot psi	ΔP psi	Course ft	Incl From deg	Azimuth From deg	Incl To deg	Azimuth To deg	BR deg/100	TR deg/100	DLS deg/100	Drilling Mode
CJS-163	4248	4281	480	40	1200	1300	100	33	89.56	95.26	89.22	94.97	-1.02	-0.86	1.34	Rotating
CJS-163	4296	4331	460	40	1200	1300	100	35	88.95	94.73	88.31	94.15	-1.81	-1.65	2.45	Rotating
CJS-163	4557	4598	460	40	1300	1400	100	41	88.02	89.07	88.02	87.57	0.00	-3.66	3.66	Rotating
CJS-163	4628	4661	460	40	1300	1400	100	33	88.02	86.47	87.55	87.02	-1.43	1.66	2.19	Rotating
CJS-163	4661	4697	460	40	1300	1400	100	36	87.55	87.02	86.92	88.06	-1.75	2.89	3.38	Rotating
CJS-163	4744	4775	450	40	1200	1300	100	31	86.83	89.58	87.45	90.72	1.99	3.70	4.20	Rotating
CJS-163	4852	4888	450	40	1200	1300	100	36	89.08	93.10	89.92	93.85	2.32	2.10	3.13	Rotating
CJS-163	4960	4977	450	40	1300	1400	100	17	92.20	92.33	92.82	91.54	3.66	-4.60	5.88	Rotating
CJS-163	5010	5041	460	40	1400	1500	100	31	94.03	90.02	93.28	89.30	-2.42	-2.35	3.37	Rotating
CJS-163	5041	5070	460	40	1300	1400	100	29	93.28	89.30	92.22	88.75	-3.66	-1.88	4.11	Rotating
CJS-163	5104	5168	470	40	1350	1450	100	64	90.97	88.12	90.68	88.17	-0.45	0.09	0.46	Rotating
CJS-163	5168	5231	470	40	1350	1450	100	63	90.68	88.17	90.36	88.03	-0.51	-0.22	0.56	Rotating
CJS-163	5231	5261	470	40	1400	1500	100	30	90.36	88.03	90.15	87.81	-0.69	-0.72	1.00	Rotating
CJS-163	5275	5294	470	40	1400	1500	100	19	90.05	87.71	89.92	87.57	-0.69	-0.72	1.00	Rotating
CJS-163	5313	5358	470	40	1500	1600	100	45	90.07	87.72	90.51	88.15	0.96	0.94	1.35	Rotating
CJS-163	5358	5422	470	40	1400	1500	100	64	90.51	88.15	90.59	88.39	0.13	0.37	0.40	Rotating
CJS-163	5422	5487	470	40	1400	1500	100	65	90.59	88.39	89.97	88.13	-0.96	-0.39	1.04	Rotating

Fig. 4.5. Base de datos.

4.3.5. Modelado gráfico de la respuesta direccional en función de los parámetros de perforación

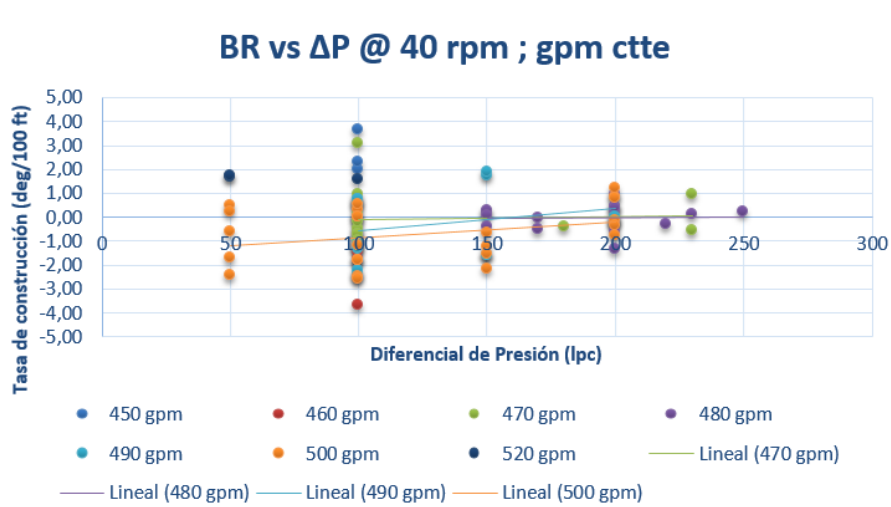


Fig. 4.6. Ejemplo de Gráficas de comportamiento.

Una vez con la base de datos tabulada, se procedió a realizar gráficas de “n” variables manteniendo constantes “n-2” variables, para observar su comportamiento.

En la Fig. 4.6, se observa un ejemplo, de la tasa e construcción vs la presión diferencial a rotaria constante (40 rpm), siendo la curva de colores el galonaje.

El objetivo de esta fase es analizar los resultados, identificando gráficamente los parámetros de perforación que inducen tendencias direccionales estables e inestables, es decir, parámetros óptimos donde la respuesta es asintótica a una tendencia confiable por frecuencia de ocurrencia.

4.3.6. Optimizar los resultados obtenidos.

Mediante una hidráulica del motor de fondo en estudio, ubicar los resultados obtenidos, los parámetros de perforación de comportamiento estable que generen una mayor eficiencia del motor.

4.3.7. Generar conclusiones y recomendaciones.

En base a los resultados obtenidos y lo aprendido en campo de prácticas de perforación, se realizaran las conclusiones y recomendaciones para aumentar la calidad del servicio direccional en el área de estudio, mejorar el entendimiento y entrenamiento de nuevos ingenieros de campo en locación y extender la vida útil de las herramientas direccionales.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se mostraran los resultados de haber estudiado la respuesta direccional en función de los parámetros de perforación, en el área de estudio, es importante resaltar las variables a las que están sujetos estos resultados.

5.1. Condiciones en las que se pueden aplicar los resultados

5.1.1. Geología local

Tal como se identificó en el Capítulo II: Marco teórico, Factores que afectan la perforación direccional entre ellos las características de la formación (Ver pág. 47) y en el Capítulo III: Descripción del área de estudio (Ver pág. 55).

Estos resultados aplican única y exclusivamente para el área de estudio, puesto que no se realizó ninguna comparación con otra área de diferentes características geológicas para afirmar que pueden ser aplicados.

Por otro lado, solo fue posible realizar el estudio para arenas de buenas propiedades $GR < 30$ gAPI y $RES > 400$ ohm-m (Ver pág. 78), ya que durante las operaciones al perder propiedades de la arena, se recuperaba de inmediato o se suspendía la perforación declarándose “profundidad total alcanzada”, esos parámetros registrados en arenas de malas propiedades son pocos o en menor proporción comparados con las de la navegación de buenas propiedades, por lo que no fue posible estudiar el comportamiento direccional en ese caso.

5.1.2. Diseño del ensamblaje de fondo

En el Capítulo II: Marco teórico, factores que afectan la perforación direccional, diseño del ensamblaje de fondo (Ver pág. 48), hay diferentes diseños, con el objetivo de construir, mantener y declinar el ángulo.

A pesar que para secciones horizontales, se desea mantener el ángulo, las características de las arenas no consolidadas y la gravedad inducen una tendencia muy fuerte para tumbar inclinación, es por esta razón que Schlumberger Venezuela S.A. D&M usa el diseño de BHA para construir ángulo, de dos estabilizadores diámetro completo “*Full gauge*”, el primero cerca de la mecha aproximadamente 3 pies +/- 1 pie de la mecha y el segundo aproximadamente a 78 pies +/- 2 pies de la mecha entre el MWD y el *Monel*.

5.1.3. Motor utilizado para el estudio ^[32]

El motor de fondo más usado por Schlumberger Venezuela S.A. D&M en secciones horizontales del área de estudio es el A675M7850XP-1.5 deg, y es este el que se evaluó para trabajo de investigación.

Esta nomenclatura expone que el motor posee las siguientes características:

- Diámetro externo de 6 $\frac{3}{4}$ ” o 6,75 pulgadas.
- Sección de rodamientos es lubricado por el lodo de perforación.
- La configuración de la sección de poder es la siguiente:
 - Configuración del rotor y estator 7 : 8 (alto torque, baja velocidad)
 - Tiene 5 etapas.
- XP, *Extra Power* o de potencia extra, significa que puede resistir la presión diferencial máxima de 1080 psi.
- *Bent Housing* o sección doblada de 1.5 grados

Especificaciones generales del motor de fondo A675M7850XP:

- Rango de galonaje óptimo: 300 - 600 gpm
- Revoluciones de la mecha por unidad de volumen: 0.28 rev/gal
- Máxima velocidad de rotación con *bent housing angle* de 1.5 grados: 40 rpm.

Mayor a estas especificaciones, el motor puede sufrir desgaste afectando su eficiencia para perforar.

5.1.4. Tipo de mecha

La mecha empleada para la perforación de secciones horizontales en la faja, establecida por PDVSA, es la PDC 8 ½” o de 8.5 pulgadas. (Feb – Ago 2014)

Son empleadas para formaciones blandas y moderadamente duras, en el caso del área de estudio, arenas no consolidadas.

El área de flujo total de los BHA evaluados se establece entre 0.8 y 0.9 pulgadas cuadradas.

5.1.5. Tipo de lodo

PDVSA establece el lodo de perforación que será utilizado para las secciones horizontales de la Faja, sea un lodo base agua, polimérico viscoelástico con el siguiente rango de propiedades.

Tabla 5.1. Propiedades del lodo de perforación para secciones horizontales en Morichal.

Propiedad	Unidad	Rango Inf	Rango Sup
Densidad	lpg	9.0	9.3
Viscosidad	Seg/qt	40	60
Viscosidad Plástica	Cps	12	16
Punto Cedente	Lbs/100ft2	24	30
Filtrado	Cc/30 min		< 6.0
Revoque	N/32 pulg	< 2	
PH		9.5	10.0
Gel	Lbs/100 ft2	7 / 14	10 / 18
MBT	Lbs/bbl		< ó = 5
Lectura 6/3	Lbs/100 ft2	12 / 11	14 / 13
% Sand	% Volumen	Trz	< 1

Durante la perforación el lodo gana 20% de volumen de aceite, proveniente del petróleo, actuando positivamente como lubricante, reduciendo el torque y el arrastre.

5.2. Directrices para la perforación direccional en Campo

Es importante aclarar cuáles son las bases en las que se apoyan los ingenieros direccionales para tomar decisiones en campo durante la perforación con rotaria.

5.2.1. Tasa de construcción (BR) en función de los parámetros de perforación

Gallonaje	Inclinación
↑	↓
↓	↑
Weight on Bit	Inclination
↑	↑
↓	↓
Revolutions per minut	Inclination
↑	↓
↓	↑

Fig. 5.1. Criterios seguidos en campo para el control de la tasa de construcción

La Fig. 5.1, expresa los criterios usados en campo, para la toma de decisiones en cuanto al control de la tasa de construcción de la perforación con rotaria.

El *Drilling Engineering Workbook* de BAKER HUGHES (1995) ^[14] defiende este comportamiento de la tasa de construcción en función de los parámetros de perforación, y expone el siguiente significado físico.

- **WOB:** Con el aumento del peso sobre la mecha la sarta de perforación se doblará detrás del estabilizador casi poco más, por lo que la tasa de construcción aumentará. induce el principio de fulcrum (Ver pág. 49)
- **gpm:** En formaciones blandas, un caudal alto conduce al lavado de la formación por delante de la mecha, el cual reduce la tendencia de construir.
- **rpm:** La alta velocidad de rotación tiende a enderezar la sarta de perforación y, por tanto, reducir la tasa de construcción.

5.2.2. Tasa de giro (TR) en función de los parámetros de perforación

En cuanto a la tasa de giro (BR), en campo se aplican los siguientes criterios:

- Al aplicar rotaria, la sarta gira hacia la derecha, y a medida que se perfora, existe una tendencia direccional hacia la derecha.
- Si se desea ir a la izquierda, se recomienda deslizar.
- Nunca deslizar hacia la derecha, perforar con rotaria es suficiente.

Esto puede ser cierto, puesto que parte de la experiencia, pero el conocimiento transmitido entre los ingenieros de campo sin comprobarlos, es una mala praxis.

El *Drilling Engineering Workbook* de BAKER HUGHES (1995) ^[14], defiende en los factores que afectan la trayectoria de la mecha, lo siguiente:

- Anisotropía Formación y el ángulo de inclinación de los planos de estratificación.
- Entre otros (Ver pág. 43) Factores que afectan la perforación direccional.

5.2.3. Comparación de los criterios que se aplica en campo vs la teoría

- **En cuanto a la tasa de construcción:** Lo que se aplica en campo es fiel a la teoría (Ver pág. 85).
- **En cuanto a la tasa de giro:** Existe una incongruencia, ya que el criterio usado en campo, dice que, a medida de que se perfora con rotaria, se gana azimut, y el *Drilling Engineering Workbook* nos habla de un factor geológico, el ángulo de inclinación de los planos de estratificación, que pueden estar en cualquier dirección, lo que significa que puede ganar o perder azimut, es decir que no se puede predecir este comportamiento, ya que depende de la caracterización geológica.

El problema del control direccional, se debe a una errónea toma de decisiones, por lo que es necesario estudiarlo más a fondo.

5.2.4. Límites establecidos en campo

Aparte de los límites de parámetros de perforación establecidos por la ventana operacional del motor usado, existen otros límites.

