

**PROGRAMA PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO ESTRATIGRÁFICO  
TIPO “SLIM HOLE” EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA CON DISEÑOS  
ESPECÍFICOS APLICADOS A ESTE TIPO DE TECNOLOGÍA, UTILIZANDO  
INFORMACIÓN DE LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS PERFORADOS EN EL  
ÁREA.**

**VANESSA ALEJANDRA LLANOS LEÓN  
YESSIKA ANDREA VARGAS MENDOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**PROGRAMA PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO ESTRATIGRÁFICO TIPO  
“SLIM HOLE” EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA CON DISEÑOS ESPECÍFICOS  
APLICADOS A ESTE TIPO DE TECNOLOGÍA, UTILIZANDO INFORMACIÓN DE  
LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS PERFORADOS EN EL ÁREA.**

**VANESSA ALEJANDRA LLANOS LEÓN  
YESSIKA ANDREA VARGAS MENDOZA**

Trabajo de grado para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos

**Director  
Jorge Ernesto Calvete Rincón  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida y orientarme para cumplir mi meta de ser profesional, además de darme sabiduría y sensatez para afrontar cada etapa de mi vida.*

*A mis papás, Luz Mila León y Gerardo Llanos quienes con su fortaleza, apoyo incondicional, afecto y sabiduría, hicieron posible la culminación de este logro. Ésta es una bendición de las muchas que vendrán para nosotros.*

*A mi hermana Laura, mi cómplice, apoyo incondicional y confidente en cada uno de los pasos que he dado en mi vida.*

*A Dani, mi primo querido quien con sus chistes y sonrisa hizo parte de grandes momentos en mi vida, y a quien espero ver de igual forma como todo un profesional.*

*A toda mi familia que siempre han tenido una voz de aliento desde la distancia y quienes me enseñan cada día a ser mejor persona, ellos son mi más grande orgullo.*

*A mis amigos: Dayro, Pao, Cindy y Julián quienes con sus risas y bromas hicieron del paso de la universidad momentos inolvidables.*

*Vanessa Alejandra Llanos León*

## DEDICATORIA

*Primero que todo a Dios por ser la luz en mi vida, por darme la sabiduría, la inteligencia y el entendimiento que tanto necesité para alcanzar este logro.*

*A mis padres Blanca Mendoza y Germán Vargas por ser mi motor, la razón para hacer todo lo que hago, por apoyarme siempre, brindarme su cariño, confiar en mí y por acompañarme en esta etapa tan importante en mi vida, gracias a ustedes hoy soy lo que soy, y espero seguir dándoles muchas alegrías para que cada día se sientan más orgullosos de mí.*

*A mis hermanitas Valeria y Samantha, por ser la luz de mis ojos, mi motivación, y las personitas por las cuales cada día quiero ser mejor, para que vean en mí un ejemplo a seguir.*

*A mis Primas Erika y Tati que son como mis hermanas, por su apoyo y por siempre darme una voz de aliento, a Thika por ser mi cómplice, compartir conmigo lágrimas y alegrías, por ser mi apoyo y mi mejor compañía el tiempo que estuve fuera de mi casa, gracias ustedes también son parte de esto.*

*A toda Mi Familia Abuelas, Tíos y Primos, pero en especial a mis Tías Marysol, María José, y Martha por acogerme en su hogar, por estar pendientes de mí, por su colaboración y apoyo y por contribuir también en el alcance una de mis más anheladas metas.*

*A mis amigos de toda la Vida Laura, Cristina, Juan Luis, Bryan y Daniel, por su amistad, por su confianza, por compartir conmigo esta felicidad.*

*A mis amigos de Universidad y compañeros de Clase con quienes compartí buenos momentos y a mi Amiga Paola por su amistad y apoyo, a todas las personas que aportaron a mi formación profesional y personal aquellas que confiaron en mí y que hoy se sienten muy orgullosos de ver lo que soy.*

*Yessika Andrea Vargas Mendoza*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos y todo el personal administrativo y docente que lo conforman por la excelente formación académica y personal que le inculcan a cada uno de sus estudiantes.

Al ingeniero Jorge Ernesto Calvete Rincón, por su conocimiento, disposición, colaboración y orientación, antes y durante la realización de este proyecto, lo que permitió el éxito del mismo.

A todas aquellas personas que contribuyeron de alguna manera en el desarrollo de este proyecto y en nuestra formación profesional.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>21</b>
<b>1. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN SLIM HOLE .....</b>	<b>23</b>
1.1 APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE .....	24
1.2 TIPOS DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN SLIM HOLE .....	24
1.3 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SLIM HOLE .....	27
1.4 LIMITACIONES Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SLIM HOLE .....	27
1.5 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA EN LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE .....	30
<b>2. ESTUDIO PROGNOSIS GEOLÓGICA POZO ANH-CAUCA-10-ST-S.....</b>	<b>32</b>
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROSPECTO .....	32
2.2 OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	33
2.3 RELACIÓN TOPES DE LAS FORMACIONES A PERFORAR.....	34
2.4 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES A PERFORAR.....	35
2.5 RELACIÓN DE FALLAS GEOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN EL PROSPECTO .....	38
2.6 RELACIÓN DE BUZAMIENTO DE LAS FORMACIONES A PERFORAR .....	39
2.7 RELACIÓN DE “TARGET POINT” Y “BOX TARGET ÁREA” DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	40
2.8 RELACIÓN PROFUNDIDAD DEL PROSPECTO.....	40
2.9 INFORMACIÓN DE TEMPERATURA DE FORMACIONES A PERFORAR ...	41
2.10 RELACIÓN INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS.....	41
2.11 PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES.....	42
2.12 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POR FASES .....	42

2.13	MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS.....	44
<b>3.</b>	<b>PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO ANH-CAUCA-10-ST-S .....</b>	<b>47</b>
3.1	JUSTIFICACIÓN DEL CASING POINT .....	47
3.2	ESTADO MECÁNICO .....	47
3.3	DISEÑO DE REVESTIMIENTO POR FASES .....	51
3.4	PROGRAMA DE PRUEBAS DE INTEGRIDAD.....	53
3.5	PROGRAMA DE BROCAS.....	54
3.6	SECUENCIA OPERACIONAL.....	56
3.7	GRÁFICA TIEMPO Vs. PROFUNDIDAD.....	58
3.8	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN POR FASES.....	60
3.9	PROGRAMA DE LODOS POR FASES.....	61
3.9.1	Control De Sólidos.....	67
3.10	PROGRAMA MANEJO DE DENSIDAD (MW) POR FASES.....	69
3.11	PROGRAMA DE BHA POR FASES .....	69
3.12	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA LOCALIZACIÓN DE SUPERFICIE ..	71
3.13	ANÁLISIS SOCIAL Y AMBIENTAL DE LA LOCALIZACIÓN .....	74
3.14	PROGRAMA DE TRAYECTORIA DEL POZO POR FASES .....	74
3.15	PROGRAMA DE HIDRÁULICA POR FASES .....	75
3.16	PROGRAMA DE WHA POR FASES .....	76
3.17	PROGRAMA DE BOP POR FASES .....	77
3.18	PROGRAMA DE ABANDONO DEL POZO.....	79
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS PROGNOSIS, PROGRAMA DE PERFORACIÓN E INFORME FINAL POZO ANH – CAUCA 10 – ST – S.....</b>	<b>83</b>
4.1	BROCAS .....	87
4.2	REGISTROS .....	89
4.3	CEMENTACIÓN Y REVESTIMIENTO .....	89
4.4	LODO Y CONTROL DE SÓLIDOS.....	90

4.5 ABANDONO DEL POZO .....	92
4.6 PROBLEMAS OPERACIONALES.....	93
<b>5. DIFERENCIA EN EL DISEÑO DE UN POZO CONVENCIONAL Y UN POZO SLIM HOLE .....</b>	<b>98</b>
5.1 HIDRÁULICA.....	98
5.2 TUBERÍAS.....	99
5.3 CEMENTACIÓN .....	99
5.4 SISTEMA DE CIRCULACIÓN .....	99
5.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	100
<b>6. PROGRAMA DE PERFORACIÓN PROPUESTO POZO ANH-CAUCA-10-ST-S.....</b>	<b>101</b>
6.1 JUSTIFICACIÓN CASING POINT .....	101
6.2 ESTADO MECÁNICO .....	110
6.3 PROGRAMA DE REVESTIMIENTOS.....	113
6.4 PRUEBAS DE INTEGRIDAD .....	118
6.5 PROGRAMA DE BROCAS.....	120
6.6 SECUENCIA OPERACIONAL.....	120
6.6.1 Secuencia Operacional Sin Contingencia.....	121
6.6.2 Secuencia Operacional Con Contingencia .....	124
6.7 GRÁFICAS DE TIEMPO VS PROFUNDIDAD .....	127
6.8 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	129
6.9 PROGRAMA DE LODOS.....	135
6.9.1 Control De Sólidos.....	138
6.10 MANEJO DE DENSIDAD DEL LODO (MW) POR FASES .....	139
6.11 PROGRAMA DE BOTTOM HOLE ASSEMBLY “BHA” .....	141
6.12 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA LOCALIZACIÓN DE SUPERFICIE ..	144
6.13 ANÁLISIS SOCIAL Y AMBIENTAL DE LA LOCALIZACIÓN.....	145

6.14 TRAYECTORIA DEL POZO .....	146
6.15 PROGRAMA DE HIDRÁULICA .....	147
6.16 PROGRAMA DE PREVENTORAS Y CABEZAL DE POZO .....	158
6.17 PROGRAMA DE ABANDONO DEL POZO.....	159
6.17.1 Placa de abandono del pozo .....	164
<b>7 CONCLUSIONES.....</b>	<b>165</b>
<b>8 RECOMENDACIONES .....</b>	<b>167</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>168</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Equipo de perforación no convencional Slim Hole EF - 50 .....	25
Figura 2. Localización del Pozo ANH – CAUCA 10 – ST –S .....	33
Figura 3. Geología de la cuenca Cauca-Patía .....	35
Figura 4. Convenciones de la carta estratigráfica de la cuenca Cauca Patía .....	36
Figura 5. Diagrama conformación estructural sur cuenca Cauca- Patía .....	39
Figura 6. Modelo estructural Pozo Cauca 10 .....	45
Figura 7. Convenciones básicas modelo estructural Pozo Cauca 10 .....	46
Figura 8. Estado Mecánico del pozo ANH – CAUCA 10- ST – S.....	49
Figura 9. Tiempo Vs Profundidad Pozo ANH – Cauca 10 – ST –S.....	59
Figura 10. Ensamblaje del barril de corazonamiento .....	70
Figura 11. Lay out Pozo ANH-CAUCA 10-ST-S .....	73
Figura 12. Preventoras y Cabezal de Pozo .....	78
Figura 13. Esquema de los intervalos del taponamiento del pozo .....	80
Figura 14. Placa de abandono de pozo .....	81
Figura 15. Placa metálica de identificación para pozo ANH –CAUCA 10–ST –S. 82	
Figura 16. Estado Mecánico Final de Pozo ANH- CAUCA 10 – ST – S .....	84
Figura 17. Gráfica Profundidad vs Densidad .....	91
Figura 18. Tiempo Vs Profundidad (Planeado – Real).....	94
Figura 19. Estado Mecánico Pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S .....	96

Figura 20. Ventana de Lodo – Pozo ANH – Cauca – 10- ST – S.....	105
Figura 21. Profundidades asentamiento casing Pozo ANH–CAUCA–10–ST–S..	107
Figura 22. Estado mecánico Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S a TD.....	111
Figura 23. Estado mécanico contingente Pozo ANH CAUCA 10–ST–S a TD ....	112
Figura 24. Volumen Acumulado Bombeado Prueba Leak Off Test.....	119
Figura 25. Gráfica Tiempo [Días] Vs Profundidad [ft] Sin Contingencia.....	127
Figura 26. Gráfica Tiempo [Días] Vs Profundidad [ft] Con Contingencia .....	128
Figura 27. Gráfica Manejo de densidad del lodo (MW) vs Profundidad .....	140
Figura 28. Ensamblaje del barril de corazonamiento .....	143
Figura 29. Esquema de Preventoras y Cabezal de Pozo .....	159
Figura 30. Estado Mécanico de Abandono Pozo ANH CAUCA 10–ST–S a TD ..	162
Figura 31. Estado Mécanico de Abandono del Pozo ANH CAUCA 10 – ST – S a TD con Fase Contingente .....	163
Figura 32. Placa de abandono metálica de identificación .....	164

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones técnicas equipos de perforación Slim Hole.....	26
Tabla 2. Coordenadas de localización del pozo ANH-CAUCA-10-ST-S.....	32
Tabla 3. Formaciones Geológicas .....	34
Tabla 4. Descripción litológica de las formaciones a perforar .....	36
Tabla 5. Registros eléctricos.....	42
Tabla 6. Objetivo de cada sección.....	50
Tabla 7. Programa de Revestimiento.....	52
Tabla 8. Programa de Brocas .....	55
Tabla 9. Propiedades del lodo (Intervalo de 0 pies – 40 pies) .....	62
Tabla 10. Concentraciones lodo (Intervalo de 0 pies – 40 pies) .....	62
Tabla 11. Posibles problemas y soluciones (Intervalo de 0 a 40 pies).....	63
Tabla 12. Propiedades del Lodo (Intervalo de 40 pies – 700 pies) .....	63
Tabla 13. Concentraciones del lodo (Intervalo de 40 – 700 ft).....	64
Tabla 14. Posibles problemas y soluciones (Intervalo de 40 a 700 ft) .....	64
Tabla 15. Propiedades del Lodo (Intervalo de 700 pies – 3937 pies).....	65
Tabla 16. Concentraciones del lodo (Intervalo de 700 ft – 3937 ft).....	65
Tabla 17. Posibles problemas y soluciones (Intervalo de 700- 3937 ft) .....	66
Tabla 18. Recomendaciones de equipos de control de sólidos .....	68
Tabla 19. Especificaciones de los Fluidos de Taponamiento .....	79
Tabla 20. Brocas Pozo ANH – CAUCA 10 – ST - S.....	88

Tabla 21. Cementación y Revestimiento del pozo .....	89
Tabla 22. Densidad del fluido de perforación.....	90
Tabla 23. Especificaciones taponos de cemento y fluido de relleno .....	93
Tabla 24. Características Típicas de diferentes Tipos de roca .....	102
Tabla 25. Justificación Propuesta de Casing Point .....	109
Tabla 26. Cálculos y Especificaciones Revestimientos .....	116
Tabla 27. Programa de Revestimientos .....	117
Tabla 28. Programa de Brocas Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S .....	121
Tabla 29. Requerimiento de agua y Gravedad específica cementos API .....	131
Tabla 30. Parámetros técnicos cementación Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S .....	134
Tabla 31. Especificaciones lodo Primera fase .....	135
Tabla 32. Especificaciones lodo Segunda fase .....	135
Tabla 33. Especificaciones lodo Fase Contingente .....	136
Tabla 34. Aditivos recomendadas del lodo .....	136
Tabla 35. Posibles problemas y soluciones .....	137
Tabla 36. Equipos de control de sólidos .....	138
Tabla 37. Especificaciones Tubería HQ 3 ½” .....	141
Tabla 38. Especificaciones Tubería NQ 2 ¾” .....	142
Tabla 39. Especificaciones Tubería HQ 3 ½” .....	142
Tabla 40. Valores constante E .....	150
Tabla 41. Pérdidas de presión Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S .....	155
Tabla 42. Caudales Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S.....	155
Tabla 43. Hidráulica Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S .....	155

Tabla 44. Boquillas Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S.....	156
Tabla 45. Pérdidas de presión Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S con contingencia	156
Tabla 46. Caudales Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S con contingencia .....	157
Tabla 47. Hidráulica Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S con contingencia .....	157
Tabla 48. Boquillas Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S con contingencia.....	157
Tabla 49. Especificaciones de Fluidos de taponamiento .....	160

## RESUMEN

**TITULO:** PROGRAMA PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO ESTRATIGRÁFICO TIPO “SLIM HOLE” EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA CON DISEÑOS ESPECÍFICOS APLICADOS A ESTE TIPO DE TECNOLOGÍA, UTILIZANDO INFORMACIÓN DE LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS PERFORADOS EN EL ÁREA \*

**AUTORES:** Vanessa Alejandra Llanos León  
Yessika Andrea Vargas Mendoza\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Programa de perforación, Slim Hole, Pozo estratigráfico.

**CONTENIDO:** Anteriormente para cumplir las fases de la exploración se perforaba directamente un pozo exploratorio con diseño convencional, con la información sísmica que muchas veces por no ser la mejor pero si la única, conducía a errores. Como consecuencia se incurría en altos costos de perforación, riesgos de no alcanzar los objetivos propuestos y por lo tanto en abandonar áreas sin que fueran realmente exploradas. Para mejorar los resultados de exploración, reducir costos y tener mayor garantía de que un área era realmente explorada además de poder manejar la exploración como un proyecto con una evaluación económica completa, se desarrollaron nuevas estrategias y técnicas de perforación de los pozos estratigráficos, como son los pozos tipo “Slim Hole”.

Teniendo en cuenta la alta demanda por la rápida transición hacia esta metodología, la industria petrolera ha acudido al uso de diseños y programas de perforación convencional, además de equipos pequeños que en su mayoría provienen de la industria minera, por su tamaño, versatilidad y bajo costo. Es por ello que para que la perforación estratigráfica tipo Slim Hole sea una alternativa confiable, se requiere hacer los ajustes en diseños, programas y equipos que ofrezcan confiabilidad en la ejecución de las operaciones. Con el ánimo de verificar estos planteamientos, se procedió a revisar y analizar el programa de perforación del pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S perforado en el área Cauca-Patía, identificando sus posibles fallas. Se elaboraron los diseños y sub-programas ajustados a este tipo de tecnología, y la diferencia entre diseño de pozos convencionales y diseño de pozos tipo “Slim Hole” también fue realizada.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Enrique Calvete Rincón, Ingeniero de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** PROGRAM FOR DRILLING A WELL STRATIGRAPHIC "SLIM HOLE" TYPE, IN THE CAUCA PATIA BASIN WITH SPECIFIC DESIGNS APPLIED TO THIS TYPE OF TECHNOLOGY, USING INFORMATION FROM STRATIGRAPHIC WELLS DRILLED IN THE AREA.

**AUTHORS:** Vanessa Alejandra Llanos León  
Yessika Andrea Vargas Mendoza\*\*

**KEYWORDS:** Drilling program, Slim Hole, Stratigraphic well.

**CONTENT:** Prior to comply phases of exploration is drilling an exploratory well directly with conventional design with seismic data often not be the best but the only, leading to errors. As a result it incurred higher drilling costs, risks of not achieving the objectives and therefore to leave areas that were not really explored. To improve exploration results, lower costs and have greater assurance that an area was really explored well as to manage the exploration as a project with a complete economic evaluation, new strategies and techniques of drilling of stratigraphic wells were developed, such as type wells "Slim Hole".

Given the high demand for rapid transition to this methodology, the oil industry has resorted to the use of designs and conventional drilling programs, in addition to small teams who mostly come from the mining industry, for its size, versatility and low cost. That is why for the stratigraphic drilling Slim Hole type is a reliable alternative, is required to make adjustments in design, programs and equipment that offer reliability in the execution of operations. With the aim of verifying these approaches, we proceeded to review and analyze the well drilling program ANH - Cauca - 10 - ST - S drilled in the Cauca-Patia area, identifying possible failures. Designs and sub-programs tailored to this technology were developed, and the difference between conventional well design and design "Slim Hole" wells was also performed.

---

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Enrique Calvete Rincón, Ingeniero de Petróleos.

## INTRODUCCIÓN

Para la exploración de grandes áreas se hace necesario reducir al máximo posibles riesgos asociados a la búsqueda de estructuras y trampas que puedan ser prospectos atractivos para ser perforados. Complementando los programas sísmicos, se ha involucrado la tecnología de perforación de pozos estratigráficos como son los pozos tipo “Slim Hole”, buscando alcanzar los objetivos y reducir el costo exploratorio.

La tecnología Slim Hole ha sido aplicada en la industria del petróleo porque permite la exploración de grandes áreas a un menor costo comparado con la perforación convencional. Esto se puede lograr siempre y cuando se realice una planeación de la ejecución de los pozos, y de esta forma incurrir en menores riesgos, garantizando mejores resultados.

El presente proyecto fue enfocado en diseñar un programa de perforación que indique el paso a paso a seguir y los procedimientos para desarrollar las operaciones de forma costo efectiva. Revisando los diseños y los subprogramas realizados para la perforación del pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S perforado en el área Cauca-Patía, se procedió a realizar un análisis para identificar las posibles fallas presentadas y de esta forma elaborar los diseños ajustándolos a las condiciones Slim Hole. El primer capítulo contiene características, ventajas, desventajas y algunas consideraciones a tener en cuenta en esta tecnología. Los capítulos dos, tres y cuatro presentan la prognosis geológica y el programa de perforación del pozo con su respectivo análisis de resultados y desempeño obtenido durante la operación. El capítulo cinco resalta la diferencia entre diseño

de pozos convencionales y diseños de pozos tipo “Slim Hole”. Finalmente, a manera de cierre se propone el programa de perforación para el pozo ANH – CAUCA -10 – ST – S ajustado a las condiciones Slim hole.

## 1. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN SLIM HOLE

La tecnología de perforación Slim Hole en la industria del petróleo y del gas se ha estado experimentando en forma continua a fin de reducir los costos de perforación y mejorar los resultados de exploración.

¿Por qué perforar un Slim Hole?, la razón fundamental para utilizar técnicas de pozo reducido es reducción de costos, básicamente se busca conseguir mejores resultados disminuyendo los costos del proyecto sobre los ya estimados en un proyecto convencional.

Las aplicaciones de perforación de pozos de tamaño reducido han aumentado en los años recientes, éstas varían desde pozos completos hasta intervalos únicos y trabajos de recuperación en pozos existentes. Este tipo de perforación se puede hacer con equipos especializados para pozos de tamaño reducido, tubería flexible y equipos de perforación convencionales. Los ahorros en los costos se realizan a partir del uso de diámetros de tubulares reducidos, tamaños más pequeños en los equipos de perforación, menos cemento, menos fluidos de perforación y menor disposición de los ripios de perforación, así como la capacidad de perforar el pozo y completarlo en un período de tiempo más corto.

Un factor limitante ha sido encontrar herramientas y motores de fondo de pozo de tamaño reducido, sin embargo, ahora existe una mayor disponibilidad. La perforación de pozos de tamaño reducido es muy común en la exploración de minerales y en otras aplicaciones no petroleras.

La perforación tipo Slim Hole ha sido aplicada en la industria del petróleo como una alternativa económica a la perforación convencional y a las técnicas

tradicionales de completamiento del pozo con diámetro estándar. Cabe resaltar que ésta tecnología también puede ser utilizada para extensiones en pozos existentes y operaciones de exploración en áreas remotas como lo son montañas y selvas donde la medida de la locación o las preocupaciones ambientales no permiten la perforación convencional.

Básicamente la tecnología Slim Hole se define como: “toda perforación en la cual el pozo perforado tiene dimensiones menores comparado con un proyecto convencional, cumpliendo el requisito de que por lo menos el 90% o más de su longitud total perforada se haya realizado con una broca menor a 7 pulgadas”<sup>1</sup>.

### **1.1 APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE**

Las aplicaciones de la perforación Slim Hole se centran principalmente en:

- Reducir los costos de producción, profundización y desviación (sidetracking) de pozos existentes, como también la perforación de pozos desviados y pozos multilaterales.
- Facilitar las operaciones de logística para pozos exploratorios ubicados en áreas de difícil acceso o para aquellos donde las operaciones de reentrada en el pozo existente tienen un diámetro pequeño.

### **1.2 TIPOS DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN SLIM HOLE**

Los equipos de perforación Slim Hole se dividen en dos tipos:

---

<sup>1</sup> LOPEZ PEÑALOZA, Cesar Eduardo; SUA GOMEZ, Holman. Análisis Comparativo De La Tecnología “Slim Hole” Con La Perforación Convencional De Pozos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Septiembre, 2011.

1. *Equipos de perforación convencional Slim Hole:* Estos equipos son aquellos que se modifican del equipo de perforación convencional, se reducen todas sus dimensiones y capacidades de las diferentes partes del equipo. El equipo de perforación convencional tiene menos movilidad debido a su tamaño y peso. Son utilizados para pozos exploratorios, pozos infill y pozos de producción.
2. *Equipos de perforación no convencional Slim Hole:* También son llamados equipos de minería o rig minning; son equipos de dimensiones menores a los equipos convencionales y de más fácil transporte, se limitan por la profundidad y por la producción que podría tener el pozo. Son normalmente de potencia de diesel hidráulico y sus paquetes hidráulicos son más pequeños y ligeros que los equipos eléctricos.

Éstos están diseñados de manera compacta y muchos son construidos en módulos pequeños para facilitar el movimiento dentro y fuera de las zonas remotas, como anteriormente ya se había mencionado. La modificación principal del equipo de la minería es la adición del equipo de well control.

Figura 1. Equipo de perforación no convencional Slim Hole EF - 50



Fuente: Tomado de Discovery drill manufacturer

Algunas de las especificaciones técnicas de ciertos equipos de perforación no convencional se muestran en la Tabla N° 1.

Tabla 1. Especificaciones técnicas equipos de perforación Slim Hole

Especificación	EF-50	EF-50F	EF-75
Profundidad	5000 ft	5000 ft	7000 ft
Capacidad Pull Back	25000 lb	25000 lb	25000 lb
Capacidad de alimento	12000 lb	12000 lb	12000 lb
Bomba de agua	Transmite 435-50 gpm con 1000 psi		
Peso total	20430 lb	12000 lb	20430 lb
Drill head	0-1,200 RPM	0-1,200 RPM	0-1,200 RPM
Transmisión	4 Veloc.	4 Veloc.	4 Veloc.
Motor diésel	Cummins 215 HP Tier III		
Motor hidráulico	Rexroth 160cc 5800 psi		
Bombas hidráulicas	Principal Rexroth 125 cc 5800 psi		
	Secundaria Rexroth 95 cc 5000 psi		
	Terciaria Rexroth 28 cc 4000 psi		
Levantamiento Wireline	DDM diseño 5000 ft		DDM diseño 7500 ft

Fuente: Tomado y modificado de Discovery drill manufacturer

### **1.3 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SLIM HOLE**

Las principales ventajas que tiene la perforación Slim hole son:

1. Economía: reducción de costos, teniendo en cuenta que las unidades de tubería flexible pueden utilizarse en algunas situaciones, eliminando la necesidad de un equipo de perforación. Por otro lado las desviaciones pueden hacerse en intervalos de producción de tamaño pequeño, aumentando la productividad sin necesidad de hacer una desviación en la parte superior del pozo. Finalmente los gastos de exploración son reducidos debido a que se utilizan equipos más pequeños, menos personal, menos materiales, etc.
2. Menor Costo de materiales: El costo de los materiales de perforación se puede reducir utilizando estas técnicas de pozo de tamaño reducido, con menor volumen de fluidos de perforación.
3. Menor impacto ambiental: Menor descarga de fluidos lo que implica un menor impacto ambiental y una disminución en los costos de remoción. Un equipo Slim Hole requiere menos espacio y la locación menor preparación que en un equipo convencional de perforación.

### **1.4 LIMITACIONES Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SLIM HOLE**

La reducción de costos conseguida en las operaciones de perforación y completamiento gracias a la tecnología Slim hole, se puede ver afectada por:

- Incremento en fallas mecánicas
- Reducción de la longitud lateral del hueco
- Carencia de control horizontal

Las principales limitaciones y desventajas que se presentan en la perforación Slim Hole son:

1. Fallas en la sarta de perforación: Su disminución de peso debido al uso de pequeños diámetros genera que la sarta de perforación mecánicamente sea más débil, siendo un factor crítico en las operaciones de fresado donde se encuentran altos torques. A fin de mantener la potencia en este tipo de operaciones la velocidad de la broca debe aumentar, siendo éste último un requisito para mantener la velocidad lineal de corte debido a que se va reduciendo el diámetro de la broca. Cabe destacar que el incremento en la velocidad de rotación puede crear problemas en la confiabilidad.
2. Pega de Tubería: La pega de tubería aumenta significativamente en pozos de tamaño reducido, debido a que el alto valor de ECD (Densidad Equivalente de Circulación) resulta en altas presiones diferenciales, y los diámetros pequeños significan que habrá mayor contacto entre el pozo y la tubería. Las posibilidades de liberar una tubería pegada son reducidas porque la tubería utilizada no es lo suficientemente fuerte para tolerar los esfuerzos generados mientras se trata de liberarla.
3. Fallas del Tool Joint: Se generan debido a que la tubería y los joints son más delgados y pequeños, siendo éstos más débiles por lo que puede llegar a hincharse o en ocasiones a torcerse. Ocurre particularmente en pozos más profundos.
4. Detección de patadas: Es un factor crítico en los pozos Slim hole debido a los espacios anulares reducidos que se presentan en esta tecnología, teniendo en cuenta que la cantidad de gas que entra al yacimiento por el anular ocupará más altura que en un pozo convencional. Es decir, la contención de una patada en pozos convencionales está entre 10 y 15

barriles, mientras que este volumen de gas en Slim hole podría estallar. Un control muy cuidadoso del volumen es esencial.

5. Pérdidas de presión: Cambios operacionales como el caudal de la bomba, el movimiento de la tubería y el corazonamiento son factores adicionales que afectan la medida de presión en superficie. Por otro lado, se debe tener en cuenta que en la tecnología Slim Hole las pérdidas de presión por fricción son muy sensibles por la velocidad de rotación de la tubería.
6. Descenso en la tasa de penetración: A medida que disminuye el diámetro del hueco va decreciendo la rata de penetración, ocurre particularmente cuando se utilizan brocas cónicas. La disminución en la rata de perforación se compensa con los ahorros que se obtienen con la perforación Slim Hole.
7. Profundidad: Es la principal limitación en la tecnología Slim Hole, alcanza profundidades de 15000 pies. Cabe resaltar que en pozos horizontales, el desplazamiento horizontal se limita debido a que se reduce el peso de la sarta de perforación.
8. Cara del pozo y estabilidad: Los pequeños espacios anulares y las pérdidas de presión altas disminuyen tanto la integridad de la cara del pozo como la capacidad de controlar las pérdidas de circulación. A fin de aumentar la capacidad pesante y reducir las fuerzas de fricción, se requiere un sistema especial de lodo para este tipo de tecnología. Adicionalmente, la posibilidad de que se pegue la tubería incrementa en la perforación Slim Hole.
9. Producción de pozos: Se ve afectada por el tamaño reducido del hueco, siendo más vulnerable a sufrir de estrangulamiento. Por otro lado la productividad del pozo disminuye con el uso de una bomba convencional,

debido a que al usarse un casing más pequeño limita el tamaño del equipo de separación de gas que se pueda utilizar, ocasionando que la eficiencia de separación de gas se reduzca. Básicamente la implementación de equipos más pequeños por lo general presenta tolerancias internas más cerradas.

### **1.5 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA EN LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE**

A continuación se presentan algunas consideraciones importantes para tener en cuenta en la tecnología Slim Hole:

1. Selección del revestimiento: Al tener espacios anulares pequeños se deben realizar trabajos adicionales en los procedimientos de cementación. Por otro lado se debe tener en cuenta que hay ventajas de usar la tubería de perforación como casing en la tecnología Slim Hole, sin embargo la falta de conocimiento acerca de las conexiones en su uso como casing se puede considerar un aspecto negativo ya que las conexiones deben ser evaluadas para establecer niveles de rendimiento.
2. Tasa de perforación: Las brocas de diamante son las más utilizadas en corazonamiento Slim Hole y en combinación con bajo peso (2000-8000 lb) y altas revoluciones RPM (350-1000), proporcionan tasas de penetración adecuadas (2-15 m/h). Cabe destacar que los espacios anulares reducidos parecen beneficiarse de la capacidad de rotación, proporcionando la estabilidad lateral de la sarta de perforación.
3. Limitaciones de profundidad: El rango de profundidad de la tecnología Slim Hole está entre 9000 pies y 12500 pies. Sin embargo, con cambios en el

mástil y tuberías de perforación correctas, el equipo podría tener un alcance hasta de 15000 pies.

4. Pruebas de pozo: Aunque las herramientas para realizar las pruebas de pozo en la tecnología Slim Hole se encuentran disponibles, se debe tener previamente una buena planeación cuando la sarta de perforación se use como casing para tener así total disponibilidad de los componentes necesarios para poder realizar las pruebas de pozo.

## 2. ESTUDIO PROGNOSIS GEOLÓGICA POZO ANH-CAUCA-10-ST-S

La prognosis geológica es el resultado de todos los datos adquiridos en geología de superficie y sísmica, básicamente es el “input” para elaborar el programa de perforación.

### 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROSPECTO

Hace referencia a la ubicación de las coordenadas geográficas en superficie. La ubicación se realiza por medio de una comisión de topografía, en la actualidad se usan GPS que tienen muy bajo margen de error. Cabe resaltar que la importancia de ubicar con precisión el pozo en superficie es que si se hace de manera incorrecta se corre el riesgo de no llegar al punto que se desea.

