



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“CAMBIO DE DISEÑO DE TRES A DOS SECCIONES PARA POZOS PETROLEROS
CON DESPLAZAMIENTO MAYOR A 4000 PIES EN EL BLOQUE TARAPOA,
OPERADO POR ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentado por:

Byron Lenín Villarreal Zambrano

Guayaquil - Ecuador

2012

AGRADECIMIENTO

Al departamento de **PERFORACIÓN Y WORKOVER** de la Compañía **ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.** por permitirme realizar este proyecto y especialmente al **Ingeniero Alex Guevara** por la confianza brindada y con cuya valiosa experiencia pude llevar a cabo esta tesis.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de este trabajo.

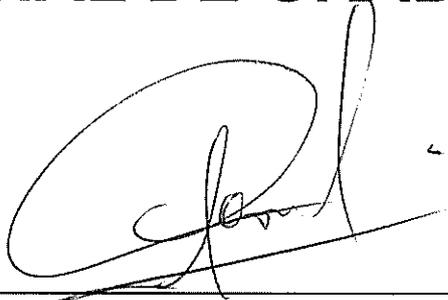
A todos los maestros quienes impartieron su conocimiento en las aulas.

DEDICATORIA

A mi madre **Sra. Angelina Zambrano** quien me apoyó a lo largo de toda mi vida estudiantil hasta alcanzar mis metas y por haber confiado en mí durante todo este tiempo.

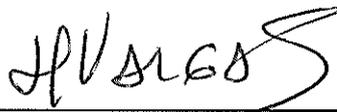
A mis hermanos y toda mi familia por el apoyo que me han dado y por siempre me incitarme a seguir.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Dr. Paul Carrión M.

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



Ing. Xavier Vargas G.

DIRECTOR DE TESIS



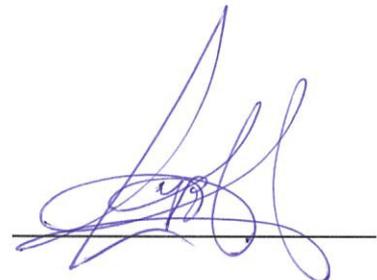
Ing. Daniel Tapia F.

VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end, positioned above a solid horizontal line.

Byron Villarreal Zambrano

RESUMEN

El siguiente trabajo desarrolla el programa de perforación de un pozo del Bloque Tarapoa rediseñado de tres a dos secciones cuyo desplazamiento horizontal es superior a 4500 ft, adicional se realiza la comparación técnica y económica entre ambos diseños.

Para desarrollar el programa se realiza un reconocimiento del campo, luego se hace un análisis de los datos técnicos; litología del área, desempeño de brocas usadas, fluidos de perforación, rendimiento de lechadas de cemento, tipos de casing, practicas de perforación y tiempo empleado en la perforación de pozos vecinos. Posterior a este se hace un estudio de petrofísica en núcleos extraídos en pozos del Bloque Tarapoa, y se evalúa el retorno de permeabilidad en estos, usando el fluido de perforación en el campo.

Finalmente se realiza el programa de perforación para un pozo en dos secciones y se hace la comparación técnica y económica de ambos diseño en el mismo pozo.

INDICE GENERAL

RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VII
INDICE DE TABLAS -----	XIX
INDICE DE GRAFICOS -----	XXIV
INDICE DE FIGURAS -----	XXVI
INTRODUCCIÓN -----	XXVII

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL BLOQUE TARAPOA

1.1. Introducción -----	001
1.2. Justificación del proyecto -----	003
1.3. Metodología de investigación -----	003
1.4. Objetivos -----	005
1.5.1. Objetivo General -----	005

1.5.2.	Objetivos Específicos -----	005
1.5.	Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa-----	006
1.6.	Geología General de la Cuenca Oriente -----	007
1.7.	Aspectos Estratigráficos-----	007
1.8.	Geología del petróleo-----	009

CAPITULO II

ADQUISICIÓN DE DATOS PARA DISEÑO DEL POZO

2.1.	Justificación de datos para diseño de pozo -----	011
2.2.	Recopilación y Análisis de la información de pozos de Correlación ----	012
2.2.1.	Registros Geofísicos -----	012
2.2.1.1.	Formaciones y topes geológicos -----	013
2.2.1.2.	Descripción Litológica -----	014
2.2.2.	Análisis del desempeño de brocas -----	019
2.2.3.	Análisis del desempeño de fluidos de perforación -----	035
2.2.4.	Análisis de curvas de tiempo-----	041
2.2.5.	Análisis de las prácticas de perforación -----	048
2.2.1.1.	Resumen de operaciones -----	048
2.2.6.	Diseño de Casing -----	056
2.2.7.	Registros de cementación -----	060

CAPITULO III

ANALISIS DE NUCLEOS Y ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE POZO

3.1.	Caracterización de la roca -----	062
3.2.	Análisis de propiedades de la roca -----	062
3.3.	Daño de formación -----	069
3.3.1.	Reducción del daño de formación-----	069
3.3.2.	Evaluación del daño de formación -----	070
3.3.2.1.	Prueba de retorno de fluidos realizada en dos discos de Aloxita de 35 y 60 μm -----	071
3.3.2.2.	Resultado y análisis - prueba de retorno de permeabilidad -----	071
3.3.2.2.1.	Formulación evaluada en discos de Aloxita de 35 y 60 μm -----	072
3.3.2.2.2.	Resultados de Prueba-----	073
3.3.2.3.	Retorno de permeabilidad evaluado en un núcleo extraído del Campo Tarapoa -----	075
3.3.2.3.1.	Formulación de los fluidos Evaluados -----	075
3.3.2.3.2.	Propiedades reológicas de los fluidos formulados -----	076

3.3.2.3.3.	Lecturas obtenidas en el Viscosímetro de FANN VG 3 -----	076
3.3.2.3.4.	Lecturas obtenidas en el Viscosímetro de FANN 70 -----	078
3.3.2.4.	Porcentaje de retorno de Permeabilidad -----	079
3.3.2.5.	Resultados obtenidos de evaluación -----	084
3.3.3.	Inestabilidad de Pozo -----	085
3.3.4.	Factores operacionales que afectan la estabilidad del pozo --	086
3.3.4.1.	Esfuerzos mecánico -----	086
3.3.4.2.	Interacción química con el fluido de perforación -----	089
3.3.4.3.	Interacciones físicas con el fluido de perforación-----	093
3.3.4.4.	Análisis de estabilidad en el Campo Tarapoa y estudio del fluido de perforación para pozos de dos sartas -----	095
3.3.4.5.	Estudio del comportamiento en cada formación de los fluidos usados en pozos de dos secciones -----	100

CAPITULO IV

PLANEAMIENTO DEL POZO

4.1.	Planeamiento del pozo -----	103
------	-----------------------------	-----

4.2.	Objetivos del planeamiento del pozo -----	103
4.3.	Consideraciones en el planeamiento del pozo -----	104
4.4.	Perforación de un pozo direccional -----	106
4.4.1.	Geología del Área -----	107
4.4.2.	Programa de registros -----	108
4.4.2.1.	Registro de contingencia -----	108
4.4.3.	Programa direccional -----	109
4.4.3.1.	Coordenadas de superficie y de fondo -----	109
4.4.3.2.	Análisis del desplazamiento horizontal del pozo -----	109
4.4.3.3.	Análisis del perfil direccional del pozo -----	110
4.4.3.4.	Cálculo del desplazamiento del pozo -----	112
4.4.3.4.1.	Cálculo del radio de curvatura a partir del BUR -----	112
4.4.3.4.2.	Cálculo del ángulo máximo de inclinación -----	112
4.4.4.	Programa de lodos -----	113
4.4.5.	Programa de Hidráulica -----	122

4.4.5.1. Cálculo de la hidráulica del pozo en el hueco superficial -----	123
4.4.5.1.1. Pérdidas de presión en el equipo superficial -----	123
4.4.5.1.2. Pérdidas dentro de la columna de perforación -----	124
4.4.5.1.3. Pérdida en el BHA -----	125
4.4.5.1.4. Pérdida de presión en el anular (Tubing-hoyo)-----	126
4.4.5.1.5. Pérdidas de presión (hoyo-BHA)-----	127
4.4.5.1.6. Pérdida de presión de la broca -----	128
4.4.5.2. Cálculo de la hidráulica del pozo en el hueco de producción -----	128
4.4.5.2.1. Equipo superficial -----	129
4.4.5.2.2. Pérdidas dentro de la tubería de perforación -----	130
4.4.5.2.3. Pérdidas en el BHA -----	130
4.4.5.2.4. Pérdidas de presión en el anular (hoyo-Tubing)-----	131
4.4.5.2.5. Pérdidas de presión (hoyo-BHA)-----	132

4.4.5.2.6. Pérdidas de presión en la broca -----	133
4.4.6. Programa de Casing-----	134
4.4.6.1. Tubería conductora-----	135
4.4.6.2. Revestidor superficial -----	136
4.4.6.2.1. Diseño por estallido -----	136
4.4.6.2.1.1. Criterios de diseño por estallido-----	136
4.4.6.2.1.2. Cálculo de diseño por estallido-----	137
4.4.6.2.1.2.1. Cargas por dentro del revestidor-----	138
4.4.6.2.1.2.2. Cargas detrás del revestidor-----	138
4.4.6.2.1.2.3. Presión resultante-----	139
4.4.6.2.2. Diseño por colapso -----	139
4.4.6.2.2.1. Criterios de diseño por colapso -----	140
4.4.6.2.2.2. Cálculos para el diseño por colapso -----	140
4.4.6.2.3. Diseño por tensión -----	142
4.4.6.2.3.1. Criterios de diseño por tensión-----	142
4.4.6.2.3.2. Calculo de diseño por tensión-----	143
4.4.6.2.3.3. Tensión corregida por overpull -----	143

4.4.6.2.4. Tensión por esfuerzos biaxiales -----	144
4.4.6.2.4.1. Correcciones por esfuerzo axial-----	145
4.4.6.2.4.2. Corrección por estallido -----	146
4.4.6.2.4.3. Corrección por colapso -----	147
4.4.6.3. Revestidor de producción-----	148
4.4.6.3.1. Diseño por estallido -----	148
4.4.6.3.1.1. Criterios de diseño por estallido-----	148
4.4.6.3.1.2. Cálculos de diseño por estallido -----	148
4.4.6.3.1.2.1. Cargas por dentro del revestidor-----	149
4.4.6.3.1.2.1. Respaldo detrás del revestidor-----	149
4.4.6.3.1.2.1. Presión resultante -----	150
4.4.6.3.2. Diseño por colapso -----	151
4.4.6.3.2.1. Criterios de diseño por colapso ----	151
4.4.6.3.2.2. Cálculos para el diseño por colapso -----	152
4.4.6.3.3. Diseño por tensión -----	153
4.4.6.3.3.1. Criterios de diseño por tensión-----	153
4.4.6.3.3.2. Cálculo de diseño por tensión-----	154

4.4.6.3.3.3. Tensión corregida por overpull -----	155
4.4.6.3.4. Tensión por esfuerzos biaxiales -----	155
4.4.6.3.4.1. Corrección por esfuerzo axial -----	157
4.4.6.3.4.2. Corrección por estallido -----	158
4.4.6.3.4.3. Corrección por colapso -----	159
4.4.7. Programa de brocas-----	160
4.4.7.1. Hoyo conductor-sección de 16" -----	160
4.4.7.2. Hoyo superficial-sección de 12¼" -----	160
4.4.7.3. Hoyo productor sección de 8½" -----	163
4.4.8. Programa de Cementación -----	165
4.4.8.1. Cálculo de volumen de cemento a utilizar en el primer revestidor -----	166
4.4.8.2. Cálculo de volumen de cemento a utilizar en el revestidor de producción -----	168

CAPITULO V

PROGRAMA DE PERFORACION DEL POZO

5.1. Introducción -----	170
5.2. Información general del pozo -----	171

5.3.	Consideraciones para viajes de limpieza -----	172
5.3.1.	Parámetros para viajes de limpieza del hoyo-----	173
5.4.	Consideraciones para corridas de revestimiento -----	175
5.5.	Consideraciones para pruebas de admisibilidad de perforación -----	176
5.6.	Consideraciones para trabajos de cementación -----	177
5.6.1.	Referencias de pozos vecinos -----	177
5.6.2.	Condiciones óptimas de una cementación -----	178
5.7.	Consideraciones en caso de pegas diferenciales -----	181
5.8.	Consideraciones en casos de eventos de amagues o surgencias-----	183
5.8.1.	Causas que originan eventos de amagues o surgencias -----	183
5.8.2.	Técnicas de control -----	183
5.9.	Consideraciones para la corrida de registros eléctricos -----	185
5.9.1.	Sistemas de registros con tubería -----	185
5.9.2.	Sistemas de Wireline transportados con Coiled Tubing -----	186
5.9.3.	Medida durante la perforación (MWD) -----	187
5.10.	Resumen de los programas de perforación -----	189
5.10.1.	Programa de registros -----	189
5.10.2.	Diagrama del pozo -----	190

5.10.3.	Especificaciones del casing-----	191
5.10.4.	Programa de cemento -----	191
5.10.5.	Programa de Brocas-----	192
5.10.6.	Programa de BHA -----	192
5.10.7.	Programa de fluidos de perforación -----	193
5.10.8.	Viajes de limpieza programados -----	193
5.10.9.	Curva de Tiempos -----	194
5.11.	Presentación del Programa-----	195

CAPITULO VI

COMPARACION TECNICA ENTRE POZOS DE DOS Y TRES SECCIONES

6.1.	Fluidos de Perforación-----	197
6.2.	Diseño de Casing -----	200
6.2.1.	Análisis de la tubería de revestimiento usada en pozo de tres secciones -----	203
6.2.1.1.	Hoyo superficial -----	203
6.2.1.2.	Hoyo intermedio -----	205
6.2.1.3.	Hoyo de producción -----	206
6.2.2.	Análisis de la tubería de revestimiento usada en pozo de dos secciones-----	209

6.2.2.1.	Hoyo superficial -----	209
6.2.2.2.	Hoyo de producción -----	211
6.3.	Tiempo empleado en el pozo -----	212
6.4.	Resumen del tiempo empleado en el pozo -----	221

CAPITULO VII

COMPARACION ECONOMICA ENTRE POZOS DE DOS Y TRES SECCIONES

7.1.	Costos Tangibles-----	226
7.2.	Costos Intangibles -----	230

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1.	Conclusiones-----	233
8.2.	Recomendaciones-----	236

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1. Campos en que Opera Andes Petroleum</i>	<i>----- 002</i>
<i>Tabla 1.2. Características físicas de la arena T</i>	<i>----- 009</i>
<i>Tabla 1.3. Características físicas de la arena U</i>	<i>----- 010</i>
<i>Tabla 2.1. Topes de formación en pozos de correlación</i>	<i>----- 013</i>
<i>Tabla 2.2. Litología del POZO – 1</i>	<i>----- 014</i>
<i>Tabla 2.3. Litología del POZO – 2</i>	<i>----- 015</i>
<i>Tabla 2.4. Litología del POZO – 3</i>	<i>----- 016</i>
<i>Tabla 2.5. Litología del POZO – 4</i>	<i>----- 017</i>
<i>Tabla 2.6. Litología del POZO – 5</i>	<i>----- 017</i>
<i>Tabla 2.7. Litología del POZO – 6</i>	<i>----- 018</i>
<i>Tabla 2.8. Especificaciones técnicas - brocas usadas en POZO-1</i>	<i>----- 019</i>
<i>Tabla 2.9. Especificaciones técnicas - brocas usadas en POZO-2</i>	<i>----- 022</i>

<i>Tabla 2.10. Especificaciones técnicas - brocas usadas en POZO-3</i>	<i>----- 025</i>
<i>Tabla 2.11. Especificaciones técnicas- brocas usadas en POZO-4</i>	<i>----- 028</i>
<i>Tabla 2.12. Especificaciones técnicas- brocas usadas en POZO-5</i>	<i>----- 030</i>
<i>Tabla 2.13. Especificaciones técnicas- brocas usadas en POZO-6</i>	<i>----- 033</i>
<i>Tabla 2.14. Características de los revestidores usados en POZO-1</i>	<i>----- 057</i>
<i>Tabla 2.15. Características de los revestidores usados en POZO-2</i>	<i>----- 057</i>
<i>Tabla 2.16. Características de los revestidores usados en POZO-3</i>	<i>----- 058</i>
<i>Tabla 2.16. Características de los revestidores usados en POZO-4</i>	<i>----- 058</i>
<i>Tabla 2.18. Características de los revestidores usados en POZO-5</i>	<i>----- 059</i>
<i>Tabla 2.19. Características de los revestidores usados en POZO-6</i>	<i>----- 059</i>
<i>Tabla 2.20. Registros de cementos usados en POZO 1- 3</i>	<i>----- 060</i>
<i>Tabla 2.20. Registros de cementos usados en POZO 4 -7</i>	<i>----- 061</i>
<i>Tabla 3.1. Mineralogía de la roca de interés</i>	<i>----- 063</i>

<i>Tabla 3.2: Tamaño de poro</i>	<i>064</i>
<i>Tabla 3.3: Condiciones de Prueba</i>	<i>072</i>
<i>Tabla 3.4: Formulación de los fluidos</i>	<i>072</i>
<i>Tabla 3.5: Reología de los fluidos evaluados</i>	<i>073</i>
<i>Tabla 3.6: Retorno de fluido</i>	<i>074</i>
<i>Tabla 3.7: Formulación evaluada en el núcleo</i>	<i>075</i>
<i>Tabla 3.8: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN VG 35</i>	<i>076</i>
<i>Tabla 3.9 - A: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN 70</i>	<i>078</i>
<i>Tabla 3.9 - B: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN 70</i>	<i>078</i>
<i>Tabla 3.10: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN VG 35</i>	<i>081</i>
<i>Tabla 3.11: Porcentaje de retorno de permeabilidad</i>	<i>084</i>
<i>Tabla 3.12: Calificación de Porcentaje de retorno</i>	<i>084</i>
<i>Tabla 4.1: Topes pronosticados</i>	<i>107</i>

<i>Tabla 4.2: Alcance del registro</i>	-----	108
<i>Tabla 4.3: Tipos de registros y herramientas</i>	-----	108
<i>Tabla 4.4: Registro de contingencia</i>	-----	108
<i>Tabla 4.5: Coordenadas de objetivo y Cellar</i>	-----	109
<i>Tabla 4.6: Tipos de fluido de perforación</i>	-----	114
<i>Tabla 4.7: Propiedades del fluido de perforación en la sección - 17½"</i>	-----	118
<i>Tabla 4.8: Volumen de Fluido de Perforación Requerido en la sección - 17½"</i>		119
<i>Tabla 4.9: Principales componentes del Fluido en la sección - 17½"</i>	-----	119
<i>Tabla 4.10: Propiedades del fluido de perforación en la sección - 12¼"</i>	-----	120
<i>Tabla 4.11: Volumen de Fluido de Perforación Requerido en la sección-12¼"</i>		120
<i>Tabla 4.12: Principales componentes del Fluido en la sección - 12¼"</i>	-----	120
<i>Tabla 4.13: Propiedades del fluido de perforación en la sección - 8½"</i>	-----	121
<i>Tabla 4.14: Volumen de Fluido de Perforación Requerido en la sección - 8½"</i>		121

<i>Tabla 4.15: Principales componentes del Fluido en la sección - 8½" -----</i>	<i>122</i>
<i>Tabla 4.16: Perdida de presión en equipo complementario del BHA-12¼" ----</i>	<i>125</i>
<i>Tabla 4.17: Perdida de presión en espacio anular Hoyo-BHA" -----</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 4.18: Perdida de presión en equipo complementario del BHA-8½"-----</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 4.19: Perdida de presión en espacio anular Hoyo-BHA-8½" -----</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 5.1: Programa de registros del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>189</i>
<i>Tabla 5.2: Diagrama del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>190</i>
<i>Tabla 5.3: Programa del Casing del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>191</i>
<i>Tabla 5.4: Programa de cementos del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>191</i>
<i>Tabla 5.5: Programa de Brocas del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>192</i>
<i>Tabla 5.6: Programa de BHA del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>192</i>
<i>Tabla 5.7: Programa de fluidos de perforación POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>193</i>
<i>Tabla 5.8: Viajes de limpieza del POZO – ESPOL 01 -----</i>	<i>193</i>

Tabla 6.1: Resumen de tiempo empleado en la perforación de un pozo de dos y tres secciones ----- 221

Tabla 7.1: Operaciones complementarias a la perforación ----- 225

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1. Distribución de tiempos de perforación del POZO – 1 ----- 042

Gráfico 2.2. Distribución de tiempos de perforación del POZO – 2 ----- 043

Gráfico 2.3. Distribución de tiempos de perforación del POZO – 3 ----- 044

Gráfico 2.4. Distribución de tiempos de perforación del POZO – 4 ----- 045

Gráfico 2.5. Distribución de tiempos de perforación del POZO – 5 ----- 046

Gráfico 2.1. Distribución de tiempos de perforación del POZO – 6 ----- 047

Gráfico 3.1: Distribución de tamaños de poro ----- 068

Gráfico 3.2: Presiones actuando durante la perforación ----- 088

Gráfico 3.3: Prueba de Azul de Metileno en dos pozos del campo Mariann ----- 091

<i>Gráfico 4.1: Curva de densidad del POZO ESPOL-01</i>	-----	115
<i>Gráfico 5.1: Curva de tiempos empleados en la perforación del POZO ESPOL 01</i>	-----	194
<i>Gráfico 6.1: Curva comparativa de densidad para diseño de pozo de tres y dos secciones</i>	-----	199
<i>Gráfico 6.2: Presiones que actúan en un pozo - diseño de casing por colapso - pozo de tres secciones</i>	-----	202
<i>Gráfico 6.3: Presiones que actúan en un pozo - diseño de casing por colapso para un pozo de dos secciones</i>	-----	208
<i>Gráfico 6.4: Curvas comparativas de tiempos empleados en la perforación de un pozo de tres y dos secciones</i>	-----	215
<i>Gráfico 6.5: Rata de penetración comparativa promedio de pozos de tres y dos secciones</i>	-----	217
<i>Gráfico 6.6: Curvas comparativas de tiempo neto empleados en la perforación de un pozo de tres y dos secciones</i>	-----	219
<i>Gráfico 6.7: Tiempos adicionales empleados en la perforación de un pozo de tres y dos secciones</i>	-----	220

Gráfico 7.1: Curvas de comparación entre los costos tangibles de un pozo diseñado en dos y tres secciones----- 227

Gráfico 7.2: Curvas de comparación entre los costos intangibles de un pozo diseñado en dos y tres secciones----- 232

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Campos en que Opera Andes Petroleum----- 006

Figura 3.1: Fotografía MUESTRA 1----- 065

Figura 3.2: Fotografía MUESTRA 2----- 066

Figura 3.3: Fotografía MUESTRA 3----- 066

Figura 3.4: Fotografía MUESTRA 4----- 067

Figura 3.5: Fotografía MUESTRA 5----- 067

Figura 3.6: Proceso de prueba – Retorno de permeabilidad----- 080

Figura 3.7: Retorno de permeabilidad----- 082

Figura 3.8: Variación de la permeabilidad en función del tiempo (minutos) --- 083

INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo petrolero involucra altos valores de inversión, dicha inversión está en función del tiempo de operación y de los problemas operacionales durante la perforación. Controlar ambas variables representa un factor determinante al momento de planificar un programa de perforación.

En la actualidad se han desarrollado un sin número de nuevas tecnologías (software y herramientas) que con apoyo de la experiencia de profesionales en el área, ayudan a prevenir problemas operacionales, logrando así alcanzar el objetivo señalado en menos tiempo de lo planificado.

El número de sartas que lleva un pozo reduce el tiempo de perforación y por ende los costos que implica dicho proceso, actualmente se logra reducir el número de sartas hasta dos secciones para pozos con desplazamiento horizontal máximo igual 4500 pies, que tengan un diseño tipo "J". El presente trabajo desarrolla el programa de perforación de un pozo con desplazamiento horizontal mayor al límite hasta ahora alcanzado diseñado en dos secciones, y la comparación técnica y económica de un pozo diseñado en dos y tres secciones.

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL BLOQUE TARAPOA

1.1. INTRODUCCIÓN

El Bloque Tarapoa es uno de los bloques más antiguos del país fue descubierto en el año 1971 y se empezó a operar en 1975.

En el año 2005 la compañía Canadiense Encana operadora para entonces del Bloque vende sus acciones a la compañía Andes Petroleum y en febrero 18 del 2006 Andes Petroleum Company Ltd., inicia sus operaciones en Ecuador asumiendo los proyecto petroleros de dicho campo y de oleoducto de interés en Ecuador incluyendo la exploración y desarrollo de petróleo y gas de 5 bloques, entre los cuales está el Bloque Tarapoa ubicado en la cuenca oriente del Ecuador.

Hasta la actualidad 16 campos han sido descubiertos en el Bloque Tarapoa que son:

No	Campo	Situación
1	Alice	Productor/ Inyector
2	Dorine	Productor/ Inyector
3	Fanny	Productor/ Inyector
4	Mariann	Productor/ Inyector
5	Mariann 4 A	Productor/ Inyector
6	Shirley	Productor/ Inyector
7	Sonia	Productor/ Inyector
8	Chorongo	Productor
9	Anne	Inyector
10	Isabel	Inyector
11	Aleluya	Cerrado
12	Joan	Cerrado
13	Mahogany	Cerrado
14	Tarapoa	Cerrado
15	Tarapoa Sur	Cerrado
16	Tucán	Cerrado

*Tabla 1.1: Campos en que Opera Andes Petroleum
Fuente Andes Petroleum*

El Bloque Tarapoa cuenta con un total de 468 pozos de los cuales alrededor de 130 han sido perforados desde que Andes Petroleum opera el Bloque Tarapoa.

Las principales arenas productoras de este campo son los yacimientos M1 y U inferior de la formación Napo. Adicionalmente se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones U Media, T Superior e Inferior y Basal Tena.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Siendo correquisito optimizar el tiempo de operación para minimizar gastos en el proceso de perforación, el tiempo se convierte en la variable dependiente del estudio a realizar.

El análisis de las etapas de perforación nos permite observar las situaciones en las que se puede reducir gastos y tiempo de operación como el cambio de una nueva broca, la cementación de la tubería de revestimiento, problemas operacionales, y otras, las cuales se analizaran en el desarrollo del proyecto.

¿Cómo aprovechar dichas situaciones para minimizar tiempo y costos?

Rediseñando el pozo a un sistema de dos sartas que nos permita reducir gastos, aislando problemas operacionales.

1.3. METODOLOGIA DE INVESTIGACIÓN

- Análisis de laboratorio
- Reportes de perforación de pozos vecinos
- Fuentes bibliográficas

- Pruebas de campo

Uno de los aspectos más importantes del desarrollo del proyecto es determinar las características técnicas (propiedades de las formaciones, estabilidad, etc.) y problemas que se podrían presentar durante el desarrollo del mismo.

Para la investigación a realizarse es necesario hacer un análisis de núcleos tomados de las formaciones a perforar en el que se estudiará las propiedades petrofísicas de las arenas en el Bloque Tarapoa, obteniendo así información sobre la estabilidad de las arenas de cada formación y conocer el ambiente en el que se trabajará. Los reportes de perforación de pozos vecinos nos permiten conocer las particularidades de pozos cercanos.

Fuentes bibliográficas como libros, manuales, revistas y diccionarios ayudan en la comprensión teórica de principios auxiliares que ayuden al desarrollo de la investigación y permitan acercarnos a la realidad que queremos investigar. Las pruebas de campo nos permitirán corroborar los resultados obtenidos teórico-experimentalmente.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

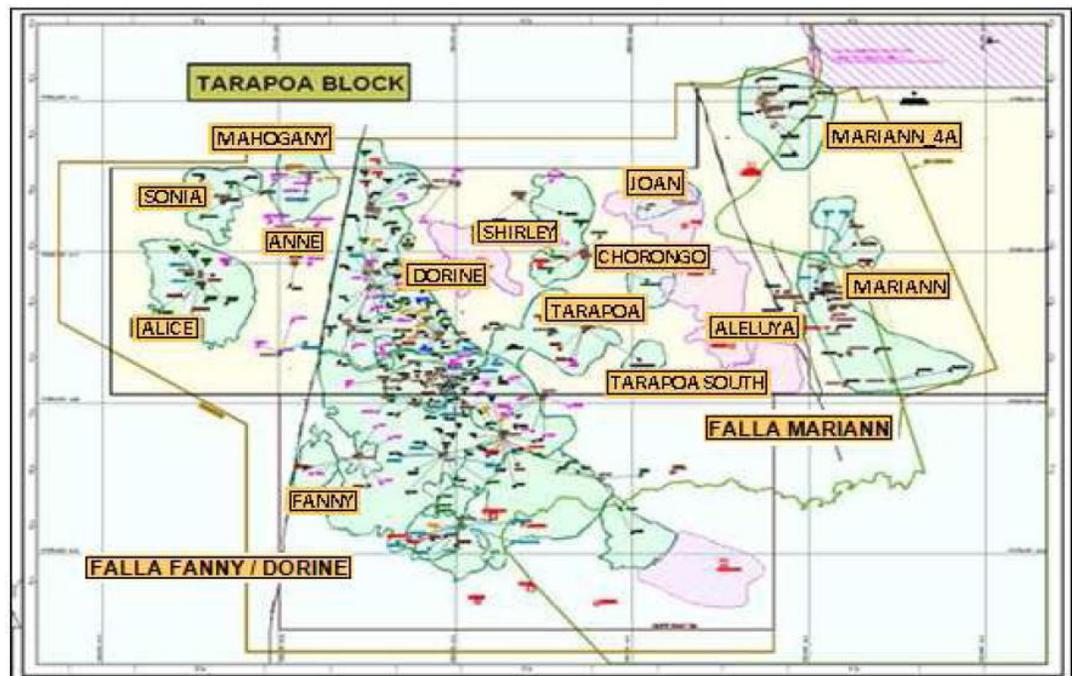
Cambiar el diseño de TRES a DOS secciones en pozos con desplazamiento mayor a 4000 pies reduciendo tiempo de operación e inversión, en el Bloque Tarapoa de la Compañía Operadora Andes Petroleum Ltd.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir técnicamente el diseño y perfil del pozo.
- Estudiar la caracterización de núcleos y analizar el comportamiento de las formaciones.
- Estudiar la hidráulica en el hoyo y en la broca en base al diseño del pozo.
- Dimensionar la tubería de revestimiento para ambas secciones, que asegure su resistencia al colapso, estallido y tensión.
- Diseñar el programa de perforación de un pozo de dos secciones.
- Comparar Tiempo de perforación y Problemas Operacionales entre pozos de TRES y DOS secciones.
- Identificar los beneficios económicos del cambio de diseño de pozos de TRES a DOS secciones.

1.5. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE TARAPOA

El Bloque Tarapoa cubre un área de 362 Km^2 se localiza al noroeste de la Cuenca Oriente, está limitado al norte por los Campos Cuyabeno y Sansahuari, al sur por el Bloque 15, al este por la Reserva Cuyabeno y al oeste por el Campo Shushufindi.



*Figura 1.1: Campos en que Opera Andes Petroleum
Fuente Andes Petroleum*

1.6. GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área de aproximadamente 100.000 Km^2 y está localizada entre las montañas de los Andes al occidente y el escudo Guyanes al oriente. El Bloque Tarapoa está localizado en la parte oriental de la cuenca Oriente que contiene la formación Napo, productora de hidrocarburos y perteneciente al período Cretácico.

1.7. ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS

Formación Hollín (Aptiano - Albiano)

Consiste de areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso, masivas con estratificación cruzada. Se caracteriza también por la presencia de capas guijarrosas delgadas e intercalaciones de lutitas, limolita y arenas negras impregnadas de asfalto. Su espesor varía entre 100 y 500 pies.

Formación Napo (Albiano Superior - Campaniano)

Consiste en alrededor de 1150 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas marinos marginales.

Formación Tena (Mastrichtiano Inferior - Paleoceno)

Esta formación está formada por arcillolita intercalada con limolita y ocasionalmente caliza y arenisca a la base. Esta discordancia desaparece progresivamente hacia el este.

Formación Tiyuyacu (Eoceno Inferior – Eoceno Medio)

Tiyuyacu inferior.- Consiste en conglomerados, arenisca y arcillas. Tiene una potencia que varía entre 330 y 1640 pies. Las arcillas son por lo general, rojo-verde en la parte inferior y rojo-café-azul-amarillento en la parte superior.

Los conglomerados presentan clastos de 6 a 7 cm., sub-redondeados a redondeados, y compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso y en menor proporción de rocas metamórficas.

Tiyuyacu Superior.- Compuesta por areniscas, arcillas y conglomerados, al igual que la formación Tiyuyacu Inferior, con la diferencia que los conglomerados son esencialmente de cuarzo lechoso, translúcido y poco chert con tamaño de clastos de 2 a 3 cm. Su espesor varía de 330 a 660 pies.

Formación Ortegúaza (Eoceno Medio - Oligoceno)

Está compuesta por areniscas grises y verduscas, y lutitas gris verdosas a negras, su potencia es de aproximadamente 165.

1.8. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Los Reservorios: El Campo Tarapoa cuenta con tres reservorios productivos, las arenas **T, U, M1**.

Areniscas T: Es una arenisca cuarzosa, limpia, de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Corresponde básicamente a una secuencia areno-lutítica.

Fr	Composición	Forma de grano	Tamaño de grano	Cemento	Matriz
T Inf	Areniscas de cuarzo Transparente - Traslúcidas	Sub-angular a Sub Redondeada	Fino a Medio	No	No
T Sup	Areniscas de cuarzo Transparente – Traslúcidas	Sub-angular a Sub Redondeada	Fino a Medio	No	No

Tabla 1.2: Características físicas de la arena T

Fuente Andes Petroleum

Areniscas U: Esta zona es de color gris a gris oscuro con presencia de hidrocarburos, es cuarzosa de grano muy fino a medio, pobremente sorteado,

sub redondeado, frecuentemente sedimentario y arcilloso, se encuentra intercalada con cuerpo lutítico, es uno de los principales reservorios de la cuenca oriente.

Frm	Composición	Forma de grano	Tamaño de grano	Cemento	Matriz
U Inf	Areniscas de cuarzo Transparente - Traslúcidas	Sub redondeado a sub-angular	Fino a Medio	No	No
U Sup	Areniscas de cuarzo Transparente - Traslúcidas	Sub Redondeadas a sub-angular	Fino a Medio	No	No

*Tabla 1.3: Características físicas de la arena U
Fuente Andes Petroleum*

Arenisca M1: Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, inter estratificada con estratos gruesos de lutitas, presenta una forma de grano sub-angular a redondeado.

Arenisca Basal Tena: Compuesta por intercalaciones de limolita y arcillolita. Sus principales características: cuarzosa, sub transparente, ocasionalmente blanca lechosa a blanca, tamaño de grano muy fino a fino, presenta cemento calcáreo y matriz kaolínica.

CAPITULO II

ADQUISICIÓN DE DATOS PARA DISEÑO DEL POZO

2.1. JUSTIFICACIÓN DE DATOS PARA DISEÑO DE POZOS

Uno de los aspectos más importantes en el proceso del diseño de la perforación de un pozo es el de determinar las características técnicas y problemas que se podrían encontrar durante la perforación, la existencia de zonas problemáticas puede comprenderse mejor si se cuenta con información de carácter geofísico, para esto es necesario realizar un análisis de la información de campo. De la calidad y cantidad de información disponible dependerá la calidad del proyecto a realizar.

Determinar la geología del pozo a perforar, el empleo de la información geofísica permite determinar la litología a perforar presiones de formación y fractura, propiedades mecánicas de las formaciones y echados de las formaciones. Los registros geofísicos constituyen una poderosa herramienta para predecir lo que se espera en el pozo a diseñar.

La sección estructural se va correlacionando con los topes geológicos para programar el diseño y asentamiento del casing, densidad de los fluidos de control, zona de presiones anormales.

Conocer la litología a perforar proporciona información sobre la dureza de la roca que permite seleccionar el tipo de broca a utilizar.

La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemas específicos del campo a perforar y de acuerdo a los problemas que tuvieron los pozos de correlación.

2.2. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN

2.2.1. REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros geofísicos proporcionan información que permite calcular los topes de las diferentes formaciones y de los tipos de rocas que se encuentra en cada formación.

2.2.1.1. FORMACIONES Y TOPES GEOLÓGICOS

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD					
	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4	POZO 5	POZO 6
ORTEGUAZA SHALE Top	3973	3946	3947	4486	3728	3973
ORTEGUAZA SST Top	4143	4198	4117	4656	3898	4155
ORTEGUAZA SST Base	4324	4392	4328	4847	4089	4356
TIYUYACU FM	4841	4873	4835	5337	4579	4861
UPPER TIYUYACU CGL Top	5024	5039	4994	5496	4738	4978
UPPER TIYUYACU CGL Base	5084	5902	5070	5560	4803	5097
LOWER TIYUYACU CHERT Top	6012	6055	5973	6353	5567	6012
LOWER TIYUYACU CHERT Base	6139	6248	6093	6487	5702	6239
TENA FM	6454	6427	6432	6865	5929	6404
BASAL TENA SST	6899	6879	6804	7095	6333	6892
M-1 ZONE	6917	6908	6819	7104	6335	6897
M-1 SST	6937	6935	6827	7112	6342	6903
M-1 SST Base			6900	7124	6354	6955
M-1 LMST	7180	7310	7122	7312	6543	7176
M-2 LMST	7382	7436	7330	7526	6755	7376
M-2 SST	7428	7479	7373	7564	6795	7466
A LMST	7513	7595	7453	7647	6894	7526
UPPER U SST	7560	7628	7494	7694	6930	7545
MID U MARKER	7588	7677	7561	7725	6966	7614
LOWER U SST	7623	7710	7581	7742	6976	
B LMST ZONE	7623		7702	7855	7093	
B LMST	7717	7856	7709	7863	7105	7747
UPPER T SANDSTONE	7788	7897	7761	7914	7150	
LOWER T SANDSTONE	7837	7985	7833	7962	7203	7802
C LIMESTONE		8085		8062	7298	7851
TD	7897	8675	8413	8082	7368	8252

Tabla 2.1. Topes de formación en pozos de correlación

Fuente: Andes Petroleum

2.2.1.2. DESCRIPCION LITOLOGICA

POZO - 1

POZO - 1										
F	INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCION			INTERVALO (ft)	E (ft)	DESCRIPCION		
			70	LITOLOGIA				70	LITOLOGIA	
O R T E G U A Z	5421 - 5519	98	40	SHALE	M 1 M 1 LS M 2 LS M 2 SS A LS Up. U SS M Lw U SS B Up. T Lw T	9405 - 9418	13	30	SANDSTONE	
			60	SILTSTONE				70	SHALE	
	5519 - 5779	260	70	SANDSTONE		M 1	9418 - 9730	312	100	SHALE
			30	SILTSTONE					25	90 LIMENSTONE 10 SHALE
	5779 - 6209	430	60	SILTSTONE		LS	9730 - 9755	25	90	LIMENSTONE
			40	SHALE					10	SHALE
	6209 - 6497	288	40	SHALE		M 2	9755 - 9996	241	90	SHALE
			60	SILTSTONE					10	LIMESTONE
	6497 - 6764	267	60	CLAY		LS	9996 - 10030	34	80	LIMESTONE
			20	SILTSTONE					20	SHALE
6764 - 6843	79	50	CONGLOMERA SANDSTONE	M 2	10030 - 10046	16	90	SHALE		
		50	SANDSTONE				10	LIMESTONE		
6843 - 7300	457	80	SILTSTONE	LS	10046 - 10140	94	70	SANDSTONE		
		20	SANDSTONE				30	SHALE		
7300 - 8120	820	90	SILTSTONE	M 2	10140 - 10165	25	60	SANDSTONE		
		10	SANDSTONE				20	SHALE		
8120 - 8250	30	70	CLAY	SS	10165 - 10203	38	100	LIMESTONE		
		20	SILTSTONE				60	SANDSTONE		
8150 - 8313	163	70	CHERT	A LS	10203 - 10268		60	SANDSTONE		
		10	SILTSTONE				40	SHALE		
8313 - 8732	419	60	CLAY	Up. U	10268 - 10289	21	80	SHALE		
		20	SANDSTONE				20	SANDSTONE		
8732 - 8860	128	80	SILTSTONE	SS	10289 - 10406	117	70	SANDSTONE		
		20	SANDSTONE				30	SHALE		
8860 - 9358	498	70	SILTSTONE	M	10406 - 10440	34	80	SHALE		
		30	SANDSTONE				20	SANDSTONE		
9358 - 9375	17	20	SANDSTONE	Lw U	10440 - 10481	41	90	SHALE		
		30	SILTSTONE				10	SANDSTONE		
9375 - 9405	30	10	SANDSTONE	SS	10481 - 10515	34	90	LIMESTONE		
		90	SHALE				10	SHALE		
T E N A	9375 - 9405	30	10	SANDSTONE	B	10515 - 10558		90	SHALE	
			90	SHALE				10	LIMESTONE	
M 1	9375 - 9405	30	10	SANDSTONE	Up. T	10558 - 10640	82	70	SANDSTONE	
			90	SHALE				30	SHALE	
M 1	9375 - 9405	30	10	SANDSTONE	Lw T	10640 - 10705	65	60	SANDSTONE	
			90	SHALE				40	SHALE	

Tabla 2.2. Litología del POZO - 1

Fuente: Andes Petroleum

POZO 2

POZO - 2										
F	INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCIÓN		INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCIÓN			
			%	LITOLOGIA			%	LITOLOGIA		
O R T	6123 - 6610	487	40	SHALE	M1 Ls	9017 - 9228	211	50	SHALE	
			60	SILTSTONE				50	SILTSTONE	
T I Y U Y A C U	Up.	6610 - 6860	60	CLAYSTONE	M2 Ls	9228 - 9258	30		CLAY	
			20	SILTSTONE					SHALE	
			20	SANDSTONE						
	Lw	6860 - 6945	85	60	MICROCONG	M2 sst	9258 - 9360	102		SANDSTONE
				20	CLAYSTONE					SHALE
				20	SILTSTONE					
Lw	6945 - 7961	1016	70	CLAY	Up U	9400 - 9432	32		SANDSTONE	
			30	SILTSTONE					SHALE	
									LIMESTONE	
Lw	7961 - 8042	81	50	CHERT	sst	9432 - 9451	19			
			50	CLAY						
Lw	8042 - 8173	131	20	SANDSTONE	U Mk	9451 - 9469	18		LIMESTONE	
			60	CLAY					SHALE	
			20	SILTSTONE						
T E N A	8173 - 8661	488	60	CLAY	Iw u sst	9469 - 9495	26		SANDSTONE	
			20	SILTSTONE					SHALE	
			20	LIMESTONE						
BT	8661 - 8689	28	60	SANDSTONE	B	9495 - 9616	121	100	SANDSTONE	
			20	CLAY					SHALE	
			20	LIMESTONE						
M-1	8689 - 8695	6	100	SHALE	Up T	9659 - 9768	109		SANDSTONE	
									SHALE	
sst M1	8695 - 8775	80	60	SANDSTONE	LW T	9768 - 9872	104		SANDSTONE	
			20	SHALE					SHALE	
			20	SANDSTONE						
M1 Sh	8775 - 9017	242	50	SHALE	C	9872 - 9894	22		LIMESTONE	
			50	LIMESTONE					SHALE	
					H LW T	9894 - 9954	60		SANDSTONE	
									SHALE	