- El DLS, no puede ser mayor a 7.5°/100 pies, ya que puede generar problemas durante la perforación y completación para correr satisfactoriamente el liner ranurado N-80, 23 lbs/pie de OD 7", aunque en secciones horizontales no es común ver altos DLS, ya que normalmente se busca mantener el ángulo.
- Los ingenieros direccionales prefieren trabajar con 100 psi de presión diferencial, a pesar de que el motor puede resistir 1080 psi, la razón es que por las características de la formación, la mecha puede enterrarse en esta, pegándose a la formación, lo cierto, es que no hay un límite estudiado de la máxima presión diferencial que resiste el área de estudio.
- Se define por pérdida de control direccional en el área de estudio, cuando la distancia centro a centro de la trayectoria real del pozo y la planeada es mayor o igual a 10 pies.

5.3. Análisis de las gráficas de comportamiento de la tasa de construcción

5.3.1. Estudio de la Tasa de construcción en función de la presión diferencial

5.3.1.1. Curva rpm @ 450 gpm

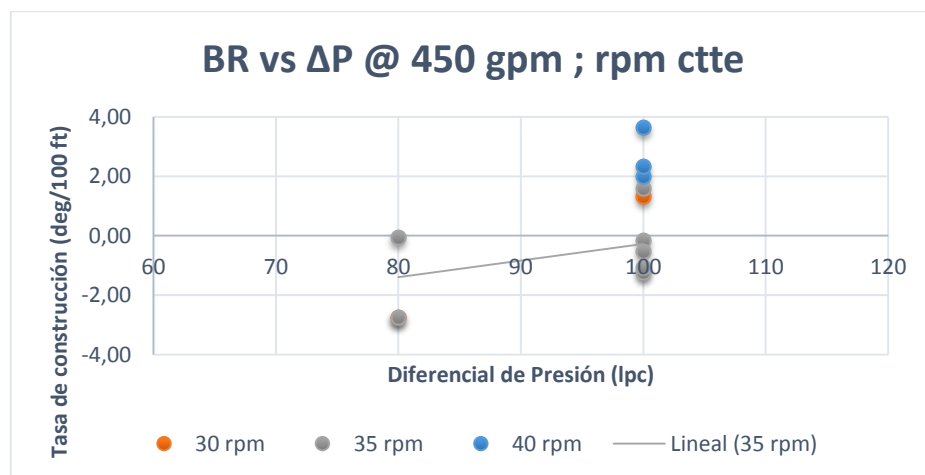


Fig. 5.2. BR vs. ΔP, Curva rpm @450gpm

En la Fig. 5.2. Se observa la curva de 35 rpm con 450 gpm, como a mayor presión diferencial, la tasa de construcción aumenta, siendo este resultado fiel a la teoría y al objetivo que se persigue en campo con aumentar la presión diferencial, en esta curva se aprecia como a 100 psi de presión diferencial la tendencia es por frecuencia de ocurrencia tumbar levemente la inclinación. (-1.24 grados/100pies es el más bajo de la muestra), se define como estable.

Para el caso de 30 y 40 rpm con 450 gpm, no se puede apreciar su comportamiento, pero según los datos, construye inclinación entre (1.32 y 3.66 grados/100pies) a 100 psi de presión diferencial.

5.3.1.2. Curva rpm @ 460 gpm

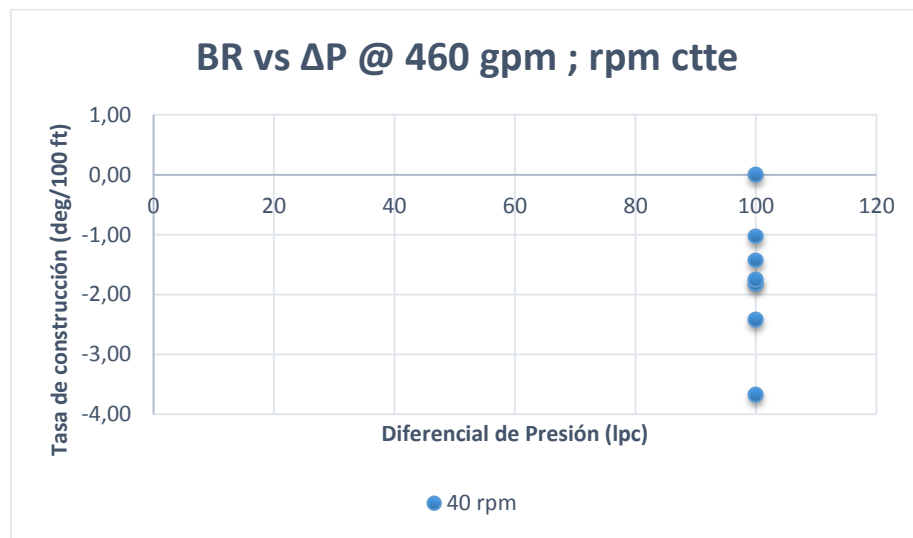


Fig. 5.3. BR vs. ΔP, Curva rpm @460gpm

En la Fig. 5.3. No hay comportamiento que apreciar, pero por frecuencia de ocurrencia de la muestra evaluada, para 460gpm, 40rpm y 100 psi de presión diferencial, se tumba la inclinación, no se observa alguna tendencia asintótica, por lo que a esta respuesta se le define como inestable.

5.3.1.3. Curva rpm @ 470 gpm

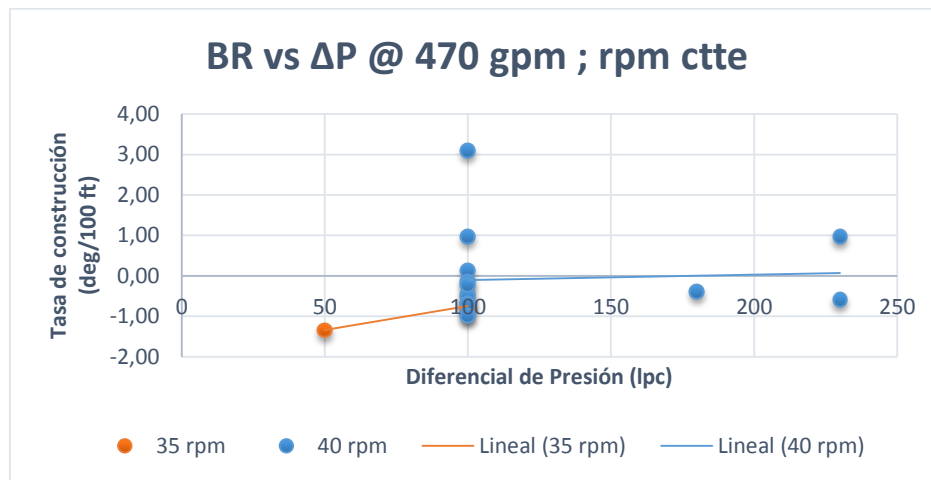


Fig. 5.4. BR vs. ΔP, Curva rpm @470gpm

En la Fig. 5.4. Se observan la curva de 35rpm, a pesar de ser fiel a la teoría, no se puede afirmar más de lo que se ve (tumba inclinación), no hay datos suficientes para definir si este es estable o inestable, mientras que para 40 rpm, ocurre lo mismo, para 100 psi de presión diferencial, muchas veces se tumbó la inclinación levemente, pero en 3 casos construyó a altas tasas, para 180 y 230 psi de presión diferencial, existen pocos datos.

5.3.1.4. Curva rpm @ 480 gpm

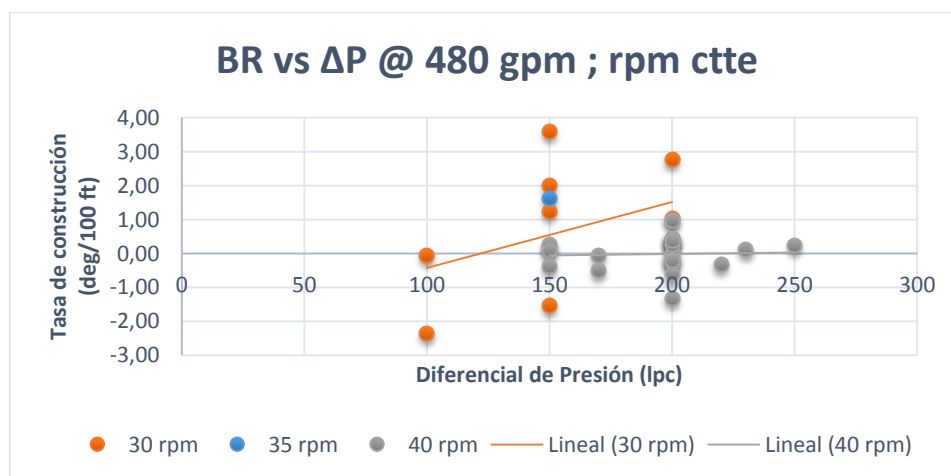


Fig. 5.5. BR vs. ΔP, Curva rpm @480gpm

En la Fig. 5.5. La curva de 30 rpm, se comporta como se espera, en cuanto a la teoría, pero es inestable, se puede decir que declina a 100 psi, y construye a 200 psi de presión diferencial, pero su respuesta es variable, a diferencia de la curva de 40 rpm, se observa por frecuencia de ocurrencia una tendencia asintótica, estable, para no construir ni tumbar la inclinación, obteniéndose mejores resultados a mayor diferencial de presión, por lo que, estos parámetros de 480 gpm y 40 rpm, la respuesta es estable.

5.3.1.5. Curva rpm @ 490 gpm

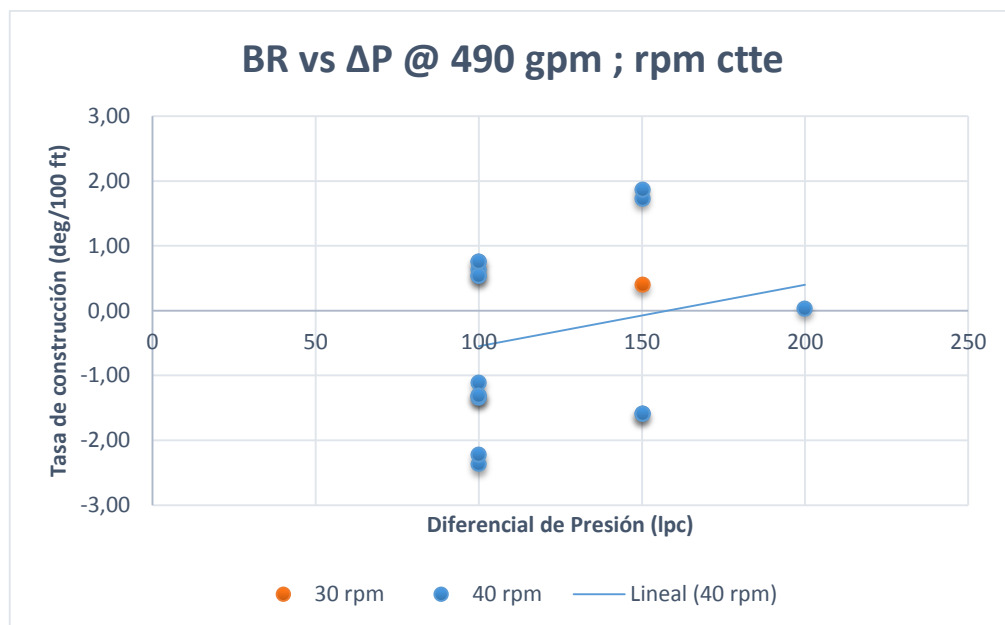
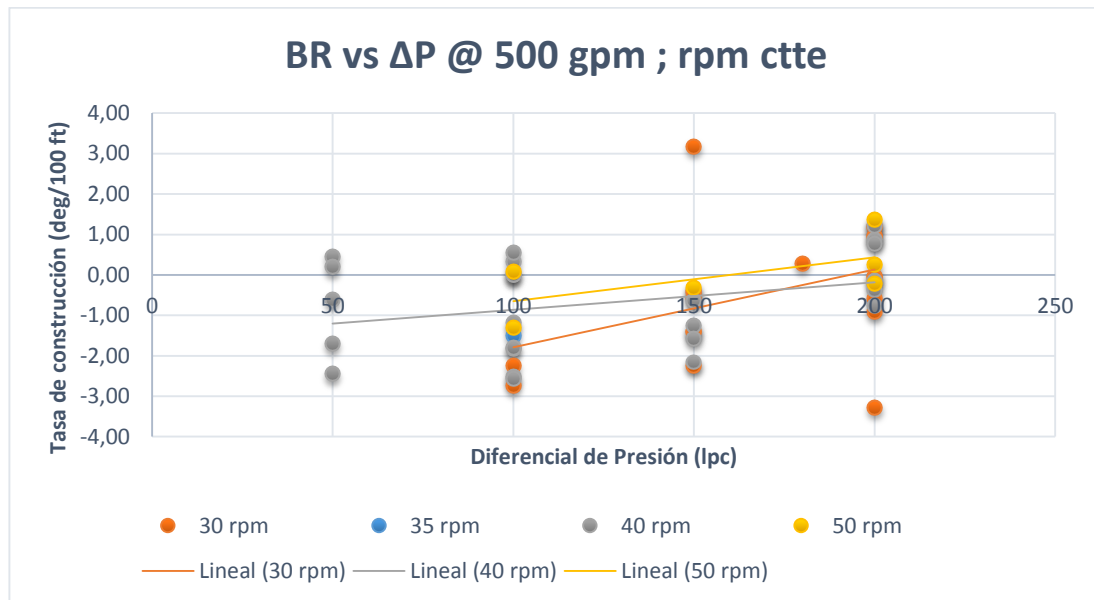


Fig. 5.6. BR vs. ΔP, Curva rpm @490gpm

En la Fig. 5.6. Se observa la curva de 40 rpm, que responde adecuadamente al aumento de la presión diferencial, pero la respuesta es muy variable, por lo que es inestable.