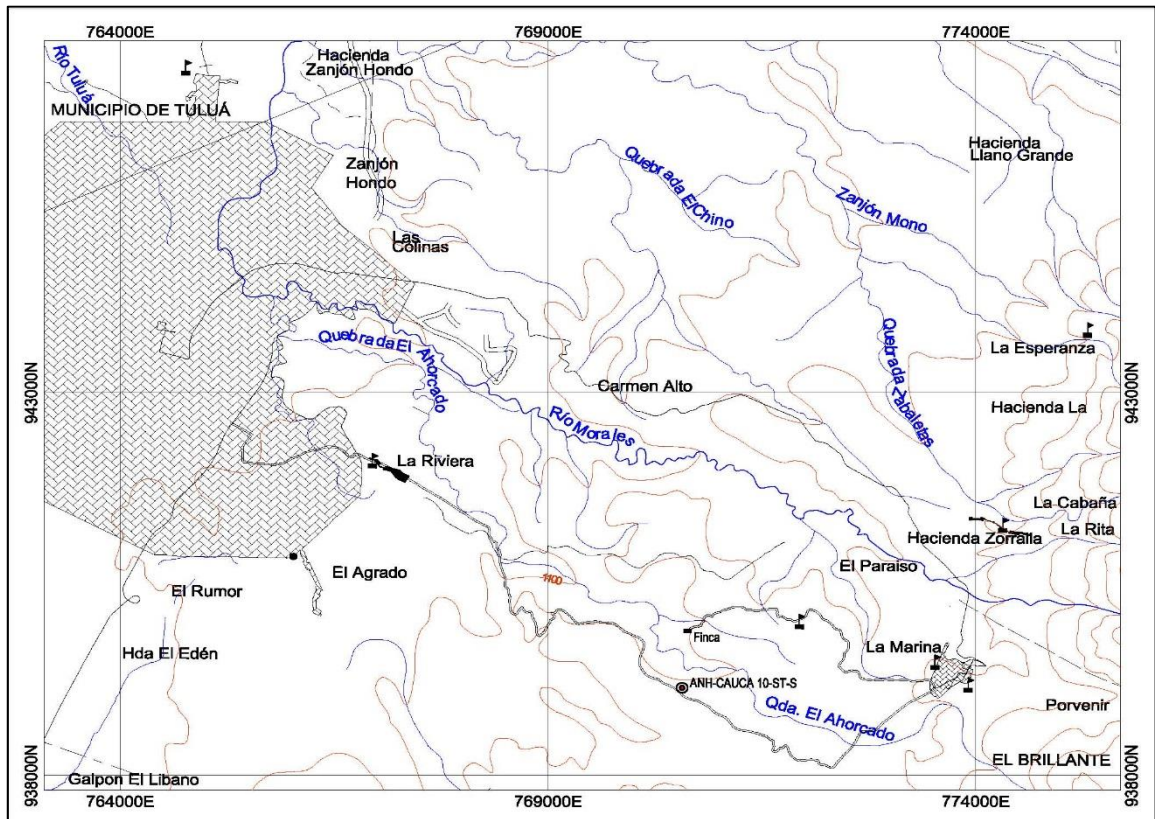
El punto para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S, está localizado en la Cuenca Cauca-Patía. Particularmente se ubica en la vereda El Picacho del municipio de Tuluá (Valle). A este punto se tiene acceso tomando un desvío desde la vía panamericana hacia la salida a Tuluá el cual conduce al pueblo La Marina pasando por los caseríos La Riviera y El Picacho.

Tabla 2. Coordenadas de localización del pozo ANH-CAUCA-10-ST-S

Origen de Coordenadas: Datum Magna-Sirgas Origen Bogotá	
Superficie	Fondo
N(Y) :939,134 m	N(Y) : 939,134 m
E (X) : 770,56 m	E (X) : 770,556 m

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

Figura 2. Localización del Pozo ANH – CAUCA 10 – ST –S



Fuente: Tomado de DOMINGUEZ LOPEZ, Ernesto R. Prognosis y litologías esperadas. CYCO Drilling S.A.S. Febrero, 2011

## 2.2 OBJETIVOS EXPLORATORIOS

Los objetivos exploratorios son aquellos que se encuentran relacionados con la obtención de información litológica y estratigráfica de las formaciones a perforar y la evaluación del potencial económico y petrolero de la zona a perforar.

Para el Pozo ANH-CAUCA 10-ST-S, se planea:

- Corazonar verticalmente hasta una profundidad final TVD de 3937 pies (1200 metros) y de acuerdo al estado mecánico del pozo.

- Cortar y recuperar desde superficie y en forma continua los núcleos hasta TVD con el fin de describir las muestras geológicas e identificar formaciones productoras de hidrocarburos.
- Tomar registros eléctricos que permitan realizar la caracterización litológica de las formaciones encontradas.

### 2.3 RELACIÓN TOPES DE LAS FORMACIONES A PERFORAR.

Cada formación tiene características litológicas y petrofísicas diferentes, haciéndose necesario definir la profundidad y el tope de cada una de ellas lo que permite una óptima planificación de las operaciones. Los topes pueden estar determinados mediante información de pozos correlación o estudios de geología y sísmica. Cabe resaltar que la prognosis geológica suministra los topes de las formaciones a perforar en TVD (Profundidad vertical verdadera).

Sin que se hayan diseñado y adquirido programas sísmicos, utilizando solamente estudios de sensores remotos y reconocimientos de campo en la Tabla 3 se presentan los espesores estimados de las formaciones a perforar:

Tabla 3. Formaciones Geológicas

Formación	Tope formación	Elevación sobre el nivel del mar		Espesor
	ft, TVD	m	Ft	Ft
<b>La paila</b>	0	721	2366	1804
<b>Ampudia</b>	-1804	71	233	2133

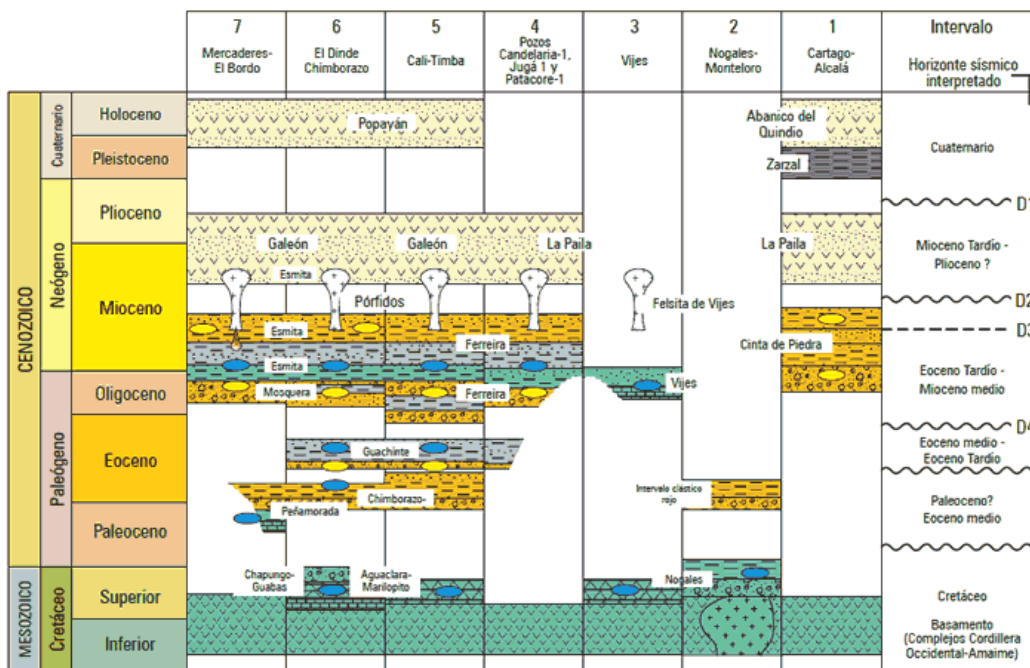
Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

## 2.4 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<sup>2</sup>. Básicamente la descripción litológica de las formaciones a perforar indica el porcentaje de cada una de las rocas que lo conforman.

En la Figura 3, se puede observar la columna generalizada de la cuenca Cauca-Patía. Las formaciones de interés para este pozo están asociadas a la región de Tuluá, la cuales corresponden a la Formación La Paila (conglomerados con intercalaciones de arcillolitas y areniscas de color pardo) y la Formación Ampudia (chert con intercalaciones de Lodolitas).

Figura 3. Geología de la cuenca Cauca-Patía



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

<sup>2</sup> OIL-MAIL, Descripción litológica. En: <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/descripcion-litologica.html>.

Figura 4. Convenciones de la carta estratigráfica de la cuenca Cauca Patía



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la Tabla 4 se establece la descripción litológica de las formaciones a perforar.

Tabla 4. Descripción litológica de las formaciones a perforar

Formación		Descripción Litológica
<b>Cuaternario</b>		Material de arrastre y depositación. Conformado por arcillolitas y areniscas.
<b>Formación la paila</b>	Miembro superior	<p>Conformado por conglomerados polimícticos a areniscas, grueso granulares que se presentan en bancos de espesor muy grueso a grueso de estratificación plana no paralela y continua. Los componentes sedimentarios de estas rocas presentan forma elipsoidal a esférica y buen redondeamiento. Un rasgo característico es la presencia de fragmentos de madera silicificada. Las estructuras sedimentarias más comunes son canales de relleno y estratificación cruzada.</p> <p>– Los conglomerados por lo general están compuestos por cantos subredondeados de tamaño variable de basalto, tonalita, diorita, metamorfitas, cuarzo lechoso y algo de chert</p>

		<p>negro y gris, diabasas y andesitas en una matriz areno-arcillosa.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Las areniscas son cuarzosas de grano grueso a fino en estratos lenticulares con estratificación cruzada a gran escala.</li> <li>- Las arcillolitas forman lentes pequeños y nódulos en los conglomerados y areniscas</li> </ul>
	Miembro Inferior	<p>Tobas dacíticas en forma de estratos tabulares macizos, gruesos a muy gruesos de colores claros en tonos de habano y crema, interestratificados con conglomerados y tobas dacíticas ocurren también areniscas de grano grueso a medio y de colores claros en tonos de gris y crema, cuya composición (granos de hornblenda, biotita, magnetita y plagioclasas) sugiere una contribución volcanoclástica primaria importante. La estructura sedimentaria más común en éstas últimas es la laminación, que normalmente varía de media a gruesa.</p>
<b>Batolito de Buga</b>		<p>Granitoide calco-alcálido, cuya composición varía de cuarzdiorita hornbléndica a tonalita con variaciones a dorita hornbléndica en sus contactos. Presenta textura hipidiomórfica de tamaño medio de cristales, caracterizada por, tabletas subhedrales de plagioclasa, prismas cortos de hornblenda, cuarzoes anhedrales gruesos y cantidades variables de biotita subhedral. Las plagioclasas se presentan zonadas y su composición varía de labradorita-andesina a oligoclasa; la hornblenda, generalmente fresca, está rodeada con glomero-pórfidos de cuarzo.</p>

Fuente: Tomado y modificado de DOMINGUEZ LOPEZ, Ernesto R. Prognosis y litologías esperadas. CYCO Drilling S.A.S. Febrero, 2011

## 2.5 RELACIÓN DE FALLAS GEOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN EL PROSPECTO

Las fallas, al igual que las diaclasas, son fracturas o dislocaciones que se producen en las rocas de la corteza terrestre, pero a diferencia de aquellas existe desplazamiento de los bloques resultantes de la fracturación. Este movimiento puede producirse en cualquier dirección, sea vertical, horizontal o una combinación de ambas<sup>3</sup>. Las fallas geológicas involucradas pueden ser de dos tipos: Normales o Inversas.

- Fallas Normales: Están asociadas a esfuerzos distensionales, que producen zonas de fractura y por lo tanto se relacionan con las pérdidas de circulación.
- Fallas Inversas: Están asociadas a esfuerzos compresionales que conllevan a zonas de alta presión que pueden generar presiones anormales.

El conocimiento de las fallas geológicas involucradas en el prospecto es de vital importancia porque permite identificar la estructura geológica que se encuentra en el subsuelo y de esta manera trazar la trayectoria del pozo.

En gran parte de la Cuenca Cauca- Patía las márgenes son conformadas por fallas regionales inversas y de rumbo, donde el Sistema de Fallas Cauca- Romeral es el límite entre el relleno sedimentario Cenozoico y rocas metamórficas paleozoicas y los complejos cretácicos de afinidad oceánica.

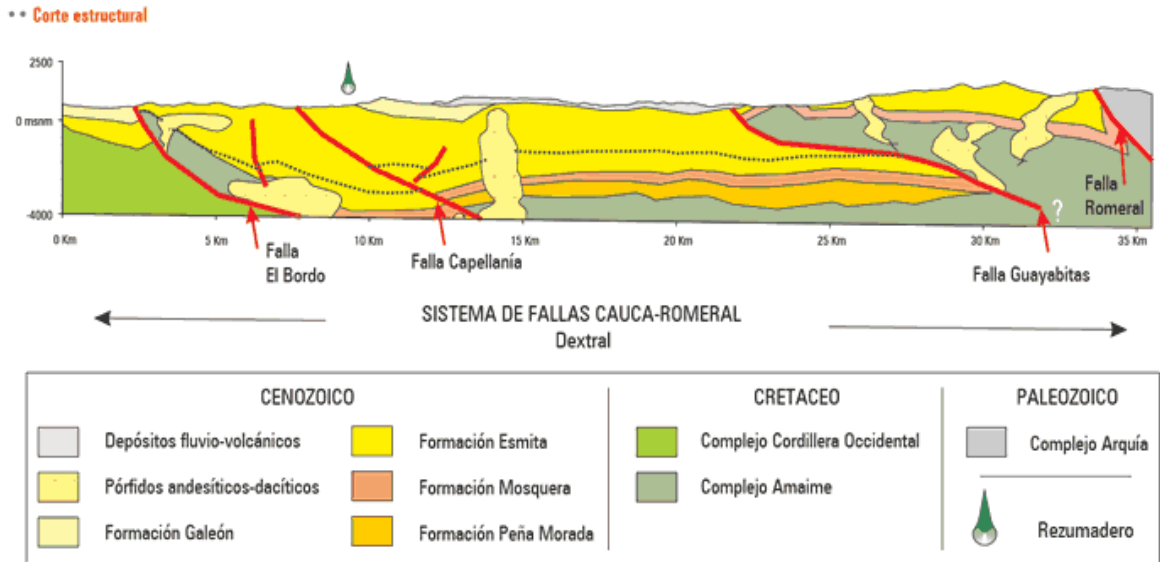
En la Figura 5 se pueden observar los rasgos estructurales más representativos desarrollados durante las diferentes etapas de evolución de la parte sur de la

---

<sup>3</sup> Geodinámica interna. Tectónica de placas 5ª parte. En: [http://www.natureduca.com/geol\\_geodinint\\_tectonica5.php](http://www.natureduca.com/geol_geodinint_tectonica5.php)

Cuenca Cauca – Patía, basados en la interpretación de la línea sísmica CP 1990-1200 y en geología de campo.

Figura 5. Diagrama conformación estructural sur cuenca Cauca- Patía



Fuente: Tomado de <http://svwap.anh.gov.co/rondacolombia2010/imagenes/docs/41f2.gif>

## 2.6 RELACIÓN DE BUZAMIENTO DE LAS FORMACIONES A PERFORAR

El buzamiento es la inclinación de las formaciones con respecto a la horizontal, con estos datos se deben determinar las coordenadas en superficie simulando la trayectoria desde los objetivos exploratorios hasta la ubicación del equipo de perforación. La broca tiene tendencia a perforar de manera perpendicular al plano estratigráfico de las formaciones, principal razón por la que se debe conocer con claridad la posición de los estratos (buzamiento y dirección).

Respecto a las formaciones que se van a perforar no se encuentra información correspondiente a la relación de buzamientos, debido a que el Pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S es estratigráfico.

## **2.7 RELACIÓN DE “TARGET POINT” Y “BOX TARGET ÁREA” DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS.**

El Target Point hace referencia a un punto coordenado (X, Y) que se encuentra en la formación de interés, este punto es determinado geológicamente. El Box target área se refiere al área de tolerancia del objetivo.

Las coordenadas de fondo del Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S son:

- N (Y) : 939,134 m
- E (X) : 770,556 m

## **2.8 RELACIÓN PROFUNDIDAD DEL PROSPECTO**

La profundidad del prospecto es la profundidad vertical verdadera (TVD) del objetivo. Existe también una Profundidad medida (MD), que se presenta cuando el pozo no es perforado verticalmente y que es mayor a la TVD.

Para el Pozo estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S se estimó alcanzar una profundidad de 3937 ft medidos a partir de la mesa rotaria, siguiendo una trayectoria vertical.

## **2.9 INFORMACIÓN DE TEMPERATURA DE FORMACIONES A PERFORAR**

La relación de temperaturas se obtiene mediante la corrida de Registros Eléctricos, se hace en los pozos de correlación para poder identificar zonas de alta presión y así establecer los productos químicos requeridos por el lodo y la lechada para obtener un desempeño óptimo del pozo.

No se tiene esta relación de Temperatura para el Pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S.

## **2.10 RELACIÓN INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS**

Hace referencia a la falta de certeza por desconocimiento o falta de información que influye en el cumplimiento de las expectativas relacionadas con la Geología y se ubican en TVD. Existen diversos tipos de incertidumbres:

- Incertidumbre Estructural: Incertidumbre para encontrar información geológica a una profundidad y localización específica, se encuentra de 10 a 100 ft TVD para proyectos de perforación direccional.
- Incertidumbre De Buzamiento: Es el error que se presenta sobre la inclinación geológica de los estratos con respecto al plano en que se encuentra el pozo.
- Incertidumbre De La Estratigrafía Lateral: Desconocimiento de los cambios laterales en el espesor vertical de la capa. Sísmica 3D ayuda a eliminar esta incertidumbre.

En la prognosis del pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S, no se establecieron las incertidumbres geológicas que pudieran encontrarse.

## 2.11 PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

El objetivo de la evaluación de formaciones es definir la forma de muestrear, registrar y probar. Es decir, cómo tomar la información para poder evaluar las formaciones de forma concluyente.

Para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S, no se establecieron específicamente las profundidades para la recolección de muestras de zanja. Igualmente no se harán pruebas debido a que es un pozo estratigráfico.

## 2.12 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POR FASES

El objetivo de los registros eléctricos es determinar la presencia de hidrocarburos, la litología y las propiedades petrofísicas de las formaciones perforadas para validar y ajustar los modelos existentes con base en los núcleos perforados. Los registros más utilizados son los que se muestran en la tabla.

Tabla 5. Registros eléctricos

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

<p style="text-align: center;"><b>RESISTIVIDAD</b></p>	<p>Mide la resistencia de una formación a conducir electricidad y es usada para determinar el tipo de fluido que ocupa el espacio poroso de la roca, los niveles de saturación de agua y aceite en las formaciones y la movilidad del fluido.</p>
<p style="text-align: center;"><b>SÓNICO</b></p>	<p>Mide el tiempo de tránsito de una onda compresional de sonido por unidad de longitud en dirección vertical al pozo. Es una excelente herramienta para determinar zonas de baja compactación y sobre presionadas.</p>
<p style="text-align: center;"><b>POTENCIAL ESPONTÁNEO</b></p>	<p>Mide el potencial eléctrico de la formación (flujo de corriente eléctrica entre aguas con diferente salinidad) puede ser usado para determinar litología, la resistividad del agua de formación y ayuda a correlacionar pozos.</p>
<p style="text-align: center;"><b>DENSIDAD</b></p>	<p>Determina la densidad de electrones en una formación bombardeándola de rayos Gamma, generalmente se corre en zonas de interés y no en toda la profundidad del pozo.</p>
<p style="text-align: center;"><b>POROSIDAD NEUTRÓN</b></p>	<p>Mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación.</p>
<p style="text-align: center;"><b>CALIPER</b></p>	<p>Se corre para determinar variaciones en el diámetro del hueco, proporciona un perfil del hueco.</p>

Fuente: Tomado y Modificado de DATALOG, Procedimientos y operaciones en el pozo

Para los intervalos de 0 a 700 pies y de 700 a 3.937 pies, se programaron los siguientes registros para evaluación litológica:

- Rayos Gamma, Densidad
- Neutrón, Sónico
- Potencial Espontáneo
- Resistivos de Largo y Corto Alcance
- Dipmeter
- Caliper de al menos cuatro brazos

Las sondas a usar son las siguientes:

- Sonda three arm caliper: Chequeo de condiciones de estabilidad de las paredes del pozo.
- Sonda Fe: Mide resistividad de los materiales.
- Sonda de Densidad: Mide densidad de los materiales.
- Sonda de Dipmeter: Mide Buzamiento, dirección de la formación y desviación del pozo.

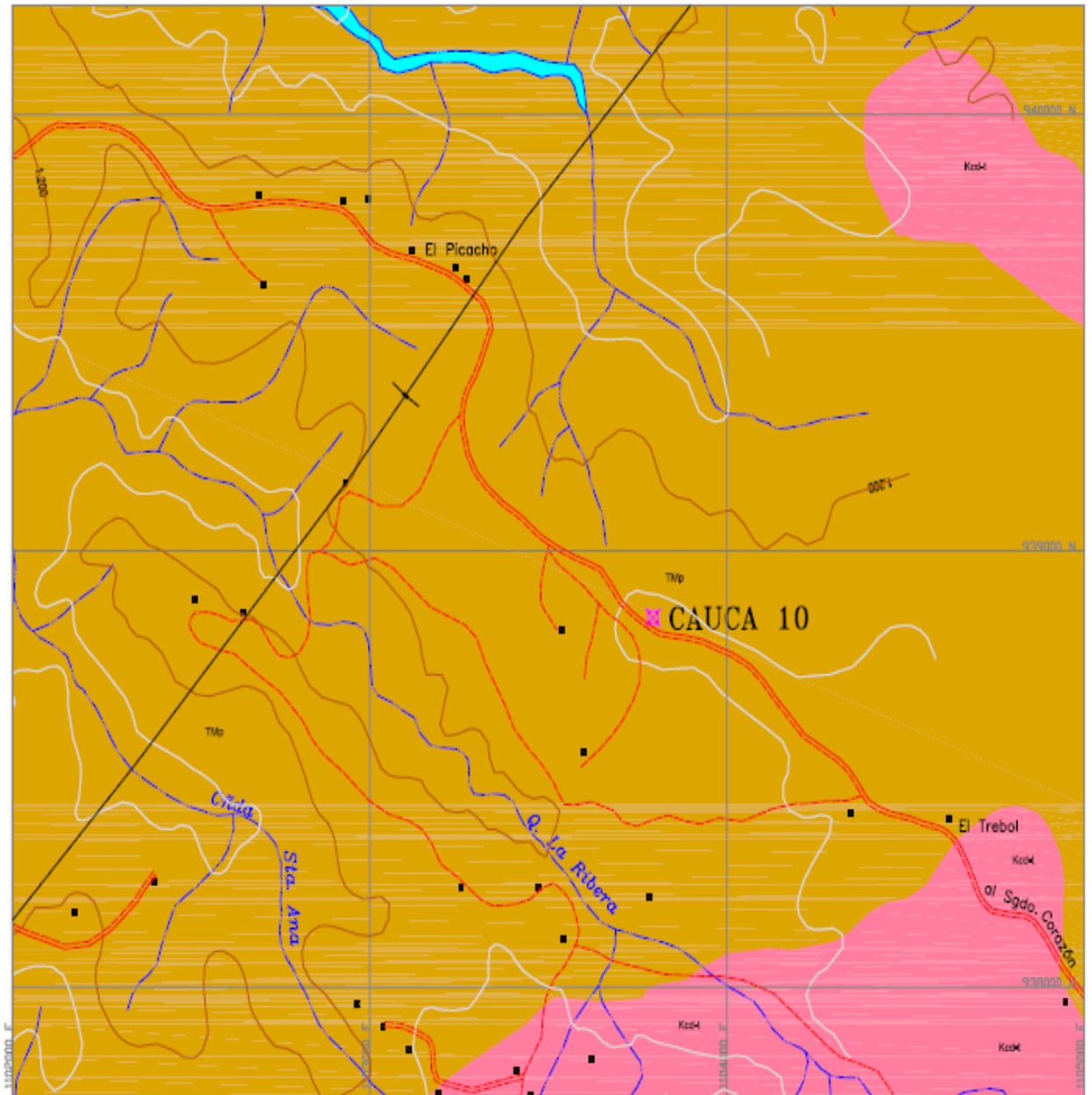
### **2.13 MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS OBJETIVOS EXPLORATORIOS**

La generación de estos mapas es relativamente sencilla y se basa en la creación de una malla homogénea a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y a su posterior interpolación para la generación de contornos isotiempos. Cualquier discontinuidad en los datos como fallas, plegamientos, deben ser ubicados e incorporados en la generación de los mapas finales<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> RECOPIACION TECNICA INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Halliburton.

Figura 6. Modelo estructural Pozo Cauca 10



Fuente: Tomado de UIS; ANH. Geología Pozo Cauca 10. Diciembre de 2009

Figura 7. Convenciones básicas modelo estructural Pozo Cauca 10

CONVENCIONES BÁSICAS	CONVENCIONES TEMÁTICAS		
	Carretera pavimentada		Formación la paila: Conglomerados, areniscas y tobas dacíticas interestratificada en bancos muy gruesos de origen continental (Mioceno)
	Carretera sin pavimentar		Batolito de Buga: Cuarzodiorita/tonalita predominante
	Carretera transitable tiempo seco		Sinclinal
	Carreteable		
	Camino		
	Sendero		
	Sitio, Casa, Escuela		
	Drenaje doble		
	Drenaje sencillo		
	Línea de alta tensión		
	Curva de nivel principal		
	Curva de nivel secundaria		
	Pozo		

Fuente: Tomado y modificado de UIS; ANH. Geología Pozo Cauca 10. Diciembre de 2009

### **3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO ANH-CAUCA-10-ST-S**

#### **3.1 JUSTIFICACIÓN DEL CASING POINT**

Las profundidades de asentamiento del casing se definen principalmente por estabilidad de pozo, presiones de poro, objetivos de producción y en algunas ocasiones economía. Éstas se pueden definir por medio de la ventana de lodo que relaciona los pesos de lodo Vs. La Profundidad (Presión de Formación, densidad de lodo mínima, densidad de lodo máxima, presión de fractura).

- Justificación actual del casing point

Las profundidades de asentamiento se establecieron a 40 ft y 700 ft.

- Comentarios

En el programa del pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S no se estableció la ventana de lodo que permitiera definir la justificación del casing point, simplemente se muestran las profundidades de asentamiento en el estado mecánico.

- Propuesta

Se justificarán las profundidades de asentamiento del casing teniendo en cuenta la estabilidad del pozo y las presiones de poro.

#### **3.2 ESTADO MECÁNICO**

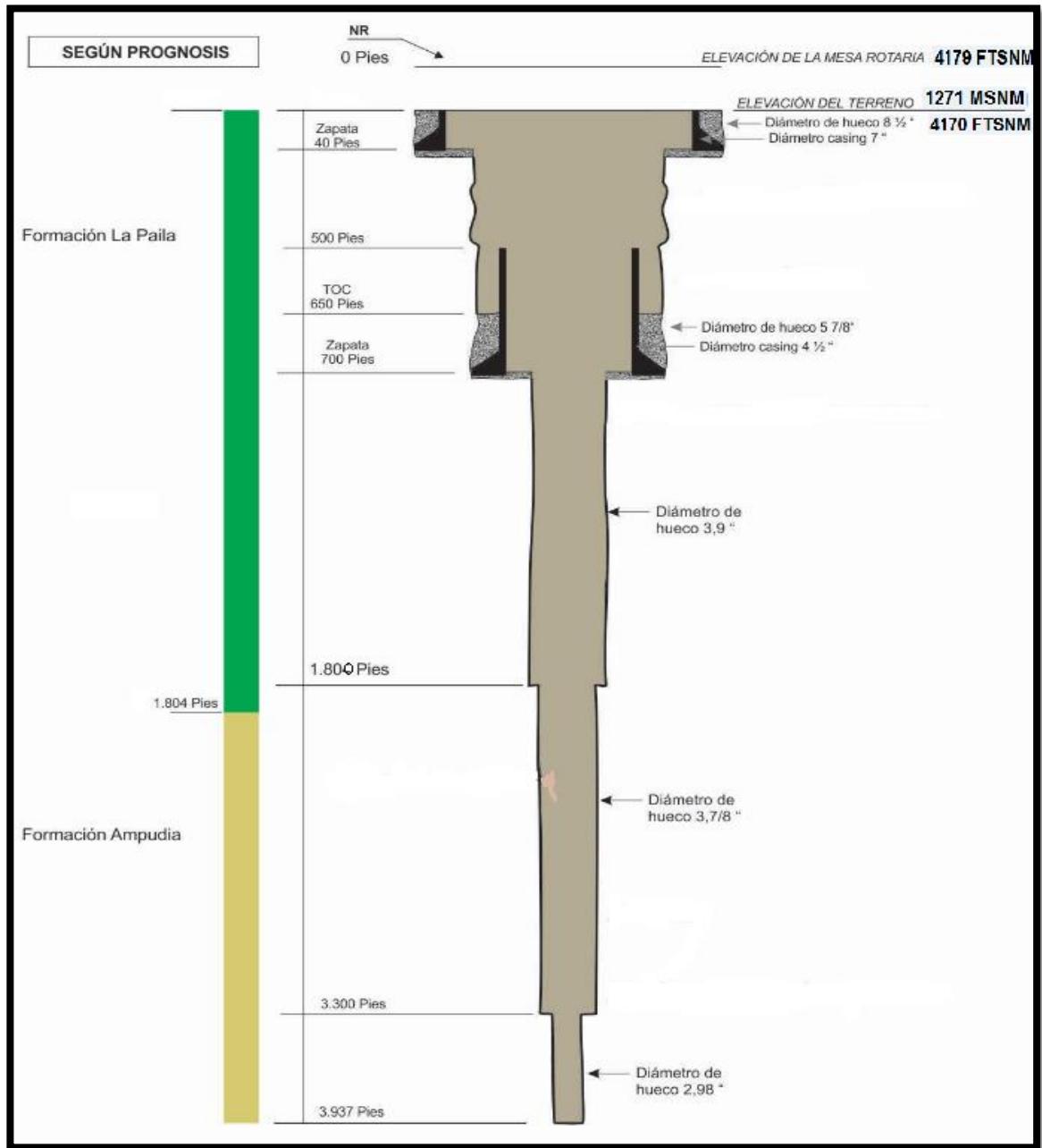
Es la geometría planeada de un pozo y está conformado por fases, el número de fases de un pozo depende de los problemas potenciales.

Los estados mecánicos de cualquier pozo incluyen de manera obligatoria las fases de Hueco conductor y superficie por razones técnicas, de seguridad operacional y éxito exploratorio.

- El hueco conductor se justifica para conducir los fluidos de perforación, además de permitir controlar los influjos de gas y agua en superficie cuando no se tiene integridad.
  - El hueco de superficie se justifica para el control del fluido de formación y para aplicar las técnicas de control de pozo si es necesario.
- Estado mecánico actual

En la Figura 8 se puede observar el estado mecánico proyectado del pozo ANH-CAUCA 10-ST-S.

Figura 8. Estado Mecánico del pozo ANH – CAUCA 10- ST – S



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la Tabla 6 se presentan las condiciones y especificaciones para la perforación de cada sección.

Tabla 6. Objetivo de cada sección

SECCIÓN	Φ <sub>BROCA</sub> (PULG)	Φ <sub>HUECO</sub> (PULG)	TVD (PIES)	Φ <sub>CSG</sub> (PULG)	OBJETIVO
1	8 ½	8 ½	40	7	Perforar con broca tricónica de 8 ½” en forma continua desde NR: nivel de referencia hasta 40 pies, con recuperación de muestras de zanja. Bajar revestimiento conductor de 7”, cementar e instalar sistema de preventoras -BOP's.
2	3,90	3,90	700	4½	Corazonar en forma continua desde 40 pies hasta 700 pies usando recuperación wireline con broca de 3,90”, se cambia la configuración de la sarta para ensanchar con broca de 5 7/8” y ampliar el hueco. Luego se baja revestimiento de superficie de 4½”, se cementa 150 pies de la base hacia tope, TOC: 550 pies.
	5 7/8*	5 7/8*	40 - 700*	4½	
3	3,90	3,90	1800	N/A	Corazonar en forma continua desde 700 pies hasta 1800 pies usando recuperación wireline con broca de 3,90” y sarta HQ; a partir de 1800 pies corazonar con broca de 2,98” y sarta NQ hasta 3937 pies y se ensanchará desde 1800 pies con tricónica de 3 7/8” hasta 3300 pies. A partir de 1800 pies se corazonará y se ensanchará intercaladamente cada 500 pies aproximadamente.
	2,98	2,98	3937	N/A	
	3 7/8*	3 7/8*	1800-3300*	N/A	

\* *Ensancho.*

Fuente: Tomado y modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- Comentarios

En el programa presentado para el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S se muestra el gráfico y la descripción del estado mecánico, no se incluyen justificaciones, esto pudo afectar la eficiencia de la perforación e incurrir en problemas que se hubiesen podido evitar con un estado mecánico soportado técnicamente.

