

**PROGRAMA DE PERFORACIÓN PARA UN FUTURO POZO EN LA CUENCA
TUMACO TENIENDO COMO CORRELACIÓN EL POZO ANH-BVTURA-1-ST-P**



**CRISTIAN CAMILO MESA CHAVARRO
EDUAR ESTEBAN ROCHA ROCHA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**PROGRAMA DE PERFORACIÓN PARA UN FUTURO POZO EN LA CUENCA
TUMACO TENIENDO COMO CORRELACIÓN EL POZO ANH-BVTURA-1-ST-P**

**CRISTIAN CAMILO MESA CHAVARRO
EDUAR ESTEBAN ROCHA ROCHA**

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de petróleos

Director

WERNEY DE JESUS MACHUCA BOADA
Ingeniero de Petróleos

Codirector

ING. JORGE ERNESTO CALVETE RINCON
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

Gracias a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos la oportunidad de formarnos como profesionales íntegros en esta institución.

Al Ingeniero Werney de Jesús Machuca Boada, quien es el director de este trabajo de grado, nos brindó todo su apoyo y conocimiento durante el desarrollo del mismo.

Al grupo de pozos profundos los cuales los brindaron la información para la realización del proyecto.

A los calificadores, Ingenieros Jorge Calvete y Fernando Rincón, por sus recomendaciones y aportes realizados para el cumplimiento de los objetivos y culminación del trabajo de grado.

DEDICATORIA

Este logro va dedicado a Dios Todopoderoso por permitir que yo tomará este camino y así cumplir mi meta de ser un profesional.

A mi mamá Carmen Chavarro, quien con su invaluable esfuerzo, amor, dedicación, apoyo, comprensión, responsabilidad y sacrificio, hizo posible la culminación de este logro.

A todos mis familiares, quienes siempre me brindaron apoyo y acompañamiento incondicional. A mi abuelo Esteban Tovar que desde el cielo siempre me ha acompañado en cada una de las etapas de mi vida.

A mis amigos, los cuales siempre estuvieron apoyándome durante el desarrollo de este proyecto, compañeros de estudio, profesores y cada una de las personas que de una u otra forma contribuyeron en mi formación profesional para cumplir con esta meta.

Cristian Camilo Mesa Chavarro

DEDICATORIA

A Dios por ser la luz que me guía cada vez que emprendo un nuevo camino.

A mis padres, Mariela Rocha y Esteban Rocha por su fortaleza y ganas de salir adelante, por su apoyo incondicional, por su afecto, por todos aquellos que para mí eran regaños que hoy me hacen una mejor persona, por enseñarme a ver el valor que tienen las cosas, por su inmensa confianza.

A mis hermanitos Fabian, Diana y Jhon, por sus peleas, por tantos momentos compartidos, por sus risas, por sus consejos y por ser parte de esta hermosa familia.

A todos mis amigos que siempre estuvieron ahí para brindarme una voz de aliento, por tantos consejos, por sacarme de la casa a jugar fútbol cada vez que podíamos.

A mis compañeros de apartamento por su acogida, por todos esos momentos en los que compartimos.

A mis compañeros de estudio, profesores y cada una de las personas que contribuyeron en mi formación como persona y como profesional.

EDUAR ESTEBAN ROCHA ROCHA.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	20
1. INFORMACIÓN GENERAL POZO CORRELACIÓN ANH-BVTURA1-ST-P ...	21
1.1. LOCALIZACIÓN DEL POZO	22
1.2. INFORMACIÓN GEOLÓGICA	24
1.3. SECCIONES DE CORAZONAMIENTO	32
1.4. DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS.....	34
1.5. ESTADO MECÁNICO FINAL Y TAPONES DE ABANDONO	35
1.6. RESUMEN OPERACIONAL.....	36
2. MARCO CONCEPTUAL MÍNIMO REQUERIDO PARA LA ELABORACION DE UN PROGRAMMA DE PERFORACIÓN	38
2.1. ESTUDIO DE LA PROGNOSIS GEOLÓGICA	38
2.1.1. Ubicación geográfica del prospecto	38
2.1.2. Relación objetivos exploratorios	39
2.1.3. Relación topes de las formaciones a perforar	39
2.1.4. Descripción litológica de las formaciones a perforar	40
2.1.5. Relación de fallas geológicas involucradas en el prospecto.....	40
2.1.6. Relación de buzamiento y azimut de las formaciones a perforar	42
2.1.7. Relación de "target point" y "box target area" de los objetivos exploratorios 43	43
2.1.8. Relación profundidad del prospecto.....	43
2.1.9. Relación de temperatura de formaciones a perforar	44
2.1.10. Incertidumbres geológicas.....	45
2.1.11. Programa evaluación de formaciones.....	47
2.1.12. Programa registros eléctricos por fases	47
2.1.14. Modelo estructural del prospecto.....	50
2.1.15. Identificación pozos de correlación.....	51
2.2. ANÁLISIS OFFSET	52
2.2.1. Relación bit record.....	52
2.2.2. Análisis descriptivo de la trayectoria del pozo.....	53

2.2.3.	Relación y análisis de BHA's utilizados.....	54
2.2.4.	Relación y análisis distribución tiempo de operación por fases (planeadas, no planeadas, down time).....	55
2.2.5.	Operaciones planeadas para perforar un pozo	56
2.2.6.	Operaciones no planeadas de la perforación	58
2.2.7.	Pérdidas de tiempo (down time)	61
2.2.8.	Fluidos de perforación	62
2.2.9.	Descripción operaciones de cementación por fases	62
2.2.10.	Registros de temperatura	62
2.2.11.	Análisis del comportamiento gases.....	63
2.3.	PROGRAMA DE PERFORACIÓN DETALLADO	65
2.3.1.	Determinación de presiones (formación y fractura).....	65
2.3.2.	Selección de profundidad de asentamiento de casing	70
2.3.3.	Selección de la geometría del pozo	72
2.3.4.	Diseño de tubería de revestimiento	73
2.3.5.	Fluidos de perforación	78
2.3.6.	Pruebas de integridad.....	84
2.3.7.	Programa de cementación.....	86
2.3.8.	Sarta de perforación	94
2.3.9.	Brocas de perforación.....	109
2.3.10.	Hidráulica de perforación.....	118
2.3.11.	Ensamblaje de cabezales de pozo (WHA).....	134
2.3.12.	Sistema de preventores de reventones (B.O.P.).....	141
2.3.13.	Programa de manejo de sólidos y aguas residuales.....	149
2.3.14.	Gestión ambiental y social.....	154
3.	ESTUDIO DE PROGNOSIS GEOLÓGICA.....	159
3.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROSPECTO.....	159
3.2.	RELACIÓN DE OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	161
3.3.	RELACIÓN TOPES DE FORMACIÓN	161
3.4.	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE FORMACIONES A PERFORAR.....	162
3.4.1.	Formación mayorquín (0'-920').....	162
3.4.2.	Formación raposo (920'-2100')	163
3.4.3.	Formación guapi (2100'-4340')	164

3.4.4.	Formación san agustín (4340'-5720')	165
3.4.5.	Formación chagüí (5720-7333')	166
3.4.6.	Formación angostura (7333'-10850')	168
3.4.7.	Formación viche (10850'-12137')	169
3.4.8.	COLUMNA LITOLÓGICA ESPERADA	171
3.5.	FALLAS GEOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN EL PROSPECTO	172
3.6.	BUZAMIENTO DE LAS FORMACIONES A PERFORAR	173
3.7.	RELACIÓN DE TAGET POINT Y BOX TARGET AREA DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS	173
3.8.	RELACIÓN DE PROFUNDIDAD DEL PROSPECTO	174
3.9.	TEMPERATURA DE FORMACIONES A PERFORAR	174
3.10.	INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS	176
3.11.	PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES	176
3.12.	PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS	177
3.13.	MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS	178
3.14.	MODELO ESTRUCTURAL DEL PROPECTO	178
4.	ANÁLISIS OFFSET	180
4.1.	RELACIÓN BIT RECORD	180
4.2.	EFICIENCIA DE LAS BROCAS POR FASES	183
4.3.	ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO	186
4.4.	RELACIÓN Y ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS	188
4.5.	RELACIÓN Y ANÁLISIS DISTRIBUCIÓN TIEMPO DE OPERACIÓN POR FASES (PLANEADAS, NO PLANEADAS, DOWN TIME)	188
4.5.1.	Descripción y análisis operaciones planeadas	188
4.5.2.	Análisis de operaciones no planeadas	191
4.5.3.	Descripción y análisis down time	195
4.6.	ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	196
4.6.1.	Manejo de la densidad del lodo	198
4.7.	ANÁLISIS DE OPERACIONES DE CEMENTACIÓN Y REVESTIMIENTO POR FASES	199
4.8.	ANÁLISIS PRUEBAS DE INTEGRIDAD POR FASES	200
4.9.	ANÁLISIS DST EFECTUADOS EN LA CUENCA DONDE SE PERFORA EL POZO Y/O EN LOS POZOS DE CORRELACIÓN SELECCIONADOS	200
4.10.	ANÁLISIS COMPORTAMIENTO DE GASES	200

5. PROGRAMA DETALLADO DE PERFORACIÓN	201
5.1. PROBLEMAS POTENCIALES	201
5.2. VENTANA OPERATIVA DE LODO Y PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE CASING.....	203
5.4. DESCRIPCIÓN GRÁFICA Y LITERAL DEL ESTADO MECÁNICO.....	206
5.5. DISEÑO DE REVESTIMIENTO POR FASES	208
5.6. PROGRAMA DE PRUEBAS DE INTEGRIDAD POR FASES.....	210
5.7. PROGRAMA DE LODOS POR FASES.....	211
5.8. SARTAS DE PERFORACIÓN POR FASES.....	215
5.9. PROGRAMA DE HIDRÁULICA.....	222
5.10. PROGRAMA DIRECCIONAL DEL POZO.....	225
5.11. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	225
5.12. PROGRAMA DE BROCAS DE PERFORACIÓN	229
5.13. PROGRAMA DE CORAZONAMIENTO	231
5.14. CABEZALES DE POZO (WHA).....	234
5.15. CONTROL DEL POZO	237
5.16. TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DE CORTES DE PERFORACIÓN Y FLUIDOS RESIDUALES	239
CONCLUSIONES.....	243
RECOMENDACIONES.....	244
BIBLIOGRAFIA	

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Locación del pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P	23
Figura 2. Columna litológica generalizada de Buenaventura	25
Figura 3. Columna Estratigráfica propuesta por ECOPETROL en 1990 cuenca Tumaco	26
Figura 4. Distribución de Tiempos de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.....	34
Figura 5. Estado Mecánico Final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.....	35
Figura 6. Falla normal.....	41
Figura 7. Falla inversa	42
Figura 8. Falla de Rumbo	42
Figura 9. Relación de profundidades del prospecto	44
Figura 10. Dirección de perforación de un pozo, (a) en dirección contraria al buzamiento de las capas, (b) en la misma dirección al buzamiento de las capas .	46
Figura 11. Relación de gases	64
Figura 12. Selección de profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento	70
Figura 13. Selección del tamaño de tuberías de revestimiento y brocas.....	72
Figura 14. Esquema de la distribución de las tuberías de revestimiento	75
Figura 15. Comportamiento de la presión en la prueba LOT.....	85
Figura 16. Tubería de perforación extrapesada	96
Figura 17. Estabilizadores	97
Figura 18. Martillo de perforación	97
Figura 19. Tipos de BHA's	99
Figura 20. Falla por esfuerzo de compresión	110
Figura 21. Falla por esfuerzo de corte	110
Figura 22. Sistema de circulación de lodo	125
Figura 23. Casing head (Sección A)	135
Figura 24. Casing head spool (Sección B).....	136
Figura 25. Tubing head (Sección C)	138
Figura 26. Casing hanger	140
Figura 27. Tubing hanger.....	141
Figura 28. Preventor anular	143
Figura 29. Diverter system.....	145
Figura 30. Preventoras Clase 2M	147
Figura 31. Preventoras Clase 3M	148
Figura 32. Preventoras Clase 10M y 15M.....	149

Figura 33. Zaranda para el control de solidos	151
Figura 34. Hidrociclón decantador	151
Figura 35. Relación de diámetro de los conos vs tamaño de partícula.....	152
Figura 36. Ubicación Geográfica del prospecto	160
Figura 37. Distribución porcentual de composición	162
Figura 38. Distribución porcentual de composición	163
Figura 39. Distribución porcentual de composición	164
Figura 40. Distribución porcentual de composición	166
Figura 41. Distribución porcentual de composición	167
Figura 42. Distribución porcentual de composición	169
Figura 43. Distribución porcentual de composición	170
Figura 44. Columna litológica esperada.....	171
Figura 45. Esquema de la geología estructural en la zona del Pacífico	172
Figura 46. Perfil de temperatura	175
Figura 47. Ubicación de la Línea Sísmica TB-1991-1130	179
Figura 48. Sección esquemática de la cuenca Tumaco	179
Figura 49. Rendimiento de brocas Fase 26"	183
Figura 50. Rendimiento de brocas Fase 17 1/2"	184
Figura 51. Rendimiento de brocas Fase 12 1/4"	185
Figura 52. Rendimiento de las brocas en la fase 8 1/2"	186
Figura 53. Trayectoria del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P	187
Figura 54. Desviación de tiempo de fase 26"	188
Figura 55. Desviación de tiempo de fase 17 1/2"	189
Figura 56. Desviación de tiempo de fase 12 1/4"	190
Figura 57. Desviación de tiempo de fase 8 1/2"	191
Figura 58. Manejo de la densidad del lodo en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P ...	198
Figura 59. Ventana operativa de lodos	204
Figura 60. Estado mecánico programado	207
Figura 61. BHA fase 26" (Hueco piloto)	216
Figura 62. BHA fase 26" (Ensanchamiento).....	217
Figura 63. BHA fase 17 1/2 " (Hueco piloto)	218
Figura 64. BHA fase 17 1/2" (Ensanchamiento).....	219
Figura 65. BHA fase 12 1/4"	220
Figura 66. BHA fase 8 1/2"	221
Figura 67. Casing Head (Sección A).....	234
Figura 68. Casing Spool (Sección B)	236
Figura 69. Especificaciones Sección B	236
Figura 70. Sistema de preventoras (BOP's) 21 1/4" x 2M psi	238
Figura 71. Sistema de preventoras (BOP's) 13 5/8" x 10M psi	238

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Ficha Técnica del Pozo.....	21
Tabla 2. Coordenadas locación pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P	22
Tabla 3. Topes formacionales.....	32
Tabla 4. Reportes de Corazonamiento pozo ANH-BVTURA-1-ST-P	32
Tabla 5. Resumen Operacional pozo ANH-BVTURA-1-ST-P	36
Tabla 6. Métodos para evaluación de formaciones	47
Tabla 7. Aplicaciones de los Registros	49
Tabla 8. Código IADC para el desgaste de las brocas.....	53
Tabla 9. Accesorios del BHA.	55
Tabla 10. Problemas Operacionales.....	60
Tabla 11. Relación de gases e interpretación	64
Tabla 12. Propiedades de lodos base agua y gel	83
Tabla 13. Tipos de cemento y aplicaciones	88
Tabla 14. Relación de filtración en la cementación	89
Tabla 15. Aditivos para el cemento.....	90
Tabla 16. Diámetro externo de Drill collar recomendado para diferentes diámetros de hueco.....	100
Tabla 17. Longitud de cuñas de acuerdo al OD drill pipe.....	106
Tabla 18. Esfuerzo no confinado para distintas litologías	114
Tabla 19. Código para identificación de brocas de diamante	114
Tabla 20. Diámetro de cortadores de acuerdo a UCS.....	115
Tabla 21. Número de aletas en función del esfuerzo no confinado.....	117
Tabla 22. Zonas de pérdidas de presión.....	126
Tabla 23. Pérdidas de presión en equipo de superficie.....	127
Tabla 24. Criterios ambientales mínimos.	158
Tabla 25. Coordenadas del prospecto	159
Tabla 26. Topes Formacionales.....	161
Tabla 27. Buzamiento de Intervalos de Perforación.....	173
Tabla 28. Coordenadas planas magna sirgas origen Bogotá.....	173
Tabla 29. Bit Record de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P	180
Tabla 30. Tiempo de viaje por secciones en pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.....	183
Tabla 31. Desviación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.....	187
Tabla 32. Operaciones no planeadas en fase 12 ¼”	192
Tabla 33. Operaciones no planeadas en fase 8 ½”	193
Tabla 34. Down time de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P	195

Tabla 35. Características de las lechadas utilizadas en el pozo ANH-BVTURA-1-ST.....	199
Tabla 36. Revestimientos usados en el pozo Revestimientos Usados ANH-BVTURA-1-ST	199
Tabla 37. Pruebas de integridad de formación de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P ..	200
Tabla 38. Problemas potenciales.....	201
Tabla 39. Justificación de asentamiento de Casing	205
Tabla 40. Programa de Tubería de Revestimiento.....	208
Tabla 41. Prueba de integridad.....	210
Tabla 42. Propiedades del lodo Fase 26"	211
Tabla 43. Volúmenes de lodos estimados Fase 26"	212
Tabla 44. Propiedades del lodo Fase 17 1/2"	212
Tabla 45. Volúmenes de lodos estimados Fase 17 1/2".....	213
Tabla 46. Propiedades del lodo Fase 12 1/4"	213
Tabla 47. Volúmenes de lodos estimados Fase 12 1/4".....	214
Tabla 48. Propiedades del lodo Fase 8 1/2"	214
Tabla 49. Volúmenes de lodos estimados Fase 8 1/2"	215
Tabla 50. Especificación de la Tubería de Perforación	222
Tabla 51. Hidráulica del pozo por fases	223
Tabla 52. Hidráulica del pozo por fases con caudal máximo.....	223
Tabla 53. Hidráulica del pozo por fases con caudal mínimo	224
Tabla 54. Hidráulica del pozo por fases con caudal óptimo	224
Tabla 55. Propiedades de lechada de cemento	226
Tabla 56. Volúmenes a bombear durante cementación fase I	226
Tabla 57. Volúmenes a bombear durante cementación fase II	227
Tabla 58. Volúmenes a bombear durante cementación fase III	228
Tabla 59. Clasificación de las formaciones de acuerdo a la dureza	229
Tabla 60. Especificaciones de brocas por fase de acuerdo al UCS	230
Tabla 61. Especificaciones de brocas por fase.....	230
Tabla 62. Rendimiento estimado de las brocas por fase.....	231
Tabla 63. Intervalos de corazonamiento	232
Tabla 64. Especificaciones equipo Wireline	233
Tabla 65. Especificaciones Sección A	235
Tabla 66. Equipo de control de pozo por fases	237

RESUMEN

TÍTULO: PROGRAMA DE PERFORACIÓN PARA UN FUTURO POZO EN LA CUENCA TUMACO TENIENDO COMO CORRELACIÓN EL POZO ANH-BVTURA-1-ST-P.*

AUTORES: Cristian Camilo Mesa Chavarro, Eduar Esteban Rocha Rocha.**

PALABRAS CLAVE: Programa de perforación, Offset, cuenca Tumaco, brocas, tuberías, lodos, prognosis geológica, problemas potenciales.

DESCRIPCIÓN

El diseño de un programa de perforación es un proceso sistemático y ordenado, el cual requiere la aplicación y conocimiento de una diversidad de técnicas y procedimientos, los cuales bien aplicados y orientados con la premisa de minimizar tiempos de operación, conducen a definir especificaciones de los materiales, equipos y parámetros operacionales óptimos.

El presente proyecto presenta el diseño de un programa de perforación para un futuro pozo en la cuenta Tumaco, teniendo como correlación el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, el cual es un pozo estratigráfico profundo perforado por la U.I.S. En este trabajo se exponen tres fases importantes en la planeación de un programa de perforación, este proceso inicia con el análisis del pozo correlación en donde se obtiene información relevante de cada una de las operaciones (bien ejecutadas, mal ejecutadas y lecciones aprendidas), las cuales son el punto de referencia para la buena planeación y gran probabilidad de éxito en futuros proyectos que se deseen realizar en la zona. A partir de la información analizada del pozo correlación se obtiene la prognosis geológica donde se especifican todos los aspectos geológicos (litología, relación de topes de formaciones a perforar, fallas), geográficos y los objetivos del proyecto donde se justifica porque se va a realizar la perforación.

Finalmente se presentan cada uno de los diseños de los subprogramas teniendo en cuenta los dos aspectos anteriormente mencionados. Se inicia con el cálculo de la presión de formación y de fractura, generando la ventana operativa de lodo, posteriormente se definen las profundidades de asentamiento de tubería y el estado mecánico del pozo. Se continúa con cada uno de los programas: diseño de revestimiento, pruebas de integridad, lodos, sartas de perforación, hidráulica, cementación, brocas, corazonamiento, cabezales de pozo (WHA), control de pozo y tratamiento de final de los cortes de perforación y fluidos residuales.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. werney de Jesus Machuca Boada. Co – Director. Ing. Jorge Calvete

ABSTRACT

TÍTULO: DRILLING PROGRAM FOR A FUTURE WELL IN TUMACO BASIN HAVING AS CORRELATION THE ANH-BVTURA -1-ST-P WELL.*

AUTHORS: Cristian Camilo Mesa Chavarro, Eduar Esteban Rocha Rocha.**

KEYWORDS: Drill Program, Offset, Tumaco basin, drills, pipes, sludge, geological prognosis, potential problems.

DESCRIPTION:

Drilling program design is a systematic and orderly process, which requires the application and knowledge of a variety techniques and procedures, which are properly applied and oriented with the premise of minimizing operation times, leading to define specifications materials, equipment and optimal operational parameters.

This project presents the drilling program design to a future well in Tumaco basin, having as correlation the ANH-BVTURA-1-ST-P well, which is a stratigraphic well drilled U.I.S This paper presents three important stages in planning a drill program, this process begins with an analysis of offset well where information is obtained from each of the operations (well-executed, poorly executed and lessons learned), which are reference point for good planning and high probability of success in future projects that wish to pursue in the area. From the offset well's analyzed information was obtained geological prognosis which specifies all the geological aspects (lithology, relationship top drilling formations, faults, structural model), geographic and objectives of the project which is justified because it will a punching.

Finally showing each one of subprograms designs taking into account the two aspects mentioned above. Begins with the calculation of the formation pressure and fracture, causing the operating window of mud, later defined of casing seat selection and mechanical state of the well. Continuing with each of the programs including: Casing design, integrity tests, mud, drill strings, hydraulic, cementation, bits, coring, wellheads (WHA), good control and treatment of end cuts drilling and waste fluids.

* Grade Project

** Faculty of physical-chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Ing. werney de Jesus Machuca Boada. Co – Director. Ing. Jorge Calvete

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la industria del petróleo Colombiana está interesada en desarrollar nuevos proyectos con pozos de petróleo que permitan incrementar el potencial de reservas existentes, por tal razón es que se promueven alternativas como el calentamiento de cuencas en algunas zonas no exploradas del país, esto con el fin de incentivar a la industria mundial para que desarrollen proyectos de inversión en las cuencas colombianas que faciliten el intercambio económico. Tumaco es una de esas cuencas inexploradas en la cual se están desarrollando actividades de perforación de pozos estratigráficos, en un proyecto liderado en conjunto entre la Universidad Industrial De Santander (UIS) y La Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH)

El éxito de un proyecto de perforación depende del análisis a priori que se realiza en la zona a perforar y este presenta mayor dificultad cuando no se tiene una referencia trascendente del comportamiento de la cuenca en la cual se va a desarrollar el proyecto, teniendo en cuenta lo anterior se hace necesario elaborar el programa de perforación para un futuro pozo, tomando como referencia los datos obtenidos de la perforación del pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P, lo cual incrementará las posibilidades de tener éxito en la perforación reduciendo costos que finalmente pueden ser destinados a otras operaciones.

1. INFORMACIÓN GENERAL POZO CORRELACIÓN ANH-BVTURA1-ST-P

El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, es un pozo estratigráfico, el cual fue programado para perforarse verticalmente hasta una profundidad total de 12100 pies. Su objetivo principal es la recuperación de muestras de roca (núcleos) y adquisición de registros de pozo para el conocimiento geológico de la cuenca Tumaco.

Tabla 1. Ficha Técnica del Pozo

FECHA INICIO	24 de septiembre de 2012.
FECHA FINAL	08 de marzo de 2013.
COMPAÑÍA OPERADORA	Universidad Industrial de Santander
NOMBRE DEL POZO	ANH-BVTURA-1-ST-P
TRAYECTORIA	Vertical
CLASIFICACIÓN	Estratigráfico
PROFUNDIDAD (TVD)	12.137 Pies (NMR)
REGIÓN	Cuenca Tumaco
NOMBRE DEL TALADRO	Rig 07
CONTRATISTA DEL TALADRO	ERAZO VALENCIA S.A.
ELEVACIÓN DEL TERRENO	66,93 pies s.n.m.
ELEVACIÓN DE LA MESA ROTARIA	20 pies
CORAZONES TOMADOS	1.654 pies
DÍAS DE PERFORACIÓN	93,12 días
DÍAS DE OPERACIÓN	106,08 días

FUENTE: UIS, Informe Final pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

1.1. LOCALIZACIÓN DEL POZO

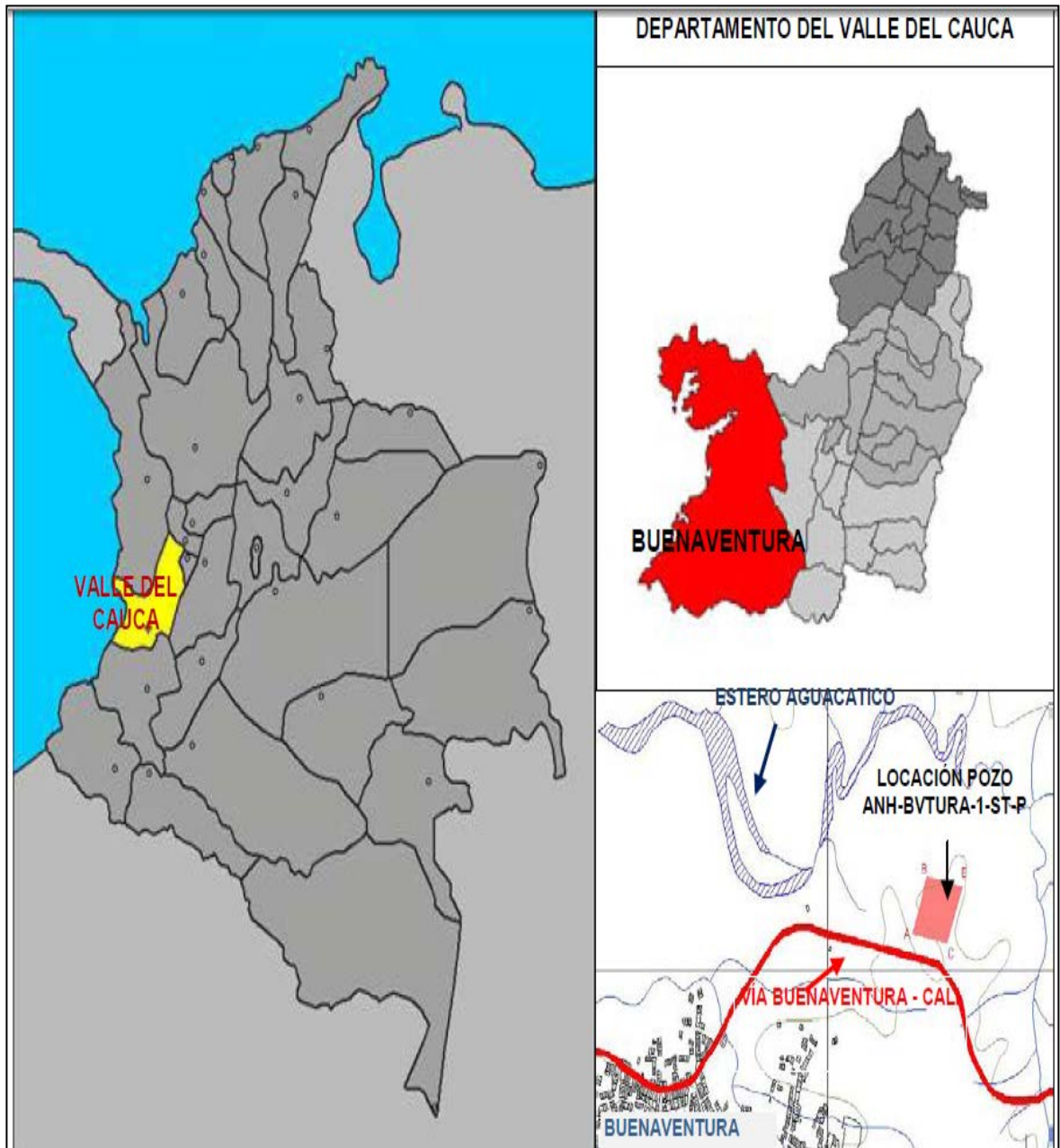
El pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P se encuentra localizado aproximadamente a 6,5 kilómetros del casco urbano principal del municipio de Buenaventura, Departamento del Valle del Cauca, en el barrio Isla de la paz, perteneciente a la comuna 6. Se encuentra en la margen izquierda aproximadamente a 60 metros de la vía nacional que comunica al municipio de Buenaventura con la capital del Valle del Cauca. Desde este punto se construyó un pequeño acceso de 60 m para ingresar a la locación del pozo. En el punto de coordenadas que se presenta en la tabla 2. (Ver Figura 1).

Tabla 2. Coordenadas locación pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P

Coordenadas Origen Bogotá, 3 Oeste	
Este	Norte
1'007.358,000	922.091,000
1'007.419,603	922.228,297
1'007.567,522	922.206,349
1'007.505,919	922.069,052

Fuente: Grupo proyectos pozos profundos UIS.

Figura 1. Locación del pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P



Fuente: Grupo proyectos pozos profundos UIS.

1.2. INFORMACIÓN GEOLÓGICA

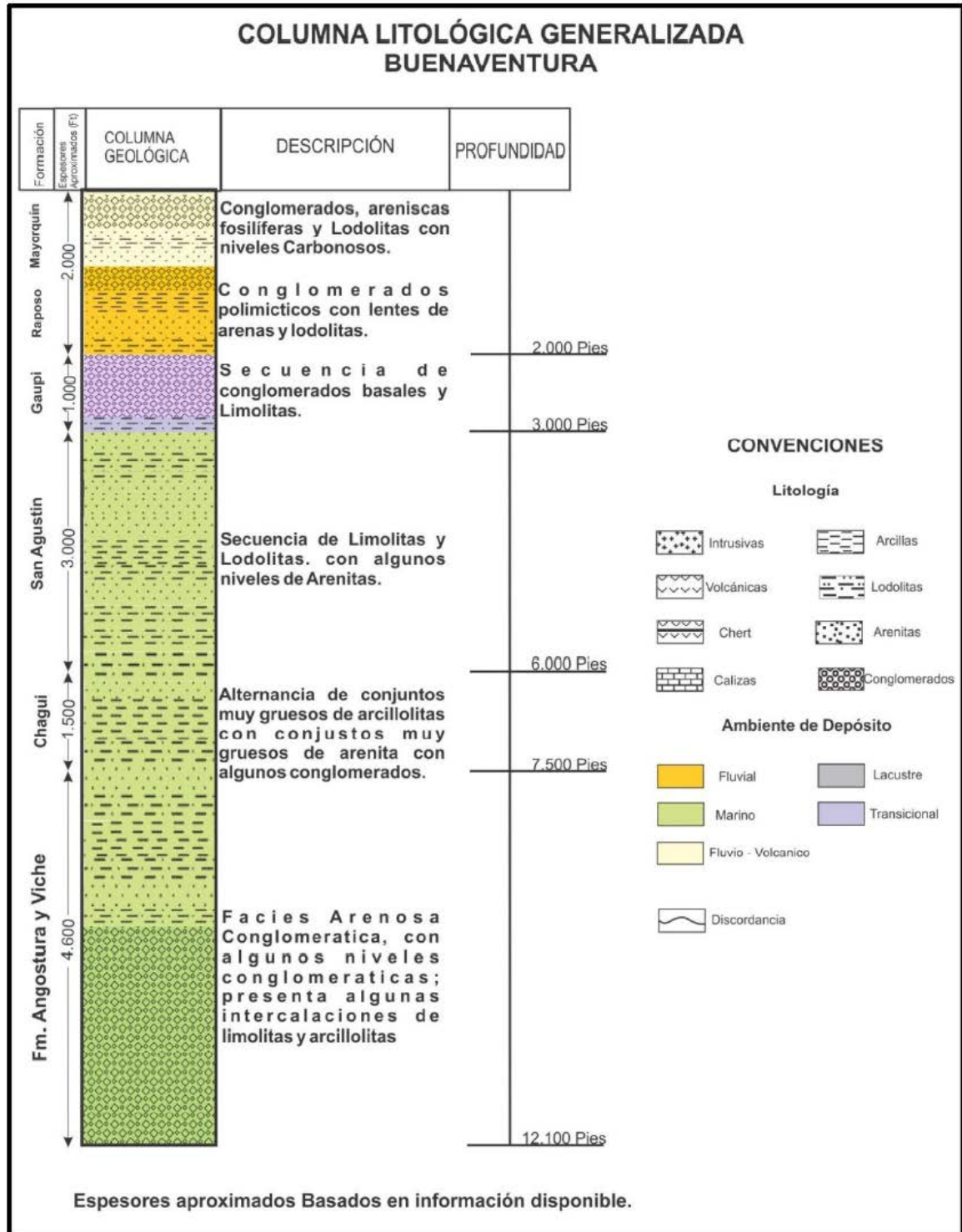
Cuenca Tumaco

La cuenca Tumaco limita al norte con el sistema de fallas de garrapata, al sur con Ecuador, al este con las rocas volcánicas de la Cordillera Occidental, y al oeste con la línea de costa del Océano Pacífico. La cuenca Tumaco tiene una longitud aproximada de 150 kilómetros en su dimensión más extensa, orientada N-NE y tiene apenas 30 kilómetros de ancho en promedio. Su flanco Occidental está afectado.

La cuenca Tumaco está compuesta por una mega secuencia Premiocénica y tres secuencias posteriores al Mioceno Inferior, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos de plataforma y talud. A pesar de que la información estratigráfica obtenida de los cinco pozos exploratorios perforados en esta cuenca no ha permitido la definición formal de unidades litoestratigráficas, se logró identificar espesores de depósitos clásticos separados por inconformidades que pueden alcanzar hasta 9 kilómetros de espesor. Las unidades diferenciadas son: Mioceno Tardío a Plioceno Temprano, Mioceno medio alto a Mioceno Tardío, Mioceno Medio y Oligoceno Medio Basal.

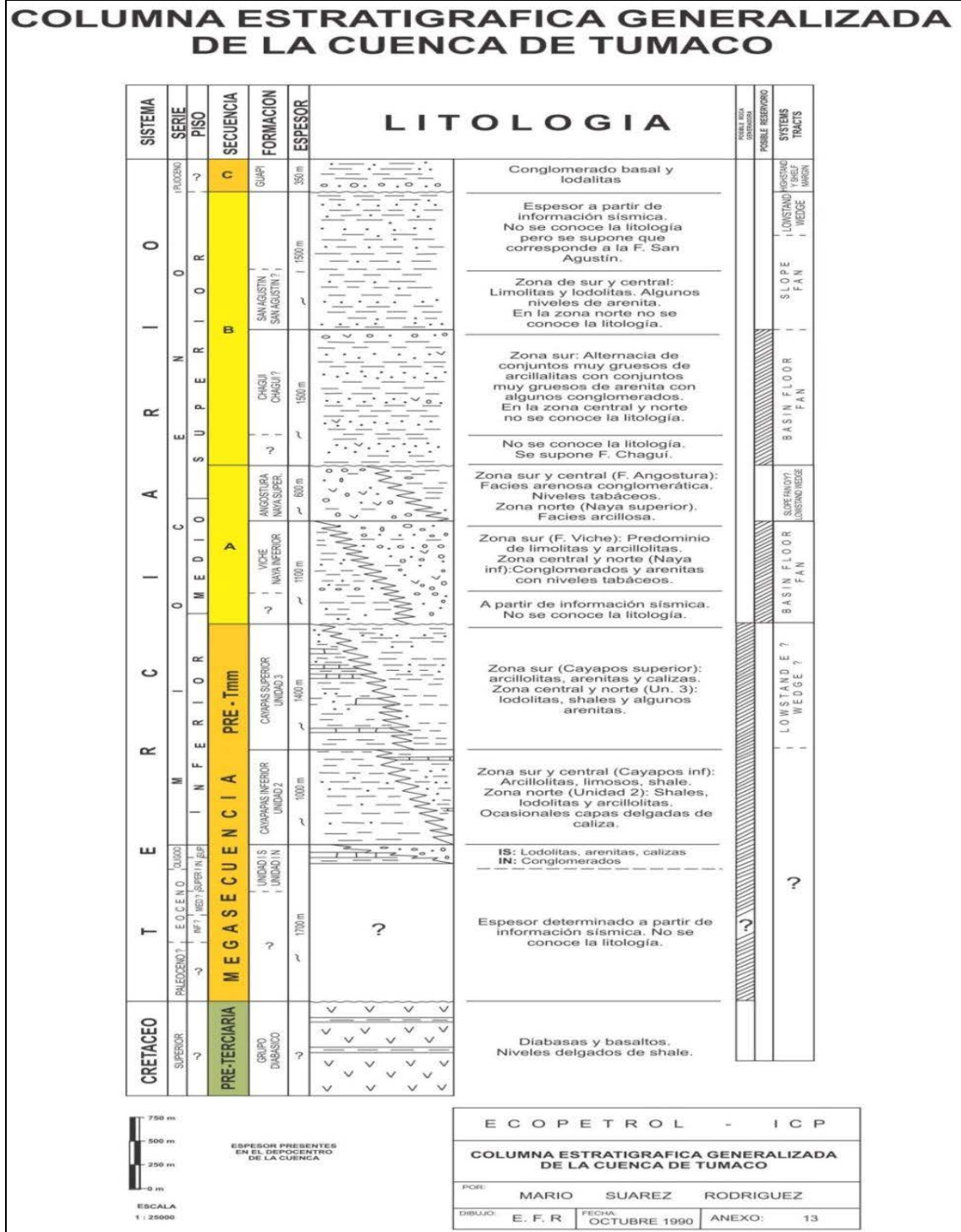
Una forma muy general de la situación litológica de la zona de Buenaventura se compila en la Figura 3, en esta se describen los diferentes espesores de la formación y las diferentes capas lito estratigráficas. Con base en lo anterior se extrae una columna estratigráfica de la cuenca de Tumaco realizada por ECOPETROL en el año 1990 resumiendo las diferentes formaciones con sus descripciones, espesores y edades (Ver Figura 4).

Figura 2. Columna litológica generalizada de Buenaventura



Fuente: Grupo proyectos pozos profundos UIS.

Figura 3. Columna Estratigráfica propuesta por ECOPETROL en 1990 cuenca Tumaco



Fuente: Tomado de ECOPETROL 1990.

1.2.1. Geología de Superficie

La información geológica de superficie hace parte de la recopilación bibliográfica suministrada por INGEOMINAS en la memoria explicativa: **MAPA GEOLÓGICO DEL DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA**, publicada en el 2001 y los estudios llevados a cabo por diferentes empresas petroleras que han realizado exploración en el área. Toda esta información pertenece a la llanura costera del pacífico que se encuentra en las planchas 259 y 260, Región de Buenaventura y se describe a continuación:

- **Cretácico**

Formación Volcánica

Aspden et al. (1985) propusieron el nombre de Formación Volcánica para las rocas volcánicas básicas que afloran en el Departamento del Valle al Occidente de la Falla Cali-Patía, limitando en esta forma su área de afloramiento a la Cordillera Occidental. Debido al desarrollo de regolitos espesos y a la presencia de fallas regionales principales, la estructura y estratigrafía detallada de la unidad no están bien establecidas. Sin embargo, las evidencias disponibles indican que la dirección de los flujos lávicos es aproximadamente paralela a la dirección principal de elongación de las escamas imbricadas que buzcan en general, hacia el Este. Estas mismas evidencias sugieren que la unidad es más joven hacia el Oeste. A causa de la pobre exposiciones difícil seleccionar un área tipo.

La carretera Panorama entre Cali y Rio frío ofrece una exposición excelente de la unidad. Sin embargo, dada su dirección paralela al rumbo de las estructuras solo expone los horizontes más Orientales. La carretera Cali-Dagua, especialmente entre Cali y El Saladito y la carretera a Buenaventura, al Oeste de Loboguerrero, proporcionan secciones representativas. El espesor de la secuencia se desconoce pero probablemente excede varios kilómetros. En cuanto a su afinidad a otras secciones coetáneas la Formación Volcánica representa la porción Occidental del

Grupo Diabásico (*sensu* Nelson, 1957) y por lo tanto se correlaciona con las vulcanitas básicas cartografiadas con este nombre en el Sur y centro de la PLOCO (Murcia & Cepeda, 1991a, 1991b; Caballero *et al.*, 1984). En algunos trabajos al Sur del país (Paris & Marín, 1979) se incluye, sin embargo, dentro del Grupo Diabásico las vulcanitas del Complejo Quebrada grande con las que la correlación.

Consideraciones geoquímicas, estructurales y crono-estratigráficas han permitido correlacionar también estas unidades con diferentes afloramientos de basaltos cretácicos tentativamente relacionados con la corteza del Mar Caribe. En Costa Rica este zócalo ha sido descrito como el Complejo Nicoya; tanto la corteza del Mar Caribe, como el Complejo Nicoya han sido correlacionados con las rocas básicas de la Cordillera Occidental (Pichler, 1974; Goossens *et al.*, 1977; Nivia, 1987). Gansser (1973) sugiere, por otra parte, que la PLOCO (*sic.* Cordillera Occidental) continúa estructuralmente hacia el Norte en la Sierra Nevada de Santa Marta, se puede seguir en la Península de la Guajira y está representada en la cadena insular de Aruba, Curazao y Orchila. En esta cadena afloran las formaciones Lavas de Curazao y Aruba con estructura y características geoquímicas similares a las del piso del Caribe, el Complejo Nicoya y las formaciones Amaimé y Volcánica (Nivia, 1987).

Edad. Se han realizado varios intentos de datación radiométrica en rocas ígneas de la PLOCO, sin embargo el bajo contenido de elementos con isótopos radioactivos y la probable pérdida de Ar por alteración y metamorfismo de piso oceánico impide que los resultados de estos análisis sean confiables. Para las rocas de la Isla Gorgona se reportaron recientemente (Sinton *et al.*, 1993) cuatro edades radiométricas ^{40}Ar - ^{39}Ar que varían entre 86 ± 4.6 y 88 ± 2.1 Ma y dan en promedio 87.4 Ma. Esta sería la mejor aproximación a la edad de formación de la PLOCO si se acepta, como se hace en este manuscrito, la hipótesis sugerida por Kerr *et al.* (1996a, 1996b, 1997a) de que la Isla de Gorgona hace parte de la PLOCO.

Formación Cisneros

Nombre propuesto por Barrero (1979) para una compleja asociación de rocas de bajo grado de metamorfismo expuesta en las cercanías de Cisneros (Inspección Departamental de Policía, Municipio de Dagua). En la redefinición de Aspden (1984) se incluye además un cinturón de rocas fuertemente tectonizadas que aflora, en el Municipio de Buenaventura, limitado al Este por las fallas de Bellavista-Río Bravo-Cristales y al Oeste de la falla de Aguaclara y su extensión hacia el Sur. El límite Oeste no está bien definido y en los extremos Norte y Sur del departamento parece ser una transición, a través de fallas menores a rocas sedimentarias menos de formadas. Las rocas más comunes en esta unidad son milonitas y protomilonitas de protolitopelítico (pizarras y filitas) pero se incluyen también calizas, conglomerados y cherts. Ejemplos notables de estos últimos se observan en los afluentes Occidentales del río Garrapatas al Norte del departamento y en la Q. San Cristóbal aproximadamente a 1.1 km de su confluencia con la Quebrada Pepitas, donde se presenta una sucesión de 12 m de espesor.

- **Neógeno**

Formación Raposo

Esta formación aflora a lo largo del flanco Oeste de la Cordillera Occidental en el municipio de Buenaventura, fue nominada por Aspden et al. (1985) y su área tipo está localizada en el río Raposo y su tributario el río Caracol. Secciones de referencia se presentan a lo largo de la carretera principal a Buenaventura. Hacia el Este de la Formación Raposo suprayace discordantemente con las formaciones Cretácicas Río Piedras y Volcánica y al Oeste está interdigitada con la Formación Mayorquín. Consiste en una secuencia horizontal no deformada de sedimentos esencialmente continentales (fluviales), derivados localmente de la denudación de

la cordillera. En el área cartografiada se incluyen algunos pocos horizontes marinos (Aspden et al., 1985). Se desconoce su espesor.

Litología. En la base de esta unidad son comunes los conglomerados y brechas. Estos decrecen hacia el Oeste incrementándose el porcentaje de sedimentos de grano más fino, típicamente azul-grisáceos que incluyen arenitas líticas, limolitas y lodolitas. Los conglomerados consisten en clastos de basalto, chert, tonalita, hornfelsa y milonita. En los niveles basales más gruesos los bloques individuales pueden alcanzar varios metros de diámetro. La secuencia es de pobre selección en cuanto a tamaño de grano, es inmadura, poco litificada y las capas individuales generalmente tienen poca extensión lateral. Los restos de madera y de hojas son comunes y esporádicamente se han registrado lentes de carbón de 2 a 4 cm de espesor.

Edad. La Formación Raposo frecuentemente contiene bloques y guijarros de tonalita derivados de la denudación del Batolito de Anchicayá cuya edad es de 18 a 20Ma (Brook, 1984). En dos horizontes marinos se han encontrado fósiles Neógenos (Cf: Aspden, 1984). Basado en la anterior información la Formación Raposo parece ser de edad Pliocena.

Formación Mayorquín

Esta unidad fue propuesta por Aspden & Nivia (1985) para referirse a las sedimentitas que afloran en la cuenca inferior del río Mayorquín en el Municipio de Buenaventura. Al Oeste está suprayacida discordantemente por depósitos Holocenos y hacia el Este está interdigitada con la Formación Raposo. En el río Mayorquín su base está marcada por un horizonte de conglomerado fosilífero pero en otras partes este contacto puede ser gradacional consistiendo en una compleja interdigitación de facies marinas, no marinas y marino-marginales. La Formación Mayorquín consiste en sedimentitas horizontales, no deformadas y se reconoce

por la ausencia de conglomerados y por la abundancia de fósiles de invertebrados marinos. El espesor de la Formación Mayorquín se desconoce.

Litología. La Formación Mayorquín es similar a la Formación Raposo excepto que los horizontes conglomeráticos se presentan solo localmente. Típicamente la formación consiste en una interestratificación de lodolitas y arenitas-líticas pobremente seleccionadas y estratificadas. La bioperturación y los fósiles marinos son comunes. La secuencia es localmente calcárea y también contiene horizontes con concreciones nodulares ricas en hierro, que alcanzan hasta 1 m de diámetro. Los restos de madera son comunes.

Edad. La Formación Mayorquín se cree que es de edad Pliocena por considerarse equivalente lateral de la Formación Raposo.

Depósitos Cuaternarios

Los materiales aluviales (Qd) son comunes a lo largo de los cursos de los ríos principales y consiste en depósitos clásticos gruesos a muy gruesos, de gravas estratificadas y relativamente bien seleccionadas, gravas arenosas y arenas con unidades locales de limos. Las partes proximales de los conos aluviales presentes carecen de estratificación interna aunque distalmente presentan un decrecimiento hacia arriba en el tamaño del grano y raramente algunas gravas arenosas bien seleccionadas de estratificación cruzada rellenan canales locales. La secuencia de la formación de abanicos y sus relaciones discordantes son evidentes a partir de fotografías aéreas. Algunos depósitos más grandes comprenden hasta tres abanicos individuales. Confinados a las partes más altas de la Cordillera Central, por encima de los 3.500 m se presentan depósitos glaciales morrenicos (Qg). Estos comprenden depósitos caóticos de bloques de metamorfitas del Complejo Cajamarca y materiales de tipo ígneos. En las cercanías de la Unión, Roldanillo y Primavera, ocurren depósitos piroclásticos localmente extensos (Qp) y aunque las cenizas son predominantes, se identifican también lapilli, pumita y bombas. Estos

depósitos están relacionados a la actividad volcánica reciente de los estratovolcanes que se presentan a lo largo del eje de la Cordillera Central: nevados del Ruiz, Tolima, Quindío, etc. y se cree que son de edad Holocena.

1.2.2. Topes formacionales esperados y reales del pozo AHN-BVTURA 1ST-P

En la siguiente tabla se muestran los topes formacionales que se encontraron durante la perforación del pozo AHN-BVTURA 1ST-P (Ver columna Muestra).

