

**“PROGRAMA PARA LA PERFORACIÓN DE UN FUTURO POZO PATIA-2 EN  
LA CUENCA CAUCA- PATÍA TOMANDO COMO CORRELACIÓN LA  
INFORMACIÓN OBTENIDA DEL POZO ANH-PATIA-1-ST-P.”**



**DIANA MAYERLI AMOROCHO GARCIA  
SULEIDY SOLANDY TELLO QUINTERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO QUIMICAS  
ESCUELA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

**“PROGRAMA PARA LA PERFORACIÓN DE UN FUTURO POZO PATIA-2 EN  
LA CUENCA CAUCA- PATÍA TOMANDO COMO CORRELACIÓN LA  
INFORMACIÓN OBTENIDA DEL POZO ANH-PATIA-1-ST-P.”**

**DIANA MAYERLI AMOROCHO GARCIA  
SULEIDY SOLANDY TELLO QUINTERO**

**Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Indispensable Para Optar Por  
El Título de Ingeniero De Petróleos**

**Director**

**Ing. JORGE ERNESTO CALVETE RINCÓN**

**Co Director**

**Ing. WERNEY DE JESUS MACHUCA BOADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO QUIMICAS  
ESCUELA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander por brindarnos todos los espacios necesarios para nuestra excelente formación académica y personal, a la escuela de Ingeniería de Petróleos, todo su personal docente y administrativo por todas las enseñanzas personales y conocimientos.

Al ingeniero y codirector de la tesis Werney De Jesús Machuca Boada, por su apoyo, guía, dirección y soporte continuo a lo largo de la realización de la tesis, de igual manera por el conocimiento aportado a la realización de este proyecto, el cual permitió el éxito del mismo.

Al director de la tesis, Ingeniero Jorge Ernesto Calvete Rincón, por su apoyo y guía durante el desarrollo del proyecto, por su conocimiento el cual fue esencial para el éxito del mismo.

A los ingenieros Herney Delgado y Fernando Rincón cuyas observaciones como calificadores contribuyeron al mejoramiento del proyecto y por su presencia en el momento de la sustentación del mismo.

A nuestras familias y amigos, por su apoyo, sus palabras, consejos y presencia incondicional en la realización exitosa de este proyecto.

## DEDICATORIA

*A Dios, por darme la fortaleza necesaria para concluir mis metas, por darme todo su amor y no dejarme decaer en los momentos más difíciles y por llenar mi vida de bendiciones, todo lo debo a ti Señor.*

*A mis padres Miryam García y Julio Amorocho, por su apoyo incondicional por brindarme todo su amor, porque sin ellos nada de esto hubiera sido posible, por confiar en mí y no dejarme decaer nunca a pesar de los obstáculos, por todos sus consejos porque hoy hacen de mí una mejor persona, por permitirme vivir tantas experiencias inolvidables, por todo su esfuerzo, para permitirme lograr esta gran meta, por ser mis mejores amigos y apoyarme a lo largo de este camino todo lo debo a ustedes Papitos, los amo.*

*A mi hermanito Julian, por haber llegado a nuestra familia en el mejor momento llenado de alegría el hogar con sus travesuras, por creer siempre en mí y por ser la alegría de nuestra familia.*

*A mi Mami Gorda y Nono Guillermo por el ser el motor de nuestra familia, porque siempre creyeron en mí y estuvieron dispuestos a ayudarme por sus valiosos consejos cariño y comprensión.*

*A mis tíos: Eliana, Sergio, Samael, Mauricio, Willian mis primos: Laura, Fabian, Cristian, Mariana, Pimba, Hagi, Pipillo porque hacen parte de esta valiosa familia y llenaron de alegría y bendiciones cada paso que daba para alcanzar este gran logro.*

*A mis amigos de la universidad, por brindarme su valiosa amistad y por hacer que mi paso por esta fuera más agradable, por siempre tener una palabra de aliento para brindarme por compartir momentos inolvidables.*

***Diana Mayerli Amorocho García.***

## DEDICATORIA

*A Dios, por todas sus bendiciones desde que inició mi vida en este mundo, por su apoyo y su protección en todo lo que emprendo, por ser una guía incondicional en todos los proyectos de mi vida, por brindarme toda la sabiduría para tomar las decisiones adecuadas, la fortaleza para afrontar todo lo bueno y malo que trae la vida, por permitirse hacer en mí su santa voluntad, por permitirme culminar esta etapa de mi vida de la forma más maravillosa que nunca imaginé.*

*A mis padres Hubert Pastor Tello Torres y Adalgisa Quintero Mejía, por sus consejos incondicionales, por su apoyo en todo momento, por su esfuerzo para permitirme salir adelante en esta gran etapa, por su amor incondicional, por mostrarme el verdadero sentido de un hogar, por tantas alegrías y experiencias en esta vida, por enseñarme a afrontar las buenas y malas experiencias que trae la vida, por respetarme, por estar conmigo en todo momento, y por guiarme en este gran camino, por enseñarme a ser cada día mejor persona, por creer en mí, lo que me permite cada día salir adelante y mirar hacia horizontes mejores, por los principios y valores que me enseñaron cada día y me llevaron a ser la persona que soy, por ser mi más grande orgullo, por sus grandes enseñanzas y ser el más grande ejemplo a seguir.*

*A mi hermana Yesenia de los Ángeles Tello Quintero, por ser mi hermana, mi mejor amiga, por estar conmigo en el momento adecuado, por sus palabras en el momento oportuno, por su apoyo y sus consejos, por llenarme de su presencia a lo largo de toda esta experiencia, por enseñarme a ser mejor persona cada momento de mi vida, por acompañarme en todas estas aventuras y aquellas no tan satisfactorias, por enseñarme cómo afrontar y como llenar de cada sonrisa cada momento de la vida sean buenas o no las noticias, por su alegría constante que inunda de emociones donde se encuentre, por creer en todo momento en mí y por confiar ciegamente en mí, por ser uno de mis grandes orgullos y sus grandes enseñanzas las cuales complementan lo que soy y sobre todo por su amor incondicional.*

*A mi compañera Mayerli Amorocho, por su trabajo y colaboración que hicieron posible la realización de este proyecto.*

*A todas aquellas personas que de una u otra forma se hicieron presente en esta experiencia de mi vida, y trajeron consigo experiencias inolvidables, a mis amigos y amigas que llenaron de alegría y buenas experiencias este paso por la universidad, y que de una u otra forma aprendí muchas cosas que en este momento me llevan a ser la persona que soy, con quienes compartí inolvidables momentos a lo largo de mi carrera.*

**Suleidy Solandy Tello Quintero**

## CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	22
1. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE PERFORACION.....	23
1.1. ACTORES DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO.....	23
1.2. PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO.....	24
2. ESTUDIO PROGNOSIS GEOLÓGICA .....	28
2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL PROSPECTO .....	28
2.2. OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	29
2.3. RELACION DE TOPES DE LAS FORMACIONES A PERFORAR .....	29
2.4. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES .....	29
2.4.1. Rocas Sedimentarias Más Comunes. ....	30
2.5. RELACION DE FALLAS GEOLOGICAS .....	30
2.5.1. Clasificación De Las Fallas Según Su Movimiento.....	31
2.6. RELACION DE BUZAMIENTOS Y AZIMUT DE LAS FORMACIONES .....	32
2.7. RELACION DE "TARGET POINT" Y "BOX TARGET AREA" DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	33
2.8. RELACION PROFUNDIDAD DEL PROSPECTO.....	33
2.9. RELACIÓN DE TEMPERATURAS DE FORMACIÓN A PERFORAR .....	34
2.10. INCERTIDUMBRE GEOLOGICA.....	35
2.11. PROGRAMA EVALUACIÓN DE FORMACIONES .....	36
2.12. PROGRAMA REGISTROS ELÉCTRICOS POR FASES.....	37
2.13. MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	38
2.14. MODELO ESTRUCTURAL DEL PROSPECTO .....	39
2.14.1. Estructuras Geológicas. ....	39
2.15. INFORME DE IDENTIFICACION DE POZOS CORRELACION .....	40
2.16. ESTUDIO PROGNOSIS GEOLÓGICA APLICADA AL POZO PROSPECTO.....	41
2.16.1. Ubicación Geográfica Del Prospecto.....	41
2.16.2. Objetivos Exploratorios. ....	44
2.16.3. Relación Topes De Las Formaciones A Perforar. ....	44
2.16.4. Descripción Litológica De Las Formaciones A Perforar.....	45
2.16.5. Fallas Geológicas Involucradas En El Prospecto .....	54
2.16.6. Relación De Buzamiento De Las Formaciones A Perforar. ....	55

2.16.7.	Relación De "Target Point" Y "Box Target Area" De Los Objetivos Exploratorios	56
2.16.8.	Profundidad Del Prospecto.	56
2.16.9.	Relación De Temperatura De Formaciones A Perforar.	57
2.16.10.	Relación Incertidumbres Geológicas.	58
2.16.11.	Programa De Evaluación De Formaciones.	58
2.16.12.	Programa De Registros Eléctricos Por Fases.	59
2.16.13.	Modelo Estructural Del Prospecto.	60
3.	ANALISIS OFFSET	62
3.1.	RELACIÓN BIT RECORD	62
3.1.1.	Análisis De Viajes De Tubería.	63
3.1.2.	Código IADC Para Clasificación De Brocas Desgastadas.	63
3.2.	ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE TRAYECTORIA DEL POZO	64
3.3.	RELACIÓN Y ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS	65
3.4.	RELACIÓN Y ANÁLISIS DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS	65
3.5.	OPERACIONES PLANEADAS PARA PERFORAR UN POZO	66
3.7.	PÉRDIDAS DE TIEMPO (DOWN TIME)	69
3.9.	OPERACIONES DE CEMENTACION	70
3.10.	PRUEBAS DE INTEGRIDAD	71
3.10.1.	Análisis DST.	71
3.11.	REGISTROS DE TEMPERATURA	72
3.12.	ANÁLISIS Y COMPORTAMIENTOS DE GASES	72
3.13.	ANÁLISIS OFFSET POZO CORRELACIÓN ANH PATIA1-ST-P	73
3.13.1.	Relación Bit Record Por Fases.	73
3.13.2.	Análisis Descriptivo De La Trayectoria Del Pozo.	79
3.13.3.	Relación Y Análisis De BHAs Utilizado.	80
3.13.4.	Distribución De Tiempos De Operaciones.	81
3.13.5.	Operaciones Planeadas	82
3.13.6.	Operaciones No Planeadas – Problemas Operacionales.	88
3.13.7.	Descripción Y Análisis Down Time.	91
3.13.8.	Descripción Y Análisis De Lodo Utilizado Por Fase.	92
3.13.9.	Operaciones De Cementación Por Fases.	95
3.13.10.	Pruebas De Integridad.	96
3.13.11.	Análisis Del Comportamiento De Gases	96
4.	PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN	97
4.1.	RIESGOS OPERACIONALES – PROBLEMAS POTENCIALES	97

4.1.1.	Problemas Operacionales Durante Los Procesos De Viajes De Tubería. ....	97
4.1.2.	Problemas Operacionales Durante La Perforación.....	99
4.2.	ESTADO MECÁNICO .....	112
4.2.1.	Determinación De Las Presiones De Formación Y Fractura .....	112
4.3.	SELECCIÓN DE LA GEOMETRIA DEL POZO .....	118
4.4.	PROGRAMA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	119
4.4.1.	Diseño Detallado De La Tubería De Revestimiento .....	123
4.5.	PRUEBAS DE INTEGRIDAD .....	130
4.6.	PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	132
4.6.1.	Propiedades Del Fluido De Perforación. ....	134
4.7.	PROGRAMA DE LA TRAYECTORIA DEL POZO.....	142
4.8.	RELACIÓN Y ANÁLISIS DE BHA´S UTILIZADOS .....	143
4.8.1.	Tipos De Ensamblajes De Fondo.....	143
4.8.2.	TECNICAS USADAS PARA CONTROLAR LA VERTICALIDAD.....	143
4.9.	PROGRAMA DE SARTA DE PERFORACION.....	145
4.9.1.	Configuración Del Ensamblaje De Fondo.....	146
4.9.2.	Procedimiento Para Seleccionar Los Drillcollars. ....	148
4.9.3.	Selección De La Tubería Pesada.....	149
4.9.4.	Selección Del Drill Pipe O Tubería De Perforación.....	151
4.9.5.	Parámetros Para Diseñar La Tubería De Perforación. ....	152
4.10.	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN .....	158
4.10.2.	Diseño Del Programa De Cementación.....	165
4.11.	PROGRAMA DE BROCAS DE PERFORACION .....	166
4.11.1.	Diseño Del Programa De Brocas De Perforación.....	171
4.12.	PROGRAMA DE HIDRAULICA DE PERFORACIÓN .....	176
4.12.1.	Metodología Para El Cálculo De La Hidráulica De Perforación .....	178
4.12.2.	Optimización De La Hidráulica De Perforación.....	185
4.13.	PROGRAMA DE CORAZONAMIENTO .....	189
4.13.1.	Equipos De Corazonamiento. ....	189
4.14.	EQUIPO DE CABEZALES .....	194
4.14.1.	Tipos De Cabezal .....	195
4.14.2.	Elementos Comunes Que Hacen Parte Del Cabezal De Pozo. ....	196
4.15.	CONTROL DE POZO - PROGRAMA DE PREVENTORAS BOP.....	203
4.15.1.	Arreglo De Preventoras.....	204
4.15.2.	Tipos De Preventoras. ....	206

4.15.3. Preventor Anular De Desviación (Dyverter System).....	209
4.16. TRATAMIENTO Y DISPOSICION FINAL DE LOS RIPIOS Y FLUIDOS DE PERFORACION.....	210
4.16.1. Equipos Mecánicos De Control De Sólidos.....	211
4.16.2. RECOLECCIÓN, TRATAMIENTO Y VERTIMIENTO DE AGUA.....	214
4.17. GESTION AMBIENTAL Y SOCIAL.....	214
4.17.1. Gestión Ambiental.....	215
4.17.2. Gestión Social.....	218
4.18. PROGRAMA DETALLADO DE PERFORACIÓNPOZO PROSPECTO.....	219
4.18.1. Problemas Potenciales Por Fases.....	219
4.18.2. Operaciones Planeadas Para el Pozo Prospecto.....	222
4.18.3. Diseño Mecánico Programado Del Pozo Prospecto.....	224
4.18.4. Diseño De Tubería De Revestimiento.....	228
4.18.5. Programa De Pruebas De Integridad.....	230
4.18.6. Programa De Fluidos De Perforación.....	231
4.18.7. Programa Direccional.....	235
4.18.8. Programa De Sarta De Perforación.....	236
4.18.9. Programa De Cementación.....	245
4.18.10. Programa De Brocas.....	249
4.18.11. Programa De Hidráulica.....	252
4.18.12. Programa De Corazonamiento.....	254
4.18.13. Equipo De Cabezales De Pozo (WHA).....	260
4.18.14. Equipo De Preventoras.....	264
4.18.15. Tratamiento Y Disposición Final De Cortes Y Fluidos Residuales.....	268
4.18.16. Gestión Ambiental y Social.....	273
CONCLUSIONES.....	275
RECOMENDACIONES.....	277
BIBLIOGRAFIA.....	278
ANEXOS.....	282

## LISTA DE TABLAS

Pag.

Tabla 1. Métodos de Evaluación de Formaciones.....	37
Tabla 2. Registros Eléctricos Y Su Función.....	37
Tabla 3. Coordenadas Geográficas del Prospecto.....	42
Tabla 4. Topes de las Formaciones Esperadas.....	44
Tabla 5. Descripción litológica de las formaciones a perforar.....	45
Tabla 6. Buzamiento Estructural.....	55
Tabla 7. Relación De Target Point Y Box Target Área.....	56
Tabla 8. Relación BIT Record – Pozo Correlación ANH-PATIA 1 –ST-P.....	73
Tabla 9. Tiempos de Viaje de las Brocas de Perforación.....	79
Tabla 10. Registro de Desviación.....	80
Tabla 11. Desviación de Tiempos de las Operaciones Planeadas vs Ejecutadas.....	82
Tabla 12. Operaciones No Planeadas - Fase 17 1/2".....	88
Tabla 13. Operaciones No Planeadas - Fase 12 1/4".....	89
Tabla 14. Operaciones No Planeadas - Fase 8 1/2".....	90
Tabla 15. Fallas en los Equipos Por Secciones.....	91
Tabla 16. Características de los diferentes casing en el proceso de cementación.....	95
Tabla 17. Prueba de Integridad.....	96
Tabla 18. Propiedades Químicas del Fluido de Perforación.....	141
Tabla 19. Relación RS.....	155
Tabla 20. Propiedades de la Lechada.....	163
Tabla 21. Código IADC Para Identificación de Brocas Tricónicas.....	168
Tabla 22. Código IADC Para Identificación de Brocas de Cortadores Fijos.....	170
Tabla 23. Dureza de las Formaciones Con Respecto al UCS.....	173
Tabla 24. Diámetro de los Cortadores con Respecto al Esfuerzo No Confinado.....	174
Tabla 25. Número de Aletas Respecto al Esfuerzo No Confinado.....	175
Tabla 26. Configuraciones del Equipo de Superficie.....	182
Tabla 27. Cálculos de las Pérdidas de Presión en la Tubería y en el Espacio Anular - Modelo Plástico de Bingham.....	184
Tabla 28. Pérdidas de Presión en la Broca.....	185
Tabla 29. Optimización de la Hidráulica Por Máxima Potencia Hidráulica.....	186
Tabla 30. Optimización de la Hidráulica Por Máximo Impacto Hidráulico.....	187
Tabla 31. Comparación Corazonamiento Convencional y Wireline.....	194
Tabla 32 . Criterios Ambientales.....	217
Tabla 33. Problemas Potenciales Pozo Prospecto.....	219
Tabla 34. Estado Mecánico Programado Pozo Prospecto.....	227
Tabla 35. Programa de Tubería de Revestimiento Pozo Prospecto.....	230
Tabla 36. Datos Estimados Para Prueba de Integridad.....	231
Tabla 37. Propiedades Del Lodo de Perforación.....	231
Tabla 38. Principales Componentes del Lodo de Perforación.....	232
Tabla 39. Tubería de Perforación Seleccionada.....	243

Tabla 40. Diseño Por Tensión.....	244
Tabla 41. Diseño Por Colapso .....	244
Tabla 42. Propiedades API del Cemento Clase G.....	245
Tabla 43. Cementación Casing 20” .....	246
Tabla 44. Cementación Casing 13 3/8” .....	246
Tabla 45. Cementación Casing 9 5/8” .....	247
Tabla 46. Dureza de las Formaciones a Perforar .....	250
Tabla 47. Características de las Brocas a Utilizar .....	251
Tabla 48. ROP Estimados .....	251
Tabla 49. Características de las Bombas.....	252
Tabla 50. Pérdidas de Presión en el Sistema de Circulación y la Broca .....	252
Tabla 51. Programa Optimizado de Hidráulica.....	253
Tabla 52. Intervalos Tentativos de Corazonamiento .....	254
Tabla 53. Plan de Trabajo de Corazonamiento.....	255
Tabla 54. Especificaciones Equipo de Wireline .....	256
Tabla 55. Especificaciones Sección A.....	261
Tabla 56. Especificaciones Sección B.....	262
Tabla 57. Equipo Para Control del Pozo Prospecto .....	264
Tabla 58. Tamaño de las Mallas Recomendadas en el Equipo de Control de sólidos .....	272

## LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Diagrama de Flujo Para la Elaboración de un Programa de Perforación.....	25
Figura 2. Clasificación de las Fallas.....	32
Figura 3. Relación Profundidad del Prospecto.....	34
Figura 4. Mapa de localización pozo Prospecto.....	43
Figura 5. Columna Litológica Esperada.....	53
Figura 6. Geología Estructural Del Pozo Prospecto.....	54
Figura 7. Modelo Estructural de la Subcuenca Patía.....	61
Figura 8. Código IADC Para el Desgaste de Las Brocas.....	64
Figura 9. Desviación de Tiempos de las Operaciones Planeadas.....	87
Figura 10. Recortes Depositados.....	101
Figura 11. Lutitas Reactivas.....	103
Figura 12. Lutitas Presurizadas.....	103
Figura 13. Formaciones Fracturadas.....	104
Figura 14. Formaciones No Consolidadas.....	105
Figura 15. Cemento O basura en el Pozo.....	106
Figura 16. Pega Diferencial.....	108
Figura 17. Método Grafico de Asentamiento de Revestimiento.....	117
Figura 18. Selección del tamaño de tuberías de revestimiento y brocas.....	119
Figura 19. Tipos de Tubería de Revestimiento.....	122
Figura 20. Representación Gráfica del Cuerpo del Tubo.....	129
Figura 21. Representación Gráfica del Cuerpo del Tubo con Factores de Seguridad....	129
Figura 22. Prueba de Leak Off Test.....	131
Figura 23. Rango sugerido de viscosidad plástica para lodo base agua.....	135
Figura 24. Rango sugerido de yield point para lodo base agua.....	137
Figura 25. Configuraciones de Ensamblaje de Fondo.....	147
Figura 26. Drillcollar y Tamaño del Hueco.....	148
Figura 27. Mecanismo De Corte Brocas Tricónicas.....	167
Figura 28. Mecanismo de Corte Brocas PDC.....	169
Figura 29. Sistema de Circulación.....	177
Figura 30. Casing Head.....	197
Figura 31. Partes del Casing Spool.....	199
Figura 32. Esquema Casing Hanger Envoltente.....	200
Figura 33. Tubing Spool.....	202
Figura 34. Arreglos Típicos de Conjuntos de Preventores.....	206
Figura 35. Preventores Anulares y Sus Partes.....	207
Figura 36. Preventor de Ariete y Sus Partes.....	208
Figura 37. Sistema de Desviación (Diverter).....	210
Figura 38. Requisitos y Gestión Ambiental Para la Perforación Exploratoria de Pozos..	216
Figura 39. Estado Mecánico del Pozo Prospecto.....	226
Figura 40. BHA de Perforación - Fase 26", Hueco 12 ¼".....	237
Figura 41. BHA Ensanchamiento - Fase 26".....	238
Figura 42. BHA Perforación - Fase 17 1/2", Hueco 12 1/4".....	239
Figura 43. BHA Ensanchamiento - Fase 17 1/2".....	240

Figura 44. BHA Perforación - Fase 12 1/4" .....	241
Figura 45. BHA Perforación - Fase 8 1/2" .....	242
Figura 46. BHA de Corazonamiento – Wireline.....	257
Figura 47. Esquema Cabezal del Pozo Prospecto .....	263
Figura 48. Esquema Sistema de Preventoras (BOPs) 20 3/4" x 3M psi .....	266
Figura 49. Esquema Sistema de Preventoras (BOPs) 13 5/8" X 10M psi.....	267
Figura 50. Información Preliminar - Programa de Revestimiento .....	283
Figura 51. Diseño Por Colapso .....	283
Figura 52. Selección de Tubería de Revestimiento Por el Método Grafico .....	284
Figura 53. Diseño Por Tensión .....	285
Figura 54. Prueba de Integridad .....	285
Figura 55. Información Preliminar - Diseño de Tubería de Revestimiento.....	286
Figura 56. Información BHA.....	286
Figura 57. Diseño Por Tensión .....	287
Figura 58. Diseño Por Colapso .....	288
Figura 59. Cargas Por Choque .....	288
Figura 60. Caudal de Trabajo .....	289
Figura 61. Pérdidas de Presión en el Equipo de Superficie .....	290
Figura 62. Pérdidas de Presión en la Tubería.....	290
Figura 63. Pérdidas de Presión en el Anular.....	291

## LISTA DE GRAFICAS

	Pag.
Grafica 1. Modelo porcentual de las litologías en la formación mercaderes .....	46
Grafica 2. Modelo Porcentual Litologías Formación Esmita M. Conglomerático .....	47
Grafica 3. Modelo Porcentual Litologías Formación Esmita M. Arenáceo .....	48
Grafica 4. Modelo Porcentual Litologías Formación Esmita Miembro Limolítico.....	49
Grafica 5. Modelo Porcentual De Litologías En La Formación Mosquera .....	51
Grafica 6. Modelo Porcentual De Litologías En La Formación Peña Morada .....	52
Grafica 7. Relación De Temperatura De Formaciones A Perforar.....	57
Grafica 8. Eficiencia de la Broca en la Fase 26" .....	76
Grafica 9. Eficiencias de la Broca - Fase 17 1/2" .....	76
Grafica 10. Eficiencias de las Brocas - Fase 12 1/4" .....	77
Grafica 11. Eficiencias de las Brocas - Fase 8 1/2" .....	78
Grafica 12. Distribución de Operaciones Por Fases.....	81
Grafica 13. Desviación de Tiempos - Fase 26" .....	83
Grafica 14. Desviación de Tiempos - Fase 17 1/2" .....	84
Grafica 15. Desviación de Tiempos - Fase 12 1/4" .....	85
Grafica 16. Desviación de Tiempos - Fase 8 1/2" .....	86
Grafica 17. Profundidad vs Densidad.....	94
Grafica 18. Ventana de Lodos del Pozo Prospecto.....	225
Grafica 19. Método Grafico Selección de Tubería de Revestimiento de 20" .....	229

## LISTA DE ANEXOS

	Pag.
ANEXO A. HOJAS DE CÁLCULO – PROGRAMA DE REVESTIMIENTO .....	283
ANEXO B. HOJAS DE CÁLCULO – PROGRAMA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN .	286
ANEXO C. HOJAS DE CÁLCULO – PROGRAMA DE HIDRÁULICA .....	289

## RESUMEN

**TITULO:** PROGRAMA PARA LA PERFORACIÓN DE UN FUTURO POZO PATIA-2 EN LA CUENCA CAUCA- PATÍA TOMANDO COMO CORRELACIÓN LA INFORMACIÓN OBTENIDA DEL POZO ANH-PATIA-1-ST-P\*

**AUTORES:** DIANA MAYERLI AMOROCHO GARCÍA  
SULEIDY SOLANDY TELLO QUINTERO†

**PALABRAS CLAVES:** Programa, perforación, offset, prognosis, pozo, cuenca, litología, geología.

**DESCRIPCIÓN:** Para llevar a cabo la elaboración de un programa de perforación para un futuro pozo Patia-2, se hace necesario poseer una serie de conocimientos sobre los pozos presentes en la zona de interés; los cuales serán conocidos como pozos offset, en este caso el pozo ANH-PATIA1-ST-P. Es así, que el estudio de las operaciones planeadas, no planeadas y down time del pozo correlación contribuirá con el desarrollo del mejor programa detallado de perforación del pozo prospecto con el fin de disminuir el tiempo de operación, el cual se encuentra directamente vinculado con los costos, generando una mayor rentabilidad.

Teniendo como base el análisis offset, se procede a estudiar un compendio de información de la zona de interés para determinar la prognosis geológica del pozo prospecto Patia-2 con el fin de predecir la columna litológica, con la cual se va a trabajar.

El presente proyecto presenta una metodología sencilla para la realización del programa detallado de perforación del pozo Patia-2 el cual involucra una serie de subprogramas (brocas, corazonamiento, hidráulica, lodos, BHA, WHA, BOP, Cementación, Sarta de Perforación, tratamiento de sólidos y fluidos de perforación, etc), que se diseñaron a partir de la información obtenida en los estudios geológicos preliminares y a través de la información del pozo correlación ANH PATIA1-ST-P, identificando los mejores parámetros de diseño, para la selección de cada uno de los subprograma, los cuales representan la mejor inversión técnica del proyecto.

---

\* Proyecto de Grado

† Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing Jorge Ernesto Calvete Rincón. Codirector: Ing. Werney de Jesús Machuca Boada.

## ABSTRACT

**TITLE:** DRILLING PROGRAM FOR A FUTURE WELL PATIA-2 IN THE BASIN CAUCA-PATIA TAKING AS CORRELATION THE INFORMATION OBTAINED WELL 'S ANH-PATIA-1-ST-P<sup>‡</sup>

**AUTHORS:** DIANA MAYERLI AMOROCHO GARCÍA  
SULEIDY SOLANDY TELLO QUINTERO<sup>§</sup>

**KEY WORDS:** Program, drilling, offset, prognosis, well, basin lithology, geology

**DESCRIPTION:** To carry out the development of a drilling program for a future well Patia-2, it is necessary to have a series of knowledge of the wells present in the area of interest, which will be known as offset wells in this case the well ANH-PATIA1-ST-P. Thus, the study of planned operations, unplanned and down time of correlation hole will help to the development of better detailed program prospect well drilling in order to reduce the operating time, which is directly linked to the costs, generating higher returns.

Based on offset analysis, we proceed to study a compendium of information on the area of interest to determine the geological prognosis of well prospect Patia-2 in order to predict the lithological column, with which it will work.

This project presents a simple methodology for carrying out the detailed program of drilling of Patia-2 which involves a series of subprograms, (bits, coring, hidraulic, Mud, BHA, WHA, BOP, Cementing, Drill Pipe, solids handling and drilling fluids, etc) that are designed from the information obtained in preliminary geological studies and through the well correlation information "ANH PATIA1-ST-P", identifying the best design parameters for selecting each of the subprograms, which represent the best technical project investment.

---

<sup>‡</sup> Degree Project.

<sup>§</sup> Physical- Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing Jorge Ernesto Calvete Rincón. Codirector: Ing. Werney de Jesús Machuca Boada.

## INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos es una de las etapas más importantes a considerar en la extracción del crudo, el éxito de este es un indicio para asegurar la producción estimada y la vida productiva de tal manera que se garantice la recuperación de la inversión y la rentabilidad del proyecto, es por esto que un buen diseño del plan de perforación para un futuro pozo en este caso PATIA-2, es una excelente herramienta para mitigar errores presentados con el pozo de correlación ANH-PATIA-1-ST-P y así de ser posible generar una mayor rentabilidad, teniendo en cuenta que una planeación inadecuada de este programa generaría pérdida de tiempo y por tanto aumento en los costos.

## **1. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE PERFORACION**

Un programa de perforación representa una guía de instrucciones de las operaciones que se realizarán en cada etapa: Materiales y servicios para las operaciones y un tiempo estimado para cada una de ellas. Además de su contenido presenta gráficas y tablas que cubren todo el programa del pozo.

Es indispensable conocer que la perforación de un pozo requiere de una planeación formal ya que para lograr los objetivos se requieren estudios científicos, técnicas y experiencia en las actividades involucradas desde la localización del punto a perforar hasta la terminación del pozo. Una base para la planeación es el análisis de la situación, que se refiere al estudio de los datos del pozo correlación en forma racional.

### **1.1. ACTORES DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO**

Muchas veces existe el criterio equivocado de que perforación se reduce al hecho operativo de perforar el pozo, sin embargo es importante mencionar que antes, durante y después de la perforación deben cumplirse diversas actividades y la participación de varios actores sin los cuales no sería posible lograr el objetivo.

Cuando una compañía petrolera decide comprar o tomar en arrendamiento un prospecto o bloque petrolero para realizar exploración y posteriormente explotarlo, debe disponer de un equipo multidisciplinario para lograrlo. La primera parte del plan sería el establecimiento de un programa exploratorio y como parte de este un plan de perforación.

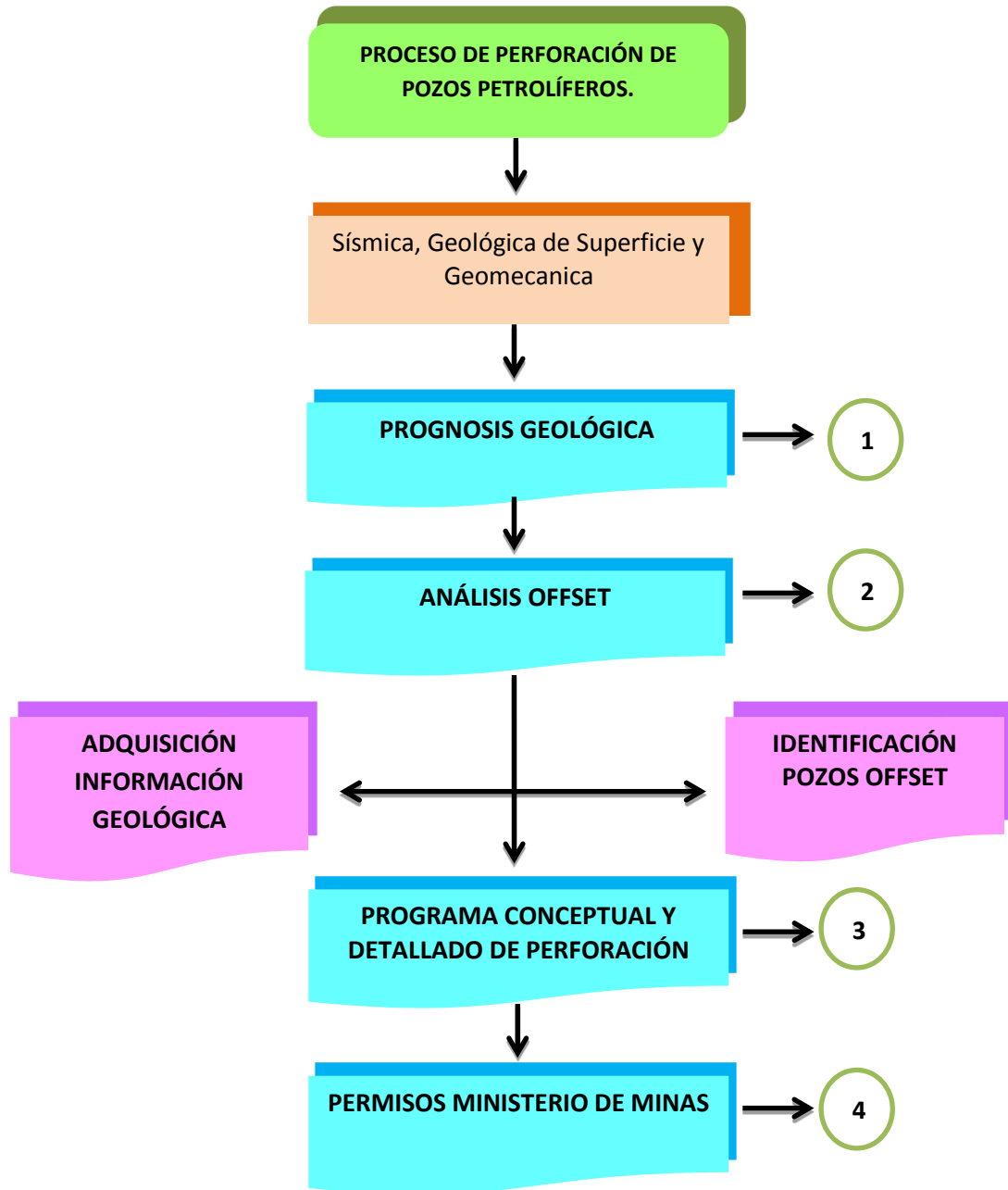
## **1.2. PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO**

El éxito de la perforación de cualquier pozo petrolero, depende directamente de una óptima planificación inicial; la exactitud con la cual el plan es preparado, contribuirá a una reducción de costos y una disminución de los problemas potenciales, logrando ser oportunos en la toma de decisiones y en la solicitud de recursos ya que con ello se mantiene una relación costo/beneficio adecuada para que un proyecto logre ser viable y sostenible.]

Se pueden incluir muchos datos en el programa de perforación, pero se debe tener cuidado de no incluir datos superfluos que hagan que el programa pierda significado e importancia para el técnico del pozo y el coordinador. En los próximos capítulos se especificara cada uno de los detalles para la elaboración de un programa de perforación detallado aplicado a un pozo prospecto Patía 2, guiados por la metodología de la elaboración que se mostrará a continuación.

Antes de dar inicio a esta metodología se debe tener pleno conocimiento que el diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros, por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento, requiere que la presión de formación sea estimada previamente; tomando en cuenta todos los parámetros anteriormente mencionados se plantea un metodología sencilla para la elaboración de cualquier programa de perforación además de hacerlo practico con el pozo prospecto Patia2.

Figura 1. Diagrama de Flujo Para la Elaboración de un Programa de Perforación



1

Relación Topes de las Formaciones a perforar  
Descripción litológica de las formaciones a perforar  
Relación de Fallas Geológicas  
Relación de Buzamiento Y AZIMUT de las formaciones a perforar  
Relación de "Target Point" y "Box Target Area" de los objetivos exploratorios  
Relación Profundidad del prospecto  
Relación de Temperatura de formaciones a perforar  
Relación Incertidumbres Geológicas  
Programa Evaluación de formaciones  
Programa Registros eléctricos por fases  
Mapas estructurales de los objetivos exploratorios  
Modelo estructural del prospecto

2

Relación Bit Record  
Análisis descriptivo de Trayectoria del pozo  
Relación y análisis de BHA.s utilizados  
Relación y Análisis Distribución Tiempo  
Descripción y Análisis Operaciones Planeadas  
Descripción y Análisis Problemas Operacionales  
Descripción y Análisis Down Time  
Descripción y Análisis lodo utilizado por fase  
Relación y análisis de las propiedades fisicoquímicas del lodo  
Descripción Operaciones de Cementación por fases  
Análisis Pruebas de Integridad por fases  
Análisis DST efectuados en la cuenca donde se perfora el pozo y/o en los pozos de correlación seleccionados  
Registros de Temperatura  
Análisis comportamiento de gases  
Análisis de Riesgos Operacionales- Problemas potenciales

3

Problemas Potenciales Por Fases.  
Diseño Mecánico Programado Del Pozo Prospecto.  
Programa De Tubería De Revestimiento  
Programa De Pruebas De Integridad  
Programa De Fluidos De Perforación.  
Programa Direccional  
Programa De Sarta De Perforación  
Programa De Cementación  
Programa De Brocas  
Programa De Hidráulica  
Programa De Corazonamiento  
Equipo De Cabezales De Pozo (WHA)  
Equipo De Preventoras  
Tratamiento Y Disposición Final De Cortes Fluidos de Perforación  
Gestión Ambiental y Social  
Grafica de Profundidad vs Tiempo  
Programa AFE

4

Presentar en Copia Dura y formado el Programa de Perforación Conceptual  
Presentar Forma 4CR diligenciado y firmado  
Consolidar Información Para Permiso al Ministerio  
Radicar Documentos Para envío

Fuente: Autores

## 2. ESTUDIO PROGNOSIS GEOLÓGICA

### 2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL PROSPECTO

#### SISTEMAS DE COORDENADAS PLANAS GAUSS- KRÜGER

Es una representación conforme del elipsoide sobre un plano, es decir, que el ángulo formado entre dos líneas sobre la superficie terrestre se mantiene al ser éstas proyectadas sobre el plano. Los meridianos y paralelos se interceptan perpendicularmente, pero no son líneas rectas, sino curvas complejas, excepto el meridiano central (de tangencia) y el paralelo de referencia. La escala de la representación permanece constante sobre el meridiano central, pero ésta varía al alejarse de aquel, introduciendo deformaciones en función de la longitud. Por tal razón, el desarrollo de la proyección se controla mediante husos, que en el caso de Colombia se extienden  $1,5^{\circ}$  al lado y lado del meridiano central.<sup>5</sup>

#### COORDENADAS MAGNA-SIRGAS

(Marco Geocéntrico Nacional de Referencia), la cual está definida como una red básica GPS. Este sistema proporciona primariamente, coordenadas tridimensionales geocéntricas (X, Y, Z), las cuales pueden expresarse en coordenadas geográficas, latitud y longitud, altura sobre el elipsoide de referencia.

Una de las grandes diferencias presentes en las coordenadas Magna-Sirgas y las coordenadas Gauss-Krüger es que las coordenadas Magna proporcionan un plano tridimensional, mientras las coordenadas Gauss proporcionan coordenadas planas.

---

<sup>5</sup> INSTITUTO GEOGRAFICO AUGUSTIN CODAZZI. Aspectos Prácticos De La Adopción Del Marco Geocéntrico Nacional De Referencia Magna-Sirgas Como Datum Oficial De Colombia. República De Colombia. Departamento Administrativo Nacional De Estadística-Dane. Bogotá, D.C, Octubre De 2004.

## **2.2. OBJETIVOS EXPLORATORIOS**

Los objetivos exploratorios son aquellos que se encuentran ligados directamente con:

- Evaluación de las reservas potenciales de hidrocarburos (aceite y gas) en las trampas estratigráficas y estructurales.
- Obtención de información relacionada con espesores de secuencias estratigráficas, características litológicas, rocas generadoras, rocas almacén y rocas sello.
- Evaluación del potencial económico y petrolero de la zona a perforar.<sup>6</sup>

## **2.3. RELACION DE TOPES DE LAS FORMACIONES A PERFORAR**

Es importante determinar los topes de las formaciones que serán perforadas, lo que permitirá una óptima planificación de las operaciones (como programa de fluidos de perforación, brocas, parámetros de perforación, entre otras). Los topes pueden estar determinadas mediante correlaciones con pozos cercanos o mediante estudios de geología y sísmica.

## **2.4. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES**

La descripción litológica es la identificación detallada de las características geológicas, físicas y mineralógicas de la roca, tomando en consideración el tipo de roca. El conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación. Los problemas asociados con sobrepresiones afectan todas las fases de la operación.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> RECOPIACION TÉCNICA INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Halliburton.

<sup>7</sup> PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

### **2.4.1. Rocas Sedimentarias Más Comunes.**

Las rocas sedimentarias conforman la mayor parte de la superficie terrestre (75%) y se originan por el material que proviene de rocas ígneas, metamórficas y algunas sedimentarias, algunas de las rocas sedimentarias más comunes son:<sup>8</sup>Arenas, Areniscas, arcillas/arcillolitas, lutitas, calizas, conglomerados, limolita Las principales propiedades físicas de las rocas que influyen en los mecanismos de perforación y consecuentemente en la elección del método de perforación son:<sup>9</sup>

- Dureza
- Resistencia
- Elasticidad
- Plasticidad
- Abrasividad
- Textura
- Estructura
- Características de rotura

### **2.5. RELACION DE FALLAS GEOLOGICAS**

Una falla es una fractura o dislocación de la corteza terrestre, a lo largo de la cual ha habido desplazamiento de las rocas de un flanco o hastial con relación a las del otro. El Movimiento de las rocas en una falla puede haberse producido en cualquier combinación de ambas.<sup>10</sup>

---

<sup>8</sup> ARMANDO AGUILAR RODRIGUEZ, Geografía General, Segunda Edición, Universidad de Guadalajara.

<sup>9</sup> INSTITUTO TECNOLÓGICO GEOMINERO DE ESPAÑA, Manual de Perforación y Voladura de Rocas, Serie. Tecnología y Seguridad Minera

<sup>10</sup>GEORGE H. DAVIS, STEPHEN J. REYNOLDS, Structural Geology Of Rocks And Regions, Segunda Edición.

### 2.5.1. Clasificación De Las Fallas Según Su Movimiento.

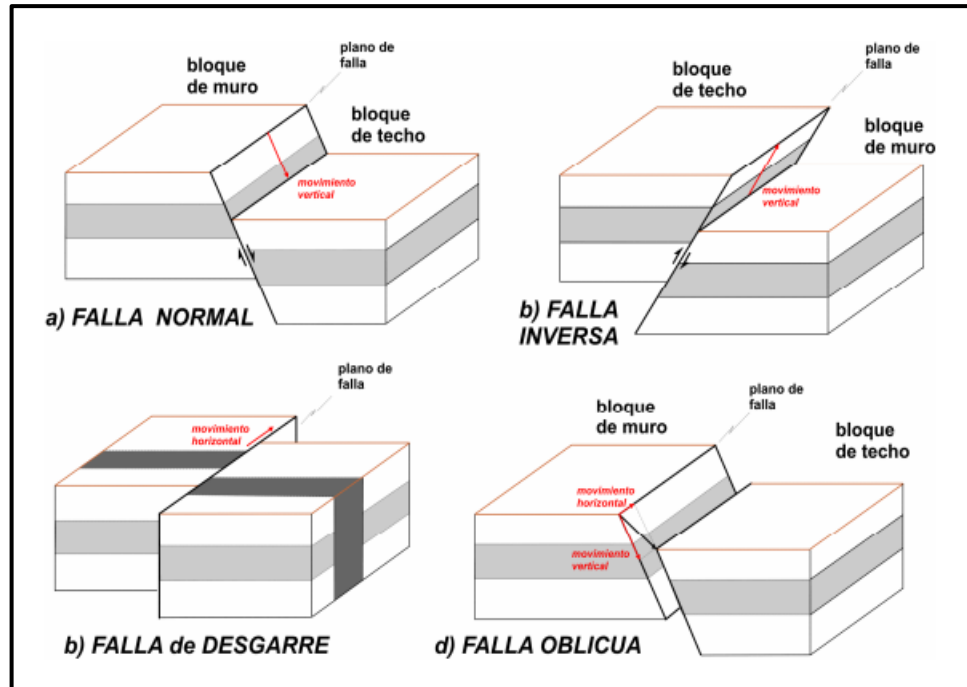
Las fallas pueden ser divididas en diversas categorías en relación a los movimientos que en ellas se ha producido, como se muestra a continuación:

- ✚ **FALLA NORMAL:** Se genera por la tracción con movimientos verticales con respecto al “plano de la falla”, que típicamente tiene un ángulo de  $60^\circ$  respecto a la horizontal, y como se ha estudiado, genera un “bloque superior” y un “bloque inferior” donde las rocas de un lado de la falla se hundien respecto a las rocas del otro lado de la falla. La falla normal es designada algunas veces con el nombre de fallas de tensión.
  
- ✚ **FALLA INVERSA:** Se genera por compresión. Tiene movimientos horizontales donde el bloque superior se encuentra por encima del bloque inferior. Ocurre en áreas donde las rocas se comprimen unas contra otras de forma que la corteza rocosa de un área ocupa menos espacio, generando un área expuesta de la falla llamada “saliente”, se designas como fallas de compresión.<sup>11</sup>
  
- ✚ **FALLA DE DESGARRE:** “Falla de rumbo” o “falla transformante” tiene un componente horizontal predominante y un pequeño componente vertical. El bloque de roca de un lado se mueve a una dirección, mientras que el bloque opuesto se mueve en dirección opuesta. Se identifican debido a la discontinuidad de un terreno.

---

<sup>11</sup> GEOLOGIA PARA INGENIEROS, Compañía Editorial Continental, S.A., México-España-Argentina-Chile.

Figura 2. Clasificación de las Fallas



## 2.6. RELACION DE BUZAMIENTOS Y AZIMUT DE LAS FORMACIONES

El buzamiento o la inclinación máxima es el ángulo que forma el estrato con la horizontal, medido perpendicularmente al rumbo, este se mide con un clinómetro. De esta forma, se define como buzamiento (buzamiento real) de un estrato el ángulo formado por la línea de máxima pendiente contenida en el plano del estrato y su proyección sobre un plano horizontal. Se define como buzamiento aparente el ángulo formado por una línea contenida en el plano del estrato, y distinta de la de máxima pendiente, y su proyección sobre un plano horizontal.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> VICTOR MANUEL CABALLERO, LUIS ENRIQUE CRUZ, EDUARDO CASTRO, Manual de Laboratorio Geología Física, 2005.

Por su parte se define azimut como la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa.<sup>13</sup>

## **2.7. RELACION DE "TARGET POINT" Y "BOX TARGET AREA" DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS**

Se conoce como target al objetivo geológico en profundidad de un pozo horizontal. Se puede decir también que el target es un punto que se encuentra en la formación a la que se desea llegar, ese punto es determinado geológicamente y depende de las necesidades de la empresa operadora del campo en el cual está ubicado el pozo. <sup>14</sup>En un pozo horizontal, el target no es solo un punto, sino que se trata de una sección horizontal muy similar a un cilindro como se observa en la siguiente figura:

Es importante destacar que existe un radio de tolerancia (box target área) con respecto al objetivo geológico, debido a las variables que se presentan en la perforación como son la orientación, inclinación, profundidad y desviación de la broca, etc. El radio de tolerancia esta entre los veinte y treinta pies, aunque este valor puede variar dependiendo de los requerimientos de la compañía dueña del campo.

## **2.8. RELACION PROFUNDIDAD DEL PROSPECTO**

---

<sup>13</sup> PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

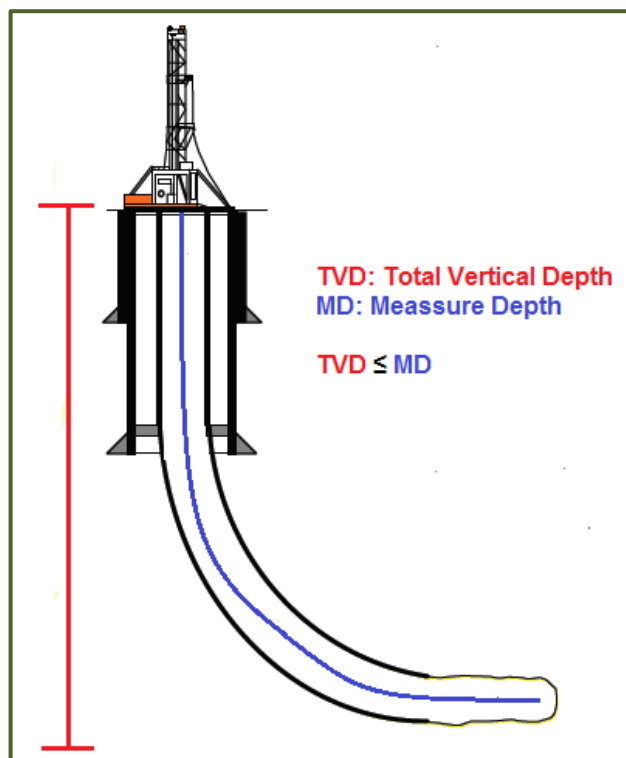
<sup>14</sup> FRANCISCO JAVIER CARVAJAL RODRIGUEZ, LUIS DAVID ORDOÑEZ REA, Análisis de las Perforaciones Horizontales de los campos Sacha y Shushufindi de Petroproducción, Escuela Politécnica Nacional, Escuela de Ingeniería, Quito, Abril 2007.

Para la determinación de la profundidad del objetivo se utiliza dos tipos de mediciones, estas son:

- Profundidad vertical verdadera (TVD “Total Vertical Depth”)
- Profundidad Media (MD “Measure Depth”)

La primera (TVD), representa la profundidad obtenida desde el borde del pozo hasta un punto imaginario vertical paralelo a la posición donde se encuentre la perforación. Mientras que la (MD) es la medida de la trayectoria del pozo. Comúnmente esta medida se puede conocer mediante la suma de todos los componentes que se encuentran dentro del hoyo.<sup>15</sup>

Figura 3. Relación Profundidad del Prospecto



Fuente: Autores

## 2.9. RELACIÓN DE TEMPERATURAS DE FORMACIÓN A PERFORAR

<sup>15</sup> PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico del área considerada. En un pozo de petróleo, la temperatura de fondo se obtiene colocando un termómetro de máxima lectura junto con el dispositivo de registro y se anota la temperatura una vez sacado el dispositivo del pozo. Suponiendo que la temperatura entre la superficie y a profundidad máxima cambia linealmente o sea que el gradiente geotérmico es lineal, la temperatura a cualquier punto del pozo puede ser determinada partiendo de estas dos lecturas.<sup>16</sup>

Las temperaturas de las formaciones a perforar se obtienen de los registros eléctricos tomados en hueco abierto, obtenidos del pozo de correlación.

## **2.10. INCERTIDUMBRE GEOLOGICA**

Se puede decir que una incertidumbre geológica es conocida como la duda del cumplimiento de expectativas basadas en la geología económica. De esta forma se resalta que existen diversos tipos de incertidumbre, como se nombran a continuación:

### **✚ INCERTIDUMBRE ESTRUCTURAL**

Es el rango de incertidumbre en profundidad para encontrar un horizonte geológico a una profundidad y localización dadas. En los proyectos de perforación direccional existe un rango de incertidumbre de 10 a 100 pies TVD.

### **✚ INCERTIDUMBRES DE BUZAMIENTO**

Es muy importante conocer la inclinación geológica aparente del plano de posicionamiento del pozo es decir, cuando el pozo direccional es perforado en

---

<sup>16</sup> REGISTROS DE POZOS, Universidad Corporativa, PDVSA.

dirección a la inclinación (buzamiento) de las capas, encontrará a la capa con un orden geológico reverso (primero la base y luego el tope), con lo que podría llegar a confundir el orden estratigráfico “normal” de las capas y por lo tanto seguir el plan de perforación dentro de formaciones erróneas.

### **INCERTIDUMBRE DE LA ESTRATIGRAFIA LATERAL**

Cambios laterales en el espesor vertical de la capa pueden causar problemas. Para esto es necesario hacer un estudio de datos de los pozos cercanos en base a rangos de espesor entre las capas marcadas y el tope y base de los reservorios. Para resolver problemas de correlación y espesores asociados con perforación de pozos direccionales a través de capas inclinadas, se recomienda trabajar correlaciones de registros eléctricos, ya que en los mismos se pueden apreciar espesores verdaderos de una misma capa o formación geológica para distintos pozos.<sup>17</sup>

## **2.11. PROGRAMA EVALUACIÓN DE FORMACIONES**

Los registros eléctricos de un pozo constituyen una herramienta indispensable para la evaluación de formaciones. A partir de la medición de diferentes propiedades colectoras del corte, realización de cálculos de reservas del yacimiento, trabajos de simulación numérica, definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, monitoreo de la producción.

Las compañías petroleras utilizan una variedad de métodos de evaluación de formaciones, algunos de los cuales se ilustran en la siguiente tabla.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> DAVID ESTEBAN ALMEDIDA CAMPANA, DIEGO RENATO CÁRDENAS CÁRDENAS, Optimización de la Perforación de Pozos Direccionales de los Principales campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en Base a su Caracterización litológica, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito, Enero de 2010.

<sup>18</sup> PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

Tabla 1. Métodos de Evaluación de Formaciones

Exploración	Definir estructura	Sísmica, mapeo gravitacional y apeo magnético
<b>Perforación</b>	Perforar Pozo	Registro de lodos, núcleo, MWD
<b>Toma de Registros</b>	Registrar el pozo	Registros de pozo abierto
<b>Evaluación Primaria</b>	Análisis de Registros y Prueba	Núcleos de pared, sísmica vertical (VSP), pruebas de formación con cable, prueba de formación con tubería
<b>Análisis</b>	Análisis de Núcleo	Estudios de laboratorio
<b>Retroalimentación</b>	Refinamiento del Modelo Sísmico y Análisis de Registros	Calibración de registros vía resultados de análisis de núcleos, calibración sísmica de los resultados de análisis de Registros.
<b>Explotación</b>	Producción de Hidrocarburos	Análisis del balance de Materiales
<b>Recuperación Secundaria</b>	Inyección de agua o gas y Registros de Producción	Análisis de los registros de producción, análisis de propiedades microscópicas de la roca.

Fuente: PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

## 2.12. PROGRAMA REGISTROS ELÉCTRICOS POR FASES

Después de que cada sección del pozo se perfora, y antes de bajar revestimiento al alcanzarse la profundidad total de un pozo, se toman una serie de registros (wireline logs) con el fin de obtener información para la evaluación de la formación y el reservorio. A continuación se detallan los registros eléctricos que se deben correr y su respectiva función: <sup>19</sup>

Tabla 2. Registros Eléctricos Y Su Función

REGISTRO	FUNCION
<b>GAMMA RAY</b>	Determina la litología y correlaciona los topes de formación con pozos cercanos. Mide la radioactividad natural de las rocas, permite determinar el contenido de shale en las arenas.

<sup>19</sup> DAVID HAWKER, KAREN VOGOT, ALLAN ROBINSON, Procedimientos y Operaciones en el Pozo, Versión 3.0, Marzo de 2001.

<b>RESISTIVIDAD</b>	Mide la resistencia de una formación a conducir electricidad y es usada para determinar el tipo de fluido que ocupa el espacio de poro en una roca, los niveles de saturación de agua y aceite en las formaciones y la movilidad del fluido.
<b>SÓNICO</b>	Mide el tiempo de tránsito de una onda compresional de sonido por unidad de longitud en dirección vertical al pozo. Es una excelente herramienta para determinar zonas de baja compactación y sobre-presionadas.
<b>POTENCIAL ESPONTANEO</b>	Mide el potencial eléctrico de la formación (flujo de corriente eléctrica entre aguas con diferente salinidad) puede ser usado para determinar litología, la resistividad del agua de formación y ayuda a correlacionar pozos
<b>DENSIDAD</b>	Determina la densidad de electrones en una formación bombardeándola de rayos Gamma, generalmente se corre en zonas de interés y no en toda la profundidad del pozo.
<b>POROSIDAD NEUTRON</b>	Mide la concentración de iones de hidrogeno en una formación.
<b>CALIPER</b>	Se corre para determinar variaciones en el diámetro del hueco, proporcional un perfil del hueco indicando agrandamientos y reducciones de este.
<b>FREE – PONT LOG</b>	Si la sarta de perforación se pega cuando se está haciendo algún viaje, el punto libre puede ser determinado con este registro.
<b>CEMENT BOND LONG</b>	Es un registro acústico o sónico usado para verificar la integridad (calidad y dureza) del cemento entre el revestimiento y la formación.

Fuente: Procedimientos Y Operaciones En El Pozo - Datalog

### 2.13. MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS

La ubicación estructural para el diseño de un pozo de desarrollo proporciona información valiosa para el inicio de los trabajos ya que de ellos depende en gran

parte el éxito de la formación.<sup>20</sup> La generación de estos mapas es relativamente sencilla y se basa en la generación de una malla homogénea a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y a su posterior interpolación para la generación de contornos de isotiempos. Cualquier discontinuidad en los datos como por ejemplo, fallas, plegamientos, etc., deben ser ubicados e incorporados en la generación de los mapas finales.<sup>21</sup>

## **2.14. MODELO ESTRUCTURAL DEL PROSPECTO**

Un modelo estructural es aquel que me permite explicar las estructuras geológicas encontradas, se pueden encontrar de diferentes tipos: de tipo geométrico cuando interpretan la orientación y distribución tridimensional de las estructuras dentro de la Tierra; cinemáticos cuando explican la evolución específica de una estructura a lo largo del tiempo, desde el estado deformado hasta la configuración actual de la estructura; y mecánicos cuando se utilizan los conocimientos de la física del medio continuo para explicar el comportamiento de las rocas en respuesta a determinadas fuerzas aplicadas sobre ellas. Estos modelos se realizan a todas las escalas y sirven para entender mejor los procesos que intervienen en la dinámica terrestre, deben de estar basados en la observación rigurosa de las estructuras y deben de perfeccionarse continuamente con nuevas observaciones.<sup>22</sup>

### **2.14.1. Estructuras Geológicas.**

Las estructuras geológicas es el particular arreglo espacial y temporal que guardan los componentes rocosos o un conjunto rocoso, presentan características geométricas distintas y otros rasgos característicos de los que

---

<sup>20</sup> PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

<sup>21</sup> RECOPIACION TÉCNICA INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Halliburton.

<sup>22</sup> CATALÁN M. JOSÉ R, Geología Estructural y Dinámica Global, Departamento de Geología, Universidad de Salamanca, 2002/2003.

sobresalen: la forma, el tamaño, sus límites, sus relaciones, su orientación, el tipo de material, su distribución geográfica, etc. Se pueden encontrar dentro de estructuras geológicas las fallas, pliegues y diaclasas o también son conocidas como graben y horts.

## **2.15. INFORME DE IDENTIFICACION DE POZOS CORRELACION**

Antes de la realización del diseño de perforación de un pozo es importante determinar las características técnicas como formaciones a perforar, estabilidad, problemas que se podrían presentar durante la perforación del mismo, entre otros; este proceso se puede realizar mediante la disposición y cantidad de información aportada por el pozo correlación.<sup>23</sup> Para esto se debe tener en cuenta los siguientes conceptos:

### **Pozos Correlación**

Un pozo correlación es aquel que se toma como base para el estudio de un nuevo pozo, el cual se piensa desarrollar en la zona cercana del pozo correlación, asimismo se tomara la información pertinente del pozo correlación para el progreso del nuevo pozo, el cual es próspero para maximizar la producción del pozo correlación o en su efecto dar solución a los problemas presentes en el pozo nombrado.

El pozo correlación se selecciona en función de la siguiente información:

- Comportamiento de presión y temperatura del yacimiento;
- Mapas de iso-permeabilidad, iso-espesor neto, etc.;
- Comportamiento de los fluidos del yacimiento;
- Estado mecánico, Geometría del pozo;

---

<sup>23</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

- Pruebas de flujo (mediciones de petróleo y gas);
- Registros de presión-temperatura estáticos y dinámicos;
- Condiciones operativas de los pozos: presión de cabeza, presión de inyección, estrangulador, temperatura fluuyente, volumen de gas inyectado, presión de separación, presión de salida, volumen de petróleo y gas medido en plataforma, etc.

### **Correlación litológica**<sup>24</sup>

Correlación litológica, esta ocurre cuando se demuestra la equivalencia entre unidades de rocas que conforman la columna geológica de dos sitios distintos tan separados que no pueden ser correlacionados a partir de la simple observación de su continuidad lateral, una correlación litológica permite inferir que en un sitio hubo en el pasado un ambiente de depositación, este tipo de correlación se da entre unidades de litología y posición estratigráfica similares.

### **Correlación Estructural**

La correlación estructural permite identificar la ubicación de un dato estructural en profundidad, asimismo proporciona una interpretación de la estructura actual (buzamientos, pliegues, fallas), como también la caracterización de los topes de yacimientos y sub-unidades.

## **2.16. ESTUDIO PROGNOSIS GEOLÓGICA APLICADA AL POZO PROSPECTO**

### **2.16.1. Ubicación Geográfica Del Prospecto.**

El pozo prospecto se localiza en jurisdicción del Municipio de Mercaderes- Vereda Canto Llano, en el departamento del cauca, como se muestra en la siguiente

---

<sup>24</sup> MONTI A/TIEMPO GEOLOGICO Y FOSILES/AMBIENTE NATURAL 1/2004

figura<sup>25</sup>, adicionalmente en la siguiente tabla se mencionan las coordenadas geográficas del prospecto.

Tabla 3. Coordenadas Geográficas del Prospecto

<b>Coordenadas Planas Magna Sirgas Origen Bogotá</b>	<b>N:689.855 m</b>
	E: 657.060 m
<b>Coordenadas Geográficas:</b>	Latitud: 1° 47' 30,15"N
	Longitud: 77° 09' 41,34" W

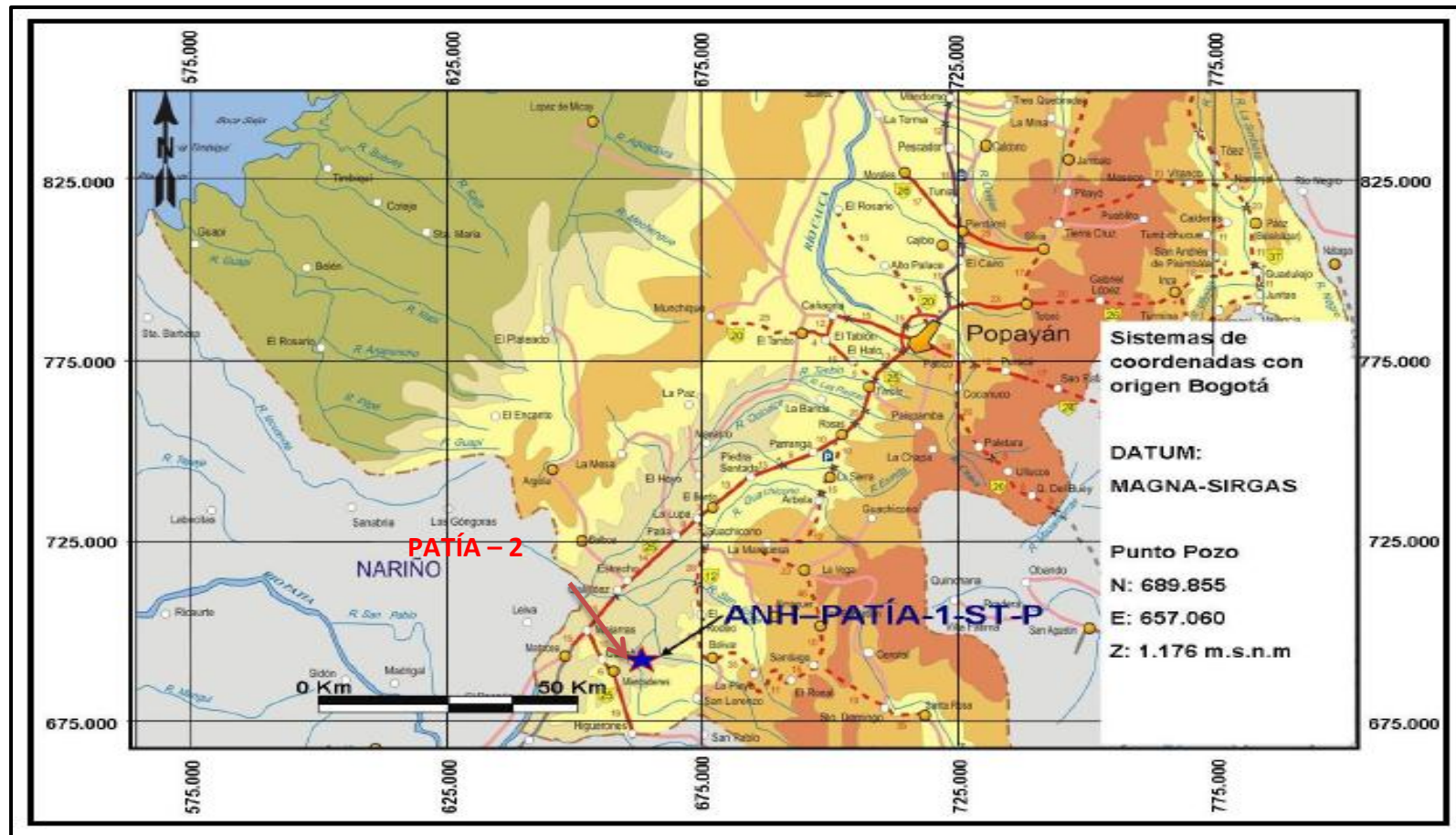
Fuente: Reporte-final-PATIA-1-ST-P

Para acceder al pozo se utilizará la vía panamericana (ruta 25) que comunica las ciudades de Pasto y Popayán; en inmediaciones de esta vía se encuentra un sitio denominado Mojarras, de donde se desprende una vía que va hasta Higueroles, por lo cual se llega al municipio de Mercaderes, localizado al suroriente del departamento del Cauca.