5.3.1.6. Curva rpm @ 500 gpm

Fig. 5.7. BR vs. ΔP , Curva rpm @500gpm

En la Fig. 5.7. Se aprecia lo siguiente:

La curva de 30 rpm, tiene un comportamiento inestable por su alta variación.

La curva de 40 rpm, se comporta inestable a 50 y 100 psi de presión diferencial, pero tiende a ser asintótica para 150 y 200 psi de presión diferencial, demostrando para 150 psi una leve declinación y para 200 psi una leve construcción de la inclinación, por lo que para este caso es estable.

La curva de 50 rpm, no debería ser evaluada ni debería recurrirse a ella, por ser un parámetro de un mal uso tratándose de un ángulo de 1.5 grados en la sección doblada del motor de fondo que puede originarle fallas, sin embargo el resultado es interesante, presenta un comportamiento estable para 100, 150 y 200 psi de presión diferencial, manteniendo el ángulo, y además, es fiel a la teoría.

5.3.1.7. Curva gpm @ 30 rpm

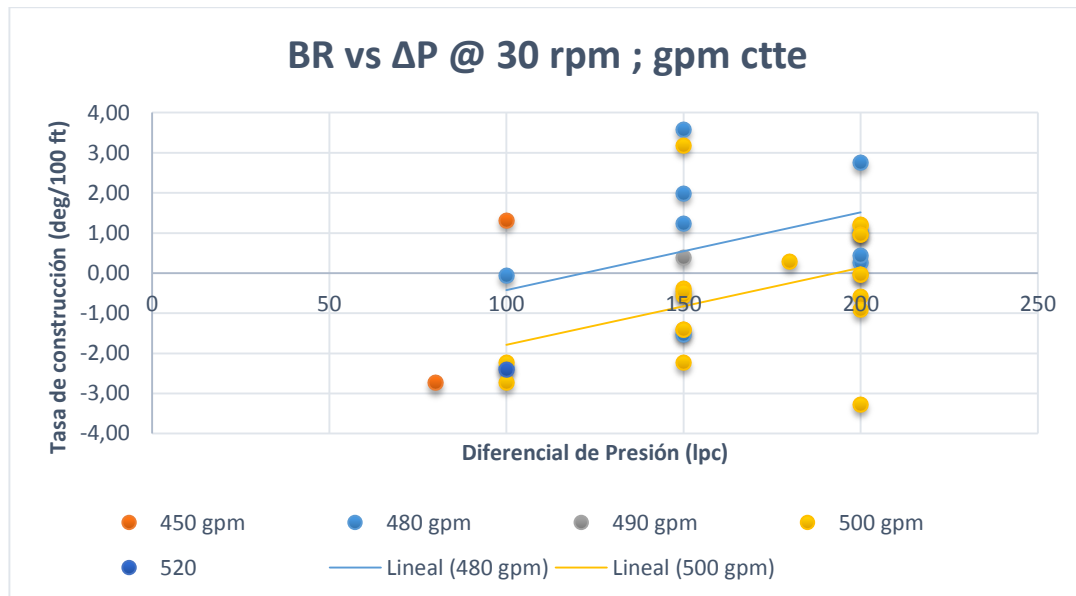


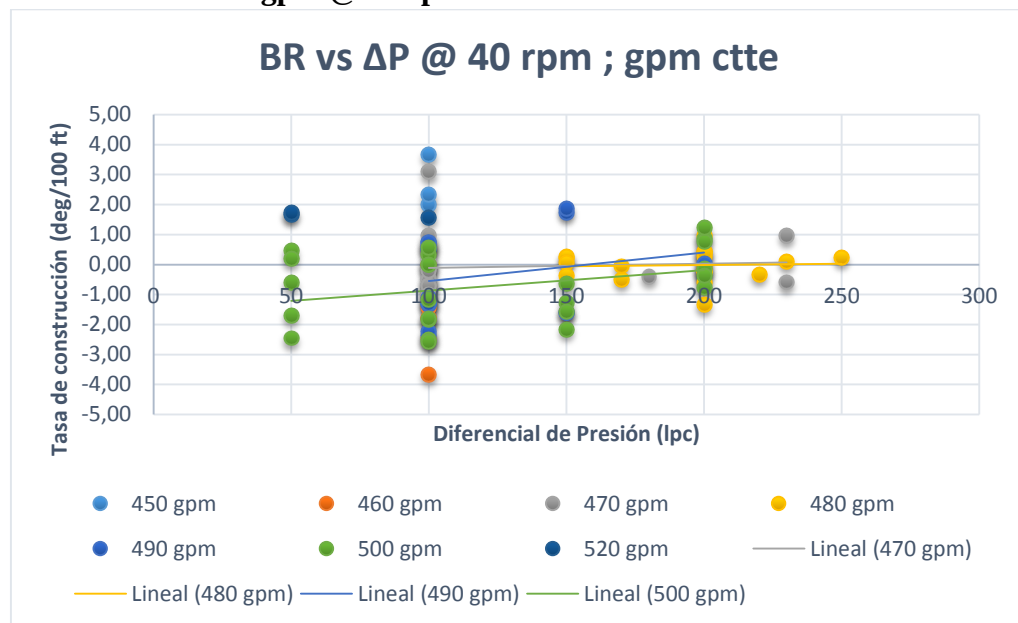
Fig. 5.8. BR vs. ΔP , Curva gpm @30rpm

En la Fig. 5.8. Se puede evaluar la curva de 480 gpm, y la de 500 gpm, responde adecuadamente al aumento de la presión diferencial, el comportamiento es inestable a 100 y 150 psi de presión diferencial, pero a 200 psi de presión diferencial, la respuesta tiende a una respuesta fija siendo estable para este caso.

En el caso de 480 gpm, 200 psi de presión diferencial y 30 rpm, construye levemente inclinación. (En la mayoría de los casos)

En el caso de 500 gpm, 200 psi de presión diferencial y 30 rpm, se mantiene la inclinación. (En la mayoría de los casos).

5.3.1.8. Curva gpm @ 40 rpm

Fig. 5.9. BR vs. ΔP , Curva gpm @40rpm

En la Fig. 5.9. Se observa que los resultados cumplen con la teoría sobre construcción del ángulo de inclinación.

Se aprecia que 100 psi de diferencial de presión es un parámetro muy frecuente durante la perforación, y que la respuesta direccional es muy variable, mostrando mejores resultados a presiones diferenciales mayores a 150 psi.

A 470 gpm, 40 rpm, entre 100 y 200 psi de presión diferencial, la tendencia es a declinar ángulo, mostrando indicios de construir inclinación a presiones diferenciales mayores a 200 psi, este comportamiento es estable.

A 480 gpm, 40 rpm, entre 150 y 250 psi de presión diferencial, la tendencia es asintótica a mantener ángulo de construcción, este comportamiento es estable.

A mayor galonaje, 490 gpm, y 500 gpm, se observa como la tendencia a declinar el ángulo por efecto del lavado de la formación es más notable a presiones diferenciales menores a 200 psi, pero mayor a este, hay indicios de mantener y construir levemente.

5.3.1.9. Curva gpm @ 50 rpm

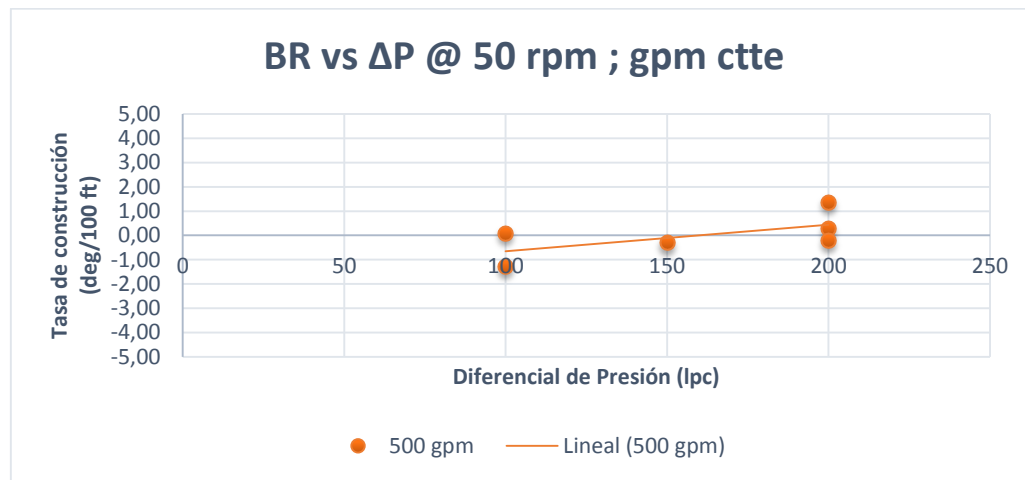


Fig. 5.10. BR vs. ΔP , Curva gpm @50rpm

A pesar de ser pocos datos en la Fig. 5.10 se observa como la respuesta es asintótica y fiel a la teoría, siendo el parámetro más óptimo para mantener ángulo a 150 psi de presión diferencial, 500gpm y 50 rpm, este resultado se considera estable.

5.3.2. Estudio de la Tasa de construcción en función del galonaje

5.3.2.1. Curva ΔP @ 30 rpm

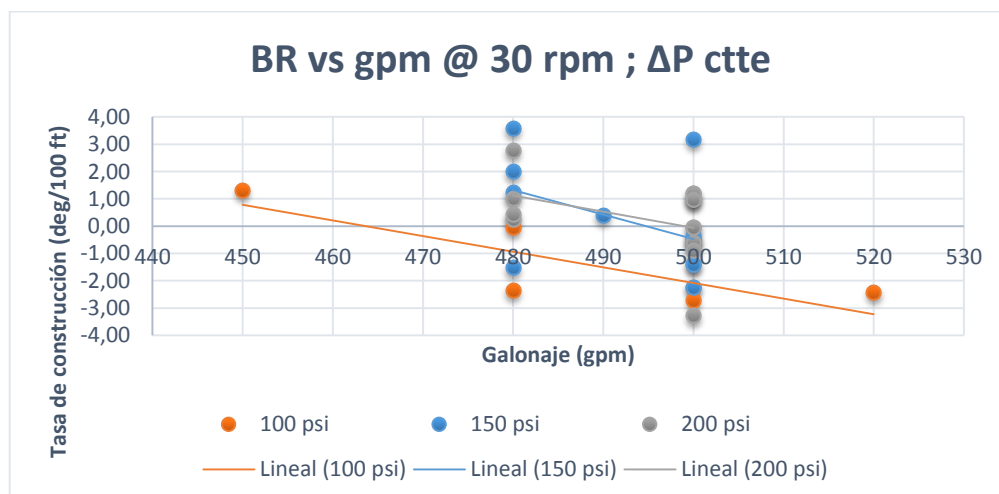


Fig. 5.11. BR vs. gpm, Curva ΔP @30rpm

En la Fig 5.11 se observa como los resultados son representativos de la teoría, a mayor galonaje, se espera que decline el ángulo.

Para la curva de 100 psi de presión diferencial, responde muchísimo mejor al cambio de galonaje, en comparación con el resto de las curvas que son de comportamiento inestable, (al menos en esa gráfica).

5.3.2.2. Curva ΔP @ 40 rpm

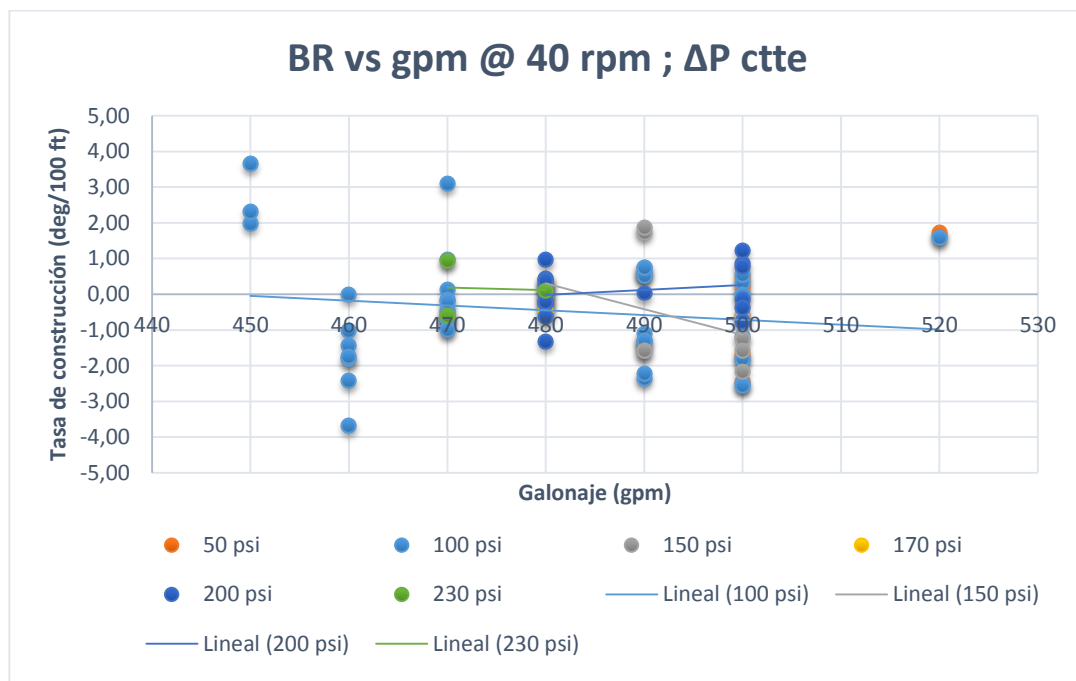


Fig. 5.12. BR vs. gpm, Curva ΔP @40rpm

En la Fig 5.12. Se observa como 40 rpm, son un parámetro muy frecuentado en campo, y que la respuesta direccional, responde adecuadamente al cambio de galonaje según la teoría.