Tabla 3. Topes formacionales

FORMACIÓN	PROGNOSIS (ft)		MUESTRA (ft)	
	PM	PV	PM	PV
MAYORQUÍN	Sup	Sup	-	-
RAPOSO	900	900	920	920
GUAPI	2000	2000	2100	2100
SAN AGUSTIN	3000	3000	4340	4340
CHAGÜI	6000	6000	5720	5720
ANGOSTURA	7500	7500	7333	7332
VICHE	7500	7500	10850	10827

Fuente: UIS, Informe Final de Perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

1.3. SECCIONES DE CORAZONAMIENTO

Tabla 4. Reportes de Corazonamiento pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

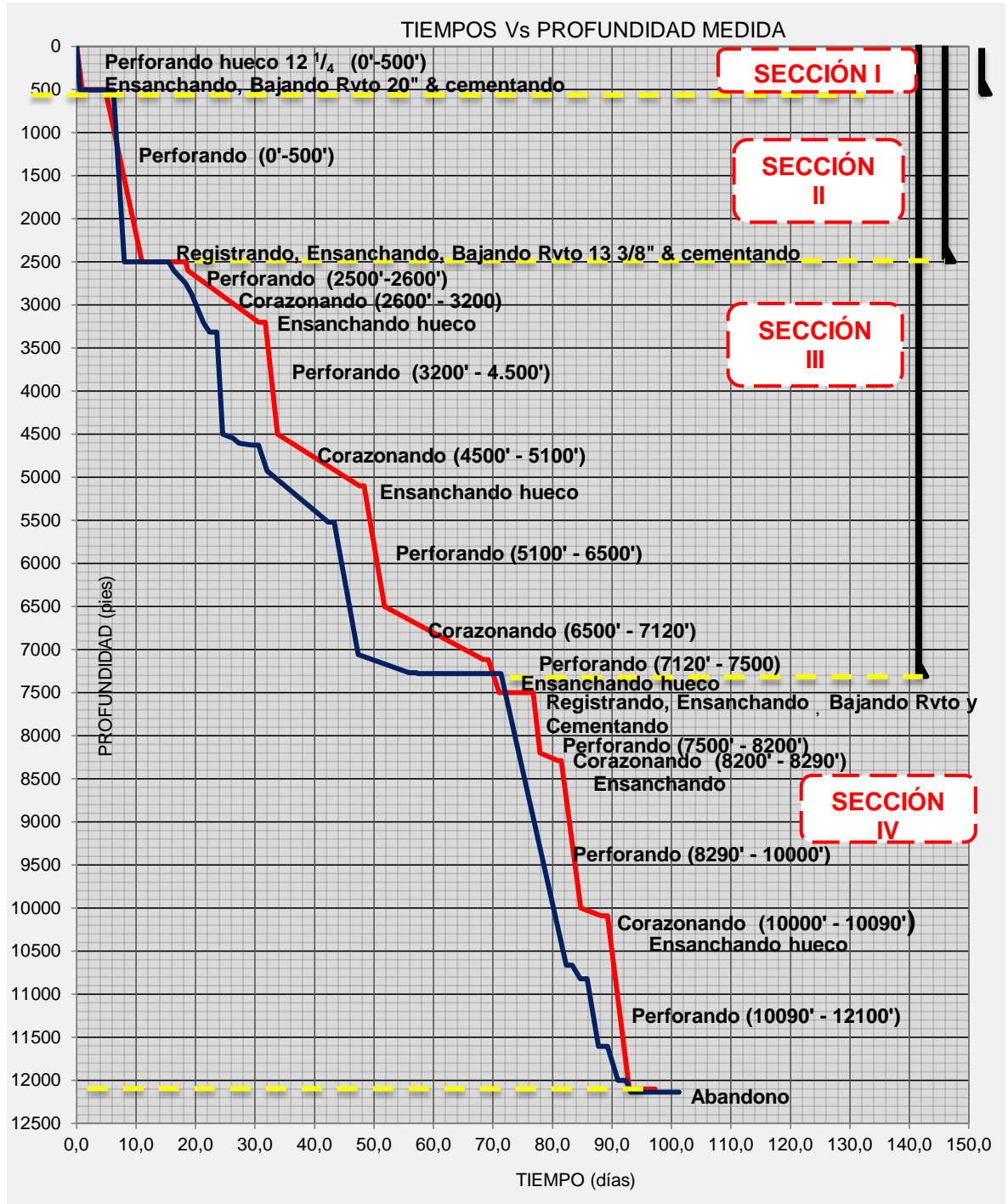
INTERVALO	REPORTE DE CORAZONES					
	# Núcleo	Profundidad Inicial (ft)	Profundidad Final (ft)	Pies Corazonados	Pies Recuperados	% Recuperados
Primer Intervalo de Coring (2600 - 3320')	1	2600	2630	30	29.6	98.7
	2	2630	2660	30	29.8	99.3
	3	2660	2690	30	30.0	100.0
	4	2690	2720	30	30.0	100.0
	5	2720	2750	30	30.0	100.0
	6	2750	2810	60	20.1	33.5
	7	2810	2870	60	56.8	94.6
	8	2870	2930	60	60.0	100.0

INTERVALO	REPORTE DE CORAZONES					
	# Núcleo	Profundidad Inicial (ft)	Profundidad Final (ft)	Pies Corazonados	Pies Recuperados	% Recuperados
	9	2930	2990	60	58.3	97.1
	10	2990	3049	59	58.4	99.0
	11	3049	3107	58	58.0	100
	12	3107	3153	46	46.0	100
	13	3153	3213	60	56.1	93.5
	14	3213	3273	60	59.5	99.2
	15	3273	3320	47	44.7	95.0
Int. No. 2 (4500 - 4628')	16	4500	4518	18	17.75	98.6
	17	4518	4551	33	31.3	94.9
	18	4551	4570	19	18.5	97.4
	19	4570	4608	38	37.1	97.6
	20	4608	4628	20	16.3	81.7
Int. No. 3 (4928 - 5522')	21	4928	4955	27	27.0	100.0
	22	4955	5015	60	55.7	92.8
	23	5015	5022	7	5.16	73.71
	24	5022	5075	53	51.25	96.70
	25	5075	5126	51	51.00	100.00
	26	5126	5185	59	58.33	98.86
	27	5185	5229	44	44.00	100.00
	28	5229	5269	40	38.00	95.00
	29	5269	5329	60	59.58	99.30
	30	5329	5385	56	56.00	100.00
	31	5385	5421	36	34.50	95.83
	32	5421	5481	60	59.00	98.33
	33	5481	5522	41	40.00	97.56
	Int. No. 4 (7060 - 7272')	34	7060	7103	43	42.5
35		7103	7134	31	29.0	93.55
36		7134	7159	25	24.0	96.00
37		7159	7182	23	23.0	100.00
38		7182	7198	16	15.0	93.75
39		7198	7228	30	30.0	100.00
40		7228	7258	30	29.0	96.67
41		7258	7272	14	13.6	97.00
TOTAL CORAZONAMIENTO				1,654.00	1,573.7	95%

Fuente: UIS, Reporte No. 107de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

1.4. DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS

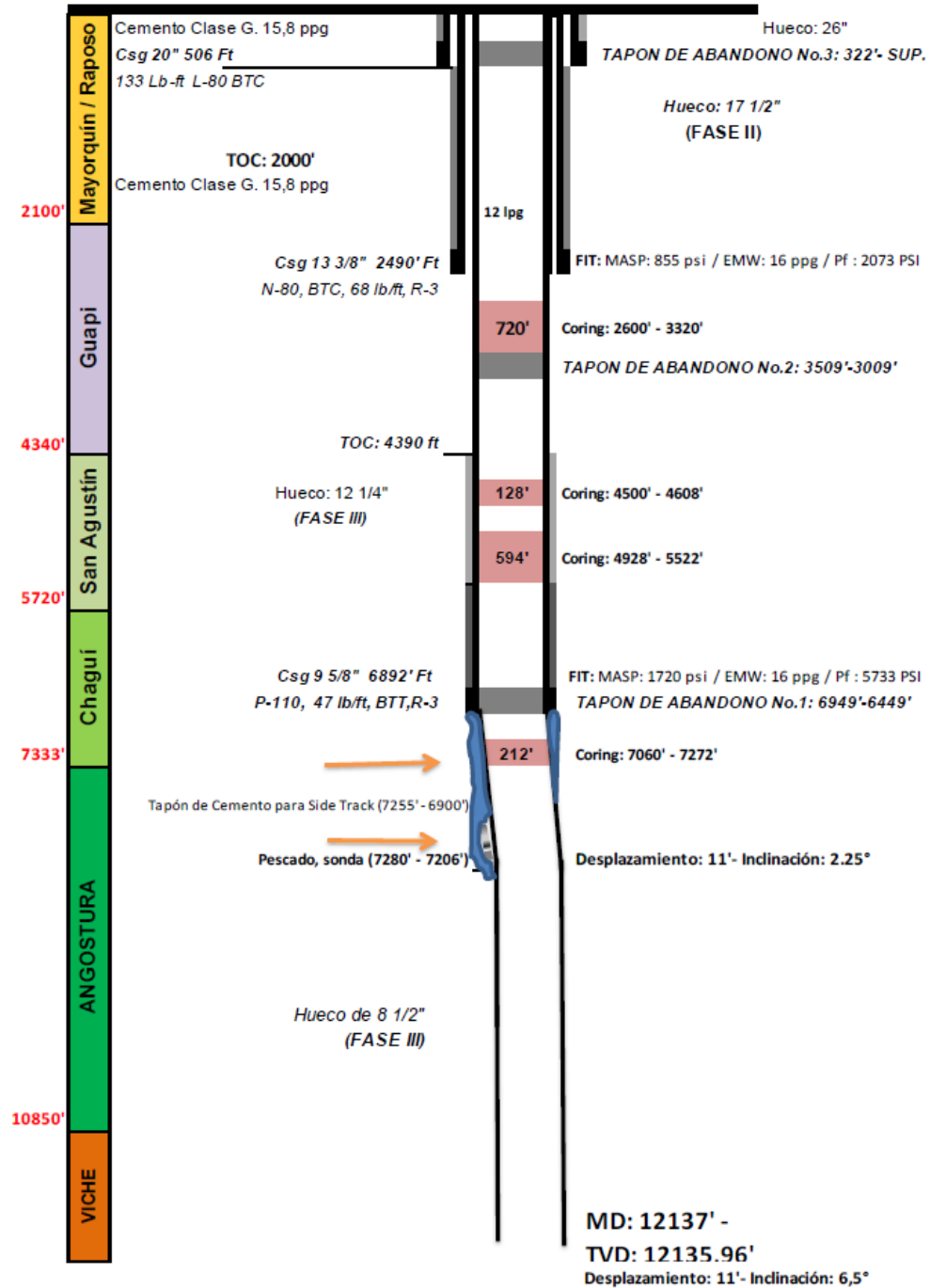
Figura 4. Distribución de Tiempos de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



Fuente: UIS, Reporte No. 107de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

1.5. ESTADO MECÁNICO FINAL Y TAPONES DE ABANDONO

Figura 5. Estado Mecánico Final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



Fuente: UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

1.6. RESUMEN OPERACIONAL

Tabla 5. Resumen Operacional pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

FASE	RESUMEN OPERACIONAL
Sección de 26"	Desde 37' hasta 510' MD (510' TVD), con revestimiento de 20" (L-80, 133 LBS/FT, BTC) a 506' MD/ 506' TVD. Litológicamente se caracterizó por presencia de arcillolitas y lodolitas principalmente, con intercalaciones de arena, arenisca sublítica y en algunos intervalos acompañados con trazas de Fósil bivalvo calcáreo pertenecientes a la Formación Mayorquín. Se utilizó lodo Base Agua (Agua-Bentonita) con rango de densidades entre 8.6 ppg a 8.7 ppg.
Sección de 17 1/2"	Desde 510' MD hasta 2500' MD / 2500' TVD. Bajó revestimiento de 13 3/8" hasta 2500' MD / 2500' TVD, en términos geológicos se perforó Formación Mayorquín (media-base) caracterizada por areniscas líticas, arcillolitas lodolíticas y limolitas, Formación Raposo conformada principalmente por conglomerados fosilíferos y arcillolitas lodosas y la parte superior de la Formación Guapi con grandes espesores de arcillolita intercalados con escasos niveles de arena y limolita. Se utilizó lodo Base Agua (Q-MAXDRILL PHPA) con rango de densidades entre 9.0 ppg y 9.2 ppg.
Sección de 12 1/4"	Desde 2500' MD hasta 7280' MD / 7279' TVD. Bajó revestimiento de 9 5/8" hasta 6892' MD / 6891' TVD, donde se colocó tapón de cemento por pez en el hueco de la sonda de registro, quedando el tope de cemento a 6900'. En términos geológicos se atravesaron las Formaciones Guapi, San Agustín y Chagüi. Formación Guapi (base) presentó grandes espesores de arenisca, como litología predominante seguido de escasos porcentajes de limolita y arcillolita. Formación San Agustín caracterizada principalmente por presencia intercalada de arenisca lítica, conglomerado polimíctico, arcillolita, limolita y lutita, destacándose niveles fosilíferos y calcáreos. La Formación Chagüi se destacó por el predominio de lutitas microcarbonosas, con concreciones calcáreas y en menor proporción aparición de conglomerado polimíctico, arenisca y limolita. Se utilizó lodo Base Agua (Q'MAXDRILL-PHPA) con rango de densidades entre 9.4 ppg y 10.6 ppg.

Tabla 8. (Continuación)

FASE	RESUMEN OPERACIONAL
Sección de 8 1/2"	<p>Desde 6900' MD hasta 12137' MD / 12108' TVD. En términos geológicos se perforaron las Formaciones Chagüi. Formación Angostura y Viche. La Formación Chagüi se caracterizó por presentar desarrollos de Lutitas microcarbonosas, con concreciones calcáreas y presencia de conglomerado polimíctico, arenisca y limolita. La formación Angostura presenta una litología muy variada, de techo a base se presenta predominando lutita intercalado con limolita, arenisca y caliza. La Formación Viche Esta formación presenta intercalación de arcillolita con arenisca y limolita hacia el techo. Y desde la parte central a la base se observan intercalaciones de conglomerado, incrementando su porcentaje hacia la base. Se utilizó lodo Base Agua (Q'MAXDRILL- PHPA) con rango de densidades entre 11.0 ppg y 13.5 ppg.</p>

Fuente: Modificado por el Autor. UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

2. MARCO CONCEPTUAL MÍNIMO REQUERIDO PARA LA ELABORACION DE UN PROGRAMMA DE PERFORACIÓN

2.1. ESTUDIO DE LA PROGNOSIS GEOLÓGICA

2.1.1. Ubicación geográfica del prospecto

- **Sistema de coordenadas planas gauss-krüger¹.** La proyección cartográfica oficial de Colombia es el sistema Gauss-Krüger. Éste 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° al lado y lado del meridiano central.
- **Sistema de coordenadas magna-sirgas.** (Marco Geocéntrico Nacional de Referencia), la cual está definida como una red básica GPS. El sistema Magna-Sirgas 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

¹Instituto geográfico Agustín Codazzi/Subdirección de geografía y cartografía/división de geodesia/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.

plano tridimensional, mientras las coordenadas Gauss proporcionan coordenadas planas.

Basados en la ubicación geográfica a partir de las Coordenadas Gauss preliminares, se desplaza al sitio la comisión técnica integrada por personal de geología, geofísica, ingeniería civil de petróleos y ambiental, quienes acompañados de una cuadrilla de topografía, localizan en el terreno el sitio más adecuado para la construcción de la localización, evalúan el área para la construcción de vías de acceso si se requieren y determinan la propiedad de los predios que se verán afectados.

2.1.2. Relación objetivos exploratorios

En esta sección se define lo que se desea obtener con la perforación del pozo prospecto y así justificar el desarrollo del mismo. Entre los objetivos están:

- Evaluar las reservas de hidrocarburos (aceite y gas).
- Obtener información relacionada con la cuenca como son: los espesores de secuencias estratigráficas, característica litológicas, rocas generadoras, rocas almacén, rocas sello y cambios de facies.

2.1.3. Relación topes de las formaciones a perforar

La referencia de topes es tomada a partir de la información de la geología de superficie y 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. También se toma referencia de la información geológica obtenida de los pozos perforados en la cuenca para obtener el estimativo de los topes y espesor de las mismas formaciones en profundidad.

2.1.4. Descripción litológica de las formaciones a perforar

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 (presiones del fluido normalmente bajas o altas) que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación. Los problemas asociados con sobrepresiones afectan

Todas las fases de la operación. El conocimiento de las presiones en un área determinada ayuda a prevenir problemas.²

Las propiedades físicas que influyen en los mecanismos de penetración y consecuentemente en la selección del método de perforación son:

3. Dureza
4. Resistencia
5. Elasticidad
6. Abrasividad
7. Textura
8. Estructura
9. Características de rotura³

2.1.5. Relación de fallas geológicas involucradas en el prospecto⁴

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 con relación a las del otro. El

² Pemex. enciclopedia del petróleo. Diseño de la perforación de pozos. Tomo 8.

³ Instituto Tecnológico Geominero de España, Manual de perforación y voladura de rocas, Segunda edición.

⁴ H.H. Read, WATSON, Janet. Introducción a la geología. Imperial College of Science of Technology, University of London.

movimiento de las rocas en una falla puede haberse producido en cualquier dirección, vertical u horizontal o en cualquier combinación de ambas.

Hay tres tipos de fallas fundamentales, clasificadas desde el punto de vista de los esfuerzos que la generan: normal, inversa y de rumbo.

- **Falla normal.** Si la disposición de los bloques parece explicada por esfuerzos de tensión o tracción, aquí el espejo de falla queda expuesto a la acción del Sol y relativamente los bloques se separan o alejan. El bloque levantado es el piso.

Figura 6. Falla normal

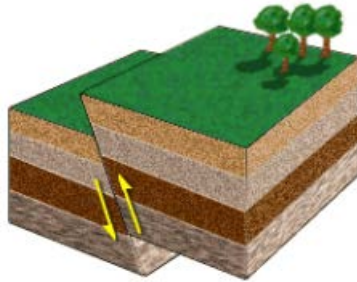


Fuente: http://platea.pntic.mec.es/~cmarti3/GEO/tect/fallas/tipos_fallas.pdf

- **Falla inversa.** Esta se presenta cuando la disposición de los bloques parece responder a esfuerzos de compresión. Por el empuje los dos bloques parecen aproximarse entre sí; en ella el espejo de falla, que también se puede observar en el bloque levantado, que es el techo, queda a la sombra.

Los labios de falla, que son la porción de los bloques afectada por la propagación de las fracturas, tienen una extensión a lado y lado del plano de falla, que depende del tipo de roca y de la magnitud de los esfuerzos. Los dos bloques sufren más en las fallas inversas porque las rocas resisten más a la compresión, y al acumular más energía de deformación, estos se destrozan en mayor proporción.

Figura 7. Falla inversa

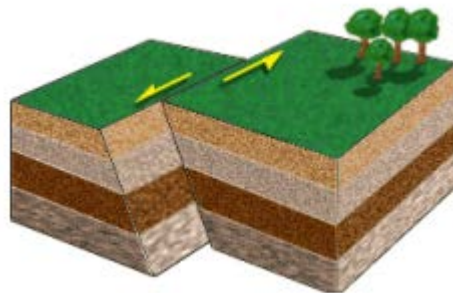


Fuente: http://platea.pntic.mec.es/~cmarti3/GEO/tect/fallas/tipos_fallas.pdf

- **Falla de rumbo.** Esta falla es de cizalladora o transcurrente; el desplazamiento puede ser derecho o izquierdo dependiendo de lo que suceda con el bloque del frente, cuando un observador mira desde el otro bloque. Si aquel se desplaza a la derecha, la falla será de rumbo dextrógiro y si lo hace hacia la izquierda, la falla será de rumbo levógiro o sinextrógiro.

Pero en la corteza, donde la mayoría de los esfuerzos son de compresión, las fallas normales, inversas o de rumbo tienen el mismo origen, pues el estado de esfuerzos que las producen es el mismo y tan solo es la orientación la que cambia.

Figura 8. Falla de Rumbo



Fuente: http://platea.pntic.mec.es/~cmarti3/GEO/tect/fallas/tipos_fallas.pdf

2.1.6. Relación de buzamiento y azimuth de las formaciones a perforar

El **buzamiento** es el sentido u orientación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento formado en rocas sedimentarias, que son las que se disponen en forma de capas o estratos. Este buzamiento se mide en un plano

vertical, a 90° del rumbo es decir es ortogonal al rumbo, y es la inclinación del estrato o la estructura respecto de la horizontal. También se denomina "echado" o inclinación y se mide en grados.

Azimut. Es el Angulo horizontal medido desde el norte geográfico y barrido en sentido de giro de las manecillas del reloj. Por lo tanto asumen valores 0° y 360°.

2.1.7. Relación de "target point" y "box target area" de los objetivos exploratorios

Target es el "objetivo geológico" en profundidad de un pozo vertical. Este objetivo es un punto coordenado (X, Y) 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.

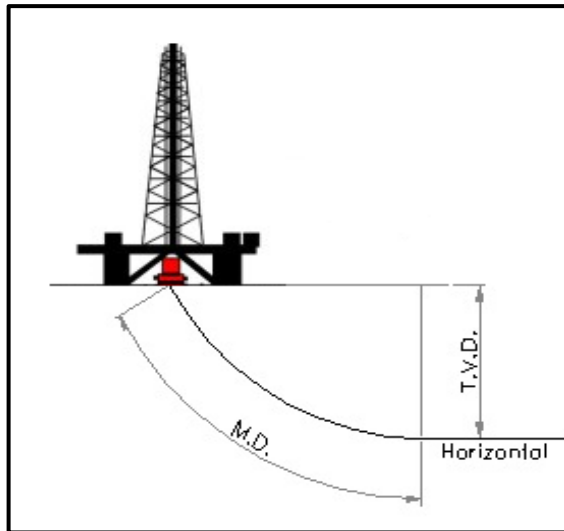
Box Target Área se refiere al área tolerancia del objetivo y es un rango o una distancia máxima permitida para la ubicación del Target Point, esta área es definida por el equipo de geología.

2.1.8. Relación profundidad del prospecto⁵

Es la profundidad vertical (TVD) a la que se encuentra el objetivo, pero cuando un pozo no es perforado en forma vertical, entonces existe una profundidad llamada profundidad desarrollada o medida (MD) que es mayor a la profundidad vertical total (TD).

⁵Pemex. enciclopedia del petróleo. Diseño de la perforación de pozos. Tomo 8.

Figura 9. Relación de profundidades del prospecto



Fuente: Autores.

2.1.9. Relación de temperatura de formaciones a perforar ⁶

La relación de temperaturas es tomada de registros eléctricos corridos en los pozos correlación, y brindan información valiosa para el posterior diseño de los programas de lodos y cementación en cuanto a que tipo de aditivos y químicos se deben adicionar para obtener un buen desempeño en el pozo.

La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la porción en que aumenta la temperatura de acuerdo a la profundidad) del área considerada.

⁶ Manual de registros de pozos CIED-PDVSA_003.

2.1.10. Incertidumbres geológicas⁷

- **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 existe un rango de incertidumbre de 10 a 100 pies TVD.

Esta incertidumbre es dependiente de muchos factores incluyendo la cantidad y la calidad de control de pozos cercanos y la información sísmica. A menudo los errores y discrepancias existen en los datos usados, cuando se combinan fuentes de datos distintas y se construye un modelo geológico impreciso.

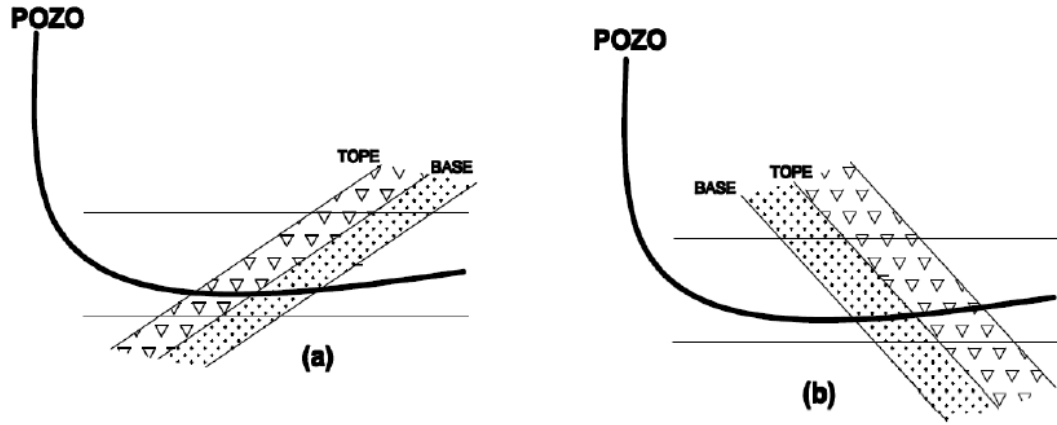
Otra fuente de error pueden ser los surveys mal tomados, cuando se usa mapas de base de varias fuentes o de mayor calidad, y con diferentes sistemas coordenados. El control sísmico, particularmente (sísmica 3D), puede ser muy beneficiosa para reducir la incertidumbre estructural.

- **Incertidumbre de la inclinación lateral (buzamiento) de las capas**

Es muy importante conocer la inclinación geológica aparente del plano de posicionamiento del pozo. Es decir, cuando un pozo es perforado en dirección de la inclinación (buzamiento) de las capas, encontrará a la capa con un orden lógico inverso (primero la base y luego el tope) como se observa en la figura 11 (b), con lo que se podría llegar a confundir el orden estratigráfico “normal” de las capas y por lo tanto seguir el plan de perforación dentro de las formaciones erróneas. Lo contrario se observa en la figura 11 (a), en donde el pozo es perforado en dirección contraria al buzamiento de las capas y atraviesa las mismas con un orden estratigráfico “normal”, con lo que se da paso a confusiones.

⁷ ALMEIDA, David E, CÁRDENAS, Diego R. Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la cuenta Oriente en base a su caracterización litológica. Trabajo de grado Ingeniera de petróleos. Quito. Facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2010.

Figura 10. Dirección de perforación de un pozo, (a) en dirección contraria al buzamiento de las capas, (b) en la misma dirección al buzamiento de las capas



Fuente: ALMEIDA, David. Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la cuenta Oriente en base a su caracterización litológica.

- **Incertidumbre de la estratigrafía lateral (definición de rangos en los espesores de las capas)**

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 marcadoras y el tope y base de los reservorios.

Para resolver el problema de correlación y espesores aparentes asociados con perforación de pozos a través de capas inclinadas, se recomienda trabajar correlaciones de registros eléctricos, ya que en los mismos se pueden apreciar los espesores verdaderos de una misma capa o formación geológica para distintos pozos.

2.1.11. Programa evaluación de formaciones⁸

La evaluación de formaciones puede definirse generalmente como la práctica de determinar las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos contenidos en ellas. El objetivo de la evaluación de formaciones es localizar, definir y hacer producir un yacimiento dado por la perforación de tantos pozos como sea posible. En este punto, las compañías petroleras utilizan una variedad de métodos para la evaluación de formaciones, algunos de los cuales se ilustran en la tabla 6.

Tabla 6. Métodos para evaluación de formaciones

FASE	OBJETIVO	MÉTODOS
Exploración	Definir estructura.	Sísmica, mapeo gravitacional y magnético.
Perforación	Perforar el pozo.	Registros de lodos, núcleo, MWD.
Toma de Registros	Registrar el pozo.	Registros de pozo abierto.
Evaluación primaria	Análisis de registros y prueba.	Núcleos de pared, sísmica vertical (VSP), pruebas de formación con cable y con tubería.
Análisis	Análisis de núcleos.	Estudios de laboratorio.
Retroalimentación	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.
Explotación	Producción de Hidrocarburos.	Análisis de balance de materiales.

Fuente: Manual de registros de pozos CIED-PDVSA_003

2.1.12. Programa registros eléctricos por fases⁹

Un registro es una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas, hechas por aparatos de medición (herramientas) en el pozo.

⁸ Pemex. Enciclopedia del petróleo. Registros Geofísicos. Tomo 6.

⁹ Pemex. Enciclopedia del petróleo. Diseño de la perforación de pozos. Tomo 8.

Para determinar las características de las formaciones y fluidos del subsuelo, es necesario llevar a cabo la toma de registros, para esto se utiliza una unidad móvil que contiene sistemas computarizados para la obtención y el procesamiento de los datos, también desde esta cabina se monitorean las herramientas de toma de registros que se bajan en el pozo. Dentro de los objetivos de los registros se tienen: Delimitación de litología, tipo de fluidos de formación, desviación y rumbo del agujero, evaluación de la cementación entre otras.

Generalmente cuando se menciona la palabra registros está directamente relacionada con los registros de tipo geofísico. Sin embargo, existen otro tipo de registro llamado registro continuo de parámetros de perforación, es un monitoreo pie a pie de las condiciones de perforación. Este registro puede efectuarse en un solo intervalo o bien en todo el pozo e incluye la siguiente información:

- Velocidad de perforación.
- Exponente d y dc .
- Costo por metro de perforación.
- Peso sobre la broca.
- Velocidad de rotaria, RPM.

En el programa también se incluye la toma de registros geofísicos los cuales se relacionan en la tabla 7.

Tabla 7. Aplicaciones de los Registros

REGISTRO	HUECO	APLICACIONES
Diámetro de la Mecha (Bit Size = BS)	Hueco abierto	Determinación del estado del hueco.
Calibración (Caliper = CALI)	Hueco abierto	Determinación del estado del hueco.
Potencial Espontáneo (SP)	Hueco abierto	Calculo de R_w , Determinación de facies.
Gamma Ray (GR)	Hueco abierto - revestido	Calculo de arcillosidad (V_{sh}) Determinación de facies
Doble Inducción (ILD)	Hueco abierto	Calculo de R_t Calculo de S_w
Inducción esférica (SFL)	Hueco abierto	Calculo de R_{xo} Calculo de S_w
Doble laterolog (LLD)	Hueco abierto	Calculo de R_t Calculo de S_w
Microesférico laterolog (MSFL)	Hueco abierto	Calculo de R_{xo} Calculo de S_w
Neutrón (CNL)	Hueco abierto	NPHI Calculo de PHIE Determinación de capas de gas.
Densidad (FDC)	Hueco abierto	RHOB Calculo de DPHI Calculo de PHIE Determinación de capas de gas.
Sónicos (BHC)	Hueco abierto	Δt Determinación de SPHI Determinación de capas de gas.

Fuente: Pemex. Enciclopedia del petróleo. Registros Geofísicos. Tomo 6.

2.1.13. Mapas estructurales de los objetivos exploratorios

Los mapas estructurales proyectan datos que están en el subsuelo hasta un hipotético plano a nivel del mar, de modo que estos mapas muestran la configuración de un horizonte o estrato. En este caso, entre otras desventajas, lo que se cartografía no se está viendo, por consiguiente el mapa es en buena medida interpretativo, la generación de estos mapas es relativamente sencilla y se basa en la generación de una malla homogénea a partir de datos sísmicos, el registros de pozos, el conocimiento que se tenga de áreas cercanas y en muchos casos, los datos de producción y de presiones en el subsuelo, al construir el mapa estructural, debe tenerse en cuenta que los datos son profundidades y no alturas respecto al nivel del mar.

2.1.14. Modelo estructural del prospecto

El **Modelo Estructural** es la representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas en subsuelo. Es la mejor interpretación del estilo de deformación respetando el marco tectónico regional del área en estudio. Esto nos permitirá construir mapas y secciones estructurales con el fin de estimar volúmenes de hidrocarburos in situ y seleccionar las áreas estructuralmente más propicias para la perforación de los pozos.¹⁰

Las **estructuras geológicas** son rasgos o elementos físico-geométricos mayores que presentan las rocas, sedimentos y suelos. Incluye deformaciones como los pliegues, así como planos de estratificación, discordancias, diaclasas, fallas, etc.

¹⁰ BREIT, Vernon S, DOZZO, Joe A. "State-of-the-Art" Integrated Studies Methodologies –An Historical Review.

Las estructuras indican las condiciones de formación de las rocas, sedimentos o suelos, así como los cambios físicos posteriores que los han afectado.¹¹

Para obtener el modelo estructural se requiere la siguiente información:

- ✓ Geofísica.
- ✓ Geológica del subsuelo.
- ✓ Geológica de superficie.
- ✓ Modelos estructurales análogos.

2.1.15. Identificación pozos de correlación

Consiste en comparar la información existente entre diferentes pozos, para identificar en corte las relaciones geológicas mutuas ya sean estructurales o estratigráficas de las unidades de roca del subsuelo en un área de estudio exploratorio.¹²

La correlación estratigráfica es la correspondencia o relación recíproca entre dos o más unidades estratigráficas o series de estratos en una región. Para llevar a cabo esta tarea, los geólogos primero identifican en la sección registrada de la columna estratigráfica, patrones característicos también conocidos como marcadores, que son de fácil identificación en los registros de pozo y luego buscan su correspondencia entre los diferentes pozos del yacimiento a través del cotejo de los patrones identificados (Alzate “et al.”, 2006).

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.

¹¹ OYARZÚN M, Jorge. Léxico sobre procesos y estructuras geológicas. Universidad de La Serena (Chile).

¹² Pemex. enciclopedia del petróleo. Diseño de la perforación de pozos. Tomo 8.

2.2. ANÁLISIS OFFSET

2.2.1. Relación bit record

- **Bit record**

Es un registro histórico del desempeño de una broca en un pozo determinado. El registro de la broca incluye datos tales como la profundidad a la que se colocó la broca al pozo, la distancia perforada por la broca, las horas que se utilizó 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.

El objetivo del análisis del bit record es obtener el rendimiento de cada una de las brocas utilizadas, para así determinar si su desempeño fue aceptable o no, y a partir de esto, realizar una buena selección de brocas para posteriores perforaciones.

Para las brocas usadas existe un código IADC para clasificarlas de acuerdo al desgaste que presentan (Ver Tabla 8).

Tabla 8. Código IADC para el desgaste de las brocas

COGIDO IADC PARA EL DESGASTE DE LAS BROCAS							
1	2	3	4	5	6	7	8
ESTRUCTURA DE CORTE				B	G	OBSERVACIONES	
HILERA INTERIOR	HILERA EXTERIOR	CARAC DESGASTE	LOCALIZACION	BALERO SELLO	CALIBRE	OTRA CARAC	RAZONES DE SALIDA
1	1	BU	A	X	I	WT	PR
DESGASTE DEL CORTADOR 0= SIN DESGASTE * * 8= SIN ESTRUCTURA DE CORTE USABLE				DESGASTE DEL BALERO BALEROS NO SELLADOS 0= SIN DESGASTE * * 8= TOTAL DESGASTE BALEROS SELLADOS E= SELLO EFECTIVO F= SELLO FALLADO X=BROCAS PDC			
CARACTERISTICAS DE DESGASTE *BC= CONO ROTO BT= DIENTE/ CORTADOR ROTO BU= EMBOLADA *CC= CONO FRACTURADO *CD= CONO ARRASTRADO *CI = INTERFERENCIA DE CONOS CR= DESGASTE CENTRAL CT= DIENTE ESTILLADO ER= EROSION FC= CORTADOR PLANO HC= SOBRECALENTAMIENTO JD= DAÑO POR CHATARRA *LC=CONO PERDIDO LN= TOBERA PERDIDA LT= DIENTES PERDIDOS OC= DESGASTE EXENTRICO PB= BROCA COMPRIMIDA PN= TOBERA TAPADA RG= CALIBRE REDONDEADO RO= ANILLADO SD= DAÑO DEL FALDON SS= DESGASTE AUTOFILADO TR= ARRASTRE WT= DIENTE CORTADOR DESGASTADO NO = SIN DESGASTE IMPORTANTE				DESGASTE DEL CAIBRE 1= CALIBRE 1= 1/16" DESGASTADO 2= 2/16" DESGASTADO *			
LOCALIZACION DEL DESGASTE C = CONO 1,2,3 N= NARIZ T= HILERA INTERMEDIA S= HOMBRO G= GAUGE O CALIBRE A= TODAS LAS AREAS				RAZON DE SALIDA BHA= CAMBIO ENSAMBLE FONDO DNF=FALLA DE MOTOR DE FONDO DSF= FALLA DE SARTA DE PRODUC DST=PROEBA DE PERFORACION DTT=FALLA HERRAMIENTA DE FONDO LOG= TOMA DE REGISTROS CM=CONDICIONES DEL LODO CP=CORTE DE NUCLEO DP= SARTA TAPADA FM= CAMBIO DE FORMACION HP= PROBLEMAS EN EL AGUJERO PP= PRESION DE BOMBAS PR= RITMO DE PENETRACION RIG= REPARACION DEL EQUIPO TD= PROFUNDIDAD TOTAL TQ= TORQUE TW= SARTA TORCIDA WC= CONDICIONES CLIMATOLOGICAS			

Fuente: Pemex. Enciclopedia del petróleo. Barrenas e Hidráulica de perforación. Tomo 4.

2.2.2. Análisis descriptivo de la trayectoria del pozo

El objetivo de este análisis es determinar el “efecto de la formación” (Tendencia de las formaciones a cambiar los parámetros direccionales); para obtener la trayectoria óptima para el pozo prospecto.

- **Trayectoria de perforación.** Es el camino dentro del yacimiento el cual se inicia en unas coordenadas UTM sobre la superficie del terreno y por donde pasa la herramienta perforadora (o broca) que finaliza su recorrido en el punto objetivo. En el caso de los pozos desviados o direccionales, la trayectoria de perforación constara de ángulos de inclinación y dirección los cuales permiten evadir los obstáculos que se puedan presentar en el yacimiento.

2.2.3. Relación y análisis de BHA's utilizados¹³

El BHA está inmerso en la **sarta de perforación** que es un componente del sistema de perforación rotaria que conduce al fluido de perforación y transmite la rotación a la broca. La constituyen diversas herramientas dentro de las cuales están:

- ✓ Broca.
- ✓ Drill Collar.
- ✓ Tubería pesada (H.W.).
- ✓ Tubería de perforación (T.P).
- ✓ Estabilizadores.
- ✓ Escariadores de Rodillos.
- ✓ Percusores de Perforación.

Además de los componentes básicos del BHA, constituidos por las barras, la tubería pesada y los estabilizadores, se emplean algunos accesorios que son fundamentales para lograr el éxito en las operaciones de perforación, los cuales son mostrados en la tabla 9.

¹³ SCHLUMBERGER. Drilling School. Tecnología de Perforación. Diseño de la sarta de perforación.

Tabla 9. Accesorios del BHA.

Accesorios	Función	Posición
1.- Amortiguador (SOC Absorber)	Minimizar la vibración de la sarta.	Encima de la broca.
2.- Martillo (Drilling Jar)	Proporcionar energía de impacto en las sartas atascadas.	Intercalado en la tubería pesada en tensión.
3.- Acelerador (Drilling Accelerator)	Incrementar la energía del martillo.	Una junta por encima del martillo.
4.- Motores (Drilling Motors)	Suministrar rotación de fondo (aplicación en perforación direccional)	Sobre la broca.
5.- Herramientas de Medición (MWD)	Medir los parámetros del fondo en tiempo real.	Encima de la Mecha y/o amortiguador ó motor.

Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 30)

El objetivo del análisis de los BHA's utilizados es determinar si se aplicó el peso correcto sobre la broca y obtener información del comportamiento de la formación (verticalidad y estabilidad).

2.2.4. Relación y análisis distribución tiempo de operación por fases (planeadas, no planeadas, down time)

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 por ejemplo:

- ✓ Perforando
- ✓ Registros geofísicos
- ✓ Preparativos e introducción de T.R
- ✓ Preparativos y cementando
- ✓ Instalación o desmantelación de BOP´S o CSC.
- ✓ Probando BOP´S o CSC.
- ✓ Circulando.
- ✓ Viajar, armar, desconectar la broca, herramientas y tubería de perforación, etc.

Es muy importante correlacionar para las futuras programaciones y diseños de perforación en el mismo campo.

2.2.5. 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. A continuación se describen 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 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, estos registros son:

- ✓ 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.

- **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 (Blow Out Preventers).
- **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 (Leak of Test) ya que fractura la formación debilitándola y haciéndola vulnerable.

2.2.6. Operaciones no planeadas de la perforación

Son todas aquellas actividades que se deben realizar ordenadas por el “pozo” conocidas como problemas operacionales. Las cuales no fueron concebidas dentro del programa de perforación ya sea por desconocimiento total de la zona o una deficiente planificación. Los problemas operacionales más comunes se describen en la tabla (10).

A continuación están las operaciones no planeadas que se realizan cuando se presentan problemas operacionales.

- **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 pescado.

- **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 (pero 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).
 - ✓ Adicionar al lodo material de control de pérdidas (Lost Circulation Material) que es fibra de madera, cáscaras de nueces, cáscaras de semilla de algodón, de arroz, conchas marinas, celofán o asfalto.

- **Control de influjos del pozo.** Operaciones destinadas a controlar los influjos presentes durante una perforación, para la cual se desarrollan actividades bien

definidas pero que no han sido previamente programadas en el plan de perforación.

Tabla 10. Problemas Operacionales

PROBLEMA OPERACIONAL	DESCRIPCIÓN	RECOMENDACIONES
Presión de surgencia	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. Este fenómeno se da cuando la sarta de perforación se baja muy rápido y el fluido no tiene tiempo de desplazarse hacia arriba.	Disminuir la velocidad de viaje cuando se baja tubería
Presión de suabeo	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.	Disminuir la velocidad de viaje cuando se saca tubería
Llenado del hueco	A medida que se extrae la sarta, el nivel del fluido de perforación en el hoyo bajará debido al volumen que ésta ocupa. Como consecuencia del descenso del nivel de la columna del fluido de perforación se produce una reducción en la presión hidrostática.	Mantener el hueco lleno usando un tanque de viaje que contrarreste las pérdidas de fluido.
Pérdida de circulación	La invasión de los fluidos de perforación y/o lechadas de cemento hacia la formación. El control y prevención de la pérdida de circulación de los fluidos de perforación es un problema frecuentemente encontrado durante la perforación de pozos de petróleo y gas.	<p>Seleccionar los puntos de asentamiento del revestidor en formaciones fuertes y profundas.</p> <p>Tratar previamente el lodo con material de pérdida de circulación.</p> <p>Utilizar densidad del lodo que apenas exceda la presión de formación.</p>

Tabla 10. (Continuación)

PROBLEMA OPERACIONAL	DESCRIPCIÓN	RECOMENDACIONES
Pega de tubería Empaquetamiento (pack – off)	Ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación.	Mantener la reología apropiada del fluido.
		Limpiar el pozo con una píldora de alta viscosidad.
		Optimizar la hidráulica del pozo.
		Mover la sarta de perforación (rotación y movimiento alternativo.
Pega de tubería Inestabilidad de lutitas	Las lutitas pueden causar la obstrucción y atascamiento de la tubería de perforación cuando caen dentro del pozo o se hinchan por contacto con el lodo base agua.	Ajustar el peso del lodo.
		Aumentar despacio el peso del lodo.
		Minimizar presiones de suabeo y surgencia.
Pega de 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.	Proporcionar una retorta de filtrado efectiva
		Reducir la velocidad de viaje cuando el BHA se encuentra frente a las formaciones no consolidadas.
		Utilizar píldoras para tratar de mantener el hueco limpio
Patadas o 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.	Mantener presión hidrostática mayor a la presión de formación.

Fuente: Autores.

2.2.7. 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 una operación de perforación son:

- ✓ Bombas de lodos
- ✓ Top drive
- ✓ Malacate
- ✓ Llaves
- ✓ Generador
- ✓ Stand pipe

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

2.2.8. Fluidos de perforación

El objetivo de analizar los fluidos utilizados es determinar el volumen de lodo y los productos químicos requeridos para perforar el pozo en cada una de sus fases. Además las propiedades fisicoquímicas y densidad.

2.2.9. Descripción operaciones de cementación por fases

El objetivo es determinar el volumen de lechada y los productos químicos requeridos para cementar el pozo en cada una de sus fases, además se analiza el rendimiento que tuvo cada lechada.

2.2.10. Registros de temperatura

El objetivo del registro de temperatura es obtener datos de temperatura puntuales o continuos con los cuales 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 aportarán 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, listado de impresión y grabado en disco magnético en el electrónico.

2.2.11. Análisis del comportamiento gases

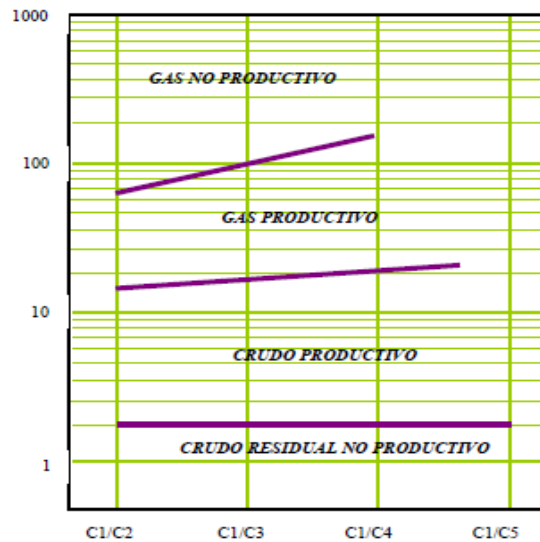
Existen diferentes métodos para determinar los gases de yacimiento pero mayormente conocido en la industria es el llamado trazado de relaciones Pixler (en honor de B.O. Pixler), este análisis proporciona la siguiente información.

- ✓ Tipo de fluido petrolífero, ya sea gas, crudo o condensado.
- ✓ Gravedad del crudo y humedad del gas.
- ✓ Potencial de producción del yacimiento.
- ✓ Permeabilidad del yacimiento.
- ✓ Presencia de agua en la formación.

El gráfico de las relaciones de gases (Figura 13), compara la cantidad de cada compuesto hidrocarbúrico (etano, propano, butanos y pentanos) con la cantidad de metano presente en la muestra de gas que se analiza. La relación de metano con respecto a otros hidrocarburos más pesado ha demostrado ser un indicio razonable del potencial de producción de gas, crudo o agua, aunque no hay duda alguna de que la calibración regional comparada con la reducción o con los resultados de las pruebas mejora su confiabilidad.

Las relaciones provenientes de la formación del gas retardado pueden ser trazadas en este grafico para obtener una predicción inmediata del fluido del yacimiento y de su potencial de producción. La ubicación de la curva determina el probable producto del petróleo; igualmente se ha demostrado que con este trazado grafico se puede señalar las zonas acuíferas y la permeabilidad.

Figura 11. Relación de gases



De las zonas representadas en la figura 11, la relación C1/C2 es la relación fundamental para determinar la composición del petróleo de la zona, sea crudo o gas, o indicar si ésta no es productiva.

Tabla 11. Relación de gases e interpretación

RELACION C1/C2	TIPO DE FLUIDO Y GRAVEDAD
<2	Gravedad muy baja, crudo residual no productivo.
2-4	Crudo de baja gravedad , API 10-15
4-8	Crudo de gravedad media, API 15-35
8-15	Crudo de alta gravedad, API >35
10-20	Condensado de gas
15-65	Gas
>65	Gas ligero, principalmente metano, no productivo debido a la baja permeabilidad.

Fuente: Autores.

2.3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DETALLADO

2.3.1. Determinación de presiones (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:

$$Ph = \rho * g * h \quad \text{(Ecuación 2.3.1)}$$

Dónde:

Ph= Presión hidrostática

ρ = Densidad del fluido

g= Factor de conversión

h= Profundidad vertical

Es decir:

$$Ph(\text{psi}) = \rho(\text{lpg}) * 0,052 * TVD(\text{ft}) \quad \text{(Ecuación 2.3.2)}$$

La presión hidrostática se ve afectada por:

- ✓ Contenido de sólidos
- ✓ Gases Disueltos
- ✓ Las diferencias de gradientes de temperatura de los fluidos.

- **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:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{Fi}(D_i - D_{i-1})}{0.70307} \quad (\text{Ecuación 2.3.3})$$

Dónde:

ρ_{Fi} : Densidad promedio de la formación (gr/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 encuentra 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).

En un estudio del estado del arte de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos. Sin embargo, 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^{14} .

- ✓ **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 σ .
- ✓ **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.

¹⁴Knowledge Systems, INC. *BestPractice Procedures for Predicting Pre-Drill Geopressures in Deep Water Gulf of Mexico*. DEA Project 119-June 2001.

Sónico

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{t_n}{t_o}\right)^{3.0} \quad (\text{Ecuación 2.3.4})$$

Resistivo

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{R_o}{R_{ow}}\right)^{1.2} \quad (\text{Ecuación 2.3.5})$$

Conductivo

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{C_{ow}}{C_o}\right)^{1.2} \quad (\text{Ecuación 2.3.6})$$

- ✓ **Método del exponente Dc.** Jorden 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:

$$Pp = S - (S - Ppn) * \left(\frac{dc_{mod}}{dc_{mod n}}\right)^{1.2} \quad (\text{Ecuación 2.3.7})$$

- **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.

Los factores que afectan la presión de fractura incluyen:

- ✓ Tipo de roca.
- ✓ Esfuerzo.

- ✓ Zonas débiles.
- ✓ Condición del hueco.
- ✓ Relaciones entre la geometría del pozo y la orientación de la formación.
- ✓ Características del lodo.

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:

$$GF = \left(\frac{v}{1-v} \right) \left(\frac{\sigma_v - P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D} \quad (\text{Ecuación 2.3.8})$$

Dónde:

GF = gradiente de fractura (psi/pie).

v = relación de Poisson.