Tabla 2.3. Litología del POZO - 2

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 3

POZO - 3											
F	INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCION		INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCION				
			%	LITOLOGIA			%	LITOLOGIA			
N A P O	M-1 Zn	8010 - 8020	10	100	SHALE	N A P O	md U mk	8796 - 8816	20	30 70	LIMESTONE SHALE
	M 1 Sst	8020 - 8099	79	40 60	SHALE SANDSTONE		Zn Lw U s	8816 - 8825	9	20 80	SANDSTONE SHALE
	M-1 lst	8099 - 8345	246	10 90	LIMESTONE SHALE		LW U sst	8825 - 8941	116	40 60	SHALE SANDSTONE
	M-1 lst	8345 - 8470	125	40 60	LIMESTONE SHALE		B Zn	8941 - 8948	7	40 60	LIMESTONE SHALE
		8470 - 8558	88	100	SHALE		B lst	8948 - 9002	54	40 60	SHALE LIMESTONE
	M-2 lst	8558 - 8602	44	20 80	SHALE LIMESTONE		Up T	9002 - 9077	75	40 60	SHALE SANDSTONE
	M 2 sst	8602 - 8684	82	40 60	SHALE SANDSTONE		Lw sst	9077 - 9160	83	20 40 40	CLAY SHALE SANDSTONE
	A	8684 - 8727	43	10 90	SHALE LIMESTONE						
	Up U sst	8727 - 8796	69	20 40 40	LIMESTONE SHALE SANDSTONE		C	9160 - 9182	22	20 80	SHALE LIMESTONE

Tabla 2.4. Litología del POZO - 3

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 4

POZO - 4												
F	INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCIÓN			INTERVALO (ft)	SOR (ft)	DESCRIPCIÓN				
			%	LITOLÓGIA				%	LITOLÓGIA			
TIYUACU	Op	6940 - 7020	80	10 90	SILTSTONE CLAY	N A P O	B T	126	10	SILTSTONE		
		7020 - 7120	100	20 80	SILTSTONE CLAY				M1	154	20	SANDSTONE
									M1 SS		70	SHALE
	7120 - 7230	110	10 90	SILTSTONE CLAY		10	SANDSTONE					
	OWER	7230 - 7280	50	20 80	SILTSTONE CLAY	N A P O	M2 LS	120	10	LIMESTONE		
									80	SHALE		
20									LIMESTONE			
TE	7280 - 7500	220	10 10 10 70	SANDSTONE SILTSTONE CLAY CONGL CHERT	N A P O	A B T C	120 710	100	SHALE			
								20	LIMESTONE			
								30	SHALE			
								50	SANDSTONE			
	7500 - 8240	740	10 20 70	SANDSTONE SILTSTONE CLAY								

Tabla 2.5. Litología del POZO - 4

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 5

POZO - 5												
F	INTERVALO (ft)	T (ft)	DESCRIPCIÓN			INTERVALO (ft)	E (ft)	DESCRIPCIÓN				
			%	LITOLÓGIA				%	LITOLÓGIA			
TIYUACU	Lw Ty	6675 - 6790	115	10 90	SILTSTONE CLAY	N A P O	M1	140	100	SHALE		
		6790 - 6970	180	100	CLAY				M1	150	40	LIMESTONE
									M1 Ist		60	SHALE
	6970 - 7070	100	10 90	SILTSTONE CLAY	M2 Ist		8390 - 8480	90	100	50	LIMESTONE	
										50	SHALE	
	7070 - 7220	150	10 30 60	SANDSTONE SILTSTONE CONGLOM.	M2 sst		8480 - 8510	30	50	40	LIMESTONE	
										20	SHALE	
										20	SANDSTON E	
	7220 - 7240	20	20 20 60	SANDSTONE SILTSTONE CONGLOM.	A		8510 - 8630	120	20	40	SANDSTON E	
										40	SANDSTON E	
TENNA	B T	7240 - 7510	270	10 30 60	SILTSTONE SANDSTONE CLAY	N A P O	U Up Lw	30	40	LIMESTONE SHALE		
									60	SHALE		
									60	SHALE		
	M	M1	7510 - 7640	130	20 80	SILTSTONE CLAY	N A P O	B Ist Up Lw	60	30	SHALE	
			7640 - 7850	210	100	CLAY				70	LIMESTONE	
			7850 - 7990	140	20	SILTSTONE CLAY				50	SANDSTON E	
			7990 - 8030	40	20 80	SANDSTONE SHALE				20	SHALE	
	8030 - 8100	70	100	SHALE				63	40	SANDSTON E		

Tabla 2.6. Litología del POZO - 5

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 6

POZO - 6										
F	INTERVALO (ft)	OR (ft)	DESCRIPCIÓN			INTERVALO (ft)	SOR (ft)	DESCRIPCIÓN		
			%	LITOLÓGIA				%	LITOLÓGIA	
O R T E G U A Z A	Sh	4875 - 4919	44	100	SHALE	BT	7656 - 7661	5	100	SANDSTONE
	S S T	4919 - 5110	191	80	SANDSTONE	M1	7661 - 7667	6	100	SHALE
				10	SHALE					
		5110 - 5120	10	90	SANDSTONE	SS	7667 - 7719	52	70	SANDSTONE
				10	SILTSTONE					
	T I Y U Y A C U	5120 - 5300	180	70	SILTSTONE	M1	7719 - 7940	221	100	SHALE
				30	SHALE					
		5300 - 5625	325	80	SHALE	M2	7940 - 8030	90	80	LIMESTONE
				20	SILTSTONE				20	SHALE
		Up. C G L	5625 - 5742	117	80	CLAYSTONE	LS	8030 - 8140	110	100
20					SILTSTONE					
T E N A	5742 - 5861	119	90	MICROCONG	M2	8140 - 8230	90	70	LIMESTONE	
			10	SANDSTONE						LS
	5861 - 6541	680	80	CLAYSTONE	SS	8290 - 8309	19	90	LIMESTONE	
			10	SILTSTONE				10	SHALE	
	6541 - 6776	235	80	CLAYSTONE	Up. U SS	8309 - 8378	69	60	SANDSTONE	
			20	SILTSTONE				30	SHALE	
	6776 - 7003	227	70	CHERT	Md U	8378 - 8511	133	80	SANDSTONE	
			30	SANDSTONE				10	SHALE	
	Lw	7003 - 7168	165	80	CLAYSTONE	SS	8511 - 8566	55	70	LIMESTONE
				20	SILTSTONE				10	SHALE
T E N A	7168 - 7260	92	90	CLAYSTONE	B	8566 - 8736	170	80	SANDSTONE	
			10	SILTSTONE				10	SHALE	
	7260 - 7300	40	60	SILTSTONE	LS	8736 - 8785	49	90	LIMESTONE	
			40	CLAYSTONE				10	SHALE	
7300 - 7656	356	80	CLAYSTONE	Up. T	8785 - 8894	109	90	SANDSTONE		
		20	SILTSTONE				10	SHALE		
HO	PH	8894 - 9014	120	100	INTRUSIVE					

Tabla 2.7. Litología del POZO - 6

Fuente: Andes Petroleum

2.2.2. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE BROCAS

El estudio del desempeño de las brocas nos permite programar las brocas ideales para cada formación y condición de operación.

ESPECIFICACIONES DE BROCAS UTILIZADAS Y DESEMPEÑO DE BROCAS

POZO - 1

BIT #	DIÁMETRO in	TIPO	TOBERA	TAMAÑO CORTADORES	WOB (Kibr) min--max	
1	26	Tricónica	4x18	-	8	10
2	14 3/4	Tricónica	4x16	-	8	10
3	14 3/4	PDC	7x13	19.00 mm	4	18
4	9 7/8	PDC	6x12	19.00 mm	3	17
5	9 7/8	PDC	6x12	19.00 mm	4	22
6	9 7/8	PDC	6x12	19.00 mm	8	16

Tabla 2.8. Especificaciones técnicas - brocas usadas en POZO - 1

Fuente: Andes Petroleum

Para perforar los 10722' hasta alcanzar el objetivo planificado en el POZO - 1, fueron necesarias 7 brocas.

Broca # 1 - 26"

Broca tricónica se la utilizó para perforar los 105' del hueco conductor a través de una formación compuesta de arcillas y areniscas, se perforó con esta broca durante dos horas, se llega hasta la profundidad deseada y se la retira, la broca se encuentra en calibre y es reusable.

BROCA # 2 - 14³/₄"

Broca tricónica con la que se perforó hasta alcanzar la profundidad de 401' los primeros 296' de la primer sección formados por arcilla, limolita, areniscas y conglomerado, se la utilizó durante 7 horas con un WOB 8-10 Klbrs, no se registró condiciones de operación se retira por cambio de BHA.

BROCA # 3 - 14³/₄"

Broca PDC se la utilizó para terminar esta sección a la profundidad de asentamiento del casing 5421' en la formación Orteguzza, a ROP neto de 96,9 ft/hr con un WOB de 4-18 Klbrs para perforar arcillas, Limolita y areniscas. Se procedió a retirar la broca luego de 51,8 horas netas trabajando, las hileras internas como externan estaban totalmente destruidas, dientes rotos en todas las hileras.

BROCA # 4 - 9⁷/₈"

Broca PDC se la utilizó para atravesar la formación Orteguaza hasta llegar a 6209' con un WOB 8-12 Klbrs, tiempo neto perforando de 11.9 horas luego del cual se la retira y presenta un ligero desgaste en los cortadores, dado que no hay problemas con la broca se la vuelve a bajar para perforar la formación Tiyuyacu 977' de profundidad un tiempo estimado de 26,6 horas, se baja la ROP a 36,7 ft/hr debido al conglomerado para garantizar que la broca atravesase la formación Tiyuyacu, se retirar la broca y se puede observar que el des calibre es mínimo pero los cortadores están desgastado, es necesario cambiar la broca.

BROCA # 5 - 9⁷/₈"

Broca PDC se la utilizó para perforar desde 7186' hasta 8773' un intervalo de 1587' dentro de Tena con WOB 4-22 Klbrs a 40,2 de ROP durante 39.5 horas, se le extrae por cambio en BHA, no presente descaste se encuentra en calibre por lo que se hace una nueva corrida con la misma broca, se perfora 698' mas con un WOB de 6 a 20 Klbrs y una ROP 30.2 durante 23.1 horas, se saca el equipo de perforación por caída en rata de penetración, se cambia la broca por un desgaste total en la hileras externas y ligero desgaste en los hombros.

BROCA # 6 - 9⁷/₈"

Broca PDC se la utiliza para perforar hasta una profundidad de 9990' durante 20.1 horas a 25,8 ft/hr con WOB de 8-16 Klbrs, se saca el BHA por las ROP y se puede observar que no hay desgaste considerable en las hileras internas y externas, presenta desgaste en los dientes y cortadores por lo que se decide cambiar la broca.

POZO - 2

BIT #	DIÁMETRO in	TIPO	TOBERA	TAMAÑO CORTADORES	WOB (Klbr) min--max	
1	26	Tricónica	4x20	-	-	-
2	16	Tricónica	4x14	-	6	15
3	16	PDC	5x12	19.00 mm	6	24
4	12 1/4	PDC	7x14	19.00 mm	6	40
5	8 1/2	PDC	6x12	16.00 mm	10	25
6	8 1/2	PDC	6x12	16.00 mm	5	22

Tabla 2.9. Especificaciones técnicas de las brocas usadas en POZO - 2

Fuente: Andes Petroleum

BROCA # 1 - 26"

Broca tricónica que se utilizó para perforar los 107' del hueco conductor, se llega hasta la profundidad deseada y se la retira sin ningún tipo de daño, la broca se encuentra en calibre y es reusable.

BROCA # 2 - 16"

Broca tricónica con la que se perfora hasta alcanzar la profundidad de 401' se la utilizó durante 4.1 horas con un WOB 6 - 14 Klbrs a un ROP promedio de 64.15 ft/hr, al retirarla se puede observar desgaste mínimo en las hileras en los dientes y cortadores la broca se encuentra en calibre se retira ya que las propiedades petrofísicas obligan a un cambio de BHA.

BROCA # 3 - 16"

Broca PDC perforó durante 14.2 horas con 6 - 22 Klbrs a un ROP de 172.36 ft/hr hasta obtener un alcance de 2819', al sacar la broca esta presentó mínimo desgaste en los cortadores y se encontraba en calibre, se decide volver a bajarla, luego de 3304' y alcanzar la profundidad de 6123' MD con un WOB de 12 - 24 Klbrs a un ROP de 144.91 ft/hr durante 22.8 horas más se termina la primer sección del pozo, alcanzando la profundidad planeada se retira la broca la cual presenta un ligero desgaste en dientes y cortadores.

BROCA # 4 - 12¼"

Broca PDC se la utilizó para atravesar las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu entrando 261' dentro de la formación Tena, con esta se perforó un total de 2277' MD alcanzando una profundidad MD de 8400', esta broca trabajó durante 44.4 horas con 6 - 40 Klbrs de WOB a una ROP de 51.28 promedio, luego de alcanzar la profundidad planeada de esta sección se retira para continuar con la tercer sección del pozo, la broca presentó ligero desgaste en las hileras internas y externas, como también en dientes y cortadores pero se encontraba en calibre, se procede a seguir perforando.

BROCA # 5 - 8½"

Broca PDC que se utilizó durante 7.1 horas con 10 - 25 Klbrs de WOB a un ROP promedio de 54.37 ft/hr promedio, con esta broca se alcanzó una profundidad MD de 8786' un espesor de 386' MD llegando hasta la lutita M1, debido al torque se procede a cambiar, la broca desgaste moderado en las hileras externas, presenta desgaste en dientes y cortadores, se encuentra en calibre.

BROCA # 6 - 8½”

Broca PDC se la utiliza para llegar hasta la profundidad total del pozo 9954', se perforó con esta 1168' MD con 5 - 22 Klbrs WOB, en 16, 2 horas a un ROP promedio de 72.10 ft/hr, después de alcanzar el objetivo es sacada, presenta ligero desgaste en hileras internas como externas y en dientes y cortadores, la broca se encuentra en calibre.

POZO - 3

BIT #	DIÁMETRO in	TIPO	TOBERA	TAMAÑO CORTADORES	WOB (Klbr) min--max	
1	17 1/2	Tricónica	4x20	-	4	8
2	12 1/4	Tricónica	3x16	-	3	5
3	12 1/4	PDC	7x13	19.00 mm	5	20
4	8 1/2	PDC	3x13	19.00 mm	10	18
5	8 1/2	PDC	6x12	19.00 mm	4	34
6	8 1/2	PDC	8x11	19.00 mm	10	14

Tabla 2.10. Especificaciones técnicas de las brocas usadas en POZO - 3

Fuente: Andes Petroleum

BROCA # 1 - 17½”

Broca tricónica perforó 59 pies con un ROP neto 59 ft/ hr, la broca inició perforando con TOP DRIVE, se utilizó parámetros controlados al inicio de la corrida, bajo galonaje con el fin de evitar daño de la formación superficial.

BROCA # 2 - 12¼"

La primera broca de esta sección fue una tricónica, perforó 350 ft con un ROP neto de 53.8 ft/hr. La broca inició perforando la sección con parámetros controlados, incrementándolos gradualmente para evitar daños a la formación superficial, esta broca perforó hasta estar fuera de los conglomerados superficiales, no tuvo mayor desgaste se encontró en calibre se la retira por cambio de BHA.

BROCA # 3 - 12¼"

Para terminar la sección de 12¼ se utilizó una broca PDC cuerpo de matriz, perforó hasta 5795 ft con una ROP neta de 127, 92 ft/hrs. En este intervalo se perforó rotando y deslizando con buen desempeño y buena respuesta direccional además se controlaron parámetros de perforación en el conglomerado superior desde 5953 hasta 6100 ft con buen resultado. Se realiza una segunda corrida para alcanzar el punto de casing, en esta corrida se controlan parámetros para alcanzar el conglomerado superior, se retira la broca que presenta un ligero desgaste y se encuentra en calibre.

BROCA # 4 - 8½”

La primera broca que se utilizó para perforar la segunda sección, inicia perforando el equipo de flotación y 24 ft de formación con ROP neto de 16 ft/hr y se saca a superficie por tener presión anormal siendo 800 psi diferentes a las calculadas en los programas de hidráulicas, además al sacar la broca presenta chatarra pegada a las aletas presumiblemente del zapato, se encuentra en buen estado y se hace una segunda corrida con la misma broca se perfora 599 ft. Con ROP neto de 60,9 ft/hr, teniendo buena ROP al rotar pero pobre avance al realizar trabajo direccional, por lo que se decide sacarla a superficie y sacar la broca, esta se encuentra en calibre tiene ligero desgaste en los cortadores y en las aletas.

BROCA # 5 - 8½”

La segunda broca de esta sección se usó para perforar hasta alcanzar la formación NAPO. Se perforó 1410 ft con ROP neta de 49 ft/hr y se saca por tener baja ROP. Al salir la broca a superficie presenta un alto grado de desgaste por toda su estructura de corte.

BROCA # 6 - 8½"

La tercera y última broca que se usó en este pozo fue una tricónica, con esta broca se perforó la formación NAPO hasta el punto de casing. Se perforó 904 ft con ROP neta de 77.5 ft/hr y salió en calibre con ligero desgaste.

POZO - 4

BIT #	DIÁMETRO in	TIPO	TOBERA	TAMAÑO CORTADORES	WOB (Klbr) min--max	
1	17 1/2	Tricónica	4x18	-	6	6
2	12 1/4	Tricónica	4x20	-	10	10
3	12 1/4	PDC	7x14	19.00 mm	2	20
4	12 1/4	PDC	7x14	19.00 mm	12	20
5	8 1/2	PDC	3x12	16.00 mm	10	22

Tabla 2.11. Especificaciones técnicas de las brocas usadas en POZO - 4

Fuente: Andes Petroleum

BROCA # 1 - 17½"

Broca tricónica que usó para perforar el hoyo conductor, alcanzar una profundidad de 103' trabajó con 6 Klbrs de WOB durante una hora a 103 ft/hrs, se le retira por cambio en BHA, esta no presentó daño alguno y se encontraba en calibre.

BROCA # 2 - 12¼"

Broca tricónica utilizada para perforar 197' llegando a una profundidad de 300' esta broca perforó con 10 Klbrs de WOB, durante 5.5 horas a 35.8 ft/hrs, es necesario retirar esta broca por cambio en BHA, la broca no presentó daño alguno en dientes y cortadores y se encontraba en calibre.

BROCA # 3 - 12¼"

Broca PDC con la que se perforó 2889' MD, hasta alcanzar 3189' MD de profundidad, esta broca perforó con 20 Klbrs WOB durante un tiempo aproximado de 27.5 horas a 105.1 ft/hrs se saca la broca por cambio de BHA, esta presenta un ligero desgaste en las hileras tanto internas como externas y en dientes y cortadores, se encuentra en calibre por lo que se decide reutilizarla para seguir perforando. En la siguiente corrida se perforan 1701' MD llegando a una profundidad total de 4890' MD con 12 - 20 Klbrs durante 13 horas a 130.8 ft/hrs, se retira la broca debido a las condiciones del lodo, presenta un severo desgaste en las hileras internas y externas y en dientes y cortadores.

BROCA # 4 - 12¼"

Broca PDC utilizada para terminar de completar el hoyo superficial y llegar hasta una profundidad de 6900' MD atravesando la formación Orteguzaza, con 15 Klbrs de WOB a 70.5 ft/hrs durante 28.5 horas alcanza la profundidad de asentamiento del casing dentro de la formación Tiyuyacu se procede a retirarla, no presentó ningún tipo de desgaste.

BROCA # 5 - 8½"

Broca PDC que se utiliza para perforar la última sección del pozo, hasta llegar a 9470' MD máxima profundidad del pozo, con 10 - 22 Klbrs WOB a 54.3 ft/hrs durante aproximadamente 7 horas.

POZO - 5

BIT #	DIÁMETRO in	TIPO	TOBERA	TAMAÑO CORTADORES	WOB (Klbr) min--max	
1	17 1/2	Tricónica	3x20	-	10	10
2	12 1/4	Tricónica	3x16	-	5	10
3	12 1/4	PDC	4x13	19.00 mm	10	25
4	12 1/4	PDC	3x20	19.00 mm	3	10
5	8 1/2	PDC	7x14	16.00 mm	8	28

Tabla 2.12. Especificaciones técnicas - brocas usadas en POZO - 5

Fuente: Andes Petroleum

BROCA # 1 - 17½"

Esta broca perforó durante 0,366 horas con un ROP de 161 ft/hrs y 0.5 horas con 118 ft/horas, esta broca perforó la formación terciario indiferenciado. Además se perforó en arena con parámetros controlados en su galonaje, RPM y peso sobre la broca para evitar fracturar la formación y mantener la verticalidad del hueco, se observó conglomerado en las zarandas a partir de los 60 ft perforados, se alcanza los 99 ft . Al salir la broca se observó desgaste normal por abrasión en las hilera del calibre tanto internas como externas, se encuentra en calibre, no se observa característica secundaria en el desgaste y la razón de salida es por cambio de BHA rotario con broca tricónica de 12 ¼".

BROCA # 2 - 12¼"

Con esta broca se perforó desde los 99 ft hasta los 350 ft. El terciario indiferenciado predominante de arcilla y la zona de cantos rodados, y estuvo permanente hasta los 350. La broca obtuvo buen desempeño durante la carrera durante los 60 primeros pies con ROP de 154 ft/hr, cae a 50 ft/hr debido a la cantidad de roca en esta zona, la broca sale sin ningún desgaste en su estructura de corte, está en calibre.

BROCA # 3 - 12¼"

Primer broca tricónica, perforó desde los 350 ft hasta los 5292 ft. Hasta los 970 ft con bajos parámetros para no inducir fracturas de la formación, deslizó 1370 ft lo cual reduce el rendimiento total, en esta corrida no se observó presencia de Gumbo en la zona aluvial lo que permitió avanzar sin taponamientos. No presentó ningún desgaste en superficie y salió en calibre.

Se realiza una segunda corrida con esta broca hasta alcanzar los 6675 ft la formación Orteguzza y parte de Tiyuyacu, el rendimiento de esta corrida fue muy bueno pero no mejor al anterior debido a la profundidad, el cambio litológico y las condiciones mecánicas que interfieren en el avance de la perforación, se deslizó durante mayor tiempo que la carrera anterior y el ROP fue más bajo debido a la dificultad para orientar, se alcanza el punto de asentamiento del casing. El rendimiento total se ve afectado debido al tiempo tomado para deslizar en esta carrera. Se retira la broca y se aprecia un ligero desgaste en las hileras internas y externas.

BROCA # 4 - 8½”

Con esta broca se perforó hasta alcanzar los 9163 ft, un total de 2488 ft en una sola corrida con un rendimiento promedio de 43.18 ft/hrs.

Sus cortadores de 19 mm dieron una mayor área para la remoción de recortes y mejor avance en arcilla. En superficie no mostró un desgaste prematuro ni de cortadores astillados en los cortadores principales del frente de ataque, a excepción del calibre ya que se evitó en lo posible el efecto de las vibraciones, manejando los parámetros de acorde al tipo de formación a perforar.

POZO - 6

BIT #	DIÁMETRO in	TIPO	TOBERA	TAMAÑO CORTADORES	WOB (Klbr) min--max	
1	14 3/4	Tricónica	3x20	-	5	15
2	14 3/4	PDC	7x11	19.00 mm	5	15
3	9 7/8	PDC	7x11	19.00 mm	10	25
4	9 7/8	PDC	6x12	19.00 mm	10	25
5	9 7/8	Tricónica	3x14	-	15	40
6	9 7/8	Tricónica	3x16	-	15	40

Tabla 2.13. Especificaciones técnicas de las brocas usadas en POZO - 6

Fuente: Andes Petroleum

BROCA # 1R - 14³/₄"

Broca tricónica reutilizada, se perforó un total de 288' hasta alcanzar una profundidad de 335' dentro del Mío-Plioceno con un WOB de 2 Klbrs a un ROP de 72 durante 4 horas, se saca el BHA y se aprecia desgaste en las hileras internas y externas, está en calibre.

BROCA # 2R - 14³/₄"

Broca PDC reutilizada con la cual se alcanza una profundidad de 2536' con un WOB de 25 Klbrs con un ROP de 107,4 en 20,5 horas es necesario incrementar el ROP, se saca la broca y se aprecia desgaste moderado en las Hileras externas y un desgaste total en las hileras externas, dientes y cortadores rotos, se cambia de broca.

BROCA # 3 - 9⁷/₈"

Broca PDC con la que se termina de perforar la primera sección del pozo hasta los 4875' con un WOB 10-20 Klbrs, un tiempo estimado de 19,8 horas con una ROP de 118.1 ft/hr, se alcanza la profundidad planeada para asentar el casing superficial, se saca el BHA, la broca no tiene desgaste apreciable se encuentra en calibre.

BROCA # 4 - 9⁷/₈"

Broca PDC que se utilizó para perforar las formaciones Orteguzza y Tiyuyacu un total de 3338' con WOB de 5-20 Klbrs durante 59.1 a una ROP 56.5, se cambia el BHA, la broca tenía desgaste moderado en las hileras internas y un fuerte desgaste en las hileras externas, dientes y cortadores, el daño principal se ubica en el Heel Rows, la broca se encuentra en calibre

BROCA # 5 - 9⁷/₈"

Broca PDC con la que se perfora hasta llegar al objetivo a 9014' MD con un WOB de 10 - 20 Klbrs, durante un tiempo estimado de 21.6 horas a un ROP de 37.1, se alcanza el objetivo y se procede a sacar el BHA, hubo daño moderado en hileras tanto internas como externas, desgaste en los cortadores en los hombros y dientes rotos.

2.2.3. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Conocer los fluidos utilizados en los pozos de correlación y los problemas que se tuvieron en estos permite predecir cuál será la reacción en dichas profundidades al momento de perforar y además nos permite reducir o eliminar ciertos daños de formación.

POZO - 1

Para la primer sección de 14 $\frac{3}{4}$ se utilizaron dos tipos de fluidos de 105' a 3500' se utilizó Gel-QPAC fluido con un peso de 8.5 – 9.7 ppg por un tiempo aproximado de 5 días, sección perforada sin ningún tipo de complicación, de 3500' a 5421' se utilizó Gel QPAC MAXDRIL, fluido con un peso de 9.5 – 9.7 ppg, se alcanzó la profundidad de asentamiento de casing planificada sin ningún tipo de complicación en las formaciones. Se baja tubería de revestimiento sin problemas. El fluido fue utilizado por un tiempo estimado de 5 días.

Para la sección de 9 $\frac{7}{8}$ desde 5421' a 10722' se utilizó fluido tipo MAXDRIL con un peso 10.1 - 11 ppg no se presentó ningún problema relacionado con el fluido de perforación. Se pudo bajar la tubería de revestimiento sin problemas, el tiempo de perforación de esta sección es de 9 días.

POZO - 2**HUECO SUPERFICIAL**

La sección de 16" se perforó sin mayores problemas con un NATIVE/DISPERSE MUD durante 70 horas, se perforó con broca tricónica para moler los posibles cantos rodados desde los 107' hasta los 300' con un peso del lodo entre 8.4 y 10 ppg. Sin exceder los 300 gpm. Para evitar lavar la formación y tener pérdida de fluido a través del contrapozo. A partir de esta profundidad se perforó con un galonaje constante de 950 gpm, incrementándose la presión desde el inicio hasta el punto de revestimiento entre 900 a 3200 psi. Se utilizó un volumen de 30 – 50 barriles de acuerdo a la profundidad y rata de penetración.

HUECO INTERMEDIO

La sección de 12¼" se perforó de acuerdo al programa sin mayores inconvenientes con KLA-STOP L en 65.5 horas, el peso máximo del lodo fue 10ppg. Se perforó con un galonaje constante entre 850 y 900 gpm excepto en la zona conglomeráticas donde se bajó el parámetro a 650 gpm con el fin de cuidar la broca, las presiones manejadas variaron entre 2500 y 3200 psi. Se alcanzó entrar en la formación Tena.

HUECO DE PRODUCCION

La sección de 8 ½ se finalizó sin problemas durante 26 horas netas de perforación con KLA STOP, esta sección se perforó con una presión de 2300 psi 50 rpm a 450 gpm, hasta la formación Basal Tena con 600 gpm, 3500 psi y 60 rpm, la formación Napo con 500 gpm a 2400 psi.

POZO - 3

HUECO SUPERFICIAL

La perforación del pozo FANNY 18B-135 arrancó el 30 de Julio del 2010 asentando el tubo conductor a los 100 pies. Se armó ensamblaje liso con broca tricónica y perforó con parámetros reducidos hasta los 450 pies.

Una vez armado el ensamblaje direccional, mantuvo la verticalidad hasta los 2,500 pies, a partir de este punto inició construyendo el ángulo, desde el inicio del intervalo se mantuvo los parámetros controlados, mientras atravesó zonas no consolidadas.

Una vez en las arcillas de CHALCANA se incrementaron los parámetros, Galonaje: 900 – 800 gpm, Rotación: 70 rpm, Peso sobre la Broca: 8 - 10 Klbs, Torque: 8 / 6

Klbs – ft, Rata de Penetración: 90 ft/hr. Presión: 2600 – 3200 psi, llegando a terminar la sección a los 6,245 pies.

En los deslizamientos con la sarta direccional no se observó tendencia de embolamiento, tampoco dificultades para levantar el ángulo. El bombeo constante cada dos paradas perforadas de píldoras de baja reología, previo a deslizar facilitó limpieza de material en el ensamblaje de fondo e incrementó notablemente la tasa de penetración.

HUECO DE PRODUCCION

La sección de 8 ½” fue perforada en 60 horas, un total de 2,937 pies. En esta sección se atravesó las formaciones de TIYUYACU con su CONGLOMERADO CHERT INFERIOR, la formación TENA y NAPO, hasta la arenisca “T” INFERIOR (9,182 pies) donde finaliza sección.

Los parámetros manejados en promedio durante el intervalo fueron: para perforar equipo de flotación y cemento (1800 psi, 40 rpm y 400 gpm); para perforar formación hasta el CONGLOMERADO INFERIOR de TIYUYACU (554 gpm, 1800 psi, 80 rpm, 10 Klbs, 8 Klbs-ft), En el CONGLOMERADO (40 rpm, 4 Klbs, 406 gpm y 1300 psi), en las arcillas de TIYUYACU y TENA se manejaron rangos de 580

gpm, 2700 psi, 12 wob, 12 klb-sft, 75 rpm y una vez alcanzado la zona de NAPO evitó lavar de tal manera perforó con (540 gpm, 2750 psi, 60 rpm, 12 Klbs-ft, 15 Klbs). Se bombearon píldoras lubricantes con 1% de LUBE 167 mientras se deslizó manteniendo la tangente.

POZO - 4

HUECO SUPERFICIAL

La sección de 12¼" se perforó sin mayores problemas con dos sistemas de lodo Gel-QPAC y Gel-QPAC-light-MAXDRIL que se aplicaron apropiadamente y cuando fueron necesarios usando un sistema de lodo DISPERSANTE en Orteguaza, la meta de esta sección fue aislar las formaciones Chalcana, Orteguaza y parte de Tiyuyacu, dando estabilidad al pozo, el casing se corrió y cementó sin ningún problema.

HUECO DE PRODUCCION

En la sección de 9⅞" se perforó sin mayores problemas con un solo tipo de lodo MAXDRIL hasta alcanzar el objetivo planeado 9470 ft MD, durante 2.75 días, el casing pudo ser corrido y cementado si ningún problema.

POZO - 5

HUECO SUPERFICIAL

El tipo de lodo que se utilizó en la sección de 14 ¾ entre 0' y 4863' fue NITRATO DE CALCIO/PHB, con un peso de 9 – 10 ppg el filtrado en esta sección no fue controlado, durante la perforación no hubo ningún problema relacionado con el fluido de perforación, no hubo contratiempos al bajar el casing superficial, se perforó con este lodo un tiempo estimado de 8 días.

HUECO DE PRODUCCIÓN

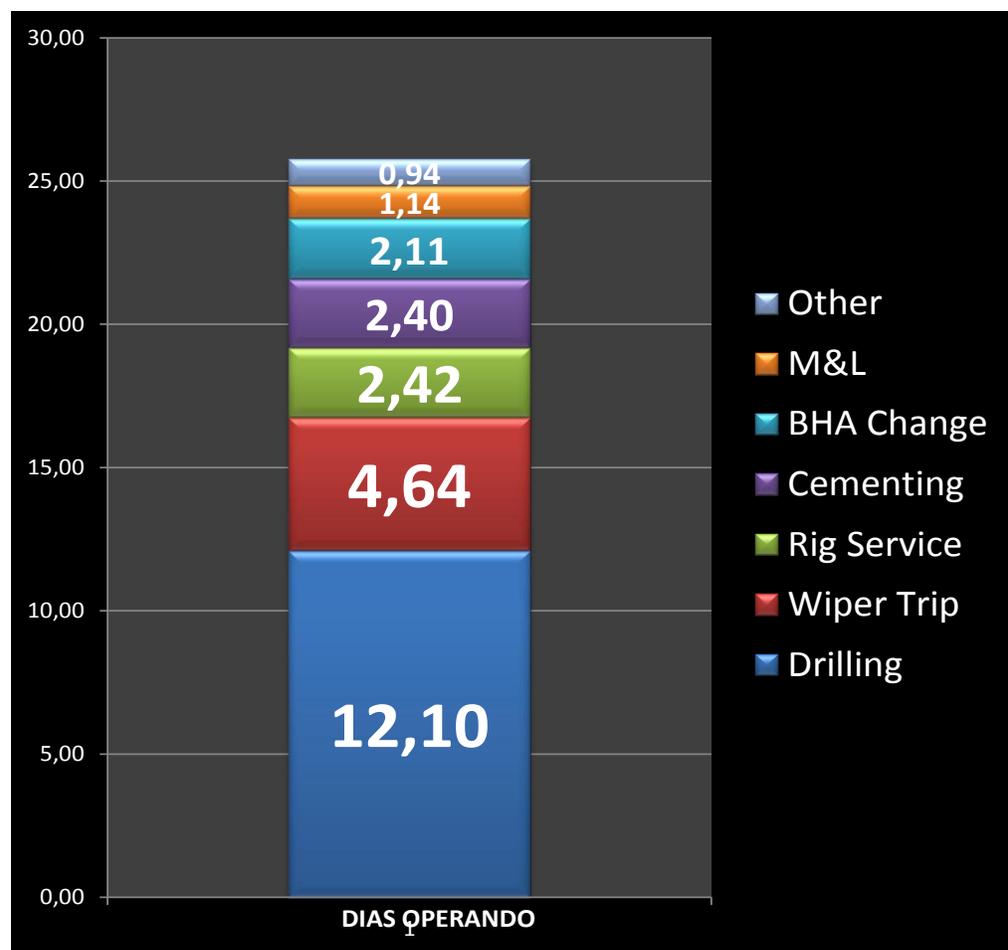
Para la sección de 9 7/8" se utilizó el tipo de lodo PHPA/KNO3/XCD/GKYCOL para perforar de 4863' a 9026', la densidad del mismo fue 9.2 – 9.8 ppg el filtrado de esta sección fue menor a 7 ml. / 30min, no se presentaron problemas al bajar el casing ni problemas relacionados con la perforación.

2.2.4. ANÁLISIS DE CURVA DE TIEMPOS

En el programa detallado para la perforación de un pozo, se debe considerar el tiempo estimado en dicha operación, la distribución de tiempos de los pozos

vecinos previamente perforados sirve como referencia así como las estadísticas y el tiempo real que se utilizó, en el que se describe detalladamente el tiempo empleado en cada proceso (perforación, viajes de limpieza, cementación, etc.).

POZO - 1



*Gráfico 2.1. Distribución de tiempos de perforación del POZO - 1
Elaborado por: Byron Villarreal Zambrano*

POZO - 2

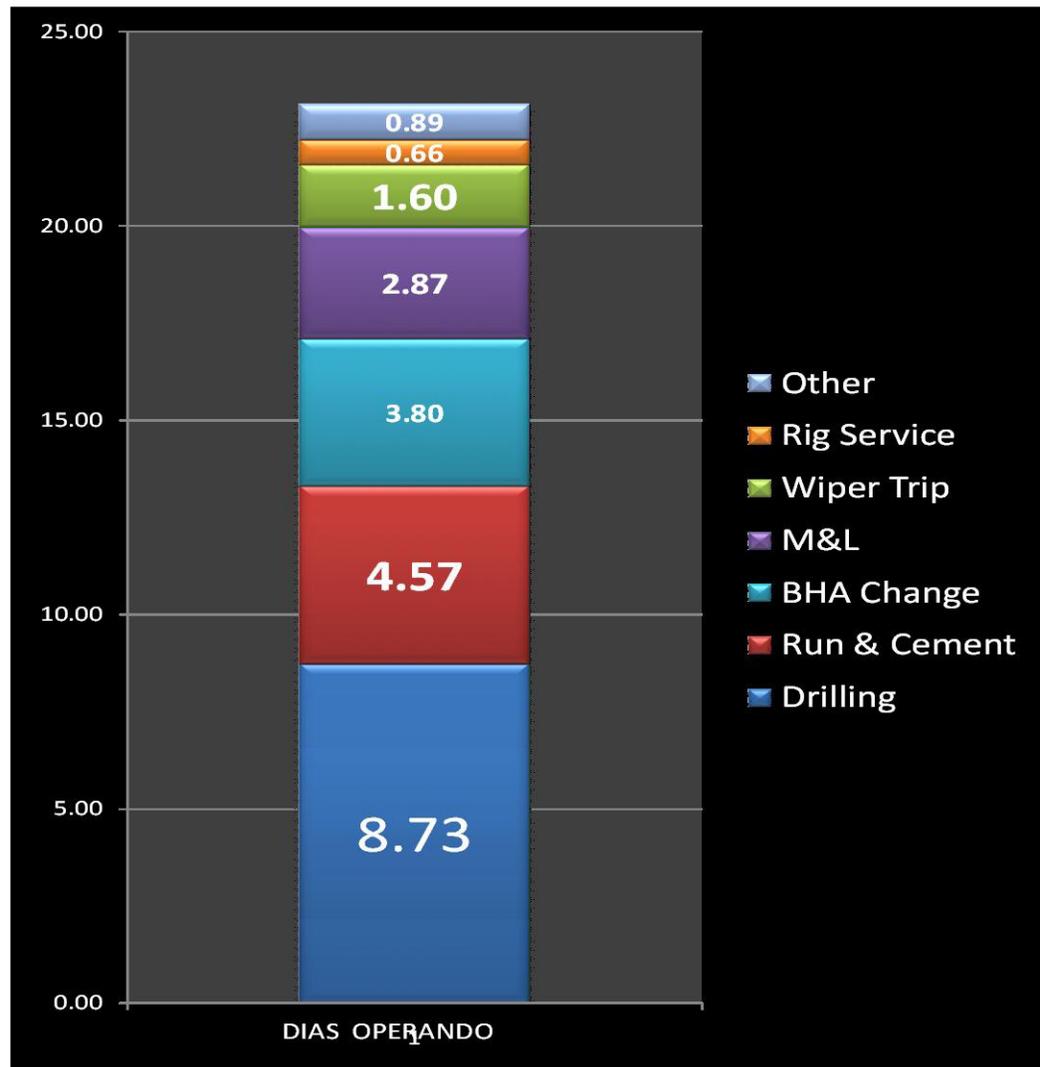


Gráfico 2.2. Distribución de tiempos de perforación del POZO - 2
Elaborado por: Byron Villarreal Zambrano

POZO - 3

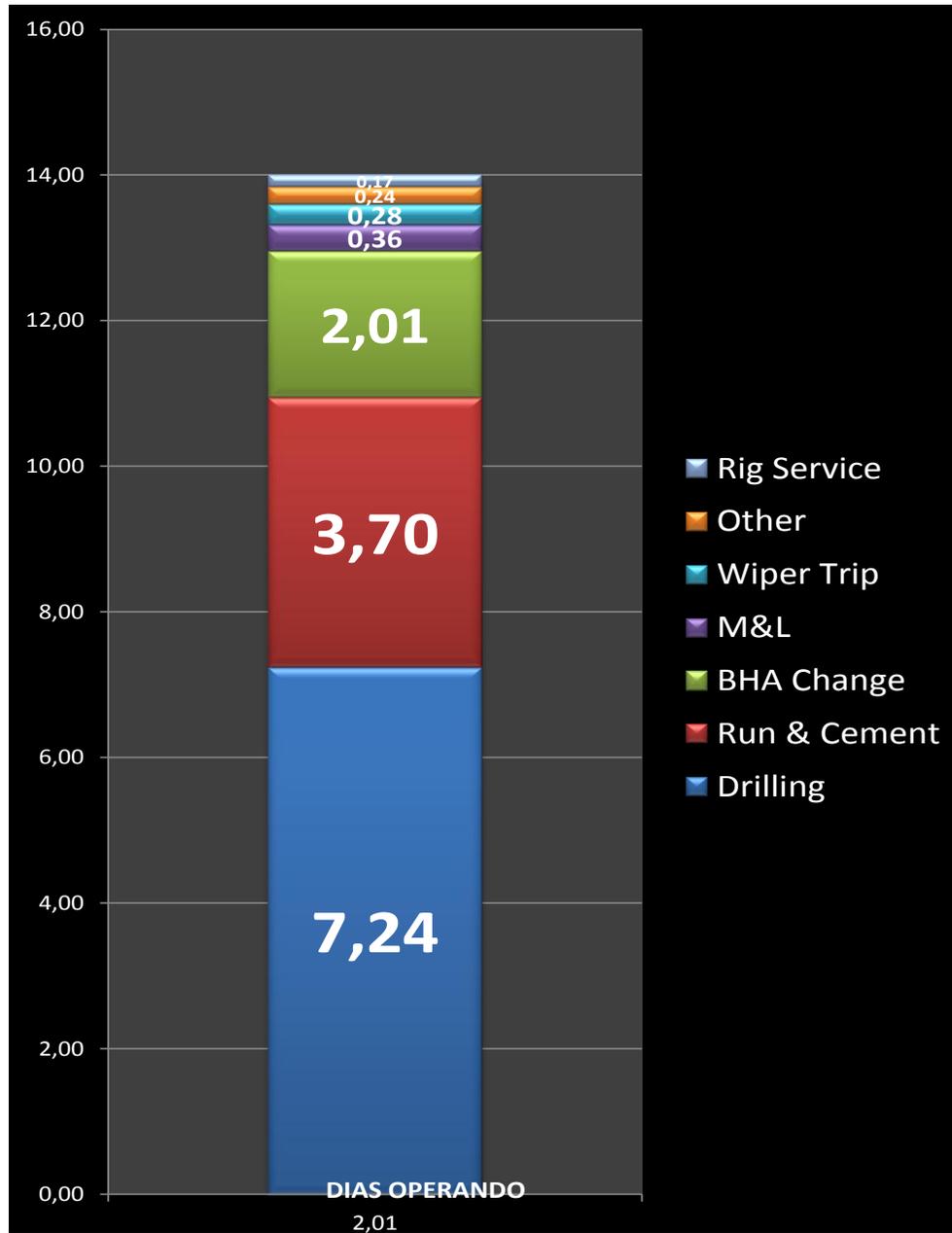
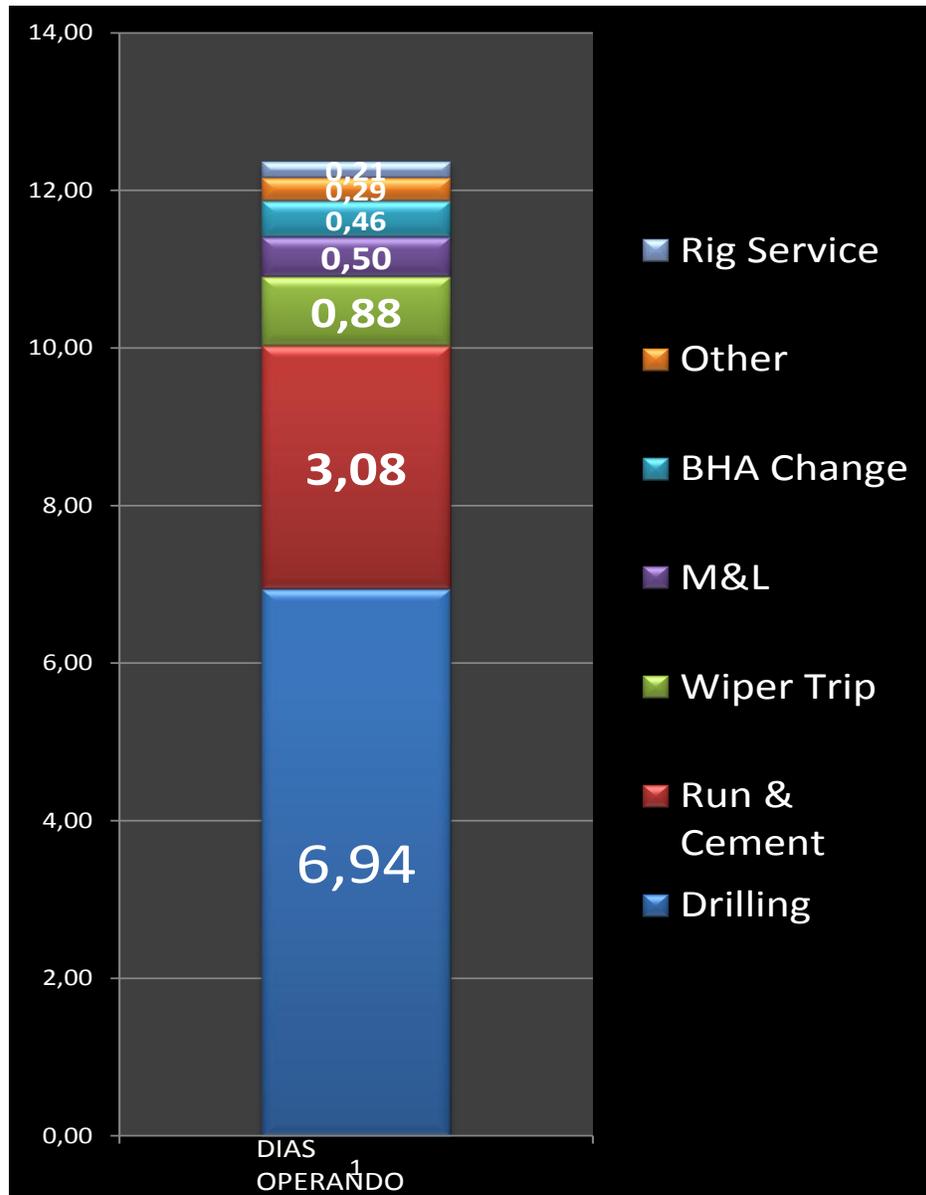


