

**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA EL
SEGUIMIENTO Y POSTERIOR ANALISIS OPERATIVO DE UN POZO
ESTRATIGRAFICO, APLICADO AL POZO ANH-PATIA-1-ST-P**

**HERNAN ANTONIO ALVAREZ ZAPATA
DIANA CAROLINA ROJAS TORRES**

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

2013

**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA EL
SEGUIMIENTO Y POSTERIOR ANALISIS OPERATIVO DE UN POZO
ESTRATIGRAFICO, APLICADO AL POZO ANH-PATIA-1-ST-P**

**HERNAN ANTONIO ALVAREZ ZAPATA
DIANA CAROLINA ROJAS TORRES**

**Trabajo de grado presentado como requisito indispensable para optar por el
título de Ingeniero de Petróleos**

Director

Ing. JULIO CESAR PEREZ

Co Director

Ing. WERNEY DE JESUS MACHUCA BOADA

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

2013

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos al grupo de trabajo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos “Pozos Profundos” que facilitaron, apoyaron y contribuyeron a la elaboración de este trabajo, al liderazgo de los ingenieros Nicolás Santos, Jorge Calvete, Werney Machuca y las ingenieras Silvia Sánchez, María Libia arenas, que sin su incansable y excelente trabajo los proyectos PATIA 1 y BVTURA 1 no obtendrían el éxito como resultado, además agradecer a todo el equipo de trabajo que de manera incondicional aportaron información, conocimiento y una de las mejores experiencias académicas y laborales.

También agradecer a Laura Melissa por su apoyo incondicional durante toda mi carrera, sus sacrificios y compañía, a mi familia y a mis amigos que de manera particular me apoyaron con ediciones, observaciones, compañía, información, entretenimiento y un largo camino, a mi compañera de tesis Diana por aceptar el reto y a cada una de las personas que me apoyaron siempre.

Hernán Antonio Alvarez Zapata

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo a mi madre por su esfuerzo y dedicación, porque gracias a su tesón y a su fuerza ante las adversidades, he aprendido que todas las cosas que tiene valor en la vida requieren de esfuerzo.

A mi abuelo, porque ha sido el pilar de mi familia, el apoyo constante para realizar este sueño, porque fue el quién sin descanso persistió e impulso mis metas y por qué indudablemente es para mí un ejemplo a seguir.

A mi padre, porque me orientó a escoger este camino y me exigió siempre el máximo de mi esfuerzo, gracias porque eso me ayudó a formar un carácter fuerte y porque sus exigencias se me han convertido en un reto para ser mejor.

A mi familia, gracias por confiar siempre en mí y por creer en que lo podía lograr incluso en los momentos más difíciles.

A mis profesores de la escuela de petróleos, gracias por la instrucción y por darme las bases para comenzar esta larga carrera.

A los ingenieros Werney y Jorge, gracias porque en esta última etapa, fueron mis mentores y quienes me apoyaron y confiaron en mis capacidades.

A Hernán, por ser mi compañero en este logro y porque sin su trabajo y sin sus trasnochos este logro no sería posible.

Y finalmente, pero no menos importante, gracias a mis compañeros y amigos, porque con ellos compartí trasnochos, celebraciones, tristezas, y porque hoy con nostalgia les doy gracias por haber estado ahí durante todo este tiempo.

Diana Carolina Rojas Torres

DEDICATORIA

A mi madre Edelina por su sacrificio, incondicionalidad, amor y por ser de las pocas personas que desde un comienzo creyeron en mí.

A mi padre Hernando por el apoyo, los consejos por abrir mis ojos frente a la vida.

A mis Hermanos Andrés y Lina por ser parte de mi vida y un apoyo sincero no solo durante mi carrera también desde que los vi nacer.

A mi novia Laura Melissa por acompañarme durante este recorrido, por darme fortaleza cuando desfallecía, por su ternura y amor.

A Diana Moreno y Andrés Rojas por acogerme en su casa y apoyarme cada vez que lo necesite.

A mis parceros abe, el gordo, el flaco, el paisa, mameluco, el ñato, klistian, el el kala, carito, al resto del combo de la office con los cuales pasamos los mejores momentos e hicieron más suave el camino

A mis amigos y compañeros de oficina Néstor, Migue, María, Silvia, Alba, Zulma, Ángela, por su apoyo y buenos momentos.