σ_v = sobrecarga (psi).

P_f = presión de formación.

D = profundidad (pies).

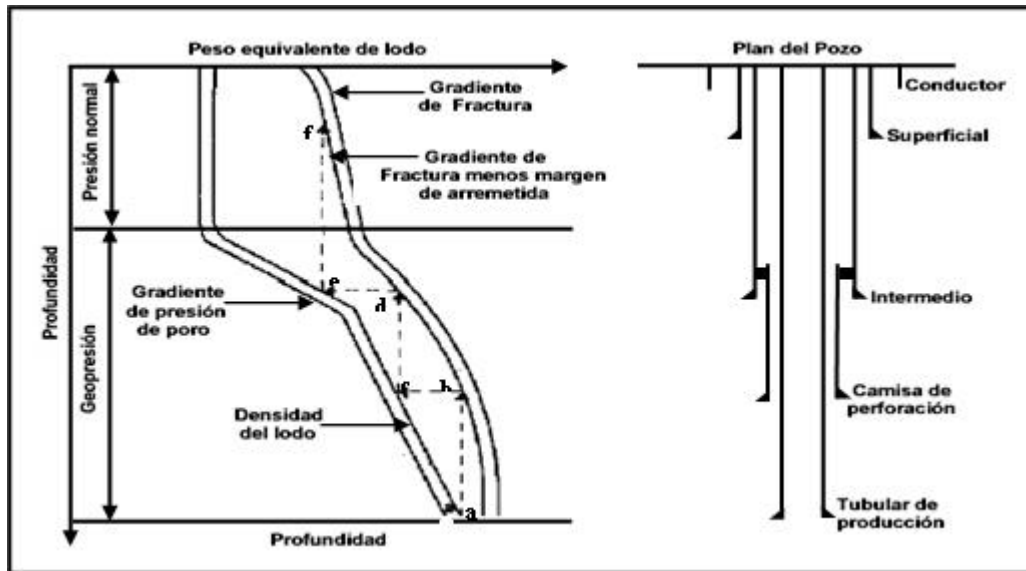
Otros métodos:

- ✓ Eaton
- ✓ Anderson et al.
- ✓ Pilkington
- ✓ Cesaroni et al.
- ✓ Breckles & Van Eekelen.
- ✓ Daines

2.3.2. Selección de profundidad de asentamiento de casing

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 utilizara en el fondo no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior. Como se mencionó anteriormente, se inicia desde el fondo trazando una línea vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la línea de gradiente de fractura, tomando en cuenta los márgenes mencionados y esta será la profundidad mínima para asentar la tubería de revestimiento; este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo.

Figura 12. Selección de profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento



Fuente: CRUZ R, Alfonso MSC. INFORME N° 1 "INGENIERÍA DE PERFORACIÓN". Accelerated Degree Program Doctorate of Science in Petroleum Engineering Technology. Cabimas: TECANA AMERICAN UNIVERSITY. 2009. p 27.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc. Esto origina que a medida que se va

profundizando se tengan que ir aislando intervalos con característica diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

Para la selección de los puntos de asentamiento se deben tener en cuenta los siguientes parámetros¹⁵:

- ✓ **Integridad hidráulica.** La zapata debe soportar las presiones hidrostáticas, de circulación y surgencia y proporcionar suficiente tolerancia al brote para el control del pozo con seguridad.
- ✓ **Solución para problemas de perforación.** En algunos casos, la única solución a un problema de perforación puede ser meter la tubería de revestimiento antes de alcanzar la profundidad planeada. Este puede ser la siguiente tubería planeada o una tubería corta de contingencia.
- ✓ **Zona aislada.** La tubería se puede meter antes o después de la profundidad planeada para proteger las zonas potenciales de producción.
- ✓ **Formación consolidada.** Roca cementada naturalmente que evita derrumbes y/o colapso de agujero durante la cementación.
- ✓ **Impermeable.** Pérdida de fluido de la lechada de cemento puede resultar en un fraguado rápido del cemento antes de su desplazamiento total. Si hay permeabilidad presente, se dificulta determinar la presión de goteo (leakoff) verdadera del pozo.
- ✓ **Roca de bajo esfuerzo.** La suposición del gradiente de fractura inicial está basada en el tipo de roca más débil.

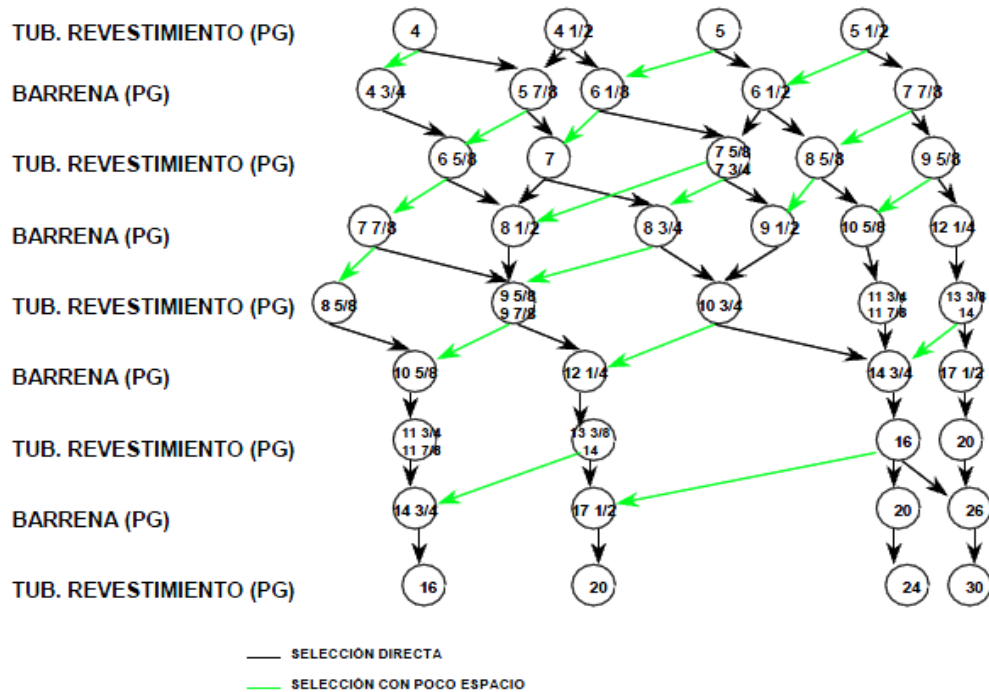
¹⁵ Manual para ayudante de perforador (cabo), perforador y malacatero.

Lutita limpia es la formación ideal para asentar la tubería. En el campo, sin embargo, la formación seleccionada para el asentamiento es el mejor compromiso entre lo ideal y lo que es posible.

2.3.3. Selección de la geometría 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 (Figura 13), que presente los diámetros de tuberías y broca 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 continúa la selección siguiendo las flechas que guiarán para el número de tuberías de revestimiento que se necesitan.

Figura 13. Selección del tamaño de tuberías de revestimiento y brocas



Fuente: Facultad de ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, Perforación de pozos petroleros. p 167.

2.3.4. Diseño de tubería de revestimiento

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo en forma telescópica, es decir que los diámetros de las tuberías van de mayor a menor, por razones fundamentalmente técnicas y económicas.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

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

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de producción.

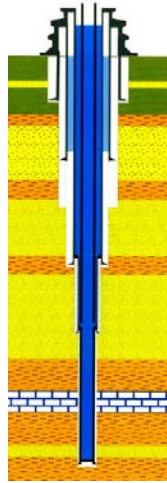
- **Tubería conductora.** Es la primera que se cementa o hinca al iniciar la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía de 20 a 250 m, su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. El diámetro seleccionado de la tubería por emplear, dependerá en gran parte de la profundidad total programada del pozo
- **Tubería superficial.** La introducción de esta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a

la superficie del terreno, estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000 m, cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad total del pozo.

- **Tubería intermedia.** Esta tubería se introduce con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y perdidas de circulación: en si se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de altas presión.
- **Tubería de explotación.** Estas tuberías tienen como meta aislar el yacimiento de los fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero y también para la instalación de empaques de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo.
- **Tubería de revestimiento corta (liners).** Constituyen una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150(m).

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de la distribución de las tuberías de revestimiento:

Figura 14. Esquema de la distribución de las tuberías de revestimiento



Fuente. Manual para ayudante de perforador (cabo), perforador y malacatero.

2.3.4.1. Diseño detallado

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

Para diseñar la tubería de revestimiento deben conocerse los esfuerzos a la cual estará sometida y las diferentes características del tipo de tubería a usarse. Al introducir una tubería en el hueco, estará sometida simultáneamente a tres esfuerzos principales, los cuales son:

- ✓ **Esfuerzo a la Tensión.** Originado por el peso que ejerce la sarta.
- ✓ **Esfuerzo al Colapso.** Originado por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería.
- ✓ **Esfuerzo al Estallido.** Originado por la presión del fluido en el interior de la tubería.

Habrán que tomar en cuenta además los factores de diseño, conocidos como factores de seguridad, y que varían según el área y el criterio del diseñador. Lo

que se debe tener siempre en mente es que por lo menos el diseño sea seguro. El rango de valores usados en la industria como factores de diseño es:

- ✓ Para tensión de 1.6 a 2.0
- ✓ Para colapso de 1.1 a 1.33
- ✓ Para estallido de 1.0 a 1.25

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:

$$FS = \frac{\text{Resistencia de la TR al colapso}}{\text{Presión de colapso}}$$

- **Diseño por colapso.** Para todas las sartas de tubería de revestimiento un colapso 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 la zapata guía (mayor profundidad). 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.

$$P_c = 0.052 * \rho_l * prof \quad (\text{Ecuación 2.3.9})$$

Dónde:

P_c = presión de colapso (psi)

ρ_l = peso de lodo (lpg)

Se debe calcular la presión de colapso en la superficie y en la profundidad de la zapata para generar el perfil de presión. A partir de esto es posible elegir una o varias tuberías que satisfagan el peor caso de colapso de cargas. Aunque esta etapa muchas veces es ignorada hasta que las cargas de estallido hayan sido

calculadas. Las tuberías son elegidas de las tablas de tubería de revestimiento que se encuentran en el boletín 5C2 del API.

- **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 del pozo. Por razones de seguridad se asume que el influjo de fluidos, teniendo en cuenta así los efectos de estallido de la presión de formación dentro de la tubería de revestimiento.

La presión de estallido es calculada así:

$$P_{estallido}[psi] = p_{resion\ interna} - p_{resion\ externa} \quad (\text{Ecuación 2.3.10})$$

- **Selección de la tubería de revestimiento**

Esta selección de grados y pesos, se deberá apegar a los requerimientos de las cargas resultantes de los cálculos efectuados con los parámetros del pozo (profundidad, valores de densidad del fluido de perforación y de los fluidos de formación etc.) estos resultados se pueden graficar y la configuración de los valores predominantes definirán que el diseño se inicie por presión interna, externa o por colapso.

- **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.

Es necesario evaluar las cargas presentadas durante la corrida de revestimiento, cementación y cualquier prueba de presión. 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.

$$Peso_{aire} [lb] = W \left[\frac{lb}{pie} \right] * Long\ real [pies] \quad (\text{Ecuación 2.3.11})$$

- ✓ Fuerza de tensión debidas a la prueba de integridad.

$$FT = PB_{csg} + FTPI$$

$$FT = W_{aire} * FB + \left(\frac{\pi}{4} ID^2 * P_{prueba} \right) \quad (\text{Ecuación 2.3.12})$$

Dónde:

PB = Peso boyante de la tubería de revestimiento.

FTPI = fuerzas de tensión debido a la prueba de integridad.

W aire= Peso de la tubería en el aire.

ID = diámetro interno.

FB= Factor de boyanza.

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}} \quad (\text{Ecuación 2.3.13})$$

Ya teniendo la fuerza total de tensión se calcula el factor de seguridad y se verifica que sea ≥ 1.8 .

2.3.5. 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.

A continuación se mencionan las funciones del fluido de perforación:

- Refrigerar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Limpieza del fondo del pozo.
- Control de presiones de fondo.
- Revestir la pared del pozo con torta de lodo.
- Ayuda a soportar el peso de la sarta.
- Transportar y remover los cortes de perforación.
- Transmitir energía hidráulica a la broca.
- Estabilidad del Pozo.
- Protección y Evaluación de las formaciones.

Tipos de fluidos de perforación

Existen tres tipos principales de fluido de perforación, según la formulación del fluido base.

- **Aire / Gas.** Utilizado para perforar formaciones duras y secas o para combatir pérdidas de circulación. Rara vez se utiliza costa afuera, con la excepción de pozos de bajo balance o en perforación con tubería flexible o de producción.
- **Lodos Base Agua.** Por lo general el agua dulce es la base de este fluido a la cual se le adicionan aditivos químicos tales como arcillas, polímeros, densificantes y otros aditivos para el control de algunas variables. Los tipos principales sistemas de lodos base agua, son: No-Dispersos, Dispersos, Calados o Cálcidos, Polímeros, Bajos en Sólidos, Salinos (Saturados en Sal).
- **Lodos Base Aceite.** Es una emulsión inversa de aceite y agua. Para interrelacionar sus fases, se requiere agitación vigorosa y un agente emulsificante. La ventaja principal de estos fluidos es que la pérdida de filtrado (aceite), no daña a la formación ni hidrata a las lutitas. Los tipos principales de

lodos base aceite, son: Base Diesel, Emulsión Inversa, Base Aceite (Todo Aceite), Sintéticos.

- **Propiedades de los fluidos de perforación.** Siempre que se ejecuten operaciones con los fluidos de control, se tiene la necesidad de manejar y relacionar cuatro de sus propiedades fundamentales.
- **Densidad.** Es la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo. En la industria petrolera se usa como el peso por unidad de volumen y se expresa en libras por galón.
- **Viscosidad.** Es la medida de la resistencia interna al flujo, que tienen los líquidos. La viscosidad se mide en segundos Marsh, que es el tiempo que un litro de fluido tarda en fluir a través del embudo Marsh.
- **Gelatinosidad.** Propiedad que tienen ciertos fluidos de formar estructuras semi-rígidas cuando están en reposo y recuperar nuevamente su estado original por agitación mecánica. Técnicamente esta propiedad se denomina tixotropía.
- **Potencial-hidrógeno (pH).** Es una medida para expresar la alcalinidad o ácido de un lodo de perforación. Si el $\text{pH} \geq 7$ el lodo es alcalino y si el $\text{pH} \leq 7$ el lodo es ácido. El pH debe ser alcalino para evitar la corrosión.

2.3.5.1. Selección del fluido de perforación

Dentro de la selección del fluido de perforación se deben tener en cuenta algunas propiedades características que son determinantes en el buen funcionamiento del fluido de perforación en el pozo, dentro de estas se encuentran:

- **Viscosidad plástica (cp).** Esta propiedad permite transmitir la velocidad por efecto mecánico de fricción entre las capas del fluido, esta propiedad influye en la remoción de recortes del fondo del hueco y se puede determinar un rango de aplicación el cual está determinado a una temperatura de 120 °F (Ver tabla 12).
- **Punto cedente o yield point (lb/100ft²)¹⁶.** Esta propiedad se define como el soporte suministrado por la interacción química de las partículas en el lodo en movimiento, que suspende los sólidos de tal forma que puedan ser fácilmente arrastrados, el punto cedente puede obtener de la tabla (12) siempre y cuando sea un lodo base agua y este a una temperatura de 120 °F.
- **PH¹⁷.** El valor del pH es una propiedad del lodo base agua y una medición de su grado de acidez. Una formulación típica de lodo base agua WBM operaría con un rango de pH entre 9 y 10. Manteniendo este ambiente ligeramente alcalino se reduce la corrosión por la eliminación de cualquier gas ácido generado (CO₂ ó H₂S). Algunos lodos base agua como los de silicato operan en un rango de Ph mucho más alto, Típicamente entre 11 y 12.
- **MBT.** Esta Prueba se basa en la capacidad de las arcillas reactivas presentes en el lodo de absorber tintura de azul de metileno hasta que todos los lugares susceptibles de reacción estén llenos con tintura. La prueba se enfoca a ser capaz de detectar la tintura excesiva. Una muestra de lodo (1ml.) es diluida en agua y hervida por 10 minutos junto con 0.5 mls de solución 5N de ácido sulfúrico y 15 mls de 3% de peróxido de hidrogeno (agua oxigenada).

Para un sistema de lodos nuevo el valor de MBT es menor que 5 ppb de bentonita equivalente. Cuando el valor MBT llegue a estar entre 20 y 25, es un

¹⁶ MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACION, ECOPELROL

¹⁷ Tecnología de perforación schlumberger Drilling School, Pag 109

indicativo que el sistema de lodos se está comenzando a sobrecargar con arcillas y normalmente se opta por la práctica de desecho y/o dilución

- **Sólidos de baja densidad¹⁸**. Dichos sólidos incluyen: arena, arcillas, lutitas, dolomita, carbonato de calcio y muchos materiales, Debido a que algunos sólidos de baja gravedad se utilizan en la mayoría de las preparaciones de fluidos de perforación y aún más se siguen incorporando durante la misma perforación, éste será siempre el caso en un fluido de perforación normal, esta propiedad influye en la remoción eficiente de recortes del pozo, el cálculo de estos sólidos se puede hacer con las siguientes ecuaciones:

Fracción máxima de sólidos recomendada:

$$SF = (2.917 * MW) - 14.17 \quad (\text{Ecuación 2.3.14})$$

Fracción máxima de sólidos de baja densidad recomendada:

$$\%LGS = \left(\left(\frac{SF}{100} \right) - \left(0.3125 * \left(\left(\frac{MW}{8.33} \right) - 1 \right) \right) \right) * 200 \quad (\text{Ecuación 2.3.15})$$

Dónde:

MW= Densidad del lodo

- **Esfuerzo de gel (lb/100 ft²)**. La tixotropía es una propiedad de algunos fluidos, que se caracterizan por formar una estructura de gen cuando están estáticos y regresan a su estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de fluidos base agua demuestran esta propiedad.

¹⁸ Formulas and Calculations for Drilling, Production and Work-over Norton J. Lapeyrouse

- **Viscosidad.** La viscosidad se puede definir como la resistencia al flujo de una sustancia. Es definida como el esfuerzo de corte y tasa de corte, las unidades son poise o centipoise (cp).

Tabla 12. Propiedades de lodos base agua y gel

Propiedades de lodos base agua y gel				
Mud Weight ppg	Viscosidad de embudo sec/qt	Viscosidad plástica cp	Punto de cedencia lb/100 ft2	Sólidos %
8.5	32 - 40	5 - 8	5 - 18	1 - 3
9.0	32 - 40	5 - 8	2 - 30	3 - 6
10.0	33 - 38	10 -15	5 - 26	9 - 12
11.0	34 - 40	8 -18	5 - 25	13 - 17
12.0	38 - 42	10-22	5 - 21	17 - 20
13.0	40 - 45	12 -26	5 - 19	20 - 24
14.0	41 - 47	14 - 29	5 - 18	24 - 27
15.0	42 - 48	17- 34	6 - 17	27 - 30
16.0	44 - 52	21 - 39	6 - 16	30 - 33
17.0	48 - 54	27 - 45	7 - 15	34 - 36
18.0	50 - 56	35 - 54	7 - 15	37 - 40
19.0	56 - 63	49 - 69	8 - 16	40 - 43

Fuente: Neal J. Adams. Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach. P.692.

Los criterios que se deben evaluar en la selección de un fluido de perforación son:

- Razones de seguridad, programa de revestimiento
- Tipo de pozo
- Localización y logística
- Consideraciones de manejo y control ambiental
- Tipos de formaciones a perforar (zonas de alta temperatura y presión, zonas de pérdida de circulación severas, control de inestabilidad de lutitas, arcillas, daño a formaciones productoras)
- Trayectoria del pozo (Angulo de inclinación)
- Aspecto económico

2.3.6. 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 inyectores, a continuación se señalan las pruebas de integridad realizadas a una formación:

- **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.

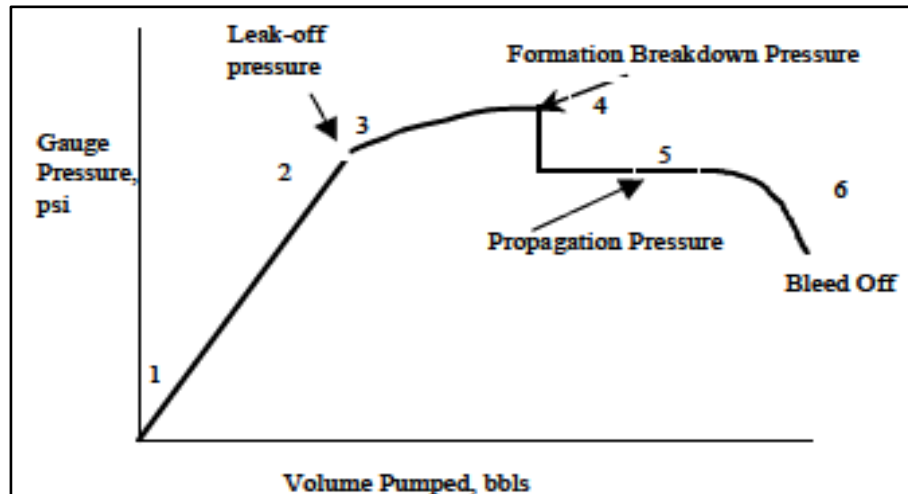
Antes de realizar un LOT, deben estar instalados las BOP y el pozo bien cerrado. Se bombea un pequeño volumen de lodo para gradualmente presurizar el revestimiento. La presión en superficie irá aumentando a medida que aumenta el volumen bombeado.

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.

La mayor desventaja del LOT es que la formación realmente queda fracturada y frágil por la prueba, y el riesgo es que el daño sea permanente o que la fractura quede abierta. La formación generalmente se recuperará a la presión de propagación, pero en realidad, esto significa que la presión de fractura se ha

reducido, y la capacidad de presión para la siguiente sección se ha rebajado. A continuación se presenta el comportamiento de la presión en la prueba.

Figura 15. Comportamiento de la presión en la prueba LOT



Fuente: RABIA, Hassain. Well engineering and construction.

- **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.
- **Pruebas drill stem test (DST).** Esta prueba se lleva a cabo con el fin de registrar presiones de formación y ratas de flujo en intervalos de interés largos, y para reunir muestras de fluidos de formación para determinar el potencial productivo de un reservorio.

La información obtenida al realizar un DST incluye la presión del reservorio, permeabilidad, tasas de depleción (volumen y producción) y contactos gas, aceite y agua. La muestra obtenida proporcionará valiosa información de saturación de fluido, viscosidad, contaminantes y gases peligrosos.

2.3.7. Programa de cementación

La cementación se define como un proceso dinámico que consiste en preparar una lechada (mezcla de agua y cemento) con equipos especiales de mezclado para luego bombearla y desplazarla hasta el hoyo abierto o hacia la zona preestablecida.

- **Clasificación de las cementaciones.** Se clasifican de acuerdo con los objetivos que se persiguen en:
 - ✓ Cementación primaria.
 - ✓ Cementación forzada.
 - ✓ Topes de cemento.

- **Descripción de la cementación primaria.** La cementación primaria es el proceso que consiste en colocar el cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurándose un sello completo y permanente, dentro de los objetivos de la cementación primaria se tienen:
 - ✓ Proporcionar aislamiento entre zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
 - ✓ Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
 - ✓ Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
 - ✓ Evitar derrumbes de formaciones no consolidadas.

- **Descripción de la cementación forzada.** Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparo o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa, dentro de los objetivos más importantes se tiene:
 - ✓ Corregir la cementación primaria en la boca de una tubería corta, o en el zapato de una tubería cementada.
 - ✓ Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
 - ✓ Sellar un intervalo explotado.
 - ✓ Sellar parcialmente un intervalo que se seleccionó incorrectamente.
 - ✓ Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

- **Descripción de los tapones de cemento.** Los tapones comprenden un cierto volumen de lechada de cemento, colocado en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, los objetivos de los tapones de cemento son:
 - ✓ Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar la perforación direccional.
 - ✓ Taponar una zona del pozo o taponar el pozo.
 - ✓ Resolver un problema de pérdida de circulación en la etapa de perforación.
 - ✓ Proporcionar un amarre en la prueba del pozo.

En la industria existen diferentes tipos de cemento los cuales tienen diferentes aplicaciones. La siguiente tabla muestra los rangos de aplicación de cada una de las clases de cemento:

Tabla 13. Tipos de cemento y aplicaciones

TIPO DE CEMENTO	PROFUNDIDAD DE OPERACIÓN (metros)	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	OBSERVACIONES
CLASE A TIPO I	Hasta 1830	77	No tiene propiedades especiales
CLASE B TIPO II	Hasta 1830	77	Tiene moderada resistencia a los sulfatos
CLASE C TIPO III	Hasta 1830	77	Tiene alta resistencia a la compresión temprana
CLASE D	1830-3050	110	Tiene moderada y alta resistencia a los sulfatos
CLASE E	1830-4270	143	Tiene moderada y alta resistencia a los sulfatos
CLASE F	3050-4880	160	Tiene alta resistencia a sulfatos y altas presiones
CLASE G Y H (cementos petroleros)	Hasta 2240	-----	Pueden modificarse con aceleradores y retardadores
CLASE J	3660-4880	351	No necesita el empleo de harina silica

Fuente: Autores.

- **Lechada de cemento.** Las lechadas de cemento son suspensiones altamente concentradas de partículas solidas en agua.

El contenido de sólidos en una lechada de cemento puede llegar hasta un 70%, en la lechada de cemento, el fluido intersticial es una solución acuosa de varias clases de iones y aditivos orgánicos. Por lo tanto, la reología de la lechada difiere de la reología del agua.

- **Reología de las lechadas dispersas.** Las lechadas con suficiente dispersante tienen como valor de cedencia cero y se comporta como un fluido newtoniano; de aquí se puede inferir que el valor de la cedencia varía de acuerdo con la concentración del dispersante

El máximo valor de cedencia refleja el punto de máxima interacción de las partículas cuando existe un balance entre los sitios cargados positiva y negativamente.

- **Filtrado del cemento.** El control de filtrado es un factor de vital importancia en la cementación de tuberías de revestimiento y en las cementaciones forzadas para colocar el cemento en el lugar deseado, sin que sufra deshidratación fuerte al pasar por zonas permeables o bien al estar forzando la lechada. El valor de filtrado API se mide en cm^3 a 30 minutos bajo una presión diferencial de 1000 psi, este valor está estipulado por el API y varía de acuerdo con el tipo de operación y está dado como sigue:

Tabla 14. Relación de filtración en la cementación

TIPO DE CEMENTACIÓN	FILTRADO
Cementación de T.R	$\leq 200 \text{ cm}^3$
Tubería corta	$\leq 50 \text{ cm}^3$
Cementación forzada	De 30 a 50 cm^3

Fuente: Autores.

- **Aditivos para el cemento.** En la cementación de pozos, las lechadas de cemento necesitan trabajar en amplios rangos de presión, temperatura y profundidad, 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 con todos los requerimientos ante las condiciones de exposición de la lechada, pero es posible mejorar las condiciones del cemento con 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; se reconocen 8 categorías de aditivos:

Tabla 15. Aditivos para el cemento

ADITIVO	FUNCIÓN	PRODUCTO
Aceleradores	Son productos químicos que reducen el tiempo de fraguado de las lechadas de cemento e incrementan la velocidad de desarrollo de resistencia compresiva.	Cloruro de calcio (CaCl ₂)
		Mezcla de NaCl, CaCl ₂
		Mezcla de CH ₄ Cl, CaCl ₂
		Silicato de sodio
Retardadores	Son productos químicos que extienden el tiempo de fraguado de las lechadas de cemento.	Lignosulfonato de calcio
		carboximetil hidroxietil celulosa
		Borax
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.	Bentonita
		Tierra diatomácea
		Puzzolana
		Metasilicato de Sodio Anhidro
Densificantes	Son materiales que aumentan la densidad de las lechadas de cemento	Barita
		Hematita(oxido de hierro)
Dispersantes	Son materias químicas que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento.	Lignosulfato de Sodio
Agentes controladores de filtrado	Controlan la perdida de filtrado de la fase acuosa de las lechadas de cemento cuando estas se exponen a zonas permeables.	Carboximetil hidroxietil celulosa
		Polímeros Orgánicos
		Mezcla de polímeros
Agentes controladores de pérdidas de circulación	Son materiales que controlan la perdida de lechada de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.	Gilsonita
		Cascara de nuez
		Perlita expandida
Aditivos especiales	Son aditivos complementarios para la cementación, tales como antiespumantes, descontaminantes de lodo entre otros.	

Fuente: Tecnología de perforación schlumberger Drilling School.

2.3.7.1. Cálculo de volúmenes de fluido a desplazar en la cementación primaria

El volumen de la lechada es una función directa de la geometría del pozo, del diámetro de la tubería que se va a cementar y de la longitud de espacio anular por cubrir, con el diámetro promedio del pozo y el diámetro externo de la tubería que se va a cementar, se puede calcular la capacidad del espacio anular por unidad de longitud, por medio de la siguiente ecuación:

$$Vla = \left(\frac{(D^2_{agujero} - OD^2_{csg})}{1029.4} \right) * h \quad (\text{Ecuación 2.3.16})$$

En el caso de otra tubería cementada con anterioridad en la sección que se cubrirá con cemento, se debe emplear para el cálculo el diámetro interno de la tubería ya cementada y el diámetro externo de la tubería por cementar y así calcular el volumen correspondiente a esta fase.

$$Vlb = \left(\frac{(ID^2_{csg(ant)} - OD^2_{csg})}{1029.4} \right) * h \quad (\text{Ecuación 2.3.17})$$

Dónde:

D agujero = Diámetro del hueco (o de la broca) (in)

ODcsg= Diámetro externo del casing a cementar (in)

IDcsg (ant) = Diámetro interno del casing anterior (in)

H= longitud de la sección ocupada por fluido (ft)

- **Volumen de lechada entre el collar flotador y el zapato**

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 de lechada sean precisos y se seleccione el tope deseado, para el cálculo de este volumen se utiliza la siguiente expresión:

$$V(c - z) = \left(\frac{ID^2_{csg}}{1029.4} \right) * h \quad \text{(Ecuación 2.3.18)}$$

Dónde:

ID_{csg}= Diámetro interno del casing a cementar (in)

H= Distancia entre el collar flotador y el zapato (ft)

V (c-z)= volumen de lechada entre el collar flotador y la zapata

- **Volumen de lechada en el bolsillo o hueco abierto**

Debido a que queda un espacio de hueco abierto entre el zapato y la profundidad total perforada se debe hallar el volumen de lechada ocupado por esta sección ya que esta debe quedar totalmente cementada. El cálculo se hace con la siguiente ecuación:

$$Vlz = \left(\frac{D^2_{agujero}}{1029.4} \right) * h \quad \text{(Ecuación 2.3.19)}$$

Dónde:

D agujero = Diámetro del hueco (o de la broca) (in)

H= Espacio entre la profundidad máxima perforada y el zapato.

- **Volumen de lechada total a bombear**

El volumen de lechada a bombear es la suma de la lechada en el anular casing-hueco, casing-casing, volumen de lechada collar- zapata, volumen de lechada bolsillo.

$$volumen\ de\ lechada\ total = Vla + Vlb + V(c - z) + Vlz \quad \text{(Ecuación 2.3.20)}$$

Teniendo en cuenta que habrá posibles cavernas (washouts), o posibles pérdidas de fluido en zonas permeables, el volumen de lechada en el espacio anular, entre el hueco descubierto y el casing a cementar, se calcula con un exceso de volumen. Considerando esto la ecuación 2.3.16 debe ser multiplicada por un porcentaje de exceso.

- **Volumen de fluido de desplazamiento**

El fluido de desplazamiento se determina con la ecuación 2.3.18 modificando el valor de (h). Debido a que este fluido se bombeara hasta el collar flotador para desplazar el cemento que queda dentro de la tubería de revestimiento desde superficie hasta el collar flotador.

$$Vd = \left(\frac{ID^2 csg}{1029.4} \right) * (z - h) \quad \text{(Ecuación 2.3.21)}$$

Dónde:

Z= Profundidad de asentamiento del zapato (ft)

H= distancia entre el collar flotador y el zapato (ft)

- **Volúmenes de baches lavador y espaciador**

El objetivo principal de emplear un frente lavador es dispersar el lodo de perforación del espacio anular. Para lograrlo se incorpora al flujo el fluido floculado que se encuentra depositado en regiones del anular en donde no exista circulación. Si no se entra la tubería que se va a cementar, o si se desprende gran parte de la película de lodo, generalmente la densidad del frente lavador es igual a la del agua o muy próxima.

Otros de los objetivos de emplear un frente separador es levantar el lodo disperso por el frente lavador eliminando del espacio anular por cubrir con cemento, en función a su viscosidad; también separar el fluido de perforación de la lechada de

cemento ya que su incompatibilidad normal puede generar problemas de fraguado prematuro o no fraguado

Los frentes separadores son diseñados cuidadosamente en cuanto a sus propiedades reológicas, pérdida de filtrado y densidades. Su densidad siempre se procura que sea un poco mayor que la densidad del fluido de perforación y menor que la densidad de la lechada de cemento. Es práctica común de campo adecuarla a la media aritmética de la diferencia de densidades del lodo y la lechada, de acuerdo a lo anterior estos volúmenes pueden ser calculados con las ecuaciones 2.3.16-2.3.18 dependiendo de la condición y (h) = longitud del bache.

2.3.8. Sarta de perforación

La sarta de perforación de pozos, incluye todos los componentes entre la broca y el vástago giratorio, tales como: los dril collar (DC), la tubería de perforación, las válvulas de seguridad, los estabilizadores, los sustitutos, la tubería pesada de perforación (HWDP) y el vástago. La función esencial de la sarta es transmitir la rotación a la broca y transportar los fluidos desde superficie hasta la broca.

Existe gran variedad de tuberías por la diversidad de diámetros externos, internos, conexiones, pesos nominales, esfuerzos a las tensiones colapso, estallido etc., por lo cual el Instituto Americano del Petróleo, API, estandarizó los criterios y dimensiones en las tablas de la norma API RP7G.

La sarta de perforación está conformada por dos secciones, la tubería de perforación y el ensamble de fondo (BHA):

- **Tubería de perforación.** Su principal función es la de transmitir rotación 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 a todos los tipos de carga involucrada.

Debido a esto existen diversos tipos de tubería según su longitud:

- Rango uno: 18 a 22 ft
- Rango dos: 27 a 30 ft
- Rango tres: 38 a 45 ft

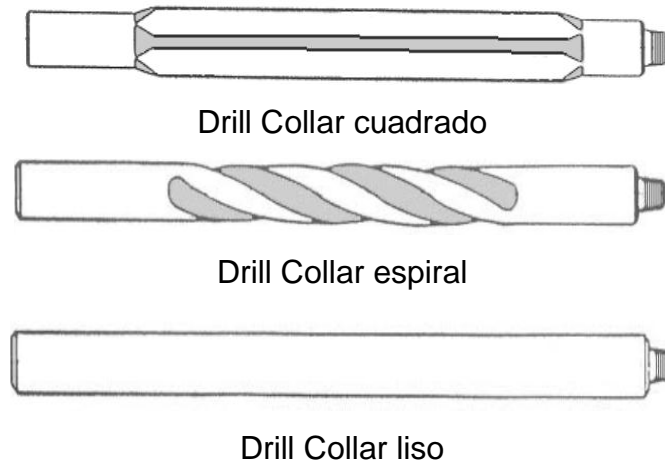
Existen también cinco grados de tubería disponibles para las diferentes condiciones de pozo, El API los especifica así: D, E, X95, G105, y S135; y son fabricados en una variedad de diámetros que van desde 2,375” a 6, 625” de diámetro externo.

Para la conexión de la tubería de perforación existen unas juntas de unión (tool joint) que se encuentran montadas o unidas al final de la junta de tubería. Las uniones tienen hilos externos o internos; si son hilos externos se denomina pin, y si sin internos se denomina caja, individualmente la tubería de perforación es unida por el pin de una junta dentro de la caja de otra, siendo luego ajustada por llaves de potencia.

El API relaciona las especificaciones de las juntas de unión en la norma API RP 7G, debido a que las dimensiones de las uniones son necesarias para el cálculo del peso aproximado de la tubería de perforación.

- **Ensamble de fondo (BHA).** El ensamble de fondo está compuesto por:
 - **Collares de perforación (Drill Collar).** Son tubos de acero, pesados, de paredes gruesas, con conexiones de roscas en ambos extremos y una longitud promedio de treinta pies. Se utilizan para suministrar el peso sobre la broca manteniendo la tubería de perforación en tensión Su gran grosor de

pared, les provee de mayor resistencia al pandeo que la DP, El punto neutral que debe estar localizado en la parte superior de la sección de lastra brocas: 75 a 85% (máximo), la mayoría de collares de perforación son lisos, pero existen en el mercado, cuadrados y acanalados en espiral, estas últimas ayudan en la reducción de la pega diferencial.



- **Tubería pesada de perforación extrapesada (HWDP).** Son tuberías que hacen la transición entre la tubería de perforación y los drill collar, evitando así, un cambio abrupto en las aéreas seleccionadas cruzadas. También son utilizadas con drill collar para proveer peso a la broca, especialmente en huecos de 6" o 8 ½" en donde el efecto de pandeo de HWDP debido a la compresión es mínimo. La tubería extrapesada de perforación reduce la inflexibilidad del BHA, también son más fáciles/rápidas de manejar que los CD's y más importante a un, reducen la posibilidad de atrapamiento diferencial.

Figura 16. Tubería de perforación extrapesada



Fuente: http://www.nov.com/Tuvular_and_corrosion_control/Drilling_Tubulars/Heavy_weight_Drill_Pipe/Standard_HWDP.aspx

- **Estabilizadores.** Son herramientas colocadas arriba de la broca y a lo largo del ensamble de la sarta, se utilizan principalmente para controlar la desviación del hueco, minimizar las patas de perro severas y prevenir las pegas diferenciales. Los estabilizadores llevan a cabo las funciones de centralizar y dar una rigidez extra al ensamble de fondo del hueco y consecuentemente mejore la perforación.

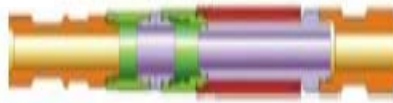
Figura 17. Estabilizadores



Fuente: <http://www.drillstar-industries.com>

- **Martillo de perforación (Jar).** Un martillo de perforación puede ser definido como un mandril, el cual se desliza dentro de una camisa, la parte final del mandril tiene la forma del martillo para suministrar una acción contra la cara del yunque, el ,martillo es requerido durante las operaciones de perforación para liberar pegas y se necesita halar hacia arriba o hacia abajo la tubería. Los martillos son recomendables correrlos a tensión y colocarlos en un sitio sobre el punto muerto; también se corren en compresión en un viaje mientras se perfora, si accidentalmente se aplica mucho peso sobre la broca.

Figura 18. Martillo de perforación



Fuente: http://www.hofco.com.au/oilfield_equipment_rentals.php

2.3.8.1. Diseño de sarta de perforación

Para el diseño de la sarta de perforación se establece una guía que se conforma básicamente de los siguientes pasos:

- **Recopilación de información**

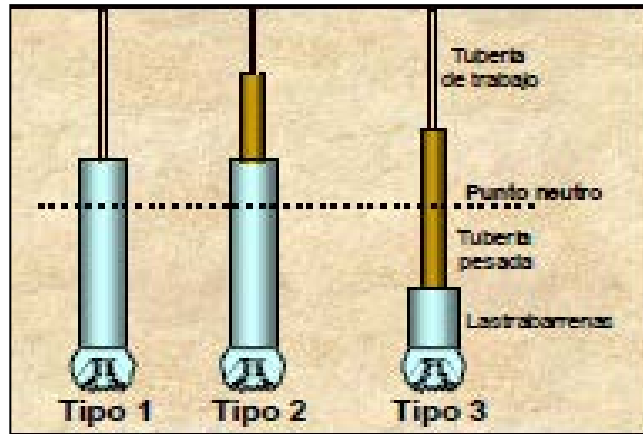
La información necesaria para el proceso de diseño y selección de la sarta se puede resumir en los siguientes puntos:

- ✓ Profundidad total.
- ✓ Trayectoria y ángulo máximo.
- ✓ Peso sobre broca requerido.
- ✓ Densidades de lodo.
- ✓ Factores de diseño para el peso sobre broca.
- ✓ Factor de diseño a la tensión.
- ✓ Máximo margen de sobre tensión.
- ✓ Inventario de tubulares y herramientas
- ✓ Tabla de especificaciones de tuberías.

- **Selección de aparejo de fondo**

- **Definir configuración del ensamble del fondo.** Existen tres tipos de configuraciones de ensambles de fondo (Figura 19), los cuales permiten mantener el punto neutro (punto en la sarta de perforación donde los esfuerzos de tensión y compresión son igual a cero) 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 19. Tipos de BHA's



Fuente: Guía para el diseño de sarta de perforación

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

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

Tipo 3. Esta configuración utiliza Drill Collar 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 Drill Collar y la tubería pesada, y el punto neutro se localiza en la tubería pesada. Esta configuración permite manejar el aparejo de fondo en forma rápida y sencilla, reduce la posibilidad de pegadura por presión diferencial

- **Determinar el diámetro de los Drill collar.** En la siguiente tabla se muestra el diámetro comúnmente usado dependiendo del diámetro del hueco a perforar

Tabla 16. Diámetro externo de Drill collar recomendado para diferentes diámetros de hueco

DIAMETRO DE HUECO	OD(DRILL COLLAR) RECOMENDADO (IN)
36	9 1/2 -8
26	9 1/2-8
17 1/2	9 1/2 -8
16	9 1/2-8
12 1/4	8
8 1/2	6 1/4
6	4 3/4

Fuente: Modificado por autores de Well Engineering Y construction RABIA.

- **Calcular la longitud de los Drill collar según la configuración definida.**

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

- Calcular el factor de boyanza FB (adimensional), con la siguiente ecuación:

$$FB = 1 - \left(\frac{MW}{65.5} \right) \quad (\text{Ecuación 2.3.22})$$

Dónde:

MW= peso del lodo en (ppg)

65.5= Peso de un galón de acero en (ppg)

- Calcular la longitud mínima de los Drill Collar para obtener el peso sobre la broca deseada, su cálculo se realiza con la siguiente ecuación:

$$LCD = \frac{WOB*FS}{\cos(\alpha)*N_P*F_B*W_{DC}} \quad (\text{Ecuación 2.3.23})$$

Dónde:

LDC= Longitud de Drill Collar

$\cos(\alpha)$ = Angulo de desviación del pozo

N_p = Punto neutro (0,85)

F_B = Factor de boyanza.

W_{DC} = Peso Drill Collar.

FS= Factor de seguridad (1.15)

WOB= Peso sobre la broca.

- Determinar el cambio de diámetro adecuado entre secciones de la sarta.

En la práctica, para seleccionar los diámetros de tubería pesada y de trabajo que minimicen los esfuerzos de transición por cambio de diámetro, se calcula la relación de rigidez (adimensional) entre la sección inferior y superior, dada por la siguiente ecuación:

$$R_R = \frac{\left(\frac{OD^4-ID^4}{OD}\right)_{seccion\ inferior}}{\left(\frac{OD^4-ID^4}{OD}\right)_{seccion\ superior}} \quad (\text{Ecuación 2.3.24})$$

Dónde:

OD= Diámetro externo.

ID= Diámetro interior.

De acuerdo con la experiencia, para perforación somera o con baja probabilidad de falla, R_R debe ser menor de 5.5. Para perforación en condiciones más severas o con mayor probabilidad de falla R_R debe mantenerse menor de 3.5.

- Calcular la 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 Drill Collar 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 tubería pesada se utiliza para reducir los niveles de esfuerzo en la zona de transición, entre los Drill Collar y la tubería de trabajo, y adicionalmente para proporcionar peso necesario a la broca y mantener el punto neutral dentro del BHA (arreglo 3), se calcula con la siguiente ecuación:

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{WOB*FS}{F_B*Cos(\alpha)} - (W_{DC1}*L_{DC1}) - (W_{DC2}*L_{DC2})}{W_{HWDP}} \quad (\text{Ecuación 2.3.25})$$

Dónde:

LHWDP = Longitud mínima de las HWDP (pies)

WDC1 = Peso en aire de las lastra broca s en la primera sección (lbs/pies)

LDC1 = Longitud de la primera sección de lastra broca s (pies)

WDC2 = Peso en aire de las lastra broca s en la segunda sección (lbs/pies)

LDC2 = Longitud de la segunda sección de lastra broca s (pies)

WHWDP = Peso en aire de la HWDP (lbs/pies)

- **Diseño de la tubería de trabajo**

- ✓ **Diseño por tensión**

El diseño de la sarta para cargas de tensión estática requiere de la suficiente resistencia en la parte superior de cada sección de tubería en peso, grado, tubería pesada, tubería Drill Collar, estabilizadora y broca. La carga es calculada como se muestra en la ecuación 2.3.26. El peso de la broca y los estabilizadores son despreciables o están incluidos en el peso de los Drill Collar.

Si la sarta no tiene tubería pesada (HWDP) el factor $(L_{HWDP} * W_{HWDP})=0$:

$$P = (L_{DP} * W_{DP} + L_{DC} * W_{DC} + L_{HWDP} * W_{HWDP}) * F_B \quad (\text{Ecuación 2.3.26})$$

Dónde:

P= Carga flotada de la sección de tubería (lbs)

L_{DP} = Longitud de tubería de perforación (ft)

L_{DC} = Longitud de Drill Collar (ft)

L_{HWDP} = Longitud de tubería pesada (ft)

W_{DP} = Peso de tubería de perforación (lbs/ft)

W_{DC} = Peso Drill Collar (lbs/ft)

W_{HWDP} = Peso de la tubería pesada (lbs/ft)

- **Criterio MOP.** El API RP7G muestra los datos de cargas de tensión, para varios tamaños, grados y clases de tuberías de perforación. Es importante notar que los valores de resistencia a la tensión mostrados en la tabla son valores teóricos basados sobre áreas mínimas, espesor de pared y resistencia a la cadencia.

Si la tubería alcanza los valores de carga mostrados en las tablas descritas es probable que un esfuerzo permanente ocurra, para prevenir esta condición un factor de diseño de aproximadamente 90% de los valores de tensión tabulados es algunas veces usado. Sin embargo una mejor práctica demanda un factor específico para el grado particular de la tubería involucrada, a continuación se presenta la ecuación:

$$P_a = P_t * 0.9 \quad (\text{Ecuación 2.3.27})$$

Dónde:

P_a = Máximo diseño de carga permisible en tensión (lbs)

P_t = Carga de tensión teórica en tablas (lbs)

El margen de sobretensión es un valor de tensión que reserva el diseñador para asegurar que se pueda jalar la tubería en caso de alguna pega. Y se define como la diferencia entre la carga calculada (P) y la máxima tensión permisible.

$$MOP = P_a - P \quad (\text{Ecuación 2.3.28})$$

La relación entre las ecuaciones de P_a y P permite calcular el factor de seguridad dado en la siguiente ecuación:

$$SF = \frac{P_a}{P} = \frac{P_t * 0.9}{(L_{DP} * W_{DP} + L_{DC} * W_{DC} + L_{HWDP} * W_{HWDP}) * F_B} \quad (\text{Ecuación 2.3.29})$$

El rango del factor de diseño varía entre 1.1 y 1.5, el valor más comúnmente utilizado es el de 1.3, el propósito del factor de diseño es el asegurar un diseño sobrado de tubería en la parte superficial, cuando esta se encuentre totalmente cargada.

- **Determinación de la máxima longitud de tubería**

La determinación de la máxima longitud de tubería de perforación que resiste a la tensión de un tamaño, grado y clase específico se realiza para un determinado pozo, y se obtiene combinando las ecuaciones 2.3.26/27/28, esto origina la ecuación:

Longitud de tubería de perforación que resiste por tensión:

$$L_{DP} = \frac{P_t * 0.9}{W_{DP} * F_B * SF} - \frac{W_{DC}}{W_{DP}} * L_{DC} \quad (\text{Ecuación 2.3.30})$$

Longitud de tubería de perforación que resiste por tensión cuando en la sarta usa HWDP:

$$L_{DP} = \frac{P_t * 0.9 - MOP}{W_{DP} * F_B} - \frac{(W_{DC} * L_{DC}) + (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_{DP}} \quad (\text{Ecuación 2.3.31})$$

Longitud de tubería de perforación que resiste por tensión cuando en la sarta usa HWDP y tubería de perforación combinada:

$$L_{DP2} = \frac{P_t * 0.9 - MOP}{W_{DP} * F_B} - \frac{(W_{DC} * L_{DC}) + (W_{HWDP} * L_{HWDP}) + (W_{DP1} * L_{DP1})}{W_{DP2}} \quad (\text{Ecuación 2.3.32})$$

Dónde:

L_{DP1} = longitud de tubería de perforación de la sección de fondo (ft)

L_{DP2} = Longitud de tubería de perforación de la sección del tope (ft)

W_{DP1} = Peso de tubería de perforación de la sección de fondo (lbs/ft)

W_{DP2} = Peso de tubería de perforación de la sección del tope (lbs/ft)

- **Tensión (criterio cuñas – slip crushing).** La carga máxima admisible de tensión debe ser diseñada para prevenir el aplastamiento por cuñas de la tubería, las cuñas debido a la forma cónica tratan de aplastar a la tubería de perforación, este esfuerzo en anillo es resistido por el tubo y a la vez incrementa el esfuerzo global en el acero, debido a esto se debe calcular la relación (RS).

$$RS = \frac{P_{axial}}{P_{Carga}}$$

Dónde:

P_{axial} = Esfuerzo de aro causado por la acción de las cuñas (Psi)

P_{carga} = Esfuerzo de tensión en la tubería debido a la carga de la tubería en las cuñas (Psi)

Si no se tiene información suficiente se puede determinar de manera directa el valor de RS, por medio de la longitud de la cuña. Generalmente se trabaja con cuñas de 12 y 16 pulgadas de longitud, en la siguiente tabla se relaciona el RS en función del diámetro externo de la tubería de perforación y longitud de las cuñas.