Gráfico 2.3. Distribución de tiempos de perforación del POZO - 3
Elaborado por: Byron Villarreal Zambrano

POZO - 4

*Gráfico 2.4. Distribución de tiempos de perforación del POZO - 4
Elaborado por: Byron Villarreal Zambrano*

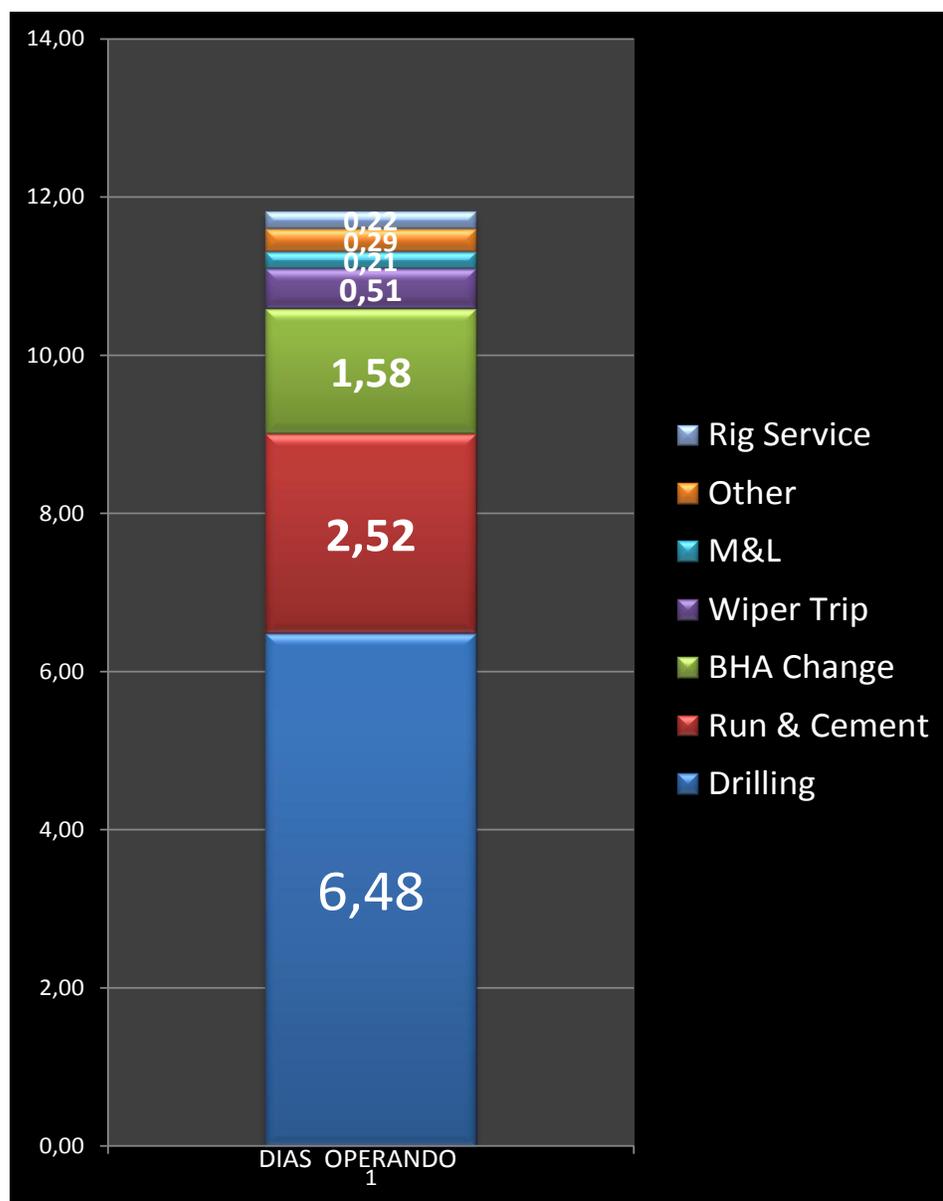
POZO - 5

Gráfico 2.5. Distribución de tiempos de perforación del POZO - 5
Elaborado por: Byron Villarreal Zambrano

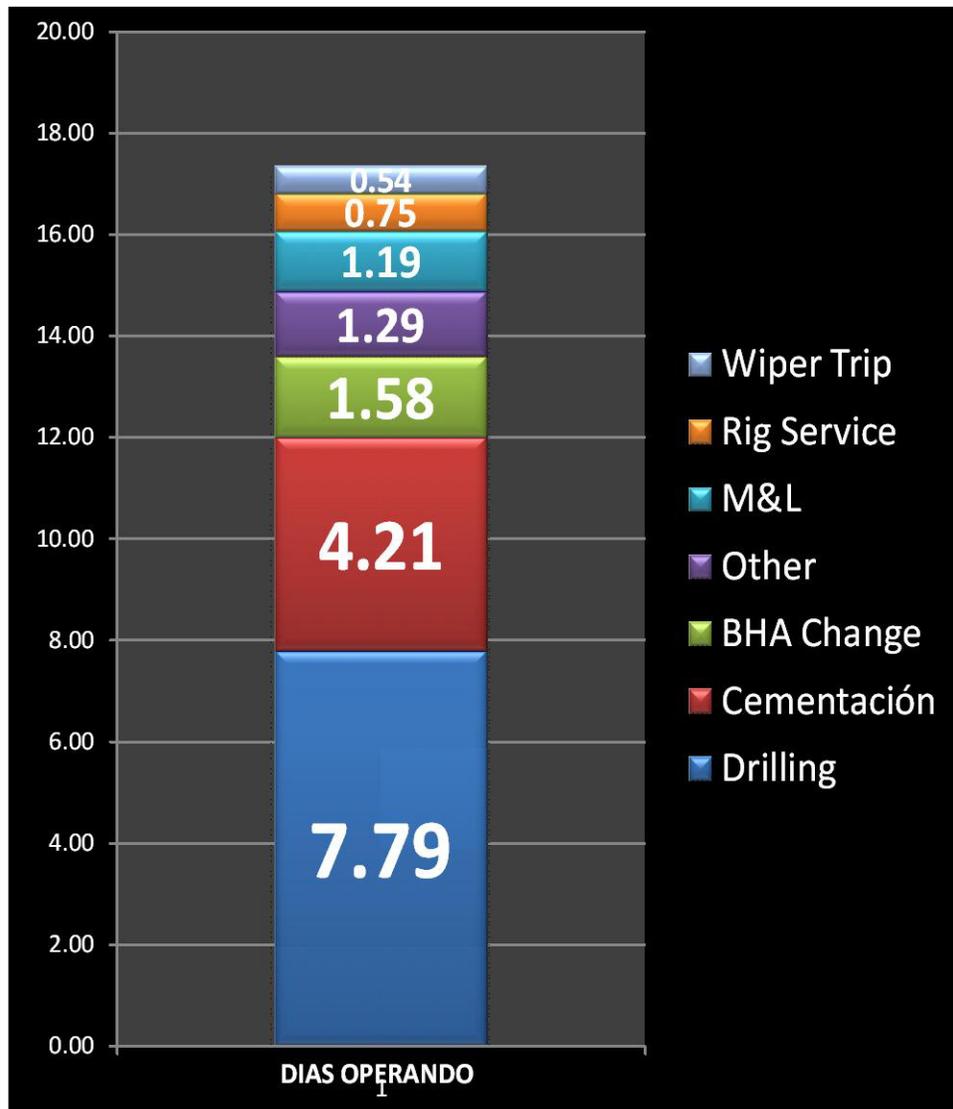
POZO - 6

Gráfico 2.1. Distribución de tiempos de perforación del POZO - 6

Elaborado por: Byron Villarreal Zambrano

2.2.5. ANÁLISIS DE LAS PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN

2.2.5.1. RESUMEN DE OPERACIONES

POZO - 1

La perforación de este pozo se planeó en 22 días, debido a problemas durante la perforación este tiempo se extendió 3.75 días.

La hueco de 14 $\frac{3}{4}$ " fue perforado hasta una profundidad de 5460 ft MD, 50 ft arriba del tope de la arenisca Orteguzaza, para iniciar la perforación de esta sección se planea un lodo tipo NITRATO de CALCIO/PHB con un peso inicial de 9 ppg, desde 3500 ft MD el fluido varía debido a problemas de estabilidad en las lutitas MIO-Plioceno y Orteguzaza altamente reactivas, y para prevenir el embolamiento de la broca. Se ensambla y se perfora verticalmente el hueco con una broca tricónica de 14 $\frac{3}{4}$ " y se perforó verticalmente hasta alcanzar la profundidad de 401 ft en donde se ubica el KOP, se reemplaza esta por una broca PDC que nos permite alcanzar la profundidad de asentamiento del casing superficial se corre y se cementa este sin ningún problema.

El hueco de producción de 9 $\frac{7}{8}$ " es perforado hasta la profundidad de 10722 ft MD, con 140 TVD bajo del tope de la arenisca T inferior, este intervalo se perforó usando un sistema de lodos PHPA/KNO₃/XCD/Glydril, garantizando la inhibición de las formaciones expuestas. Se alcanza la profundidad planeada el casing se corre y cementa sin ningún problema.

POZO - 2

El objetivo de este pozo fue perforar y atravesar la formación productora "Uinf" y "M-1". El objetivo fue cumplido luego de 22.96 días de operación sin incluir 10.04 días de trasteo.

El pozo, fue diseñado con tres sartas. La primera sección (superficial), se la perforó con 16" y se la entubó con casing de 13 $\frac{3}{8}$ ", 68 lpp, K-55, BTC @ 6123 ft MD. La segunda sección (intermedia), se la perforó con 12 $\frac{1}{4}$ " y se la revistió con casing de 9 $\frac{5}{8}$ ", 47 lpp, N-80, BTC @ 8400 ft MD. Se colocó un tapón de cemento para abandonar la zona desde TD total a 9954 ft MD hasta 9017 ft MD para abandonar la formación "Uinf" debido a que presentaba un grado API de 9. La tercera sección (producción), se la perforó con 8 $\frac{1}{2}$ " y se la entubó con 7" Liner, 26 lpp, C-95, BTC

@ 9017 ft MD. El pozo fue programado para ser perforado en todas las secciones, con motor de fondo. La sección completa se perforó usando brocas PDC convencionales.

Las operaciones de cementación fueron normales y al final el pozo quedó cementado en todas las secciones a excepción del liner de 7" donde se presentaron condiciones de empaquetamiento cuando el liner se encontraba en el fondo y quedó sin cementar. Durante la fase de perforación se cumplió con el plan direccional.

POZO - 3

El objetivo de este pozo fue perforar y atravesar la formación productora "U" inferior. El objetivo fue cumplido luego de 14 días de operación sin incluir 9 días de trasteo.

El hoyo conductor fue perforado con broca de 17 ½" hasta la profundidad de 100ft. Y revestido con casing de 13 3/8".El pozo, fue diseñado con dos sartas. La primera sección (superficial), se la perforó con 12 ¼" entre 100ft – 6245ft fue

perforada construyendo y manteniendo ángulo 24.43° y se la entubó con $95/8''$ Csg, 47 lpp, N-80, BTC @ 6244 ft MD. El casing fue cementado con normalidad con 2 lechadas de cemento clase "A" la primera de 13ppg, tope a 5245 y la segunda de 15.8 ppg, base a 6244ft.

La segunda sección (producción), se la perforó con $8 \frac{1}{2}''$ en el intervalo 6245-9182ft se mantiene ángulo y se disminuye a 14.77° y se la entubó con Liner de $7''$, 26 lpp, C-95, BTC @ 9182 ft MD. Este revestidor fue cementado con normalidad con 2 lechadas de 16ppg (5983-6348ft) y 17ppg (6348-TD). El pozo fue programado para ser perforado en todas las secciones, con motor de fondo. La sección completa se perforó usando brocas PDC convencionales.

Durante la fase de perforación se cumplió con el plan direccional para esto se utilizaron un total de 8 BHA's de fondo: 1 para la sección de 17.5, 3 para 12.25 y 4 para la sección de $8\frac{1}{2}''$.

POZO - 4

SECCION 12 ¼"

Para perforar esta sección se usaron 2 BHA. En esta sección se tomo mucha atención y cuidado con los parámetros de perforación para pasar los conglomerados con parámetros controlados o reducidos con la finalidad de cuidar la estructura de corte de la broca PDC. Esta fue la sección mas demandante en cuanto a trabajo direccional se refiere teniéndose que levantar ángulo desde 0 hasta 36 grados de inclinación. En esta sección de uso herramientas Gyro con la finalidad de minimizar la incertumbre por la cercanía de los pozos ya existentes. Además se realizo 1 viaje a superficie con la finalidad de modificar el BHA para optimizar la rotación en la sección tangencial. La sección de 12 ¼" culmino sin mayores problemas a la profundidad de 6,900`MD que equivalen a 6,004` TVD con un ángulo de 36.6 grados y una dirección de 144 grados con respecto al norte verdadero.

Una vez realizado un viaje de acondicionamiento el pozo fue entubado hasta superficie con revestimiento de 9 5/8" N-80 47 lb/ pie, posteriormente fue cementado sin inconvenientes bombeando dos lechadas, la de mayor densidad 15.8 ppg cubrió los últimos 500' de la sección, mientras que la lechada de 13 ppg

cubrió hasta el punto del revestimiento de 13 3/8" con un exceso del 15% para cubrir posibles aumentos de diámetro en el calibre nominal del hoyo de 12 1/4".

SECCION DE 8 1/2"

Esta sección fue la sección dedicada a perforar la zona de interés "U Inferior". La longitud perforada en una sola corrida de herramientas fue desde 6,900' MD/6,004 TVD hasta 9,470' MD/8,153' TVD dejando al pozo con 20.7 grados de inclinación y una dirección de 137.5 grados. En esta sección también se realizó un viaje de acondicionamiento previo a bajar a colgar tubería de 7" 26 lb/pie.

Después de bajar el liner 7" 26 lb/pie la sección de producción se cemento exitosamente usando Cemento clase "G", para la lechada Tail @ 17 ppg desde 8,256' hasta 9,470' MD (73 bls) y la lechada lead con cemento class "G", Lead @ 15.8 ppg desde 6,526' hasta 8,256' MD (65 bls).

POZO - 5

El objetivo de este pozo fue perforar y a travesar la formación productora "Uinf". El objetivo fue cumplido luego de 12.3 días de operación. El pozo, fue diseñado con dos secciones. La primera sección (superficial), se la perforó con 12 1/4" y se la entubó con 9 5/8" Csg, 47 lpp, K-55, BTC @ 6675 ft MD. La segunda sección (producción), se la perforó con 8 1/2" y se la entubó con 7" Liner, 26 lpp, C-95, BTC @ 9163 ft MD.

El pozo fue programado para ser perforado en todas las secciones, con motor de fondo y brocas PDC convencionales a excepción de los primeros 350 pies con broca tricónica. Las operaciones de cementación fueron normales y al final el pozo quedó cementado en todas las secciones. La fase de perforación se cumplió con el plan direccional.

POZO - 6

Este pozo fue diseñado como un pozo vertical a una profundidad de 9026 ft, y fue programado por 13 días de perforación mas 6 días de registros, corriendo y cementando el liner de producción de 7", y operaciones de desensamble de torre.

Una broca tricónica de 14 ¾" fue corrida para perforar los primeros 335 ft profundidad que se alcanzó sin ningún problema. La siguiente corrida se la hace con una broca PDC que se usa para continuar perforando el hueco superficial de 14 ¾" a una profundidad de 2536 ft donde se saca la broca debido a una bajo ROP. Se continúa perforando entonces con una segunda broca PDC la cual perforó hasta el punto de asentamiento del casing a 4875 ft. El sistema de lodo usado para esta sección fue BENTONITA PRE HIDRATADA/NITRATO DE CALCIO, con un peso del lodo el cual estuvo en el rango de 9.1 – 10.1 ppg. La sección fue perforada en 3.21 días desde el spud, incluyendo 2 horas de NPT debido reunión de corrida del TOTCO.

Se corrió y cementó el casing de 10 ¾" a 4875 MD. El equipo BOP instalado y probado, y se ensambló y corrió el BHA para el intervalo de 9 7/8" en un tiempo de 2.81 días, incluido 3.5 horas de NPT (1.5 horas debido a problemas con inestabilidad del huevo mientras se corría el casing y 2 horas de retraso debido a una fuerte lluvia mientras se soldaba la sección "A" del cabezal). La zapata guía fue perforada sin problemas y se continuó perforando con una broca PDC tipo DS70. A 8213 ft la broca fue sacada debido a baja ROP. Entonces se corrió una con

una PDC MA74 y con el mismo ensamblaje, se continuó perforando hasta alcanzar la profundidad total de 9014 ft, las operaciones de registros se completaron sin problemas.

Se corrió y cementó el liner a 9004 ft MD. El tiempo real de perforación del Tucan 1 fue 17,06 días de operación, incluido 2.94 días de corrida y cementada del liner de 7”.

2.2.6. DISEÑO DE CASING

El objetivo de analizar el diseño de casing es seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso, la cual resista los esfuerzos a las que estará sujeta.

POZO - 1

Especificaciones	Sección 1	Sección 2
OD (in)	10 3/4	7
Intervalo (ft)	0 - 5460'	0 -10722'
Grado	K - 55	C-95
Peso nominal (lb/ft)	40,5	26
Espesor de pared (in)	0,35	0,362
ID (in)	10,05	6,276
Presión de Colapso (psi)	1580	5870
Presión de Estallido (psi)	3130	8600
Tension (Klbs)	629	717
SF - Estallido	2,82	4,08
SF - Colapso	1,22	1,54

Tabla 2.14. Características de los revestidores usados en POZO - 1

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 2

Especificaciones	Sección 1	Sección 2	Sección 3
OD (in)	13 3/8	9 5/8	7
Interval (ft)	0 - 6,100	0 - 8,273	8,133 - 9,981
Grade	K - 55	N - 80	C95
Nominal Weight (lb/ft)	68	47	26
Wall Thickness (in)	0.48	0.472	0.362
ID (in)	12.415	8.681	6.276
Drift Diameter (in)	12.259	8.525	6.151
Connector OD (in)	14.375	10.625	7.656
Collapse (psi)	1950	4760	5870
Burst (psi)	3450	6870	8600
Tension (Klbs)	1069	1086	717

Tabla 2.15. Características de los revestidores usados en POZO - 2

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 3

Specifications	String 1	String 2
OD (in)	9 5/8	7
Interval (ft)	0 - 6244	5983 - 9180
Grade	N - 80	C-95
Nominal Weight (lb/ft)	47	26
Wall Thickness (in)	0.472	0.362
ID (in)	8.681	6.276
Drift Diameter (in)	8.525	6.151
Connector OD (in)	10.625	7.656
Collapse (psi)	4760	5870
Burst (psi)	6870	8600
Tension (Klbs)	1086	717

Tabla 2.16. Características de los revestidores usados en POZO - 3

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 4

Especificaciones	Sección 1	Sección 2
OD (in)	9 5/8	7
Interval (ft)	0 - 6886'	6736' -9399'
Grade	N - 80	C-95
Nominal Weight (lb/ft)	47	26
Wall Thickness (in)	0.472	0.362
ID (in)	8.681	6.276
Drift Diameter (in)	8.525	6.151
Collapse (psi)	4760	5880
Burst (psi)	6870	8600
Tension (Klbs)	1086	722

Tabla 2.17. Características de los revestidores usados en POZO - 4

Fuente: Andes Petroleum

POZO - 5

Specifications	String 1	String 2
OD (in)	9 5/8	7
Interval (ft)	0 - 6,692	6,400 - 9,163
Grade	N - 80	C-95
Nominal Weight (lb/ft)	47	26
Wall Thickness (in)	0.472	0.362
ID (in)	8.681	6.276
Drift Diameter (in)	8.525	6.151
Connector OD (in)	10.625	7.656
Collapse (psi)	4760	5870
Burst (psi)	6870	8600
Tension (Klbs)	1086	717

Tabla 2.18. Características de los revestidores usados en POZO - 5
Fuente: Andes Petroleum

POZO - 6

Especificaciones	Sección 1	Sección 2	Sección 3
OD (in)	10 3/4	7	7
Interval (ft)	0 - 4863	4563 - 6030 (300' Liner Lap)	6030 - 9026 (67 repaired jts)
Grade	K - 55	L - 80	L - 80
Nominal Weight (lb/ft)	45,5	29	29
Wall Thickness (in)	0,4	0,408	0,408
ID (in)	9,95	6,184	6,184
Collapse (psi)	2090	7020	7020
Burst (psi)	3580	8160	8160
Tension (Klbs)	715	676	676
Safety Factor* - Burst	0,00	0,00	0,00
Safety Factor* - Colla	0,00	N/A	N/A

Tabla 2.19. Características de los revestidores usados en POZO - 6
Fuente: Andes Petroleum

2.2.7. REGISTROS DE CEMENTACIÓN

Pozo	φ Pozo (in)	Intervalo MD (ft)	Tipo Cemento	Volumen (bbls/sx)	ρ (ppg)	Yield (ft ³ /sx)	Cantidad de agua (gal/sx)
POZO 1	14 3/4	0' a 4960'	A STM 1 LEAD	557 BBLS (1572 SX)	13,5	1,99	10,73
	14 3/4	4960' a 5460'	A STM 1 TAIL	65 BBLS (510 SX)	15,8	1,18	4,99
	9 7/8	5460' a 8906'	G LEAD	225 BBLS (723 SX)	13,5	1,75	9,15
	9 7/8	8906' a 10722'	G TAIL	107 BBLS (599 SX)	17	1,00	3,01
POZO 2	16	0' a 5500'	A LEAD	412 BBLS (1307 SX)	13,5	1,77	10,73
	16	5500' a 6100'	A TAIL	58 BBLS (285 SX)	15,8	1,15	4,99
	12 1/4	5000' a 7300'	G LEAD	139 BBLS (416 SX)	13,5	1,86	10,73
	12 1/4	7700' a 8273'	G TAIL	50 BBLS (244 SX)	15,8	1,16	4,99
	8 1/2	8273' a 9954'	G TAIL	70 BBLS (368 SX)	17	1,09	4,99
POZO 3	12 1/4	0' a 5692'	G LEAD	289 BBLS (668 SX)	13	1,87	9,15
	12 1/4	5692' a 6692'	G TAIL	62 BBLS (300 SX)	15,8	1,16	4,99
	8 1/2	6692' a 7983'	G LEAD	55 BBLS (300 SX)	13,5	1,16	9,15
	8 1/2	7983' a 9163'	G TAIL	55 BBLS (300 SX)	17	1,06	3,01

Tabla 2.20. Registros de cementos usados en POZO 1 - 3

Fuente: Andes Petroleum

Pozo	φ Pozo (in)	Intervalo MD (ft)	Tipo Cemento	Volumen (bbls/sx)	ρ (ppg)	Yield (ft ³ /sx)	Cantidad de agua (gal/sx)
POZO 4	12 1/4	0' a 6386'	A STM 1 LEAD	357 BBLS (1077 SX)	13,5	1,86	10,73
	12 1/4	6386' a 6886'	A STM 1 TAIL	34 BBLS (166 SX)	15,8	1,15	4,99
	8 1/2	6886' a 8249'	G LEAD	207 BBLS (665 SX)	13,5	1,75	9,15
	8 1/2	8249' a 9399'	G TAIL	108 BBLS (609 SX)	17	1,00	3,01
POZO 5	12 1/4	0' a 5692'	G LEAD	289 BBLS (668 SX)	13	1,87	9,15
	12 1/4	5692' a 6692'	G TAIL	62 BBLS (300 SX)	15,8	1,16	4,99
	8 1/2	6692' a 7983'	G LEAD	55 BBLS (300 SX)	13,5	1,16	9,15
	8 1/2	7983' a 9163'	G TAIL	55 BBLS (300 SX)	17	1,06	3,01
POZO 6	14 3/4	0' a 4363'	A STM 1 LEAD	432 BBLS (1277 SX)	13	1,9	8,5
	14 3/4	4363' a 4863'	A STM 1 TAIL	54 BBLS (263 SX)	15,8	1,15	5,074
	9 7/8	4363' a 7467'	G LEAD	169 BBLS (512 SX)	13	1,89	10,61
	9 7/8	7467' a 9026'	G TAIL	84 BBLS (404 SX)	15,8	1,17	5,21

Tabla 2.20. Registros de cementos usados en POZO 4 -7

Fuente: Andes Petroleum

CAPITULO III

ANÁLISIS DE NÚCLEOS Y ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE POZOS

3.1. CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA

La metodología completa para llevar a cabo la caracterización geológica de núcleos incluye la recepción de las muestras, identificación, registros fotográficos, estudios geológicos específicos y entrega del informe de resultados.

3.2. ANÁLISIS DE PROPIEDADES DE LA ROCA

Uno de los métodos más importantes para analizar las propiedades de la roca es la observación de delgadas secciones de muestra a través de un microscopio óptico, este análisis es de particular interés para el diseño del fluido por varias razones:

- 1.- Puede proveer valiosa información sobre la composición mineral de los Sedimentos de la roca.
- 2.- Puede proveer datos sobre el tamaño, clasificación y redondeo de los granos que componen la roca.
- 3.- Permite estimar detalles como la porosidad, el tamaño de poro y la interconexión de poro.

La mineralogía es obtenida mediante la prueba de azul de metileno que permite conocer el tipo de minerales presentes y ponderar la presencia de tales minerales en la arena de interés, para predecir las posibles reacciones que tienen estas al interactuar con el fluido de perforación y el efecto resultante en el retorno de permeabilidad, los resultados que se obtuvieron de dicho análisis fueron.

Mineral	Muestra 1 7585 ft	Muestra 2 7736 ft	Muestra 3 7963 ft	Muestra 4 8356 ft	Muestra 5 9374 ft
Cuarzo	96%	100%	95%	100%	100%
Esmectita	3%		1%		
Kaolinita	1%		4%		
CEC (meq/100 gr)	2	0	1	0	0

Tabla 3.1: Mineralogía de la roca de interés.

Fuente: Andes Petroleum

El cuarzo es el mineral predominante en la arena, se aprecia presencia mínima de Kaolinita y Esmectita que resulta en una capacidad de intercambio catiónico máximo 2 meq /100 gr en la muestra 1.

La observación de una delgada capa mediante microscopio electrónico muestra el tamaño de poro que contiene la arena, información que es de gran importancia para estimar la granulometría que se requiere para sellar el espacio poral momentáneamente.

El estudio de porosidad que se realizó a las areniscas muestra los siguientes tamaños de poro.

Identificación de muestra	Rango-Tamaño de poro		Max. Tamaño de po
Muestra 1 /7585	50 μm	100 μm	140 μm
Muestra 2 /7736	30 μm	80 μm	100 μm
Muestra 3 / 7963	50 μm	130 μm	200 μm
Muestra 4 / 8356	40 μm	110 μm	140 μm
Muestra 5 / 9374	60 μm	140 μm	200 μm

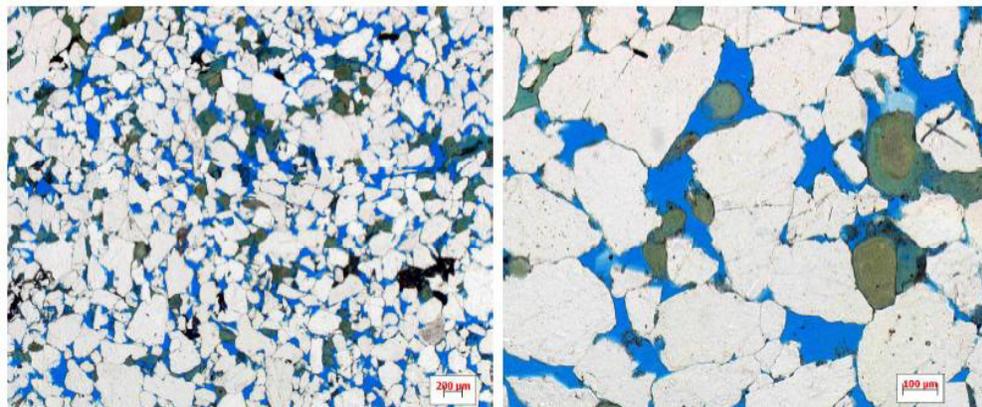
Tabla 3.2: Tamaño de poro.

Fuente: Andes Petroleum

El tamaño máximo de poro es el diámetro de la garganta poral, y el rango de tamaño muestra los tamaños de poros mínimo y máximo visto en cada una de las arenas estudiadas.

Las fotografías a continuación permiten observar la distribución de partículas en cada una de las muestras y permiten visibilizar el espacio poral y la presencia de crudo en caso de haberlo.

MUESTRA 1 / 7585

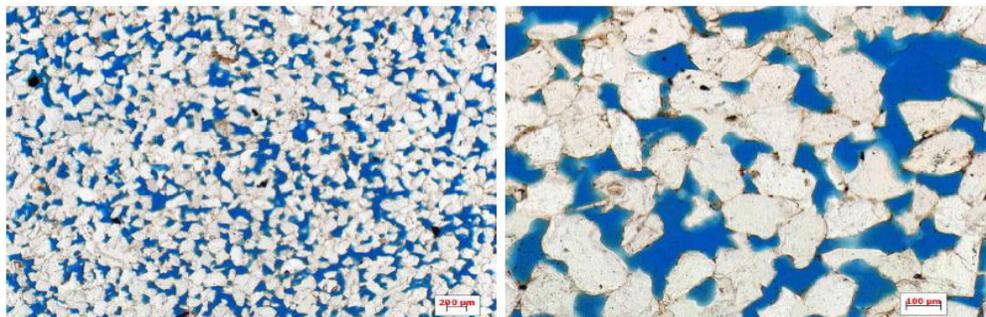


POROS  CUARZO  GLAUCONITA  ARCILLA 

Figura 3.1: Fotografía MUESTRA 1

Fuente: Andes Petroleum

Se observa en la figura la mayoría de los poros están limpios.

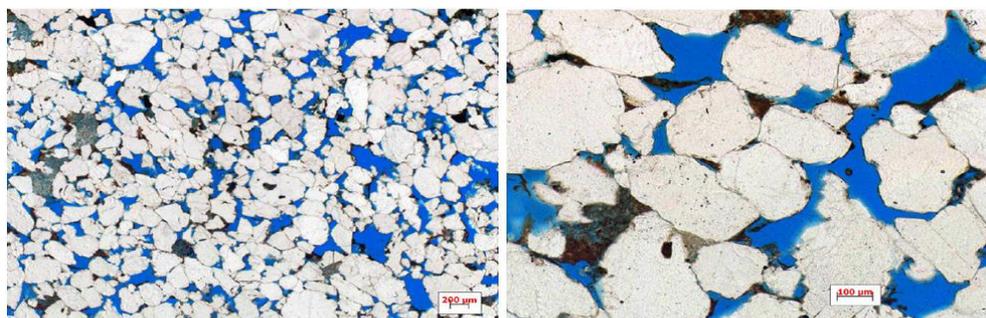
MUESTRA 2 / 7736 ft

POROS  CUARZO  GLAUCONITA  ARCILLA  PETROLEO 

Figura 3.2: Fotografía MUESTRA 2

Fuente: Andes Petroleum

Las superficies de los granos de cuarzo están manchadas con petróleo. La mayoría de los poros están limpios.

MUESTRA 3 / 7963 ft

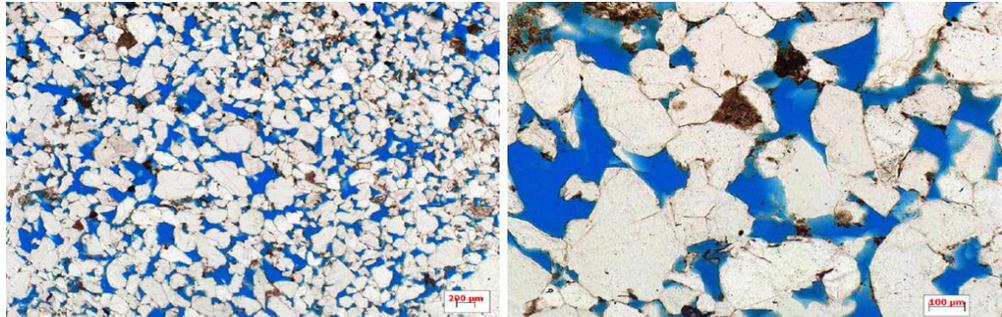
POROS  CUARZO  GLAUCONITA  ARCILLA 

Figura 3.3: Fotografía MUESTRA 3

Fuente: Andes Petroleum

Hay pequeñas cantidades de arcilla (color café a verde), la mayoría de los poros están limpios, no se observa petróleo.

MUESTRA 4 / 8356 ft



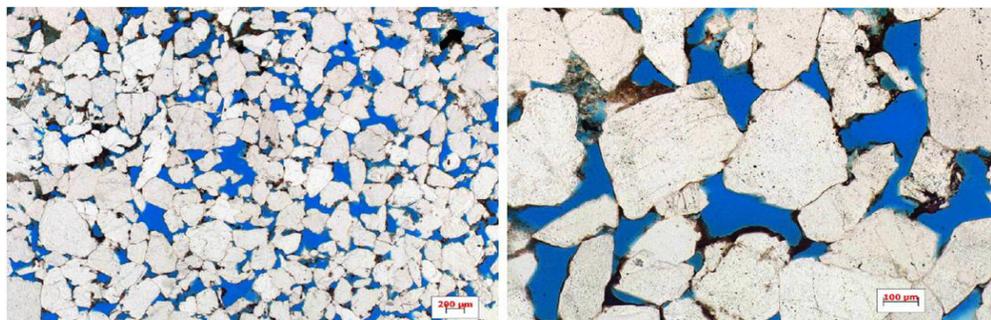
POROS  CUARZO  GLAUCONITA  ARCILLA 

Figura 3.4: Fotografía MUESTRA 4

Fuente: Andes Petroleum

Hay pequeñas cantidades de arcilla de color café, la mayoría de los poros están limpios, no se observa petróleo.

MUESTRA 5 / 9374 ft.



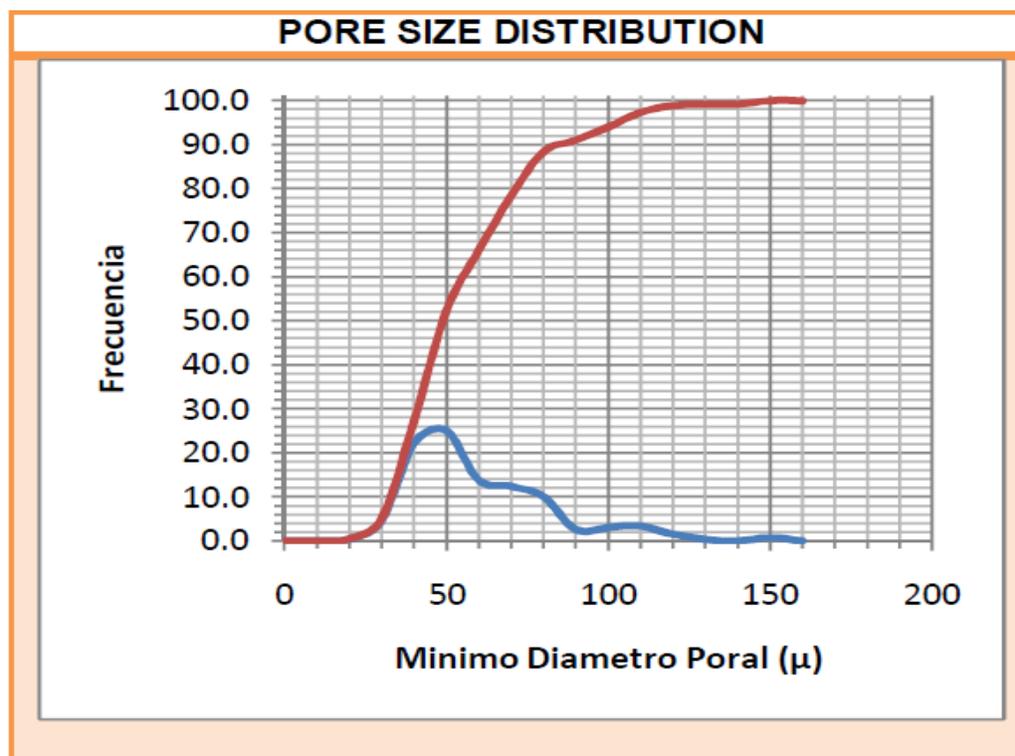
POROS  CUARZO  GLAUCONITA  ARCILLA 

Figura 3.5: Fotografía MUESTRA 5

Fuente: Andes Petroleum.

Se aprecia pequeñas cantidades de arcilla (color café a verde), la mayoría de los poros están limpios.

DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE TAMAÑOS DE PORO



FRECUENCIA RELATIVA ■ FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA ■

Gráfico 3.1: Distribución de tamaños de poro

Fuente: Andes Petroleum.

En el gráfico se puede apreciar que el 26% de los poros tiene un tamaño de 47 micrones. Y el tamaño máximo de los poros es 160 micrones un equivalente de 1% de los tamaños de poro presentan esta característica.

3.3. DAÑO DE FORMACIÓN

La productividad del pozo es el objetivo de mayor importancia y los efectos desfavorables de los fluidos de perforación y completación en la productividad del pozo pueden determinar las fallas económicas del proyecto.

3.3.1. REDUCCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Los daños producidos por los fluidos de perforación y completación pueden ser reducidos usando fluidos que sean compatibles con la formación, el fluido de perforación que es compatible con las propiedades de la roca causará menos daño de formación, reduciría a mínimo la pérdida de líquido eliminando así la inestabilidad del pozo, por tal razón es necesario diseñar un sistema de fluidos que sea capaz de minimizar el daño de formación y que no implique un costo elevado como es el caso de algunos fluidos que contienen partículas diseñadas

para puentear los poros de la formación, previendo fluidos no dañinos, además es necesario prestar mucha atención a la fase líquida de los fluidos para asegurar que la interacción del filtrado con los fluidos de perforación y cementación con los componentes de la arena no generen daño.

La composición de los yacimientos y las propiedades varían, los fluidos que tienen un buen desempeño en un yacimiento no necesariamente se comportarán de la misma manera en otro. Es necesario realizar un análisis minucioso de muestras de la arena productora para generar un fluido de perforación que pueda adaptarse a las propiedades de la roca.

Este tipo de análisis consiste en varias pruebas, como retorno de permeabilidad además de simulaciones de los procesos que implican la perforación y que están relacionados con la formación productora como completación, fluidos de limpieza, en adición la compatibilidad entre el fluido del yacimiento y los fluidos de perforación y completación evaluados.

3.3.2. EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Para conocer el daño de formación se evalúa el retorno de fluido en dos discos de aloxita de diferente espesor y el retorno de permeabilidad en un núcleo extraído del campo Tarapoa con dos fluidos propuestos con la finalidad de reducir el daño de la formación.

- FLOTHRU 9 ppg (Cloruro de Potasio)

- FLOTHRU 9 ppg (Formiato Sódico)

3.3.2.1. PRUEBA DE RETORNO DE FLUIDO REALIZADA EN DOS DISCOS DE ALOXITA DE 35 Y 60 μm

Esta prueba permite calcular el daño potencial de formación y simula el flujo a través de la formación 4 horas después de haberse formado la costra de lodo.

3.3.2.2. RESULTADO Y ANÁLISIS DE PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

Las propiedades de un sistema FLOTHRU que fueron evaluadas en los disco de aloxita son: Reología, filtrado y daño potencial de formación.

A las condiciones de prueba:

Temperatura de filtrado (F)	190
Presión de filtrado (psi)	500
Tiempo de filtración (horas)	4
Tiempo de remojo de la costra en aceite (horas)	4
Presión de rompedor (psi)	4

Tabla 3.3: Condiciones de Prueba

Fuente: Andes Petroleum

3.3.2.2.1. FORMULACIÓN EVALUADA EN DISCOS DE ALOXITA DE 35 y 60 μm

La formulación que se usó para analizar las propiedades del sistema FLOTHRU en los discos de aloxita fue:

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN Disco de 35 μm	CONCENTRACIÓN Disco de 60 μm
Water	0,909 bbl	0,909 bbl
FLOVIS PLUS	1,25 ppg	1,25 ppg
THRUTROL	8,00 ppg	8,00 ppg
Caustic Soda	0,10 ppg	0,10 ppg
Sodium Formate	5,00 ppg	5,00 ppg
THRUCARB (ECF 2245)	5,00 ppg	5,00 ppg
Calcium Carbonate B 325	9,47 ppg	
Calcium Carbonate B 100	13,98 ppg	23,45 ppg

Tabla 3.4: Formulación de los fluidos

Fuente: Andes Petroleum

3.3.2.2. RESULTADOS DE PRUEBA

	Disco de Aloxita de 35 μm		Disco de Aloxita de 60 μm	
	INICIAL	AR @ 190 F, 16 H	INICIAL	AR @ 190 F, 16 H
Densidad del lodo	8,8 ppg		8,8 ppg	
REOLOGÍA				
600 RPM	92	86	88	86
300 RPM	77	71	69	68
200 RPM	69	64	59	59
100 RPM	59	52	47	49
6 RPM	29	24	21	22
3 RPM	24	20	17	18
PV	15 cp	15 cp	19 cp	21 cp
YP	62 lbs/ 100 ft ²	56 lbs/ 100 ft ²	50 lbs/ 100 ft ²	47 lbs/ 100 ft ²
Gel, 10 sec	21 lbs/ 100 ft ²	19 lbs/ 100 ft ²	17 lbs/ 100 ft ²	18 lbs/ 100 ft ²
Gel, 10 min	25 lbs/ 100 ft ²	22 lbs/ 100 ft ²	19 lbs/ 100 ft ²	22 lbs/ 100 ft ²
Filtrado API	4,5 ml	4,0 ml	5,0 ml	4,8 ml
Filtrado @ 200 F, 500 psi				
Filtrado, 1 min		0,1 ml		2,5 ml
Filtrado, 5 min		0,5 ml		2,8 ml
Filtrado, 7,5 min		0,6 ml		3,0 ml
Filtrado, 15 min		1,5 ml		4,2 ml
Filtrado, 25 min		2,5 ml		5,5 ml
Filtrado, 30 min		3,2 ml		5,8 ml
Spurt Loss		0,1 ml		0,1 ml
Filtrado total		6,5 ml		11,2 ml
pH	9,2	9,15	9,45	9,43

Tabla 3.5: Reología de los fluidos evaluados

Fuente: Andes Petroleum

El sistema tiene buenas propiedades reológicas, el viscosificador base mantiene un buen perfil de viscosidad a altas temperaturas y permite una buena suspensión de carbonato de calcio, material de puenteo.