La curva de 100 psi es inestable, la curva de 230 psi tiene pocos datos pero tiende a un comportamiento estable.

Para 200 psi de presión diferencial, la respuesta es asintótica y se define como estable, con 40 rpm y 480 y 500 gpm.

5.3.3. Estudio de la Tasa de construcción en función de la velocidad de rotación

5.3.3.1. Curva ΔP @ 450 gpm

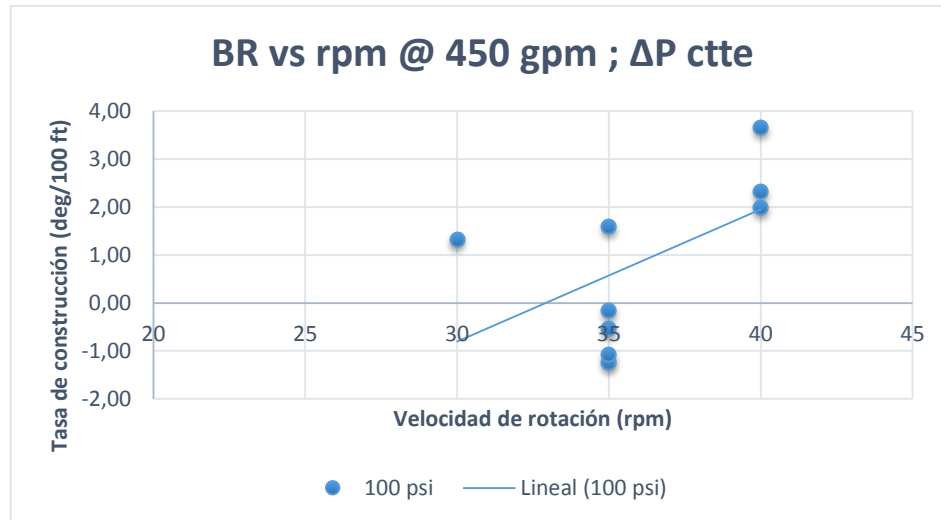


Fig. 5.13. BR vs. rpm, Curva ΔP @450 gpm

En la Fig. 5.13. Se observa, como estos resultados, no son fieles ni a la teoría, ni al criterio utilizado en campo, por lo que puede ser el parámetro responsable de la pérdida del control direccional al no responder como se espera.

5.3.3.2. Curva ΔP @ 480 gpm

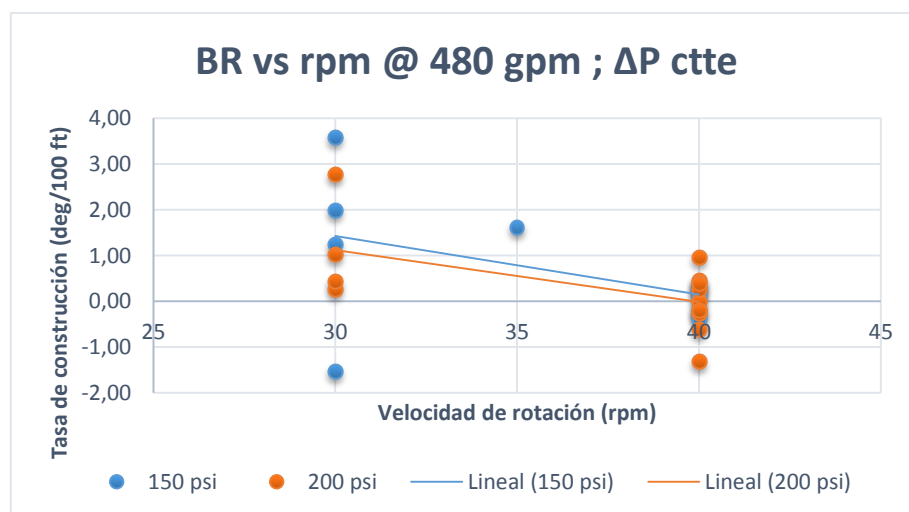


Fig. 5.14. BR vs. rpm, Curva ΔP @480 gpm

En la Fig. 5.14. Se observa que esta vez, para estos parámetros los resultados obtenidos están en completo acuerdo con la teoría, sin embargo inestable para 30 rpm, para el caso de 40 rpm se observa una convergencia de las curvas 150 y 200 psi de presión diferencial con 480 gpm a ser estable.

5.3.3.3. Curva ΔP @ 500 gpm

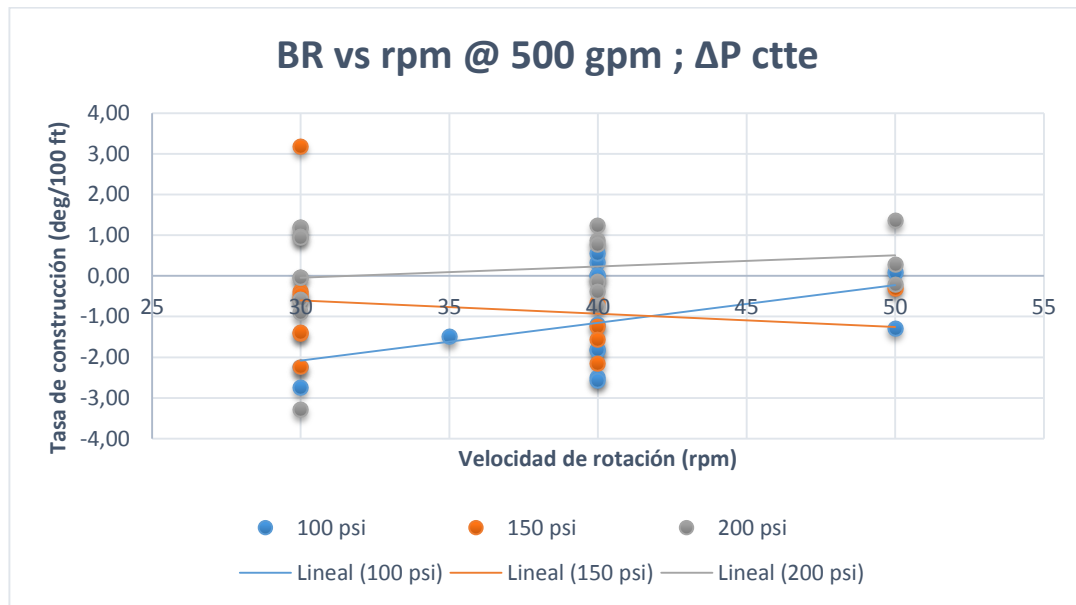


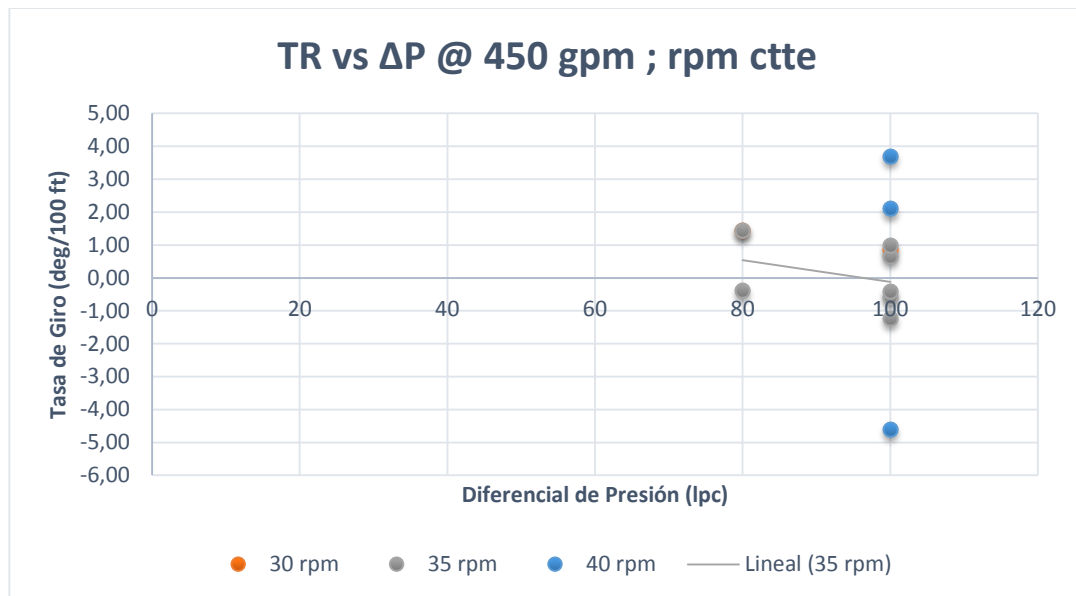
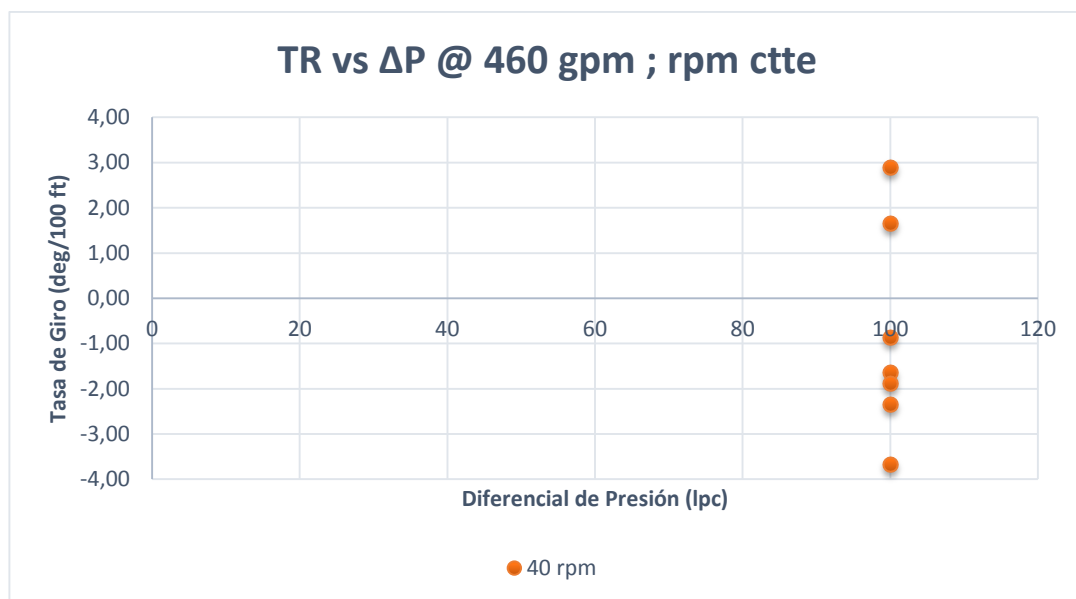
Fig. 5.15. BR vs. rpm, Curva ΔP @500 gpm

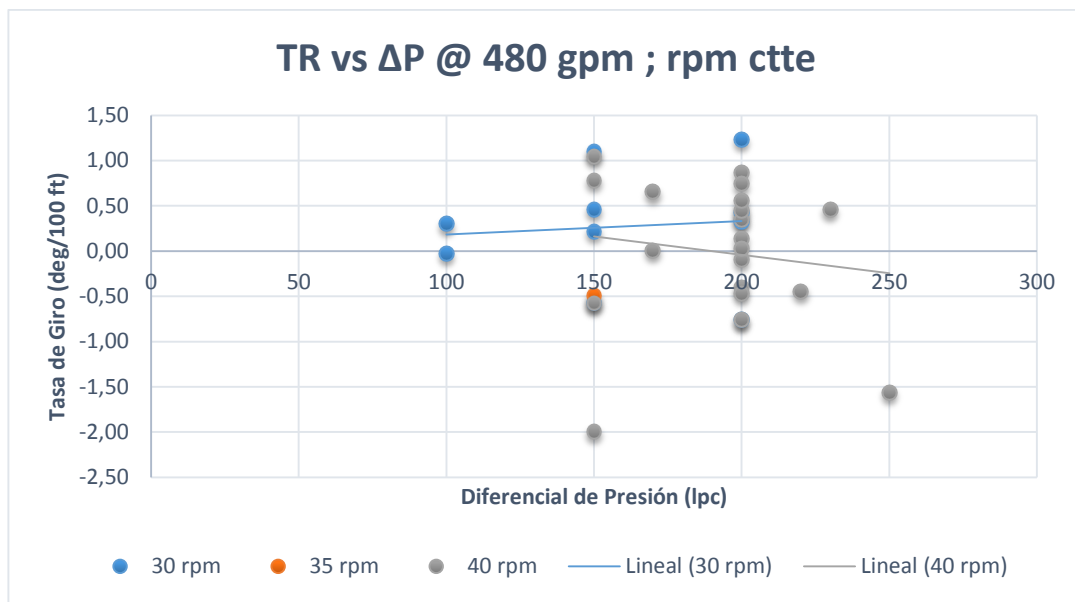
En la Fig. 5.15. Nuevamente se presenta el caso de que los resultados no van de acuerdo a la teoría, a excepción del caso de la curva de 150 psi de presión diferencial, sin embargo la respuesta no tiene tendencia visible, por lo que todos los comportamientos son inestables.