Hernán Antonio Álvarez Zapata

DEDICATORIA

*A mamá por ser ella la merecedora de este logro
A mi abuelo por ser el impulsor y el apoyo incondicional
Y a mis amigos por ser los compañeros en este largo proceso*

Diana Carolina Rojas Torres

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	39
1. GENERALIDADES DE LA PERFORACION	41
1.1 PERFORACION DE POZOS	41
1.2 POZO ESTRATIGRAFICO	42
1.3 FASES DE UNA OPERACIÓN DE PERFORACION	42
1.3.1 Planeación	43
1.3.2 Prognosis geológica	45
1.3.3 Programa de perforación	46
1.3.4 Contratación de servicios	71
1.3.5 Movilización de equipo	72
1.3.6 Reuniones preoperacionales	72
1.3.7 Ejecución	74
1.3.8 Desarme y desmovilización del equipo	80
1.3.9 Abandono del pozo	82
2. GENERALIDADES DEL PROYECTO	83
2.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO	83
2.2 OBJETIVOS DEL POZO ANH-PATÍA-1-STP	84
2.3 FICHA TECNICA DEL POZO ANH-PATÍA-1-STP	84
2.4 LOCALIZACION DEL PROYECTO	85
2.5 ESTADO MECANICO PROGRAMADO	88
2.6 OPERACIONES PLANEADAS PARA LA PERFORACION	89
2.6.1 Sección No. 1 – 26”	89
2.6.2 Sección No. 2 – 17 ½”	89
2.6.3 Sección No. 3 – 12 ¼”	90
2.6.4 Sección No. 4 – 8 ½”.	90
2.7 COMPAÑÍAS CONTRATISTAS	90

2.8 EQUIPO CONTRATADO PARA LA PERFORACION DEL POZO	91
3. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO Y ANÁLISIS OPERATIVO DE UN POZO	93
3.1 PROCEDIMIENTO PARA EL SEGUIMIENTO Y POSTERIOR ANÁLISIS OPERATIVO DE UN POZO	93
3.2 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL SEGUIMIENTO Y ANALISIS DE LA INFORMACIÓN	94
3.2.1 Seguimiento a la operación	95
3.2.2 Organización de la información	109
3.2.3 Clasificación de las operaciones	119
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DISEÑADA PARA EL SEGUIMIENTO Y ANALISIS OPERATIVO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P	120
4.1 FASE 26- POZO ANH PATIA 1	120
4.1.1 Distribución de tiempo y análisis gráfico	120
4.1.2 Análisis grafico operaciones planeada	121
4.1.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 26	137
4.1.4 Distribución Down Time Fase 26”	138
4.1.5 Desviación en profundidad	141
4.1.6 Parámetros operacionales mecánicos	143
4.1.7 Parámetros operacionales hidráulicos	144
4.2 FASE 17 ½” - POZO ANH PATIA 1	145
4.2.1 Distribución de tiempo y análisis gráfico	145
4.2.2 Análisis grafico operaciones planeadas	146
4.2.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 17 ½”	192
4.2.4 Distribución Down Time Fase 17 ½”	196
4.2.5 Desviación en profundidad.	202
4.2.6 Parámetros operacionales mecánicos	204
4.2.7 Parámetros operacionales hidráulicos	205
4.3 FASE 12 ¼” - POZO ANH PATIA 1	206

4.3.1 Distribución de tiempo y análisis gráfico	206
4.3.2 Análisis grafico operaciones planeadas	207
4.3.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 12 ¼”.	242
4.3.4 Distribución Down Time Fase 12 ¼”	244
4.3.5 desviación en profundidad	249
4.3.6 Parámetros operacionales mecánicos	251
4.3.7 Parámetros operacionales hidráulicos	252
4.4 FASE 8 ½”- POZO ANH PATIA 1	253
4.4.1 Distribución general de tiempos	253
4.4.2 Análisis de operaciones planeadas	254
4.4.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 8 ½”	280
4.4.4 Distribución Down Time Fase 8 ½”	284
4.4.5 Desviación en profundidad	288
4.4.6 Parámetros operacionales mecánicos	291
4.4.7 Parámetros operacionales hidráulicos	292
5. DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS DE LAS OPERACIONES EJECUTADAS Y ANALISIS COMPARATIVO ENTRE PLANEADO Y EJECUTADO	293
5.1 FASE 26”	293
5.1.1 Perforación	294
5.1.2 Acondicionando para casing	294
5.1.3 Corrida de Casing.	295
5.1.4 Cementación	296
5.1.5 WOC	297
5.1.6 Instalación WHA	297
5.1.7 Instalación Bop	298
5.1.8 Drill Out	299
5.2 FASE 17 ½”	299
5.2.1 Prueba de integridad	300
5.2.2 Perforación	301
5.2.3 Corazonamiento intervalo I.	302