El sistema tiene un buen control de filtrado (API & HTHP modificado) en un disco de aloxita de 35 micrones ya que después de 4 horas de formación de costra el sistema de lodos fue removido y se obtuvo los siguientes resultados.

BREAKER SISTEM	Disco	Fluido inicial	Fluido Final	% Retorno de fluido
FLOTHRU SYSTEM # 1	35 μm	15,9 s - 200 ml	16,3 s - 200 ml	97,5
FLOTHRU SYSTEM # 1	60 μm	16,34 s - 200 ml	16,83 s - 200 ml	97,1

Tabla 3.6: Retorno de fluido

Fuente: Andes Petroleum

El retorno de fluido fue excelente, la combinación de carbonatos permite obtener un retorno de fluido superior al 90% eliminando el daño de formación.

3.3.2.3. RETORNO DE PERMEABILIDAD EVALUADO EN UN NÚCLEO EXTRAIDO DEL CAMPO TARAPOA

Este procedimiento consiste en hacer circular el fluido de perforación a través del núcleo luego recircularlo en dirección contraria.

3.3.2.3.1. FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS EVALUADOS

La densidad de los fluidos evaluados fue de 9 ppg.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN ppg CLORURO DE POTASIO	CONCENTRACIÓN ppg FORMIATO SÓDICO
Flo-Vis Plus	1.25	1.25
ThruTROL	10	10
SafeCIDE	0.25	0.25
Caustic Soda	0.25	0.25
KCl // Formiato Sódico	9.84	5.06
Water	318.2	327.1
ThruCarb	12	11
Ecuador Carbonate B-30	9.4	8.4
Ecuador Carbonate B-100	14.6	13.6
Ecuador Carbonate B-325	5	4

Tabla 3.7: Formulación evaluada en el núcleo

Fuente: Andes Petroleum

3.3.2.3.2. PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS

El estudio de las propiedades reológicas permite estimar el comportamiento del fluido formulado en función de la variación de las condiciones de pozo (ΔT & ΔP). Se analizan las propiedades reológicas en dos viscosímetros FANN VG 35 y FANN 70.

El análisis se hace en función de los esfuerzos de corte obtenidos a diferentes velocidades de corte (3, 6, 100, 200, 300, 600 RPM), la diferencia de gel entre dos parámetros de tiempo (Gel-10 minutos, Gel-10 segundos) y la variación que presenta el punto de cedencia en relación a los cambios que se generan en la viscosidad plástica, con ambos viscosímetros.

3.3.2.3.3. LECTURAS OBTENIDAS EN EL VISCOSIMETRO FANN VG 35.

RPM	80°F		120°F		150°F	
	KCl	Form/ Na	KCl	Form/ Na	KCl	Form/ Na
600	115	100	95	80	77	68
300	89	75	73	60	63	53
200	78	64	64	52	55	46
100	61	49	51	41	43	36
6	25	19	20	15	17	13
3	20	15	15	12	14	10
10 sec. Gel, lbs/100 ft	20	15	17	13	14	10
10 min. Gel, lbs/100 ft	23	19	19	15	15	12
Plastic Viscosity, cps	26	25	22	20	17	15
Yield point, lbs/ 100 ft	63	50	51	40	49	38

Tabla 3.8: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN VG 35

Fuente: Andes Petroleum

Las diferencias de gel a los diez minutos y diez segundos no muestran variaciones significantes, como resultados tenemos geles no progresivos.

Se obtienen el menor valor de diferencia de gel, a 150°F, el esfuerzo de gel tiene un comportamiento lineal en cada uno de los sistemas esperados, en el FLOTHRU base cloruro de potasio, y una mayor relación YP/PV a la misma temperatura en el fluido base formiato sódico, el valor de esta relación es un estimado de la eficiencia de barrido. La mejor eficiencia de barrido se logra a 150°F.

El cloruro de potasio tiene un mejor desempeño a altas temperatura que el formiato sódico, presión estándar (60 psi), sin embargo ambos sistemas de fluidos tienen un buen rendimiento.

3.3.2.3.4. LECTURAS OBTENIDAS EN EL VISCOSIMETRO FANN 70.

CLORURO DE POTASIO												
#	Temp (°F)	Presión (psi)	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm	6 rpm	3 rpm	Gel 10 sec	Gel 10 min	PV (cp)	YP lb/hsf
1	80	15	116	89	78	61	25	20	20	23	27	62
2	120	15	94	74	65	51	20	16	17	18	20	54
3	120	2000	110	86	75	60	22	18	18	20	24	62
4	120	4000	129	100	86	71	25	21	20	22	29	71
5	120	10000	204	155	131	116	36	33	25	28	49	106
6	150	15	81	65	56	44	17	14	15	16	16	49
7	150	2000	91	73	63	50	19	15	16	17	18	55
8	150	4000	103	82	71	58	21	17	17	18	21	61
9	150	10000	150	117	99	85	28	24	21	22	33	84
10	190	2000	72	59	51	39	16	12	13	13	13	46
11	190	4000	79	65	56	44	17	13	14	14	14	51
12	190	10000	106	85	73	59	21	18	17	17	21	64

Tabla 3.9 - A: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN 70

Fuente: Andes Petroleum

FORMIATO SÓDICO												
#	Temp (°F)	Presión (psi)	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm	6 rpm	3 rpm	Gel 10 sec	Gel 10 min	PV (cp)	YP lb/hsf
1	80	15	97	72	64	47	18	14	14	17	25	47
2	80	2000	121	91	82	63	28	23	22	25	30	61
3	120	15	75	56	49	37	13	10	10	12	19	37
4	120	2000	92	71	62	49	20	16	16	18	21	50
5	120	4000	114	89	79	65	30	26	26	26	25	64
6	150	15	64	49	43	33	11	8	9	10	15	34
7	150	2000	79	62	54	43	17	13	14	15	17	45
8	150	4000	97	78	68	57	26	21	22	22	19	59
9	150	6000	120	98	87	75	39	33	34	33	22	76
10	190	15	55	45	39	29	10	7	7	9	10	35
11	190	2000	68	56	49	38	15	10	11	13	12	44
12	190	4000	83	70	62	50	22	17	18	20	13	57
13	190	6000	102	87	78	66	34	26	27	29	15	72
14	190	10000	153	137	125	113	77	66	67	62	16	121

Tabla 3.9 - B: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN 70

Fuente: Andes Petroleum

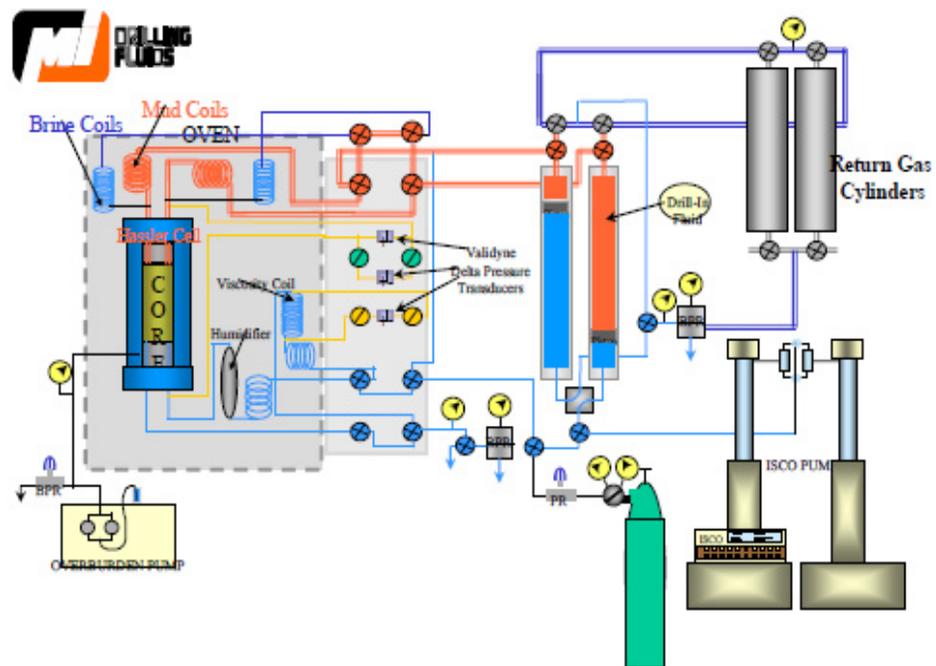
Ambas formulaciones presentan un incremento en el esfuerzo de corte con el aumento de presión y una reacción contraria frente al a la variación de temperatura.

Ambas formulaciones fueron evaluadas a condiciones extremas de presión y temperatura, se puede observar que ambos sistemas tienen un buen rendimiento.

La viscosidad plástica presenta una reducción moderada con el aumento de la temperatura mientras que el punto de cedencia cae considerablemente a razón de 0.41 lb/ 100 ft² por unidad de temperatura.

3.3.2.4. PORCENTAJE DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

Para encontrar el porcentaje de retorno de permeabilidad se realiza una simulación de los procesos por los que pasa la arena durante la perforación hasta el resultado.



HIGH PRESSURE , HIGH TEMPERATURE - RETURN PERMEABILITY APPRATUS

Figura 3.6: Proceso de prueba – Retorno de permeabilidad

Fuente: Andes Petroleum

La figura muestra el arreglo en laboratorio que se realiza para simular las condiciones del pozo.

Las condiciones de evaluación son:

Temperatura	188 °F
Presión de formación	500 psi
Presión de sobrebalance	400 psi
Tensión neta de confinamiento	500 psi

Tabla 3.10: Lecturas obtenidas en el viscosímetro de FANN VG 35

Fuente: Andes Petroleum

Para simular el desempeño del fluido en el pozo se coloca el núcleo en una celda de alta presión y temperatura, la cual se condiciona a la presión y temperatura del pozo, se hace circular el fluido de perforación recomendado controlando el filtrado en el mismo, luego se hace circular fluido en sentido contrario controlando la permeabilidad que se obtiene de retorno, la relación entre la cantidad de filtrado que se obtiene al recircular en sentido contrario el fluido y la cantidad que se filtra originalmente permite establecer el porcentaje de retorno de permeabilidad.

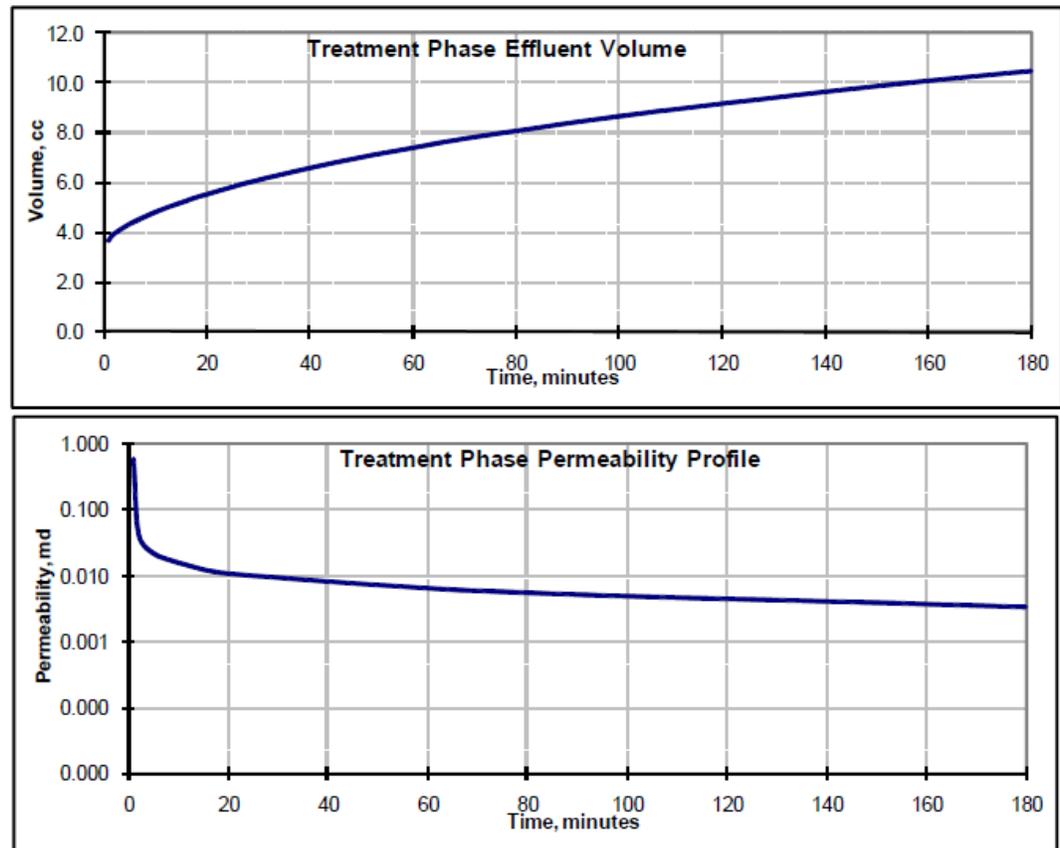
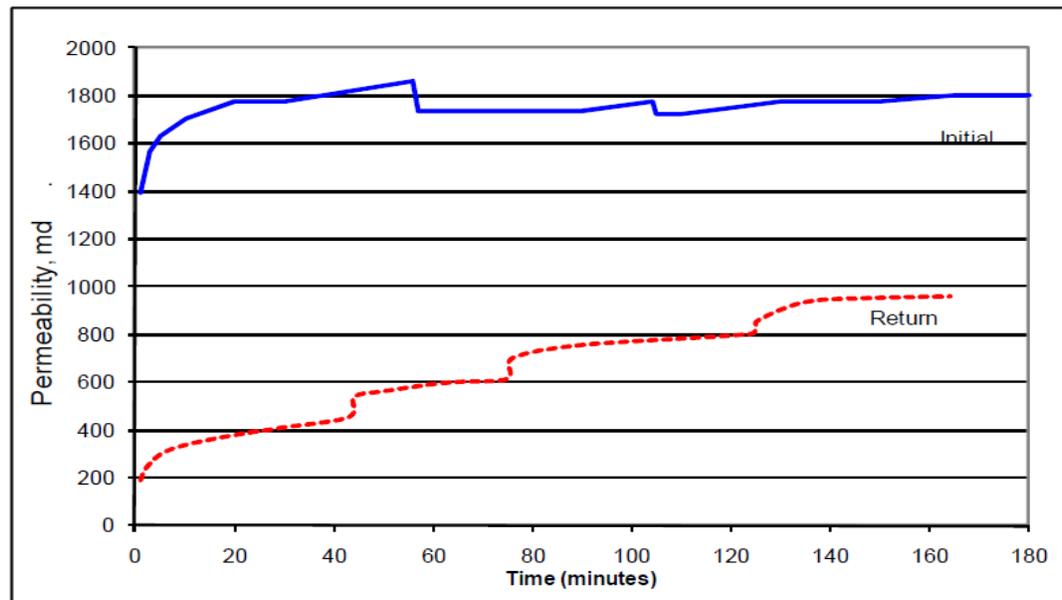


Figura 3.7: Retorno de permeabilidad

Fuente: Andes Petroleum.

En el gráfico se observa la relación existente entre el retorno de permeabilidad y el volumen de fluido obtenido en 180 minutos.



PERMEABILIDAD INICIAL ■ PERMEABILIDAD DE RETORNO ■

Figura 3.8: Variación de la permeabilidad en función del tiempo (minutos)

Fuente: Andes Petroleum.

El gráfico muestra la variación de permeabilidad de retorno con respecto al tiempo, en la gráfica se puede observar la permeabilidad que se tiene cuando se hace circular el fluido de perforación (línea azul) y después de cambiar la dirección del fluido (fluido de retorno – línea roja).

3.3.2.5. RESULTADOS OBTENIDOS DE EVALUACIÓN

Permeabilidad Inicial mD	Volumen de filtrado (ml)/ Volumen de poro (%)		Permeabilidad de retorno (mD)	% Retorno
1805 mD	10.47 ml	58.30%	960 mD	53.20%

Tabla 3.11: Porcentaje de retorno de permeabilidad.

Fuente: Andes Petroleum

El porcentaje de retorno de porosidad es RAZONABLE de acuerdo a lo indicado en la tabla siguiente.

CALIFICACIÓN	% DE RETORNO DE PERMEABILIDAD
EXCELENTE	> 90 %
BUENO	70 - 90 %
RAZONABLE	50 - 69 %
POBRE	< 50 %

Tabla 3.12: Calificación de Porcentaje de retorno

Fuente: Andes Petroleum

Sin embargo los procedimientos difirieron de los originales en que no se utilizó rompedores en esta prueba. La exposición a los rompedores podría haber incrementado el porcentaje de permeabilidad de retorno.

Además la presión inicial de flujo es de 1.65 psi y la costra de FLOTHRU es relativamente delgada, la permeabilidad de retorno obtenida es inferior con respecto a la permeabilidad de retorno esperada, esto puede ser debido al incremento en la saturación de agua o la invasión de partículas del fluido de perforación (polímeros).

3.3.3. INESTABILIDAD DEL POZO

Mantener un pozo estable es una de las tareas de perforación principales, ya que los problemas de inestabilidad resultaran en altos costos de perforación y tendrán un gran impacto en el cronograma de perforación, para realizarlo es necesario conocer los problemas que generan dicha inestabilidad, además se debe realizar un estudio de la columna litológica en especial en puntos sensibles, comprender cuál será la reacción que presentará cada una de las diferentes rocas frente a los diferentes cambios que generará la perforación.

La inestabilidad del pozo es causada por un intercambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, al exponer la formación al lodo de perforación, tal inestabilidad del pozo suele ser indicada

por lutitas derrumbables, resultando en ensanchamiento del pozo, puentes y relleno, las consecuencias más comunes son las pegaduras de la tubería, desviaciones del pozo, dificultad con la toma de registros y su interpretación, dificultad al correr el casing de revestimiento, cementaciones de mala calidad y pérdida de circulación.

Los factores que originan la inestabilidad se encuentran interrelacionados y estos se describen de manera más detallada a continuación, es necesario recalcar que no todos los factores que afectan la estabilidad del pozo están relacionados con la perforación, existen factores naturales además de falla humana por las que se puede desestabilizar un pozo.

3.3.4. FACTORES OPERACIONALES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DEL POZO

3.3.4.1. ESFUERZOS MECÁNICOS

Los problemas de inestabilidad generados por esfuerzos mecánicos son la fracturación y el derrumbe o colapso de la roca.

La fracturación de la roca es causada por un excesivo peso del lodo o por efectos de tensión, las rocas tienen baja resistencia a la tensión, una fractura por cualquier factor ocasionará pérdidas de circulación.

El derrumbe o colapso de la roca es causado por un bajo peso del lodo o por efectos de compresión, un derrumbe generado por cualquiera de los factores generará un ensanchamiento del pozo, la deformación de este y reducción del pozo debido al flujo plástico, causando la deformación del pozo hasta que se cierre.

El gráfico 3.1 muestra la presión hidrostática promedio ejercida por el fluido de perforación que actualmente es usado en la perforación de los pozos de dos secciones.

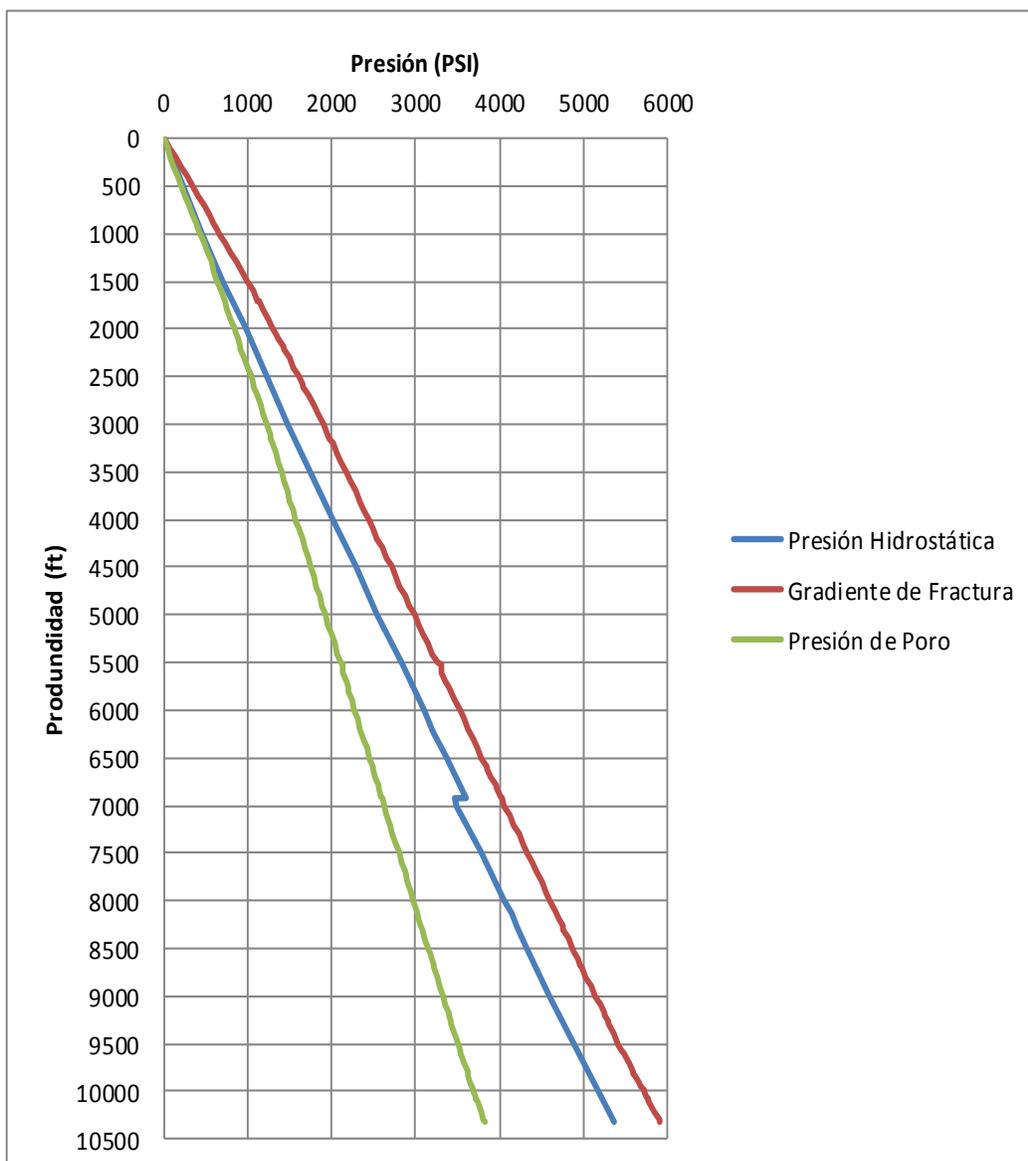


Gráfico 3.2: Presiones actuando durante la perforación

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

3.3.4.2. INTERACCIÓN QUÍMICA CON EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las lutitas contienen arcillas que se hidratan en mayor o menor grado dependiendo del tipo de arcilla y la presencia que tenga cada arcilla en la lutita. Cuatro de las arcillas existentes en la naturaleza están directamente relacionados con la inestabilidad del pozo, estas arcillas son Montmorillonita, Illita, Clorita y Kaolinita.

La Montmorillonita es una arcilla con alta capacidad de hinchamiento presenta una sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} , quedando una carga negativa libre que es compensada por la absorción de cationes, estos cationes poseen un ion de carga simple como el sodio, o un ion de doble carga como el calcio o el magnesio.

La Illita tiene la misma estructura básica que la Montmorillonita pero no muestra la capacidad de hinchamiento entre capas, a diferencia de la Montmorillonita la Illita presenta una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} lo que produce aún una carga

negativa los cationes compensadores son principalmente el ion K^+ , estos iones potasio no son intercambiables.

La Clorita no se hincha en estado natural pero si al ser alterada químicamente, esta presenta entre sus capas hidróxido de magnesio la cual presenta una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} , la clorita no causa ningún problema a menos que se encuentre en grandes cantidades, la clorita puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos.

La Kaolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno, por dicha razón el agua no es capaz de penetrar directamente en las capas, lo que impide la expansión de la partícula, la Kaolinita no representa un problema durante la perforación.

Cada uno de los minerales mencionados se encuentra presentes en diferentes porcentajes en cada litología, dicha presencia es impredecible, el gráfico 3.2 muestra la capacidad de intercambio catiónico de las formaciones de dos pozos del mismo campo ubicados en el mismo PAD. Se aprecia las diferentes CEC en cada formación.

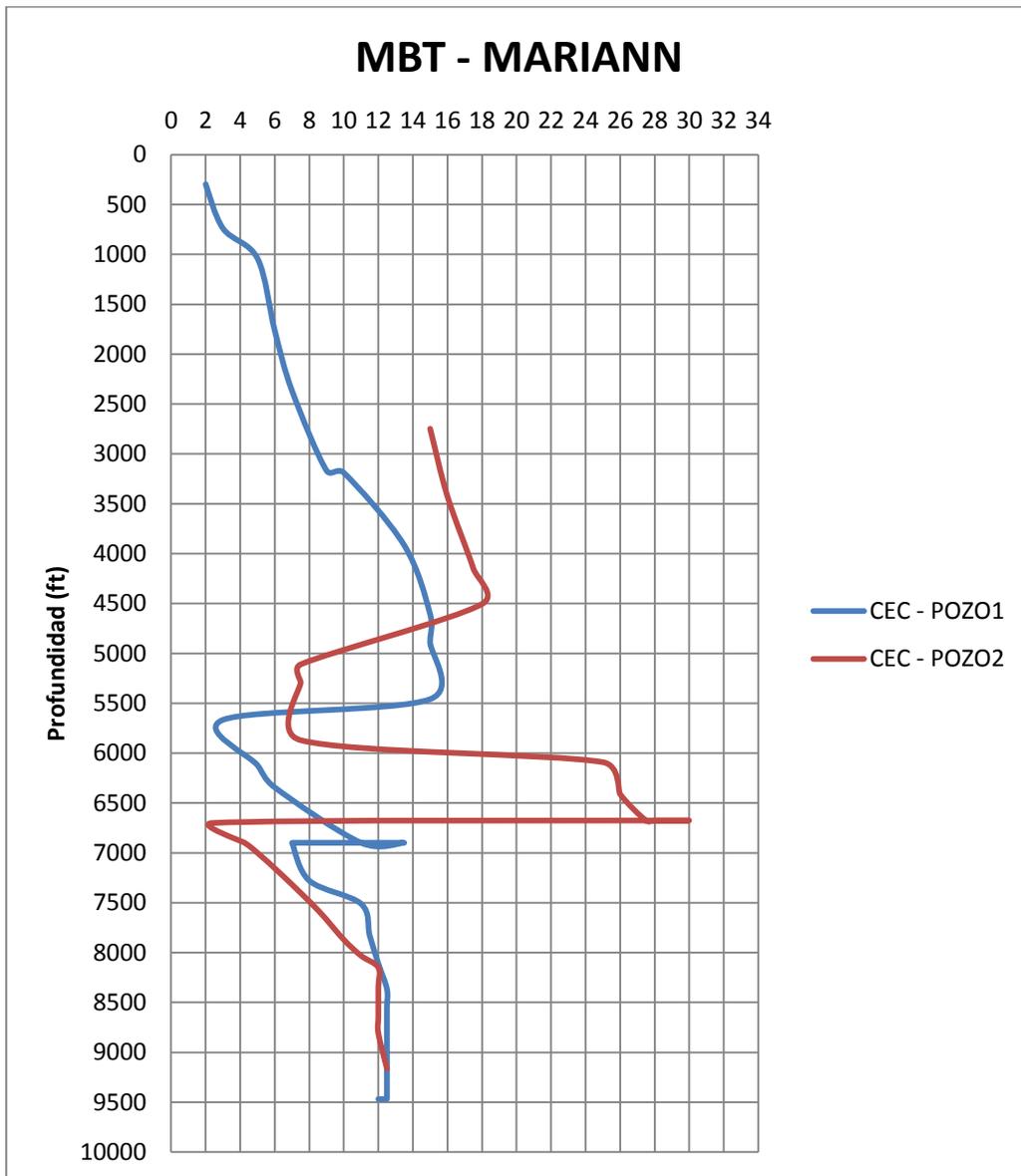


Gráfico 3.3: Prueba de Azul de Metileno en dos pozos del campo Mariann

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

Las lutitas que contienen Montmorillonita pueden absorber agua y hidratarse y dispersarse, la rotura se produce generalmente mediante la constricción del pozo a partir de una zona hinchada, ablandada, la rotura es producida por la fragilidad que ocurre con lutitas blandas y dispersables causando un pozo reducido, en las lutitas más rígidas la hidratación superficial produce un aumento del esfuerzo cerca del pozo causando derrumbes.

La estabilidad del pozo se ve afectada también en formaciones solubles, como formaciones de sal, el yeso y la anhidrita, si se permite que la formación soluble se diluya en el lodo se producirá un derrumbe.

La lutita se vuelve inestable cuando hay una transferencia de agua del lodo hacia la lutita (Hidratación) o de la lutita al lodo (Deshidratación), por tal razón es importante impedir la transferencia de agua entre el lodo de perforación y la lutita para evitar causar la alteración de la misma. Se han desarrollado técnicas que permiten mantener el pozo estable, las cuales consisten en hacer que las lutitas y arcillas sean menos reactivas con un intercambio de iones que permitan cambiar la naturaleza de la lutita.

3.3.4.3. INTERACCIONES FÍSICAS CON EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las interacciones físicas también pueden causar la inestabilidad del pozo, estas interacciones incluyen la erosión que produce el ensanchamiento del pozo, la humectación a lo largo de fracturas pre-existentes y la invasión de fluidos que causa la transmisión de presión.

La Erosión es causada por la turbulencia del fluido en las formaciones blandas dado que las formaciones blandas que se erosionan fácilmente son las areniscas no consolidadas, las tizas blandas y las arcillas y lutitas más blandas, la mayor erosión es causada por la alta velocidad de corte de la tobera cuando se quiere maximizar la rata de penetración, se ha demostrado que la erosión en las lutitas y las areniscas se ve mayormente alterada si la velocidad de corte de las toberas es $> 100000 \text{ s}^{-1}$.

La humectación a lo largo de fracturas pre-existentes de la lutita y la invasión de fluidos y la compensación de la presión de sobre-balance son factores claves para la estabilidad del pozo. La humectación de la lutita por agua produce inestabilidad ya que la invasión de filtrado o lodo genera partiduras que provocarán derrumbes,

para controlar estas lutitas es necesario sellar la formación para protegerla contra la invasión del fluido esto se puede lograr controlando la filtración de alta presión, alta temperatura y la calidad del revoque con polímeros, una concentración adecuada de bentonita, trabajando con materiales insolubles en agua y agentes obturantes de poros.

La invasión de fluido compensa la presión de sobre-balance hacia afuera del pozo y tiene tendencia a desestabilizar el pozo. Esto ocurre tanto en una formación permeable como la arenisca, en una lutita relativamente impermeable.

Un revoque ideal ayuda a obtener un pozo estable. Para los lodos base agua, el uso de un aditivo insoluble para limitar la filtración a través del revoque en las areniscas y dentro de los microporos de las lutitas humectadas por agua ofrece una ventaja.

El uso del filtrado bajo obtenido con un revoque de buena calidad y polímeros combinados con un aditivo de obturación de poros, reducirá la invasión de fluido y limitará la transmisión de presión.

3.3.4.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN EL CAMPO TARAPOA y ESTUDIO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA POZOS DE DOS SARTAS

El análisis realizado anteriormente describe cuales son los problemas de inestabilidad que se presentan durante la perforación y las razones por las que estas se producen, por lo que es necesario establecer cuáles de estas razones son las que podrían afectar la estabilidad en los pozos, las características comunes de cada formación son:

TERCIARIO INDIFERENCIADO: Es una zona no consolidada, hay presencia de arenisca. Tobas arenosas y arcillosas con varios horizontes de conglomerados gruesos con estratificación cruzada de tipo torrencial.

CHALCANA: Formación constituida principalmente por arcillas altamente reactivas, con presencia mínima de anhidrita.

ORTEGUAZA

Lutita Ortegúaza.- Está compuesta por un 90 a 100% de lutitas micro-fracturadas.

El tope se encuentra a una profundidad que varía entre 4300 y 5000 pies de TVD.

Arenisca Orteguaza.- Se compone de 70 a 90% arenisca con pequeñas intercalaciones de lutita, limolita, y en ocasiones carbón, presenta una porosidad promedio de 25% y una permeabilidad superior a 1500 mD.

TIYUYACU: La formación Tiyuyacu está formada en su mayor parte por conglomerados y arcilla. Desde el tope de la formación hasta alcanzar el conglomerado superior de la formación una potencia entre 250 y 320 ft, la presencia de arcilla supera el 50% hasta un porcentaje del 90%, con intercalaciones de limolita y en ciertas áreas de la formación presencia mínima de arenisca inferior al 15%.

Conglomerado superior.- El tope del conglomerado está entre 5200 y 5800 pies en el bloque TARAPOA el conglomerado tiene una presencia superior al 70% este presenta una matriz limosa más que arcillosa.

La sección intermedia entre ambos conglomerados está formada por arcillas y limolita, teniendo la arcilla una presencia promedio del 90%. Esta sección de

arcillas tiene un espesor que varía entre 700 y 1100 pies en los campos del bloque.

Conglomerado inferior.- El tope de este conglomerado varía entre 5900 y 6300 pies entre los campos del bloque Tarapoa, la presencia promedio del conglomerado es de 50% en esta formación, hay una considerable cantidad de arenisca ubicándose entre un 10 y 20%.

La última sección del conglomerado está formada por arcillas en un 60% y pequeñas intercalaciones arenisca y limolita.

TENA: La formación Tena presenta gran cantidad de arcilla desde el tope de la formación hasta alcanzar Basal Tena, la presencia de arcilla varía entre un 70 y 80 %, con intercalaciones de areniscas y limolita.

Basal Tena.- Esta formación es una intercalación de areniscas, arcillas y lutitas, el espesor de la arcilla incrementa hacia el oeste de la cuenca oriente, el tope de esta se encuentra entre 6500 y 7200 pies.

NAPO

Zona M-1.- Esta zona está comprendida prácticamente por lutitas la presencia de la lutita es de 90 a 100%. La potencia de esta lutita está entre 5 – 15 ft.

Arenisca M-1.- Es la formación de mayor importancia en el bloque Tarapoa contiene entre un 60 y 70% de arenisca, presenta intercalaciones de lutitas, el espesor promedio de esta arenisca es 80 ft.

Caliza M1.- Esta caliza tiene un espesor que varía entre 50 y 250 ft, es una intercalación de lutitas con caliza.

Caliza M-2.- El espesor promedio de esta caliza es 40 pies, es una intercalación de lutitas y areniscas.

Arenisca M-2.- Tiene un espesor promedio de 85 pies, está formado por lutitas y areniscas, la presencia de arenisca en esta formación es superior a 60%.

Caliza A.- Es una intercalación entre lutitas y calizas, la presencia de la caliza va de 60 a 70% tiene un espesor promedio de 40 pies.

Arenisca U Superior.- Tiene un espesor promedio de 45 ft, la presencia de arenisca varía entre 10 y 50%, esta arena presenta intercalaciones de lutitas y calizas.

Arenisca U Media.- La presencia de arenisca supera el 50%, es una intercalación de lutitas y areniscas.

Arenisca U Inferior.- La presencia de arenisca varía entre 30 y 50 %, está constituida por lutitas y areniscas.

Zona Caliza B.- Formada por lutitas y calizas está formada constituida por lutitas, entre 50 y 60 % esta tiene un espesor que oscila entre 0 – 130 pies.

Caliza B.- Formada por lutitas y calizas está formada constituida por lutitas, entre 50 y 60 % esta tiene un espesor que varía entre 5 y 40 pies.

Arenisca T Superior.- Está constituida por areniscas lutitas y pequeñas intercalaciones de calizas, la presencia de arenisca en esta formación varía entre 60 y 70 %.

Arenisca T Inferior.- Está constituida por areniscas lutitas y pequeñas intercalaciones de calizas, la presencia de arenisca en esta formación varía entre 40 y 50 %.

Caliza C.- Su espesor varía entre 20 y 65 pies, constituida por calizas y lutitas la caliza tienen una presencia entre 60 y 80 %.

3.3.4.5. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO EN CADA FORMACIÓN DE LOS FLUIDOS USADO EN POZOS DE DOS SECCIONES

Mantener un pozo estable es una de las tareas más importantes del fluido de perforación, para hacerlo es necesario conocer las reacciones que la formación tiene frente a un fluido de perforación, aún más si se va a extender el tiempo de exposición de dichas formaciones al fluido de perforación como en el caso de los pozos de dos secciones, además de eso es necesario conocer las condiciones bajo las cuales el fluido tubo un excelente resultado.

TERCIARIO INDIFERENCIADO: Para perforar esta sección se utiliza un lodo Nativo (agua mas bentonita pre-hidratada), es necesario enviar píldoras de alta reología para mejorar la limpieza del hoyo debido a la elevada cantidad de material no consolidado que se desprende, es una zona sin mayores problemas que se puede atravesar con píldoras que incrementen la eficiencia de barrido.

FORMACIÓN CHALCANA: Dada el elevado porcentaje en que se encuentra arcilla al fluido de perforación, se le debe agregar cada dos paradas píldoras de baja reología para inhibir las arcillas y evitar que la plasticidad de las arcillas produzca

embolamiento de la broca y del BHA, para asegurar una limpieza eficaz del pozo se envía una píldora de barrido, material sellante para reducir pérdida de filtrado. Dado que se la perfora con baja Reología se debe tener un HSI más alto y se debe bajar el TFA para incrementar la presión en la barrena con galonaje entre 950 y 1100 GPM.

FORMACIÓN ORTEGUAZA: La lutita Orteguaza debe ser tratada con material de sello que evite la pérdida de filtrado, adicional a esto es necesario agregar material de puenteo en las arenas de esta formación para eliminar la permeabilidad que esta presenta, las arcillas deberán ser tratadas de la misma manera que en la Formación Chalcana.

FORMACIÓN TIYUYACU: Las arcillas de la formación Tiyuyacu son menos reactivas que las arcillas de la formación Chalcana, de igual manera se deben enviar píldoras dispersa que nos permita inhibir estas. Para continuar con el conglomerado superior se envía una píldora de alta reología, y una píldora de barrido, continuar perforando las arcillas entre el conglomerado superior e inferior con un fluido inhibido y con material de sello.

TENA: Antes de iniciar la perforación de Tena se debe enviar una píldora anti acreción por la presencia de arcilla en esta formación. De la misma manera se debe trabajar con píldoras de baja reología y píldoras dispersas. Unos pies antes de ingresar a esta formación se deben reducir parámetros ya que esta es una arena muy abrasiva.

NAPO: Es la zona de mayor importancia la arenisca M1 presenta baja presión, se debe tener cuidado con las calizas porque su dureza podría generar una pega mecánica, las lutitas superior e inferior de NAPO son quebradizas, se debe subir la reología para evitar pérdidas de fluido, y debería usarse un estabilizador mecánico para controlar a las lutitas superior e inferior, para atravesar las arenas baja el galonaje y la presión para evitar el efecto SANDBLASTING y alargar la vida útil de la broca.

CAPITULO IV

4.1. PLANEAMIENTO DEL POZO

El planeamiento del pozo es la clave para perforar de manera segura y económica un pozo para producción de petróleo. El planeamiento para la perforación de un pozo petrolero requiere al análisis de cada uno de los aspectos que influyen de forma directa o indirecta en el éxito de la perforación. EL planeamiento requiere juicios intuitivos y de sentido común que controlan la toma de decisiones junto con un análisis exhaustivo que representa los esfuerzos coordinados de muchas personas, cada uno de los cuales contribuye con habilidades específicas para la tarea.

4.2. OBJETIVOS DEL PLANEAMIENTO DEL POZO

- ❖ Identificar y abordar todos los parámetros importantes de la ingeniería, eventos, regulaciones y otras situaciones que probablemente tendrán un impacto directo o indirecto en la empresa.

- ❖ Preparar un plan de pozo que aborde todos los problemas y que mejoraría la perspectiva de los sucesos del pozo por una perforación de una manera segura, eficiente y económica, en conformidad con todas las reglas federales, estatales y regulaciones del gobierno local.

4.3. CONSIDERACIONES EN EL PLANEAMIENTO DEL POZO

Lo siguiente es una lista de las consideraciones más importantes que se deben hacer en el planeamiento de la perforación de un pozo.

- Geología de área.- Esta incluye la identificación de los topes de las formaciones a ser perforaciones, problemas de la zona, lutitas, condiciones anormales y posibles intervalos de producción.
- Presión de poro y gradientes de fractura.- Un conocimiento exacto de la presión de formación y gradientes de fractura es una de las piezas más importantes de información geológica que los ingenieros de perforación tienen.

- Programa de registros.- Detalles de todos los tipos de registros a ser corridos y los datos a ser derivados deberían ser elaborados en el avance de la perforación del pozo.
- Programa de casing.- Incluye los puntos de asentamiento del casing, y los cálculos y resultados de la resistencia que tiene este al colapso tensión y estallido.
- Programa de lodos.- Debe haber un fluido diseñado para cada intervalo en función de los problemas de la zona y de las propiedades de cada formación.
- Programa de cementación.- Esta sección debería incluir la cantidad de aditivos, la temperatura de fondo, una estimación de la cantidad de cada tipo de cemento que se usará, tiempo permitido de preparación, tipos de zapato, flotadores, centralizadores, y raspadores para cementar cada sección del casing, en adición la corrida del casing y colgadores debería ser incluido.
- Control de pozo.- Las especificaciones y dibujo del BOP y todos los equipos auxiliares de soporte debería ser incluido, el diseño de ingeniería del programa de control de pozos, debería ser establecido, junto con los procedimientos a seguir por el personal de perforación.
- BHA.- Las características de cada equipo que compone este BHA debería ser adjuntada aquí.

- Programa de Hidráulica.- El programa de hidráulica requiere del poder hidráulico del potencial hidráulico de la torre, esta implica los cálculos de todas las presiones, en el sistema de circulación de la torre, la utilización óptima del caballaje hidráulico en la broca. El diseño apropiado de la hidráulica de la broca puede también asegurar la remoción efectiva de los cortes y una segura densidad equivalente de circulación del lodo.
- Programa de brocas.- Los tipos de broca a ser usados y las condiciones operativas óptimas deberían ser especificados para cada broca.

4.4. PERFORACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL

Cada uno de los programas que se realizarán en este capítulo es para perforar un pozo de dos secciones.