- Propuesta

Se presentará un estado mecánico donde se incluyan las justificaciones técnicas de cada una de las fases.

### **3.3 DISEÑO DE REVESTIMIENTO POR FASES**

Se enfoca en la selección del revestimiento adecuado para cada una de las fases, es lo que concierne a: Grado del acero, diámetro del revestimiento, presión de colapso, presión de estallido y resistencia de la tensión.

Encontramos diferentes tipos de revestimiento:

- Conductor: evita derrumbes, busca consolidar el intervalo.
- Superficie: genera integridad y aísla acuíferos superficiales, soporta preventoras y revestimientos siguientes.
- Intermedio: se encuentra entre el de superficie y producción, busca asegurar el hueco perforado y permite perforar la siguiente sección.
- Producción
- Liner: permite separar zonas productoras para reducir el daño de perforación, éste no van hasta superficie.

- Programa actual de revestimientos

El programa de revestimientos propuesto en el programa de perforación del pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S, se presenta a continuación.

Tabla 7. Programa de Revestimiento

Tipo	Intervalo (Pies)	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (Pulg)	OD (Pulg)	Peso (Lbs/pie)	Tope cemento (ft)
<b>CONDUCTOR</b>	0 - 40	8 ½	7	23	Superficie
<b>SUPERFICIE</b>	40– 700	5 7/8	4½	11,2	550
<b>FINAL (hueco Abierto)</b>	700 – 3.937	3,9 – 3 7/8 – 2,98	N/A	N/A	N/A

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

– *Revestimiento conductor*

Se sentará el revestimiento conductor OD 7” a 40 pies, dentro del hueco de 8 ½”, con peso de 23 lb/ft - N – 80, se utilizará cemento clase G, con densidad de lechada de 13,5 ppg y un volumen de lechada de 1,2 Bbls, .con tope de cemento en superficie.

– *Revestimiento de superficie*

Se sentará el revestimiento de superficie OD 4 ½” a 700 pies, dentro del hueco de 5 7/8”, con peso de 11,2 lb/ft - N – 80, se utilizará cemento clase G, con densidad de lechada de 14,5 ppg y un volumen de lechada de 2,5 Bbls, con (TOC) tope teórico de cemento a 550 pies.

- Comentarios

El programa de revestimientos presentado en el programa de perforación incluye diámetros, pesos, etc., pero no hay ningún soporte. Durante la revisión tampoco se encontró el diseño de las tuberías, ni diseños de hidráulica, por lo tanto no se conocían las presiones generadas por el flujo del lodo a través de espacios anulares pequeños, esto causó problemas en la perforación.

- Propuesta

Se realizará un programa de revestimientos debidamente soportado, teniendo en cuenta la resistencia al estallido, al colapso y las contingencias ante cualquier eventualidad que impida llegar a TD.

### **3.4 PROGRAMA DE PRUEBAS DE INTEGRIDAD**

Las pruebas de integridad permiten conocer el gradiente de fractura y la integridad de la formación que se va a perforar. Entre las que se encuentran:

- Prueba LOT (Leak Off Test): Usada para determinar la máxima presión que puede resistir la formación antes de fracturarse. Las pruebas LOT se realizan después de haber cementado el revestimiento y perforado 10 ft de la siguiente sección. Es utilizada generalmente en pozos exploratorios.
- Prueba FIT (Formation Integrity Test): Determina la resistencia e integridad de una formación, a diferencia de la prueba LOT no se llega hasta la fractura de la formación y generalmente se realiza en pozos de desarrollo. Se debe tener en cuenta que una FIT no dará información para calcular la máxima presión anular permisible o la tolerancia al influjo.

- Programa de pruebas de integridad actual

Para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S no se estableció un programa de pruebas de integridad.

- Comentarios

La falta de un programa de pruebas de integridad, afectó directamente el rendimiento de la perforación, porque al desconocer las presiones de fractura se sobrepasaron causando pérdidas de circulación.

- Propuesta

Se presentará el procedimiento para realizar la prueba Leak Off Test la cual permite determinar el gradiente de fractura de la formación.

### **3.5 PROGRAMA DE BROCAS**

El programa de brocas permite visualizar el tipo de broca que se va a utilizar para cada una de las fases, su selección dependerá básicamente de:

- La formación que se va a perforar, debido a que formaciones abrasivas desgastan las aletas, dejando solamente la matriz. Para formaciones más duras, mayor número de aletas se requieren; de igual forma formaciones más blandas menor número de aletas.
- Objetivos de perforación.
- Análisis a la resistencia de compresión (más compresiva, más dura).
- Atributos al medio ambiente.
- Registros geofísicos.

- Programa de brocas actual

En la Tabla 8 se encuentra descrito el programa de brocas del pozo ANH – CAUCA – 10 – ST- S en el orden consecutivo de uso.

Tabla 8. Programa de Brocas

TAMAÑO (in)	CANTIDAD	Tipo de broca	INTERVALO (ft)	LONG. (ft)	OPERACIÓN
8½	1	Tricónica	0-40	40	TRICONANDO
3,90 x 2½	1	HQ 04 R	40-700	700	CORAZONANDO
5 7/8	1	Tricónica	40-700	700	ENSANCHANDO
3,90 x 2½	3	HQ 04 R	700-1.800	1.100	CORAZONANDO
2,98 x 1,9	1	NQ	1.800 - 2280	480	CORAZONANDO
3 7/8	1	Tricónica	1.800 -2280	480	ENSANCHANDO
2,98 x 1,9	1	NQ	2280 - 2820	540	CORAZONANDO
3 7/8	1	Tricónica	2280 - 2820	540	ENSANCHANDO
2,98 x 1,9	1	NQ	2.820 - 3300	480	CORAZONANDO
3 7/8	1	Tricónica	2.820 - 3300	480	ENSANCHANDO
2,98 x 1,9	1	NQ	3.300 – 3.937	637 (TD)	CORAZONANDO

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

Se debe tener en cuenta que este programa puede cambiar de acuerdo con lo encontrado durante la perforación. Cuando la rata de perforación sea baja sin causa aparente, se procederá a cambiar la broca de corazonar por una tricónica, hasta que se llegue a una formación donde se pueda reanudar el corazonamiento

- Comentarios

El programa de brocas se encuentra completo. Se recomienda adjuntar ficha técnica de las brocas.

- Propuesta

Se recomienda tener disponibilidad de varios tipos de brocas.

### **3.6 SECUENCIA OPERACIONAL**

A continuación se da una secuencia general de las operaciones a desarrollar:

- Adecuar la localización – Obras civiles.
- Trasladar equipos desde la base a la localización del pozo.
- Recibir equipo y chequear que se encuentren todos los equipos y materiales necesarios para iniciar la perforación.
- Armar los equipos, instalar el campamento y preparar lodo en superficie.
- Comenzar perforación del pozo con broca tricónica de 8 ½” hasta 40 pies, circular y sacar la sarta. Correr revestimiento de 7”.
- Cementar el revestimiento hasta superficie por el método Top Job.
- Instalar cabezal de 7-1/16”, 5000 PSI.
- Instalar y Probar Preventoras.
- Limpiar cemento.
- Armar sarta de corazonamiento HQ, corazonar 10 pies de formación y realizar prueba de integridad de la formación (FIT). Continuar corazonando en forma continua hasta 700 pies con broca impregnada HQ de 3,90” x 2.5”.

- Circular y sacar sarta hasta superficie.
- Correr programa de registros.
- Ensanchar hueco con broca tricónica de 5 7/8" desde 40 pies hasta 700 pies.
- Bajar revestimiento HW de 4 1/2" y cementar 150 pies, esperar fragüe.
- Bajar sarta HQ y broca tricónica 3 7/8", limpiar cemento, circular el pozo y sacar sarta hasta superficie.
- Armar sarta de corazonamiento HQ con broca de 3,90", bajar y corazonar 10 pies de formación y realizar LOT o FIT.
- Continuar corazonando hasta 1800 pies (o hasta el punto donde se presenta apretamiento de la sarta) con broca impregnada HQ de 3,9"x 2 1/2".
- A 1800 pies o en la profundidad a la que se presente inestabilidad o apretamientos del pozo sacar la sarta de corazonamiento HQ a superficie y bajar sarta de corazonamiento NQ (El objetivo es tener mejor anular para mejorar y acondicionar el pozo). A partir de este punto se continuará perforando intervalos de aproximadamente 500 pies y ensanchando con broca tricónica de 3 7/8" hasta alcanzar la profundidad final programada (TVD).
- Circular y sacar sarta.
- Correr programa de registros.
- Bajar sarta de perforación punta abierta hasta fondo y circular.
- Levantar sarta hasta la profundidad del primer tapón de abandono (3000 pies) y bombear tapón de cemento.

- Sacar sarta hasta 200 pies por encima del tope teórico del tapón y circular para limpiar el exceso de cemento que puede estar dentro de la tubería, continuar sacando sarta hasta superficie.
- Bajar sarta NQ con cortador hasta 500 pies, cortar, tensionar y recuperar tubería HW.
- Bajar sarta NQ punta abierta para verificar tope de primer tapón de abandono.
- Sacar sarta hasta 800 pies y bombear el segundo tapón de cemento de 200 pies, esperar fragüe, sacar sarta hasta superficie y desmontar BOP's.
- Bajar sarta NQ punta abierta para verificar tope del segundo tapón de abandono.
- Sacar sarta hasta 200 pies y bombear tercer tapón de cemento hasta superficie, sacar sarta NQ hasta superficie.
- Desarmar equipo de perforación y herramientas.
- Recuperación ambiental del área de perforación.
- Colocar placa de abandono de pozo.

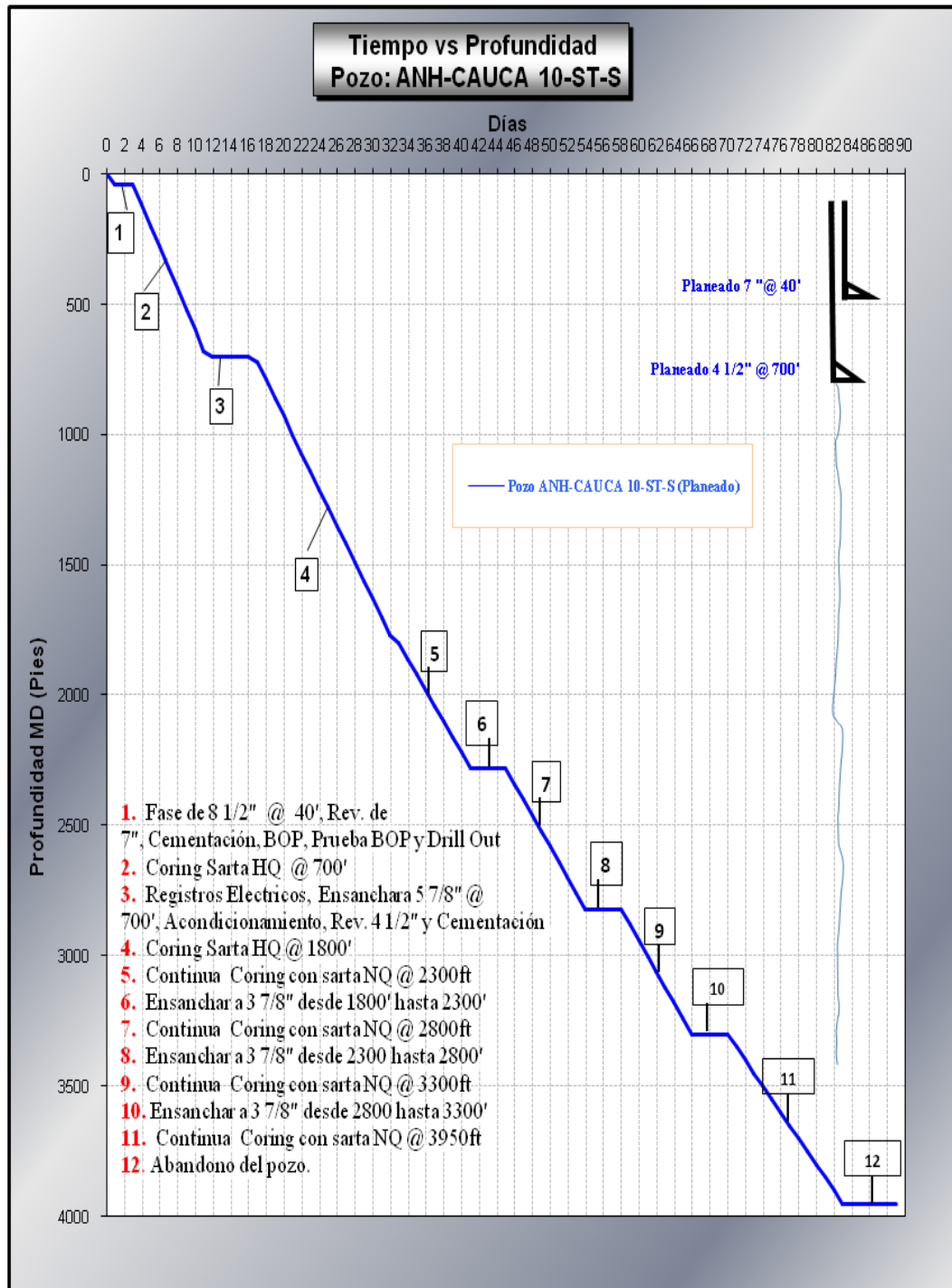
### **3.7 GRÁFICA TIEMPO Vs. PROFUNDIDAD**

Permite determinar el tiempo que durará la perforación.

- Gráfica actual Tiempo Vs Profundidad

En la Figura 9 se presenta el gráfico de avance de perforación que se programó para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S.

Figura 9. Tiempo Vs Profundidad Pozo ANH – Cauca 10 – ST –S



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- Comentarios

La gráfica de tiempo vs profundidad planteada para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S se presenta de forma muy general, lo cual no permite llevar un seguimiento de la operación adecuadamente.

- Propuesta

Se modificará la gráfica actual de tiempo Vs profundidad, de acuerdo con los diseños y programas que se presenten.

### **3.8 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN POR FASES**

Permite determinar el volumen y rendimiento de la lechada, así como los productos químicos requeridos para cementar el pozo en cada una de sus fases.

El objetivo de la cementación es fijar el revestimiento, ayudando a soportar el equipo de control de pozo; además obtener una buena integridad en el zapato y aislar las fuentes de agua fresca que posiblemente se encuentren.

- Programa actual de cementación por fases

En el programa de perforación del pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S, se presentó el siguiente programa de cementación.

- *Cementación de revestimiento conductor*

Para la cementación de este revestimiento se utiliza el sistema de cementación top job, desplazando con las bombas de cementación hasta colocar el cemento en posición dentro del anular.

Para cubrir el espacio anular desde 40 pies hasta superficie, se recomienda utilizar una lechada pesada “Tail” de 13,5 ppg a superficie y acelerada con cloruro de calcio.

– *Cementación de revestimiento de superficie*

Para la cementación de este revestimiento se utiliza el sistema de cementación convencional, desplazando con las bombas de cementación hasta colocar el cemento en posición dentro del anular.

Para cubrir el espacio anular desde 700 pies hasta 550 pies, se recomienda utilizar una lechada pesada “Tail” de 14,5 ppg acelerada con cloruro de calcio.

- Comentarios

El programa de cementación por fases para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S, no se encuentra detallado; aunque contiene información como los topes de cemento, densidad, métodos de operación, éstos no se encuentran soportados.

- Propuesta

Se presentará un programa de cementación completo, debidamente soportado y con los cálculos pertinentes.

### **3.9 PROGRAMA DE LODOS POR FASES**

El programa de lodos se realiza con el fin de establecer las propiedades reológicas, densidad y volumen de lodo necesario para permitir aplicar hidráulica, remover los cortes y evitar ocasionar pérdidas. Así mismo, para conseguir los productos químicos requeridos para perforar el pozo en cada una de sus fases.

- Programa de lodos actual

El programa de lodos presentado para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S, fue el siguiente.

- *Primer Intervalo 0 – 40 ft*

Para la primera fase se empleará Lodo Aquagel, con las propiedades mostradas en la Tabla 9; al llegar a los 40 ft se bombearán 20 Bbl de pídora viscosa para garantizar la limpieza del hueco.

Tabla 9. Propiedades del lodo (Intervalo de 0 pies – 40 pies)

PROPIEDADES DEL LODO					
Densidad (ppg)	Funnel Vis. (sec/qt)	VP (cp)	YP (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Geles (10/10/30)	pH
8,6	45 – 55	14 - 16	12 - 14	6/10/12	9,5

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

Tabla 10. Concentraciones lodo (Intervalo de 0 pies – 40 pies)

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/Bbls)	UNIDAD (lbs/unid.)
<b>BENTONITA</b>	16,00	50
<b>DETERGENTE</b>	0,50	50
<b>Q-PAC L/R</b>	0,25	100

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la Tabla 11 se presentan los posibles problemas a encontrarse y soluciones que pueden ser adoptadas.

Nota: La presencia de arcillas reactivas y areniscas conglomeradas de alta permeabilidad, podrían ocasionar derrumbes de las paredes del hoyo, arrastres e incluso atascamiento de tubería.

Tabla 11. Posibles problemas y soluciones (Intervalo de 0 a 40 pies)

PROBLEMA	SOLUCIÓN
<b>BAJA TASA DE PENETRACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disminuir parámetros reológicos.</li> <li>- Bombear material anti-embolante.</li> </ul>
<b>LIMPIEZA DEL HOYO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incrementar geología del lodo. Bombear píldoras viscosas.</li> <li>- Si observa alta rata de penetración (mayor a 150 ft/h), repasar cada tubo y circular 10 minutos cada 5 conexiones.</li> </ul>
<b>EMBOLAMIENTO DE LA BROCA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bombear píldoras con material antiembolamiento.</li> <li>- Bombear píldoras con concentración de 0,8 lpb de detergente.</li> </ul>

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- Segundo Intervalo 40 – 700 ft

En esta fase se empleará sistema de lodo disperso con las propiedades mostradas en la Tabla.

Tabla 12. Propiedades del Lodo (Intervalo de 40 pies – 700 pies)

PROPIEDADES DEL LODO					
Densidad (ppg)	Funnel Vis. (sec/qt)	VP (cp)	YP (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Geles (10/10/30)	pH
9,2	45 – 50	14 - 16	12 – 14	6/10/12	9,5

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

Tabla 13. Concentraciones del lodo (Intervalo de 40 – 700 ft)

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/Bbls)	UNIDAD (lb/unid)
<b>BENTONITA</b>	10,00	50
<b>PAC LV</b>	3,00	50
<b>CARBONATO MICRONIZADO</b>	45,00	50
<b>INHIBIDOR DE ARCILLAS</b>	10,50	540
<b>SODA CÁUSTICA</b>	1,00	100
<b>BARITA</b>	50,00	100
<b>LIGNOSULFONATO</b>	4,00	50

Fuente: Tomado y modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la Tabla 14 se presentan los posibles problemas a encontrarse y soluciones que pueden ser adoptadas para esta sección.

Tabla 14. Posibles problemas y soluciones (Intervalo de 40 a 700 ft)

PROBLEMA	SOLUCIÓN
<b>BAJA TASA DE PENETRACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disminuir parámetros reológicos.</li> <li>- Disminuir el contenido de sólidos livianos.</li> </ul>
<b>LIMPIEZA DEL HOYO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incrementar reología del lodo. Bombear píldoras viscosas.</li> <li>- Si observa alta rata de penetración (mayor a 50 ft/h), reparar cada tubo y circular 10 minutos cada 5 conexiones.</li> </ul>
<b>EMBOLOMIENTO DE LA BROCA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bombear píldoras con material antiembolamiento. Bombear píldoras con concentración de 0,8 lpb de detergente.</li> </ul>
<b>INESTABILIDAD DEL HUECO POR REACTIVIDAD DE ARCILLAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ajustar la concentración del inhibidor Químico.</li> </ul>

<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN PARCIAL</b>	- Si excede de 2 – 3 Bbls/h, bombear una píldora con 50 lbs de carbonato de calcio (70/75 – 115/120).
<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN TOTAL</b>	- Bombear píldora compuesta de 80 Lpb de carbonato de calcio 115/120, levantar la sarta y dejar en reposo por lo menos dos horas para curar la formación.

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- *Tercer Intervalo 700 – 3937*

Para esta fase se empleará sistema de lodo disperso con las propiedades mostradas en la Tabla.

Tabla 15. Propiedades del Lodo (Intervalo de 700 pies – 3937 pies)

PROPIEDADES DEL LODO					
Densidad (ppg)	Funnel Vis. (sec/qt)	VP (cp)	YP (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Geles (10/10/30)	pH
8,6	45 – 50	12 – 18	14 - 18	4/10/16	9,5/10,5

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

Tabla 16. Concentraciones del lodo (Intervalo de 700 ft – 3937 ft)

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/Bbls)	UNIDAD (lb/unid)
<b>BENTONITA</b>	10,00	50
<b>PAC LV</b>	3,00	50
<b>CARBONATO MICRONIZADO</b>	45,00	50
<b>INHIBIDOR DE ARCILLAS</b>	10,50	540
<b>SODA CÁUSTICA</b>	1,00	100

<b>BARITA</b>	50,00	100
<b>LIGNOSULFONATO</b>	4,00	50

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico  
ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la Tabla 17 se presentan los posibles problemas a encontrarse y soluciones que pueden ser adoptadas para esta sección.

Tabla 17. Posibles problemas y soluciones (Intervalo de 700- 3937 ft)

PROBLEMA	SOLUCIÓN
<b>BAJA TASA DE PENETRACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disminuir parámetros reológicos.</li> <li>- Disminuir el contenido de sólidos livianos.</li> </ul>
<b>LIMPIEZA DEL HOYO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incrementar reología del lodo. Bombear píldoras viscosas.</li> </ul>
<b>EMBOLAMIENTO DE LA BROCA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bombear píldoras con material antiembolamiento. Bombear píldoras con concentración de 0,8 lpb de detergente.</li> </ul>
<b>INESTABILIDAD DEL HUECO POR REACTIVIDAD DE ARCILLAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ajustar la concentración del inhibidor Químico. Incrementar la concentración del inhibidor de 7,5 a 10,5 lpb.</li> </ul>
<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN PARCIAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si excede de 2 – 3 Bbbs/h, bombear una píldora con 20 lbs de carbonato de calcio (70/75 – 115/120).</li> </ul>
<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN TOTAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bombear 30 Bbbs píldora compuesta de 40 Lpb de carbonato de calcio 115/120, y 20 Lpb de material de pérdida. Levantar la sarta y dejar en reposo por lo menos dos horas para curar la formación.</li> </ul>

Fuente: Tomado y Modificado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico  
ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- Comentarios

El programa propuesto presenta muchas falencias, en primera instancia se tiene un lodo con demasiado contenido de sólidos para levantar ripios por anulares tan pequeños como los de los pozos Slim Hole; además recomienda el uso de lodos dispersos los cuales incorporan mayor cantidad de sólidos al lodo, razón por la cual son los menos indicados para este tipo de pozos.

Finalmente se pudo evidenciar que las recomendaciones planteadas son para un programa de un pozo convencional y no para un pozo Slim hole.

- Propuesta

Se diseñará un programa de lodos con las características que se requiere para un pozo Slim hole en conjunto con la hidráulica para poder calcular las pérdidas de presión, optimización y limpieza sin causar pérdidas de circulación; sin olvidar que los caudales a usar son bajos y los anulares son restringidos. Ésto es fundamental para la eficiencia y consecución del objetivo del pozo.

### **3.9.1 Control De Sólidos**

El control de los sólidos es una función primordial que consiste en mantener el porcentaje mínimo de sólidos en el lodo. El contenido de sólidos afecta las propiedades del lodo y los comportamientos anulares en estos pozos.

- Control de sólidos actual

En la Tabla 18 se presentan los equipos para el control de los sólidos del lodo en el pozo ANH-CAUCA 10-ST-S.

Tabla 18. Recomendaciones de equipos de control de sólidos

EQUIPO	ESPECIFICACIONES
<b>SHAKER FG<math>\geq</math>6</b>	- Equipos en línea Mallas 140 Mesh, optimizar a 175 Mesh si el galonaje y el equipo lo permiten.
<b>MUD CLEANER (3 en 1)</b>	- Utilizar en forma continua: Shaker con mallas 175; desander (mín. 1 cono de 500 gpm); desilter (min. 4 conos de 100 gpm c/u)
<b>BOMBAS CENTRÍFUGAS</b>	- El desander y desilter deben tener bombas centrífugas de alimentación adecuadas para garantizar 30 psi en el manifold de succión de los conos.
<b>CENTRÍFUGA DECANTADORA DE ALTA</b>	- Utilizar una centrífuga decantadora de por lo menos 40 gpm para optimizar la recuperación de lodo. - Debe utilizarse para descartar sólidos de baja gravedad.
<b>SISTEMA ACTIVO DE LODOS</b>	- Debe tener las divisiones necesarias como Trampa de arena, división de succión para el desander, para el desilter, para la centrífuga decantadora y tanque de píldora.
<b>AGITACIÓN</b>	- Debe tener una correcta agitación en las divisiones - Debe tener pistolas de fondo para garantizar la homogeneidad en el lodo.
<b>FILTRO EN SUCCIÓN</b>	- Debe tener un filtro en la succión de la bomba de lodos para retirar partículas indeseadas del sistema.

Fuente: Tomado y Modificado de “Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011”

- Comentarios

El programa de control de sólidos está completo.

- Propuesta

Se recomienda sin embargo garantizar durante la operación el funcionamiento eficiente de los equipos.

### **3.10 PROGRAMA MANEJO DE DENSIDAD (MW) POR FASES**

Durante las operaciones el lodo debe mantenerse dentro del rango establecido, el cual es determinado por medio de la ventana del lodo. Ésto, con el fin de poder cumplir con las expectativas, manejar la integridad del pozo y así mismo, poder garantizar un recobro de los corazones en buenas condiciones para la realización de estudios futuros.

- Programa actual de manejo de densidad del lodo (MW) por fases

El programa de perforación establecido para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S, no cuenta con la ventana de lodo.

- Comentarios

La inexistencia del programa de lodo por fases afecta directamente la integridad del pozo, ocasionando retrasos en la perforación por los problemas presentados.

- Propuesta

Se presentará la gráfica de manejo de densidad del lodo por fases, teniendo en cuenta el rango establecido por la ventana de lodo a fin de conservar la integridad del pozo.






### **3.11 PROGRAMA DE BHA POR FASES**

El BHA (Botton Hole Assembly), es el ensamblaje de fondo que se requiere para colocar peso a la broca y está conformado por: Drillcollars (DC), Estabilizadores (SSTB), Martillos de perforación (DJ), Heavy Weight Drill Pipe (HWDP).

- Programa actual de BHA por fases

El programa de perforación que se desarrolló para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S, hace referencia solamente al ensamblaje del barril corazonador para la recuperación de núcleos (Ver Figura 10).

Figura 10. Ensamblaje del barril de corazonamiento

ÍTEM	HERRAMIENTA	LONGITUD	ID	OD
Core Barrel		10'	3.06"	3.5"
Reaming Shell		1.5'	3.06"	3.7"
Core Barrel		10'	3.06"	3.5"
Reaming Shell		1.5'	3.06"	3.7"
Core Head		0.8'	2.5"	3.77"

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

Además, se establecen los parámetros de corazonamiento a manejar durante las operaciones del pozo, que son:

- WOB: 2 – 8 Klbs
- RPM: 200 – 1000
- GPM: 10 - 25

Se debe tener en cuenta que estos parámetros pueden variar de acuerdo a requerimientos, estabilidad y dureza de la formación.

- Comentarios

El programa no incluye DC, HW, JAR, etc, debido a que no son necesarios para perforar, el WOB se aplica directamente con tubería. Sin embargo se requiere hacer un diseño de tubería un poco más detallado.

- Propuesta

Se presentará un diseño debidamente soportado, donde se incluya el tipo de tubería y las especificaciones para cada una de las fases.

### **3.12 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA LOCALIZACIÓN DE SUPERFICIE**

Teniendo en cuenta la simulación de fondo a superficie este análisis evalúa técnicamente la ubicación del taladro, que permite perforar con tendencia natural.

- Análisis de viabilidad técnica de la localización de superficie actual

Para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S no se cuenta específicamente con el Análisis de viabilidad técnica, simplemente se presenta el Diseño de la Locación.

En la Figura 11 se presenta el Lay out donde se puede observar la distribución de los equipos, dormitorios, oficinas dentro del área de la locación. Este diseño puede

ser modificado de acuerdo a las características de cada uno de los predios a intervenir

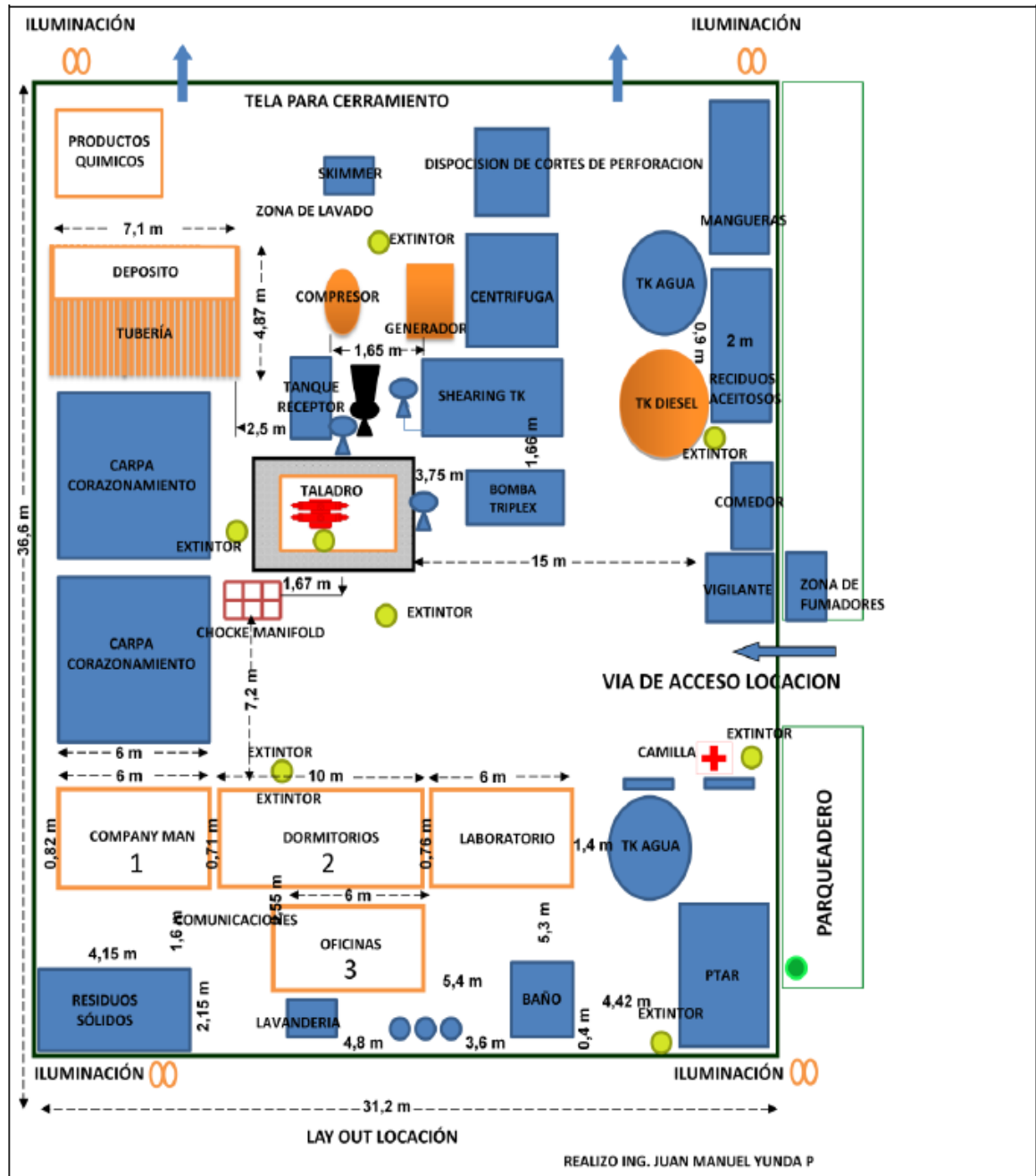
- Comentarios

Aunque se presenta el diseño de la locación, se debe hacer énfasis en la falta de un análisis de viabilidad técnica de la localización de superficie.

- Propuesta

Se presentará un análisis de viabilidad técnica de la localización de superficie, donde ésta cause el menor impacto ambiental posible. Cabe resaltar que su ubicación obedece al interés de la toma de muestras en una formación específica poco profunda.