5.2.4 Corazonamiento intervalo II	302
5.2.5 Corazonamiento intervalo III	303
5.2.6 Corazonamiento intervalo IV	304
5.2.7 Ensanchamiento	304
5.2.8 Acondicionando para registros	305
5.2.9 Registros	306
5.2.10 Acondicionando para Casing	306
5.2.11 Corrida de Casing	307
5.2.12 Cementación	308
5.2.13 Instalación WHA	308
5.2.14 Instalación BOP	309
5.2.15 Drill Out	310
5.3 FASE 12 ¼"	310
5.3.1 Prueba de integridad	311
5.3.2 Corazonamiento intervalo V	312
5.3.3 Corazonamiento intervalo VI	313
5.3.4 Ensanchando	313
5.3.5 Perforación	314
5.3.6 Acondicionando para registros	314
5.3.7 Registros	315
5.3.8 Acondicionando Casing	316
5.3.9 Corrida de Casing	317
5.3.10 Cementación	317
5.3.11 Instalación Casing Hanger	318
5.3.12 Drill Out	319
5.4 FASE 8 ½"	320
5.4.1 Prueba de integridad	321
5.4.2 Perforación	322
5.4.3 Corazonamiento Intervalo VII	323
5.4.4 Corazonamiento Intervalo VIII	323

5.4.5 Ensanchando	324
5.4.6 Acondicionando para registros	325
5.4.7 Registros	325
5.4.8 Abandono	326
5.5 ANALISIS PLANEADO VS EJECUTADO	327
5.5.1 Comparativo profundidad vs tiempo entre lo planeado y lo ejecutado	327
5.5.2 Resumen planeadas vs ejecutadas	328
6. CONCLUSIONES	333
7. RECOMENDACIONES	334
BIBLIOGRAFIA	335

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama Planificación de Pozos Estratigráficos	44
Figura 2. Ventana de Lodo con Profundidades de Asentamiento del Casing	48
Figura 3. Ejemplo de una distribución de Casing	49
Figura 4. Diagrama de Selección de Diámetro de Broca y Casing	51
Figura 5. Componentes del Plan de Restauración y Abandono	81
Figura 6. Localización del pozo Estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P	87
Figura 7. Estado mecánico pozo ANH-PATIA-1-ST-P	88
Figura 8. Rig 5 Erazo Valencia	92
Figura 9. Diagrama de flujo metodología	94
Figura 10. Tiempo vs Profundidad	102
Figura 11. Costos vs profundidad	108
Figura 12. BHA de Perforación No. 1	124
Figura 13. BHA de Perforación No. 2	125
Figura 14. Broca utilizada Intervalo 0' – 253' / Fase 26"	126
Figura 15. Broca utilizada Intervalo 253' – 775' / Fase 26"	126
Figura 16. <i>Casing Tally</i> 20"	128
Figura 17. Cabezal de pozo – Sección A	133
Figura 18. BOP 21 ¼" X 2M	135
Figura 19. Estado mecánico fase 26"	141
Figura 20. BHA de Perforación No. 3 – Usado para el Drill Out y Perforar Bolsillo para la prueba de integridad.	149
Figura 21. Broca No 2 utilizada Intervalo 790' – 2500' / Fase 17 ½"	150
Figura 22. BHA de Perforación No. 4, No. 4-R, No. 4-2R, No. 4-3R, No. 4-4R	155
Figura 23. BHA de Perforación No. 9R	156
Figura 24. BHA de Perforación No. 11	157