Tabla 17. Longitud de cuñas de acuerdo al OD drill pipe

OD DRILL PIPE	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: Tecnología de perforación Schlumberger Drilling School.

Por medio de este criterio se tiene:

$$L_{DP} = \frac{P_t * 0.9 / RS}{W_{DP} * F_B} - \frac{W_{DC}}{W_{DP}} * L_{DC} \quad (\text{Ecuación 2.3.33})$$

Longitud de tubería de perforación que resiste por tensión cuando en la sarta usa HWDP:

$$L_{DP} = \frac{P_t * 0.9 / RS}{W_{DP} * F_B} - \frac{(W_{DC} * L_{DC}) + (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_{DP}} \quad (\text{Ecuación 2.3.34})$$

Longitud de tubería de perforación que resiste por tensión cuando en la sarta usa HWDP y tubería de perforación combinada:

$$L_{DP2} = \frac{P_t * 0.9 / RS}{W_{DP2} * F_B} - \frac{(W_{DC} * L_{DC}) + (W_{HWDP} * L_{HWDP}) + (W_{DP1} * L_{DP1})}{W_{DP2}} \quad (\text{Ecuación 2.3.35})$$

- **Colapso.** La tubería de perforación puede en cierto momento estar sujeta a una presión externa, la cual es más alta que la presión interna esta condición normalmente ocurre en las pruebas de presión llevadas a cabo en la sarta. Las cuales podrían resultar en un colapso en las tuberías de perforación.

Así la presión diferencial máxima, ΔP (Psi), Existente a través de la tubería de perforación, es cuando se abre la herramienta DST, y puede ser calculada como sigue:

$$\Delta P = \frac{L*r_1}{144} = \frac{(L-Y)*r_2}{144} \quad (\text{Ecuación 2.3.36})$$

Dónde:

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

L= Profundidad total del pozo (ft)

r_1 = Densidad de los fluidos fuera de la tubería (lb/ft³)

r_2 = Densidad de los fluidos dentro de la tubería (lb/ft³)

Una vez la presión de colapso es calculada, se compara con la resistencia al colapso de la tubería dada por tablas; y un factor de seguridad de colapso puede calcularse como sigue:

$$SF = \frac{\text{Resistencia al colapso (tablas)}}{\text{Presion de colapso } (\Delta P)}$$

Un factor de seguridad de 1,125 es normalmente usado

- **Cargas por choque.** Las cargas de choque suceden cuando las coñas esta colocadas o la tubería de perforación esta e 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 como sigue:

$$F_s = 3200 * W_{DP}$$

Dónde:

W_{DP} = Peso de la tubería de perforación (lbs/ft)

- **Torsión.** La resistencia a la cedencia de la tubería de perforación cuando está sujeta a la torsión pura, está dada por:

$$Q = \frac{0.096167 * J * Y_m}{D} \quad \text{(Ecuación 2.3.37)}$$

Dónde:

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

Y_m = Resistencia a la cedencia unitaria mínima (psi)

J= Momento de inercia polar.

El momento de inercia polar está dado por:

$$J = \frac{\pi}{32} * (OD^4 - ID^4) \quad \text{Ecuación 2.3.38}$$

Cuando la tubería es sometida a torsión y tensión, como en el caso de las operaciones de perforación, se tiene:

$$Q_t = \frac{0.096167 * J}{D} * \sqrt{Y_m^2 - P^2 / A^2} \quad \text{(Ecuación 2.3.39)}$$

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 (in²)

Las ecuaciones se utilizan para calcular el máximo torque admisible.

2.3.9. Brocas de perforación

- **Broca**

Es la herramienta de corte localizada en el interior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotatoria.

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

- ✓ Brocas tricónicas
- ✓ Brocas de cortadores fijos

- **Brocas Tricónicas**

Las brocas tricónicas cuentan con tres conos cortadores que giran sobre su propio eje. Varían de acuerdo con su estructura de corte, y pueden tener dientes de acero fresados o de insertos de carburo de tungsteno. También cambian en función de su sistema de rodamiento, la brocas tricónicas constan de tres importantes componentes: la estructura cortadora, los cojinetes y el cuerpo de la broca. La broca tricónica perfora la roca por compresión (trituración). 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.

Figura 20. Falla por esfuerzo de compresión



Fuente: Schlumberger, Programa de Entrenamiento para supervisores.

- **Brocas de cortadores fijos**

Las brocas de diamante tienen un diseño muy elemental. A diferencia de las tricónicas, carecen de partes móviles, aunque esta característica sería deseable. El material usado para la construcción, además de los diamantes, puede variar según el tipo de las brocas y de las características de los fabricantes. Normalmente el cuerpo fijo de la broca puede ser de acero o de carburo de tungsteno (matriz) o una combinación de ambos.

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

Dentro de esta clasificación se encuentran las brocas más usadas en la perforación las brocas **PDC (compacto de diamante policristalino)**, que utilizan diamante sintético. Estas brocas fracturan 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.

Figura 21. Falla por esfuerzo de corte



Fuente: Schlumberger, Programa de Entrenamiento para supervisores.

2.3.9.1. Métodos para la selección de brocas.

Para hacer una buena selección de brocas para la perforación se debe tener en cuenta los siguientes pasos:

- ✓ Determinar el costo por pie perforado de cada una de las brocas usadas en los pozos correlación.
 - ✓ Seleccionar las brocas para la perforación con ayuda de los registros eléctricos de pozo correlación, determinando la compresibilidad y cizallamiento de las formaciones a perforar.
 - ✓ Solicitar a empresas brocas a seleccionar para la perforación, la cual incluirá información acerca del rendimiento de la broca en diferentes formaciones ya perforadas por esta.
 - ✓ Hacer una evaluación de las brocas planteadas por la empresa.
- **Calculo de costo por pie.** 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 mediante la siguiente ecuación:

$$C = \frac{C_B + (t_v + t_p) * C_E}{H} \quad \text{(Ecuación 2.3.40)}$$

Dónde:

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

C_E = Costo del equipo ((\$us/hr).

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

t_v = Tiempo de viaje de la sarta (hr).

H = Intervalo perforado (ft).

Datos obtenidos de pozos vecinos (correlación) estipulados en el bit record, y hacer un análisis de costo por pie de estas brocas, para tener un punto de referencia.

Aunque existen diferentes tipos de métodos de selección de brocas después de obtener el costo por pie de las brocas de los pozos correlación, se puede recurrir a los registros eléctricos para la selección de brocas ya que de este se puede obtener la velocidad de onda en microsegundos por pie (registro sónico), y con esta obtener el valor del esfuerzo no confinado (UCS).

- **Metodología utilizando los ucs.**

Este es uno de los métodos más utilizados para la selección de brocas, pues hace una comparación entre valores de UCS determinados en laboratorio y valores UCS determinados por el método de Mason, a través de registros de tiempo de tránsito compresional y cizallamiento. Una vez determinados los UCS en Psi se determina el tipo de litología en función de la clasificación de la IADC.

➤ **Determinación del Esfuerzo No Confinado.** A partir de las herramientas básicas como el registro sónico 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 sónico teniendo en cuenta los valores de tiempo de tránsito de las ondas compresionales, además de los datos del registro de densidad, usando la ecuación 2.3.41, solamente utiliza la velocidad de la onda compresional (V_c) expresada en (microsegundos/pie), estimada del registro sónico la cual implica que el módulo dinámico de Young (ED) depende básicamente de la velocidad de onda compresional (VC).

$$ED = 0.265 * VC^{2.04} \quad (\text{Ecuación 2.3.41})$$

Una vez determinado el módulo dinámico de Young es necesario conocer la litología que se presenta en la sección estudiada para encontrar el módulo estático de Young. Con el registro Gamma Ray se halla el índice de arcillosidad así como su volumen.

Si el contenido de volumen de arcillas (V_{sh}) calculado con la ecuación 2.3.42 es mayor a 0.35 se consideran arcillas y si es menor o igual a 0.35 se habla de arenas

$$V_{sh} = \frac{(GR_{leido} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (\text{Ecuación 2.3.42})$$

Finalmente el Esfuerzo No Confinado (UCS) es determinada por la ecuación:

$$UCS = 143000 * e^{(-0.035 * \Delta t)} \quad (\text{Ecuación 2.3.43})$$

El Esfuerzo No Confinado está expresado en psi, una vez calculado es con la ecuación 2.3.43. (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 18. Esfuerzo no confinado para distintas litologías

TIPO DE LITOLOGÍA	UCS (Psi)
Formaciones muy débiles - Alta plasticidad con baja resistencia (margas y arcillas)	≤ 1500
Formaciones débiles - baja resistencia, interlaminadas con secuencias de alta resistencia (lutitas, margas y evaporitas)	1500-3000
Formaciones débiles a medianamente débiles - baja resistencia, intercalaciones con secuencias de alta resistencia (lutitas, pizarras, lignitos)	3500- 7500
Formaciones medianamente duras- alta densidad, alta resistencia, pero son lentes abrasivos (lutitas, areniscas y carbonatos)	7500- 15000
Formaciones duras - alta resistencia, con lentes abrasivos (areniscas, limolitas y dolomitas)	15000-30000
Formaciones extremadamente duras- resistencia muy alta, muy abrasivas (rocas ígneas y metamórficas)	≥ 30000

Fuente: Smith Bits.

✓ **Selección de las características de las brocas**

Tabla 19. Código para identificación de brocas de diamante

CODIGO IADC - PARA IDENTIFICACION DE BROCAS DE DIAMANTE														
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		
D	Diamante Natural	Matriz	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grande	1	2	3
M	PDC	Matriz	Medio	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	PDC	Acero	Bajo	7	8	9	No Agrupadas	7	8	9	Pequeño	7	8	9
	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.

- ✓ **Selección del Tamaño de las Estructuras de 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 20. Diámetro de cortadores de acuerdo a UCS

UCS (Psi)	DIAMETRO DE LOS CORTADORES (MILIMETROS)
≤ 3000	22
3000-6000	19
6000-10000	19-16
10000-15000	16
15000-20000	13
20000-27000	13-8

Fuente: Paper Selección De Brocas Por Correlación. UNAM.

Selección del Número de Cortadores (brocas de cortadores fijos).

Mientras mayor sea el número de cortadores, menor será la tasa de penetración, ya que es mayor el área de la broca que está en contacto con el fondo del agujero, pero alargará la vida de la broca y la cantidad de metros que podrá perforar. El número de cortadores que podrá tener una broca está en función del número de aletas y diámetro de los cortadores, por lo que un número mayor de aletas podrá tener una mayor cantidad de cortadores, pero siempre restringido por el diámetro de estos.

El número de cortadores que deberá tener una broca puede ser calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$C = 51.967 * \ln(CS) - 442.8$$

Donde,

C=Numero de cortadores.

CS= esfuerzo compresivo de la roca

- ✓ **Selección del 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. Como se ha mencionado con anterioridad, las areniscas son rocas del tipo abrasivas. 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 pies 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 pies 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.

Algo semejante ocurre cuando se perfora roca caliza, ya que en general este tipo de roca no es abrasiva pero sí suele estar mucho más compacta que la arenisca, por lo que la broca sufre desgaste por impacto, además de que este tipo de roca provoca el aumento en la vibración en la sarta de perforación añadiendo condiciones que promueven el desgaste de la broca por cortadores rotos. Este problema puede disminuir si se aumenta el número de aletas ya que esto provoca mayor estabilidad en el fondo, disminuyendo así la vibración. El uso de aletas extra ayuda de igual manera a aumentar el tiempo de vida de la

broca y poder perforar más pies en una sola corrida. Otro factor importante es la velocidad de rotación a la que va a estar sometida, mientras mayor sea la cantidad de revoluciones por minuto a que esté sometida, se hará indispensable en el uso de aletas extras para disminuir el desgaste que puedan sufrir las estructuras de corte, porque se tendría que sacar la sarta por baja tasa de penetración, por lo que si se planea utilizar bajas rpm se puede ocupar sin problemas una broca con pocas aletas.

Por lo anterior, escoger un número alto de aletas en una broca sería ideal para perforar, sin embargo, el mayor número de aletas provoca una menor tasa de penetración, esto se debe a que mientras mayor sea el número de aletas mayor es la cantidad de estructuras de corte (en la mayoría de los casos), por lo que el área que está en contacto con la formación es mayor, lo cual aumenta la fricción y torque dando como resultado que la velocidad de penetración de la broca disminuya.

A continuación se presenta una tabla de referencia para el número de aletas en función de el esfuerzo no confinado:

Tabla 21. Número de aletas en función del esfuerzo no confinado

UCS (Psi)	NUMERO DE ALETAS
≤ 3000	3-4
3000-6000	4-5
6000-10000	5-6
10000-15000	6-7
15000-20000	7-8
20000-27000	8 o mas
≥ 2700	Impregnada

Fuente: Paper Selección De Brocas Por Correlación. UNAM.

2.3.10. Hidráulica de perforación

La planificación de la hidráulica es parte del proceso general de la perforación. Esto incluye un balance calculado de los distintos componentes de sistema de circulación para hacer máxima la ROP y mantener limpios la broca y el agujero mientras se está dentro de las fuerzas del pozo, la superficie y el equipo de fondo.

2.3.10.1. Consideraciones para la planificación de la hidráulica¹⁹

- **Haciendo Máxima la ROP (Velocidad de Perforación).** La remoción de los recortes del fondo del agujero está relacionada con la energía del fluido disipada en la broca (potencia hidráulica consumida en la broca). Se ha demostrado que la potencia hidráulica en la broca está optimizada cuando la presión diferencial (caída de presión) a través de la broca, es igual a dos tercios de la presión total en el sistema (presión de bombeo).

El proceso de hacer máximo el sistema de potencia hidráulica, puede ser utilizado para incrementar la velocidad de perforación en formaciones medias y duras.

- **Limpieza del Pozo.** En formaciones blandas o en pozos desviados, la limpieza del fondo del pozo es muchas veces el factor predominante. Hay poco sentido en la maximización del ROP por medio de la selección de toberas que optimicen la potencia hidráulica o la fuerza de impacto, si la tasa de flujo (gpm) resultante es insuficiente para levantar los recortes fuera del agujero. En estas circunstancias es preferible determinar primero una tasa de flujo adecuada y después optimizar la hidráulica.

¹⁹ Ingeniería de Perforación SCHLUMBERGER Drilling school.

- **Pérdidas de presión por fricción en el espacio anular.** Dentro de un agujero estrecho o pozos profundos la caída de presión por fricción en el espacio anular, necesita ser considerada. Si es demasiado alta, la caída de presión por fricción en el espacio anular incrementará la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) y puede llevar a pérdida de circulación, atrapamiento diferencial o inestabilidad del agujero.
- **Erosión.** Las formaciones blandas y no-consolidadas son propensas a la erosión, si la velocidad en el espacio anular y por lo tanto la tasa de flujo (gpm) son demasiado altas o si el espacio anular es demasiado pequeño se tiene la posibilidad de flujo turbulento. En estas instancias, se requerirá una reducción del flujo para minimizar la erosión.
- **Pérdida de Circulación.** En caso de que se anticipe una gran pérdida de circulación y grandes cantidades de LMC podrían ser bombeadas, tal vez sea necesario instalar toberas más grandes en la broca para así minimizar el riesgo de taponar la broca.

2.3.10.2. Reglas empíricas generales

- **Gasto de Flujo o Gasto Caudal**
 - El gasto o tasa de flujo deberá ser mantenido a 30-60 GPM por pulgada de diámetro de la broca.
 - No se debe reducir el gasto de flujo (caudal) para lograr mayor potencia.
 - Una tasa de flujo demasiado baja causará el embotamiento de la broca y reducirá la limpieza efectiva de pozo.
- **Potencia Hidráulica.** Mantenga un consumo de potencia hidráulica de 2.5 a 5.0 HHP por pulgada cuadrada de diámetro de la broca. Se deberá considerar

el uso de potencia hidráulica máxima, cuando se tiene suficiente potencia de bombeo disponible.

- **Caída de Presión a través de la Barrena.** Diseñe la hidráulica para tener una caída de presión a través de la barrena entre el 50% y el 65% de la presión total de circulación disponible en superficie. Si las pérdidas de presión parásita son mayores al 50% de la presión de bombeo disponible, entonces optimice la velocidad del chorro de lodo en las toberas de la barrena.
- **Velocidad del Chorro.** La velocidad del chorro afecta la permanencia de las astillas en el fondo así como la velocidad de perforación. Se debe mantener la velocidad del chorro por encima de 250 pies/seg.

2.3.10.3. Cálculos mínimos para el diseño hidráulico.

- **Selección de la tasa de flujo (gpm) máximo, mínimo, crítico y óptimo**

Caudal mínimo (Qmin). Su objetivo es la limpieza del hueco, y se puede calcular con la siguiente ecuación.

Para brocas tricónicas:

$$V_{amin} = 210 - 12 * D_h$$

Si el diámetro del hueco es $\leq 9 \frac{7}{8}$ "

$$Q_{min} = V_{amin} * \left(\frac{(D_h^2 - D_o^2)}{24.5} \right) \quad (\text{Ecuación 2.3.44})$$

Si el diámetro del hueco es $> 9 \frac{7}{8}$ "

$$Q_{min} = 40 * D_h \quad (\text{Ecuación 2.3.45})$$

Para brocas PDC:

$$Q_{min} = 12.72 * D_h^{1.47} \quad (\text{Ecuación 2.3.46})$$

Dónde:

Vamin= velocidad mínima en el anular (ft/min)

Dh= Diámetro del hueco (in)

Do= Diámetro externo de la tubería (in)

Qmin= caudal mínimo (GPM)

Caudal crítico (Qcritico). El objetivo principal de este caudal es evitar el lavado de las formaciones perforadas, y se puede determinar mediante las siguientes ecuaciones:

$$Q_{critico} = V_{acritica} * \left(\frac{(D_h^2 - D_{DC}^2)}{24.5} \right) \quad (\text{Ecuación 2.3.47})$$

La velocidad crítica se regir por dos modelos reológicos, el modelo de ley de potencia y el modelo de plástico de Bingham, a continuación se presentan las ecuaciones que relacionan cada uno de los modelos:

Modelo de plástico de Bingham:

$$V_{critica} = 60 * \left[\frac{\left(1.08 * V_p + 1.08 * \sqrt{(V_p^2 + 9.26 * (D_M - d_m)^2 * YP * \rho)} \right)}{\rho * (D_M - d_m)} \right] \quad (\text{Ecuación 2.3.58})$$

Dónde:

$V_{cricita}$ = Velocidad critica (ft/min)

V_p = Viscosidad plastia (cps)

DM = Diámetro mayor (ins)

D_m = Diámetro menor (ins)

YP = Punto cedente (lbs/100 ft²)

ρ = Densidad del fluido (ppg)

Modelo ley de potencia (Power Law). Los valores de los parámetros n y k se pueden determinar utilizando el viscosímetro de FAN y a través de las siguientes ecuaciones:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)}{\log\left(\frac{1022}{511}\right)} = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad (\text{Ecuación 2.3.49})$$

$$K = 1.066 * \left(\frac{(\theta_{300})^n}{1.03 * 300}\right) \quad (\text{Ecuación 2.3.50})$$

Dónde:

N = índice de potencia o de comportamiento de flujo (n)

K = Índice de consistencia

$\theta_{600}, \theta_{300}$ = Lecturas del viscosímetro rotacional a velocidades de 600, y 300 rpm.

La ecuación utilizada para el modelo ley de potencia es la siguiente:

$$V_c = \frac{(3.878 * (10^4))^{\frac{1}{(2-n)}}}{\rho} * \frac{(2.4)^{\frac{1}{(2-n)}}}{(D_M - d_m)} \quad \text{Ecuación 2.3.51}$$

Dónde:

Vc = Velocidad crítica (ft/min)

K= Índice de consistencia (lbs/100ft)

N= índice de potencia.

DM= Diámetro mayor (ins)

Dm= Diámetro menor (ins)

YP= Punto cedente (lbs/100 ft²)

ρ= Densidad del fluido (ppg)

Caudal máximo (Qmax). Este caudal determina el máximo caudal de la bomba y se calcula como sigue a continuación:

Bomba Duplex (bls/stk)

$$D_B = 0.000162 * (2 * Dc^2 - Dv^2) * Lv \quad (\text{Ecuación 2.3.52})$$

Bomba triplex (bls/stk)

$$D_B = 0.000243 * (Dc^2) * Lv \quad (\text{Ecuación 2.3.53})$$

Dónde:

D_B=Desplazamiento de la bomba.

Dc= Diámetro de la camisa (ins)

DV= Diámetro del vástago (ins)

Lv= Longitud del vástago (ins)

$$Q_{max} = No\ stk\ max * D_B * EB \quad (\text{Ecuación 2.3.54})$$

Dónde:

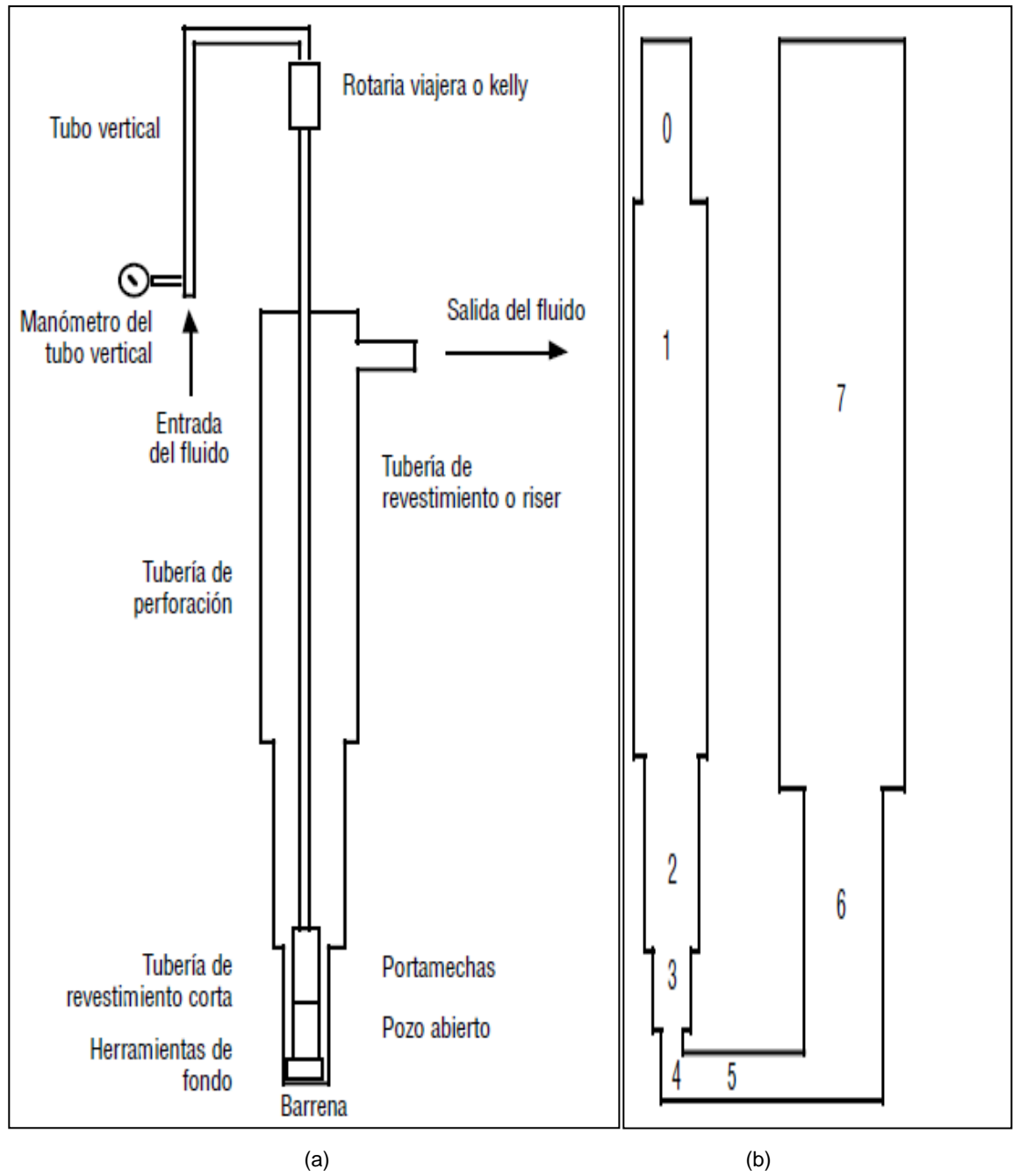
EB= Eficiencia de la bomba

HP bomba= Potencia de las bombas del fluido de perforación

Qmax= Caudal máximo de la bomba

- **Cálculos de Pérdidas de Presión.** 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. La suma de las caídas de presión de estos intervalos es igual a la pérdida total de presión del sistema o a la presión medida del tubo vertical. La figura 22 (a) es un diagrama esquemático del sistema de circulación. Esta Figura puede ser simplificada de la manera indicada en la figura 22 (b), la cual ilustra el área relativa de flujo de cada intervalo. Puede haber cualquier número de subintervalos dentro de las categorías enumeradas en la tabla 22.

Figura 22. Sistema de circulación de lodo



Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e hidráulica. p. 23.

Tabla 22. Zonas de pérdidas de presión

0	Tubo vertical/ rotaria viajera/kelly
1	Dentro de la tubería de perforación
2	Dentro de los DC
3	Dentro de las herramientas de fondo
4	Broca
5	Espacio anular del pozo abierto/ columna de perforación
6	Espacio anular del pozo abierto/ columna de perforación
7	Espacio anular de la tubería de revestimiento o riser / columna de perforación

Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e hidráulica. p. 23.

La pérdida de presión total para este sistema se puede describir matemáticamente como:

$$P_{Total} = P_{Equipo\ de\ superficie} + P_{Columna\ de\ perforacion} + P_{Broca} + P_{Espacio\ anular}$$

Aunque existen diferentes métodos para la determinación de las pérdidas de presión dependiendo del modelo reológico como ley de potencia, Plástico de Bingham, Herschel-Bulkley, en esta sección solo se hablara de la metodología usada con el modelo reológico de Bingham ya que este es el que mejor representa el comportamiento reológico del lodo de perforación.

- ✓ **Pérdidas de presión en el equipo de superficie.** Las pérdidas de presión del equipo de superficie incluyen, las perdidas dentro del tubo vertical (standpipe), de la manguera (hose), de la unión giratoria (swivel) y la Kelly en el caso convencional, cuando se una 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 a continuación.

Tabla 23. Pérdidas de presión en equipo de superficie

Tipo	Tubo Vertical	Manguera	Unión Giratoria	Kelly	Long Equiv	E
1	40 ft 3 in ID	45 ft 2 in ID	20 ft 2 in ID	40 ft 2,25 in ID	2600 ft	$2,5 \cdot 10^{-4}$
2	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	$9,6 \cdot 10^{-5}$
3	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	610 ft	$5,5 \cdot 10^{-5}$
4	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	30 ft 3 in ID	40 ft 4 in ID	424 ft	$4,2 \cdot 10^{-5}$

Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e hidráulica. Pág. 24.

Conocida la geometría del equipo de superficie se calcula la pérdida de presión según el modelo reológico seleccionado, en este caso el modelo reológico es el de Bingham y se calcula con la siguiente ecuación

$$P_{Equipo\ sup} = E * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} \quad (\text{Ecuación 2.3.55})$$

Dónde:

E= Constante

ρ = Densidad del lodo (ppg)

Q= Caudal (gpm)

PV= Viscosidad Plástica

✓ **Pérdidas de presión en la tubería**²⁰. Las pérdidas de presión, deben ser calculadas por secciones es decir cada vez que hay cambio de diámetro interno se debe hacer el cálculo, y se realiza dependiendo del modelo reologico seleccionado, en este caso se calculara con el modelo reologico de Bingham.

²⁰ RABIA, Hassain. Well engineering and construction. Pág. 247.

Calcular la velocidad de flujo promedio y crítica:

$$\bar{V} = \frac{24.5 * Q}{D^2}$$

$$V_C = \frac{(97 * PV + 97 * \sqrt{PV^2 + 8.2 * \rho * D^2 * YP})}{\rho * D} \quad (\text{Ecuación 2.3.56})$$

Si la \bar{V} es mayor que V_C , el flujo es turbulento y se debe usar la siguiente ecuación:

$$P = \frac{8.91 * 10^{-5} * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} * L}{D^{4.8}} \quad (\text{Ecuación 2.3.57})$$

Si la \bar{V} es menor que V_C , el flujo es laminar y se calcula como sigue:

$$P = \frac{PV * L * \bar{V}}{90000D^2} + \frac{L * YP}{D} \quad (\text{Ecuación 2.3.58})$$

Dónde:

Q= Caudal (gpm)

D= Diámetro interno de la tubería (in)

V= Velocidad (ft/min)

YP= Punto cedente (lbf/100ft²)

✓ **Pérdidas de presión en el anular.** Se determina la velocidad promedio y crítica:

$$\bar{V} = \frac{24.5 * Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_C = \frac{\left(97*PV+97*\sqrt{PV^2+6.2*\rho*D_e^2*YP}\right)}{\rho*D_e} \quad \text{Ecuación 2.3.59)}$$

Dónde:

$$D_e = D_h - OD_{MIN}$$

Si la \bar{V} es mayor que V_C , el flujo es turbulento y se debe usar la siguiente ecuación:

$$P = \frac{8.91*10^{-5}*\rho^{0.8}*Q^{1.8}*PV^{0.2}*L}{(D_h-OD)^3*(D_h+OD)^{1.8}} \quad \text{(Ecuación 2.3.60)}$$

Si la \bar{V} es menor que V_C , el flujo es laminar y se calcula como sigue:

$$P = \frac{PV*L*\bar{V}}{60000D_e^2} + \frac{L*YP}{225*D_e} \quad \text{(Ecuación 2.3.61)}$$

✓ **Pérdidas de presión en la broca de perforación.** El objetivo de cualquier programa de hidráulica es optimizar la pérdida de presión a través de la broca para tener la mejor limpieza del hueco, las pérdidas de presión son constantes en toda la tubería, pero sin embargo en la broca esta pérdida de presión está influenciada por el tamaño y cantidad de boquillas, a continuación se presentan los cálculos para la broca:

✓ Determinar pérdida de presión en la broca se calcula como sigue:

$$P_{Broca} = P_{standpipe} - (P_{Equipo\ de\ superficie} + P_{Columna\ de\ perforacion} P_{Espacio\ anular})$$

- ✓ Determinar la velocidad en las boquillas (ft/s)

$$V_n = 33.36 * \sqrt{\frac{P_{Broca}}{\rho}} \quad (\text{Ecuación 2.3.62})$$

- ✓ Determinar el área total de las boquillas (in²)

$$A = 0.32 * \frac{Q}{V_n} \quad (\text{Ecuación 2.3.63})$$

- ✓ Determinar el diámetro de las boquillas en múltiplos de treintaidosavos.

$$Dn = 32 * \sqrt{\frac{4 * TFA}{n^{\circ} \text{Boquillas} * \pi}} \quad (\text{Ecuación 2.3.64})$$

- ✓ Determinar la potencia hidráulica en la broca:

$$hhp_b = \frac{Q * P_{Broca}}{1740} \quad (\text{Ecuación 2.3.65})$$

- ✓ Determinar la potencia hidráulica por pulgada cuadrada:

$$HSI = \frac{1.27 * hhp_b}{\text{Tamaño de la Broca}^2} \quad (\text{Ecuación 2.3.66})$$

2.3.10.4. Optimización de la hidráulica

La velocidad de penetración durante la perforación de un pozo depende fundamentalmente de la velocidad de rotación, del peso sobre la broca y de la remoción de los ripios, debido a esto se hace la optimización de la hidráulica que de forma general es el uso eficiente y racional de la energía o presión de la bomba de lodo necesaria para hacer circular el lodo a través del sistema de

circulación, con el fin de obtener una apropiada remoción de ripio y, consecuentemente, mejorar la tasa de penetración de la broca.

Existen dos métodos de la optimización de la hidráulica, el máximo impacto hidráulico y la máxima potencia hidráulica.

- **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.

La pérdida de presión a través de la broca es simplemente la diferencia entre la presión de tubo vertical (Stand pipe) y P_c (pérdida de presión de circulación). Sin embargo, para la hidráulica óptima la caída de presión de la broca debe ser una cierta fracción de la presión máxima de la superficie disponible. Para un caudal determinado, la hidráulica óptima se obtiene cuando la potencia hidráulica en la broca se asume un cierto porcentaje de la disposición caballos de fuerza de superficie.

En el caso de presión de superficie limitada, la caída de presión máxima a través de la broca, como función de la presión de superficie disponible, produce la máxima potencia hidráulica en la barrena para un valor óptimo de la velocidad de flujo como se muestra a continuación:

$$P_b = \left(\frac{n}{(n+1)} \right) * P_s \quad \text{(Ecuación 2.3.67)}$$

En la literatura se han propuesto varios valores de n , los cuales se encuentran en el rango de 1.8 - 1.86. Por lo tanto, cuando $n = 1.86$, la ecuación 2.3.61 es $P_b = 0,65 P_s$. En otras palabras 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.

- **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.

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.

- **Cálculo del Caudal Óptimo.** 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 (Q_{opt}), tiene como límites el caudal mínimo producido por la velocidad mínima de ascenso y el caudal máximo que depende de los siguientes factores:

- ✓ Condiciones máximas de operación de la bomba
- ✓ Problemas de erosión del hueco
- ✓ Densidad equivalente de circulación máxima

Utilizando la ecuación $P_c = KQ^{1.86}$, se puede obtener una expresión para el caudal óptimo, la cual es:

$$Q_{opt} = Q \left(\frac{P_{c_{opt}}}{P_c} \right)^{0.538} \quad (\text{Ecuación 2.3.68})$$

Dónde:

Q_{opt} = Caudal Optimo (gpm)

P_c = Pérdida de presión en el sistema para $Q_{trabajo}$.

P_{copt} = Pérdida de presión en el sistema de circulación óptimo.

En algunos casos se presenta que el caudal óptimo sea menor que el caudal mínimo o mayor que el caudal máximo, en este caso se debe asumir como caudal optimo el caudal mínimo, o máximo respectivamente.

De acuerdo con el método utilizado será:

Máxima Potencia Hidráulica: $P_{copt} = 0.35P_s$

Máximo Impacto hidráulico: $P_{copt} = 0.52P_s$

- **Selección de área total de las Boquillas.** Una vez calculados los valores de P_{bopt} y Q_{opt} , es posible determinar el área equivalente óptima o TFA, a partir de la siguiente ecuación:

$$TFA = (0.0096 \times Q_{opt}) \times \sqrt{\frac{\rho}{P_b}} \quad (\text{Ecuación 2.3.69})$$

Como ya se conoce el valor de caudal óptimo se debe calcular el número de strokes por minuto, de cada bomba para obtener este caudal y pueden ser calculados con la siguiente ecuación:

$$NSPM = \frac{Q_{opt}}{0.0102 \cdot (D_c^2) \cdot L_v \cdot EB} \quad (\text{Ecuación 2.3.70})$$

Dónde:

NSPM= Numero de strokes por minuto de cada bomba

D_c = Diámetro de la camisa

L_v = longitud del vástago

EB= Eficiencia volumétrica

Finalmente para verificar que el diseño de hidráulica optimizado es aplicable se debe calcular la densidad equivalente de circulación, la cual indica si la formación se fractura o no con los caudales propuestos, esta se calcula con la siguiente ecuación:

$$ECD = \rho \left(\frac{lb}{gal} \right) + \frac{P_{Espacio\ Anular\ (psi)}}{0.052 * TVD(ft)} \quad (\text{Ecuación 2.3.71})$$

2.3.11. Ensamblaje de cabezales de pozo (WHA)

El equipo de cabeza de pozo, además de permitir el trabajo de forma segura y el 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 bajen.

Los cabezales de pozo están diseñados para operar en los siguientes rangos de presión:

- ✓ Roscados: 1M y 2M Psi
- ✓ Otros sistemas: 2M, 3M, 5M, 10M, 15M y 20M Psi.

Todas las especificaciones de conexiones y demás equipos usados en los ensambles de cabeza de pozo son dados por la norma API SPEC 6.

Dentro de los cabezales de pozo se encuentran:

2.3.11.1. Cabezal para tubería de revestimiento (sección A).

El cabezal para 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 las sartas de revestimiento posteriores.

Las principales 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 del pozo
- ✓ Proporcionar el soporte adecuado para suspender la tubería de revestimiento siguiente y sellar el anular anterior

Figura 23. Casing head (Sección A)



Fuente: http://www.ccscpetro.com/casing_head.html

2.3.11.2. Cabezal tipo carrete para tubería de revestimiento (sección B)

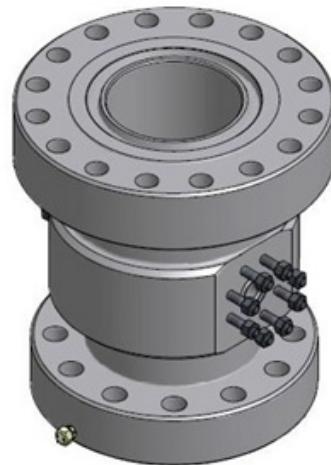
El carrete de tubería de revestimiento (casing head spool) es el elemento que se instala encima del cabezal de revestimiento (sección A), con el fin de tener una cavidad adicional para colgar revestimientos posteriores.

Las funciones que cumple un carrete de revestimiento (casing head 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 cabezal que se va a instalar.
- ✓ Proporcionar salidas laterales para retorno o inyección de fluidos.
- ✓ Proporcionar una cobertura para prueba de presión de los sellos de la tubería y la conexión inferior.

Figura 24. Casing head spool (Sección B)



Fuente: http://www.ccscpetro.com/casing_spool.html

- **Características de los cabezales de revestimientos**

La información que identifica un cabezal de tubería de revestimiento es la siguiente:

- ✓ **Tipo.** Es el nombre que utilizan las compañías fabricantes para denominar sus diferentes diseños, el cual está relacionado con la forma interna del tazón o la capa y su respectiva capacidad de carga.

- ✓ **Conexión superior y capacidad de presión.** Se refiere al tipo y diámetro nominal de la conexión superior y a su resistencia máxima a la presión, generalmente se fabrican con las bridas A.P.I.
- ✓ **Conexión inferior.** Se refiere al diámetro y tipo de rosca al que se puede conectar, indicando si es hembra (F) o macho (M). Las conexiones roscadas deben cumplir con las especificaciones de la norma. También se fabrican para soldarse al a tubería.
- ✓ **Salidas laterales.** Son las puertas que permiten la entrada o salida de los cabezales. Se nombran por el tamaño de la tubería o de la rosca respectiva. Generalmente poseen dos salidas laterales del mismo tamaño y con la misma resistencia del cabezal, que puede tener conexiones tipo brida, roscas o abrazadera.

El tamaño de la tubería de revestimiento es el parámetro básico para la selección del calibre inferior del cabezal, el cual debe ser 0.03” mayor que el diámetro (drift) del revestimiento más grande sobre el cual va a ser usado el cabezal. Con el fin de permitir el paso de las herramientas a usar.

2.3.11.3. Cabezal para tubería de producción (sección C)

El cabezal para tubería de producción (Tubing head) es el elemento superior del ensamble de la cabeza del pozo, el cual va generalmente conectado al carrete superior para tubería de revestimiento.

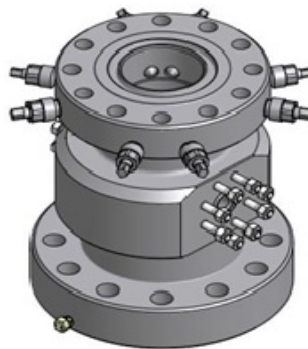
Su diseño está concebido para aceptar el colgador de la tubería de producción (Tubing hanger) y para aislar, por intermedio de un mecanismo de sello, el anular entre el revestimiento y la tubería de producción.

Una vez colgado el revestimiento 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 de producción 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.

Figura 25. Tubing head (Sección C)



Fuente: http://www.ccscpetro.com/tubing_head.html

• Características del cabezal de producción

- ✓ **Tipo.** Es el nombre que utilizan las compañías fabricantes para denominar sus diferentes diseños, el cual está relacionado con la forma interna del tazón o la capa y su respectiva capacidad de carga, el número

de pasadores de alineación de la tubería de producción y el tipo de sello secundario del cabezal.

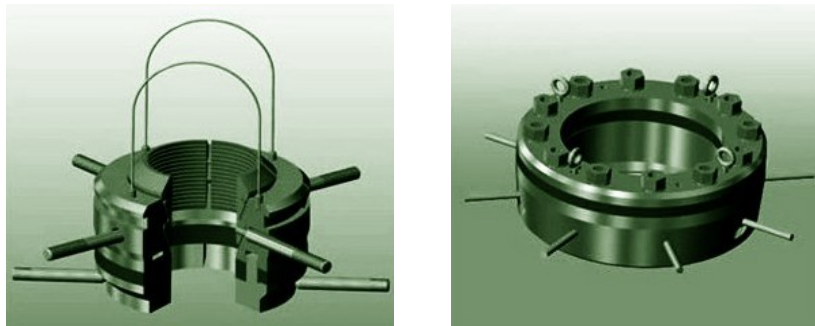
- ✓ **Conexión superior y capacidad de presión.** Se refiere al tipo y diámetro nominal de la conexión superior y a su resistencia máxima a la presión, generalmente se fabrican con las bridas API
- ✓ **Conexión inferior y capacidad de presión.** Se refiere al tipo y diámetro nominal de la conexión inferior y a su resistencia máxima a la presión, se fabrican bridas API, generalmente es de mayor diámetro nominal que la brida superior pero de menor resistencia de presión.
- ✓ **Adaptación de fondo.** Se refiere al tipo de sello secundario con el cual está provisto el cabezal, estos sellos pueden ser fijos o removibles según el tipo de cabezal.
- ✓ **Salidas laterales.** Son las puertas que permiten la entrada o salida del cabezal y a su vez al anular del pozo. Se nombran por el tamaño de la brida o de la rosca respectiva. Generalmente poseen dos salidas laterales del mismo tamaño y con la misma resistencia del cabezal, que pueden tener conexiones tipo brida, roscas o abrazaderas.
- ✓ **Pasadores de seguridad.** Todos los cabezales para tubería de producción tienen pasadores de seguridad en la conexión superior, los cuales cumplen con funciones como ; actuar los sellos del colgador y del obturador, fijar el colgador , el obturador, el protector interno de calibre o el tapón de prueba de preventores y prevenir el movimiento de cualquier dispositivo instalado.

2.3.11.4. Colgadores de revestimiento (Casing Hanger)

Existen dos tipos de colgadores de revestimiento, tipo cuña y tipo mandril.

- ✓ **Colgadores tipo cuña:** Son aquellos cuyo mecanismo de agarre es una serie de cuñas soportadas en una base cónica; estos colgadores se instalan una vez la tubería de revestimiento está colocada en su sitio.
- ✓ **Colgadores tipo mandril:** Son colgadores que se conectan directamente a la sarta de revestimiento y se anclan automáticamente en las cabezas integrales especialmente diseñadas para ellos. Se usan principalmente en pozos mar adentro.

Figura 26. Casing hanger



Fuente: http://www.ccscpetro.com/casing_hanger.html

2.3.11.5. Colgadores de tubería de producción (Tubing Hanger)

Los colgadores de tubería de producción, son herramientas que cumplen con las siguientes funciones:

- ✓ Transferir la carga de la sarta de tubería de producción al cabezal de tubería de producción.
- ✓ Centrar la sarta de tubería de producción en el ensamble al cabezal del 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.

Figura 27. Tubing hanger



Fuente: http://www.ccscpetro.com/tubing_hanger.html

2.3.12. Sistema de preventores de reventones (B.O.P.)

Normalmente un lodo de perforación debería tener una densidad suficiente (peso del lodo) para evitar (hidrostaticamente) que cualquier gas, petróleo o agua salada entre en el pozo de manera descontrolada. Sin embargo, estos fluidos de la formación a veces entran en el pozo a presiones elevadas. Cuando esto ocurre, se dice que un pozo está teniendo un “amago de reventón”. Esto es especialmente peligroso cuando el fluido es gas o petróleo. Para protegerse contra dichos peligros, los equipos de perforación están generalmente provistos de un conjunto de Preventores de Reventones (BOPs). Según la profundidad del pozo y otras circunstancias, varias unidades de BOP pueden estar ensambladas unas a otras, y luego a la brida del revestimiento de superficie. Se puede accionar uno o varios de estos BOPs para obturar el agujero cuando ocurre algún amago de reventón. La presencia de múltiples BOPs en el conjunto proporciona la flexibilidad y redundancia del sistema en caso de falla.²¹

²¹ MANUAL MI 2001. Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En términos generales el equipo de preventoras debe estar calculado para:

- Cerrar el cabezal del pozo en superficie.
- Controlar la salida de fluidos del pozo.
- Permitir bombear fluidos al interior del pozo.
- Permitir el movimiento de la sarta de tubería tanto en sentido vertical como de rotación.

El código adoptado para la designación de un conjunto de preventores, nombrándolos a partir de la pieza localizada en la parte inferior hasta la última parte superior del conjunto, y es designado así²²:

A= Preventor anular

G= Cabeza de pozo rotatoria

R= preventor sencillo (ciego o de tubería)

Rd= Preventor doble ariete

Rt= Preventor triple ariete.

S= carrete de perforación (drilling spool)

M= 1000 libras por pulgada cuadrada.

Existen dos tipos de preventoras: Ariete y anular.

2.3.12.1. Preventor tipo anular

El preventor tipo anular consiste en un mecanismo que cierra el espacio anular alrededor de la sarta de perforación, tuberías o herramientas. Así los líquidos o gases que se presurizan se retienen en el espacio anular del pozo.

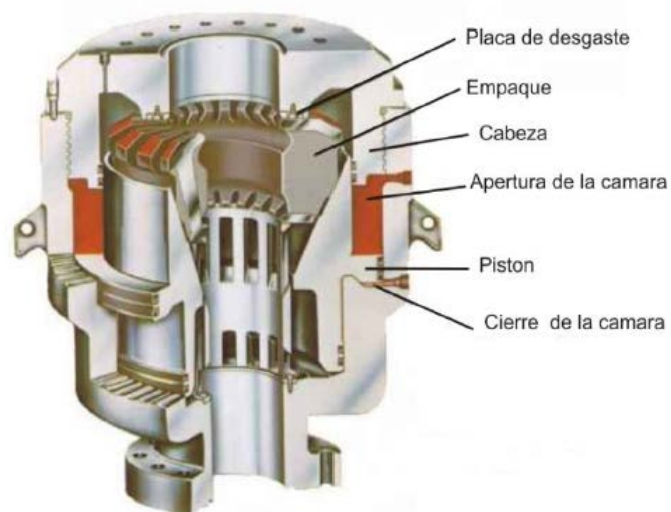
Este tipo de preventores poseen una empaquetadura con forma de anillo, el cual esta reforzado con una unidad sellante que rodea el orificio permitiendo un cierre hermético del pozo, normalmente es el primer preventor que actúa para cerrar el

²² MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN, ECOPETROL 1994

pozo, la presión de cierre recomendado es de 1500 psi, Esta válvula tiene la ventaja de poder ser aplicada progresivamente, y se cerrará sobre cualquier tamaño o forma de tubería dentro del pozo. Así se podrá cerrar el pozo sin importar si se cierra sobre la Kelly, o sobre tubería de perforación, o sobre drillcollars. Sin embargo esta capacidad no llega a cubrir algunas herramientas de perfil irregular como estabilizadores o drillcollars espiralados. El preventor anular permite también rotación y movimiento vertical lentos de la sarta de perforación manteniendo el espacio anular cerrado.

Los preventores tipo anular se operan hidráulicamente y no es posible su cierre manual. La presión del fluido que ingresa por el punto de entrada proporciona la fuerza para hacer que el cilindro de mando se mueva.

Figura 28. Preventor anular



FUENTE: <http://www.drillingnet.info/well-control/annulars-hydril-gk.html>

Existen diferentes tipos de preventores anular pero los más comunes son:

- ✓ **Hydrill tipo GK.** Su diseño permite que la presión del pozo ayude a mantenerlo cerrado, puede cerrar en hueco abierto.