4.4.1. GEOLOGÍA DEL ÁREA

Depth Subsea	TVD	Isopach Thick	FORMATION
-4054	4833,7	180	Orteguaza Shale Top
-4234	5013,7	201	Orteguaza Sandstone Top
-4435	5214,7	489	Orteguaza Sandstone Base
-4924	5703,7	159	Tiyuyacu Formation
-5083	5862,7	87	Upper Tiyuyacu Congl. Top
-5170	5949,7	943	Upper Tiyuyacu Congl. Base
-6113	6892,7	131	Lower Tiyuyacu Chert Top
-6244	7023,7	220	Lower Tiyuyacu Chert Base
-6464	7243,7	510	Tena Formation.
-6974	7753,7	5	Basal Tena SS
-6979	7758,7	15	M1 Zone/Napo Fm
-6994	7773,7	50	M-1 Sandstone
-7044	7823,7	244	M-1 ss Por Base
-7288	8067,7	212	M-1 LS
-7500	8279,7	32	M2-LS
-7532	8311,7	98	M2-SS
-7630	8409,7	47	A-LS
-7677	8456,7	40	Upper U SS
-7717	8496,7	28	Mid U MKR 1
-7745	8524,7	125	Lower U SS**
-7870	8649,7	100	B-LS Zone
-7970	8749,7		TD

Tabla 4.1: Topes pronosticados

Fuente: Andes Petroleum

4.4.2. PROGRAMA DE REGISTROS

PROFUNDIDAD	INTERVALO - FRECUENCIA
De superficie a TD	De 200 ft. Arriba de la arenisca M1 hasta el TD (cada 10 ft.)

Tabla 4.2: Alcance del registro

Fuente: Andes Petroleum

PROFUNDIDAD/CASING	SURVEY (HERRAMIENTAS MAS SERVICIOS)
Desde el TD hasta la Zapata del Casing	WIRE LINE
	PLATAFORMA EXPRESS o similar
	AIT-MCFL-ML-GR-SP-TLD-CNL-LSS-CAL o similar
	Herramientas nucleares a 200 ft arriba de la arenisca M1 (TLD-CNL-ML)
	(GR-RES-CAL-LSS de TD al casing shoe)

Tabla 4.3: Tipos de registros y herramientas

Fuente: Andes Petroleum

4.4.2.1. REGISTRO DE CONTINGENCIA

PROFUNDIDAD/ SARTA DE CASING	SURVEY (HERRAMIENTAS MAS SERVICIOS)
Zonas de interés	LWD

Tabla 4.4: Registro de contingencia

Fuente: Andes Petroleum

4.4.3. PROGRAMA DIRECCIONAL

4.4.3.1. COORDENADAS DE SUPERFICIE Y DE FONDO

El diseño del pozo tiene varias etapas, estas van en secuencia lógica, la selección del cellar de perforación es el primer paso para el diseño. La selección del cellar y el objetivo se lo realiza en base a criterios de anticollisión, para la perforación del pozo ESPOL se selecciona el único cellar disponible en el PAD.

	Coordenadas CELLAR	Coordenadas TARGET
Norte	9975961,727 m	9975541,823 m
Este	350151,690 m	348646,831 m

Tabla 4.5: Coordenadas de objetivo y Cellar

Fuente: Andes Petroleum

4.4.3.2. ANÁLISIS DEL DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL DEL POZO

El desplazamiento será calculado asumiendo que el perfil no tiene variación alguna en el azimut para lo cual se calcula la magnitud de la línea recta que une el sellar con el objetivo en un plano horizontal.

$$\text{Desplazamiento} = \sqrt{(E_o - E_c)^2 + (N_o - N_c)^2}$$

Desplazamiento

$$= \sqrt{(348,646.831 - 350,151.690)^2 + (9,975,541.823 - 9,975,961.727)^2} (m)$$

$$\text{Desplazamiento} = (1562.27 m) \left(\frac{3.281 ft}{1 m} \right)$$

$$\text{Desplazamiento} = 5125.81 ft$$

4.4.3.4. ANÁLISIS DEL PERFIL DIRECCIONAL DEL POZO

En el análisis del perfil direccional del pozo se hace considerando la distancia entre pozos y el objetivo, para desarrollar el perfil del pozo se hace un análisis anticollisión basado en los surveys de los pozos que se encuentran en la dirección del pozo a perforar.

Sección vertical:

EL KOP es seleccionado en función del máximo ángulo de inclinación y del desplazamiento estimado del pozo. El hecho de tener un pozo con un desplazamiento superior a 5000 ft implica que se debe reducir el KOP para que el ángulo máximo de inclinación sea inferior a 40°.

Sección de construcción

La sección de construcción tendrá varias etapas se iniciará la construcción del ángulo a los 300 ft de KOP y con una gradiente de construcción de $1,5^{\circ}/100$ ft, hasta llegar a las coordenadas de superficie N (9,975, 959.878), E (350,134.099), posición en la que se cambia BUR a $2^{\circ}/100$ ft para poder aumentar el factor de seguridad anticolidión en la construcción del ángulo cesa en N-9,975,952.713 E-350,055.254, se mantiene el ángulo durante un aproximado de 350 ft. Se realiza la construcción en las siguientes dos paradas hasta alcanzar una inclinación de $27,5^{\circ}$ y se mantiene esta ángulo hasta perforar 400 ft (N-9,975, 940.355 E-349,949.346). Inicia el cambio de dirección del pozo hasta llegar a las coordenadas N-9, 975,920.847 E-349,859.803 donde se alcanza el máximo ángulo de inclinación, la dirección del pozo se desfasa $11,35^{\circ}$ al sur en dirección al objetivo.

Sección tangencial

La sección de mantenimiento de ángulo empieza a 2,934.61 ft con dirección 253.647 y 36.975 de inclinación hasta las coordenadas N-9,975,590.678 E-348,801.531 a 7758.7 ft TVD dentro de la formación BASAL TENA a partir de esta se inicia la caída de ángulo con DLS de $1,5^{\circ}/100$ ft hasta llegar al objetivo a 8749.7 ft de TVD y 5125.8 ft de desplazamiento en la coordenadas fijadas como objetivo.

4.4.3.4. CÁLCULO DEL DESPLAZAMIENTO DEL POZO

4.4.3.4.1. CÁLCULO DEL RADIO DE CURVATURA A PARTIR DEL BUR

La construcción se lleva a cabo con dos BUR:

$$R_1 = \frac{180}{\pi * BUR}$$

$$R_1 = \frac{180 * 100}{\pi * 1,5}$$

$$R_1 = 3819,72 \text{ ft}$$

4.4.3.4.2. CÁLCULO DEL ÁNGULO MÁXIMO DE INCLINACIÓN

$$\text{Línea } DC = D_2 - R$$

$$\angle DOC = 8,79^\circ$$

$$\overline{DC} = 5125,81 \text{ ft} - 3819,72$$

$$\overline{DC} = 1306,09 \text{ ft}$$

$$\text{Línea } OC = \frac{DO}{\cos \angle DOC}$$

$$\overline{OC} = \frac{8449,7}{\cos 8,78}$$

$$\text{Línea } DO = V_3 - V_1$$

$$\overline{DO} = 8749,7 - 300$$

$$\overline{DO} = 8449,7 \text{ ft}$$

$$\overline{OC} = 8550,05 \text{ ft}$$

$$\text{Angle } DOC = \tan^{-1} \left(\frac{\overline{DC}}{\overline{DO}} \right)$$

$$\text{Angulo } BOC = \cos^{-1} \left(\frac{R}{\overline{OC}} \right)$$

$$\angle DOC = \tan^{-1} \left(\frac{1406,09}{8449,7} \right)$$

$$\angle BOC = \cos^{-1} \left(\frac{3819,72}{8550,05} \right)$$

$$\angle BOC = 63,46^\circ$$

$$\text{Angulo } BOD = \angle BOC - \angle DOC$$

$$\angle BOD = 63,46 - 8,49$$

$$\angle BOD = 53,97^{\circ}$$

Máxima inclinación del pozo, ϕ

$$\phi = 90^{\circ} - \angle BOD$$

$$\phi = 90 - 53,97$$

$$\phi = 36,03^{\circ}$$

$$\text{Línea } BC = \sqrt{OC^2 - R^2}$$

$$\overline{BC} = \sqrt{(8550,05)^2 - (3819,72)^2}$$

$$\overline{BC} = 7649,39 \text{ ft}$$

Línea EC = BC sin ϕ

$$\overline{EC} = 7649,39 * \sin(36,03)$$

$$\overline{EC} = 4422,43$$

Profundidad medida de la construcción de la curva

$$MD_c = V_1 + \frac{\phi}{BUR}$$

$$MD_c = 300 + \frac{36,03}{\frac{1,5^{\circ}}{100ft}}$$

$$MD_c = 2702 \text{ ft}$$

$$\text{Profundidad vertical} = V_1 + R \sin \phi$$

Profundidad vertical

$$= 300 + 3819,72$$

$$* \sin 36,03$$

$$\text{Profundidad vertical} = 2546,79 \text{ ft}$$

Desplazamiento

$$= R(1 - \cos \phi)$$

Desplazamiento

$$= 3819,72 (1$$

$$- \cos 36,03)$$

$$\text{Desplazamiento} = 730,68 \text{ ft}$$

4.4.4. PROGRAMA DE LODOS

Parte de los problemas que ocurren durante la perforación están directamente relacionados con el tipo y las propiedades del fluido de perforación, como pérdidas de circulación, resistencias y atrapamiento de sartas por inestabilidad de la formación, pegadura diferencial, bajas ratas de penetración, y daño a la

formación productora. La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones problemáticas específicas del campo a perforar, los problemas detallados de los pozos vecinos dan indicios de las áreas problemáticas en la que el fluido debe mantener propiedades específicas para prever los problemas antes mencionados, con la finalidad de optimizar el programa de fluidos mediante una adecuada selección.

Considerando los tipos de fluidos que se usaron en los pozos de alcance superior a 4000 ft, se puede estimar las propiedades del fluido a utilizar y las condiciones operacionales bajo las que este funcionará, minimizando así los riesgos de problemas relacionados con el fluido.

Los sistemas de fluidos a utilizar en ambas secciones del pozo son:

Profundidad MD (ft)	Díámetro Hoyo (in)	Inclinación (°)	Díámetro Casing (in)	Tipo de lodo
0 - 6919,189	12,25	0 - 36,875	9,625 in	DISPERSO
6919,189 - 10322,055	8,5	36,975 - 19,973	7,000 in	KLA STOP

Tabla 4.6: Tipos de fluido de perforación

Fuente: Andes Petroleum

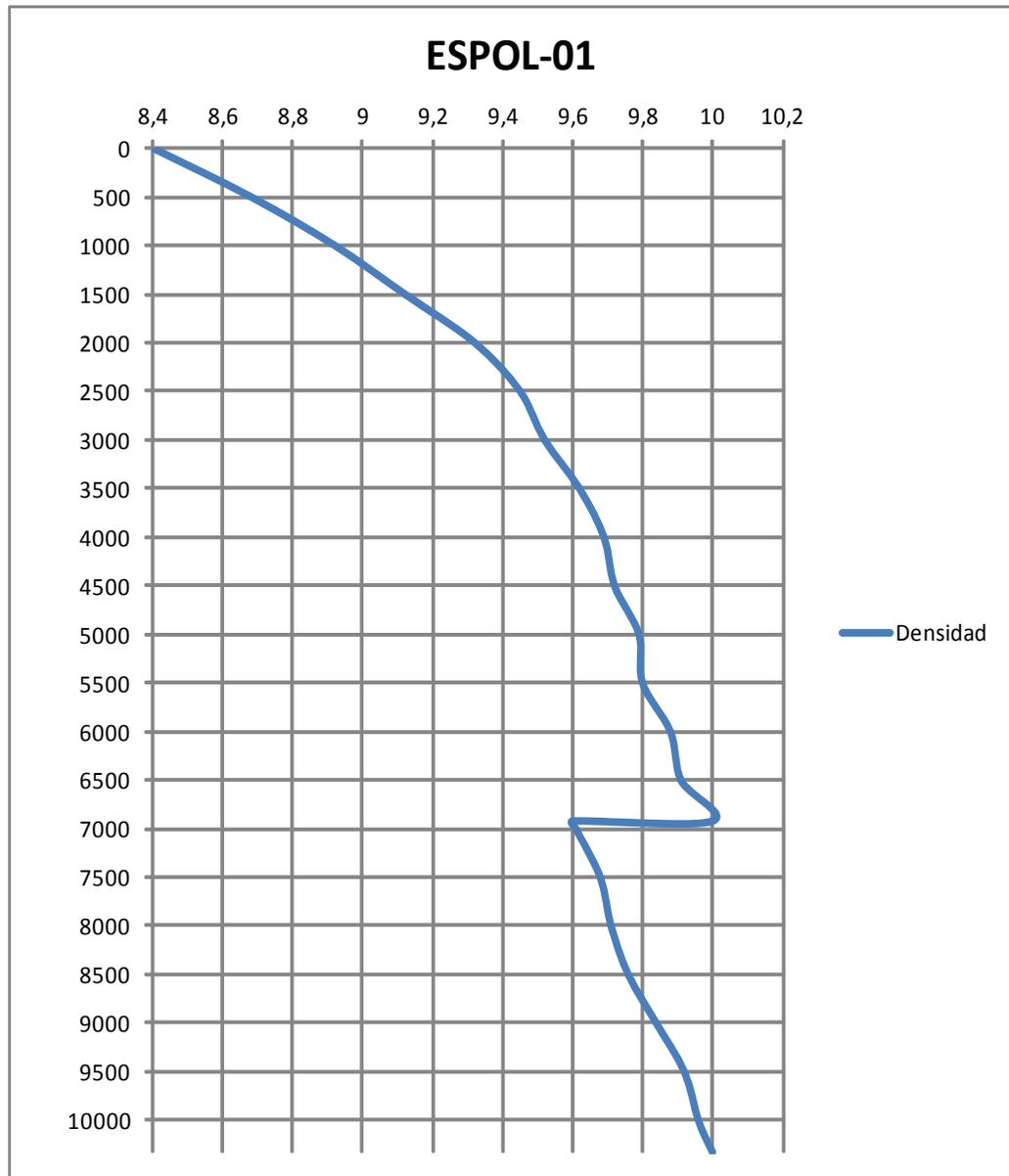
Curva de pesos del fluido de perforación del pozo ESPOL - 01

Gráfico 4.1: Curva de densidad del POZO ESPOL-01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

Objetivos

EL programa de fluidos de perforación del pozo ESPOL – 01 se diseña en base ha:

- 1) La perforación vertical de la sección de 12,25 hasta los 300 ft, a través de la formación CHALCANA con un fluido disperso. La sección de construcción que inicia a 1.5°/100 ft y las variaciones en la construcción que se utilizaran hasta alcanzar el máximo ángulo de inclinación 36,975.
- 2) Se continúa con la sección de 8,5” con un sistema de fluido KLA STOP, con el que se finaliza el desplazamiento tangencial a través de las formaciones TIYUYACU, TENA y NAPO donde se empieza a tumbar el ángulo a razón de 1,5°/100 ft hasta alcanzar el objetivo con una inclinación de 19,973°.
- 3) Minimizar el factor de daño usando las propiedades adecuadas del fluido en la zona de pago.
- 4) Evitar los problemas de pega diferencial en la formación BASAL TENA y en las areniscas de la formación NAPO.

5) Garantizar el mejor control en los pozos, propiedades y costos a medida que se avanza en la perforación, maximizando la eficiencia del fluido en cada una de las formaciones.

6) Aplicar las lecciones aprendidas en los pozos previos de forma efectiva y a tiempo.

HOYO DE 17 ½" & CASING DE 13 ¾" @ 115 ft MD

Tipo de fluido: Fluido Nativo/ Bentonita pre hidratada

Litología: Grava, Arcillas y Limolita

RECOMENDACIONES:

1) Iniciar con una mínima rata de circulación para evitar pérdida de fluido en superficie.

2) Perforar la sección de 17½" en circuito corto para reducir el volumen de lodo.

- 3) Inspeccionar todo el equipo de control de sólidos antes de empezar a perforar la sección.
- 4) Reuniones diarias para discutir las operaciones entre todas las compañías de servicio envueltas en la perforación.
- 5) Antes de sacar la tubería circular lo suficiente para garantizar la limpieza del hoyo.
- 6) Reusar el fluido de esta sección para la siguiente.

PROPIEDADES RECOMENDADAS

Densidad (ppg)	8,4 - 8,5	Ph	8,0 - 8,5
Viscosidad (sec/qt)	28 - 34	Fluid Loss (cm ³ /30 min)	N/C
PV (cP)	ALAP	Drill Solids (% by vol)	10%
YP (lb/100 ft ²)	3, - 14	MBT (lb/bbl equiv.)	5, - 15
Ca++ (mg/l)	200		

Tabla 4.7: Propiedades del fluido de perforación en la sección - 17½".

Fuente: Andes Petroleum

Volumen de fluido a usar

Diámetro 17 1/2"	30 - 115 ft	26 bbl
30% WASHOUT		8 bbl
Tanques de superficie		200 bbl
Dilución y Consumación 3 bbl/bbl		102 bbl
		336 bbl
TOTAL		Consumidos: 3,95 bbl/ft

Tabla 4.8: Volumen de Fluido de Perforación Requerido en la sección - 17 1/2".

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

Composición

Material	Cantidad
Soda Caustica	55 lb
M-I gel	100 lb
GELEX	2 lb

Tabla 4.9: Principales componentes del Fluido en la sección - 17 1/2"

Fuente: Andes Petroleum

HOYO DE 12 1/4" & CASING DE 9 5/8" @ 6919,189 ft MD

Tipo de fluido: Fluido disperso

Litología: Grava, Arcillas y Limolita

PROPIEDADES RECOMENDADAS

Densidad (ppg)	8,4 - 10	Ph	7,5 - 8,5
Viscosidad (sec/qt)	28 - 35	Filtrado (cm ² /30 min)	N/C - 18
PV (cP)	ALAP	Solidos (% by Vol)	10% max
YP (lb/100 ft ²)	3, - 20	MBT (lb/bbl equiv.)	5, -35
Ca++	150		

Tabla 4.10: Propiedades del fluido de perforación en la sección - 12¼"

Fuente: Andes Petroleum

Volumen de fluido a usar

Diámetro 12,25"	6919,189 ft	1009 bbl
15% WASHOUT		152 bbl
Tanques de superficie		500 bbl
Dilución y Consumación 1,5 bbl/bbl		1742 bbl
TOTAL		3403 bbl
		Consumidos: 0,5 bbl/ft

Tabla 4.11: Volumen de Fluido de Perforación Requerido en la sección - 12¼".

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

Composición

Materail	Cantidad
Barita	100 lb
CaCO2 100	100 lb
CaCO2 30	100 lb
CaCO2 325	100 lb
MI GEL	100 lb
MIX II	25 lb
PA 10	440 lb
PECAN	50 lb
POLYPAC	50 lb
SACK BLACK	50 lb
SAPP	55 lb
THINSMART	25 lb

Tabla 4.12: Principales componentes del Fluido en la sección - 12¼"

Fuente: Andes Petroleum

HOYO DE 8½" & CASING DE 7" @ 10332 ft MD

Tipo de fluido: KLA STOP

Litología: Areniscas, Arcillas

PROPIEDADES RECOMENDADAS

Densidad (ppg)	9,6 - 10	Ph	9,5
PV (cP)	10, - 18	Filtrado (cm ³ /30 min)	12-may
YP (lb/100 ft ²)	16 - 22	Dureza total	10
3/6 RPM	3-5/4-6		

Tabla 4.13: Propiedades del fluido de perforación en la sección - 8½"

Fuente: Andes Petroleum

Volumen de fluido a usar

Diámetro casing 8,7"	6919,189 ft	509 bbl
Hoyo 8,5" de 6919,189 ft - 10322,055 ft		239 bbl
10% WASHOUT		24 bbl
Tanques de superficie		500 bbl
Dilució y Consumación 1 bbl/bbl		263 bbl
TOTAL		1035 bbl
		Consumidos: 0,31 bbl/ft

Tabla 4.14: Volumen de Fluido de Perforación Requerido en la sección - 8½"

Fuente: Andes Petroleum

Composición

Materail	Cantidad
Black Fury	440 lb
CaCO2 100	110 lb
CaCO2 30	110 lb
CaCO2 325	110 lb
Soda Caustica	55 lb
DEFOAM	44 lb
DUO VIS	55 lb
EMI-033	440 lb
LUBE 167	440 lb
MYACIDE	50 lb
PA - 10	440 lb
PECAN	50 lb
POLYPAC	50 lb
POLYPLUS	50 lb
SACK BLACK	50 lb
SAPP	55 lb
UNITROL	50 lb

Tabla 4.15: Principales componentes del Fluido en la sección - 8½"

Fuente: Andes Petroleum

4.4.5. PROGRAMA DE HIDRÁULICA

El objetivo del programa de hidráulica es incrementar la tasa de penetración derivada de la efectiva limpieza del fondo del pozo, disminuyendo la erosión excesiva de las paredes del agujero, no provocar derrumbes y controlar las perdidas de presión en el sistema de circulación para evitar variaciones de presión en el agujero, controlar la presión disponible en la barrena.

4.4.5.1. CÁLCULO DE LA HIDRÁULICA DEL POZO EN EL HUECO SUPERFICIAL

4.4.5.1.1. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL EQUIPO SUPERFICIAL

Cálculo de n y k

$$n_p = 3,32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

$$n_p = 3,32 \log \left(\frac{47}{36} \right)$$

$$n_p = \mathbf{0,384}$$

$$k_p = \frac{5,11 \theta_{600}}{1022^{n_p}}$$

$$K_p = \frac{5,11(31)}{1022^{0,562}}$$

$$k_p = \mathbf{16,73}$$

Velocidad

$$V_p = \frac{24,48 Q}{D^2}$$

$$V_p = \frac{24,48 * 850}{4,5^2}$$

$$V_p = \mathbf{1027,56 ft/min}$$

Viscosidad efectiva

$$\mu_{ep}$$

$$= 100$$

$$* k_p \left(\frac{1,6 * V_p}{D} \right)^{n_p-1} \left(\frac{3n_p - 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$\mu_{ep}$$

$$= 100 * 16,73$$

$$* \left(\frac{1,6 * 1027,56}{4,5} \right)^{0,384-1} \left(\frac{3 * 0,384 - 1}{4 * 0,384} \right)^{0,384}$$

$$\mu_{ep} = \mathbf{50,37 cp}$$

Número de Reynolds

$$N_{Rep} = \frac{15,467 * V_p * D * \rho}{\mu_{ep}}$$

$$N_{Rep} = \frac{15,467 * 1027,56 * 4,5 * 10}{50,37}$$

$$N_{Rep} = \mathbf{14197,65}$$

Factor de fricción

$$f_p = \frac{\frac{\log(n) + 3,93}{50}}{N_{Re_p}^{\frac{1,75 - \log n}{7}}}$$

$$f_p = \frac{\frac{\log 0,384 + 3,93}{50}}{14197,65^{\frac{1,75 - \log 0,384}{7}}}$$

$$f_p = 0,003694249$$

Pérdida de Presión

$$p_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92919 D} * L_m$$

$$p_p = \frac{0,003694249 * (1027,56)^2 * 10}{92916 * 4,5 * 424}$$

$$P_p = 39,55 \text{ psi}$$

4.4.5.1.2. PÉRDIDAS DENTRO DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN

Velocidad

$$V_p = \frac{24,48 Q}{D^2}$$

$$V_p = \frac{24,48 * 850}{4,276^2}$$

$$V_p = 1138 \text{ ft/min}$$

Número de Reynolds

$$N_{Re_p} = \frac{15,467 * V_p * D * \rho}{\mu_{e_p}}$$

$$N_{e_p} = \frac{15,467 * 1138 * 4,276 * 10}{45,84}$$

$$N_{Re_p} = 16418,79$$

Viscosidad efectiva

$$\mu_{e_p} = 100 * k_p \left(\frac{1,6 * V_p}{D} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p - 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$\mu_{e_p} = 100 * 16,73 * \left(\frac{1,6 * 1138}{4,276} \right)^{0,384 - 1} \left(\frac{3 * 0,384 - 1}{4 * 0,384} \right)^{0,384}$$

$$\mu_{e_p} = 45,84 \text{ cp}$$

Factor de fricción

$$f_p = \frac{\frac{\log(n) + 3,93}{50}}{N_{Re_p}^{\frac{1,75 - \log n}{7}}}$$

$$f_p = \frac{\frac{\log 0,384 + 3,93}{50}}{16418,79^{\frac{1,75 - \log 0,384}{7}}}$$

$$f_p = 0,003531841$$

Pérdida de Presión

$$p_p = \frac{0,003531841 * (1138)^2 * 10}{92916 * 4,276} * 5763,05$$

$$p_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92919 D} * L_m$$

$$P_p = 663,49 \text{ psi}$$

4.4.5.1.3. PÉRDIDAS EN EL BHA

Pérdida de presión en el motor

$$P_M = 500 \text{ psi}$$

Pérdida de presión en el MWD

$$P_{MWD} = 50 \text{ psi}$$

Pérdida de presión en el equipo complementario del BHA

Equipo	ID	Longitud	Pérdida de P
Pony Collar	3	5,63	0,329472
Estabilizador	3	7,04	0,411986
X-over sub	3	2,58	0,150984
HWDP	3	960	56,17997
Jar	2,5	30	3,720644
HWDP	3	90	5,266872
Presión Total Perdida			66,059928

Tabla 4.16: Perdida de presión en equipo complementario del BHA-12¼"

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

Presión total perdida en el BHA:

$$P_p = 616,06 \text{ psi}$$

4.4.5.1.4. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL ANULAR (TUBING - HOYO)

Cálculo de n y k

$$n_a = 0,657 \log \left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3} \right)$$

$$n_a = 0,657 \log \left(\frac{28,667}{11} \right)$$

$$n_a = 0,273$$

$$k_a = \frac{5,11 \theta_3}{5,11 n_a}$$

$$k_a = \frac{5,11 * 11}{5,11^{0,273}}$$

$$k_a = 35,992$$

Velocidad anular

$$V_a = \frac{24,48 * Q}{(D_{hoyo}^2 - D_{tbg}^2)}$$

$$V_a = \frac{24,48 * 850}{12,25^2 - 5^2}$$

$$V_a = 166,38 \text{ ft/min}$$

Viscosidad anular efectiva

$$\mu_{e_a} = 100 * K_a * \left(\frac{2,4 * V_a}{D_h - D_{tbg}} \right)^{n_a - 1} * \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$\mu_{e_a} = 100 * 0,273 * \left(\frac{2,4 * 166,38}{12,25 - 5} \right)^{0,273 - 1} * \left(\frac{2 * 0,273 + 1}{3 * 0,273} \right)^{0,273}$$

$$\mu_{e_a} = 232,47 \text{ cp}$$

Número de Reynolds en el anular

$$N_{Re_a} = \frac{15,467 * V_a * (D_h - D_{tbg}) * \rho}{\mu_{e_a}}$$

$$N_{Re_a} = \frac{15,467 * 166,38 * (12,25 - 5) * 10}{232,47}$$

$$N_{Re_a} = 802,57$$

Factor de fricción

$$f_a = \frac{24}{N_{Re_a}}$$

$$f_a = \frac{24}{802,57}$$

$$f_a = 0,0299038$$

Pérdida de presión en el intervalo anular

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho}{92916 * (D_h - D_{tbg})} * L_m$$

$$P_a = \frac{0,0299038 * (166,38)^2 * 10}{92916 * (12,25 - 5) * 5763}$$

$$P_a = 70,82 \text{ psi}$$

4.4.5.1.5. PÉRDIDAS DE PRESIÓN (HOYO - BHA)

Equipo	OD	Longitud	Pérdida de P
Motor	8	5,63	0,654829
Pony Collar	8	5,63	0,127171
Estabilizador	8	7,04	0,15902
MWD	8		0,720561
X-over sub	8	2,58	0,058277
HWDP	5	960	9,918581
Jar	6,5	30	0,43361
HWDP	5	90	0,929887
Presión Total Perdida			12,347107

Tabla 4.17: Perdida de presión en espacio anular Hoyo-BHA"

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

4.4.5.1.6. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA

Cálculo del área total de flujo

$$J_1 = J_2 = J_3 = \dots = J_7 = \frac{13}{32} \text{ (in)}$$

$$\text{TFA} = A_{J_1} + A_{J_2} + A_{J_3} + \dots + A_{J_7}$$

$$\text{TFA} = 7 * A_{J_1}$$

$$\text{TFA} = \frac{7}{4} * \pi * D_{J_1}^2$$

$$\text{TFA} = \frac{7}{4} * \pi * \left(\frac{13}{32}\right)^2$$

$$\text{TFA} = 0,907 \text{ in}^2$$

Velocidad de Jet

$$V_J = 0,321 \left(\frac{Q}{\text{TFA}}\right)$$

$$V_J = 0,321 * \left(\frac{850}{0,907}\right)$$

$$V_J = 301 \text{ ft/seg}$$

Presión perdida

$$P_B = \frac{\rho * V_J^2}{1120}$$

$$P_B = \frac{10 * (301)^2}{1120}$$

$$P_B = 808 \text{ psi}$$

Presión total necesaria

$$P_{\text{Total Perdida}} = P_{p\text{-Eq Sup.}} + P_{p\text{-Tbg}} + P_{p\text{-BHA}} + P_{p\text{-Hoyo-tbg}} + P_{p\text{-Hoyo-BHA}} + P_{p\text{-brica}}$$

$$P_{\text{Total Perdida}} = 39,55 + 663,49 + 616,06 + 70,82 + 12,35 + 808$$

$$P_{\text{Total Perdida}} = 2210,27 \text{ psi}$$

4.4.5.2. CÁLCULO DE LA HIDRÁULICA DEL POZO EN EL HUECO DE PRODUCCIÓN

4.4.5.2.1. EQUIPO SUPERFICIAL

Cálculo de n y k

$$n_p = 3,32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

$$n_p = 3,32 \log \left(\frac{49}{38} \right)$$

$$n_p = \mathbf{0,367}$$

$$k_p = \frac{5,11 \theta_{600}}{1022^{n_p}}$$

$$k_p = \frac{5,11 * 49}{1022^{0,367}}$$

$$k_p = \mathbf{19,742}$$

Velocidad

$$V_p = \frac{24,48 Q}{D^2}$$

$$V_p = \frac{24,48 * 500}{4,5^2}$$

$$V_p = \mathbf{765 \text{ ft/min}}$$

Viscosidad efectiva

$$\mu_{e_p} = 100 * k_p$$

$$\left(\frac{1,6 * V_p}{D} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p - 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$\mu_{e_p} = 100 * 19,742 *$$

$$\left(\frac{1,6 * 765}{4,5} \right)^{0,367 - 1} \left(\frac{3 * 0,367 - 1}{4 * 0,367} \right)^{0,367}$$

$$\mu_{e_p} = \mathbf{59,98 \text{ cp}}$$

Número de Reynolds

$$N_{Re_p} = \frac{15,467 * V_p * D * \rho}{\mu_{e_p}}$$

$$N_{Re_p} = \frac{15,467 * 765 * 4,5 * 10}{59,98}$$

$$N_{Re_p} = \mathbf{7890,698}$$

Factor de fricción

$$f_p = \frac{\log(n) + 3,93}{50} \frac{1,75 - \log n}{N_{Re_p}^7}$$

$$f_p = \frac{\log 0,365 + 3,93}{50} \frac{1,75 - \log 0,367}{7890,698^7}$$

$$f_p = \mathbf{0,004289328}$$

Pérdida de Presión

$$p_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92919 D} * L_m$$

$$p_p = \frac{0,004289328 * (765)^2 * 10}{92916 * 4,5 * 424}$$

$$P_p = \mathbf{28,64 \text{ psi}}$$

4.4.5.2.2. PÉRDIDAS DENTRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Velocidad

$$V_p = \frac{24,48 Q}{D^2}$$

$$V_p = \frac{24,48 * 500}{4,276^2}$$

$$V_p = \mathbf{669,4 \text{ ft/min}}$$

Viscosidad efectiva

$$\mu_{ep}$$

$$= 100$$

$$* k_p \left(\frac{1,6 * V_p}{D} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p - 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$\mu_{ep} = 100 * 19,742 *$$

$$\left(\frac{1,6 * 669,4}{4,276} \right)^{0,367 - 1}$$

$$\mu_{ep} = \mathbf{68,09 \text{ cp}}$$

Número de Reynolds

$$N_{Rep} = \frac{15,467 * V_p * D * \rho}{\mu_{ep}}$$

$$N_{Rep} = \frac{15,467 * 669,4 * 4,276 * 10}{68,09}$$

$$N_{Rep} = \mathbf{7152,61}$$

Factor de fricción

$$f_p = \frac{\frac{\log(n) + 3,93}{50}}{\frac{1,75 - \log n}{N_{Rep}^7}}$$

$$f_p = \frac{\frac{\log 0,367 + 3,93}{50}}{\frac{1,75 - \log 0,367}{7152,61^7}}$$

$$f_p = \mathbf{0,004422905}$$

Pérdida de Presión

$$p_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92919 D} * L_m$$

$$p_p = \frac{0,004422905 * 10}{92916 * 4,276} * 9183,3$$

$$P_p = \mathbf{458,13 \text{ psi}}$$

4.4.5.2.3. PÉRDIDAS EN EL BHA

Pérdida de presión en el motor

$$P_M = 500 \text{ psi}$$

Pérdida de presión en el MWD

$$P_{MWD} = 50 \text{ psi}$$

Pérdida de presión en el equipo complementario del BHA

Equipo	ID	Longitud	Pérdida de P
Pony Collar	3	10	0,253696
Estabilizador	3	4,8	0,121774
HWDP	3	1020	25,877
Jar	2,5	33	1,766132
HWDP	3	30	0,761088
Presión Total Perdida			28,77969

Tabla 4.18: Perdida de presión en equipo complementario del BHA-8½"

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

$$P_{BHA} = 578,8 \text{ psi}$$

4.4.5.2.4. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL ANULAR (HOYO - TUBING)

Cálculo de n y k

$$n_a = 0,657 \log \left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3} \right)$$

$$n_a = 0,657 \log \left(\frac{30,67}{8} \right)$$

$$n_a = 0,383$$

$$k_a = \frac{5,11 \theta_3}{5,11 n_a}$$

$$k_a = \frac{5,11 * 8}{5,11^{0,383}}$$

$$k_a = 21,872$$

Velocidad anular

$$V_a = \frac{24,48 * Q}{(D_{hoyo}^2 - D_{tbg}^2)}$$

$$V_a = \frac{24,48 * 500}{8,5^2 - 5^2}$$

$$V_a = 259 \text{ ft/min}$$

Viscosidad anular efectiva

$$\mu_{e_a} = 100 * K_a * \left(\frac{2,4 * V_a}{D_{hoyo} - D_{tbg}} \right)^{n_a - 1} * \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$\mu_{e_a} = 100 * 21,872 * \left(\frac{2,4 * 259}{8,5 - 5} \right)^{0,383} * \left(\frac{2 * 0,383 + 1}{3 * 0,383} \right)^{0,383}$$

$$\mu_{e_a} = 105,76 \text{ cp}$$

Número de Reynolds en el anular

$$N_{Re_a} = \frac{15,467 * V_a * (D_{hoyo} - D_{tbg}) * \rho}{\mu_{e_a}}$$

$$N_{Re_a} = \frac{15,467 * 259 * (8,5 - 5) * 10}{105,76}$$

$$N_{Re_a} = 1325,93$$

Factor de fricción

$$f_a = \frac{24}{N_{Re_a}}$$

$$f_a = \frac{24}{1325,93}$$

$$f_a = 0,018100466$$

Pérdida de presión en el intervalo anular

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho}{92916 * (D_{hoyo} - D_{tbg})} * L_m$$

$$P_a = \frac{0,018100466 * (259)^2 * 10}{92916 * (8,5 - 5) * 3403}$$

$$P_a = 127,1 \text{ psi}$$

4.4.5.2.5. PÉRDIDAS DE PRESIÓN (HOYO - BHA)

Equipo	OD	Longitud	Pérdida de P
Motor	6,75	25,31	1,949617
Pony Collar	6,75	10	0,770295
Estabilizador	6,75	4,8	0,369742
MWD	6,75	15,56	1,198579
HWDP	5	1020	32,31619
Jar	6,5	33	1,836932
HWDP	5	30	0,950476
Presión Total Perdida			37,442214

Tabla 4.19: Perdida de presión en espacio anular Hoyo-BHA-8½"

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

4.4.5.2.6. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA

Cálculo del área total de flujo

$$J_1 = J_2 = J_3 = \dots = J_6 = \frac{13}{32} (in)$$

$$TFA = A_{J_1} + A_{J_2} + A_{J_3} + \dots + A_{J_6}$$

$$TFA = 6 * A_{J_1}$$

$$TFA = \frac{6}{4} * \pi * D_{J_1}^2$$

$$TFA = \frac{6}{4} * \pi * \left(\frac{13}{32}\right)^2$$

$$TFA = 0,778 \text{ in}^2$$

Velocidad de Jet

$$V_J = 0,321 \left(\frac{Q}{TFA}\right)$$

$$V_J = 0,321 * \left(\frac{500}{0,778}\right)$$

$$V_J = 206 \text{ ft/seg}$$

Presión perdida

$$P_B = \frac{\rho * V_J^2}{1120}$$

$$P_B = \frac{10 * (206)^2}{1120}$$

$$P_B = 380 \text{ psi}$$

Presión total necesaria

$$P_{Total\ Perdida} = P_{p-Eq\ Sup.} + P_{p-Tbg} + P_{p-BHA} + P_{p-Hoyo-tbg} + P_{p-Hoyo-BHA} + P_{p-brica}$$

$$P_{Total\ Perdida} = 28,64 + 458,13 + 578,8 + 127,1 + 37,44 + 380$$

$$P_{Total\ Perdida} = \mathbf{1610,11\ psi}$$

4.4.6. PROGRAMA DE CASING

La protección de las paredes del pozo para evitar derrumbes y manifestaciones de líquidos o gas es uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo.

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

La tubería de revestimiento representa alrededor del **18%** del costo total del pozo por tal razón es importante optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosos que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo.

La tubería de revestimiento está sujeta a tres fuerzas significantes, la tubería seleccionada deberá ser capaz de resistir a estas durante los procesos de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo:

- Presión externa (COLAPSO)
- Presión interna (ESTALLIDO)
- Carga axial y longitudinal (TENSIÓN y COMPRESIÓN)

Los revestidores para un diseño de dos sartas se pueden clasificar en conductor, superficial y de producción.

4.4.6.1. TUBERÍA CONDUCTORA

El objetivo principal de esta tubería es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos. Permite continuar perforando hasta alcanzar la profundidad para asentar la tubería de revestimiento superficial.

4.4.6.2. REVESTIDOR SUPERFICIAL

La introducción de esta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger el agujero descubierto, aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

4.4.6.2.1. DISEÑO POR ESTALLIDO

4.4.6.2.1.1. CRITERIOS DE DISEÑO POR ESTALLIDO

- Cargas
 - Presión de inyección
 - Presión de cierre en superficie

- Condiciones extremas
 - La más baja presión posible detrás del revestidor es la presión hidrostática de una columna de fluido nativo.

4.4.6.2.1.2. CÁLCULOS DEL DISEÑO POR ESTALLIDO

Para la presión de inyección

$$P_i = (FG + SF)(0,052 * TVD)$$

Donde,

FG = Gradiente de fractura

SF = Factor de Seguridad (1 ppg)

TVD = Profundidad de asentamiento

Presión de cierre en superficie

$$P_s = P_i - (\rho_g * 0,052)TVD$$

ρ_g = Densidad del gas

Datos

OD-casing de superficie = 9%

Gradiente del agua = 0,465

TVD = 5944.1 ft

SF = 1,10

ρ_g = 2,21

FG = 17 ppg

4.4.6.2.1.2.1. CARGAS POR DENTRO DEL REVESTIDOR

Cálculo de la presión de inyección

$$P_i = (FG + SF)(0,052 * TVD)$$

$$P_i = (17 + 1)(0,052 * 5944,1)$$

$$P_i = \mathbf{5563,68 \text{ psi}}$$

Cálculo de la presión de cierre en

superficie

$$P_s = P_i - (\rho g * 0,052)TVD$$

$$P_s =$$

$$5563,68 - (2,21 * 0,052)(5944,1)$$

$$P_s = \mathbf{4880,58 \text{ psi}}$$

4.4.6.2.1.2.2. CARGAS DETRÁS DEL REVESTIDOR

Presión de respaldo en superficie

$$P_s = \mathbf{0 \text{ psi}}$$

Cálculo de la presión de respaldo

@ 5944,1 ft

$$P_R = \text{Gradiente del agua} * TVD$$

$$P_R = (0,465) * (5944,1)$$

$$P_R = \mathbf{2764,01 \text{ psi}}$$

4.4.6.2.1.2.3. PRESIÓN RESULTANTE

Cálculo de la resultante en superficie

$$R_S = \text{carga} - \text{respaldo}$$

$$R_S = 5563,68 - 0$$

$$R_S = \mathbf{5563,68 \text{ psi}}$$

Cálculo de la resultante @ 5944,1 ft

$$R_{TVD} = \text{carga} - \text{respaldo}$$

$$R_{TVD} = 4880,58 - 2764,01$$

$$R_{TVD} = \mathbf{2116,57 \text{ psi}}$$

Cálculo del diseño final por estallido

Factor de seguridad (10%)

En superficie

$$R = 5563,68 * 1,1$$

$$R = \mathbf{6120,05 \text{ psi}}$$

@ 5944,1 ft

$$R = 2116,57 * 1,1$$

$$R = \mathbf{2328,227 \text{ psi}}$$

4.4.6.2.2. DISEÑO POR COLAPSO

El colapso es la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas.

4.4.6.2.2.1. CRITERIOS DE DISEÑO POR COLAPSO

- Cargas
 - Presión hidrostática de los fluidos más densos que se dejarán atrás del revestidor.
 - Cemento se considera que nunca fragua.
- Condiciones extremas
 - Se considera el interior de la tubería completamente vacía.

Datos

ID hoyo = 12¼	Lechada TAIL
OD casing = 9⅝	Densidad = 15.8 ppg
Lechada LEAD:	Intervalo TVD = 5544,74 ft –
Densidad = 13 ppg	5944,1 ft
Intervalo TVD = 0 ft – 5544,74 ft	SF = 12%

4.4.6.2.2.2. CÁLCULOS PARA EL DISEÑO POR COLAPSO

Presión hidrostática en superficie

$$P_s = 0 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión hidrostática del lodo

$$P_h = 0,052 * \rho_{\text{lodo}} * TVD$$

$$P_h = 0,052 * 10 * 5944,1$$

$$P_h = 3090,93 \text{ psi}$$

Factor de seguridad 12%

$$P_h = 3090,93 * 1,12$$

$$P_h = 3461,84 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión hidrostática de la lechada LEAD @ 5544,7 ft

$$P_{LEAD} = 0,052 * \rho_{LEAD} * TVD$$

$$P_{LEAD} = 0,052 * 13 * 5544,74$$

$$P_{LEAD} = 3748,24 \text{ psi}$$

Factor de seguridad 12%

$$P_{LEAD} = 3748,24 * 1,12$$

$$P_{LEAD} = 4198,03 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión hidrostática de la lechada TAIL @ 5944,1 ft

$$P_{TAIL} = 0,052 * \rho_{TAIL} * TVD_{TAIL} + P_{LEAD}$$

$$P_{TAIL} = (0,052 * 15,8 * 399,36) + 3748,24$$

$$P_{TAIL} = 4076,35 \text{ psi}$$

Factor de seguridad 12%

$$P_{TAIL} = 4076,35 * 1,12$$

$$P_{TAIL} = 4565,51 \text{ psi}$$

4.4.6.2.3. DISEÑO POR TENSIÓN

La tensión en la tubería es la capacidad que tiene esta para resistir su propio peso cuando es introducida.