Figura 11. Lay out Pozo ANH-CAUCA 10-ST-S



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

### **3.13 ANÁLISIS SOCIAL Y AMBIENTAL DE LA LOCALIZACIÓN**

Este análisis es de gran importancia debido a que su resultado será el instrumento para la toma de decisiones respecto a la ejecución del proyecto.

- Análisis social y ambiental de la localización actual

Aunque se realizó dicho programa de forma general para la campaña de perforación de los pozos estratigráficos. En el programa de perforación del pozo ANH-CAUCA-10-ST- S, no se registra un análisis social y ambiental de la localización del pozo.

- Comentarios

La falta de un análisis social y ambiental en la planeación puede llegar a impedir la ejecución del proyecto.

- Propuesta

Se propondrán los análisis que deben hacerse para realizar un análisis social y ambiental de la localización.

### **3.14 PROGRAMA DE TRAYECTORIA DEL POZO POR FASES**

Mediante el uso de la información disponible se traza la trayectoria óptima del pozo, para alcanzar de la forma menos complicado el objetivo. Con ésto se puede evaluar la tendencia de las formaciones a cambiar los parámetros direccionales, y de ésta forma definir los efectos de formación.

- Programa actual de trayectoria del pozo por fases

Dentro del programa de perforación desarrollado no se estableció un programa de trayectoria para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S.

- Comentarios

Aunque la trayectoria del pozo posiblemente es vertical y se maneja con los estabilizadores del BHA para corazonar, además de parámetros de perforación como bajo WOB y altas RPM, se hace necesario el diseño de un programa básico.

- Propuesta

Se darán las pautas para realizar un programa que permita definir la trayectoria óptima del pozo.

### **3.15 PROGRAMA DE HIDRÁULICA POR FASES**

El objetivo de este programa es optimizar la energía hidráulica requerida para la perforación. Para esto se debe:

- Perforar siempre con un caudal que garantice una adecuada limpieza del hueco.
- Calcular el Área de Flujo en la Broca (TFA "Total Fluid Area") que es el área de salida o los orificios que tienen las brocas para que el lodo pueda salir de ésta y golpear la formación y subir o ascender por el anular arrastrando los ripios hasta superficie.
- Calcular el caudal óptimo para perforar de acuerdo con el lodo usado.

- Programa actual de hidráulica por fases

Para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S no se estableció dentro del programa de perforación desarrollado un programa de Hidráulica por fases.

- Comentarios

La falta de un programa de hidráulica por fases no permite establecer los parámetros de perforación de las diferentes secciones que garanticen la óptima

limpieza del pozo, conllevando con ello a posibles taponamientos o pérdidas de circulación.

- Propuesta

Se diseñará un programa de hidráulica de acuerdo al nuevo sistema de lodos, resaltando caudales, optimización de la broca y lugares donde se causan las mayores pérdidas de presión. Todo con el fin de garantizar una limpieza continúa durante la perforación.

### **3.16 PROGRAMA DE WHA POR FASES**

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 el peso de las preventoras y parte del peso de los revestimientos que se bajan<sup>5</sup>.

- Programa actual de WHA por fases

El programa de WHA no se encuentra establecido en el Programa de Perforación del Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S.

- Comentarios

La falta de un programa de cabezal de pozo puede afectar la seguridad durante las operaciones de perforación, ocasionando pérdidas económicas y de tiempo.

- Propuesta

Se presentará un programa de WHA.

---

<sup>5</sup> MESA, Cristian; ROCHA, Edward. Programa de Perforación para un Futuro pozo en la Cuenca Tumaco teniendo como correlación el Pozo ANH-BVTURA- 1 –ST – P. Tesis, UIS. Bucaramanga, 2013.

### 3.17 PROGRAMA DE BOP POR FASES

Las BOP (Blow Out Preventer, Preventoras) se utilizan para el control de influjos de la formación. Cuando el BOP se cierra el anular entre la tubería y el hueco queda sellado.

- Programa actual de BOP por fases

Debido a la poca profundidad del revestimiento superficial y su bajo gradiente de fractura, se inicia con el equipo llamado Diverter conectado al revestimiento de 7". Se corazona hasta 700 pies de profundidad y luego se ensancha el hueco de 3,90" a 5 7/8", se baja el revestimiento de 4 1/2", se instala un equipo sencillo de control (SRA).

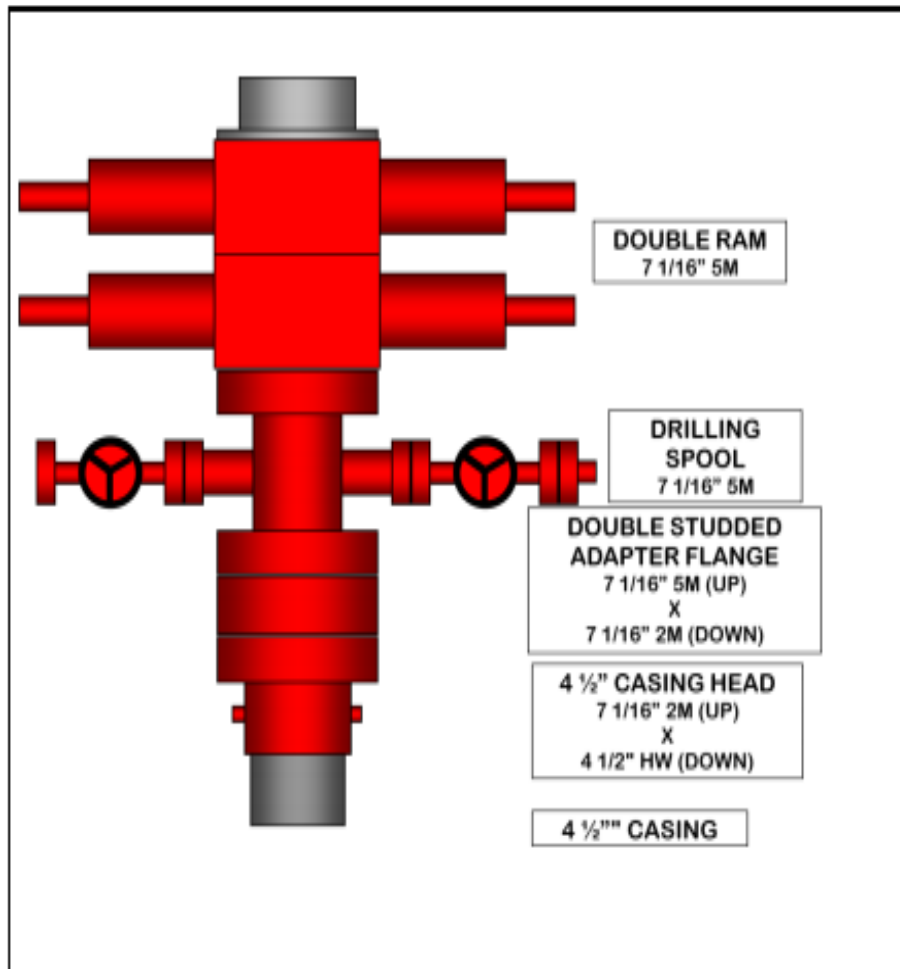
Se coloca un Casing Head Spool (CHS) al tope del casing de 4 1/2", con flange superior de 7-1/16" y dos salidas laterales de 2"; sobre el CHS se coloca un preventora tipo RAM de tubería, con flange de 7 1/16" @ 3000 psi, sobre el RAM se instala un BOP tipo anular de 7 1-1/16" @ 3000 psi, con presión de operación de 1.500 psi.

La presión para operación del Preventor de arietes, (RAM) y el anular (BOP) se suministra desde las bombas hidráulicas del taladro con capacidad hasta 5.500 psi, el control de apertura y cierre de las preventoras se realiza mediante electroválvulas choqueadas controladas desde la cabina del perforador, estas válvulas se ajustan para permitir que el cierre se realice en un tiempo entre 15 y 20 segundos, y evitar el aplastamiento de la tubería.

La línea de salida del CHS se conecta a través de una válvula a un sistema de choque manual y a través de esta se dirige a los tanques de lodo.

En la Figura 12 se puede observar un esquema del equipo de control de pozo (preventoras-BOP's).

Figura 12. Preventoras y Cabezal de Pozo



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- Comentarios

El programa de BOP por fases se encuentra completo. Sin embargo, el soporte de la profundidad de asentamiento del casing entre otros, puede generar cambios del mismo. Por otro lado se recomienda establecer específicamente el programa de BOP para cada una de las fases.

- Propuesta

Modificar el programa de BOP de ser necesario, de acuerdo a las alteraciones que se presenten durante el desarrollo de los programas faltantes y de los soportes para los programas ya existentes.

### 3.18 PROGRAMA DE ABANDONO DEL POZO

Luego de cumplir el objetivo propuesto, se procede al abandono. El abandono del pozo consiste en el taponamiento y cierre técnico del pozo.

- Programa actual de abandono

Para el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST- S se procede con el taponamiento de los pozos perforados de la siguiente manera:

- Se ubicarán tres taponos de cemento, uno de fondo, intermedio y de superficie, en medio de los cuales se dejará como relleno fluido de perforación apto para soportar el tapón de cemento, cada uno con las propiedades que se presentan en la Tabla 19.

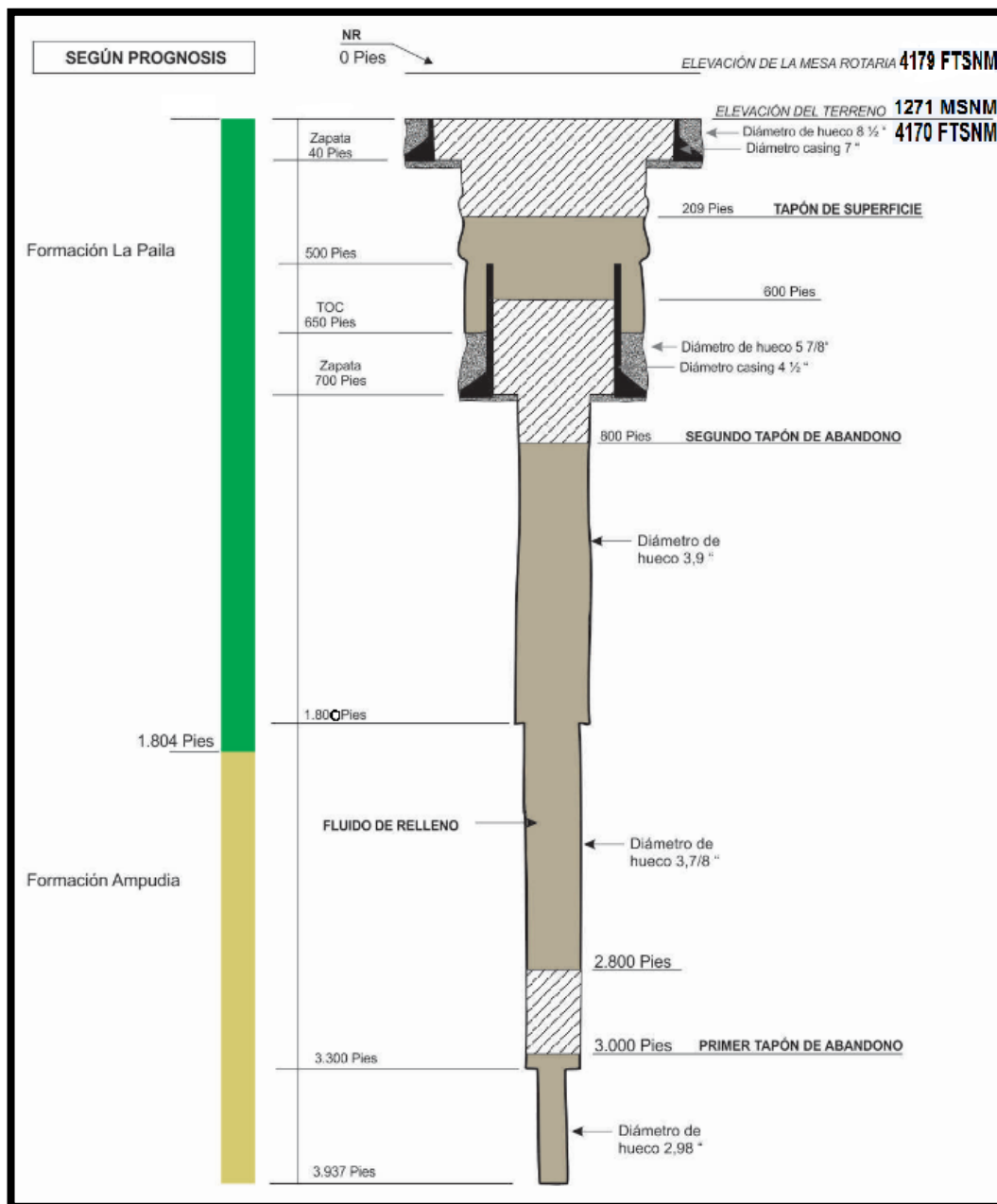
Tabla 19. Especificaciones de los Fluidos de Taponamiento

TAPON DE SUPERFICIE		TAPON DE FONDO		FLUIDO DE RELLENO	
Intervalo	0 - 200'	Intervalo	800' - 600'	Intervalo	3000' - 2800'
φ hueco	6,276" a 5 7/8"	φ hueco	4,026" a 3,9"	Diametro	3 7/8"
Lodo	Aquagel	Lodo	Disperso	Lodo	Disperso
ρ Lodo	8,6 ppg	ρ Lodo	9,6 ppg	ρ Lodo	9,6 ppg
CSG	OD 7" -23 lb/ft - N 80	CSG	OD4 1/2"-11,2Lb/ft-N80	CSG	N/A
Cemento clase	G	Cemento clase	G	Cemento clase	G
Lechada Principal	14,5 PPG	Lechada Principal	14,5 PPG	Lechada Principal	14,5 PPG
Volumen de Lechada	7,14 bbls	Volumen Total	3,11 bbls	Volumen Total	3,11 bbls

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la Figura 13 se presentan los intervalos para el taponamiento del pozo ANH-CAUCA 10-ST-S.

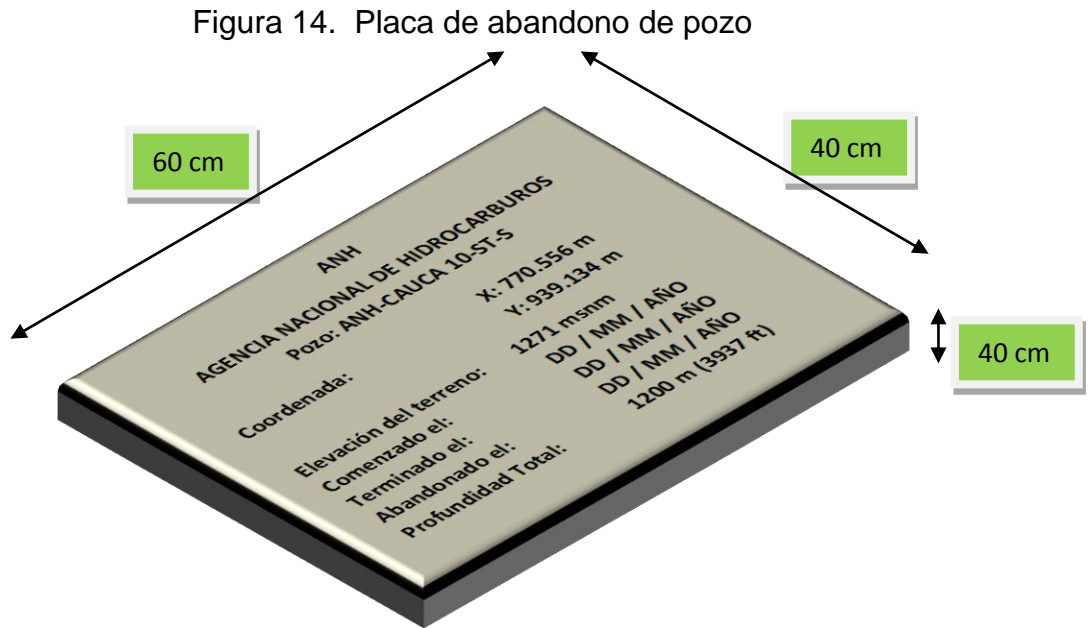
Figura 13. Esquema de los intervalos del taponamiento del pozo



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- Placa de abandono del pozo

Para la identificación del pozo ANH-CAUCA 10-ST-S, se ubica un mojón de cemento y una placa metálica sobre el mismo, en el punto exacto perforado. En la Figura 14 se presenta un esquema final de la placa de abandono.



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

En la placa metálica que será ubicada sobre el mojón de cemento se consignarán los datos más relevantes del pozo como se muestra en la siguiente figura:

Figura 15. Placa metálica de identificación para pozo ANH –CAUCA 10–ST –S.

<b>ANH</b>	
<b>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS</b>	
<b>Pozo: ANH-CAUCA 10-ST-S</b>	
<b>Coordenada:</b>	<b>X: 770.556 m</b> <b>Y: 939.134 m</b>
<b>Elevación del terreno:</b>	<b>1271 msnm</b>
<b>Comenzado el:</b>	<b>DD / MM / AÑO</b>
<b>Terminado el:</b>	<b>DD / MM / AÑO</b>
<b>Abandonado el:</b>	<b>DD / MM / AÑO</b>
<b>Profundidad Total:</b>	<b>1200 m (3937 ft)</b>

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

- **Comentarios**

El programa de abandono presentado en el programa conceptual de perforación para el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S se encuentra completo y debidamente soportado.

- **Propuesta**

Ajustar el programa de abandono de pozo de ser necesario, de acuerdo con la situación final del pozo.

#### **4. ANÁLISIS PROGNOSIS, PROGRAMA DE PERFORACIÓN E INFORME FINAL POZO ANH – CAUCA 10 – ST – S**

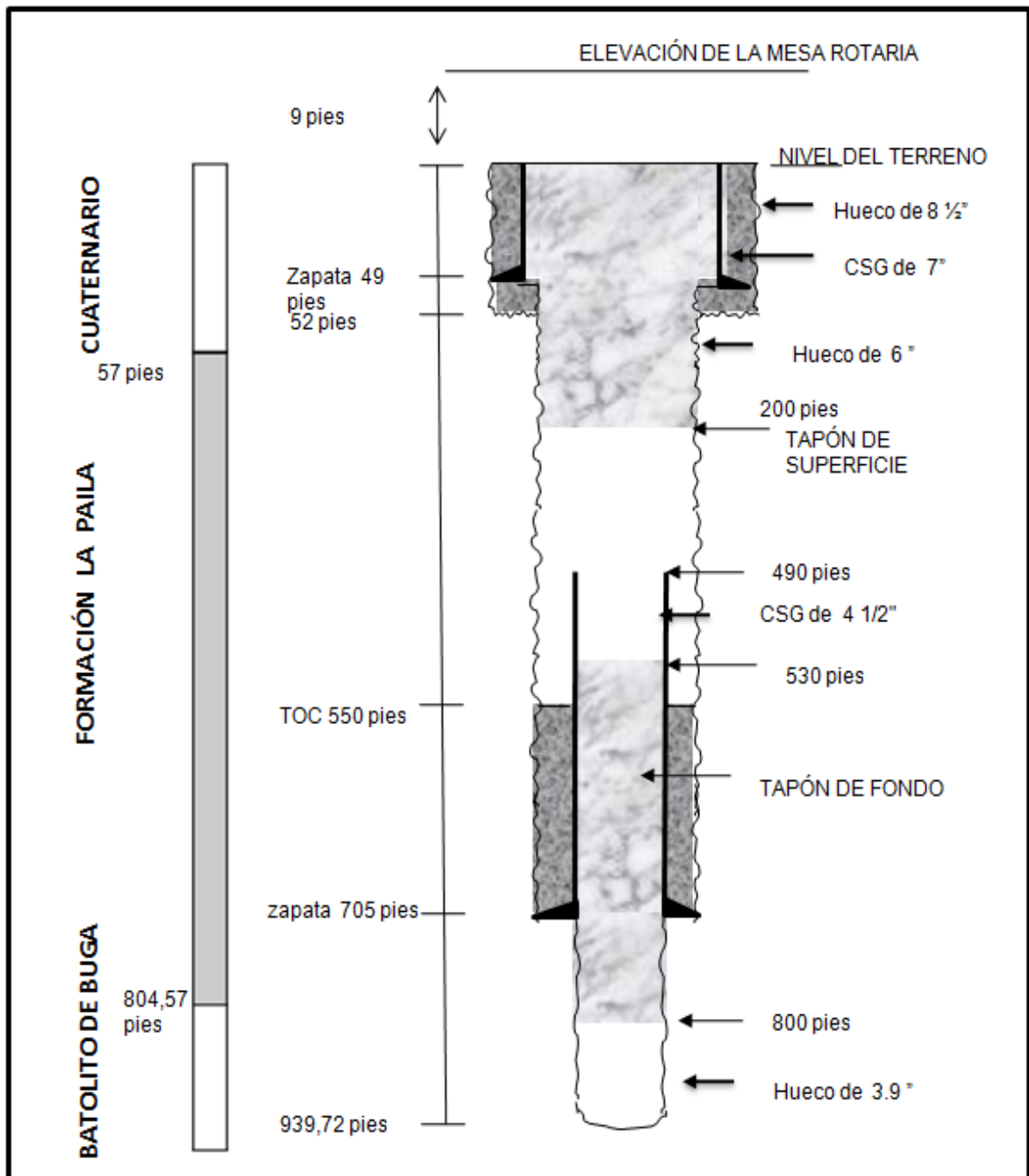
Al revisar el programa de perforación del Pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S se puede observar que se tiene un programa incompleto, la información con que se cuenta es muy básica, lo que complica claramente el buen análisis y evaluación del mismo. En cuanto a los subprogramas algunos se encuentran bien soportados pero otros carecen de especificaciones lo cual influyó significativamente en los resultados obtenidos.

En cuanto a la prognosis se puede inferir, que ésta es deficiente, falta información importante y determinante para poder realizar una perforación exitosa. La actividad de planeación no se realizó adecuadamente, se saltaron detalles y datos indispensables para poder alcanzar los objetivos propuestos.

Respecto a la localización del pozo se cumplió con las coordenadas de superficie propuestas en el programa conceptual de perforación. Para el desarrollo de éste se tenía programado un total de 89 días de operaciones teniendo como objetivo alcanzar una profundidad total de 3937 ft, pero debido a problemas de tipo geológico se tuvo que abandonar el pozo a los 27 días, lo que se debió posiblemente a la deficiente prognosis geológica realizada y falta de planeación técnica.

En el estado mecánico final del pozo se puede analizar que se estaba siguiendo con el programado pero fue necesario el abandono del mismo antes de lo previsto como se muestra en la Figura 16. Debido al riesgo que se presenta frente al desconocimiento geológico en el momento de encontrar basamento.

Figura 16. Estado Mecánico Final de Pozo ANH- CAUCA 10 – ST – S



Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS.

El día 03 de Marzo del 2011, se dio inicio a las actividades de perforación tipo “Slim Hole” del pozo ANH-CAUCA-10-ST-S y se abandonó el día 3 de Abril a 939,72 ft perforados debido a inconvenientes internos del pozo, sin alcanzar la profundidad programada (3937 ft).

A continuación se presenta el resumen de operaciones:

- Primera sección

El día 03 de marzo de 2011 se iniciaron las actividades de perforación tipo “slim hole” para obtener núcleos de broca de 2.44” utilizando barril corazonador de 10 pies con broca de 3.9”. Se perforó hueco con broca tricónica de 8 ½” desde 0 hasta 52 pies, tubería HW, a esta profundidad se recuperaron 2 muestras de zanja de 14,42 hasta 52 pies, con WOB de 1600/2000 psi, 100/250 rpm, torque: 550 y 10/20 gpm; se utilizó lodo Aquagel con densidad de 8,5 lpg. El intervalo de muestras de zanja se caracterizó por la presencia de areniscas en un 90 % con matriz arcillosa en un 10% y abundantes máficos. Se asentó el casing de 7” a 49 pies y se cementó. Se desplazan 1,5 barriles de agua, se bombean 1,6 barriles de cemento, densidad: 13 lpg. Se esperó fragüe de cemento y se colocaron las preventoras 7-1/16 x 11” – 3m, campana y flow line. Prueba del BOP’s a 300-500 psi, ok.

En esta etapa se presentó pérdida de circulación de 15 Bbls de lodo por lo que se bombeó píldora anti pérdida con concentración de 44 lb/ Bbl de CaCO<sub>3</sub> y 20 lb/ Bbl de cáscara de arroz.

- Segunda sección

Se inició corazonamiento desde 52 pies hasta una profundidad de 705,16 pies con broca de 3,9” con WOB de 800-2000, 200-300 rpm y 15-25 gpm, con un porcentaje de recuperación del 94,10%. Se presentaron problemas de pérdidas de circulación parcial/total durante toda esta etapa y problemas de tipo operacional (daños en el top drive, centrífuga, bomba del tanque de lodo). Hubo atascamiento

de Core Barrel por presencia de sedimentos de lodo (bentonita) pero fue efectivamente recuperado. El día 18-19 de marzo se acondicionó el pozo para toma de registros y se tomaron registros de: Temperatura, Caliper, Resistivity (FE, SP y Gamma Ray), Neutrón, Sonic, Full Wave Sonic, Acoustic televiwer y Dipmeter, sin problemas. El día 20 de marzo se inició ensanchamiento de hueco con broca tricónica de 6" desde 54 pies hasta una profundidad de 705,16 pies, con WOB 1000-2000, 200-250 rpm y 25 gpm, lodo con una densidad promedio de 8,6 lpg, VP: 12 cp y 25% Volumen de Sólidos. Se sacó la sarta de ensanchamiento, se desmontó BOP y se acondicionó el cabezal de pozo, se instaló casing spool y casing hanger. Se asentó casing de 4 ½" a 705 pies; se realizó cementación del revestimiento (se preparó lechada con 1,8 Bbls de agua y 11 sx de cemento clase g), se desplazan 2 barriles de agua, se bombean 2,7 Bbls lechada de cemento, densidad: 14 lpg, (tope del cemento: 550 pies, base: 705,16 pies).

En esta etapa también se presentaron pérdidas de circulación total/parcial y se bombeó píldora anti pérdida (En los diferentes tramos se utilizó cascarilla de arroz y finalmente se controlaron las pérdidas con sx de aserrín). Se lleva un total de volumen perdido de 959 Bbls.

- Tercera sección

Se bajó tubería con broca tricónica 3 7/8" hasta 701 pies y se limpió hasta 705,16 pies, se sacó broca tricónica y conectó broca corazonadora de 3,9" y se inició a bajar tubería hasta 70 pies, debido a que se apagó el equipo, se revisó y se observó daño en alternador del taladro. Se suspenden las operaciones. Se sacó broca corazonadora con tubería HQ hasta superficie, se realizó prueba de integridad a 315 – 465 psi OK. Se decidió desconectar la preventora debido a que el equipo no funcionaba al 100%, después se bajó broca corazonadora con tubería HQ hasta fondo reiniciando el corazonamiento con WOB de 1600 lb, rpm de 300 y gpm de 25. A 782,97 pies se sacó tubería HQ con broca corazonadora hasta superficie y se limpió broca debido a que los jets se encontraban tapados. Se

continuó corazonando hasta 833,98 pies y se cambió broca corazonadora de 3.9" debido a que se encontraba desgastada; se bajó tubería con la nueva broca corazonadora y al tratar de reiniciar el corazonamiento el Top Drive no rotaba, se observó daño nuevamente en el alternador, se reparó el equipo y se continuó con el corazonamiento hasta 911,51 pies con parámetros de operación de WOB de 1800, rpm de 300 y gpm de 25.

Se sacó tubería para bajar broca tricónica de 3-7/8" por posible presencia de roca ígnea. Y se perforó con broca tricónica hasta 927,73 pies. Se decidió corazonar nuevamente debido a que las brocas tricónica estaban desgastadas, se corazonó hasta 939,72 pies. Se ordenó detener el corazonamiento, se circuló pozo y se sacó tubería hasta zapata 705 pies. Se corrieron registros (GR, Caliper, Temperatura, SP, Resistividad, Density, Caliper, GR, Neutrón, GR, Dipmeter, Verticality y Sónico).

El 2 de Abril se bombeo el primer tapón de abandono a una profundidad de 530 pies a 800 pies y el segundo tapón desde superficie hasta 200 pies.

En el resumen de operaciones se puede observar que se encontró taponamiento de los jets, esto debido a la falta de limpieza, la cual no se podía solucionar con un aumento en el galonaje porque la presión se incrementaría por encima del límite de la bomba, todo ello como consecuencia del anular tan pequeño y al lodo con tantos sólidos. Por ello se recomienda equipos con mayor área de flujo y capacidad, tuberías más pequeñas o brocas de mayor diámetro. Todo esto se hubiera podido evitar con un programa de lodos y de hidráulica, correcto y debidamente soportado.

#### **4.1 BROCAS**

Durante el desarrollo de la operación se utilizaron las siguientes brocas:

Tabla 20. Brocas Pozo ANH – CAUCA 10 – ST - S

#	Marca	Tipo	Diámetro (Pulgadas)	No. Serie	Hrs Netas Perforando	Ft Perforados
1	VAREL	Tricónica – R.G.	8,50	MHP11	5,3	52,00
2	VAREL	W44738	5,875	0517219 DS	1,3	2,00
3	FO-EXTREME	TX-4583905	3,90	83520-03	17,0	118,32
4	VAREL	API321	3,875	19309	16,8	87,38
5	FO-EXTREME	-	3,90	3CX46-07	119,1	590,93
6	VAREL	HA-537 SL	6,00	40063	36,0	473,00
7	VAREL	-	6,00	ST-PR5856	14,5	182,00
8		HWL-3TX46	3,90	83680-8	28,0	98,74

Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS.

Analizando el programa conceptual de perforación para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S, se puede observar que inicialmente se cumplió con lo establecido para la primera sección, para la segunda sección (40-700 ft) gracias a la dureza y a la abrasión de las formaciones no se logró cumplir con lo programado y se presentó desgaste de las brocas debido a la presencia de roca ígnea con la cual no se contaba en la planeación, finalmente debido al desgaste de la broca tricónica se hace necesario utilizar una corazonadora para continuar con la operación de la tercera sección, todo ésto posiblemente a causa de la falta de información y desconocimiento geológico de las formaciones a perforar.

## 4.2 REGISTROS

Los registros eléctricos fueron tomados como se tenían planeados, pero se encuentra una inconsistencia en cuanto a la profundidad. Se tenía planeado correr los registros para los intervalos de 0 a 700 pies y de 700 a 3.937 pies, pero a causa de que no se alcanzó la profundidad programada realmente se corrieron de 0 (cero) a 705,16 pies, y de 0 (cero) a 939,72 pies.

Antes de correr los registros se realizó la inspección de las condiciones del vehículo y de cada una de las sondas de registro, con el fin de asegurar el cumplimiento de los estándares que exige la operación.

En el desarrollo de esta actividad no se presentaron problemas por las condiciones de estabilidad del pozo.

## 4.3 CEMENTACIÓN Y REVESTIMIENTO

Las operaciones de cementación se realizaron de acuerdo a lo planeado, no se presentaron problemas operativos ni de seguridad personal. En la tabla se relacionan las especificaciones técnicas de los revestimientos y la cementación realizada en el pozo.

Tabla 21. Cementación y Revestimiento del pozo

Diámetro Del Hoyo (Pulg.)	Revestimiento			Vol./Den Lechada (Bls/Ppg)	No. De Sacos Y Clase De Cemento	Tope Del Cemento (Pies)
	Diámetro (Pulg.)	Clase	Anclado (Pies)			
8 ½	7	Conductor	49	1,6 / 13	10 scx \ clase G	0
6	4 ½	Superficie	705	2,7 / 14	11 scx \ clase G	550

Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS

#### 4.4 LODO Y CONTROL DE SÓLIDOS

Durante todas las operaciones el lodo se mantuvo dentro del rango de densidad estipulado previamente en el programa conceptual de perforación, sin embargo se debe tener en cuenta que la densidad del lodo propuesto es demasiado alta (Ver tabla 22), además de tener demasiado contenido de sólidos. Ésto fue posiblemente lo que conllevó a las pérdidas de circulación, debido a que en un pozo Slim Hole hasta el 90% de las pérdidas de presión se producen en el anular, ésto implica que la densidad del fluido de perforación, material pesante (sólidos) que se utiliza, la viscosidad y las tasas de flujo deban ser consideradas cuidadosamente cuando se perforan este tipo de pozos.