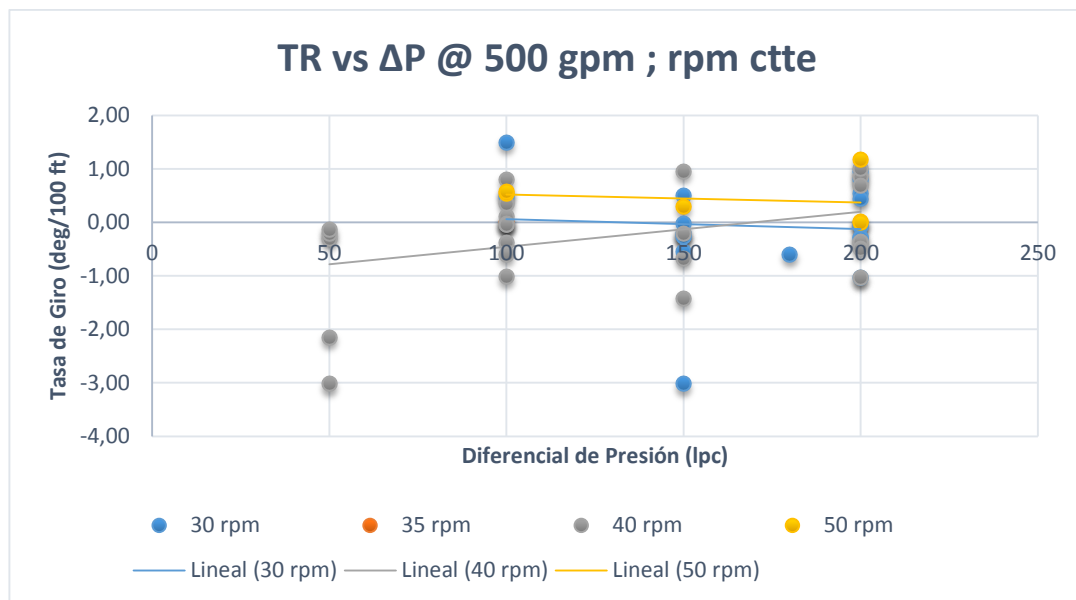
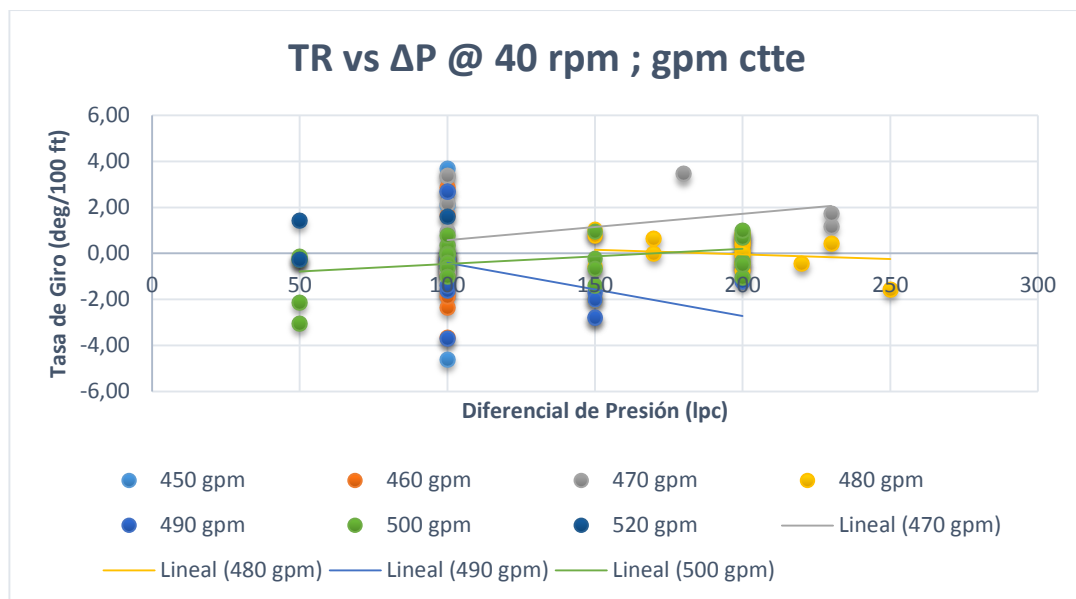
5.4. Análisis de las gráficas de comportamiento de la tasa de giro

En vista de que existe una incongruencia en cuanto a la estimación de la tasa de giro, de los criterios aplicados en campo, contra los teóricos, entonces, es necesario analizarlos colectivamente, ya que de manera individual la interpretación puede resultar falsa.

5.4.1. Estudio de la Tasa de giro en función de la presión diferencial

Fig. 5.16. TR vs. ΔP , Curva rpm @450gpmFig. 5.17. TR vs. ΔP , Curva rpm @460gpm



Fig. 5.20. TR vs. ΔP , Curva rpm @500gpmFig. 5.21. TR vs. ΔP , Curva gpm @40rpm

Desde la Fig. 5.16 hasta la 5.21 se observa como ningún comportamiento expresa una tendencia fija a girar hacia la izquierda (negativo) o hacia la derecha (positivo), de hecho, para la misma configuración de parámetros hacia ambas cosa, lo más ideal,

hubiese sido analizar la tasa de giro por pozo, pero hacer esto hablaría de la geología local del pozo, y no sería representativa del área de estudio.

Para 200 psi de presión diferencial, con 480 gpm y 500 gpm, y 40 rpm se observa una tendencia a no girar en ninguna dirección, manteniéndose la dirección del pozo, definiéndose este como un comportamiento estable.

5.4.2. Estudio de la Tasa de giro en función del galonaje

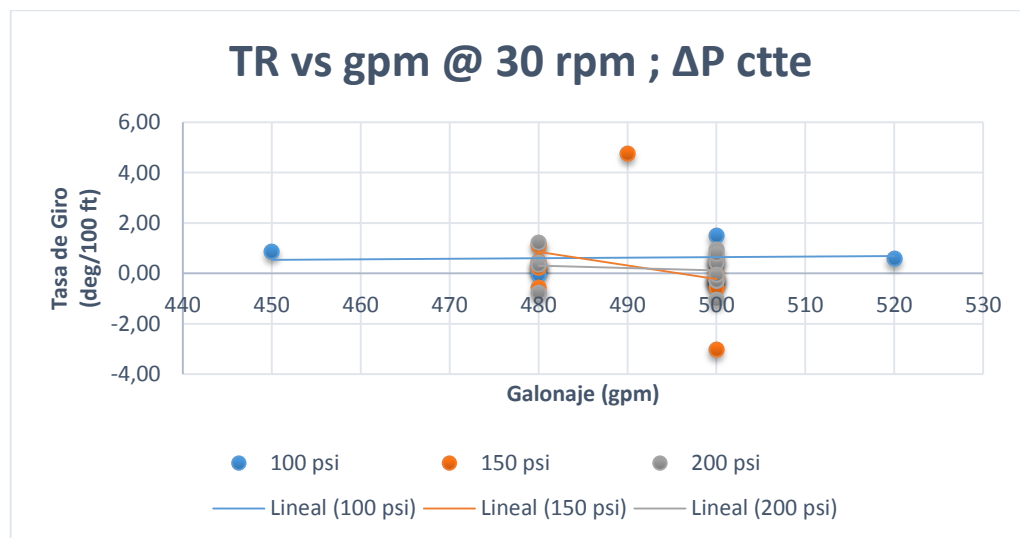


Fig. 5.22. TR vs. gpm, Curva ΔP @30rpm

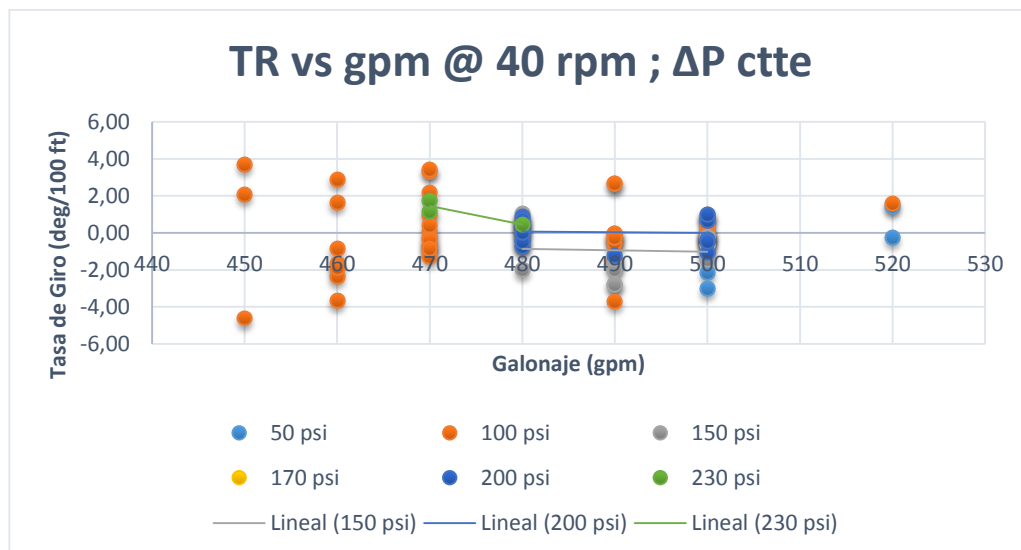


Fig. 5.23. TR vs. gpm, Curva ΔP @40rpm

En las Fig. 5.22 y 5.23, se observa que a mayores tasas entre 480 gpm y 500 gpm, la tendencia es a mantener la dirección (comportamiento estable), con 40 rpm, 200 psi de presión diferencial.

5.4.3. Estudio de la Tasa de giro en función de la velocidad de rotación

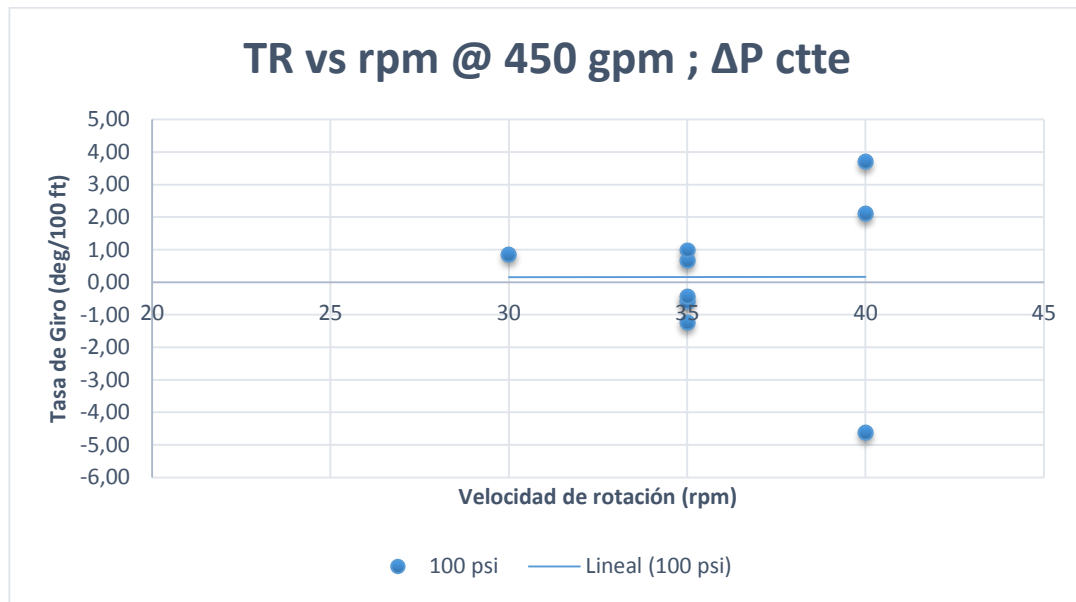


Fig. 5.24. TR vs. rpm, Curva ΔP @450gpm

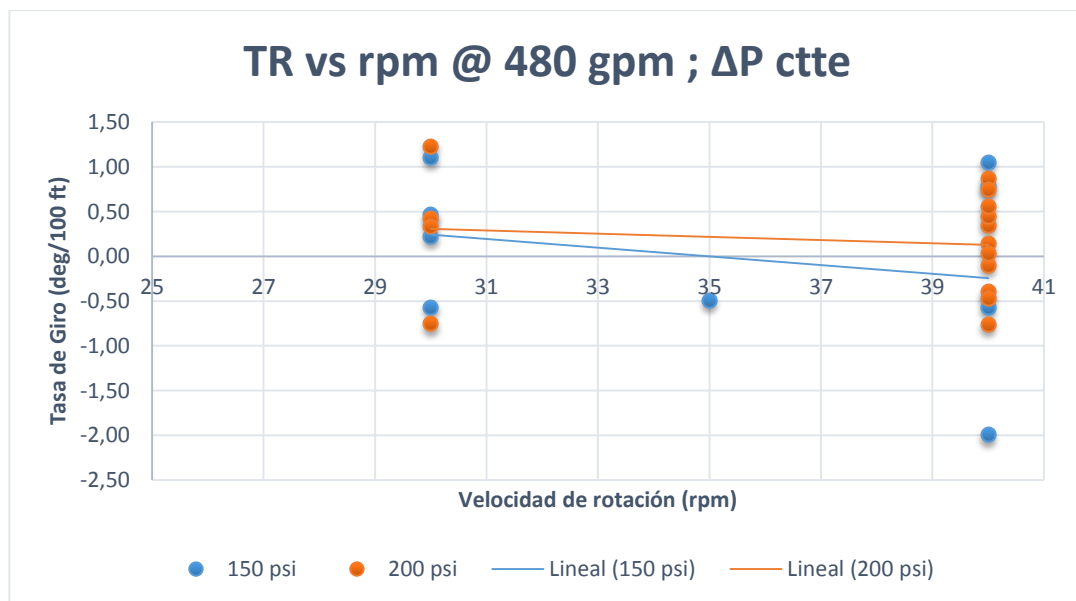


Fig. 5.25. TR vs. rpm, Curva ΔP @480gpm

En las Fig. 5.24 y 5.25 se observa nuevamente como variar la velocidad de rotación no arroja un resultado confiable, sin embargo en la Fig. 5.24 se observa una tendencia por frecuencia de ocurrencia para el caso de 450 gpm, 100 psi y 35 rpm un comportamiento estable para mantener la dirección con un error de más o menos 1.5 grados/100pies.