- ✓ **Hydrill tipo GL.** Diseñado para pozos marinos (off shore), o de grandes profundidades, tiene una cámara secundaria que ofrece contrabalance para equilibrar la diferencia por la columna hidrostática.
- ✓ **Hydrill tipo MSP.** Usado principalmente en los sistemas desviados de flujo, se obtiene gran ayuda de la misma presión del pozo para sellar el elemento contra la tubería.
- ✓ **Cameron tipo D.** resistente a ambientes de sulfato de hidrogeno y se recomienda en aplicaciones con lodos base aceite. Su apertura y cierre requieren de una presión entre 1500 a 3000 psi, la cual debe ser mantenida durante su operación

2.3.12.2. Preventor anular de desviación (diverter system)

Se usa para controlar un amago a poca profundidad, El Diverter se emplea usualmente antes de haber instalado una BOP. Instalado directamente debajo de la campana y la línea de flujo, es un sistema de baja presión. Su propósito es dirigir cualquier flujo del pozo lejos del taladro y del personal, proporcionando un cierto nivel de protección antes de tener un revestimiento sobre el cual pueda montarse una BOP.

Este sistema de desviación del 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 una área segura fuera del equipo y el personal, las líneas desviadoras del flujo deben ser de 6 ó 10 pulgadas de diámetro y tan rectas como se pueda, estar situadas en direcciones opuestas, hacia la piscina de descarga o al quemadero.

Figura 29. Diverter system



FUENTE: <http://www.drillingformulas.com/diverter-systems-in-well-control/>

2.3.12.3. Preventor tipo ariete

Este tipo de preventor 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 predeterminedada o con el pozo vacío, usando los arietes ciegos. También pueden utilizarse para cortar tubería instalando los arietes de corte.

Los arietes cierran y abren por presión hidráulica, el empaque de caucho sintético realiza el sello final entre los arietes opuestos o entre un ariete y la tubería en el pozo. El material elástico sellante, tanto para arietes ciegos como de tubería, garantiza un cierre eficaz contra las pérdidas por alta presión de lodo que contengan las arenas y ripios.

Los preventores tipo ariete se usan para forzar la tubería dentro del hueco bajo presión, o sea con el pozo cerrado, en este caso es necesario utilizar dos preventores con el debido espacio entre ellos para las uniones de conexión.

Existen arietes de tubería que pueden cerrar en un rango de diámetro de tubería (3 ½" – 5 ½") y preventores con rangos entre 2000 y 15000 psi.

Dentro de los tipos de preventores tipo ariete se pueden especificar los siguientes:

- ✓ **Preventor de ariete tipo cameron U.** La mayoría de preventores tipo u tiene relaciones de 1 a 7 (es decir la presión para cerrar el preventor es un séptimo de la presión del pozo). La presión del sistema es de 1500 psi y en condiciones apropiadas solamente se requerirá de alrededor de 500 psi para operar
- ✓ **Preventor de ariete tipo cameron QRC.** En este modelo, la presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
- ✓ **Preventor de ariete tipo NL shaffer LWS.** Se caracteriza por su estructura ligera que ofrece para el cambio de arietes con dos puertas con bisagras, hay que disponer de espacio suficiente bajo la estructura para su operación
- ✓ **Preventor de ariete tipo Hydrill V y X.** Tiene un sistema de cambio de arietes de puertas con bisagras. El tipo (v) está diseñado para rangos de operación de 5000 psi y el tipo (X) para 10000 psi, ambos son resistentes al sulfato de nitrógeno.

2.3.12.4. Preventores tipo ariete ciego

Los preventores tipo ariete ciego son utilizados para sellar pozos sin revestimiento (cuando están equipados con arietes no puede usarse nada mas). Como los arietes pueden ser reemplazados, un preventor con ariete de tubería puede ajustarse a un ariete ciego y viceversa.

Los arietes tipo ciego pueden colocarse en varios estilos o arreglos, los más comunes son:

- ✓ Ciego entre el preventor de fondo y el preventor anular.
- ✓ Ciego en la parte superior.
- ✓ Ciego en el fondo del ensamblaje.

- **clasificación de los preventores**

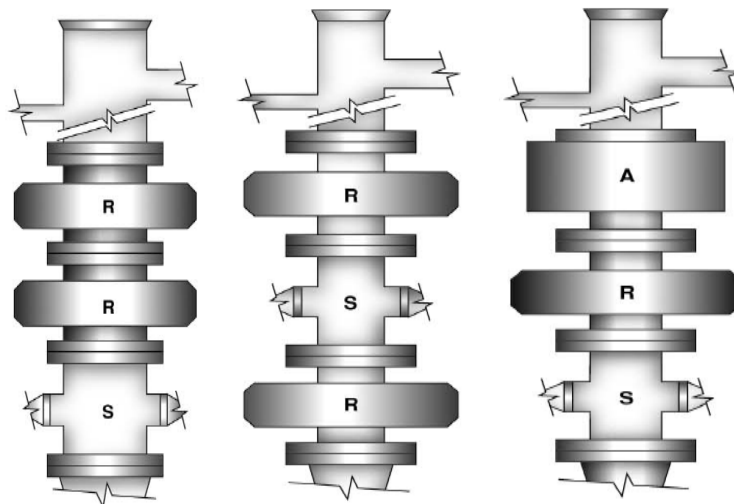
El API ha clasificado el uso de las preventoras con base en los siguientes puntos:

- ✓ Rango de presión de estallido del revestimiento al cual se conectan.
- ✓ Presión de ruptura en el zapato.
- ✓ Máxima presión esperada en superficie.

A continuación se presentan los diferentes diseños:

- ✓ **Clase 2.** Conjunto de preventoras con un rango de presión de 2000 psi, consistente en dos preventores de ariete 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).

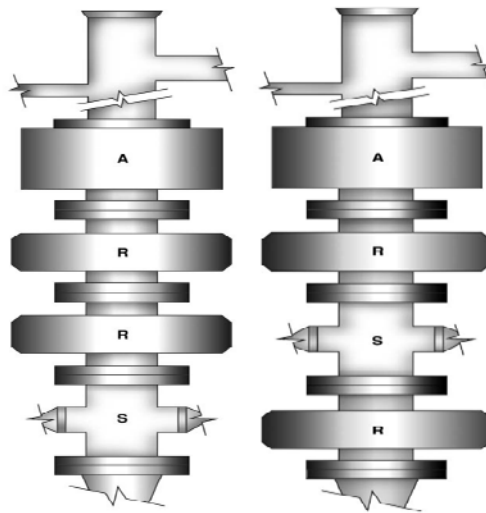
Figura 30. Preventoras Clase 2M



Fuente: ENCICLOPEDIA DEL PETROLEO, Tomo 13, Well control, p. 10

- ✓ **Clase 3.** Conjunto para 3000 ó 5000 psi, compuesto de dos preventores de ariete con dos salidas y un preventor anular, posee poca flexibilidad porque si se erosiona el carrete no hay posibilidad de cambiar. Las combinaciones pueden ser (A-R-S-R), (A-R-R-S).

Figura 31. Preventoras Clase 3M

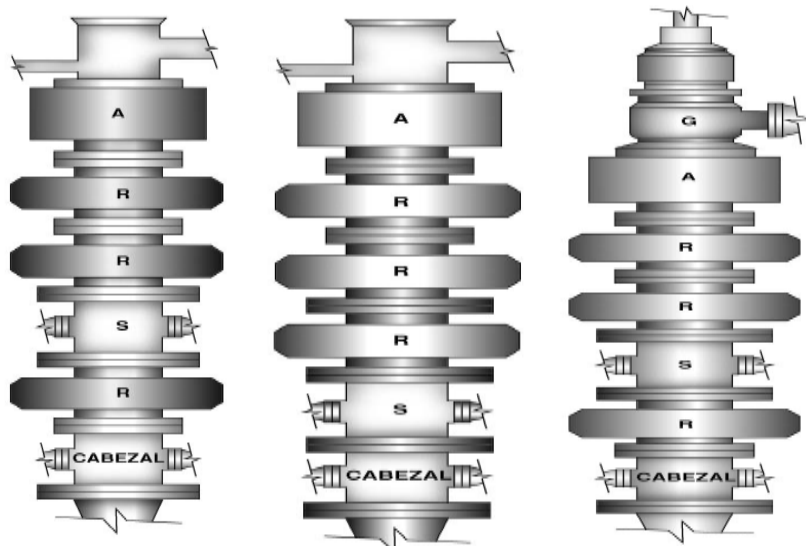


Fuente: ENCICLOPEDIA DEL PETROLEO, Tomo 13, Well control, p. 10.

- ✓ **Clase 5.** De igual configuración a la clase 3, pero con rango de trabajo de 5000 psi, al igual que el anterior se recomienda para pozos de desarrollo y en zonas de presión normal. Esta configuración puede hacerse más versátil adicionando otra unidad de arrete, para usarse en pozos exploratorios donde se esperen presiones normales.

- ✓ **Clase 10 y 15.** Preventores de trabajo de 10 ó 15M psi; constan de 3 componentes de arrete y uno anular, se recomienda para zonas desconocidas (A3), 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.

Figura 32. Preventoras Clase 10M y 15M



Fuente: ENCICLOPEDIA DEL PETROLEO, Tomo 13, Well control, p. 10.

2.3.13. Programa de manejo de sólidos y aguas residuales.

2.3.13.1. Manejo de solidos²³

Manejo de sólidos es el proceso de controlar la acumulación de sólidos indeseables en un sistema de lodos. La acumulación de sólidos tiene efectos indeseables sobre el rendimiento del fluido de perforación y sobre el proceso de perforación. Las propiedades reológicas y de filtración pueden hacerse difíciles de controlar cuando la concentración de sólidos de perforación (sólidos de bajo peso específico) se vuelve excesiva. Los índices de penetración y la vida útil de la broca decrecen y los problemas del pozo aumentan con una alta concentración de sólidos de la perforación. Los equipos de control de sólidos en una operación de perforación deben ser manejados como una planta de procesamiento.

En una situación ideal, todos los sólidos de la perforación son removidos del fluido de perforación. Bajo condiciones de perforación típicas, los sólidos de bajo peso específico deben ser mantenidos por debajo del 6 por ciento en volumen.

²³ Manual de fluidos de perforación baroid, Cap 10.

- **Procedencia y tamaño de los sólidos.** Las dos fuentes principales de sólidos (partículas) son los aditivos químicos y los recortes de la formación. Los recortes de la formación son contaminantes que degradan el rendimiento del fluido de perforación. Si no se remueven los recortes, serán molidos y reducidos a partículas más y más pequeñas que se hacen más difíciles de remover del fluido de perforación.

La mayor parte de los sólidos de la formación pueden ser removidos por medios mecánicos en la superficie. Las partículas pequeñas son más difíciles de remover y tienen un efecto mayor sobre las propiedades del fluido de perforación que las partículas más grandes. El tamaño de partículas de sólidos de perforación incorporadas en el fluido de perforación puede variar entre 1 y 250 micrones (1 micrón es igual a 1/25.400 de pulgada ó 1/1.000 de milímetro).

- **Equipos mecánicos de control de sólidos.** Uno de los métodos de control de sólidos es el uso de equipos mecánicos de remoción de sólidos. Los equipos que remueven sólidos mecánicamente se pueden clasificar en dos grupos principales:

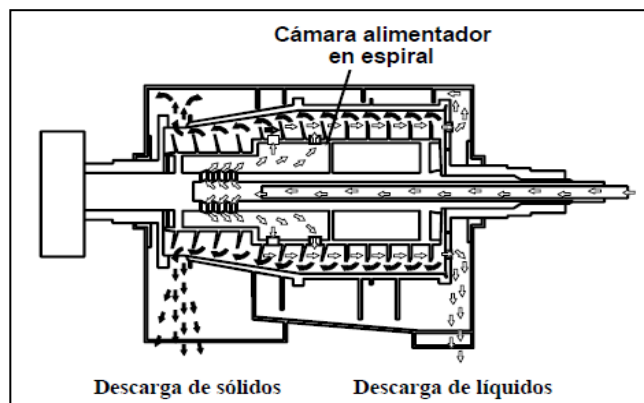
- **Dispositivos tamizadores.** El dispositivo separador más común este sistema separa partículas con corte de 61 micrones con criba de malla 250, y es básicamente una zaranda, que contiene uno o más tamices vibratorios que el lodo atraviesa a medida que circula fuera del pozo. Las zarandas se clasifican en zarandas de movimiento circular/elíptico o lineal.

Figura 33. Zaranda para el control de solidos



- **Dispositivos de separación centrífuga.** Este sistema separa Sólidos de 20-70 micrones con hidrociclones, dependiendo del tamaño del cono y Sólidos coloidales hasta 5 micrones si se usan centrifugas decantadoras.
- **Centrífugas decantadoras.** Una centrifuga decantadora se compone de una vasija cónica horizontal de acero que gira a alta velocidad usando un transportador tipo doble tornillo sinfín. El transportador gira en el mismo sentido que la vasija externa, pero a velocidad un poco menor, se debe tener en cuenta que el flujo de entrada se tiene que diluir con una tasa de 2 a 4 galones de agua por minuto.

Figura 34. Hidrociclón decantador

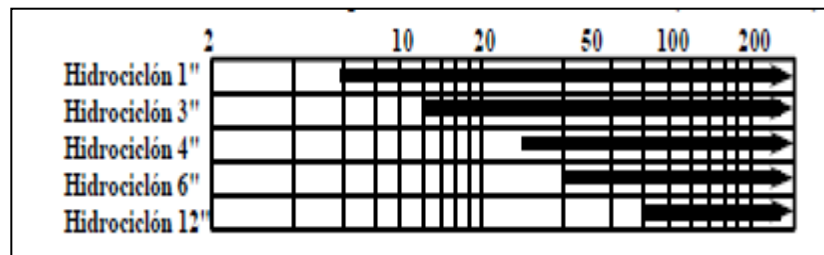


Fuente: Manual de fluidos de perforación Baroid, Cap 10.

- **Hidrociclones.** Los hidrociclones, clasificados como desarenadores o desarcilladores, son dispositivos cónicos de separación de sólidos en los cuales la energía hidráulica se convierte en fuerza centrífuga.

Las medidas de los conos y la presión de la bomba determinan el corte obtenido. Las presiones menores dan por resultado una separación más gruesa y capacidad reducida. La Figura 35 muestra el corte equivalente de tamaño de partículas (en micrones) de conos de distintos diámetros.

Figura 35. Relación de diámetro de los conos vs tamaño de partícula



FUENTE: Manual de fluidos de perforación baroid, Cap 10, Pag 16.

Los hidrociclones pueden ser desarenadores o desarcilladores.

- **Desarenadores.** Los desarenadores se componen de una batería de conos de 6 ó más pulgadas. Aunque los desarenadores pueden procesar grandes volúmenes de lodo por un cono único, el tamaño mínimo de partículas que se puede remover está en la gama de los 40 micrones (con conos de 6 pulgadas).
- **Desarcilladores.** Los desarcilladores se componen de una batería de conos de 4 pulgadas o menos. Dependiendo del tamaño del cono se puede obtener un corte de tamaño de partículas de entre 6 y 40 micrones. Aunque los hidrociclones son efectivos para remover los sólidos de un fluido de perforación, su uso no se recomienda para fluidos que contengan

cantidades grandes de materiales ponderados o lodos que tengan costosas fases de fluido.

2.3.13.2. Manejo de aguas residuales

Durante las operaciones de perforación, se requiere recolectar, tratar y verter el agua que se genera bajo las siguientes especificaciones mínimas de equipo.

- Unidad de mezcla y dosificación de productos químicos de mínimo 6 barriles, dotada con bombas alimentadoras para los materiales del tratamiento.
- Unidad de coagulación-floculación dotada con agitación, con capacidad mínima de 40 barriles/hora.
- Tanque de sedimentación-aireación con capacidad mínima de 500-400 barriles, dotado con aireación y abierto.
- Dos bombas centrifugas de manejo de agua de mínimo 150 GPM.
- Una caseta de campo dotada con todos los elementos necesarios.
- Contar en campo con equipo y reactivos para realizar diariamente mediciones de PH, OD, Color; turbidez, dureza, conductividad etc.
- Para vertimiento se requieren bombas de capacidades de bombeo de 150 y 200 gpm, y camiones tanque si no es posible su vertimiento en zonas aledañas.

2.3.14. Gestión ambiental y social

2.3.14.1. Gestión social

En el marco de la responsabilidad social y el reconocimiento de la cultura, tradiciones, ideologías y formas de participación de las comunidades de área de influencia directa, se deben llevar a cabo las siguientes actividades:

- Plan de gestión social, el cual debe tener en cuenta las políticas de responsabilidad tanto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como la entidad interesada en el proyecto
- Socialización e información del programa a las autoridades locales 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 muestras de laboratorio, valoración médica ocupacional, inducciones y firma del contrato.
- Priorización de necesidades y concentración de proyectos de inversión social o plan de beneficio a las comunidades.

2.3.14.2. Gestión ambiental²⁴

Teniendo en cuenta que las normas ambientales están regidas por el decreto 2028 del 2010, en el artículo 8 el cual hace referencia al sector hidrocarburo, a continuación se especifica dicho artículo para su posterior aplicación.

Artículo 8°, Competencia del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, otorgará o

²⁴ Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial. Decreto 2820 2010

negará de manera privativa la licencia ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades:

- En el sector hidrocarburos:

a) Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular y las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros.

b) Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario.

c) La explotación de hidrocarburos que incluye, la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructura asociada y conexas.

d) El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24cm), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial.

- e) Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados por ductos.
- f) La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

Tomando en consideración que este proyecto se encuentra contemplado en el artículo 8 sección 1, b del decreto 2028 del 2010, donde se especifica que los pozos exploratorios requieren de licencia ambiental, se plantean los siguientes lineamientos.

➤ **Perforación de pozos exploratorios en áreas nuevas**

La Implementación de este tipo de proyectos parte de la definición del área de interés para la perforación, la cual es definida por el dueño del proyecto con base en estudios sectoriales previos (exploración sísmica), y de la determinación del área de estudio, la cual engloba el concepto de área de influencia cuya definición (espacial y funcional) se deriva del mantenimiento de la integralidad de los ecosistemas naturales presentes, las unidades de paisaje, la unidad político administrativa (Departamento, Municipio) de planificación (región) y las entidades territoriales vigentes.

El EIA realizado sobre el área de estudio, debe enmarcarse dentro de un concepto regional, aplicando criterios de zonificación ambiental, en donde se busca determinar para el área de interés la siguiente clasificación:

- ✓ Áreas de exclusión a cualquier tipo de intervención.
- ✓ Áreas de intervención con restricciones.
- ✓ Áreas susceptibles de intervención.

Estos criterios son aplicables tanto para la identificación de áreas potenciales de perforación, como para la definición de corredores viales.

El concepto de Licencia Ambiental para el área de perforación exploratoria determina una clara connotación de ordenamiento y planificación de un área relativamente extensa, que podrá ser intervenida durante el tiempo que dure la exploración.

En este mismo sentido, el uso, aprovechamiento o afectación de recursos naturales, se convierte en un ejercicio de planificación de la oferta de recursos disponibles en el área, en el que el usuario deberá realizar con carácter regional y con la mayor precisión posible, la evaluación del estado, condiciones y disponibilidad de los recursos naturales y en el que la autoridad ambiental, deberá definir los requisitos, obligaciones o restricciones que el usuario deberá cumplir durante el desarrollo del proyecto, dentro de los requisitos mínimos se encuentran los criterios ambientales que se enuncian en la tabla 24.

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, 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 que deben estar amparados dentro de la Licencia Ambiental otorgada para el área de perforación exploratoria.

Tabla 24. Criterios ambientales mínimos.

Criterio	Descripción
Topografía y facilidades constructivas	<p>Mínimo movimiento de tierras: Preferir arenas planas. Construir en terrazas cuando se trate de arenas quebradizas</p>
Estabilidad y capacidad portante del terreno	<p>Utilizar:</p> <p>Áreas no sujetas a riesgos de movimientos en masa o a riesgos naturales no controlables mediante obras de estabilización.</p> <p>Terrenos donde la capacidad portante sea suficiente para soportar el equipo.</p>
Disponibilidad de área y ocupación del espacio	<p>Minimización del espacio ocupado, mediante la definición previa de un Plan de Ocupación.</p>
Características bióticas e importancia ecológica del área	<p>No se podrá ubicar pozos en las áreas de exclusión que indique la zonificación de manejo ambiental.</p> <p>Utilizar preferiblemente áreas intervenidas y de uso pecuario.</p> <p>En áreas boscosas, evitar, en lo posible, la construcción en bosque primario o selva virgen.</p> <p>Los nacimientos de agua o los cauces de corrientes superficiales no constituyen alternativas de localización.</p> <p>La distancia del pozo a un cuerpo de agua no será inferior a 10 m.</p>

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente. Guía de manejo ambiental para proyectos de perforación de pozos de petróleo y gas. Versión 1.

3. ESTUDIO DE PROGNOSIS GEOLÓGICA

3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROSPECTO

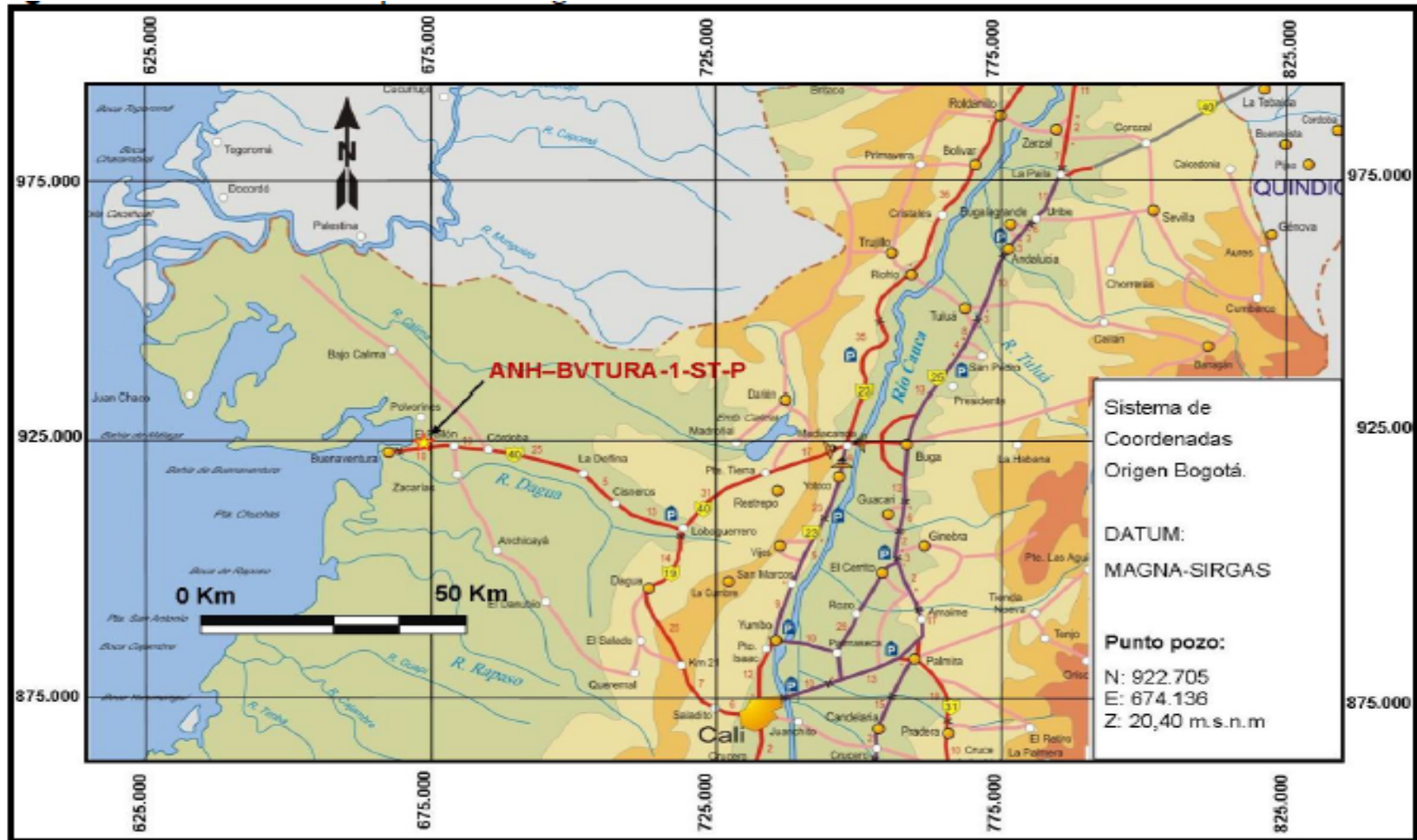
El pozo prospecto se encontrara localizado aproximadamente a 6,5 kilómetros del cono urbano principal del municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca (Figura 1), en el barrio Isla de la Paz, desde este punto se construirá un pequeño acceso de 60 m para ingresar a la locación del pozo. Perteneciente a la comuna 6 La zona de ubicación del proyecto tiene una altura promedio de 7 msnm y presentó una temperatura media de 29 °C. En la tabla 25 se muestran las coordenadas geográficas del prospecto asumiendo que esta serán las mismas del pozo correlación.

Tabla 25. Coordenadas del prospecto

COORDENADAS	
MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ	N: 922.685
	E: 674.144
GEOGRÁFICAS	Longitud: 77° 0' 40,37" W
	Latitud: 3° 53' 27,73" N

Fuente: Modificado por el Autor de: UIS, Informe Final pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

Figura 36. Ubicación Geográfica del prospecto



Fuente: UIS, Informe final de perforación ANH-BVTURA-1-ST-P.

3.2. RELACIÓN DE OBJETIVOS EXPLORATORIOS

- ✓ Obtener 1800 ft de muestras de núcleos de excelente calidad para su posterior análisis; las muestras se tomarán en los siguientes intervalos: 2600-4100 ft y 5300-5600 ft.
- ✓ Correr registros para adquisición de información litológica y de geología.

3.3. RELACIÓN TOPES DE FORMACIÓN

A continuación se relacionan los espesores aproximados obtenidos a partir de información de pozo correlación ANH-BVTURA-1-ST-P

Elevación del terreno: 66,93 pies s.n.m.

Elevación de la mesa rotaria: 20 pies

Tabla 26. Topes Formacionales

FORMACIÓN	PROF. APROX DE TOPES (ft)	ESPESOR (ft)
MAYORQUÍN	Superficie	920
RAPOSO	920	1180
GUAPI	2100	2240
SAN AGUSTIN	4340	1380
CHAGÜI	5720	1613
ANGOSTURA	7333	3517
VICHE	10850	1287

Fuente: Autores.

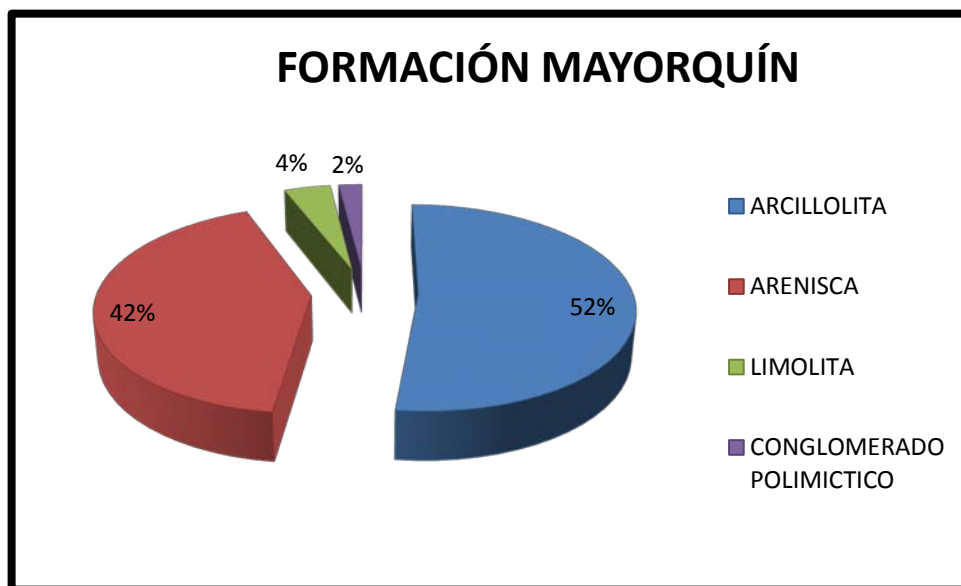
3.4. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE FORMACIONES A PERFORAR

3.4.1. Formación mayorquín (0'-920')

Esta formación representa la más reciente de las unidades lito estratigráficas estudiadas y va desde la superficie hasta una profundidad de 920 ft.

La Formación Mayorquín se caracterizó por presencia predominante de arcillolita de color gris oscuro a medio, menor gris amarilla, subblocosa, dura, en parte limosa, no calcárea, en menor proporción, pero con aumento en profundidad, se observó presencia de arena definida por cuarzo incoloro, translúcido, hialino, grano medio a grueso, angular a subredondeado, moderadamente sorteado, Arenisca sublítica cuarzosa, gris, menor gris oscura a media, con inclusiones de minerales oscuros, friable, granosoportada, grano fino a medio, regular selección, escasa matriz, pobre porosidad, con trazas de fósil bivalvo calcáreo y Limolita de color gris, gris media, gris verdosa oscura, blocosa, firme, arcillosa, deleznable, no soluble. En la figura 39 se presenta la distribución porcentual de composición:

Figura 37. Distribución porcentual de composición

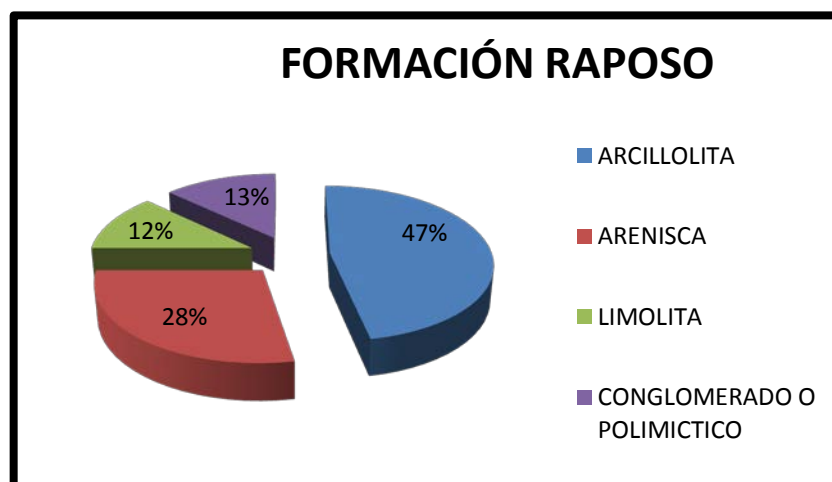


Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.4.2. Formación raposo (920'-2100')

El tope de formación Raposo fue definido por un aumento súbito en el espesor y la frecuencia de niveles de conglomerados polimícticos y la reaparición de delgadas capas limolíticas a los 920 ft de profundidad. Esta formación presenta presencia de conglomerado polimíctico caracterizado por el predominio de cuarzo lechoso, en parte verdoso (glauconítico), translúcido, hialino, diabasa, basalto, granos gruesos, guijos, subangulares subredondeados, grano soportados, en parte se observa dentro de matriz arcillosa, presenta pobre selección y pobre porosidad visual. Arcillolita lodolítica de color gris verdoso oscuro, subblocosa, en menor proporción amorfa, suave, plástica, menor textura heterogénea, limosa, poco hidratable y soluble, con inclusiones microcarbonosas diseminadas, no calcárea. En menor porcentaje se hizo presente la limolita de color gris verdoso oscuro, subblocosa, amorfa, moderadamente firme, arenosa, argilácea, con inclusiones microcarbonosas, no calcárea, en parte grada a arenisca de grano muy fino. Como minerales accesorios en este intervalo se observó glauconita, carbón, tipo lignito (Pardo oscuro) sublaminar, conchas, mica muscovita en forma de escamas. En la figura 40 Se presenta la distribución porcentual de composición.

Figura 38. Distribución porcentual de composición

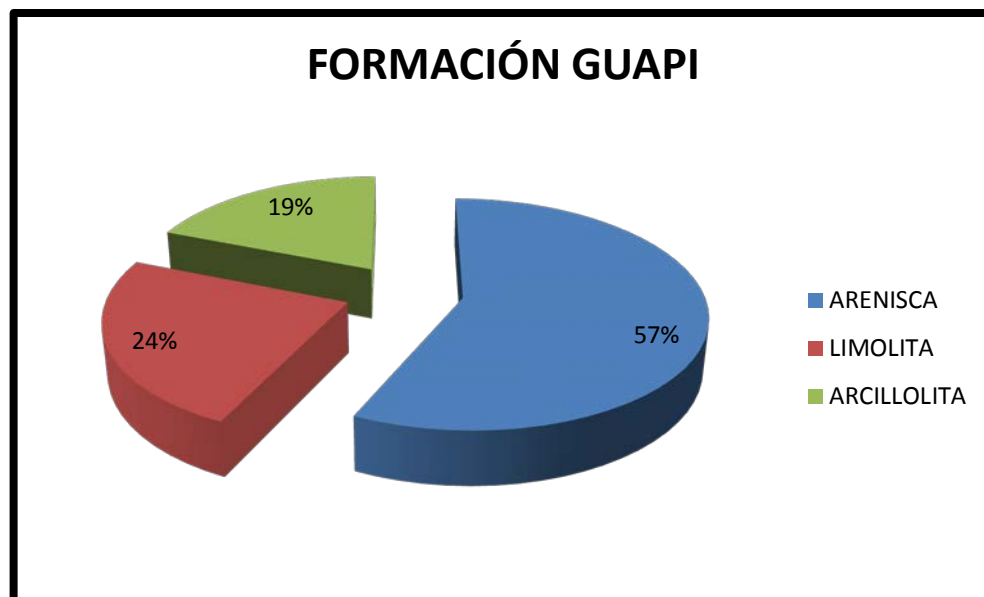


Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.4.3. Formación guapi (2100'-4340')

La formación Guapi fue definida a los 2100 ft por la desaparición de una espesa secuencia de aproximadamente 100 pies de espesor de capas gruesas de arcillolita con intercalaciones menores de limolitas y en ausencia de conglomerados polimícticos y areniscas, la formación guapi a 2100' cuya parte superior hasta 2180' estuvo caracterizada por presencia de arcillolita lodolítica: gris medio oscuro, subblocosa, menor amorfa, moderadamente firme, en menor proporción suave, plástica, no pegajosa, solubilidad 20%, micácea, microcarbonosa, no calcárea, intercalado con limolita: gris verdoso oscuro, subblocosa, arcillosa, microcarbonosa, en parte grada a arenisca de grano fino, no calcárea. Trazas de lutita, arenisca lítica, basalto (subredondeado), arenisca lítica de grano muy fino, micropartículas de carbón. En la figura 41 se presenta la distribución porcentual de la composición:

Figura 39. Distribución porcentual de composición



Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.4.4. Formación san agustín (4340'-5720')

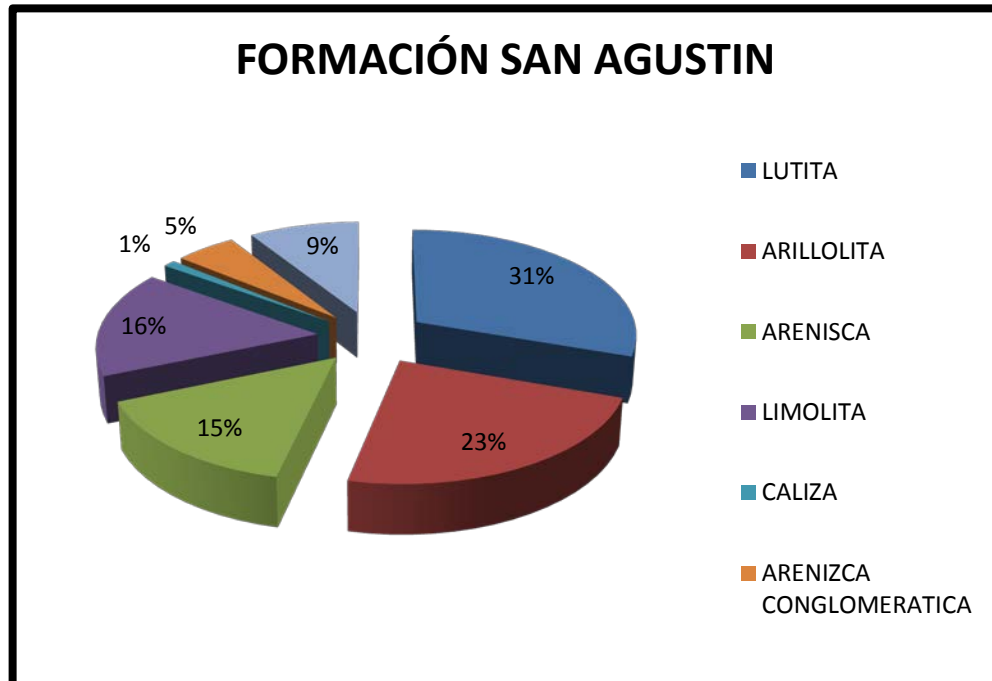
El tope de la formación fue definido por la presencia de lutita gris medio, a gris oscuro a gris medio oscuro, gris oscuro, firme a moderadamente firme, subtabular, sublaminar a subblocosa, fisil astillosa, limosa, no calcárea, la cual aumenta su espesor considerablemente a partir de 4480' disminuye hasta desaparecer a 4759, de ahí se presenta una intercalación de arcillolita que predomina gris medio, pardo muy oscuro, gris medio oscuro, ocasional, gris pardusco, amorfa, plástica, suave, gomosa, pegajosa, ocasional subblocosa, blocosa, moderadamente firme, terrosa, hidratable no calcárea, seguida por una arenisca lítica de color gris medio claro, gris oliva claro, cuarzo translucido subtranslúcido, lechoso ocasionalmente amarillo claro, hialino, grano fino a muy fino, ocasional medio, subangular, redondeado, subredondeado, buen redondeado, friable, moderada selección, matriz arcillosa, en partes calcárea, en partes menor cemento silíceo, inclusiones micropiríticas, y microcarbonosas, óxidos de hierro, regular porosidad visual, compuesta de 70% de cuarzo y 30% de fragmentos líticos oscuros de hábito cristalino.

después de esta arenisca esta una limolita de color gris muy claro, gris claro blocosa, subblocosa, firme, en partes arcillosa, dura, grada a arenisca de grano muy fino, terrosa, inclusiones de líticos oscuros, inclusiones microcarbonosas, óxidos de hierro, que es partes calcárea, que se intercalan con conglomerado polimictico; compuesto por fragmentos, basalto, menor diabasa, cuarzos lechosos, chert gris oscuro a gris ahumado, fragmentos angulares, subangulares a subredondeados, en parte fragmentos con inclusiones de epidotas, óxidos de hierro, moderada selección, en menor proporción arcillolitas y limolitas

Las trazas para la formación san agustín son caliza tipo mudstone gris oliva claro, carbón, conchas de gasterópodos marinos, mica moscovita, y biotita laminar y

basal amarillo grisáceo, pirita, líticos oscuros pardo oscuro negro. En la figura 42 se presenta la distribución porcentual de la composición:

Figura 40. Distribución porcentual de composición



Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

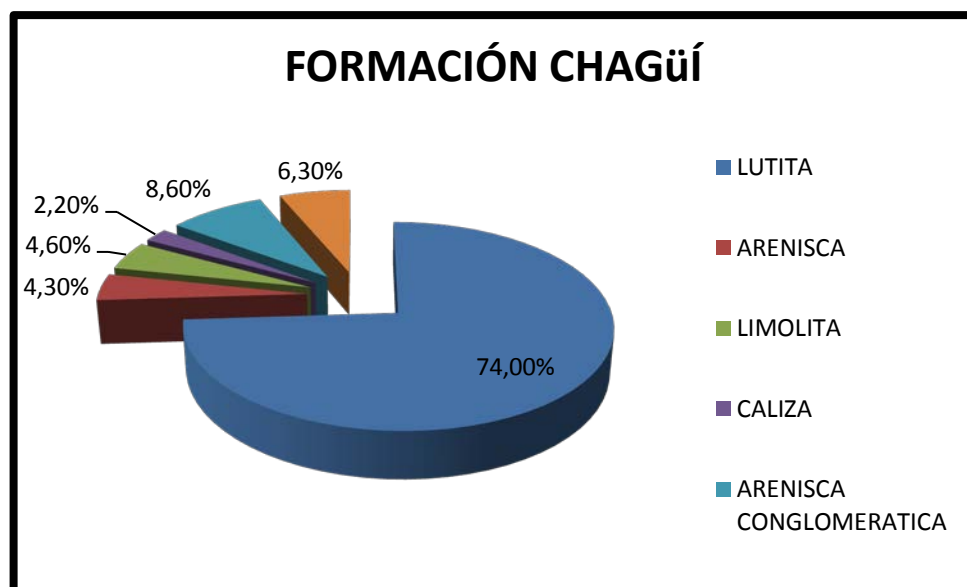
3.4.5. Formación chagüí (5720-7333')

El tope de la formación chagüí fue definido por incremento en el porcentaje de arenisca, la cual se caracteriza por ser de grano fino a muy fino, moderadamente seleccionado, subredondeado, subangular, muy friable, matriz arcillosa, matriz soportada, en partes granosoportada; y por presencia de conglomerado compuesto principalmente por cuarzo, chert y basalto, cuarzo blanco, subtranslúcido, de grano muy grueso, guijos, subangular, subredondeado, chert gris medio oscuro subredondeado, basalto en granos muy gruesos, con venillas rellenas de cuarzo, ocasionalmente se observa diabasa gris verdoso. matriz arcillo-arenosa, pobre selección. a partir de 6000' hasta 6160', la formación se caracterizó por conglomerado polimíctico compuesto principalmente por cuarzo, chert y basalto, cuarzo blanco, subtranslúcido, de grano muy grueso, guijos,

subangular, subredondeado, chert gris medio oscuro subredondeado, basalto en granos muy gruesos, ocasionalmente se observa diabasa gris verdoso. Matriz arcillo-arenosa, pobre selección. con intercalaciones de delgados niveles de limolitas y lutitas de color gris oliva, gris medio claro, hidratable, plástica, suave, en parte subblocosa, en menor proporción amorfa, heterogénea, con microinclusiones de líticos y micropiríticas.

Seguidamente el intervalo comprendido entre 6160' hasta 6240' pies se caracterizó por predominio de arenisca con menores intercalaciones de lutita. a partir de 6240 pies esta lutita mostró un incremento gradual hasta 6420', en donde la formación se presenta como una secuencia predominantemente lutítica de color de color gris medio oscuro, gris oliva, subblocosa, en parte tabular, arcillosa, en parte muy hidratable, plástica, suave, amorfa, heterogénea, microcarbonosa microinclusiones de líticos, ocasionalmente calcárea, intercalada con ocasionales niveles delgados de limolita, arenisca y caliza hasta 7280'. En la figura 43 se muestra la distribución porcentual de la composición:

Figura 41. Distribución porcentual de composición



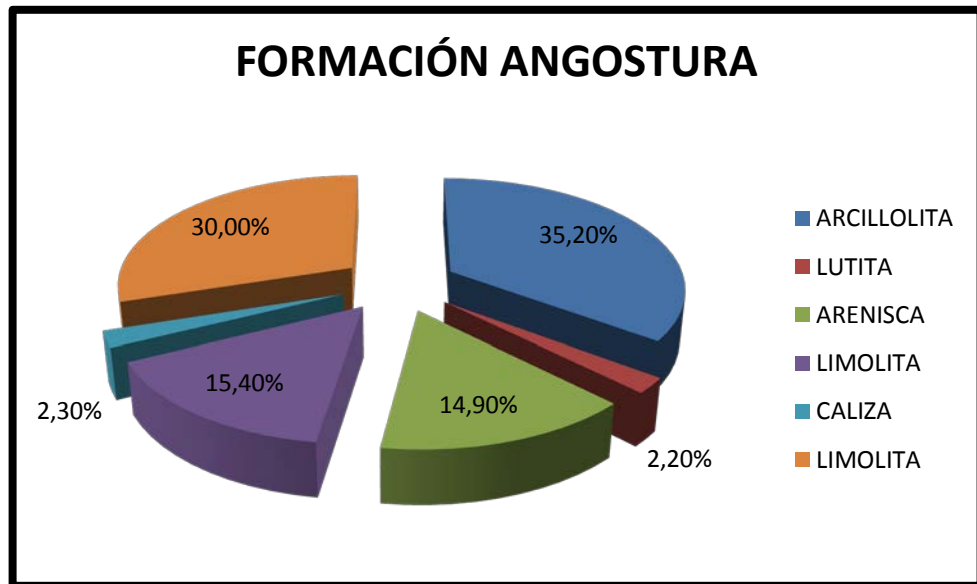
Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.4.6. Formación angostura (7333'-10850')

Esta formación presenta una litología muy variada, de techo a base se presenta predominando lutita intercalado con limolita, arenisca y caliza. La lutita es de color gris medio a medio oscuro, subblocosa a subtabular, firme, microcarbonosa, micropirítica, calcárea; limolita gris medio a medio oscuro, subblocosa, moderadamente firme, micropirítica, en partes calcárea. Arenisca gris medio claro, gris medio, cuarzo translucido a subtranslúcido, hialino, grano fino a muy fino, subangular, subredondeado, friable, moderada selección, localmente matriz arcillosa, en partes cemento calcáreo, microcarbonosas, regular porosidad visual, compuesta de 70% de cuarzo y 30% de fragmentos líticos oscuros. Delgados niveles de caliza gris clara, subblocosa, moderadamente firme, tipo wackstone.

Seguidos de 700 pies de arcillolita intercalada con limolita, caliza y hacia la base conglomerado, el cual se va incrementando hasta llegar a la formación viche. La arcillolita es gris medio a gris medio oscuro, ocasional gris medio azulado, amorfa, menor subblocosa, blanda, ocasional moderadamente firme, en parte limosa, plástica, gomosa, pegajosa, hidratable, soluble, no calcárea. conglomerado compuesto por fragmentos, basalto, diabasa, cuarzos lechosos, cuarzo translucido a subtranslúcido, chert gris oscuro a gris ahumado, angulares a subangulares, menor subredondeados, matriz arenosa, pobre selección. sin manifestación de hidrocarburos. En la gráfica 44 se presenta la distribución porcentual de la composición:

Figura 42. Distribución porcentual de composición



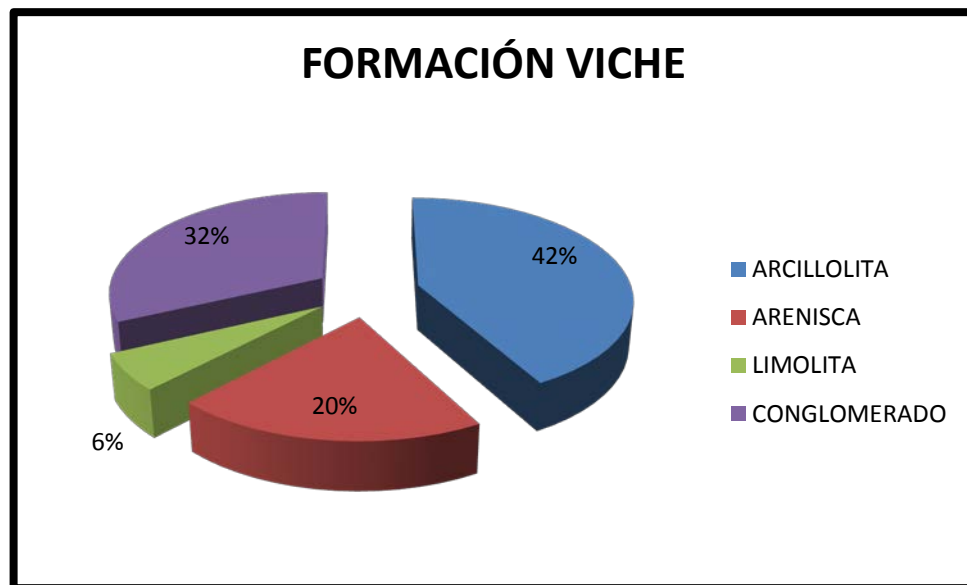
Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.4.7. Formación viche (10850'-12137').

Esta formación presenta intercalación de arcillolita con arenisca y limolita hacia el techo. y desde la parte central a la base se observan intercalaciones de conglomerado, incrementando su porcentaje hacia la base. arcillolita de tono oliva grisáceo, menor gris medio, gris medio claro, ocasional gris medio oscuro a oscuro, blanco (grada marga), gris moteado con blanco, subblocosa, blanda, moderadamente firme, algo hidratable soluble no calcárea. Arenisca blanca, parda moderada, gris medio claro, gris muy claro, a gris medio oscuro, consolidada, friable, subblocosa, grano fino a muy fino, cuarzo lechoso, translucido a subtranslúcido, ocasional amarillo, hialino, subredondeado, subangular, subesférico, bien redondeado subesférico, moderada selección, matriz arcillosa, tobácea, inclusiones de líticos oscuros, en parte microcarbonosa, pobre porosidad visual. Sin manifestación de hidrocarburos limolita de tono pardo moderado, pardo amarillento moderado, subblocosa, firme, arcillosa, grada a arenisca de grano fino, no calcárea. conglomerado polimíctico: gris oscuro, gris medio oscuro, gris oliva, pardo moderado, naranja amarillento oscuro, verde, compuesto por fragmentos de

basalto, diabasas, cuarcitas, filitas, esquistos, chert gris oscuro ahumado claro ocasional verdes claros y amarillo pálido, dioritas, se presenta óxidos de hierro (limonita), fragmentos angulares a subangulares, menor subredondeados, subesféricos a subelongados, matriz arcillo-arenosa, pobre selección, algunos fragmentos presentan inclusiones de pirita. Sin manifestación de hidrocarburos. En la figura 45 se muestra la distribución porcentual de la composición.