4.4.6.2.3.1. CRITERIOS DE DISEÑO POR TENSIÓN

- Cargas
 - El peso de la tubería.
 - Overpull (para situaciones en la tubería de revestimiento quede atascada y es necesario tensionar para sacarla del pozo).
- Condiciones extremas
 - Fuerzas de flotación (boyantes que ejerce el lodo de perforación)

Datos

OD = $9\frac{5}{8}$ "

ID=8,681"

Peso de la tubería HCN-80 = 47 lbr/ft

SF=60%

Overpull escogido = 100000 lbr

4.4.6.2.3.2. CÁLCULO DE DISEÑO POR TENSIÓN

Cálculo de la fuerza de flotación

$$A = \frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2)$$

$$A = \frac{\pi}{4}(9\frac{5}{8}^2 - 8,681^2)$$

$$A = 13,57 \text{ in}^2$$

$$F_b = 0,052 * A * \rho_{lodo} * TVD$$

$$F_b = 0,052 * (13,57) * (10,2) * (5944,1)$$

$$F_b = 42782,82 \text{ in}^2$$

$$W_{casing} = MD_1 * WT$$

$$W_{casing} = 6919,3 * 47$$

$$W_{casing} = 325207,1 \text{ lbr}$$

$$\sum_{n=1}^2 F_Y = W_{casing} - F_b$$

$$\sum_{n=1}^2 F_Y = 325207,1 - 42782,82$$

$$F_R = 282424,28 \text{ lbr}$$

$$P_N = TVD - \frac{F_b}{WT}$$

$$P_N = 5944,1 - \frac{42782,82}{55,5}$$

$$P_N = 5173,24 \text{ ft}$$

4.4.6.2.3.3. TENSIÓN CORREGIDA POR OVERPULL

Los valores negativos y 0 se asumen como 100000 lbr con un factor de seguridad de 0.

Tensión @ 0 ft

$$T = 325207,1 \text{ lbr}$$

Factor de seguridad

$$T_{SF} = T * SF$$

$$T_{SF} = 325207,1 * 1,6$$

$$T_{SF} = 520331,36 \text{ lbr}$$

Tensión @ 5173,24

$$T = 0 \text{ lbr}$$

$$T_{FS} = 100000 \text{ lbr}$$

Tensión @ 5944,1 ft

$$T = -42782,82$$

$$T_{SF} = 100000 \text{ lbr}$$

4.4.6.2.4. TENSION POR ESFUERZOS BIAXIALES

Cálculo de la fuerza de flotación

Cálculo del área:

$$A_i = \frac{\pi}{4} (ID^2)$$

$$A_i = \frac{\pi}{4} (8,681^2)$$

$$A_i = 59,19 \text{ in}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (OD^2)$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (9\frac{5}{8}^2)$$

$$A_o = 72,76 \text{ in}^2$$

$$F_1 = 0,052 * A_o * (\rho_{LEAD} * TVD_{LEAD} + \rho_{TAIL} * TVD_{TAIL})$$

$$F_1 = 0,052 * 72,76 * (13 * 5544,74 + 15,8 * 399,36)$$

$$F_1 = 296595,84 \text{ lbr}$$

$$F_2 = A_i * (P_T + 0,052 * \rho_{lodo} * TVD)$$

$$F_2 = 59,19 * (1200 + 0,052 * 10 * 5944,1)$$

$$F_2 = 253980,27 \text{ lbr}$$

Cálculo del peso de la sección de revestimiento

$$W_{casing} = MD_1 * WT$$

$$W_{casing} = 6919,3 * 47$$

$$W_{casing} = 325207,1 \text{ lbr}$$

Cálculo de la resultante de fuerzas (Tensión)

$$\sum Y = 0$$

$$T = W_{casing} - F_1 + F_2$$

$$T = 325207,1 - 296595,84 + 312208,21$$

$$T = \mathbf{340819,47 \text{ lbr}}$$

Cálculo del punto neutro

Método de la recta

$$y = \left(\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \right) (x - x_1) + y_1$$

$$y = \left(\frac{0 - (5944,1)}{253980,27 - (-296595,84)} \right) (x - (-296595,84)) + 5944,1$$

$$y = -0,0108x + 2742,01$$

$$\text{Si } x = 0$$

$$y = \mathbf{2742,01 \text{ ft}}$$

4.4.6.2.4.1. CORRECCIONES POR ESFUERZO AXIAL

Se considera como positivo los esfuerzos de tensión y negativos los esfuerzos de compresión.

Cálculo del estrés axial

Compresión

$$\sigma_{Ca} = \frac{F_1}{\Delta A}$$

$$\sigma_{Ca} = \frac{-296595,84}{13,57}$$

$$\sigma_{Ca} = \mathbf{-21856,73 \text{ psi}}$$

Tensión

$$\sigma_{Ta} = \frac{F_2}{\Delta A}$$

$$\sigma_{Ta} = \frac{253980,27}{13,57}$$

$$\sigma_{Ta} = \mathbf{18716,31 \text{ psi}}$$

Esfuerzo de cedencia promedio es equivalente a 90000

% de esfuerzo de cedencia

Compresión

$$\%YS = \frac{\sigma_{Ca}}{Y_p}$$

$$\%YS = \left| \frac{-21856,84}{90000} \right|$$

$$\%YS = \mathbf{0,242854}$$

Tensión

$$\%YS = \frac{\sigma_{Ta}}{Y_p}$$

$$\%YS = \left| \frac{18716,31}{90000} \right|$$

$$\%YS = \mathbf{0,207959}$$

4.4.6.2.4.2. CORRECCIÓN POR ESTALLIDO

Compresión

$$Y_{Ea} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right) \right] Y_E$$

$$Y_{Ea} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,242854)^2} - 0,5(0,242854) \right] * 5380$$

$$Y_{Sa} = \mathbf{4606,39,54 \text{ psi}}$$

Tensión

$$Y_{Ea} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right)^2} + 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right) \right] Y_E$$

$$Y_{Sa} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,207959)^2} + 0,5(0,207959) \right] * 5380$$

$$Y_{Sa} = \mathbf{5851,44 \text{ psi}}$$

4.4.6.2.4.3. CORRECCIÓN COLAPSO

Compresión

$$Y_{Ca} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right)^2} + 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right) \right] Y_C$$

$$Y_{Ca} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,242854)^2} + 0,5(0,242854) \right] * 4760$$

$$Y_{Ca} = \mathbf{5231,53 \text{ psi}}$$

Tensión

$$Y_{Ca} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right) \right] Y_C$$

$$Y_{Sa} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,207959)^2} - 0,5(0,207959) \right] * 4760$$

$$Y_{Sa} = \mathbf{4187,23 \text{ psi}}$$

4.4.6.3. REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN

4.4.6.3.1. DISEÑO POR ESTALLIDO

4.4.6.3.1.1. CRITERIOS DE DISEÑO POR ESTALLIDO

- Cargas
 - Presión de inyección
 - Presión de cierre en superficie
- Condiciones extremas
 - La más baja presión posible detrás del revestidor es la presión hidrostática de una columna de fluido nativo.

4.4.6.3.1.2. CÁLCULOS DEL DISEÑO POR ESTALLIDO

Para la presión de inyección

$$P_i = (FG + SF)(0,052 * TVD)$$

Donde,

FG = Gradiente de fractura

SF = Factor de Seguridad (1 ppg)

TVD = Profundidad de asentamiento

Presión de cierre en superficie

$$P_S = P_i - (\rho_g * 0,052)TVD$$

$\rho_g = \text{Densidad del gas}$

Datos

OD-casing de superficie = 7"

Gradiente del agua = 0,465

TVD = 8749,7 ft

SF = 1,10

$\rho_g = 2,21$

FG = 17 ppg

4.4.6.3.1.2.1. CARGAS POR DENTRO DEL REVESTIDOR

Cálculo de la presión de inyección

$$P_i = (FG + SF)(0,052 * TVD)$$

$$P_i = 8189,72 \text{ psi}$$

$$P_i = (17 + 1)(0,052 * 8749,7)$$

Cálculo de la presión de cierre en superficie

$$P_S = P_i - (\rho_g * 0,052)TVD$$

$$P_S = 7184,2 \text{ psi}$$

$$P_S = 8189,72 - (2,21 * 0,052)(8749,7)$$

4.4.6.3.1.2.2. RESPALDO DETRÁS DEL REVESTIDOR

Cálculo de la presión de respaldo @ 5944,1 ft

$$P @ 5944,1 = 0 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión de respaldo a la altura del zapato

$$P_R = \text{Gradiente del agua} * TVD$$

$$P_R = (0,465) * (8749,7)$$

$$P_R = 4068,61 \text{ psi}$$

4.4.6.3.1.2.3. PRESIÓN RESULTANTE

Cálculo de la resultante @ 5944,1 ft

$$R_S = \text{carga} - \text{respaldo}$$

$$R_S = 8189,72 - 0$$

$$R_S = 8189,72 \text{ psi}$$

Cálculo de la resultante @ 8749,7 ft

$$R_{TVD} = \text{carga} - \text{respaldo}$$

$$R_{TVD} = 7184,2 - 4068,61$$

$$R_{TVD} = 3115,59 \text{ psi}$$

Cálculo del diseño final por estallido

Factor de seguridad (10%)

@ 5944,1 ft

$$R = 8189,72 * 1,1$$

$$R = 9008,69 \text{ psi}$$

@ 8749,7 ft

$$R = 3115,59 * 1,1$$

$$R = 3427,15 \text{ psi}$$

4.4.6.3.2. DISEÑO POR COLAPSO

El colapso es la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas.

4.4.6.3.2.1. CRITERIOS DE DISEÑO POR COLAPSO

- Cargas
 - Presión hidrostática de los fluidos más densos que se dejarán atrás del revestidor.
 - Cemento se considera que nunca fragua.
- Condiciones extremas
 - Se considera el interior de la tubería completamente vacía.

Datos

ID hoyo = 8½"

OD casing = 7"

Lechada LEAD:

Densidad = 13 ppg

Intervalo TVD = 5944,1 ft – 7366,786 ft

Lechada TAIL

Densidad = 15.8 ppg

Intervalo TVD = 7366,786 ft – 8749,7 ft

SF = 12%

4.4.6.3.2.2. CÁLCULOS PARA EL DISEÑO POR COLAPSO

Cálculo de presión hidrostática ejercida por el lodo a @ 5944,1 ft

$$\begin{array}{ll}
 P_h = 0,052\rho h & \text{Factor de seguridad 12\%} \\
 P_h = 0,052 * 10 * 5944,1 & P_h = 3090,93 * 1,12 \\
 \mathbf{P_h@5944,1 = 3090,93 psi} & \mathbf{P_h @ 5944,1 = 3461,84 psi}
 \end{array}$$

Cálculo de la presión hidrostática ejercida por el lodo @ 8749,7 ft

$$\begin{array}{ll}
 P_h = 0,052 * \rho_{lodo} * TVD & \text{Factor de seguridad 12\%} \\
 P_h = 0,052 * 10 * 8749,7 & P_h = 4549,84 * 1,12 \\
 \mathbf{P_h@ 8749,7 = 4549,84 psi} & \mathbf{P_h @ 8749,7 = 5095,82 psi}
 \end{array}$$

Cálculo de la presión hidrostática de lechada LEAD @ 6974,77 ft

$$\begin{array}{l}
 P_{LEAD} = P_{h LEAD} + P_{h lodo} \\
 P_{LEAD} = 0,052 * \rho_{LEAD} * TVD_{@6974,77} + 0,052 * \rho_{Lodo} * TVD_{@5944,1} \\
 P_{LEAD} = 0,052 * 13 * 1031 + 0,052 * 10 * 5944,1 \\
 \mathbf{P_{LEAD} = 3787,89 psi}
 \end{array}$$

Factor de seguridad 12%

$$\begin{array}{l}
 P_{LEAD} = 3787,89 * 1,12 \\
 \mathbf{P_{LEAD}@ 5944,1 = 4242,43 psi}
 \end{array}$$

Cálculo de la presión hidrostática de la lechada TAIL @ 8749,7 ft

$$P_{TAIL} = 0,052 * \rho_{TAIL} * TVD_{TAIL} + P_{LEAD}$$

$$P_{TAIL} = (0,052 * 15,8 * 1774,93) + 4242,43$$

$$P_{TAIL} = 5700,72 \text{ psi}$$

Factor de seguridad 12%

$$P_{TAIL} = 5700,72 * 1,12$$

$$P_{TAIL@ 8749,7} = 6384,8 \text{ psi}$$

4.4.6.3.3. DISEÑO POR TENSIÓN

La tensión en la tubería es la capacidad que tiene esta para resistir su propio peso cuando es introducida.

4.4.6.3.3.1. CRITERIOS DE DISEÑO POR TENSIÓN

- Cargas
 - El peso de la tubería.
 - Overpull (para situaciones en la tubería de revestimiento quede atascada y es necesario tensionar para sacarla del pozo).
- Condiciones extremas
 - Fuerzas de flotación (boyantes que ejerce el lodo de perforación)

Datos

$$OD = 7''$$

$$SF=60\%$$

$$ID=6,276''$$

$$\text{Overpull escogido} = 100000 \text{ lbr}$$

$$\text{Peso de la tubería N-80} = 29 \text{ lbr/ft}$$

4.4.6.3.3.2. CÁLCULO DE DISEÑO POR TENSIÓN

Cálculo de la fuerza de flotación

$$A = \frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2)$$

$$A = \frac{\pi}{4}(7^2 - 6,276^2)$$

$$A = 7,55 \text{ in}^2$$

$$F_b = 0,052 * A * \rho_{lodo} * TVD$$

$$F_b = 0,052 * (7,55) * (10,0) * (8749,7)$$

$$F_b = 34351,32 \text{ lbr}$$

Cálculo de los pies de casing de 29 libras a utilizar

$$W_{casing} = MD_1 * WT$$

$$W_{casing} = 3403,5 * 29$$

$$W_{casing} = 98701,56 \text{ lbr}$$

$$F_R = 64350,238 \text{ lbr}$$

$$\sum_{n=1}^2 F_Y = W_{casing\ 29} - F_b$$

$$\sum_{n=1}^2 F_Y = 98701,56 - 34351,32$$

$$P_N = TVD - \frac{F_b}{WT}$$

$$P_N = 2805,6 - \frac{34351,32}{29}$$

$$P_N = 1621,1 \text{ ft}$$

4.4.6.3.3.3. TENSIÓN CORREGIDA POR OVERPULL

Los valores negativos y 0 se asumen como 100000 lbr con un factor de seguridad de 0.

Tensión @ 0 ft de liner

$$T = 98701,56 \text{ lbr}$$

Factor de seguridad

$$T_{SF} = T * SF$$

$$T_{SF} = 98701,56 * 1,6$$

$$T_{SF} = 157922,5 \text{ lbr}$$

Tensión @ 1621,1 ft

$$T = 0 \text{ lbr}$$

$$T_{FS} = 100000 \text{ lbr}$$

Tensión @ 5944,1 ft

$$T = -34351,32 \text{ lbr}$$

$$T_{SF} = 100000 \text{ lbr}$$

4.4.6.3.4. TENSIÓN POR ESFUERZOS BIAXIALES

Cálculo de la fuerza de flotación

Cálculo del área:

$$A_i = \frac{\pi}{4} (ID^2)$$

$$A_i = \frac{\pi}{4} (6,276^2)$$

$$A_i = 30,94 \text{ in}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (OD^2)$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (7^2)$$

$$A_o = 38,48 \text{ in}^2$$

$$F_1 = 0,052 * A_o * (\rho_{LEAD} * TVD_{LEAD} + \rho_{TAIL} * TVD_{TAIL} + \rho_{Lodo} * TVD_{Lodo})$$

$$F_1 = 0,052 * 38,48 * (13 * 1030,67 + 15,8 * 1770,93 + 10 * 5944,1)$$

$$F_1 = \mathbf{201737,6 \text{ lbr}}$$

$$F_2 = A_i * (P_T + 0,052 * \rho_{lodo} * TVD)$$

$$F_2 = 30,94 * (1200 + 0,052 * 10 * 8749,7)$$

$$F_2 = \mathbf{177900,17 \text{ lbr}}$$

Cálculo del peso de la sección de revestimiento

$$W_{casing} = MD_1 * WT \qquad W_{casing} = \mathbf{98701,56 \text{ lbr}}$$

$$W_{casing} = 3403,5 * 29$$

Cálculo de la resultante de fuerzas (Tensión)

$$\sum Y = 0$$

$$T = W_{casing} - F_1 + F_2$$

$$T = 98701,56 - 201737,6 + 177900,1$$

$$T = \mathbf{74864,06 \text{ lbr}}$$

Cálculo del punto neutro

Método de la recta

$$y = \left(\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \right) (x - x_1) + y_1$$

$$y = \left(\frac{5944,1 - (8749,7)}{177900,17 + 201737,6} \right) (x - (-201737,6)) + 8749,7$$

$$y = -0,0074x + 7258,82$$

$$\text{Si } x = 0$$

$$y = 7258,82 \text{ ft}$$

4.4.6.3.4.1. CORRECCIONES POR ESFUERZO AXIAL

Se considera como positivo los ejemplos de tensión y negativos los esfuerzos de compresión.

Cálculo del estrés axial

Compresión

$$\sigma_{Ca} = \frac{F_1}{\Delta A}$$

$$\sigma_{Ca} = \frac{-201737,6}{7,54}$$

$$\sigma_{Ca} = -26755,65 \text{ psi}$$

Tensión

$$\sigma_{Ta} = \frac{F_2}{\Delta A}$$

$$\sigma_{Ta} = \frac{177900,17}{7,54}$$

$$\sigma_{Ta} = 23594,19 \text{ psi}$$

Esfuerzo de cedencia promedio es equivalente a 90000

% de esfuerzo de cedencia

Compresión

$$\%YS = \frac{\sigma_{Ca}}{Y_p}$$

$$\%YS = \left| \frac{-26755,65}{90000} \right|$$

$$\%YS = 0,297285$$

Tensión

$$\%YS = \frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \qquad \%YS = 0,2621576334$$

$$\%YS = \left| \frac{23594,19}{90000} \right|$$

4.4.6.3.4.2. CORRECCIÓN POR ESTALLIDO

Compresión

$$Y_{Ea} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right) \right] Y_E$$

$$Y_{Ea} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,297285)^2} - 0,5(0,297285) \right] * 8160$$

$$Y_{Sa} = 6672 \text{ psi}$$

Tensión

$$Y_{Ea} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right)^2} + 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right) \right] Y_E$$

$$Y_{Sa} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,2621576334)^2} + 0,5(0,2621576334) \right] * 8160$$

$$Y_{Sa} = 9016,52 \text{ psi}$$

4.4.6.3.4.3. CORRECCIÓN POR COLAPSO

Compresión

$$Y_{Ca} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right)^2} + 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ca}}{Y_p} \right) \right] Y_C$$

$$Y_{Ca} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,297285)^2} + 0,5(0,297285) \right] * 7020$$

$$Y_{Ca} = \mathbf{7826,83 \text{ psi}}$$

Tensión

$$Y_{Ca} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{Ta}}{Y_p} \right) \right] Y_C$$

$$Y_{Sa} = \left[\sqrt{1 - 0,75(0,2621576334)^2} - 0,5(0,2621576334) \right] * 7020$$

$$Y_{Sa} = \mathbf{5916,51 \text{ psi}}$$

4.4.7. PROGRAMA DE BROCAS

Para la perforación de un pozo de dos secciones se debe seleccionar brocas que permitan optimizar cada una de las corridas, reducir los viajes no planificados a superficie, alcanzar mayores ratas de penetración, y alcanzar el comportamiento direccional apropiado. En cada una de las formaciones y para cada sección.

4.4.7.1. HOYO CONDUCTOR – SECCIÓN DE 16”

Terciario Indiferenciado

Conglomerado aluvial, este conglomerado es una roca sedimentaria de tipo detrítico formada por cantos redondeados de otras rocas unidos por un cemento, se caracteriza porque sus fragmentos constitutivos son mayores que los de la arena (>2 mm), para perforar esta formación se debería utilizar una broca tricónica.

4.4.7.2. HOYO SUPERFICIAL – SECCIÓN DE 12¼”

En esta sección se encontrará el mismo conglomerado aluvial de la sección anterior, se debe perforar con una broca tricónica para brindar resistencia a los fuertes golpes de la sarta debido a los cantos rodados.

En esta sección se encuentra la formación CHALCANA, la arcilla de esta formación está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratado, es necesario tener especiales características de limpieza en la broca, hidráulica suficiente para mantener el HSI mayor a 2 y lodo con propiedades adecuadas para inhibir arcillas y evitar el embolamiento de la broca, para esta fase se usa una broca PDC con cuerpo de matriz.

La limolita propia de la formación CHALCANA es una roca de grano fino endurecido, en que la cantidad de fracción de limo, supera a la de la arcilla, suele ser lajosa, dura y resistente, la intercalación que se tiene entre arcilla y limolita ayuda en la perforación, ya que al tener diferentes grados de dureza, esta ayuda a mantener la broca mas limpia se usará la misma broca que para las arcillas.

Para la lutita de la formación ORTEGUAZA es una roca detrítica y está formada por partículas de tamaño de la arcilla y el limo, según su forma de fragmentación. Se recomienda incrementar los parámetros ya que debido a sus características es muy probable que el ROP tienda a disminuir, por lo que es recomendable incrementar, el WOB y RPM que se apliquen sobre la broca, se siga utilizando la misma broca.

La presencia de arcilla al tope de la formación TIYUYACU, está constituida por agregados de silicatos de aluminio, presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene. Se recomienda tener especiales características de limpieza de broca, hidráulica suficiente para mantener HSI mayor a 2 y lodo con propiedades adecuadas para inhibir arcillas igualmente se sugiere colocar al lodo productos dispersantes para evitar embolamiento.

Conglomerado superior TIYUYACU esta formado por cantos redondeados de otras rocas unidos por un cemento, se recomienda realizar un control de parámetros de formación para evitar el daño prematuro de la estructura de corte, mantener peso constante sobre la broca, > 15 Klbr y bajas RPM < 50 RPM, al igual que un buen

control y manejo de parámetros para evitar daños por golpe en la broca. Para esta parte se usará la misma broca que tiene protecciones al impacto en el hombro.

4.4.7.3. HOYO PRODUCTOR – SECCIÓN DE 8½”

El conglomerado CHERT en la formación TIYUYACU es una roca de tipo detrítico, formada por cantos redondeados de cuarzo cripto-cristalino granular, variedad del cuarzo que se caracteriza por sus colores oscuros, tiene dureza 7 en la escala de Mohs, formada por precipitación química de sílice, que se caracteriza por ser maciza y de alta dureza, para esta formación se recomienda se recomienda realizar un control de parámetros para evitar el daño prematuro de la estructura de corte, mantener peso constante sobre la broca > 20 Klbr, al igual que bajas RPM, < 50 RPM, adicional a un buen manejo de parámetros para evitar daños por golpe de la broca.

Las arcillas de la formación TENA está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratado, procedentes de la descomposición de minerales de aluminio.

El intervalo arcilloso de Tena demanda valores de HSI mayores a 2,5 para evitar embolamiento así como adecuadas propiedades inhibidoras del lodo.

La lutita de la formación NAPO es una roca detrítica, formada por detritos, y está integrada por partículas del tamaño de la arcilla y del limo según su forma de fragmentación, esta formación será perforada con el mismo con la misma broca PDC de 5 aletas, cuerpo de matriz y alta densidad de policristalino de diamante compacto, está compuesta e 19 mm en la cara, cortadores de 13 mm en el gage, y que tenga al menos 7 boquillas para una adecuada limpieza.

Las calizas de la formación NAPO es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio, generalmente cálcica, También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcillas, posee una dureza en la escala de Mohs de 3, es recomendable mantener un control de parámetros adecuado con peso sobre la broca >15 klbr y control en las RPM de la broca.

Es un material compuesto de partículas cuyo tamaño varía entre 0,063 y 2 mm.

Una partícula individual dentro de este rango es llamada grano de arena. Una roca

consolidada y compuestas por estas partículas se denomina arenisca. Para la perforación de este tipo de litología es recomendable el uso de bajas revoluciones debido al alto grado de abrasividad que presentan.

4.4.8. PROGRAMA DE CEMENTACION

Para la cementación del conductor y del casing superficial, se empleará cemento clase A y clase G. Durante la cementación se emplearán una LEAD de 13 ppg y una lechada TAIL de 15,8 ppg. Se cementa con la lechada más densa desde el punto de asentamiento del casing hasta 500 ft hacia arriba, a continuación hasta 0 ft con la lechada LEAD, 500 ft por encima de la zapata del revestidor superficial y 500 ft por encima de la zona de interés del revestidor de producción.

Para el desplazamiento del cemento se empleará el mismo lodo de perforación. La presión de asentamiento del tapón se ha establecido en 1200 psi y 2500 psi en la sección superficial, y de producción respectivamente para tener la certeza de que el tapón en realidad se asentó.

Es necesario emplear un factor de exceso en el volumen de las lechadas porque el hoyo no conserva su tamaño teórico, además se pierde cemento a través de las

fracturas y micro-fracturas existentes en la roca y a través de las formaciones porosas. Los factores de exceso serán 100%, 0% y 20% para el casing conductor superficial y de producción respectivamente. El factor de exceso del 100% para la sección del conductor se debe a la presencia de los acuíferos superficiales y los derrumbes que suceden debido a la baja compactación de las rocas superficiales. El valor del 0% del casing superficie se justifica debido a que el hoyo se mantiene en calibre y es más práctico realizar una operación de top job. Para la sección de producción se emplea un factor del 20% para prevenir cualquier eventualidad que resulte en pérdida del cemento. Los cálculos a continuación permiten estimar el volumen de cemento y la cantidad de sacos que necesito para cementar el pozo.

4.4.8.1. CÁLCULO DE VOLUMEN DE CEMENTO A UTILIZAR EN EL PRIMER REVESTIDOR

Volumen de cemento contenido en el SHOE TRACK:

$$V_{ST} = \frac{ID^2}{1029,4} * L$$

$$V_{ST} = \frac{9,760^2}{1029,4} * 90$$

$$V_{ST} = \mathbf{8,33\ bls}$$

Lechada TAIL:

$$V_{TAIL} = \frac{D_h^2 - D_t^2}{1029,4} * L_{TAIL}$$

$$V_{TAIL} = \frac{12,25^2 - 9,625^2}{1029,4} * 626$$

$$V_{TAIL} = \mathbf{34,92\ bls}$$

Volumen total de TAIL:

$$V_{TAIL} = 34,92 + 8,33$$

$$V_{TAIL} = \mathbf{44\ bls}$$

Lechada LEAD:

$$V_{LEAD} = \frac{D_h^2 - D_t^2}{1029,4} * (L_{CASING} - L_{TAIL})$$

$$V_{LEAD} = \frac{12,25^2 - 9,625^2}{1029,4} * (6919,189 - 626)$$

$$V_{LEAD} = \mathbf{352\ bls}$$

Los valores de rendimiento de la lechada TAIL y la lechada LEAD son el promedio del rendimiento que ambas lechadas tuvieron en los pozos vecinos.

Rendimiento de la lechada TAIL:

$$Y_{TAIL} = 1,15 \frac{ft^3}{sx}$$

$$sx = \frac{V_{TAIL}}{Y_{TAIL}}$$

$$sx = \frac{44}{1,15 * \frac{ft^3}{sx} * \frac{1\ bl}{5,615\ ft^3}}$$

$$sx = \mathbf{215}$$

Rendimiento de la lechada LEAD:

$$Y_{LEAD} = 1,91 \frac{ft^3}{sx}$$

$$sx = \frac{V_{LEAD}}{Y_{LEAD}}$$

$$sx = \frac{352\ bls}{1,91 * \frac{ft^3}{sx} * \frac{1\ bl}{5,615\ ft^3}}$$

$$sx = \mathbf{1035}$$

4.4.8.2. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE CEMENTO A UTILIZAR EN EL REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN.

Para el diseño se ha determinado que la altura del SHOE TRACK para la cementación de la sección de producción, sea de 90 ft.

El volumen de cemento contenido en el SHOE TRACK es

$$V_{ST} = \frac{ID^2}{1029,4} * L_{ST}$$

$$V_{ST} = \frac{6,184^2}{1029,4} * 90$$

$$V_{ST} = 4 \text{ bls}$$

Volumen de lechada TAIL que se necesita:

$$V_{TAIL} = \frac{ID_h^2 - OD_T^2}{1029,4} * L_{TAIL}$$

$$V_{TAIL} = \frac{8,5^2 - 5^2}{1029,4} * (1757,3)$$

$$V_{TAIL} = 39,69 \text{ bls}$$

Volumen total de lechada TAIL que se necesita:

$$V_{TAIL} = 4 + 39,69$$

$$V_{TAIL} = 44 \text{ bls}$$

Lechada LEAD:

$$V_{LEAD} = \frac{ID_h^2 - OD_T^2}{1029,4} * (L_{LINER} - L_{TAIL})$$

$$V_{LEAD} = \frac{8,5^2 - 7^2}{1029,4} * (3702,87 - 1757,3)$$

$$V_{LEAD} = 44 \text{ bls}$$

Los valores de rendimiento de la lechada TAIL y la lechada LEAD son el promedio del rendimiento que ambas lechadas tuvieron en los pozos vecinos.

Rendimiento de la lechada TAIL:

$$Y_{TAIL} = 1 \frac{ft^3}{sx}$$

$$sx = \frac{V_{TAIL}}{Y_{TAIL}}$$

$$sx = \frac{44}{1 * \frac{ft^3}{sx} * \frac{1 \text{ bl}}{5,615 ft^3}}$$

$$sx = 247$$

Rendimiento de la lechada LEAD:

$$Y_{LEAD} = 1,91 \frac{ft^3}{sx}$$

$$sx = \frac{V_{LEAD}}{Y_{LEAD}}$$

$$sx = \frac{44 \text{ bls}}{1,91 * \frac{ft^3}{sx} * \frac{1 \text{ bl}}{5,615 ft^3}}$$

$$sx = 141$$

CAPITULO V

PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO

5.1. INTRODUCCION

ESPOL 01 es un pozo de desarrollo localizado aproximadamente 345 metros NE del pozo Fanny 18B 103 y 345 metros al oeste del pozo Fanny 18B – 96, el espesor esperado de la arenisca U inferior es de 36ft, el pozo ESPOL – 01 es el onceavo pozo a ser perforado en este PAD, será perforado desde el CELLAR – 14, el pozo será perforado en dos secciones, hasta llegar al objetivo ubicado a 8749,7 TVD / 10322,055 MD. Con una inclinación máxima de 36,97° a la zapata y un azimut máximo de 252,65°. La hoyo de 12¼” se perforará hasta la formación Tiyuyacu Superior 100’ dentro de dicha formación. El hoyo de 8½” llegará hasta la formación productora.

5.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO

Nombre del pozo: ESPOL – 01D

Campo: FANNY

País: ECUADOR

Categorización del pozo: POZO DE DESARROLLO

Tipo de pozo: TIPO J MODIFICADO

UBICACIÓN DEL POZO

Superficie:

Objetivo Principal: Arenisca U inferior

Coordenadas de objetivo: 348673 mE – 9975550 mN

Tolerancia de ubicación: 75 ft de radio

Objetivo Secundario: Arenisca M1

ARENISCA U INFERIOR:

Parámetros Estimados:

Temperatura de Formación Anticipada: 210°F

Presión de Formación Anticipada: 3400 psi

Hidrocarburo: OIL 19°API

Litología: Granos de cuarzo de tamaño fino a medio arenisca con poca intercalación de lutitas.

5.3. CONSIDERACIONES PARA VIAJES DE LIMPIEZA

Los viajes de limpieza son estrategias operaciones que consisten en la realización de viajes de tubería de manera recíproca (bajando y subiendo) luego de haber llegado a cierta profundidad. Se realiza los viajes con la finalidad de limpiar el hoyo ante posibles derrumbes o hinchamiento de arcillas, haciendo una especie de calibración para asegurar las condiciones del hoyo perforado.

Normalmente se realiza un viaje de limpieza cada 20 – 40 horas dependiendo del ángulo azimut y condición de limpieza del hueco.

Buenas prácticas de perforación y viajes aseguran una limpieza aceptable del hueco. Las prácticas efectivas de limpieza del hoyo son esenciales para un viaje exitoso y libre de riesgos.

Conforme el ángulo del pozo incrementa y la cama de cortes empieza a formarse, las camas pueden llegar a ser bastante problemáticas. Si los procedimientos de viajes no toman en cuenta este fenómeno, entonces el backreaming a través del hueco estrecho resultará en una operación inapropiada, desperdicios de tiempo y a menudo peligrosa.

5.3.1. PARÁMETROS PARA VIAJES DE LIMPIEZA DEL HOYO

- 1) *Tasas de flujo.*- Las tasas de flujo deben ser tan altas como sea práctico todo el tiempo.
- 2) *RPM.*- La rotación de la tubería es importante para la limpieza del huyo.
- 3) *Inhibición del lodo y Tipo de Litología.*- La inhibición del lodo y el tipo de litología afectará no solamente la cantidad de cortes que deben ser removidos, sino también afectará el tamaño del hueco, forma y tamaño de los cortes.
- 4) *Reología del lodo.*- Considerar los problemas, relacionados con los pozos asociados con la reología del lodo.

- 5) *Estrategia de la broca.- Esto afecta directamente para los viajes de limpieza del hueco influenciando las tasas de flujo y RPM de la tubería.*
- 6) *Estabilidad del Pozo.- El diámetro del hueco afectará la capacidad de limpieza del hueco con grandes derrumbes (washouts) acumulando los cortes.*
- 7) *Tamaño del hueco.- Los tamaños del hueco más grandes tienden a ser más difíciles de limpiar debido a las bajas velocidades anulares.*
- 8) *Diseño de la sarta de perforación.- El diseño de la sarta de perforación afecta directamente las tasas de flujo. El diseño de la sarta de perforación puede ser modificada para mejorar la limpieza del hueco a través del mejoramiento de las hidráulicas.*
- 9) *Trayectoria del pozo.- Esto gobernará el tipo y la localización de los diferentes regímenes de flujo que serían encontrados conforme los cortes son removidos del hueco.*

5.4. CONSIDERACIONES PARA CORRIDAS DE REVESTIMIENTO

- Probar la tubería constantemente para asegurar la resistencia de diseño y así evitar los problemas de colapso.

- Se debe considerar el DRIFT de la tubería (calibración interna de la tubería que permite garantizar el diámetro externo de esta).

- Ordenar y medir los revestidores luego de chequearlos, anotar la longitud de cada tubería medida.

- Realizar el Casing Tally (listado donde se encuentra el orden y la numeración del revestidor), en este van indicadas la longitudes del zapato de flotación y del collar flotador. El casing Tally permite llevar un control sobre la profundidad que se lleva de acuerdo al número de tuberías que se han bajado, así como la longitud y el peso acumulado.

- Considerar la máxima carga estática (hookload), se considera solo para el caso de la corrida de casing, porque en esta fase de la perforación es donde se tienen los mayores hookload, debido a la diferencia de tamaños y por ende de pesos de tubería.

5.5. CONSIDERACIONES PARA PRUEBAS DE ADMISIBILIDAD DE PERFORACIÓN

- Evaluar de forma correcta la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, las propiedades químicas y físicas del lodo afectan a la evaluación de la formación.
- Una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de formación para garantizar una operación de perforación segura, a medida que la presión de formación aumenta, se debe aumentar la densidad del fluido de perforación para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad en el pozo, impidiendo así que los fluidos de perforación fluyan hacia el pozo.
- La pérdida de circulación es uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo, este produce inestabilidad del pozo, tubería pegada e incluso reventona.
- La pérdida de circulación puede producirse por invasión o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.
- Problemas potenciales relacionados con la invasión excesiva de filtrado:

- Daños a la formación.
- Prueba invalida de muestreo del fluido de la formación.
- Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado

5.6. CONSIDERACIONES PARA TRABAJOS DE CEMENTACION

El programa de cementación debe diseñarse para obtener una buena cementación. El trabajo debe aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y el hoyo. Al planificar la cementación, debe considerarse información sobre:

5.6.1. REFERENCIA DE POZOS VECINOS

- Geometría del Hoyo.
- Tipo de fluido de perforación existente en el sistema.
- Problemas presentados durante la perforación.
- Tipo de cementa, lechada y aditivos a utilizar por la compañía.
- Efectuar pruebas API para cada una de las lechadas de cemento.
- Equipos y herramientas a utilizar por la compañía de cementación.

5.6.2. CONDICIONES OPTIMAS DE UNA CEMENTACIÓN

- Tener la densidad apropiada.
- Ser fácilmente mezclable en superficie.
- Tener propiedades reológicas óptimas para remover el lodo.
- Mantener sus propiedades físicas y químicas mientras se está colocando.
- Debe ser impermeable el gas en el anular, si estuviese presente.
- Desarrollar una buena adherencia entre revestidor y formación.
- Mantener todas sus propiedades bajo condiciones severas de presión y temperatura.
- Tiempo total de bombeo requerido.
- Tiempo para alcanzar las condiciones del pozo.
- Control de filtrado.
- Resistencia del cemento.

Las consideraciones para los trabajos de cementación, son más que todo relacionados con el volumen de la lechada TAIL y la lechada LEAD, SHOE TRACK (espacio entre el zapato y cuello). Para ello se requiere que de acuerdo al programa de cementación diseñado para el pozo, se maneje la densidad de la lechada TAIL y la profundidad a la cual debe quedar esta, por lo general (por lo

general se pide que la lechada de TAIL este 500 ft encima del tope de la formación). Para la lechada LEAD se requiere igualmente su densidad y profundidad, que depende de la ubicación.

El bombeo de las lechadas de cemento requiere de la revisión de los siguientes parámetros:

- Densidad Equivalente de Circulación (ECD), la cual no tiene que excederse de los valores determinados porque puede generar fracturas en la formación.

- Tasa de bombeo, minimizando la contaminación de los fluidos de la formación, asegurando la adherencia del cemento a las paredes del hoyo y evitando la canalización y fracturas.

- Reología de las lechadas, que dependerá de acuerdo al tipo de lodo, el régimen de flujo (si es laminar o turbulento) y las zonas a aislar.

- Los aditivos al bombeo de lechadas dependerán del tipo de formación, ya que de acuerdo al caso se requerirán para el control del gas, influjos o pérdidas.

El equipo de flotación consta del zapato flotante, el collar flotador, tapones, centralizadores, centralizadores flexibles y algunas veces los raspadores. Estos accesorios fueron diseñados conforme la experiencia en las operaciones de perforación requirió su fabricación para la obtención de mejores resultados.

El zapato flotador va enroscado al primer tubo que se baja durante el revestimiento. Esta sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad que se va a cementar. En su interior posee un mecanismo de obturación que impide que los fluidos de perforación puedan ingresar dentro del zapato. La funcionalidad de este se chequea antes de bajar el revestidor, agregando agua en un extremo del zapato, la cual debe impedir estando en buen estado que el agua penetre en su interior y se bote por debajo.

El collar flotador se coloca entre dos tubos que serán bajados inmediatamente o poco después del primer tubo al que se le había enroscado el primer zapato. Este cuello o unión tiene como funcionalidad permitir la entrada de los fluidos de

perforación hacia el hoyo, pero impedir la entrada de los fluidos desde el hoyo hacia la tubería, mediante un mecanismo de válvulas de un solo paso, dispone además de un asiento en donde se insertará un tapón que indicará la finalización del proceso de cementación. De igual forma que el zapato se chequea verificando que no deje pasar agua hacia su interior.

Los centralizadores se instalan en los puntos que se crean necesarios con el fin de asegurar que la sarta quede centrada respecto al hoyo, evitando que esta se pueda recostar la pared del mismo.

Se conoce como SHOE TRACK el espacio comprendido entre el zapato flotador y el collar flotador, que se baja durante el revestimiento del hoyo.

5.7. CONSIDERACIONES EN CASO DE PEGAS DIFERENCIALES

La perforación de hoyos direccionales está sujeta a una mayor cantidad de riesgos operacionales. Las pegas diferenciales son una de las situaciones más frustrantes y problemáticas que se presentan durante la perforación, debido a muchos factores, entre ellos los debidos a las características propias de la formación.

Cuando una tubería se queda pegada puede generar costosos daños, entre los que están el corte de tubería, operaciones de pesca y la realización de un Desvío Lateral o SIDE TRACK.

Las pegas diferenciales se deben a una diferencia de presión entre el hoyo y la formación, ocasionada por una larga sarta con demasiados drill collars.

Cuando los drill collar están sobredimensionados o la sarta posee larga longitud de los mismos, se presta a ocasionar pegas. También son debido a una alta desviación del hoyo, altas densidades, muchos ripios, interrupción de la circulación.

Debe considerarse para minimizar el riesgo de pega diferencial las siguientes pautas:

- No dejar nunca que la tubería de perforación quede inmóvil por ningún periodo de tiempo.
- Perforar dentro de lo práctico, con el mínimo peso del lodo.

5.8. CONSIDERACIONES EN CASO DE EVENTOS DE AMAGUES O SURGENCIAS

- Se debe considerar que la presión hidrostática del lodo, tiene que ser igual o un poco mayor que la presión de formación.

5.8.1. CAUSAS QUE ORIGINAN EVENTOS DE AMAGUES O SURGENCIAS

- Peso insuficiente del lodo.
- Pérdida de circulación.
- No mantener el hueco lleno de lodo.
- Existencia de presiones anormales.
- Altas ratas de penetración.
- Fallas humanas.

5.8.2. TÉCNICAS DE CONTROL

- Uso apropiado del equipo de control de reventones.
- Cerrar el pozo a tiempo.

- Conocer los procedimientos y entrenamientos de las cuadrillas realizando periódicamente simulacros de eventos de amagues o surgencias.

Las válvulas que impiden reventones son conocidas como BOP (Blow Out Preventor), constituyen un sistema de equipos de control de pozos y de seguridad entre eventos inesperados durante la perforación de un pozo de gas o petróleo.

La eficacia de las válvulas tiene que ser puesta a prueba inmediatamente después de su instalación. Ello con la finalidad de garantizar el funcionamiento de las mismas ante una emergencia en la que se amerite aplicar las técnicas de control de pozos.

Las siguientes consideraciones deben tenerse en cuenta cuando se está seleccionando un equipo de control de pozos.

- Los equipos serán seleccionados para resistir la máxima presión de superficie anticipada.
- Los preventores consistirán de un equipo controlado capaz de cerrar el pozo.

5.9. CONSIDERACIONES PARA LA CORRIDA DE REGISTROS ELECTRICOS

Con la toma de registros de puede obtener:

- Resistividad
- Porosidad
- Permeabilidad
- Litología
- Presiones del yacimiento
- Tipos de hidrocarburos
- Profundidades y espesores de las formaciones
- Estimación de reservas de hidrocarburos

5.9.1. SISTEMAS DE REGISTROS CON TUBERÍA

En estos sistemas, las herramientas son transportadas hacia abajo en el pozo usando la tubería de perforación. Las herramientas son precisamente posicionadas en el fondo de la zona a ser registrada y entonces la recolección de información de los registros puede empezar. En la mayoría de casos, las herramientas son protegidas contra daños con carcasas especiales.

Una de las ventajas es que los sistemas transportados con tubería permiten la circulación casi todo el tiempo durante la operación. Esto permite el acondicionamiento del hueco en cualquier momento que sea requerido y permite un control continuo del pozo.

5.9.2. SISTEMAS DE WIRELINE TRANSPORTADOS CON COILED TUBING

Este sistema ofrece menos consumo de tiempo por su fácil instalación opciones disponibles y registros de tiempo real. Debido a la falta de rigidez del cable existe el riesgo de no alcanzar el fondo debido a los derrumbes o altos ángulos o combinación de ambos.

Cuando se requiere que la sonda sea detenida, incrementa el riesgo de que la zona o el cable se queden pegados y la capacidad de tensión de tensión del cable es un diseño limitante.

Con este sistema herramientas estándar de wirelines son unidas en la superficie al coiled-tubing a través del cual un cable wireline ha sido corrido.

La conexión eléctrica entre las herramientas del registro y el cable es hecha previa al viaje dentro del hoyo. Como las herramientas están unidas al coiled-tubing el cual es empujado y alado por un inyector de tubería sujetado al cabezal del pozo, no se requiere de una torre.