---

<sup>25</sup> MASTERLOG-FINAL-PATIA-1-ST-P

Figura 4. Mapa de localización pozo Prospecto



Fuente: Masterlog-final-PATIA-1-ST-P

### 2.16.2. Objetivos Exploratorios.

- ✚ Obtener un núcleo útil para evaluar las propiedades y la composición de la roca en tiempo real y hacer el análisis del núcleo.
- ✚ Se planea corazonar 1400 pies de núcleos de roca distribuidos en la última sección durante distribuidos de la siguiente manera:
  - Intervalo 8500´ – 8700´
  - Intervalo 10000´ - 10600´
  - Intervalo 11000´ - 11600´

### 2.16.3. Relación Topes De Las Formaciones A Perforar.

A continuación se detalla los topes reales del pozo prospecto basado en los espesores aproximados a los de las columnas tipo de cada formación en afloramiento.

Tabla 4. Topes de las Formaciones Esperadas

FORMACION	Profundidad Aproximada de los Topes (ft)	ESPESOR (ft)
Mercaderes	-	1658
EsmitaMbroConglomeratico	1658	2572
EsmitaMbro Arenáceo	4230	805
EsmitaMbroLimolítico	5035	1137
Mosquera	6172	2064
Peña Morada	8236	3864
Profundidad Final	12100	

Elevación Del terreno (GLE) =3855 piesSNM

Fuente: Programa Preliminar De Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P

## 2.16.4. Descripción Litológica De Las Formaciones A Perforar

Tabla 5. Descripción litológica de las formaciones a perforar

FORMACION		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
<b>Mercaderes</b>		Conglomerados polimicticos, areniscas tobaceas y liticas, limolitas y arcillolitas de color pardo amarillento. Vulcosedimentitas, depositos sedimentarios recientes.
<b>ESMITA</b>	Miembro Conglomerático	Conglomerados polimicticos intercalados con paquetes de arenisca tobacea y litica de color gris, limolita y arcillorita de color naranja amarillento a pardo amarillento, moderadamente consolidadas.
	Miembro Arenáceo	Arenisca de color gris cuarzosa a moderadamente consolidada y arenisca conglomeratica intercalada con conglomerados polimicticos, limolita de color gris gradando arena y arcillolita de color pardo amarillento.
	Miembro Limolítico	Limolita de color pardo, calcárea, consolidada y ocasionalmente arcillosa intercalada con areniscas de color gris, conglomerados polimicticos y arcillolitas pardas amarillentas. Se presentan trazas de caliza.
<b>MOSQUERA</b>		Conglomerados polimicticos presentando fracturas angulares y pobre selección. Intercalaciones de arcillolita de parda amarillenta moderadamente consolidada y blanda, limolita de color pardo arcillosa y ocasionalmente calcárea y arenisca litica de color gris a pardo con inclusiones volcane sedimentarias, arcillosa y de pobre porosidad. Ocasionales capas de caliza.
<b>PEÑA MORADA</b>		Conglomerados polimicticos, areniscas liticas de color gris bien consolidadas y pobre porosidad con matriz calcárea zonificada, limolitas grises a pardas bien consolidadas con venillas de calcita y arcillolita parda rojiza, ferruginosa, consolidada y blocosa presentando concreciones calcáreas y venillas de calcita. Se presentan delgadas capas de caliza.

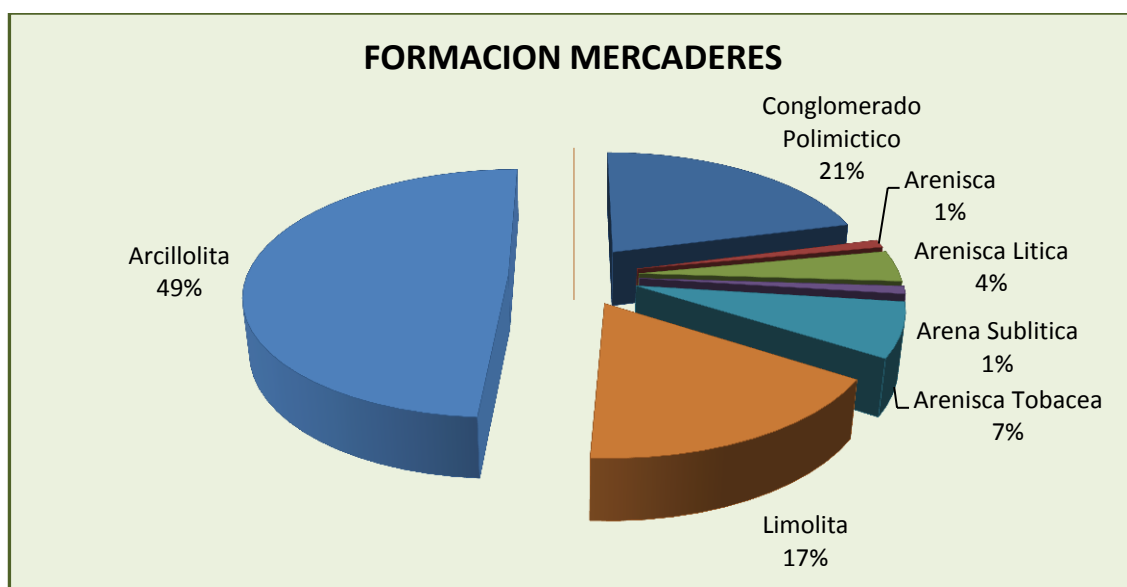
Fuente: Reporte final de fluidos de perforación POZO ANH-PATIA-1-ST-P

A continuación se detalla la distribución porcentual de las litologías de las formaciones esperadas para el pozo prospecto, tomando como base de estudio el análisis litoestratigráfico de la secuencia estudiada durante la perforación del pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

## 🚧 FORMACIÓN MERCADERES (SUPERFICIE – 1658')

Esta formación cuaternaria representa la más somera de las formaciones, extendiéndose desde la superficie hasta una profundidad de 1658 ft; conforma la meseta de Mercaderes, tiene un origen fluvial con un importante aporte volcánico, y consta de intercalaciones de conglomerados, arcillolitas, limolitas, y en menor proporción areniscas líticas y tobáceas.

Grafica 1. Modelo porcentual de las litologías en la formación mercaderes



Fuente: Reporte final de geología POZO ANH-PATIA-1-ST-P

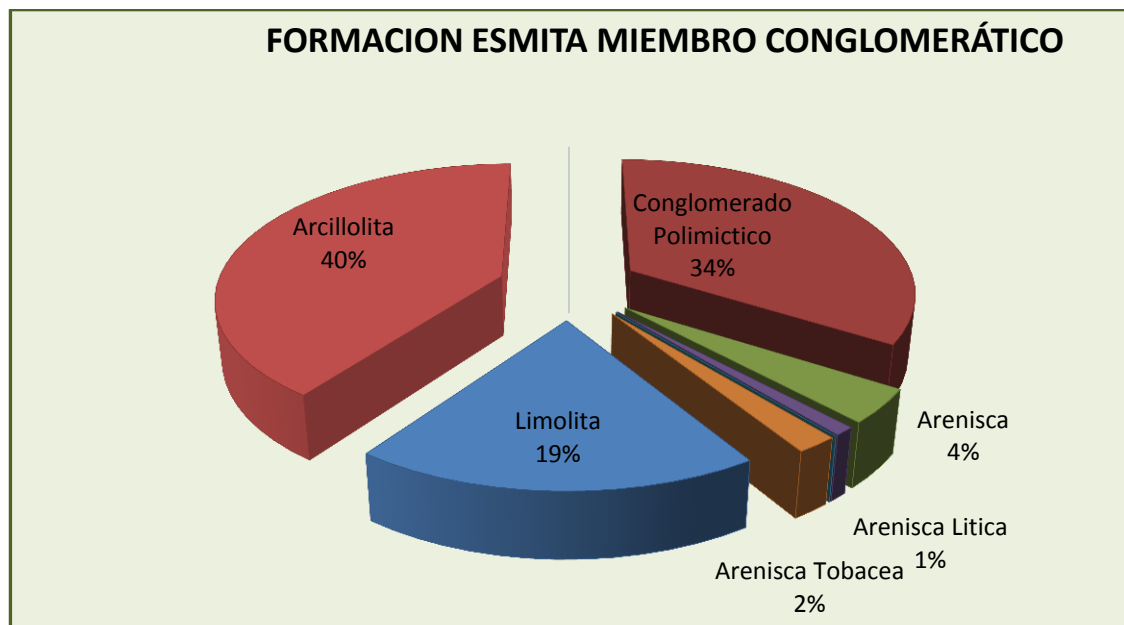
## 🚧 FORMACIÓN ESMITA (1658' - 6189')

Presenta un espesor de 4531' y consta de tres miembros claramente diferenciables en base a su variación litológica, cuya descripción se presenta a continuación.

- **Miembro Conglomerático (1658' - 4230')**

Los conglomerados están compuestos por guijos y guijarros de basaltos, diabasa, cuarzo y chert principalmente, pobremente seleccionados, con matriz areno-arcillosa. Las arcillolitas son de tonos pardo amarillentos, ocasionalmente pardo oliva a púrpura, blocosas, firmes, generalmente no hidratables y no calcáreas. Las limolitas exhiben un tono pardo amarillento a pardo oliva, ligeramente arcillosas y gradan a arenisca lítica de grano muy fino. Las areniscas son de color gris oscuro a gris medio, ocasionalmente pardo oliva, son generalmente líticas.

Grafica 2. Modelo Porcentual Litologías Formación Esmita M. Conglomerático

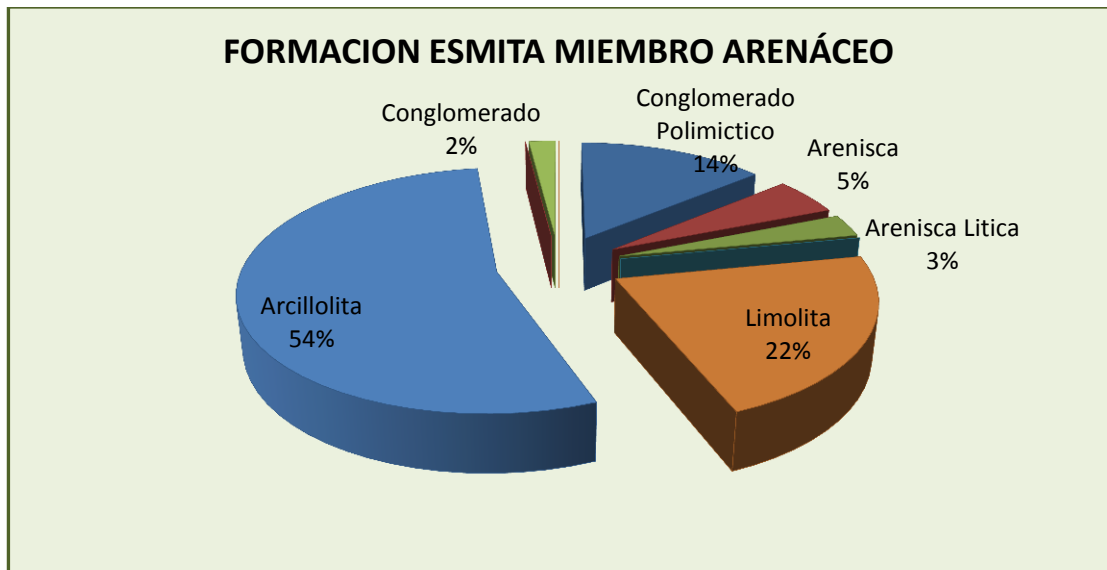


Fuente: Reporte Final De Geología Pozo ANH-PATIA-1-ST-P

- **Miembro Arenáceo (4230' - 5035')**

Continúan presentándose las mismas litologías del miembro conglomerático, Las areniscas poseen colores que varían entre gris claro y gris oscuro, con matices verde oliva a amarillentos; el tamaño de los granos generalmente oscila entre medio y fino, ocasionalmente muy fino; subredondeados a subangulares; matriz limo-arcillosa.

Grafica 3. Modelo Porcentual Litologías Formación Esmita M. Arenáceo



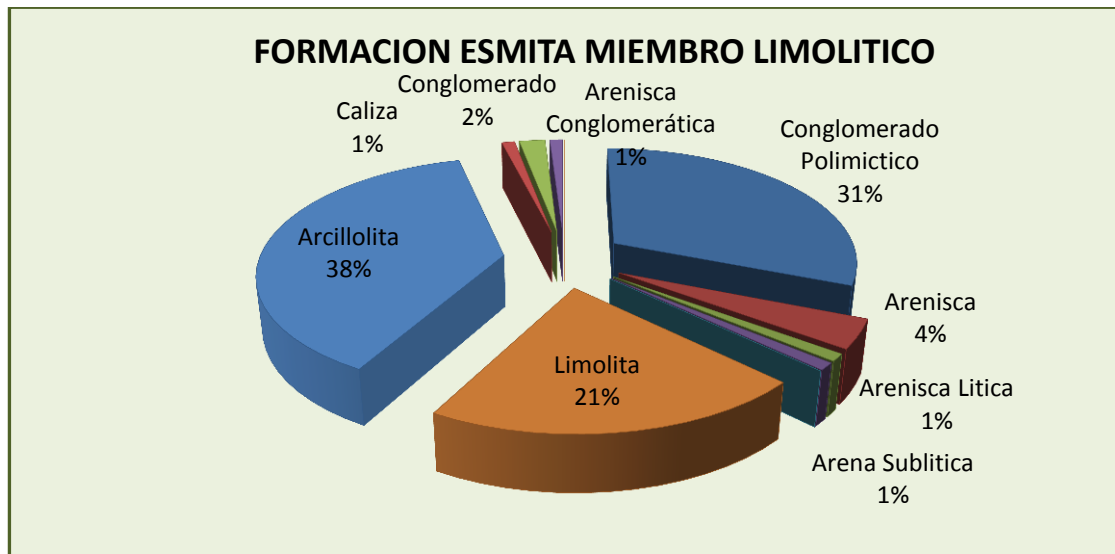
Fuente: Reporte Final De Geología Pozo ANH-PATIA-1-ST-P

Los conglomeráticos están constituidos por guijos y gujarros de basaltos, diabasas, cuarcitas, areniscas y feldespatos, pobremente sorteados, con clastos subangulares a redondeados, en contacto puntual a flotante dentro de una matriz arcillosa. Las limolitas se presentan generalmente como niveles de hasta 10 pies de espesor intercalados con niveles arcillosos y arenosos; son de color gris medio a oscuro, pardo amarillento a naranja amarillento, con tonalidades verde oliva, blocosa, gradando a arcillolita y arenisca de grano muy fino, deleznable, esporádicamente microcarbonosos y calcárea. La arcillolita exhibe tonalidades pardo-amarillentas, pardo-rojizas, grisáceas, con moteados verdosos y violáceos; es de aspecto ceroso, compacta, ocasionalmente se muestra hidratable y calcárea, localmente fracturada y astillosa.

- **Miembro Limolítico (5035' – 6172')**

El límite entre el miembro limolítico y el miembro arenáceo de la formación Esmita se determinó por la aparición de una espesa secuencia de arcillolitas y limolitas con carácter calcáreo y ocasionales niveles de caliza tipo mudstone.

Grafica 4. Modelo Porcentual Litologías Formación Esmita Miembro Limolítico



Fuente: Reporte Final De Geología Pozo ANH-PATIA-1-ST-P

La limolita es de color pardo moderado, pardo amarillento, ocasionalmente gris medio; blocosa a subblocosa, grada a arenisca de grano fino y con carácter calcáreo especialmente hacia el tope del miembro. La arcillolita es de color naranja amarillento, blanda, hidratable. Ocasionalmente se observan niveles de arenisca líticas a sublítica, de tonos grises, pardo amarillentos, pardo verdosos, consolidada a moderadamente consolidada, de grano fino a medio.

#### 🚧 FORMACIÓN MOSQUERA (6172' - 8236')

- **6172' – 7801' PM**

Se definió el tope de esta Formación por la aparición de una gruesa capa de arenisca lítica de grano fino a medio, cemento silíceo en ocasiones con cemento calcáreo, seguida por bancos de conglomerados compuestos de fragmentos gruesos de vulcano clásticos, gránulos a guijos de clastos rodados y flotantes de cuarzo lechoso en matriz arenosa. En esta fase se reconocen tres intervalos:

El primero desde compuesto en sus primeros 15' por arenisca lítica parda amarillenta moderada, gris media, consolidada de grano fino a medio, con líticos, pobre porosidad visual, seguida por una gruesa secuencia de conglomerados polimícticos compuestos. Se presentan intercalaciones mayores de Arcillolitas pardas amarillentas, naranja amarillentas, en menor proporción roja grisácea, gris clara.

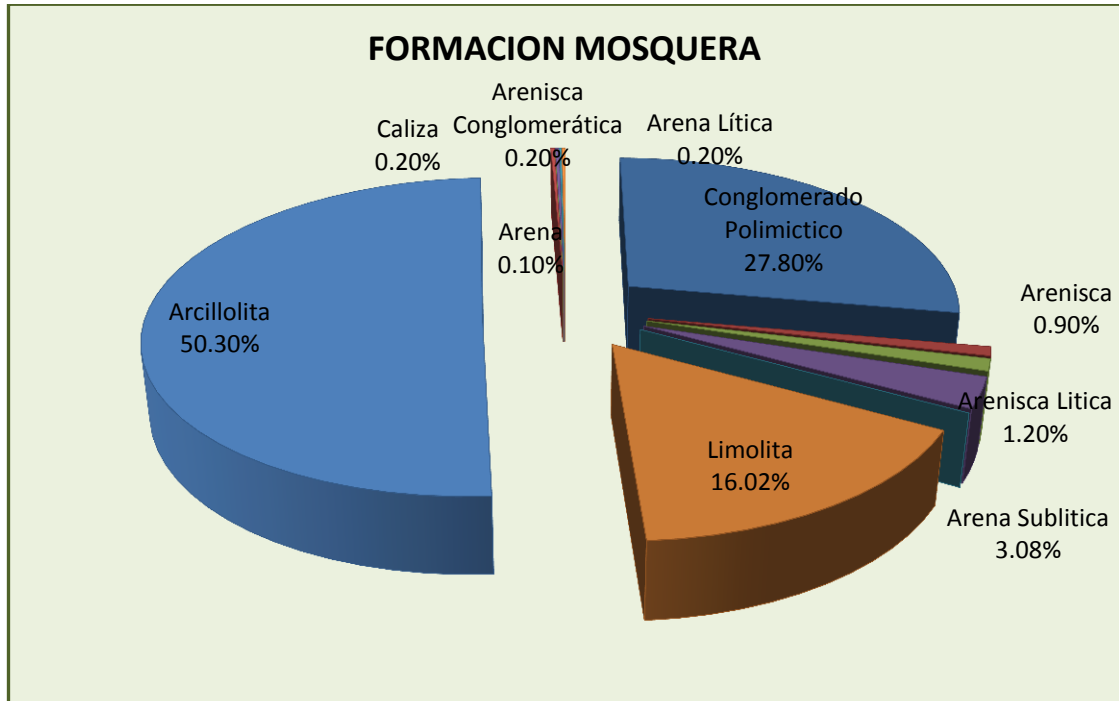
El segundo intervalo se reconoce por una gruesa secuencia de Arcillolita parda amarillenta, naranja amarillenta oscura, parda clara, gris clara, firme, blocosa, en parte amorfa y muy blanda, soluble, hidratable, pegajosa, algunas calcáreas.

El tercer intervalo se reconoce en sus primeros 45' una gruesa secuencia de conglomerado polimíctico compuesto por fragmentos de cuarzo blanco lechoso, otros fragmentos de rocas ígneas rojas.

Seguidamente 90' de intercalaciones mayores de limolita y arcillolita con menores de arenisca. La limolita es predominantemente parda amarillenta oscura, roja grisácea, parda oliva clara, parda moderada, consolidada, subblocosa, firme, dura, con inclusiones de cuarzo y líticos, grada a arenisca de grano fino, en partes calcárea. La arcillolita es gris clara amorfa, blanda, pegajosa, muy soluble, continúa frecuente parda amarillenta oscura parda moderada, gris oliva claro subblocosa, firme, en parte soluble, rara calcárea.

Hacia la base se reconocen 20' de areniscas grises, gris oliva claro, consolidada, moderadamente friable, grano fino, angular a sub-angular, regular a bien seleccionada, cemento silíceo, matriz arcillosa, pobre porosidad visual, con inclusiones de líticos oscuros. Seguidamente una secuencia de 30' de conglomerado polimíctico compuesto por fragmentos de basalto gris oscuro a negro grisáceo.

Grafica 5. Modelo Porcentual De Litologías En La Formación Mosquera



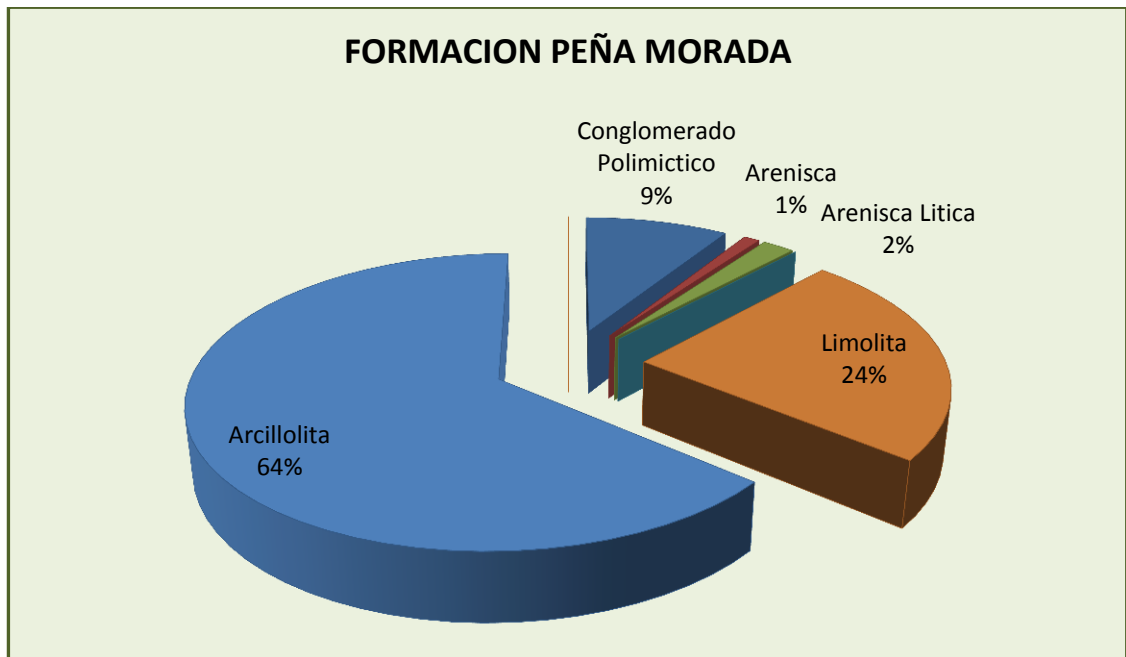
Fuente: Reporte Final De Geología Pozo ANH-PATIA-1-ST-P

#### FORMACION PENA MORADA (8236' – TVD)

El tope de la Formación Peña Morada se determina por una ocurrencia densa (8260-8420 ft) de un conglomerado politmitico compuesto principalmente por basalto de color negro, gris oscuro, diabasa negra, chert gris ahumado, fragmentos de arenisca de grano medio a grueso con inclusiones de vulcanoclastos como matriz, , este conglomerado presenta una alternancia leve con arcillolitas de colores Pardo moderado, pardo rojizo oscuro, y pardo amarillento moderado, blocosa, en parte limosa, amorfa, hidratable, pegajosa, no calcárea.

En Este segmento también se encuentran niveles de limolitas, de colores Gris oscuro, pardo moderado, pardo oliva, firme a blanda, blocosa, con micro-inclusiones de granos muy finos de cuarzo, no calcárea.

Grafica 6. Modelo Porcentual De Litologías En La Formación Peña Morada

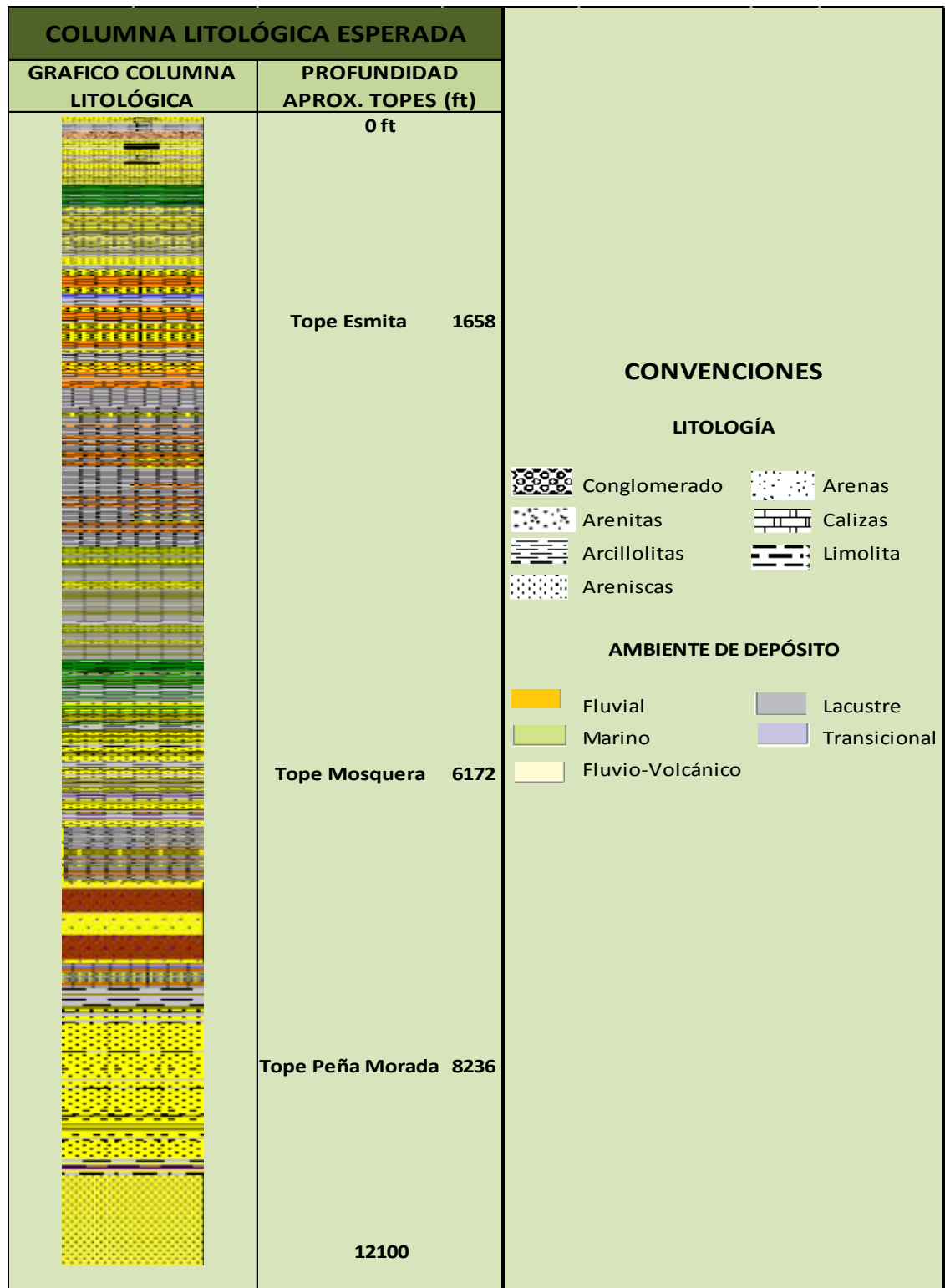


Fuente: Reporte Final De Geología Pozo ANH-PATIA-1-ST-P

Seguido de este intervalo la ocurrencia del conglomerado disminuye notablemente, ocurriendo nuevamente de manera densa en el intervalo de los 8660' hasta los 8840' de profundidad, y cesando su ocurrencia por completo a los 9150 ft de profundidad. En esta segmento y hasta los 12100 ft de profundidad, predominan las arcillolitas y limolitas que en ocasiones se intercalan con niveles de arenisca lítica de grano muy fino a medio, friable, compuesta por cuarzo lechoso, translúcido, hialino, subredondeado, fragmentos subredondeados de basalto, glauconita, diabasa, grano-soportada.

En base a la descripción litológica anteriormente mencionada, se esperaría la siguiente columna litológica para el pozo prospecto.

Figura 5. Columna Litológica Esperada



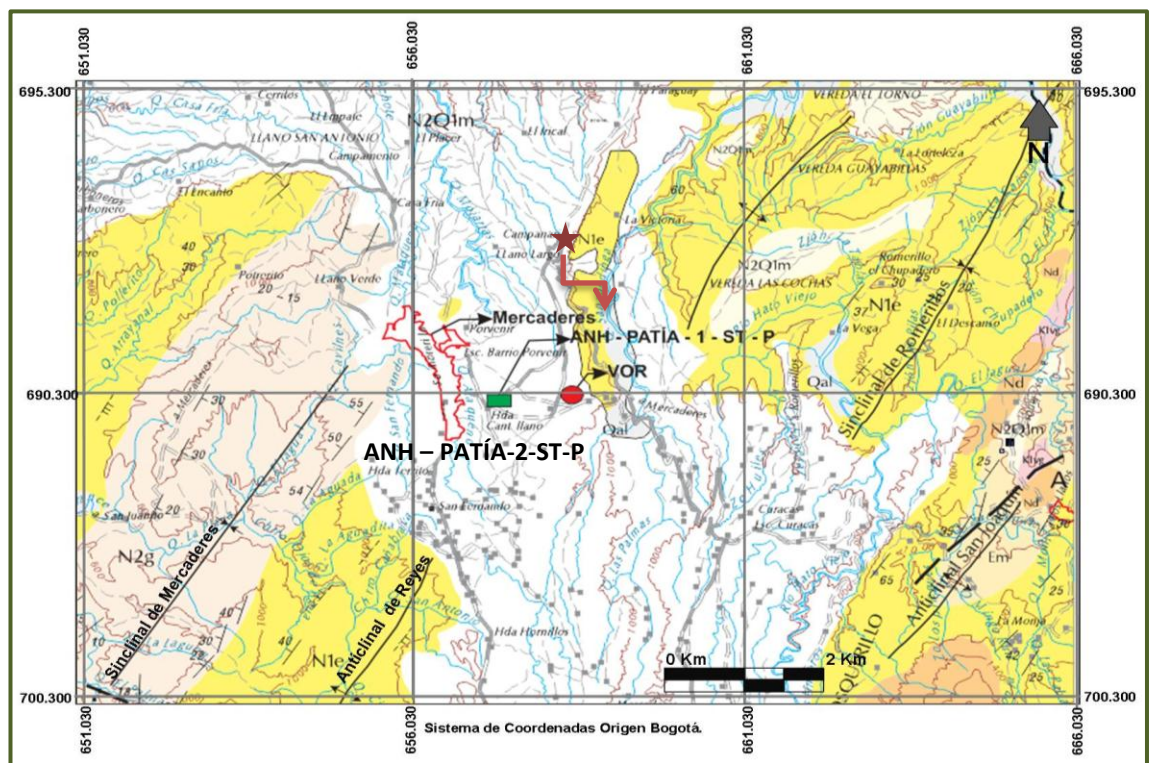
Fuente: Autores

### 2.16.5. Fallas Geológicas Involucradas En El Prospecto

Los rasgos estructurales más importantes que se presentan en la Plancha 386 Mercaderes son la depresión intramontana del río Patía limitada por el Sistema de Fallas Cali - Patía al Occidente y el Sistema de Romeral al Oriente. El Sistema de Fallas Cali-Patía se localiza en el flanco Oriental de la Cordillera Occidental en el quiebre topográfico entre la cordillera y el valle. Las fallas son de ángulo alto y buzanan hacia el Oeste, originadas por esfuerzos tensionales en zona de flexión de la placa oceánica durante el Cretácico tardío.

Los pliegues, fallas y lineamientos más importantes en la Plancha 386 Mercaderes se describen a continuación, cabe destacar que estas fallas se encuentran presentes en la cuenca pero no afectan directamente el pozo prospecto.

Figura 6. Geología Estructural Del Pozo Prospecto



Fuente: Tomado Y Modificado De La Plancha 386, Mercaderes.

## 2.16.6. Relación De Buzamiento De Las Formaciones A Perforar.

### ANÁLISIS DE BUZAMIENTO ESTRUCTURAL

El buzamiento estructural fue medido en zonas lutíticas/limolíticas laminadas; se basa en la interpretación de imágenes micro-eléctrica de pared de pozo procesadas a partir de datos obtenidos con la herramienta CMI (Compact Micro Image), corrida en todo el intervalo de perforación del pozo ANH-PATIA-1-ST-P, el objetivo primordial es la interpretación de las imágenes y descripción de los rasgos geológicos en ellas visibles para identificar el buzamiento de las capas de cada formación, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Buzamiento Estructural

FORMACION	INTERVALOS (ft)	Buzamiento Promedio	Azimut Promedio
<b>Mercaderes</b>	780-4977	37.6° NW	314°
<b>EsmitaMbroConglomeratico</b>		37.6° NW	314°
<b>EsmitaMbroArenaceo</b>		21.8°SW	236°
<b>EsmitaMbroLimolitico</b>	5012-5382	17.33° WSW	255.57°
	5382-6735	31.85° WNW	284.99°
<b>Mosquera</b>	6735-6998	16.84° SSW	199.42°
	6998-7190	27.55° NW	315.39°
	7190-7488	17.61 SSW	184.36°
	7797-8410	22.83 SSE	163.4°
<b>Peña Morada</b>	8410-8795	22.97 NW	305.6°
<b>Profundidad Final</b>			

Fuente: Análisis Geológicos: ANH-PATIA-1-ST-P Fase 12.25", Compact Micro Image (CMI)

### 2.16.7. Relación De "Target Point" Y "Box Target Area" De Los Objetivos Exploratorios.

Tabla 7. Relación De Target Point Y Box Target Área

COORDENADAS	
<b>Coordenadas Planas Magna Sirgas</b>	N:689.855 m
<b>Origen Bogotá:</b>	E: 657.060 m
<b>Coordenadas Geográficas:</b>	Latitud: 1° 47' 30,15"N
	Longitud: 77° 09' 41,34" W

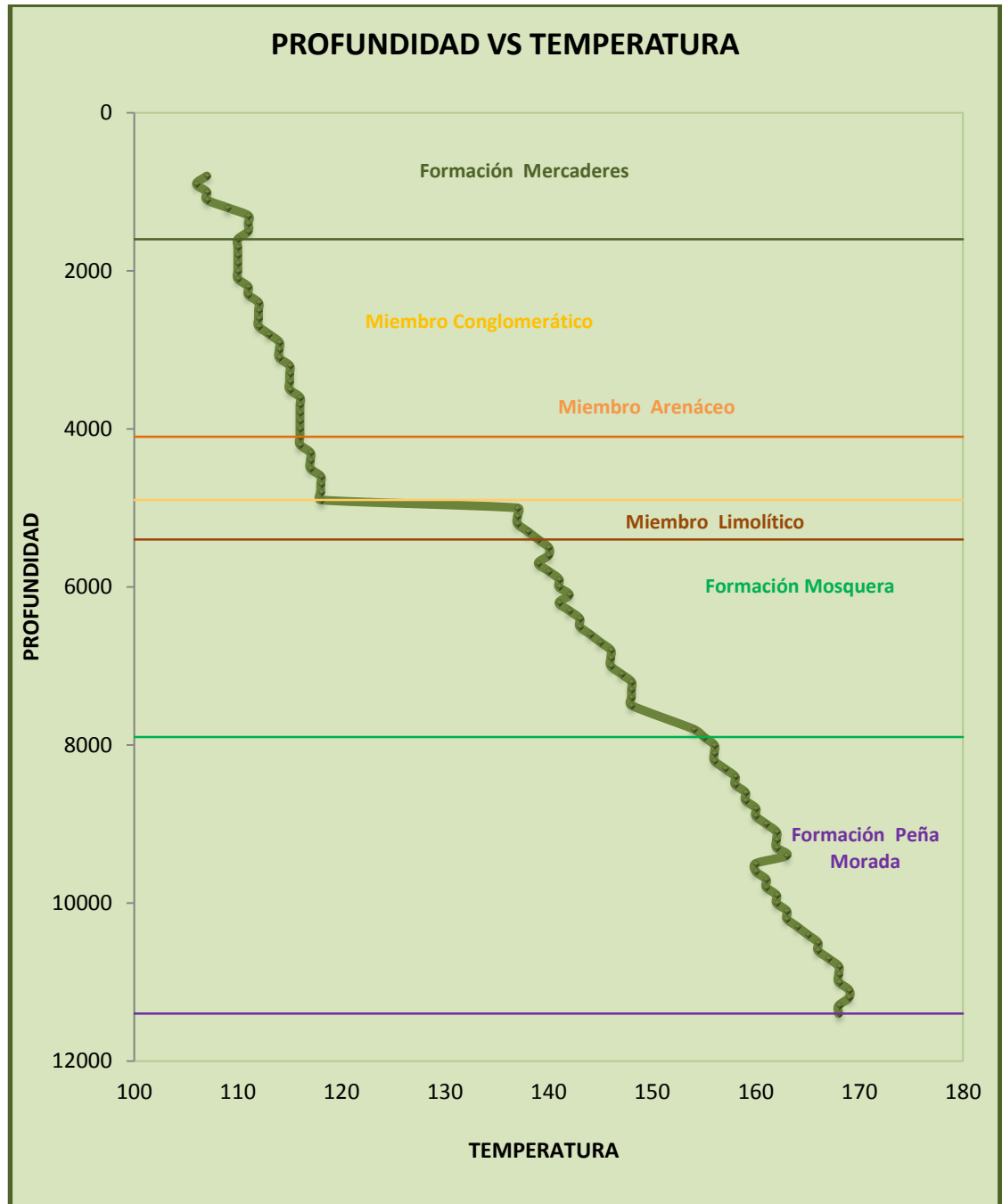
Fuente: Programa De Perforación Preliminar-PATIA-1-ST-P

### 2.16.8. Profundidad Del Prospecto.

El pozo prospecto alcanzará una profundidad estimada de 12.100 pies, medidos a partir de la mesa rotaria. La referencia de espesores es tomada a partir de la información geológica de superficie, se describe a partir de la información bibliográfica de las localidades tipo de cada una de las formaciones y están sujetas a la interpretación de la línea sísmica CP-1990-1300A para obtener el estimativo de espesor de las mismas formaciones en profundidad.

### 2.16.9. Relación De Temperatura De Formaciones A Perforar.

Grafica 7. Relación De Temperatura De Formaciones A Perforar



Fuente: Datos Tomados De Programa De Registros Electricos-Patia-1-St-P Y Modificado Por Autores

### **2.16.10. Relación Incertidumbres Geológicas.**

Tomando en cuenta que el pozo prospecto se encontrara ubicado en las mismas coordenadas del pozo correlación se concluye que tiene un grado de incertidumbre de alto a medio, tomando en cuenta que ya se tienen parámetros establecidos tomados con anterioridad del pozo correlación ANH-PATIA1-ST-P.

### **2.16.11. Programa De Evaluación De Formaciones.**

#### **MUESTRAS DE ZANJA**

La compañía de mud logging será la encargada de tomar muestras de zanja continuas a lo largo de la perforación del pozo prospecto; suministrando los equipos y químicos requeridos para el análisis geológico de estas muestras. El muestreo se realizará de la siguiente forma:

- Zanja húmeda en bolsas con dos (2) kilos de muestra cada 20 pies o menos si la tasa de perforación lo permite.
- Zanja seca en bolsas con 0,5 kilos de muestra cada 20 pies o menos si la tasa de perforación lo permite.

#### **MUESTREO POR REGISTROS ELECTRICOS**

Unidad dotada con todos los equipos de última tecnología necesaria y esencial para el control geológico del pozo y el desarrollo de la perforación.

La información que provee es fundamental para el aseguramiento de la calidad y la evaluación de los parámetros operacionales. La unidad incluye entre otros:

- Alta velocidad en Cromatografía.
- Parámetros de geología e ingeniería, monitoreados en tiempo real.
- Parámetros de perforación en tiempo real, análisis de datos hidráulicos y de la broca.
- Alarmas para detección temprana de pérdidas, influjos, etc.

- Sistema multiusuario, con el fin de tener acceso directo al sistema, desde varias terminales en el pozo.
- Tecnología para transmisión de datos en tiempo real a cualquier ubicación que se requiera

#### **2.16.12. Programa De Registros Eléctricos Por Fases.**

En las operaciones petroleras se realizan registros de pozos de petróleo los cuales se definen como técnicas geofísicas in situ, para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como: cantidad de petróleo móvil, saturación de agua en formación, resistividad de las rocas, porosidad de las mismas.

Los registros necesarios para obtener la información necesaria de la viabilidad del pozo serán escogidos por la empresa que desee operar en dicho pozo, para el pozo prospecto se optaron por tomar los siguientes registros en base al pozo correlación ANH-PATÍA-1-ST-P.

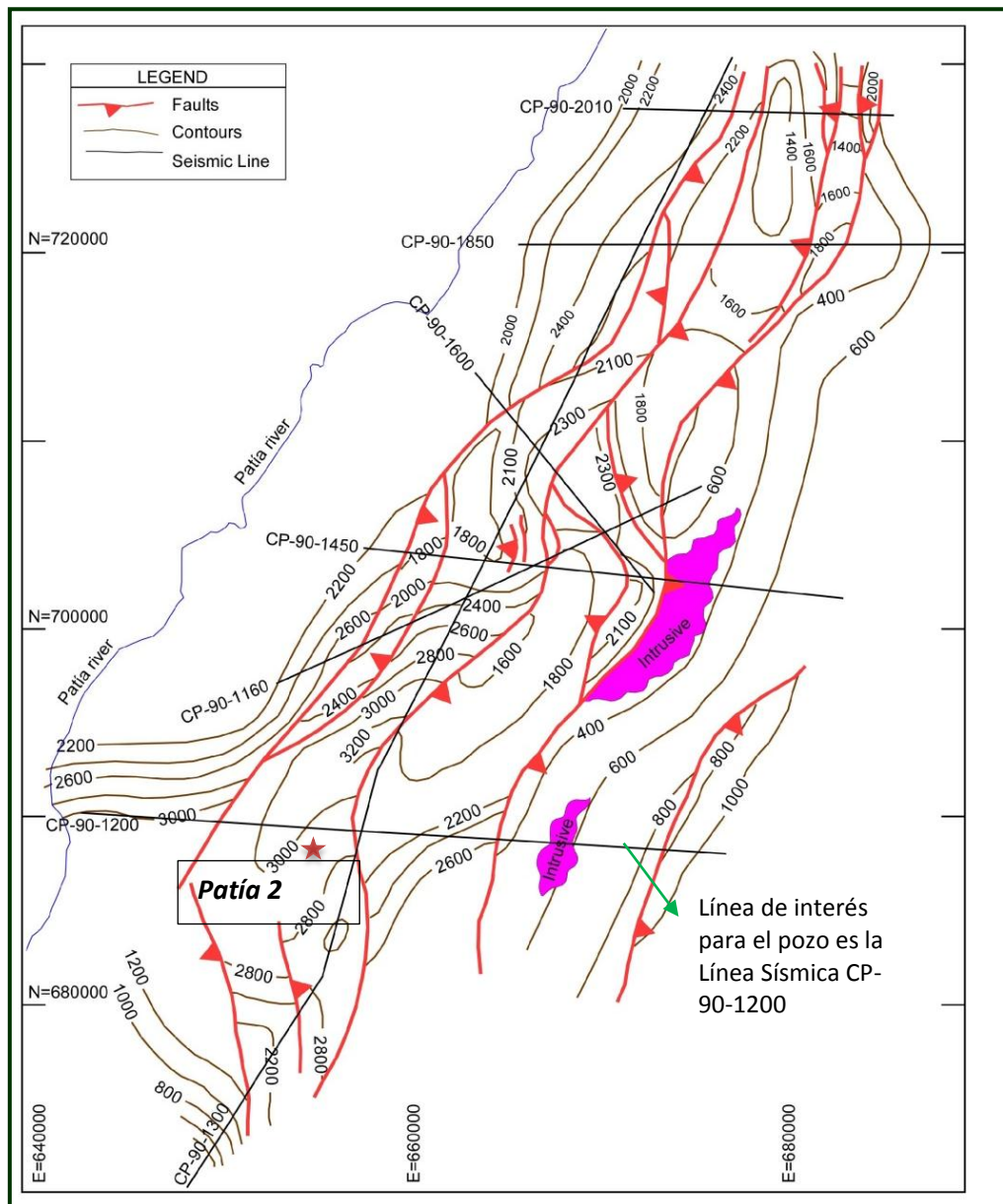
- Rayos Gamma (GR) espectrales (Th, U, K)
- Densidad de dos detectores con factor fotoeléctrico
- Porosidad neutrónica (Neutrones)
- Potencial Espontáneo (SP)
- Medida del Buzamiento (Dipmeter)
- Registro de Verticalidad del pozo (Verticality)
- Resistivos de largo y corto alcance
- Acústicos (Sónico y VSP)
- Calibrador del hueco (“Caliper”)
- Imágenes de Pared de Pozo
- Medidor de presiones
- Gradiente Térmico

El registro de Rayos Gamma (GR) será tomado desde superficie hasta la profundidad total.

#### **2.16.13. Modelo Estructural Del Prospecto.**

La información geológica de superficie hace parte de la recopilación bibliográfica suministrada por INGEOMINAS en la memoria técnica de la plancha 386, Mercaderes, publicada en el 2002 y el estudio realizado por GEOESTUDIOS en el año 2008 y nombrado “LEVANTAMIENTO DE COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS Y REALIZACIÓN DE ANÁLISIS PETROGRÁFICOS, PETROFÍSICOS, BIOESTRATIGRÁFICOS Y GEOQUÍMICOS EN LAS ÁREAS DE PASTO-EL BORDO, CALI-BUGA Y BUGA-CARTAGO (CUENCA CAUCA-PATÍA)”. Toda esta información pertenece a la geología de la plancha 386, Mercaderes; En la siguiente figura se observa la geología estructural del prospecto.

Figura 7. Modelo Estructural de la Subcuenca Patía



Fuente: Programa Final de Geología-PATIA-1-ST-P

### **3. ANALISIS OFFSET**

Toda la información necesaria para realizar el estudio relacionado al pozo correlación debe ser debidamente suministrada por el Post Morting de este pozo; en base a esta información es posible estudiar todas las actividades presentadas a lo largo de este proyecto y de esta manera poder realizar conclusiones finales donde cabe destacar las buenas acciones tomadas, las malas decisiones y finalmente las lecciones aprendidas acerca de este pozo correlación, una vez realizado este estudio es posible iniciar con el programa detallado de perforación teniendo en cuenta los estudios realizados a este pozo.

#### **3.1. RELACIÓN BIT RECORD**

Un registro de brocas es aquel que muestra el desempeño histórico de una broca en un pozo determinado. El registro de la broca incluye datos tales como la profundidad a la que se asentó la broca en el pozo, la distancia perforada por la broca, las horas usadas por la broca "en el fondo" o "rotando", el tipo y el peso del lodo, los tamaños de las boquillas, el peso sobre la broca, la velocidad de rotación y la información sobre el flujo hidráulico, cuando la broca se extrae, una vez que ha dejado de ser utilizada, también se registra su estado, esta relación es estudiada detalladamente del pozo correlación para de esta manera poder determinar la mejor opción de brocas para el pozo prospecto.<sup>26</sup>

Es de vital importancia el cálculo del rendimiento de las brocas con el fin de determinar el tiempo estimado para perforar las diferentes secciones del pozo prospecto.

---

<sup>26</sup> [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bit\\_record.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bit_record.aspx) (schlumberger)

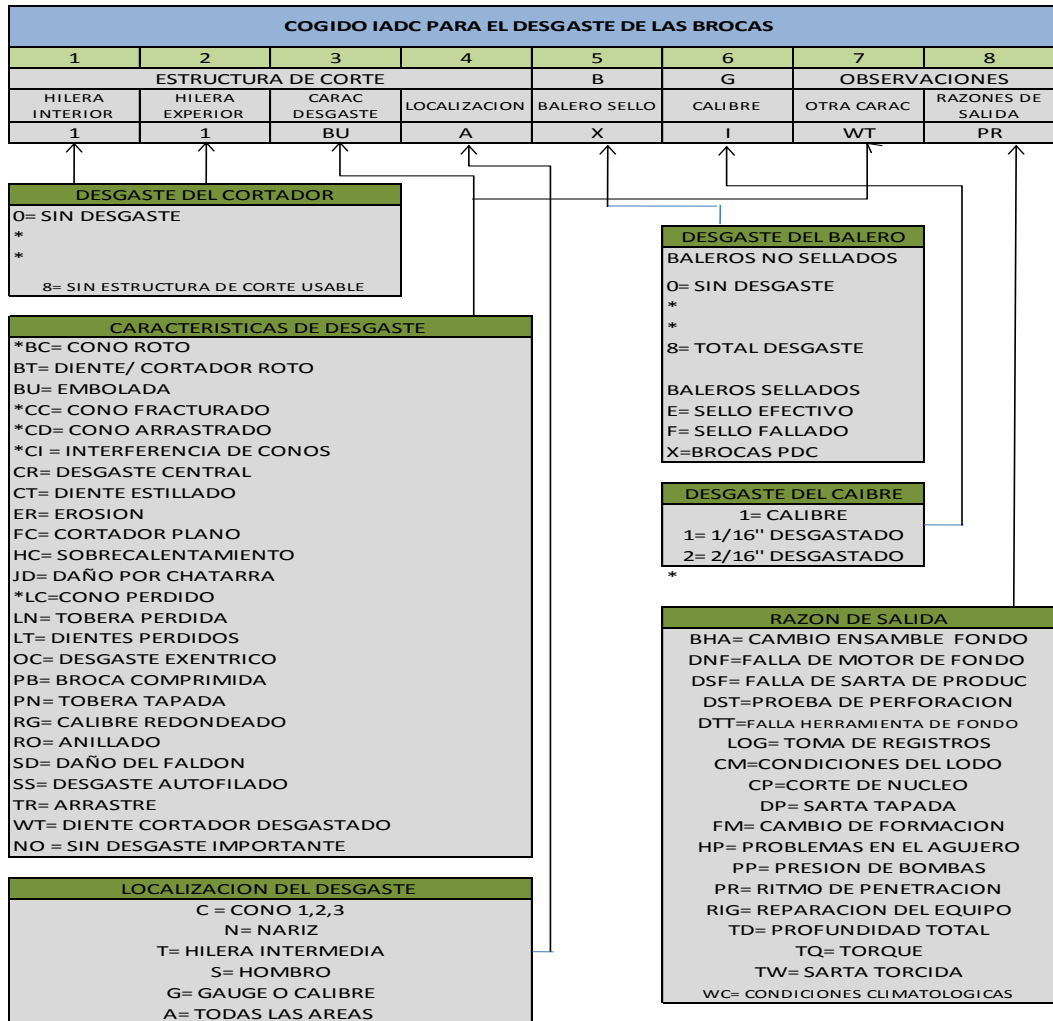
### **3.1.1. Análisis De Viajes De Tubería.**

Se requiere analizar los viajes de tubería para determinar la velocidad de viaje (ft/hr) y adicionalmente este análisis también permite identificar problemas potenciales y/o restricciones para meter y sacar tubería del pozo. En los viajes de tubería es donde se pierde el 99% de los pozos durante la perforación.

### **3.1.2. Código IADC Para Clasificación De Brocas Desgastadas.**

Mediante el código de IADC para el desgaste las brocas es posible determinar la condición de salida de las brocas utilizadas durante la perforación del pozo correlación y de esta forma realizar un estudio más detallado de las brocas a utilizar en el pozo prospecto. La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, ha desarrollado una metodología estándar para describir las brocas usadas. Esta información es esencial para el análisis detallado para la operación de las brocas.

Figura 8. Código IADC Para el Desgaste de Las Brocas



Fuente: SPE 23937 El Sistema de Clasificación de Barrenas de Rodillos de la IADC, Modificado Por Los Autores

### 3.2. ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE TRAYECTORIA DEL POZO

Con el estudio del pozo correlación se obtiene información de vital importancia para el pozo prospecto como:

- Angulo de inclinación del pozo
- Angulo del azimuth del pozo (dirección de una inclinación)
- Objetivo: determinar el “efecto de la formación” (tendencia de las formaciones a cambiar los parámetros direccionales que es dirección de inclinación y azimuth)

### **3.3. RELACIÓN Y ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS**

El BHA (Botton Hole Assembly), éste es el ensamblaje de fondo que se requiere para colocar peso a la broca y se encuentra conformado por: Drillcollars (DC), estabilizadores (SSTB), Martillos de perforación (DJ), Heavy WeightDrill Pipe (HWDP). El objetivo principal de estudio de los BHAs en los pozos correlación es la obtención de parámetros como:

- Energía Mecánica: Peso sobre la broca (WOB) y RPM
- Energía Hidráulica: Se necesita limpiar el hueco y sacar los cortes a superficie, se mide en: Presión (PSI) y Caudal (GPM)

### **3.4. RELACIÓN Y ANÁLISIS DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS**

El tiempo es el factor más importante en el desarrollo de un proceso de perforación. Todos los esfuerzos y operaciones que se realicen son dirigidos a reducir el tiempo. La distribución de tiempos hace referencia a la distribución de las actividades que se realizan en el pozo con respecto al tiempo, buscando la mejor eficiencia del pozo, en el menor tiempo posible, y al menor costo.

En el programa detallado para la perforación de un pozo, se tiene el tiempo estimado en perforar.

La distribución de tiempos de los pozos vecinos previamente perforados sirve como referencia así como las estadísticas y el tiempo real que utilizaron, estas operaciones; cabe destacar que se debe realizar un análisis de la distribución de tiempo al finalizar las operaciones de perforación, donde se estudia en detalle el tiempo utilizado durante las operaciones planeadas, No planeadas y Down Time.<sup>27</sup>

---

<sup>27</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

Estas actividades se mitigan estudiando los pozos de correlación identificando los problemas que se han presentado y las soluciones correspondientes, Down Time (Fallas en los equipos y/o Personal de Operación), Ésta pérdida de tiempo se mitiga contratando compañías que tengan buenos equipos y personal idóneo para ejecutar las operaciones.

### **3.5. OPERACIONES PLANEADAS PARA PERFORAR UN POZO**

Son todas aquellas actividades que se encuentran previamente establecidas en el programa de perforación para cada una de las fases planeadas durante la perforación del pozo.

Describiremos cada una de estas operaciones planeadas.

#### **PERFORAR HUECO**

Operación que se realiza con el objetivo de alcanzar la profundidad total deseada para cada fase.

#### **ACONDICIONAR**

Operación que inicia con la circulación del lodo en el hueco y finaliza con la broca en superficie. Esta operación se realiza con el objetivo de limpiar el hueco antes de realizar actividades como la toma de registros, la corrida de revestimiento o la cementación del hueco.

#### **REGISTRAR HUECO**

Operación que se realiza antes de bajar revestimiento y una vez se alcance la profundidad de la fase deseada y consiste en la toma de registros que permiten obtener información de las formaciones perforadas.

#### **CORRER REVESTIMIENTO**

Es una operación importante en la perforación y consiste en revestir el hueco en tubería de acero para lo cual hay que bajarlo desde superficie a fondo.

### **CEMENTAR HUECO**

Operación que consiste en cementar el espacio entre el hueco abierto y el diámetro externo del revestimiento con el objetivo primordial de proporcionarle soporte adicional y proteger el pozo.

### **COLGAR REVESTIMIENTO**

Operación que se realiza generalmente en las fases 2,3 y 4 en las cuales después de instalada la secciones A y B se cuelga el revestimiento evitando así la espera del fragüe del cemento. A diferencia de la primera fase en la cual el revestimiento se cuelga del cemento.

### **INSTALAR WHA**

Operación que se debe realizar con el objetivo de instalar la sección A y B del pozo donde irán colgados los revestimientos. Inicia con la finalización del WOC y finaliza cuando se inicia la instalación de BOP

### **INSTALAR BOP**

Operación que se realiza con el objetivo de evitar que ocurran reventones, para esto es necesario tener la forma de cerrar el pozo por lo cual se programan instalar sistemas de Preventoras conocidos como BOP por sus siglas en inglés (BlowOutPreventers).

### **DRILL OUT**

Operación que consiste en la perforación del tapón, el collar, el cemento y el zapato con el objetivo de favorecer la continuidad de la operación posterior a la cementación del hueco.

### **PRUEBA DE INTEGRIDAD**

Son pruebas realizadas a la formación con el objetivo de establecer los gradientes de fractura de la formación. Para un pozo estratigráfico exploratorio no se programan LOT (leack of test) ya que la fractura debilita la formación y la hace vulnerable.

### 3.6. OPERACIONES NO PLANEADAS DE LA PERFORACION

Son todas aquellas actividades que se deben realizar ordenadas por el “pozo”, las cuales no fueron concebidas dentro del programa de perforación ya sea por desconocimiento total de la zona o una deficiente planificación.

#### RIMAR

Operación que se realiza cuando se baja tubería o herramientas al fondo del hueco y se encuentra una restricción y consiste en bajar tubería rotando y circulando.

#### BACKREAMING

Operación que se realiza cuando se encuentran restricciones para sacar la sarta de perforación y consiste en sacar tubería rotando y circulando.

#### PESCA

Operaciones que se realizan con el objetivo de recuperar chatarra, herramientas o equipos que por algún motivo caigan al pozo y consiste en bajar una herramienta que permita traer a superficie el objeto.

#### CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.

Operaciones destinadas a minimizar o corregir las pérdidas de circulación generalmente se podría plantear el siguiente procedimiento

- Reducir el peso del lodo (manteniendo el balance con las otras formaciones).
- Reducir la rata de circulación (esto reduce la densidad equivalente de circulación, pero debe existir una velocidad anular suficiente para arrastrar los cortes y mantener limpio el hueco).
- Incrementar la viscosidad del lodo (un lodo más viscoso reduce la rata de pérdida).

## **CONTROL DE INFLUJOS DEL POZO.**

Operaciones destinadas a controlar la entrada de flujos al pozo durante la perforación, para la cual se desarrollan actividades bien que no han sido previamente programadas en el plan de perforación.

### **3.7. PÉRDIDAS DE TIEMPO (DOWN TIME)**

Se considera tiempo perdido a todo aquel que se emplea o se requiere para reparar equipos de operación o para solucionar problemas generados por ineficiencia del personal de operaciones. Durante la perforación de un pozo son diversos los equipos que pueden fallar, generalmente por falta de mantenimiento o equipos de baja calidad. Los equipos que más pueden fallar durante las operaciones de perforación son:

- Bombas de lodos
- Top drive
- Malacate
- Llaves
- Generador
- Unidad de Cementación

Es importante conocer los tiempos perdidos durante una operación ya que permitirá generar lecciones aprendidas para futuros pozos y tomar las medidas operacionales pertinentes.

### **3.8. FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

El lodo de perforación es un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinación de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además estable a las temperaturas.<sup>28</sup>

Su estudio se realiza con el fin de identificar ciertas propiedades utilizadas en el pozo correlación como lo son:

- Propiedades Fisicoquímicas Utilizadas
- Densidad del Lodo utilizada (MW: Mud Weight)
- Volumen de dilución (bbl/ft), se refiere al volumen de lodo utilizado para limpiar o para reducir el contenido de sólidos por medio de dilución.
- Volumen de Evaporación: es la cantidad de lodo evaporado por efecto de las altas temperaturas de las formaciones
- El objetivo es determinar el volumen de lodo requerido y los productos químicos requeridos para perforar el pozo en cada una de las fases.

### **3.9. OPERACIONES DE CEMENTACION**

Es un proceso dinámico que consiste en preparar una con equipos especiales de mezclado para luego bombearla y desplazarla hasta el hoyo abierto o hacia la zona preestablecida, se clasifica de acuerdo con los objetivos que persigue<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

<sup>29</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 7.

El análisis de estas propiedades se fundamenta por el estudio de:

- Propiedades fisicoquímicas de las lechadas
- Densidad de la lechada
- Productos químicos utilizados para cada una de las lechadas
- Su objetivo es calcular volúmenes y productos químicos requeridos.

### **3.10. PRUEBAS DE INTEGRIDAD**

Un estudio de la prueba de admisión (fuga) (Leak-Off Test – LOT) del pozo correlación se efectúa para determinar la resistencia y la integridad de la unión del cemento y de esta forma determinar el gradiente de fractura directamente debajo del zapato del revestimiento (La primera formación después del zapato). Se asume que la zona directamente debajo del zapato es la más frágil por ser la menos profunda. Por tanto, las pruebas LOT se hacen después de haber cementado el revestimiento y perforado un intervalo (10 pies) de la siguiente sección.

#### **3.10.1. Análisis DST.**

El análisis DST Consiste en las pruebas que se efectúan con herramientas especiales, para determinar la presión de cada una de las formaciones perforadas, estas pruebas se efectúan durante la etapa de completamiento de pozos.

Para controlar la presión de formación se requiere:

- $P_h = P_f + 200\text{psi}$
- $P_h$ , presión histrostática del lodo
- $P_f$ , Presión de formación

Su objetivo es: determinar el mejor programa del lodo posible que permita evitar: disparos del pozo, pérdidas de circulación y daños de formación.

### **3.11. REGISTROS DE TEMPERATURA**

El objetivo primordial de estudio de los registros de temperatura del pozo correlación, es definir los productos químicos para el lodo y para la lechada del cemento, estos productos químicos en la industria están clasificados para temperaturas menores de 240°F y mayores de 240°F.

Igualmente con los datos de temperatura puntuales o continuos se pueden determinar anomalías o roturas de tuberías, zonas de aportación, zonas de admisión (cuando se trata de pozos inyectoros), intervalos libres y limpios u obstruidos y canalizaciones por atrás de la tubería de revestimiento. Los registros de temperatura se pueden obtener utilizando registradores o sensores de temperatura mecánica de memoria (con terminación SM) o electrónicos de memoria (con terminación SE), que aportará la información hasta el final de la prueba, cuando se tengan los instrumentos en la superficie del pozo, para proceder a su cálculo e interpretación en el registro mecánico y verificación de información.