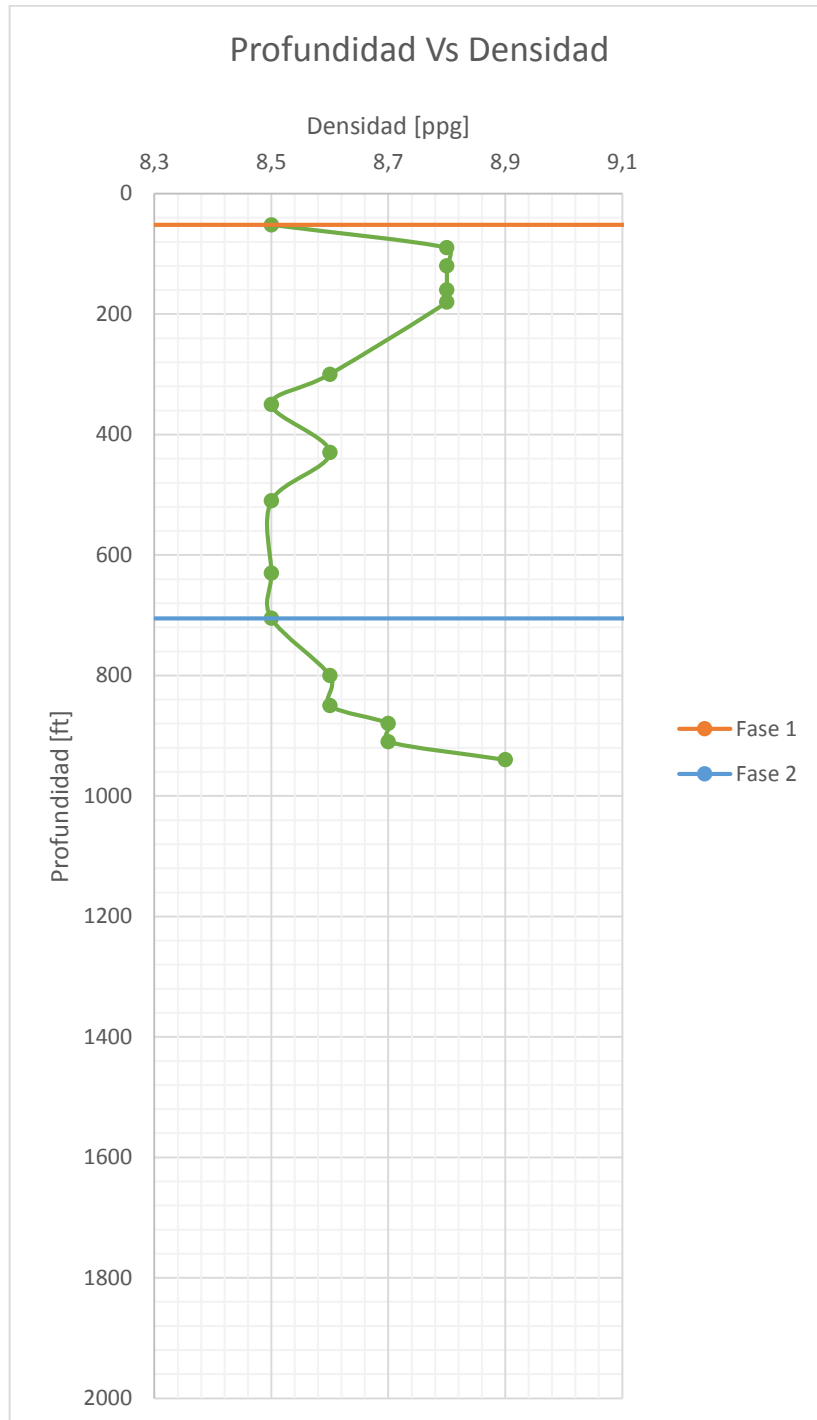
En general se recomiendan fluidos con bajo contenido de sólidos para evitar el recubrimiento interior de la sarta y de baja viscosidad para evitar una densidad equivalente de circulación excesivamente alta.

Tabla 22. Densidad del fluido de perforación

PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
<b>Densidad (ppg)</b>	8,5 – 8,8	8,5	9,2	8,6

Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS.

Figura 17. Gráfica Profundidad vs Densidad



Para la perforación del pozo ANH-CAUCA 10-ST-S, se utilizaron shale shakers como equipo primario de control de sólidos configurada con las tres mallas 120 API (175 mesh). Se observó buen desempeño del equipo, teniendo en cuenta las limitaciones de anulares (tanto hueco-formación como diámetro interno tubería-barril corazonador). Cabe resaltar que este equipo se recomienda en el programa conceptual de perforación; sin embargo de acuerdo al lodo que se propuso en el programa, se cree que este equipo no fue suficiente debido al elevado contenido de sólidos del lodo, lo que conllevó posiblemente a los taponamientos.

#### **4.5 ABANDONO DEL POZO**

Debido a que no se alcanzó la profundidad prevista, el programa de abandono no se siguió de acuerdo a lo planeado, inicialmente se estableció la utilización de tres tapones, pero realmente se utilizaron dos.

Una vez se decidió abandonar el pozo, para cumplir con la normatividad, se ubicaron dos tapones de cemento, el primero en fondo con tope en 530 pies y base en 800 pies, con diámetro de 3,90 pulgadas, con volumen total de lechada de 2,7 Bbls y densidad de lechada de 14 ppg y el segundo desde superficie hasta 200 pies, con diámetro de 6" con volumen total de lechada de 1,6 Bbls y densidad de lechada de 13 ppg. Las operaciones en el pozo culminaron el día 03 de Abril de 2011; posteriormente se continuó con las actividades de movilización de equipos de la locación para la perforación del siguiente pozo.

En la Tabla 23 se presentan las especificaciones técnicas de los tapones de cemento ubicados en el pozo y del fluido de relleno que se encuentra en medio de estos tapones.

Tabla 23. Especificaciones tapones de cemento y fluido de relleno

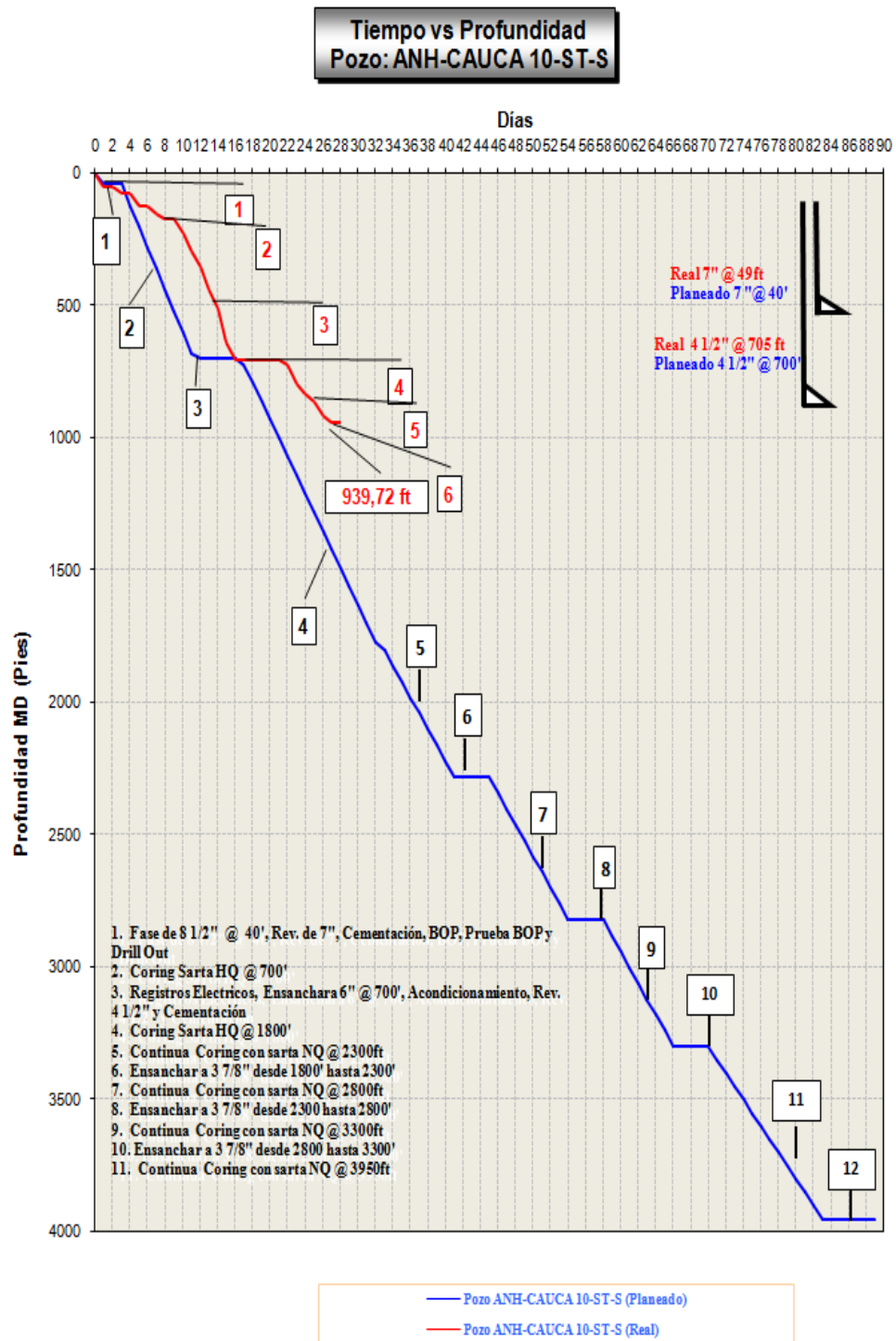
TAPONES DE SUPERFICIE		TAPONES DE FONDO		FLUIDO DE RELLENO	
Intervalo (pies)	0 – 150	Intervalo (pies)	600 – 800	Intervalo (pies)	150 – 600
Φ Hueco (Pulg)	6,276" a 6,00"	Φ Hueco (Pulg)	3,9	Diámetro (Pulg)	3,9
Lodo	Base agua	Lodo	Base agua	Lodo	Base agua
ρ Lodo	8.8 ppg	ρ Lodo	8,8 ppg	ρ Lodo	8,8
CSG	OD 7"-23 lb/ft	CSG	OD 4 ½"-11,2 lb/ft	CSG	N/A
N/A	G	Cemento clase	G	N/A	
Lechada Principal	13,5 ppg	Lechada Principal	13,5 ppg		
Vol. De lechada	5 Bbls	Vol. De lechada	3.35 Bbls		

Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS.

#### 4.6 PROBLEMAS OPERACIONALES

Durante el desarrollo de la perforación se presentaron algunos problemas que posiblemente están asociados a la falta de planeación y a los malos diseños propuestos. Estos problemas no previstos impidieron que se cumpliera con el tiempo total de trabajo que se planteó en el programa como se observa en la Figura 18.

Figura 18. Tiempo Vs Profundidad (Planeado – Real)



Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS.

Como se pudo observar en el resumen de operaciones, en todas las secciones se presentaron pérdidas de circulación debido a las características de las formaciones y litologías, algunas poco consolidadas, otras con gran cantidad de conglomerado compuesto desde rocas ígneas hasta arenas cuarzosas. Los componentes de esta formación son de muy mala selección con lo cual se puede pensar en espacios o pequeñas fracturas propias de la formación, e intercalaciones de cenizas volcánicas, ésto permite que se formen grietas por las cuales se pierda el fluido. Éstas aunque fueron previstas para la segunda y tercera fase en el programa, ocasionaron retraso en el avance de la perforación.

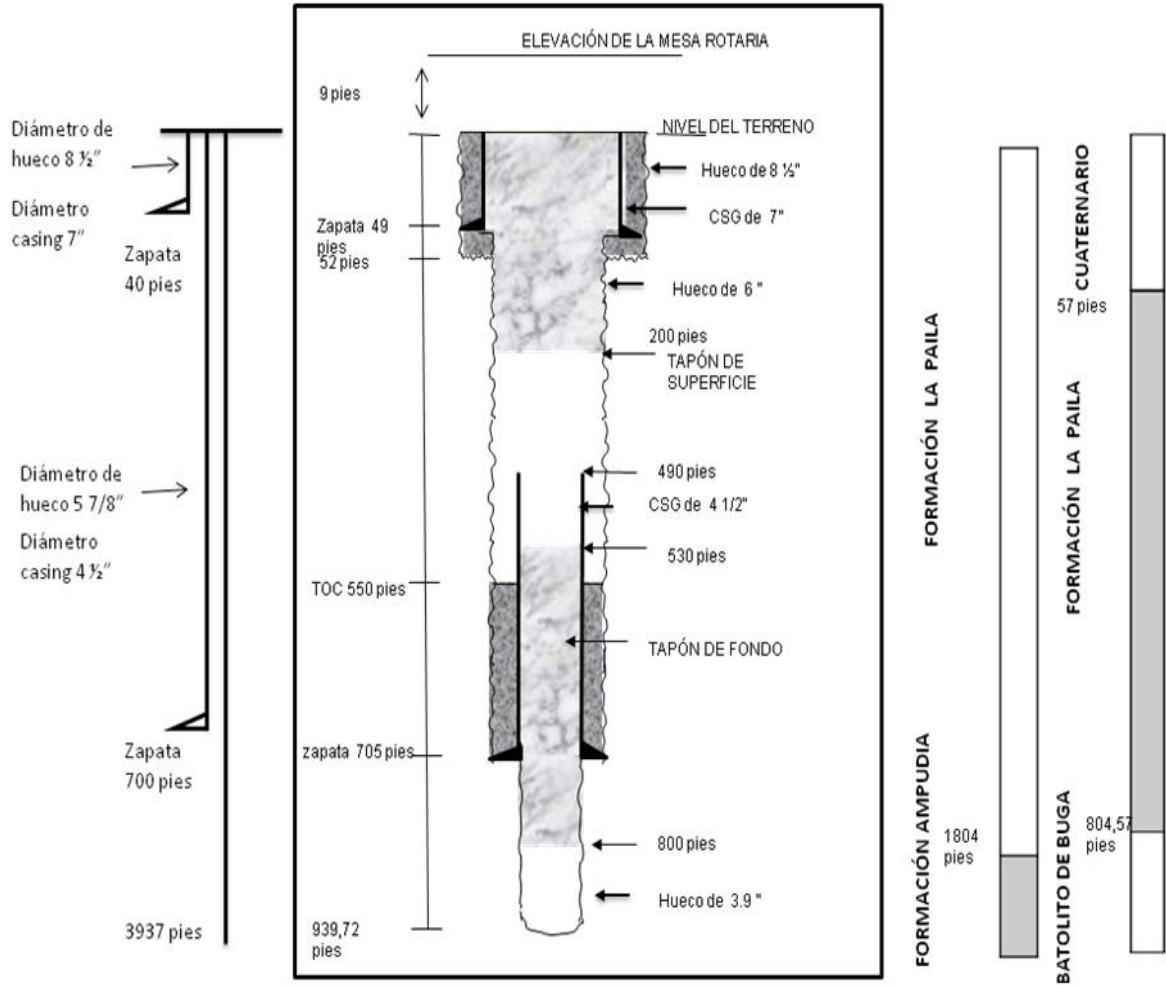
Además de las pérdidas de circulación, se presentaron problemas como baja tasa de penetración, embotamiento de la broca e inestabilidad del hueco debido a la reactividad de las arcillas.

A medida que trascurrieron las actividades planeadas, se presentó un problema adicional durante el corazonamiento a los 120 pies de profundidad, se encontró un influjo de agua con pH de 13, alto contenido de calcio, PF de 3.8 y MF de 5.8, y se tuvieron que bombear 3 Bbl. con material de perdida (1-1/2 sx de cascara de arroz y 2 sx de CaCO<sub>3</sub>).

Adicional a esto se presentó taponamiento de los Jets, posiblemente debido a la falta del programa de hidráulica que no permitió establecer el caudal, TFA y diámetro óptimo, que garantizará la energía hidráulica requerida para obtener una excelente limpieza del hueco durante la perforación.

La Figura 19. Muestra comparativamente el estado mecánico programado inicialmente para el pozo, y el estado mecánico final del pozo, donde se observa la ubicación de los tapones de cemento, además de la prognosis frente a la columna real.

Figura 19. Estado Mecánico Pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S  
(Programado Vs Real)



Fuente: Tomado de Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS.

Finalmente la operación en el pozo culminó el 29 de Marzo del 2011 siendo el día 27 de operación; se llegó a una profundidad total medida de 939,72 pies perforados con 831,64 pies de núcleos recuperados equivalente a un porcentaje de recuperación del 95,43%.

Se puede concluir que para perforar un pozo estratigráfico Slim hole es necesario realizar una planeación tan buena como para cualquier pozo convencional, con todos los programas y el análisis requerido para este tipo de pozos, a fin de garantizar la obtención de buenos resultados y evitar problemas que se pueden prever con anterioridad. Como se pudo apreciar en el caso del Pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S el trabajo que se realizó no fue el adecuado, por falta de análisis, planeación e información. Por ello se crea la necesidad de diseñar un Programa de perforación completo para Pozos Slim Hole en la Cuenca Cauca Patía que cumpla con todas las especificaciones y requisitos necesarios con el fin de ser una guía para la perforación exitosa de futuros pozos en esta zona.

## **5. DIFERENCIA EN EL DISEÑO DE UN POZO CONVENCIONAL Y UN POZO SLIM HOLE**

La aplicación de la Tecnología Slim Hole en la industria petrolera se ha dado gracias a que ésta permite explorar grandes áreas a un menor costo en comparación con la perforación convencional. Slim Hole se refiere a un pozo cuyo diseño consiste en llegar a la profundidad total con un diámetro de hueco más pequeño de lo normal comparado con el diámetro de hueco final de un pozo convencional. La reducción de costos se obtiene por el uso de diámetros tubulares reducidos, tamaños más pequeños en los equipos de perforación, locaciones más pequeñas, menor disposición de los ripios de perforación, menos cemento, menos fluidos de perforación, así como la capacidad de perforar el pozo y completarlo en un período de tiempo más corto.

Para lograr tasas óptimas de penetración la tecnología Slim Hole utiliza altas RPM y bajo peso sobre la Broca (WOB), lo que da lugar a una diferencia de equipamiento primario comparado con las plataformas de perforación convencionales.

### **5.1 HIDRÁULICA**

En la planificación de un Slim Hole es importante tener en cuenta factores críticos asociados a la Hidráulica de perforación, debido a que el flujo de fluidos se ve afectado por:

- Pequeñas variaciones en la geometría del pozo
- Posición de la varilla de perforación respecto al eje del pozo
- Velocidad de la barra de taladro

Estos factores que son insignificantes en la tecnología convencional, aumentan en gran medida la dificultad para controlar las presiones en la tecnología Slim Hole.

## **5.2 TUBERÍAS**

Una de las características de los Pozos Slim Hole son espacios anulares más pequeños los cuales están ligados a la reducción de costos especialmente en el transporte de las tuberías, ya que este tipo de tecnología permite que se usen tuberías de menor tamaño y menor peso si se compara con las utilizadas en la perforación convencional.

## **5.3 CEMENTACIÓN**

Para los pozos Slim Hole se requiere un trabajo de cementación adicional ya que al hablarse de espacios anulares pequeños, es necesario desarrollar técnicas que permitan realizar de manera adecuada la cementación y obtener éxito en la operación.

## **5.4 SISTEMA DE CIRCULACIÓN**

Debido a las altas velocidades anulares en el pequeño espacio anular y a los cortes más finos que se levantan en el pozo, las velocidades de circulación requeridas por la tecnología Slim Hole varían significativamente respecto a las convencionales de los campos petroleros. Proporciones de caudales comunes cuando se utiliza un rango de barra HQ de 20 a 40 gpm [1.26 (E-03) hasta 2.52 (E-03) m<sup>3</sup>/s], mientras que cuando se utiliza la varilla BQ las proporciones de los caudales varían desde 8 a 15 gpm 5.05 (E-04) a 9.46 (E-04) m<sup>3</sup>/s.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> WALKER, Scott H; MILLHEIM, Keith. Un enfoque innovador para la perforación de exploración y explotación – El sistema de perforación de agujero angosto a alta velocidad. Amoco Production Company, Centro de investigación. Tulsa.

## **5.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Para los pozos Slim Hole lo importante en cuanto al fluido de perforación es utilizar un fluido “Sin sólidos”, lo más limpio posible, además de considerar cuidadosamente la densidad del fluido, la viscosidad y las tasas de flujo. A diferencia de los Pozos Convencionales en los cuales el 90% de las pérdidas se presentan en la tubería y en las boquillas de la Broca, en los Pozos Slim hole el 90% de las pérdidas de presión se presentan en el anular. El lodo de perforación es un fluido determinante para evitar atascamiento de herramientas y altas pérdidas de circulación.

Otros beneficios que brinda la tecnología Slim Hole frente a la perforación convencional es la reducción de emisiones de ruido, reducción de transporte para la movilización de equipos a causa del tamaño pequeño de los equipos que contribuyen al ahorro general.

Finalmente, para el estado económico actual de la Industria petrolera es importante el potencial que ofrecen los pozos Slim Hole para reducir significativamente los costos de perforación. La reducción de costos de un Slim Hole está entre el 40 y 60% para la exploración de pozos lejanos o en zonas remotas y de 25 a 40% para los pozos en desarrollo comparados con los pozos convencionales<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> LOPEZ PEÑALOZA, Cesar Eduardo; SUA GOMEZ, Holman. Análisis Comparativo De La Tecnología “Slim Hole” Con La Perforación Convencional De Pozos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Septiembre, 2011.

## 6. PROGRAMA DE PERFORACIÓN PROPUESTO POZO ANH-CAUCA-10-ST-S.

### 6.1 JUSTIFICACIÓN CASING POINT

Las profundidades de asentamiento de los revestimientos se definen técnicamente por medio de la ventana de lodo, la cual relaciona los pesos de lodo contra la profundidad (densidad de la formación, densidad de lodo mínima, densidad equivalente de fractura y densidad de lodo máxima).

Para controlar la presión de poro sin fracturar la formación, el peso óptimo del lodo debe estar en el rango de la densidad de lodo mínima y la densidad de lodo máxima.

Debido a que el Programa de Perforación del pozo ANH – CAUCA 10 – ST-S no cuenta con la ventana de lodo ni con los Registros eléctricos que son necesarios para realizarla, ésta se construye teniendo en cuenta tanto la litología de las formaciones como la porosidad y densidad del tipo de roca, para proceder a calcular de esta forma el gradiente de sobrecarga.

$$Gs = (1 - \phi) \text{Densidad roca} * g + \phi \text{Densidad fluido} * g \dots \dots \dots \text{Ecuación 1}$$

Analizando la geología encontrada en el informe final proporcionado por la UIS para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S y con ayuda de las densidades y porosidades típicas para cada tipo de roca encontradas en la literatura (Ver Tabla 24), se calcula el gradiente de sobrecarga para cada intervalo.

Tabla 24. Características Típicas de diferentes Tipos de roca

Tipo de Roca	Densidad [g/m <sup>3</sup> ]	Porosidad [%]
<b>Areniscas</b>	2-2,5	5-25
<b>Arcillolitas</b>	2,2 – 2,7	
<b>Lutitas</b>	2 – 2,4	10 – 30
<b>Tobas</b>	1,5	
<b>Gabro</b>	3 – 3,31	0,1 – 0,2
<b>Diorita</b>	2,85	0,1 – 1

Fuente: Tomado y modificado de [www.ugr.es/~agcasco/personal/restauracion/teoria/TEMA05.htm](http://www.ugr.es/~agcasco/personal/restauracion/teoria/TEMA05.htm)

Teniendo el gradiente de sobrecarga, se calcula la presión de sobrecarga, el gradiente de formación y la presión de formación.

$$P_s = G_s * profundidad \dots \dots \dots \text{Ecuación 2}$$

$$G_{formación}(Gfm) = G_s - \left[ (G_s - K) * \left[ \left( \frac{R}{R_N} \right)^{1.2} \right] \right] \dots \dots \dots \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- G<sub>s</sub>: Gradiente de Sobrecarga
- K: Constante
- R: Resistividad
- R<sub>N</sub>: Resistividad Normal obtenida mediante regresión, con los datos de Resistividad

$$P_{formación} = Gfm * profundidad \dots \dots \dots \text{Ecuación 4}$$

Para el cálculo del gradiente de formación se tomaron valores típicos de resistividad los cuales han sido obtenidos mediante correlaciones, teniendo en cuenta que no se tienen los registros eléctricos.

$$(G_{fm}) = 0,052 * \text{densidad} \text{ [psi/ft]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 5}$$

Conociendo el gradiente de formación se obtiene la densidad de la formación y la densidad mínima de lodo.

Por lo tanto,

$$\text{Densidad } fm = \frac{G_{fm}}{0,052} \text{ [ppg]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 6}$$

$$\text{Densidad min lodo} = \text{Densidad } fm + 0,3 \dots\dots\dots \text{Ecuación 7}$$

El gradiente de fractura se determina idealmente por una prueba LOT (Leak Off Test), pero la falta de ésta crea la necesidad de calcular la presión de fractura por medio de una correlación.

El gradiente de fractura, la densidad de fractura y la densidad máxima de lodo se calculan así:

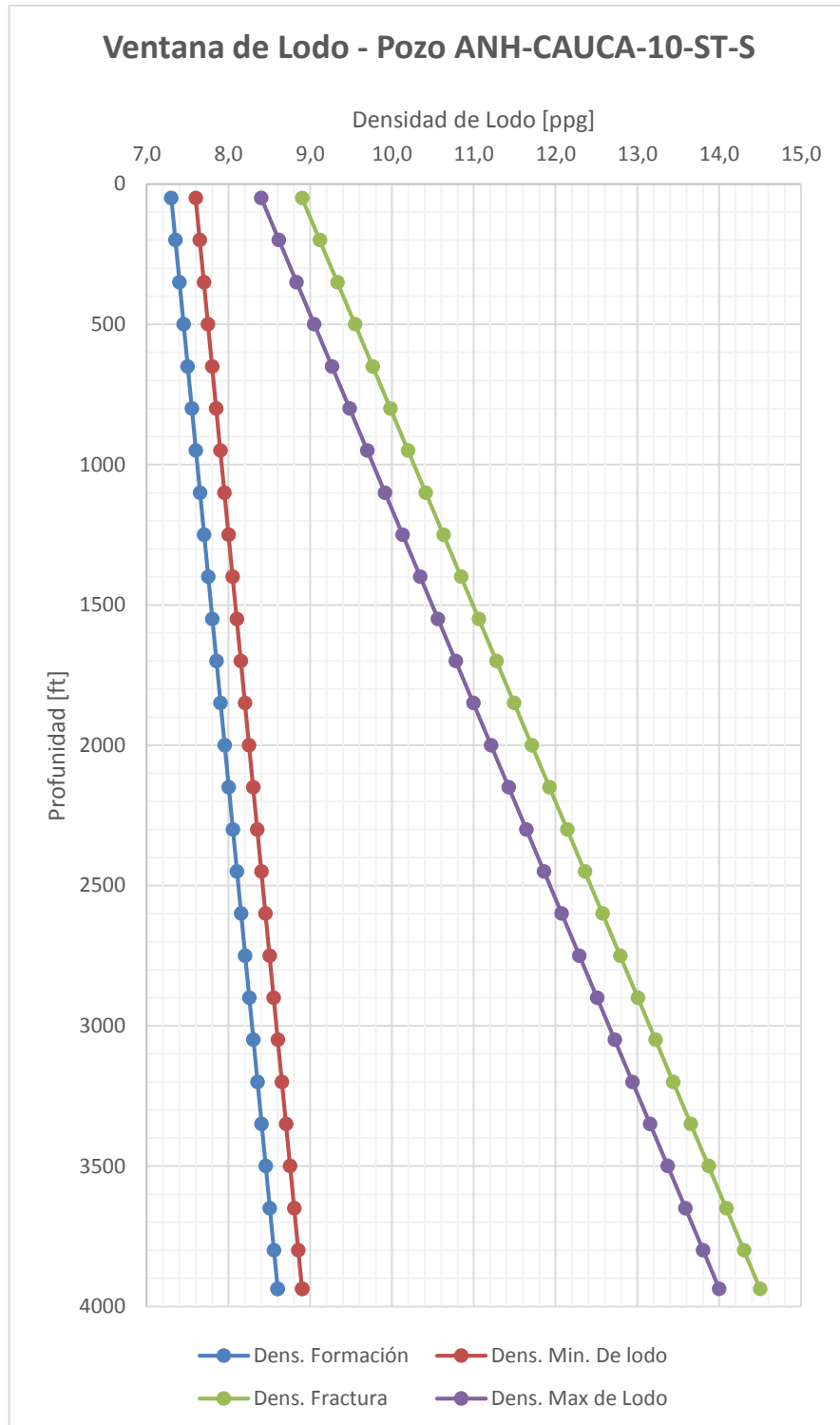
$$G_{fract} = \frac{P_{Fractura}}{\text{Profundidad}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

$$\text{Densidad } fract = \frac{G_{Fractura}}{0,052} \dots\dots\dots \text{Ecuación 9}$$

$$\text{Densidad máx lodo} = \text{Densidad fract} - 0,5 \dots \dots \dots \text{Ecuación 10}$$

Finalmente se grafica densidad de la formación, densidad de lodo mínima, densidad equivalente de fractura y densidad de lodo máxima Vs la profundidad, obteniendo de esta forma la ventana de lodo para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S.

Figura 20. Ventana de Lodo – Pozo ANH – Cauca – 10- ST – S

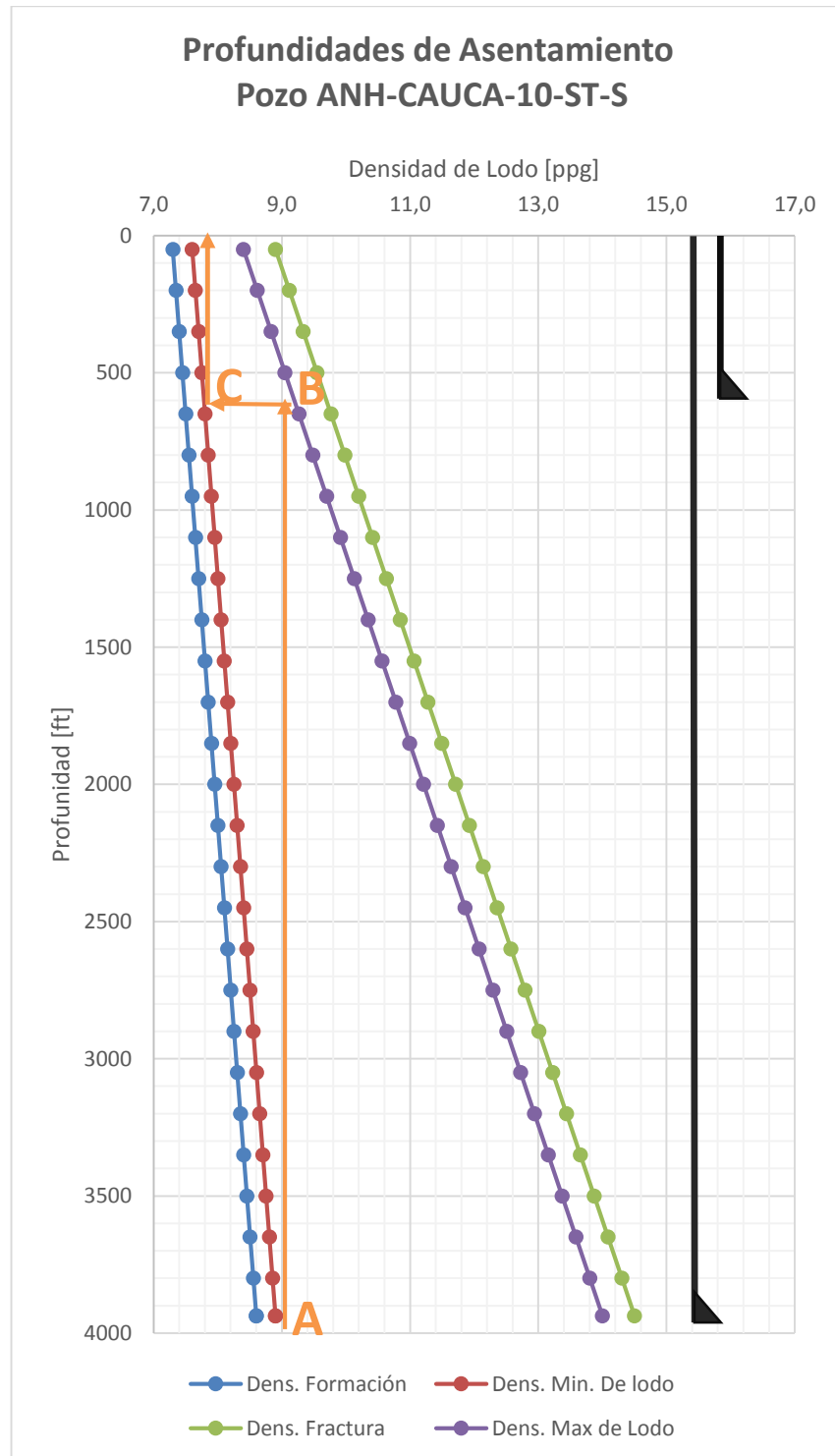


Teniendo la ventana de lodo se definen las profundidades de asentamiento del casing, el proceso de diseño debe realizarse considerando siempre que la presión hidrostática del lodo que se utilizará en el fondo no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad.