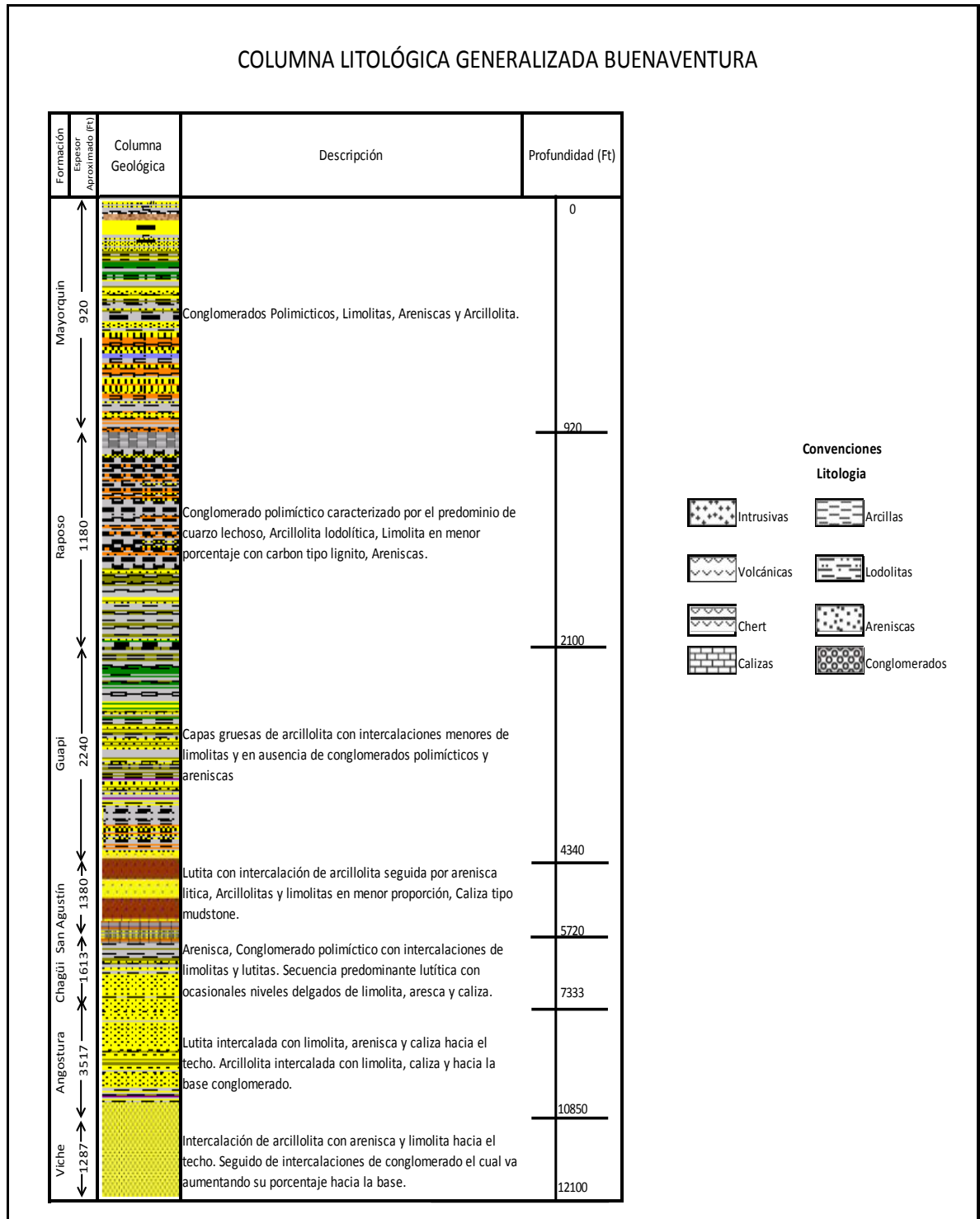
Figura 43. Distribución porcentual de composición



Fuente: UIS, Reporte final de geología pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.4.8. COLUMNA LITOLÓGICA ESPERADA

Figura 44. Columna litológica esperada

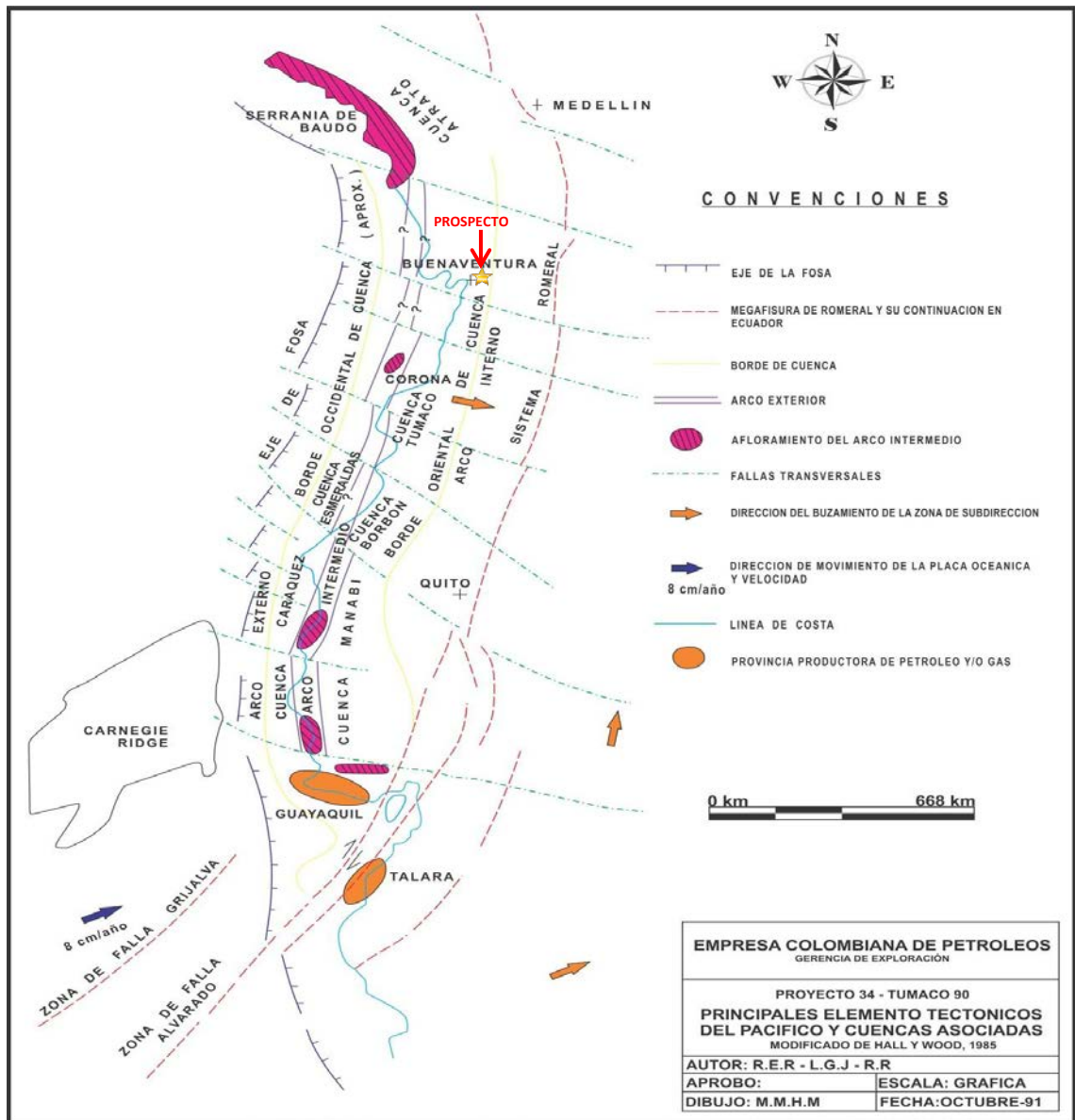


Fuente: Modificada de: UIS, Reporte final de lodos pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.5. FALLAS GEOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN EL PROSPECTO

Hay presencia de fallas inversas de vergencia E-W acompañadas de plegamiento suave de los planos de foliación o clivaje milonítico (S1). Estas fallas se encuentran en la cuenca Tumaco pero no están involucradas directamente con el prospecto.

Figura 45. Esquema de la geología estructural en la zona del Pacífico



Fuente: Modificada de Ecopetrol 1991.

3.6. BUZAMIENTO DE LAS FORMACIONES A PERFORAR

A continuación se presenta el buzamiento de las formaciones a perforar, esta información fue tomada de los registros CMI del pozo correlación en el intervalo 523-6433 ft, del intervalo restante no se posee información.

Tabla 27. Buzamiento de Intervalos de Perforación

Intervalos	Buzamiento	Azimut
523-2474 ft	3.4° Sur-SurEste	177.6°
2525-4441 ft	6.8° Sur-SurOeste	195.2°
4441-5185 ft	6.7° Sur-SurOeste	184.2°
5185-6433 ft	6.6° Sur-SurEste	177.4°

Fuente: Modificado por el Autor. UIS, Análisis Geológico pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

3.7. RELACIÓN DE TAGET POINT Y BOX TARGET AREA DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS.

Tabla 28. Coordenadas planas magna sirgas origen Bogotá

COORDENADAS	
MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ	N: 922.685
	E: 674.144
GEOGRÁFICAS	Longitud: 77° 0' 40,37" W
	Latitud: 3° 53' 27,73" N

Fuente: Modificado por el Autor. UIS, Informe Final pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

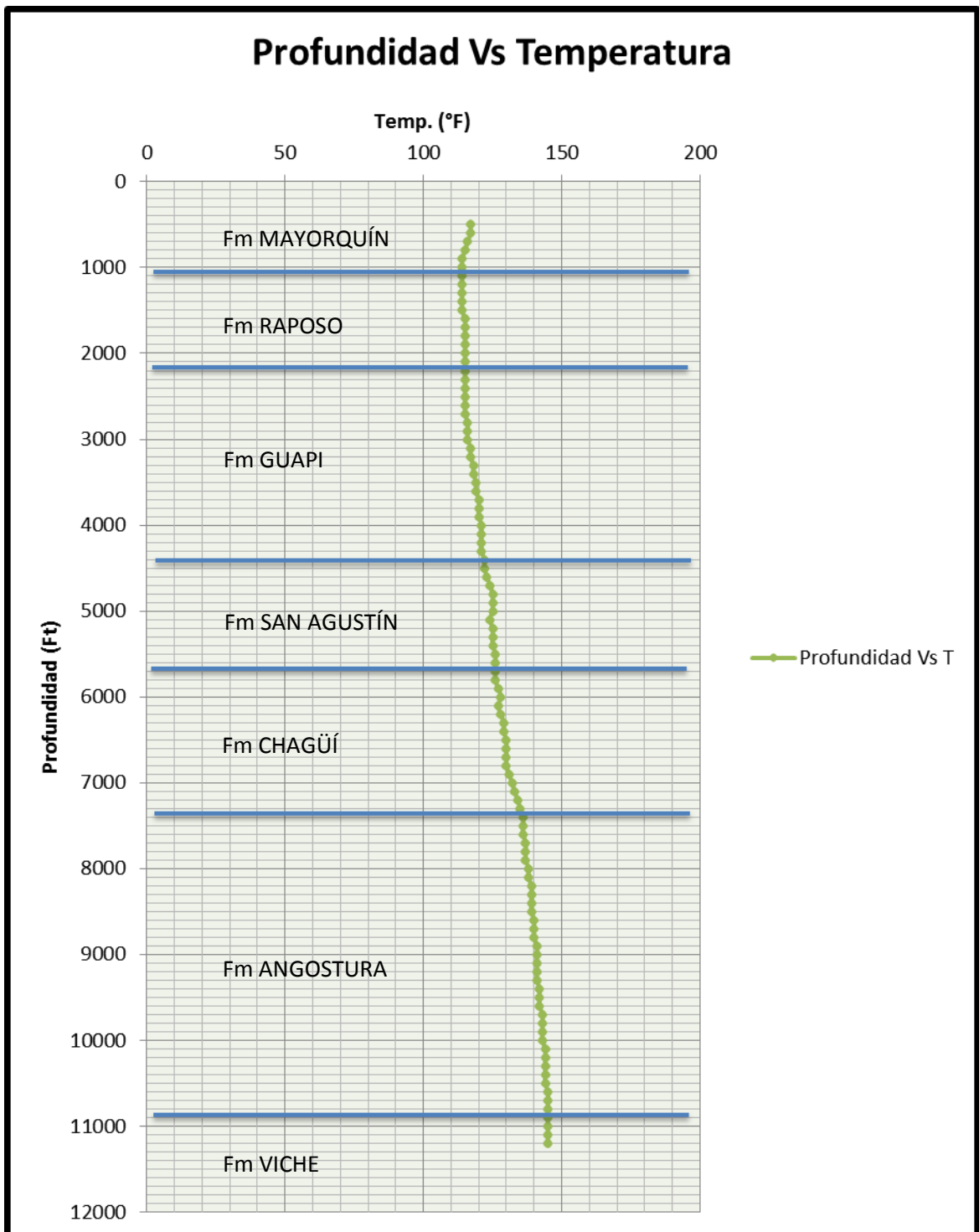
3.8. RELACIÓN DE PROFUNDIDAD DEL PROSPECTO

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 de la geología de superficie y se describen 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. También se le incorpora la información geológica obtenida de los pozos perforados en la cuenca para obtener el estimativo de espesor de las mismas formaciones en profundidad. El pozo utilizado es ANH BVTURA 1-S-T-P.

3.9. TEMPERATURA DE FORMACIONES A PERFORAR.

En la figura 46 se presenta el perfil de temperaturas por formación tomado del pozo correlación.

Figura 46. Perfil de temperatura



Fuente: Autores.

3.10. INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS

El prospecto se encuentra en la misma ubicación del pozo correlación, por esto se puede hacer una correlación confiable y existe un grado medio de incertidumbre en el espesor de unidades sin que existan cambios significativos de facies. La posición de los pozos coincide con el rumbo regional de las unidades geológicas.

3.11. PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las propiedades de las formaciones, en este proyecto las propiedades serán tomadas por medio de:

- **REGISTRO CONTINUO DE HIDROCARBUROS**

La unidad de Registro continuo de hidrocarburos que se utilizará en el prospecto, será ON-LINE, con capacidad para medir parámetros de Geología e Ingeniería, y registro de datos adquiridos durante la perforación en tiempo real. La unidad debe cumplir con los más altos estándares de calidad y seguridad.

- **EQUIPO PARA REGISTRO CONTINUO**

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 y del fluido de perforación (volumen en las piscinas, conductividad, densidad y temperatura del mismo).
- ✓ 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.

- **MUESTREO LITOLÓGICO – MUESTRAS DE ZANJA**

La compañía de mud logging será la encargada de tomar muestras de zanja continuas a lo largo de la perforación del 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.

3.12. PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Con el fin de obtener información de las propiedades de las rocas y/o fluidos presentes en estas, se tomarán registros eléctricos en todo el pozo una vez se alcance la profundidad de la sección, antes de bajar revestimiento.

Una vez se llegue al final de la sección y de acuerdo con la condición del pozo, se hará un viaje corto de acondicionamiento del pozo para registrarlo. El set de registros a correr será definido previamente por la entidad interesada en dicha información del pozo.

Antes de cada sección de ensanchamiento, se tomarán los registros, además se debe tomar el registro VSP que nos dé información en profundidad debajo de la profundidad de la sección. Por lo tanto hay que preparar el hueco adjunto para la toma del registro.

La toma de registros en cada sección incluye el siguiente set de registros:

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

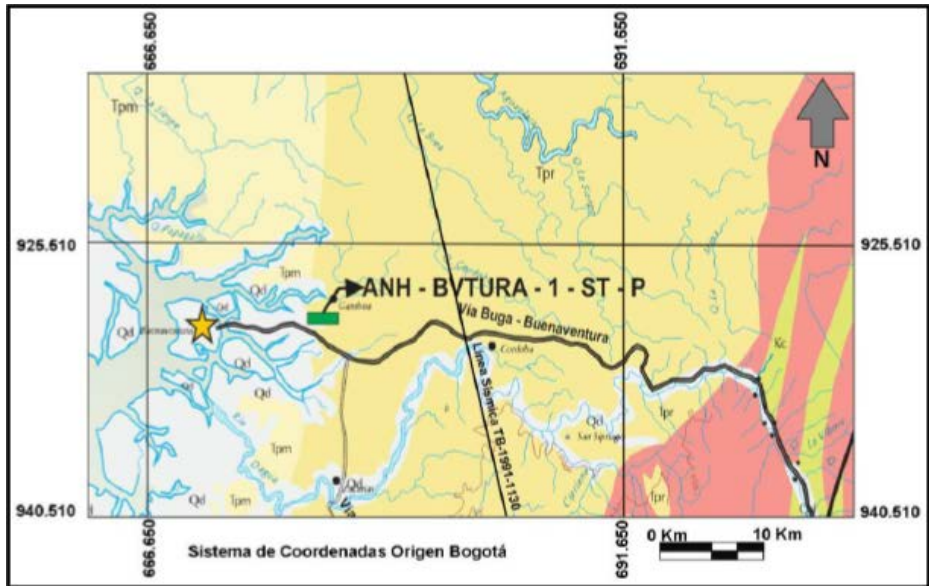
3.13. MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS

No se dispone de suficiente información para la implementación de el modelo estructural, debido a que esta es una cuenca inexplorada .

3.14. MODELO ESTRUCTURAL DEL PROYECTO

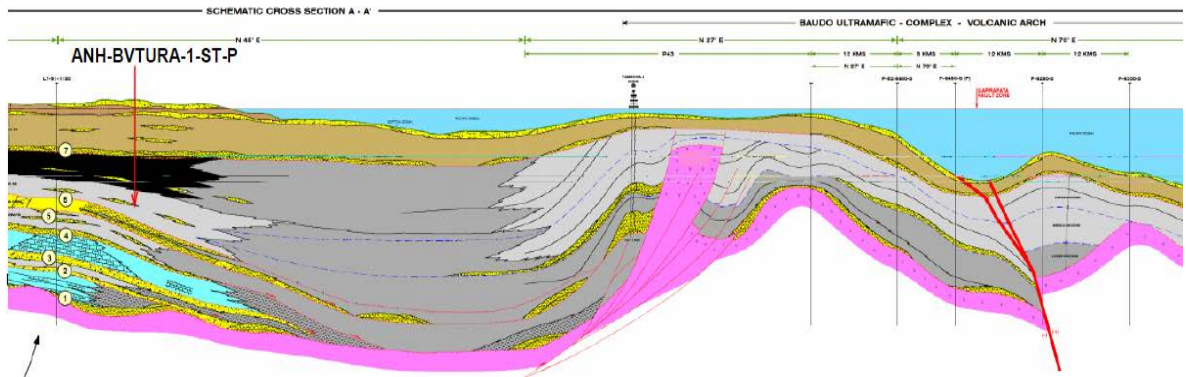
Debido a que la cuenca Tumaco a sido poco explorada solo se cuenta con la información de la descripción realizada por la Universidad EAFIT en el año 2007 donde interpreta la línea sísmica TB-1991-1130 que se encuentra en cercanías al pozo. Ver figuras 47 y 48.

Figura 47. Ubicación de la Línea Sísmica TB-1991-1130



Fuente: Modificado de Universidad EAFIT, 2007.

Figura 48. Sección esquemática de la cuenca Tumaco



Fuente: Modificado de Universidad EAFIT, 2007.

4. ANÁLISIS OFFSET

4.1. RELACIÓN BIT RECORD

Tabla 29. Bit Record de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

FORMACIÓN	TIEMPO (h)	ROP (ft/h)	BROCA	IADC CLASIFICACIÓN	ENTRADA (ft)	SALIDA (ft)	LONG PERFORADA (ft)	TIEMPO(h)	ROP (ft/h)	IADC DE DESGASTE	OPERACIÓN
MAYORQUIN	7.27	121.5	MSR519M 12 1/4"	M323	37	510	473	2.91	162.5	0-0-N-O-A-X-1-NO	PERFORO
			T11 26"	M115	37	510	473	7.9	59.9	2-3-WT-A-2,2,2-1-SD-TD	ENSANCHO
			TFF519M 12 1/4"	M422	510	525	15	0.38	39.5	4-1-BT-A-X-I-CT-BHA	PERFORO
			MSR519M 12 1/4"	M323	525	920	395	3.98	99.2		PERFORO
RAPOSO	19.92	59.2	MSR519M 12 1/4"	M323	920	2100	1180	19.92	59.2		PERFORO
GUAPI	27	83	MSR519M 12 1/4"	M323	2100	2500	400	8.35	47.9	7-7-BT-A-X-1-CT-TD	PERFORO
			SKR519MK 12 1/4"	M422	2500	2600	100	1.35	74.1	2-2-BT/CT-N-X-I-ER-CP	PERFORO
			FC3643 8 1/2"	M433	2600	2750	150	6.76	22.2	2-6-BT-N/S-X-I-RO-BHA	CORAZONO
			FC3843 8 1/2"	M433	2750	3320	570	37.69	15.1	0-1-CT-S-X-I-NO-BHA	CORAZONO
			SKR519MK 12 1/4"	M422	2600	4340	1740	17.3	100.6		ENSANCHO Y PERFORO

Tabla 29. (Continuación)

FORMACIÓN	TIEMPO (h)	ROP (ft/h)	BROCA	IADC CLASIFICACIÓN	ENTRADA (ft)	SALIDA (ft)	LONG PERFORADA (ft)	TIEMPO (h)	ROP (ft/h)	IADC DE DESGASTE	OPERACIÓN
SAN AGUSTIN	45.45	30.4	SKR519MK 12 1/4"	M422	4340	4500	128	1.59	80.5	3-6-BT/CT-A-X-I-RO-CP	PERFORO
			FC3843 8 1/2"	M433	4500	4628	128	29.99	4.3	1-1-CT-S-X-I-DL-ROP	CORAZONO
			RSR716M 12 1/4"	M422	4500	4928	428	21.66	19.8	2-3-BT-A-X-1-CT-CP	ENSANCHO Y PERFORO
			FC3643 8 1/2"	M433	4928	5385	457	85.79	5.3	0-1-CT-S-X-I-PN-BHA	CORAZONO
			FC3843 8 1/2"	M433	5385	5522	137	42.99	3.2	0-0-NO-A-X-I-PN-BHA-	CORAZONO
			SRK616M 12 1/4"	M422	4928	5720	792	22.2	35.7		ENSANCHO Y PERFORO
CHAGUI	54.3	29.7	SRK616M1 2 1/4"	M422	5720	7060	1340	41.8	32.1	4-2-BT-A-X-RO-CP	PERFORO
			FC3643 8 1/2"	M433	7060	7182	122	41.13	3	0-1-CT-S-X-I-PN-BHA	CORAZONO
			FC3643 8 1/2"	M433	7182	7272	90	39.47	2.3	0-0-NO-A-X-I-PN-BHA	CORAZONO
			RSR716M 12 1/4"	M422	7060	7280	220	10.82	20.3	3-3-BT-A-X-I-CT-TD	ENSANCHO
			DSH616M 8 1/2"	----- -----	6900	7280	380	36.18	10.5	0-1-CT-G-X-I-PN-BHA	PERFORO
			DSF519M 8 1/2"	----- -----	7280	7333	53	1.7	31.2		PERFORO

Tabla 29. (Continuación)

FORMACIÓN	TIEMPO (h)	ROP (ft/h)	BROCA	IADC CLASIFICACIÓN	ENTRADA (ft)	SALIDA (ft)	LONG PERFORADA (ft)	TIEMPO (h)	ROP (ft/h)	IADC DE DESGASTE	OPERACIÓN
ANGOSTURA	193.83	18.1	DSF519M 8 1/2"	----- -----	7280	8500	1220	35.8	34.1	4-6-CR-C-X-I-BT-PR	PERFORO
			DSR519M 8 1/2"	----- -----	8500	8637	137	11.5	11.9	3-2-BT-N-X-I-PN-PR	PERFORO
			RSR616M 8 1/2"	----- -----	8637	10666	2029	116	17.5	3-7-RO-S-X-I-BT-PR/TQ	PERFORO
			RSR616M 8 1/2"	----- -----	10666	10825	159	28	5.7	8-8-JD-LT-A-X-2 1/16-BT-CT-PR	PERFORO
			DSR813M 8 1/2"	M422	10825	10850	25	2.5	10		PERFORO
VICHE	98.1	13.1	DSR813M 8 1/2"	M432	10850	11610	760	38	20	3-5 BT-A-X- 1/16"-CT-TQ/PR	PERFORO
			DSR813M- C10 8 1/2"	M432	11610	12000	390	45.83	8.5	7-6-CR/WT-A-X- 1/16"-BT- JD/HC-TQ/PR	PERFORO
			DSR813M- C10 8 1/2"	M432	12000	12136	136	14.22	9.6	7-6-CR/WT-A-X- 1/16"-BT- JD/HC-TQ/PR	PERFORO

Fuente. Autores. Datos tomados de UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

A continuación se muestra la relación de tiempo de viaje por fase:

Tabla 30. Tiempo de viaje por secciones en pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P

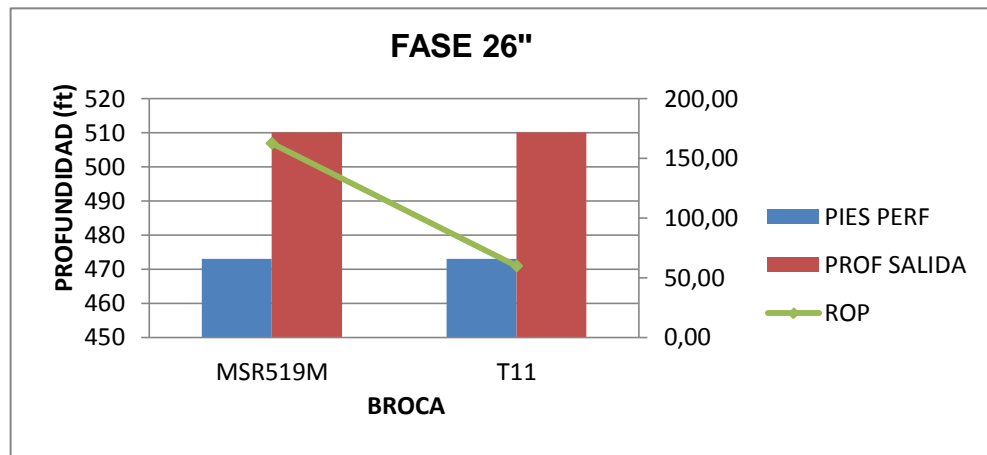
FASE	TIEMPO DE VIAJE(horas)	VELOCIDAD DE VIAJE (ft/hora)
26"	7	72.86
17 1/2"	2	1250
12 1/4"	46	158.26
8 1/2"	170.5	71.185

Fuente: Autores. Datos tomados de UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

4.2. EFICIENCIA DE LAS BROCAS POR FASES

4.2.1. Fase 26''

Figura 49. Rendimiento de brocas Fase 26"

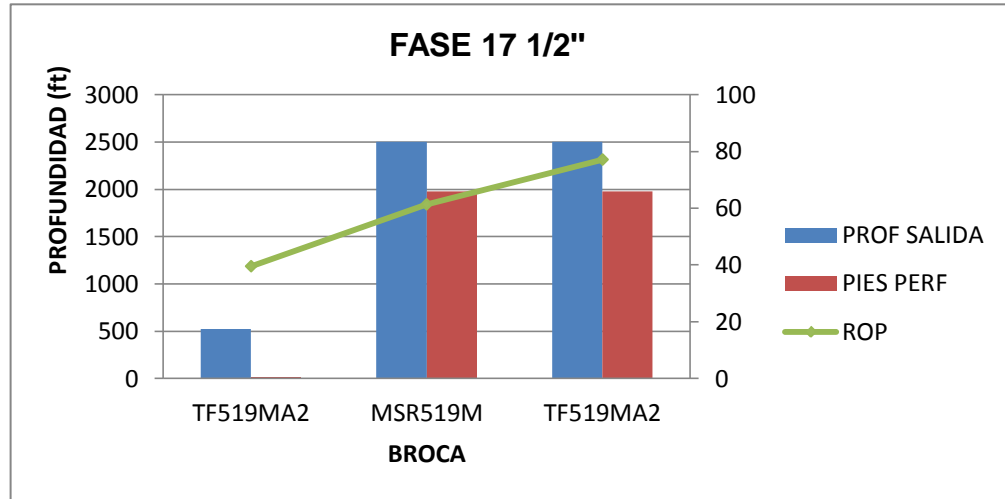


Fuente: Autores.

En esta fase las brocas presentaron buenas tasas de penetración y cumplieron de manera adecuada con las profundidades a perforar y ensanchar, además en la tabla (29) una se puede observar un bajo desgaste de las brocas, se puede concluir que las brocas tuvieron un buen desempeño.

4.2.2. Fase 17 1/2"

Figura 50. Rendimiento de brocas Fase 17 1/2"

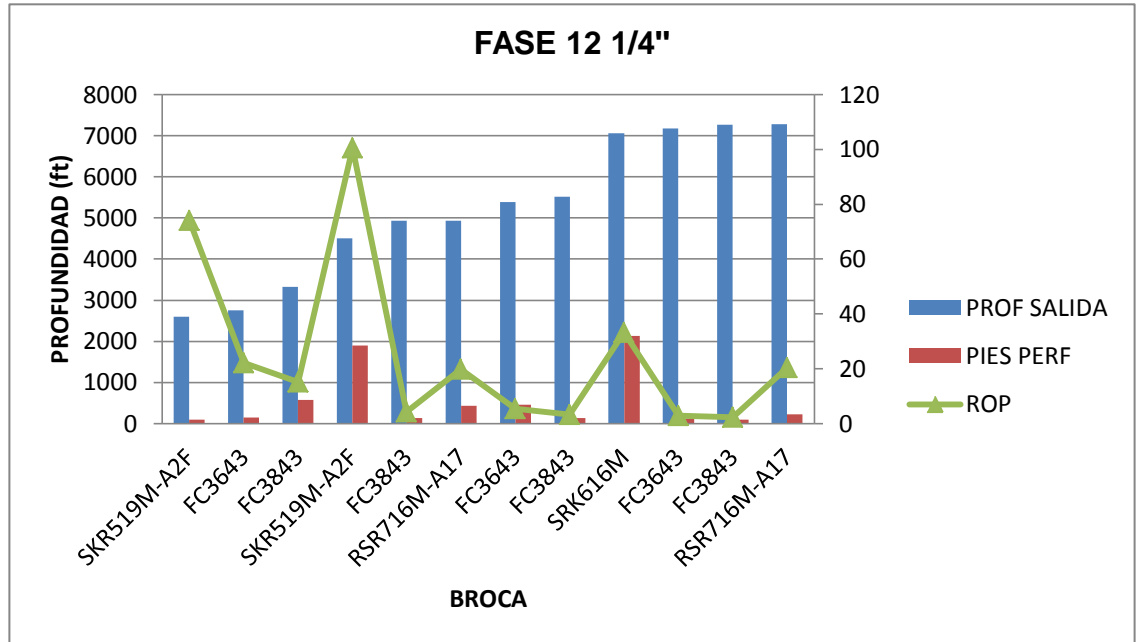


Fuente: Autores.

En la gráfica anterior se puede apreciar que hubo una tasa de penetración media la cual es buena, pero según la tabla 33 la broca MSR519M que perforó de 525' a 2500 ft, sale con un alto desgaste en toda su estructura y cortadores, por lo anterior se recomienda una broca más pesada o tipo roller cone para perforar la formación Raposo, ya que por su alto contenido de conglomerados, induce vibraciones caóticas generando continuos impactos, en la formación Guapi, es ideal usar una broca de 5 aletas y cortadores de 19mm.

4.2.3. Fase 12 1/4''

Figura 51. Rendimiento de brocas Fase 12 1/4''

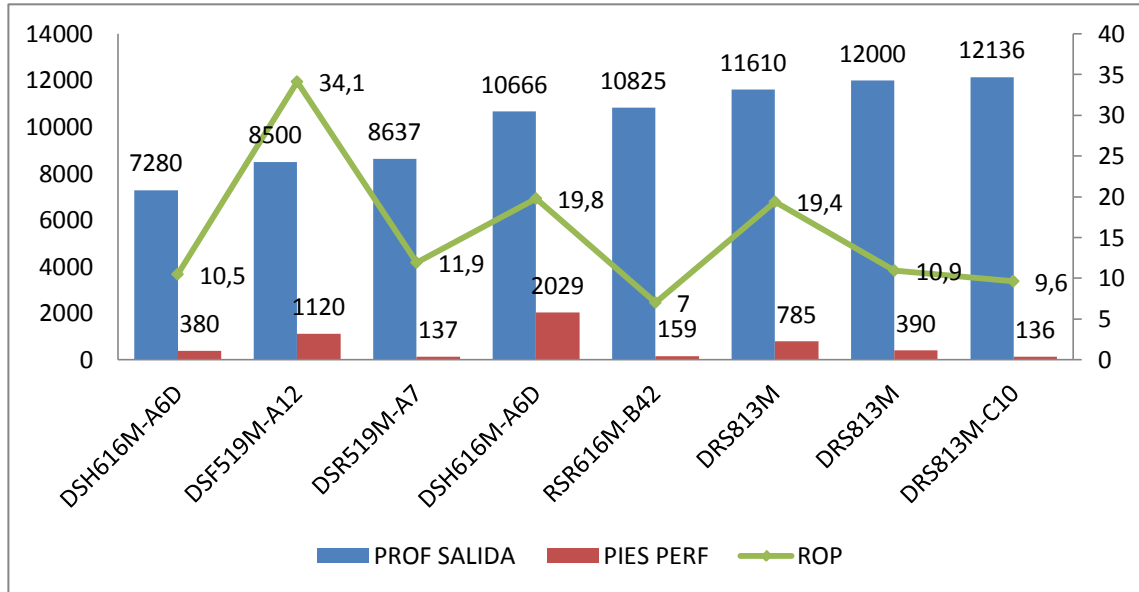


Fuente: Autores.

En esta fase las brocas de manera general tienen un buen desempeño, se puede apreciar bajas tasas de penetración pero esto se debe a los intervalos de corazonamiento ya que altas tasas de penetración pueden reducir la calidad de los corazones obtenidos.

4.2.4. Fase 8 ½’’

Figura 52. Rendimiento de las brocas en la fase 8 1/2’’



De acuerdo con la gráfica anterior se puede inferir que las brocas utilizadas para perforar en la fase 8 ½ no presentan el mejor desempeño ya que las tasas de penetración son muy bajas y según la tabla 29 todas las brocas en esta fase salen con un alto desgaste en sus cortadores y estructura, por alta abrasividad en las formaciones viche y angostura provocadas por el alto contenido de conglomerados, Se recomienda el uso de brocas más pesadas con mayor número de aletas y menor longitud de los cortadores , brocas tipo roller con lo cual facilitarían la perforación de las formaciones viche y angostura

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO

El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P inicialmente se propuso como un pozo vertical; para mantener esta trayectoria se planeó el uso de ensamblajes pendulares y la medición con el sistema convencional. La tabla 1 muestra la desviación presentada en el pozo.

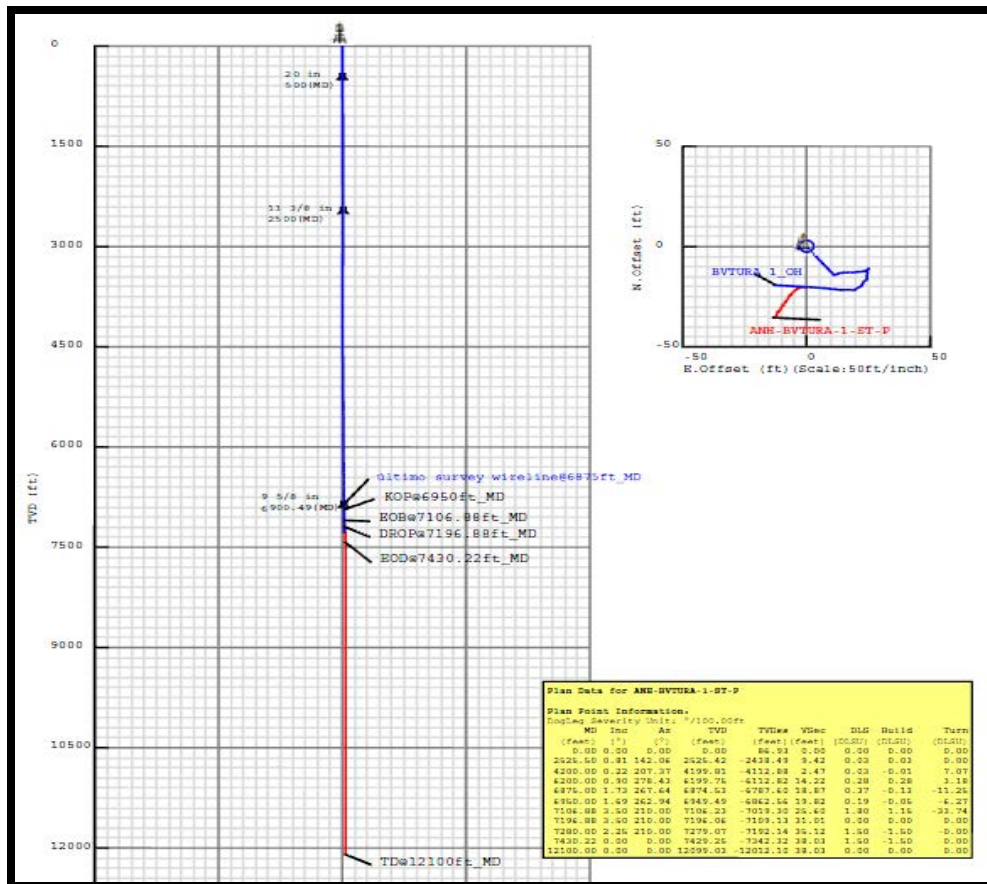
Tabla 31. Desviación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

MD (ft)	ANG (°)	TVD (FT)
510	0.5	510
2500	0.8	2499.87
4500	0.5	4499.74
4928	0.25	4927.73
7060	1.3	7059.53
7280	2	7279.44
8637	10	8629.16
10666	4	10643.04
12137	6.5	12107.87

Fuente. UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

En la figura 54 se presenta la trayectoria del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.

Figura 53. Trayectoria del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



Fuente. UIS. Plan final de Side-track.

4.4. RELACIÓN Y ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS

Los BHA's utilizados en las operaciones de perforación, ensanchamiento, y corazonamiento, en cada una de estas operaciones no se presentó ningún inconveniente, se puede concluir que tuvieron un buen desempeño.

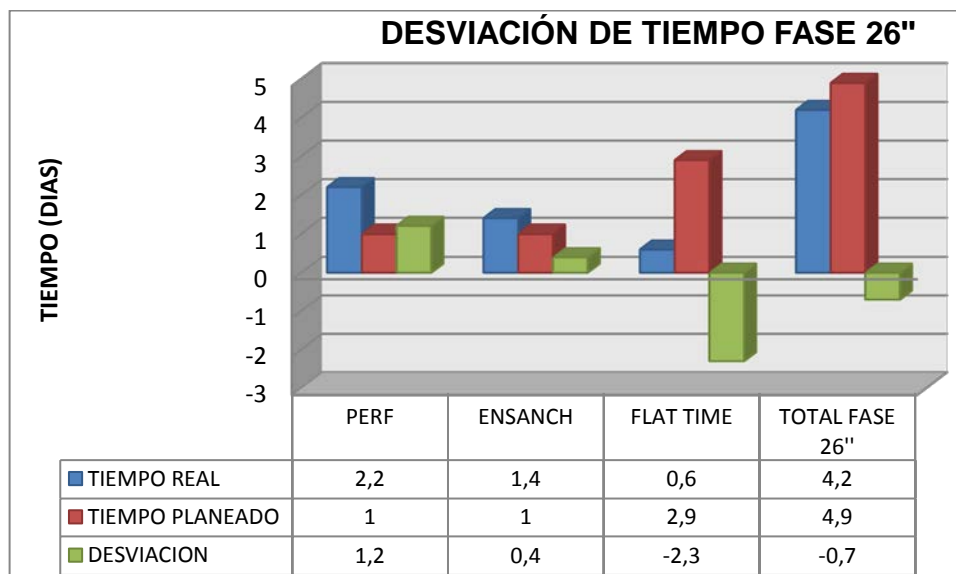
4.5. RELACIÓN Y ANÁLISIS DISTRIBUCIÓN TIEMPO DE OPERACIÓN POR FASES (PLANEADAS, NO PLANEADAS, DOWN TIME)

4.5.1. Descripción y análisis operaciones planeadas

✓ Fase de 26''

En la siguiente grafica se relacionan las operaciones planeadas y ejecutadas para el pozo ANH- BVTURA -1-ST-P. Todas las operaciones planeadas involucradas en esta fase se ejecutan sin problemas apreciables, Y hay un ahorro de tiempo de 0.7 días lo cual indica que se cumplió con el tiempo planeado, hubo acierto en la elaboración de la distribución de tiempos.

Figura 54. Desviación de tiempo de fase 26"

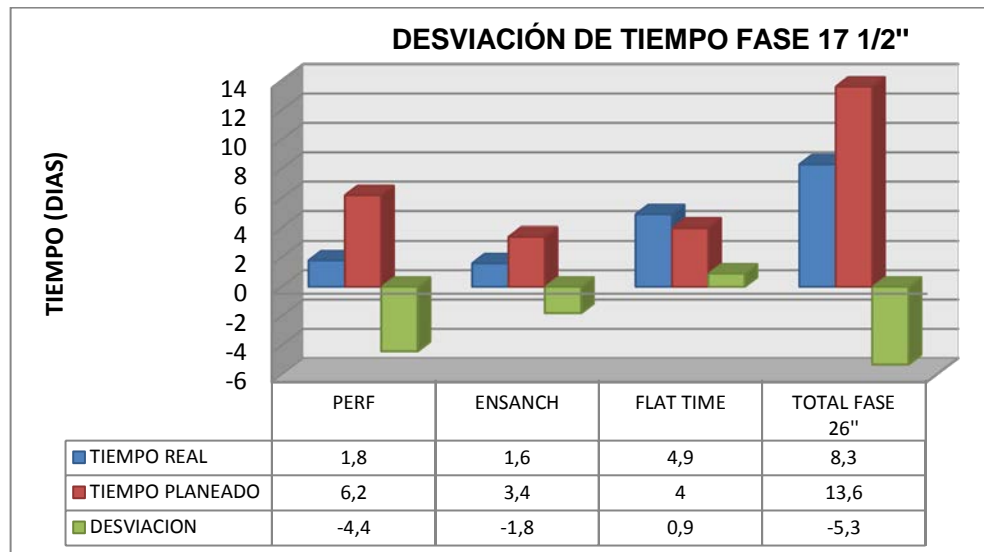


UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

✓ **Fase de 17 ½’’**

De la gráfica se puede inferir que hay una ganancia de tiempo apreciable en la operación de perforación, esto se debe a que hubo una buena selección en el tipo de broca para perforar, con parámetros operacionales óptimos y perforó a una ROP= 48.7 ft/hora, en general hay un ahorro de tiempo de 5.3 días.

Figura 55. Desviación de tiempo de fase 17 ½’’

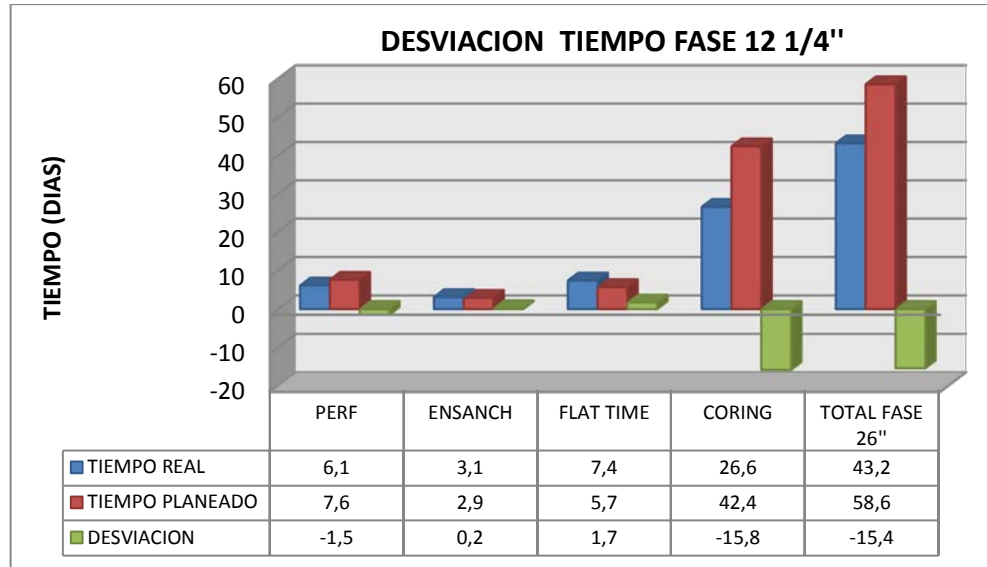


Fuente: UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

✓ **Fase de 12 ¼’’**

La gráfica muestra un ahorro de tiempo de 15.8 días en la operación de corazonamiento, aunque se tubo problema en el intervalo 5400’’ hasta 7272’’ con presencia de lutita, esto se debe a que la profundidad real es menos de 2000 pies menos de lo estimado, así que básicamente la desviación de los tiempos de operaciones planeadas no es considerable, se recomienda analizar las variables necesarias y ajustar el tiempo para la operación de corazonamiento, las demás operaciones se ejecutaron en el tiempo según lo planeado.

Figura 56. Desviación de tiempo de fase 12 1/4"

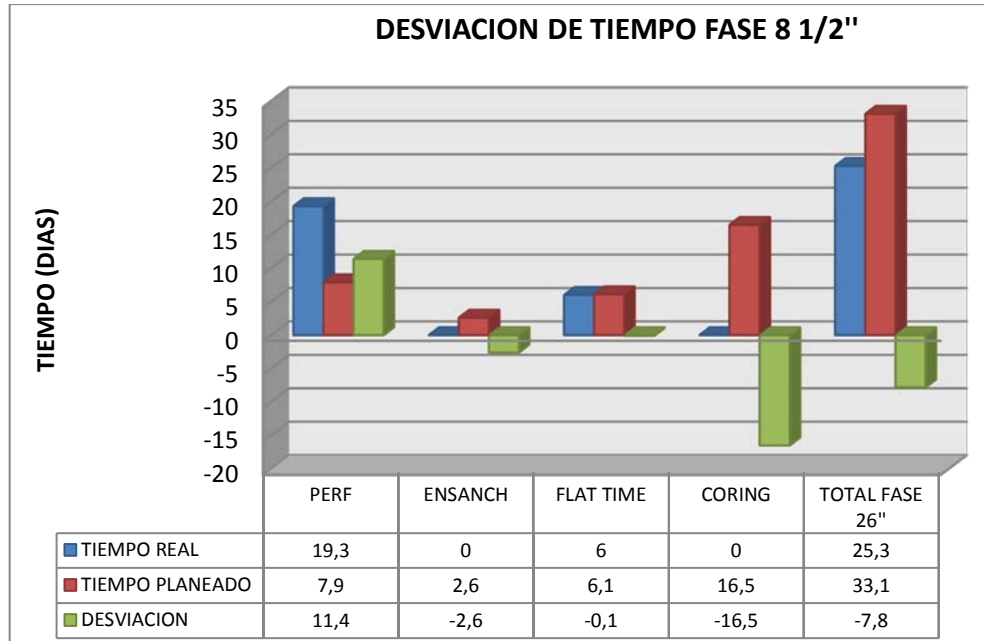


Fuente. UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

✓ **Fase de 8 1/2"**

En la gráfica se muestra un ahorro de tiempo en dos operaciones, pero no se puede tomar como un ahorro debido a que estas operaciones no se ejecutaron por problemas operacionales, por ende la operación que si tiene una desviación en el tiempo de ejecución es la de perforación, esto se debe a que se presentaron problemas con las brocas que se utilizaron para perforar esta fase, perforando a bajas ROP y presentando daño apreciable en las brocas, además se encuentra gran porcentaje de conglomerado y alta abrasividad en la formación viche y angostura.

Figura 57. Desviación de tiempo de fase 8 1/2"



Fuente: UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-S-T-P.

4.5.2. Análisis de operaciones no planeadas

✓ Fase 26''

Tormenta eléctrica: Esta afecta la instalación del tubo conductor con una pérdida de tiempo de 1.5 horas, debido a que la operación se genera por condiciones climáticas no es posible remediar el suceso, se debe tener en cuenta en la planeación el pozo un tiempo para estas operaciones.