La circulación puede ser mantenida durante las operaciones de wireline. Esto permite bajar las temperaturas del pozo i fluidos de limpieza, lo cual condice, a su vez, a un rendimiento de la herramienta más confiable.

5.9.3. MEDIDA DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD)

Este sistema provee mediciones de la información de fondo desde sensores montados en collares directamente sobre la broca de perforación y puede incluir martillos. La información es transmitida a la superficie usando un sistema de telemetría de pulsos de lodo, por tanto es un registro en tiempo real.

La información MWD es muy útil durante la perforación de pozos porque ello permite una eficiente conducción de los motores de fondo, provee tempranamente información relacionada con geología básica, parámetros de

ingeniería de reservorios y da información de condiciones críticas tales como sobrepresiones.

Los sensores MWD son colocados en collares no magnéticos. Estos incluyen las condiciones gamma-direccional y resistividad-gamma-direccional. Los sensores direccionales miden el azimut y la inclinación.

Otros sensores comúnmente disponibles en sistemas MWD incluyen gamma ray convencional y enfocado, resistividad, velocidad sónica porosidad, temperatura y presión. Las herramientas MWD que miden estos parámetros de formación son llamadas como herramientas de registro durante la perforación (LWD – Logging While Drilling).

5.10. RESUMEN DE LOS PROGRAMAS DE PERFORACIÓN

5.10.1. PROGRAMA DE REGISTROS

Ø Hoyo (in)	Intervalo MD (ft)	Registros de lodo Frecuencia	Registros con Wireline	LWD Logging	Core
12 1/4	Superficie a punto de casing de 9 5/8"	Servicio de registro de lodos	No requerido	No requerido	No requerido
8 1/2	Superficie a punto de casing de 7"	3 x Dry samples every 30' (Orteguaza & Tiyuyacu) 3 x Dry samples every 10' (Tena, Napo a TD)	SLB WL: Resistivity, GR, SP, TLD, CNL, LSS, CAL de punto de casing de 9 5/8" a TD	Como Contingencia	No requerido

Tabla 5.1: Programa de registros del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.2. DIAGRAMA DEL POZO

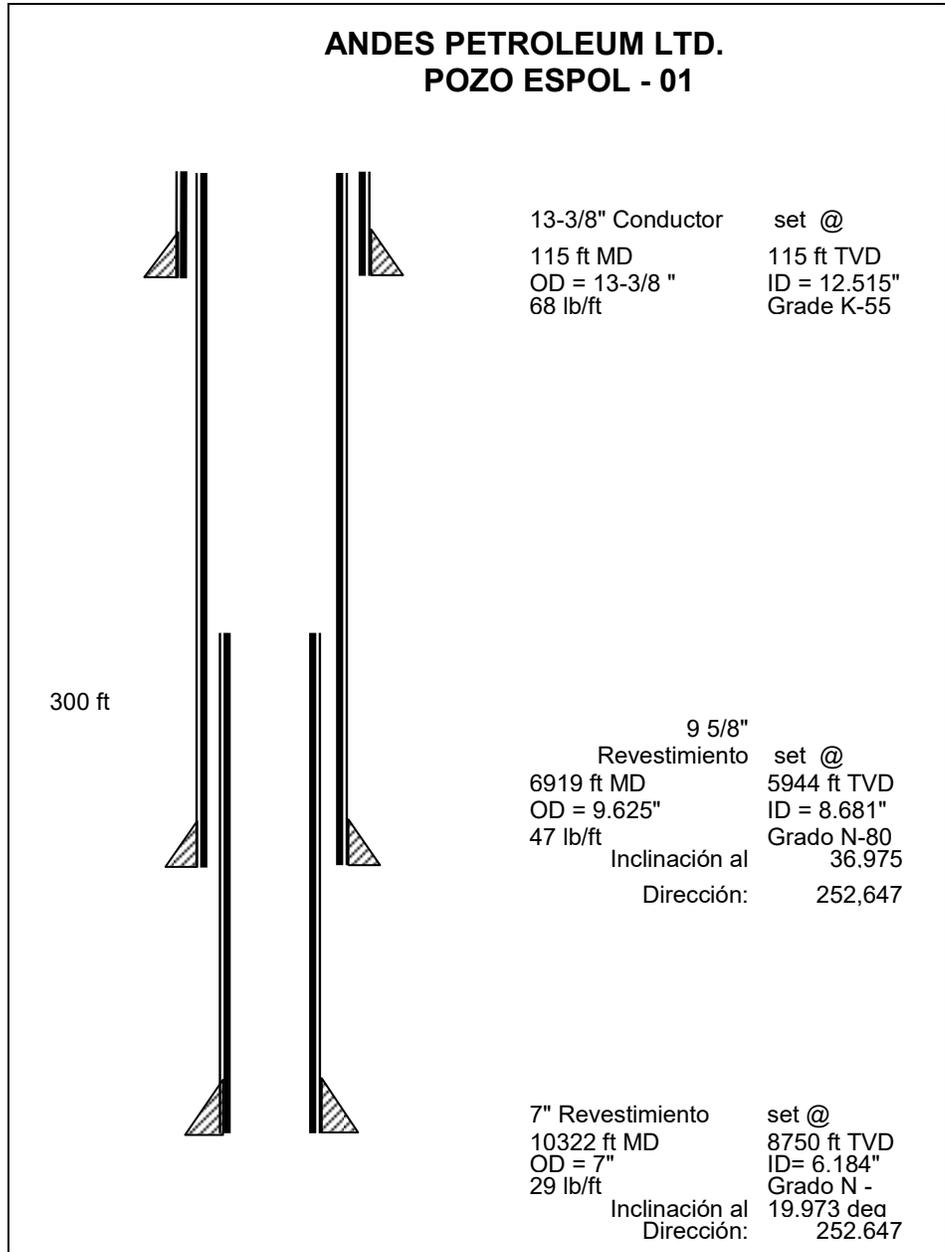


Tabla 5.2: Diagrama del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.3. ESPECIFICACIONES DEL CASING

ESPECIFICACIONES	SECCIÓN 1	SECCIÓN 2
OD (in)	9 5/8	7
INTERVALO (ft)	0 - ± 6919' MD / 5944' TVD	10322' ± 8750' (300' Liner overlap)
GRADO	N - 80	N - 80
PESO NOMINAL (lb/ft)	47	29
ESPESOR DE PARED (in)	0,472	0,408
ID(in)	8,681	6,184
DIÁMETRO - DRIFT (in)	8,525	6,059
COLAPSO (psi)	4760	7030
ESTALLIDO (psi)	6870	8160
TENSIÓN (Klbs)	1086	676

Tabla 5.3: Programa del Casing del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.4. PROGRAMA DE CEMENTO

Hole Size (in)	Interval MD (ft)	CLASS	VOLUME (bbls / sx)	WEIGHT (ppg)	YIELD (cuft/sx)	SPACERS & MUD FLUSHES
12 1/4	0' - 6293'	A LEAD	352 bbls (1035 sx)	13,5	1,91	< 3 bbls FW to flush / press test cmt lines only prior to Lead Cmt.
12 1/4	6293' - 6919' (626')	A TAIL	44 bbls (215 sx)	15,8	1,15	
8 1/2	6619' - 8564' (1758')	G LEAD	44 bbls (141 sx)	13,5	1,75	Espaciador MCA (15 bbls - 8.5 ppg) Limpiador de lodo (30 bbls - 8.4 ppg)
8 1/2	8564' - 10322' (1758' arriba del MD)	G TAIL	44 bbls (247 sx)	15,8	1,00	Tuned Spacer (50 bbls - 12 ppg)

Tabla 5.4: Programa de cementos del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.5. PROGRAMA DE BROCAS

No	Section (in)	Interval MD (ft)	Type	Nozzles / TFA	Caudal (gpm)	WOB (Klbs)	Total RPM TDS + PDM	Max Op Pressure (Psi)
1	17 1/2	0 - 300	Tricone	3 x 18/32" 1 x 18/32"	600	5 - 15	90 - 120	2300
2	12 1/4	300 - 1200	Tricone	3 x 18/32" 1 x 18/32"	900 - 925	5 - 25	150 - 250	3320
3	12 1/4	300' - 6886'	PDC	6 x 15/32"	900 - 925	5 - 25	150 - 250	3320
5	12 1/4	Backup	PDC	7 x 14's	800 - 850	10 - 30	150 - 250	3250
6	8 1/2	6866' - 9399'	PDC	6 x 13's	620 -450	10 - 30	150 - 250	3250
7	8 1/2	Back Up		6 x 15's	620 -450	10 - 30	150 - 250	3400

Tabla 5.5: Programa de Brocas del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.6. PROGRAMA DE BHA

Diámetro de 12¼"			
Descripción del componente	OD	ID	Longitud
PDC	12,25	3	0,83
8" motor	8	5	28,99
Pony Collar	8	3	5,63
Estabilizador	8	3	7,04
MWD	8	3	31,9
X-over	8	3	2,58
32 x HWDP 5"	5	3	960
Martillo	6,5	2,5	30
3 x HWDP 5"	5	3	90

Diámetro de 8½"			
Descripción del componente	OD	ID	Longitud
PDC	8,5	3	1,02
8" motor	6,75	4,498	25,31
Pony Collar	6,75	3	10
Estabilizador	6,75	3	4,8
MWD	6,75	3	15,56
32 x HWDP 5"	5	3	1020
Martillo	6,5	2,5	33
3 x HWDP 5"	5	3	30

Tabla 5.6: Programa de BHA del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.7. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Ø Hoyo (in)	Tipo de Lodo	Intervalo MD/TVD (ft)	Peso Lodo (ppg)	PH	Viscosidad Plástica (cp)	Punto Cedente (lb/100sf)	API Filtrado (ml @ 30 min)	MBT (ppb)
12 1/4	DISPERS MUD	6919,2 / 5944,1	8.4 - 10.5	7.5 - 8.5	A.L.A.P.	3 - 20	N/C - 18	5 - 35
8 1/2	KLA-STOP NT	10322,1/ 8749,7	9.6 - 10.0	9,5	10 - 18	16 - 22	12 - 5	

Tabla 5.7: Programa de fluidos de perforación POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.8. VIAJES DE LIMPIEZA PROGRAMADO

Diámetro del hoyo	INTERVALOS	RAZON DE VIAJE
12¼"	0 - 400 ft MD	Viaje de limpieza a superficie, cambiar broca tricónica por broca PDC
	400 - 4500 ft MD o 40 hrs	Viaje de limpieza a superficie para quebrar UBHO y cambiar broca PDC si es que es necesario
	4500 - 6919 ft MD	Viaje de limpieza a superficie previo la corrida de casing
8½"	6919 - 8621 ft MD o 35 hrs	Viaje de limpieza a superficie para evitar acumulación de ripios en la sección tangencial
	8621 - 10322 ft MD o 34 hrs	Viaje de limpieza previo a la corrida del liner

Tabla 5.8: Viajes de limpieza del POZO – ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.10.9. CURVA DE TIEMPOS

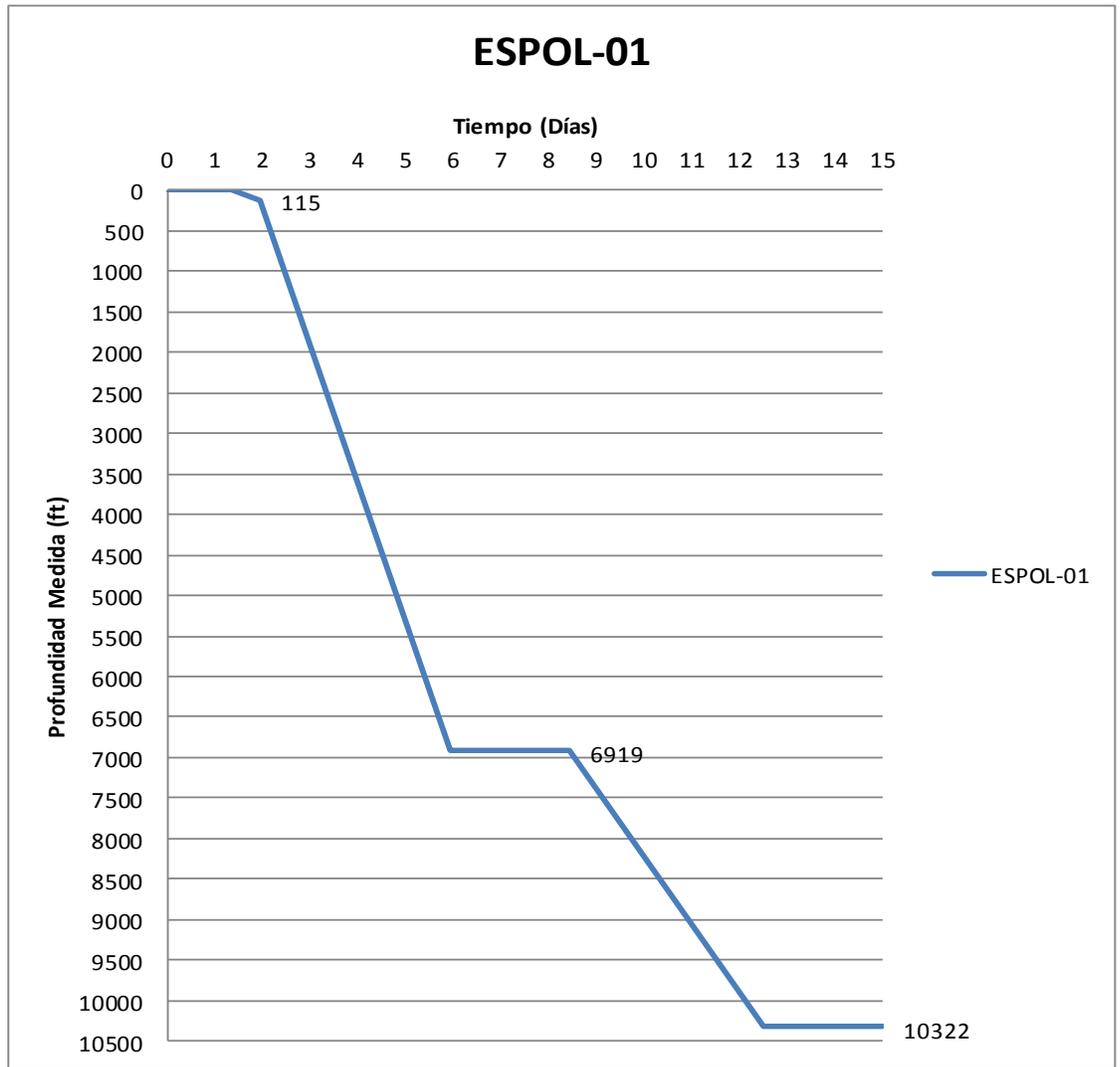


Gráfico 5.1: Curva de tiempos empleados en la perforación del POZO ESPOL 01

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

5.11. PRESENTACIÓN DE PROGRAMA

PLAN DE PERFORACION													
Nombre del pozo:			Espol - 01			Fecha:		5-feb-12		Operación		Tiempo	
Ubicación:			Tarapoa, Ecuador			AFE #:		33D5657798		Drilling			
Profundidad			10322 ft			Obj. Primario:		Lower U		Run & Cement		0,60 días	
MD:						Secundario:		M - 1		Drilling		5,8 días	
TVD:			8749 ft			Costos:		\$1.500.000		Run & Cement		3,0 días	
Tipo de pozo:			Slant			Rig:		HILONG 07		Logging			
Coord. Superficie			N: 9.975.961,727 m			Rotary table:		30 ft		Drilling		3,1 días	
E: 350.151.690 m			N: 9.975.541,823 m			Ground level:		714 ft		Run & Cement		2,5 días	
Coord. Objetivo			E: 348.646,831 m			Kelly Bushing:		744 ft		Logging			
Desplazamiento:			5126 ft							Total		1 5,0 días	
Máxima Inclinación:			36,975 °										
Azimut:			252,647 °										
Datos de Ingeniería			Formación			MD		TVD		Datos de Ingeniería			
Hoyo		Conductor		Superficial		Producción		Csg 9 5/8"					
Lodo		Nativo		DISPERSO		KLA STOP		Csg 13 3/8"		Φ hoyo (in): 17 1/2 CLASE A			
Peso		ppg		8.4 - 10.2		9.6 - 10		Lead		OD: 13 3/8 in Csx			
pH				7.5 - 8.5		9,5		115 ft		ID: 12,415 in Csbbl			
PV		cp		A.L.A.P.		10. - 18.		115 ft		Drift: 12,259 in rppg 15,6			
YP		lb/100 sf		3. - 20.		16. - 22.		KOP		i Grado: K - 55 e cf/sx			
Filtrad		n		N/C - 18		12. - 5		300 ft		n Peso: 68 lb/ft n			
LGS		%		<10		3,2				g Colapso: 1130 psi			
MBT		ppb		5. - 35		0 - 14				Estallido: 3450 psi			
										Tensión: 1069 Klbr			
Bit		T11		HP21G-PSR519M		DSR619M				Φ hoyo (in): 12 1/4 Lead Tail			
Interv		ft		0 - 115		115/400-400/6919		6919 - 10322		OD: 9 5/8 in Csx 951 305			
Make		xxx		xxx		xxx				ID: 8,681 in Csbbl 330 62			
Type		Tricónica		Tricónica - PDC		PDC				Drift: 8,525 in rppg 13 15,8			
										i Grado: N - 80 e cf/sx 1,95 1,15			
										n Peso: 47 lb/ft n			
										g Colapso: 4750 psi			
										Estallido: 6870 psi			
										Tensión: 1086 Klbr Centralizadores: 20			
Viaje - Limpieza Intervalo(ft)		Razón de Viaje								Φ hoyo (in): 8 1/2 Lead Tail			
12 1/4"		0 - 400		Cambiar broca tricónica por PDC						OD: 7 in Csx 246 199			
40 hrs		12 1/4"		400 - 4500		Quebrar UBHO Cambiar Broca		Ort. Sh 5529 ft		ID: 6,184 in Csbbl 53 35			
								Ort. Sst 5754 ft		Drift: 6,059 in rppg 13 15,8			
								Tail 5818 ft		i Grado: N - 80 e cf/sx 1,95 1,15			
								Ort. Sst Base 6006 ft		n Peso: 29 lb/ft n			
								Csg 7" 6619 ft		g Colapso: 7030 psi			
								Lead 6619 ft		Estallido: 8160 psi			
								Csg 9 5/8" 6818 ft		Tensión: 676 Klbr Centralizadores: 21			
								Up Tiy 6818 ft					
								Csg 9 5/8" 6919 ft					
								Up Tiy Base 9626 ft					
								Lw Tiy 8106 ft					
								Lw Tiy Base 8271 ft					
								Tena Fm 8546 ft					
								Tail 8691 ft					
								Basal Tena 9184 ft					
								M-1 Zone 9191 ft					
								M-1 Sst 9209 ft					
								M-1 Base 9271 ft					
								M-1 Lmst 9564 ft					
								M-2 Lmst 9808 ft					
								M-2 Sst 9844 ft					
								A Lmst 9953 ft					
								Up U Sst 10005 ft					
								Md U Marker 10049 ft					
								Lw U Sst 10079 ft					
								B Lmst zone 10215 ft					
								TD 10322 ft					

CAPITULO VI

COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE POZOS DE DOS Y TRES SECCIONES

El análisis técnico se hace con la finalidad de examinar los procesos por los que se pasa al realizar la perforación de un pozo de dos secciones y compararlo con todos los procesos envueltos en la perforación de un pozo de tres secciones.

La comparación técnica entre pozos de dos y tres secciones se hace previo al análisis de las diferentes variables que pueden alterar el tiempo empleado en alcanzar la terminación de un pozo con el mismo alcance diseñado bajo condiciones óptimas, diseñado de ambas maneras.

Para una mejor interpretación de los resultados comparativos se usarán gráficos en Excel que permiten visualizar las diferencias existentes entre ambos diseños para cada una de las variables que producen una variación en el tiempo requerido para la terminación de un pozo.

Entre estas variables que se analizarán las cuales alteran no solo el tiempo de perforación y completación de un pozo sino que garantizan la vida del pozo bajo condiciones óptimas, están: el tipo de casing a usar y el tiempo empleado en la corrida del mismo además de las fuerzas actuando sobre el casing hasta el fraguado, el fluido de perforación y la hidráulica que se manejará, el conjunto de brocas a utilizar y el tiempo que emplea cada broca en perforar un pie de profundidad, la cementación del pozo, además se considerará la toma de registros eléctricos ya que esta genera una variación importante en el tiempo total empleado en la perforación.

6.1. FUIDOS DE PERFORACIÓN

La diferencia entre el fluido diseñado para perforar un pozo con tres o dos secciones, radica principalmente en las diferentes densidades generadas por la variación de aditivos que son necesarios para llegar al punto de asentamiento de casing en cada sección. Las curvas de densidades de ambos pozos se muestran a continuación en ellas se puede apreciar la diferencia de densidades que ha sido estudiado con la finalidad de optimizar la cantidad de aditivos tales como densificantes que debe utilizarse para la perforación de un pozo, la comparación de curvas de densidad se muestra en el *Gráfico 6.1*, en el que se puede apreciar

los valores de densidades con los que comúnmente se perfora en el campo Tarapoa.

Si se alcanza la densidad de 10 ppg cada vez que se llega al punto de casing entonces el número de veces que sea necesario alcanzar esta densidad dependerá del número de secciones en que se perfora el pozo, por lo tanto será necesario mayor cantidad de densificante y demás aditivos químicos que se debe agregar, dado que cada componente contribuye con su peso a incrementar la densidad del fluido de perforación.

En el *Gráfico 6.1* se puede apreciar que la zona de interés es tratada con los mismos valores de densidad en ambos diseños manteniendo un factor de daño de formación similar en cada caso. El *Gráfico 6.1* muestra que la densidad del fluido se ha sobre dimensionado desde 7000 pies hasta 8500 pies de profundidad medida y a partir de los 4000 pies hasta alcanzar la profundidad de asentamiento del casing en el diseño de tres secciones.

En el diseño de dos secciones el fluido está sobredimensionado con respecto al fluido que se utilizaría para perforar un pozo en tres secciones desde 5500 pies hasta 7000 pies.

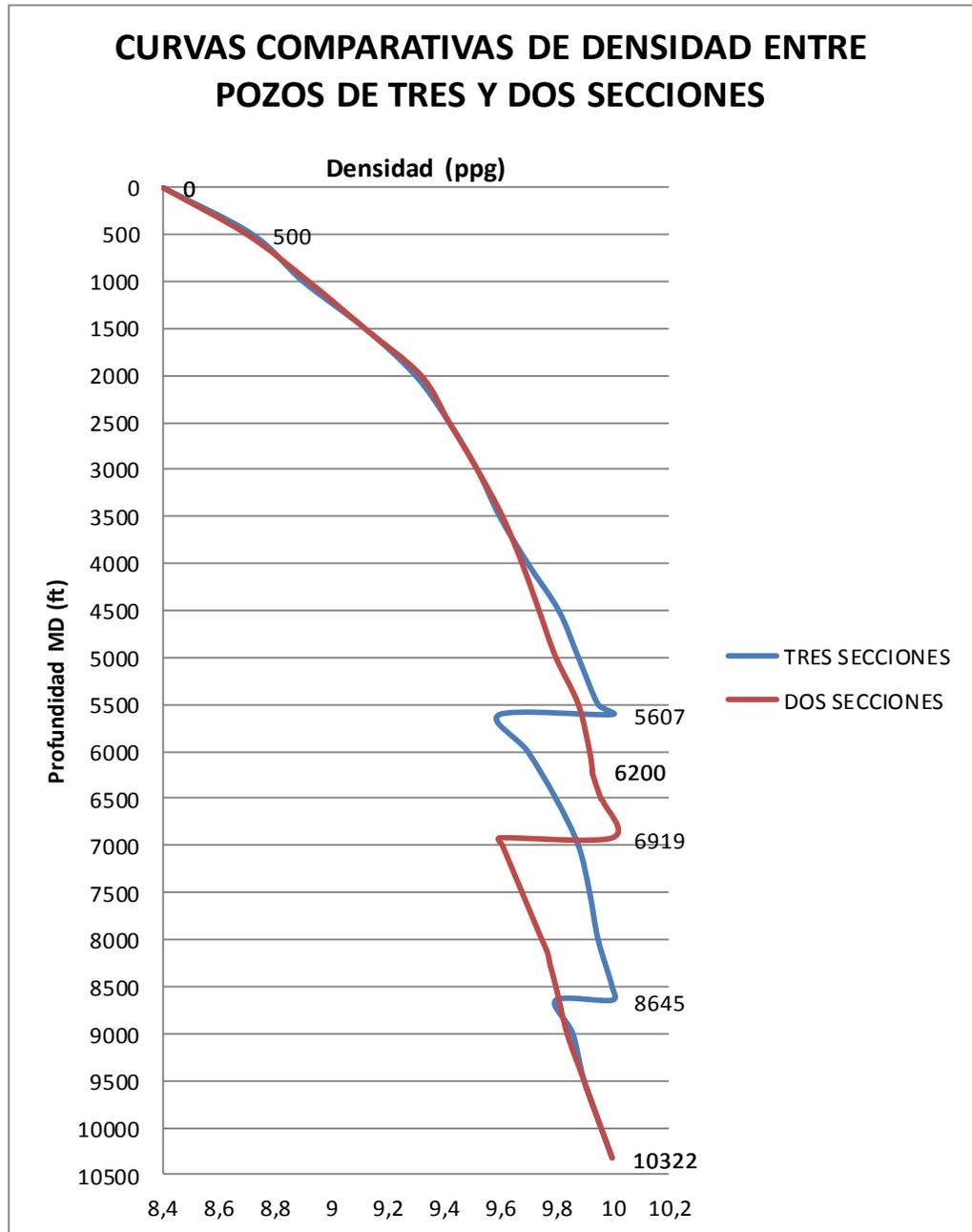


Gráfico 6.1: Curva comparativa de densidad para diseño de pozo de tres y dos secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

6.2. DISEÑO DE CASING

La selección del casing se lleva a cabo en función del colapso, tensión y estallido en base al fin con el que se ha perforado el pozo, dado que el pozo de análisis es un pozo para producción la comparación a realizarse será el análisis técnico de los diseños de casing frente al colapso.

Para realizar el diseño y selección de casing para pozos de dos y tres secciones es necesario considerar supuestos que se llevan a cabo en el diseño de casing, para realizar el diseño se realizan las mismas suposiciones sin importar si el pozo es de dos o tres secciones.

Para el diseño de casing por colapso se asume que:

- El casing está totalmente vacío en el momento en que se lleva a cabo la cementación, resultando una contrapresión de 0.
- El cemento no fragua.
- El casing es cementado desde el punto de asentamiento hasta superficie.

- El fluido de perforación está en contacto con

Diseñar bajo estas condiciones garantiza que el pozo permanezca estable bajo condiciones de riesgo, brindando un factor de seguridad mayor y alargando la vida útil del pozo.

Los *Gráficos 6.2 y 6.3* muestran de manera más clara, las presiones que actúan en la tubería de revestimiento, el análisis técnico comparativo de cada uno de los casing seleccionado en cada caso se presenta por separado para el mismo pozo diseñado en dos y tres secciones.



Gráfico 6.2: Presiones que actúan en un pozo - diseño de casing por colapso - pozo de tres secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

6.2.1. ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO USADA EN UN POZOS DE TRES SECCIONES

El *Gráfico 6.2* muestra las cargas que actúan durante la cementación del casing y terminación del pozo bajo los supuestos considerados para el diseño de la tubería de revestimiento.

La presión generada por el fluido de perforación y el cemento representan limitantes de diseño, el *Gráfico 6.2* permite visualizar la variación de estas limitantes en función de la profundidad.

Aunque el eje vertical del gráfico sea la profundidad medida, los cálculos fueron hechos considerando las profundidades verdaderas y correlacionadas a la profundidad medida sin alterar los valores reales de presión por pie.

6.2.1.1. HOYO SUPERFICIAL

Casing superficial: K-55

Peso:

Diámetro externo:

Diámetro interno:

Presión de colapso: 1950 psi

El Gráfico 6.2 muestra que bajo las condiciones de diseño el casing del hoyo superficial resulta obsoleto ya que su factor de seguridad es negativo, el análisis de las condiciones bajo las que se encuentra el casing antes y durante el proceso de cementación debe considerar la contrapresión ejercida por el fluido que se encuentra dentro del casing al momento de la cementación, dicho análisis refleja las cargas actuando sobre el casing superficial.

Si dentro del casing hubiese un fluido con una densidad de 8,4 ppg (agua), este generaría una contrapresión equivalente a 2133,2 psi que permite bajo un factor de seguridad del 12% tener una presión externa en fondo de hasta 5942,4 psi equivalentes a un fluido con una densidad de hasta 24,33 psi.

Bajo el análisis de diseño expuesto en el párrafo anterior el casing superficial K-55 puede ser asentado y cementado sin riesgo de colapso.

6.2.1.2. HOYO INTERMEDIO

Casing intermedio: N-80

Peso:

Diámetro externo: 12 ¼"

Diámetro interno:

Presión de colapso: 4750 psi

El casing intermedio alcanza una profundidad medida de 8171 ft sin inconvenientes con las cargas bajo las consideraciones originalmente dichas, garantizando completa resistencia al colapso.

Para realizar el diseño de la tubería de revestimiento intermedia es necesario considerar que el habrá dos tipos de cemento con densidades distintas; Cementos CLASE A y CLASE G.

Ya que se cementará dos tercios de la profundidad total cubierta por el casing, es necesario considerar para nuestro análisis que el fluido que cubre el tercio restante tiene la misma densidad igual o menor a la del fluido de perforación,

además con el cemento CLASE G solo se cubrirán 500 pies TVD a partir de la zapata.

Con un factor de seguridad del 12% la densidad máxima que puede tener el fluido arriba del cemento clase A del casing intermedio es 9,61. Se puede llegar a una densidad de 11,64 ppg con un factor de seguridad de 0% manteniendo constantes las densidades del cemento CLASE A de 13,5 y CLASE G de 15,8.

6.2.1.3. HOYO DE PRODUCCIÓN

Liner de producción: C-95

Peso:

Diámetro externo: 7"

Diámetro interno:

Presión de colapso: 5890 psi

El liner de producción cubre los últimos 2151 pies del pozo más 200 pies de overlap, el *Gráfico 6.2* no muestra intercepción alguna entre las cargas que están actuando y la curva de resistencia al colapso del liner.

El liner de producción se cementa con dos tipos de fluidos de diferente densidad, CLASE A y CLASE G, el cemento de mayor consistencia cubrirá las arenas de interés y llegará hasta 500 pies por encima del tope de la formación NAPO.

La densidad máxima que debe tener el fluido que se encuentra encima del cemento del liner es igual a 10,2 considerando un factor de seguridad del 12%. Con un factor de seguridad de 0% se puede llegar extender dicho valor de densidad hasta 12,05 ppg. Densidad CLASE A de 15,8 y CLASE G de 17 ppg.

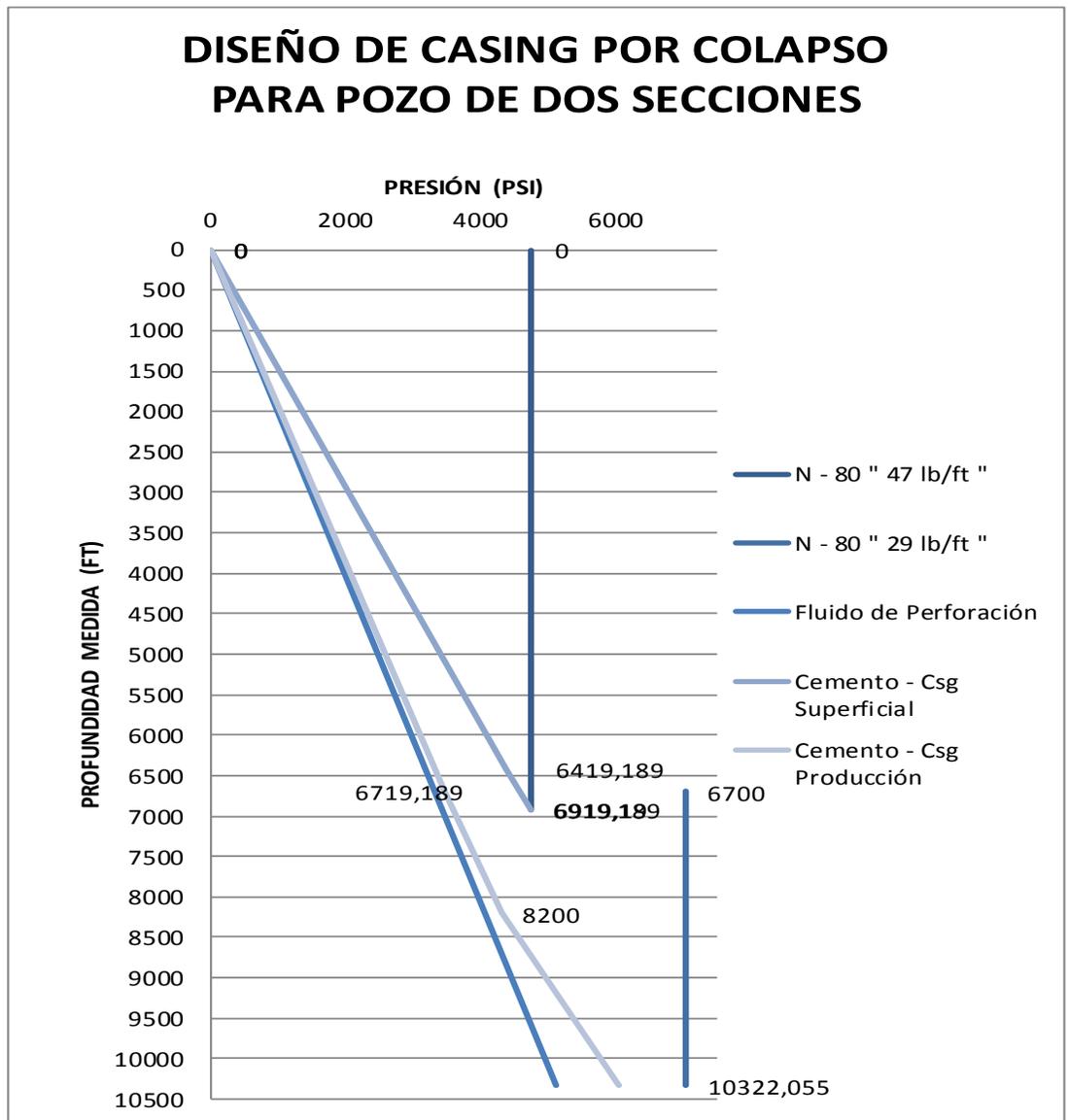


Gráfico 6.3: Presiones que actúan en un pozo en el diseño de casing por colapso para un pozo de dos secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

6.2.2. ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO USADA EN UN POZO DE DOS SECCIONES

El *Gráfico 6.3* muestra las cargas que actúan durante la cementación del casing y terminación del pozo bajo los supuestos considerados para el diseño de la tubería de revestimiento.

La presión generada por el fluido de perforación y el cemento representan limitantes de diseño, el *Gráfico 6.3* permite visualizar la variación de estas limitantes en función de la profundidad.

Al igual que en el diseño de tres secciones el eje vertical del gráfico es la profundidad medida pero los cálculos fueron hechos considerando las profundidades verdaderas y correlacionadas a la profundidad medida sin alterar los valores reales de presión por pie.

6.2.2.1. HOYO SUPERFICIAL

Casing superficial: N-80

Peso: 47 lb/ft

Diámetro externo: 12 ¼"

Diámetro interno:

Presión de colapso: 4750 psi

Dado que el casing Superficial es cementado hasta superficie, hay una mayor presión en la zapata a pesar de que el casing N-80 en el diseño de dos secciones tiene mayor profundidad, a diferencia del diseño de tres secciones, en el que el cemento con densidad de 13,5 cubre 2/3 de la longitud total del casing.

Bajo un factor de seguridad del 12% la presión que soporta el N-80 superficial es 4748 psi, un valor muy cercano al límite de colapso del casing que se está usando, generado por un cemento CLASE A cuya densidad es 13,5 ppg y cemento CLASE G de densidad 15,8 ppg.

El límite hasta el cual se podría llegar con un factor de seguridad de 0% combinando las dos densidades que usamos para cada tipo de cemento es:

- Si se mantiene la densidad del cemento CLASE G $\rho = 15,8 \text{ ppg}$ la densidad máxima que se debe alcanzar con el cemento que cubre el resto del casing es $\rho = 15,33 \text{ ppg}$.
- Si el fluido CLASE A tiene una densidad $\rho = 13,5 \text{ ppg}$ esto implica que los 500 pies que van desde la zapata pueden ser cementados con un fluido con densidad máxima $\rho = 41,3 \text{ ppg}$.

6.2.2.2. HOYO DE PRODUCCIÓN

Liner de producción: N-80

Peso: 29 lb/ft

Diámetro externo: 7"

Diámetro interno:

Presión de colapso: 5890 psi

El liner de producción cubre los últimos 3622,055 pies del pozo más 200 pies de overlap, el *Gráfico 6.3* no muestra intercepción alguna entre las cargas que están actuando en el hoyo y la curva de resistencia al colapso del liner.

El liner de producción en el diseño de dos secciones se cementa igual que el liner con el diseño de tres secciones, con el mismo tipo de cemento y las mismas densidades, el cemento de mayor consistencia cubrirá las arenas de interés y llegará hasta 500 pies por encima del tope de la formación NAPO y el de menor densidad cubrirá la parte restante del casing.

Bajo el supuesto de que el cemento tiene que soportar la columna hidrostática de un fluido y considerando que debe haber un factor de seguridad del 12% la máxima densidad que debe tener dicho fluido es 10,37 ppg.

6.3. TIEMPO EMPLEADO EN EL POZO

Optimizar el tiempo empleado en perforar un pozo es la razón principal de realizar un diseño de pozo en dos secciones, dado que cada día adicional de perforación implica elevados valores a pagar.

El tiempo que se emplea en la perforación de un pozo es el resultado de decisiones correctas tomadas en momentos de riesgos por el talento humano que

se encuentran en las operaciones que involucran terminar el pozo de manera segura.

Adicional es necesario considerar que seleccionar las herramientas correctas a utilizar durante todas las fases de la perforación garantiza la optimización del tiempo que tardará la perforación y los procesos que involucran terminar el pozo.

La selección de herramientas que conforman el BHA, entre estas la tecnología de la broca, las propiedades reológicas del fluido a utilizar, la hidráulica que se manejará, el tipo de registro que se debe correr, los viajes de limpieza, el cambio de BHA, corrida y cementación del casing, son muchas de las variables que determinan el tiempo que tarda en concluirse el pozo.

La *Gráfica 6.4* es la curva de profundidad vs tiempo, la gráfica refleja y compara el comportamiento que tienen las curvas en el diseño de pozos de dos y tres secciones.

Todos los gráficos que se muestran a continuación representan actividades que producen alguna variación en el tiempo empleado para terminar el pozo. En los gráficos 6.4 – 6.6 el eje vertical representa la profundidad medida.

El *Gráfico 6.4* muestra la diferencia entre las curvas de tiempo de un pozo diseñado para ser perforado en tres secciones y otro diseñado para ser perforado en dos secciones.

Para tener resultados más exactos las curvas de tiempo son diseñadas considerando que el trasteo se lo hace de un pozo cercano y que el tiempo que se considera para trasteo y preparación hasta el momento de iniciar la perforación es el mismo y es 1,35 días.

El hoyo conductor de 115 pies de profundidad se lo termina en 1,95 días en ambos diseños, evitando desviar el análisis de las curvas de tiempo a otra fase que no sea alcanzar el mismo objetivo con ambos diseños.

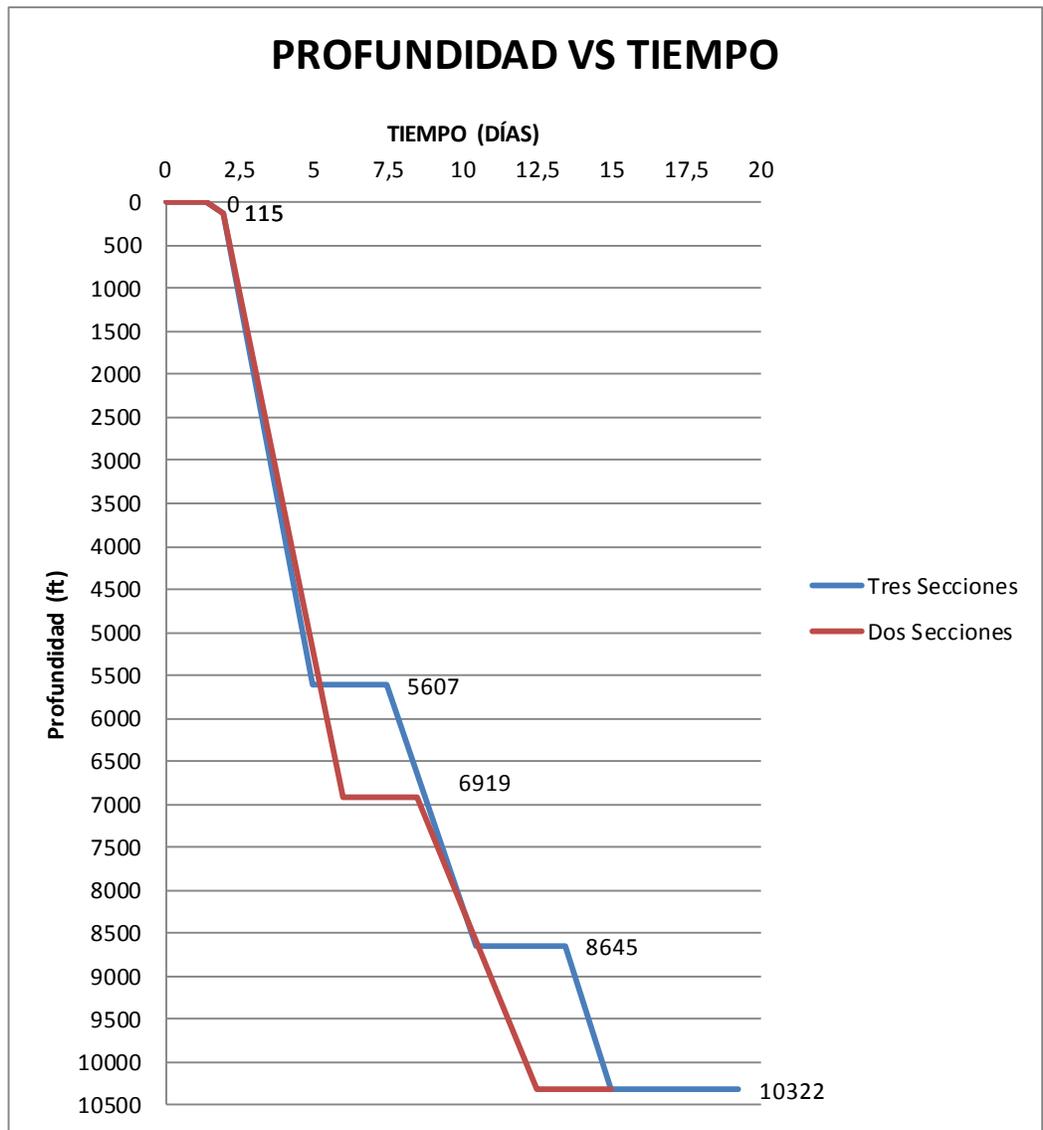


Gráfico 6.4: Curvas comparativas de tiempos empleados en la perforación de un pozo de tres y dos secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

El hoyo conductor se lo perfora con una rata de penetración de 50 ft/hora a en ambas secciones según *Gráfico 6.5* y se alcanza el objetivo en un tiempo neto de perforación de 10 horas según *Gráfico 6.6*.