5.5. Análisis de las gráficas de comportamiento de la severidad pata de perro

Para asegurar la exitosa completación del pozo, el DLS ideal, seria 0 grados/100pies, ya que normalmente se pretende mantener la inclinación y la dirección del pozo, sin embargo, es conocido que la perforación direccional lucha con múltiples factores que alteran la respuesta, y es por ello, que durante la perforación, en todo momento se dirige el pozo a recuperar la trayectoria planeada, ganando de esta forma tortuosidad.

El estudio se realizó de manera colectiva e individual, el objetivo de estudiar el DLS, es localizar parámetros donde el DLS sea el menor posible o el más cercano al ideal.

5.5.1. Estudio de la Severidad pata de perro en función de la presión diferencial

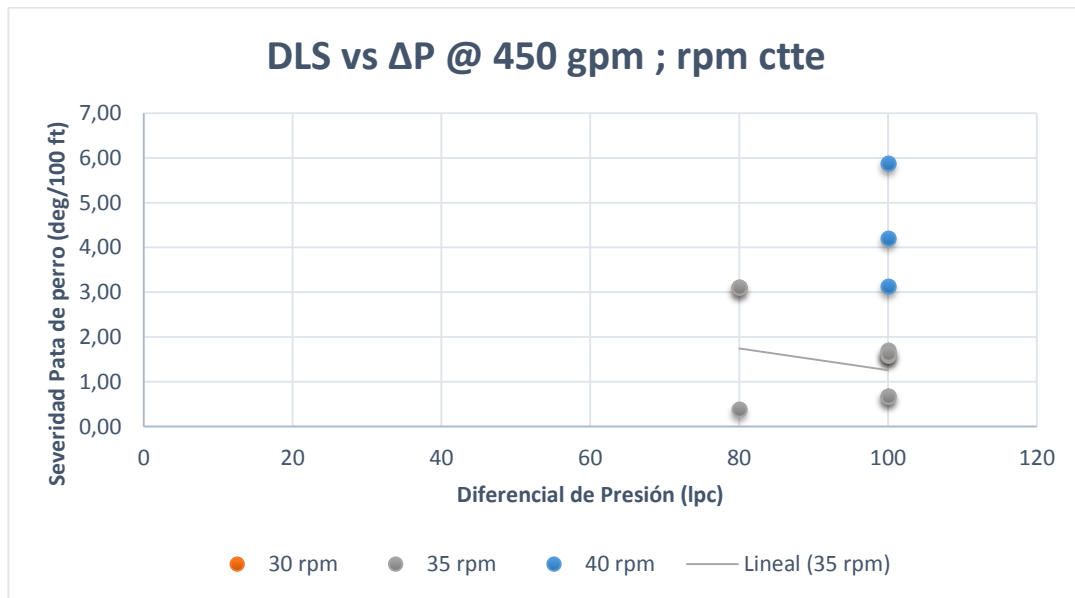


Fig. 5.26. DLS vs. ΔP, Curva rpm @450gpm

En la Fig. 5.26. Se observa como para 100 psi de presión diferencial, 35 rpm, y 450 gpm, el DLS es mínimo (comportamiento estable), en comparación con los otros parámetros graficados que son inestables.

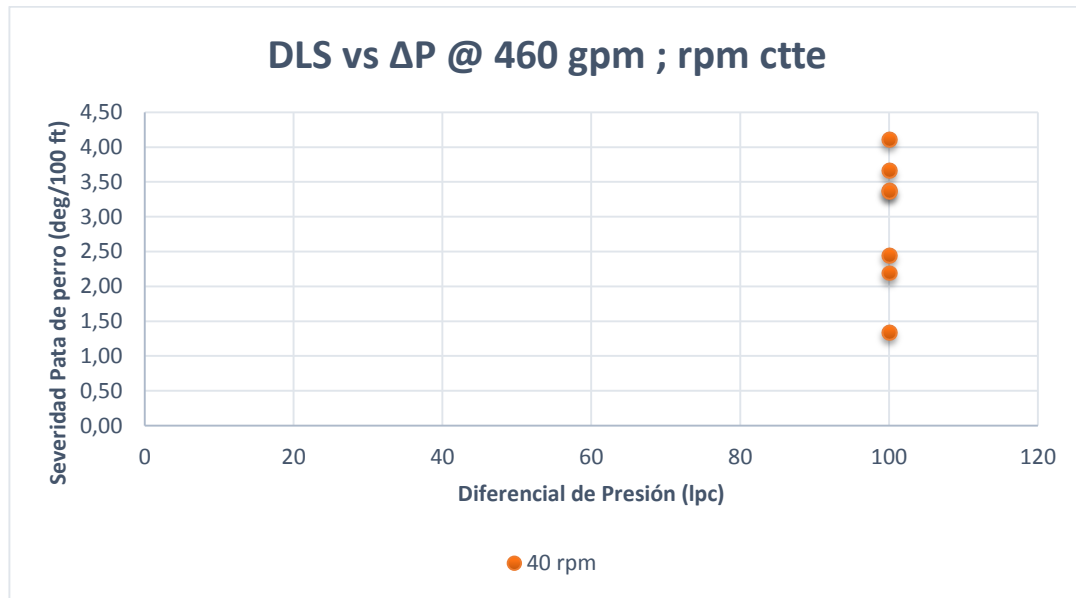


Fig. 5.27. DLS vs. ΔP, Curva rpm @460gpm

En la Fig. 5.27. Se observa comportamiento inestable de 100 psi, 460 gpm y 40 rpm.

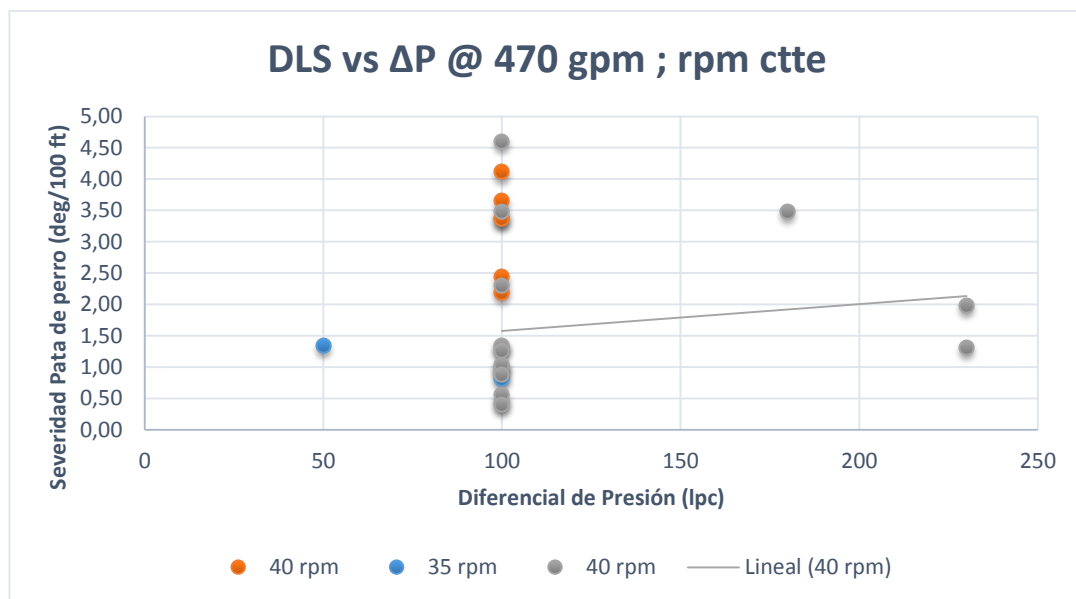


Fig. 5.28. DLS vs. ΔP, Curva rpm @470gpm

En la Fig. 5.28. Se observa para 470 gpm, 40 rpm, como el DLS es menor y menos variable a mayores diferenciales de presión.

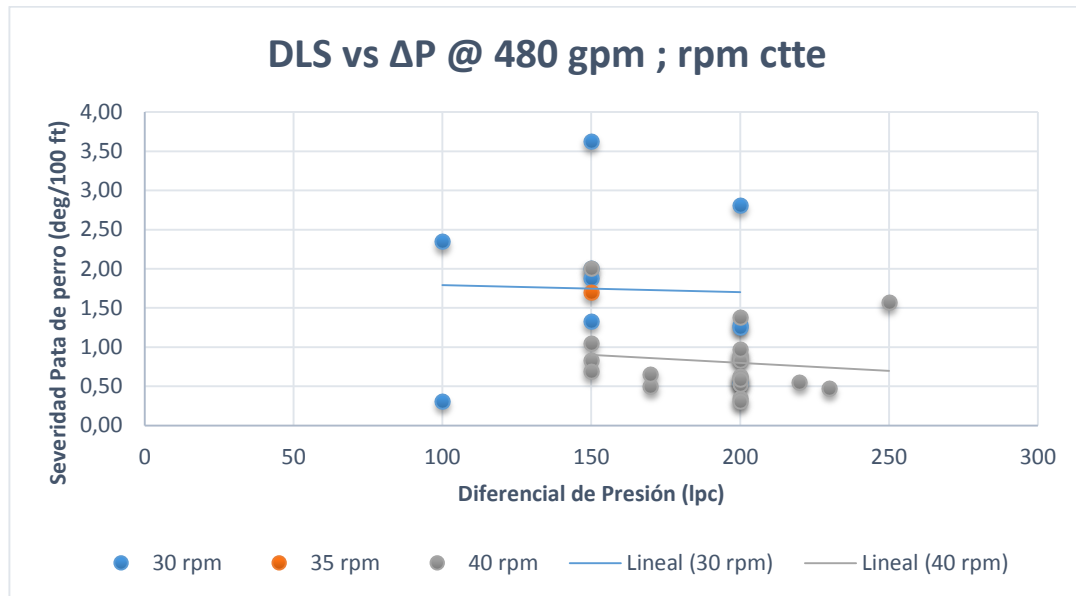


Fig. 5.29. DLS vs. ΔP , Curva rpm @480gpm

En la Fig. 5.29. Se observa que el comportamiento deseado se obtiene con 200 psi, 480 gpm y 40 rpm, este comportamiento es estable.

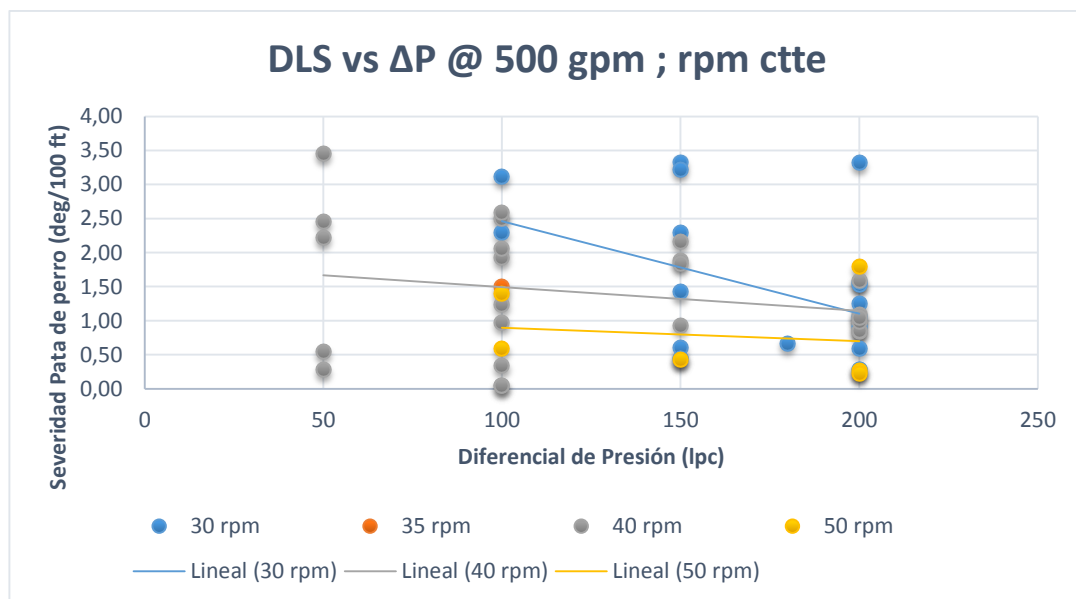


Fig. 5.30. DLS vs. ΔP , Curva rpm @500gpm

En la Fig. 5.30. Se observa que el DLS deseado, se obtiene a 200 psi de presión diferencial, a 500 gpm, 40 rpm.