### **3.12. ANÁLISIS Y COMPORTAMIENTOS DE GASES**

El objetivo de estudio del comportamiento de gases en el pozo correlación es:

- Comportamiento del gas de conexión
- Comportamiento del Background Gas (BG)
- Comportamiento de los Show Gas (SG)
- Ajustar la densidad del lodo de manera adecuada de acuerdo al comportamiento de los gases

### 3.13. ANÁLISIS OFFSET POZO CORRELACIÓN ANH PATIA1-ST-P

#### 3.13.1. Relación Bit Record Por Fases.

Tabla 8. Relación BIT Record – Pozo Correlación ANH-PATIA 1 –ST-P

REGISTRO DE BROCAS												
Formación	Nº. Broca	Diam (Pulg)	Tipo	IADC	Prof. Entr	Prof. Salida	Pies Perf.	Horas Efect.	ROP (Ft/hr)	IADC (Desgaste)	Observación	
Mercaderes	FASE DE 26"											
	1	26	T11	115M	32	775	743	27.11	27.4	2-2-WT-A-E-I-SD-TD	Culminación de fase de 26"	
	FASE DE 17 ½"											
	2	17 ½	S11GP	115	775	790	15	0.5	30.0	2-7-RO-G-X-1/16-CT-PR	Cambio de BHA	
	3	12 ¼	MSRE519M	M422	790	2500	1710	22.43	76.2	2-4-BT-S-X-I-LT/CT-CP	Cambio de BHA	
Asmita	Miembro Conglomerático	4	8 ½	FC3843	M433	2500	2560	60	17.9	3.4	0-0-NO-A-X-I-NO-BHA	Sacó para ampliar barril
		4R	8 ½	FC3843	M433	2560	2942	382	69.18	5.5	0-1-CT-S-X-I-PN-DTF	Sacó por falla con la guaya de pesca.
		4RR	8 ½	FC3843	M433	2942	3105	163	22.36	7.3	2-3-CT-A-X-I-WT-BHA	Finalizó fase de corazonamiento
		5	12 ¼	SKRE 519M-A2D	M422	3105	3761	656	15.9	41.26	2-7-RO-G-X-1/16-PR	Amplio hueco desde 2500' hasta 3105' y continuó perforando
	6	12 ¼	SKRE 519M-A2F	M422	3761	4200	439	12.25	35.84	2-2-BT/CT-N-X-I-ER-CP	Sacó para continuar corazonamiento	
	Miembro Arenáceo	7	8 ½	FC3843	M433	4200	4290	90	32.42	2.78	1-0-WT-N-X-I-NO-BHA	Sacó para ampliar a 12 1/4" y continuar perforando.
		8	12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	4290	4500	210	6.32	33.23	0-2-CT-S-X-I-WT-CP	Amplió hueco desde 4200' a 4290' Sacó para continuar corazonamiento
		7R	8 ½	FC3843	M433	4500	4613	113	31.1	3.63	1-3-CT-S-X-I-WT-BHA	Sacó para ampliar a 12 1/4" y continuar perforando
8R		12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	4613	4800	187	5	37.4	0-2-CT-S-X-I-WT-CP	Amplió desde 4500' a 4613' Sacó para continuar corazonamiento	

Continuación tabla

REGISTRO DE BROCAS												
Formación	Nº. Broca	Diam (Pulg)	Tipo	IADC	Prof. Entr	Prof. Salida	Pies Perf.	Horas Efect.	ROP (Ft/hr)	IADC (Desgaste)	Observación	
Esmita	Miembro Arenáceo	9	8 ½	FC3733	M333	4800	5002	202	14.63	13.81	0-1-CT-S-X-I-WT-LOG	Sacó para ampliar a 12 1/4" y correr registros eléctricos.
		8RR	12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	4800	5002	202	4	50.5	0-3-CT-S-X-I-WT-LOG	Amplio hueco de 8 ½" a 12 ¼".
		2R	17 ½	S11GP	115	790	2711	1921	49.9	38.50	2 - 7 - BT - H - F - I - WT - HR	Amplio hueco de 12¼" a 17½". Sacó para cambiar broca.
		10	17 ½	TFR519S-A2	S422	2711	5006	2295	25.72	89.23	2 - 8 - CT - N/S - X - 5.25 - BT/LT - TD	Amplio hueco de 12¼" a 17½". Perforó de 5002 a 5006 pies
		11	17 ½	S11GP	115	2949	3519	570	7.58	75.20	1-4-CT-H-F-I-WT-PR	Amplio hueco de 12¼" a 17½". Sacó por baja ROP
		12	17 ½	RSR616M-A1	M322	3519	5010	1491	27.77	53.7	2 - 5 - BT - S - X - I - CT/LT - TD	Amplio hueco de 12¼" a 17½". Perforó de 5006 a 5010 pies
	<b>FASE DE 12 ¼"</b>											
		8-3R	12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	5010	5020	10	0.43	23.3	0-3-CT-S-X-I-WT-CP	Perforando cemento desde 4857'. Sacó para continuar corazonamiento
	Miembro Limolítico	9R	8 ½	FC3733	M333	5020	5247	227	17.01	13.3	1-3-BT-S-X-I-NO-BHA	Sacó para ampliar a 12 1/4" y continuar perforando
		8-4R	12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	5247	6078	831	28.95	28.7	2-3-BT-A-X-I-CT-PR	Amplió desde 5020' a 5247' en 5.23 hor. Sacó para continuar corazonamiento
		13	8 ½	FC3643	M433	6078	6661	583	105.59	5.5	6-6-RO-S-X-I-BT-PR	Sacó para ampliar a 12 1/4" y continuar perforando
	Mosquera	8-5R	12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	6661	6776	115	8.67	13.3	3-4-BT-S-X-I-CT-PR	Amplió desde 6078' a 6661' en 13.95 hor. Sacó por baja ROP
		14	12 ¼	SKR716M-A1C	M422	6776	7801	1025	40.42	25.4	2-3-CT-A-X-I-BT-TD	Culminación de fase de 12 ¼"
<b>FASE DE 8 ½"</b>												
15		8 1/2	RSR 716M	M422	7801	8000	199	5.56	35.8	4 - 2 - CT - T/S - X - I - BT - CP	Sacó a para perforar corazonamiento	
	16	6	FC3643	M433	8000	8029	29	21.01	1.4	1 - 1 - WT - A - X - A - X - I - CT/PN - BHA	sacó a superficie para continuar perforando	

Continuación Tabla

Formación	Nº. Broca	Diam (Pulg)	Tipo	IADC	Prof. Entr	Prof. Salida	Pies Perf.	Horas Efect.	ROP (Ft/hr)	IADC (Desgaste)	Observación
Mosquera											
Peña Morada	17	8 1/2	RSR 716M	M422	8029	10000	1971	49.46	39.9	0 - 1 - WT - S - X - I - CT - CP	Amplió hueco de 6" a 8 1/2" desde 8000' a 8029' en 0.53 hrs. Perforó hueco 8 1/2" hasta 10000' Sacó a para perforar corazonamiento
	18	6	FC3645	M434	10000	10060	60	22.95	2.6	0 - 0 - NO - A - X - I - PN - CP	Sacó para continuar corazonamiento
	18R	6	FC3645	M434	10060	10120	60	35.05	1.7	0 - 0 - NO - A - X - I - PN - CP	Sacó para continuar corazonamiento
	18RR	6	FC3645	M434	10120	10151	31	22.2	1.4	0 - 0 - NO - A - X - I - PN - BHA	sacó a superficie para continuar perforando
	19	8 1/2	RSR 716M-C1	M423	10151	12100	1949	48.01	40.6	0-1-BT-G-X-I-NO-TD	Amplió hueco de 6" a 8 1/2" desde 10000' a 10151' en 1.85 hrs. Culminación de fase de 8 1/2"

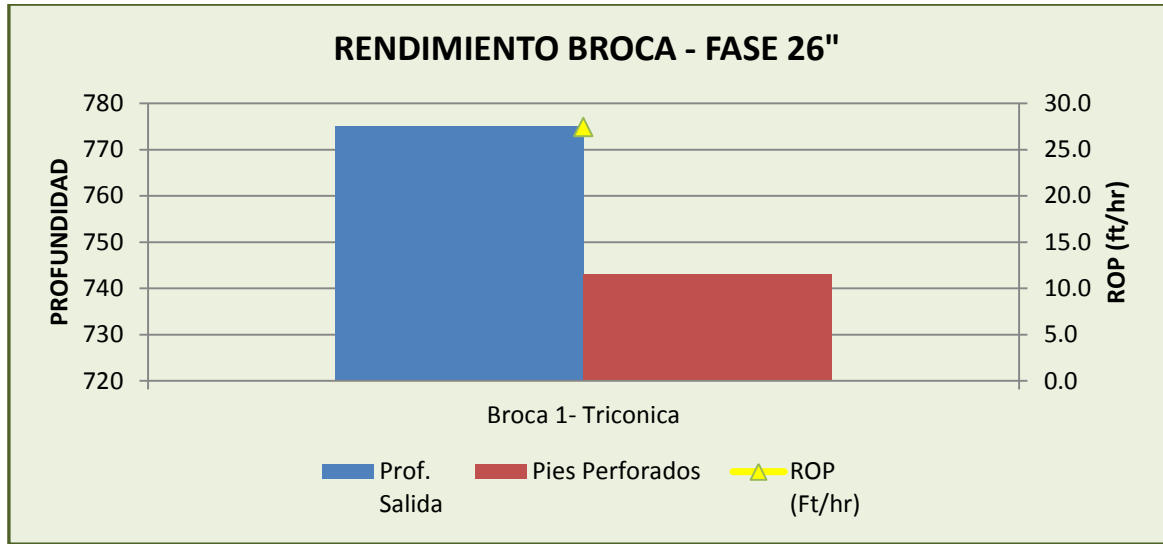
Fuente: Programa de Perforación Pozo ANH-PAT11-ST-P

A continuación se muestra gráficamente las propiedades de diseño de cada broca por fase.

 **FASE 26"**

La tasa de penetración obtenida en esta primera fase se encuentra en un rango de aceptable a bueno ya que logra disminuir las vibraciones severas presentes en esta fase, debido al tamaño de la litología perforada (alto porcentaje de conglomerado), igualmente teniendo en cuenta el anexo del tabulado de la relación de bit record se puede concluir que a pesar de las condiciones de perforación el desgaste de los dientes fue normal, por tanto el desempeño de la broca en general fue muy bueno.

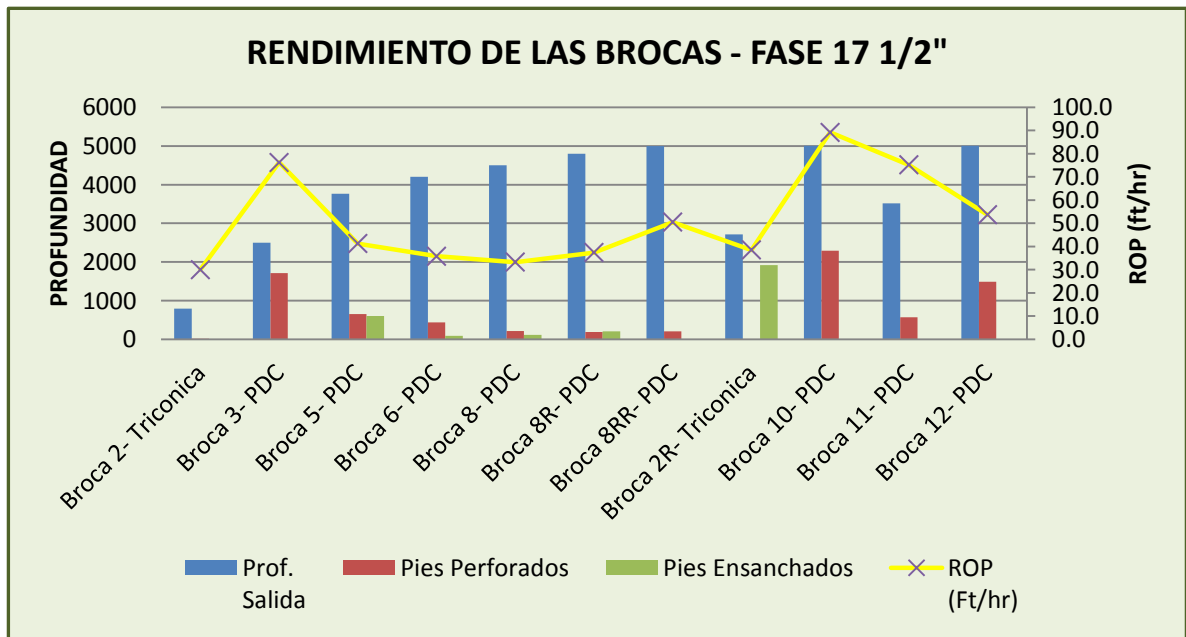
Grafica 8. Eficiencia de la Broca en la Fase 26"



Fuente: Autores, Datos Tomados de Programa Final de Brocas de Perforación ANH-PATIA1-ST-P.

**FASE 17 1/2"**

Grafica 9. Eficiencias de la Broca - Fase 17 1/2"



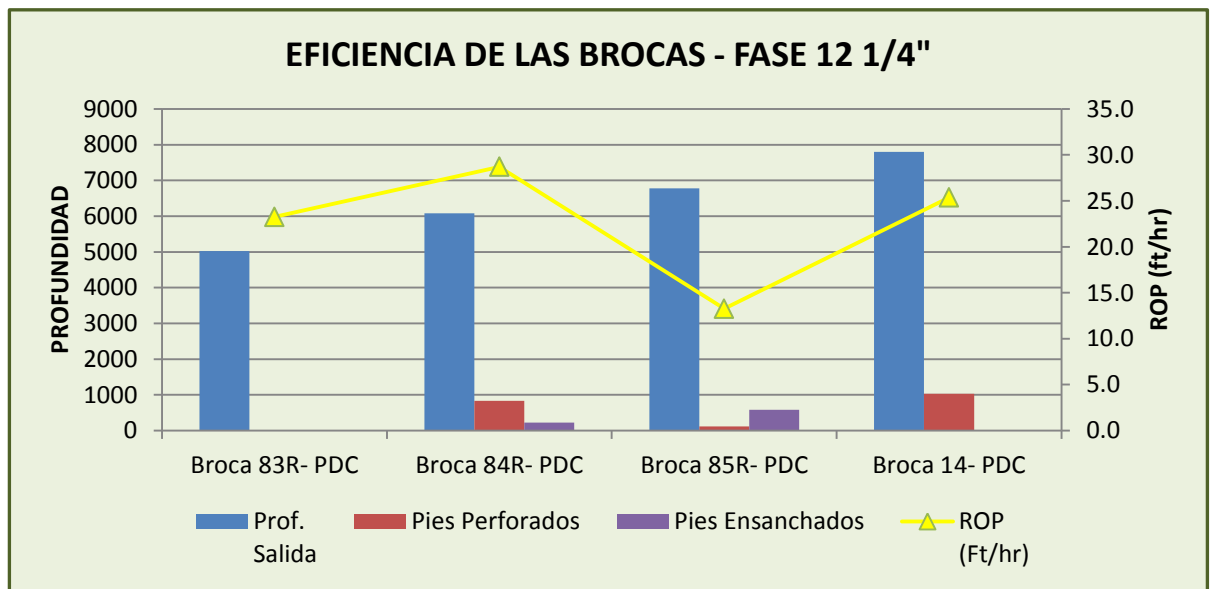
Fuente: Autores, Datos Tomados de Programa Final de Brocas de Perforación ANH-PATIA1-ST-P.

En general el desempeño de las brocas fue bueno, con una buena tasa de penetración, aunque en base al anexo de bit record se puede observar en cuanto a la condición de desgaste de las brocas en general presentan un alto desgaste debido al proceso de ensanchamiento, perforación y Corazonamiento en una sección con alto porcentaje de conglomerado y una litología bastante abrasiva por su alta presencia de limolita.

### 🚧 FASE 12 1/4"

Las brocas utilizadas en este trabajo mostraron muy buen desempeño, minimizando tiempos de perforación y costos para la operadora, se manejan los mejores parámetros de perforación para buscar la mejor tasa de penetración posible y mitigar las vibraciones presentes durante la sección perforada. En base a la condición de desgaste de las brocas se concluye que generalmente fue generado por el trabajo realizado durante la perforación de las secciones conglomeraticas junto con las vibraciones que estas generaban.

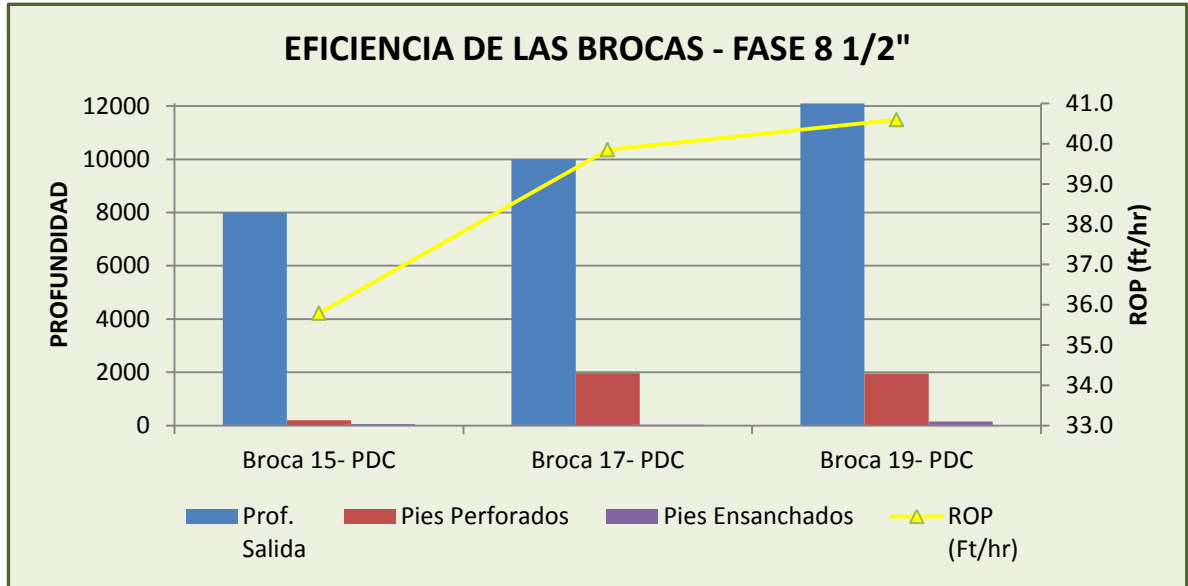
Grafica 10. Eficiencias de las Brocas - Fase 12 1/4"



Fuente: Autores, Datos Tomados de Programa Final de Brocas de Perforación ANH-PATIA1-ST-P.

## FASE 8 1/2"

Grafica 11. Eficiencias de las Brocas - Fase 8 1/2"



Fuente: Autores, Datos Tomados de Programa Final de Brocas de Perforación ANH-PATIA1-ST-P.

Se presentó variación constante y dramática de la ROP durante varios intervalos lo cual se debió a la presencia repetida de intercalaciones de limolita y arenisca de muy baja perforabilidad. Durante la arcilla la perforabilidad es bastante alta con ROPs muy elevadas. En general en cuanto a la condición de desgaste las brocas salen en buenas condiciones con un único desgaste por cortadores rotos, debido al tipo de litología encontrada.

## ✚ TIEMPOS DE VIAJE DE LAS BROCAS DE PERFORACION DEL POZO CORRELACIÓN

Tabla 9. Tiempos de Viaje de las Brocas de Perforación

TIEMPOS DE VIAJE								
Diam (Pulg)	Tipo	IADC	Prof. Entr	Prof. Salida	Tiempo Rotando (hr)	Velocidad de Viaje (ft/hr)	Tiempo Viajando (hr)	Tiempo de Perforación
<b>FASE DE 26"</b>								
26	T11	115M	32	775	27.11	1000	0	27.11
<b>FASE DE 17 1/2"</b>								
12 ¼	MSRE519M	M422	790	2500	22.43	1000	0.79	23.22
12 ¼	SKRE 519M-A2D	M422	3105	3761	15.9	1000	6.9	22.766
12 ¼	SKRE 519M-A2F	M422	3761	4200	12.25	1000	3.8	16.011
12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	4290	4500	6.32	1000	4.29	10.61
<b>FASE DE 12 1/4"</b>								
12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	5247	6078	28.95	1000	5.247	34.197
12 ¼	RSR 716M-AI7	M422	6661	6776	8.67	1000	13.437	22.107
12 ¼	SKR716M-A1C	M422	6776	7801	40.42	1000	14.577	54.997
<b>FASE DE 8 1/2"</b>								
8 1/2	RSR 716M	M422	7801	8000	5.56	1000	7.801	13.361
8 1/2	RSR 716M	M422	8029	10000	49.46	1000	8.029	57.489
8 1/2	RSR 716M-C1	M423	10151	12100	48.01	1000	10.151	58.161

Fuente: Autores, Datos Tomados de Programa Final de Brocas de Perforación ANH-PATIA1-ST-P.

### 3.13.2. Análisis Descriptivo De La Trayectoria Del Pozo.

El pozo correlación ANH-PATÍA-1-ST-P, es un pozo estratigráfico, que se programó para ser perforado verticalmente hasta una profundidad total de 12.100 pies.

Con el objetivo de mantener la trayectoria vertical del pozo se usaron ensamblajes pendulares y la medición con sistema convencional, se monitoreo constantemente la profundidad, azimut e inclinación con el fin de dirigir eficazmente la posición del pozo con la utilización de MWD (Measurement While Drilling), adicionalmente no fue necesario el diseño de BHA's con motores de fondo, para controlar la verticalidad ya que el pozo correlación ANH-PATÍA-1-ST-P no utilizo ningún sistema direccional.

Tabla 10. Registro de Desviación

MD (ft)	Ang (°)	TVD (ft)
221	0.26	221
559	0.5	558.99
775	1	774.97
2500	4.25	2498.16
2711	5.75	2708.36
4200	3.75	4192.25
4800	5.25	4790.4
6078	6	6062.24
6776	7	6755.76
7801	3	7776.86
10000	6.5	9968.3

\*\*\* Proyección a la broca: 12100' MD / 12055' TVD

Fuente: Programa Final de Perforación ANH-PATIA1-ST-P.

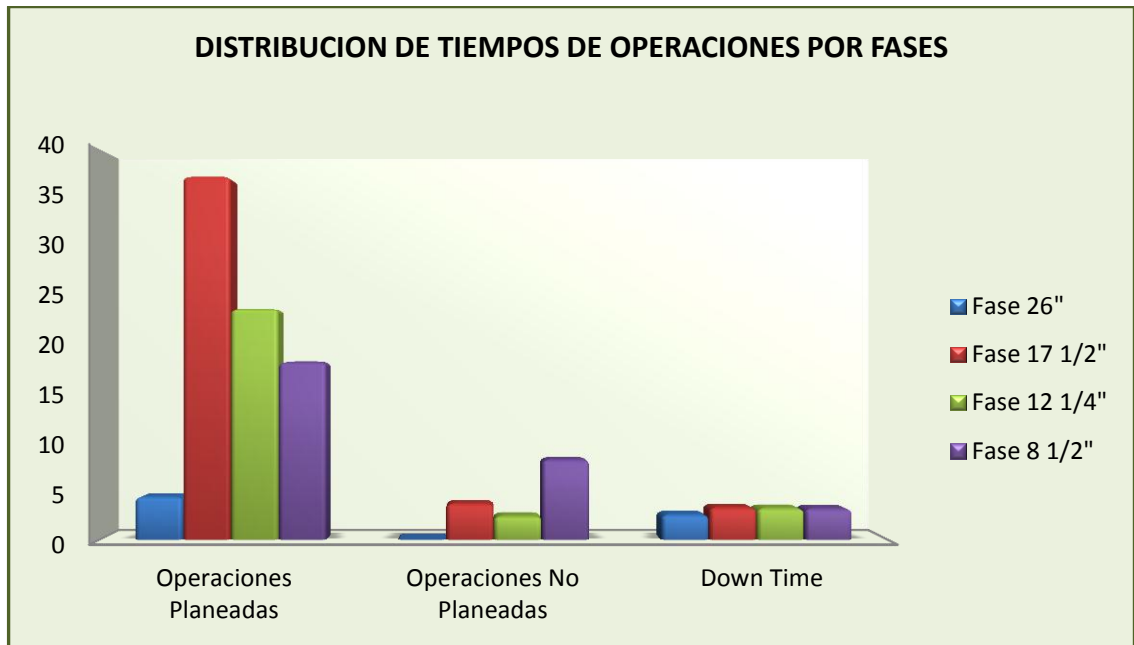
### 3.13.3. Relación Y Análisis De BHAs Utilizado.

En base al estudio realizado para la selección de BHAs se puede concluir que los BHAs utilizados para las operaciones de perforación, ensanchamiento y Corazonamiento cumplen con las especificaciones de diseño necesarias, por tal motivo vale la pena resaltar que la selección de los BHAs fue la acertada y la mejor opción, para las operaciones planeadas para este pozo.

### 3.13.4. Distribución De Tiempos De Operaciones

En la siguiente grafica se puede observar que en la fase 8 ½" se presenta el mayor tiempo en Operaciones No Planeadas, debido a que en esta fase fue necesario realizar un segundo intento de acondicionamiento de registros, ya que la sonda se tranco, presentando de esta forma el mayor porcentaje de tiempo consumido en operaciones no planeadas. En cuanto a las operaciones planeadas cabe destacar que durante la fase 17 ½" se presenta el mayor porcentaje, debido a que se realiza el Corazonamiento para la recolección de información litológica, y finalmente en el caso de Fallas en los Equipos, el tiempo necesario para la reparación fue similar en todas las fases.

Grafica 12. Distribución de Operaciones Por Fases



Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

### 3.13.5. Operaciones Planeadas

En la siguiente tabla se presenta una relación entre las operaciones planeadas y las ejecutadas, donde a simple vista se puede observar que la desviación de tiempos a manera general no es relevante, incluso vale la pena destacar que el proyecto se realizó en un tiempo óptimo de operación, por lo tanto se puede concluir que las operaciones planeadas estuvieron acorde con la planificación del pozo.

Tabla 11. Desviación de Tiempos de las Operaciones Planeadas vs Ejecutadas

Fase	Actividad		Planeado	Ejecutado	Desviación
			(DIAS)	(DIAS)	(DIAS)
I	Perforando	FLAT TIME	2,3	3,77	1,47
	Acondicionando Para Casing		0,3	0,69	0,39
	Corrida De Casing		0,3	0,88	0,58
	Cementación Y Woc		1	0,58	-0,42
	Wha		0,3	0,38	0,08
	Bop		1	0,54	-0,46
	DrillOut		0,7	0,27	-0,43
II	Perforando	FLAT TIME	6,5	6,44	-0,06
	Corazonando		21,5	19,19	-2,31
	Ensancho		6,3	11,54	5,24
	Acondicionando Para Registros		0,8	0,35	-0,45
	Prueba de Integridad		0,2	0,23	0,03
	Registrando		3,9	1,29	-2,61
	Acondicionando Para Casing		1,5	1,75	0,25
	Corrida De Casing		1,1	1,06	-0,04
	Cementación		0,3	0,50	0,20
	Wha		0,3	0,54	0,24
	Bop		1	0,81	-0,19
	DrillOut		0,8	0,63	-0,17
	III		Corazonando	FLAT TIME	24
Ensancho		2	1,69		-0,31
Perforando		5,8	5,77		-0,03
Acondicionando Para Registros		0,6	2,92		2,32
Prueba De Integridad		0,3	0,04		-0,26
Registrando		4,2	0,90		-3,30
Acondicionando Para Casing		0,6	2,27		1,67
Corrida De Casing		1,3	1,02		-0,28
Cementación		0,3	0,35		0,05
Instalación Casing Hanger		0,5	0,67		0,17
DrillOut		0,3	0,85		0,55

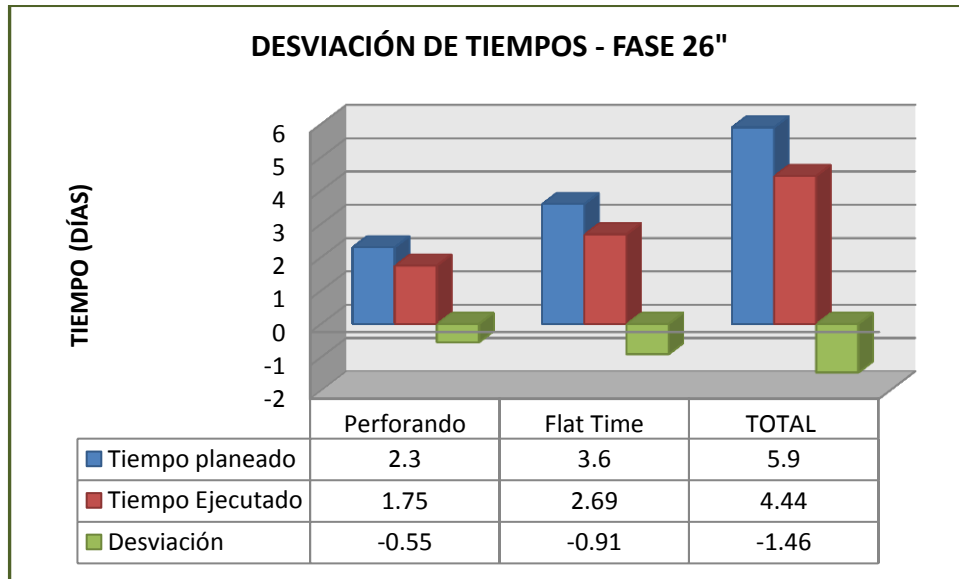
Continuación tabla

Fase	Actividad		Planeado	Ejecutado	Desviación
			(DIAS)	(DIAS)	(DIAS)
IV	Corazonando		4,4	8,56	4,16
	Ensanchando		1	1,10	0,10
	Perforando		5,4	7,44	2,04
	Acondicionando Para Registros	FLAT TIME	0,4	7,56	7,16
	Prueba De Integridad		0,2	0,13	-0,08
	Registrando		5,9	2,10	-3,80
	Abandono		3	2,79	-0,21
<b>TOTALES</b>			<b>110,3</b>	<b>110,5</b>	<b>0,2</b>

Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

**FASE 26"**

Grafica 13. Desviación de Tiempos - Fase 26"



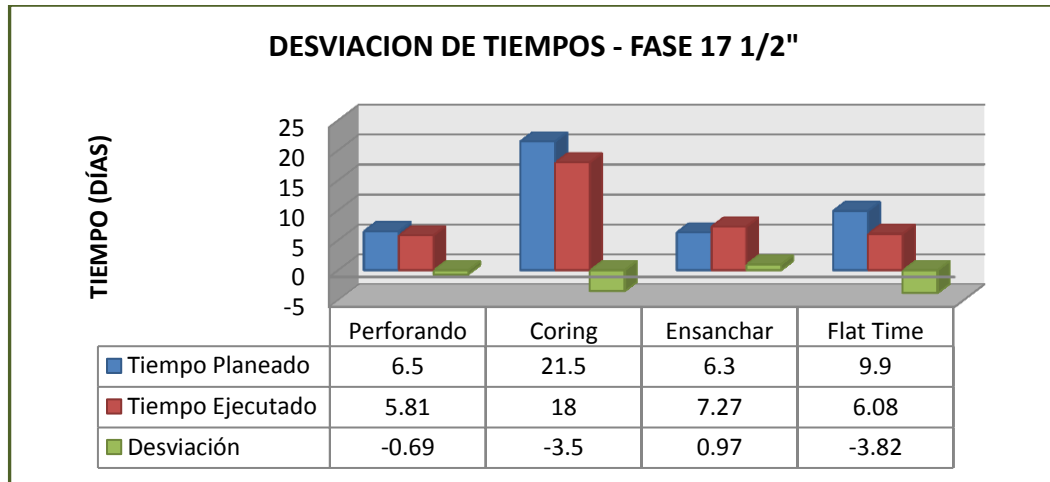
Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

Durante esta primera fase, se puede observar que todas las operaciones se ejecutaron según lo planeado, incluso hubo una ganancia de tiempo de aproximadamente 1.46 días, de esta forma se puede concluir que hubo acierto en la distribución de tiempos planeados para esta fase.

## ✚ FASE 17 1/2"

En la siguiente gráfica se relacionan las operaciones planeadas para esta fase y su desviación real en cuanto a las operaciones realizadas en campo:

Grafica 14. Desviación de Tiempos - Fase 17 1/2"



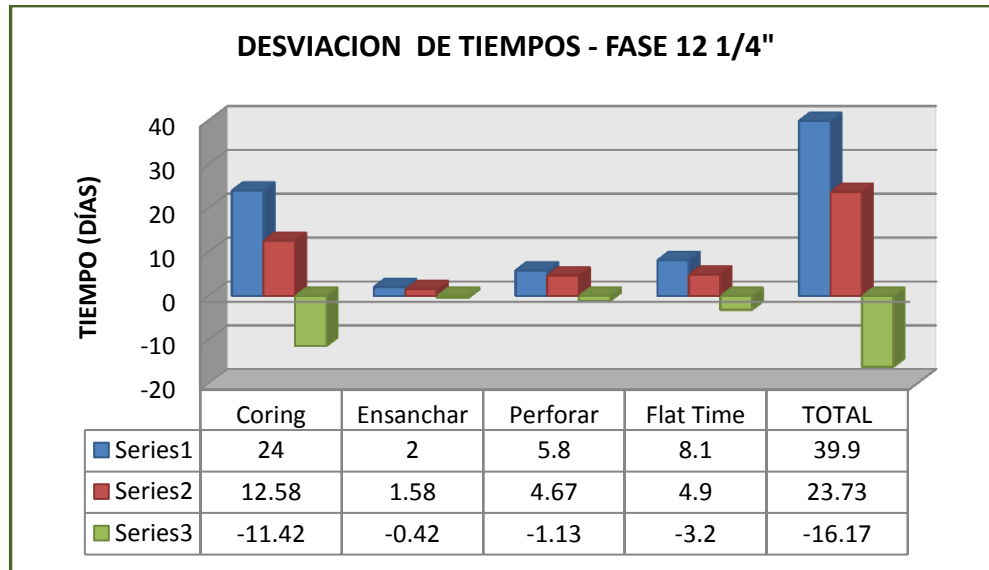
Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

En base a esta gráfica se puede concluir que las operaciones durante esta fase fueron óptimas y acertadas con lo planeado para este proyecto, cabe destacar que la operación de ensanchamiento estuvo por encima de lo planeado en un tiempo aproximado de tan solo 0.97 días, esta desviación se ve directamente relacionada con que durante esta fase después de cada Corazonamiento se programó ensanchar el intervalo corazonado ya que el diámetro de la broca corazonadora es de 8 1/2" ensanchando a 12 1/4" lo cual fue necesario para la toma de Registros, después de registrado el hueco se ensancho a 17 1/2" con el objetivo de alcanzar el diámetro planeado para la fase, pero en la planeación no se tuvo en cuenta los mismos intervalos de corazonamiento y por tanto esta desviación se ve perjudicada por esto.

### ✚ FASE 12 1/4"

A continuación se muestra una gráfica en la cual se relaciona la desviación de tiempo en las operaciones planeadas.

Gráfica 15. Desviación de Tiempos - Fase 12 1/4"



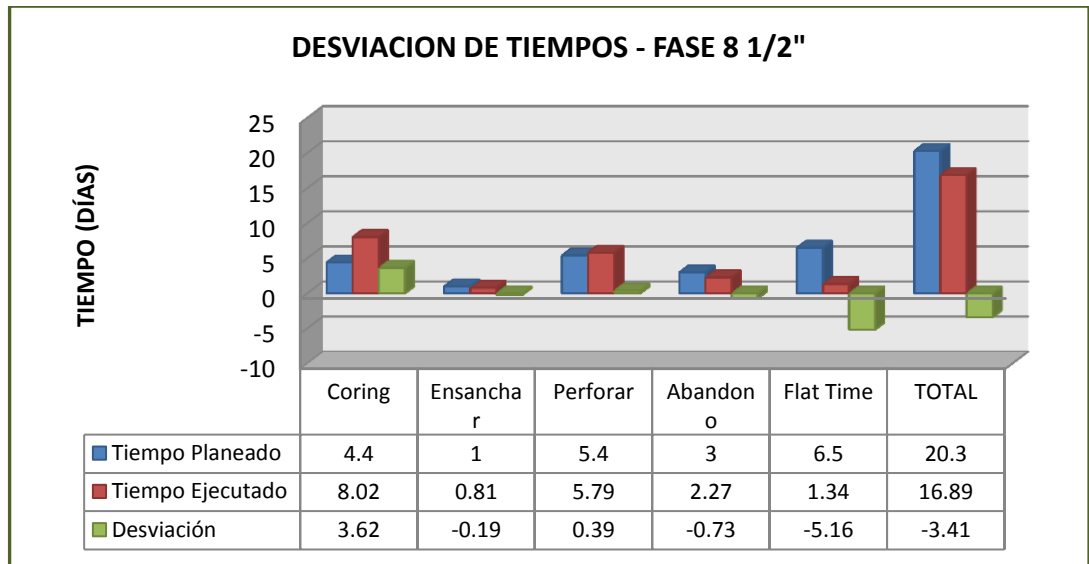
Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

En base a la anterior gráfica se puede concluir que las operaciones planeadas para la fase 12 1/4" se cumplieron acabadidad, dentro del rango de desviación permitido, incluso es de resaltar que durante esta fase hubo una ganancia de tiempo de aproximadamente 16.17 días, demostrando con este valor que el tiempo planeado por el equipo de perforación fue acertado.

### ✚ FASE 8 1/2"

En la siguiente gráfica se muestra la relación de las operaciones planeadas por el equipo de perforación y las ejecutadas durante esta fase.

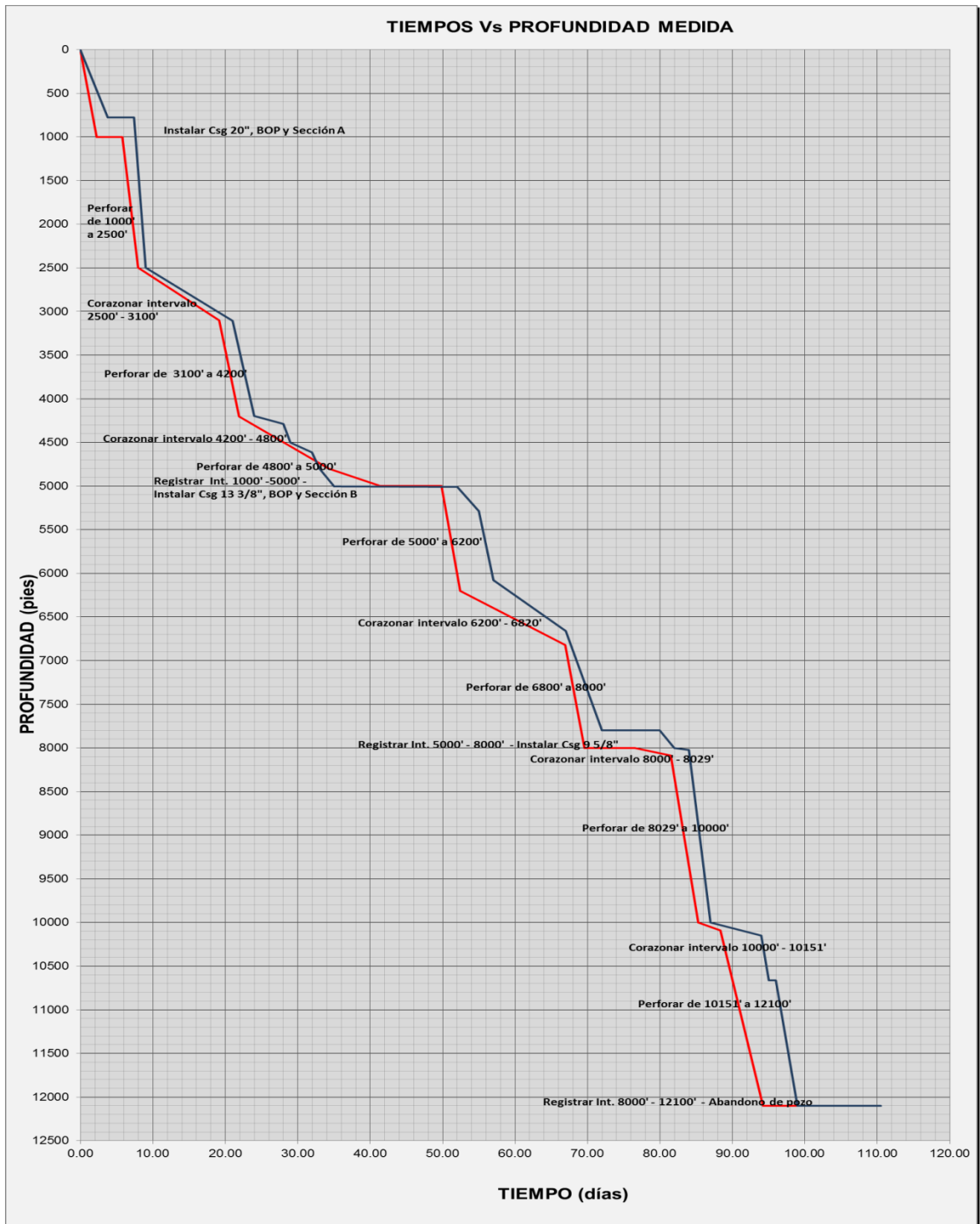
Grafica 16. Desviación de Tiempos - Fase 8 1/2"



Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

En base a la anterior grafica se puede observar en general que las operaciones se realizaron según planeado, incluso hubo una ganancia de tiempo de aproximadamente 3.41 días, es de resaltar que en la única operación que hubo una desviación con respecto a lo planeado fue durante el Corazonamiento, teniendo en cuenta que se encontraron con una formación muy dura, compuesta por conglomerado politmitico haciendo necesario disminuir las ROP y por tanto aumentar el tiempo de operación propuesto para el Corazonamiento, durante esta sección.

Figura 9. Desviación de Tiempos de las Operaciones Planeadas



Fuente: Informe Final de Perforación del Pozo ANH-PATIA1-ST-P.

### 3.13.6. Operaciones No Planeadas – Problemas Operacionales.

#### ✚ FASE 26”

**TORQUE ERRÁTICO:** En la ejecución de la perforación de la fase 26” se presentó un evento no planeado el cual ocasiono una pérdida de tiempo total de una hora (0.04 días), siendo este un problema asociado a Torque errático.

La solución a este problema sería adicionar aditivos al lodo que permitan aumentar su densidad y de esta manera dar el soporte necesario o estabilidad al pozo evitando los derrumbes los cuales actúan contra la rotación de la sarta de perforación generando torque más alto y errático.

#### ✚ FASE 17 ½”

A continuación se relacionan las actividades no planeadas, durante la segunda fase con una posible solución para mitigar estos problemas operacionales.

Tabla 12. Operaciones No Planeadas - Fase 17 1/2"

<b>OPERACIONES NO PLANEADAS</b>			
<b>OPERACIÓN NO PLANEADA</b>	<b>DURACIÓN (Días)</b>	<b>CAUSA</b>	<b>RECOMENDACIÓN</b>
<b>2° intento de ensanchamiento</b>	2.63	Recalentamiento de la Bomba #2	Pruebas de rendimiento de las bombas utilizadas durante el ensanchamiento
<b>Rimado</b>	0.46	Puntos Apretados	Aumentar la Densidad al lodo para mejorar la estabilidad del pozo, usar inhibidores de lodo para reducir hinchamiento de las arcillas.
<b>Backreaming</b>	0.02	Pega de Tubería, Caving o Derrumbes	Usar inhibidores de Lodo como Caliza y Sal o Lodos en base aceite para controlar el hinchamiento, aumentar la densidad del lodo para mejorar la estabilidad del pozo
<b>Limpieza del hueco</b>	0.23	Caving o Derrumbes	Aumentar la densidad del lodo para mejorar la estabilidad del pozo

Continuación Tabla

<b>OPERACIONES NO PLANEADAS</b>			
<b>OPERACIÓN NO</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>CAUSA</b>	<b>RECOMENDACIÓN</b>
<b>Dificultad Para Bajar Casing</b>	0.17	Intentos de Pega	Usar inhibidores de lodo para reducir hinchamiento de las arcillas y de esta forma mitigar el empaquetamiento de la formación

Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

 **FASE 12 1/4"**

A continuación se relacionan las actividades no planeadas, durante la tercera fase con una posible solución para mitigar estos problemas operacionales.

Tabla 13. Operaciones No Planeadas - Fase 12 1/4"

<b>OPERACIONES NO PLANEADAS</b>			
<b>OPERACIÓN NO</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>CAUSA</b>	<b>RECOMENDACIÓN</b>
<b>Rimado</b>	1.77	Puntos Apretados	Aumentar la Densidad al lodo para mejorar la estabilidad del pozo, usar inhibidores de lodo para reducir hinchamiento de las arcillas.
<b>Backreaming</b>	0.21	Sobretensión	Usar inhibidores de Lodo como Caliza y Sal o Lodos en base aceite para controlar el hinchamiento, aumentar la densidad del lodo para mejorar la estabilidad del pozo
<b>Aumento de la Densidad del Lodo</b>	0.31	Inestabilidad de la formación	Aumentar la densidad del lodo para mitigar la inestabilidad de la formación, teniendo en cuenta que en este intervalo hay presencia de esfuerzos tectónicos
<b>Washing</b>	0.08	Llenado Irregular , Suaveo del Pozo y Caving	Aumentar la densidad del lodo para mitigar la inestabilidad de la formación y disminuir la velocidad de viaje

Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

## ✚ FASE 8 ½"

A continuación se relacionan las actividades no planeadas, durante la última fase con una posible solución para mitigar estos problemas operacionales.

Tabla 14. Operaciones No Planeadas - Fase 8 1/2"

<b>OPERACIONES NO PLANEADAS</b>			
<b>OPERACIÓN NO</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>CAUSA</b>	<b>RECOMENDACIÓN</b>
<b>2° Intento de acond. de Registros</b>	6.29	Se tranco la Sonda	Usar inhibidores de lodo para reducir hinchamiento de las arcillas
<b>2° Corrida de Registros</b>	1.33	Se tranco la Sonda	Usar inhibidores de lodo para reducir hinchamiento de las arcillas
<b>Rimado</b>	0.19	Puntos Apretados	Aumentar la densidad del lodo para mejorar la estabilidad del pozo
<b>Pega de Tubería</b>	0.29	Empaquetamiento	Aumentar la densidad del lodo para mejorar la estabilidad del pozo, Perforar a velocidades de penetración (ROP) bajas para no genera más recortes de los que pueden ser circulados mecánicamente a partir del espacio anular.
<b>Bombeo de Píldora Dispersa</b>	0.06	Embolamiento de la Broca	Utilizar inhibidores de arcilla en el lodo, optimizar la hidráulica y selección adecuada de la broca
<b>Dificultad Para Sacar Tubería</b>	0.04	Puntos Apretados	Aumentar la densidad del lodo para mejorar la estabilidad del pozo

Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

Como conclusión final respecto a todas la fases se puede identificar que los problemas operacionales más frecuentes se presentaron debido a la inestabilidad mecánica del pozo, por tal motivo se recomienda aumentar la densidad del lodo y de esta manera conseguir una formación más estable, para futuras perforaciones se recomienda iniciar en cada fase con la máxima densidad del lodo utilizada al final de cada fase.

### 3.13.7. Descripción Y Análisis Down Time.

A continuación se hace un análisis de las fallas más relevantes en el desarrollo de la perforación del pozo correlación. Cabe destacar que la presencia de inconvenientes presentados a diario es el principal causante de no conseguir los objetivos propuestos, como es el caso del tiempo de operación que se encuentra directamente vinculado con la desviación de tiempo respecto al planeado.

Tabla 15. Fallas en los Equipos Por Secciones

DOWN TIME POR FASES							
COMPAÑÍA	SERVICIO	FALLAS EQUIPOS	FASE I	FASE II	FASE III	FASE IV	TOTAL (Horas)
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Alineación Torre	-	2.0	-	-	2.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Bombas Lodo	40.5	18.0	1	4	63.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Chupador	1.0	-	-	-	1.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Equipo Soldadura	-	2.0	-	-	2.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Floor Hand	-	3.5	0.5	1	5.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Freno Malacate	-	5.0	10	3	18.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Generador	-	6.5	1.5	2	10.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Roscas Dc 8"	-	0.5	-	-	0.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Stand Pipe	1.0	17.0	8.5	-	26.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Swivel	-	2.0	15	-	16.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Top Drive	2.0	2.0	17	35	55.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Winches	3.0	3.5	-	0.5	7.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Campana	-	2.0	-	-	2.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Cuadrilla	-	4.5	-	-	4.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Valvula Hcr	-	0.5	-	-	0.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Elevador	-	-	0.5	-	0.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Taponamiento Boquillas	-	-	23	-	22.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Cuña	-	-	0.5	0.5	1.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Saver Sub	-	-	-	1.5	1.5
Erazo Valencia	Equipo Perforación	Torquimetro	-	-	-	1	1.0
Erazo Valencia	Equipo Perforación	DrlgRig	-	-	-	17	16.5
Halliburton	Coring	Drifft	-	1.0	-	-	1.0
Halliburton	Coring	Unidad Wire Line	-	10.0	0.5	-	10.5
Pointer	Corrida Casing	Csg Tools	15.0	-	1.5	-	16.5
Weatherford	Cementación	Unidad De Cementación	-	-	-	13	12.5
<b>TOTAL</b>			<b>62.5</b>	<b>80.0</b>	<b>78</b>	<b>78</b>	<b>298</b>

Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

En base a la anterior tabla se puede concluir de manera general que en el equipo de perforación fue donde hubo un mayor Down time, vale la pena resaltar que la empresa contratista de este equipo fue Erazo Valencia, tomando en cuenta lo anterior a manera de recomendación se deben mejorar la exigencia en la licitación para la elección de empresas prestadoras de servicios, y de esta manera disminuir tiempos relacionados con las fallas en los equipos, de igual forma se hace necesario una mejor elección en cuanto al personal de trabajo dispuesto para desarrollar cada actividad.

### **3.13.8. Descripción Y Análisis De Lodo Utilizado Por Fase**

- **FASE 26”**

A manera de conclusión que el lodo utilizado durante esta primera fase funciono correctamente durante toda la operación, teniendo la necesidad de aumentar la densidad del lodo con el fin de mantener estable la formación, igualmente se recomienda para futuras perforaciones utilizar un lodo basado en algún tipo de inhibición como Nitrato de Calcio con Goma Xhantica en baja proporción para ajustar viscosidad, esta recomendación se da porque este lodo es amigo del cemento y cuando la operación de cementación se realiza el retorno de cemento es limpio y no se presenta volúmenes altos de cemento contaminado con bentonita.

- **FASE 17 ½”**

Se recomienda para futuras perforaciones trabajar el sistema con diluciones de lodo nuevo para mantener parámetros de MBT y densidad del fluido en los rangos del programa, Trabajar con Driscal para mantener el filtrado del sistema acorde al programa ya que la temperatura con la que se trabajó en superficie fue de 152 °C, mantener el sistema con agregado constante de Maxdrill y PHPA para mantener inhibido el sistema y tener una mejor eficiencia con las centrifugas eliminando mayor cantidad de sólidos finos.

- **FASE 12 ¼"**

Los parámetros que se mantuvieron en el sistema de fluido Q Maxdrill PHPA durante los cortes de núcleos, ensanchamiento y perforación del intervalo fueron las adecuadas ya que el hueco siempre se mantuvo limpio (Caving bajos), estable (las conexiones sin problema), y sin presentar problemas como pérdidas de fluido, atrapamientos o pega diferencial, por lo que este fluido puede ser ampliamente utilizado en la perforación de otros pozos, igualmente se recomienda trabajar con caudales máximos de 280 gpm ya que mayores a estos ocasiona que la herramienta se atasque incrementando la presión durante la operación de corazonamiento especialmente en las formaciones compuestas por conglomerados.

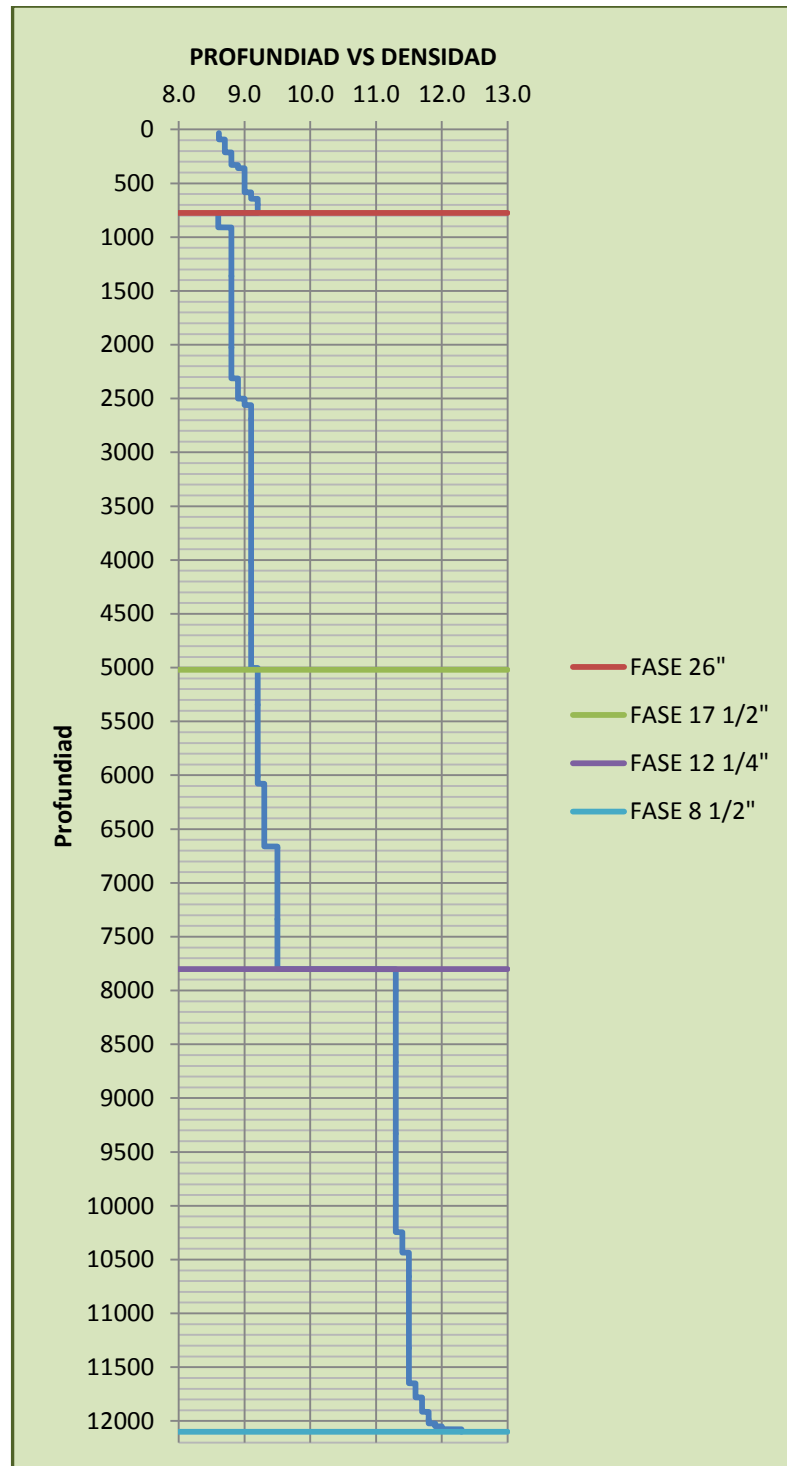
- **FASE 8 ½"**

El fluido Q Maxdrill PHPA presentó las propiedades necesarias para el óptimo rendimiento de limpieza y estabilización del hueco reduciendo los tiempos de perforación y evitando retrasos en las operaciones de corazonamiento, ensanchamiento y perforación. Se recomienda continuar reutilizando el mismo volumen de lodo recuperado del intervalo anterior de 12 ¼" e igualmente medir cuantitativamente los sólidos retornados por el flowline, después de procesarse sobre las mallas de los Shakers

### **MANEJO DE LA DENSIDAD DEL LODO**

La densidad del lodo utilizada durante la perforación del pozo correlación, fue la adecuada en la medida que se tenía la necesidad de aumentarla con el fin de mantener la estabilidad del hueco y de esta forma evitar problemas operacionales severos, como recomendación para perforaciones futuras se debe manejar la densidad del lodo con la máxima unidad obtenida en cada fase.

Grafica 17. Profundidad vs Densidad



Fuente: Autores, Datos Tomados de Reportes Diarios

### 3.13.9. Operaciones De Cementación Por Fases.

En la siguiente tabla se presentan las características de cada casing en el desarrollo del proceso de cementación.

Tabla 16. Características de los diferentes casing en el proceso de cementación

CSG	20"	13 3/8"	9 5/8"
Rango	0 ft - 765 ft	765 ft - 5000 ft	0 ft - 1000 ft
Diámetro Externo (In)	26	13,375	12,25
Diámetro Interno (In)	20	12,415	8,535
Peso Liner (Lbm/Ft)	133	68	53,5
Grado Del Casing	L-80	L-80	P-100
Rosca	BTC	BTC	BTC
Presión De Colapso (Psi)	1600	2,26	7950
Presión De Estallido (Psi)	4450	5,02	10900
Capacidad Interna (Bbl/Ft)	0,34079	0,14973	0,07077

Fuente: Reporte-final-fluidos de perforación-PATIA-1-ST-P

El trabajo de cementación que se realizó durante toda las fases tuvo resultados satisfactorios cumpliendo con el aislamiento de zonas y soporte de revestimiento; en el primer casing (20") se usó un sistema de cementación con sarta interna, para cubrir el espacio anular desde 1000 pies hasta superficie, para el segundo revestimiento se optó por el uso de un sistema de cementación convencional, utilizando cabeza de cementación, tapón de desplazamiento (superior), Zapato Flotador, Collar Flotador NR, juego de tapones TOP - BOTTOM PLUG NR y desplazando agua con las bombas del equipo de cementación; en el caso del casing 9 5/8" se eligió cementación convencional, utilizando la cabeza de cementación, tapón de desplazamiento (superior) y desplazando con las bombas del equipo de cementación (Agua) hasta sentar el tapón.

En general durante la ejecución de esta operación no se presentaron problemas operacionales ni incidentes que alcanzaran afectar la integridad de las personas, los equipos o el medio ambiente, este trabajo se realizó de acuerdo a lo planeado inicialmente por el programa pre-operacional, asimismo se resalta la aplicación de las buenas prácticas para asegurar la calidad del trabajo.

### 3.13.10. Pruebas De Integridad.

Tabla 17. Prueba de Integridad

RTO (PULG)	PROF (Ft)	D. LODO (LPG)	P. PRUEBA (psi)	LOT (LPG)	P. EN FONDO (psi)	RECOMENDACIONES
20"	790	8.6	550	21	862.68	1. El pozo debe circularse bien para tener una densidad de lodo homogénea de tal forma que la presión hidrostática sea lo más real posible.  2. Después de pasar la zona de falla, puede aplicarse material sellante para fortalecerla, si se notan pérdidas de fluido o bajo gradiente, se debe pensar en utilizar un plan de contingencia.
13 3/8"	4998	9.2	1780	20	5221	
9 5/8"	7820	11.3	2750	18	7319	

Fuente: Reporte-final-fluidos de perforación-PATIA-1-ST-P

### 3.13.11. Análisis Del Comportamiento De Gases

Durante la perforación del pozo ANH-PATIA-I-ST-P no se observó ninguna manifestación de hidrocarburos, ni se evidenciaron manifestaciones de gas que nos indique la presencia de algún yacimiento hidrocarburífero el cual se analiza por método de gas ratio o método de Pixler.

Las máximas concentraciones de gas encontradas oscilaron entre 0.419 % y 0.02 %, sin cromatografía completa de C1 a C5. Las manifestaciones más relevantes presentes durante la perforación del pozo se muestran a continuación.

## 4. PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN

### 4.1. RIESGOS OPERACIONALES – PROBLEMAS POTENCIALES

Dentro de los problemas operacionales más comunes se tiene: <sup>30</sup>

#### 4.1.1. Problemas Operacionales Durante Los Procesos De Viajes De Tubería.

##### PRESIÓN DE SURGENCIA

También llamada presión de compresión, se origina cuando la sarta de perforación, o el revestidor se introduce en el hueco, ocasionando que el fluido de perforación situado debajo de la broca sea forzado a salir a la superficie por el espacio anular generando así un aumento en la presión hidrostática. Las fuerzas de compresión (responsables de las presiones de surgencia) se crean cuando la sarta de perforación se baja muy rápido y el fluido no tiene tiempo de desplazarse hacia arriba. Por otra parte, como el fluido de perforación es ligeramente compresible, la presión en el pozo puede aumentar y producir fractura de la formación, falla del revestidor o pérdida del fluido de perforación y en consecuencia, puede disminuir la presión hidrostática, lo cual afecta la estabilidad del hueco.

---

<sup>30</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN, Tópico Control de Pozo, Capítulo VII, Ecopetrol.

## **PRESIÓN DE SUABEO**

También conocida como presión de succión, se produce cuando se saca muy rápido la tubería del hoyo, y el fluido de perforación alrededor de la sarta de perforación no baja a la misma velocidad con la cual esta sube. Este efecto disminuye la presión hidrostática y puede originar la entrada de fluidos de la formación al pozo. Las presiones de surgencia y de suabeo se ven afectadas por factores tales como:

- Propiedades del fluido de perforación (densidad, viscosidad, punto cedente, resistencias de gel, etc.).
- Geometría del hoyo.
- Velocidad de subida y bajada de la sarta de tubería.
- Condiciones del hoyo y propiedades de la formación.
- Profundidad del pozo.
- Configuración del BHA.

## **LLENADO DEL HUECO**

Generalmente los problemas que se presentan al tratar de mantener el hoyo completamente lleno de fluido durante la extracción e inserción de la sarta de perforación son la causa fundamental del 50% a 70% de todos los reventones registrados en la industria. A medida que se extrae la sarta, el nivel del fluido de perforación en el hoyo bajará debido al volumen que ésta ocupa, a las pérdidas de fluido que se producen en superficie y a la filtración o pérdida del fluido de perforación hacia las formaciones permeables. Como consecuencia del descenso del nivel de la columna del fluido de perforación se produce una reducción en la presión hidrostática.

#### 4.1.2. Problemas Operacionales Durante La Perforación.

Los problemas más comunes encontrados durante la perforación se clasifican de acuerdo a las causas que los originan en: problemas asociados con la formación y problemas asociados con el fluido de perforación<sup>31</sup>

##### **PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN**

Pérdida de fluido de perforación hacia la formación, cuando la presión hidrostática del fluido excede el esfuerzo mecánico de la roca atravesada.

##### ➤ **TIPOS DE PÉRDIDA**

- En formaciones superficiales de gran porosidad y permeabilidad por lo general arenas y gravas poco consolidadas
- Formaciones fracturadas en una forma natural
- Fracturas inducidas mediante desbalance de presiones
- Formaciones con cavidades de disolución y cavernosas

##### ➤ **COMO PREVENIR LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN**

- Utilizar densidad del lodo que apenas exceda la presión de formación
- Mantener propiedades reológicas del lodo tan bajas como sea posible. (Punto Cedente y Fuerza gel)
- Utilizar caudales de bombeo de lodo óptimos
- Calcular valores de velocidad máxima de la sarta y de los revestidores durante las maniobras
- Realizar pruebas de Integridad a la Formación
- Evitar Embolamiento de la broca y estabilizadores que puedan bloquear el espacio anular.

---

<sup>31</sup> DATALOG WELLSITE OPERATIONS MANUAL, Procedimientos y Operaciones en el Pozo, Versión 3, Marzo de 2001.

## PEGA DE TUBERÍA O ATASCAMIENTO

En general se reconoce esta situación, porque el torque se aumenta y torna errática, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería. Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales:<sup>32</sup>

### ➤ **EMPAQUETAMIENTO (PACK – OFF) O PUENTE (BRIDGE):**

Ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drillcollar de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empacado, pegando la tubería. Los empaquetamientos y puentes formados durante el atascamiento de tubería son causados por recortes depositados, inestabilidad de lutitas, formaciones fracturadas y falladas, formaciones no consolidadas y cemento o basura en el pozo.

**Recortes Depositados:** si los recortes no son retirados del pozo, se acumularan en éste, causando empaquetamiento, generalmente alrededor del conjunto de ensamblaje de fondo (BHA), lo cual ocasionará el atascamiento de la tubería. Este problema ocurre frecuentemente en las secciones ensanchadas, donde las velocidades anulares son más bajas.

---

<sup>32</sup> AMOCO, Training To Reduce Unscheduled Events, 1994, 1995, 1996 Amoco Production Company Third Edition

Figura 10. Recortes Depositados



Fuente: AMOCO, Training to Reduce Unscheduled Events, 1994, 1995, 1996 Amoco Production Company Third Edition

Una buena limpieza de pozo, significa la remoción de suficientes sólidos del agujero para permitir un paso, razonablemente sin impedimentos, para la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.

Los recortes o ripios pueden depositarse en el pozo debido a:

- Excesiva velocidad de penetración (ROP) con respecto a la velocidad de circulación
- Falta de suspensión y transporte de los ripios hacia la superficie
- Trayectorias de pozo muy desviadas.
- Desprendimiento y obturación de la formación alrededor de la sarta de perforación.
- Circulación insuficiente para limpiar el pozo antes de sacar la tubería o de realizar conexiones.

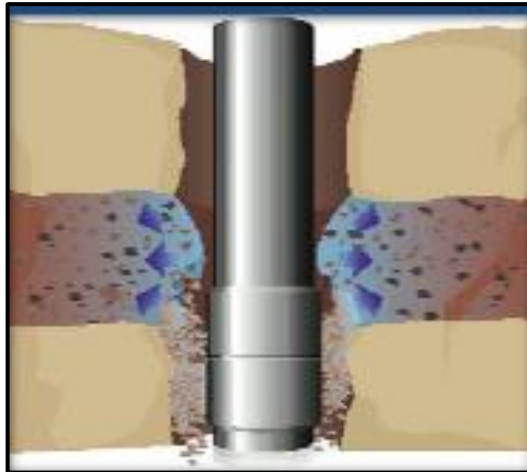
Las medidas preventivas para evitar la sedimentación de ripios son:

- Mantener la reología apropiada del fluido de perforación de acuerdo con el tamaño del pozo, la ROP y la inclinación del mismo.
- Limpiar el pozo con una píldora de alta viscosidad. Circular siempre hasta que las píldoras de barrido regresen a la superficie y que las zarandas estén limpias.
- Optimizar la hidráulica del pozo de manera que sea compatible con el tamaño respectivo del pozo, la inclinación y la ROP.
- Mover la sarta de perforación durante la circulación a la velocidad máxima, para perturbar las camas de recortes e incorporarlas de nuevo dentro del flujo.

**Inestabilidad de las Lutitas:** las lutitas inestables pueden causar la obstrucción y atascamiento de la tubería de perforación cuando caen dentro del pozo. Se clasifican en lutitas reactivas y lutitas presurizadas.

Las lutitas reactivas son sensibles al agua, cuando estas la absorben se someten a esfuerzos y se desconchan dentro del pozo. La perforación a través de lutitas reactivas es indicada principalmente por aumentos en la viscosidad de embudo, punto cedente, esfuerzos de gel, prueba de azul de metileno (MBT) y posiblemente de la densidad del fluido de perforación. Esto se reflejará en los aumentos de torque, arrastre y presión de bombeo.