✓ Fase 17 1/2''

Reaming: Durante el acondicionamiento para corrida de "casing" en el intervalo 500' – 2500', fue necesario hacer un reaming el cual se ejecutó sin dificultad desde 2449' hasta 2500, para mitigar esta operación, se debe revisar el lodo de perforación utilizado en este intervalo y reevaluar sus propiedades, debido a que este está directamente relacionado con la estabilidad del pozo.

✓ Fase 12 ¼"

En la siguiente tabla se relacionan las operaciones no planeadas:

Tabla 32. Operaciones no planeadas en fase 12 ¼"

OPERACIÓN	OPERACIÓN NO PLANEADA	CAUSA	RECOMENDACIÓN	TIEMPO (Horas)
CORAZONAMIENTO INTERVALO 2600-3320'	Suabeo	Alta velocidad de viaje	Disminuir la velocidad de viaje	1
PERFORACION HUECO DE 12 1/4" 4.628' – 4.928'	Perforo hueco desde 4.628' hasta 4.671' con dificultad	Embotamiento de la broca.	Utilizar inhibidores de arcillas en el lodo, optimizar la hidráulica, y selección adecuada de la broca	7.5
CORAZONAMIENTO INTERVALO 4.928' – 5.522'	Backreaming desde 5.259' hasta 5.132'.	Sacó sarta de corazonamiento con dificultad por alto arrastre desde 5.322' hasta 5.259'	Optimización de la trayectoria del pozo	2.5
ENSANCHAMIENTO HUECO DE 8 ½" a 12 ¼" Intervalo 4.928' – 5.522'	Reaming desde 4.717' hasta 4.928'.	Bajó sarta de perforación hasta 4.717' donde encontró restricciones.	Aumentar la densidad del lodo, para mejorar estabilidad del pozo, optimizar la hidráulica	1.5
PERFORACION DE HUECO DE 12 ¼" Intervalo 5.522' – 7.060'	Reaming y Back reaming".	Cuando perforaba a 6.223', levantó debido a torque errático	Aumentar la densidad del lodo.	16
ENSANCHAMIENTO DE HUECO de 8 ½" a 12 ¼" Intervalo 7.060' – 7.272'	Reaming	Bajó sarta de perforación hasta 5.558' donde encontró restricción	Utilizar inhibidores en el lodo para reducir hinchamiento de arcillas, aumentar la densidad de lodo.	2
PERFORACION HUECO DE 12 ¼" Intervalo 7.272' – 7.280'	Circulo para limpiar broca	Perforó hueco de 12 ¼" con dificultad por embotamiento de la broca,	Utilizar inhibidores de arcillas en el lodo, optimizar la hidráulica, y selección adecuada de la broca	3.5
ACONDICIONAMIENTO PARA CORRER REGISTROS DE POZO Intervalo 2.492' – 7.280'	Hizo Backreaming desde 6394' hasta 6.188	Sacó sarta de perforación hasta 6.394' donde encontró restricción (+/- 20 Klbs de overpull).	Aumentar la densidad del lodo, para mejorar estabilidad del pozo.	1.5
REGISTROS DE POZO Intervalo 2.492' – 7.280'	Bajar nuevamente sonda de registros N° 1 (Quad Combo), para registrar SP en el Int. 7.260' – 6.600'.	Mala calidad la lectura en la adquisición del registro SP	Calibrar la herramienta antes de bajar a la profundidad de registro.	3
CORRIDA DE REVESTIMIENTO 9 5/8"	Tensionar en varias ocasiones con 450 Klbs	El revestimiento se intentó pegar en varias oportunidades	Utilizar inhibidor de arcillas en el lodo para reducir el empaquetamiento de la formación.	3.5

Fuente. Autores.

✓ **Fase 8 1/2"**

En la siguiente tabla se relacionan las operaciones no planeadas:

Tabla 33. Operaciones no planeadas en fase 8 1/2"

OPERACIONES NO PLANEADAS FASE 8 1/2"					
OPERACIÓN	OPERACIÓN NO PLANEADA	INTERVALO OPERACIÓN	CAUSA	RECOMENDACIÓN	TIEMPO (Horas)
PERFORANDO CON 8 1/2" INTERVALO 7.280' – 12.137'	Circulo para limpiar broca	7.938' - 8.415'	Embotamiento de la broca	Optimizar hidráulica, selección adecuada de la broca	1.5
	Reaming	8.615' – 8.637'	Embotamiento de la broca	Optimizar hidráulica, selección adecuada de la broca, utilizar inhibidores en el lodo	3
	Backreaming	8.500' - 7.533'	Intento de pega de tubería por empaquetamiento a 8492'	Mantener la reología apropiada del fluido de perforación de acuerdo con el tamaño del pozo, la ROP y la inclinación del mismo.	10
		8.637' - 8.236'	Sacó sarta de perforación		1.5
		10.213' - 10.149'	Perforó hueco de 8 1/2"		5.5
		10.666' - 8.173	Sacó sarta de perforación con alto arrastre (30-60 Klbs)	Optimizar la hidráulica del pozo de manera que sea compatible con el tamaño respectivo del pozo, la inclinación y la ROP.	16.5
		11.220' - 11.163	Sacó sarta de perforación , lavando por alto arrastre (30 - 40 Klbs)	Velocidades de circulación más altas siempre proporcionan una mejor limpieza del pozo.	5
		7.015' -7.010'	Sacó sarta de perforación con dificultad (60 Klbs de overpull)		0.5
	Reaming y circuló a 5000'	8.196'-8.481'	Bajando sarta se encontró apoyo (+/- 25 lbs) a 8.196' y pega mecánica a 8481'	Utilizar inhibidores de arcillas en el lodo para mantener la estabilidad del pozo	3

Tabla 37. (Continuación)

OPERACIONES NO PLANEADAS FASE 8 1/2"					
OPERACIÓN	OPERACIÓN NO PLANEADA	INTERVALO	CAUSA	RECOMENDACIÓN	TIEMPO (Horas)
PERFORANDO CON 8 1/2" INTERVALO 7.280' – 12.137'	Reaming	7.371'-8.637	Bajó sarta de perforación , con dificultad por alto torque e incrementos permanentes de presión	Utilizar inhibidores de arcillas en el lodo para mantener la estabilidad del pozo	6
		11.349'- 10.387'	Bajó sarta de perforación con dificultad presentando apoyo de 50 - 70 Klbs. A 11.387		1
	Reaming y Backreaming	8.661' - 8.627', 10.619' - 10.595', 10.679' - 10.657', 10.688' - 10.692',10.758' - 10.723', 10.762' - 10.723', 10.813' - 10.787'	Baja ROP	Selección adecuada de la broca, optimización de la hidráulica	5
ACONDICIONAMIENTO HUECO (Para Registros de Pozo intervalo 6.892' – 12.137')	Reaming y Backreaming	12.137'- 12.089'.	Restricciones en hueco a 12100'	Utilizar inhibidores en el lodo para mantener la estabilidad del pozo	1
REGISTRO DE POZO	Tensionar , sin éxito	Punto de Pega: 11.913	Pega de la sonda de registros N°1		13.5
REGISTRO DE POZO	Pesca sonda registro	Punto de Pega: 11.913	Pega de la sonda de registros N°1		99.5
ACONDICIONAMIENTO HUECO (Para Registros de Pozo intervalo 6.892' – 12.137')	Reaming y Backreaming	12.055' - 12.137'	Hueco apretado, restricciones		56.5
REGISTRO DE POZO	Bajó por segunda vez sonda de registros N° 1	Superficie hasta 11.110	Pega de la sonda de registros N°1	acondicionar adecuadamente el pozo antes de bajar herramienta de registro	5.5

Fuente. Autores.

Teniendo en cuenta los problemas operacionales presentados en la fase de 12 ¼ y 8 ½ se puede concluir que la densidad del lodo usada no fue acorde con las condiciones del pozo, ya que se presentó en su gran mayoría problemas por inestabilidad del pozo ya sea de tipo mecánico o de tipo químico. Para la optimización del programa de perforación se recomienda iniciar en cada fase con la máxima densidad del lodo utilizada al final de cada fase del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.

4.5.3. Descripción y análisis down time

Tabla 34. Down time de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

EQUIPOS CON FALLA	26"	17 1/2"	12 1/2"	8 1/4"	DOWN TIME(Horas)
Ingeniero de Lodos	X				1.5
Top Drive	X	X	X	X	25.5
Conexiones	X				1
Stab in casing 20"	X				2
Unidad de cementación	X				29
Sideentry sub		X			0.5
Generador eléctrico		X	X		1
Sonda de presión		X			3.5
Conexión collar flotador		X			3.5
BOP 13 5/8" x 10M		X			1
Floor Hand			X		11.5
Trabajadero			X		41
Unidad de Wireline			X		0.5
Malacate			X		21.5
Bombas de lodo			X	X	5.5
Personal de operación			X		1
Sistema hidráulico			X		1
Break Out Kelly 5"			X		1
Stand Pipe			X		1
Tormenta eléctrica			X		1
Sonda de registros de presión			X		1.5
Pesca Sonda de Registros			X		62.5
Abandono Sonda de Registros			X		27.5

Tabla 34. (Continuación)

EQUIPOS CON FALLA	26"	17 1/2"	12 1/2"	8 1/4"	DOWN TIME(Horas)
Subestructura			X	X	7.5
Cargador			X		1
Llaves de potencia			X		0.5
Herramienta MWD				X	1
Mesa rotaria				X	1
Unidad de registros				X	4
TOTAL					325.5

Fuente: Autores.

Con la tabla anterior se puede inferir que el equipo de perforación utilizado no fue el más adecuado para realizar la operación de perforación debido a que presenta fallas en todas las fases, se recomienda hacer una reevaluación de los parámetros de selección del equipo para así optimizar la perforación, reducir tiempo y costos

Además del equipo de perforación se debe hacer una adecuada selección del personal involucrado en cada operación para reducir el tiempo no productivo ya que hubo un error de la compañía Weatherford, la caída de una herramienta a una profundidad de 6900 ft.

4.6. ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

✓ Fase 26"

El lodo bentónico de funcionó correctamente manteniendo las propiedades fisicoquímicas, se recomienda agregar extendedor de bentonita de manera adecuada para no generar aumento rápido de la viscosidad y consecuentemente taponamiento del Flow Line.

✓ Fase 17 1/2"

En esta fase se recomiendan lodos con inhibición media, alto arrastre de sólidos y polímeros resistentes a las altas temperaturas. El lodo recomendado para este intervalo en el programa inicial de lodos, no incluía inhibidor químico (Amina). Por

recomendación al iniciarse el intervalo se exige su adición. Se mantuvo durante la operación valores entre 0,2-0,3% de inhibición con buenos resultados. Para la adición de polímeros en lodos de perforación se exige y recomienda hidratarlos en tanques aislados durante 2 ó más horas y adicionarlos luego lentamente hasta homogeneizarlos en el sistema activo. Con el fin de garantizar su máximo rendimiento y concentraciones reales y confiables.

✓ **fase 12 ¼”**

En esta fase se observada claramente la existencia de una zona con presencia de lutitas duras pero fracturadas a la vez (fácilmente humectadas a través de las fracturas), en un intervalo aproximado entre 6500 ft hasta 7280 ft, la cual mostró inestabilidad. Esta situación, sugirió la necesidad de incrementar la densidad inicialmente de 10,5 ppg al ECD (10,8 ppg) y posteriormente de 10,8 ppg al nuevo ECD de 11 ppg para garantizar la completa estabilidad del hueco. El sistema de fluido Q Maxdrill PHPA es ampliamente recomendado para futuros proyectos en la región.

✓ **Fase 8 ½”**

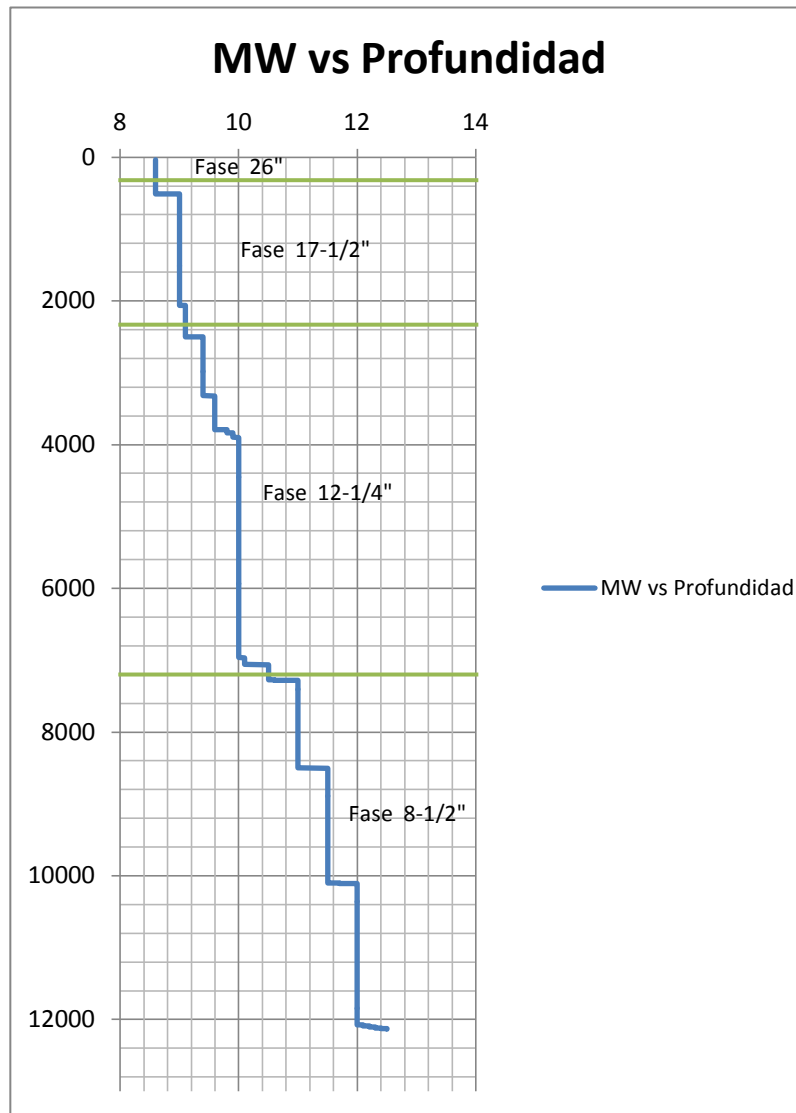
En esta fase se usó lodo de la fase anterior, la perforación del intervalo con la sarta convencional se observó un bajo ROP por lo que se ajustaron las concentraciones de Inhibidor Químico Maxdrill a 0,25 gpb, el inhibidor mecánico Glymax a 1% v/v y el lubricante Q drill up a 2 % v/v, dando estos ajustes un incremento en la ROP de hasta un 100% adicional. A la profundidad de 10213 ft se decidió incrementar la densidad del fluido de 11,5 a 12,0 ppg ajustando la concentración de lubricante de 2 a 3 % y se terminó la fase hasta con un 4% v/v.

En todas las fases se presenta problema de inestabilidad del pozo provocada por la baja densidad del lodo, se recomienda incrementar la densidad del lodo y aplicar inhibidores tomando como base los volúmenes incorporados en cada fase del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

4.6.1. Manejo de la densidad del lodo

La densidad del lodo se mantuvo de acuerdo con lo programado en las dos primeras fases, en las fases de 12 1/4" y 8 1/2" se salió del rango programado (9-10.5 ppg) debido a la inestabilidad del pozo. En la figura 58 se muestra la densidad del lodo.

Figura 58. Manejo de la densidad del lodo en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



Fuente. Autores. Datos tomados informe Final Perforación pozo ANH-BVTURA-1-ST.

4.7. ANÁLISIS DE OPERACIONES DE CEMENTACIÓN Y REVESTIMIENTO POR FASES

Las operaciones de cementación y bajada de revestimiento fueron realizadas de acuerdo a lo planeado, no se presentó ningún tipo de problema operativo ni de seguridad del personal. En la tabla 35 y 36 se presentan las características de las lechadas de cemento y revestimiento respectivamente.

Tabla 35. Características de las lechadas utilizadas en el pozo ANH-BVTURA-1-ST

Lechada de Cemento Utilizada				
Fase	Tipo de cemento	Densidad (ppg)	Volumen lechada (Bl)	Sacos Usados
26"	Clase G	15.8	142	694
17 1/2"	Clase G	15.8	380	1855
12 1/4"	Clase G	15.8	88	430
		13.6	129	630
8 1/2"	Se dejó a hueco abierto			

Fuente: Autores. Datos tomados informe Final Perforación pozo ANH-BVTURA-1-ST.

Tabla 36. Revestimientos usados en el pozo Revestimientos Usados ANH-BVTURA-1-ST

Revestimientos Usados								
OD (pulg)	ID (pulg)	Grado	Peso (lb/ft)	Long (ft)	# de Juntas	Collapse (psi)	Burst (psi)	Tensión (klbs)
Fase 26"								
20	18,73	L - 80	133	506	14	1600	4450	3091
Fase 17 1/2"								
13.375	12.415	N - 80	68	2496	59	2260	5020	1556
Fase 12 1/4"								
9,625	8,681	P-110	47,0	6892	194	5300	9440	1493

Fuente: Autores. Datos tomados informe Final Perforación pozo ANH-BVTURA-1-ST.

4.8. ANÁLISIS PRUEBAS DE INTEGRIDAD POR FASES

En la tabla 37 se muestran los resultados de las pruebas de integridad realizadas en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P según lo programado obteniendo la máxima densidad equivalente del lodo, no se presenta fractura de la formación.

Tabla 37. Pruebas de integridad de formación de pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Pruebas de Integridad de Formación					
Revestimiento (Pulg)	Profundidad (Ft)	Densidad lodo (LPG)	Presión de Prueba(en superficie, Psi)	LOT (LPG)	Presión fondo (Psi)
20	525	9.0	180	EMW = 15.8	432
13 5/8	2469	9.4	855	EMW = 16	2073
9 5/8	6892	11	1792	EMW = 16	5733

Fuente: Autores. Datos tomados informe Final Perforación pozo ANH-BVTURA-1-ST.

4.9. ANÁLISIS DST EFECTUADOS EN LA CUENCA DONDE SE PERFORA EL POZO Y/O EN LOS POZOS DE CORRELACIÓN SELECCIONADOS

No se realizaron pruebas DST en el pozo correlación.

4.10. ANÁLISIS COMPORTAMIENTO DE GASES

El análisis fue realizado en el intervalo comprendido Formación Viche donde los valores analizados reflejan una posible presencia de C1 a C4, en la cromatografía se evaluaron los intervalos comprendidos entre 11595'-11610', 11775'-11793', 11967-11972', 12060'-12070', lo cual indica gas productivo se presume cerca de un posible yacimiento.

5. PROGRAMA DETALLADO DE PERFORACIÓN

5.1. PROBLEMAS POTENCIALES

Teniendo en cuenta el análisis de las operaciones no planeadas y Down time del pozo correlación, se infiere que los riesgos potenciales que se presentaran a lo largo de la perforación del pozo son:

Tabla 38. Problemas potenciales

PROBLEMAS POTENCIALES		
FASE	RIESGO	PREVENCIÓN
TUBO CONDUCTO R	Alta vibración	Asegurar el tubo con templetes. Cementarlo en el contrapozo con una base de un pie.
	Doblado hacia adentro de los bordes del tubo al enterrarlo.	No forzar ni golpear contra el fondo el tubo al bajarlo.
26" @ 920'	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. Tener repuestos de las principales partes.
	Mala limpieza de Hueco.	Propiedades de lodo suficientes para buen arrastre, Caudal de circulación ajustado a condición real del pozo. Píldoras de limpieza. Circular al final de cada tubo.
17 1/2" @ 2600'	Hueco apretado.	Evaluación oportuna del problema, química, mecánica, incremento del peso del lodo. Lodo a utilizar que permita detección rápida y acción oportuna, disponibilidad de materiales en el pozo para estas contingencias.
	Problemas durante la corrida de Casing	Realizar viajes para acondicionar el pozo antes de las corridas, acondicionar el lodo. Usar casing running tool o casing drive System para la corrida y uso de zapato de flotación especial

Tabla 38. (Continuación)

PROBLEMAS POTENCIALES		
FASE	RIESGO	PREVENCION
17 1/2" @ 2600'	Derrumbes.	Identificar las formaciones perforadas y diseñar los programas de hidráulica acorde con las condiciones del pozo para minimizar la erosión de las paredes, circular píldoras de limpieza
12 1/4" @ 7600'	Hueco apretado.	Inhibidores químicos para reducir hinchamiento de arcillas. Aditivos reductores de torque e invasión. Ajuste de propiedades de lodo
	Pegas de Tubería.	Reportar diariamente torque y arrastre en condiciones normales, monitoreo y supervisión de presiones, circular bien y revisar retornos antes del viaje, Ubicación y potencia del martillo adecuados.
	Inestabilidad de pozo, 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, ajuste de densidad de lodo, estabilizadores asfálticos.
	No Bajar revestimiento a la profundidad planeada.	Sacar revestimiento si es posible y si la profundidad lo permite, Cementar y continuar con la alternativa planeada.
	Pega de las sondas de registro, imposibilidad de tomar información.	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.
	Baja ROP de corazonamiento, baja recuperación, pega de la herramienta.	Evaluar la disponibilidad de variedad y cantidad de brocas de corazonar, manejar parámetros, cambiar intervalo, sacar cuando se requiera. hacer viajes de acondicionamiento y ensanche
8 1/2"	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. Uso de motores, turbinas para performance.
	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

Tabla 38. (Continuación)

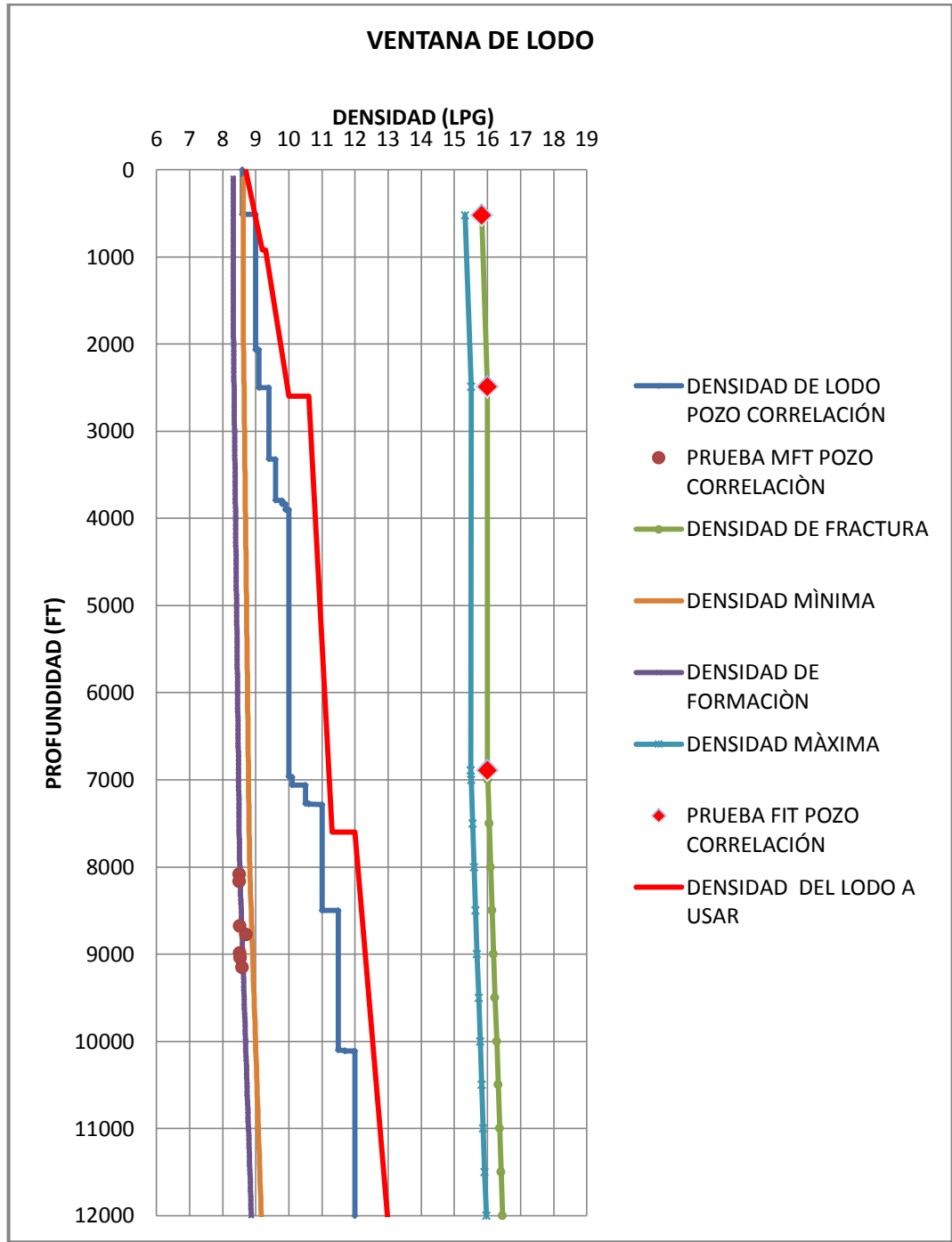
PROBLEMAS POTENCIALES		
FASE	RIESGO	PREVENCION
8 1/2"	Pega de tubería por empaquetamiento	Planear los viajes con el registro máster log de la unidad de geología, contemplando los posibles eventos. Experiencia y habilidad del personal en manejo adecuado de estos eventos como primera acción, disponibilidad de productos químicos de liberación. Conocimiento del riesgo, según comportamiento del pozo. Herramientas básicas de pesca en el pozo y ubicadas en las bases.
	Hueco apretado.	Evaluación oportuna del problema, química, mecánica, incremento del peso del lodo. Lodo a utilizar que permita detección rápida y acción oportuna, disponibilidad de materiales en el pozo para estas contingencias.

Fuente: Autores.

5.2. VENTANA OPERATIVA DE LODO Y PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE CASING.

Para la obtención de la ventana de lodo se realiza el respectivo análisis de presiones de acuerdo al procedimiento mencionado en el capítulo anterior, con este procedimiento se obtendría la ventana operativa de lodo y los puntos de asentamiento de casing, pero debido a que no se obtiene información de gran ayuda se realizó la ventana de lodo con los puntos de presión tomados en las pruebas (FIT Y MFT) en el pozo correlación, y el asentamiento de casing se diseñó teniendo en cuenta la inestabilidad del pozo encontrada a diferentes profundidades perforadas del pozo correlación, en la siguiente grafica se muestra la ventana operativa de lodo:

Figura 59. Ventana operativa de lodos



Fuente: Autores.

A continuación se justifica en cada fase el asentamiento de Casing.

Tabla 39. Justificación de asentamiento de Casing

DISEÑO DE ASENTAMIENTO			
FASE	CARACTERISTICAS	PROFUNDIDAD	JUSTIFICACIÓN
	Conductor 30"	40'	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.
I	Hueco 26" Revestimiento 20"	920'	De acuerdo a la prognosis geológica, en esta sección se encontrarán arcillas y areniscas en mayor proporción pertenecientes a la formación Mayorquín, Este revestimiento debe aislar posibles cuerpos superficiales de agua, sellar posibles zonas de pérdida y dar integridad para perforar la siguiente sección.
II	Hueco 17 ½" Revestimiento 13 3/8"	2600	Esta sección cubre las formaciones Raposo, y parte de la formación guapi, donde predominan las arcillas. El revestimiento de 13 3/8" aislará posibles arcillas problemáticas que se encuentran en el intervalo de 2100' a 2600', además brinda estabilidad al pozo para el posterior corazonamiento.
III	Hueco 12 ¼ " Revestimiento 9 5/8"	7600	Esta sección cubre las formaciones guapi, san agustin, chagüi y parte de angostura, este revestimiento aislara posibles problemas de inestabilidad del pozo por presencia de un gran espesor de lutitas hidratables en el intervalo de 6400' a 7300'.
IV	Hueco abierto 8 ½"	12000	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".

Fuente: Autores

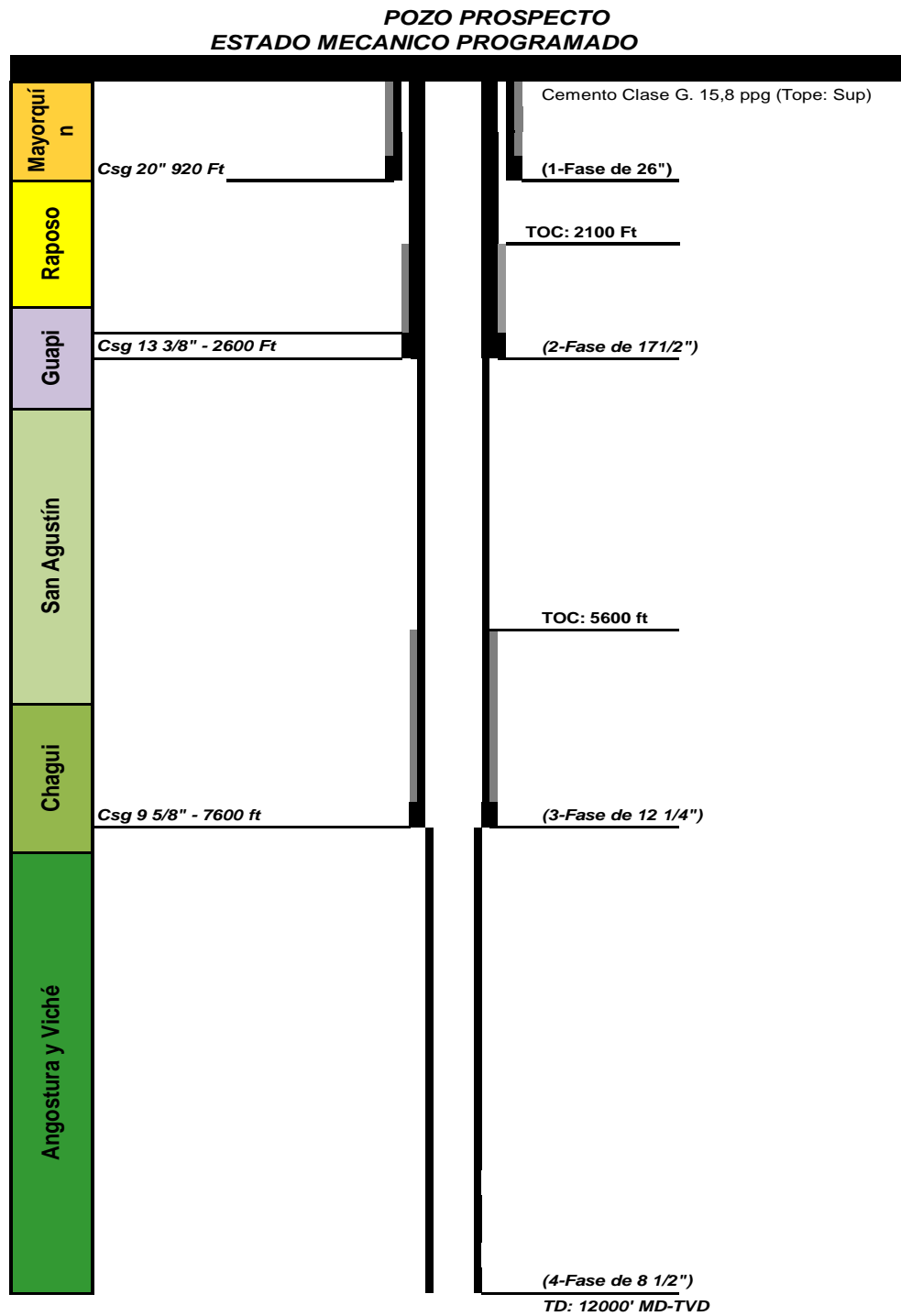
5.4. DESCRIPCIÓN GRÁFICA Y LITERAL DEL ESTADO MECÁNICO.

El objetivo del estado mecánico es permitir la operatividad y propósito de la perforación hasta 12100 ft, manteniendo el riesgo operacional, en rangos manejables.

En el estado mecánico se aprecia las profundidades de asentamiento de casing la cual permite manejar riesgos como; presencia de zonas de presiones anormales, formaciones débiles e inconsolidadas y zonas potenciales de pérdidas de fluidos.

Por lo anterior el pozo prospecto deberá ser perforado en cuatro secciones como se presenta en la siguiente gráfica:

Figura 60. Estado mecánico programado



Fuente: Autores

5.5. DISEÑO DE REVESTIMIENTO POR FASES

En la tabla 40 se muestran las tuberías de revestimiento a usar. En el diseño de estas tuberías se tuvo en cuenta que cada revestimiento cumpliera con los siguientes factores de seguridad:

F.S Estallido: 1.15.

F.S. Colapso: 1.1.

F.S. Tensión: 1.8.

Tabla 40. Programa de Tubería de Revestimiento

REVESTIMIENTO	OD (pulg)	LONGITUD (ft)	PROPIEDADES			
			Peso (lb/ft)	Grado	D.I. (Pulg)	Drift (Pulg)
Superficie	20	920	106.5	J-55	19	18.812
Intermedio	13 3/8	2600	61	M-65	12.515	12.359
Intermedio	9 5/8	7600	47	C-90	8.681	8.525
REVESTIMIENTO	OD (pulg)	PROPIEDADES				
		Esp.de pared. (pulg)	Peso en el aire(lbs)	Cap. (bbbls/ft)	O.D. coupling (pulg)	
Superficie	20	0.5	97980	0.35068972	21	
Intermedio	13 3/8	0.43	158600	0.15215196	14.375	
Intermedio	9 5/8	0.472	357200	0.07320746	10.625	
REVESTIMIENTO	OD (pulg)	PROPIEDADES				
		Res. Estallido (Psi)	Res. Colapso (Psi)	Body Yield Stgh. X 1000 lbs	JoinStgh. X 1000 lbs	
Superficie	20	2410	770	1685	1595	
Intermedio	13 3/8	3660	1620	1137	1185	
Intermedio	9 5/8	7720	4990	1222	1210	

Recomendación. No se dejar nunca vaciar los revestimientos. De ser necesario en caso de pérdidas de circulación y escases de lodo. Bombear agua.

5.5.1. Procedimiento operacional para bajar revestimiento

El procedimiento operacional para bajar revestimiento es una secuencia de actividades, previstas a desarrollar en cada una de las secciones en donde se planea bajar el revestimiento en el pozo y debe seguir las siguientes pautas:

- Antes de iniciar la perforación del hueco (26", 17 ½", 12 ¼", 8 ½") según la fase, se debe disponer en la localización como mínimo la longitud equivalente en tubería de revestimiento (20", 13 3/8", 9 5/8") con las especificaciones mencionadas en el programa para cubrir el 100% de la longitud perforada.
- Verificar que el revestimiento (20", 13 3/8", 9 5/8") disponible en la localización, tiene certificado de inspección reciente y se encuentra.
- Con broca en profundidad de "casing point", circular reciprocando permanentemente la sarta (No hacer Back Reaming).
- Hacer viaje de acondicionamiento hasta el zapato anterior, teniendo en cuenta que el hueco quedará listo para bajar revestimiento cuando la sarta baje y salga libremente del hueco.
- Elaborar programa para bajar revestimiento de acuerdo con las condiciones del hueco.
- Bajar las juntas de revestimiento correspondientes de acuerdo con la profundidad final del hueco.
- Utilizar centralizadores flexibles, el número de estos centralizadores se definirá durante la operación, teniendo en cuenta las condiciones del hueco.

5.6. PROGRAMA DE PRUEBAS DE INTEGRIDAD POR FASES.

El propósito es determinar la integridad y estabilidad de las formaciones bajo ciertas condiciones de esfuerzo. Además de disminuir los tiempos y riesgos generados durante la perforación del pozo

Estas pruebas se realizarán una vez se perforen 10 pies de formación por debajo de la profundidad donde se tiene sentado el zapato del revestimiento y deben hacerse con la unidad de cementación que usan bombas de alta presión y bajo caudal.

Se debe realizar prueba de Leak off Test, pero si se han alcanzado las presiones equivalentes a las de tabla 41 , sin presentar fuga, puede dejarse como prueba de integridad, debe circularse bien el pozo para tener una densidad de lodo homogénea de tal forma que la presión hidrostática sea lo más real posible.

Tabla 41. Prueba de integridad

CASING (in)	PROF (ft)	PESO DE LODO (lpg)	PRESION DE PRUEBA (en superficie, psi)	LOT ESPERADO (lpg)	PRESION ESTALLIDO CASING (psi)
20	930	8.7-9.2	324	15.9	3060
13 3/8	2610	9.2-10	814.32	16	3660
9 5/8	7610	9.3-11.2	1939	16.1	7720

Fuente: Autores

5.7. PROGRAMA DE LODOS POR FASES

Para la perforación del pozo, se utilizarán fluidos base agua al igual que en el pozo correlación, que permitirán control de hidratación y estabilización de arcillas/lutitas, controladores poliméricos de filtrado, y Carbonato de Calcio de diferente granulometría para proporcionar sello, estabilizar las paredes del pozo. Igualmente el fluido debe manejar propiedades reológicas que faciliten la remoción de cortes y manejo de hidráulicas.

Los volúmenes de lodo estimados que se presentan en cada fase fueron calculados con las siguientes suposiciones tomadas a partir del pozo correlación.

- Exceso de por washout del hueco: 15%.
- Eficiencia de remoción de sólidos del 90%.
- Sin pérdidas de circulación.

A continuación se presentan el lodo a utilizar por fases:

5.7.1. Lodo fase 26''

En esta fase se utilizara un lodo natural ya que no se espera encontrar problemas apreciables en esta fase, a este lodo se le debe adicionar bentonita, viscosificante y alcalinizante, a continuación se relacionan las propiedades del lodo:

Tabla 42. Propiedades del lodo Fase 26''

FASE 26''		
PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
DENSIDAD DEL LODO	lb/gal	8.7- 9.2
YP@ 120 °f	lb/100ft2	25-29
VP @ 120° F	cp	10-12
LGS MAX @ $\rho= 9.2$	% volumen	19
LGS MAX @ $\rho=8.7$	% volumen	20
MBT	Lpb equivalente	< 20
PH	----	9-10

Fuente: Autores.

Tabla 43. Volúmenes de lodos estimados Fase 26"

VOLUMENES DE LODO ESTIMADO	
ID HUECO (Pulg)	26
PROFUNDIAD DEL HUECO (Bbl)	920
VOLUMEN DEL HUECO (Bbl)	799
VOLUMEN DEL HUECO ENTUBADO (Bbl)	0
VOLUMEN DE DILUCION	410
VOLUMEN TOTAL DE LODO A MEZCLAR (Bbl)	799

Fuente: Autores.

5.7.2. Lodo fase 17 1/2"

En esta fase se propone usar un lodo inhibido, el cual cuenta con los siguientes aditivos; Amina como inhibidor de arcillas reactivas , lubricante y mejorador de ROP, polímero controlador de filtrado, fuentes de calcio y potasio para la disminución del mecanismos de hidratación de las lutitas, a continuación se relacionan las propiedades del lodo:

Tabla 44. Propiedades del lodo Fase 17 1/2"

FASE 17 1/2"		
PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
DENSIDAD DEL LODO	lb/gal	9.2-10
YP@ 120 °f	lb/100ft2	25-29
VP @ 120° F	cp	10-12
LGS MAX @ ρ=10	% volumen	17
LGS MAX @ ρ=9.2	% volumen	19
MBT	Lpb equivalente	< 20
PH	----	9-10

Fuente: Autores.

Tabla 45. Volúmenes de lodos estimados Fase 17 ½"

VOLÚMENES DE LODO ESTIMADOS	
ID HUECO (Pulg)	17 1/2
PROFUNDIAD DEL HUECO (Bbl)	2600
LONGITUD HUECO ENTUBADO (Bbl)	920
VOLUMEN DEL HUECO (Bbl)	661
VOLUMEN DEL HUECO ENTUBADO (Bbl)	323
VOLUMEN DE DILUCIÓN (Bbl)	367
VOLUMEN TOTAL DE LODO A MEZCLAR (Bbl)	984

Fuente: Autores.

5.7.3. Lodo fase 12 1/4"

Teniendo en cuenta los problemas presentados en esta fase en el pozo correlación relacionados con la estabilidad mecánica y química , se propone usar un lodo polimérico (PHPA), este polímero actúa como un coloide protector y funciona como estabilizador del pozo, los recortes y las lutitas, adicionalmente se le deben adicionar fuentes de calcio y potasio solubles para la disminución del mecanismo de hidratación de las arcillas, Carbonato de Ca, Material densificante y puenteante, lubricantes y mejoradores de ROP, cabe mencionar que se debe aumentar la densidad del lodo para el control de la inestabilidad del pozo generado por el intervalo de lutitas que posiblemente se encontrara desde 6500' a 7500', a continuación se relacionan las propiedades del lodo:

Tabla 46. Propiedades del lodo Fase 12 1/4"

FASE 12 1/4"		
PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
DENSIDAD DEL LODO	lb/gal	10.6-11.3
YP@ 120 °f	lb/100ft2	22-29
VP @ 120° F	cp	10-19
LGS MAX @ ρ= 12.2	% volumen	15
LGS MAX @ ρ= 9.3	% volumen	19
MBT	Lpb equivalente	< 20
PH	----	9-10

Fuente: Autores

Tabla 47. Volúmenes de lodos estimados Fase 12 1/4"

VOLÚMENES DE LODO ESTIMADOS	
ID HUECO (Pulg)	12 1/4
PROFUNDIAD DEL HUECO (Bbl)	7600
LONGITUD HUECO ENTUBADO (Bbl)	2600
VOLUMEN DEL HUECO (Bbl)	964
VOLUMEN DEL HUECO ENTUBADO (Bbl)	396
VOLUMEN DE DILUCIÓN (Bbl)	622
VOLUMEN TOTAL DE LODO A MEZCLAR (Bbl)	1360

Fuente: Autores

5.7.4. Lodo fase 8 1/2"

En esta fase se propone un lodo polimérico no disperso, debido a que esta fase no va a ser revestida y según la información suministrada por el pozo correlación, se presenta inestabilidad mecánica del hueco debido a esfuerzos de las formaciones viche y angostura, al lodo se le deben adicionar fuentes de potasio y calcio solubles controlando la hidratación de las lutitas, carbonato de calcio agente densificante, aceites surfactantes que actúan como lubricantes y estabilizadores mecánicos, a continuación se relacionan las propiedades del lodo:

Tabla 48. Propiedades del lodo Fase 8 1/2"

FASE 8 1/2"		
PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
DENSIDAD DEL LODO	lb/gal	12-13
YP@ 120 °f	lb/100ft ²	23-19
VP @ 120° F	cp	18-24
LGS MAX @ ρ=12.5	% volumen	13
LGS MAX @ ρ=11	% volumen	16
MBT	Lpb equivalente	< 20
PH	----	9-10

Fuente: Autores.

Tabla 49. Volúmenes de lodos estimados Fase 8 ½"

VOLUMENES DE LODO ESTIMADO	
ID HUECO (Pulg)	8 1/2
PROFUNDIAD DEL HUECO (Bbl)	12100
LONGITUD HUECO ENTUBADO (Bbl)	7600
VOLUMEN DEL HUECO (Bbl)	418
VOLUMEN DEL HUECO ENTUBADO (Bbl)	556
VOLUMEN DE DILUCIÓN (Bbl)	309
VOLUMEN TOTAL DE LODO A MEZCLAR (Bbl)	974

Fuente: Autores.

5.8. SARTAS DE PERFORACIÓN POR FASES

Las sartas de perforación están compuestas por dos secciones esenciales, el BHA y la tubería de perforación las cuales deben ser diseñadas para cada etapa de la perforación.

5.8.1. Ensamblés de fondo (BHA's) por fases

Los diseños de los (BHA'S) están sujetos al comportamiento del pozo, pero se diseñan de tipo pendulares para controlar la verticalidad del pozo, a continuación se presentan los (BHA'S) por fases.

En todas las fases se trabaja con alto peso sobre la broca para mantener la verticalidad del pozo, además se colocan estabilizadores a 30 o 60 ft de la broca para disminuir vibraciones en la sarta especialmente en la última fase en la cual están comprendidas la formación viche y angostura con un alto contenido de conglomerados.

- **Fase(I) perforación de hueco 26"**

Hueco piloto de 12 1/4"

Figura 61. BHA fase 26" (Hueco piloto)

CONVENCIONAL (PILOTO 12 1/4")												
26" (HUECO PILOTO 12 1/4")					BROCA:			Nº 1 12 1/4"				
					W/LODO:	9.20	FB:	0.860				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	OD (pulg)	ID (pulg)	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"	NC50	5	3"	50	57682	49580	184.48	30.75	507.53	30000	
			5	3"	50	56144	48258		30.76	476.78		
			5	3"	50	54606	46936		30.76	446.02		
			5	3"	50	53068	45614		30.77	415.26		
			5	3"	50	51530	44292		30.68	384.49		
			5	3"	50	49996	42973		30.76	353.81		
	CROSSOVER	NC50 6 5/8 REG	6 5/8" 7 15/16"	2 7/8"	150	48458	41651	3.58	3.58	323.05	30000 53000	
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	47921	41190	30.75	30.75	319.47	53000	
	(1) JAR 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	43308	37225	32.82	32.82	288.72		
	(6) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	38385	32994	179.00	28.84	255.90		
			8"	2 7/8"	150	34059	29275		30.09	227.06		
			8"	2 7/8"	150	29546	25396		30.50	196.97		
			8"	2 7/8"	150	24971	21463		30.07	166.47		
			8"	2 7/8"	150	20460	17586		30.75	136.40		
			8"	2 7/8"	150	15848	13622		28.75	105.65		
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	11535	9915	5.44	5.44	76.90		
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	10719	9213	31.10	31.10	71.46		
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	6054	5204	6.09	6.09	40.36		
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	5141	4418	29.49	29.49	34.27		
	BIT SUB	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	150	717	616	3.95	3.95	4.78		53000 36000
BROCA #1 PDC 12 1/4" IADC: M323	6 5/8 REG	12 1/4"			150	125	107	0.83	0.83	0.83		36000
BROCA #1 (12 1/4")		BELOW JAR 32994 LBS			LONGITUD TOTAL			507.53	507.53			

Fuente: Autores.

Ensanchamiento de hueco 12 1/4" a 26"

Figura 62. BHA fase 26" (Ensanchamiento)


1, CONVENCIONAL													
26" PERFORACION						BROCA:		Nº 2 PDC 26"					
						W/LODO:	9.20	FB:	0.860				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	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	
	(2) HWDP 5"	NC50	5	3"	1.59	50	64111	55106	61.44	30.68	530.92	30000	
			5	3"	1.77	50	62577	53787		30.76	500.24		
	(5) DC 6 1/2"	NC50	6 1/2"	2 7/8"	3.06	90	61039	52465	156.39	31.24	469.48		
			6 1/2"	2 7/8"	1.38	90	58227	50049		31.45	438.24		
			6 1/2"	2 7/8"	1.40	90	55397	47616		31.34	406.79		
			6 1/2"	2 7/8"	1.39	90	52576	45191		31.13	375.45		
			6 1/2"	2 7/8"	1.43	90	49774	42783		31.23	344.32		
	CROSSOVER	NC50 6 5/8 REG	6 5/8" 7 15/16"	2 7/8"	1.97	150	46964	40367	3.58	3.58	313.09		30000 53000
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.27	150	46427	39906	28.84	28.84	309.51		
	(1) JAR 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.63	150	42101	36187	32.82	32.82	280.67		
	(8) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.40	150	37178	31956	241.50	30.75	247.85		53000
			8"	2 7/8"	1.47	150	32565	27991		30.09	217.10		
			8"	2 7/8"	1.35	150	28052	24111		30.50	187.01		
			8"	2 7/8"	3.20	150	23477	20179		30.07	156.51		
8"			2 7/8"	3.16	150	18966	16302	30.75		126.44			
8"			2 7/8"	1.12	150	14354	12337	28.75		95.69			
8"			2 7/8"	3.12	150	10041	8631	31.10		66.94			
8"			2 7/8"	1.26	150	5376	4621	29.49		35.84			
BIT SUB	6 5/8 REG 7 5/8 REG	8" 9"	2 13/16"	1.77	150	953	819	4.00	4.00	6.35	53000 40000		
BROCA #2U TCN 26" TIPO: T11 IADC: M115	7 5/8 REG	26"				150	353	303	2.35	2.35	2.35	40000	
BROCA #2 (26")		BELOW JAR 31956				LONGITUD TOTAL			530.92	530.92			

Fuente: Autores.