En el diseño de tres secciones se perfora el hoyo superficial hasta una profundidad medida de 5592 pies a una rata de penetración promedio de 92,6 ft/hora como se puede apreciar en la *Gráfica 6.5* el perforar a esta rata promedio implica que se alcanzará la profundidad de asentamiento del casing superficial en un tiempo neto de perforación de 55 horas de acuerdo al *Gráfico 6.6*.

En el diseño de dos secciones la profundidad de asentamiento del casing superficial es de 6919 pies, el *Gráfico 6.5* muestra que la rata de penetración promedio para perforar el hoyo superficial es 125 ft/hora y que el tiempo neto empleado en perforar el hoyo superficial es aproximadamente de 51,35 horas.

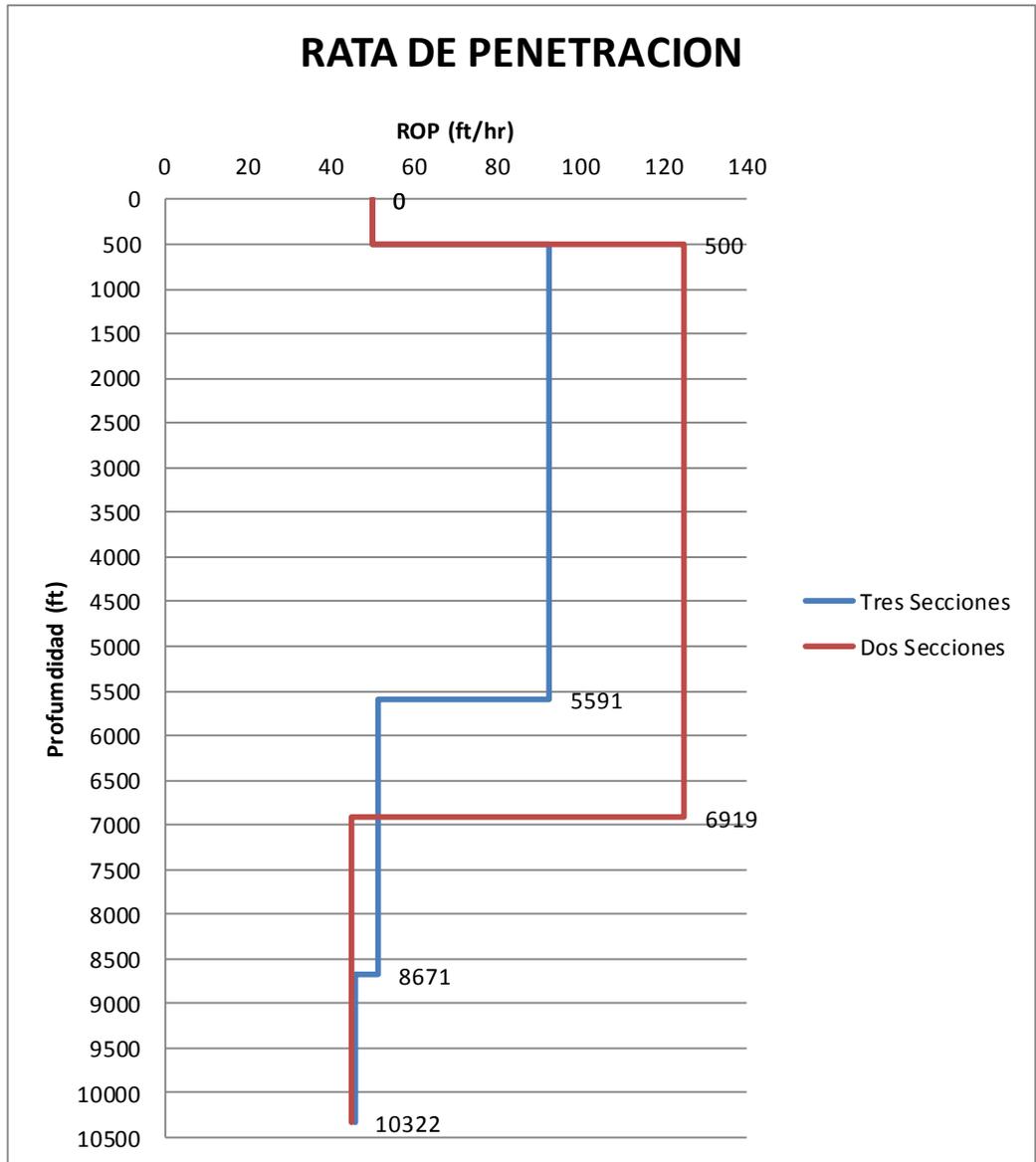


Gráfico 6.5: Rata de penetración comparativa promedio de pozos de tres y dos secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

Es necesario tener presente que a pesar de que con el diseño de dos secciones se deben perforar 1328 pies más que en el diseño de tres secciones, el objetivo es alcanzado en menos tiempo dado que el hoyo superficial es perforado con una broca de menor diámetro y por ende la tasa de penetración promedio es mayor, en el *Gráfico 6.6* se puede apreciar que la diferencia de tiempos neto perforando al alcanzar la profundidad de asentamiento del casing superficial en cada diseño es de 3,6 horas.

El hoyo intermedio para el diseño de tres secciones se perforará con una tasa de penetración de 51,3 ft/hora lo que permite alcanzar el punto de casing tres días luego de haber iniciado la perforación como muestra el *Gráfico 6.4*, en el *Gráfico 6.6* se puede apreciar que la perforación de esta sección equivale a 60 horas netas de perforación.

El hoyo de producción en ambos diseños tiene el mismo diámetro, en el diseño de tres secciones el hoyo de producción es de 1651 ft que serán perforados con una ROP de 45,9 ft/hora que implica un total de 36 horas netas de perforación, mientras que en el diseño de dos secciones el hoyo de producción es de 3403 ft medidos y que puede ser perforado a razón de 45 ft/hora según el *Gráfico 6.5*.

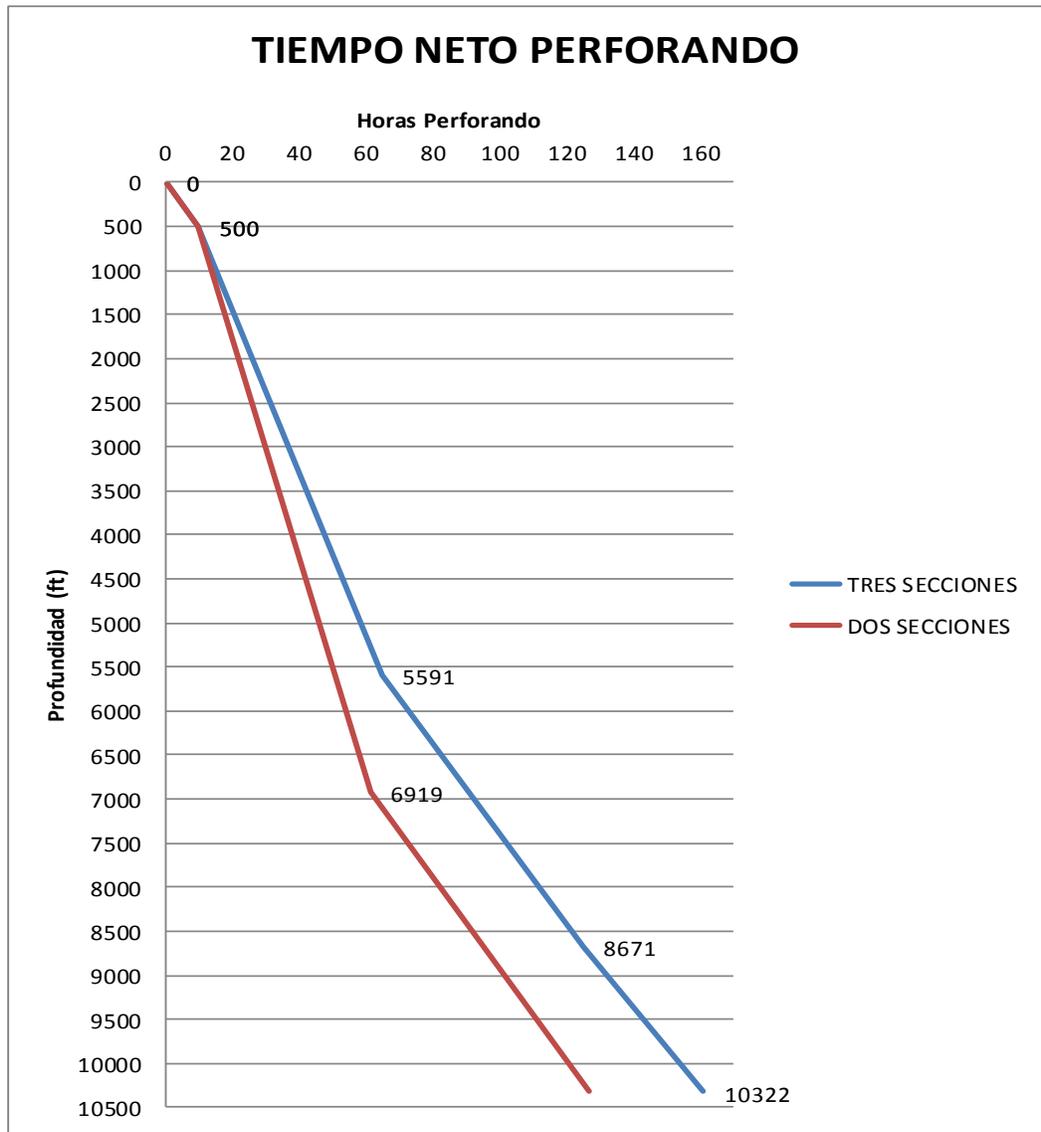


Gráfico 6.6: Curvas comparativas de tiempo neto empleados en la perforación de un pozo de tres y dos secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

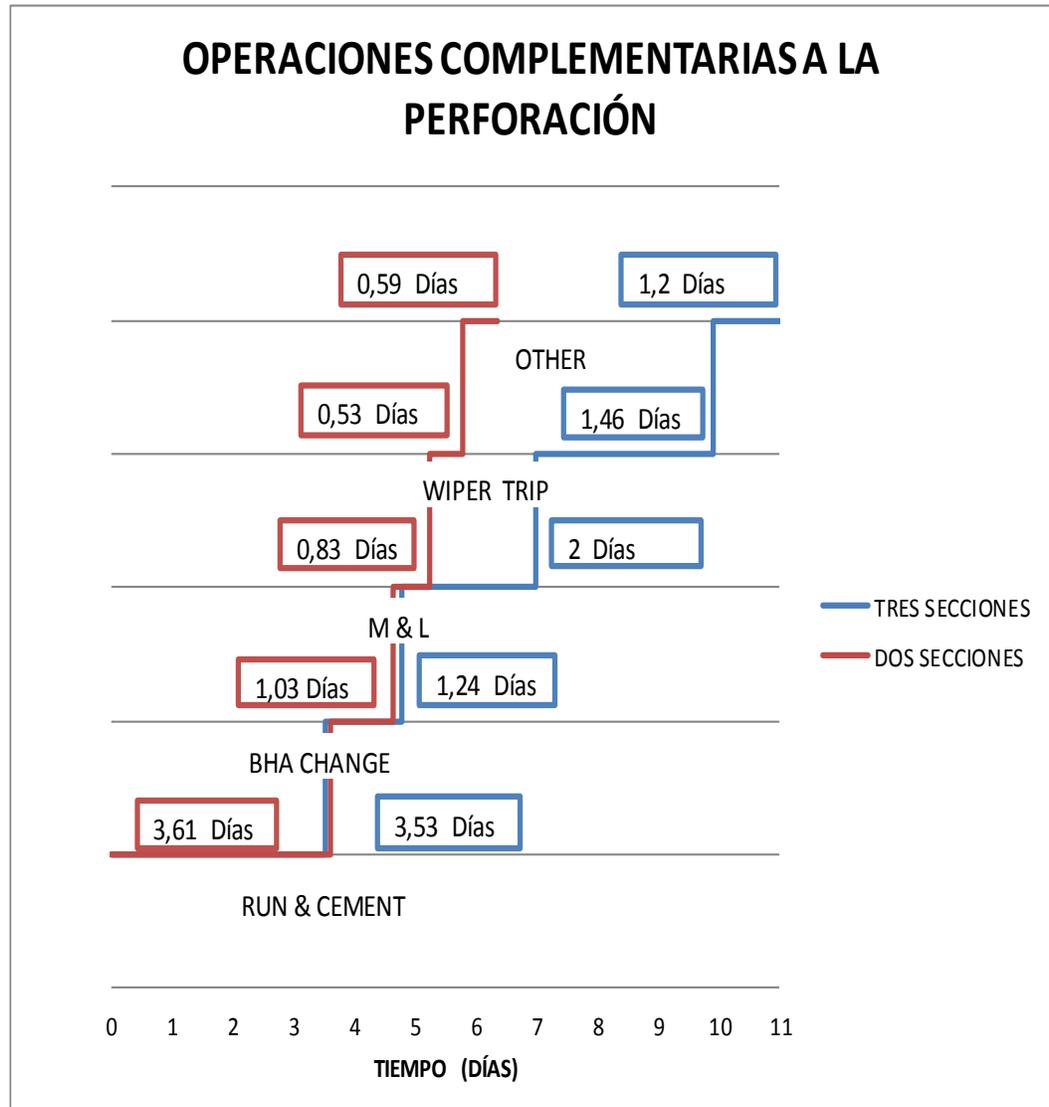


Gráfico 6.7: Tiempos adicionales empleados en la perforación de un pozo de tres y dos secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

6.4. RESUMEN DEL TIEMPO EMPLEADO EN EL POZO

Actividad	Tres Secciones		Dos Secciones	
	Tiempo (días)	Tiempo Acum	Tiempo (días)	Tiempo Acum
Corrida y Cementación de casing	3,53	3,53	3,61	3,61
Viajes de Limpieza	1,24	4,77	1,03	4,64
Registros	2,00	6,77	0,83	5,47
Cambios de BHA	1,46	8,23	0,54	6,01
Perforación	9,82	18,05	8,40	14,41
Otros	1,20	19,25	0,59	15,00

Tabla 6.1: Resumen de tiempo empleado en la perforación de un pozo de dos y tres secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

CAPITULO VII

COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE POZOS DE DOS Y TRES SECCIONES

En el capítulo anterior se muestran los aspectos técnicos de la perforación de un pozo de dos y tres secciones, pero para llevar a cabo dicha perforación se requiere del financiamiento del proyecto considerando diferentes factores que son necesarios para optimizar costos.

En este capítulo se analizará los aspectos económicos de la perforación. Un programa de perforación debe considerar aspectos económicos en el que estén incluidos todos los gastos del futuro proceso.

Los costos del pozo dependen de:

- Profundidad del pozo.
- Litología a perforar.
- Equipos ha ser utilizados.
- Tuberías.

- Brocas.
- Problemas operacionales.

El costo total del pozo para el programa de perforación dependen de.

- Número de equipos.
- Costo diario del equipo.
- Especificaciones del equipamiento.
- Profundidad total del hoyo.

El estimado del costo está compuesto por varios elementos, sin embargo el tiempo empleado para llevar a cabo la perforación del pozo hasta llegar al objetivo es un factor importante para reducir costos, el tiempo que se emplea e alcanzar el objetivo como se vio en el capítulo anterior depende no solo de la velocidad con que se perfore sino también de varios parámetros que garanticen llegar al objetivo de manera segura o tiempos en los que no se avance en profundidad durante espera de algún otro proceso.

- Tiempos sin avance en profundidad, dedicados a corridas y a la cementación de la tubería de revestimiento, a la configuración de los preventores y cabezales de pozo.
- Tiempos de evaluación de la formación, incluyendo tomas de muestras y registros.
- Tiempo de instalación y desinstalación del equipo.
- Tiempo no productivo.

Con respecto a los viajes de limpieza de la sección superficial y de producción debemos indicar que los viajes largos y cortos se realizan entre 3,5 y 6 horas y los viajes largos entre 10 y 15 horas. Dichos viajes van alternadamente (uno largo seguido de uno corto).

A continuación se muestra una tabla de los tiempos adicionales que se emplean durante la perforación de un pozo.

Fase de Operaciones	Tiempo (horas)	Tiempo (días)
Sección del conductor de 17 1/2	24	1
Armar broca de 26"	2	
Perforar a 500 ft	2	
Circulando y limpiando	2	
Armar conductor de	2	
Cementar Conductor de	4	
Esperando operaciones de cementación	6	
Armar líneas de flujo	6	
Perforar hoyo de superficie de 12 1/4	80	3,33
Armas equipo para correr casing	2	
Preparar y correr shoetrack	2	
Corriendo casing superficial	36	
Armar equipo de cementación	9	
Limpiando y Circulando	8	
Instalar cabezal del pozo, sección A	8	
Trabajos de cementación	5	
Cementación	8	
Instalar wear bushing	2	
Sección de 8 1/2	126	5,25
Instalación de la sección B	20	
POOH - BHA	8	
Circulando y limpiando	18	
Corriendo casing	16	
Corriendo registros eléctricos	28	
Asentar casing y cementación	12	
Desarmar Taladro	24	

Tabla 7.1: Operaciones complementarias a la perforación

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

7.1. COSTOS TANGIBLES

- *Costos tangibles.*- Son aquellos que se los puede ver, tocar y palpar y pueden ser recuperados por depreciación: brocas, válvulas, tanques compresores, tuberías de revestimiento, cabezales del pozo.

- ❖ Cabezal

- ❖ Casing Superficial

- ❖ Casing Intermedio

- ❖ Casing de Producción

- ❖ Brocas

- ❖ Colgador

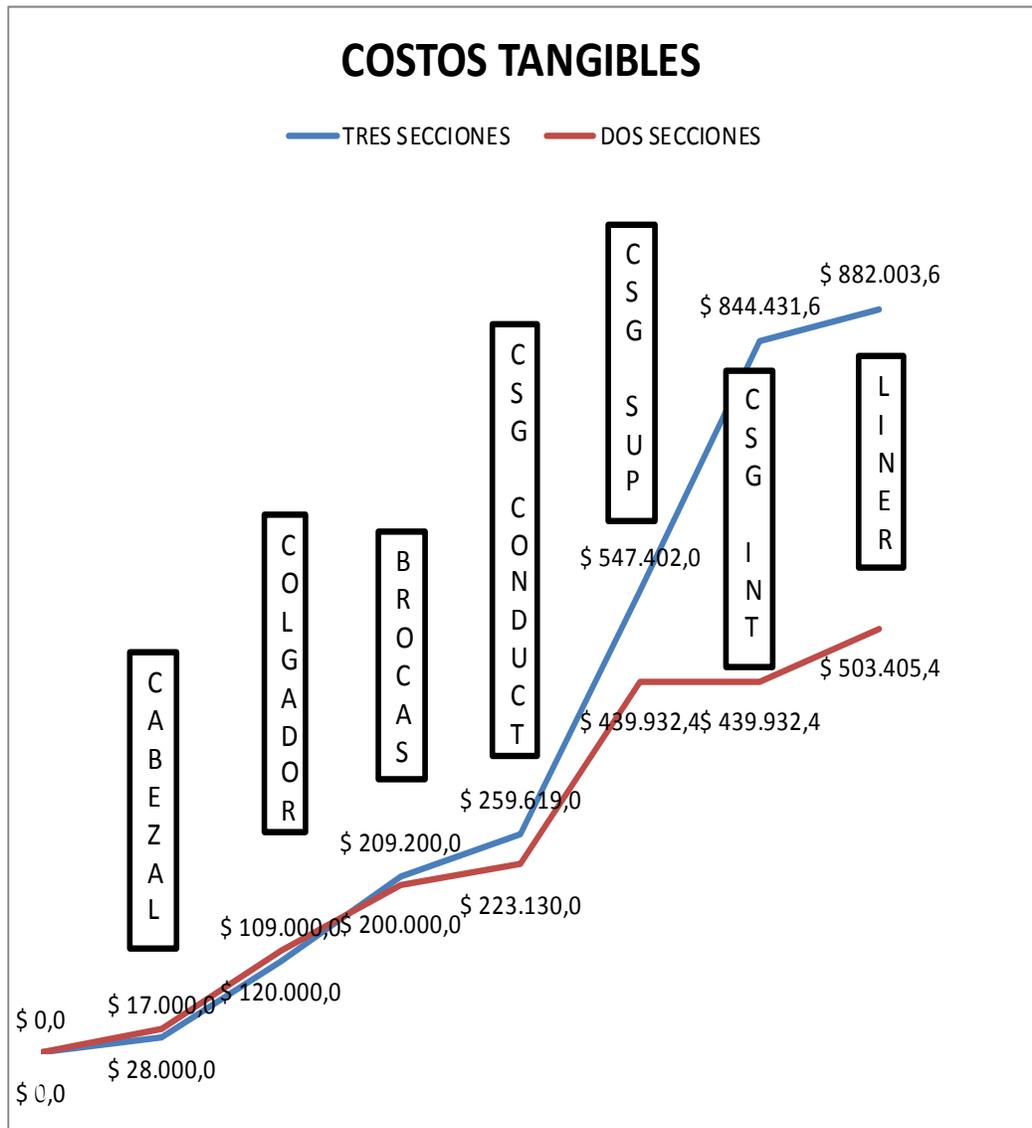


Gráfico 7.1: Curvas de comparación entre los costos tangibles de un pozo diseñado en dos y tres secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

En el *Gráfico 7.1* se pueden apreciar los valores estimados de cada uno de los costos tangibles que intervienen en ambos diseños, se puede apreciar que la curva azul muestra un crecimiento elevado a partir del casing conductor

Ambas curvas presentan un crecimiento parecido en lo que implica los costos relacionados con el cabezal, colgador, brocas, los cuales representan el 23,72% y 39,73% de los costos tangibles del pozo para un diseño de tres y dos secciones respectivamente, q equivale el 7,80% y al 11,45% de los costos totales de la perforación.

Ya que en el diseño de dos secciones hay una sección de casing menos al llegar a la comparación de costos de casing intermedio, la curva de diseño de dos secciones se mantiene constante mientras que la curva del diseño de tres secciones tiende a crecer, es en ese punto donde se aprecia la principal diferencia de los costos tangibles.

Como el casing representa el 60, 27% equivalentes a \$303405,4 del total de los costos tangibles en el diseño de dos secciones y el 76,28% equivalente a

\$672803,6 de los costos tangibles del diseño de tres secciones, es la sección adicional de casing quien genera la variación de los costos tangibles.

La variación económica marcada en los costos tangibles representaría el siguiente ahorro:

$$\Delta \text{Costos Tangibles} = \sum C.Tang(3 \text{ secciones}) - \sum C.Tang(2 \text{ secciones})$$

$$\Delta \text{Costos Tangibles} = \$882003,60 - \$503405,40$$

$$\Delta \text{Costos Tangibles} = \$378598,20$$

7.2. COSTOS INTANGIBLES

- *Costos intangibles o costos dependientes del tiempo.*- Es aquel que se lo puede ver, tocar y palpar pero no es recuperable por depreciación.

- ❖ Costos del equipo (movilizar/desmovilizar, tarifa diaria, etc.)
- ❖ Servicios (registros, cementación, direccional)
- ❖ Combustible, luz eléctrica, alimento.
- ❖ Personal de la compañía.
- ❖ Prestación de servicios técnicos.

En el *Gráfico 7.2* se muestran los costos intangibles, en este se aprecia una mayor cercanía entre los costos de las primeras variables, hasta llegar a los gastos de transporte en donde la curva adopta un crecimiento lineal.

Los costos del RIG generan un desfasamiento similar en ambos diseños dado que la diferencia de tiempo empleado en ambos diseños es de 4,25 días. Es necesario considerar que el soporte técnico de las empresas prestadoras de servicios, alcanza un mayor valor y representa el 33,8% del costo total del pozo diseñado en

dos secciones equivalentes a \$ 590588 y para el pozo diseñado en tres secciones representa 39,35% del costo total del pozo equivalente a \$1056027.

El ahorro que se obtiene en los costos intangibles al diseñar el pozo en dos secciones es equivalente a:

$$\Delta \text{Costos Intangibles} = \sum C. \text{Intg}(3 \text{ secciones}) - \sum C. \text{Intg}(2 \text{ secciones})$$

$$\Delta \text{Costos Tangibles} = \$1810710 - \$1243667$$

$$\Delta \text{Costos Tangibles} = \$558043$$

Como resultado del análisis económico tenemos el ahorro económico obtenido al seleccionar el diseño de dos secciones es:

$$\text{Ahorro} = \Delta C . \text{Tang} + \Delta C . \text{Intg}$$

$$\text{Ahorro} = \$378598,20 + \$558043,00$$

$$\text{Ahorro} = \$936641,20$$

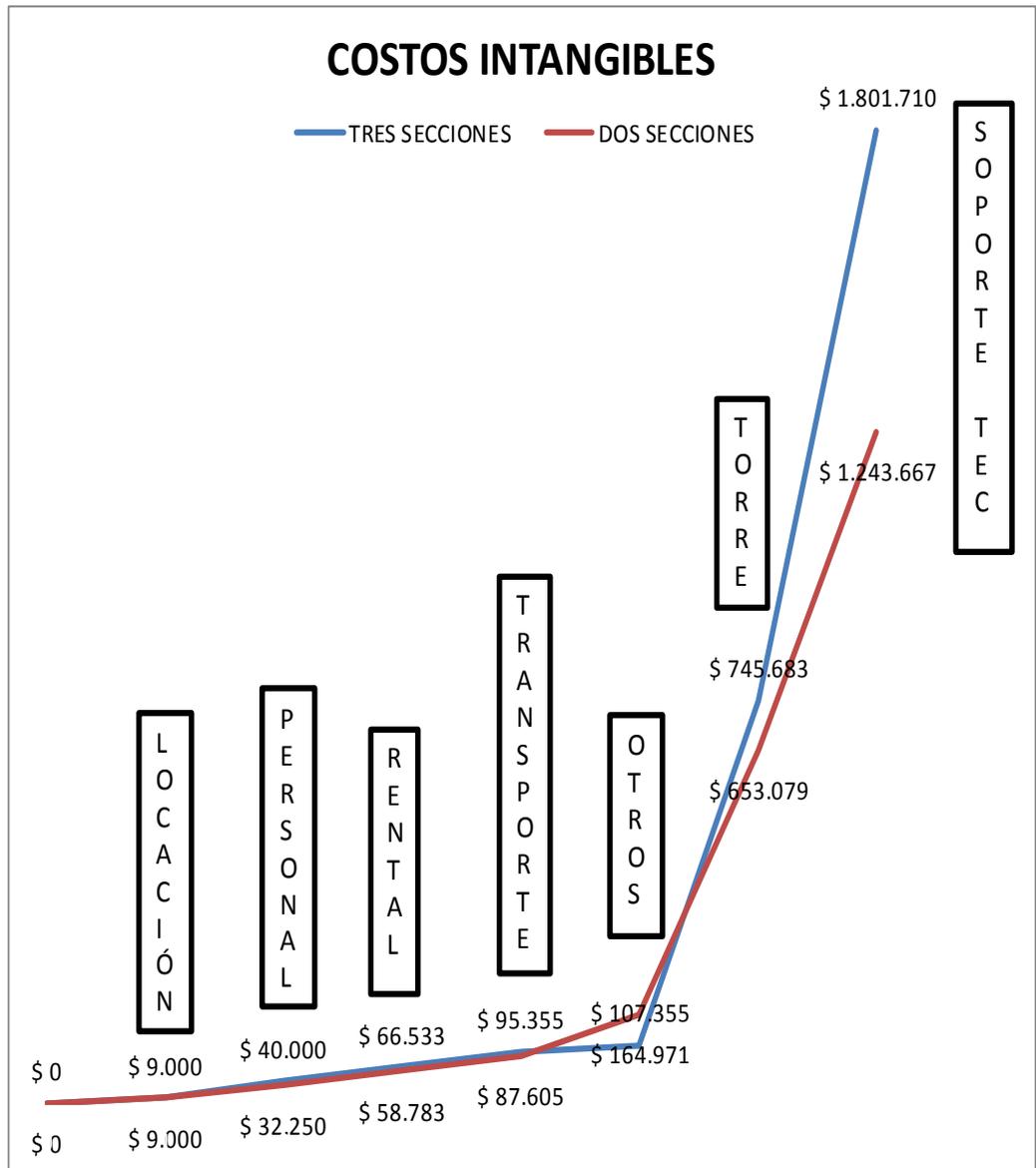


Gráfico 7.2: Curvas de comparación entre los costos intangibles de un pozo diseñado en dos y tres secciones

Elaborado por Byron Villarreal Zambrano

CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES

- 1) Para perforar un pozo la información de los pozos vecinos como: litología, parámetros operacionales, registros geofísicos, fluidos usados, es indispensable para realizar el programa de perforación de cada una de las faces operacionales. Además es importante conocer el perfil direccional del pozo para optimizar los parámetros hidráulicos.

- 2) En el diseño de dos secciones el límite al colapso en el casing superficial se encuentra a una profundidad de 5300 pies para mantenerse bajo las condiciones de diseño en dos secciones, limitando las densidades de los tipos de cementos a utilizar.

- 3)** La presión hidráulica del fluido de perforación está muy cercana a la presión de poro hasta llegar a 1400 pies de profundidad y está sobredimensionada a partir de los 1400 pies de profundidad hasta alcanzar el objetivo.
- 4)** Los pozos de alto ángulo que son perforados en dos secciones y que tienen HSI bajos tienen problemas de acumulación de ripios en la sección tangencial debido a la precipitación generada por el tamaño de los cortes, generando problemas operacionales y viajes de limpieza no programados.
- 5)** El sistema FLOTHRU formulado que se está usando tiene propiedades similares al sistema FLOTHRU que se evaluó en los núcleos, el resultado de estos análisis se vio afectado por el tiempo que estuvieron expuestos a las condiciones externas.
- 6)** El casing que se está utilizando como conductor para el pozo de tres secciones no cumple con las condiciones de diseño, ya que la curva de resistencia al colapso del K-55 es interceptada por las curvas de presión hidráulica generadas por el fluido de perforación y el cemento.

- 7) El costo del casing de 13 $\frac{3}{8}$ " representa el costo que genera una variación mayor en los costos tangibles adicional los 4,25 días que el RIG tiene que estar en el diseño de tres secciones mas el soporte técnico en eso días producen una variación en costos a favor del diseño en dos secciones aproximados a \$1'000.000,00.

8.2. RECOMENDACIONES

- 1)** Es recomendable hacer un estudio de Geofísica que permita conocer el campo TARAPOA y obtener más información sobre la estructura rocosa que se está perforando como gradientes de presión y temperatura.

- 2)** Es recomendable cambiar el tipo de casing a uno con mayor resistencia al colapso con la finalidad de llegar a mayor profundidad sin riesgos, manteniendo las condiciones de diseño y sin limitar las diferentes densidades del fluido de cementación.

- 3)** Se recomienda elevar la presión de poro manteniendo un disminuir la densidad del fluido de perforación, reduciendo la cantidad de densificante para reducir costos, aislándose así de la presión de fractura.

- 4)** Mantener el mismo sistema FLOTHRU para perforar las zonas de interés ya que los resultados obtenidos en el estudio de petrofísica no mostraron ningún desplazamiento favorable al intentar mejorar el fluido base carbonatos.

- 5) Es recomendable cambiar el tipo de casing superficial en el diseño de tres secciones para mantener el mismo factor de seguridad del 12% de resistencia al colapso en el diseño y selección de todos los casing.

- 6) Es recomendable incrementar la potencia hidráulica y en vez de incrementar la viscosidad del fluido, para atacar el tamaño del ripio facilitando así su transportación a superficie.

- 7) Se recomienda seleccionar el diseño de pozos en dos secciones para pozos con un desplazamiento mayor a 4000 pies, considerando todos los riesgos técnicos y económicos que involucra la perforación.

ANEXOS

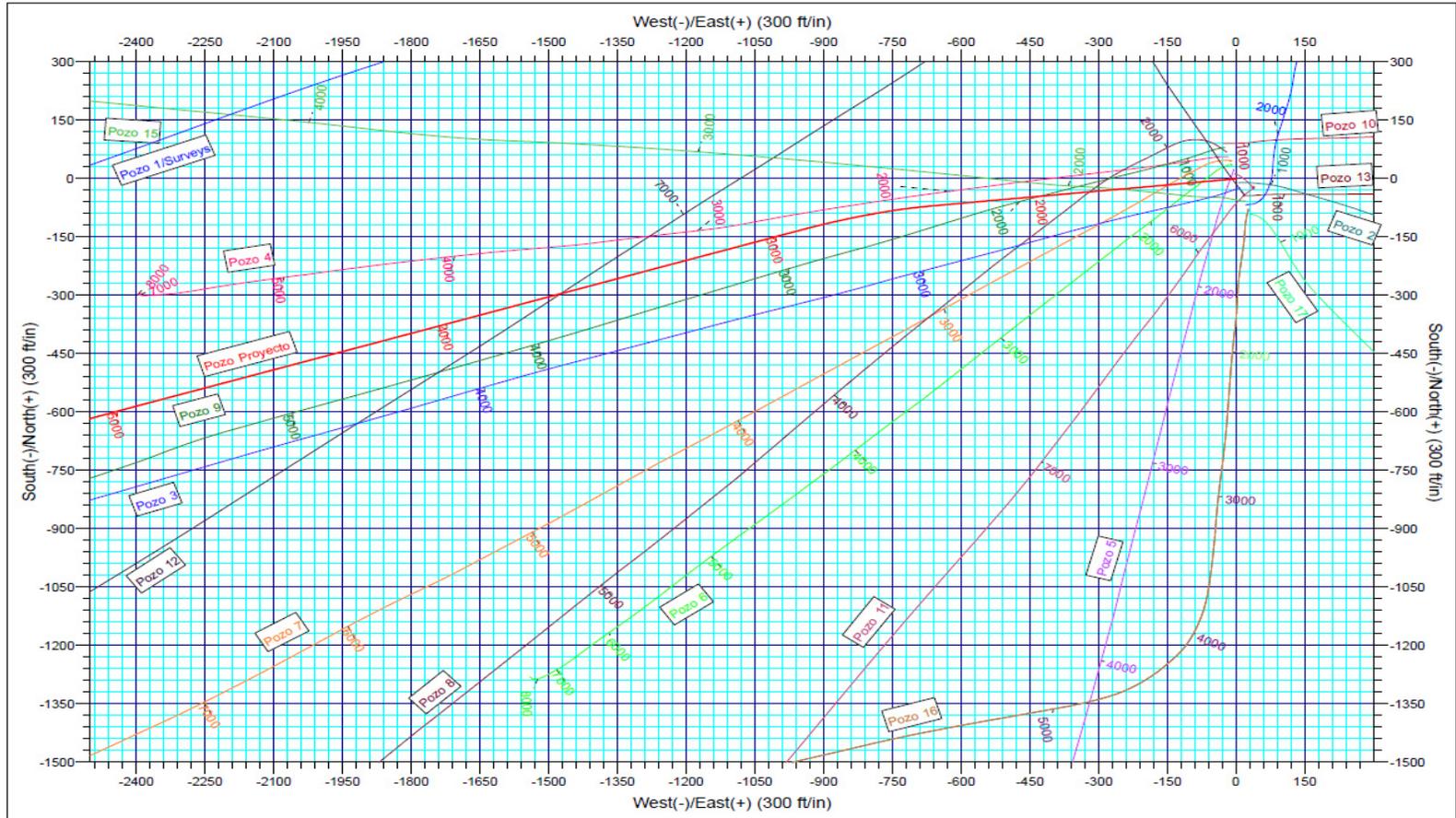
ANEXO A

SPIDER DEL POZO

ESPOL -01D

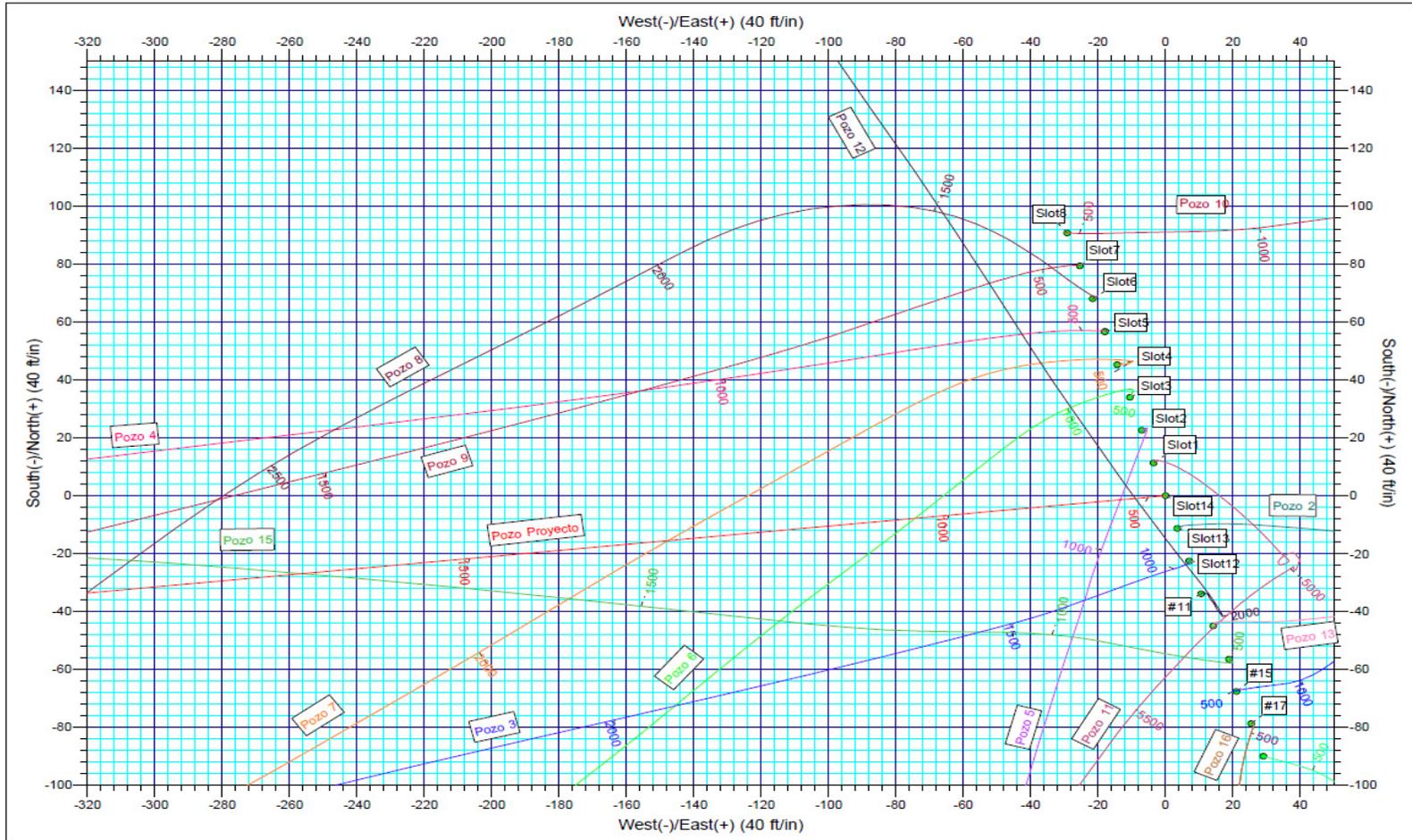


ESTRUCTURA 1



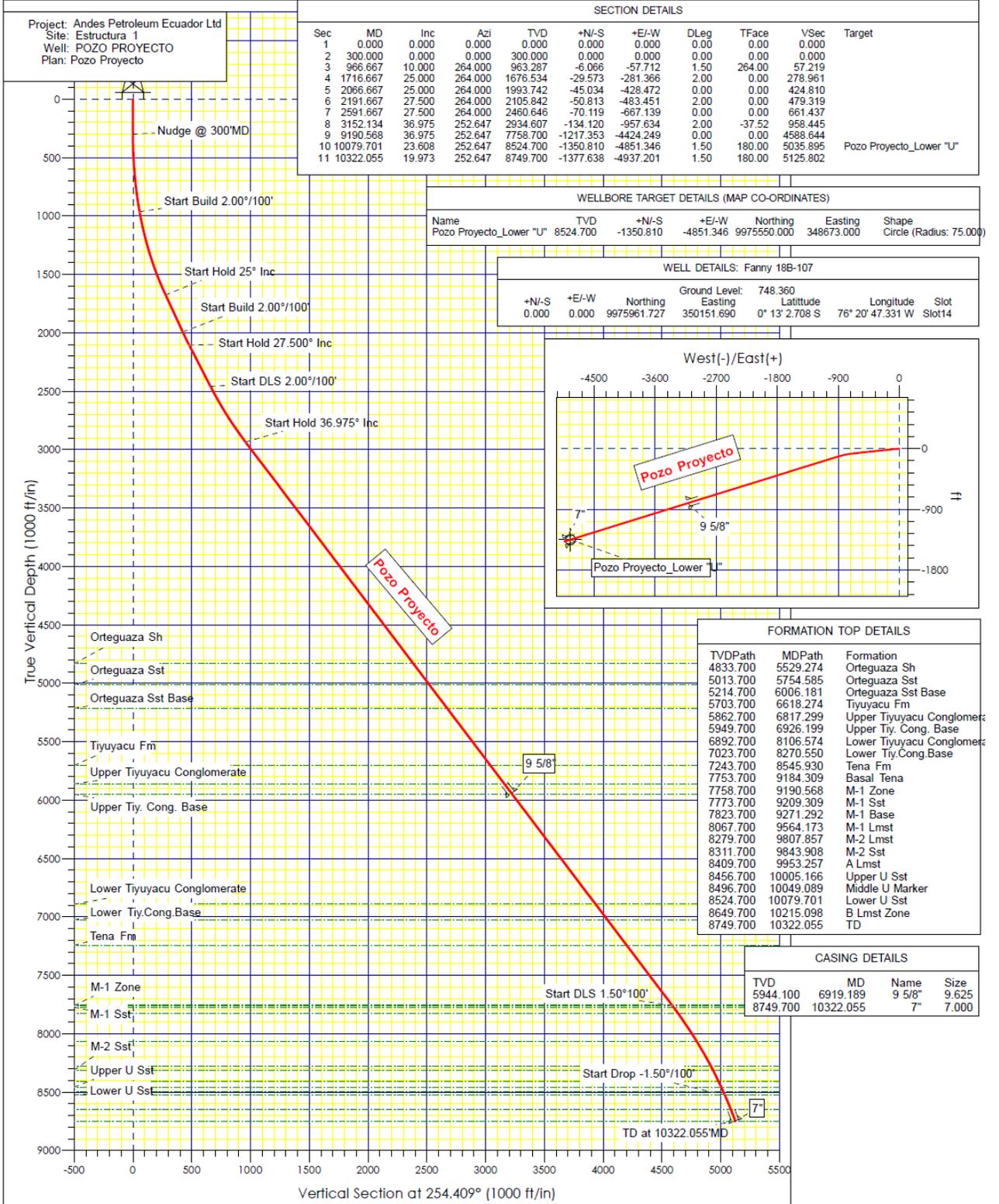
ANEXO B
UBICACION POZO
ESPOL -01D

FANNY 100 PAD



ANEXO C
Plot del POZO
ESPOL -01D

Andes Petroleum Ecuador Ltd



BIBLIOGRAFIA

ARCHIVOS DIGITALES

- 1) CAVO DRILLING MOTORS, **Manual de operaciones del motor 4.3**, PDF, Pag. 10-20.
- 2) GONZALES ANDRES, JARA MANUEL, RAMIREZ LUIS,
Tesina: "Diseño Del Programa De Brocas Requerido Para Perforar El Pozo Direccional XD", PDF.
- 3) MI-SWACO, **Drilling Fluids Engineering** – Manual, PDF.
- 4) SCHLUMBERGER, **Drilling School**, PDF, Pag. 23 – 26.
- 5) TENARIS TANSA, **Prontuario**, PDF.

LIBROS

- 6) STEVE DEVEREUX, **Practical Well Planing and Drilling** – Manual.
- 7) J.J.AZAR AND G. ROBELLO SAMUEL, **Drilling Engineering**.