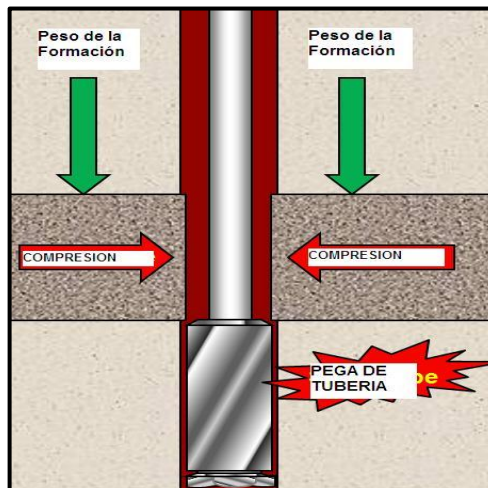
Figura 11. Lutitas Reactivas



Fuente: ING. ROBERTO SALAS, Problemas Operacionales Durante la Perforación

Por otra parte, las lutitas presurizadas están sometidas a esfuerzos mecánicos por diferentes factores, incluyendo el peso de la sobrecarga, los esfuerzos *in-situ*, el ángulo de los planos de estratificación y los esfuerzos tectónicos. Cuando son perforadas con una densidad de fluido de perforación insuficiente, se desprenden dentro del pozo.

Figura 12. Lutitas Presurizadas



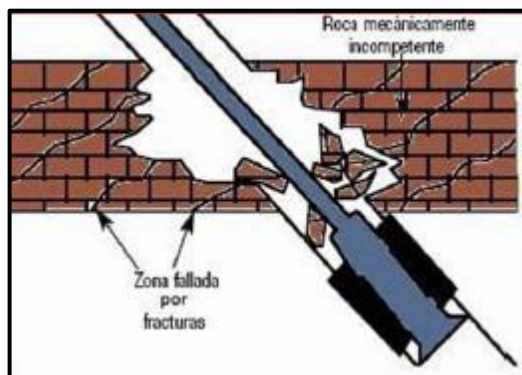
Fuente: Miguel Anhell, Pega de Tubería

- Ajustar el peso del lodo antes de perforar las lutitas que se sabe están bajo presión.
- Aumentar despacio el peso del lodo para estabilizar la lutitas.
- Minimizar presiones de suabeo y surgencia.
- Minimizar el tiempo de exposición del hoyo abierto.

Es de gran ayuda seleccionar el fluido de perforación apropiado para minimizar el hinchamiento y la reactividad de las lutitas. Los inhibidores del lodo (tales como caliza y sal) y lodos en base aceite son los fluidos de perforación más efectivos para controlar el hinchamiento.

**Formaciones Fracturadas y Falladas:** son formaciones frágiles mecánicamente incompetentes. Son especialmente inestables cuando los planos de estratificación se inclinan hacia abajo con altos ángulos.

Figura 13. Formaciones Fracturadas



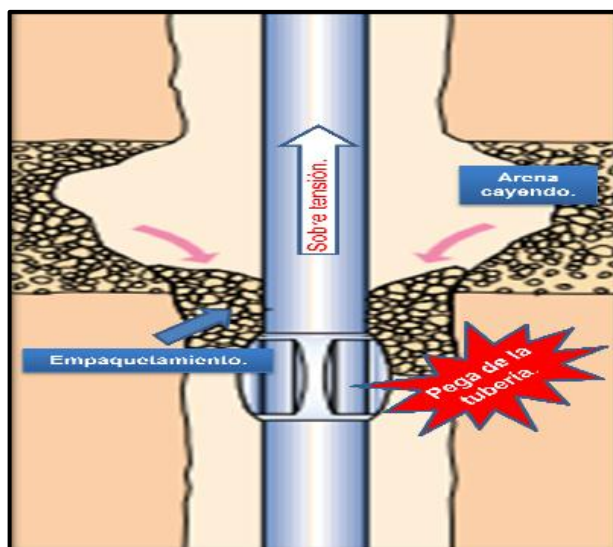
Fuente: Miguel Anhell, Pega de Tubería

La presión de bombeo, el torque y el arrastre aumentarán cuando el pozo está sobrecargado de lutita derrumbada, es por ello que es necesario mantener las propiedades adecuadas del fluido de perforación para asegurar la buena limpieza del pozo, pero si aun así se detecta el derrumbe de la formación se debe responder inmediatamente de la siguiente forma:

- Interrumpir la perforación.
- Barrer el pozo con un fluido de perforación de alta viscosidad
- Aumentar la viscosidad para mejorar la capacidad de transporte.
- Aumentar la densidad del fluido de perforación, cuando sea posible.
- Implementar prácticas de perforación para mejorar el transporte de los recortes y reducir la posibilidad de atascamiento de la tubería

**Formaciones No Consolidadas:** Una formación no consolidada cae dentro del pozo, debido a que se encuentra empacada con soltura, con muy poco o nada de unificación o cemento natural entre las partículas, gránulos o peñascos.

Figura 14. Formaciones No Consolidadas



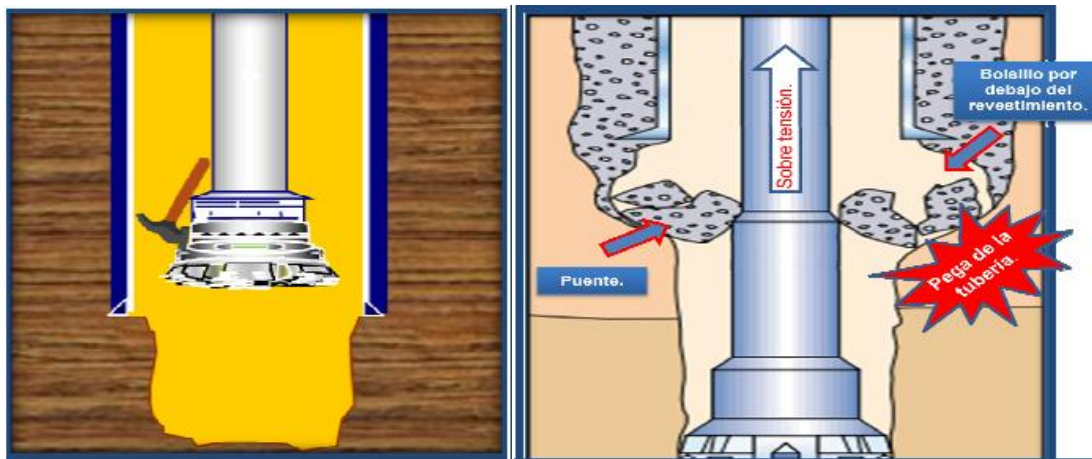
Fuente: Miguel Anhell, Pega de Tubería

La formación no consolidada (arena, grava, pequeños peñascos de lecho de río, etc), no puede ser sostenida por sobre balance hidrostático, ya que el fluido simplemente fluye dentro de la formación. Las medidas preventivas son:

- Evitar excesivo tiempo de circulación con el ensamblaje de fondo frente a las formaciones no consolidadas para evitar algún daño mecánico.
- Reducir la velocidad de viaje cuando el ensamblaje de fondo se encuentra frente a las formaciones no consolidadas
- Controlar la perforación en zona sospechosa dejando tiempo suficiente para que la retorta crezca y minimizar la carga de recorte angular
- Utilizar píldoras para tratar de mantener el hueco limpio
- Minimizar pérdidas fugaces de lodo con material fino de pérdida de circulación a través de estos intervalos.

**Cemento o Basura en el Pozo:** Cuando bloques de cemento o basura caen dentro del pozo, éstos pueden actuar como una cuña y bloquear la columna de perforación, frecuentemente puede caer en el pozo basura metálica proveniente de los equipos de perforación, de la rotura del equipo de fondo o de trozos de materiales tubulares, cuando esto ocurre la basura puede actuar como una cuña y bloquear la sarta de perforación

Figura 15. Cemento O basura en el Pozo



Fuente: Miguel Anhell, Pega de Tubería

Algunas de las medidas preventivas para minimizar la basura en el pozo son:

- Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento antes de salir perforando.
- Mantener una distancia suficiente entre los pozos de referencia.
- Comenzar lavando por lo menos dos haces de tubería en pie antes del tope teórico de cementación.
- Sacar dos lingadas de tubería en pie antes de tratar de establecer la circulación, si se observa algún peso de asentamiento al meter la tubería dentro del pozo después de una operación de cementación.
- Controlar la perforación al limpiar saliendo del cemento blando.
- Mantener el pozo cubierto cuando la columna de perforación está fuera del pozo.

#### ➤ **GEOMETRIA DE LAS PAREDES DEL HUECO**

Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en la dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo. Los principales problemas que afectan la geometría del pozo son la formación de llaveteros en el hoyo, la presencia de formaciones móviles, el uso de ensamblajes rígidos, y los pozos por debajo del calibre. Las acciones preventivas a tomar son:

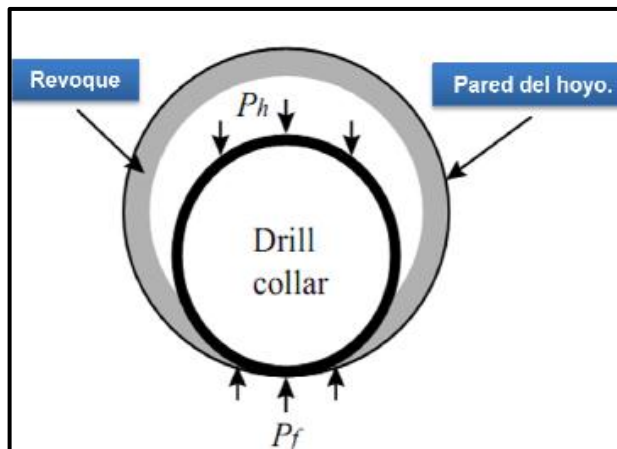
- Optimizar el diseño del ensamblaje de fondo y cuando sea posible, minimizar la rigidez el ensamblaje de fondo.
- Disminuir la velocidad del viaje antes de que el ensamblaje de fondo entre a la profundidad del trabajo inicial de desviación o a una profundidad de pata de perro aguda sin haber hecho un viaje para rimar o para limpiar
- Limitar la longitud del bolsillo de revestimiento para evitar ojos de llave en el fondo del revestimiento.

- Minimizar cambios agudos y frecuentes en la trayectoria del pozo.
- Utilizar estabilizadores con protección al calibre y seleccionar brocas con una protección extra al calibre, si formaciones duras son perforadas
- Comenzar a rimar una conexión arriba de la sección corazonada. Como práctica común, rimar la última parada o las tres conexiones en el recorrido hacia el fondo del hueco.

➤ **PEGA DIFERENCIAL**

El atascamiento de tubería debido a un diferencial de presión ocurre cuando la sarta se incrusta en un revoque sólido de fluido de perforación que se encuentra en una zona permeable y es retenida en ese lugar debido a una diferencia de presión creada por un sobrebalance en la columna hidrostática

Figura 16. Pega Diferencial



Fuente: AMOCO, Training To Reduce Unscheduled Events, 1994, 1995, 1996 Amoco Production Company Third Edition

Este tipo de atascamiento de tubería usualmente ocurre cuando la tubería está estacionaria en el hoyo durante un periodo corto de tiempo, tal como cuando se hacen conexiones o se realizan registros y se identifica por la circulación libre del fluido de perforación alrededor de la zona de atascamiento y la ausencia de movimiento ascendente/descendente.

Sólo puede ocurrir en formaciones de rocas permeables como areniscas, donde se forma el revoque del fluido de perforación. Esto no ocurre en formaciones de baja permeabilidad como las lutitas, donde normalmente el revoque del fluido de perforación no se forma, existen varias medidas que pueden ser empleadas para prevenir el atascamiento de tubería por un diferencial de presión.

- Minimizar la presión de sobre balance manteniendo la densidad del fluido de perforación al nivel más bajo permitido.
- Reducir el área de contacto entre el hoyo y la tubería usando drillcollar pequeños en espiral o cuadrados; usando estabilizadores; y usando tubería de perforación extrapesada para complementar el peso de los drillcollars
- Reducir el espesor del revoque disminuyendo la tasa de filtración y el contenido de sólidos perforados.
- Minimizar la longitud del ensamblaje de fondo cuando sea posible.
- Mantener la sarta en movimiento cuando el ensamblaje de fondo esté frente a zonas potenciales de atascamiento.
- Minimizar las pérdidas del fluido de perforación con agentes de taponamiento en aquellas zonas donde se tenga alta probabilidad de atascamiento como por ejemplo, zonas agotadas.

## PATADAS Y REVENTONES

Es la entrada no deseada al pozo de los fluidos de la formación, (agua, petróleo o gas) cuando la presión hidrostática originada por la columna del fluido de perforación no es suficiente para mantener los fluidos de la formación. Para que esto ocurra, se deben cumplir dos criterios:

- La presión de formación debe exceder la presión anular o la hidrostática. Los fluidos siempre fluirán en la dirección de la presión menor

- La formación debe ser permeable con el fin de que los fluidos puedan pasar de un sitio a otro

Existen distintos factores que pueden generar un desbalance de presión hacia el pozo y dar lugar a situaciones que pudieran originar una arremetida. Entre los factores que pueden causar una arremetida se encuentran:

- Densidad insuficiente del fluido de perforación.
- Llenado inadecuado del hoyo.
- Pérdida de circulación.
- Presiones de achique durante la extracción de la tubería de perforación.

Se utilizan tres tipos o métodos de cierre una vez que se ha percibido cualquier indicador de arremetida y se efectúa la prueba de flujo (el pozo fluye con las bombas paradas). Estos son: cierre duro, cierre rápido y cierre suave.

### **INESTABILIDAD DEL HOYO**

La mayoría de los problemas de inestabilidad de hoyo ocurren en formaciones lutíticas puesto que sus propiedades varían significativamente de una zona a otra. La inestabilidad del hoyo se debe a:

#### ➤ **FORMACIONES NO CONSOLIDADAS**

Se encuentran en la parte superior del hoyo, arenas sueltas, gravas y limolitas. Al incrementar la densidad del lodo y al agregar aditivos para la formación de un buen revoque, se estabilizan las formaciones no consolidadas, se debe:

- No exceder caudal requerido para la limpieza del hoyo
- Evitar rotar la broca o estabilizadores frente a formaciones no consolidadas

➤ **FORMACIONES MÓVILES**

- Incrementar la densidad del lodo para reducir el deslizamiento
- Uso de brocas PDC excéntrica para perforar un hoyo ensanchado
- Perforar con bajo peso sobre la broca y alta rotaria
- Mantener la tubería en movimiento cuando se esté en hoyo abierto
- Hacer viajes de limpieza

➤ **FORMACIONES FRACTURADAS/FALLADAS**

Los problemas asociados a fracturas no se pueden prevenir, solo minimizar. El aumento de la densidad del lodo no tiene efecto significativo sobre la estabilidad.

Se debe:

- Lavar y repasar al bajar tubería y limpiar relleno antes de continuar perforando. Limitar velocidad de rotación al repasar
- Restringir velocidades de viaje a través de formaciones fracturadas

➤ **FORMACIONES GEO-PRESIONADAS**

La inestabilidad del hoyo es causada por las tensiones en la pared del hoyo, que exceden esfuerzos compresional de la formación, haciendo que la roca falle y caiga dentro del hoyo (ensanchamiento), se debe:

- Mantener el hoyo limpio a través de una buena hidráulica
- Monitorear presión de poros
- Incrementar densidad del lodo al aparecer los problemas

## 4.2. ESTADO MECÁNICO

El estado mecánico del pozo, es una síntesis del programa de perforación, en el cual es posible observar las formaciones que se espera perforar, la profundidad a la se encuentra las diferentes formaciones, el survey o programa direccional que se planea ejecutar (si es que existe), características mecánicas y geométricas de la TR, profundidad de asentamiento de las TR's, número de etapas y el diámetro de barrena que se requiere.

### 4.2.1. Determinación De Las Presiones De Formación Y Fractura

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo.

#### PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Esta presión a cualquier profundidad vertical dada, se define como la presión ejercida, por el peso de una columna estática de fluido. Por lo tanto, es la presión que se origina de una combinación entre la densidad del fluido y la altura vertical (profundidad) de dicho fluido, matemáticamente está dada por:

$$Ph = \rho * g * h$$

Ecuación 1

Dónde:

Ph= Presión hidrostática

$\rho$ = Densidad del fluido

g= Factor de conversión

h= Profundidad vertical

Es decir:

$$Ph(\text{psi}) = \rho(\text{lpg}) * 0,052 * TVD(\text{ft})$$

Ecuación 2

### PRESIÓN DE SOBRECARGA

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

Como se mencionó anteriormente, el esfuerzo de sobrecarga ejercido a cualquier profundidad es una función de la densidad de los sedimentos suprayacentes; Por lo tanto, cualquiera que sea la fuente de los datos de densidad de la roca, los cálculos del gradiente de sobrecarga se basan en el valor promedio de densidad de la roca (bulk density) para un intervalo dado de profundidades, además de esto el gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro, por lo que debe calcularse para cada zona en especial. Matemáticamente se puede calcular con:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{Fi}(D_i - D_{i-1})}{0.70307}$$

Ecuación 3

Dónde:

$\rho_{Fi}$ : Densidad promedio de la formación ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ )

$D_i - D_{i-1}$ : Diferencia de profundidad (m)

S: Presión de sobrecarga (Psi)

### PRESIÓN DE FORMACIÓN

La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. Con frecuencia se denomina también presión de poro.

La presión de formación se refiere a la presión hidrostática ejercida por el fluido de poro y depende de la profundidad vertical y la densidad del fluido de formación. Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales ( $G_f=0.465$ ), anormales (altas) o subnormales (bajas).

Los mejores y más usados por la industria petrolera son: el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o profundidad equivalente, el método de Eaton y el método del exponente  $dc^{33}$ .

- **Método de Hottman y Johnson** Usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro.
- **Método de Foster y Whalen o profundidad equivalente** Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo  $\sigma$ .
- **Método de Eaton** Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de depresión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada. Para el cálculo de la presión de poro existen diferentes ecuaciones dependiendo del registro que se tenga.

---

<sup>33</sup> Knowledge Systems, INC. Best Practice Procedures for Predicting Pre-Drill Geopressures in Deep Water Gulf of Mexico. DEA Project 119-June 2001.

## Sónico

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{t_n}{t_o}\right)^{3.0} \quad \text{Ecuación 4}$$

## Resistivo

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{R_o}{R_{ow}}\right)^{1.2} \quad \text{Ecuación 5}$$

## Conductivo

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{C_{ow}}{C_o}\right)^{1.2} \quad \text{Ecuación 6}$$

- **Método del exponente Dc** Jordan y Shirley propusieron usar el modelo de Bingham para normalizar el ritmo de penetración **R** considerando los efectos ocasionados por cambio del peso sobre broca **W**, de las revoluciones por minuto de la rotaria **N** y del diámetro de la broca **db** a través del cálculo del exponente **dc**. Seguido a esto se evalúa el tren normal de compactación y mediante la siguiente ecuación de calcula la presión de poro:

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{dc_{mod}}{dc_{mod n}}\right)^{1.2} \quad \text{Ecuación 7}$$

## ✚ PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Para la evaluación de la presión de fractura cuando se planea la perforación de pozos donde la información existente de pozos vecinos es muy limitada o no existe, se puede estimar usando varias técnicas de predicción. A continuación se presentan algunos métodos existentes:

- **Método de Hubert & Willis** Se basa en la premisa que la fractura ocurre cuando la presión aplicada por el fluido de perforación, excede el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. El plano de fractura es asumido siempre perpendicular al mínimo esfuerzo principal. El gradiente de fractura puede ser calculado, en términos de gradiente de sobrecarga, relación de Poisson y presión de formación, como se indica a continuación:

$$GF = \left( \frac{v}{1-v} \right) \left( \frac{\sigma_v - P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D} \quad \text{Ecuación 8}$$

Dónde:

GF = gradiente de fractura (psi/pie).

v= relación de Poisson.

$\sigma_v$  = sobrecarga (psi).

$P_f$  = presión de formación.

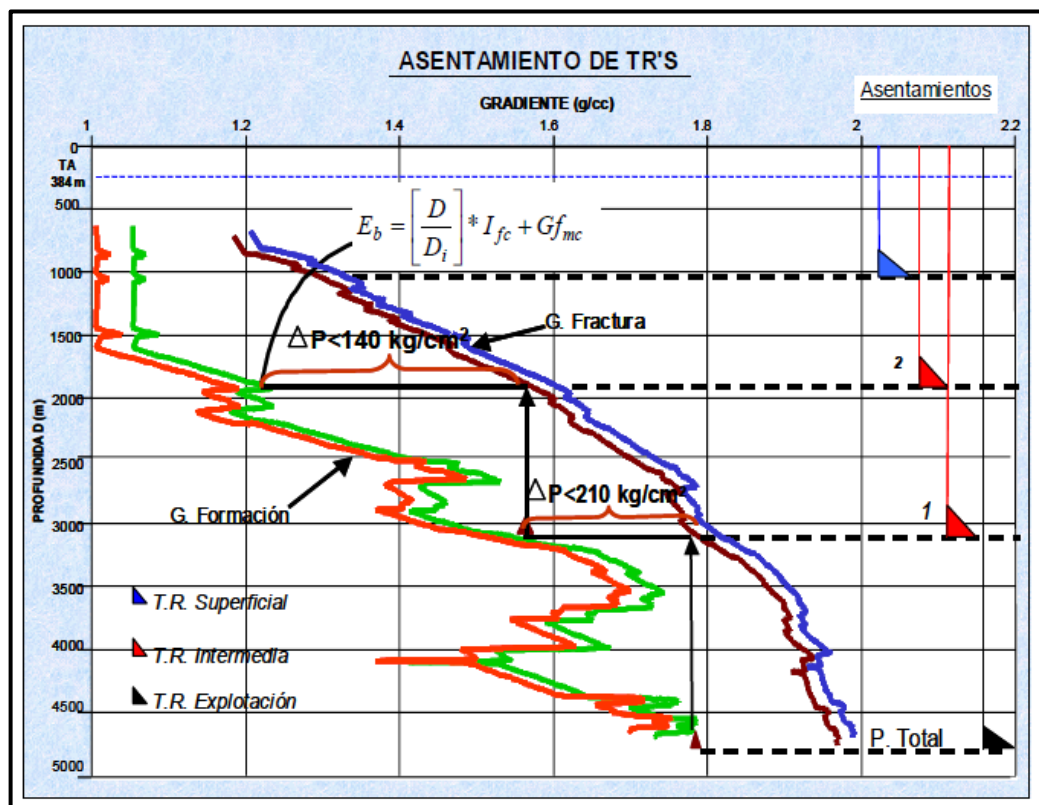
D = profundidad (pies).

## ✚ PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

En las etapas de planeación del pozo, se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el gradiente de fractura, que puede obtenerse por los métodos mencionados anteriormente. El resultado inmediato, es el conocimiento del peso del lodo requerido para llevar a cabo la perforación en las diversas secciones del agujero. Generalmente, se establece un margen de seguridad en la presión hidrostática que ejercerá el lodo para exceder la presión de formación. Una vez construido el perfil de presiones, el primer paso es determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo, considerando siempre que la presión hidrostática del lodo que se utilizará en el fondo no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior.

Una vez que se establece la densidad a utilizar, es recomendable agregar (para fines de diseño) un margen de 0.04 gr/cm<sup>3</sup> al peso del lodo determinado en el perfil de presiones para tomar en cuenta las pérdidas de presión en el espacio anular (densidad equivalente) que se genera durante la circulación, para no rebasar en un momento dado la presión de fractura. Resulta ventajoso ampliar este margen a 0.06 gr/cm<sup>3</sup>, especialmente donde el espacio anular entre la tubería y el agujero son pequeños. Como se mencionó anteriormente, se inicia del fondo trazando una línea recta vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la curva de gradiente de fractura, tomando en cuenta los márgenes mencionados y esta será la profundidad mínima para asentar la TR; este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo.

Figura 17. Método Grafico de Asentamiento de Revestimiento



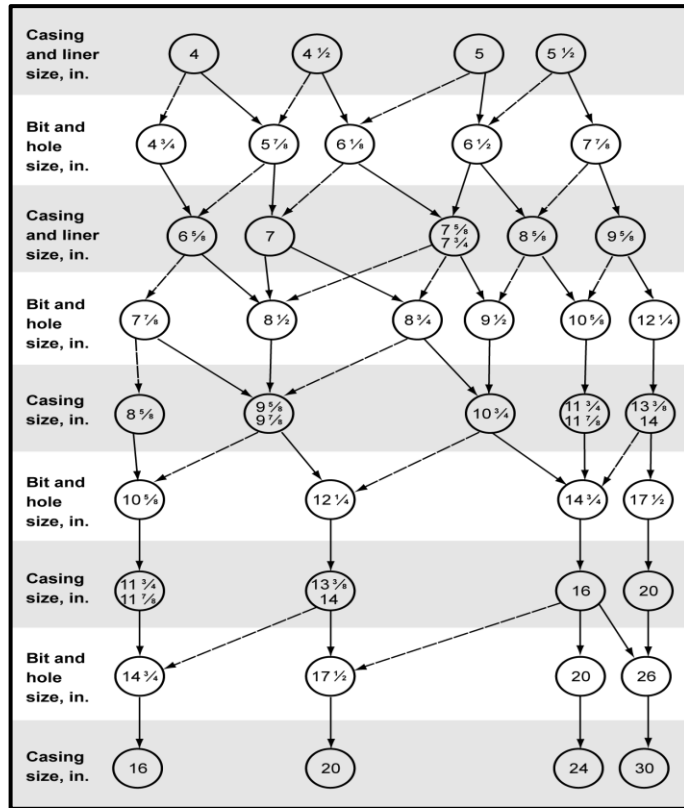
Fuente: Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento

Cuando no es posible determinar las profundidades de asentamiento partiendo del perfil de presiones se hace necesario recurrir a establecer estas profundidades teniendo en cuenta la litología encontrada con el fin de mantener la estabilidad del pozo y de esta forma poder determinar el mejor estado mecánico.

#### **4.3. SELECCIÓN DE LA GEOMETRIA DEL POZO**

En esta sección se selecciona el diámetro de la tubería de explotación y esta será la base para determinar el arreglo de tuberías de revestimiento a utilizar, así como los diámetros del hueco. Estos diámetros se pueden definir utilizando un nomograma que presente los diámetros de tuberías y broca s estándares, el cual comienza una vez definido el diámetro de la tubería de producción (por donde se extraerán los hidrocarburos), seleccionando el diámetro de la tubería de revestimiento de explotación y se continua la selección siguiendo las flechas que guiaran para el numero de tuberías de revestimiento que se necesitan.

Figura 18. Selección del tamaño de tuberías de revestimiento y brocas



Fuente: Adams, Neal. Drilling Engineering And Complete Well Planning Approach Casing and bit size selection chart (Courtesy of Oil and Gas journal)

#### 4.4. PROGRAMA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una tubería de revestimiento es un elemento cilíndrico hueco, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma, es decir un diámetro y un espesor nominal constante en toda su longitud, estas aseguran el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo, ya que se introducen en el hueco dependiendo de las características geológicas, de las presiones de fondo y de las presiones de fractura de las formaciones penetradas y de otras características y/o problemas que se encuentren durante la perforación para lograr la consolidación del hueco.<sup>34</sup>

<sup>34</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

## ✚ FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Con el fin de garantizar un buen estado del hueco y un alto rendimiento de estas las tuberías de revestimiento cumplen con las siguientes funciones:

- Actúa como soporte para la instalación del equipo (impide reventones) que contrarresta, en caso necesario las presiones subterráneas durante la perforación, igualmente sirven como asiento del equipo de control que se instalará para manejar y controlar el pozo en producción
- Protege las zonas perforadas (derrumbe de estratos) y aísla zonas problemáticas que se presentan durante la perforación
- Confina la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos
- Contrarresta la pérdida de circulación del fluido de perforación
- Controla las presiones durante la vida productiva del pozo
- Aísla los fluidos de las formaciones productoras

## ✚ TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO<sup>35</sup>

La presencia de zonas de alta presión, formaciones débiles e no consolidadas a diferentes profundidades, a lo largo de la trayectoria del pozo, precisan instalar tuberías de revestimiento para sellar dichas zonas problemáticas, por tal razón en la industria existen diferentes tamaños de tubería de revestimiento los cuales son instalados dando como resultado final la forma cónica del pozo. Con base en lo mencionado anteriormente, se han definido los siguientes tipos de tubería de revestimiento.

- **Tubería Superficial o “Stove Pipe” - Conductor Marino:** Es una característica de operaciones de perforación costa afuera en donde la columna de BOP está por encima del agua. Provee fuerza estructural y guía las sartas de perforación y revestimiento hacia el agujero.

---

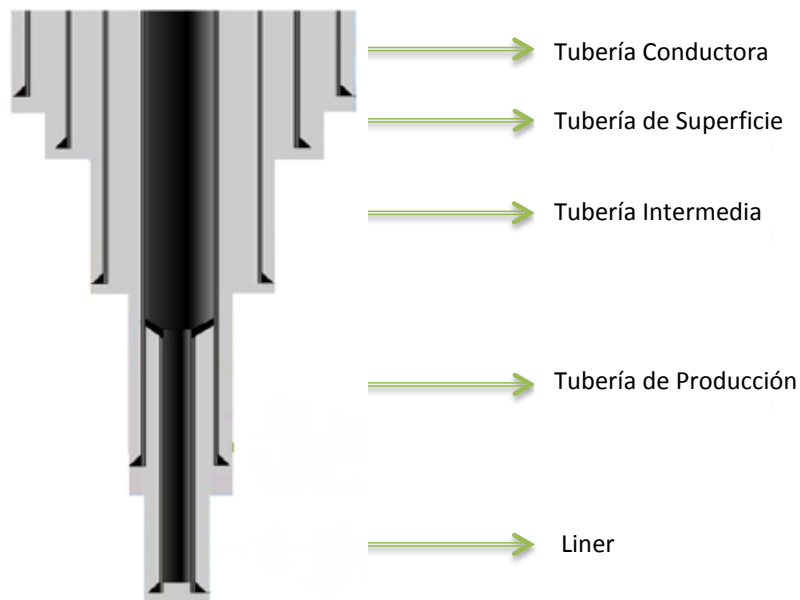
<sup>35</sup> RABIA, Hussain, Fundamental of Casing Design. Vol 1. Oxford, Great Britain. 1987

- **Tubería de Superficie:** Es instalada para prevenir el colapso de las paredes del pozo por la presencia de formaciones débiles poco profundas, provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y sartas de revestimiento subsecuentes. Es usualmente cementada hasta superficie o a profundidades donde esté garantizada la integridad del pozo, las dimensiones de esta tubería es usualmente 13 3/8"
- **Tubería Conductora:** Es instalada desde la superficie hasta profundidades someras, se utiliza para apoyar formaciones no-consolidadas, proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y reviste cualquier depósito poco profundo de gas. No puede ser cerrada en eventos de injuntos de gas o fluidos dentro del pozo, considerando que las profundidades en las cuales es sentado no tiene suficiente grado de consolidación, las dimensiones usualmente oscilan entre 16 y 20 pulgadas.
- **Tubería Intermedia:** Aísla formaciones problemáticas que pudieran dañar la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Esta es comúnmente colocada cuando es probable que un pozo encuentre injunto y/o pérdida de circulación en el agujero descubierto, buscando de esta forma protección contra arremetidas al mejorar la fuerza del pozo. El tope de cemento no necesita estar dentro de la sarta superficial de revestimiento. El tamaño más común para este tipo de tubería es 9 5/8"
- **Tubería de Producción o Explotación:** Esta tubería de revestimiento es la que contiene la tubería de producción y podría estar potencialmente expuesta a fluidos del reservorio.

El propósito de esta tubería de revestimiento de producción o explotación es la de aislar las zonas productoras, permitir el control de reservorio, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos, a la superficie y previene influjos de fluidos no deseados. El tamaño más común utilizado es de 7”.

- **“Liner” o Tubería corta de revestimiento:** El linner es suspendido de la tubería intermedia por medio de un arreglo de un empaque o cuñas denominado “line hanger”. Este tipo de tubería es cementada de acuerdo a los requerimientos de diseño ya sea en la totalidad de su longitud o a lo largo de un intervalo específico con lo cual se garantiza la integridad del pozo.

Figura 19. Tipos de Tubería de Revestimiento



FUENTE: Autores

#### 4.4.1. Diseño Detallado De La Tubería De Revestimiento

La etapa de diseño detallado, es aquella en la cual se determinan las cargas a la que estará expuesta cada sarta de tubería de revestimiento durante la vida del pozo y llevar a cabo la selección de tuberías con propiedades mecánicas y físicas que puedan soportar las cargas pronosticadas.<sup>36</sup>

##### FACTORES DE SEGURIDAD

Al diseñar tuberías de revestimiento (tramos o columnas) los valores publicados de sus propiedades mecánicas como de tensión, colapso y estallido, contienen factores de seguridad adecuados basados en la resistencia mínima del acero a la deformación permanente que es inferior al promedio de resistencias. Se aplica un factor de seguridad operacional para cubrir eventualidades que puedan presentarse y asegurarse que la tubería en el peor de los casos, se mantendrá íntegra.

Los factores de diseño generalmente utilizados en la industria petrolera son:

- Colapso : 1.1
- Estallido: 1.15
- Tensión : 1.8

El factor de seguridad es determinado como la relación entre la resistencia del cuerpo y la magnitud de la presión aplicada, por ejemplo para colapso:

$$F_{Seg} = \frac{\text{Resistencia de la Tubería al Colapso}}{\text{Presión de Colapso}}$$

Ecuación 9

---

<sup>36</sup> JAVIER ANDRES MARTINEZ MEJIA, Consideraciones Técnicas para el Diseño y la Selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfica profundo ANH-BVTURA-1-ST-P, Universidad Industrial de Santander, 2011.

## DISEÑO POR COLAPSO

Para todas las sartas de tubería de revestimiento un colapso de cargas ocurre cuando la presión externa es mayor que la presión interna. El diseño de colapso se enfoca en los perfiles de presión interna y externa. En forma general, el colapso de cargas estará en su punto más alto en el zapato guía (mayor profundidad).

$$P_C = \text{Peso del Lodo} \times 0.052 \times \text{Prof} \quad \text{Ecuación 10}$$

La presión de colapso es originada principalmente por la columna de lodo usada para perforar el hueco, y que actúa en la parte externa de la tubería. La presión de colapso es calculada:

## DISEÑO POR ESTALLIDO

Para todas las sartas de tubería de revestimiento, una carga de estallido ocurre cuando la presión interna es mayor que la presión externa. El criterio de estallido para el diseño de la tubería de revestimiento, normalmente se basa en la máxima presión de formación resultante de una patada durante la perforación de la siguiente sección. Por razones de seguridad se asume que el influjo de fluidos desplazará totalmente al lodo de perforación, teniendo en cuenta así los efectos de estallido de la presión de formación dentro de la tubería de revestimiento.

Con respecto al colapso, el diseño de estallido se enfoca en los fluidos internos y externos y las presiones hidrostáticas que ejercen.

- Estallido Durante la Instalación: el peor caso de cargas de estallido durante la instalación, ocurre en las operaciones de cementación

- Estallido Durante la Perforación: el peor caso de cargas de estallido durante la perforación, ocurre ya sea en la pruebas de presión (LOT) o durante un evento de control de pozo

La presión de estallido es calculada:

$$P_{Estallido} = P_{interna} - P_{externa}$$

Ecuación 11

### ✚ SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una vez identificadas las cargas de estallido generadas durante la instalación y perforación, es posible reconocer el peor caso de cargas de estallido a las que estará sometida la tubería de revestimiento. De las tablas de tubería de revestimiento, es posible elegir una o varias tuberías que coincidan y puedan soportar el peor caso de cargas de estallido y de colapso. La resistencia al estallido interna de la tubería debe ser rectificada por el factor de diseño o de seguridad.

### ✚ DISEÑO POR TENSIÓN

Una vez seleccionada la tubería de revestimiento que cumple con las cargas de colapso y estallido, es necesario confirmar que dicha tubería satisfaga los requisitos de diseño por tensión.

- **Cargas de Tensión Durante la Instalación:** En esta etapa es necesario evaluar las cargas presentadas durante la corrida de revestimiento, cementación y cualquier prueba de presión. Se asume que la tubería de revestimiento está sujeta en la superficie, pero libre de moverse en el zapato guía. Las cargas a considerar son las siguientes:
  - **Peso en el Aire:** Se define como el peso nominal de la tubería de revestimiento multiplicado por la longitud real.

$$Peso\ en\ el\ aire = Long_{sección} \times Peso_{Tub}$$

Ecuación 12

- Flotación: Puede ser calculada utilizando el método de presión de área y se define, como la presión hidrostática multiplicada por las áreas seleccionadas cruzadas de la tubería de revestimiento. Cuando el mismo fluido se encuentra en el interior y exterior de la tubería de revestimiento (procedimiento de corrida de revestimiento) la flotación se calcula:

Ecuación 13

$$FB = P_e \times (A_o - A_i)$$

Dónde:

$P_e$ = Presión hidrostática en el fondo de la tubería de revestimiento [psi].

$A_o$ =Área del diámetro exterior [ $in^2$ ]

$A_i$ = Área del diámetro interior [ $in^2$ ]

Cuando existen diferentes fluidos en el interior y exterior de la tubería de revestimiento (durante la cementación) la flotación se calcula:

$$FB = (P_e \times A_o) - (P_i - A_i)$$

Ecuación 14

Dónde:

$P_e$ = Presión hidrostática externa en el fondo de la tubería de revestimiento [psi].

$P_i$ = Presión hidrostática interna en el fondo de la tubería de revestimiento [psi].

$A_o$ =Área del diámetro exterior [ $in^2$ ]

$A_i$ = Área del diámetro interior [ $in^2$ ]

- **Flexión:** Es una carga de tensión que ocurre en la pared externa y cargas de compresión que ocurren en la pared interna de la tubería de revestimiento. La fuerza de flexión es calculada usando la siguiente formula:

$$F_{flexión} = 64 \times DLS \times OD \times W$$

Ecuación 15

Dónde:

DLS= Severidad de las patas de perro (°/100 pies)

OD= Diámetro exterior de la tubería de revestimiento [in]

En pozos verticales nominales, podemos asumir que el DLS es de 1°/100 pies. Para pozos desviados, la fuerza de flexión únicamente aplica al punto donde existen curvaturas, es decir secciones internas.

- **Arrastre:** La carga de choque es aquella que resulta del movimiento de la tubería de revestimiento mientras está siendo corrida dentro del hueco, cuando las cuñas son colocadas o cuando la tubería de revestimiento encuentra una capa en el fondo del hueco. Las cargas de choque son calculadas:

$$F_{choque} = 1780 \times V \times A_a$$

Ecuación 16

Dónde:

V= Velocidad Instantánea [pies/seg]

$A_a = A_o - A_i$  [in<sup>2</sup>]

- **Pandeo:** El potencial de pandeo existe cuando ocurre cualquiera de los siguientes escenarios:
  - Se incrementa la densidad interna del lodo
  - Se incrementa la presión interna de superficie
  - Se remueve el fluido anular o se reduce la densidad del lodo del espacio anular
  - Se incrementa la temperatura de la tubería de revestimiento

## DISEÑO POR CARGAS BIAXIALES

La resistencia al colapso referenciada por el fabricante de la tubería, es dada para las condiciones en la cuales esta se encuentra bajo cero cargas axiales. En las condiciones reales de operación, cada sección de tubería de revestimiento está sujeta a la acción combinada de presiones externa e internas y cargas axiales debido a su propio peso o al peso de las secciones inferiores de diferentes tuberías.

Así como el efecto de colapso en la tubería representa una adición de tensión axial, tiene también el mismo efecto como una reducción en la resistencia a la cedencia del material. Por tal razón la resistencia a la cedencia ( $Y_{pa}$ ) de un esfuerzo axial para un grado equivalente está dado por:

$$Y_{pa} = \left[ \sqrt{\left(1 - 0.75 \times \left(\frac{\sigma_a}{YP^2}\right)\right) - 0.5 \times \left(\frac{\sigma_a}{YP}\right)} \right] \times YP \quad \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

$\sigma_a$ = Esfuerzo axial [psi]

YP= Mínima resistencia a la cedencia de la tubería

$Y_{pa}$ = Resistencia a la cedencia para un grado equivalente en presencia de un esfuerzo axial [psi]

$$\sigma_a = \frac{\text{Carga axial}}{\text{área Transversal}} \quad \text{Ecuación 18}$$

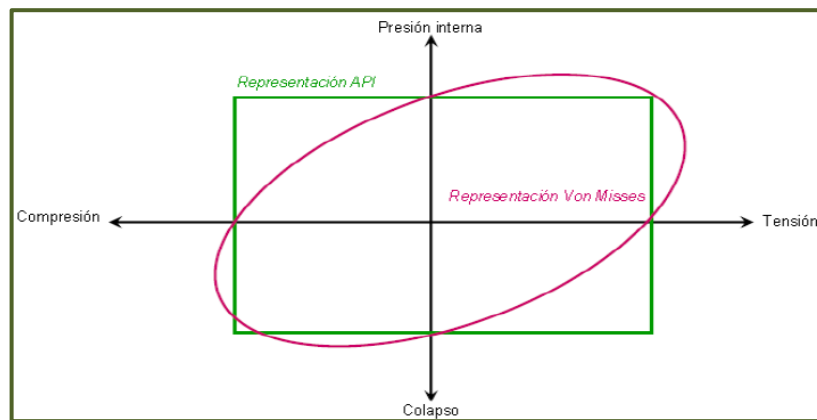
## DISEÑO TRIAXIAL

Las cargas de colapso, estallido y tensión, en la mayoría de los cálculos asumen que los esfuerzos se encuentran en una sola dirección simple o uniaxial. En la práctica, las cargas de servicio generan esfuerzos triaxiales. Los tres esfuerzos principales para la tubería de revestimiento son:

- Axial ( $\sigma_a$ )
- Radial ( $\sigma_r$ )
- Cortante ( $\sigma$ )

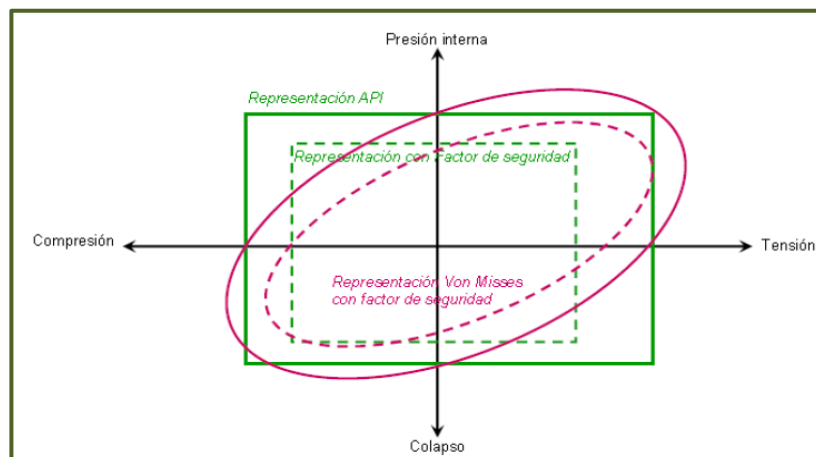
La teoría recomendada para calcular el esfuerzo triaxial es conocida como la teoría de Von Mises. Esta teoría consiste en definir un esfuerzo equivalente ( $\sigma_{vme}$ ) y relacionar este esfuerzo al mínimo especificado de resistencia de esfuerzo ( $\sigma_y$ ) para cada tubería de revestimiento. Ver las siguientes figuras.

Figura 20. Representación Gráfica del Cuerpo del Tubo



Fuente: Tenaris Tamsa, Diseño de Tuberías de Revestimiento

Figura 21. Representación Gráfica del Cuerpo del Tubo con Factores de Seguridad



Fuente: Tenaris Tamsa, Diseño de Tuberías de Revestimiento

## 4.5. PRUEBAS DE INTEGRIDAD

La integridad del pozo durante el proceso de construcción y terminación constituye un aspecto fundamental de la viabilidad económica de los pozos de petróleo y gas, ya sean productores o inyectoros, a continuación se señalan las pruebas de integridad realizadas a una formación:<sup>37</sup>

### PRUEBA LEAK OFF TEST (LOT)

También llamada prueba de fuga y se efectúa para determinar la integridad de la unión del cemento y la máxima fuerza que puede resistir la formación antes de fracturarse y se realiza por debajo del último revestidor cementado, con la finalidad de:

- Determinar el gradiente de la formación o su densidad equivalente
- Conocer la presión máxima del anular permisible en superficie
- Probar la cementación para asegurarse que no existe comunicación
- Tener parámetros para control de pozos.

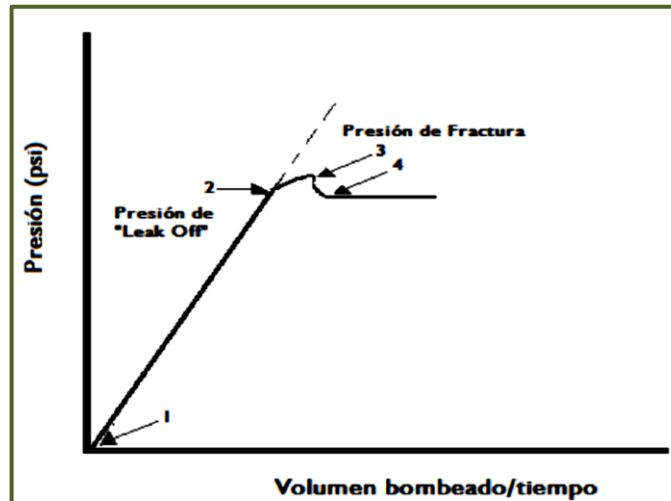
Antes de realizar un LOT, deben estar instalados las BOP y el pozo bien cerrado. Se bombea un pequeño volumen de lodo para gradualmente presurizar el revestimiento. La presión en superficie ira aumentando a medida que aumenta el volumen bombeado. A medida que la presión se incrementa, si el cemento resiste, como se pretende, la formación será la primera en fallar. Cuando comienza la fractura, el lodo comenzara a escapar adentro de la formación, y la rata de incremento de la presión disminuye. Cuando se registra un decremento en la presión, la prueba está completa.

---

<sup>37</sup> DATALOG WELLSITE OPERATIONS MANUAL, Procedimientos y Operaciones en el Pozo, Versión 3, Marzo de 2001.

## ETAPAS DE PRESIÓN

Figura 22. Prueba de Leak Off Test



Fuente: Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8.

1. Entre los puntos 1 y 2 de la curva la roca es deformada elásticamente.
2. En el punto 2 - Presión de fuga (Leak-Off Pressure – LOT): es la presión a la que el fluido comienza a ser inyectado dentro de la formación al comienzo de la fractura. Esto se verá como una ligera caída en la tasa de crecimiento de la presión. En este punto la tasa de bombeo deberá reducirse.
3. En el punto 3 - Presión de ruptura (Rupture Pressure), la cual es la máxima presión que la formación puede resistir antes de que ocurra una fractura irreversible. Esto estará determinado por una caída abrupta en la presión aplicada, y aquí debe detenerse el bombeo.
4. Si no se aplica más presión a partir de ese momento, la mayoría de las formaciones se recuperarán hasta cierto punto, y la presión de propagación se determina cuando la presión sea estable otra vez.

## PRUEBA DE REPEAT FORMATION TESTING (RFT)

Es una forma rápida y económica de tomar una muestra de fluidos de perforación y medir la presión hidrostática y la presión de flujo a profundidades específicas. Esta prueba proporciona la información requerida para predecir la productividad de una formación y para planear pruebas y ensayos más sofisticados como el DST (Drill Stem Test). Esta prueba puede realizarse en huecos abiertos o en pozos revestidos (a través de perforaciones en el revestimiento) y pueden hacerse varias pruebas durante el mismo viaje dentro del pozo.

### 4.6. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos.

#### FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Los fluidos base agua son aquellos cuya fase líquida o continua es agua. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos.

Se clasifican por la resistencia que presentan a los contaminantes de la formación, que son alterados por la incorporación de gases, sales, arcillas, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos o degradados.

#### FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

Los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continua, al igual que el filtrado, es puro aceite. Pueden ser del tipo de emulsión inversa o cien por ciento (100%) aceite.

- **Emulsión inversa:** Es una mezcla de agua en aceite a la cual se le agrega cierta concentración de sal para lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados.
- **Lodos de aceite:** Son aquellos que contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas, también son especiales para las operaciones de corazonamiento.

El uso de estos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante.

#### **FLUIDO BENTÓNICO (NO DISPERSO)**

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

#### **FLUIDO BENTONITICO POLÍMERO**

Es empleado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se puede realizar con agua fresca o salada, considerando el contenido de calcio menor de 200 ppm. El Ca++ se controla con carbonato de sodio.

## **FLUIDO DISPERSO (NO INHIBIDO)**

Se utilizan dispersantes químicos para deflocular a la bentonita sódica, no se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión.

Es el fluido de perforación más versátil y más utilizada en la industria. La viscosidad del sistema es controlada mediante el uso de dispersantes. Se trata de un sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes y a grandes contenidos de sólidos. Además si se le agregan surfactantes y mayor dosis de lignitos, resulta excelente para perforar pozos con alta temperatura.

## **FLUIDO DISPERSO INHIBIDO**

En este tipo de lodo se utilizan dispersantes químicos para desflocular la bentonita sódica, pero también, se utilizan iones de inhibición.

### **4.6.1. Propiedades Del Fluido De Perforación.**

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas.

## **PROPIEDADES FÍSICAS**

A continuación se describen las propiedades físicas del lodo de perforación:

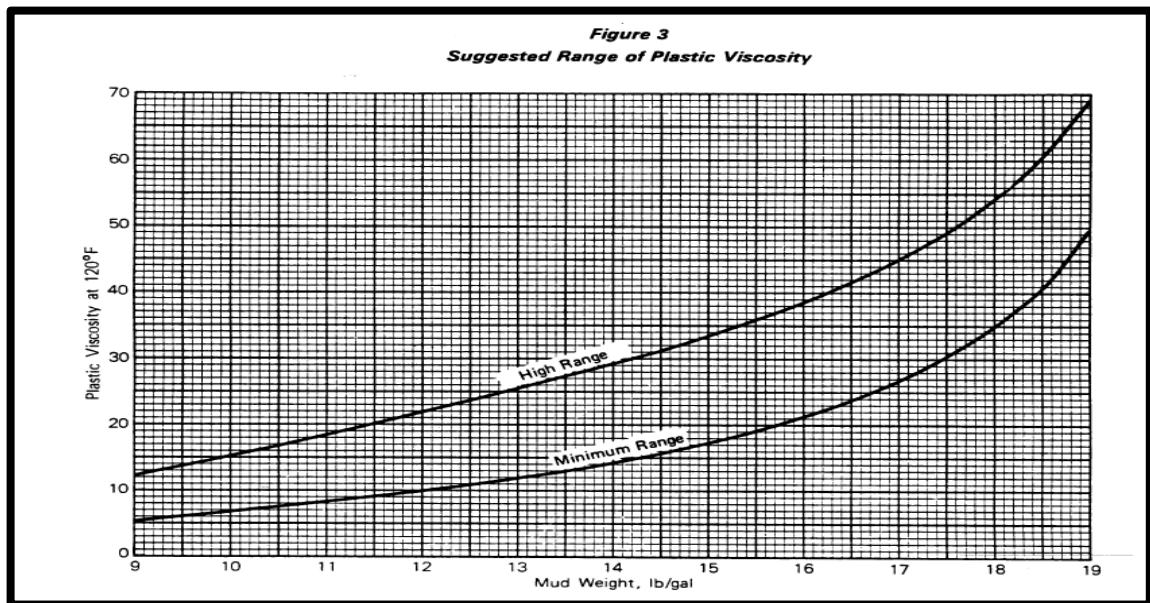
- **Densidad**

La densidad se expresa por lo general en lbs/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener la presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.

- **Viscosidad Plástica**

Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).

Figura 23. Rango sugerido de viscosidad plástica para lodo base agua.



Fuente: Max R Annis; Martin V. Smith/Drilling Fluid Technology/EXXON/July, 1974/Pag. 63.

<sup>38</sup>Esta figura muestra líneas de comportamiento de la viscosidad plástica para lodos base agua a varias densidades de lodo. La curva inferior representa lodos que contienen solamente barita y suficiente bentonita para suspender la barita (libre de sólidos perforados), esta curva representa viscosidades plásticas mínimas para el buen desempeño del lodo.

La curva superior es un promedio de muchos campos que han sido verificados. Se debe tener en cuenta que estas curvas se basan en mediciones a 120 °F.

<sup>38</sup> Max R Annis; Martin V. Smith/Drilling Fluid Technology/EXXON/July, 1974/Pag. 63.

La viscosidad plástica disminuye al aumentar la temperatura, debido al adelgazamiento de agua. Si el lodo es probado a 130 °F, la PV será de aproximadamente 10 por ciento menos que a 120 °F, si se prueba a 110 ° F, se establece con un 10 por ciento más alto. Por esta razón, todas las pruebas de lodo se deben hacer a la misma temperatura, de 120 ° F.

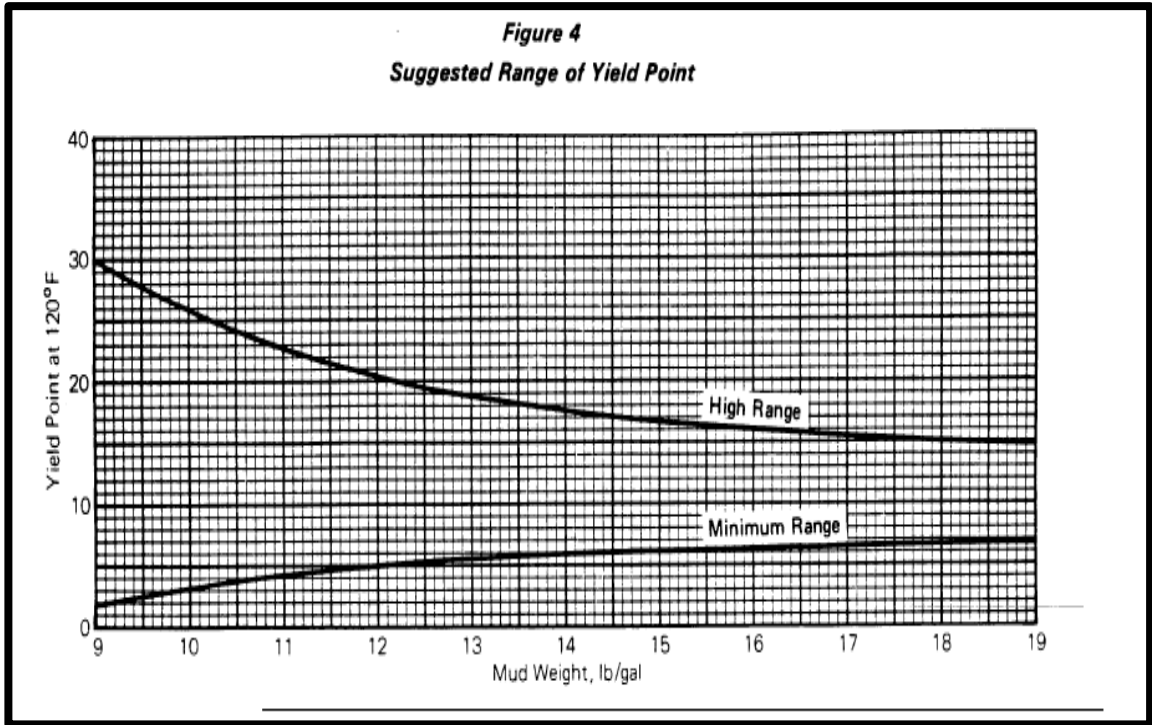
- **Punto Cedente O Yield Point**

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.

El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación. Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente.

La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas. La figura muestra el rango de yield point en función de la densidad para lodos base agua.

Figura 24. Rango sugerido de yield point para lodo base agua.



Fuente: Max R Annis; Martin V. Smith/Drilling Fluid Tecnology/EXXON/July, 1974/Pag. 63.

### Geles

<sup>39</sup>La resistencia de gel no es más que la resistencia que pone la estructura a ser rota, es decir, es una medida del esfuerzo de ruptura o la resistencia de la consistencia del gel formado, después de un periodo estático. Es de vital importancia destacar, que en la mayoría de los casos no es tan imprescindible trabajar con un tipo u otro gel, ya que es mucho más importante tener un gel dentro de los valores razonables, que permitan prevenir el asentamiento de los sólidos de formación cuando se detiene la circulación del lodo, ya que si esto no ocurre, pueden decantar los ripios ocasionando una disminución en la tasa de penetración y un excesivo trabajo del sistema de perforación, que se ve reflejada en el aumento de los costos.

<sup>39</sup>CRUCES CEDEÑO, Carlos César. Desarrollo de estructura de Gel y su comportamiento al agregar Aditivos Inertes y noinertes en Fluidos de Perforación Base Agua/ Caracas, Noviembre del 2002.

La fuerza de gel es cualitativamente clasificada dentro de varios tipos, basándose en el valor de las medidas a 10 segundos y 10 minutos, y la diferencia existente entre esos dos valores. Por consiguiente se pueden observar los siguientes tipos de geles:

- Geles frágiles poseen valores extremadamente bajos, donde los geles a los 10 segundos y a los 10 minutos son casi idénticos, por ejemplo 1/1, 2/2 y 2/3 lb/100pie<sup>2</sup>.
- Geles favorables son aquellos que tienen valores bajos a los 10 segundos, pero luego van incrementándose hasta valores de casi el doble a los 10 minutos, por ejemplo 2/4, 3/6 y 4/8 lb/100pie<sup>2</sup> etc.
- Geles progresivos tienen valores intermedios a los 10 segundos, luego se incrementan rápidamente hasta valores muy elevados a los 10 minutos por ejemplo 3/20, 6/35, 8/50 lb/100pie<sup>2</sup>.
- Los geles invariables o instantáneos tienen valores casi idénticos a los 10 segundos y a los 10 minutos, sin embargo estos valores, en algunos casos pueden ser muy elevados, por ejemplo 20/21, 30/32 lb/100pie<sup>2</sup>.

Los valores de fuerza de gel de un fluido de perforación deben mantenerse en el rango de valores favorables por las siguientes razones:

- Si la fuerza de gel es muy baja, los lodos de perforación no podrán mantener eficientemente los cortes de perforación durante las conexiones y viajes de tuberías.
- Si la fuerza de gel es muy alta, la presión requerida para circular el fluido, puede fracturar la formación y favorecer las condiciones de una arremetida.

- Altas presiones de suaveo y surgencia producto del movimiento de la tubería dentro del fluido con alto valor de fuerza de gel, puede causar efectos de presión cíclica, que no es más que la variación de la presión hidrostática, trayendo como consecuencia el intercambio en el tipo de perforación realizada, es decir, perforación sobrebalance o bajobalance.
- Si es muy alta puede ocasionar retención de aire o gas en el lodo.
- Valores altos pueden llevar a reducir la velocidad con la que se sedimentan las arenas y los recortes en la pileta de sedimentación, lo que se convierte en una acumulación de sólidos.
- La imposibilidad de hacer llegar las herramientas de perfilaje hasta el fondo es causada por altos valores de fuerza de gel.

- **Control de Sólidos**

El contenido de sólidos es un total de fracción sólida en el lodo de perforación, y siempre mayor durante la perforación por delante debido a la perforación de sólidos (esquejes), aditivos químicos de lodo y material de ponderación. Durante el desarrollo de la perforación se producen diferentes sólidos que de no controlarse podrían contaminar el fluido de perforación y afectar gravemente las operaciones.

- **Tipos de sólidos presentes en el fluido de perforación**

Los sólidos del lodo de perforación pueden ser separados en dos categorías:

- Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS), con una Gravedad Específica (SG) comprendida en el rango de 2,3 a 2,8. Los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los demás aditivos de lodo están incluidos en la categoría de LGS y son frecuentemente los únicos sólidos usados para obtener densidades de hasta 10,0 lb/gal (SG<1,2), tienen alta actividad o cedencia (Bentonita).
- Sólidos de Alta Gravedad Específica (HGS), con una Gravedad Específica de 4,2 o más. Los materiales densificantes como la barita o la hematita componen la categoría de HGS y son usados para lograr densidades superiores a 10,0 lb/gal (SG>1,2).

Los Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) a su vez se clasifican en:

- Los LGS reactivos tienen un efecto debido a las atracciones químicas y su presencia física, se controlan manteniendo el MBT por debajo de los niveles establecidos.
- Los LGS inertes tienen un efecto debido a su presencia física (PV), están controlados por el volumen permitido en el fluido.

- **pH**

El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.

- **% Arena**

La arena es un sólido no reactivo indispensable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación.

La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo.

## PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Tabla 18. Propiedades Químicas del Fluido de Perforación

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
<b>Dureza</b>	Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua.
<b>Cloruros</b>	Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base de agua.
<b>Alcalinidad</b>	La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones OH <sup>-</sup> , CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> Y HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , presentes en el fluido.
<b>MBT (Methylene Blue Test)</b>	Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido. Su concepto y características se profundizan más adelante.

Fuente: Baker Hughes INTEQ/ Fluidos Manual de Ingeniería/ Agosto de 1998.

- **Prueba Del Azul De Metileno (Mbt)<sup>40</sup>**

Los valores MBT deberán mantenerse de 15 a 25 lbm/bbl (42,8 a 71,3 kg/m<sup>3</sup>). Lo ideal es un MTB de menos de 20. Los valores MTB por encima de 20 lbm/bbl (57 kg/m<sup>3</sup>) conducirán a valores reológicos elevados y se requerirá dilución o un desfloculante fuerte, además un alto valor de MBT también se observa un aumento en la viscosidad, punto cedente y resistencia gel del fluido.

Los valores MBT se deberán monitorear muy de cerca a medida que se prepara el sistema inicial, sin arcillas reactivas. Un aumento en el valor MBT indica que se están perforando cordones de lutita en la formación productora.

<sup>40</sup>Baker Hughes INTEQ/ Fluidos Manual de Ingeniería/ Agosto de 1998.

Estos aumentos ayudarán a determinar cuándo se requieren volúmenes de desplazamiento para mantener el sistema dentro de intervalos óptimos. Los datos del laboratorio indican una fuerte reducción en la permeabilidad de retorno, cuando se permite que los valores MBT aumenten por encima de 5 lbs/bbl. Se deberá realizar un desplazamiento parcial con fluido fresco para mantener el MBT por debajo de 5 lbs/bbl.

#### **4.7. PROGRAMA DE LA TRAYECTORIA DEL POZO**

Consiste en planear la trayectoria desde la superficie hasta la profundidad final perforada. Para determinar la mejor geometría en el diseño de un pozo desde la superficie hasta el objetivo (target) al que se desea llegar, necesitamos de la siguiente información:

- Posición de la locación en superficie.
- Localizar la posición del target.
- Profundidad Vertical Verdadera (T.V.D).

En el caso de los pozos desviados o direccionales, la trayectoria de perforación constara de ángulos de inclinación y dirección los cuales permitirán evadir los obstáculos que se puedan presentar en el yacimiento<sup>41</sup>, en el caso de pozos verticales para controlar su verticalidad se utilizan:

- Ensamblaje de Fondo Pendular
- Ensamblaje de Fondo Empacado
- Ensamblaje de Péndulo Empacado

---

<sup>41</sup> BR. GRILING MARQUEZ, Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos, Universidad de Los Andes Mérida, Venezuela, Noviembre de 2008.

## **4.8. RELACIÓN Y ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS**

Sección inferior de la sarta de perforación, conjunto de piezas (conectores, drillcollar, amortiguadores, estabilizadores, entre otros), que afecta o no la trayectoria de la broca y consecuentemente la trayectoria del pozo. Su constitución puede ser simple, teniendo solo la broca y drill collar, o puede ser complicada teniendo drill collar, tuberías de transición (heavy-weight) y las herramientas auxiliares como: los estabilizadores, el martillo, el sustituto de enlace (crossover), motor de fondo, tubería antimagnética (monel), válvula flotadora (float sub), herramienta de medición (MWD y LWD).<sup>42</sup>

### **4.8.1. Tipos De Ensamblajes De Fondo.**

Los ensamblajes de fondo pueden ser convencionales y direccionales; los ensamblajes direccionales requieren el uso de motor de fondo, turbinas, LWD, MWD y otras herramientas especiales; mientras que, los ensamblajes convencionales no los requieren, éstos son más sencillos.