- **Fase(II) perforación de hueco 17 ½”**

Hueco piloto de 12 ¼”

Figura 63. BHA fase 17 ½ " (Hueco piloto)

BHA # 3, CONVENCIONAL (PILOTO 12 1/4")															
FASE : 17 1/2" (HUECO PILOTO 12 1/4")															
FECHA ENTRADA: SEPTIEMBRE 30 DEL 2012			COMPAÑÍA: UIS			W/LODO:		10.00	FB:	0.847	PESO BLOQUE: 25.000 LBS				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	CIA	SERIAL	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"	NC50	EVC	2334	5	3"	1.73	50	66106	56013	184.48	30.75	601.13	30000	
				5992	5	3"	1.76	50	64568	54710		30.76	570.38		
				N1	5	3"	1.76	50	63030	53407		30.76	539.62		
				T 7379	5	3"	1.78	50	61492	52104		30.77	508.86		
				070702211	5	3"	1.59	50	59954	50800		30.68	478.09		
				24034	5	3"	1.77	50	58420	49500		30.76	447.41		
	(3) DC 6 1/2"	NC50	EVC	070701224	6 1/2"	2 7/8"	3.06	90	56882	48197	93.60	31.24	416.65	53000	
				070701193	6 1/2"	2 7/8"	1.39	90	54070	45815		31.13	385.41		
				RT070701-1	6 1/2"	2 7/8"	1.43	90	51268	43441		31.23	354.28		
	CROSSOVER	NC50 6 5/8 REG	EVC	070801089	6 5/8" 7 15/16"	2 7/8"	1.97	150	48458	41059	3.58	3.58	323.05	30000 53000	
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	EVC	070701057	8"	2 7/8"	1.40	150	47921	40604	30.75	30.75	319.47	53000	
	(1) JAR 8"	6 5/8 REG	WTF	F 1762-1515	8"	2 7/8"	1.63	150	43308	36696	32.82	32.82	288.72		
	(6) DC 8"	6 5/8 REG	EVC	070701051	8"	2 7/8"	1.27	150	38385	32525	179.00	28.84	255.90		53000
				070701124	8"	2 7/8"	1.47	150	34059	28859		30.09	227.06		
				070701120	8"	2 7/8"	1.35	150	29546	25035		30.50	196.97		
				070701257	8"	2 7/8"	3.20	150	24971	21158		30.07	166.47		
				070701258	8"	2 7/8"	3.16	150	20460	17336		30.75	136.40		
				070701054	8"	2 7/8"	1.12	150	15848	13428		28.75	105.65		
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	WTF	GPSS 27222	8"	2 7/8"	1.45	150	11535	9774	5.44	5.44	76.90		
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	EVC	070701259	8"	2 7/8"	3.12	150	10719	9083	31.10	31.10	71.46		
STB 12 1/8"	6 5/8 REG	WTF	W 48579	8"	2 7/8"	2.50	150	6054	5130	6.09	6.09	40.36			
(1) DC 8"	6 5/8 REG	EVC	070701148	8"	2 7/8"	1.26	150	5141	4356	29.49	29.49	34.27			
BIT SUB	6 5/8 REG	EVC	070801068	8"	2 7/8"	*	150	717	608	3.95	3.95	4.78	53000 36000		
BROCA #1-R PDC 12 1/4" IADC: M323	6 5/8 REG	NOV	E 147204	12 1/4"	JETS: 5x14/32	TFA: 0,752	150	125	105	0.83	0.83	0.83	36000		
BROCA #1 (12 1/4")		BELOW JAR 32525 LBS						LONGITUD TOTAL			601.13	601.13			

Fuente: Autores.

Ensanchamiento de hueco 12 1/4" a 17 1/2"

Figura 64. BHA fase 17 1/2" (Ensanchamiento)

BHA # 4, CONVENCIONAL												
			FASE 17 1/2"			BROCA:			Nº 3 (PDC 17 1/2")			
			W/LODO:			10.00	FB:		0.847			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	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"	NC50	5	3"	1.73	50	66913	56697	184.48	30.75	606.51	30000
			5	3"	1.76	50	65375	55394		30.76	575.76	
			5	3"	1.76	50	63837	54091		30.76	545.00	
			5	3"	1.78	50	62299	52788		30.77	514.24	
			5	3"	1.59	50	60761	51484		30.68	483.47	
			5	3"	1.77	50	59227	50184		30.76	452.79	
	(3) DC 6 1/2"	NC50	6 1/2"	2 7/8"	3.06	90	57689	48881	93.60	31.24	422.03	30000
			6 1/2"	2 7/8"	1.39	90	54877	46499		31.13	390.79	
			6 1/2"	2 7/8"	1.43	90	52075	44125		31.23	359.66	
	CROSSOVER	NC50 6 5/8 REG	6 5/8" 7 15/16"	2 7/8"	1.97	150	49265	41743	3.58	3.58	328.43	30000 53000
	(1) JAR 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.63	150	48728	41288	32.82	32.82	324.85	53000
	(6) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.27	150	43805	37117	181.00	28.84	292.03	
			8"	2 7/8"	1.40	150	39479	33451		30.75	263.19	
			8"	2 7/8"	1.47	150	34866	29543		30.09	232.44	
			8"	2 7/8"	1.35	150	30353	25719		30.50	202.35	
			8"	2 7/8"	3.20	150	25778	21842		30.07	171.85	
			8"	2 7/8"	3.16	150	21267	18020		30.75	141.78	
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.15	150	16655	14112	5.00	5.00	111.03	
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.12	150	15905	13476	28.75	28.75	106.03	
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.45	150	11592	9822	5.44	5.44	77.28	
(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	3.12	150	10776	9131	31.10	31.10	71.84		
STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	2.50	150	6111	5178	6.09	6.09	40.74		
(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.26	150	5198	4404	29.49	29.49	34.65		
BIT SUB	6 5/8 REG 7 5/8 REG	8" 9"	2 7/8"	1.77	150	774	656	4.00	4.00	5.16	53000 40000	
BROCA #3 PDC 17 1/2" IADC: M432	7 5/8 REG	17 1/2"	JETS: 1x13/32 2x15/32 2x16/32	TFA: 0.868	150	174	147	1.16	1.16	1.16	40000	
BROCA #3 (17 1/2")		BELOW JAR 37117 LBS				LONGITUD TOTAL			606.51	606.51		

Fuente: Autores.

- **Fase(III) perforación de hueco 12 1/4”**

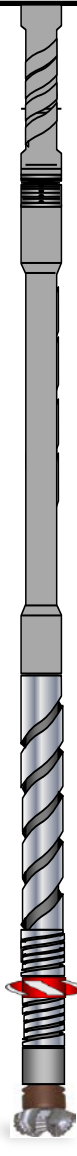
Figura 65. BHA fase 12 1/4”

BHA 5, CONVENCIONAL													
			FASE 12 1/4"			BROCA:			Nº 4 (12 1/4")				
			W/LODO:			11.30	FB:		0.827				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	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"	NC50	5	3"	1.73	50	66106	54701	184.48	30.75	601.13	30000	
			5	3"	1.76	50	64568	53429		30.76	570.38		
			5	3"	1.76	50	63030	52156		30.76	539.62		
			5	3"	1.78	50	61492	50883		30.77	508.86		
			5	3"	1.59	50	59954	49610		30.68	478.09		
			5	3"	1.77	50	58420	48341		30.76	447.41		
	(3) DC 6 1/2"	NC50	6 1/2"	2 7/8"	3.06	90	56882	47068	93.60	31.24	416.65	30000	
			6 1/2"	2 7/8"	1.39	90	54070	44742		31.13	385.41		
			6 1/2"	2 7/8"	1.43	90	51268	42423		31.23	354.28		
	CROSSOVER	NC50 6 5/8 REG	6 5/8" 7 15/16"	2 7/8"	1.97	150	48458	40098	3.58	3.58	323.05	30000 53000	
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.40	150	47921	39653	30.75	30.75	319.47	53000	
	(1) JAR 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.63	150	43308	35837	32.82	32.82	288.72		
	(6) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.27	150	38385	31763	179.00	28.84	255.90		
			8"	2 7/8"	1.47	150	34059	28183		30.09	227.06		
			8"	2 7/8"	1.35	150	29546	24448		30.50	196.97		
			8"	2 7/8"	3.20	150	24971	20663		30.07	166.47		
			8"	2 7/8"	3.16	150	20460	16930		30.75	136.40		
			8"	2 7/8"	1.12	150	15848	13114		28.75	105.65		
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.45	150	11535	9545	5.44	5.44	76.90		
(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	3.12	150	10719	8870	31.10	31.10	71.46			
STB 12 1/8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	2.50	150	6054	5010	6.09	6.09	40.36			
(1) DC 8"	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	1.26	150	5141	4254	29.49	29.49	34.27			
BIT SUB	6 5/8 REG	8"	2 7/8"	*	150	717	593	3.95	3.95	4.78	53000 36000		
BROCA 4 PDC 12 1/4" IADC: M323	6 5/8 REG	12 1/4"	JETS : 5x14/32	TFA: 0,752	150	125	103	0.83	0.83	0.83	36000		
BROCA #4 (12 1/4")			BELOW JAR 31763 LBS			LONGITUD TOTAL			601.13	601.13			

Fuente: Autores.

- **Fase(IV) perforación de hueco 8 1/2"**

Figura 66. BHA fase 8 1/2"

BHA 6, Convencional												
FASE 8 1/2"						BROCA: PDC (8 1/2")						
FECHA ENTRADA: 25 de Diciembre/2012			W/LODO: 12.50			FB: 0.809			PESO BLOQUE: 25.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	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
	(3) HW DP 5" LISAS	NC 50	5"	3"	1.66	50	59088	47811	121.80	30.28	841.28	30000
			5"	3"	1.69	50	57574	46586		30.28	811.00	
			5"	3"	1.71	50	56060	45361		30.50	780.72	
			5"	3"	1.68	50	54535	44127		30.74	750.22	
	(1) HW DP 5" SPIRAL	NC 50	5"	3"	1.16	90	52998	42884	32.15	32.15	719.48	30000
	JAR 6 1/2"		5"	3"	1.63	50	50104	40542	428.89	30.71	687.33	30000
	(14) HW DP 5" SPIRAL	NC 50	5"	3"	1.77	50	48569	39300		30.73	656.62	
			5"	3"	1.68	50	47032	38057		30.46	625.89	
			5"	3"	1.64	50	45509	36824		30.75	595.43	
			5"	3"	1.64	50	43972	35580		30.19	564.68	
			5"	3"	1.56	50	42462	34359		30.67	534.49	
			5"	3"	1.73	50	40929	33118		30.48	503.82	
			5"	3"	1.75	50	39405	31885		30.74	473.34	
			5"	3"	1.65	50	37868	30641		30.49	442.60	
			5"	3"	1.57	50	36343	29407		30.76	412.11	
			5"	3"	1.75	50	34805	28163		30.82	381.35	
			5"	3"	1.62	50	33264	26916		30.79	350.53	
			5"	3"	1.76	50	31725	25670		30.80	319.74	
			5"	3"	1.62	50	30185	24424		30.50	288.94	
			(8) DC 6 1/2"	NC 50	6 1/2"	2 7/8"	2.93	90	28660	23190	246.27	31.31
	6 1/2"	2 7/8"			2.85	90	25842	20910	31.30	227.13		
6 1/2"	2 7/8"	3.49			90	23025	18631	31.29	195.83			
6 1/2"	2 7/8"				90	20209	16352	30				
6 1/2"	2 7/8"				90	17509	14167	30				
6 1/2"	2 7/8"	1.36			90	14809	11983	30.44	164.54			
6 1/2"	2 7/8"	1.45			90	12069	9766	31.29	134.10			
6 1/2"	2 7/8"	1.43			90	9253	7487	30.64	102.81			
DC 6 1/2"	NC 50	6 1/2"	2 7/8"	1.33	90	6495	5256	30.84	30.84	72.17	30000	
STABILIZER 8 1/8"	NC 50	6 1/2"	2 7/8"	2.47	90	3720	3010	6.18	6.18	41.33		
DC 6 1/2"	NC 50	6 1/2"	2 7/8"	1.39	90	3164	2560	31.18	31.18	35.15		
BIT SUB Whit Float Valve	NC 50 4 1/2 REG	6 1/2"	2 7/8"	*	90	357	289	3.17	3.17	3.97	30000 18000	
BROCA PDC 8 1/2" IADC: M432	4 1/2 REG	8 1/2"			90	72	58	0.80	0.80	0.80	18000	
BELOW JAR 40542 LBS						LONGITUD TOTAL			901.28	901.28		

Fuente: Autores.

5.8.1. Tubería de perforación

La tubería de perforación fue diseñada para soportar el peso y el torque ejercido por de cada uno de los BHA'S presentados anteriormente, para el diseño de esta tubería se tienen en cuenta los criterios de tensión, colapso, MOP, cuñas y cargas de choque, a continuación se presenta la tubería de perforación que cumple con los requerimientos mínimos:

Tabla 50. Especificación de la Tubería de Perforación

DATOS DRILL PIPE							
OD	ID	GRADO DP	WDP	LDP	TENSILE (Lbs)	COLLAPSE (Psi)	TIPO
5	4 2/7	G-105	21.92	30	436,150	8,765	PREMIUN

Cabe mencionar que en el proceso de selección se incluyen todas las tuberías disponibles en la industria que cumplen con la norma API RP 7G pero se selecciona las más acorde a la necesidad del pozo.

5.9. PROGRAMA DE HIDRÁULICA

Para la perforación del pozo prospecto es necesario utilizar 2 bombas con una potencia de 1600 (hhp) y tener una bomba en back up como contingencia, a continuación se presentan las características de la bomba a usar, y la hidráulica para cada fase

BOMBA MP 16	
HHP	1600
LONGITUD DEL VASTAGO (IN)	12
DIAMETRO DE LA CAMISA (IN)	7
MAX STROKES /MIN	120
NUMERO DE BOMOBAS	2

Fuente: Modificado por los Autores. Weatherford. Especificaciones de bomba MP 16.

A continuación se presenta la hidráulica aplicable para la perforación del pozo prospecto:

Tabla 51. Hidráulica del pozo por fases

FASE	DIAMETRO DEL HUECO	PROFUNDIDAD (ft)	GALONAJE(GPM)	
			MINIMO	MAXIMO
26"	HUECO 12 1/4	920	506	1203
	HUECO 26	920	1040	8328
17 1/2"	HUECO 12 1/4	2600	506	1098
	HUECO 17 1/2	2600	855	3032
12 1/4"	HUECO 12 1/4	7600	506	857
8 1/2"	HUECO 8 1/2	12100	296	337

Fuente: Autores.

Usando el caudal máximo (critico), el cual representa el caudal de operación máximo para que no exista lavado de formación se obtienen el siguiente comportamiento hidráulico en el pozo:

Tabla 52. Hidráulica del pozo por fases con caudal máximo

FASE	DIAMETRO DEL HUECO	VELOCIDAD EN LAS BOQUILLAS (ft/s)	AREA TOTAL DE LAS BOQUILLAS (pulg^2)	POTENCIA HIDRAULICA DE LA BROCA (hhp)	% PERDIDA DE PRESION EN LA BROCA
26"	HUECO 12 1/4	528	0.729	1592	0.677
	HUECO 26	463	0.995	1466	0.521
17 1/2"	HUECO 12 1/4	443	0.793	1113	0.519
	HUECO 17 1/2	310	1.485	716	0.255
12 1/4"	HUECO 12 1/4	334	0.820	559	0.334
8 1/2"	HUECO 8 1/2	478	0.225	518	0.787

Fuente: Autores

Y el caudal mínimo, el cual cumple con la función de limpieza adecuada del hueco, presenta el siguiente comportamiento hidráulico en el pozo.

Tabla 53. Hidráulica del pozo por fases con caudal mínimo

FASE	DIAMETRO DEL HUECO	VELOCIDAD EN LAS BOQUILLAS (ft/s)	AREA TOTAL DE LAS BOQUILLAS (pulg ²)	POTENCIA HIDRAULICA DE LA BROCA (hhp)	% PERDIDA DE PRESION EN LA BROCA
26"	HUECO 12 1/4	618	0.262	917	0.927
	HUECO 26	549	0.606	1488	0.732
17 1/2"	HUECO 12 1/4	574	0.282	862	0.872
	HUECO 17 1/2	518	0.528	1183	0.709
12 1/4"	HUECO 12 1/4	497	0.326	729	0.737
8 1/2"	HUECO 8 1/2	492	0.192	480	0.831

Fuente: Autores

Como se observa en las tablas anteriores 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 con una pérdida de presión en la broca del 65%, la cual brinda una alta rata de penetración y buena limpieza del hueco, y en la última fase se optimiza por impacto hidráulico con una pérdida de presión en la broca del 48%.

En la siguiente tabla se muestra la hidráulica óptima para la perforación del pozo prospecto, y el diámetro de las boquillas está en función de 6 boquillas.

Tabla 54. Hidráulica del pozo por fases con caudal óptimo

FASE	HUECO	PRESION DE CIRCULACION	Q OPTIMO	TFA(pulg ²)	DIAMETRO DE BOQUILLAS (6) EN 1/32 pulg	TFA (pulg ²)	SPM	% PRESION EN LA BROCA
26"	12 1/4	1096.85	1203	0.7298	13	0.7298	105	0.677
	26	1192.14	1185	0.7342	13	0.7342	104	0.649
17 1/2"	12 1/4	1183.22	922	0.5946	11	0.5946	81	0.652
	17 1/2	1189.78	946	0.6110	12	0.6110	83	0.650
12 1/4"	12 1/4	1189.00	596	0.4088	9	0.4088	52	0.650
8 1/2"	8 1/2	725.88	337	0.2254	7	0.2254	30	0.787

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 ya que el caudal para obtener esta valor es de 500 gpm aproximadamente.

5.10. PROGRAMA DIRECCIONAL DEL POZO

Teniendo en cuenta que el pozo prospecto es un pozo vertical, el principal objetivo es mantener la verticalidad del pozo, para esto se planea usar ensambles de fondo (BHA) pendulares en cada una de las fases, 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, la máxima desviación estimada del target point al punto de llegada de la perforación es de 50 mts.

5.11. 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, aislar las fuentes de agua que posiblemente se encuentren cerca de superficie, y brindar estabilidad en toda la sección perforada. 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.

En la siguiente tabla se muestran algunas de las propiedades del cemento a usar:

Tabla 55. Propiedades de lechada de cemento

CEMENTO CLASE 'G'	PARAMETROS	LECHADA
	DENSIDAD (lpg)	15.8
	RENDIMIENTO DE LA LECHADA (ft3/saco)	1.15
	TIEMPO APROX ESPESAMIENTO(h) @ 113 °F	1 3/4
	RESISTENCIA A COMPRESION 24- h, (psi) @ 110 °F	3000
	AGUA DE MEZCLA (gal/saco)	5

Fuente: Modificado por Autores de Neal J. Adams. Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach.

✓ **Fase (I) revestimiento de 20''**

Para la cementación del revestimiento de 20'' se utilizará el sistema de cementación con sarta interna. Para cubrir el espacio anular desde 920 pies hasta superficie, los volúmenes presentados no tienen ningún exceso, Como preflujo se debe bombear 50 bbl de agua fresca 8.4 ppg para separar físicamente el lodo de la lechada de cemento y así evitar la contaminación del mismo. Se debe tener en cuenta el exceso dado por la empresa para la aplicabilidad, en la tabla 56 se presentan los volúmenes a bombear.

Tabla 56. Volúmenes a bombear durante cementación fase I

VOLUMENES A BOMBLEAR TR 20''		
LECHADA PRINCIPAL @ 15.8 LPG	247	BBL
SHOE TRACK	3.51	BBL
BOLSILLO	3.3	BBL
VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO	14.15	BBL
VOLUMEN TOTAL BOMBEADO	268	BBL

Fuente: Autores

✓ **Fase (II) revestimiento de 13 3/8''**

Para la cementación del revestimiento de 13 3/8'' 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 si han presentado eficiencia confiable, de lo contrario con el camión de cementación hasta sentar el tapón. Para cubrir el anular desde 2600 pies hasta 820 pies, Como preflujo se deben usar 25 bbl de agua fresca como espaciador mecánico entre el lodo y la lechada y a la vez para que sirviera de marcador en los retornos para tener una idea del diámetro promedio del hoyo. Los volúmenes estimados de lechadas se presentan en la tabla 57, los volúmenes finales se ajustarán de acuerdo con el estado real del pozo.

Tabla 57. Volúmenes a bombear durante cementación fase II

VOLUMENES A BOMBEAR TR 13 3/8''		
LECHADA PRINCIPAL @ 15.8 LPG	221	BBL
SHOE TRACK	6.1	BBL
BOLSILLO	1.5	BBL
VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO	389.509	BBL
VOLUMEN TOTAL BOMBEADO	618	BBL

Fuente: Autores

✓ **fase (III) revestimiento de 9 5/8''**

Para la cementación del revestimiento de 9 5/8'' 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 Para cubrir el anular desde 7600 pies hasta 5600 pies, Como preflujos se recomiendan 40 bbl de Lavador Químico, el cual entra en régimen turbulento a bajas ratas en el espacio anular, removiendo el Cake en las paredes del hueco, luego 40 bbl de espaciador mecánico, el cual servirá de agente de arrastre del material removido por el lavador. Los volúmenes

estimados se presentan en la tabla 58, pero los volúmenes finales se ajustarán con el estado y condición real del pozo.

Tabla 58. Volúmenes a bombear durante cementación fase III

VOLUMENES A BOMBEAR TR 9 5/8"		
LECHADA PRINCIPAL @ 15.8 LPG	112	BBL
SHOE TRACK	3	BBL
BOLSILLO	0.8	BBL
VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO	553.5	BBL
VOLUMEN TOTAL BOMBEADO	669	BBL

Fuente: Autores

5.11.1. Procedimiento operacional para cementación

El procedimiento operacional de la cementación de forma general se puede expresar así:

- Probar líneas
- Bombear (lavador, espaciador mecánico), según sea el caso
- Mezclar y bombear Lechada de Cemento de 15.8 ppg hasta obtener retorno de cemento en superficie si es en la primera fase o hasta bombear el volumen diseñado en cada fase. Durante la mezcla se deben tomar suficientes testigos para monitorear el fragüe.
- Desplazar el volumen calculado, con el camión cementador.
- Observar Back Flow en la Unidad de Cementación.
- Esperar fragüe de Cemento en la primera fase, en las siguientes fases no es necesario.

5.12. PROGRAMA DE BROCAS DE PERFORACIÓN

Como se mencionó en el capítulo anterior existen diferentes métodos para la selección de brocas, teniendo en cuenta que solo se tiene información pertinente de un solo pozo correlación, la selección se hace con la ayuda de los registros eléctricos corridos en el pozo correlación, de donde se obtienen los valores de esfuerzo no confiando de cada una de las formaciones, a continuación se especifica el esfuerzo no confinado:

Tabla 59. Clasificación de las formaciones de acuerdo a la dureza

DATOS DE LAS FORMACIONES			UCS			TIPO DE FORMACIÓN
FORMACIÓN	PROF. APROX DE TOPES (ft)	ESPESOR (ft)	MIN	MAX	PROM	
MAYORQUÍN	Superficie	920	268	4381	828	MUY BLANDA
RAPOSO	920	1180	489	4381	1626	BLANDA
GUAPI	2100	2240	424	8248	1931	BLANDA
SAN AGUSTIN	4340	1380	424	15123	2178	BLANDA
CHAGÜI	5720	1613	563	18943	3986	MEDIANAMENTE DURA
ANGOSTURA	7333	3517	1819	20737	11634	MEDIANAMENTE DURA
VICHE	10850	1287	9097	16388	13058	MEDIANAMENTE DURA

Fuente: Autores

A continuación se especifican las brocas a implementar teniendo en cuenta los resultados de dureza de las formaciones obtenidas del registro sísmico:

Tabla 60. Especificaciones de brocas por fase de acuerdo al UCS

FASE	ESPESOR DE FORM(ft)	FORMACIÓN	TIPO DE BROCA	TAMAÑO CORTADORES (milímetros)	NUMERO DE ALETAS	CODIGO IADC
26"	0- 920	Mayorquin	PDC 12 1/4"	22	3-4	M323
			PDC 26"	22	3-4	M323
17 1/2"	920-2100	Raposo,	PDC 12 1/4"	22	3-4	M323
	2100-2600	Guapi	PDC 17 1/2"	22	3-4	M432
12 1/4"	2600-4340	Guapi	PDC 12 1/4"	22	3-4	M323
	4340-5720	San Agustin		22	3-4	M432
	5720-7333	Chagüi		19	4-5	M432
	7333-7600	Angostura		16	5-6	M432
8 1/2"	7600-12000	Viche	PDC 8 1/2"	16-13	6-7	M432

Fuente: Autores

Al realizar una comparación con las brocas usadas en el pozo correlación, se infiere que la estimación de la dureza de la formación está por debajo de la dureza real encontrada en el pozo, debido a esto se hace un ajuste a algunas características de las brocas dando como resultado las brocas más convenientes para la perforación de cada fase y se presentan a continuación:

Tabla 61. Especificaciones de brocas por fase

FASE	ESPESOR DE FORM(ft)	FORMACIÓN	TIPO DE BROCA	TAMAÑO CORTADORES (milímetros)	NUMERO DE ALETAS	CODIGO IADC
26"	0- 920	Mayorquin	PDC 12 1/4"	22	4	M323
			PDC 26"	22	5	M323
17 1/2"	920-2100	Raposo,	PDC 12 1/4"	19	5	M323
	2100-2600	Guapi	PDC 17 1/2"	19	5	M432
12 1/4"	2600-4340	Guapi	PDC 12 1/4"	19	5	M323
	4340-5720	San Agustin		19	5	M432
	5720-7333	Chagüi		19	5	M432
	7333-7600	Angostura		16	6	M432
8 1/2"	7600-12000	Viche	PDC 8 1/2"	16-13	7	M432

Fuente: Autores

La ROP estimada para cada fase se presenta en la tabla 66:

Tabla 62. Rendimiento estimado de las brocas por fase

FASE	DIAMETRO DEL HUECO	PROFUNDIDAD DE ENTRADA (ft)	PROFUNDIDAD DE SALIDA (ft)	ROP(ft/hora)
26"	12 1/4"	0	920	100-120
	26"	0	920	50-60
17 1/2"	12 1/4"	920	2600	40-50
	17 1/2"	920	2600	50-60
12 1/4"	12 1/4"	2600	7600	25-35
8 1/2"	8 1/2"	7600	12000	15-25

Fuente: Autores

5.13. PROGRAMA DE CORAZONAMIENTO

Con el propósito de conocer la litología de la zona e inferir en las propiedades del subsuelo se corazarán 1800 pies de núcleos, los cuales serán tomados en la fase de 12 ¼" debido a que en esta fase se encuentran grandes espesores de arenas, las cuales son más atractivas para la industria del petróleo y se tiene mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos. Estos núcleos serán preservados, empacados, transportados y entregados en la Litoteca Nacional de la ANH, basados en la norma API RP 40 y los lineamientos del Manual de entrega de información geológica a la Litoteca Nacional de la ANH.

Como actividad simultánea a la etapa de corazonamiento se realizará la descripción litológica básica la cual estará a cargo del geólogo.

Los intervalos a corazar se acordarán de acuerdo con el avance del proyecto, seleccionando los intervalos de interés para estudio. Los intervalos de corazonamiento mostrados en la tabla 61, son tentativos.

Tabla 63. Intervalos de corazonamiento

PROFUNDIAD (ft)		LONGITUD (ft)	TAMAÑO DEL HUECO	METODO DE CORAZONAMIENTO
TOPE	BASE			
2600	4100	1500	12 1/4	Convencional o wireline
5300	5600	300	12 1/4	Convencional o 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.

Teniendo en consideración que en el pozo correlación se usa el método de corazonamiento por wireline y tiene un buen desempeño el corazonamiento se realizara con este sistema, ahorrando costos ya que en este método no se necesita sacar la sarta de corazonamiento para recuperar los núcleos (corazones).

5.13.1. Plan de trabajo y especificaciones del equipo

Plan de trabajo. Se planea corazonar 1800 pies de núcleos de roca por el método Wireline en la fase de 12 ¼", utilizando barriles Heavy Duty; Broca PDC de 8 ½" x 3", sistema de tubo interno de acero recuperable con Wireline y core catcher convencional tipo resorte. 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 núcleos (corazones).

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.

Tabla 64. Especificaciones equipo Wireline

DESCRIPCIÓN EQUIPO WIRELINE
Barriles heavy duty de 8 1/2" x 3"
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

5.13.2. Acondicionamiento previo al corazonamiento

Circular y homogenizar el lodo antes de iniciar el 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. Tener en cuenta que en caso de pérdidas de circulación el uso de un agente de puenteo no debe exceder de 40 libras por barril para evitar taponar el barril corazonador.

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.

Antes de iniciar las operaciones de corazonamiento con cable, realizar una verificación en toda la tubería que se empleará durante las operaciones de corazonamiento, con un conejo mínimo de 2,5" y 2 pies de longitud, (de ser posible) asegurando que deberá pasar libremente por todos los tubos.

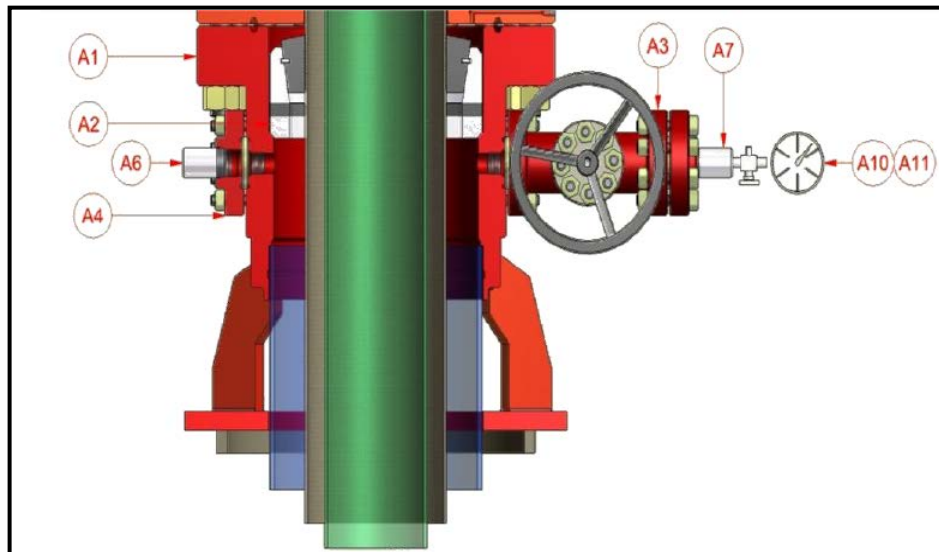
5.14. CABEZALES DE POZO (WHA)

La función principal de los cabezales de pozo es brindar estabilidad al pozo y como sustento para las tuberías de revestimiento, a continuación se presentan los cabezales por fase.

- **Sección (I) hueco de 26"**

Perforar hueco de 26", bajar y cementar revestimiento de 20", instalar cabezal de pozo (Sección A) Casing Head 21 3/4" x 5M psi, con las especificaciones que se describen a continuación (Ver tabla 67).

Figura 67. Casing Head (Sección A)



Fuente: Modificado por Autores de UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-ST-P.

Tabla 65. Especificaciones Sección A

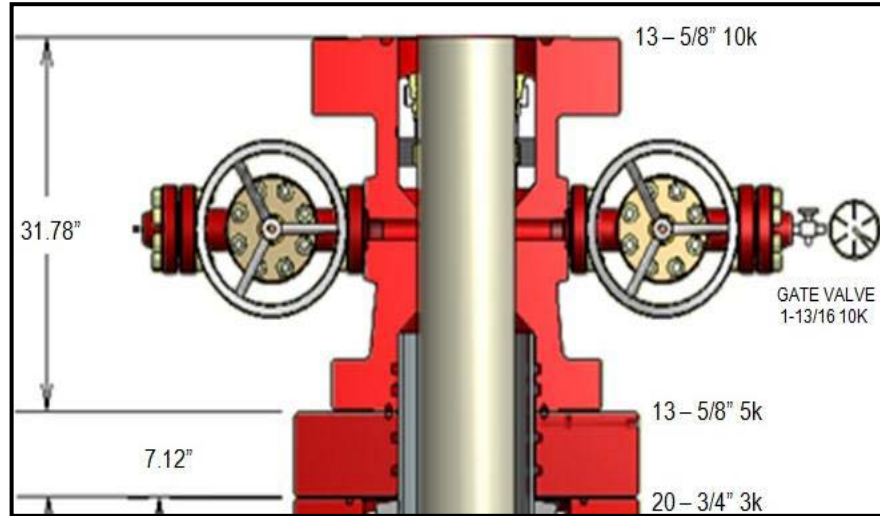
ITEM No.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
SECCIÓN A		
A1.	Casing Head, 20 ¾" 3M, RX-74 x 20" SOW x (2) 2 1/16"3M, R-24 SSO & Base Plate API 6A PSL-1 PR-1 AA	1
A2.	Casing Hanger para el cabezal suministrado, 20 ¾" x 13 3/8" ID. API 6A, AA U,PSL-1, PR-1, GR1	1
A3.	Gate Valve, 2 1/16" 5M, R-24, Flanged Ends, API 6A, AAU, PSL-1, PR-1	1
A4.	Companion Flange 2 1/16" 3M/5M, R-24 x 2" LP Threaded. API 6A, AA U, PSL-1,PR-1	2
A5.	Ring Gasket API, R-24 Oval, Low C Stl.	1
A6.	Bull Plug 2" LP x 3 ¾" Long.	1
A7.	Bull Plug 2" LP x ½" - ¼" - NPT x 3 ¾" Long.	1
A8.	Ring Gasket API, RX-74	3
A9.	Studs and Two Nuts (B7-2H) 7/8" x 6 ¼" Long	1
A10.	Needle Valve ½" - ¼" NPT, 5M	1
A11.	Pressure gauge 0 – 5M, 4 ½" Face x ½"- ¼" NPT	1
A12.	Pressure gauge 0 - 1.000 psi, 4 ½" Face x ½" - ¼" NPT	1
Landing base for 20" casing to land on 30" drive pipe 42" OD Base Plate.		16
A13	Double Studded Adapter 20 ¾" 3M, RX-74 x 13 5/8" 5M, BX-160, w/ prep . "P" Seal for 13 3/8" Csg. API 6A, AA U, PSL-1, PR	1
A14	Ring Gasket API, BX-160 Low C. Stl	1

Fuente: Autores.

- **Sección (II) hueco de 17 ½”**

Perforar hueco de 12 ¼”, ensanchar hueco a 17 ½” bajar revestimiento de 13 3/8”, cementar casing de 13 3/8”, instalar casing hanger 13 5/8” x 9 5/8”, y asentar tubería de revestimiento 13 3/8”, Instalar cabezal casing head spool 13 5/8” 5M, sección (B) especificada a continuación:

Figura 68. Casing Spool (Sección B)



Fuente: Modificado por Autores de UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-ST-P.

Figura 69. Especificaciones Sección B

SECCIÓN B		
1.	Casing Head Spool, 13 5/8” 5M, BX-160 x 13 5/8” 10M, BX-159 x (2) 2 1/16 o 1 -13/16” 10M, BX152 o BX151 SSO. w/1-1/2” VR Thd & DOUBLE PSEALS BTM 13 3/8” OD. API 6A, AA U, PSL-1, PR-2	1
2.	Casing Hanger para cabezal suministrado, 13 5/8” x 9 5/8” Csg., API 6A, AA U,PSL-2, PR-1	1
3.	Gate Valve 1 13/16” 10 M Flanged. API 6A, AA U, PSL-2,PR-1	2
4.	Flange Blind 1 13/16” 10M, BX-152 x ½ ” NPT Threaded.API 6A, AA U,PSL-2, PR-1	2
5.	Needle valve ½ ” o ¼ ” NPT x 10M	1
6.	Pressure Gauge 0 – 10M, 4 ½ ” Face x ½ ” o ¼ ” NPT	1
7.	Ring Gasket API, BX-151 o BX-152, SST, PSL-2.	4
8.	Ring Gasket API, BX-159, SST, PSL-2.	1
9.	Studs and Two Nuts (B7 – 2H) 1 7/8” x 17 ¼ ” Long.	20
10.	Studs and Two Nuts (B7 – 2H) ¾” x 5 ¼ ” Long.	16

Fuente: Autores.

- **Sección (III) hueco de 12 ¼”**

Perforar hueco de 12 ¼”, bajar tubería de revestimiento de 9 5/8”, cementar tubería de revestimiento de 9 5/8”, instalar casing hanger de 13 5/8” x 9 5/8”, y sentar tubería de revestimiento de 9 5/8” en el cabezal de 13 5/8”

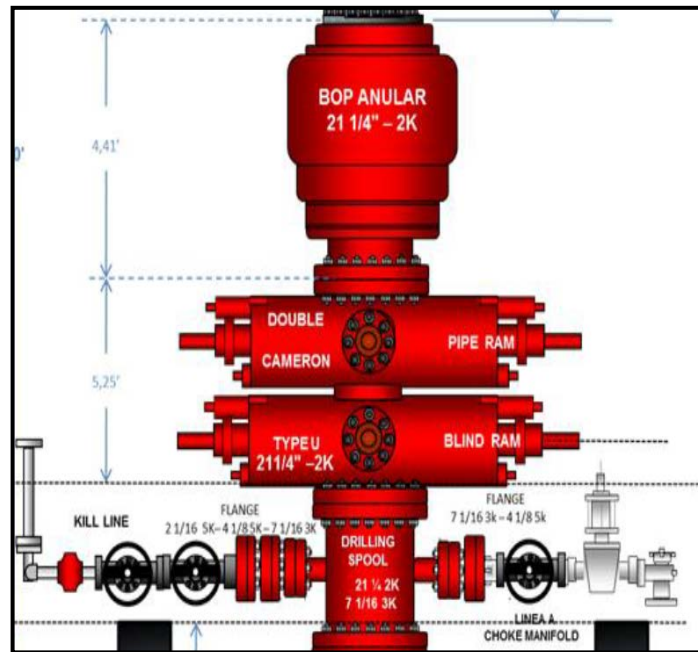
5.15. CONTROL DEL POZO

Tabla 66. Equipo de control de pozo por fases

SECCION	EQUIPO DE CONTROL DE POZO
SECCION (I) HUECO DE 26”	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.
SECCION (II) HUECO DE 17 1/2”	Instalar sistema de preventoras (BOP’s) 21 1/4” x 2M 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)	
SECCION (III) HUECO DE 12 1/4” y SECCION (IV) HUECO DE 8 1/2”	Instalar sistema de preventoras (BOP’s) 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)	

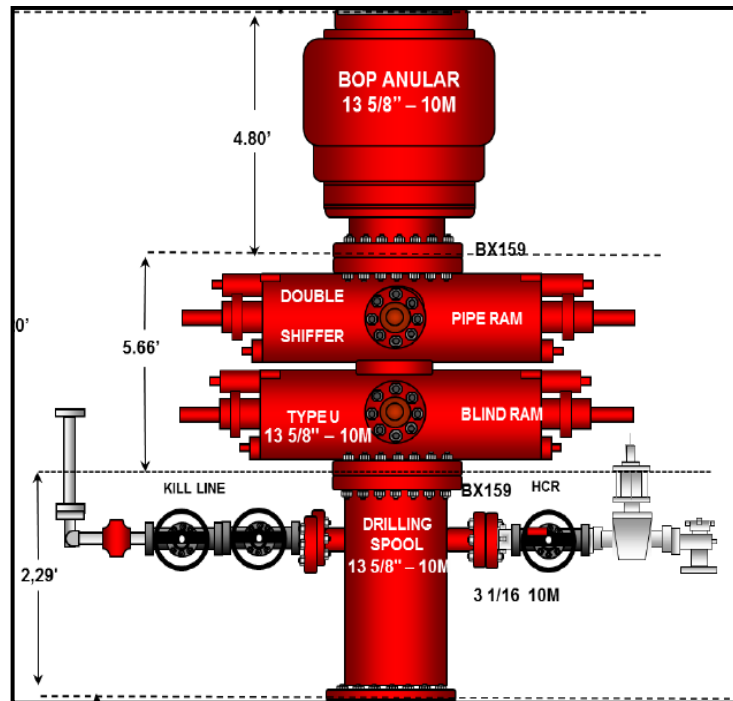
Fuente: Autores.

Figura 70. Sistema de preventoras (BOP's) 21 1/4" x 2M psi



Fuente: Modificado por Autores de UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-ST-P.

Figura 71. Sistema de preventoras (BOP's) 13 5/8" x 10M psi



Fuente: Modificado por Autores de UIS, Informe final de perforación pozo ANH-BVTURA 1-ST-P.

5.16. TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DE CORTES DE PERFORACIÓN Y FLUIDOS RESIDUALES

La perforación de un pozo implica la generación de desechos líquidos y sólidos debido a las diversas actividades que se requieren en conjunto para el logro del objetivo.

5.16.1. Corrientes contaminantes

Las corrientes contaminantes que estarán presentes durante las operaciones de perforación y completamiento, se relacionan a continuación:

- ✓ **Lodo de perforación base agua:** Durante la perforación de las Fases de 26", 17 ½", 12 ¼" y 8 ½", se obtendrá lodo residual base agua, como resultado del proceso de dilución requerido para el mantenimiento del lodo de perforación.
- ✓ **Agua de lavado de equipos:** Durante las operaciones de perforación y completamiento, se producen aguas de lavado, principalmente en la mesa del equipo de perforación.
- ✓ **Aguas grises:** Las aguas grises presentes durante las operaciones de perforación y completamiento provienen del campamento (duchas, cocina y lavado de ropa).
- ✓ **Aguas negras:** Las aguas presentes durante las operaciones de perforación y completamiento provienen de los sanitarios del campamento (80 personas aproximadamente).

- ✓ **Retorno de cemento:** Durante la cementación del revestimiento de 26", se espera un retorno a superficie de lechada sin aditivos con una densidad de 15.8 ppg.
- ✓ **Cortes de perforación mojados por lodo base agua:** Durante la perforación de las Fases I, II y III, se obtendrán en superficie cortes mojados por lodo base agua, provenientes del pozo.

5.16.2. Manejo y disposición Final de Cortes y Fluidos residuales

- ✓ **Manejo Lodo residual de perforación - base agua**
 - Recolectar el lodo residual, en "Catch Tank" con capacidad de 400 Bls.
 - Enviar el lodo residual al proceso de Dewatering.
 - Los cortes generados por la unidad de Dewatering, se dispondrán en el sitio de disposición final.
 - El agua generada por la unidad de dewatering, se bombeará a la mesa del equipo de perforación para utilizarla como agua de lavado.
 - En el evento que no halla capacidad para almacenar agua de lavado (Descargada por la unidad de dewatering), se bombeará a la piscina de contingencia, donde se le efectuará los ajustes finales para vertimiento.
 - El agua en la piscina de contingencia, con características de vertimiento, se bombeará a la estación Mary y de allí se vertirá al efluente autorizado.
- ✓ **Manejo Agua de lavado de equipos**
 - Utilizar el agua de lavado de equipos, para efectuar la dilución que requiere el lodo de perforación, para pasar al proceso de dewatering. Bajo

estas condiciones se dispondrá de un sistema cerrado con respecto al agua de lavado.

- El agua de lavado no se utilizará para el lodo de perforación ni para el sistema de enfriamiento del equipo de perforación.
- En el evento que no halla capacidad de almacenamiento para agua de lavado, esta se bombeará a la piscina de contingencia donde se ajustarán parámetros para bombear a la estación Mary para vertimiento final.

✓ **Manejo Aguas grises**

- Utilizar jabones biodegradables en el campamento.
- Canalizar las aguas grises a un sistema de Skimmers, para retirar grasas y materia orgánica.
- Bombear las aguas grises desde el sistema de Skimmers hasta piscina de contingencia.
- Ajustar parámetros de vertimiento y bombear para la estación Mary.

✓ **Manejo Aguas negras**

- Procesar las aguas negras en una planta de tratamiento de aguas negras, con capacidad mínima para un campamento de 80 personas.
- El fluido descargado por la planta de aguas negras, se debe canalizar a un sistema de Skimmers, para retirar grasas y materia orgánica.
- Bombear las aguas negras desde el sistema de Skimmers hasta la piscina de contingencia.
- Ajustar parámetros de vertimiento y bombear para la estación Mary.

✓ **Manejo de Retorno de cemento**

- Bombear desde el contrapozo hasta los “Catch Tancks” , con una bomba hidráulica o con el “jet line”, los 60 bls de cemento que retornarán a superficie.
- Mezclar el cemento con los cortes dispuestos en el “catch Tanck”.
- Disponer cortes mezclados con cemento en el sitio de disposición final.

✓ **Manejo de Cortes de perforación mojados por lodo base agua**

- Recolectar los cortes generados durante la perforación, en los “Catch Tanck”.
- Los catch tanck, deben estar conectados directamente, con el “Sand Trap” del sistema activo del equipo de perforación, para transferir los cortes directamente desde allí hasta los “catch tanck”.
- Los cortes que entren a los catch tank, deben pasar a través de un “cutting dryer”, para obtener cortes secos (con la menor humedad posible).
- Movilizar los cortes hasta el sitio de disposición final para cortes mojados por lodo base agua, el cual está ubicado dentro de la localización del pozo.
- Efectuar el proceso de disposición final de los cortes.

CONCLUSIONES

El éxito en la perforación de pozos de petróleo se obtiene gracias a la buena planeación, ya que esta es la guía que permitirá el buen desarrollo de cualquier proyecto mitigando problemas potenciales y reducción de costos.

La buena planeación de un pozo se fundamenta en el claro conocimiento de cada uno de los problemas presentados en los pozos correlación, ya que estos brindan información de vital importancia a la hora de elaborar un programa de perforación.

Al realizar un análisis detallado de los problemas operacionales presentados en el pozo correlación (ANH-BVTURA-1-ST-P) se pudo concluir que la mayoría de los problemas presentados en el pozo correlación fueron de inestabilidad mecánica del hueco, debido a que no se contaba con información de correlación.

De acuerdo con el estudio de la información obtenida del pozo correlación se concluye que la mejor forma de mitigar los problemas de inestabilidad mecánica es el aumento de la densidad del lodo en cada fase, iniciando con la máxima densidad utilizada en el pozo correlación.

La selección adecuada de cada uno de los servicios involucrados en la perforación de un pozo exploratorio, son una pieza fundamental para amentar las probabilidades de éxito operación en un proyecto de este tipo.

Para la buena ejecución de un programa de perforación se requiere de capital humano calificado para esta labor, ya que en gran medida las pérdidas de tiempo y aumento de los costos en los proyectos de perforación son ocasionados por el personal contratado.

RECOMENDACIONES

Como complemento y para la posterior aplicabilidad de este proyecto se debe hacer el análisis económico ya que la viabilidad de un proyecto deber ser analizado desde el punto de vista técnico y económico.

Teniendo en cuenta que el programa de perforación del pozo prospecto no se incluyen los equipos básicos de perforación, se debe hacer esta selección teniendo en cuanta todos los parámetros obtenidos en este proyecto.

En futuros proyectos de perforación de pozos exploratorios en la cuenca Tumaco, se recomienda referirse al actual trabajo como guía, para optimizar la planeación y tener gran probabilidad de éxito.

En el desarrollo de un plan de perforación se deben tener en cuenta los pozos correlación (Offset), en este caso solo se contó con 1 pozo con lo cual se puede incurrir en un alto grado de incertidumbre. Por esta razón se recomienda revisar más pozos que sirvan como correlación para reducir riesgos e incertidumbres a la hora de la planeación de la perforación.

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.

ALMEIDA CÁRDENAS, David E. Diego R. Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la cuenta Oriente en base a su caracterización litológica. Trabajo de grado Ingeniera de petróleos. Quito. Facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2010.

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 RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Sytems 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.

BREIT DOZZO, Vernon S. Joe A. "State-of-the-Art" Integrated Studies Methodologies –An Historical Review.

CIED-PDVSA. Manual de registros de pozos 2003.

DATALOG WELLSITE OPERATIONS MANUAL, Procedimientos y Operaciones en el Pozo, Versión 3, Marzo de 2001

DUQUE ESCOBAR, Gonzalo. Manual de Geología Para Ingenieros. Capítulo 11 Geología estructural.

ECOPETROL. Manual de operaciones de perforación. 1994

FRANSISCO JAVIER CARVAJAL RODRIGUEZ, LUIS DAVID ORDOÑEZ REA, Análisis de las Perforaciones Horizontales de los campos Sacha y Shushufindi de Petroproducción , Escuela Politecnica Nacional, Escuela de Ingeniería, Quito, Abril 2007.

GEORGE H. DAVIS, STEPHEN J. REYNOLDS, Structural Geology Of Rocks And Regions, Segunda Edicion.

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

H.H. Read, WATSON, Janet. Introducción a la geología. Imperial College of Science of Technology, University of London.

JABBAR, Muhammad Abdul. Correlation of Point Load Index and Pulse Velocity with the Uniaxial Compressive Strength for Rocks.

Knowledge Systems, INC. BestPractice Procedures for Predicting Pre-Drill Geopressures in Deep Water Gulf of Mexico. DEA Project 119-June 2001.

LAPEYROUSE, Norton J. Formulas and Calculations for Drilling, Production and Work-over

Manual de fluidos de perforación Baroid, Cap 10. Houston USA.

MANUAL MI. Capítulo 5. Reología e hidráulica. 2001

Manual para ayudante de perforador (cabo), perforador y malacatero.

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 Fisico-química 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

OYARZÚN M, Jorge. Léxico sobre procesos y estructuras geológicas. Universidad de La Serena (Chile).

PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tomos 4, 6, 7, 8, 13.

RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction, 2001

SCHLUMBERGER. Drilling School. Tecnología de Perforación. Diseño de la sarta

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

WEATHERFORD, Bombas Para Lodo Serie MP, Corazón de Acero, 2008- 2010