El diseño se inicia desde el fondo trazando una línea vertical a partir de la densidad del lodo mínima hasta encontrar la curva de densidad de lodo máxima, luego se traza una línea horizontal regresando a la densidad de lodo mínima y se repite el procedimiento hasta terminar todo el diseño del pozo, conociendo éstas profundidades se pueden establecer los asentamientos de los revestimientos.

En la Figura 21 se puede observar cómo se establecen las profundidades de asentamiento para el Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S., se ingresa a la curva del lodo en el punto A, se desplaza verticalmente hasta el punto B (Curva de densidad de lodo máxima) el cual sería el estimado inicial de profundidad de asentamiento de ese revestimiento, se retorna al punto C (Curva de densidad de lodo mínima), donde de B-C muestra el peso de lodo requerido a esa profundidad. Para este caso particular el punto C es el rango de presión normal y no se requieren más tuberías de revestimiento.

Figura 21. Profundidades asentamiento casing Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S



Se puede inferir que el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S, sólo requiere un revestimiento (0 ft – 600 ft), pero existen adicionalmente de la presión de poro y la presión de fractura otros factores que pueden influir, tales como:

- Tipo de litología, debido a que el zapato del revestimiento se recomienda asentarlos en formaciones competentes e impermeables.
- Consolidación de la formación
- Ángulo de corte
- Inclinación de la formación
- Zonas de gas de poca profundidad
- Zonas de pérdida de presión
- Limpieza del agujero
- Secciones salinas, entre otras

Según el diseño la profundidad de asentamiento del casing para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S se establece a 600 ft aproximadamente, al contemplar la prognosis geológica y datos de los pozos correlación, se define la siguiente justificación de Casing Point, teniendo en cuenta contingencias que se pueden presentar a lo largo de la operación. Todo ello con el fin de proporcionar un mayor espacio anular, evitando así problemas como pérdidas de circulación o posibles taponamientos que impidan el buen desarrollo de la perforación.

Tabla 25. Justificación Propuesta de Casing Point

Intervalo (ft)	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	$\Phi_{\text{Casing}}$ (in)	Justificación
0-35	NA	9 5/8"	Enterrar tubo de 9 5/8 hasta 35ft de profundidad e instalar Diverter a fin de evitar derrumbes y cubrir posibles zonas de pérdidas de circulación.
35-600	8 1/2"	7"	Instalar BOP y cubrir posibles zonas de pérdidas de circulación. Cubrir la mayoría de la formación la paila. Obtener integridad en el zapato con el fin de manejar las presiones para corazonar la siguiente sección.
600-3937	3 7/8 "	NA	Instalar BOP y corazonar con un lodo con bajo contenido de sólidos
<b>600-1100</b>	<b>5 7/8"</b> *	<b>4 1/2"</b>	<b>Contingente.</b> Se estima profundidad a 1100 ft. Se implementará cuando cualquier problema impida continuar corazonando la sección, por ende se busca cubrir la zona en la que se encuentre el problema (Baja integridad, pérdidas de circulación, hueco inestable, etc.).Obtener integridad en el zapato con el fin de manejar las presiones para perforar y corazonar la siguiente sección.
<b>1100-3937</b>	3 7/8"	NA	Se instala BOP para continuar con la siguiente sección.

Ensanchando\*

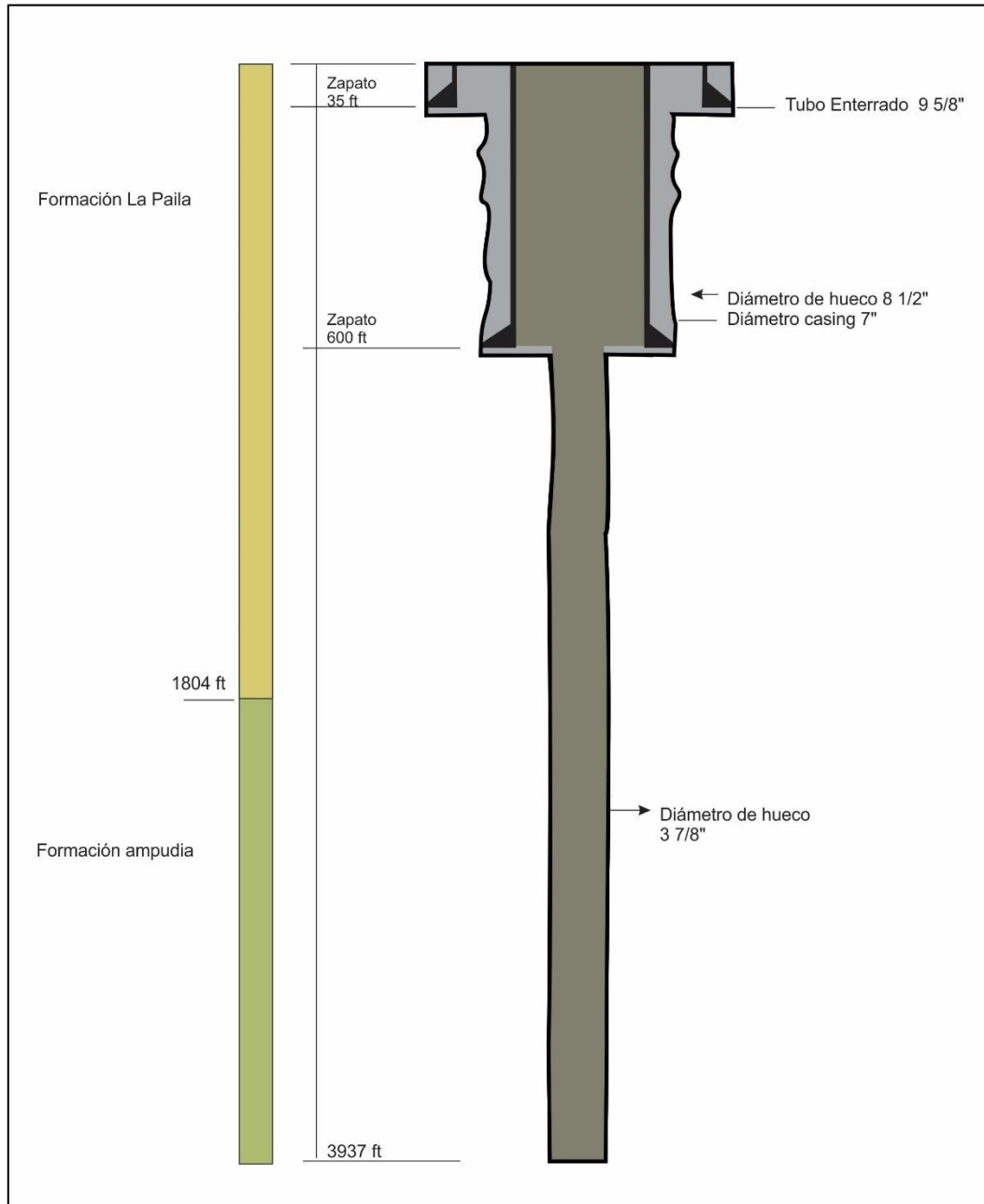
Cabe aclarar que aunque la tubería de 9 5/8" es muy grande, se debe tener en cuenta que los anulares pequeños y la presencia de gran cantidad de ripios generan contrapresiones y pérdidas de circulación las cuales se pueden mejorar

con un tubo de mayor diámetro en el hueco conductor que permita manejar mejores caudales y de esta forma mejorar la limpieza del hueco.

## **6.2 ESTADO MECÁNICO**

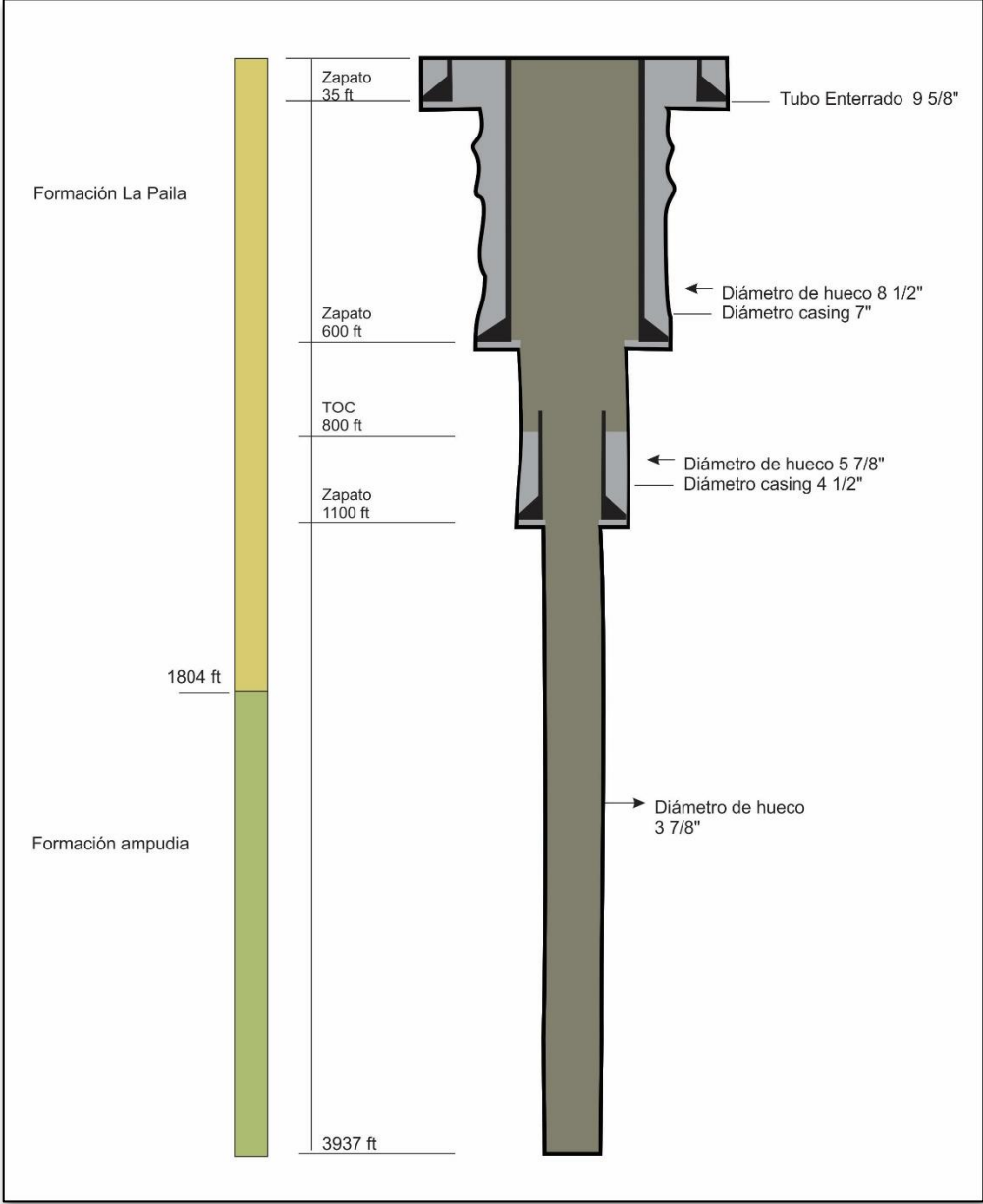
En la Figura 22 se puede observar el estado mecánico proyectado para el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S sin contingencia.

Figura 22. Estado mecánico Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S a TD



El estado mecánico para el Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S con fase contingente se puede observar en la Figura 23. Cabe aclarar que esta fase solo se implementará si se presenta algún problema como grandes pérdidas de circulación, lo cual impida continuar hasta TD.

Figura 23. Estado mecánico contingente Pozo ANH CAUCA 10-ST-S a TD



### 6.3 PROGRAMA DE REVESTIMIENTOS

Para diseñar el programa de revestimientos, se debe tener en cuenta que la tubería estará sometida a cuatro esfuerzos:

- *Esfuerzo a la tensión*: Originado por el peso de la sarta
- *Esfuerzo al colapso*: Originado por la presión de la columna hidrostática hacia la tubería.
- *Esfuerzo al estallido*: Originado por el peso del fluido en el interior de la tubería.
- *Esfuerzo a la torsión*: Originado por la rotación al bajar tubería y ocasionalmente durante la perforación.

Para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S, se utilizan datos obtenidos del pozo y de su diseño. Cabe resaltar que el gradiente de fractura y la densidad fueron manejadas con los valores máximos que soporta la formación, a fin de tener un margen de tolerancia más amplio frente a cualquier contingencia que se pueda presentar.

Los datos del pozo son:

- $G_f = 0.75$  [psi/ft]
- Factor de seguridad al estallido, FSE = 1.0
- Factor de seguridad al colapso, FSC = 1.125
- Factor de seguridad a la tensión, FST = 2.0

El procedimiento de diseño que se debe seguir para cada una de las fases es el siguiente, teniendo en cuenta el OD y la densidad del fluido para cada una de ellas.

1. Calcular los factores que intervienen en el diseño (Presión de formación, presión hidrostática, presión de colapso, presión de estallido y profundidad del punto neutro)

a. Presión de formación

$$P_f = G_f \times TVD \text{ [psi]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 11}$$

b. Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times TVD \text{ [psi]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 12}$$

c. Presión de colapso

$$P_c = P_h \times FSC \text{ [psi]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 13}$$

d. Presión de estallido

$$P_e = P_f \times FSE \text{ [psi]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 14}$$

e. Profundidad del punto neutro

$$DPN = MD \times [1 - (0.015 \times \rho)] \text{ [psi]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 15}$$

f. Resistencia a la Torsión

$$\text{Resistencia al torque (w)} = MUT * FSw \dots\dots\dots \text{Ecuación 16}$$

Donde

- MUT: Make Up Torque [Ft/lb.]

- FSw: Factor de seguridad de la rotación (15%)

2. Analizar las cartas de tuberías teniendo en cuenta el diámetro externo del casing con el fin de elegir la tubería que resista la presión al colapso. Para ello la especificación debe ser mayor a la calculada.
3. Determinar el peso total del revestimiento para hacer el análisis por tensión.

$$W_{TR} = DPN \times \text{Peso Nominal [lb]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 17}$$

El valor calculado se compara con el valor de la resistencia a la tensión de la tubería escogida, entonces sí:

$$W_{TR} < \frac{R_t}{F_{ST}} : \text{La tubería resiste por tensión}$$

4. Determinar si la tubería resiste por estallido, por ende la especificación debe ser mayor que la presión de estallido calculada.
5. Calcular cantidad de tubos.

Estos cálculos se pueden resumir para cada una de las fases en la Tabla 26.

Tabla 26. Cálculos y Especificaciones Revestimientos

	OD [Pulg]	9 5/8	7	4 ½
Datos	Prof. [Ft]	35	600	1100
	Densidad [ppg]	14,5	14,5	14,5
Cálculos	Pe [psi]	26,25	450	825
	Pc [psi]	29,69	508,95	933,08
	Wtr [lb]	985,95	9390	8177,12
Especificaciones De Tubería	Tubería	J55	J55	J55
	RE [psi]	3520	3740	4380
	RC [psi]	2020	2270	3310
	RT [lb]	564000	316000	152000
	RT/FST [lb]	282000	158000	76000
	Cumple	SI	SI	SI
	R. Torque [Ft/lb]	5209,5	3599,5	1403

De esta forma, el programa de revestimientos para el caso particular del pozo ANH-CAUCA-10-ST-S será el siguiente:

Tabla 27. Programa de Revestimientos

Tipo	Conductor	Superficie	Contingente
Intervalo [Ft]	<b>0 – 35</b>	<b>0 – 600</b>	<b>0 – 1100</b>
OD [in]	9 5/8	7	4 ½
ID [in]	8.921	6.456	4.090
Espesor [in]	0.352	0.272	0.205
Grado	J55	J55	J55
Peso [lb/ft]	36	20	9.50
Drift [in]	8.765	6.331	3.965
Fluencia [Kpsi]	55	55	55
Resistencia [Kpsi]	75	75	75
Colapso [psi]	2020	2270	3310
Tensión x 1000 [lb]	564	316	152
MUT [Ft/lb]	4530	3130	1220
P. Interna [psi]	3520	3740	4380
P. Prueba [psi]	3200	3400	4000
Número de tubos	1	18	28

Se debe tener en cuenta que la fase de 4 1/2” es contingente y solamente se implementará cuando cualquier problema impida continuar hasta TD. Además durante la ejecución del pozo las profundidades reales del revestimiento, dependerán de los topes encontrados.

#### **6.4 PRUEBAS DE INTEGRIDAD**

Para el manejo de presiones con seguridad, es fundamental conocer la máxima presión que resiste el pozo (presión de fractura). El pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S es un pozo estratigráfico donde se desconocen las máximas presiones que resiste la formación, haciéndose necesario una prueba Leak Off Test (LOT).

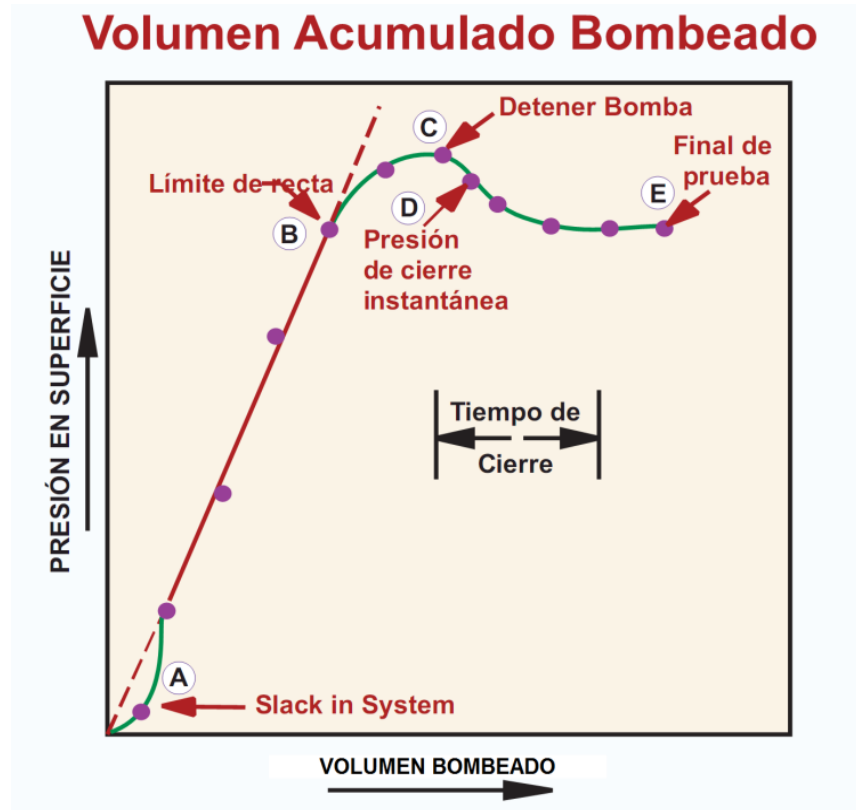
Los objetivos de la prueba LOT son:

- Determinar la presión de fuga.
- Verificar que la resistencia del cemento y la formación adyacente al zapato del revestimiento, sea suficiente para soportar las presiones generadas por la densidad del lodo y los amagos en la siguiente sección.

Un LOT se realiza perforando 10 ft de nueva formación por debajo del zapato, se procede a cerrar el anular y la bomba en el pozo. A medida que se bombea lodo en un pozo cerrado, la presión de superficie aumenta hasta que ocurre la fractura hidráulica. Se debe bombear a caudal constante (1/4 a 1 [Bbl/min]), registrando la presión por cada ½ barril bombeado.

Se grafica volumen bombeado (Bbls) Vs Presión en superficie (psi). En el punto donde comienza a desviarse el comportamiento lineal se denomina presión de fuga “Leak-off” (Punto B, Figura 24) y se interpreta como la presión a la cual la formación comienza a ceder y a tomar fluido.

Figura 24. Volumen Acumulado Bombeado Prueba Leak Off Test



Fuente: Tomado de Perforación de Pozos. Diseño de Pozo y Pruebas de Integridad. UIS. Junio, 2013

La presión de fractura ( $P_f$ ) se calcula:

$$P_f = \rho(\text{ppg}) * 0,052 * TVD + P_{LOT} < \text{psi} > \dots \text{Ecuación 18}$$

Donde:

- $\rho$ : Densidad del fluido de prueba (ppg)
- $TVD$ : Profundidad de prueba (ft)
- $P_{LOT}$ : Presión leída en superficie para prueba de fuga (psi)

La densidad de lodo equivalente,  $D_{eq}$  (peso máximo que se puede permitir) a la presión de fractura se calcula:

$$D_{eq} = 0MW + \frac{P_{LOT}}{0,052 * TVD_{Prueba}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 19}$$

Donde:

- $0MW$ : Densidad de fluido de prueba en el pozo (ppg)
- $P_{LOT}$ : Presión leída en superficie para prueba de fuga (psi)

Se debe tener en cuenta que la bomba de la prueba debe ser de bajo caudal y alta presión, por otro lado, nunca se debe exceder la máxima presión permitida por el equipo de cabeza del pozo o la resistencia al estallido de la tubería de revestimiento.

### **6.5 PROGRAMA DE BROCAS**

El presente programa se basa en el programa actual del Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST –S y su respectivo informe final, se tuvo en cuenta la variación de la secuencia operacional y las nuevas profundidades estimadas. Se espera que los rendimientos con las brocas programadas sea el estimado o en lo posible, mejor.

Tabla 28. Programa de Brocas Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S

Tamaño (in)	Cantidad	Tipo de broca	Intervalo (ft)	Longitud (ft)	Operación
8½	1	Tricónica	0-50	50	Perforando
3,90 x 2½	1	HQ 04 R	50 -600	550	Corazonando
8½	1	Tricónica	50 – 600	550	Ensanchando
3,90 x 2½	1	HQ 04 R	605 - 1100	495	Corazonando*
5 7/8	1	Tricónica	605 - 1100	495	Ensanchando*
2,98 x 1,9	1	NQ	1105 - 1605	500	Corazonando
3 7/8	1	Tricónica	1105 - 1605	500	Ensanchando
2,98 x 1,9	1	NQ	1105 - 1605	500	Corazonando
3 7/8	1	Tricónica	1105 - 1605	500	Ensanchando
2,98 x 1,9	1	NQ	1605 - 2105	500	Corazonando
3 7/8	1	Tricónica	1605 - 2105	500	Ensanchando
2,98 x 1,9	1	NQ	2105 - 2605	500	Corazonando
3 7/8	1	Tricónica	2105 - 2605	500	Ensanchando
2,98 x 1,9	1	NQ	2605 - 3105	500	Corazonando
3 7/8	1	Tricónica	2605 - 3105	500	Ensanchando
2,98 x 1,9	1	NQ	3105 - 3605	500	Corazonando
3 7/8	1	Tricónica	3105 - 3605	500	Ensanchando
2,98 x 1,9	1	NQ	3605 - 3937	500 (TD)	Corazonando

\*Fase contingente. Solo se implementará cuando cualquier problema impida continuar hasta TD.

## 6.6 SECUENCIA OPERACIONAL

### 6.6.1 Secuencia Operacional Sin Contingencia

1. Adecuar la localización – Obras civiles.
2. Trasladar equipos desde la base a la localización del pozo.

3. Recibir equipo y chequear que se encuentren todos los equipos y materiales necesarios para iniciar la perforación.
4. Armar equipo de Pilotaje e instalar tubo conductor de 9 5/8".
5. Retirar equipo de Pilotaje e instalar el campamento.
6. Armar los equipos de: perforación, control de sólidos, planta de energía, tanques de lodo-reserva, bombas, carpa de Corazonamiento, etc.
7. Preparar lodo según programa de lodos.
8. Armar BHA con broca 8 1/2" y perforar hasta 50 ft.
9. Circular y sacar BHA de perforación.
10. Armar BHA de corazonamiento con broca 3.9" y tubería HQ.
11. Corazonar de 50 ft hasta 600 ft, recuperar barril, circular y recuperar sarta.
12. Armar y bajar BHA con broca 8 1/2" y ensanchadores, ensanchar de 50 ft a 600ft.
13. Circular y sacar BHA de perforación.
14. Correr Programa de Registros.
15. Bajar BHA con Broca de 8 1/2", circular y sacar BHA
16. Correr revestimiento de 7".
17. Cementar revestimiento con retorno de cemento hasta superficie
18. Instalar cabezal de 7-1/16", 5000 PSI.
19. Instalar y Probar Preventoras.
20. Armar y bajar BHA de limpieza para limpiar cemento con Broca de 3 7/8" hasta 605 ft.
21. Circular y limpiar cemento, hasta retornos limpios.
22. Realizar LOT, verificar procedimiento de la prueba.
23. Sacar BHA de limpieza de broca de 3 7/8".
24. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 605ft.
25. Corazonar desde 605 ft hasta 1100 ft con recuperación Wireline.
26. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
27. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 605-1100 ft.

28. Circular y sacar BHA de perforación.
29. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2,98" y tubería NQ, hasta 1100ft.
30. Corazonar desde 1100 ft hasta 1605 ft con recuperación Wireline.
31. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
32. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 1105-1605 ft.
33. Circular y sacar BHA de perforación.
34. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 1605ft.
35. Corazonar desde 1605 hasta 2105 ft, con recuperación Wireline.
36. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ
37. Armar y Bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 1605-2105 ft.
38. Circular y sacar BHA de perforación.
39. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 2105ft.
40. Corazonar desde 2105 ft hasta 2605 ft, con recuperación Wireline.
41. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ
42. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 2105-2605 ft.
43. Circular y sacar BHA de perforación.
44. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 2605ft.
45. Corazonar desde 2605 ft hasta 3105 ft, con recuperación Wireline.
46. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
47. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 2605-3105 ft.
48. Circular y sacar BHA de perforación.
49. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 3105ft.
50. Corazonar desde 3105 ft hasta 3605 ft, con recuperación Wireline.
51. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
52. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 3105-3605 ft.

53. Circular y sacar BHA de perforación.
54. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 3605ft.
55. Corazonar desde 3605 ft hasta 3937 ft, con recuperación Wireline.
56. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
57. Correr Registros.
58. Realizar Procedimiento de abandono.

### **6.6.2 Secuencia Operacional Con Contingencia**

1. Adecuar la localización – Obras civiles.
2. Trasladar equipos desde la base a la localización del pozo.
3. Recibir equipo y chequear que se encuentren todos los equipos y materiales necesarios para iniciar la perforación.
4. Armar equipo de Pilotaje e instalar tubo conductor de 9 5/8"
5. Retirar equipo de Pilotaje, instalar el campamento.
6. Armar los equipos de: perforación, control de sólidos, planta de energía, tanques de lodo-reserva, bombas, carpa de Corazonamiento, etc.
7. Preparar lodo de según programa de lodos.
8. Armar BHA con broca 8 1/2" y perforar hasta 50 ft.
9. Circular y sacar BHA de perforación.
10. Armar BHA de corazonamiento con broca 3.9" y tubería HQ.
11. Corazonar de 50 ft hasta 600 ft, recuperar barril, circular y recuperar sarta.
12. Armar y bajar BHA con broca 8 1/2" y ensanchadores, ensanchar de 50 ft hasta 600 ft.
13. Circular y sacar BHA de perforación.
14. Correr Programa de Registros.
15. Bajar BHA con Broca de 8 1/2", circular y sacar BHA
16. Correr revestimiento de 7".
17. Cementar revestimiento con retorno de cemento hasta superficie
18. Instalar cabezal de 7-1/16", 5000 PSI.

19. Instalar y Probar Preventoras.
20. Armar y bajar BHA de limpieza para limpiar cemento con Broca de 5 7/8" hasta 605 ft.
21. Circular y limpiar cemento, hasta retornos limpios.
22. Realizar prueba LOT verificar procedimiento de la prueba.
23. Sacar BHA de Limpieza de broca de 5 7/8".
24. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 3.9" y tubería HQ, hasta 605ft.
25. Corazonar desde 605 ft hasta 1100 ft con recuperación Wireline.
26. Circular y Sacar sarta de 3.9" con tubería HQ
27. Armar y bajar BHA con broca 5 7/8" y ensanchar de 605-1100 ft.
28. Circular y sacar BHA de perforación.
29. Correr revestimiento de 4 1/2".
30. Cementar revestimiento con tope de Cemento a 800 ft en hueco de 5 7/8".
31. Armar y bajar BHA de limpieza para limpiar cemento con Broca de 3 7/8" hasta 1105 ft.
32. Circular y limpiar cemento, hasta retornos limpios.
33. Prueba de Leak Off Test (LOT)
34. Sacar BHA de limpieza de broca de 3 7/8".
35. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2,98" y tubería NQ, hasta 1105ft.
36. Corazonar desde 1105 ft hasta 1605 ft con recuperación Wireline.
37. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ
38. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 1105-1605 ft.
39. Circular y sacar BHA de perforación.
40. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 1605ft.
41. Corazonar desde 1605 hasta 2105 ft, con recuperación Wireline.
42. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ
43. Armar y Bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 1605-2105 ft.

44. Circular y sacar BHA de perforación.
45. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 2105ft.
46. Corazonar desde 2105 ft hasta 2605 ft, con recuperación Wireline.
47. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
48. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 2105-2605 ft.
49. Circular y sacar BHA de perforación.
50. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 2605ft.
51. Corazonar desde 2605 ft hasta 3105 ft, con recuperación Wireline.
52. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
53. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 2605-3105 ft.
54. Circular y sacar BHA de perforación.
55. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 3105ft.
56. Corazonar desde 3105 ft hasta 3605 ft, con recuperación Wireline.
57. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
58. Armar y bajar BHA con broca 3 7/8" y ensanchar de 3105-3605 ft.
59. Circular y sacar BHA de perforación.
60. Armar y bajar BHA de corazonamiento con broca 2.98" y tubería NQ, hasta 3605ft.
61. Corazonar desde 3605 ft hasta 3937 ft, con recuperación Wireline.
62. Circular y Sacar sarta de 2.98" con tubería NQ.
63. Correr Registros.
64. Realizar corte químico en casing de 4 1/2" a 750 ft y recuperar sección
65. Realizar Procedimiento de abandono

## 6.7 GRÁFICAS DE TIEMPO VS PROFUNDIDAD

Figura 25. Gráfica Tiempo [Días] Vs Profundidad [ft] Sin Contingencia

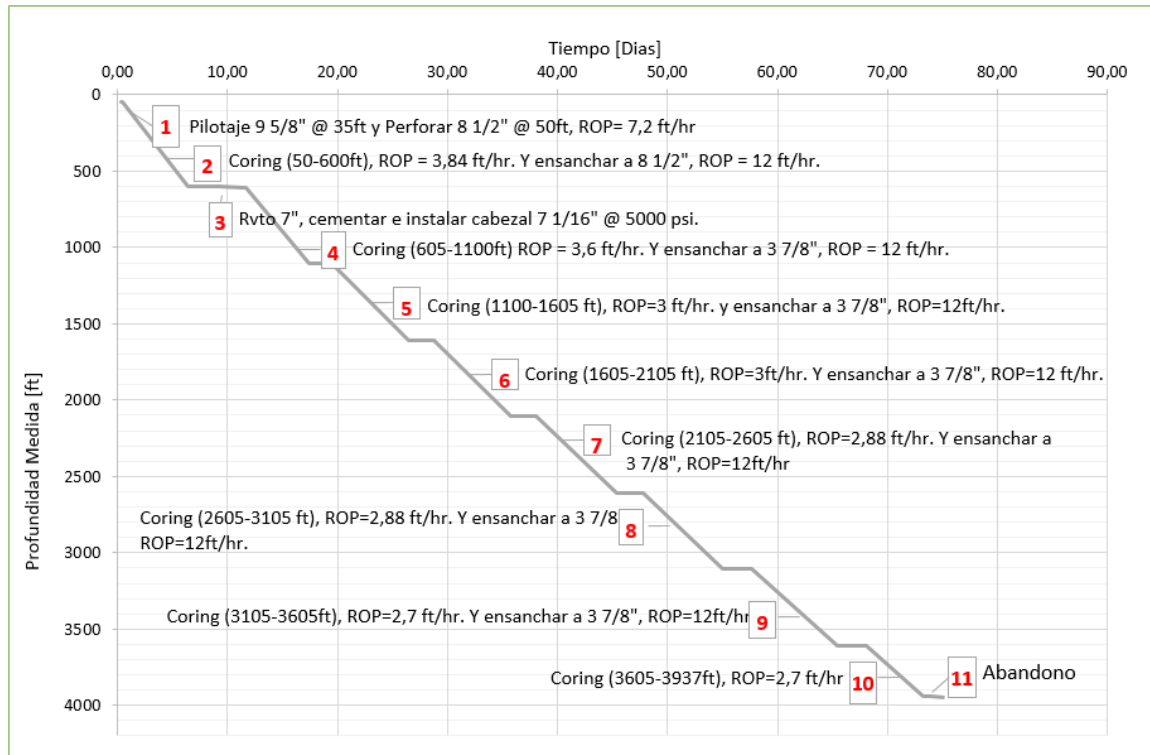
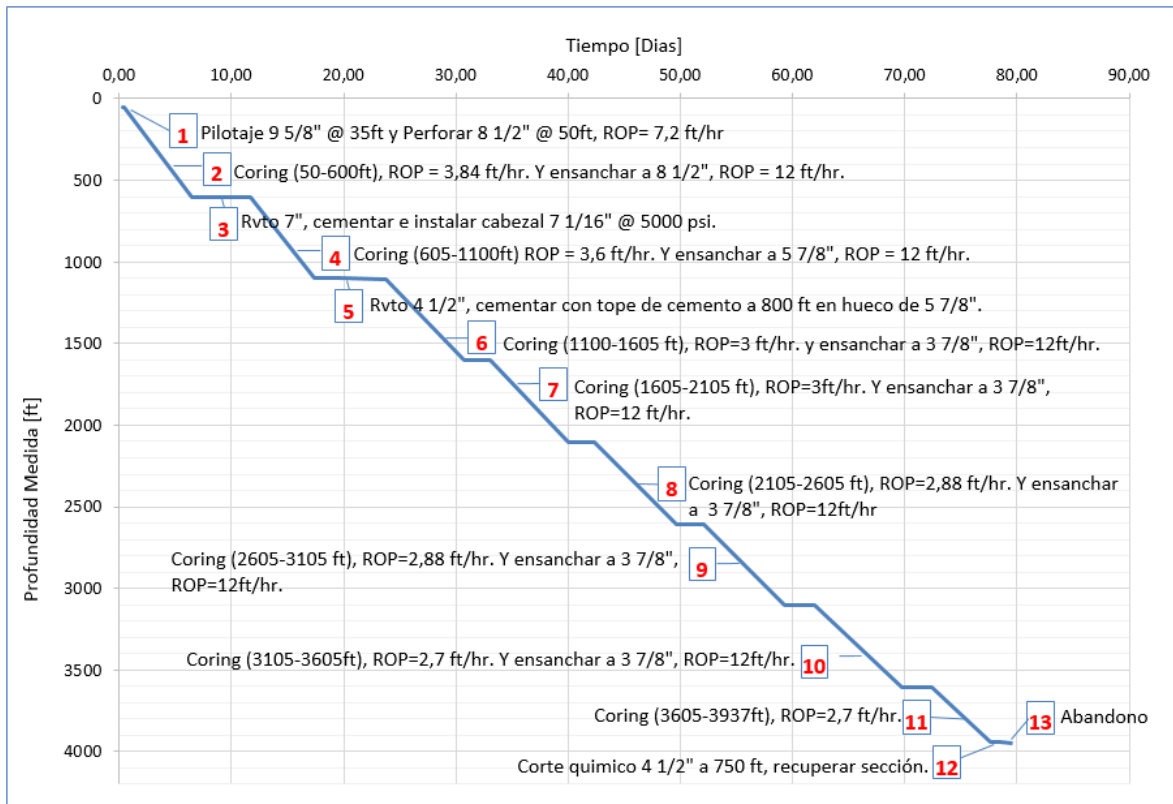


Figura 26. Gráfica Tiempo [Días] Vs Profundidad [ft] Con Contingencia



## 6.8 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

El programa de cementación se elabora con el fin de aproximar las condiciones esperadas para el pozo por lo tanto es aproximado y se recalcula de acuerdo a las condiciones que se presenten durante la operación. De igual forma siempre antes de la cementación se debe:

- Corroborar que los equipos a usar estén en correcto funcionamiento y dentro de los rangos de operación.
- Verificar la limpieza de los equipos de cementación, que estén limpios, que no contengan escarchas, cementos anteriores o elementos que puedan taponarlos.
- Verificar cantidad de cemento, agua de mezcla y aditivos.