### **4.8.2. TECNICAS USADAS PARA CONTROLAR LA VERTICALIDAD**

Históricamente, siempre ha sido posible controlar el ángulo (inclinación) de los pozos durante la perforación rotatoria mediante el diseño correcto de los ensamblajes y la utilización óptima de los parámetros de perforación, estos ensamblajes son:

---

<sup>42</sup> CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo). (1993) "Perforación Direccional" Cepet, Zulia, Venezuela

## **ENSAMBLAJE DE FONDO PENDULAR**

Un ensamblaje pendular se utiliza para tumbar ángulo. En este caso, un estabilizador está ubicado a 30', 45' o 60 pies de la broca, produciendo un efecto péndulo o de breve movimiento vertical. El propósito del estabilizador es impedir que el collar toque las paredes del pozo causando un punto de tangencia entre la broca y el estabilizador. El ensamblaje pendular se usa como medio correctivo para reducir el ángulo, cuando se ha alcanzado la máxima desviación permitida; y para contrarrestar la tendencia de las formaciones a incrementar la inclinación<sup>43</sup>

## **ENSAMBLAJE DE FONDO EMPACADO**

En el ensamblaje empacado se utilizan una serie de estabilizadores para guiar la broca en línea recta hacia delante. El objetivo es seleccionar el ensamblaje de fondo a instalarse sobre la broca, las herramientas de contacto son apoyadas en la pared del hueco para obtener la rigidez necesaria, para que la broca perfora en la trayectoria programada o continúe perforando en la dirección del hueco previamente perforado. Si se seleccionan adecuadamente los drill collar y herramientas de fondo de pozo, los cambios de ángulo serán graduales.

## **ENSAMBLAJE DE PÉNDULO EMPACADO**

Debido a que todos los ensamblajes de fondo empacados se doblan, no importa lo pequeña que sea la deflexión, es imposible perforar pozos perfectamente verticales. La tasa de cambio de ángulo podrá mantenerse al mínimo, pero ocasionalmente se presentarán condiciones en que es necesario reducir la desviación total del hueco.

---

<sup>43</sup> SMITH DRILLING & COMPLETIONS (1997) "Manual de Perforación Drilco Grant" Smith International Inc., Texas, USA.

Cuando ocurre esta situación se usa el método del péndulo. Si se prevé que el ensamblaje de fondo empacado se requerirá nuevamente, después de disminuir el ángulo de desviación, lo indicado es usar el método del péndulo empacado. En dicho método, el “péndulo” de drillcollar se sitúa debajo del ensamblaje de fondo empacado. Cuando la desviación se ha reducido a un límite aceptable, el péndulo de drillcollar se retira de la sarta y se vuelve a situar el ensamblaje empacado arriba de la broca. Sólo es necesario ampliar el tramo correspondiente a la longitud de los drillcollars antes de reanudar la perforación normal.<sup>44</sup>

#### **4.9. PROGRAMA DE SARTA DE PERFORACION**

Un diseño de sarta de perforación involucra la determinación de longitudes, pesos y grados de drillpipe, los cuales pueden ser usados durante la perforación, corazonamiento o cualquier otra operación. El diseño de la sarta depende de factores críticos, incluyendo:

- Profundidad y tamaño del hueco.
- Peso del lodo.
- Factor de seguridad deseado en la tensión y margen de overpull.
- Longitud y peso de los collares.
- Tamaño de tubería deseado.
- El tipo de inspección que se haga en la tubería.

Antes de describir los criterios de diseño que se usan para la selección de sarta adecuada, es importante mencionar que existe una relación que permite determinar el uso o no de la tubería de perforación de pared gruesa (más conocida como Heavy Weight Drill Pipe o simplemente HWDP) en la sarta de perforación.

---

<sup>44</sup> SMITH DRILLING & COMPLETIONS (1997) "Manual de Perforación Drilco Grant" Smith International Inc., Texas, USA.

Ésta relación es conocida como “Relación de rigidez para transiciones” (SR). Basados en experiencias de campo, en una transición de un tamaño de drillcollar o tubería a otro, la razón de rigidez no deberá exceder:

- 5,5 para perforación de rutina.
- 3,5 para perforación en condiciones severas o difíciles

Si la relación es excedida en cualquiera de las dos anteriores condiciones, es oportuno el uso del HWDP en la sarta de perforación.

Las razones de rigidez se calculan utilizando los diámetros externos y los diámetros internos de los tubos, no las conexiones.

A continuación, se presenta la ecuación:

$$SR = \frac{OD_{sup}(OD_{inf}^4 - ID_{inf}^4)}{OD_{inf}(OD_{sup}^4 - ID_{sup}^4)} \quad \text{Ecuación 19}$$

Dónde:

SR = Relación de rigidez (adimensional)

OD<sub>sup</sub> = Diámetro externo de la tubería superior (drillpipe) (pulg.)

ID<sub>sup</sub> = Diámetro interno de la tubería superior (drillpipe) (pulg.)

OD<sub>inf</sub> = Diámetro externo de la tubería inferior (drillcollar) (pulg.)

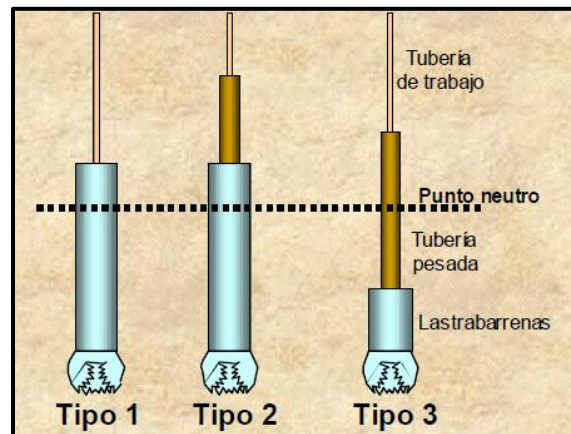
ID<sub>inf</sub> = Diámetro interno de la tubería inferior (drillcollar) (pulg.)

#### **4.9.1. Configuración Del Ensamblaje De Fondo.**

El diseño de la sarta de perforación se realiza de abajo hacia arriba, por lo que una vez que se cuenta con la información, se inicia el proceso de diseño seleccionando los drillcollars y la tubería pesada. Existen tres tipos de configuraciones de ensambles de fondo, los cuales permiten mantener el punto neutro por debajo de la sección de la tubería de trabajo.

La selección del tipo de configuración se hace en función de la severidad de las condiciones de operación a las que estará sometida la sarta de perforación, determinada en pozos de correlación.

Figura 25. Configuraciones de Ensamblaje de Fondo



Fuente: Guía Para el Diseño de Sargas de Perforación

**Tipo 1.** Es la configuración más simple y está compuesta por drillcollars y tubería de trabajo. El peso sobre la broca se aplica con los drillcollars y el punto neutro es localizado en los DC.

**Tipo 2.** Esta configuración utiliza tubería pesada por arriba de los drillcollars, como transición entre drillcollar y tubería de trabajo. En este arreglo, el peso sobre broca también se aplica con los DC y el punto neutro es localizado dentro de la longitud de los mismos.

**Tipo 3.** Esta configuración utiliza drillcollars únicamente para lograr el control direccional, mantener la verticalidad del pozo o reducir la vibración de la sarta de perforación. El peso sobre la broca se aplica con los DC y la tubería pesada, y el punto neutro se localiza en la tubería pesada.

#### 4.9.2. Procedimiento Para Seleccionar Los Drillcollars.

##### SELECCIÓN DEL DRILL COLLAR

Los drillcollars son utilizados principalmente para dar peso a la broca y rigidez a la sarta, en la práctica el 85% del peso sumergido de los drillcollars (dando un factor de seguridad de 1,15) es utilizado como peso sobre la broca, para asegurar que el drillpipe se mantenga en tensión. Se debe tener en cuenta que la reducción del diámetro de los collares da como resultado unas altas pérdidas de presión durante la circulación de lodo de perforación, y por esta razón se debe hacer una buena selección de la tubería para limitar la pérdida de presión.

Los drillcollars es la primera sección del diseño de la tubería de perforación. La longitud y el tamaño de los collares podrían afectar el grado, peso y dimensiones del drillpipe a ser usado. En la siguiente tabla se ilustran los tamaños típicos de collares a ser usados en cada sección del hueco.

Figura 26. Drillcollar y Tamaño del Hueco

SECCIÓN DEL HUECO	DRILL COLLAR RECOMENDADO (OD) [in]
36"	9 ½ +8
26"	9 ½ +8
17 ½"	9 ½ +8
16"	9 ½ +8
12 ¼"	8
8 ½"	6 ¼
6"	4 ¾

FUENTE: RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction, 2001

- **Factor de Boyanza o Flotación**

Se origina por las propiedades físicas de los fluidos que ejercen fuerzas opuestas al peso de un objeto sumergido en ellos, llamada fuerza de empuje.

Determinar el  $F_F$  para las especificaciones del lodo usado, con la siguiente ecuación:

$$F_f = 1 - \frac{\rho_l}{\rho_{acero}} \quad \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

$F_F$ : Factor de Boyanza o Flotabilidad

$\rho_l$ : Densidad del Lodo Usado (lpg)

$\rho_{acero}$ : Densidad del Acero (65.5 Lpg)

- **Longitud de los Drillcollars Según la Configuración Definida**

Cuando el peso sobre la broa es proporcionado únicamente por los DC (arreglos tipo 1 y 2), la longitud mínima de los DC se calcula de la siguiente manera:

$$L_{DC} = \frac{WOB \times FS}{W_{DC} \times F_f \times 0.85 \times \cos(\theta)} \quad \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

WOB: Máximo peso sobre la broca [lbs]

$F_s$ : Factor de Seguridad (Generalmente 1.15)

$W_{DC}$ : Peso de DC en el aire [lbs/ft]

$F_F$ : Factor de Flotabilidad

#### **4.9.3. Selección De La Tubería Pesada.**

Los HWDP se utilizan para mantener el drillpipe normal en una tensión constante (evitando el doblamiento), teniendo el punto neutral de tensión y compresión, ya que es altamente resistente comparado con el drillpipe.

También es utilizado para suministrarle peso a la broca, en adición al peso suministrado por los collares en pozos direccionales. Los HWDP se caracterizan por tener el diámetro externo similar al de la tubería estándar de perforación, pero con un diámetro interno (ID) más reducido (usualmente 3”), son usados en la zona de transición, entre el drillpipe estándar y los drillcollars, que es el área de mayor acumulación de fatiga por la concentración de esfuerzo de doblamiento.

- **Longitud de la Tubería Pesada Según la Configuración Definida**

Cuando la tubería pesada se utiliza únicamente para reducir los niveles de esfuerzo en la zona de transición entre los DC y la tubería de trabajo (arreglo 2), el número de tramos de tubería pesada se selecciona de acuerdo con las condiciones de trabajo y la experiencia. Una práctica de campo recomendada por la API es usar de nueve a diez tramos de tubería pesada.

Por otro lado, cuando la configuración es Tipo 3, la mínima longitud de la tubería pesada (ft), se calcula por la siguiente ecuación:

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{WOB \times F_s}{F_F \times \cos \theta} - (W_{DC1} \times L_{DC1})}{W_{HWDP}}$$

Ecuación 22

Dónde:

WOB: Máximo peso sobre la broca [Lbs]

F<sub>s</sub>: Factor de Seguridad (Generalmente 1.15)

W<sub>HWDP</sub>: Peso de la tubería pesada en el aire [lbs/ft]

F<sub>F</sub>: Factor de Flotabilidad

W<sub>DC1</sub>: Peso del drill collar en el aire de la primera sección [lbs/ft]

L<sub>DC1</sub>: Longitud del drill collar en la primera sección [ft]

#### **4.9.4. Selección Del Drill Pipe O Tubería De Perforación.**

La principal función del drill pipe es la de transmitir el movimiento rotacional y llevar el lodo de perforación a alta presión hasta la broca, durante la perforación la tubería está sometida a esfuerzos de tensión en la superficie, compresión en el fondo y torsión a lo largo de la sarta; por lo tanto, debe ser capaz de resistir todos los tipos de carga involucrada y tener un tiempo de vida de servicio razonable. El drill pipe se fabrica en tres rangos:

- Rango I: 18 a 22 pies de longitud
- Rango II: 27 a 30 pies de longitud
- Rango III: 38 a 45 pies de longitud

Existen también cinco grados de tubería de perforación disponible para las diferentes profundidades y cargas que ésta debe soportar. El API especifica estos grados como: D, E, X95, G105, S135; y son fabricados en una variedad de diámetros que van desde 2,375 [in] a 6,625 [in] de diámetro externo (OD).

Las propiedades de la tubería disminuyen desde el momento en que ésta se utiliza para la perforación; es por esta razón que el API clasificó la tubería de acuerdo al grado de desgaste, de la siguiente manera:

- Clase 1 o tubería nueva: drillpipe sin desgaste
- Premium: Drillpipe con desgaste uniforme y un espesor mínimo de pared del 80% del original. En la práctica una vez la tubería nueva se ha utilizado enseguida se degrada a premium.
- Clase 2: La tubería tiene un espesor mínimo de pared del 65%, con todo el desgaste sobre un lado simple y cuando el área transversal sea la misma que la clase premium.
- Clase 3: La tubería tiene un espesor mínimo de 55%, con todo el desgaste sobre un lado.

#### 4.9.5. Parámetros Para Diseñar La Tubería De Perforación.

Después de calcular el diámetro y número de tramos de los DC y la tubería pesada se procede a diseñar la tubería de perforación, proceso en el cual se revisan las condiciones más críticas a las que será sometida la tubería y se comparan con su resistencia especificada en tablas.

#### TENSIÓN

Es necesario tener cuenta que todos los cuerpos al sumergirse, sufren una fuerza de empuje hacia arriba o fuerza de boyanza. Las fuerzas de boyanza reducen el peso total del cuerpo, y esta magnitud depende de la densidad del fluido.

El peso total  $P$  soportado por el tope de la junta drillpipe JJ está dada por:

$$P = (\text{Peso del } dp \text{ en el lodo} + \text{Peso del } dc \text{ en el lodo}) \quad \text{Ecuación 23}$$

Dónde el peso sobre la broca y otros accesorios, es normalmente incluido dentro del peso de los collares.

$$P = (L_{dp} \times W_{dp} + L_{dc} \times W_{dc}) \times F_F \quad \text{Ecuación 24}$$

Dónde:

$L_{dp}$ = Longitud del drill Pipe (ft)

$W_{dp}$ = Peso del drill Pipe por unidad de longitud (lb/ft)

$L_{dc}$ = Longitud del Drill Collar, (ft)

$W_{dc}$ = Peso del Drill collar por unidad de longitud (lb/ft)

$F_F$ = Factor de Flotabilidad y Boyanza

Si junto con los DC y el DP, se usa una tubería de perforación de pared gruesa, el peso total  $P$  soportado por el tope de la junta drillpipe MM está dado por:

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc}) + (L_{HWDP} \times W_{HWDP})] \times F_F \quad \text{Ecuación 25}$$

Dónde:

$L_{HWDP}$ = Longitud del heavy weight drill pipe (ft)

$W_{HWDP}$ = Peso Nominal del Heavy Weight drill pipe (lbs/ft)

- **MARGEN DE SOBRETENSIONAMIENTO, “OVERPULL” (MOP)**

La resistencia del drillpipe, es expresada como la resistencia a la cedencia. Esta es definida como la carga a la cual sucede la deformación. En la práctica, la vida de servicio de la tubería se debe tener en cuenta, cuando se diseña la sarta de perforación, el API (American Petroleum Institute), ha tabulado las propiedades de resistencia de acuerdo con la condición de la tubería; nueva, Premium, clase 2 y clase 3. Además para diseñar la sarta nunca se debe basar en el valor de la resistencia a la cedencia para suministra una adecuada seguridad en el resultado del diseño. Por lo tanto la máxima carga de tensión por diseño se calcula:

$$P_a = P_t \times 0.9 \quad \text{Ecuación 26}$$

Dónde  $P_t$  es la resistencia a la cedencia de la tubería. La diferencia entre  $P_a$  y  $P$ , da el margen del overpull, MOP:

$$MOP = P_a - P \quad \text{Ecuación 27}$$

El valor de diseño de MOP, normalmente está en un rango de 50000 a 200000 Lbs. La relación entre las  $P_a$  y  $P$ , da el actual factor de seguridad (SF):

$$SF = \frac{P_a}{P} \quad \text{Ecuación 28}$$

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión:

$$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times F_F} - \frac{W_{dc}}{W_{dp}} \times L_{dc} \quad \text{Ecuación 29}$$

- Longitud del drill pipe que resiste por tensión (cuando se usa HWDP):

$$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times F_F} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{HWDP} \times L_{HWDP})]}{W_{dp}} \quad \text{Ecuación 30}$$

- Longitud del drill pipe que resiste por tensión (cuando la tubería es combinada por varias secciones de drillpipe):

$$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times F_F} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}} \quad \text{Ecuación 31}$$

Dónde:

$L_{DP1}$  = Máxima Longitud de la Tubería de Perforación Sección de fondo (ft)

$L_{DP2}$  = Longitud de la Tubería de Perforación Sección de tope (ft)

$P_{w1}$  = Carga de Trabajo en Tubería de perforación (lbs)

$L_{HWDP}$  = Longitud de la HWDP (ft)

$W_{DP1}$  = Peso nominal drillpipe sección de fondo (Lbs/ft)

$W_{DP2}$  = Peso nominal drillpipe sección de tope (Lbs/ft)

- Longitud del drill pipe que resiste por tensión (cuando la tubería es combinada por varias secciones de drillpipe y se usa HWDP):

$$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times F_F} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{HWDP} \times L_{HWDP}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}} \quad \text{Ecuación 32}$$

- **TENSIÓN (CRITERIO CUÑAS – SLIP CRUSHING)**

La carga máxima admisible de tensión debe ser diseñada para prevenir el aplastamiento por cuñas (slip crushing) de la tubería. Existe una forma de determinar la relación de forma directa, y es por medio de la longitud de la cuña. Generalmente se trabaja con cuñas de 12 y 16 pulgadas de longitud. Por medio de la siguiente tabla, es posible determinar el valor de (RS), conociendo el diámetro externo del drill pipe que sostiene la cuña.

Tabla 19. Relación RS

RS		
OD (drillpipe)	Longitud de la cuña	
	12 [in]	16 [in]
2 3/8	1.25	1.18
2 7/8	1.31	1.22
3 1/2	1.39	1.28
4	1.45	1.32
4 1/2	1.52	1.37
5	1.59	1.42
5 1/2	1.66	1.47
6 5/8	1.82	1.59

Fuente: SCHULMBERGER, Tecnología de Perforación

Por medio de este criterio, se obtiene la siguiente ecuación la cual puede ser modificada si se trabaja además con HWDP o con tubería combinada.

$$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9}{W_{dp} \times F_F} \cdot \frac{[(W_{dc} \times L_{dc})]}{RS} \quad \text{Ecuación 33}$$

## COLAPSO

La presión de colapso puede definirse, como la presión externa requerida para causar cedencia a la tubería o casing. En algunos casos, como en drill stem test (DST), el drill pipe es corrido parcialmente lleno de fluido, para reducir la presión hidrostática ejercida sobre la formación. Los fluidos de ésta, fluyen al pozo, lo cual es el fin de esta prueba. Una vez el pozo fluye, los efectos de colapso son mínimos, debido a que el drill pipe está ahora lleno de fluidos.

Así, la presión diferencial máxima,  $\Delta P$  o  $P_c$  (psia), existente a través del drill pipe, es cuando se abre la herramienta DST, y puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{L \times \rho_1}{19.251} - \frac{(L-Y) \times \rho_2}{19.251} \quad \text{Ecuación 34}$$

Dónde:

Y= Profundidad de los fluidos de la tubería (ft)

L= Profundidad total del pozo (ft)

$\rho_1$ = Densidad de los fluidos fuera de la tubería (lpg)

$\rho_2$ = Densidad de los fluidos dentro de la tubería (lpg)

Una vez la presión de colapso es calculada, se compara con la resistencia al colapso de la tubería dada por los constructores, y un factor de seguridad de colapso puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$SF = \frac{\text{Resistencia al colapso}}{\text{Presion de colapso}} \quad \text{Ecuación 35}$$

## CARGAS POR CHOQUE

Las cargas por choque suceden cuando las cuñas están colocadas o el DP está en movimiento, y pueden contribuir a la ruptura de la tubería en diseños limitados. La adición de la fuerza de tensión,  $F_s$ , generada de las cargas por choque, es calculada así:

$$F_s = 3200 \times W_{dp} \quad \text{Ecuación 36}$$

Dónde:

$W_{dp}$ = Peso del Drill Pipe por Unidad de Longitud (Lb/ft)

## TORSIÓN

La resistencia a la cedencia de la tubería de perforación cuando está sujeta a la tensión pura, está dada por:

$$Q = \frac{0.096167 \times J \times Y_m}{D} \quad \text{Ecuación 37}$$

Dónde:

Q= Resistencia a la cedencia torsional mínima (Lb/ft)

$Y_m$ = Resistencia a la cedencia unitaria mínima (psi)

J= Momento de inercia polar

$$J = \left(\frac{\pi}{32}\right) \times (D^4 - d^4) \quad \text{Ecuación 38}$$

Dónde:

D= Diámetro exterior del drill pipe (in)

d= Diámetro interno del drill pipe (in)

Cuando la tubería es sometida a torsión y tensión, como en el caso de las operaciones de perforación, la resistencia a la cedencia torsional mínima se obtiene:

$$Q_t = \frac{0.096167 \times J}{D} \times \sqrt{(Ym^2 - P^2/A^2)}$$

Ecuación 39

Dónde:

$Q_t$ = Resistencia a la cedencia torsional mínima bajo tensión (lb/ft)

P= Carga total en tensión (lb)

A= Área de la sección transversal

#### 4.10. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

<sup>45</sup>El cemento se puede definir como “todo material que tiene propiedades adhesivas o cohesivas que en contacto con el agua se solidifica y endurece. En la industria petrolera, el cemento usado comúnmente es el cemento Portland, el cual consiste principalmente de diferentes porcentajes de: Silicato tricálcico, Silicato dicálcico, aluminato tricálcico, ferroaluminato tetracálcico, yeso y magnesio; a su vez, una lechada de cementación es la mezcla de agua, cemento y aditivos de cementación.

Estos objetivos se alcanzan exitosamente cuando el trabajo de cementación logra cumplir con los siguiente requerimientos: que haya remoción efectiva del lodo de perforación, que resulta en una completa envoltura de cemento en el anular, que se alcance un sello hidráulico que proporcione un adecuado aislamiento de zonas, para lo cual, se requiere una muy baja permeabilidad del cemento fraguado; que el tope del cemento (TOC) cumpla con el diseño.

---

<sup>45</sup> ORTIZ MENESES Andrés Felipe; MEZA REVELO Mario Fernando, Desarrollo de una Herramienta Software para el Análisis Reológico e Hidráulica de Lechadas de Cementación Primaria en Pozos Verticales, Trabajo de Grado para Obtener el Título de Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2013.

#### **4.10.1. Lechada De Cemento.**

La mezcla de agua, cemento y aditivos de cementación da como resultado una lechada de cementación.

Las lechadas poseen diferentes características que dependen de las condiciones del pozo y del tipo de proyecto de cementación, pero en general una adecuada mezcla de agua, cemento y aditivos debe:

- Generar una lechada con una densidad determinada y exhibir las propiedades deseadas.
- Ser fácilmente mezclada y bombeada.
- Reunir propiedades óptimas para una adecuada remoción de lodo.
- Mantener sus características fisicoquímicas durante la colocación.
- Desarrollar una rápida resistencia a las fuerzas de compresión una vez haya sido colocada en la zona de interés.
- Una vez fraguada, tener una permeabilidad lo más baja posible.
- Desarrollar resistencia a largo plazo y soportar elevadas condiciones de presión y temperatura sin perder sus propiedades.

#### **PROPIEDADES DE LA LECHADA**

Para conocer y definir el comportamiento de la lechada de cemento es necesario realizar ciertas pruebas en el laboratorio, cuyos procedimientos son descritos en la norma API RP 10B. Las propiedades más importantes a considerar en una lechada de cemento son:<sup>46</sup>

---

<sup>46</sup> API Recommended Practice 10B. 22ª Edición, Diciembre de 1997.

- **DENSIDAD DE LA LECHADA**

Expresa el peso de un volumen de lechada de cemento en libras por galón (lpg). Para efectos prácticos se considera que la densidad de una lechada debe ser mayor que la del lodo y su peso máximo lo determina el gradiente de fractura de la formación.

- **PROPIEDADES REOLÓGICAS**

Las lechadas de cementos son fluidos no Newtonianos y sus propiedades de flujo y la relación velocidad – presión pueden predecirse por el modelo Plástico de Bingham o la Ley de Potencia. El propósito de conocer la reología de la lechada de cemento es importante para el diseño, ejecución y evaluación de cementaciones primarias, para determinar las pérdidas de presión por fricción que permitan evaluar la presión con que se bombeara la lechada. La adecuada caracterización de reología de una lechada de cemento es importante por muchas razones tales como:

- Evaluación de la posibilidad de mezclado y bombeabilidad de la lechada.
- Determinación de la relación presión profundidad durante y después de la depositación de la lechada en el pozo.
- Cálculos de la rata de retorno.
- Predicción del perfil de temperatura cuando ocurre el asentamiento del cemento en el hueco.
- Diseño de la rata de desplazamiento requerida para llevar a cabo una óptima remoción de lodo.
- Determinar presión de bombeo.

- **PERDIDAS DE FLUIDO**

Representa la cantidad de agua que puede perder una lechada bajo condiciones de presión y temperatura. Para hacer bombeable un cemento es necesario hidratarlo con un exceso de agua; algo o todo el exceso de agua puede ser fácilmente expulsado de la lechada, si esta se encuentra con una formación permeable en el fondo del hueco durante un trabajo de cementación, sometida a condiciones estáticas y presión hidrostática. Las pérdidas de solo una parte del agua pueden significativamente alterar las propiedades de la lechada.

- **TIEMPO DE ESPESAMIENTO O BOMBEABILIDAD**

El API lo define como: “El tiempo requerido por la lechada de cemento para desarrollar una consistencia de 70 Bc (unidades Bearden o unidades de consistencia); el resultado de la prueba de “Thickening Time” provee una indicación del tiempo durante el cual la lechada permanece fluida para ser bombeada a las condiciones de la prueba.

- **AGUA LIBRE**

Las lechadas de cemento tienen un requerimiento de agua para dar hidratación y ser bombeables. Aunque solo el 25% de agua es necesaria para la hidratación (para densidades de 18.3 lpg), el contenido normal de agua es mayor para dar fluidez (bombeabilidad). El contenido de agua difiere según la clase de cemento y peso de lechada requerido. El exceso de agua debe ser evitado para prevenir estratificación cemento – agua. El exceso de agua puede dar como resultado la reducción de la resistencia, aumento en el tiempo de espesamiento y un valor alto de agua libre, las lechadas de cemento clase A,B,C,D,E,F no requieren esta prueba y la lechadas de clase G y H no deben exceder de 3.5 ml de agua libre.<sup>47</sup>

---

<sup>47</sup>API Spec 10. Fifth Edition 1995.

- **RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN**

La resistencia se define como el esfuerzo que el cemento ofrece a ser comprimido (resistencia compresiva) o a romperse por tracción (resistencia a la tensión). Para determinarla se realiza una prueba que consiste en hallar la resistencia a romperse que posee la lechada de cemento (una vez halla fraguado) a condiciones de presión y temperatura estática de fondo de pozo. La temperatura es el factor que más afecta al desarrollo de la resistencia a la compresión.

A altas temperaturas el cemento puede sufrir un retroceso (perder resistencia) y no recuperar el valor de resistencia alcanzado a temperaturas más bajas. Esta retrogresión es acompañada de un aumento en la permeabilidad del cemento.

- **RESISTENCIA A LOS SULFATOS**

Los sulfatos son químicos altamente corrosivos para los cementos, estos reaccionan con el limo y los cristales de aluminato tricalcico, formando Etringita, estos cristales requieren un mayor volumen del que da el espacio poroso en el cemento fraguado, dando como resultado una expansión excesiva que lo deteriora. La expansión de un cemento puede causar el incremento de espesor en unas pocas milésimas de pulgadas, este efecto se evalúa con unos anillos de expansión.

- **VISCOSIDAD O CONSISTENCIA.**

En cementación primaria, una lechada de cemento debe tener una viscosidad o consistencia que permita el más eficiente desplazamiento de lodo y también que permite una buena adherencia entre la formación y la tubería de revestimiento. La consistencia del cemento se mide con un aparato llamado consistómetro y sus unidades son las unidades Beardon de consistencia.

Tabla 20. Propiedades de la Lechada

PROPIEDAD DE LA LECHADA	PRUEBA DE LABORATORIO	REQUERIMIENTOS GENERALES
<b>Preparación de la Lechada</b>	Preparación con un mezclador tipo cuchilla de alta velocidad	Agua de Mezcla + Cemento API + Aditivos Necesarios. 35 seg de mezcla
<b>Consistencia</b>	Consistómetro HPHT	10 a 15 Unidades Beardon de Consistencia
<b>Tiempo de Bombeabilidad</b>	Consistómetro HPHT	Variable con el tiempo de proyecto. Rangos normales entre 2:30 a 4:00 horas
<b>Agua Libre</b>	Settling Test	Máximo 1.5% de agua libre después de dos horas de fraguado
<b>Pérdidas de Filtrado</b>	Filtroprensa API	50 a 200 mL para casing de producción o Liners
<b>Densidad</b>	Balanza de densidad de fluido presurizada	Varía dependiendo de la densidad del lodo. Generalmente entre 12-15 Lpg
<b>Reología</b>	Viscosímetro Rotacional de Fann	Depende del agua de mezcla, la densidad y las tasas de flujo deseadas. Se requiere un comportamiento No Newtoniano
<b>Resistencia a la compresión</b>	Analizador Ultrasónico de Cemento	Generalmente alrededor de 500 psi
<b>Permeabilidad</b>	Permeámetro	Menor a 0.1 md

Fuente: SMITH, Dwight. Cementing, Ed. 2, Modificada por los Autores

## ADITIVOS DE CEMENTACIÓN<sup>48</sup>

En la cementación de pozos, las lechadas de cemento necesitan trabajar en amplios rangos de presión, temperatura y profundidad y cumplir con ciertas condiciones para lograr adecuadamente los objetivos de la cementación de cada pozo en específico. El cemento por sí solo no puede cumplir todos los requerimientos ante las condiciones de exposición de la lechada, pero es posible cumplir con tales condiciones mediante la adición de aditivos.

Existen diferentes tipos de aditivos de cementación que pueden afectar las propiedades de las lechadas y del cemento fraguado en muchas formas; generalmente se reconocen 8 categorías de aditivos:

- **Aceleradores:** Son productos químicos que reducen el tiempo de fraguado de las lechadas de cemento e incrementan la velocidad de desarrollo de resistencia compresiva.
- **Retardadores:** Son productos químicos que extienden el tiempo de fraguado de las lechadas de cemento.
- **Extendedores:** Son materiales que disminuyen la densidad de las lechadas de cemento y/o reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen de producto fraguado.
- **Densificantes:** Son materiales que aumentan la densidad de las lechadas de cemento.
- **Dispersantes:** Son materiales químicos que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento.

---

<sup>48</sup> Andrés Felipe Ortiz Meneses; Mario Fernando Meza Revelo/Desarrollo de una Herramienta Software para el Análisis Reológico e Hidráulica de Lechadas de Cementación Primaria en Pozos Verticales/Universidad Industrial de Santander/Facultad de Ingenierías Físico-Químicas/Escuela de Ingeniería de Petróleos/Bucaramanga/2013.

- **Agentes controladores de pérdidas de filtrado:** Controlan la pérdida de la fase acuosa de las lechadas de cemento cuando estas se exponen a zonas permeables.
- **Agentes controladores de pérdidas de circulación:** Son materiales que controlan la pérdida de lechada de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.
- **Aditivos especiales:** Son aditivos complementarios para la cementación, tales como antiespumantes, descontaminantes de lodo, entre otros.

#### 4.10.2. Diseño Del Programa De Cementación.

##### ✚ VOLUMEN EN EL ESPACIO ANULAR

Para el cálculo del volumen de los fluidos que se encuentran en el espacio anular se utiliza la siguiente expresión.

$$V_{\text{Lechada en el Anular (bbl)}} = A_{\text{Columna (ft)}} * C_{\text{Anular}} \left( \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \right) \quad \text{Ecuación 40}$$

##### ✚ VOLUMEN ENTRE EL COLLAR FLOTADOR Y LA ZAPATA (SHOE TRACK)

Debido a que este espacio queda lleno de cemento al final de la operación, es necesario conocer su volumen, de tal manera que los cálculos de volumen total de lechada sean precisos y se alcance el tope deseado. Para el cálculo del volumen se utiliza la siguiente expresión.

$$V_{\text{Shoe Track (bbl)}} = A_{\text{Shoe Track (ft)}} * C_{\text{Revestimiento}} \left( \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \right) \quad \text{Ecuación 41}$$

## VOLUMEN EN EL BOLSILLO

El volumen dentro del bolsillo se determina mediante la siguiente expresión.

$$V_{\text{Bolsillo (bbl)}} = A_{\text{Bolsillo (ft)}} * C_{\text{Hueco}} \left( \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \right) \quad \text{Ecuación 42}$$

## VOLUMEN TOTAL DE LA LECHADA

El volumen total de la lechada es la suma del volumen en el espacio anular, el volumen entre el collar flotador y la zapata y el volumen en el bolsillo.

$$V_{\text{Total (bbl)}} = V_{\text{Espacio Anular (bbl)}} + V_{\text{Shoe Track (bbl)}} + V_{\text{Bolsillo (bbl)}} \quad \text{Ecuación 43}$$

## VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO

El volumen de fluido desplazante se determina en base a la siguiente expresión. Se debe tener en cuenta que este fluido se bombea hasta la profundidad del collar flotador.

$$V_{\text{Desplazamiento (bbl)}} = A_{\text{Columna del Hueco (ft)}} * C_{\text{Drill Pipe}} \left( \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \right) - V_{\text{Shoe Track (bbl)}} \quad \text{Ecuación 44}$$

### 4.11. PROGRAMA DE BROCAS DE PERFORACION

Se conoce como broca de perforación a la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria.<sup>49</sup> En la actualidad existen diversos tipos de brocas para la perforación de pozos, que difieren entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Las Brocas se clasifican así:

---

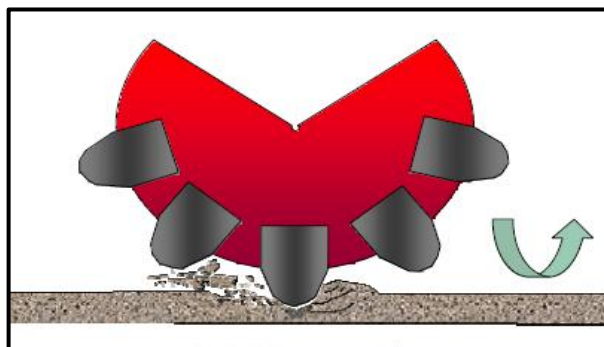
<sup>49</sup> Manual Para Ayudante de Perforador (Cabo), Perforador y Malacatero

## BROCAS TRICÓNICAS

Tienen tres conos cortadores que giran sobre su propio eje. Varían de acuerdo con su estructura de corte, y pueden tener dientes de acero fresado o de insertos de carburo de tungsteno, tienen un jet llamado tobera que envía el fluido de perforación a alta velocidad contra el fondo del pozo para remover ripios.

La broca tricónica perfora la roca por compresión (trituration). Cuando se tritura la formación, se ejerce una carga perpendicular a la roca dando lugar a una serie de fracturas que se propagan radialmente desde el punto de contacto hacia el radio del hueco, como se muestra a continuación:<sup>50</sup>

Figura 27. Mecanismo De Corte Brocas Tricónicas



Fuente: catalogo schulumberger

Para evitar confusión entre los tipos de brocas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes la IADC creó el sistema (código IADC), de clasificación de tres dígitos, como se relaciona a continuación.<sup>51</sup>

<sup>50</sup>SCHLUMBERGER. Selección De Barrenas En El Proceso De Construcción De Pozos. Pemex.

<sup>51</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo, Barrenas e Hidráulica de Perforación Tomo 4.

Tabla 21. Código IADC Para Identificación de Brocas Tricónicas

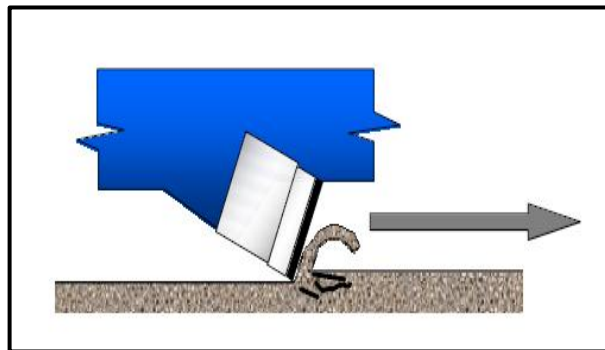
CODIGO IADC PARA IDENTIFICACION DE BROCAS TRICONICAS													
Primer dígito		Segundo dígito		Tercer Dígito									
Sistema de corte		Dureza de la formación		Sistema de rodamiento									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	
DIENTES DE ACERO MAQUINADO	1	Dientes maquinados para formación blanda	1	Suave	TOBERAS PARA LODO Y BALERO ESTANDAR	TOBERAS AIRE / LODO Y BALERO ESTANDAR	PROTECCIÓN AL CALIBRE Y BALERO ESTANDAR	BALERO SELLADO AUTO LUBRICABLE	BALERO SELLADO Y PROTECCION AL CALIBRE	CHUMACERA CELLADA	CHUMACERA GERRADA Y PROTECCION AL CALIBRE	PARA PERFORACION DIRECCIONAL	OTROS
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
	2	Dientes maquinados para formación media	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
	3	Dientes maquinados para formación dura	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
DIENTES DE ACERO DE INCERTOS	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
	7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									
	8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave									
			2	Media suave									
			3	Media dura									
			4	Dura									

Fuente: PEMEX, Enciclopedia del Petróleo, Barrenas e Hidráulica de Perforación,

## BROCAS DE CORTADORES FIJOS

Pertencen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos. Los cortadores se diseñan y fabrican en forma de pastillas (compactas de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la broca, pero a diferencia de las de diamante natural su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las brocas tricónicas. El cortador PDC fractura la roca por corte. Durante esta acción la dirección de la carga y la fractura resultante son aproximadamente paralelas. A medida que el cortador penetra en la formación, la punta de este corta y remueve el material en forma de capas, como se muestra en la siguiente imagen: <sup>52</sup>

Figura 28. Mecanismo de Corte Brocas PDC



Fuente: catalogo schulumberger

La IADC desarrolló un sistema de codificación para la identificación de estas brocas que incluye a todos los tipos: diamante natural, compactos de diamante Policristalinos (PDC) o de diamante térmicamente estable (TSP). Este código consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números), como se muestra en la siguiente tabla.

---

<sup>52</sup>GONZÁLEZ MACAS, Andrés, JARA HOLGUÍN, Manuel, RAMÍREZ PEÑA, Luis. Diseño Del Programa De Brocas Requerido Para Perforar El Pozo Direccional XD. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad del Oriente. 2006

Tabla 22. Código IADC Para Identificación de Brocas de Cortadores Fijos

CODIGO IADC - PARA IDENTIFICACION DE BROCAS DE CORTADORES FIJOS														
PRIMER CARÁCTER			SEGUNDO CARÁCTER			TERCER CARÁCTER			CUARTO CARÁCTER					
TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRAULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES						
		ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO			DISTRIBUCION DE CORTADORES	TIPO DE ORIFICIO			TAMAÑO	DENSIDAD			
			ALTA	MEDIA	BAJA		Tobera	Orificio Fijo	Salida Abierta		ALTA	MEDIA	BAJA	
<b>D</b>	Diamante Natural	Matriz	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grande	1	2	3
<b>M</b>	PDC	Matriz	Medio	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
<b>S</b>	PDC	ACERO	Bajo	7	8	9	No Agrupadas	7	8	9	Pequeño	7	8	9
<b>T</b>	TSP	Matriz	O= De doble Centro o Asimétrico			R= Flujo Radial			O= Impregnado					
						X= Flujo Cruzado								
						O= Otro								

Fuente: PEMEX, Enciclopedia del Petróleo, Barrenas e Hidráulica de Perforación, Tomo

#### **4.11.1. Diseño Del Programa De Brocas De Perforación.**

La selección de las brocas usadas durante la perforación de un determinado pozo es quizá una de las operaciones más importantes durante el programa de perforación de cualquier pozo, el fin principal de una buena selección de brocas es el poder generar una mayor tasa de penetración, ya que con esto es posible reducir los costos de perforación. La metodología para su selección consta de cinco pasos que logran identificar la mejor opción de broca o brocas para perforar cada fase planeada en un pozo petrolero, estos pasos son:

1. Estudiar el rendimiento de la brocas del pozo de correlación (ROP Y ft/broca), lo cual busca; interpretar el tipo e broca, formación perforada, desgaste de la broca, etc.
2. Adquirir registros eléctricos para estudiar dureza y abrasividad de las rocas
3. Selección de la Broca por la clasificación IADC
4. Solicitar cotización de las compañías prestadoras de este servicio (se envía, estudios petrofísicos, registros, etc.), una vez estudiada la formación envían su propuesta técnica.
5. Establecer costo por pie perforado con cada una de las propuestas técnicas de cada empresa.

#### **METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE LAS BROCAS DE PERFORACIÓN**

- **RENDIMIENTO DE LAS BROCAS DEL POZO CORRELACIÓN**

La información generada en pozos cercanos al pozo a desarrollar es utilizada para definir perfiles litológicos, cambios de litología, parámetros de perforación, tipo de barrena y en ocasiones, sus características. Para poder tener una idea más clara de la broca que podría funcionar en ese pozo, es necesario observar y analizar las brocas utilizadas en los pozos vecinos.

Además de este parámetro, el reporte de desgaste de las brocas de los pozos de correlación nos ayuda a obtener información de la litología y a decidir algunas de las características de las brocas, ya que si las brocas en los pozos de correlación terminaron muy dañadas es posible que la formación sea más dura de lo esperado originalmente. Este aspecto debe ser verificado con los reportes de operación para determinar si las características operacionales como peso sobre la broca y las RPM no excedieron los establecidos en la hoja técnica de la broca.

Las características de las brocas utilizadas en los pozos de correlación junto con los reportes de perforación nos proporcionan información sobre el rendimiento de algunas características como el Back Rake, perfil de la broca y gauge. El ángulo de los cortadores nos da una idea de la dureza de la formación, aunque es necesario observar el desgaste de las brocas y la litología para determinar si los ángulos seleccionados fueron la mejor opción. Para saber si los perfiles y el gauge de las brocas utilizadas en pozos de correlación fueron los adecuados, hay que observar los ángulos de inclinación de cada pozo y verificar si se cumplió el programa direccional o las dificultades que fue necesario resolver para cumplirlo debido a problemas relacionados con la broca.

- **REGISTROS ELECTRICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO NO CONFINADO**

A partir de las herramientas básicas como el registro sísmico convencional, densidad y rayos gama se puede determinar la velocidad de la onda compresional utilizada para calcular el módulo dinámico de Young. El módulo dinámico de Young (ED) puede ser estimado a partir de los datos del registro sísmico teniendo en cuenta los valores de tiempo de tránsito de las ondas compresionales, además de los datos del registro de densidad, por medio de la siguiente correlación que solamente utiliza la velocidad de la onda compresional ( $V_c$ ) expresada en (microsegundos/pie)

Esta velocidad es estimada del registro sónico la cual implica que el módulo dinámico de Young (ED) depende básicamente de la velocidad de onda compresional (VC).

$$E_D = 0.265 \times V_c^{2.04} \quad \text{Ecuación 45}$$

Una vez determinado el módulo dinámico de Young es necesario conocer la litología que se presenta en la sección por medio de la siguiente correlación:

$$UCS = 468000 * e^{-0.054t} \quad \text{Ecuación 46}$$

El Esfuerzo No Confinado está expresado en psi.

Una vez calculado el Esfuerzo No Confinado por medio de la ecuación 46 (Correlation of Point Load Index and Pulse Velocity with the Uniaxial Compressive Strength for Rocks, Muhammad Abdul Jabbar.), es posible seleccionar la broca utilizando la clasificación IADC para brocas tricónicas y/o de PDC. Se debe considerar la siguiente tabla:

Tabla 23. Dureza de las Formaciones Con Respecto al UCS

UCS (psi)	TIPO DE LITOLOGÍA
<1500	Roca débil, alta plasticidad
1500-3000	Formación débil, baja Resistencia
3500-7500	Medianamente Débiles, baja resistencia, intercalaciones duras
7500-15000	Medianamente duras, alta densidad, alta resistencia, sin intercalaciones duras
15000-30000	Formaciones duras, alta resistencia, lentes abrasivos
>30000	Extremadamente duras, alta resistencia, muy abrasivas

FUENTE: PEMEX, "Guía para la Perforación, selección de barrenas". 2006

- **SELECCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS BROCAS**

Es necesario el cálculo del esfuerzo confinado, a partir de las siguientes ecuaciones:

- **Selección del Tamaño de las Estructuras del Corte (Brocas de Cortadores Fijos)**

La compresibilidad de la formación es el punto más importante para la selección del diámetro de los cortadores, ya que la abrasividad se incrementa mientras mayor sea la compresibilidad (dependiendo del tipo de litología). Tomando en cuenta lo anterior, es posible hacer una tabla rápida de referencia con la cual es posible determinar el número de aletas y tamaño de los cortadores utilizando el esfuerzo no confinado como referencia.

Tabla 24. Diámetro de los Cortadores con Respecto al Esfuerzo No Confinado

UCS (psi)	DIAMETRO DE LOS CORTADORES [mm]
<3000	22
3000-6000	19
6000-10000	19-16
10000-15000	16
15000-20000	13
20000-27000	13-8
>27000	Diamante

Fuente: Selección de Brocas por Correlación

- **Número de Aletas**

La selección del número de aletas que deberá tener una broca para ser considerada adecuada para la perforación de un pozo se determina con base en la litología esperada y en la cantidad de metros que se desea perforar. Perforar formaciones con gran contenido de areniscas siempre implica un riesgo de desgaste prematuro en las estructuras de corte y en el cuerpo mismo de la broca.

Este riesgo aumenta cuando se desea perforar una mayor cantidad de metros con la misma broca. Una mayor cantidad de aletas permite tener más estructuras de corte, por lo que es capaz de perforar una mayor cantidad de metros sufriendo un desgaste menor puesto que mientras más cortadores tenga una broca, el repaso que tendrán que hacer estos en una misma sección es mínimo y en algunos casos, nulo.

Tabla 25. Número de Aletas Respecto al Esfuerzo No Confinado

UCS (psi)	# ALETAS
<3000	3-4
3000-6000	4-5
6000-10000	5-6
10000-15000	6-7
15000-20000	7-8
20000-27000	8 o más
>27000	Impregnada

FUENTE: Selección de Brocas por Correlación

- **COSTO POR PIE PERFORADO<sup>53</sup>**

El criterio final para seleccionar una broca se basa en el costo de perforación por pie,  $C$ , este término representa la relación que existe entre los costos de las herramientas como la broca y el taladro, el tiempo de perforación y el intervalo perforado, se determina con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{C_B + (t_v + t_p)C_E}{H} \quad \text{Ecuación 47}$$

Dónde

$C_B$ = Costo de la broca (\$/ft)

$C_E$ = Costo del equipo (\$/ft)

<sup>53</sup> RABIA HUSSAIN. "Specific Energy as a Criterion for bit selection", SPE paper 12355, Journal of Petroleum Technology, Julio 1985.

$t_p$ = Tiempo de perforación de la broca (hr)

$t_v$ = Tiempo de perforación de la broca (hr)

H= Pies Perforados

Esta ecuación es válida para cualquier tipo de broca, incluso las de diamante, se puede usar al terminar una corrida de perforación usando datos reales de la operación para calcular el costo por metro de perforación, o se puede usar antes de iniciar la corrida asumiendo valores para calcular dicho costo.

El costo previsto por metro perforado para una broca propuesta suele compararse con el costo real de las otras brocas empleadas para perforar en la misma región y bajo condiciones similares de perforación (pozo correlación).

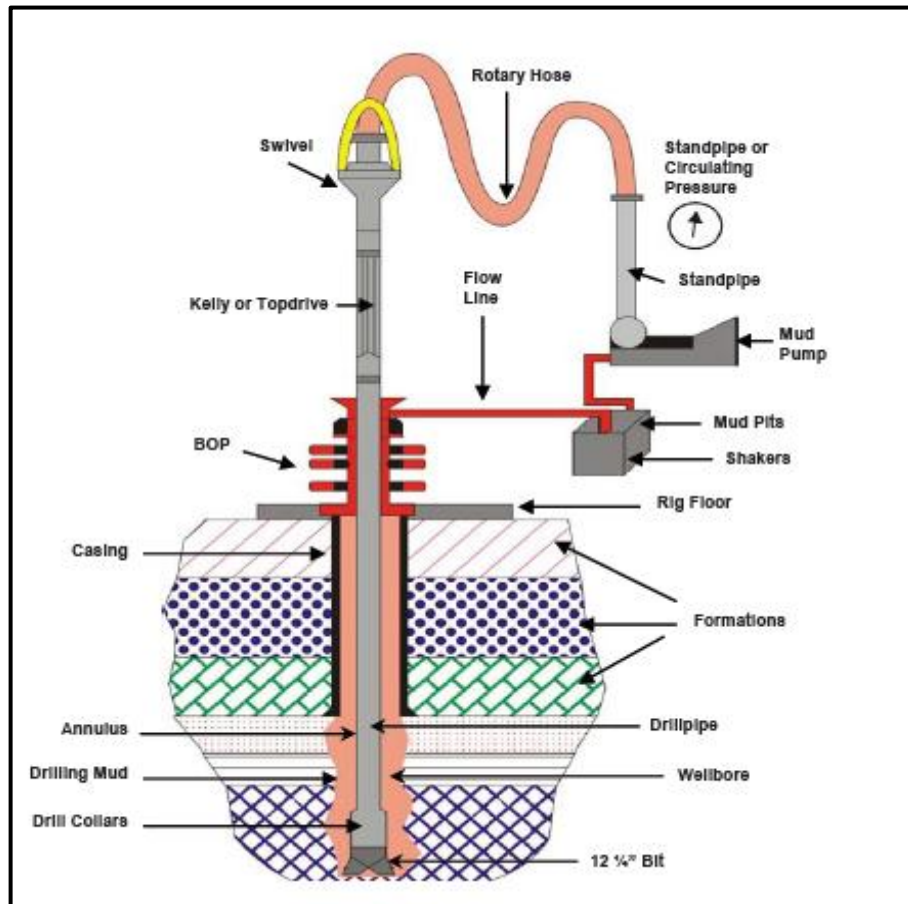
#### **4.12. PROGRAMA DE HIDRAULICA DE PERFORACIÓN**

En relación con los fluidos de perforación, el término “hidráulica” se refiere a la operación donde el fluido se utiliza para transferir presión desde la superficie a la broca, y la caída de presión a través de la misma, se usa para mejorar la tasa de penetración. Parte de la energía del fluido también se gasta al barrer el área que está por delante de la broca y limpiarla de los ripios generados, evitando la aglomeración de los mismos en el cuerpo y cara de la broca.

Las presiones de circulación, y por consiguiente el caudal están directamente relacionados con la geometría del pozo y de los materiales tubulares utilizados, incluyendo el equipo especial del conjunto de fondo, así como la densidad y las propiedades reológicas del fluido. Por lo tanto, resulta imprescindible optimizar la hidráulica del fluido de perforación mediante el control de las propiedades reológicas del fluido de perforación para evitar alcanzar este límite teórico.

Una vez que las propiedades reológicas para un fluido han sido determinadas y modeladas para predecir el comportamiento del flujo, los cálculos de hidráulica son realizados para determinar el efecto que este fluido en particular tendrá sobre las presiones del sistema. El sistema de circulación de un pozo de perforación consta de varios componentes o intervalos, cada uno de los cuales está sujeto a una caída de presión específica, estos componentes son; el equipo de superficie, la sarta de perforación, la broca y el espacio anular. La suma de las caídas de presión de estos intervalos es igual a la pérdida total de presión del sistema o a la presión media del standpipe.

Figura 29. Sistema de Circulación



FUENTE: Brocas e Hidráulica de Perforación

#### 4.12.1. Metodología Para El Cálculo De La Hidráulica De Perforación

##### CÁLCULO DEL CAUDAL DE TRABAJO

**Caudal Máximo:** Se encuentra limitado por las características de la bomba del taladro, se determina con la siguiente ecuación:

$$Q_{m\acute{a}x} = No. Stk max \times Db \times Ev \quad \text{Ecuación 48}$$

Dónde:

Ev= Eficiencia Volumétrica (fracción)

Db= Desplazamiento de la Bomba (bbl/stk)

Q<sub>máx</sub>= Caudal Máximo (gal/min)

Stk= Número de strokes por minuto

El desplazamiento de la bomba, Db depende del tipo de bomba seleccionada así:

##### - BOMBA DUPLEX

$$Db = 0,000162 \times (2dc^2 - dv^2) \times Lv \quad \text{Ecuación 49}$$

##### - BOMBA TRIPLEX

$$Db = 0,000243 \times (dc^2) \times Lv \quad \text{Ecuación 50}$$

Una vez calculado dicho caudal es posible determinar la presión de superficie máxima en la bomba o presión del standpipe mediante la siguiente ecuación:

$$P_{s-m\acute{a}x} = \frac{1714 \times HP_s}{Q_{m\acute{a}x}} \quad \text{Ecuación 51}$$

Dónde:

HPs= Potencia Máxima (Hp)

Ps-máx= Presión de superficie máxima de la bomba (psi)

dc= diámetro de la camisa (in)

dv= diámetro del vástago (in)

Lv= Longitud del Vástago (in)

**Caudal Mínimo:** En el pozo debe existir un caudal mínimo dl fluido durante las operaciones de perforación, por debajo del cual no debe operar la bomba.

Esto se debe a que es necesario mantener la velocidad mínima de ascenso del fluido en el espacio anular, a fin de garantizar una limpieza eficiente del hueco, en conclusión es el caudal mínimo necesario para levantar los recortes a la superficie se puede obtener mediante dos procedimientos sencillos:

- Estimando un gasto inicial utilizando la siguiente expresión empírica que relaciona el diámetro del hueco y el caudal mínimo.<sup>54</sup>

$$Q_{min} = 40 \times Dh$$

Ecuación 52

Dónde:

Dh= Diámetro máximo del hueco (in)

El factor 40 (gal/ (min-in)), corresponde a un gasto adecuado para un ritmo de penetración cercano o mayor a 4.5 m/hr, tomando en cuenta que se trabaja con una broca tricónica con un Dh> 9 7/8". En el caso de trabajar con broca PDC, se tiene la siguiente ecuación.

$$Q_{min} = 12,72 \times Dh^{1,47}$$

Ecuación 53

---

<sup>54</sup> ARIZA, Emiliano. Fundamentos De Perforación, Universidad Industrial de Santander. 2012

- Calcular el caudal mínimo mediante la siguiente ecuación, teniendo en cuenta la velocidad anular mínima necesaria para levantar los recortes  $V_{min}$ , así:

$$Q_{min} = \frac{V_{min} \times (D_h - D_t)}{24.51} \quad \text{Ecuación 54}$$

Donde el valor de la velocidad anular mínima necesario para levantar los recortes es calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{min} = \frac{341 \times d_r (\rho_r - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \times \mu_a^{0.333}} \quad \text{Ecuación 55}$$

Dónde:

$d_r$ = Diámetro de los recortes [in]

$\rho_r$ = Densidad del recorte [lpg]

$\rho_f$ = Densidad del fluido [lpg]

$\mu_a$ = Viscosidad Aparente [cp]

$D_t$ = Diámetro externo de la tubería de perforación [in]

**Caudal Crítico:** Es el caudal usado para evitar problemas de cavernas o lavado del hueco, su cálculo parte de la siguiente ecuación.

$$Q_{crit} = V_{crit} \times \left( \frac{D_h^2 - D_{dc}^2}{24.5} \right) \quad \text{Ecuación 56}$$

Dónde:

$$V_{crit} = \frac{(97 \times \mu_p) + 97 \sqrt{\mu_p^2 + (6.2 \times \rho \times D_e^2 \times YP)}}{\rho \times D_e} \quad \text{Ecuación 57}$$

$V_{crit}$ = Velocidad crítica entre el hueco y las barras de perforación (ft/min)

$D_{dc}$ = Diámetro del drillcollar (in)

$\mu_p$  = Viscosidad Plástica [cp]

$\rho$  = Densidad del fluido [lpg]

$D_e$  = (Dh-OD) [in]

YP = Yield Point [Lb/100ft<sup>2</sup>]

**Caudal de Trabajo:** El caudal de trabajo tiene como límites el caudal mínimo producido por la velocidad mínima de ascenso, el caudal crítico y el caudal máximo. Se debe garantizar:

$$Q_{crit} > Q_{tra} > Q_{min}$$

Ecuación 58

## ✚ PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Una vez calculados estos requisitos previos, las pérdidas de presión dependen del comportamiento reológico del fluido en uso y del régimen de flujo de cada parte del sistema. Estas se pueden obtener de diversas maneras:

- **Fórmulas directas:** Involucra fórmulas para el cálculo de la pérdida de presión y un procedimiento recomendado por el API que se puede utilizar para tal fin.
- **Reglas hidráulicas:** Son reglas establecidas por las diferentes compañías fabricantes de brocas para realizar estos cálculos hidráulicos.
- **Gráficos y Tablas Hidráulicas:** Otros fabricantes de brocas han desarrollado tablas y gráficos para tal fin, considerando un régimen de flujo turbulento y ciertas propiedades del lodo constante, las cuales se pueden corregir posteriormente por este efecto.

Teniendo en cuenta el método de diseño seleccionado y una vez calculados los parámetros básicos ya mencionados anteriormente se inicia el cálculo de las pérdidas de presión en el sistema de circulación, el cual está compuesto por:

- **PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE**

Las pérdidas de presión en el equipo de superficie incluyen las pérdidas dentro del stanpipe, hose, swivel y la Kelly en el caso convencional; cuando se use topdrive, las dimensiones de este deben ser especificadas. Para realizar el cálculo es necesario conocer la geometría de estas conexiones superficiales, las más comunes se observan en la siguiente tabla:

Tabla 26. Configuraciones del Equipo de Superficie

Tipo	Tubo Vertical	Manguera	Unión Giratoria	Kelly	Long Equiv	E	Csc
<b>1</b>	40 ft 3 in ID	45 ft 2 in ID	20 ft 2 in ID	40 ft 2,25 in ID	2600 ft	$2,5 \times 10^{-4}$	1
<b>2</b>	40 ft 3,5 in ID	55 ft 2.5 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	946 ft	$9,6 \times 10^{-5}$	0,36
<b>3</b>	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	610 ft	$5,5 \times 10^{-5}$	0,22
<b>4</b>	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	30 ft 3 in ID	40 ft 4 in ID	424 ft	$4,2 \times 10^{-5}$	0,15

FUENTE: MANUAL MI 2011. Capítulo 5, Reología e Hidráulica

Conocida la geometría del equipo de superficie, ahora según el modelo reológico seleccionado se obtienen las pérdidas de presión con las ecuaciones presentes a continuación:

- **BINGHAM**

$$\Delta P_{sup} = E \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times \mu_p^{0.2} \quad \text{Ecuación 59}$$

- **LEY DE POTENCIA**

$$\Delta P_{sup} = \frac{f_p \times \mu_p^2 \times \rho}{92916 \times ID} \quad \text{Ecuación 60}$$

- **HERSCHEL – BULKLEY**

$$\Delta P_{sup} = Csc \times \rho \times \left( \frac{Q}{100} \right)^{1.86}$$

Ecuación 61

Dónde:

$\rho$ = Densidad del lodo [lpg]

Q= Caudal o galonaje [gpm]

$\mu_p$ = Viscosidad plástica @ 120°F [Cp]

ID= Diámetro Interno [in]

$f_p$ = Factor de fricción de la tubería

- **PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA Y EL ESPACIO ANULAR**

Las pérdidas de presión dentro de la tubería de perforación y el espacio anular se calculan según el modelo reológico escogido, tomando en cuenta que el modelo plástico de Bingham es más exacto se enfatizará sobre este.

Tabla 27. Cálculos de las Pérdidas de Presión en la Tubería y en el Espacio Anular - Modelo Plástico de Bingham

Cálculos	Dentro de la Tubería	En el Espacio Anular
Velocidad de flujo Promedio [ft/min]	$\bar{V}_t = \frac{24,5 \times Q}{d^2}$	$\bar{V}_a = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - OD^2}$
Velocidad crítica de flujo [ft/min]	$V_{ct} = \frac{(97 \times \mu_p) + 97 \sqrt{\mu_p^2 + (8,2 \times \rho \times d^2 \times YP)}}{\rho \times d}$	$V_{ca} = \frac{(97 \times \mu_p) + 97 \sqrt{\mu_p^2 + (6,2 \times \rho \times De^2 \times YP)}}{\rho \times De}$
Pérdidas de Presión [psi]	<p>Si <math>\bar{V}_t &gt; V_{ct}</math> es <b>Flujo Turbulento</b></p> $\Delta P_t = \frac{8,91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times \mu_p^{0,2}}{d^{4,8}} \times L$ <p>Si <math>\bar{V}_t &lt; V_{ct}</math> es <b>Flujo Laminar</b></p> $\Delta P_t = \frac{L \times \mu_p \times \bar{V}_t}{90000 \times d^2} + \frac{L \times YP}{225 \times d}$	<p>Si <math>V_a &gt; V_{ca}</math> es <b>Flujo Turbulento</b></p> $\Delta P_a = \frac{8,91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times \mu_p^{0,2}}{De^3 \times (Dh + OD)^{1,8}} \times L$ <p>Si <math>V_a &lt; V_{ca}</math> es <b>Flujo Laminar</b></p> $\Delta P_a = \frac{L \times \mu_p \times V_a}{60000 \times De^2} + \frac{L \times YP}{225 \times De}$

Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction, Modificado por los Autores

### • PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA DE PERFORACIÓN

Las pérdidas de presión en la broca de perforación al contrario de las pérdidas en superficie, sarta de perforación y anular, ocurren por la acción de la aceleración y no debido a la fricción. Estas pérdidas se pueden calcular a partir de las siguientes ecuaciones:

Tabla 28. Pérdidas de Presión en la Broca

PERDIDAS DE PRESION EN LA BROCA	
<b>Pérdidas de Presión en la Broca [psi]</b>	$\Delta P_b = P_{standpipe} - (\Delta P_t + \Delta P_a + \Delta P_{sup})$
<b>Potencia Hidráulica</b>	$HHP = \frac{Q \times \Delta P_b}{1714}$
<b>HSI</b>	$HSI = \frac{HHP \times 1,27}{(\text{Tamaño de la Broca})^2}$
<b>Velocidad de las Boquillas [ft/seg]</b>	$V_n = 33,36 \times \sqrt{\frac{\Delta P_b}{\rho}}$
<b>TFA Área de las boquillas [in<sup>2</sup>]</b>	$TFA = \frac{0.32 \times Q}{V_n}$
<b>Diámetro de las Boquillas [in]</b>	$dn = 32 \sqrt{\frac{4 \times TFA}{N^\circ \text{ boquillas} \times \pi}}$
<b>Porcentaje de Pérdida de presión en la broca</b>	$\% \Delta P_b = \frac{\Delta P_b}{P_{total}} \times 100\%$

Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction, Modificado por los Autores

#### 4.12.2. Optimización De La Hidráulica De Perforación

La optimización de la hidráulica es el uso eficiente y racional de la energía o presión de la bomba necesaria para hacer circular el lodo a través del sistema de circulación, con el fin de obtener una apropiada remoción del ripio y, consecuentemente mejorar la tasa de penetración de la broca. Los métodos de optimización de hidráulica consisten en determinar la caída de presión en la broca de tal forma que la energía generada por el equipo de bombeo en superficie sea transmitida óptimamente hasta el fondo del pozo para su correcta limpieza.

Esta caída de presión óptima es obtenida determinando el tamaño de las boquillas en la broca. Los dos métodos de optimización aceptados y comúnmente utilizados son: Máxima potencia Hidráulica en la broca y Máxima Fuerza de Impacto del chorro de lodo en el fondo del pozo.

- **Máxima Potencia Hidráulica**

Este criterio se basa en la teoría de que gastando la máxima energía disponible en la broca, se obtiene una mayor limpieza del fondo del pozo y, consecuentemente, una tasa de penetración máxima. Para obtener el porcentaje de energía que se debe perder en la broca para lograr una óptima remoción del ripio, es necesario partir de la siguiente ecuación:

$$H_{ps} = H_{pc} + H_{pm}$$

Ecuación 62

Dónde:

$H_{ps}$ = Potencia hidráulica desarrollada por la bomba en superficie

$H_{pc}$ = Potencia hidráulica gastada en el sistema de circulación excluyendo la broca

$H_{pm}$ = Potencia hidráulica gastada en la broca

La tabla muestra las suposiciones necesarias y la deducción matemática para obtener el porcentaje de energía que se debe gastar en la broca.

Tabla 29. Optimización de la Hidráulica Por Máxima Potencia Hidráulica

Acción	Descripción
<b>Suposición</b>	El régimen de flujo en todas las partes del sistema de circulación es turbulento y las pérdidas de presión se pueden calcular con la ecuación de fanning.
<b>Ecuaciones</b>	$H_{ps} = \frac{P_s \times Q}{1714} \quad (1) \quad H_{pc} = \frac{\Delta P_c \times Q}{1714} \quad (2)$ $\Delta P_c = KQ^{1.86} \quad (3) \quad H_{pm} = H_{ps} - H_{pc} \quad (4)$
<b>Derivación</b>	<p>Sustituyendo (1), (2) y (3) en (4) derivando la potencia en la broca e igualando a cero se pueden obtener las condiciones para las cuales la potencia hidráulica en la broca es máxima.</p> $\frac{d(H_{pm})}{d(Q)} = 0$
<b>Resultado</b>	$\Delta P_c = 0.35 P_s$ y $\Delta P_m = 0.65 P_s$
<b>Conclusión</b>	La máxima potencia hidráulica en la broca para condiciones de operación de presión de descarga constante, se obtiene a una tasa de circulación que produzca una pérdida por fricción del 35% en el sistema de circulación y una caída de presión del 65% en la broca.