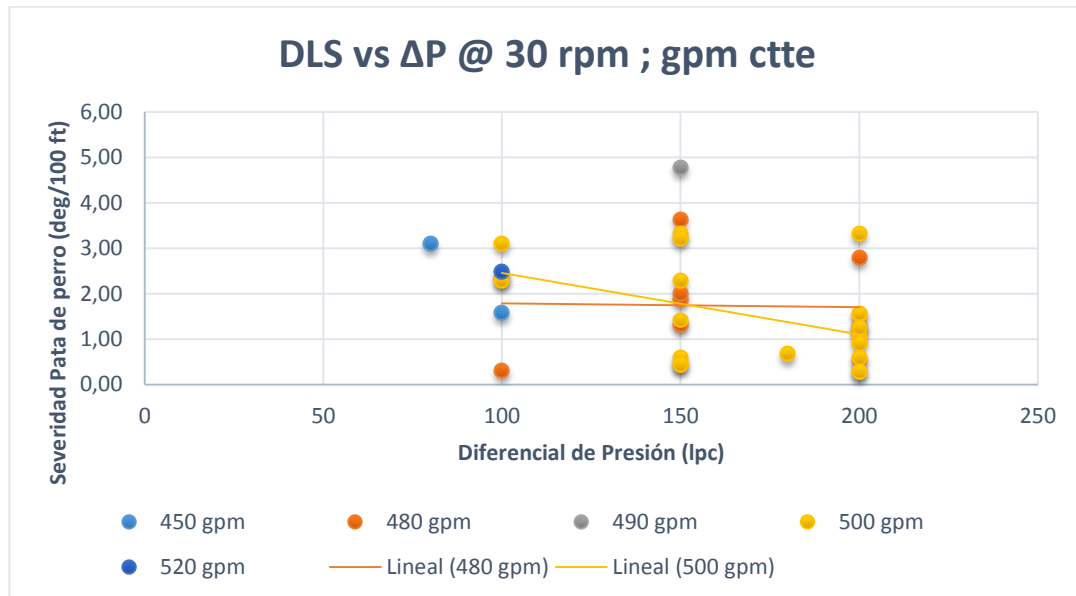


Fig. 5.31. DLS vs. ΔP , Curva gpm @30rpm

En la Fig. 5.31. Se observa que para 30 rpm, diferentes galonajes y presiones diferenciales, los DLS son altos, resultando inestables.

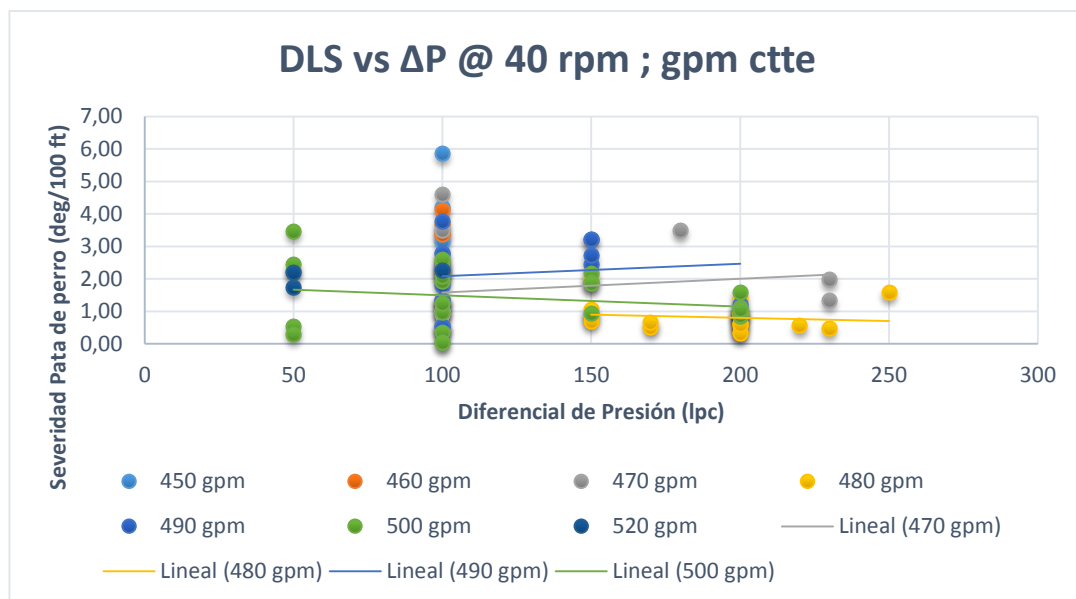


Fig. 5.32. DLS vs. ΔP , Curva gpm @40rpm

En la Fig. 5.32. Se observa claramente que el DLS es cercano al ideal a mayores presiones diferenciales (200 – 250) psi, con 40 rpm, siendo estables para el intervalo de galonaje de 470 y 500 gpm.

5.5.2. Estudio de la Severidad pata de perro en función del galonaje

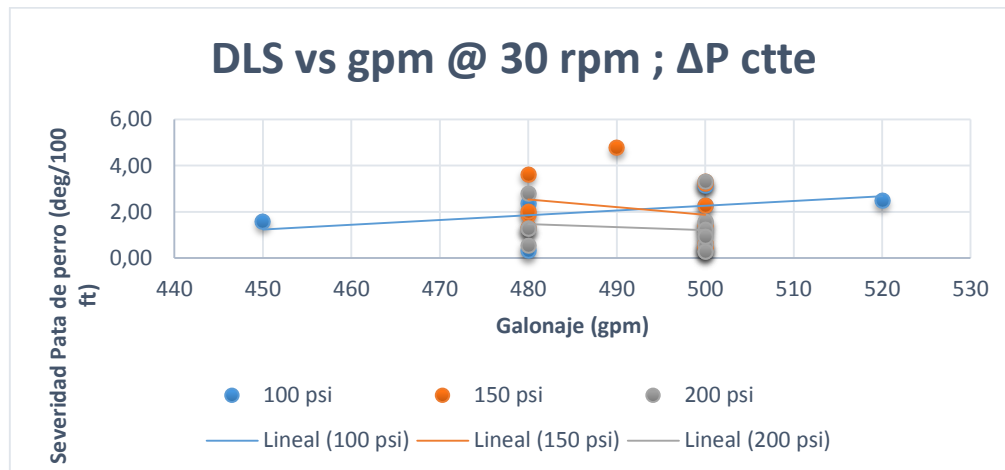


Fig. 5.33. DLS vs. gpm, Curva ΔP @30rpm

En la Fig. 5.33. Con 30 rpm, el comportamiento es inestable para el resto de los parámetros.

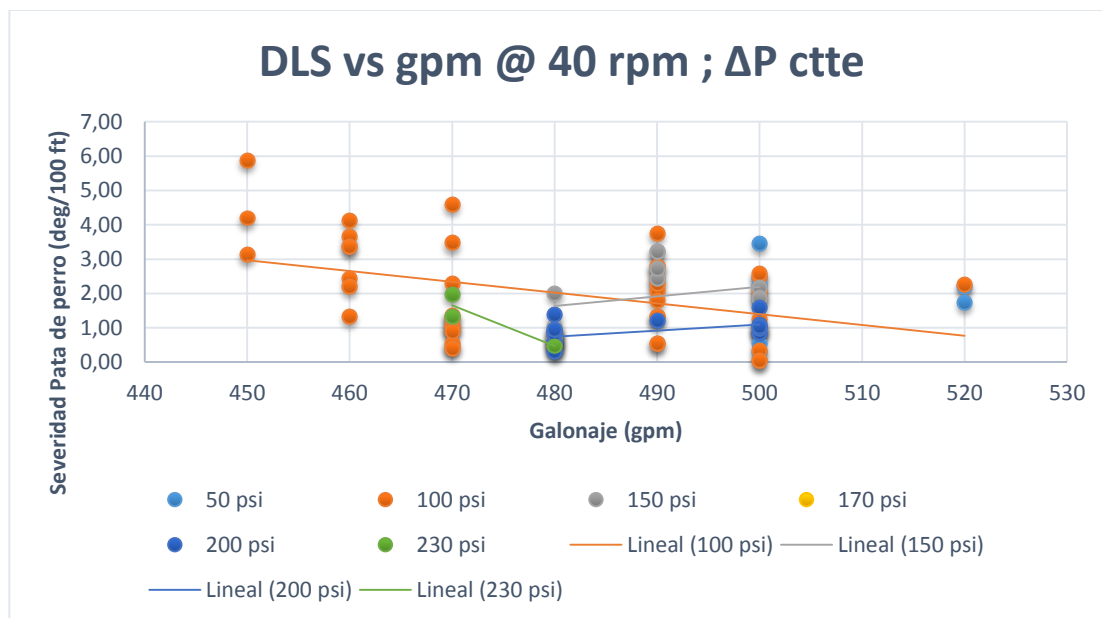


Fig. 5.34. DLS vs. gpm, Curva ΔP @40rpm

En la Fig. 5.34. Con 40 rpm, por frecuencia de ocurrencia, el DLS más bajo se obtiene con 480 gpm, para diferentes presiones diferenciales, entre (150 y 230 psi), resultando estable.

5.5.3. Estudio de la Severidad pata de perro de la velocidad de rotación

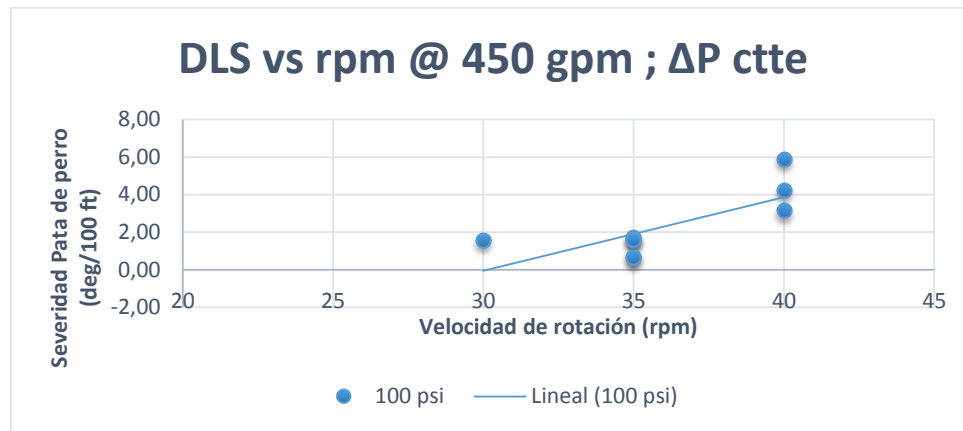


Fig. 5.35. DLS vs. rpm, Curva ΔP @450gpm

En la Fig. 5.35. Con 100 psi de presión diferencial, el mejor comportamiento ocurre a 35 rpm, resultando estable.

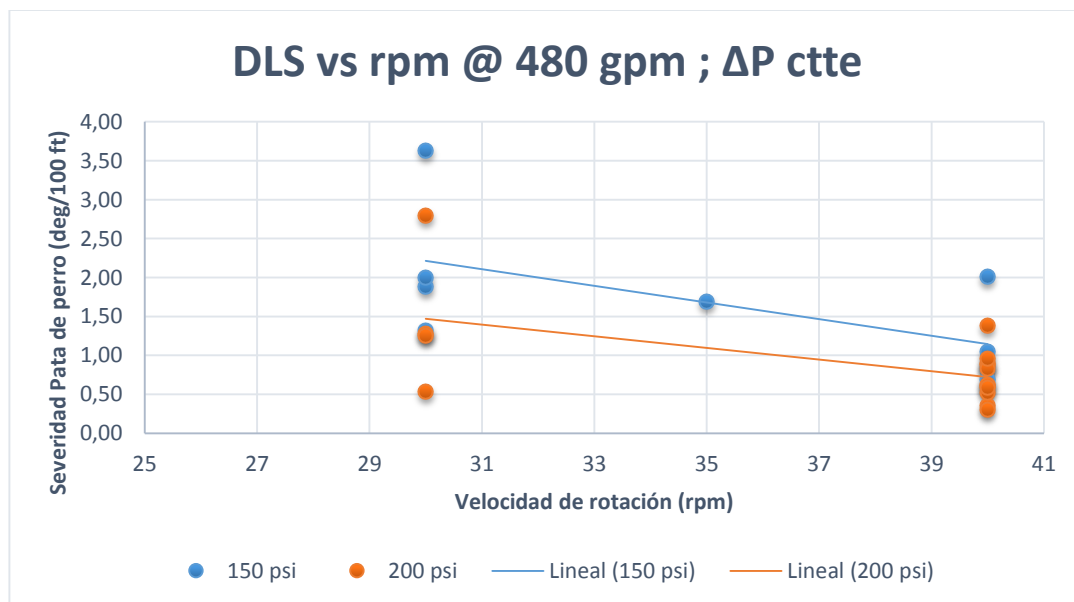


Fig. 5.36. DLS vs. rpm, Curva ΔP @480gpm

En la Fig. 5.36. Se observa que para 480 gpm, y presiones diferenciales entre 150 y 200 psi, el comportamiento es estable y óptimo para 40 rpm.

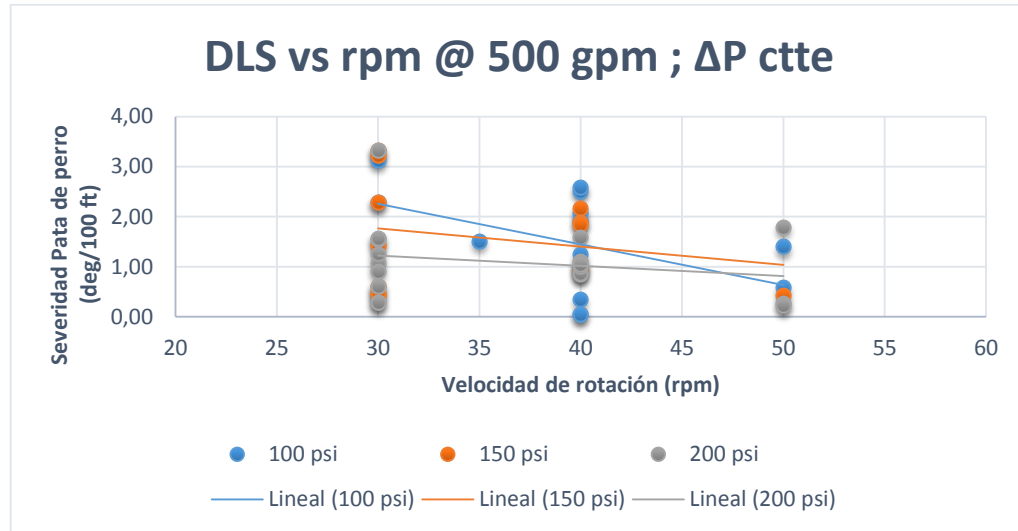


Fig. 5.37. DLS vs. rpm, Curva ΔP @500gpm

En la Fig. 5.37. Se observa que para 500 gpm, los mejores resultados del DLS se obtienen con 50 rpm, para presiones diferenciales entre 100 – 200 psi, pero se resalta que 50 rpm, no es recomendado puesto que reduce el tiempo de vida útil del motor de fondo pudiendo afectar las operaciones de perforación.