De igual forma durante la cementación:

- Se deben tomar testigos para verificar el fragüe.
- Las pruebas de tiempo de espesamiento deben hacerse para un rango de 10°F arriba y debajo de la presión reportada, a fin de revisar su efecto.
- Para los revestimientos que van hasta superficie se debe revisar el anular luego de 8 horas ya que el agua libre puede dejar el anular libre de cemento.
- El revestimiento debe haber sido centralizado, para obtener un flujo anular uniforme igualando la distribución de presiones alrededor del revestimiento y evitar la canalización.

A fin de realizar un buen trabajo de cementación además de conocer el estado mecánico, se requieren datos de la formación y datos de los fluidos a usar durante la operación.

Los cálculos a realizar para el programa de cementación son los siguientes:

- Capacidad del espacio anular (Bls/pie)

$$\text{Capacidad Anular, Bbl/pie} = \frac{D_H^2 - OD_{TR}^2}{1029,4} \dots\dots\dots \text{Ecuación 20}$$

Donde:

- $D_H$ : Diámetro del Hueco
- $OD_{TR}$ : Diámetro Externo de la Tubería de Revestimiento

- Volumen de lechada en el espacio anular (Bls)

$$\text{Volumen} = \text{Capacidad}_{Anular} \times H \dots\dots\dots \text{Ecuación 21}$$

Donde:

- H: Profundidad

Luego de calcular el volumen de lechada se añade el exceso como factor de seguridad.

Posteriormente se calcula el volumen entre el cople y el zapato.

- Capacidad interna de la tubería de revestimiento (Bls/pie)

$$\text{Capacidad}_{TR, Bbl/pie} = \frac{ID_{TR}^2}{1029,4} \dots\dots\dots \text{Ecuación 22}$$

Donde:

- ID<sub>TR</sub>: Diámetro Interno de la Tubería de Revestimiento

- Volumen entre el cople y el zapato

$$Volumen_{c/z} = Capacidad_{Int.TR} \times H \dots\dots\dots \text{Ecuación 23}$$

Donde:

- H: Profundidad entre el zapato y el cople (H<sub>zapato</sub> – H<sub>cople</sub>)

Para los cálculos no se tuvieron en cuenta los aditivos, ya que no se cuenta con el diseño específico de la lechada y de acuerdo al programa actual de cementación estos no fueron necesarios.

- Requerimiento de agua

$$Agua \left( \frac{gal}{saco} \right) = Rto\ Agua_{cemento} + Rto\ Agua_{aditivos} \dots\dots \text{Ecuación 24}$$

Tabla 29. Requerimiento de agua y Gravedad específica cementos API

Material	Requerimiento de Agua [gal/94lb/saco]	Gravedad Específica
Cemento de clase API		
- Cemento clase A y B	5,2	3,14
- Cemento clase C	6,3	3,14
- Cemento clase D y E	4,3	3,14
- Cemento clase F	5,0	3,14
- Cemento clase G	4,3 – 5,2	3,14

Fuente: Tomado y modificado de Ejercicio práctico, Cálculos Cementación- Caso de aplicación  
Pozo ANH – BVTURA – 1 ST – P. UIS. Bucaramanga 2011

- Volumen de lechada (gal/saco)

$$Vol_{Lech} \left( \frac{gal}{saco} \right) = \frac{94 (lb)}{SG_{cemento} \times 8,33 lb/gal} + \frac{94 (lb) * \% aditivo}{SG_{Aditivos} \times 8,33 lb/gal} + Rto_{Agua} \dots \text{Ecuación 25}$$

Donde:

- $SG_{cemento}$ : Gravedad específica del cemento
- $SG_{Aditivos}$ : Gravedad específica de cada aditivo
- $Rto_{Agua}$ : Requerimiento total de agua (gal/saco)

- Rendimiento de la lechada (pie<sup>3</sup>/saco)

$$Rendimiento_{Lechada} \left( \frac{pie^3}{saco} \right) = \frac{Vol_{lechada} \left( \frac{Gal}{saco} \right)}{7,48 \left( \frac{gal}{pie^3} \right)} \dots \text{Ecuación 26}$$

- Densidad de la lechada (lbs/gal)

$$Densidad_{Lechada} \left( \frac{lb}{gal} \right) = \frac{94 + Peso_{Aditivos} + (8,33 \times Rto_{Agua})}{Vol_{Lechada}} \dots \text{Ecuación 27}$$

Finalmente se calculan el número de sacos requeridos y el volumen de desplazamiento.

- Sacos de cemento requeridos

$$\#Sacos = \frac{Volumen_{Lechada} (Pie^3)}{Rendimiento_{Lechada} (Pie^3/Saco)} \dots \text{Ecuación 28}$$

- Desplazamiento sin tubería de perforación

$$Vol_{Desplazamiento}(Bls) = Longitud_{TR}(pies) \times Capacidad_{TR} \dots\dots\dots \text{Ecuación 29}$$

$$Capacidad_{TR} (Bls/pie) = \frac{ID_{TR}^2}{1029,4} \dots\dots\dots \text{Ecuación 30}$$

Donde:

- ID<sub>TR</sub>: Diámetro Interno de la Tubería de Perforación

A continuación se anexa el programa obtenido con los parámetros técnicos de cementación para cada una de las fases. Se debe tener en cuenta que la fase de 4 ½" es contingente y solamente se implementará cuando cualquier problema impida continuar hasta TD.

Tabla 30. Parámetros técnicos cementación Pozo ANH–CAUCA–10–ST–S

PARAMETROS TÉCNICOS DE LA CEMENTACIÓN		
ITEM	8 ½" X 7"	Contingente 5 7/8" X 4 ½"
Lechada	Principal	Principal
Tamaño del revestimiento (in)	7	4 ½
Grado del Revestimiento	J55	J55
Peso del revestimiento (lb/ft)	20	9.50
Profundidad de asentamiento (ft)	600	1100
ID del Revestimiento (in)	6,456	4,090
Capacidad anular (Bbls/ft)	0,0226	0,0138
Capacidad tubería de revestimiento (Bbls/ft)	0,0405	0,0155
Cemento	Clase G	Clase G
Requerimiento de Agua (gal/94lb/saco)	5,0	5,0
Porcentaje de Exceso	50%	20%
Columna de cemento (ft)	600	300
Tope de cemento (ft)	Superficie	800
Volumen de la lechada en el espacio anular (Bbls)	20	4,99
Volumen de la lechada (gal/saco)	8,5938	8,5938
Rendimiento de la lechada (ft <sup>3</sup> /saco)	1,1489	1,1489
Número de sacos	100	25
Densidad de la lechada (lbs/gal)	15,8	15,8
Espaciador (Bbls)	3	1
Volumen de desplazamiento sin tubería de perforación (Bbls)	24,3	4,7
Método de operación	Top Job	Convencional

## 6.9 PROGRAMA DE LODOS

Para la perforación del pozo se utilizarán fluidos poliméricos, los cuales incorporan la menor cantidad de sólidos al anular; condición principal que se debe cumplir en la perforación Slim hole debido a los espacios anulares reducidos que presenta este tipo de tecnología. De igual forma el fluido debe manejar propiedades reológicas que faciliten la remoción de cortes y la buena limpieza del hueco.

A continuación se relacionan las propiedades del lodo para cada una de las fases.

- Primera Fase (35 ft – 600 ft). Hueco 8 ½”

Se empleará un lodo Aquagel con las siguientes propiedades (Ver Tabla 31).

Tabla 31. Especificaciones lodo Primera fase

PROPIEDADES DEL LODO					
Densidad (ppg)	Viscosidad Embudo (seg)	VP (cp)	YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Geles (10/10/30)	Ph
8.5 – 8.7	45 - 51	7 – 9	19 - 20	6/10/12	8.85 – 9

- Segunda Fase (600 ft – 3937 ft). Hueco 3 7/8”

Se empleará un lodo Polimérico con las propiedades mostradas en la Tabla 32.

Tabla 32. Especificaciones lodo Segunda fase

PROPIEDADES DEL LODO					
Densidad (ppg)	Viscosidad Embudo (seg)	VP (cp)	YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Geles (10/10/30)	pH
8.9 – 9.6	55 - 60	9 – 11	13 - 15	4/10/16	9.5 – 10

- Fase Contingente (600 ft – 1100 ft). Hueco 5 7/8”

Se implementará cuando cualquier problema impida continuar perforando hasta TD, durante esta fase se recomienda un lodo Polimérico con las siguientes propiedades (Ver tabla 33).

Tabla 33. Especificaciones lodo Fase Contingente

PROPIEDADES DEL LODO					
Densidad (ppg)	Viscosidad Embudo (seg)	VP (cp)	YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Geles (10/10/30)	pH
8.7 – 8.9	51 - 55	9 – 12	20 - 21	6/10/12	9 – 9.5

Para las diferentes fases del pozo ANH– CAUCA–10–ST–S se recomienda un fluido muy básico con los siguientes aditivos.

Tabla 34. Aditivos recomendadas del lodo

PRODUCTO	FUNCIÓN
<b>GLYMAX</b>	Lubricante e inhibidor de arcillas
<b>Q- XAN</b>	Viscosificante
<b>Q PAC L/R</b>	Polímero controlador de filtrado
<b>Q DRILL UP</b>	Lubricante y mejorador de ROP
<b>SODA CAUSTICA</b>	Controlador de pH
<b>BACTERICIDA Q-CIDE L25</b>	Biocida

A fin de evitar grandes pérdidas durante la operación se presentan los posibles problemas a encontrarse y respectivas soluciones que pueden ser adoptadas durante la perforación del pozo ANH– CAUCA–10–ST–S.

Tabla 35. Posibles problemas y soluciones

Problemas		Posibles Causas	Soluciones
Pérdidas de circulación	de	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Densidad inadecuada del fluido de perforación.</li> <li>- Presencia de cavernas</li> <li>- Pérdidas de filtrado debido a que el cake no está siendo efectivo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar gradiente de fractura y ajustar la densidad del lodo.</li> <li>- Bombear cáscara de arroz.</li> <li>- Adicionar controladores de filtrado (Q- Pac L/R, DRISCAL D)</li> <li>- Si es pertinente, adicionar aditivos para las pérdidas de circulación (Poly Plug, Xlink, CaCO<sub>3</sub> De Diferente granulometría)</li> </ul>
Recortes superficie	en	Embotamiento de la broca	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar desgaste de cuchillas o conos de la broca.</li> <li>- Adicionar detergente</li> </ul>
Taponamiento de Jets	de	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presencia de sólidos</li> <li>- Mal tratamiento de control de sólidos en superficie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se recomienda revisar sistema de control de sólidos</li> <li>- Adicionar polímero synerfloc CP 787, para la separación de sólidos.</li> </ul>
Derrumbes		Inestabilidad del pozo	Adicionar controladores de filtrado (Q- Pac L/R DRISCAL D), a fin de darle estabilidad a la torta.
Elevadas pérdidas de presión		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presencia de sólidos</li> <li>- Fricción de la sarta</li> </ul>	Adicionar lubricantes como Glymax, Q-DRILL UP.

Se recomienda en todos los casos como acción preventiva mantener siempre la hidráulica adecuada acorde con el programa de los fluidos de perforación, por otro lado se debe realizar monitoreo constante del nivel en los tanques.

### 6.9.1 Control De Sólidos

A fin de mantener el contenido de sólidos lo más bajo posible, los equipos de control de sólidos se deben operar continuamente, y en las condiciones de trabajo adecuadas. Óptimos caudales de operación son importantes para garantizar una buena limpieza del hueco debido a que lodos con altos contenidos de sólidos generan revoques gruesos y esponjosos que favorecen las pegas de tubería, además de ser un factor crítico en la perforación Slim Hole debido a los anulares reducidos que se presentan.

El equipo de control de sólidos a usar se muestra en la tabla 36.

Tabla 36. Equipos de control de sólidos

EQUIPO	ESPECIFICACIONES
<b>SHAKER FG<math>\geq</math>6</b>	Equipos en línea Mallas 140 Mesh, optimizar a 175 Mesh si el galonaje y el equipo lo permiten.
<b>MUD CLEANER (3 en 1)</b>	Utilizar en forma continua: Shaker con mallas 175; desander (mín. 1 cono de 500 gpm); Desilter (mín. 4 conos de 100 gpm c/u)
<b>BOMBAS CENTRÍFUGAS</b>	El desander y desilter deben tener bombas centrífugas de alimentación adecuadas para garantizar 30 psi en el manifold de succión de los conos.

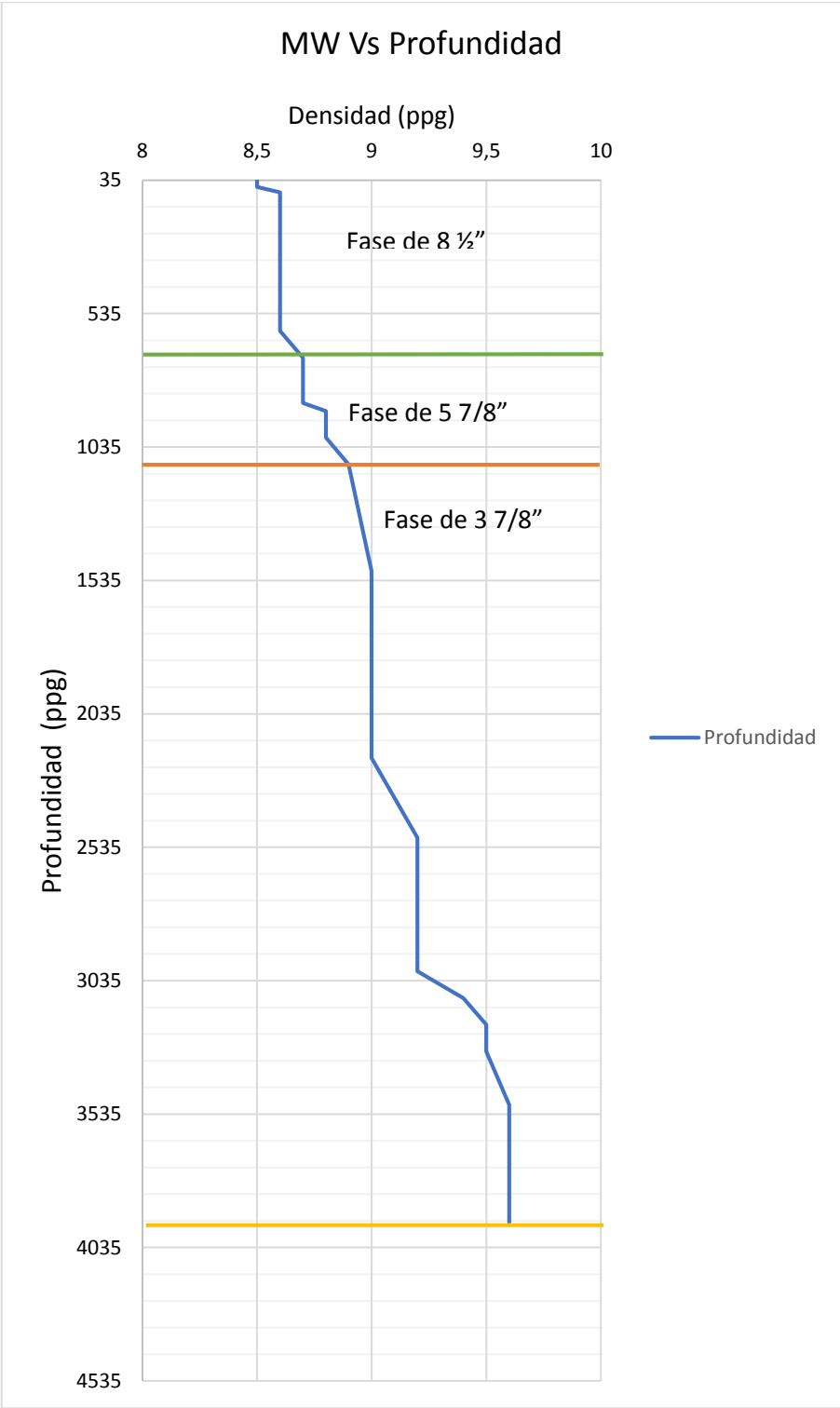
<b>CENTRÍFUGA DECANTADORA ALTA</b>	<b>DE</b>	Utilizar una centrífuga decantadora de por lo menos 40 gpm para optimizar la recuperación de lodo. Debe utilizarse para descartar sólidos de baja gravedad.
<b>SISTEMA ACTIVO LODOS</b>	<b>DE</b>	Debe tener las divisiones necesarias como Trampa de arena, División de succión para el desander, División de succión para el desilter, división de succión para la centrífuga decantadora, tanque de píldora.
<b>AGITACIÓN</b>		Debe tener una correcta agitación en las divisiones y tener pistolas de fondo para garantizar la homogeneidad en el lodo.
<b>FILTRO EN SUCCIÓN</b>		Debe tener un filtro en la succión de la bomba de lodos para retirar partículas indeseadas del sistema.

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

### **6.10 MANEJO DE DENSIDAD DEL LODO (MW) POR FASES**

A fin de poder cumplir con los objetivos propuestos, mantener la integridad del pozo y así mismo, garantizar un recobro de los corazones en buenas condiciones para análisis futuros. Se presenta la gráfica de manejo de densidad vs profundidad, que permite visualizar la densidad programada a lo largo de la perforación; cabe resaltar que esta densidad está dentro de la ventana operacional de lodo, permitiendo garantizar de esta forma la integridad del pozo.

Figura 27. Gráfica Manejo de densidad del lodo (MW) vs Profundidad



### 6.11 PROGRAMA DE BOTTOM HOLE ASSEMBLY “BHA”

Para el diseño de las sargas de perforación se debe tener en cuenta el desempeño de la broca así como los objetivos direccionales propuestos. Para el pozo ANH-CAUCA-10-ST-S no se incluyen DC, HW, JAR, etc., ya que éstos no son necesarios para perforar debido a que el WOB se aplica directamente con tubería. De acuerdo a esto se muestra el siguiente programa de BHA para las diferentes secciones a perforar:

- FASE DE 8 ½” (35’-600’)
  - Broca tricónica de 8 ½”
  - Tubería de perforación HQ 3 ½”

Tabla 37. Especificaciones Tubería HQ 3 ½”

Diámetro externo	3 1/2	in
Diámetro interno	3 1/16	in
Peso a 10 ft	77	lbf
Hilos de Rosca / in	3	
Acople diámetro interior	No se usa	
Capacidad	38,2	Gal / 100 ft

Fuente: Información tomada de VERGARA GONZALES, Iván Fernando. Notas sobre Trabajo en Perforación con propósitos de Ingeniería en Geotecnia. Trabajo de grado. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. UIS. 2009

- FASE DE 3 7/8” (600’-3937’)
  - Broca tricónica de 3 7/8”
  - Tubería de perforación NQ 2 ¾”

Tabla 38. Especificaciones Tubería NQ 2 ¾"

Diámetro externo	2 ¾"	in
Diámetro interno	2 ¾"	in
Peso a 10 ft	52	lbf
Hilos de Rosca / in	3	
Acople diámetro interior	No se usa	
Capacidad	23	Gal / 100 ft

Fuente: Información tomada de VERGARA GONZALES, Iván Fernando. Notas sobre Trabajo en Perforación con propósitos de Ingeniería en Geotecnia. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Trabajo de grado. UIS. 2009

- FASE CONTINGENTE DE 5 7/8" (600'-1100')
  - Se implementará cuando cualquier problema impida continuar perforando hasta TD.
  - Broca tricónica de 5 7/8"
  - Tubería de perforación HQ 3 ½"






Tabla 39. Especificaciones Tubería HQ 3 ½"

Diámetro externo	3 1/2	in
Diámetro interno	3 1/16	in
Peso a 10 ft	77	lbf
Hilos de Rosca / in	3	
Acople diámetro interior	No se usa	
Capacidad	38,2	Gal / 100 ft

Fuente: Información tomada de VERGARA GONZALES, Iván Fernando. Notas sobre Trabajo en Perforación con propósitos de Ingeniería en Geotecnia. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Trabajo de grado. UIS. 2009

Finalmente en la Figura 28 se presenta el esquema del barril corazonador para la recuperación de núcleos de roca.

Figura 28. Ensamblaje del barril de corazonamiento

ÍTEM	HERRAMIENTA	LONGITUD	ID	OD
Core Barrel		10'	3.06"	3.5"
Reaming Shell		1.5'	3.06"	3.7"
Core Barrel		10'	3.06"	3.5"
Reaming Shell		1.5'	3.06"	3.7"
Core Head		0.8.'	2.5"	3.77"

Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

## **6.12 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA LOCALIZACIÓN DE SUPERFICIE**

De acuerdo a la guía de Manejo ambiental para Proyectos de Perforación de Pozos de Petróleo y Gas del Ministerio del Medio ambiente, la localización del pozo se establece con base en los resultados de la exploración sísmica, los cuales determinan el objetivo geológico que debe ser alcanzado con la perforación y la definición de coordenadas superficiales.

A fin de causar menor impacto ambiental, se recomienda realizar una evaluación previa de los siguientes aspectos:

- Objetivos y requerimientos del proyecto.
- Preservación ambiental del área.
- Normas ambientales.
- La obligación de restaurar el área afectada.

Además se debe tener en cuenta:

- Mínimo movimiento de tierras, teniendo preferencia de áreas planas, terrenos firmes y con suficiente capacidad para soportar el equipo.
- No se podrá ubicar pozos en las áreas de exclusión que indique la zonificación de manejo ambiental.
- Se recomienda preferiblemente áreas intervenidas y de uso pecuario.
- La distancia del pozo a un cuerpo de agua no debe ser inferior a 10 m.
- Evitar en lo posible, la construcción en bosque primario o selva virgen.

### **6.13 ANÁLISIS SOCIAL Y AMBIENTAL DE LA LOCALIZACIÓN**

Mediante una adecuada planeación de cada fase, los problemas ambientales y sociales generados por la actividad exploratoria en la mayoría de los casos son mitigables.

Para el Análisis Ambiental debe tenerse en cuenta:

- Planificación ambiental, donde se elaboren los estudios necesarios que permitan identificar riesgos ambientales y sociales que acompañan el desarrollo de la actividad.
- Revisión y ajuste del Diseño del Proyecto, donde se incorpore los resultados de los estudios ambientales, específicamente: El plan de manejo ambiental (PMA) y la zonificación de manejo ambiental, que determina las áreas susceptibles de intervención y las condiciones en que ésta es posible.
- Proceso de Licenciamiento Ambiental (Aprobación PMA).

Para el análisis de gestión social se hace necesario el reconocimiento de la diversidad étnica y formas de participación de las comunidades del área de influencia directa, siendo un factor determinante para la ejecución del proyecto.

Algunos de los aspectos a tener en cuenta son:

- Plan de gestión social, el cual debe contar con las políticas de responsabilidad tanto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como de la entidad interesada en el Proyecto.
- Socialización e información del programa a las autoridades locales, municipales y las comunidades de influencia directa.
- Logística del ingreso de personal: exámenes médicos, 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.
- Participación ciudadana en las decisiones ambientales de los proyectos, particularmente cuando las actividades se desarrollan en territorios que pertenecen a minorías étnicas.

Al finalizar el proyecto se deben cerrar todas las actividades y compromisos planteados, finalmente se elaboran las actas de cierre y conformidad respectivas.

#### **6.14 TRAYECTORIA DEL POZO**

Por lo general cuando se perfora, los pozos tienen una tendencia natural a desviarse de acuerdo con la posición de los estratos, y por eso no son totalmente verticales.

Un pozo vertical permite iniciar con tamaños más pequeños, ya que se requieren menos secciones, siendo una ventaja para los pozos Slim Hole. Es por ello que no se recomienda que este tipo de tecnología maneje trayectorias direccionales ya que implica el uso de una herramienta muy pequeña.

El pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S seguirá una trayectoria vertical para lo cual se debe tener en cuenta con anterioridad factores mecánicos y geológicos que influyen en su desviación, entre los que se encuentran:

- Configuración del Bottom Hole Assembly.
- Características de las brocas
- Velocidad de rotación de la sarta (RPM)
- Peso aplicado sobre la broca (WOB)
- Dureza de las formaciones a atravesar
- Buzamiento de los estratos

En caso de conocer las inclinaciones de los estratos se aprovecha la tendencia natural, pero debido a que el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S es un pozo estratigráfico se busca mantener lo más vertical posible por medio de parámetros mecánicos. A fin de mantener la verticalidad se recomienda manejar WOB bajos y altas velocidades en la rotación de la sarta (RPM).

Durante la operación se debe verificar por medio de registros la verticalidad del pozo. Cabe resaltar que una pequeña desviación del pozo es aceptable siempre y cuando no sobrepase el ángulo permisible para mantenerse dentro del objetivo, en caso de una desviación grande se debe sacar tubería y bajar un ensamblaje para enderezarla.

#### **6.15 PROGRAMA DE HIDRÁULICA**

El pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S es un pozo estratigráfico en el cual se van a efectuar operaciones de corazonamiento, éstas se realizarán a bajas tasas o las que consideren adecuadas los técnicos de acuerdo al barril corazonador. Sin embargo, se vio la necesidad de realizar una hidráulica para el ensanchamiento o perforación si lo requiere la operación.

El programa de hidráulica presentado busca aproximar los parámetros que se deben manejar durante la perforación si ésta es necesaria, con el fin de obtener buenas ratas de perforación al combinar la limpieza óptima del hueco con los conceptos de potencia, impacto y áreas de flujo.

A fin de entender la distribución de presiones en un pozo, se considera un sistema cerrado con pérdidas de presión por todo el sistema: cuando el lodo pasa a través de la tubería, la broca, el anular e incluso cuando es bombeado a través de las líneas de superficie.

Durante el desarrollo de los cálculos de hidráulica se hace necesario definir un caudal para cálculos posteriores (Caudal a usar). Así como también definir el caudal óptimo, éste debe estar entre el rango del caudal mínimo y el caudal crítico.

- Caudal mínimo

$$V_{min} = 210 - 12D_h \text{ [pie/min]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 31}$$

$$Q_{min} = V_{min} * \left( \frac{(D_h^2 - OD_{DP}^2)}{24.5} \right) \text{ [gpm]} \dots\dots \text{Ecuación 32}$$

Donde:

- $D_h$ : Diámetro del hueco (in)
- $OD_{DP}$ : Diámetro externo de la tubería de perforación (in)

- Caudal crítico

$$V_c = \frac{97 VP + 97 \sqrt{VP^2 + 8.2 \rho D_e^2 YP}}{\rho D_e} \text{ [pie/min]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 33}$$

$$Q_{critico} = V_c * \left( \frac{(D_h^2 - OD_{DP}^2)}{24.5} \right) \text{ [gpm]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 34}$$

Donde:

- $D_e = D_h - OD_{DP}$  (in)
- $D_h$ : Diámetro del hueco (in)
- $OD_{DP}$ : Diámetro externo de la tubería de perforación (in)
- $YP$ : Punto de cedencia (Yield Point) (lb/100 ft<sup>2</sup>)
- $D$ : Diámetro interno de la sarta (in)
- $\rho$ : Densidad (ppg)

- *VP*: Viscosidad plástica (cp)
- Caudal a usar

$$V_{optima} = \frac{1800}{\rho * D_h} [pie/min] \dots\dots\dots \text{Ecuación 35}$$

$$Q = V_{optima} * \left( \frac{(D_h^2 - OD_{DP}^2)}{24.5} \right) [gpm] \dots\dots\dots \text{Ecuación 36}$$

Conociendo el caudal a usar, se procede a calcular las pérdidas de presión por todo el sistema.

- Pérdidas en superficie

Las pérdidas de presión en los equipos de superficie dependen del tipo de bomba, longitud del standpipe, longitud de las líneas de superficie, longitud de Kelly, etc. Uno de los métodos para su cálculo se basa en el modelo plástico de Bingham que está dado por la siguiente formula:

$$P_{Loss Superficie} = E \rho^{0.8} Q^{1.8} PV^{0.2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 37}$$

Donde:

- $P_{Loss Superficie}$ : Pérdida de presión (psi o Kpa)
- $\rho$ : Densidad (ppg o kg/litro)
- $Q$ : Caudal (gpm o litro/min)
- $PV$ : Viscosidad plástica (cp)

Donde la constante E representa los cuatro tipos de equipos de superficie empleados en el taladro. El tipo de taladro se puede verificar en los cuadros de

clasificación, de lo contrario se coloca por defecto el tipo 4. Para el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S, se utilizó el tipo 1.