Fuente: Manual de Hidráulica, Reología y Mechas de Perforación

**- Máximo Impacto Hidráulico**

Este criterio se basa en la teoría de que el ripio es removido más eficientemente cuando se maximiza la fuerza de impacto del fluido contra la formación. Un diseño hidráulico que use la fuerza de impacto puede aplicarse a dos condiciones diferentes. En cada una de ellas, se puede probar matemáticamente, bajo qué condiciones se produce el impacto máximo.

Tabla 30. Optimización de la Hidráulica Por Máximo Impacto Hidráulico

Condiciones	Ecuaciones	Observaciones
Potencia hidráulica en superficie constante (Hps=ctte), Presión en superficie (Ps) y Caudal (Q) variables	$\Delta P_c = 0.26 P_s$ $\Delta P_m = 0.74 P_s$	No existe límite en la presión de superficie. No es práctica por requerir cambios continuos de las camisas de la bomba.
Presión en superficie constante (Ps=ctte), Potencia Hidráulica en superficie (Hps) y Caudal (Q) variables	$\Delta P_c = 0.52 P_s$ $\Delta P_m = 0.48 P_s$	Es la condición más usada para disminuir los cambios de camisa de la bomba
Conclusión	En la práctica normalmente se trabaja a una presión constante de la bomba. Por lo tanto, el máximo impacto hidráulico se obtiene a una tasa de circulación que produzca una pérdida por fricción del 52% en el sistema de circulación y una caída de presión de 48% en la broca	

Fuente: Manual de Hidráulica, Reología y Mechas de Perforación

**- Calculo del Caudal Optimo**

Se llama así la tasa de circulación que produce la máxima potencia hidráulica en la broca o el máximo impacto en el fondo del pozo. Este caudal se utiliza, dependiendo del criterio seleccionad para obtener la máxima eficiencia de penetración de la broca.

El caudal optimo (Qopt), tiene como límites el caudal mínimo producido por la velocidad mínima de ascenso y el caudal máximo que depende de los siguientes factores:

1. Condiciones máximas de operación de la bomba
2. Problemas de erosión del hueco
3. Densidad equivalente de circulación máxima

Utilizando la ecuación  $\Delta P_c = KQ^{1.86}$ , se puede obtener una expresión para el caudal óptimo, la cual es:

$$Q_{opt} = Q \left( \frac{\Delta P_{c_{opt}}}{\Delta P_c} \right)^{0.538} \quad \text{Ecuación 63}$$

Dónde:

$Q_{opt}$  = Caudal Optimo (gpm)

$\Delta P_c$  = Pérdida de presión en el sistema para  $Q_{tra}$

$\Delta P_{c_{opt}}$  = Pérdida de presión en el sistema de circulación optimo

De acuerdo con el método utilizado será:

- Máxima Potencia Hidráulica:  $\Delta P_{c_{opt}} = 0.35 P_s$
- Máximo Impacto hidráulico:  $\Delta P_{c_{opt}} = 0.52 P_s$

Se debe verificar que  $Q_{min} < Q_{opt} < Q_{crit}$

- Si  $Q_{opt}$  es mayor que  $Q_{crit}$ , haga  $Q_{opt}$  igual a  $Q_{crit}$  y determine el  $P_{c_{opt}}$  correspondiente
- Si  $Q_{opt}$  es menor que  $Q_{min}$ , haga  $Q_{opt}$  igual a  $Q_{min}$  y determine el  $P_{c_{opt}}$  correspondiente.

#### - Selección de las Boquillas

Una vez calculados los valores de  $P_{m_{opt}}$  y  $Q_{opt}$ , es posible determinar el área equivalente óptima o TFA, a partir de la siguiente ecuación:

$$TFA = (0.0096 \times Q_{opt}) \times \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P_b}} \quad \text{Ecuación 64}$$

Finalmente se debe calcular el número de strokes por minuto perteneciente a cada bomba, con el caudal óptimo calculado, a partir de la siguiente ecuación:

$$Epm = \frac{Q_{opt}}{0.0102 \times dc^2 \times Lv \times Ef} \quad \text{Ecuación 65}$$

Dónde:

Epm= Emboladas por minutos o Strokes por Minuto

Dc= Diámetro de la camisa [in]

Lv= Longitud del Vástago [in]

Ef= Eficiencia de la bomba

### **4.13. PROGRAMA DE CORAZONAMIENTO**

#### **4.13.1. Equipos De Corazonamiento.**

Los equipos de corazonamiento están diseñados para recuperar muestras de roca desde el subsuelo hasta superficie, para estudios geológicos y de ingeniería. Los sistemas de corazonamiento constan básicamente de un barril corazonador interior o barril interno suspendido dentro de un montaje giratorio dentro de un barril externo, conectado a la tubería de perforación del taladro, al fondo del barril exterior se conecta la broca corazonadora.

Se bombea el fluido por la sarta de perforación, y pasa a través de los cilindros y finalmente sale por la broca. El barril corazonador está diseñado para permitir la toma del núcleo, mantener la calidad de la muestra, permitir mejores tasas de penetración y ofrecer mayor confiabilidad en la operación.

Dentro de los componentes del equipo de corazonamiento se tienen:

- Barril Corazonador o barril interno: Es el encargado de recoger el corazón que ha sido obtenido por la broca corazonadora. Su función permite guardar el núcleo en la medida que la perforación avanza, hay tubos internos de diferente longitud y diámetro.
- Broca corazonadora: es una broca de cortadores fijos de PDC o de diamante. Tiene un hueco en el medio. Esta abertura permite que la broca obtenga el corazón durante la perforación.
- Zapata: Son incrustaciones de carburo de tungsteno que se encuentra al fondo de la tubería, su función es no permitir la reducción del diámetro del hueco.
- CoreCatcher (recoge muestras): Es un anillo de forma cónica en acero, en forma de espiral hacia dentro, su función es evitar que el material o el núcleo se caiga durante la perforación.
- Estabilizador: Consta de un Pin y una caja centralizadora en sus extremos. Su función es mantener la tubería de perforación lejos de las paredes del hueco para prevenir el desgaste y guiar la broca que perfora en la dirección deseada.
- Balín: Bola de acero, que permite el paso del fluido, cuando el barril de corazonamiento aún no ha completado el corazonamiento.
- Tubo Externo o barril externo: Consiste en un tubo de longitud y diámetros determinados, la función de este consiste en contrarrestar las vibraciones, las fuerzas de deformación durante el corte y proteger las partes que conforman el barril corazonador.
- Válvula de seguridad: Son gomas de durezas especiales, consisten en ofrecer protección contra el flujo descontrolado del pozo y las obstrucciones durante la perforación, la válvula trabaja obstruyendo el paso del fluido. Su función es evitar el daño del equipo o del personal de perforación.

## **CORAZONAMIENTO CONVENCIONAL**

Es la operación de corte y remoción de roca del pozo, el principal objetivo es obtener información relevante para el estudio del subsuelo. Existen dos herramientas básicas para obtener corazones, el barril y la broca corazonadora.

- **Barril De Corazonamiento Convencional**

Este barril consiste en un tubo interno, suspendido dentro de un tubo externo con estabilizadores acoplados de forma secuencial con la sarta del taladro y en el fondo conectado con una broca de corazonamiento. Su función se fundamenta en extraer el barril corazonador interno con el núcleo del fondo, sacando toda la sarta de perforación durante cada viaje de recuperación. Esta herramienta está diseñada para corazonar cualquier tipo de formación, el diámetro del núcleo se encuentra entre 2 1/8" a 5 1/4" aproximadamente, con una longitud del barril que varía entre 30, 60, 90 y 120 pies.

- **Barril De Corazonamiento Convencional Reforzado**

Es un barril diseñado para trabajo pesado en formaciones más duras que las normales y para lograr cortar núcleos de longitud larga. Su funcionamiento es igual que el corazonamiento convencional. Los barriles reforzados permiten que se aplique más torsión en la broca y mejora el margen de seguridad contra fallas en las herramientas. Están diseñados para cortar núcleos hasta 5 1/4 pulgadas de diámetro, este sistema se utiliza para mejorar el corazonamiento obteniendo longitudes más largas de formaciones homogéneas con alto grado de compactación.<sup>55</sup>

---

<sup>55</sup> NORMA API RP 40, 1998

- **Barril De Corazonamiento Con Revestimiento (Pvc, Aluminio O Fibra De Vidrio)**

Consiste en el uso de un revestimiento dentro del barril interno, tiene dos funciones principales: mejorar la calidad del núcleo mediante el soporte físico que le ofrece el revestimiento durante su manejo y servir como un sistema de preservación. Los revestimientos típicamente son de máximo 30 pies (9,14 metros) debido a limitaciones de fabricación.

- **Barril De Corazonamiento Interno Desechable**

Sirven para los mismos propósitos generales que el barril corazonador con revestimiento, mejorando la calidad del núcleo soportando el material del núcleo físicamente durante el manejo y sirven como sistema de preservación. Además, el diámetro exterior del núcleo no se reduce, como sería en el caso del barril con revestimiento, existen tubos internos desechables de aluminio, fibra de vidrio, acero dulce y son fabricados en diversos tamaños para ajustarse a la mayoría de sistemas convencionales de corazonamiento. La ventaja de esta herramienta es el bajo coeficiente de fricción que permite que el núcleo se deslice fácilmente dentro del barril.

### **CORAZONAMIENTO CON WIRELINE**

Las herramientas de corazonamiento recuperable por cable, son operacionalmente similares a los sistemas convencionales de corazonamiento excepto que están diseñados para sacar el tubo interno a la superficie por wireline (por cable) sin la necesidad de sacar toda la tubería de perforación. Esto acelera la operación de corazonamiento eliminando la necesidad de interrumpir toda la sarta del taladro para cada núcleo y a cambio se baja una nueva unidad de tubo

interno por la sarta y esta es asegurada o enganchada en su lugar para seguir con el corazonamiento.

Las herramientas de corazonamiento wireline son generalmente más pequeñas y livianas que los sistemas convencionales de corazonamiento. Esto es una ventaja cuando tienen que ser transportadas a lugares lejanos o por aire. Desafortunadamente, los diámetros de los núcleos son más pequeños porque todo el montaje del tubo interno debe pasar por la sarta del taladro. También, se debe tener cuidado para evitar "el rozamiento" con la sarta mientras se recupera el tubo interno, debido a que el núcleo puede contener crudo o gas. Las herramientas de este tipo disponibles en la industria extraen núcleos desde 10 pies de longitud con núcleos de 1,9 o 3 ½ pulgadas de diámetro. Un rasgo característico de este tipo de herramienta es que permite perforar y corazonar alternadamente una formación sin la necesidad de mover el cable de perforación.

Algunas ventajas del corazonamiento recobable con wireline sobre el sistema convencional:

- No tener que extraer la tubería para recuperar el núcleo, lo que disminuye notablemente los tiempos empleados en maniobras, traduciéndose en incremento y ganancias para la empresa.
- Su duración es grande y su resistencia a los esfuerzos es considerable.
- La maniobra de extracción del núcleo del interior exige un esfuerzo físico mucho menor para el personal que maneja la operación que en el sistema convencional, lo que se traduce en mayor rendimiento.
- Es especialmente favorable para el trabajo en formaciones muy fracturadas, donde frecuentemente se realizan diversidad de maniobras debido a los acuíferos producidos. En este caso se consiguen rendimientos

extraordinarios comparándolos con los obtenidos por el sistema convencional.

En la siguiente Tabla se presenta un comparativo entre el sistema de corazonamiento convencional y el sistema de corazonamiento Wireline

Tabla 31. Comparación Corazonamiento Convencional y Wireline

<b>CORAZONAMIENTO CONVENCIONAL</b>	<b>CORAZONAMIENTO CON WIRELINE</b>
Diámetro del Hueco 8 ½"	Diámetro del Hueco 8 ½"
Diámetro del Corazón 4"	Diámetro del Corazón 1 7/8"
Barril Heavy Duty	Barril Heavy Duty
Utiliza Brocas de PDC, Termoestables y/o Diamante, de acuerdo con las características litológicas de la formación a corazonar	Utiliza Brocas de PDC, Termoestables y/o Diamante, de acuerdo con las características litológicas de la formación a corazonar
Longitud Máxima Recomendada por Corrida: 120'	Longitud Máxima Recomendada por Corrida: 40'
Se utiliza mangas de Aluminio. En pozo solo se puede visualizar los núcleos en los puntos de corte	Se puede utilizar tubo interno de Aluminio Tipo Medialuna, el cual permite visualizar todo el núcleo en pozo
Para recuperar el Corazón es necesario hacer viajes de tubería	El corazón se recupera con Wireline, solo se realizan viajes de tubería para cambiar la broca por desgaste
El tiempo que toma la Operación de Corazonamiento es considerablemente largo, debido a los viajes de tubería que se realizan	Se reduce el tiempo de Operación, disminuyendo costos del equipo de perforación y demás servicios inherentes a la operación.

Fuente: Autores

#### **4.14. EQUIPO DE CABEZALES**

El equipo de cabezal de pozo, además de que permite trabajar con seguridad y control durante las etapas de perforación y de producción, también soporta todo el peso de las preventoras y parte del peso de los revestimientos que se bajan a él. Es por ello que sus características y desempeño requieren de estrictos controles

técnicos, tanto en su fabricación y los materiales utilizados como en los ensamblajes que con ellos se haga.<sup>56</sup>

El ensamblaje de cabeza de pozo consta de un conjunto de conexiones bridadas, válvulas, colgadores, calibradores y otros elementos suplementarios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo además suministran el control sobre el pozo desde la superficie. Las principales funciones son:

- Suspender la sarta de completamiento y la sarta de tubería de producción.
- Aislar el espacio anular entre el casing y el tubing.
- Proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas de superficie.

#### **4.14.1. Tipos De Cabezal**

La presión, temperatura y tipo de fluidos que han de manejarse, así como el método de completación-producción, el medio ambiente y la profundidad, son los factores que determinan el tipo de cabezal que debe instalarse en un pozo.

##### **CABEZAL CONVENCIONAL DE PRODUCCIÓN**

Este tipo de cabezal se utiliza para pozos con profundidades no mayores de 14000 ft (pies), en los cuales no se espera manejar componentes indeseables (Ácido Sulfúrico (H<sub>2</sub> S), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), etc) y donde las presiones de trabajo no sobrepasan las 5000 psi (libras por pulgada cuadrada). Estos cabezales se utilizan en pozos que se terminarán en yacimientos relativamente someros, y los mismos permiten producir en flujo natural o en levantamiento artificial y realizar trabajos de estimulación (forzamientos de arena, fracturas, acidificaciones, etc), donde el anular de producción puede ser presurizado hasta una presión no mayor de 2000 psi.

---

<sup>56</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION, Tópico Cabezales de Pozo, Anexo V, Ecopetrol.

## CABEZAL DE PRODUCCIÓN TÉRMICA

Son cabezales que se utilizan en pozos sometidos a inyección de vapor y donde se alcanzan temperaturas de hasta  $\pm 650^{\circ}\text{F}$ . Estructuralmente, son similares al cabezal de producción convencional, con la diferencia de que el cuerpo en sí, y sus componentes están fabricados con material resistente a altas temperaturas.

## CABEZAL DE POZOS PROFUNDOS

Como su nombre lo indica, es el tipo de cabezal que se usa en pozos con profundidades mayores de 14000 ft, que han de terminarse en yacimientos con alta presión. Están diseñados para manejar presiones de hasta 15000 psi y componentes altamente corrosivos como el  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ . Se diferencian de los cabezales convencionales, porque constan de una sección adicional, la cual sirve para colgar el revestimiento intermedio.

### **4.14.2. Elementos Comunes Que Hacen Parte Del Cabezal De Pozo.**

Aunque la mayoría de los cabezales de pozo consta de los mismos componentes básicos, hay variaciones considerables para sus arreglos, dependiendo de los requerimientos específicos del pozo. A su vez el cabezal también puede ser dividido en dos partes:<sup>57</sup>

## EQUIPO DE PERFORACIÓN

---

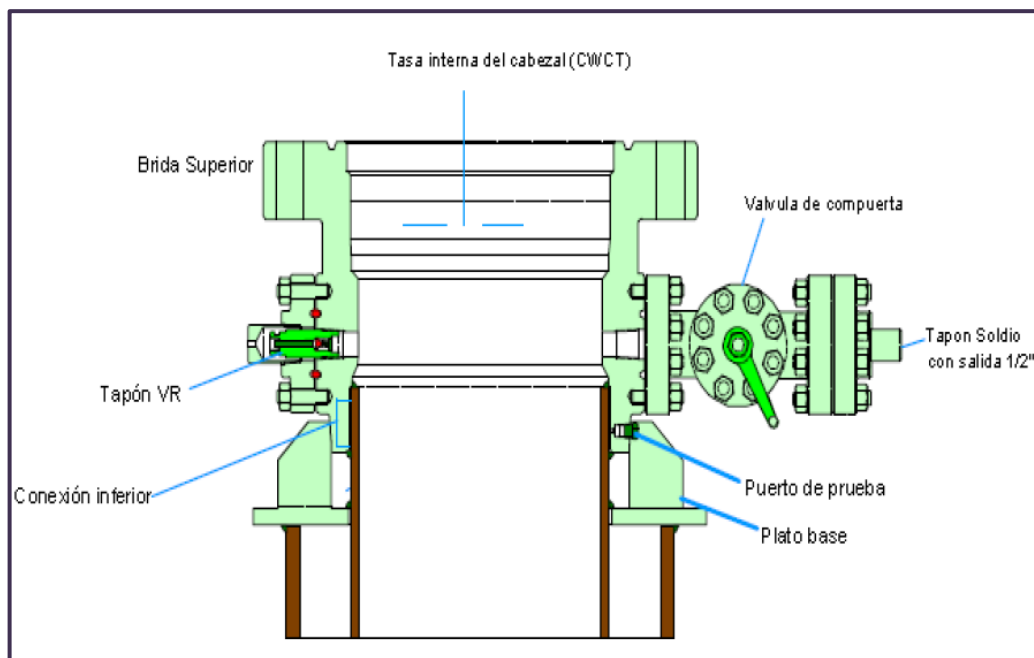
<sup>57</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION, Tópico Cabezales de Pozo, Anexo V, Ecopetrol.

Incluye generalmente el casing head, casing spool y casing hanger, incluyendo los sellos de aislamiento, cuando los anteriores elementos lo requieren. Estos componentes están asociados con todas las sartas de revestimiento anteriores al revestimiento de producción.

- **Casing Head**

El cabezal para la tubería de revestimiento (casing head) es el elemento que se conecta directamente al revestimiento de superficie, con el fin de dar soporte y aceptar mecanismos de suspensión y sello a sartas de revestimiento posteriores.

Figura 30. Casing Head



Fuente: VETCO GRAY, Manual de Entrenamiento

Las funciones que cumple el cabezal son:

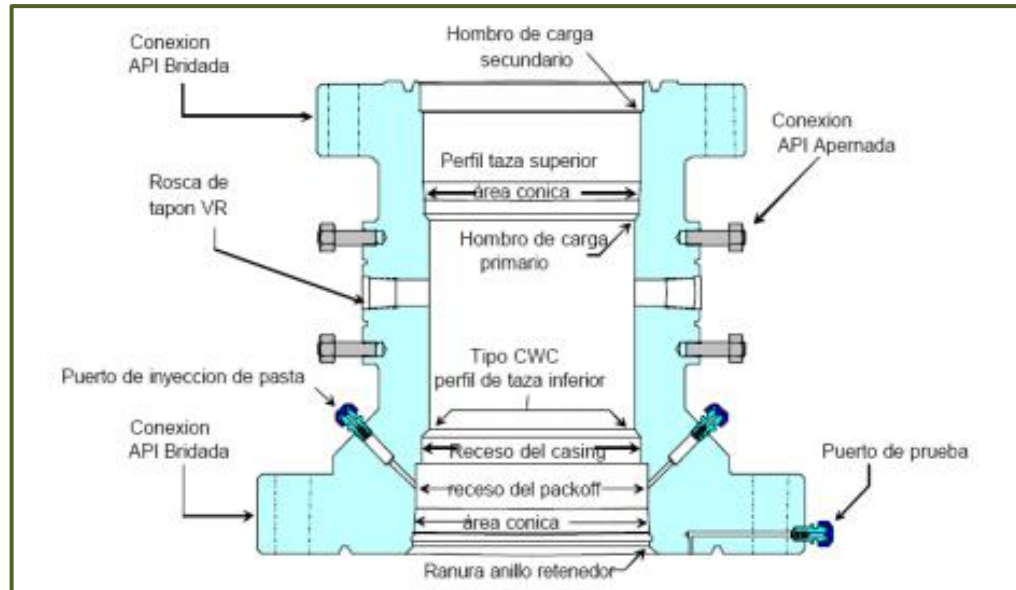
- Soportar el conjunto de válvulas preventoras durante la perforación del pozo

- Proporcionar salidas laterales para conectar la línea de llenado y la línea de matar el pozo
- Proporcionar el soporte adecuado para suspender la tubería de revestimiento siguiente y sellar el anular anterior.
- El casing head permite conectarse o adaptarse al equipo de control de pozo (BOP) y aislar el mismo de la atmósfera
- **Casing Spool**

También llamado carrete de tubería de revestimiento, es el elemento que se instala encima del cabezal de revestimiento, con el fin de tener una cavidad adicional para colgar revestimientos posteriores.

Su instalación con los sellos packoff permiten aislar el anular del casing previamente ensamblado en el cabezal anterior de cambios de presión durante la perforación, este dispositivo posee un perfil de taza superior que le permite acoplarse con el casing hanger para soportar el peso de otra sarta de tubería y además tiene conexiones superiores e inferiores que le proporcionan conexiones para adaptarse al cabezal previamente instalado, adaptarse a la BOP para seguir perforando y para permitir el ensamble con el siguiente cabezal una vez este asentado el casing.

Figura 31. Partes del Casing Spool



Fuente: VETCO GRAY, Manual de Entrenamiento

Las funciones que cumple el casing spool son:

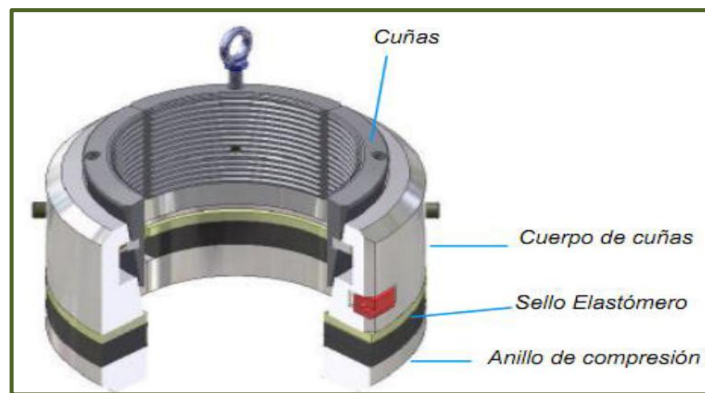
- Proporcionar un hombro de carga en la cavidad superior para soportar un colgador de tubería de revestimiento
- Proporcionar un sello en la cavidad inferior para aislar el anular entre la sarta de revestimiento anterior y el carrete que se va a instalar
- Proporcionar salidas laterales para retorno o inyección de fluidos
- Proporcionar una abertura para prueba de presión de los sellos de la tubería y la conexión inferior.

- **Colgador De La Tubería De Revestimiento: Casing Hanger**

Debido a que la función principal del casing hanger es soportar el peso de tubería de revestimiento, este dispositivo debe funcionar con diseños característicos en la

parte interna del cabezal como lo son los perfiles de tasas superiores la cual tiene una superficie cónica, para que el mecanismo de activación de las cuñas funcione efectivamente sobre el casing, esto permite que se pueda tolerar las cargas ocasionadas por el peso de la tubería sin evidenciar deflexión o reducción significativa de las dimensiones y de las propiedades mecánicas del revestidor y/o del colgador. El casing hanger además debe diseñarse para contener las cargas de presión aplicadas durante las pruebas del cabezal y BOP.

Figura 32. Esquema Casing Hanger Envolvente



Fuente: VETCO GRAY, Manual de Entrenamiento

Los colgadores de la tubería de revestimiento, son herramientas que cumplen las siguientes funciones:

- Transferir la carga de la sarta de tubería de revestimiento al cabezal o carrete instalado
- Centrar la sarta de tubería de revestimiento en el ensamblaje de cabeza de pozo
- Proporcionar un sello de alta presión, el cual aislara el espacio anular entre la tubería de revestimiento que se está colgando y la anterior.

## EQUIPO DE COMPLETAMIENTO

Incluye como componentes principales; los Tubing head, Tubing hanger, Tubing head adapter, christmas tree, valves, crosses and tee and chockes.

En general todos los elementos asociadas con el revestimiento de producción y la tubería de producción usados; para completar y producir el pozo incluyendo el equipo de control de flujo.

- **Tubing Head**

Su diseño está concebido para aceptar el colgador de la tubería de producción (tubing hanger) y para aislar, por intermedio de un mecanismo de sello, el anular entre el revestimiento y la tubería de producción. Una vez se ha colgado la tubería de producción, se procede a instalar el árbol de válvulas utilizando un adaptador para el cabezal de la tubería de producción (tubing head adapter).Las funciones que cumple el cabezal son:

- Proporcionar el lugar adecuado para suspender la tubería de producción y sellar el anular
- Proporcionar un sello secundario en la cavidad inferior del cabezal, para aislar el espacio anular sobre el tope de la última sarta de revestimiento
- Proporcionar el acceso al espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de producción.

- **Tubing Hanger**

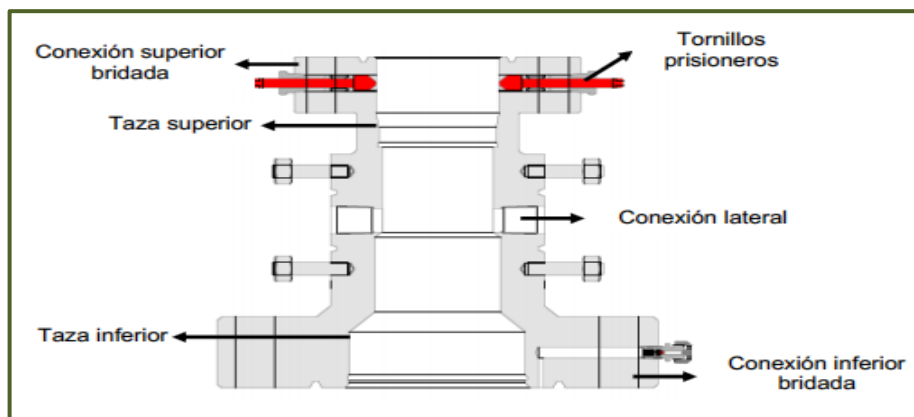
Los colgadores de tubería de producción (tubing hanger), son herramientas que cumplen las siguientes funciones:

- Transferir la carga de la sarta de tubería de producción al cabezal para tubería de producción
- Centrar la sarta de tubería de producción en el ensamblaje de cabeza de pozo
- Proporcionar un sello de alta presión, el cual aislara el espacio anular entre las tuberías de producción y la tubería de revestimiento de producción.

- **Tubing Spool**

El tubing spool es instalado sobre la sarta del casing de producción en un ensamble convencional de cabezales de pozos, este dispositivo juntamente con el sello packoff provee un aislamiento de las presiones ocasionadas por la producción del pozo; además tiene un perfil de taza superior que le permite acoplarse con un tubing hanger para soportar el peso de la tubería de producción así como el perfil para tenerlos prisioneros.

Figura 33. Tubing Spool



Fuente: VETCO GRAY, Manual de Entrenamiento

- **Tubing Head Adapter**

Es un dispositivo que hace parte del equipo del árbol de producción, su característica principal es proporcionar una transición entre el equipo del árbol de producción del pozo y el tubing head; la conexión inferior de tubing adapter se acopla al tubing head y la conexión superior se acopla al árbol de producción, este equipo está disponible para todos los tipos de completamientos múltiples y sencillos, incluyendo los que se usan con bombas electrosomergibles, empaques, válvulas de control de pozo en fondo y válvulas de gas lift.

- **Válvulas**

Las válvulas usadas en los arboles de pozo deben tener presiones de trabajo iguales o mayores a 2000 psi, estas válvulas pueden ser usadas para controlar el pozo y las líneas de flujo que se desprenden del cabezal.

- **Árbol De Navidad (Christmas Tree)**

El árbol de navidad en un ensamblaje de cabeza de pozo se refiere a todas las piezas, válvulas, calificadores de superficie, etc., que se colocan sobre la cabeza del pozo por encima de la válvula maestra.

#### **4.15. CONTROL DE POZO - PROGRAMA DE PREVENTORAS BOP**

La función del equipo para control de reventones (BOP) es cerrar el pozo y parar su flujo en el caso de pérdida del control primario y ser capaz de mantener la presión de fondo igual a la presión de formación mientras se restaura el control primario. Cuando se seleccione un equipo para el control de pozos debe considerarse lo siguiente:

- El equipo debe seleccionarse para sostener la máxima presión anticipada en superficie
- El conjunto de preventores d reventones debe constar de un equipo de control remoto capaz de cerrar el pozo con o sin la tubería adentro
- En algunas áreas puede ser necesario equipo para el control de pozo adecuado para el servicio de ácido; en tales casos el sistema de BOP's de alta presión completo están contruidos en materiales resistentes a los esfuerzos deformantes de los ácidos.
- El tiempo de respuesta de los BOPs debe estar de acuerdo con lo especificado en el API RP 53.
- La distribución de las preventoras y la posición de los arrietes es crítico y se debe seguir la norma de la compañía operadora

- No se deben usar conexiones roscadas en las líneas de alta presión, todas las uniones deben ser soldadas. Solo se admite el uso de roscas NPT para conexiones hasta de 2" de diámetro y 3000 psi de presión de trabajo<sup>58</sup>

La información suministrada en el programa de perforación deberá incluir presiones esperadas en fondo para cada profundidad de asentamiento de revestimiento y los criterios utilizados para determinarlas, con el fin de diseñar los conjuntos de preventores a usar.<sup>59</sup>

#### 4.15.1. Arreglo De Preventoras.

Los arreglos para el conjunto de preventores dependerán de la presión de diseño p máxima presión esperada. El arreglo de preventoras es diseñado e instalado con el propósito de prevenir el flujo incontrolado de fluidos desde el pozo. Se puede armar la columna de preventores con una variedad de configuraciones. Los códigos recomendados para designar los componentes de los arreglos de preventores de reventones están regidos por el instituto americano del petróleo como se muestra a continuación:

- A = Preventor de reventones tipo anular
- G = Cabezal giratorio
- R = Preventor tipo simple, con un solo juego de arietes (esclusas), ciego o de tubería, según prefiera el operador
- Rd = Preventor del tipo doble, con doble juego de arietes, colocados como prefiera el operador
- Rt = Preventor del tipo triple, con tres juegos de esclusas, colocados como prefiera el operador

---

<sup>58</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Well.

<sup>59</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION, Tópico Cabezales de Pozo, Anexo V, Ecopetrol.

- CH = conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo o los preventores unos con otros.
- CL = conector de baja presión a control remoto que conecta el riser con el conjunto de BOP.
- S = carretel con conexiones de salida laterales para las líneas del estrangulador y control (ahogo)
- M = clasificación de trabajo de 1000 psi (68.95 bar).

### CLASE 2

Conjunto de preventoras con un rango de presión de 2000 psi, consistente en dos preventores de ariete (se acepta un preventor doble) o un preventor anular capaz de cerrar todo el anular, con dos salidas. Se recomienda para perforar el hueco de superficie. Las combinaciones pueden ser (A-R-S), (R-R-S), (R-S-R).

### CLASE 3

Conjunto para 3000 o 5000 psi, compuesto de dos preventores de ariete con dos salidas y un preventor anular. Las combinaciones pueden ser: (A-R-S-R), (A-R-R-S). Posee poca flexibilidad porque si se erosiona el carrete no hay posibilidad de cambiarla

### CLASE 5

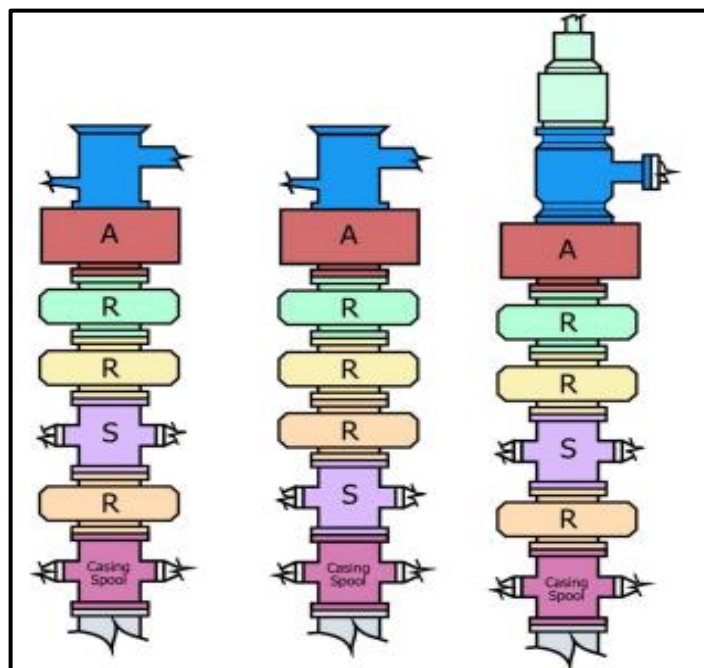
De igual configuración al clase 3 pero con rango de trabajo de 5000 psi. Al igual que el anterior se recomienda para pozos de desarrollo y zonas de presión normal. Esta configuración puede hacerse más versátil adicionando otra unidad de ariete, para usarse en pozos exploratorios donde se esperen presiones normales.

### CLASE 10 Y CLASE 15

Preventores con presión de trabajo de 10 o 15 M psi; constan de tres componentes de ariete y un anular. Se recomiendan para zonas desconocidas, o para zonas de alta presión. Los arreglos pueden ser (A-R-R-S-R-S), altamente funcional y el (A-R-R-R-S-S), no muy flexible.

A continuación se ilustra los arreglos típicos del conjunto de preventoras según la norma API – RP-53.

Figura 34. Arreglos Típicos de Conjuntos de Preventores



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL, Capítulo 10. Equipamiento de Superficie

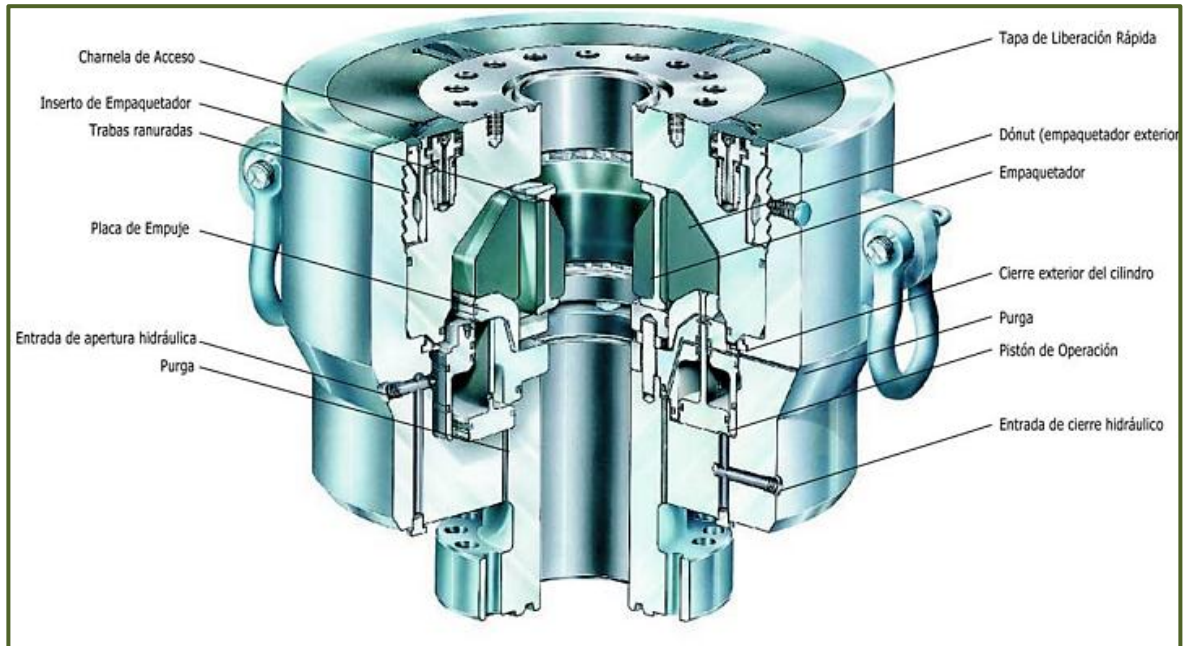
#### 4.15.2. Tipos De Preventoras.

##### PREVENTORES ANULARES

El preventor anular también es conocido como esférico. Se instala en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y capacidad deberá ser igual a los de arietes. El

preventor anular consta en su parte inferior de un elemento de hule sintético que sirve como elemento empacador al momento de cierre, alrededor de la tubería.<sup>60</sup>

Figura 35. Preventores Anulares y Sus Partes



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL, Capítulo 10. Equipamiento de Superficie

Las líneas desviadoras del flujo deben ser de 6 o 10 pulgadas de diámetro y tan rectas como se pueda, estar situadas en direcciones opuestas (180 grados) hacia la piscina de descarga o al quemadero, viento abajo del equipo, tener válvulas de apertura completa accionadas hidráulicamente, usando al mismo tiempo la presión de cierre del anular, con el fin de evitar que el pozo sea cerrado inadvertidamente.

Todo el conjunto debe quedar lo suficientemente rígido para evitar vibraciones fuertes y pandeos, por lo tanto el revestimiento que soporta la cabeza y las preventoras, debe quedar bien centrado y tener una columna de cemento de mínimo 150 pies hasta superficie.<sup>61</sup>

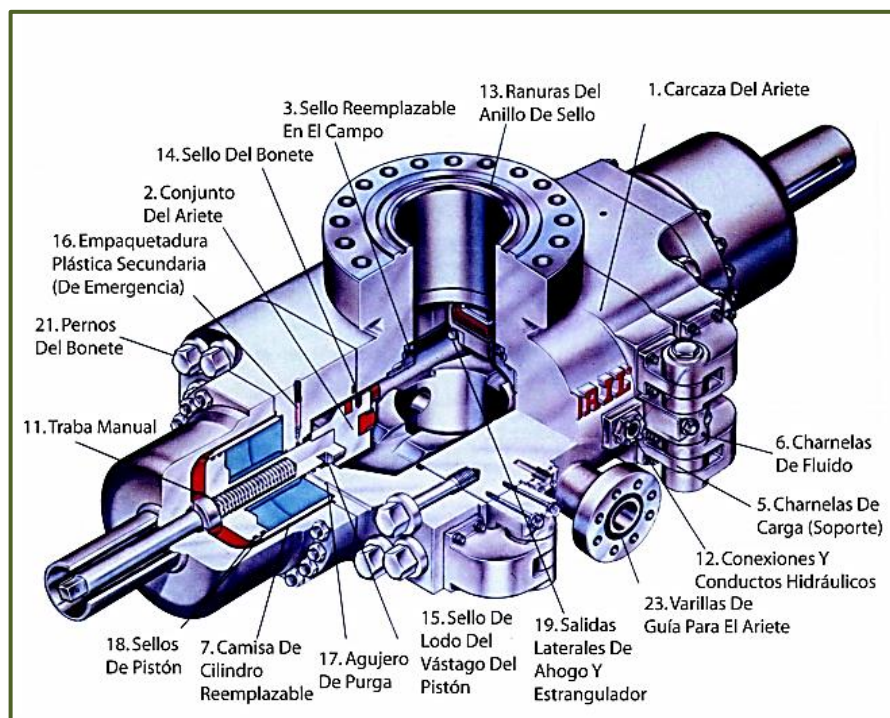
## PREVENTORES DE ARIETE

<sup>60</sup> PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Reventones, Well Control. Tomo 13

<sup>61</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION, Tópico Control de pozo, Capítulo VII, Ecopetrol.

Trabaja sobre el principio de dos elementos de sello, o bloques de ariete, los cuales al acercarse entre sí sellan el espacio anular alrededor de la tubería. Son de construcción rígida para insertos flexibles de caucho y diseñados para sellar sobre una forma geométrica predeterminada o con el pozo vacío, usando los arietes ciegos o de mandíbula llena. También pueden utilizarse para cortar la tubería instalando los arietes de corte.

Figura 36. Preventor de Ariete y Sus Partes



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL, Capítulo 10. Equipamiento de Superficie

Este preventor tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes de acuerdo a los arreglos de preventores elegidos. Las características principales de estos preventores son:<sup>62</sup>

- El cuerpo del preventor se fabrica como una unidad sencilla o doble

<sup>62</sup>PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Reventones, Well Control. Tomo 13

- Puede instalarse en pozos terrestres o marinos
- Los arietes de corte sirven para cortar tubería y cerrar completamente el pozo
- Las presiones de trabajo son de 3000, 5000, 10000 y 15000 lb/in<sup>2</sup>

#### **4.15.3. Preventor Anular De Desviación (Dyverter System).**

Para controlar un amago a poca profundidad, con el conductor sentado en una formación débil, donde no se puede cerrar el pozo completamente sin el riesgo de generar grandes presiones y la posibilidad de ocasionar fracturas para desfogue de la presión.

El sistema de desviación de flujo usa un preventor anular situado sobre el tubo conductor y una o dos líneas situadas inmediatamente por debajo de él. El control se basa en el agotamiento de la fuente y en llevar el flujo hacia un área segura fuera del equipo y personal.<sup>63</sup>

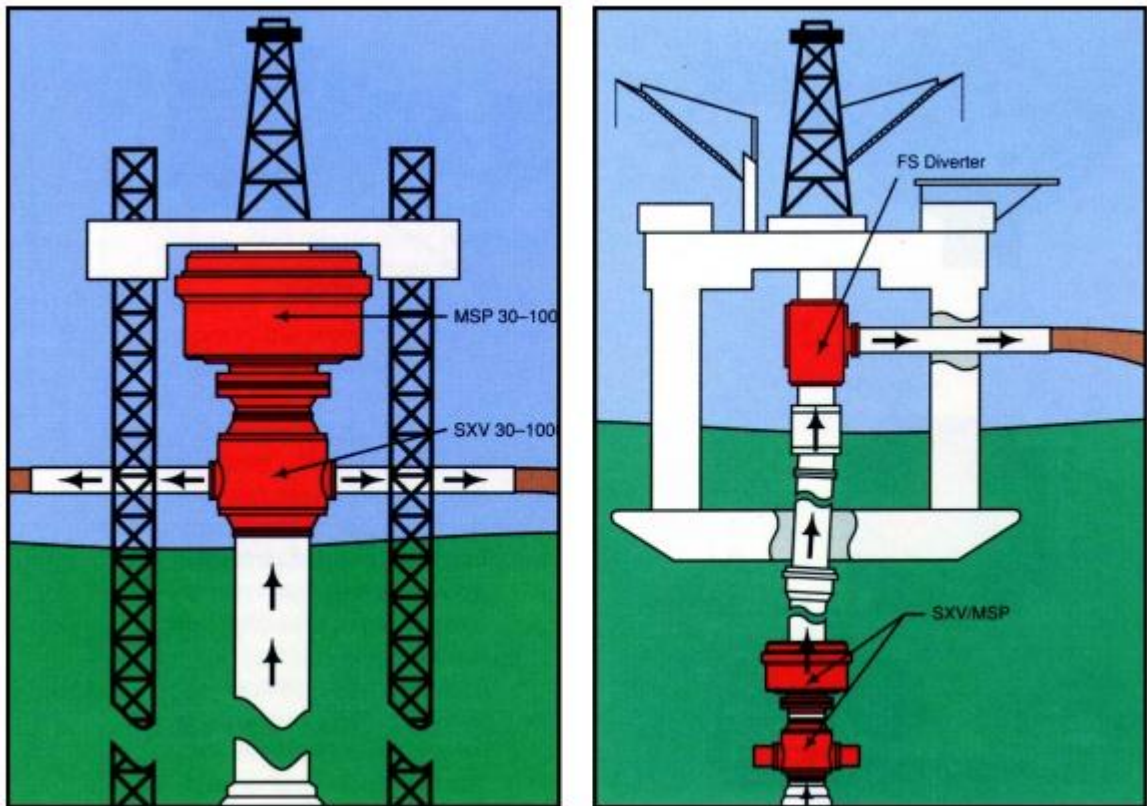
Es normal que el sistema de desvío se instale en la primera tubería de revestimiento (casing conductor) o como parte riser, con las líneas del desvío corriendo hasta un área segura, a sotavento. Por este motivo, en las locaciones costa afuera se usan dos líneas de desvío con válvulas selectivas, para que el perforador pueda elegir la línea a sotavento para cada período, o a medida que cambian las condiciones del viento.<sup>64</sup>

---

<sup>63</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION, Tópico Control de pozo, Capítulo VII, Ecopetrol.

<sup>64</sup>WELL CONTROL SCHOOL, Capítulo 10. Equipamiento de Superficie

Figura 37. Sistema de Desviación (Diverter)



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL, Capítulo 10. Equipamiento de Superficie

#### 4.16. TRATAMIENTO Y DISPOSICION FINAL DE LOS RIPIOS Y FLUIDOS DE PERFORACION

Todo proyecto de perforación, completamiento, reacondicionamiento y rehabilitación, debe contemplar la variable ambiental para el manejo de ripios y fluidos residuales desde las fases de visualización y planificación. Los programas de perforación deben propiciar el cumplimiento de las políticas y buenas prácticas operacionales orientadas a la minimización de desechos y al reacondicionamiento y reúso de los fluidos de perforación.

Las empresas contratistas que presentan servicios de manejo de ripios y fluidos residuales, deben estar inscritas en el registro de actividades susceptibles de degradar el ambiente y poseer la autorización de funcionamiento vigente, llevado y emitido, respectivamente, por el Ministerio del Ambiente para realizar el transporte, tratamiento y disposición final de ripios y fluidos.

#### **4.16.1. Equipos Mecánicos De Control De Sólidos.**

De los mecanismos que existen para controlar sólidos, el mecánico es, sin duda alguna, el más práctico y económico, pero requiere de equipos apropiados, instalaciones correctas y mantenimiento adecuado. Es necesario que cada equipo sea instalado en la secuencia correcta; de lo contrario, pierde eficiencia y en consecuencia los sólidos perforados no son removidos sino que pasan de nuevo al sistema de circulación. En este caso se fraccionan y se hacen cada vez más pequeños y por lo tanto imposible de remover. Esta situación se evita, logrando que los equipos de control de sólidos funcionen con la máxima eficiencia desde el inicio de la perforación, dado que el control de sólidos es preventivo y no curativo.

##### **ZARANDA (SHALE SHAKER)**

La zaranda constituye el principal equipo que integra el sistema de control de sólidos y de su eficiencia operacional depende fundamentalmente el rendimiento del resto de los equipos. Es el único equipo que procesa todo tipo de fluido, con o sin peso, y a diferencia de los hidrociclones y de las centrifugas de decantación, separa partículas basándose en su tamaño. La zaranda o debe funcionar desde el inicio de la perforación con máxima eficiencia para lograr:

- Máximo descarte de sólidos limpios y secos con mínima pérdida de fluido.
- Máxima recuperación de fluidos costosos.
- Mayor durabilidad y capacidad de procesamiento de las mallas.
- Mínimo daño a los equipos agua abajo.

## **HIDROCICLONES**

Un hidrociclón es un cono que separa sólidos por centrifugación. En su mayoría se fabrican de poliuretano, material liviano y resistente a temperaturas y abrasividad. Algunos están constituidos por una sola pieza; otros se pueden dividir en dos o tres partes. La capacidad de procesamiento y la presión trabajo de un hidrociclón dependen fundamentalmente de su diámetro interno. La capacidad aumenta en la medida que aumenta el diámetro interno del hidrociclón, mientras que la presión, suministrada por la bomba centrífuga que alimenta a los hidrociclones, disminuye.

## **DESARENADOR**

Es un equipo de control de sólidos diseñado para remover arena. Este aparato puede estar formado por uno, dos o tres conos, generalmente de 10 o 12" de diámetro interno, con punto de corte de 40 $\mu$ . Cada cono procesa aproximadamente 500 gal/min y debe estar en capacidad de procesar el 125% del volumen total en circulación. La cantidad de conos que integran un desarenador se toma con base al caudal máximo a usar durante la perforación del hoyo superficial, y es por ello que la mayoría de los taladros tienen instalados desarenadores de dos conos.

## **DESILTER**

Es un equipo de control de sólidos diseñado para remover sedimento, partículas entre 2 y 74 $\mu$ . Su capacidad de procesamiento depende del tamaño y cantidad de conos que lo integran. Generalmente tiene varios conos de 4" que manejan aproximadamente 50 gal/min c/u, con punto de corte de 20 $\mu$ . Un desilter de 10 conos de 4" procesa aproximadamente 500 gal/min, y está en capacidad de manejar el 150% del volumen total.

### **LIMPIADOR DE LODO O MUD CLEANER**

El limpiador de lodo o mud cleaner es un equipo de control de sólidos que combina desilter, desander con una malla fina.

La función básica de un limpiador de lodo consiste en hacer pasar a través de la malla fina, generalmente de 210 mesh en adelante, la descarga inferior del desilter y/o desander, recuperar barita, carbonato y descartar los sólidos perforados. Este procedimiento permite mantener libre de impurezas al fluido, sin perder densidad.

### **BOMBAS CENTRIFUGAS**

Es un equipo provisto de un impeler o rotor, un eje y una cubierta (carcaza), que descarga fluido por fuerza centrífuga. La descarga de una bomba centrífuga depende básicamente del diámetro del impeler, el cual puede variar, en algún tipo de bomba, entre 8-1/2" y 13-1/4".

Las bombas centrífugas son utilizadas en los taladros de perforación para alimentar a los desarenadores y desilter. La que alimenta al desarenador succiona del compartimiento del tanque donde llega el fluido después de pasar por las zarandas y la que alimenta al desilter succiona del compartimiento donde descarga el desarenador.

### **CENTRIFUGA DE DECANTACIÓN**

Una centrifuga de decantación es un equipo de control de sólidos que remueve sólidos por centrifugación. Está conformado por un tambor (bowl) de acero inoxidable y un transportador o tornillo helicoidal con doble conexión (screw conveyor) que gira en diferente dirección al bowl y a una velocidad ligeramente menor.

#### **4.16.2. RECOLECCIÓN, TRATAMIENTO Y VERTIMIENTO DE AGUA**

Durante las operaciones de los diferentes proyectos de perforación, se requiere recolectar, tratar y verter el agua que se genera bajo las siguientes especificaciones mínimas de equipo, eficiencia y capacidades:

- Unidad de Mezcla y dosificación de productos químicos de mínimo 6 bbl, dotada con bombas alimentadoras para los materiales del tratamiento
- Unidad de coagulación-floculación dotada con agitación, con capacidad mínima de 40 bbl/hr
- Tanque de sedimentación-aireación con capacidad mínima de 500-400 bbl, dotado con aireación y abierto
- Dos bombas centrifugas de manejo de agua de mínimo 150 GPM (para recolección de agua procedente del desnatador perimetral del equipo de perforación, tratamiento de agua, aspersión de agua y cargue de camiones tanque). La capacidad de recolectar, tratar y verter deber ser de 800 bbl/día
- Contar en campo con equipo y reactivos para realizar diariamente las siguientes mediciones: PH, color, turbidez, dureza, conductividad, solidos suspendidos, solidos totales, temperatura, hierro, cloro residual, sulfatos, fenoles.

#### **4.17. GESTION AMBIENTAL Y SOCIAL**

Los factores ambientales y sociales son el conjunto de componentes del ambiente biótico y abiótico (aire, suelo, agua, biota, etc) y del ambiente social (relaciones sociales, actividades económicas, cultura, etc.), susceptibles de sufrir cambios, positivos o negativos, a partir de una acción o conjunto de acciones dadas.

El conocimiento de las condiciones ambientales y sociales locales proporciona un mejor desempeño con la normatividad ambiental y social vigente para proyectos de perforación, de este modo se busca realizar un estudio a los factores ambientales y sociales, a nivel local y regional, que serían receptores de los potenciales impactos que se podrían generar a partir de la construcción, operación y abandono de las instalaciones, estructuras y el desarrollo de las actividades que componen el proyecto analizado.

#### **4.17.1. Gestión Ambiental.**

Toda obra o actividad que involucre la alteración y/o afectación del medio ambiente debe cumplir con las normas legales vigentes dentro de las cuales se establece la obtención de una licencia ambiental, si la actividad está contemplada en el artículo 8 del Decreto 2820 de 2010. Para las actividades que no estén contempladas en dichos artículos, solo es necesario obtener los permisos y autorizaciones para el uso, afectación o aprovechamiento de los recursos naturales que el proyecto genere.

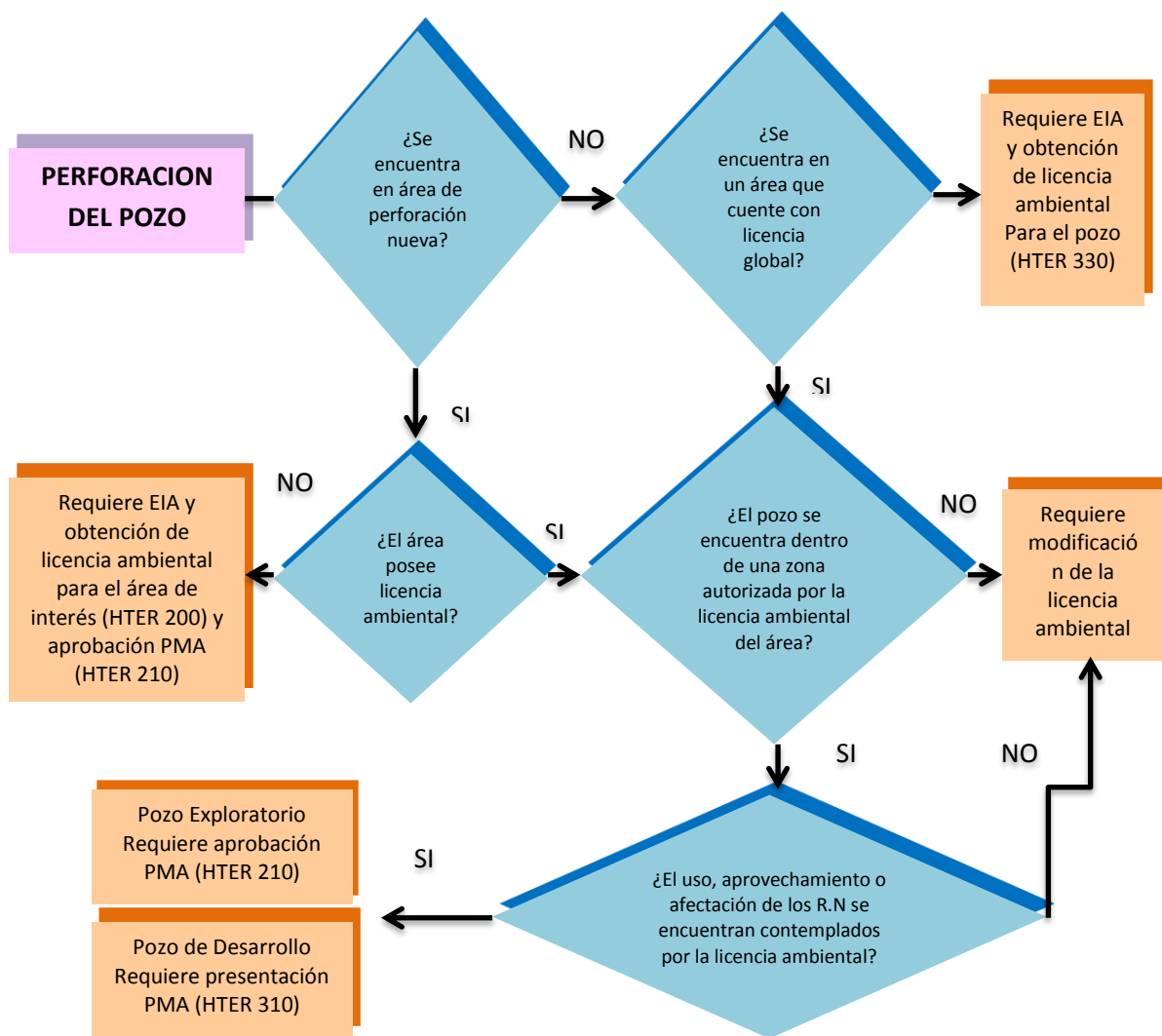
Una vez obtenida la Licencia Ambiental para el área de perforación exploratoria, se debe realizar un Plan de Manejo Ambiental para la perforación del pozo y la construcción de la vía de acceso (HTER 210), el cual debe presentar en detalle la localización del pozo, el diseño de la vía de acceso, los impactos puntuales, el diseño de las medidas de manejo ambiental y el uso, aprovechamiento o afectación puntual de los recursos naturales; aspectos estos que deben estar amparados dentro de la Licencia Ambiental otorgada para el área de perforación exploratoria.<sup>65</sup>

---

<sup>65</sup> MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE, Guía de Manejo Ambiental Para Proyectos De Perforación de Pozos de Petróleo y Gas, Versión 1. 1999

El proceso de planificación del proyecto de perforación exploratoria se esquematiza en la Figura, en donde se muestran los requisitos y la gestión ambiental para la perforación exploratoria de pozos. Se identifican las acciones a tener en cuenta en las actividades de acercamiento al área, elaboración del EIA, diseño del Plan de Manejo Ambiental y ajuste de las medidas de restauración y abandono.

Figura 38. Requisitos y Gestión Ambiental Para la Perforación Exploratoria de Pozos



Fuente: Guía De Manejo Ambiental Para Proyectos De Perforación De Pozos De Petróleo Y Gas, modificado por los autores

La localización en superficie debe conciliar:

- Los objetivos y requerimientos del proyecto
- La preservación de la calidad ambiental del área
- Las normas ambientales aplicables y otras disposiciones
- La obligación de restaurar el área afectada

Tabla 32 . Criterios Ambientales

<b>CRITERIOS AMBIENTALES</b>	
<b>Topografía y Facilidades Constructivas</b>	<p>Mínimo movimiento de tierras</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preferir áreas planas</li> <li>• Construir en terrazas cuando se trate de áreas quebradizas</li> </ul>
<b>Estabilidad y capacidad portante del terreno</b>	<p>Utilizar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas no sujetas a riesgos de movimientos en masa o a riesgos naturales no controlables mediante obras de estabilización</li> <li>• Terrenos donde la capacidad portante sea suficiente para soportar el equipo</li> </ul>
<b>Disponibilidad de área y Ocupación del Espacio</b>	<p>Minimización del espacio ocupado, mediante la definición previa de un plan de ocupación</p>
<b>Características bióticas e importancia ecológica del área</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se podrá ubicar pozos en las áreas de exclusión que indique la zonificación de manejo ambiental</li> <li>• Utilizar preferiblemente áreas intervenidas y de uso pecuario</li> <li>• En áreas boscosas, evitar, en lo posible, la construcción en bosque primario o selva virgen</li> <li>• Los nacimientos de agua o los cauces de corrientes superficiales no constituyen alternativas de localización</li> <li>• La distancia del pozo a un cuerpo de agua no será inferior a 10 m</li> </ul>

Fuente: Guía De Manejo Ambiental Para Proyectos De Perforación De Pozos De Petróleo Y Gas

#### **4.17.2. Gestión Social.**

En el momento en que una empresa decide ingresar a una zona para realizar cualquier actividad de la industria de hidrocarburos, se inicia la gestión social, con la consulta a la Dirección de Etnias del Ministerio del Interior y de Justicia y al INCODER sobre la existencia de etnias y de territorios colectivos.

En caso de que la respuesta de las anteriores instituciones sea positiva, la gestión social continúa con la realización de investigaciones sobre la etnia existente, su historia, su cultura, su sistema de vida, sistemas de producción y sobre todo, los conflictos anteriores o presentes con proyectos del sector de hidrocarburos o con otro tipo de proyectos que hayan sido desarrollados en el territorio o en otros habitados por la misma etnia. Esta investigación, debe hacerse antes de ingresar a la zona, con el fin de que el diseño de la estrategia de entrada, sea el adecuado. Es válido consultar con instituciones gubernamentales, ONGs, universidades, Internet y sobre todo, con otras empresas que hayan realizado proyectos en zonas de sensibilidad socio cultural. La gestión social también comprende la coordinación y relación interinstitucional para el diseño de la estrategia, conocer las instituciones que hacen presencia en la comunidad, sus programas, sus experiencias, sus recursos, en fin, la coordinación de actividades preparatorias de la Consulta Previa, etc.

De igual forma, la gestión social debe evaluarse de forma periódica, preferentemente con participación de los líderes de la comunidad, de funcionarios de la Dirección de Etnias del Ministerio del Interior y de Justicia que participaron en el proceso de consulta y de las ONGs y demás organizaciones con influencia en la zona.<sup>66</sup>

---

<sup>66</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Manual de Gestión Para la Exploración y Producción de Hidrocarburos en Áreas Socialmente Sensibles. Área de Comunidades y Medio Ambiente.

## 4.18. PROGRAMA DETALLADO DE PERFORACIÓN DEL POZO PROSPECTO

### 4.18.1. Problemas Potenciales Por Fases.

A continuación se presenta un panorama de las contingencias que podrían ocurrir a lo largo de la perforación del pozo prospecto, tomando como base de estudio los problemas presentados en el pozo correlación ANH-PATIA1-ST-P. Adicionalmente se presenta el plan de acción que debe ser puesto en práctica para mitigar estos problemas. Algunos de estos riesgos son asegurable, otros no, muchas veces es más económico asumir riesgos y trabajar en evitarlos, que asegurarlos, por el alto costo que puede involucrar para el proyecto.

Tabla 33. Problemas Potenciales Pozo Prospecto

PROBLEMAS POTENCIALES - PERFORACIÓN POZO PROSPECTO ANH-PATIA-2-ST-P		
FASE	RIESGO	PREVENCIÓN
<b>Tubo Conductor</b>	Alta Vibración	Asegurar el tubo con templetes. Cementarlo en el contrapozo con una base de un pie.
<b>26"</b>	Pega por Hueco apretado en viajes	Experiencia y habilidad del personal en manejo adecuado de estos eventos como primera acción, No exceder tensiones permitidas, sacar rotando y circulando cuando sea necesario. Disponibilidad de liberadores químicos.
	Pérdidas de tiempo por reparación del Taladro	Inspección previa a la iniciación y verificación del estado real de las condiciones mecánicas y eléctricas de los componentes del equipo. No sobrepasar los estándares establecidos de inspección y mantenimiento del equipo.
	Embotamiento y viajes adicionales de limpieza	Caudal de limpieza en la broca apropiado - Propiedades del lodo ajustadas

Continuación tabla

<b>PROBLEMAS POTENCIALES - PERFORACIÓN POZO PROSPECTO</b>		
<b>FASE</b>	<b>RIESGO</b>	<b>PREVENCIÓN</b>
<b>26"</b>	Pérdidas de Circulación.	Bajo peso de lodo, Supervisión continúa en el manejo de la presión para no fracturar e inducir pérdidas. Mantener lodo de reserva.
<b>17 1/2"</b>	Pegas de Tubería, empaquetamientos	Manejo de caudal, presión y movimientos de la sarta, estabilizadores mecánicos en el lodo, Manejo de la densidad. Modelos de limpieza actualizados continuamente con condiciones reales de lodo. Supervisión y monitoreo de la presión. Ajuste con Geomecanica, información del wellsite.
	Pega por Huevo apretado en viajes	Experiencia y habilidad del personal en manejo, No exceder tensiones permitidas, sacar rotando y circulando cuando sea necesario. Disponibilidad de liberadores químicos. Buena ubicación y uso del martillo
	Derrumbes	Circular bien antes de cada viaje, usar píldoras de limpieza, repasar arriba y abajo con el caudal de perforación, análisis y diagnóstico diario de las condiciones del pozo, monitoreo de presión, monitoreo de los retornos, ajuste de densidad de lodo de acuerdo con los estudios de geomecanica, estabilizadores asfálticos.
	No poder correr revestimiento a la profundidad planeada	Sacar si es posible y acondicionar pozo, Cementar si es conveniente y continuar con la alternativa planeada
	Problemas de Vibración, Rompimiento de las sertas, Pérdidas de tiempo por reparación del Equipo	Solicitar el plan de mantenimiento preventivo al contratista del Equipo, principalmente de sus partes críticas. Disponer de ingeniero de aseguramiento de calidad continuo en el pozo. No sobrepasar los estándares establecidos de control de calidad, inspección y mantenimiento. Diseño de sarta con factores de seguridad y reportes de todos los componentes.