5.6. Resumen de resultados

Tabla 5.2. Resumen de los resultados obtenidos

gpm	rpm	ΔP (psi)	BR (deg/100ft)	TR (deg/100ft)	DLS (deg/100ft)
450	35	100	-1.24 / 1.6	+/- 1.5	< 1.5
470	40	100 – 200	-0.5 / 0	Inestable	< 1.5
480	30	200	0 / 2.77	Inestable	Alto
480	40	200 – 250	-0.5 / 0.5	+/- 0	< 1.5
500	30	200	-0.91 / 1.18	Inestable	Alto
500	40	200	-2.5 / -1.57	+/- 0	< 1.5
500	50	100 – 200	-0.5 / 0.5	Inestable	< 1.5

5.7. Optimización de los resultados obtenidos

Se realizó la optimización hidráulica de los resultados obtenidos para el caso de una ROP de 300 pies por hora (Ver Fig. 5.38), con comportamiento conocido para la tasa de construcción, tasa de giro y severidad de la pata de perro baja, es decir para los casos de 450 gpm con 100 psi de presión diferencial y, 480 y 500 gpm con 200 psi de presión diferencial.

- Para 450 gpm y 100 psi la eficiencia del motor es de 21%
- Para 480 gpm y 200 psi la eficiencia del motor es de 28%
- Para 500 gpm y 200 psi la eficiencia del motor es de 26%

No toda la energía hidráulica se transforma en energía mecánica, en el proceso de conversión, se presentan pérdidas, por lo que la eficiencia nunca será del 100%.

Resultando en esta fase 480 gpm, el más eficiente (28%) además de ser el más estable.

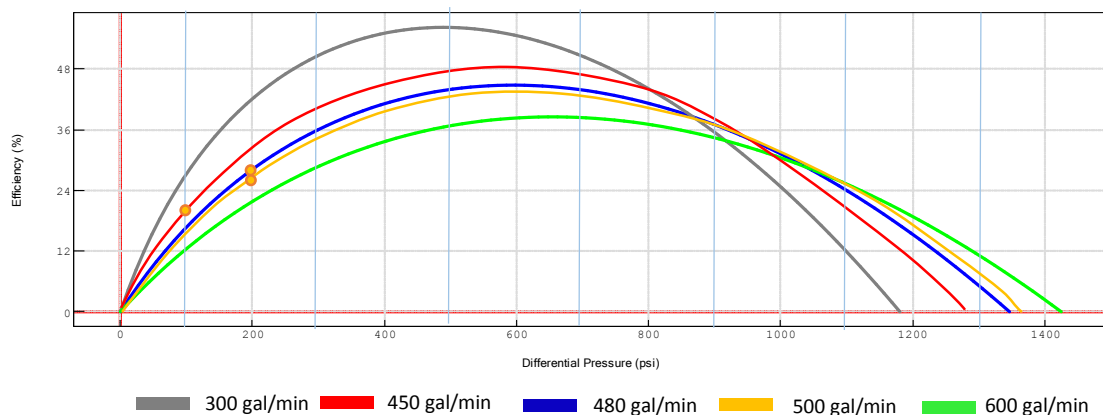


Fig. 5.38. Análisis de la eficiencia del motor A675M7850XP para 300 ft/hrs.

CONCLUSIONES

1. Se logró estudiar la perforación direccional en el campo Cerro Negro del bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, demostrando de que esta es predecible por métodos analíticos.
2. Se consiguió definir los parámetros que intervienen en la respuesta direccional en el área de estudio, entre ellos:
 - a. Variables o fenómenos naturales inevitables como la geología, la gravedad, entre otros.
 - b. Variables o problemas que pueden ser evitados o mitigados como problemas de hoyo, pérdidas innecesarias de energía, torque y arrastre, entre otros.
 - c. Variables definidas por la operadora PDVSA como el tipo de mecha y lodo de perforación a utilizar, entre otros.
 - d. Variables que son definidas por el servicio de perforación, como tipo de motor usado y diseño del ensamblaje de fondo, entre otros.
3. Los resultados de este trabajo, están limitados a las variables estudiadas, no se puede afirmar su aplicación si una de estas variables cambia, puesto que no se realizó ningún análisis ante la posibilidad.
4. El estudio de la perforación direccional para arenas de buenas propiedades ($GR < 30$ gAPI) se logró mediante la aplicación de la metodología a 284 secciones rotadas.

5. No se pudo realizar el estudio de la perforación direccional para arenas de malas propiedades ($GR > 30$ gAPI), debido a que se disponía de solo 41 secciones rotadas, resultando ser data insuficiente para aportar alguna afirmación útil.
6. Del modelado gráfico del comportamiento de la respuesta direccional en función de los parámetros de perforación en búsqueda de tendencias estables, se obtuvo lo siguiente:
 - a. El diferencial de presión de 200 psi mostró resultados más estables en comparación con 100 psi que era muy variable (inestable).
 - b. Al perforar con una velocidad de rotación de 40 rpm, se observó un comportamiento estable que responde de manera satisfactoria a lo esperado teóricamente con las variaciones de galonaje y de diferencial de presión, en comparación de otras velocidades de rotación.
 - c. A caudales entre 480 y 500 gpm, los resultados fueron asintóticos a una respuesta estable o fija.
7. Los criterios empleados en campo para el control direccional de la tasa de construcción “BR” son fieles a la teoría, sin embargo se demostró que en el área de estudio, variar la velocidad de rotación de la sarta durante la perforación con rotaria, no desarrolla el comportamiento esperado, resultando este evento, un indicio a la pérdida del control direccional.
8. Los criterios empleados en campo para el control direccional de la tasa de giro “TR”, son empíricos y sin bases técnicas, el conocimiento transmitido entre los ingenieros de campo sin comprobarse conduce a la incorrecta toma de decisiones, esta mala praxis es en parte, responsable de la pérdida del control direccional.

9. Se corroboró que el criterio teórico, sobre el control direccional de la tasa de giro, es correcto en cuanto a la anisotropía de la formación en especial la dirección de los planos de estratificación, por lo que no puede masificarse una tendencia direccional partiendo de un análisis de varios pozos a no ser que tiendan a mantener dirección del pozo que es el único caso donde puede ser predecible con esta metodología.
10. La tasa de penetración “ROP”, en teoría responde directamente proporcional a la velocidad de rotación de la sarta para formaciones blandas (tal como es el caso del área de estudio de arenas no consolidadas) y someramente duras, pero resulta que las altas ROP (1000 pies por hora), induce a la pérdida del control direccional, al no permitir a los ingenieros direccionales tomar decisiones a tiempo, por lo que debe ser controlada por debajo de los 500 pies por hora.
11. Se optimizaron 3 configuraciones de parámetros de comportamiento estable, para aumentar la eficiencia del motor, estas fueron:
 - a. Para 450 gpm, 100 psi y 35 rpm, la eficiencia del motor es de 21%, esta configuración tiende a mantener ángulo y dirección, pero presenta variaciones de +/- 1.5 grados/100pies en ángulo y dirección.
 - b. Para 480 gpm, 200 psi y 40 rpm, la eficiencia del motor es de 28%, esta configuración es ideal para mantener ángulo y dirección.
 - c. Para 500 gpm, 200 psi y 40 rpm la eficiencia del motor es de 26%, esta configuración resulta ideal para tumbar ángulo entre (-2.5 y -1.57 grados/100 pies) y mantener la dirección del pozo.
12. En la empresa Schlumberger, con los resultados de este trabajo, se mejoró el entendimiento y el entrenamiento de nuevos ingenieros direccionales.

RECOMENDACIONES

1. Al perforar con rotaria, se recomienda como velocidad máxima de la sarta 40 rpm, para evitar daños en la sección doblada del motor, que originan pérdida del control direccional, incapacidad para continuar con la perforación y generar tiempos no productivos en caso de que el motor necesite ser cambiado.
2. Estudiar las tendencias direccionales de la tasa de giro con rotaria por pozo, ya que la tendencia al giro depende más de la geología local del pozo que se esté perforando.
3. Precisar la presión diferencial máxima que resiste la formación, estudiando las activaciones accidentales de los martillos mientras se perfora.
4. Realizar un programa que automatice el proceso de recolección y análisis de datos, para obtener resultados en menos tiempo y que pueda ser implementado en otros campos siendo este adaptable a cambios de variables.
 - a. Considerar los pies de las secciones rotadas “Course ft”.
 - b. Considerar la tortuosidad de los pozos.
 - c. Considerar el torque y el arrastre.
 - d. Considerar el desgaste por medio del tiempo de perforación “*drill time*”.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PDVSA. (2014) Soberanía Petrolera. Caracas.
2. Barreto D. y Garcia A. (2012) Diseño de la arquitectura de pozos para macollas del área de PetroIndependencia División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Trabajo especial de grado. Inédito. Escuela de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
3. MREDDIAZ (2013). Top 10 de compañías de servicios petroleros, consultado el 28 de noviembre de 2014, página web de la Bolsa de Trabajo Exclusiva del Sector Petrolero de México: <http://empleospetroleros.org/2013/11/27/top-10-de-companias-de-servicios-petro-leros/>
4. Carlos M. (2007). Una tradición de excelencia, del libro: Explorando las profundidades del Perú, Perú, Schlumberger, p. 103 - 119.
5. Heinrich, R., (1992). Breve Tecnología del Petróleo, Madrid.
6. Barberi, E., (1998). El Pozo Ilustrado. Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Caracas, Venezuela
7. Economides, M., Watters L., Norman, S., (1998). “*Petroleum Well Construction*” John Wiley & Sons, Canada.
8. Operadora Cerro Negro, (2000). *Master Drilling Program for Horizontal Wells*. ExxonMobile, Anzoátegui, Venezuela.
9. DRILL PIPE. Obtenido el 24 mayo del 2015, de <http://www.drill-pipes.com>
10. Cortez F. Eliana S. (2014). Introducción de la herramienta zinc en la perforación direccional de la sección de construcción en el campo Cerro Negro de la FPO. Trabajo especial de grado. Inédito. Escuela de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
11. Schlumberger, (2015). *OilField Glossary*

12. SCHLUMBERGER (2014). Base de datos Schlumberger. Schlumberger Drilling & Measurements, Anaco, Versión multimedia.
13. Morante H., Eduardo A. (2011). Evaluación del tiempo operativo de los motores de fondo de Schlumberger D&M east venezuela en el campo Zuata Principal. Trabajo especial de grado. Inédito. Escuela de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
14. BAKER HUGHES (1995) *Drilling Engineering Workbook*, Rev B. Houston, 410 p.
15. SCHLUMBERGER (s.f.) Herramientas de Surveys y Modelos de Error, Privado, *Drilling & Measurements, DD Fast Track Training Program*.
16. Riaz I. (s.f) Pozos de alcance extendido. Trabajo no publicado, Schlumberger, Venezuela.
17. SCHLUMBERGER (2013). Online Interactive Learning : Direction and Inclination.Pág.33
18. CASTRO, J. (2011). Desarrollo e Implementación de una Metodología Fundamentada en Modelos Analíticos para el Cálculo Del Diseño y Evaluación de Trayectorias de Pozos. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Escuela de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
19. González, F. (2003). Pozos I. Guía de estudios para la materia Pozos I. Caracas, Universidad Central de Venezuela.
20. Gatlin C. (1960). *Petroleum Engineering, Drilling and well completions, Texas, USA, The University of Texas*.
21. SCHLUMBERGER (s.F.) *Drilling Bits*, Privado, *Drilling & Measurements, DD Fast Track Training Program*.
22. Griffiths R. (s.f.) *Well Placement Fundamentals*, Trabajo no publicado, Schlumberger.

23. Lli G., Luis A. (2014). Evaluación del desempeño de la perforación de pozos horizontales con motor de fondo en el Bloque Junín. Trabajo especial de grado. Inédito. Escuela de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
24. PDVSA (2014). Propuesta técnica de yacimientos para la perforación de un (01) pozo horizontal en la localización CEM-AT macolla O-23-1 Campo Cerro Negro – Area Intercampos, Trabajo no publicado, Privado. Morichal.
25. Rodriguez F. (2010). Estrategias de la explotación de la división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. PDVSA.
26. GONZÁLEZ DE JUANA et al. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas. Editorial Foninves. Pág. 1106.
27. SCHLUMBERGER (1997). WEC: Evaluación de pozos, Venezuela.
28. Chávez, H. (2005). Planes estratégicos de Petróleos de Venezuela, Plan siembre petrolera. Obtenida el 12 de enero de 2015, de http://www.pdv.com/-index.php?tpl=interface.sp/design/biblioteca/readdoc.tpl.html&newsid_obj_id=770&newsid_temas=110
29. PDVSA, Código Geológico de Venezuela, Web oficial del léxico estratigráfico de Venezuela. <http://www.pdv.com/lexico/>
30. Arias F, (2006). El Proyecto de Investigación, Introducción a la metodología científica. quinta Edición. Caracas: Editorial Episteme. Pág 143.
31. DEC: Centro de ingeniería de perforación, base de datos de Schlumberger, Privado.
32. NATIONAL OILWELL VARCO. (2010). *Motor Handbook*, séptima edición, p 275.