Tabla 40. Valores constante E

Clasificación	E	
	Imperial	Métrico
<b>1</b>	$2.5 \times 10^{-4}$	$8.8 \times 10^{-6}$
<b>2</b>	$9.6 \times 10^{-5}$	$3.3 \times 10^{-6}$
<b>3</b>	$5.3 \times 10^{-5}$	$1.8 \times 10^{-6}$
<b>4</b>	$4.2 \times 10^{-5}$	$1.4 \times 10^{-6}$

Fuente: Tomado y modificado de RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction

- Pérdidas en la Tubería

Luego del lodo ser bombeado, éste pasa a través de la tubería. Para el cálculo de las pérdidas de presión en la sarta se hace necesario determinar el tipo de flujo presente, para ello se requieren diámetros internos de la sarta, velocidad, densidad y viscosidad del fluido.

$$\bar{V} = \frac{24.5Q}{D^2} [pie/min] \dots\dots\dots \text{Ecuación 38}$$

$$V_c = \frac{97 VP + 97 \sqrt{VP^2 + 8.2 \rho D^2 YP}}{\rho D} [pie/min] \dots\dots\dots \text{Ecuación 39}$$

Donde:

- *YP*: Punto de cedencia (Yield Point) (lb/100 ft<sup>2</sup>)
- *D*: Diámetro interno de la sarta (in)
- $\rho$ : Densidad (ppg)
- *Q*: Caudal (gpm)

- $VP$ : Viscosidad plástica (cp)

Si  $\bar{V} > V_c$ , el flujo es turbulento; si no es Laminar

Conociendo el tipo de flujo que se encuentra presente y de acuerdo al modelo plástico de Bingham se calculan las pérdidas de presión:

- Para flujo laminar

$$P_{loss}(psi) = \frac{L * \bar{V} * VP}{90000 D^2} + \frac{YP * L}{D} \dots\dots\dots \text{Ecuación 40}$$

- Para flujo turbulento

$$P_{loss}(psi) = \frac{8.91 * 10^{-5} \rho^{0.8} Q^{1.8} VP^{0.2} L}{D^{4.8}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 41}$$

Donde:

- $YP$ : Punto de cedencia (Yield Point) (lb/100 ft<sup>2</sup>)
- $D$ : Diámetro interno de la sarta (in)
- $\rho$ : Densidad (ppg)
- $Q$ : Caudal (gpm)
- $VP$ : Viscosidad plástica (cp)
- $L$ : Longitud de la sección (ft)

- Pérdidas en el anular

Cabe resaltar que las pérdidas serán mayores en las secciones inferiores de la sarta donde el diámetro interior es más pequeño y la velocidad del lodo es mayor.

Las pérdidas de presión friccionales se presentan a medida que el lodo retorna por el anular. Para ello se debe determinar el régimen de flujo presente.

$$\bar{V} = \frac{24.5Q}{Dh^2 - ODp^2} [pie/min] \dots\dots\dots \text{Ecuación 42}$$

$$V_c = \frac{97 PV + 97 \sqrt{VP^2 + 6.2 \rho (De)^2 YP}}{\rho De} [pie/min] \dots\dots\dots \text{Ecuación 43}$$

Donde:

- *YP*: Punto de cedencia (Yield Point)
- *De*:  $D_h - OD_{DP}$  (in)
- $OD_{DP}$ : Diámetro externo de la tubería de perforación (in)
- $D_h$ : Diámetro del hueco (in)
- $\rho$ : Densidad (ppg)
- *Q*: Caudal (gpm)
- *VP*: Viscosidad plástica (cp)

Si  $\bar{V} > V_c$ , el flujo es turbulento; si no es Laminar

Conociendo el tipo de flujo que se encuentra presente, entonces:

- Para flujo laminar

$$P_{loss}(psi) = \frac{L * \bar{V} * VP}{60000 De^2} + \frac{YP * L}{225 De} \dots\dots\dots \text{Ecuación 44}$$

- Para flujo turbulento

$$P_{loss}(psi) = \frac{8.91 \cdot 10^{-5} \rho^{0.8} Q^{1.8} VP^{0.2} L}{(Dh + OD_{DP})^{1.8} (Dh - OD_{DP})^3} \dots\dots\dots \text{Ecuación 45}$$

Donde:

- *YP*: Punto de cedencia (Yield Point)
- *Dh*: Diametro del hueco (in)
- *Dp*: Diametro externo de la tubería (in)
- $\rho$ : Densidad (ppg)
- *Q*: Caudal (gpm)
- *VP*: Viscosidad plástica
- *L*: Longitud de la sección (ft)

- Pérdidas en la Broca

Finalmente se calculan las pérdidas de presión en la broca que ocurren cuando el lodo pasa a través de las boquillas. La caída de presión máxima a través de la broca, se muestra como una función de la presión de superficie disponible.

$$P_{bit} = \frac{n}{(n+1)} P_s \dots\dots\dots \text{Ecuación 47}$$

Dónde:

- *n*: 1,86
- *P<sub>s</sub>*: Máxima presión del equipo

Luego se calcula la máxima potencia hidráulica *P<sub>copt</sub>*

$$P_{copt} = 0,35 P_s \dots\dots\dots \text{Ecuación 48}$$

Finalmente se calcula el caudal óptimo ajustado

$$Q_{opt} = Q \left( \frac{P_{copt}}{P_c} \right)^{0.538} \dots\dots\dots \text{Ecuación 49}$$

Donde

- $P_c$ : Pérdidas de presión a través del sistema (psi)

Finalmente se procede a calcular la velocidad promedio de las boquillas, área y diámetro de las boquillas.

- Velocidad en las boquillas

$$V_n = 33.36 \sqrt{\frac{P_{broca}}{\rho}} \text{ [ft/seg]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 50}$$

- Área total de las boquillas

$$A = 0,32 * \frac{Q}{V_n} \text{ [in}^2\text{]} \dots\dots\dots \text{Ecuación 51}$$

- Diámetro de las boquillas

$$Dn = 32 * \sqrt{\frac{4 * TFA}{n^{\circ} \text{ boquillas} * \pi}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 52}$$

- Potencia hidráulica en la broca

$$hhp_b = \frac{Q * P_{broca}}{1740} \dots\dots\dots \text{Ecuación 53}$$

De acuerdo a lo anterior, se muestran los resultados obtenidos para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S.

– Pérdidas de presión

Tabla 41. Pérdidas de presión Pozo ANH–CAUCA–10–ST–S

	Fase 35 ft – 600 ft		Fase 600 ft – 3937 ft	
	$\Phi_{\text{Hueco}} = 8 \frac{1}{2}''$	$\Phi_{\text{Csg}} = 7''$	$\Phi_{\text{Hueco}} = 3 \frac{7}{8}''$	Tub. NQ
Equipos de Sup. (psi)	100,21		9,22	
Tubería (psi)	99,42		172,63	
Anular (psi)	11,23		413,25	
Broca (psi)	520,28		910,49	
Pérdidas de presión totales (psi)	<b>731,15</b>		<b>1506,60</b>	

– Caudales

Tabla 42. Caudales Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S

Nº	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	Int. profundidad (ft)	$Q_{\text{Mín}}$ (gpm)	$Q_{\text{Crit}}$ (gpm)	$Q_{\text{Opt}}$ (gpm)
1	8 ½"	35 ft – 600 ft	264,49	941,6	450
2	3 7/8"	600 ft – 3937 ft	49,74	124,8	89

– Hidráulica

Tabla 43. Hidráulica Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S

Nº	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	Int. profundidad (ft)	Peso lodo (ppg)	Área total boquillas. TFA (in <sup>2</sup> )	Potencia Hidráulica (HP)
1	8 ½"	35 ft – 600 ft	8,8	0,56	134,56
2	3 7/8"	600 ft – 3937 ft	9,4	0,08	46,44

- Boquillas de la broca

Tabla 44. Boquillas Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S

Fase	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	N <sup>o</sup> Boquillas	V <sub>Boquillas</sub> (ft/s)	$\Phi_{\text{Boquillas}}$ (1/32")	Propuesta
1	8 1/2"	3	256,51	15,62	- 2 jets de 16/32" - 1 jet de 15/32"
2	3 7/8"	3	328,32	6,1	- 2 jets de 6/32" - 1 jet de 7/32"

Teniendo en cuenta la fase contingente, la hidráulica que se debe tener en cuenta para el pozo ANH – CAUCA 10 – ST – S será la siguiente.

- Pérdidas de presión

Tabla 45. Pérdidas de presión Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S con contingencia

	Fase 35 ft – 600 ft		Fase 600 ft – 1100 ft		Fase 1100 ft – 3937 ft	
	$\Phi_{\text{Hueco}}$ 8 1/2"	$\Phi_{\text{Csg}}$ 7"	$\Phi_{\text{Hueco}}$ 5 7/8"	$\Phi_{\text{Csg}}$ 4 1/2"	$\Phi_{\text{Hueco}}$ 3 7/8"	Tub. NQ
Equipos de Superficie (psi)	100,210		19,65		9,47	
Tubería (psi)	99,425		2,56		150,68	
Anular (psi)	11,234		254,65		604,06	
Broca (psi)	520,280		1170,63		1170,63	
Pérdidas presión totales (psi)	<b>731,15</b>		<b>1447,50</b>		<b>1934,84</b>	

- Caudales

Tabla 46. Caudales Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S con contingencia

Nº	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	Int. profundidad (ft)	$Q_{\text{Mín}}$ (gpm)	$Q_{\text{Crit}}$ (gpm)	$Q_{\text{Opt}}$ (gpm)
1	8 ½"	35 ft – 600 ft	264,49	941,6	450
2	5 7/8"	600 ft – 1100 ft	126,78	319,6	233,45
3	3 7/8"	1100 ft – 3937 ft	49,74	124,82	90

- Hidráulica

Tabla 47. Hidráulica Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S con contingencia

Nº	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	Int. profundidad (ft)	Peso lodo (ppg)	Área total boquillas. TFA (in <sup>2</sup> )	Potencia Hidráulica (HP)
1	8 ½"	35 ft – 600 ft	8,8	0,56	134,56
2	5 7/8"	600 ft – 1100 ft	9,4	0,20	157,06
3	3 7/8"	1100 ft – 3937 ft	9,4	0,08	75,10

- Boquillas de la broca

Tabla 48. Boquillas Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S con contingencia

Fase	$\Phi_{\text{Hueco}}$ (in)	Nº Boquillas	$V_{\text{Boquillas}}$ (ft/s)	$\Phi_{\text{Boquillas}}$ (1/32")	Propuesta
1	8 ½"	3	256,51	15,61	- 3 jets de 16/32"
2	5 7/8"	3	372,28	9,34	- 2 jets de 10/32" - 1 jet de 9/32"
3	3 7/8"	3	372,28	5,8	- 3 jets de 6/32"

## **6.16 PROGRAMA DE PREVENTORAS Y CABEZAL DE POZO**

Teniendo en cuenta la importancia de controlar el flujo de fluidos fuera del pozo y prevenir la pérdida de control del mismo durante las operaciones de perforación, se hace necesario para el pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S, el diseño de un programa de preventoras y cabezales de pozo.

Con base a la presión y a las secciones planeadas para el pozo, se plantea el siguiente programa de BOP's y WHA.

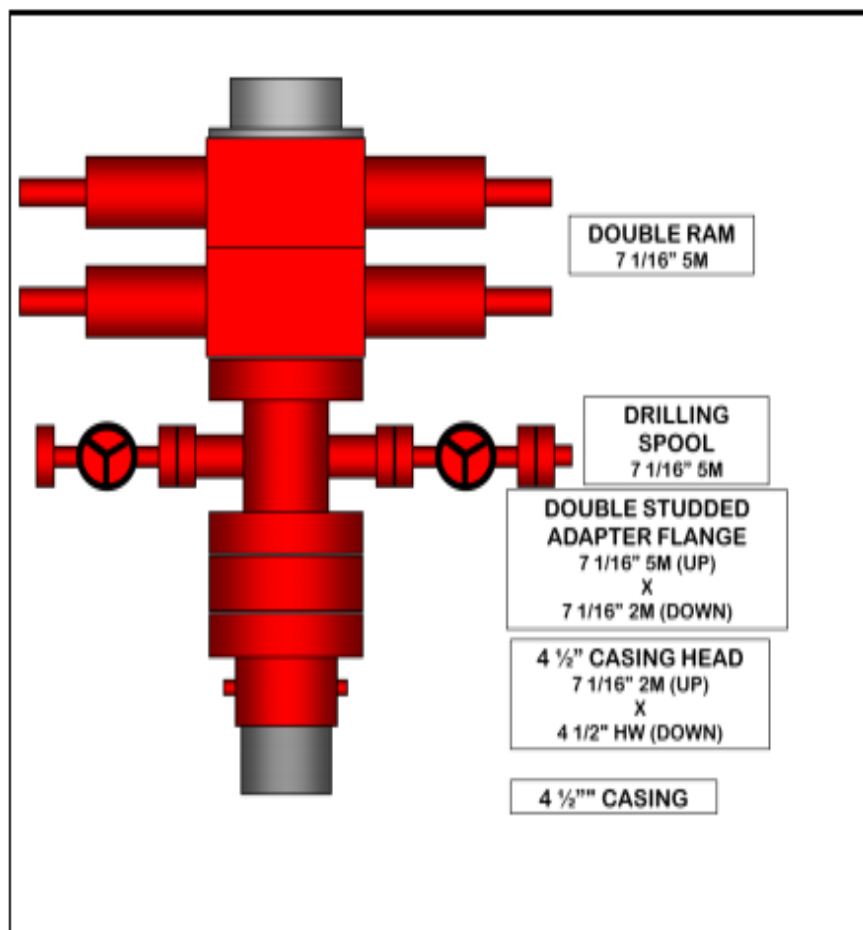
Se inicia con Diverter conectado al tubo de 9 5/8" debido a la poca profundidad y a fin de manejar las presiones y gases superficiales. Se perfora hasta 600 ft de profundidad, luego se baja revestimiento de 7" y se enrosca en el Casing Head de 7 1/16". Sobre el cabezal se coloca una Preventora Tipo RAM de tubería de 7 1/16" a 3000 psi y sobre el RAM se instala una BOP Tipo Anular de las mismas especificaciones, con presión de operación de 1500 psi.

Para la contingencia, el Casing de 4 1/2" se cuelga en el Cabezal de 7 1/16" el cual cuenta con unas cuñas para colgar el casing internamente, sobre el cabezal se instalan las Preventoras de la misma manera que para el casing de 7".

La presión de operación de la Preventora de arietes, (RAM) y el anular (BOP) se suministra desde las bombas hidráulicas del taladro con capacidad hasta 5.500 psi, el control de apertura y cierre de las preventoras se realiza mediante electroválvulas choqueadas controladas desde la cabina del perforador, estas válvulas se ajustan para permitir que el cierre se realice en un tiempo entre 15 y 20 segundos y de esta forma evitar el aplastamiento de la tubería.

En la Figura 29 se puede observar un esquema del equipo de control de pozo, (BOP'S – WHA)

Figura 29. Esquema de Preventoras y Cabezal de Pozo



Fuente: Tomado de Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011

### 6.17 PROGRAMA DE ABANDONO DEL POZO

Luego de cumplir el objetivo propuesto de perforación y corazonamiento, se procederá al taponamiento y abandono del pozo.

De acuerdo al análisis realizado para el pozo ANH–CAUCA–10–ST–S, se ubicarán dos tapones de cemento (fondo y superficie) cada uno con espesor de

200 ft y 400 ft, en medio de los cuales se dejará como fluido de relleno lodo polimérico con densidad de 9,6 ppg.

De acuerdo a esto y al análisis se tiene:

- Tapón N 1°: Desde 3200 ft hasta 2800 ft de cemento clase G, con densidad de 15,8 ppg y un volumen de lechada de 5,8 Bbls
- Tapón N 2°: De 200 pies hasta superficie. Clase G, lechada 15,8 ppg y un volumen de 8,3 Bbls.

Las propiedades de los fluidos de taponamiento se observan en la Tabla 49.

Tabla 49. Especificaciones de Fluidos de taponamiento

TAPÓN DE SUPERFICIE		TAPÓN DE FONDO		
Intervalo	0 - 200 [ft]	Intervalo	2800 - 3200 [ft]	
h	200 [ft]	h	400 [ft]	
$\Phi_{\text{Hueco}}$	9 5/8 a 8 1/2 "	$\Phi_{\text{Hueco}}$	3 7/8 "	
Lodo	Aquagel	Lodo	Polimérico	
$\rho_{\text{Lodo}}$	8,8 [ppg]	$\rho_{\text{Lodo}}$	9,5 [ppg]	
Casing	OD 7" - 20 lb/ft – J55		Casing	
	ID (in)	6,456		N/A
	Cap.	0,0415 [Bbl/ft]		0,0146 [Bbl/ft]
Cemento	Clase G	Cemento	Clase G	
$\rho_{\text{Lechada}}$	15,8 [ppg]	$\rho_{\text{Lechada}}$	15,8 [ppg]	
Volumen	8,3 [Bbls]	Volumen	5,8 [Bbls]	

El procedimiento de abandono para el Pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S se realizará de la siguiente forma:

1. Una vez se terminen de correr los Registros Eléctricos, bajar la sarta HQ (3½”) hasta el zapato (600’), romper geles y continuar bajando sarta HQ hasta 2700’ rompiendo circulación cada 250 pies.

2. A 2700' circular a limpio con lodo de 9.5 ppg.
3. Pre-mezclar lechada de cemento de 15,8 ppg y bombear el Primer tapón de abandono de 400'.
4. Sacar lentamente 400 pies de tubería (200 pies por encima del tope teórico del cemento) y circular con lodo de 9.6 ppg para limpiar los residuos de cemento que pudieran estar dentro de la tubería.
5. Conectar cortador para el revestimiento de 4½" a la tubería HQ (3½"), bajar la sarta con el cortador hasta 750 ft, realizar el corte del revestimiento, sacar la sarta HQ (3½") hasta superficie.\*
6. Conectar el revestimiento de 4½" y trabajarlo con tensión y torque; de acuerdo con las especificaciones de la tubería; para intentar recuperar la sección cortada.\*
7. Si NO se logra recuperar el revestimiento HW cortado, se repite la operación anterior realizando cortes por encima del punto de corte anterior (la profundidad del nuevo corte se definirá acorde con lo observado durante la operación), hasta lograr recuperar la mayor cantidad de revestimiento de 4½" posible.\*
8. Bajar sarta HQ (3½") hasta 200', circular el pozo con lodo de 8,8 ppg, pre-mezclar lechada de cemento de 15,8 ppg y bombear el Segundo tapón de abandono de 200'.
9. Sacar la sarta HQ (3½") hasta superficie y llenar el volumen de desplazamiento de la tubería con cemento hasta superficie.

\*Fase contingente, sólo se implementará cuando cualquier problema impida continuar hasta TD.

En la Figura 30 y la Figura 31 se presenta lo programado para el taponamiento del pozo ANH – CAUCA – 10 – ST – S, de acuerdo al estado mecánico final del pozo.

Figura 30. Estado Mecánico de Abandono Pozo ANH CAUCA 10–ST–S a TD

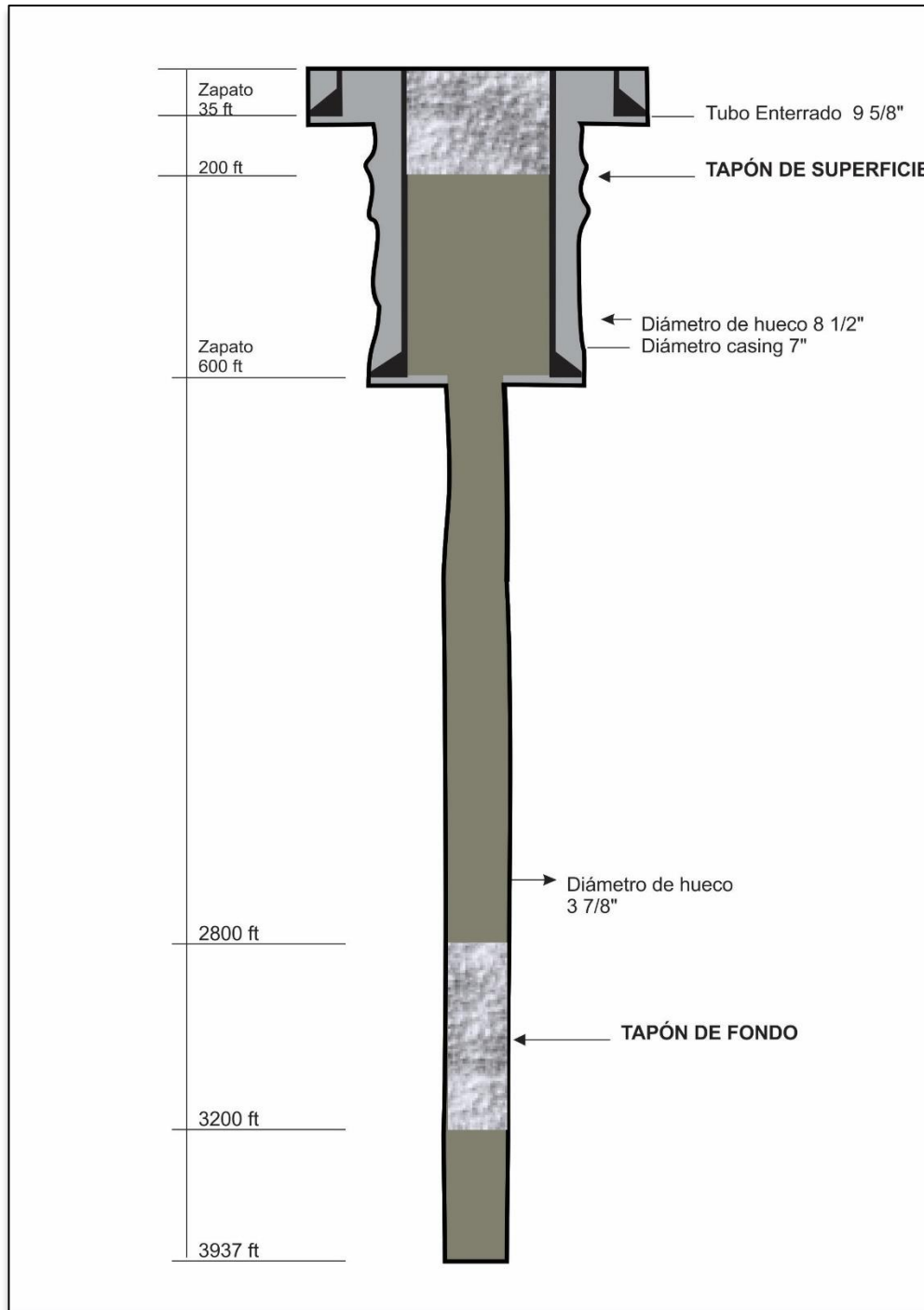
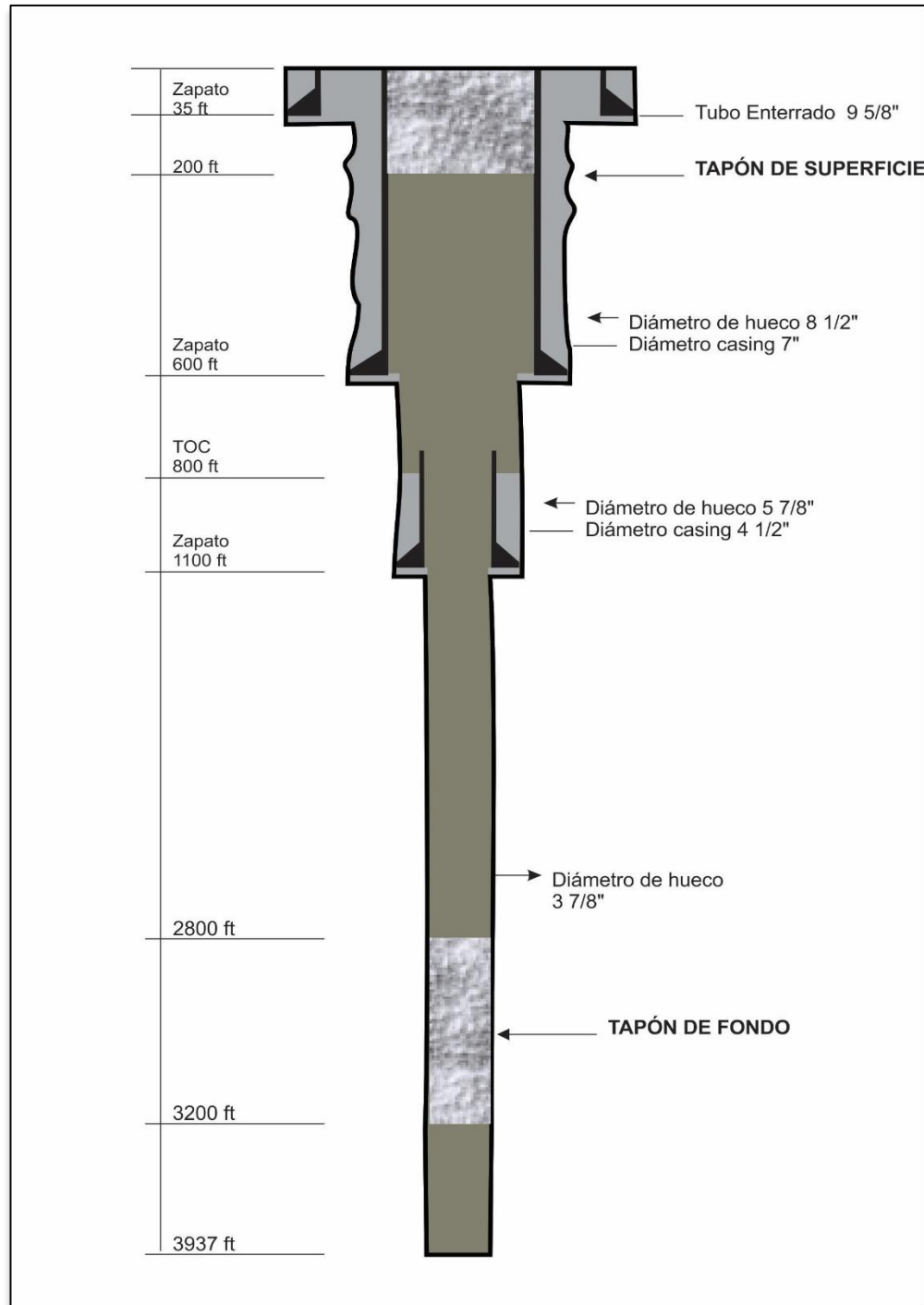


Figura 31. Estado Mécanico de Abandono del Pozo ANH CAUCA 10 – ST – S a  
TD con Fase Contingente



### 6.17.1 Placa de abandono del pozo

Para la identificación del pozo se ubicara un mojón de cemento y una placa metálica sobre el mismo, con unas dimensiones de 60 cm X 40 cm y un espesor de 40 cm. Sobre la placa se consignarán los datos más relevantes del pozo, como se muestra en la Figura 32.

Figura 32. Placa de abandono metálica de identificación

EMPRESA OPERADORA: _____	
POZO _____	
Coordenadas:	X _____
	Y _____
Elevación del terreno	_____
Comenzado	DD/MM/AA
Terminado	DD/MM/AA
Abandonada	DD/MM/AA
Profundidad Total	_____

## 7 CONCLUSIONES

La falta de planeación complica claramente el desarrollo de la operación y su posterior análisis, lo cual influye significativamente en los resultados obtenidos. Por esto, se hace necesario un análisis a priori de la información disponible y la elaboración de programas y procedimientos que permitan un desarrollo normal de la operación, además de predecir en parte los comportamientos a obtener para de esta manera desarrollarla de forma costo efectiva.

Durante el estudio de los problemas operacionales presentados en el pozo correlación, se logró identificar que en su mayoría estuvieron asociados a pérdidas de circulación, no contempladas en el programa de perforación. Por esta razón se deduce que durante la operación es indispensable conservar un lodo con bajo contenido de sólidos y dentro de la ventana operacional para garantizar la integridad del pozo y prevenir éste y otros problemas como el atascamiento del barril corazonador.

A partir de los resultados obtenidos en el programa de hidráulica se concluye, que el uso de pequeños caudales resulta en flujo laminar en la tubería lo que conlleva a pérdidas excesivamente altas, siendo por ello necesario manejar reologías bajas y caudales que mantengan flujo turbulento dentro de la tubería para de esta manera no causar taponamientos anulares ni sobrepresiones en fondo.

De acuerdo al análisis del pozo ANH – CAUCA – 10 –ST – S, se puede inferir que los pozos Slim Hole tienen las mayores pérdidas en el anular y no en la tubería ni en las boquillas de la broca como en el caso de los pozos convencionales. Por lo

que además de ajustar las tasas y propiedades del lodo para crear un flujo turbulento en la tubería, es necesario mejorar la relación Diámetro de broca – tubería de perforación para facilitar el flujo laminar en el anular.

Aunque se tenían algunos programas para el pozo ANH – CAUCA – 10 –ST – S, no se contaba con el suficiente soporte para atender cualquier emergencia durante la perforación y por lo tanto se tenía que improvisar o actuar por prueba y error, lo que no garantizó el resultado correcto y sobrepasó los tiempos planeados. Un programa con la suficiente planeación debe contener contingencias para atender las eventualidades durante la operación.

El estado mecánico final del pozo se acerca al caso de un pozo convencional. Tubería de 9 5 /8 es muy grande para hablar de pozos Slim hole, sin embargo se debe tener en cuenta que la gran cantidad de ripios y las pérdidas de circulación presentadas en el pozo ANH – CAUCA – 10 –ST – S se pueden mejorar con un tubo de mayor diámetro en el hueco conductor ya que éste permite un anular suficiente para manejar mejores tasas y favorecer la limpieza del pozo mediante el desalojo de los ripios de perforación.

## 8 RECOMENDACIONES

Se recomienda la utilización del revestimiento planteado ya que puede ayudar en la estabilidad del pozo y en el control de pérdidas evidenciado en los pozos ya perforados, según nuevos pozos se podría extender la primera sección de casing alrededor de los 1000 – 1100 ft ya que al parecer también se tiene inestabilidad y grandes pérdidas a esta profundidad.

Mejorar los sistemas de lodos y las propiedades reológicas, para ajustarlas a las geometrías del pozo.

Se debe implementar un mejor registro y almacenamiento de los parámetros y actividades de perforación, relacionándolos con tiempos y profundidad, para poder acceder a la información a futuro y optimizar los programas de nuevos pozos.

Plantear la posibilidad de perforar el pozo con la tubería de revestimiento para aprovechar esta tecnología, ya que las tuberías son apropiadas y podrían favorecer la operación y reducir los costos. Sin embargo, se recomienda realizar un análisis económico previo que permita sacar conclusiones de la rentabilidad que se podría generar para que sea presentado y aprobado por una entidad interesada en el proyecto.

Los programas de perforación para pozos estratigráficos tipo Slim hole, deben incluir todos los diseños y seguir todos los procedimientos y aprobaciones utilizados para los pozos convencionales.

## BIBLIOGRAFÍA

Bai Y. Gao Z., Su Y, Wang H. and Zhan F. Experimental Study of Slimhole Annular Pressure Loss and its Field Application. SPE-59265-MS. New Orleans, Louisiana. February 23-25, 2000.

BUDEZ VERGARA, Jonathan Enrique; MUÑOZ PINZÓN, Didier Alberto. Reología e Hidráulica De Pozos Estratigráficos Tipo Slim Hole, Aplicación Perforación Cuenca Cauca-Patía. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Agosto, 2012.

C.R. Hall and A.B. Ramos Jr. Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells. SPE 24610. Washington DC. October 4-7, 1992

DATALOG. Hidráulica Del Fluido De Perforación. Enero, 2001.

DOMINGUEZ LOPEZ, Ernesto R. Prognosis y litologías esperadas. CYCO Drilling S.A.S. Febrero, 2011.

Egil Eide, Shell UK E&P, and R.A. Colmer. Further Advances in Slim-Hole Drilling. OTC 7332. Houston, Texas. May 3-6, 1993.

Grupo de trabajo UIS. Informe final ANH-CAUCA-10-ST-S. UIS

Hasnain Ahmad Khan, Hafiz Lutf-ur-Rehman Sajid, and Salman Zahid. Slimhole Drilling: An Economic and Effective Answer to the Development of Previously Known "Uneconomic Reserves". SPE/IADC 101970. Mumbai, India. October 16-18, 2006.

LITUMA, Lissette; MORAN, William. Diseño de Revestimiento y Cementación en el Oriente Ecuatoriano. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador, 2009.

LOPEZ PEÑALOZA, Cesar Eduardo; SUA GOMEZ, Holman. Análisis Comparativo De La Tecnología "Slim Hole" Con La Perforación Convencional De Pozos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Septiembre, 2011.

M.G. Enilari, S.O. Osisanya, K. Ayeni. Development and Evaluation of Various Drilling Fluids for Slim-Hole Wells. PETSOC 2006-107. Canadá. June 13-15, 2006.

MOORE, Preston L. Drilling Practices Manual, Second Edition. Pen Well Books. Oklahoma, USA.

NARVAEZ, Ernesto; CALVACHE, Julio. Programas Fluidos de Perforación, Pozos Estratigráficos UIS, Pozo Patía 28. QMAX. Marzo, 2010.

PDVSA. Manual de Fluidos de Perforación. Agosto, 2002.

Programa De Perforación Y Corazonamiento Pozo Estratigráfico ANH – CAUCA 10 – ST – S. UIS, 2011.

RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction

Sagot, EAP, and D. Dupuis. One Year Experience in Slim Hole Drilling. IADC/SPE 35124. New Orleans, Louisiana. March 12-15, 1996.

TUBOS DE ACERO DE MEXICO S.A (TAMSA). Carta de Tuberías.

UIS; ANH. Geología Pozo Cauca 10. Diciembre de 2009

WALKER, Scott H; MILLHEIM, Keith. Un enfoque innovador para la perforación de exploración y explotación – El sistema de perforación de agujero angosto a alta velocidad. Amoco Production Company, Centro de investigación. Tulsa.