Continuación tabla

PROBLEMAS POTENCIALES - PERFORACIÓN POZO PROSPECTO ANH-PATIA-2-ST-P		
FASE	RIESGO	PREVENCIÓN
12 ¼"	Inestabilidad de pozo, derrumbes.	Circular bien antes de cada viaje, usar píldoras de limpieza, repasar arriba y abajo con el caudal de perforación, paciencia, análisis y diagnóstico diario de las condiciones del pozo, monitoreo de presión, monitoreo de los retornos, ajuste de densidad de lodo de acuerdo con los estudios de geomecánica, estabilizadores asfálticos.
	Pega de las sondas de registro, imposibilidad de tomar información	Planeación de los registros, acondicionar hueco para registros, si el pozo no presenta problemas continuar con el programa. Si el pozo está complicado, usar otras técnicas: shuttle, a través de tubería. Usar longitud de sondas cortas.
	No Bajar revestimiento a la profundidad planeada	Sacar si es posible y si la profundidad lo permite, Cementar y continuar con la alternativa planeada
	Alta presión - Disparos, circulaciones y control de pozo	Habilidad del personal en detección temprana de presiones anormales, alertas funcionales en unidad de mud logging. BOP, manifolds y equipo asociado al control de pozos en buen estado y con pruebas según API. Arietes de acuerdo con los diámetros de tubería utilizada. Información de incidentes oportuna al Company. Válvulas disponibles e inspeccionadas disponibles en la mesa del equipo.
	Bajas ROP, alta compresibilidad y abrasividad de la roca	Disponibilidad de brocas de diferentes diseños para selección de acuerdo con lo encontrado en el pozo. Optimizar hidráulica. Variación y ajuste de parámetros de perforación.

Continuación tabla

PROBLEMAS POTENCIALES - PERFORACIÓN POZO PROSPECTO ANH-PATIA-2-ST-P		
FASE	RIESGO	PREVENCIÓN
12 ¼"	Pegas de Tubería	Reportar diariamente torque y arrastre en condiciones normales, monitoreo y supervisión de presiones, circular bien y revisar retornos antes del viaje, dispositivos de fondo deben permitir identificación y relajación de presiones. Ubicación y potencia del martillo adecuados. Productos liberadores de tubería en el pozo. Herramientas de pesca en el pozo. Disponibilidad de operaciones de wire line en no más de 72 horas. Hacer programa de viaje.
8 1/2"	Son los mismos que en el intervalo anterior, pero con mayor probabilidad de ocurrencia debido a la reducción del diámetro del pozo y a la profundidad. Condiciones del pozo más duras. La supervisión debe ser muy estricta, por personal con amplia experiencia y con relevo continuo en el pozo, para reducir el cansancio y manejar el stress. Recomendable tener esparcimiento dirigido en el pozo y un psicólogo laboral.	

Fuente: Autores

#### 4.18.2. Operaciones Planeadas Para el Pozo Prospecto

##### OPERACIONES PLANEADAS FASE I

- Perforar hueco conductor con broca de 12 ¼"
- Acondicionamiento para registros
- Registrar el pozo
- Ensanchar Hueco Conductor de 12 ¼" a 26"
- Acondicionamiento para revestimiento
- Bajar el revestimiento 20"
- Cementar (stab in), con retorno a superficie
- WOC – Esperar fragüe
- Instalación WHA – Sección A
- Instalación BOP – Diverter

- Drill Out

**✚ OPERACIONES PLANEADAS FASE II – OP/CSG: 17 ½” / 13 3/8”**

- Perforation Int. Para LOT / FIT
- Hacer prueba LOT/ FIT – (EMW 16 ppg)
- Perforar hueco sección II con broca de 12 ¼” (Justificación: Registros Hueco Abierto)
- Acondicionamiento para registros
- Registrar el pozo
- Ensanchar Hueco Sección II de 12 ¼” a 17 1/2”
- Acondicionamiento para revestimiento
- Bajar el revestimiento de 13 3/8”
- Cementar (Convencionalmente)
- Instalación WHA – Sección B
- Instalación BOP – 20 ¾”
- Drill Out

**✚ OPERACIONES PLANEADAS FASE III – OP/CSG: 12 ¼” / 9 5/8”**

- Perforación Int. para LOT / FIT
- Hacer prueba LOT/ FIT – (EMW 16 ppg)
- Perforar hueco sección III con broca de 12 ¼ ”
- Acondicionamiento para registros
- Registrar el pozo
- Acondicionamiento para revestimiento
- Bajar el revestimiento de 9 5/8”
- Cementar (Convencionalmente)
- Colgar Revestimiento de 9 5/8”

- Instalación BOP – 13 3/8 ”
- Drill Out

#### **OPERACIONES PLANEADAS FASE IV – OP/CSG: 8 1/2” / Hueco Abierto**

- Perforación Int para LOT / FIT
- Hacer prueba LOT/ FIT – (EMW 16 ppg)
- Perforar hueco sección IV con broca de 8 1/2”
- Acondicionamiento para registros
- Registrar el pozo
- Abandono de Pozo (Tapones de Cemento)

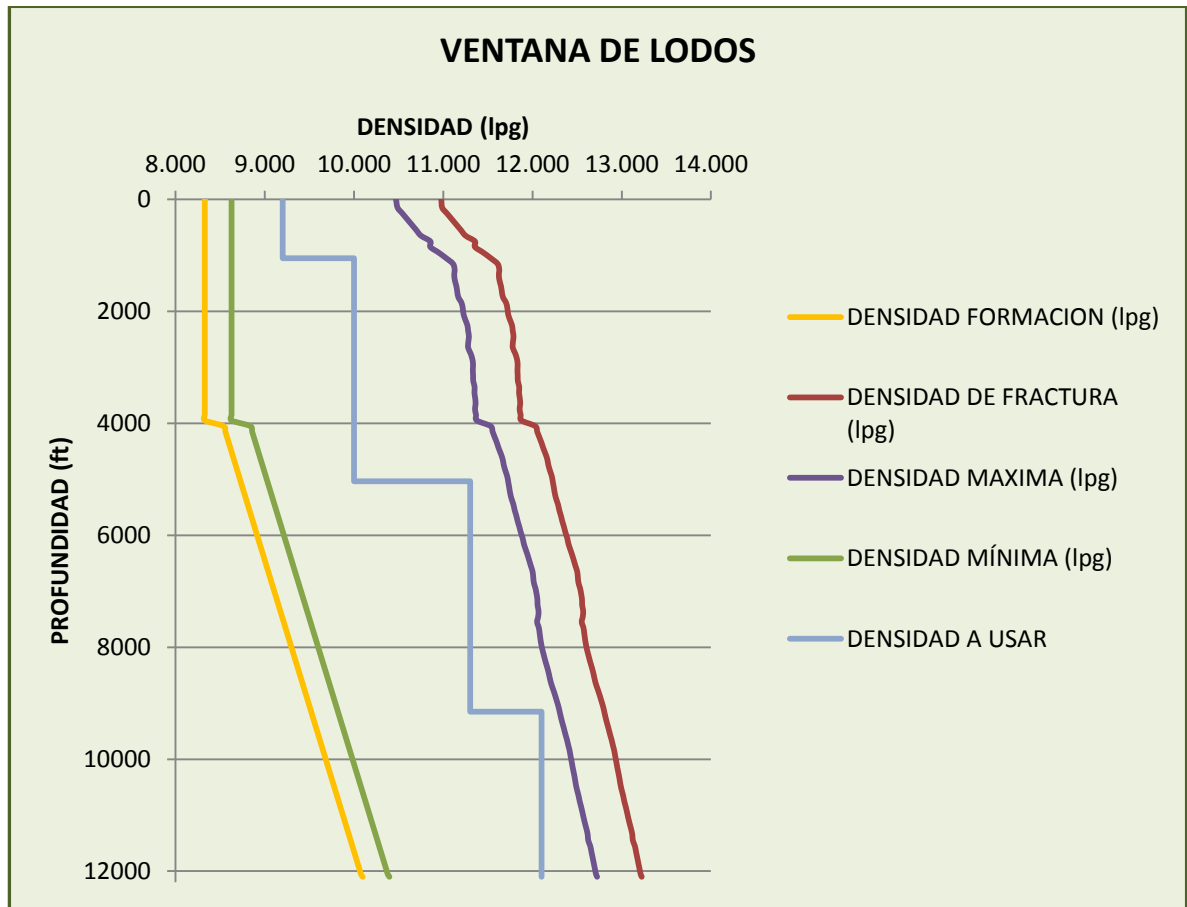
#### **4.18.3. Diseño Mecánico Programado Del Pozo Prospecto.**

El objetivo del estado mecánico es permitir la operatividad y propósito del pozo hasta los 12.100 pies, manteniendo el riesgo operacional, en rangos manejables. Arrancar un hueco amplio desde superficie, reduciendo en cada una de las secciones, pero que permitan tener contingencias con los posibles riesgos que puedan presentarse y que se desconocen y terminar en un diámetro que facilite alcanzar el objetivo. Sentar tubería de revestimiento a la profundidad que permita manejar riesgos como presencia de zonas de presiones anormales, formaciones débiles y no consolidadas y zonas potenciales de pérdidas de fluidos, con el objetivo de controlar los problemas y poder perforar hasta la profundidad total.

## ✚ VENTANA DE LODOS Y PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO.

Teniendo en cuenta que la información de presión de formación y fractura obtenida del pozo correlación no es representativa, se asumió un gradiente de presión de poro normal (0.433 psi/ft) hasta los primeros 4000 pies, para los intervalos siguientes se asumió un incremento progresivo de 0.001 en el gradiente de formación hasta alcanzar la profundidad de 12100 ft. Determinada la presión de poro, se obtuvo la presión de fractura, para finalmente graficar el perfil de geopresiones.

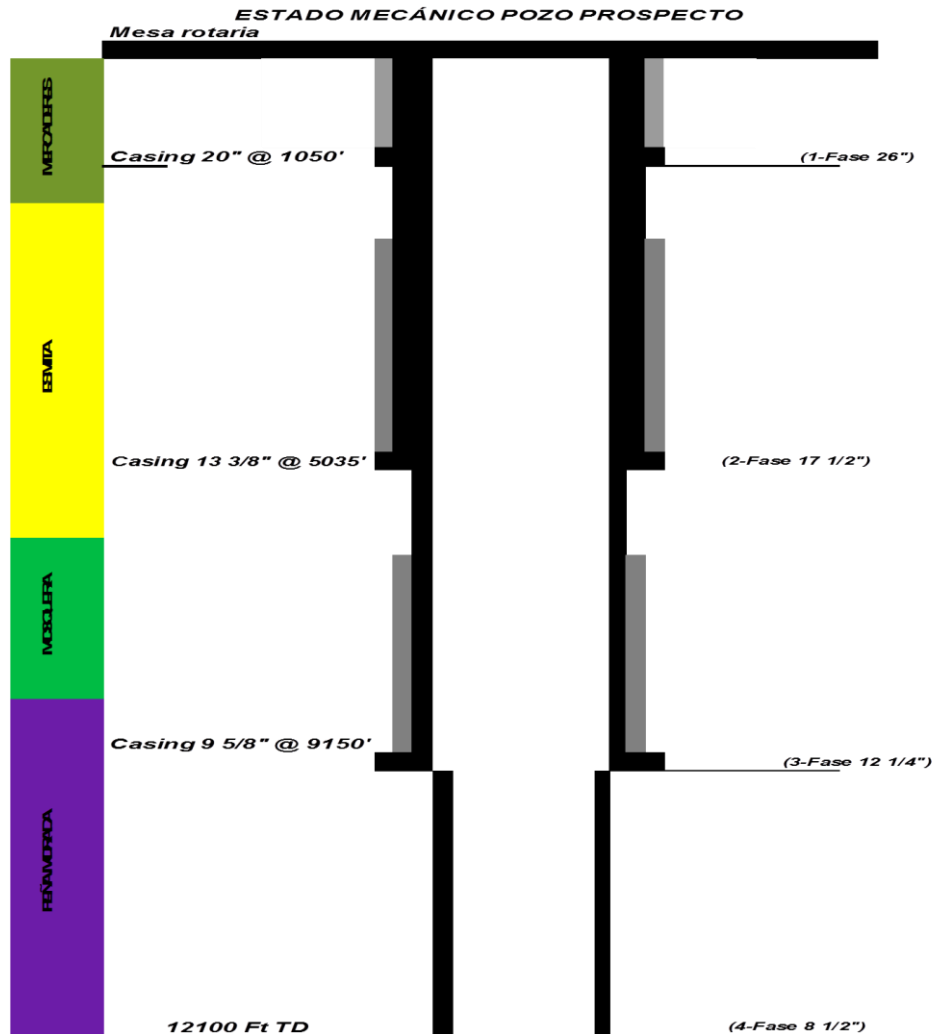
Grafica 18. Ventana de Lodos del Pozo Prospecto



Fuente: Autores

Una vez generado el gráfico de gradientes de densidad equivalente de la presión de poro y de fractura, se continúa con el diseño de asentamiento de la tubería de revestimiento, siendo este perfil de geopresiones uno de los criterios primordiales para esta elección pero no el único, en este caso el diseño partirá específicamente de la necesidad de mantener la estabilidad de la formación y la integridad de pozo, por lo anterior el pozo prospecto será perforado en cuatro (4) secciones como se justifica en la siguiente Tabla, donde se especifican las profundidades de asentamiento respectivas.

Figura 39. Estado Mecánico del Pozo Prospecto



Fuente: Autores

Tabla 34. Estado Mecánico Programado Pozo Prospecto

FASE	CARACTERÍSTICAS	PROFUNDIDAD (ft)	JUSTIFICACION
—	Tubo Conductor	30	Instalado por Obras Civiles previo al arribo del Equipo de Perforación, para instalar el diverter de 13 5/8" – 3.000 psi, que permita manejar influjos de gas y los retornos de lodo de la siguiente sección; aunque no hay indicios de gas superficial en el pozo correlación ANH-PATIA1-ST-P.
I	Fase 26" - Revestimiento de 20"	1050	Durante esta sección se perforará parte de la formación Mercaderes el cual está compuesto por una gran proporción de conglomerados, arcillolitas, limolitas, y en menor proporción areniscas líticas y tobáceas. Este Este diámetro permite manejar contingencias para la perforación de la siguiente fase.
II	Fase 17 1/2" Revestimiento 13 3/8"	5035	Esta sección cubre parte de la formación Mercaderes y la formación Esmita en sus miembros Conglomerático y Arenáceo ; durante esta fase predomina el conglomerado politmitico, siendo una fase bastante abrasiva, además cuenta con intercalaciones apreciables de arcillolita. El revestimiento de 13 3/8" aislará arcillas problemáticas, asegurando el intervalo perforado y de esta manera mantener la estabilidad del pozo, permitirá manejar contingencias de ser necesario, sentándolo antes.
III	Fase 12 1/4" Revestimiento de 9 5/8"	9150	Durante esta fase se programa la perforación del último miembro de la formación Esmita (Limolítico), la formación Mosquera y parte de la Formación Peña Morada, durante esta fase prevalece un gran porcentaje de conglomerado politmitico, además de espesores bastante relevantes pertenecientes a arcillolitas. El revestimiento de 9 5/8" contribuirá a mantener la estabilidad de la formación evitando posibles derrumbes y permitirá manejar contingencia de alta presión o pérdidas de circulación, sentándolo a cualquier profundidad antes de lo planeado y conservando la posibilidad de poder continuar con diámetro de 8 1/2" hasta terminar el pozo. Permitirá corazonar una sección de 200 pies, en el intervalo de 8500' a 8700'.

Continuación tabla

FASE	CARACTERÍSTICAS	PROFUNDIDAD (ft)	JUSTIFICACION
IV	Fase 8 1/2" Hueco Abierto	12100	Según prognosis geológica esa fase atravesará la formación restante de Peña Morada desde 9150' hasta la profundidad final programada, Se espera terminar el pozo en esta sección pero si se presenta algún incidente, hay una contingencia de revestir en cualquier punto con casing de 7" y terminar en hueco de 6", tomando los corazones necesarios. En esta sección se corazonarán 1200', en el intervalo de 10000' a 10600' y de 11000' a 11600'.

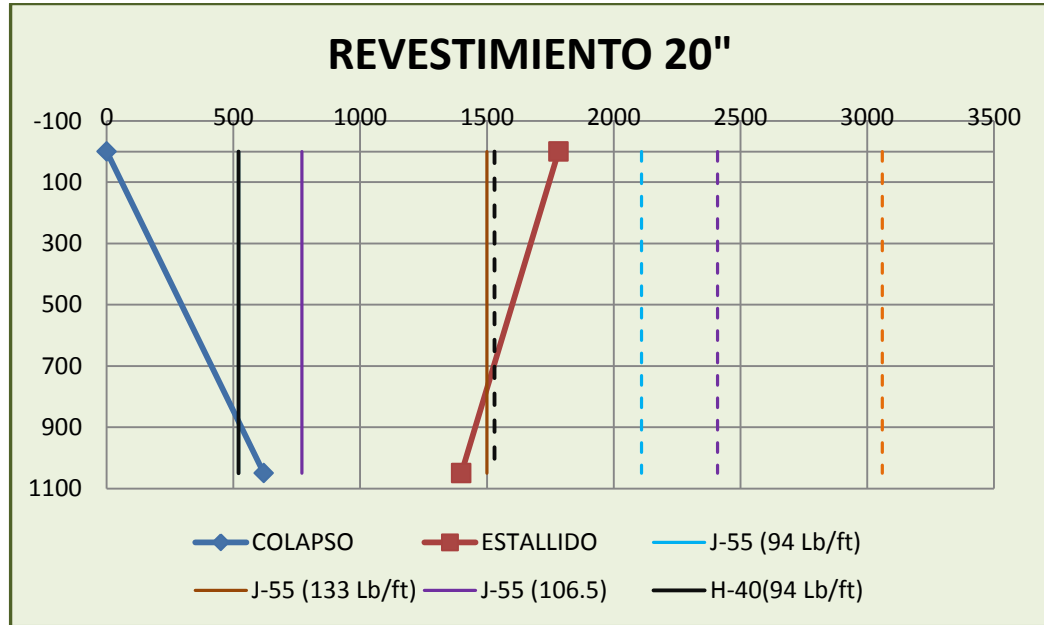
Fuente: Autores

#### 4.18.4. Diseño De Tubería De Revestimiento.

Finalizada la primera etapa de diseño, en la cual se establecieron las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y se especificó el esquema o diseño mecánico; se continuó con la segunda etapa la cual corresponde al diseño detallado, donde se precisan las cargas o esfuerzos a los que estará sometida la tubería de revestimiento en las operaciones de perforación y se realiza la selección de las tuberías con propiedades físicas y mecánicas apropiadas para soportar dichas cargas. Para el diseño de la tubería de revestimiento del pozo Prospecto, se identificaron tres tipos de cargas principales, por colapso, por estallido y por tensión. Todas las cargas identificadas se consideraron, para la selección de cada una de las tuberías a instalar: Tubería Conductora, Superficie e Intermedia. El diseño se desarrolló mediante el método gráfico como se ejemplifica para la tubería de revestimiento de 20" que se ilustra al continuación, este método se fundamenta en los gráficos de los perfiles de presión de colapso y estallido desde superficie hasta la profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento.

El criterio de selección final del método, está basado en asegurar que los valores de resistencia al colapso y estallido propios de cada grado de tubería, satisfagan los valores máximos de presión de colapso y estallido calculados, para el intervalo de evaluación.

Grafica 19. Método Grafico Selección de Tubería de Revestimiento de 20"



Fuente: Autores

La línea de colapso se extiende de 0 [psi] en superficie, hasta 619.8 [psi] a 1050 pies de profundidad. La línea de estallido se extiende desde 1399 [psi] a 1050 pies hasta 1782 [psi] en superficie. Las líneas verticales corresponden a los valores de resistencia al colapso y estallido de cada una de las tuberías evaluadas (líneas punteadas estallido y líneas continuas colapso) Realizando el análisis a esta gráfica, se observó que la mayoría las tuberías satisfacen los requerimientos para colapso y estallido, en la totalidad del intervalo correspondiente a la primera sección, pero por su parte la tubería de grado H-40, 94 Lb/ft y J-55, 94 Lb/ft, no satisfacen completamente los requerimientos de estallido por lo cual fue descartada, por otra parte se verificó el cumplimiento de los factores de seguridad, dando un resultado satisfactorio para todas las tuberías ya seleccionadas.

Por tanto la selección final se llevó a cabo, evaluando la tubería que ofreciera el escenario económico más favorable, teniendo en cuenta este aspecto finalmente se seleccionó la tubería J-55, 133 Lb/ft. Después de realizar el método gráfico se escogen las tuberías que cumplen con los valores de resistencia al colapso y al estallido además de satisfacer los factores de seguridad, a continuación se señalan las tuberías que cumplen con estos tres criterios, a continuación se especifican las tuberías de revestimiento a usar, de acuerdo al diseño mecánico definido para el pozo Prospecto, teniendo en cuenta los criterios de resistencia al colapso, estallido y tensión.

Tabla 35. Programa de Tubería de Revestimiento Pozo Prospecto

PROGRAMA DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO						
OD (in)	PESO (Lb/ft)	GRADO	RES.COLAPSO (psi)	RES.ESTALLIDO (psi)	RES.CEDENCIA (psi)	Espesor de la Pared
20"	133	J-55	1500	3060	2125	0.635
13 3/8"	72	C-90	2780	6050	1869	0.514
9 5/8"	47	P-110	5300	9440	1493	0.472
OD (in)	Longitud (ft)		PROPIEDADES			
	Tope	Base	Drift (in)	ID (in)	Peso en el aire (Lbs)	
20"	0	1050	18.542	18.73	139650	
13 3/8"	0	5035	12.191	12.347	362520	
9 5/8"	0	9150	8.525	8.681	430050	

Fuente: Autores

#### 4.18.5. Programa De Pruebas De Integridad.

Estas pruebas se realizarán una vez se perforen 10 pies de formación por debajo de la profundidad donde se tiene sentado el zapato de revestimiento y deben hacerse con la unidad de cementación que son bombas de alta presión y bajo caudal, se debe realizar prueba de leak off test. Pero si se han alcanzado las presiones equivalentes mostradas en la siguiente tabla, sin presentar fuga, puede dejarse como prueba de integridad.

Se debe circular el lodo con el que se va a realizar la prueba hasta que el retorno en el anular presente una densidad homogénea. La prueba se evaluara de acuerdo a las condiciones mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 36. Datos Estimados Para Prueba de Integridad

PRUEBA LOT E INTEGRIDAD						
RVTO(in)	PROF(ft)	DENSIDAD (lpg)		PRESION DE PRUEBA (SUPERFICIE)	LOT ESPERADO (lpg)	PRESION ESTALLIDO CASING (psi)
20"	1060	8.70	9.20	118.78	11.355	1782.39
13 3/8"	5045	9.50	10.00	584.49	12.228	3614.25
9 /8"	9160	9.20	11.20	769.26	12.815	5142.5

Fuente: Autores

#### 4.18.6. Programa De Fluidos De Perforación.

Para la perforación del pozo Prospecto, se utilizarán fluidos base agua, que permitirán control de hidratación y estabilización de arcillas, controladores poliméricos de filtrado, y Carbonato de Calcio de diferente granulometría para proporcionar sello y estabilizar las paredes del pozo. Igualmente el fluido debe manejar propiedades reológicas que faciliten la remoción de cortes y manejo de hidráulicas. En la siguiente tabla se sintetizan las principales propiedades del lodo

Tabla 37. Propiedades Del Lodo de Perforación

PROPIEDADES DEL LODO DE PERFORACION									
PROPIEDAD	UNIDADES	FASE 26"		FASE 17 1/2"		FASE 12 1/4"		FASE 81/2"	
Den Del Lodo	LPG	8.70	9.20	9.5	10.0	9.20	11.3	11.0	12.2
VP@120 °F	Cp	10-10.3		10.38-10.51		10.3-19		18.5-23	
YP@ 120 °F	Lb/100ft <sup>2</sup>	25-29		26-27.5		22.8-29		19-23	
Geles	Lb/100ft	5/15-12/19		5/15-12/20		4/8-12/19		8/12-14/19	
Ph	Adm	8-9		9-10		8-9		10-10.2	
MBT	Lpb Equi	<20		<20		<20		<20	
SF		11.21	12.67	13.5	15.0	12.7	18.5	17.92	22.3
LGS	% Vol	19.64	18.81	18.3	17.5	18.8	15.5	15.8	13.3

Fuente: Autores

A continuación se resumen los principales componentes del lodo a usar en cada fase del pozo.

Tabla 38. Principales Componentes del Lodo de Perforación

<b>PRINCIPALES COMPONENTES DEL LODO DE PERFORACIÓN</b>		
<b>FASE</b>	<b>ADITIVOS</b>	<b>TIPO DE LODO</b>
<b>26"</b>	Viscosificante, Bentonita	Natural Gel
	Alcalinizante	
<b>17 1/2"</b>	Polímero Controlador de Filtrado	Lodo Polimérico Inhibido
	Lubricante y Mejorador de ROP	
	Barita	
	Carbonato de Calcio	
	Material Densificante, Carbonato de Ca	
	Inhibidor de Arcilla Tipo Poliamina	
	PHPA Encapsulador de Arcilla	
<b>12 1/4"</b>	Polimero Controlador de Filtrado	Lodo Polimérico No Disperso
	Inhibidor de Arcilla Tipo Poliamina	
	Lubricante y Mejorador de ROP	
	Polimero Controlador de Filtrado	
	Material Densificante, Carbonato de Ca	
	Almidón Controlador de Filtrado	
	Barita	
	Viscosificante	
	PHPA Encapsulador de Arcilla	
<b>8 1/2"</b>	Polimero Controlador de Filtrado	Lodo Polimérico No Disperso
	Inhibidor de Arcilla Tipo Poliamina	
	Lubricante y Mejorador de ROP	
	Polimero Controlador de Filtrado	
	Almidón Controlador de Filtrado	
	Barita	
	Bicarbonato de Calcio	
	Material Densificante, Carbonato de Ca	
	Viscosificante	
	PHPA Encapsulador de Arcilla	

Fuente: Autores

## **FASE 26"**

El hueco de 26" perforará la formación Mercaderes hasta 1050 pies con un lodo Natural Gel. Se recomienda:

- Cantidad de lodo suficiente en los tanques activos, teniendo en cuenta la preparación de lodo en reserva para diluir.
- Mantener un tanque de pre-mezcla con píldora viscosa, las cuales serán bombeadas para mejorar las condiciones de limpieza del hueco.
- Observar las zarandas y poner atención a cualquier cambio en el tamaño, cantidad y forma de los cortes de perforación.
- Mantener la densidad del fluido en el rango sugerido en esta sección para evitar problemas de hueco apretado cuando se baje la tubería de revestimiento.

El sistema seleccionado para esta fase, consta de agua y bentonita (Natural Gel) como agente viscosificante primario. En esta se encontrará un gran porcentaje de conglomerados e intercalaciones de areniscas, por tanto se requiere una buena hidráulica y propiedades reológicas para lograr una eficiente limpieza en el hueco.

## **FASE 17 1/2"**

Esta fase cubre parte de la formación Mercaderes y la formación Esmita en sus miembros Conglomerático y Arenáceo, hasta alcanzar una profundidad de 5035 pies, encontrado zonas predominantes de conglomerados. El punto de cedencia debe ser tal que garantice una alta capacidad de transporte. Durante la perforación de esta sección se estarán bombeando píldoras de limpieza con la finalidad de mejorar la calidad de la torta y las condiciones del hueco, las pérdidas en la formación, y la calidad del trabajo previo a la corrida del segundo revestimiento, 13 3/8".

Se recomienda:

- Prehidratar durante 4-6 horas en tanques de reserva todos los aditivos (Polimérico, Almidón, PHPA), de composición del lodo y luego adicionarlos al sistema activo para que actúen eficientemente y replacen material desgastado en el proceso, para mantener realmente concentraciones comprobadas y rendidoras en la operación.
- En la medida que se avance en profundidad observar y medir los recortes o ripios que se recuperan en los Shakers, comparándolos con los volúmenes teóricos del hueco perforado, acompañados del ROP y comprobar los parámetros de perforación.
- No escatimar esfuerzos en adicionar productos de lubricación.
- Bombear una píldora viscosa antes de sacar la tubería a menos de que exista una clara evidencia de que el hueco este limpio.

#### **FASE 12 ¼"**

En las formaciones a atravesar predominan los conglomerados con intercalaciones de lodolitas, para lo que deben tomarse las medidas respectivas que eviten el posible hinchamiento de arcillas. Para garantizar el control de filtrado, se requiere la adición de polímeros para altas temperaturas. Para sellar efectivamente las zonas permeables, se usará Carbonato de Calcio de diferente granulometría el cual deberá ser adicionado gradualmente al sistema activo. Se recomienda, además de las observaciones de la fase anterior:

- Prehidratar durante 4 horas en tanques de reserva los aditivos PHPA, y luego adicionarlos al sistema activo para que actúen eficientemente retornando en las zarandas los sólidos de formación, bien encapsulados y siendo estos mismos eliminados con facilidad del sistema.

- Revisar constantemente los Bbl/hr de caving que salen por las zarandas, con el fin de saber las condiciones de estabilidad de la formación en cualquier momento y por ende tomar decisiones para cambiar propiedades del lodo sobretodo en el incremento de la densidad del lodo y bombeo de píldoras viscosas.

#### **FASE 8 ½”**

El hueco de 8 ½“, perforará la formación Peña Morada, con un lodo polimérico no disperso el cual cumplirá con los requerimientos de limpieza, estabilidad de paredes e inhibición, hasta 12.100 pies.

Con este sistema de fluido a usar, se deben manejar propiedades para que no haya embotamiento de broca o componentes del BHA, pueden usarse aditivos para no dejar que la arcilla reactiva se adhiera a las partes metálicas. Las recomendaciones a tener en cuenta durante esta fase son las mencionadas con anterioridad en las fases iniciales.

#### **4.18.7. Programa Direccional.**

Con el objetivo de mantener la trayectoria vertical del pozo se planea inicialmente ensamblajes pendulares y la medición con sistema convencional. Dependiendo de la respuesta de la formación a los ensamblajes usados, se decidirá la utilización de MWD (Measurement While Drilling), que proporcionen un monitoreo constante de profundidad, azimut e inclinación con el fin de dirigir eficazmente la posición del pozo. Adicionalmente si las condiciones de perforación así lo requieren se tiene previsto el diseño de BHAs con motores de fondo.


#### 4.18.8. Programa De Sarta De Perforación.

##### BHA'S DE PERFORACIÓN

Los diseños de los BHAs dependerán directamente de las respuestas direccionales del pozo. Se trabajará con sistemas pendulares para inducir la verticalidad del pozo, pero de ser necesario se usarán motores de fondo.

Para el BHA de perforación de 26", el estabilizador puede ir a 30 o 60 pies, para incidir sobre la verticalidad del pozo, dependiendo de la inclinación real de los estratos y de la respuesta direccional de La formación a los BHA. Así mismo de requerirse mayor WOB se pueden utilizar dos estabilizadores a 30 y 60pies. En las siguientes fases se trabajara con mayor WOB para obtener alta tendencia a la verticalidad y reducir vibraciones en las brocas de mayor diámetro.

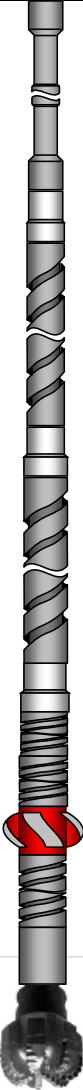
Figura 40. BHA de Perforación - Fase 26", Hueco 12 1/4"

<b>BHA : CONVENCIONAL (PILOTO 12 1/4")</b>												
<b>POZO:</b>		<u>26" (HUECO PILOTO 12 1/4")</u>					<b>BROCA:</b>					<u>12 1/4"</u>
			W/LODO:			9.20		FB:		0.860		
SARTA	DESCRIPCION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(6) HWDP 5"	5	3"	1.73	50	57682	49580	184.48	30.75	507.53	30000	
		5	3"	1.76	50	56144	48258		30.76	476.78		
		5	3"	1.76	50	54606	46936		30.76	446.02		
		5	3"	1.78	50	53068	45614		30.77	415.26		
		5	3"	1.59	50	51530	44292		30.68	384.49		
		5	3"	1.77	50	49996	42973		30.76	353.81		
	CROSSOVER	7 15/16"	2 7/8"	1.97	150	48458	41651	3.58	3.58	323.05	30000 53000	
	(1) DC 8"	8"	2 7/8"	1.40	150	47921	41190	30.75	30.75	319.47	53000	
	(1) JAR 8"	8"	2 7/8"	1.63	150	43308	37225	32.82	32.82	288.72		
	(6) DC 8"	8"	2 7/8"	1.27	150	38385	32994	179.00	28.84	255.90		
		8"	2 7/8"	1.47	150	34059	29275		30.09	227.06		
		8"	2 7/8"	1.35	150	29546	25396		30.50	196.97		
		8"	2 7/8"	3.20	150	24971	21463		30.07	166.47		
		8"	2 7/8"	3.16	150	20460	17586		30.75	136.40		
		8"	2 7/8"	1.12	150	15848	13622		28.75	105.65		
	STB 12 1/8"	8"	2 7/8"	1.45	150	11535	9915	5.44	5.44	76.90		
(1) DC 8"	8"	2 7/8"	3.12	150	10719	9213	31.10	31.10	71.46			
STB 12 1/8"	8"	2 7/8"	2.50	150	6054	5204	6.09	6.09	40.36			
(1) DC 8"	8"	2 7/8"	1.26	150	5141	4418	29.49	29.49	34.27			
BIT SUB	8"	2 7/8"	*	150	717	616	3.95	3.95	4.78	53000 36000		
BROCA	PDC 12 1/4" IADC: M422	12 1/4"			150	125	107	0.83	0.83	0.83	36000	
								<b>LONGITUD TOTAL</b>		<b>507.53</b>	<b>507.53</b>	

BELOW JAR 33111 LBS

Fuente: Autores

Figura 41. BHA Ensanchamiento - Fase 26"

PERFORACION FASE 26"												
POZO: Patia 2			FASE: 26"				BROCA: 26"					
FECHA ENTRADA:		17-jun-12		PESO LODO: 9.00			FB: 0.863		PESO BLOQUE: 45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	VX57 P*B	7"	4"	1,55	64.55	88286	76155	185.88	31.05	702.58	60000
			7"	4"	1,57	64.55	86281	74426		30.94	671.53	
			7"	4"	1,6	64.55	84284	72703		30.97	640.59	
			7"	4"	1,57	64.55	82285	70979		30.95	609.62	
			7"	4"	1,54	64.55	80287	69255		31.03	578.67	
			7"	4"	1,57	64.55	78284	67528		30.94	547.64	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	76287	65805	2.65	2.65	516.70	60000 30000
	(6) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	6 1/2"	3"	3,47	91	76046	65597	186.86	31.21	514.05	30000
			6 9/16"	3"	1,38	91	73206	63147		30.86	482.84	
			6 17/32"	3"	1,37	91	70398	60725		30.96	451.98	
			6 17/32"	3"	1,40	91	67580	58294		31.45	421.02	
			6 1/2"	3"	1,35	91	64718	55826		31.07	389.57	
	6 17/32"	3"	1,39	91	61891	53387	31.31	358.50				
	X-OVER	NC - 50 BOX * 6 5/8" REG PIN	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	153	59042	50929	2.91	2.91	327.19	30000 53346
	(6) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	8 1/4"	3"	3,08	153	58596	50545	183.99	30.87	324.28	53346
			7 31/32"	3"	1,24	153	53873	46471		30.85	293.41	
			8 1/4"	3"	3,12	153	49153	42399		30.98	262.56	
			7 15/16"	3"	1,30	153	44413	38311		29.39	231.58	
			8 1/4"	3"	3,13	153	39917	34432		30.97	202.19	
	8 1/4"	3"	3,13	153	35178	30345	30.93	171.22				
X-OVER	6 5/8 REG BOX * 7 5/8" REG LT PIN	8 1/32" 9 17/32"	3"	1,51	216	30446	26263	2.81	2.81	140.29	53346 86463	
(2) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	9 21/32"	3"	2,88	216	29839	25739	60.56	30.08	137.48	86463	
		9 5/8"	3"	2,85	216	23342	20134		30.48	107.40		
STABILIZER 25 7/8" * 9 1/2"	7 5/8" REG LT PIN * BOX	9 1/2"	3"	3,08	216	16758	14455	9.77	9.77	76.92		
(2) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	9 5/8"	3"	2,88	216	14648	12635	60.90	30.18	67.15	86463	
		9 21/32"	3"	2,88	216	8129	7012		30.72	36.97		
BIT SUB 9 1/2"	7 5/8" REG LT B * 7 5/8" REG BB	9 15/32"	3"	3,96	216	1493	1288	4.01	4.01	6.25	86463 40000	
BIT PDC 26"	7-5/8" REG P					280	627	541	2.24	2.24	2.24	40000
IADC: M422												
LONGITUD TOTAL									702.58	702.58	702.58	

FB: Factor Boyanza

Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE Y ARAÑA.

Fuente: Autores

Figura 42. BHA Perforación - Fase 17 1/2", Hueco 12 1/4"

BHA FASE 17 1/2" CON BROCA 12 1/4"												
POZO: Patia 2		FASE: 17 1/2"				BROCA: 12 1/2"						
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	VX57 P'B	7"	4"	1,55	64.55	80689	68370	185.88	31.05	671.89	60000
			7"	4"	1,57	64.55	78685	66672		30.94	640.84	
			7"	4"	1,6	64.55	76687	64979		30.97	609.90	
			7"	4"	1,57	64.55	74688	63285		30.95	578.93	
			7"	4"	1,54	64.55	72690	61593		31.03	547.98	
			7"	4"	1,57	64.55	70687	59895		30.94	516.95	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	68690	58203	2.65	2.65	486.01	60000 30000
	(3) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	68449	57999	93.83	31.45	483.36	30000
			6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	65587	55574		31.07	451.91	
			6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	62760	53178		31.31	420.84	
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	153	59911	50764	2.91	2.91	389.53	30000 53346
	(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	59465	50387	29.68	29.68	386.62	53346
	JAR 8 1/2"	6 5/8" REG PIN * BOX	7 7/8"	3"	1,63	153	54924	46539	31.78	31.78	356.94	
	(8) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	50062	42419	245.98	30.87	325.16	
			7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	45339	38417		30.85	294.29	
			8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	40619	34417		30.98	263.44	
			7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	35879	30401		29.39	232.46	
			8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	31382	26591		30.97	203.07	
			8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	26644	22576		30.93	172.10	
	8 11/32"	2 13/16"	3,66	153	21912	18566	31.01	141.17				
	8 1/8"	3"	3,14	153	17167	14546	30.98	110.16				
STABILIZER 12 1/8" * 8 1/4"	5 5/8" REG PIN * BOX	8 9/32"	2 27/32"	2,97	170	12427	10530	7.47	7.47	79.18		
(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	11157	9454	29.73	29.73	71.71		
STABILIZER 12 1/4" * 8 1/4"	5 5/8" REG PIN * BOX	8 1/4"	2 13/16"	2,48	170	6608	5600	6.12	6.12	41.98		
(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5568	4718	31.03	31.03	35.86		
BIT SUB 8"	6 5/8" REG B * 6 5/8" REG BB	7 31/32"	2 7/8"	3,95	153	820	695	3.99	3.99	4.83	53346 40000	
BIT PDC 12 1/4"	6 5/8" REG P					250	210	178	0.84	0.84	0.84	40000
IADC: M422												
LONGITUD TOTAL									671.89	671.89	671.89	

FB: Factor Boyanza

Fuente: Autores

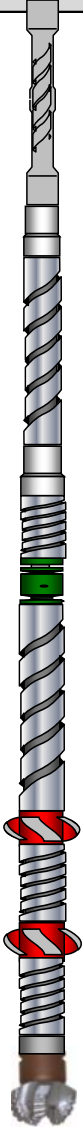
Figura 43. BHA Ensanchamiento - Fase 17 1/2"

BHA FASE 17 1/2" CON BROCA 17 1/2"													
POZO: Patia 2		FASE: 17 1/2"				BROCA: 17 1/2"							
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO LODO: 11.30		FB: 0.827		LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
						PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)					
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	79488	65775	2.65	2.65	596.77	60000 30000	
	(6) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	6 1/2"	3"	3,47	91	79247	65575	186.86	31.21	594.12	30000	
			6 9/16"	3"	1,38	91	76407	63225		30.86	562.91		
			6 17/32"	3"	1,37	91	73599	60902		30.96	532.05		
			6 17/32"	3"	1,40	91	70781	58570		31.45	501.09		
			6 1/2"	3"	1,35	91	67919	56202		31.07	469.64		
			6 17/32"	3"	1,39	91	65092	53862		31.31	438.57		
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	91	62243	51505	2.91	2.91	407.26	30000 53346	
	(2) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	8 3/8"	3"	3,69	153	61978	51286	60.73	31.05	404.35	53346	
			7 29/32"	3"	2,64	153	57227	47355		29.68	373.30		
	JAR 8 1/2"	6 5/8" REG PIN * BOX	7 7/8"	3"	1,63	153	52686	43597	31.78	31.78	343.62		
	(10) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	8 1/4"	3"	3,08	153	47824	39573	306.74	30.87	311.84	53346	
			7 31/32"	3"	1,24	153	43101	35665		30.85	280.97		
			8 1/4"	3"	3,12	153	38381	31759		30.98	250.12		
			7 15/16"	3"	1,30	153	33641	27837		29.39	219.14		
			8 1/4"	3"	3,13	153	29144	24116		30.97	189.75		
			8 1/4"	3"	3,13	153	24406	20195		30.93	158.78		
8 11/32"			3"	3,66	153	19674	16280	31.01		127.85			
8 1/8"			3"	3,14	153	14929	12353	30.98		96.84			
8 1/32"			3"	1,25	153	10189	8431	29.73		65.86			
7 31/32"	3"	1,39	153	5640	4667	31.03	36.13						
BIT SUB 8 " * 9 1/2"	6 5/8" REG B * 7 5/8" REG BB	8" 8 21/32"	3"	1,85	153	893	739	3.94	3.94	5.10			
BIT PDC DE 17 1/2" TIP O: TFR519S- A2	7-5/8" REG P					250	290	240	1.16	1.16	1.16	53346 40000	
IADC: S422													
LONGITUD TOTAL									596.77	596.77	596.77		

FB: Factor Boyanza

Fuente: Autores

Figura 44. BHA Perforación - Fase 12 1/4"

BHA FASE 12 1/4 CON BROCA 12 1/4"													
POZO: Patia 2		FASE: 12 1/4"				BROCA: 12 1/4"							
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO LODO: 11.30		FB: 0.827		LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
						PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)					
	(6) HWDP 5 7/8"	VX57 P*B	7"	4"	1,55	64.55	84605	70009	185.88	31.05	734.77	60000	
			7"	4"	1,57	64.55	82601	68350		30.94	703.72		
			7"	4"	1,6	64.55	80603	66698		30.97	672.78		
			7"	4"	1,57	64.55	78604	65043		30.95	641.81		
			7"	4"	1,54	64.55	76606	63390		31.03	610.86		
			7"	4"	1,57	64.55	74603	61733		30.94	579.83		
	X-OVER	VX57 P * NC-50 P	7"	2 3/4"	****	91	72606	60080	2.68	2.68	548.89	60000 30000	
	(6) DC 6 1/2"	NC-50	6 1/2"	3"	1,41	91	72362	59878	185.99	31.02	546.21	30000	
			6 1/2"	3"	1,25	91	69540	57543		30.49	515.19		
			6 1/2"	3"	3,47	91	66765	55247		31.21	484.70		
			6 9/16"	3"	1,38	91	63925	52897		30.86	453.49		
			6 17/32"	3"	1,37	91	61117	50573		30.96	422.63		
	X-OVER	NC - 50 B * 6 5/8" REG P	6 5/8" * 8"	2 7/8"	2,05	153	55437	45873	3.59	3.59	360.22	30000 53346	
	DC 8"	6 5/8" REG	7 31/32"	3"	1.39	153	54888	45419	31.03	31.03	356.63	53346	
	JAR 8 1/2"	6 5/8" REG	8"	3"	1.16	153	50140	41490	31.30	31.30	325.60		
	(7) DC 8" OD	6 5/8" REG	8 3/8"	3"	3.69	153	45352	37528	215.27	31.05	294.30		
			7 29/32"	3"	2.64	153	40601	33596		29.68	263.25		
			8 1/4"	3"	3,08	153	36060	29839		30.87	233.57		
			7 31/32"	3"	1,24	153	31337	25931		30.85	202.70		
			8 5/16"	3"	3,67	153	26617	22025		30.92	171.85		
			8 1/4"	3"	3,13	153	21886	18110		30.97	140.93		
8 1/4"	3"	3,13	153	17147	14189	30.93	109.96						
STABILIZER 12 1/4"	6 5/8" REG	8 11/32"	2 13/16"	3.05	170	12415	10273	8.03	8.03	79.03			
DC 8"	6 5/8" REG	8 1/8"	3"	3.14	153	11050	9144	30.98	30.98	71.00			
STABILIZER 12 1/4"	6 5/8" REG	8"	2 13/16"	1.62	170	6310	5222	5.30	5.30	40.02			
DC 8"	6 5/8" REG	8 1/32"	3"	1.25	153	5409	4476	29.73	29.73	34.72			
BIT SUB 8" Whit Float Valve & Spider	6 5/8" REG	7 31/32"	2 7/8"	3.95	153	860	712	3.99	3.99	4.99	53346 36000		
BIT PDC 12 1/4" IADC: M422	6 5/8" REG	12 1/4"				250	250	207	1.00	1.00	1.00	36000	
LONGITUD TOTAL									734.77	734.77			

FB: Factor Boyanza

Fuente: Autores

Figura 45. BHA Perforación - Fase 8 1/2"

<b>BHA # 14 PERFORACION 8 1/2"</b>													
POZO: <u>Patia 2</u>			FASE: <u>8 1/2"</u>					BROCA: <u>8 1/2"</u>					
FECHA ENTRADA: <u>31/08/2012</u>			PESO LODO: <u>12.2</u>				Factor Boyanza: <u>0.814</u>						
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(4) HWDP 5" Spiral	NC 50	6 9/16"	3"	1.66	50	48455	39430	122.39	30.48	756.54	30000	
			6 5/8"	3"	1.59	50	48452	39428		30.42	726.06		
			6 5/8"	3"	1.67	50	46931	38190		30.74	695.64		
			6 5/8"	3"	1.64	50	45394	36939		30.75	664.90		
	HYDRA JAR 6 1/2"	NC50	6 1/2"	2 3/4"	1.49	90	43857	35688	32.49	32.49	634.15		
	(11) HWDP 5" Spiral	NC 50	6 11/16"	3"	1.72	50	40933	33309	337.03	30.74	601.66		
			6 11/16"	3"	1.68	50	39396	32058		30.78	570.92		
			6 11/16"	3"	1.68	50	37857	30806		30.75	540.14		
			6 5/8"	3"	1.73	50	36319	29555		30.75	509.39		
			6 5/8"	3"	1.72	50	34782	28303		30.76	478.64		
			6 9/16"	3"	1.61	50	33244	27052		30.46	447.88		
			6 11/16"	3"	1.76	50	31721	25813		30.78	417.42		
			6 11/16"	3"	1.69	50	30182	24560		30.75	386.64		
			6 9/16"	3"	1.56	50	28644	23309		30.42	355.89		
			6 5/8"	3"	1.55	50	27123	22071		30.09	325.47		
			6 11/16"	3"	1.65	50	25619	20847		30.75	295.38		
	(6) DC 6 1/2"	NC 50	6 9/16"	3"	1.42	91	24081	19596	186.41	30.99	264.63		32000
			6 9/16"	3"	1.33	91	21261	17301		31.31	233.64		
			6 5/8"	3"	1.36	91	18412	14983		31.05	202.33		
			6 11/16"	3"	3.48	91	15586	12683		31.03	171.28		
			6 5/8"	3"	3.48	91	12763	10386		31.01	140.25		
			6 11/16"	3"	3.47	91	9941	8089		31.02	109.24		
	STABILIZER 8 1/4"	NC 50	6 13/16"	2 13/16"	2.60	91	7118	5792	6.34	6.34	78.22		
DC 6 1/2"	NC 50	6 5/8"	3"	3.48	91	6541	5323	30.86	30.86	71.88			
STABILIZER 8 1/8"	NC 50	6 3/4"	3"	1.92	91	3733	3038	5.25	5.25	41.02			
DC 6 1/2"	NC 50	6 11/16"	3"	3.48	91	3255	2649	31.05	31.05	35.77			
BIT SUB Whit Float Valve	NC 50 * 4 1/2 Reg	6 5/8"	xxx	xxx	91	430	350	4.00	4.00	4.72	30000 18000		
BIT PDC 8 1/2" IADC M422	4 1/2 Reg	8 1/2"	Jets: 3x11 4x10 TFA: 0.585		91	66	53	0.72	0.72	0.72	18000		
<b>LONGITUD TOTAL</b>									<b>756.54</b>	<b>756.54</b>			

Fuente: Autores

## TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

Para seleccionar la tubería de perforación más conveniente del pozo Prospecto, se tuvieron en cuenta los criterios de diseño por colapso, tensión, MOP y cargas por choque.

El diseño se desarrolló mediante el procedimiento mostrado en el primer capítulo, vale la pena resaltar que la selección del drillpipe es un proceso iterativo con todas las tuberías de perforación disponibles en la industria, este proceso finaliza al encontrar la tubería que se ajuste a todos los parámetros de diseño; en la siguiente tabla se especifican las propiedades de la tubería de perforación seleccionada para este pozo.

Tabla 39. Tubería de Perforación Seleccionada

TUBERÍA DE PERFORACIÓN							
OD (in)	ID (in)	PESO (lb)	LONGITUD (ft)	TENSION (lbs)	COLAPSO (psi)	TIPO	CONEXIÓN
5	4.276	21.92	30.00	436,150	8,765	G-105 (Premium)	NC50 (XH)

Fuente: Norma API, RP 7G, Modificado por los Autores

A continuación se especifican los resultados obtenidos diseñando por los criterios anteriormente mencionados para la tubería G-105 (Premium) donde se puede corroborar que efectivamente cumple con dichos criterios.

- **Diseño Por Tensión**

Tabla 40. Diseño Por Tensión

Peso Total Soportado Por El Tope De La Junta	Max. Carga De Tensión	Max Longitud Del Dp Que Resiste Por Tensión	Long Del Dp Criterio De Cuñas		MOP	Diámetro Del Hueco	Fase
78681	392,535.0	9,068	9299	12"	313,854	26"	26"
			10868	16"			
53998	392,535.0	10,602	10832	12"	338,537	12 1/4"	
			12612	16"			
145269	392,535.0	10,481	9488	12"	247,266	17 1/2"	17 1/2"
			11079	16"			
143089	392,535.0	10,154	10007	12"	249,446	12 1/4"	
			11598	16"			
216455	392,535.0	9,909	10148	12"	176,080	12 1/4"	
			11778	16"			
240287	392,535.0	11518	11762	12"	152,248	8 1/2"	
			13419	16"			

Fuente: Autores

- **Diseño por colapso**

Tabla 41. Diseño Por Colapso

FASE	PRESION DE COLAPSO	FACTOR DE SEGURIDAD (SF)>1.15
26"	177.6869773	49.32831957
12 1/4"	284.4348865	
17 1/2"	2327.49987	3.765843389
	2295.397642	
12 1/4"	4972.399148	1.762730573
8 1/2"	7219.654667	1.214046988

Fuente: Autores

#### 4.18.9. Programa De Cementación.

La finalidad de la etapa de cementación en la perforación de un pozo es fijar el revestimiento, ayudando a soportar el equipo de control de pozo, además de obtener una buena integridad en el zapato y aislar las fuentes de agua fresca que posiblemente se encuentren cerca de superficie. Se hace un programa basado en los volúmenes y las propiedades básicas que se estiman, pero una vez contratado el servicio se ajustarán los rendimientos de acuerdo con los productos de la compañía. Igualmente es obligatorio hacer pruebas con el agua a utilizar y los lotes de cemento reales y las condiciones del pozo para definir las lechadas que se bombearán al pozo. Se deben hacer pruebas de compatibilidad entre los diferentes fluidos con el fin de evitar emulsiones o interfaces que provoquen fragües rápidos y fallas en la cementación. Los equipos deberán estar por lo menos con dos días de anticipación en el pozo para que sean probados y acondicionados para el trabajo. A continuación se muestran las propiedades y composición del cemento a usar clase G, en base a la información API.

Tabla 42. Propiedades API del Cemento Clase G

PROPIEDADES API DEL CEMENTO CLASE G	
Agua de la Mezcla (Gal/Saco)	5
Densidad de la Lechada (Lb/Gal)	15.8
Rendimiento de la Lechada (ft <sup>3</sup> /sacos)	1.15
Engrosamiento Aproximado, Tiempo, 113°F, Hr	1 3/4
Resistencia a la Compresión 24-hr Psi, 110°F	3,000

Fuente: Autores

#### CEMENTACIÓN CASING 20”

Para la cementación de este revestimiento se utilizará el sistema de cementación con sarta interna. Para cubrir el espacio anular desde 1.050 pies hasta superficie, los volúmenes estimados de lechadas se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 43. Cementación Casing 20"

CASING 20"			
Altura de Columna Hueco Abierto (ft)	1050	Volumen de Lechada Anular	281.53
Capacidad del Anular Hueco 26" - CSG 20" (bbl/ft)	0.27	Volumen Bolsillo	3.28
Capacidad del Hueco 26" (bbl/ft)	0.66	Volumen de Desplazamiento	22.62
Capacidad Interna del Revestimiento 18.542" (bbl/ft)	0.33	Volumen Shoe Track	3.34
Capacidad Interna DP 5 7/8" (bbl/ft)	0.02	Volumen Total de Lechada	310.77
Altura del Bolsillo (ft)	5.00		
Altura Shoe Track (ft)	10.00		

Fuente: Autores.

### ✚ CEMENTACIÓN CASING 13 3/8"

Para la cementación de este revestimiento se utiliza el sistema de cementación convencional, utilizando la cabeza de cementación y tapón de desplazamiento (superior), y desplazando agua con las bombas del equipo de cementación, si han presentado eficiencia confiable, de lo contrario con el camión de cementación hasta sentar el tapón, los volúmenes estimados de lechadas se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 44. Cementación Casing 13 3/8"

CASING 13 3/8"			
Altura de Columna Hueco Abierto (ft)	2500	Volumen de Lechada Anular	309.3
Capacidad del Anular Hueco 17 1/2" - CSG 13 3/8" (bbl/ft)	0.12372	Volumen Bolsillo	1.4875
Capacidad del Hueco 17 1/2" (bbl/ft)	0.2975	Volumen de Desplazamiento	364.3123 04
Capacidad Interna del Revestimiento 12.347" (bbl/ft)	0.148094 433	Volumen Shoe Track	5.923777 31
Altura del Bolsillo (ft)	5	Volumen Total de Lechada	681.0235 82
Altura Shoe Track (ft)	40		

Fuente: Autores.

## CEMENTACIÓN CASING 9 5/8"

Para la cementación de este revestimiento se utiliza el sistema de cementación convencional, utilizando la cabeza de cementación y tapón de desplazamiento (superior), y desplazando con las bombas del equipo de cementación (Agua) hasta sentar el tapón, los volúmenes estimados de lechadas se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 45. Cementación Casing 9 5/8"

<b>CASING 9 5/8"</b>			
<b>Altura de Columna Hueco Abierto (ft)</b>	2500	<b>Volumen de Lechada Anular</b>	139.45
<b>Capacidad del Anular Hueco 12 1/2" - CSG 9 5/8" (bbl/ft)</b>	0.05578	<b>Volumen Bolsillo</b>	0.7289
<b>Capacidad del Hueco 12 1/2" (bbl/ft)</b>	0.14578	<b>Volumen de Desplazamiento</b>	180.0903 56
<b>Capacidad Interna del Revestimiento 8.681" (bbl/ft)</b>	0.0732074 62	<b>Volumen Shoe Track</b>	2.928298 47
<b>Altura del Bolsillo (ft)</b>	5	<b>Volumen Total de Lechada</b>	323.1975 54
<b>Altura Shoe Track (ft)</b>	40		

Fuente: Autores.

## PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

El procedimiento operacional de la cementación es una secuencia de actividades, previstas a desarrollar en cada una de las secciones de la cementación del pozo. Se contemplan todas las operaciones a efectuar, al igual que la organización, dirección y control de los equipos, materiales y suministros necesarios para no incurrir en pérdidas de tiempo y elevación de costos. Con esto se puede se puede minimizar el riesgo de una mala ejecución de los trabajos.

A continuación se relacionan las acciones generales sugeridas para este proceso:

- Realizar reunión pre operacional para correr cada uno de los revestimientos propuestos en cada sección.
- Alistar las herramientas, subir llave hidráulica, elevadores, single joint, entre otros materiales necesarios para el inicio de la operación.
- Preparar conexión de 26", 13 3/8" o 9 5/8" (según se requiera) a 2" para circular.
- Preparar línea de 2" para llenar revestimiento.
- Conectar zapato stabin previamente probado, a junta de 26", 13 3/8" o 9 5/8" (según se requiera), aplicar soldadura líquida a la rosca y torquear.
- Utilizar collar de seguridad safety clamp a las primeras 7 juntas de revestimiento.
- Bajar 19 juntas de revestimiento de 26", 13 3/8" o 9 5/8" (según aplique), aplicando el torque correcto.
- Instalar centralizadores a los tubos.
- Llenar con lodo cada junta.
- En caso de encontrar restricción, circular con 200 – 300 gpm.
- Una vez llegado a fondo, circular hasta obtener retornos limpios con 350 gpm o lo estimado según diámetro real del hueco.
- Ubicar mesa falsa y alistar herramientas para bajar drill pipe con stinger
- Verificar estado de los sellos o empaques de caucho del stinger y conectar a primera junta de drill pipe.
- Bajar drill pipe de 5" hasta 1.000"(según aplique).
- Espaciar la tubería de perforación para que sobre salga únicamente 3 pies por encima de la mesa falsa.
- Conectar líneas de superficie.
- Asentar stinger con 10.000 lbs de peso.
- Circular y probar sello del stinger.
- Circular y acondicionar el lodo, disminuir el YP por debajo de 15 y los geles entre 10 y 15 como valor máximo.

- Realizar una reunión de seguridad con el personal. divulgar la información de la cementación, procedimientos operativos, de seguridad y medioambientales, y asignar responsabilidades.
- Asegurar que el área esté aislada y acordonada para la realización del trabajo.
- Conectar líneas en superficie y bombear 5 bls de agua, para llenar líneas.
- Llenar y probar las líneas con 500 y 2.000 psi por 5 minutos.
- Comenzar con el bombeo de fluidos según el programa.
- Bombear 25 bls de agua como preflujo.
- Mezclar y bombear los volúmenes de lechada propuestos en las tablas correspondientes, de acuerdo a las formulaciones presentadas en el programa de cementación por la compañía de servicios.
- Desconectar líneas de superficie, sacar 2 paradas y bombear 2 bls de agua. Sacar drill pipe hasta superficie.
- Retirar herramientas y accesorios utilizados.

#### **4.18.10. Programa De Brocas.**

El programa de perforación para este pozo, se lleva a cabo siguiendo la metodología propuesta en el primer capítulo, el rendimiento de las brocas a utilizar que es el primer parámetro de diseño se especifica en el capítulo de Análisis off set en la sección de las brocas utilizadas para este pozo, una vez analizado el rendimiento de estas brocas se procede con la metodología propuesta. Vale la pena señalar que la selección por el método de costo por pie para este pozo no se puede realizar tomando en cuenta que sólo se cuenta con un pozo correlación por ende no se puede realizar una comparación para una mejor selección.

## IDENTIFICACIÓN DE LA DUREZA DE LA FORMACIÓN.

Por medio de los cálculos del esfuerzo no confinado encontrados en el pozo correlación se pudo identificar el tipo de litología de las formaciones a perforar, en la siguiente tabla se resume dicha información:

Tabla 46. Dureza de las Formaciones a Perforar

IDENTIFICACIÓN DE LA DUREZA DE LA FORMACIÓN							
CALCULOS		FORMACIONES					
		MERCADERES	ESMITA			MOSQUERA	PEÑA MORADA
			M. CONGLOMERÁTICO	M. ARENÁCEO	M. LIMOLITICO		
UCS	Mín	150	189	460	434	53	
	Max	9721	19465	21293	24928	20814	
	Prom	2489	6609	7891	8393	7697	
TIPO DE LITOLOGIA		Formación débil, baja Resistencia	Formación Medianamente débil, baja resistencia, intercalaciones duras		Medianamente dura, alta densidad, alta resistencia, sin intercalaciones duras	Medianamente dura, alta densidad, alta resistencia, sin intercalaciones duras	

Fuente: Autores.

## SELECCIÓN DE LAS BROCAS.

La selección final de las brocas a utilizar para este pozo se realiza teniendo en cuenta la clasificación IADC, las demás propiedades como el diámetro de los cortadores y el número de aletas se definieron según las tablas mencionadas en el primer capítulo correspondiente a esta sección.

Tabla 47. Características de las Brocas a Utilizar

CARACTERÍSTICAS DE LAS BROCAS							
Fase	Int (Ft)	Tipo De Broca	Cod IADC	Diámetro De La Broca (In)	Formación A Perforar	Diámetro Cortador [In]	N° Aletas
26"	0-1050	PDC	M422	12 1/4"	Mercaderes	19	3-4
			M422	26"			
17 1/2"	1050-5035	PDC	M422	12 1/4"	Esmita (Miembro conglomerático y Arenáceo)	19-16	5-6
			M422	17 1/2"			
12 1/4"	5035-9150	PDC	M422	12 1/4"	Esmita (M. limolítico), Mosquera y Peña Morada	19-16	5-6
8 1/2"	9150-12100	PDC	M422	8 1/2"	Peña Morada	19-16	5-6

Fuente: Autores.

### RENDIMIENTOS ESTIMADOS.

Tabla 48. ROP Estimados

ROP ESTIMADOS					
Fase	Diámetro del Hueco	PROFUNDIDAD DE ENTRADA (ft)	PROFUNDIDAD DE SALIDA (ft)	Pies Perforados	ROP Estimado (ft/hr)
26"	12 1/4"	0	1050	1050	80-100
	26"	0	1050	1050	60-80
17 1/2"	12 1/4"	1050	5035	3985	30-70
	17 1/2"	1050	5035	3985	30-90
12 1/4"	12 1/4"	5035	9150	4115	25-30
8 1/2"	8 1/2"	9150	12100	2950	35-40

Fuente: Autores.

#### 4.18.11. Programa De Hidráulica

En la etapa de perforación del pozo Prospecto, se recomienda trabajar con 2 bombas con una potencia de 1.600 Hp, eficiencia de 95%, además se contara con una bomba en back up como contingencia, los inconvenientes que se lleguen a presentar de pérdidas de circulación serán controlados con bombeo de píldoras, en la siguiente Tabla se encuentra las propiedades de las bombas a utilizar.

Tabla 49. Características de las Bombas

<b>BOMBA MP 16</b>	
Presión de Superficie Máxima (psi)	3400
Potencia (Hhp)	1600
Longitud Del Vástago (In)	12
Diámetro De La Camisa (In)	7
Max Strokes /Min	120
Numero De Bombas	2

Fuente: Weatherford. Especificaciones de bomba MP 16.

A continuación se presenta las pérdidas en el sistema de circulación y la broca obtenidas partiendo de un caudal mínimo con el cual se garantiza una limpieza eficiente del hueco y el caudal critico usado para evitar problemas de cavernas o lavado del hueco.

Tabla 50. Pérdidas de Presión en el Sistema de Circulación y la Broca

<b>FASE</b>	<b>Diámetro del Hueco</b>	<b>Qmin [gpm]</b>	<b>Qcri [gpm]</b>	<b>Pérdida de Presión en el Equipo de Superficie (psi)</b>	<b>Pérdida de Presión en la Tubería (psi)</b>	<b>Pérdida de Presión en el Anular (psi)</b>	<b>Pérdida de Presión en la broca (psi)</b>	<b>% de Pérdidas de Presión en la broca</b>
<b>26"</b>	12 1/4	506	1009	66	407	20	2906	0.85
	26	1529	9643	231	1527	6	1636	0.48
<b>17 1/2"</b>	12 1/4	506	1418	71	1085	90	2154	0.63
	17 1/2	855	3932	107	1590	53	1651	0.49
<b>12 1/4"</b>	12 1/4	506	1293	69	1567	149	1614	0.47
<b>8 1/2"</b>	8 1/2	296	432	29	868	400	2104	0.62

Fuente: Autores.

Como se observa en las tabla anterior la pérdida de presión en la broca no es la óptima, así que se debe hacer una optimización de la hidráulica con el fin de tener el mejor aprovechamiento de esta en el pozo, en este caso se van a optimizar las tres primeras fases por potencia hidráulica, la cual brinda una alta rata de penetración y buena limpieza del hueco, y en la última fase se optimiza por impacto hidráulico.

En la siguiente tabla se muestra la hidráulica óptima para la perforación del pozo prospecto.

Tabla 51. Programa Optimizado de Hidráulica

FASE	Diámetro del Hueco	Pérdida de Presión en el sistema de Circulación (psi)	Caudal Óptimo	Pérdida de Presión en la broca	TFA	Diámetro de las Boquillas	% Pérdida de Presión en la Broca
<b>26"</b>	12 1/4	739.35	1009	2661	0.570	10.3	0.68
	26	1207.61	1295	2210	0.802	12.22	0.65
<b>17 1/2"</b>	12 1/4	1167.22	783	2210	0.506	9.7	0.65
	17 1/2	1332.15	855	2068	0.571	10.31	0.61
<b>12 1/4"</b>	12 1/4	1218.25	553	2210	0.378	8.39	0.65
<b>8 1/2"</b>	8 1/2	1436.35	432	1964	0.331	7.85	0.58

Fuente: Autores.

La única fase en la que no se obtiene una buena optimización es en la fase de 8 1/2" ya que la pérdida de presión en la broca debería estar en un valor muy cercano al 48%, esto no ocurre porque el caudal para obtener esta pérdida de presión es superior al caudal máximo, incurriendo en un riesgo de lavado de la formación.

#### 4.18.12. Programa De Corazonamiento.

Con el propósito de conocer la litología de la zona e inferir en las propiedades del subsuelo se corazonarán 1400 pies de núcleos, los cuales serán preservados, empacados, transportados y entregados según la norma API RP 40; implementando además el protocolo de corazonamiento establecido por las empresas interesadas en el proyecto.

#### INTERVALOS A PERFORAR.

Los intervalos a corazonar se acordarán con la empresa interesada en el proyecto de acuerdo con el avance del mismo, seleccionando los intervalos de interés para estudio. Los intervalos de corazonamiento mostrados en la siguiente tabla para el pozo Prospecto, son tentativos:

Tabla 52. Intervalos Tentativos de Corazonamiento

PROFUNDIDADES (ft)		LONGITUD (ft)	TAMAÑO DEL HUECO	MÉTODO DE CORAZONAMIENTO
TOPE	BASE			
8700	8500	200	12 1/4"	Convencional - Wireline
10600	10000	600	8 1/2"	Convencional - Wireline
11600	11000	600	8 1/2"	Convencional - Wireline

Fuente: Autores.

Los intervalos de corazonamiento propuestos podrán ser modificados de acuerdo al interés de la roca a muestrear y a la secuencia litoestratigráfica real presente en el pozo.

## PLAN DE TRABAJO.

La compañía de corazonamiento suministrará los equipos y herramientas debidamente inspeccionadas y certificadas y el personal capacitado para corazonar y recuperar en superficie selectivamente los 1400 pies de núcleo. La Empresa Interesada, por su parte se encargará del manejo, preservación y transporte de los núcleos recuperados en superficie.

En la siguiente Tabla se presenta el plan de trabajo propuesto para la operación de corazonamiento.

Tabla 53. Plan de Trabajo de Corazonamiento

FASE	DIAMETRO DEL HUECO	OBJETIVO
III	12 ¼"	Se planea corazonar 200 pies de núcleos de roca por el método Wireline, utilizando barriles Heavy Duty; Brocas PDC de 8 ½", sistema de tubo interno de acero recuperable con Wireline y core catcher convencional tipo resorte.
IV	8 ½"	Se planea corazonar 1200 pies de núcleos de roca por el método Wireline, utilizando barriles Heavy Duty; Brocas PDC de 8 ½", sistema de tubo interno de acero recuperable con Wireline y core catcher convencional tipo resorte.

Fuente: Autores.

## ACONDICIONAMIENTO PREVIO AL CORAZONAMIENTO.

Cuando sea necesario se debe realizar un viaje de acondicionamiento previo a la operación de corazonamiento usando una sarta con estabilizadores, para ajustar la geometría del hueco que facilite el acceso de la sarta de corazonamiento. Si hay presencia de chatarra en el hueco, en el viaje de acondicionamiento prever el uso de una canasta y realizar procedimiento de pesca antes de corazonar. Circular y homogenizar el lodo antes de iniciar el corazonamiento.

## **ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO**

En la tabla se presentan las características del equipo de corazonamiento wireline propuesto para el pozo prospecto, la cantidad de cada uno de estos elementos será definido por la empresa de corazonamiento.

El fluido de perforación debe tener un agente estabilizador de arcillas para reducir el efecto del hinchamiento de arcillas que afecte la operación de corazonar y recuperar el corazón.


Tabla 54. Especificaciones Equipo de Wireline

<b>DESCRIPCIÓN EQUIPO WIRELINE</b>
Barriles heavy duty de 8 1/2" x 1.77"
Estabilizadores de 8 15/32" conexión 4 1/2" IF
Slick sub de 7" ODx2.5" conexión 4 1/2" IF
Outer head 7" OD x 2' conexión 4 1/2" IF
Tubos internos de acero de 10 pies para recuperación wireline
Cabezas de pesca para el ensamble interno
Outer shot
Brocas PDC de 8 1/2"
Bit breaker
Lifting Sub
Core Catcher convencional tipo resorte
Partes , repuestos y herramientas

Fuente: Autores

## ✚ BHA DE CORAZONAMIENTO

Figura 46. BHA de Corazonamiento – Wireline

BHA CORAZONAMIENTO												
POZO: PATIA 2			BROCA: 8 1/2"									
				PESO LODO: 9.00			FB: 0.863		PESO BLOQUE: 45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	X-OVER	VX 57 BOX * HT 55 PIN	7 1/16"	4 1/4"	2,31	49.63	23525	20293	2.33	2.33	354.67	60000 36000
	(3) HWDP 5 7/8"	HT 55 PIN * BOX	7"	4 1/4"	2.04	49.63	23410	20193	92.43	30.90	352.34	36000
			7"	4 1/4"	2.02	49.63	21876	18870		30.66	321.44	
			7"	4 1/4"	2.02	49.63	20354	17558		30.87	290.78	
	X-OVER	HT 55 BOX * 5 1/2 FH	6 31/32"	4 1/4"	LISO	82.60	18822	16236	3.41	3.41	259.91	36000 26000
	(6) DRILL COLLAR 7"	5 1/2 FH PIN * BOX	7 1/16"	4 1/4"	3.05	82.60	18541	15993	186.53	31.07	256.50	26000
			7 1/32"	4 1/4"	3.08	82.60	15974	13779		31.06	225.43	
			7 1/32"	4 1/4"	3.04	82.60	13409	11566		31.05	194.37	
			7 1/16"	4 1/4"	3.20	82.60	10844	9354		31.18	163.32	
			7 1/32"	4 1/4"	3.07	82.60	8269	7132		31.05	132.14	
			7 1/32"	4 1/4"	3.21	82.60	5704	4920		31.12	101.09	
	X-OVER SUB	5 1/2 FH BOX * XT 57 PIN	7"	4 1/4"	LISO	82.60	3133	2703	3.00	3.00	69.97	26000 36000
	OUTER TUBE ADAPTER	XT 57 BOX * HDT PIN	6 3/4"	5 3/8"	0.95	43.24	2886	2489	1.67	1.67	66.97	36000 25800
	ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	6 3/4"	N/A	1.77	43.24	2813	2427	4.00	4.00	65.30	25800
CORE BARREL 6 3/4"	HDT BOX * PIN	6 25/32"	N/A	LISO	43.24	2640	2278	26.00	26.00	61.30		
ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	6 3/4"	N/A	1.77	43.24	1516	1308	4.00	4.00	35.30		
CORE BARREL 6 3/4"	HDT BOX * PIN	6 13/16"	N/A	LISO	43.24	1343	1159	26.00	26.00	31.30		
ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	6 3/4"	N/A	1.76	43.24	219	189	4.00	4.00	5.30		
CORE HEAD 8 1/2" * 3" TIPO: FC3843 IADC : M433	HDT BOX	7 1/4" * 8 1/2"	3"	0.82	35.39	46	40	1.30	1.30	1.30	25800	
LONGITUD TOTAL									354.67	354.67	354.67	

Fuente: Autores.

## **PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE CORAZONAMIENTO CON WIRELINE**

- **Armado del barril**

- Realizar reunión pre operacional hablando sobre la operación que se va a realizar, contemplando aspectos de seguridad y diligenciando el registro de asistencia.
- Se traslada el barril pre-ensamblado con el montacargas, desde los burros hasta la planchada del equipo.
- Se sube el barril a la mesa rotaria, se torquea el estabilizador inferior, se conecta la broca y se torquea, se baja el barril al pozo y se van torqueando todas las conexiones presentes, aplicando el torque de acuerdo con especificaciones técnicas del barril.
- Se ponen las cuñas por debajo de la conexión de la cabeza externa del barril, se coloca el collar de seguridad y se desconecta la cabeza.
- Se conectan los DCs, HWDPs, martillo, HWDPs y se baja tubería. Este viaje se debe hacer con velocidad controlada y rompiendo circulación, de acuerdo con las recomendaciones del Operador de Corazonamiento. Llenar tubería en zapato y luego cada 500 pies
- Durante los viajes de tubería con el ensamblaje de corazonamiento, el Company Man, Tool Pusher y al Operador de Corazonamiento, deben supervisar directamente en la mesa.
- En el caso de que se requiera limpiar el pozo en algún punto, esta operación debe estar dirigida por el Company Man y supervisada por el Operador de Corazonamiento, quien debe dar las recomendaciones.

- Toma del corazón
  - Al conectar la última parada con la cual se toca fondo, se circula con el caudal recomendado por el Operador, rotando la tubería y se verifica el fondo del pozo. Se continua circulando durante 15 minutos más para asegurar que el fondo del pozo este limpio.
  - Una vez terminado el tiempo de circulación, se sienta la sarta en las cuñas, se desconecta la tubería, se adicionan o retiran los tubos que se requieran de la sarta, para tratar de dejar disponibles la mayor longitud posible para corazonar sin hacer conexión.
  - Se lanza el inner barrel y desplaza con 150 GPM, Un incremento en la presión de circulación indica que el inner barrel sentó, se fija el caudal que se va a utilizar y se toma presión fuera de fondo, se toman torques a 60, 80 y 100 RPM.
  - Se verifica el fondo, se fijan los parámetros iniciales de Corazonamiento (170 GPM y 70 RPM), se marca la tubería pie a pie y se inicia a corazonar aplicando 3.000 libras de peso sobre la broca. Se debe llevar un registro pie a pie de todos los parámetros operacionales.
  - En los primeros pies se evalúa la tasa de penetración y si es necesario, se aumentan los parámetros, de acuerdo con el criterio del Operador.
  - Se continúa cortando hasta llenar el barril (En el caso en que se detecte algún tipo problema o se detecten indicios de apretamiento del corazón dentro del tubo interno, se informa al jefe de pozo para acordar las acciones a seguir).
  - Al terminar el último pie, se asegura patecabra para relajar el WOB, dejándolo que caiga lo máximo posible, se aumenta la rotación para tratar de partir el núcleo, se levanta la sarta y se inicia viaje de tubería hasta el punto establecido donde va a ser pescado el inner barrel. (La sarta permanecerá quieta, por lo tanto debe ser en punto seguro).

- Recuperación
  - Se instala el equipo de presión y se baja el Over Shot con la unidad de Wireline.
  - Una vez pescado el inner barrel se inicia el viaje hasta superficie, se le coloca el plato, se engancha guinche y se baja por la corredera, se le entrega a los técnicos de manejo y preservación.
  - Se Conecta el Top drive se chequea el fondo, se circula tomamos parámetros de referencia.
  - Se desconecta el Top drive, se sube el siguiente inner barrel.
  - Colocamos grasa al rodamiento, se introduce dentro de la tubería, se retira el plato y se deja caer el inner barrel dentro de la tubería de perforación.
  - Se conecta el Top Drive y se desplaza con bomba 150 GPM y el incremento de presión indica que el inner barrel sentó.

#### **4.18.13. Equipo De Cabezales De Pozo (WHA).**

A partir de los fundamentos teóricos expuestos anteriormente, y considerando las condiciones geológicas del pozos, la posibilidad de presencia de zonas con altas presiones, el programa de tuberías de revestimiento, las cargas a manejar y demás requerimientos técnicos y operacionales teniendo en cuenta el objetivo principal del proyecto, se seleccionaron los siguientes cabezales para el pozo Prospecto, se instalará las secciones A y B, considerando el tipo de pozo y el objetivo principal, el cual es el conocimiento geológico más no la producción.

A continuación se detallan los componentes de las secciones A y B del cabezal de pozo.

## ✚ FASE 26”

Perforar hueco de 26”, bajar y cementar revestimiento de 20”, instalar cabezal de pozo (Sección A) Casing Head 21 ¼” x 5M psi, con las especificaciones que se describen a continuación.

Tabla 55. Especificaciones Sección A

	Descripción del Equipo	Ctda
SECCIÓN A	Casing head 21¼” BX 165x 5.000 psi, 20 SOW, W/ 2 2 1/16"x 5.000 psi R24 SSO & Base plate API 6A PSL1 PR 1 AA U	1
	Gate valve 2 1/16, 5.000 psi, flgs. Ends H.W. OP API 6A PSL1 AA U	1
	Companion flange 75 K, 2 1/16 x 5.000 psi x 2” LP PSL1 PR 1 AA U	2
	Ring gasket BX 165 Low Carbon Steel (S-4) CAD. Plated Flgs. 21 ¼" x 5.000 psi	3
	Bull plug 2 LP 75 K SAE 4130 PRE	1
	Bull plug 2 LP XXH 1/2 NPT x 4 Long.	1
	Ring gasket (oval) R24 low carbon steel (S-4) CAD. Plated Flgs. 21/16 x 5.000 psi	1
	Stud & Two Nuts (A 193 – A 194) (B7-2H) 7/8 x 6 ¼	8
	Needle Valve THR 1/2 NPT x 10.000 psi SAE 4130 MFL	1
	Pressure gauge SAE 316, 5.000 psi, face 8 ½” (63,5 mm) x ¼ NPT	1
	Pressure gauge SAE 316, 5.000 psi, face 8 ½” (63,5 mm) x ¼ NPT	1
	Stud & Two Nuts (A 193 – A 194) (B7-2H) 2 x 19	24

Fuente: Autores.

## ✚ FASE 17 ½”

Perforar hueco de 17 ½”, bajar y cementar casing de 13 3/8” , instalar Casing Hanger 21 1/4” x 13 3/8” y asentar tubería de revestimiento de 13 3/8”. Instalar cabezal de pozo (Sección B) Casing Head Spool 21 ¼” 5M psi x 13 5/8” 10M psi, con las especificaciones que se describen a continuación.

Tabla 56. Especificaciones Sección B

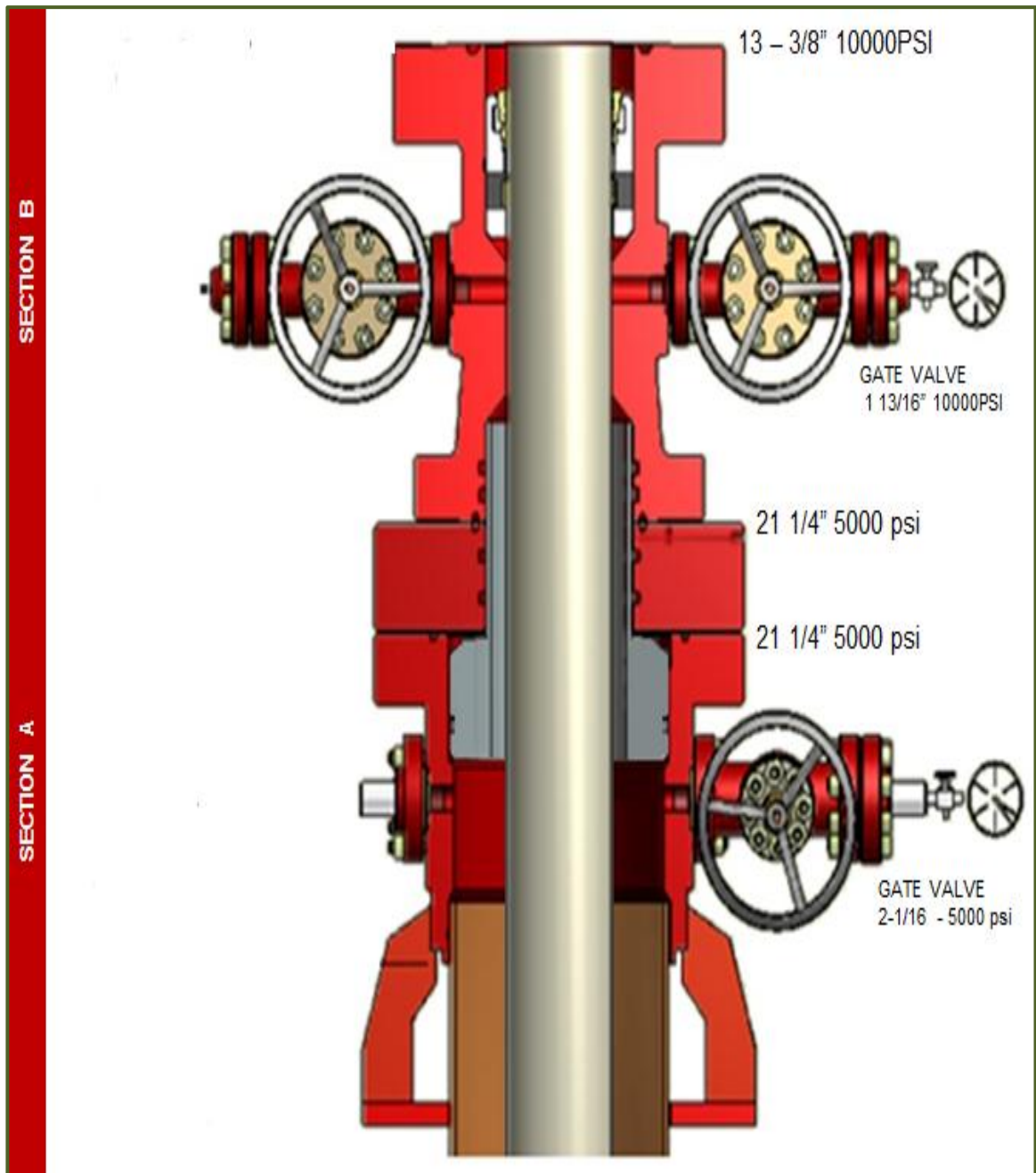
SECCIÓN B	Descripción del Equipo	Ctda
	Casing Head Spool 21 1/4", "FS", 21 1/4" 5.000 psi BX 165 x 135/8" 10.000 psi BX 159, W/2 1 13/16" x 10.000 psi BX152 SSO API 6A PSL2 PR2 EEU	1
	Gate valve 1 13/16 x 10.000 psi BX-151, flgs. Ends H.W. OP API 6A PSL2 PR2 EEU	2
	Companion flange 1 13/16" x 10.000 psi, BX-151 x 1/2" NPT, API 6A PSL2 PR2 EEU	1
	Companion flange 1 13/16" x 10.000 psi, BX-151, 2, 1502 PIN API 6A PSL2 PR2 EEU	1
	Ring gasket BX-151 316 (S 316-4), Flgs. 1 13/16 x 10.000 psi, 1 13/16 x 15.000 psi, 1 13/16 x 20.000 psi.	4
	Ring gasket BX-159 316L (S 316-4). Flgs. 13 5/8 x 10.000 psi, 13 5/8 x 15.000 psi, 13 5/8 x 20.000 psi	1
	Stud & Two Nuts (A193 – A194) (B7 – 2H) 3/4 x 5 1/2"	16
	Stud & Two Nuts (A193 – A194) (B7 – 2H) 1 7/8 x 17 3/4"	20
	Needle Valve THR 1/2 NPT, 10.000 psi, SAE 316 MFL	1
Pressure gauge SAE 316 x 10.000 psi, face 2 1/2 (63,5 mm) x 1/4 NPT	1	

Fuente: Autores.

#### FASE 12 1/4"

Perforar hueco de 12 1/4", bajar y cementar casing de 9 5/8", instalar Casing Hanger 13 5/8" x 9 5/8" y asentar tubería de revestimiento de 9 5/8" en la cabeza de 13 5/8". En la siguiente Figura se presenta el diseño general del cabezal teniendo en cuenta las dos secciones, A y B, descritas anteriormente.

Figura 47. Esquema Cabezal del Pozo Prospecto



Fuente: Autores.

#### 4.18.14. Equipo De Preventoras.

En la siguiente tabla se describen las características del equipo propuesto como sistema de preventoras.

Tabla 57. Equipo Para Control del Pozo Prospecto

FASE	EQUIPO PARA CONTROL DE POZO
<b>SECCIÓN I: Hueco 26"</b>	Instalar Sistema Diverter 13 5/8" x 3M psi, convencional sobre el tubo conductor de 30", con dos salidas laterales de 6" anclada y dirigida hacia el poorboy y piscina del quemadero, para dar inicio a la perforación con seguridad y adecuado control de pozo. No se puede cerrar nunca, solo dirigir el flujo y controlar el pozo dinámicamente.
<b>SECCIÓNII: Hueco 17 ½"</b>	Instalar sistema de preventoras (BOPs) 20 ¾" x 3M psi, con la siguiente configuración: - Anular Hydrill GK - Pipe Ram U (D) con variable pipe ram - Blind Ram U (D) - Drilling Spool (outlet – choque / Kill line ) - Pipe Ram (S)
<b>SECCIONES III - IV : Huecos 12 ¼" – 8 ½"</b>	Instalar sistema de preventoras (BOPs) 13 5/8" x 10M psi, con la siguiente configuración: - Anular Hydrill GK - Pipe Ram U (D) variable - Blind Ram U (D) - Drilling Spool (outlet – choque / Kill line ) - Pipe Ram (S)

Fuente: Autores.

#### RECOMENDACIONES.

- Se requiere un doble studed adapter flanche de 21 ¼" - 5000 x 20 ¾"- 3000 psi para instalar las preventoras, si no son de 5000 psi.
- Es necesario tener en la mesa del taladro una „full open safety valve“ lista para conectar al tubo que está en conexión. Se requiere tener los crossover listos en la mesa.

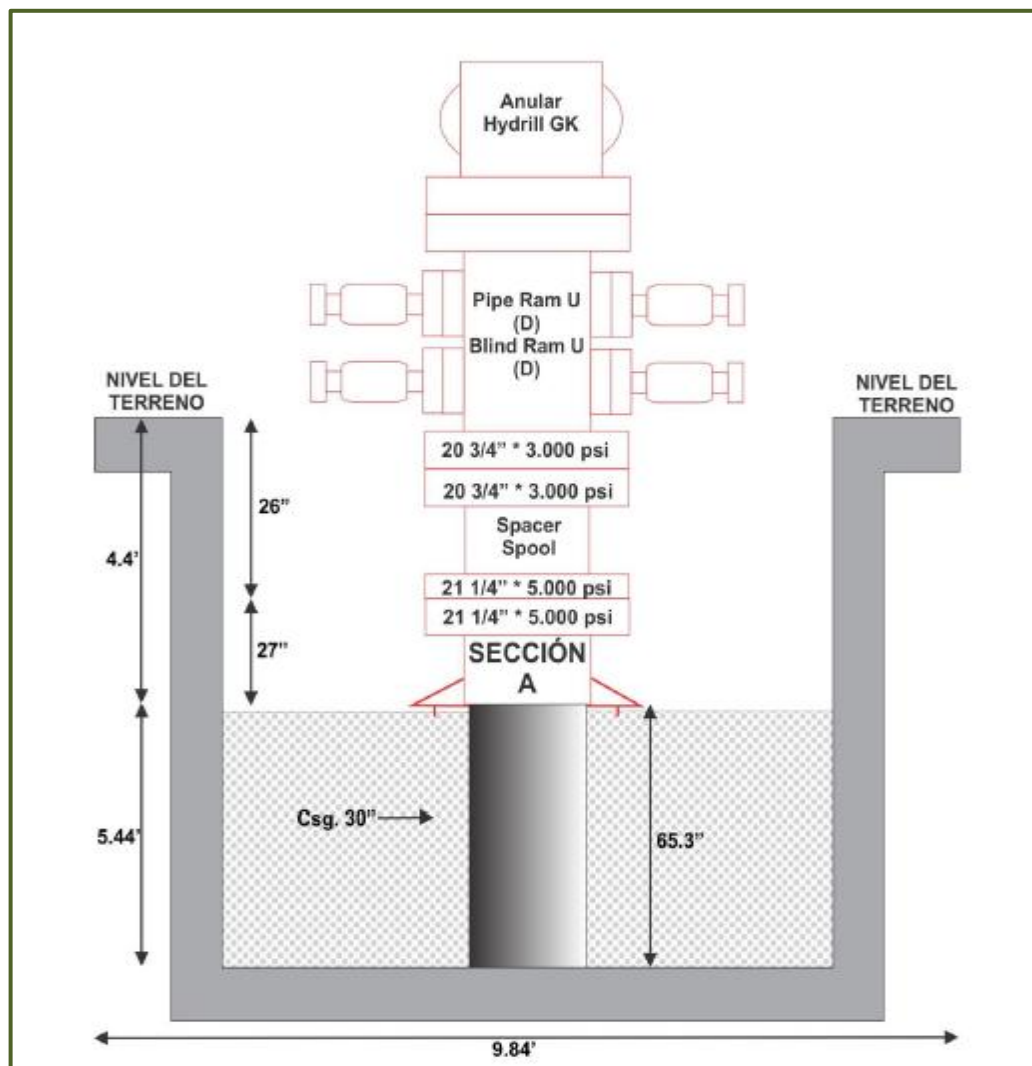
- Para el caso de operaciones de „strip-in“ una IBOP y un back-up deben estar en la localización.
- El volumen de ganancia y/o pérdida para establecer alarmas es de 5 barriles.
- Es necesario llevar hoja de viaje llenada por el perforador entrando y saliendo del pozo. Mantener un estricto control con el tanque de viaje.
- El método de cerrado del pozo será “Soft Shut In” o “Cierre blando” con la autorización del Company Man, pero la apertura del mismo solo la puede realizar el Company Man.
- El diverter debe abrir las válvulas laterales antes de cerrar la preventora. Nunca se debe cerrar el pozo en esta sección de 26” hasta 1.000”.
- En caso de requerirse matar el pozo hasta los 1000”, el método de control de pozo a utilizar será del control dinámico.
- Después el método de esperar y pesar a no ser que otra instrucción sea dada por la condición del pozo. La alineación del pozo siempre deberá ser:
  - Choque Remoto – Abierto a medio
  - HCR – Cerrada
  - Válvula Manual – abierta

El procedimiento de cierre debe ser blando y la información a tomar cuando se estabilicen las presiones será:

- Cerrar el pozo.
- Esperar y registre presiones estabilizadas de SIDPP y SICP y ganancia.
- Calcular densidad de fluido de matar.
- Terminar de llenar la hoja de matar mientras se incrementa el peso del lodo.
- Aplique el método o circule el pozo con fluido original y luego con lodo de matar.

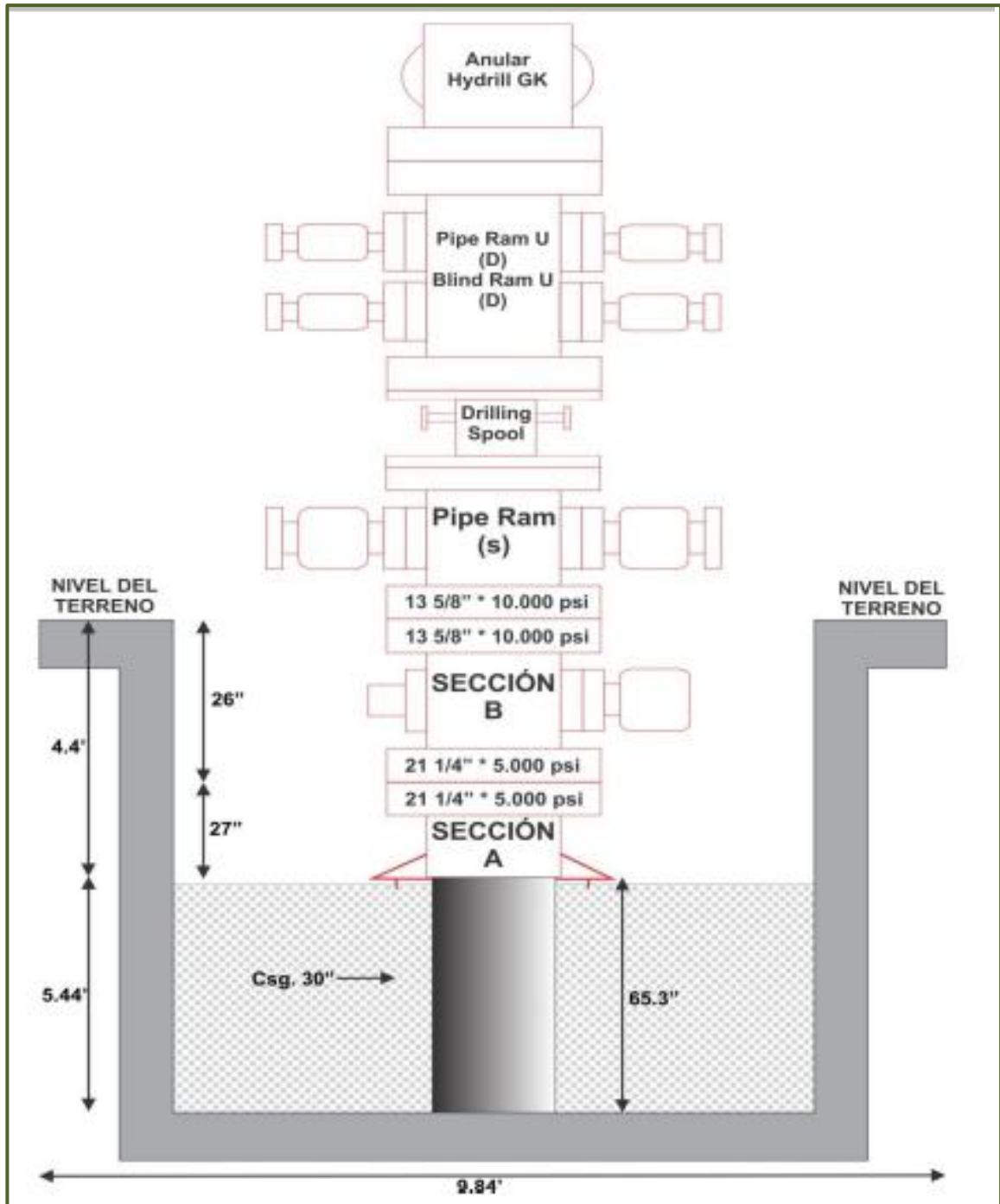
En la siguiente Figura se presenta el primer set de preventoras descrito anteriormente junto a la sección A del cabezal de pozo y en la Figura continua se presenta el segundo set de preventoras junto a las secciones A y B del cabezal de pozo.

Figura 48. Esquema Sistema de Preventoras (BOPs) 20 3/4" x 3M psi



Fuente: Programa Final de Perforación Pozo ANH-PATIA1-ST-P

Figura 49. Esquema Sistema de Preventoras (BOPs) 13 5/8" X 10M psi



Fuente: Programa Final de Perforación Pozo ANH-PATIA1-ST-P

#### **4.18.15. Tratamiento Y Disposición Final De Cortes Y Fluidos Residuales.**

El tratamiento de los desechos de perforación se realizará con base en el sistema de dewatering y el tratamiento de agua en piscinas, incluyendo productos químicos, equipos, insumos, combustible, mantenimiento de equipo, repuestos, tanques con agitador, y panel de control. Con esto se espera dar cumplimiento a la Legislación Ambiental vigente y a la Licencia Ambiental otorgada por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

Todo el fluido residual: agua de lavado del equipo; lodo y/o fluido de perforación que sale del sistema activo de perforación por pérdidas en equipos de separación; mantenimiento del lodo de perforación; conexiones de tubería de perforación; cementaciones; y desplazamiento del lodo por otros fluidos cuando se termina la perforación del pozo o circunstancias no previsible; será recolectado en la piscina construida para tal fin.

En la piscina de control de calidad se ajustarán sus parámetros con agitación para la disposición final soportada en el acta de vertimiento. La unidad de dewatering consta de:

- Una centrífuga decantadora y su bomba de alimentación.
- Una bomba centrífuga eléctrica de 4x3”
- Paneles eléctricos explosión proof.
- Una (1) bomba neumática tipo M16M2.
- Las mangueras, acoples, productos químicos, y demás accesorios para el funcionamiento necesario del proceso.
- Sistemas de dosificación de productos químicos (ácidos, polímeros, etc.), con su bomba de alimentación.
- Sistemas de mezcla y sistema de agitadores mecánicos (no debe utilizarse aire), con su respectiva bomba de alimentación.

- Capacidad instalada de dewatering de lodo mínimo 500 Bbl/día (densidades de lodo en el rango 8,5-12 lpg).
- Techo completo y cumplimiento de los requisitos de seguridad en barandas, rejillas, socialización, guardas para motores, escaleras de acceso, entre otros.
- La capacidad de manejo o volumen de proceso de la unidad debe ser de 450 barriles por día.

### **TRATAMIENTO DE AGUAS.**

El manejo de las aguas residuales será el siguiente: para el manejo del agua en la locación se contará con una planta Red Fox la cual será puesta por la compañía del taladro, y realizará el tratamiento de las aguas negras según los parámetros exigidos. El efluente de la planta se recibirá en un frack tank de almacenamiento, y desde este punto se realizará la transferencia a una unidad de tratamiento de aguas en donde se realizará el ajuste de propiedades finales, cloración y aireación antes de la disposición final.

Cuando se presenten aguaceros fuertes que garanticen la cantidad de agua suficiente para la limpieza del pad, se empezará a monitorear la calidad del agua en el skimmer ubicado en el pad del taladro (residuos de aceite, ph y conductividad); cuando el agua tenga propiedades similares al agua lluvia se procederá a abrir la válvula que comunica el skimmer del pad con el skimmer perimetral donde saldrá de la localización. Los parámetros básicos de control diario son: PH, conductividad, turbidez, color, oxígeno disuelto y cloro libre.

Después de efectuar el tratamiento del agua, los cortes generados en éste son transferidos inmediatamente a la unidad de dewatering, para procesarlos y así

obtener un ciclo de manejo de estos residuos más eficiente. Dentro de los equipos disponibles para el tratamiento de aguas residuales se tienen los siguientes:

- Dos bombas centrifugas eléctricas 3x 4"
- Dos bombas eléctricas sumergibles y sus respectivas líneas de flujo.
- Un sistema de aireación en manguera de PVC flexible.
- Un sistema de dosificación y mezcla de los productos químicos.
- Un Kit y equipo de laboratorio completo para el análisis y control de parámetros de vertimiento y calidad.
- Un tanque de 500 bls tipo fracktank para el almacenamiento de agua.
- Los productos químicos y combustibles necesarios para la operación.
- Un sistema de disposición por aspersión.

Si las características físico-químicas del agua procesada por la unidad de dewatering no cumplen con todos los parámetros de interés sanitarios descritos en el artículo 40 del Decreto 1594 de 1984, se le efectuarán todos los ajustes físico-químicos necesarios mediante el tratamiento en la piscina de almacenamiento. Después de esto se podrá disponer por medio del sistema de aspersión en las áreas adyacentes a la localización, y/o sobre la vía de acceso al proyecto por medio de un carrotanque equipado con una flauta (el caudal máximo a verter será de 2 lt/sg/m<sup>2</sup>). El agua proveniente de la Unidad Red Fox se almacenará en la piscina con previo monitoreo, para su posterior vertimiento con el agua industrial tratada.

En las secciones donde se manejará retorno de cemento a la superficie, la compañía encargada del tratamiento de fluidos residuales proveerá una bomba H&H con su respectiva manguera de alta presión, mínimo 30 metros.

## **TRATAMIENTO DE CORTES Y CONTROL DE SÓLIDOS**

Con objeto de mejorar la separación mecánica de los sólidos de alta y baja gravedad que se encuentren incorporados en el lodo de perforación y así promover el ahorro y recirculación de efluentes, se tendrá a disposición dos (2) centrifugas decantadoras de sólidos (HGS/LGS) con capacidad de procesar entre 150 y 250 gpm, y dos (2) bombas alimentadoras con capacidad de 130 gpm. Los cortes serán recibidos en dos catch tank los cuales serán ubicados paralelo a los tanques de lodo del equipo de perforación.

El volumen de generación de cortes de perforación esperado para el pozo dependerá del diseño mecánico, para el caso será aproximadamente 4.000 m<sup>3</sup>. Adicionalmente a este volumen se espera un volumen de cortes producido por la dewatering. Los cortes de perforación serán descargados directamente en la piscina. En el evento que los cortes estén húmedos, se adicionará material deshidratante y/o tierra como material de secado, y se mezclará con la retroexcavadora y compactarán.

## **EQUIPOS MÍNIMOS PARA EL CONTROL DE SÓLIDOS.**

El equipo de control de sólidos debe comenzar con el mesh recomendado, e incrementarlo si es posible para maximizar la remoción de sólidos. Use de 2/3 a 3/4 de la totalidad de la cama en las zarandas para distribuir uniformemente el flujo de lodo y evitar sobrecargar la malla posterior. En cuanto a las centrifugas se debe usar el mayor GPM posible combinado con la máxima RPM posible. Los desarenadores y desilters operarlos a máxima capacidad con descarga tipo "cuerda", y con un cabezal de presión de al menos 75 psi. Se sugiere utilizar en las secciones de 26" y 17 1/2" zarandas primarias con mesh de mallas entre 110 y 140, y para la sección de 12 1/4" entre 140 y 180 mesh.

Tabla 58. Tamaño de las Mallas Recomendadas en el Equipo de Control de sólidos

EQUIPO	MESH DE MALLA	FRECUENCIA
Zarandas primarias	110- 140 y 140- 180	Use el máximo mesh
Desarenadores	N/A	Todo el tiempo
Mud Cleaner	210	Use el máximo mesh
Desilters	N/A	Todo el tiempo
Centrifugas decantadoras	N/A	Mayor a medio GPM y RPM

Fuente: Programa Final de Perforación Pozo ANH-PATIA1-ST-P

Con el fin de mejorar las propiedades del fluido de perforación se cuentan con equipos de control de sólidos tales como zarandas, limpiador de lodo, centrifugas y unidad de dewatering, Las centrifugas decantadoras son de alta y baja velocidad con velocidad variable, éstas tendrán su punto de alimentación en el tanque intermedio del taladro después del punto de descarga líquida del limpiador de lodo, y operarán entre 2.500-3.800 rpm con el fin de desarrollar una alta fuerza G para separar los sólidos más finos del lodo (hasta rangos entre 3 y 5 micrones), antes de ser retornado al sistema activo de lodos. Si por alguna razón se debe densificar el lodo, cada una de las centrifugas tendrán una configuración independiente: una recuperará el material pesante y la otra removerá LGS. Se utilizará un sistema en serie, es decir, la descarga líquida de una centrifuga alimentará la segunda y de esta el lodo retornará al tanque siguiente del sistema activo de lodo. Los sólidos separados por la centrifuga serán enviados a uno de los catch tank suministrados para el manejo de los cortes. Entre otros equipos necesarios se tienen:

- Dos (2) Catch tank de cortes de 250 bbls.
- Un (1) Compresor de 125 SCF
- Una (1) Volqueta de 6 m<sup>3</sup>
- Una (1) Retroexcavadora sobre orugas
- Un (1) Análisis de laboratorio de los cortes ya tratados
- Los productos químicos necesarios para el tratamiento (cal incluida)
- Stand, mangueras y accesorios.

#### **4.18.16. Gestión Ambiental y Social.**

Teniendo en cuenta que por ser un proyecto de perforación exploratorio por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés, el Ministerio de Medio Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial MAVDT notifico la necesidad de licencia ambiental para este proyecto, debido a que la actividad se encuentra contemplada en los artículos 8 y 9 del Decreto 2820 de 2010

#### **OBJETIVOS HSE A DESARROLLAR DURANTE EL PROYECTO**

- Garantizar que todo el personal deje el proyecto en la misma o mejores condiciones de salud que en las que llego
- Garantizar que todo el personal este informado de sus roles y responsabilidades con respecto a HSE, tanto bajo condiciones operativas como durante las emergencias
- Garantizar que todo el personal reciba los métodos de trabajo, las áreas de trabajo y procedimientos que sean seguros, para reducir el riesgo de lesiones, accidentes y daños a la propiedad.
- Identificar las necesidades de entrenamiento de HSE para todo el personal, suministrar entrenamiento según lo requerido y garantizar que todos los subcontratistas entrenen a sus empleados
- Implementar los procedimientos de HSE
- Llevar a cabo una evaluación de riesgos de seguridad industrial basado en el comportamiento
- Monitorear y medir el desempeño de HSE de los empleados y contratistas
- Cumplir totalmente con la normatividad laboral y de riesgos nacionales

## **GESTIÓN SOCIAL**

En el marco de la responsabilidad social y reconocimiento de la cultura, tradiciones, ideologías y formas de participación de las comunidades del área de influencia directa-AID, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- Plan de Gestión social, el cual debe tener en cuenta las políticas de responsabilidad social de las empresas interesadas en el proyecto.
- Socialización e información del programa a las autoridades municipales y las comunidades del área de influencia directa del programa.
- Coordinación del ingreso de personal en cuanto a la realización de exámenes médicos de ingreso, toma de muestra de laboratorio, valoración en medicina ocupacional, inducciones y firma del contrato.
- Priorización de necesidades y concertación de proyectos de inversión social o plan de beneficio a las comunidades.

## CONCLUSIONES

En un proyecto de perforación de pozos es de suma importancia implementar un buen programa de perforación que permita toma decisiones de forma oportuna, a fin de mitigar los problemas operacionales a lo largo de la perforación, minimizando así tiempo de perforación y costos vinculados a estas operaciones.

Un estudio detallado de la distribución de tiempos del pozo correlación, permite generar una idea globalizada de las buenas y malas decisiones tomadas durante la ejecución de este pozo, siendo esta información de vital importancia a la hora de la elaboración del programa de perforación del pozo prospecto, pues se busca no repetir los mismos errores y generar lecciones aprendidas que logren ser benéficas para el nuevo proyecto.

La correcta identificación de las pérdidas de tiempo (Down Time), la causa y la empresa responsable facilita la ejecución de los correctivos necesarios para futuras perforaciones, disminuyendo costos el cual es un factor limitante a la hora de elaborar un proyecto de perforación.

Durante el estudio de los problemas operacionales presentados en el pozo correlación ANH-PATIA1-ST-P, se pudo identificar que la gran mayoría estuvieron directamente vinculados con inestabilidad mecánica ya que al momento de aumentar la densidad se lograba la estabilidad del pozo, tomando en cuenta lo anterior se decide que para la perforación del pozo prospecto se debe iniciar la perforación con la última densidad utilizada en el pozo correlación.

Una vez estudiadas las pérdidas de tiempo (Down time) del pozo correlación ANH-PATIA1-ST-P, se identificó que en los equipos básicos de perforación se presentó la mayor pérdida de tiempo los cuales se encontraban vinculados con la empresa Erazo Valencia generando pérdidas de hasta 11 días aproximadamente, tomando en cuenta que estas pérdidas generan gastos adicionales es necesario no sólo para la ejecución del pozo prospecto sino para cualquier proyecto petrolífero la exigencia en las licitaciones de las empresas contratistas y personal de trabajo.

Antes de iniciar cualquier proyecto de perforación es importante tener estudios certeros respecto a la litología de las formaciones geológicas a perforar, puesto que nos permiten entre otros factores identificar presiones anormales en la formación, las cuales se pueden presentar a lo largo de todas las fases de operación y pueden traer como consecuencia problemas y operaciones no planeadas, así como demora en la ejecución del proyecto causando una desviación en el tiempo planeado.

## RECOMENDACIONES

Como complemento al programa de perforación planteado para el pozo prospecto Patía 2 se recomienda la elaboración del programa de los equipos básicos de perforación tomando en cuenta que su selección debe garantizar la ejecución del pozo de la forma más económica, técnica y segura posible.

Se recomienda realizar el estudio financiero (Cálculos AFE detallados por fases), del pozo prospecto con el fin de garantizar la ejecución del proyecto tanto técnica como económicamente, generando conclusiones de la rentabilidad que podría generar ante la empresa interesada en el proyecto.

Se recomienda una evaluación técnico económica de las diferentes configuraciones de cabezal de pozo teniendo en cuenta los tipos de pozo y completamiento más comunes en la industria petrolera con el objetivo de lograr la relación costo-beneficio más conveniente.

## BIBLIOGRAFIA

ADAMS. Neal. Drilling Engineering And Complete Well Planning. A Complete Well Planning Handbook. Pennwell Corp. 1985

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Manual de Gestión Para la Exploración y Producción de Hidrocarburos en Áreas Socialmente Sensibles. Área de Comunidades y Medio Ambiente.

AGUILAR RODRIGUEZ Armando. Geografía General. Segunda Edición, Universidad de Guadalajara.

ALMEDIDA CAMPANA David Esteban, CÁRDENAS CÁRDENAS Diego Renato, Optimización de la Perforación de Pozos Direccionales de los Principales campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en Base a su Caracterización litológica. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito. Enero de 2010.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE , API Spec 10. Fifth Edition 1995.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE , Norma API RP 40, 1998

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API BULLETIN 5C2. Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe, Twenty-First Edition, October 1999

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API Recommended Practice 10B. 22ª Edición, Diciembre de 1997.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Well.

AMOCO, Training To Reduce Unscheduled Events.1994. 1995. 1996 Amoco Production Company Third Edition

ANNIS Max R. SMITH Martin V. Smith/Drilling Fluid Tecnology. EXXON. July. 1974. Pag. 63

ARIZA, Emiliano. Fundamentos De Perforación, Universidad Industrial de Santander. 2012

BAKER HUGHES INTEQ. Manual de Fluidos de Ingeniería. Agosto de 1998.

BARROS, Nelson E. Diseño óptimo de las trayectorias de perforación direccional.

CABALLERO Víctor Manuel. CRUZ Luis Enrique, CASTRO Eduardo, Manual de Laboratorio Geología Física. 2005.

CARVAJAL RODRIGUEZ Francisco Javier, ORDOÑEZ REA Luis David. Análisis de las Perforaciones Horizontales de los campos Sacha y Shushufindi de Petroproducción. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería. Quito. Abril 2007.

CATALÁN M. JOSÉ R, Geología Estructural y Dinámica Global, Departamento de Geología, Universidad de Salamanca, 2002/2003.

CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo). Perforación Direccional. Cepet, Zulia, Venezuela. 1993.

COMPAÑÍA EDITORIAL CONTINENTA. Geología Para Ingenieros. Compañía Editorial Continental. S.A. México-España-Argentina-Chile.

CRUCES CEDEÑO. Carlos César. Desarrollo de estructura de Gel y su comportamiento al agregar Aditivos Inertes y no inertes en Fluidos de Perforación Base Agua. Caracas. Noviembre del 2002

DATALOG WELLSITE OPERATIONS MANUAL. Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Versión 3. Marzo de 2001.

DAVID P. HAWKER, Evaluación e Interpretación de Hidrocarburos. Datalog. 1997.

DAVIS George H. REYNOLDS Stephen J. Structural Geology Of Rocks And Regions. Segunda Edición.

ECOPETROL. Manual De Operaciones De Perforación, Tópico Cabezales de Pozo, Anexo V.

ECOPETROL. Manual De Operaciones De Perforación. Tópico Control de Pozo. Capitulo VII.

GINER ROBLES ET AL Jorge (UAM). Curso de Tipos de Fallas. Universidad Autónoma de Madrid

GONZÁLEZ MACAS Andrés. JARA HOLGUÍN Manuel. RAMÍREZ PEÑA Luis. Diseño Del Programa De Brocas Requerido Para Perforar El Pozo Direccional XD. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad del Oriente. 2006

HALLIBURTON. Recopilación Técnica Ingeniería De Yacimientos

HAWKER David, VOGOT Karen, ROBINSON Allan. Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Versión 3.0. Marzo de 2001.

INSTITUTO GEOGRAFICO AUGUSTIN CODAZZI. Aspectos Prácticos De La Adopción Del Marco Geocéntrico Nacional De Referencia Magna-Sirgas Como

Datum Oficial De Colombia. República De Colombia. Departamento Administrativo Nacional De Estadística-Dane. Bogotá, D.C, Octubre De 2004.

INSTITUTO TECNOLÓGICO GEOMINERO DE ESPAÑA. Manual de Perforación y Voladura de Rocas, Serie: Tecnología y Seguridad Minera

KNOWLEDGE SYSTEMS. INC. Best Practice Procedures for Predicting Pre-Drill Geopressures in Deep Water Gulf of Mexico. DEA Project 119-June 2001

LAPEYROUSE, Formulas and Calculations for Drilling. Production and Work-over

MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN, Tópico Control de Pozo, Capítulo VII, Ecopetrol.

MANUAL MI 2011. Capítulo 5, Reología e Hidráulica

Manual Para Ayudante de Perforador (Cabo). Perforador y Malacatero

MARQUEZ Griling Br. Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos. Universidad de Los Andes Mérida. Venezuela. Noviembre de 2008.

MARTINEZ MEJIA, Javier Andrés, Consideraciones Técnicas para el Diseño y la Selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P, Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos, Bucaramanga, Facultada Fisicoquímica Universidad Industrial de Santander, 2011.

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE, Guía de Manejo Ambiental Para Proyectos De Perforación de Pozos de Petróleo y Gas, Versión 1. 1999

MONTI A. Tiempo Geológico Y Fósiles. Ambiente Natural. 2004

MUHAMMAD Abdul Jabbar, Correlation of Point Load Index and Pulse Velocity with the Uniaxial Compressive Strength for Rocks, College of Engineering, University of Baghdad, Journal Of Engineering, Volume 17, august 2011.

ORTIZ MENESES Andrés Felipe; MEZA REVELO Mario Fernando, Desarrollo de una Herramienta Software para el Análisis Reológico e Hidráulica de Lechadas de Cementación Primaria en Pozos Verticales, Trabajo de Grado para Obtener el Título de Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2013.

PEMEX. Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos.

RABIA HUSSAIN. "Specific Energy as a Criterion for bit selection", SPE paper 12355, Journal of Petroleum Technology, Julio 1985.

RABIA, Hussain, Fundamental of Casing Design. Vol 1. Oxford, Great Britain. 1987

RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction, 2001

SCHLUMBERGER. Drilling School. Tecnología de Perforación. Fluidos de perforación y completación. Sección 5

SCHLUMBERGER. Selección De Barrenas En El Proceso De Construcción De Pozos. Pemex.

SMITH DRILLING & COMPLETIONS. Manual de Perforación Drilco Grant. Smith International Inc., Texas, USA. 1997

SPE 23937 El Sistema de Clasificación de Barrenas de Rodillos de la IADC

UNIVERSIDAD CORPORATIVA. Registros De Pozos. PDVSA.

WEATHERFORD, Bombas Para Lodo Serie MP. Un Corazón de Acero. 2008-2010.

WELL CONTROL SCHOOL. Equipamiento de Superficie. Capítulo 10.

## **ANEXOS**

## ANEXO A. HOJAS DE CÁLCULO – PROGRAMA DE REVESTIMIENTO

### ✚ INFORMACIÓN PRELIMINAR

Figura 50. Información Preliminar - Programa de Revestimiento

PROFUNDIDADES [Ft]		DENSIDAD DEL LODO (lpg)	Gradiente Formación	Gradiente Gas	Gradiente Lodo
Superficie	0	11.352	0.433	0.1	0.465
Profundidad 20"	1050				
Profundidad 13 3/8"	5035				
Profundidad 9 5/8"	9150				
TVD	12100	13.224	0.525		

Fuente: Autores

### ✚ DISEÑO POR COLAPSO

Figura 51. Diseño Por Colapso

Presión de Colapso : $P_c = \text{Peso del Lodo} \times 0.052 \times \text{Prof}$			
PROFUNDIDAD	PRESION DE COLAPSO (psi)	REVESTIMIENTO	
Superficie	0	20"	
Profundidad Asentamiento del zapato	619.8192		
Superficie	0	13 3/8"	
Profundidad Asentamiento del zapato	Pcolapso		3201.53496
	P. Hidrostática		1067.17832
	Pcolapso real		2134.35664
Superficie	0	9 5/8"	
Profundidad Asentamiento del zapato	Pcolapso		6092.1432
	P. Hidrostática		2030.7144
	Pcolapso real		4061.4288

Fuente: Autores

## ✚ DISEÑO POR ESTALLIDO

Presión de la Formación a la profundidad total de la Sección sig (psi)	Presión Interna (psi)	Presión Externa (psi)	PRESION DE ESTALLIDO (psi)				REVESTIMIENTO
			Prof Asentamiento Zapato		Superficie		
$P_f = Prof \times G_f$	$P_{int} = P_f - (Prof_{sig} - Prof_{es}) \times G_g$	$P_{ext} = Prof_{asen\ tubo} \times G_l$	$P_{E-Zapato} = P_{int} - P_{ext}$		$P_{E-Sup} = P_f - (Prof_{sig} \times G_g)$		
2285.89	1887.39	488.25	1050	1399.14	1782.39	0	20"
4529.25	4117.75	2341.275	5035	1776.475	3614.25	0	13 3/8"
6352.5	6057.5	4254.75	9150	1802.75	5142.5	0	9 5/8"

Fuente: Autores

## ✚ METODO GRÁFICO

Figura 52. Selección de Tubería de Revestimiento Por el Método Grafico

PROGRAMA DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO					
DIAMETRO	PESO (Lb/ft)	GRADO	RES.COLAPSO (psi)	RES. ESTALLIDO (psi)	RES.CEDENCIA (psi)
9 5/8"	47	P-110	5300	9440	1493
	47	Q-125	5630	10730	1697
	53.5	P-110	7950	10900	1710
	53.5	Q-125	8440	12390	1943
	58.4	P-110	9770	11900	1857
	58.4	Q-125	10540	13520	2110
13 3/8"	72	C-90	2780	6050	1869
	72	C-95	2820	6390	1973
	72	L-80	2670	5380	1661
	72	N-80	2670	5380	1661
	72	P-110	2880	7400	2284
	72	Q-125	2880	8410	2696
	72	T-95	2820	6390	1973
20"	94	J-55	520	2110	1480
	94	K-55	520	2110	1480
	94	M-65	520	2490	1750
	94	H-40	520	1530	1077
	106.5	J-55	770	2410	1685
	106.5	K-55	770	2410	1685
	106.5	M-65	770	2840	1991
	133	J-55	1500	3060	2125
	133	K-55	1500	3060	2125

Ver Grafica 19, ejemplo selección por el Método Grafico

Fuente: Autores

## ✚ DISEÑO POR TENSIÓN

Figura 53. Diseño Por Tensión

Peso en el Aire de la Sección (Lb)	Factor De Seguridad	Revestimiento
$W_{aire} = Long_{sección} \times Peso_{Tub}$	$F_{Seg} = \frac{Resistencia\ Cedencia}{Peso\ Acumulado}$	
139650	15.217	20"
362520	5.156	13 3/8"
430050	3.472	9 5/8"

Fuente: Autores

## ✚ PRUEBA DE INTEGRIDAD

Figura 54. Prueba de Integridad

Presión de Prueba (Psi)	Factor de Boyanza	Fuerza de Tensión (Lbs)	Factor de Seguridad	Revestimiento
$P_{Prueba} = 60\% \times P_g$	$FB = 1 - \frac{Densidad_{lodo}}{Densidad_{Acero}}$	$FT = W_{aire} \times FB + \left[ \frac{\pi}{4} \times (ID)^2 \times P_{prueba} \right]$	$F_{Seg} = \frac{Resistencia\ Cedencia}{Peso\ Acumulado}$	
1836	0.8264	621022.44	3.42	20"
1121.4	0.8130	428938.92	4.36	13 3/8"
895.8	0.8042	396960.61	3.76	9 5/8"

Fuente: Autores

## ANEXO B. HOJAS DE CÁLCULO – PROGRAMA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN

### ✚ INFORMACIÓN PRELIMINAR

Figura 55. Información Preliminar - Diseño de Tubería de Revestimiento

PROPIEDADES - PATIA 2						FACTOR DE FLOTACIÓN	
HUECO	FACTOR SEG	$\theta$	DENSIDAD LODO (lpg)		DENSIDAD ACERO (lpg)	PROFUNDIDAD - FASE	$F_f = 1 - \frac{\rho_l}{\rho_{acero}}$
12 1/4	1.15	0	8.7	9.2	65.5	1050	0.859541985
26"			8.70	9.20		1050	0.859541985
12 1/4			9.50	10.00		5035	0.847328244
17 1/2"			9.50	10.00		5035	0.847328244
12 1/4"			9.20	11.30		9150	0.827480916
8 1/2"			11.00	12.20		12100	0.813740458

Fuente: Autores

### ✚ INFORMACIÓN BHA DE PERFORACIÓN Y ENSANCHAMIENTO

Figura 56. Información BHA

DRILL COLLAR				HWDP		DP	FASE	
Longitud (ft)		OD	Peso (lbs)	Longitud (ft)	Peso (lbs)	Longitud (ft)		
TOTAL	IND							
492.31	186.86	6 1/2"	91	185.88	64.55	371.81	26	26"
	183.99	8"	153					
	121.46	9 1/2"	216					
270.34	270.34	8"	150	184.48	50	595.18	12 1/4	
554.33	186.86	6 1/2"	91	0	0	4480.67	17 1/2"	17 1/2"
	367.47	8"	153					
430.25	93.83	6 1/2"	91	185.88	64.55	4418.87	12 1/4	
	336.42	8"	153					
493.00	185.99	6 1/2"	91	185.88	64.55	8471.12	12 1/4"	
	307.01	8"	153					
248.32	248.32	6 1/2"	91	459.42	50.00	11392.26	8 1/2"	

Fuente: Autores

## ✚ DISEÑO POR TENSIÓN

Figura 57. Diseño Por Tensión

PESO TOTAL SOPORTADO POR EL TOPE DE LA JUNTA	MAXIMA CARGA DE TENSIÓN	FACTOR DE SEGURIDAD (SF)	MAXIMA LONGITUD DEL DRILLPIPE QUE RESISTE POR TENSION	LONG DEL DP QUE RESISTE POR TENSION - CRITERIO DE CUÑAS		MOP - CALCULADO	DIAMETRO DEL HUECO	FASE
$P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc}) + (L_{HWDP} \times W_{HWDP})] \times F_F$	$P_a = P_t \times 0.9$	$SF = \frac{P_a}{P}$	$L_{dp} = \frac{P_a - MOP}{W_{dp} \times F_F} \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{HWDP} \times L_{HWDP})]}{W_{dp}}$	$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9}{W_{dp} \times F_F} \frac{RS}{[(W_{dc} \times L_{dc})]}$		$MOP = P_a - P$		
78681.37238	392,535.0	4.988919081	9,068	9299	12"	313,853.6	26"	26"
				10868	16"			
53997.58408	392,535.0	7.269491898	10,602	10832	12"	338,537.4	12 1/4"	
				12612	16"			
145268.8829	392,535.0	2.702127201	10,481	9488	12"	247,266.1	17 1/2"	
				11079	16"			
143089.1462	392,535.0	2.743289832	10,154	10007	12"	249,445.9	12 1/4"	
				11598	16"			
216455.0434	392,535.0	1.813471259	9,909	10148	12"	176,080.0	12 1/4"	
				11778	16"			
240286.5386	392,535.0	1.633612113	11518	11762	12"	152,248.5	8 1/2"	
				13419	16"			

Fuente: Autores

## ✚ DISEÑO POR COLAPSO

Figura 58. Diseño Por Colapso

FASE	PRESION DE COLAPSO	FACTOR DE SEGURIDAD (SF)>1.15
	$P_c = \frac{L \times \rho_1}{19.251} - \frac{(L - Y) \times \rho_2}{19.251}$	$SF = \frac{\text{Resistencia al colapso}}{\text{Presion de colapso}}$
26"	177.6869773	49.32831957
12 1/4"	284.4348865	
17 1/2"	2327.49987	3.765843389
	2295.397642	
12 1/4"	4972.399148	1.762730573
8 1/2"	7219.654667	1.214046988

Fuente: Autores

## ✚ CARGAS POR CHOQUE

Figura 59. Cargas Por Choque

FASE	ADICION DE LA FUERZA DE TENSION, FS
	$F_s = 3200 \times W_{dp}$
26"	70144
17 1/2"	70144
12 1/4"	70144
8 1/2"	70144

Fuente: Autores

## ANEXO C. HOJAS DE CÁLCULO – PROGRAMA DE HIDRÁULICA

### ✚ CÁLCULO DEL CAUDAL DE TRABAJO

Figura 60. Caudal de Trabajo

FASE	Diametro del Hueco	Qmin [gpm]	Vcrit [ft/min]		Qcrit [gpm]		Qtrabajo [gpm]
		$Q_{min} = 12,72 \times Dh^{1,47}$	$V_{crit} = \frac{(97 \times \mu_p) + 97 \sqrt{\mu_p^2 + (6,2 \times \rho \times De^2 \times YP)}}{\rho \times De}$		$Q_{crit} = V_{crit} \times \left( \frac{Dh^2 - Ddc^2}{24.5} \right)$		$Q_{crit} > Q_{tra} > Q_{min}$
26"	12 1/4"	506	456.61	413.41	1114.75	1009	1009
	26"	1529	446.31	403.35	10670.43	9643	1295
17 1/2"	12 1/4"	506	425.81	403.77	1495.78	1418	783
	17 1/2"	855	419.50	397.69	4147.92	3932	855
12 1/4"	12 1/4"	506	444.06	368.05	1559.87	1293	553
8 1/2"	8 1/2"	296	398.96	353.10	488.52	432	432

Fuente: Autores

## ✚ PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE

Figura 61. Pérdidas de Presión en el Equipo de Superficie

FASE	Diametro del Hueco	Pérdida de Presión en el Equipo de Superficie [psi]
		$\Delta P_{sup} = E \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times \mu_p^{0.2}$
26"	12 1/4	100.890691
	26	158.1002586
17 1/2"	12 1/4	68.60266789
	17 1/2	80.3727522
12 1/4"	12 1/4	45.21470119
8 1/2"	8 1/2	32.88467941

Fuente: Autores

## ✚ PERDIDAS DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA

Figura 62. Pérdidas de Presión en la Tubería

FASE	Diametro del Hueco	VELOCIDAD DE FLUJO PROMEDIO [ft/min]			VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO [ft/min]			PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA [psi]			PÉRDIDAS TOTALES EN LA TUBERÍA [psi]
		$\bar{V}_t = \frac{24,5 \times Q}{d^2}$			$V_{ct} = \frac{(97 \times \mu_p) + 97 \sqrt{\mu_p^2 + (8.2 \times \rho \times d^2 \times YP)}}{\rho \times d}$			$P_t = \frac{8,91 \times 10^{-5} \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times \mu_p^{0.2}}{d^{4.8}} \times L$			
		DP	HWDP	DC	DP	HWDP	DC	DP	HWDP	DC	
26"	12 1/4	1352.01608	2746.72222	2746.72	483.98	495.51	495.51	119.1645	202.416904	296.625	618.2064351
	26	1735.24363	1982.96875	3525.28	483.98	485.84	495.51	116.654398	80.3351667	846.48	1043.471372
17 1/2"	12 1/4	1049.18592	0	2131.50	472.36	483.15	483.15	601.588742	86.2240734	321.01	1008.822674
	17 1/2	1145.66279	0	2327.50	472.36	0.00	483.15	714.659662	0	484.53	1199.192945
12 1/4"	12 1/4	740.99593	846.78125	1505.39	436.66	439.58	454.94	760.095164	22.9748553	242.42	1025.492547
8 1/2"	8 1/2	578.861197	1176	1176.00	386.73	407.08	407.08	743.448639	164.304667	88.81	996.5612272

Fuente: Autores

## ✚ PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL ANULAR

Figura 63. Pérdidas de Presión en el Anular

Diametro del Hueco	REVESTIMIENTO		VELOCIDAD DE FLUJO PROMEDIO [ft/min]			VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO [ft/min]			PÉRDIDA DE PRESIÓN EN EL ANULAR [psi]			PÉRDIDAS TOTALES EN EL ANULAR [psi]
	ID (in)	LONGITUD (ft)	$\bar{V}_a = \frac{24.5 \times Q}{Dh^2 - OD^2}$			$V_{ca} = \frac{(97 \times \mu_p) + 97 \sqrt{\mu_p^2 + (6.2 \times \rho \times De^2 \times YP)}}{\rho \times De}$			$\Delta P_a = \frac{L \times \mu_p \times V_a}{60000 \times De^2} + \frac{L \times YP}{225 \times De}$			
			DP	HWDP	DC	DP	HWDP	DC	DP	HWDP	DC	
12 1/4	18.73	1050	197.67	197.67	287.24	413.41	410.06	424.52	9.51	2.95	7.81	20.26
26			48.74	46.93	50.06	403.35	403.11	403.76	1.97	1.03	1.07	6.04
					51.84			404.23			1.14	
			54.17	404.78	0.82							
12 1/4	12.347	5035	153.39	166.02	177.93	403.77	402.01	407.59	65.55	3.50	1.97	89.80
			58.88	127.84	222.90	396.95		414.18	8.89		9.87	
17 1/2			74.48	68.40	79.35	397.69	395.32	398.83	37.17	0.00	1.98	52.59
			64.29		86.47	396.95		400.33	8.90		4.53	
12 1/4	8.525	9150	108.33	91.60	125.67	368.05	365.13	374.41	60.20	3.09	3.50	147.54
			106.31		157.43	367.73		385.50	72.59		8.17	
8 1/2	Hueco Abierto	12100	224.00	224.00	352.80	353.10	331.99	400.10	91.85	14.30	18.88	406.90
			222.00			352.68			281.86			

Fuente: Autores

La Optimización de la Hidráulica se encuentra en la Tabla 51.