Figura 25. Broca utilizada Intervalo 3105' – 4200'	158
Figura 26. Brocas utilizadas Intervalo 790' a 2500'	158
Figura 27. Broca utilizada Intervalo 4290' – 4500'	159
Figura 28. Broca utilizada Intervalo 4613' – 4800'	159
Figura 29. Brocas utilizadas Intervalo 5002' – 5010'	160
Figura 30. BHA de Corazonamiento No. 5	165
Figura 31. BHA de Corazonamiento No. 6	166
Figura 32. BHA de Corazonamiento No. 7	167
Figura 33. BHA de Corazonamiento No. 8 y No. 8R	168
Figura 34. Broca corazonamiento utilizada Intervalo 2500' – 3105'	169
Figura 35. Broca utilizada Intervalo 4200' – 4290	169
Figura 36. Broca utilizada Intervalo 4500' – 4613'	170
Figura 37. Broca utilizada Intervalo 4800' – 5002'	170
Figura 38. BHA de Perforación No. 10 usado ensanchamiento Intervalo 790' – 5010'	174
Figura 39. BHA de Perforación No. 11 usado ensanchamiento Intervalo 790' – 5010' repetido	175
Figura 40. Brocas de 17 ½" utilizadas Intervalo 790' a 5010'	176
Figura 41. Broca utilizada Intervalo 4800' a 5002'	177
Figura 42. Broca 17 ½" utilizada Intervalo 790' – 5010'	177
Figura 43. Tally Casing 13 3/8" – Jts 41-80	182
Figura 44. Cabezal de pozo – Sección B 13 5/8" X 9 5/8"	190
Figura 45. Estado mecánico fase 17 ½"	203
Figura 46. Broca corazonamiento utilizada Intervalo 5020' – 5247'	213
Figura 47. Broca corazonamiento utilizada Intervalo 6078' – 6661' / Fase 12 ¼"	213
Figura 48. BHA de Perforación No. 13 - No. 13-R	217
Figura 49. Brocas utilizadas en los intervalos 5020' a 5247'y 6078' 6661'	218
Figura 50. BHA de Perforación No. 12 intervalo 5010' – 5020'	222
Figura 51. Broca utilizada Intervalo 790' a 2500'	223
Figura 52. Broca perforación utilizada Intervalo 5020' – 6078'	223

Figura 53. Brocas utilizadas en el Intervalo 6078' - 7801'	224
Figura 54. Tally Casing 9 5/8" – Jts 01-40	229
Figura 55. BHA de Perforación No. 14	240
Figura 56. Broca utilizada Drill Out Revestimiento 9 5/8"	241
Figura 57. Estado mecánico fase 12 ¼"	250
Figura 58. BHA de Perforación No. 14 – Usado para el Drill Out y Perforar Bolsillo para la prueba de integridad.	257
Figura 59. Broca utilizada Drill Out Revestimiento 9 5/8", y prueba de integridad a 7820 pies	258
Figura 60. Broca utilizada Intervalo 8000' – 10000'	262
Figura 61. Broca utilizada Intervalo 10000' – 10151'	262
Figura 62. BHA de Corazonamiento No. 15	267
Figura 63. BHA de Corazonamiento No. 16, No 16 R y No 16-2R	268
Figura 64. Broca utilizada Intervalo 8000' – 8029' / Fase 8 ½"	269
Figura 65. Broca utilizada Intervalo 10000' – 10151'	269
Figura 66. Broca utilizada Intervalo 8000' – 10000'	273
Figura 67. Broca utilizada Intervalo 10000' – 10151'	273
Figura 68. Estado mecánico final	290
Figura 69. Comparativo profundidad vs tiempo entre lo planeado y lo ejecutado	327

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Distribución de tiempos operacionales fase 26”	120
Gráfica 2. Distribución de tiempo operaciones planeadas fase 26”	121
Gráfica 3. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas fase 26”	122
Gráfica 4. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la perforación fase 26”	123
Gráfica 5. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la perforación fase 26”	123
Gráfica 6. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para casing fase 26”	127
Gráfica 7. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento casing fase 26”	127
Gráfica 8. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 26”	129
Gráfica 9. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 26”	129
Gráfica 10. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la cementación fase 26”	130
Gráfica 11. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la cementación fase 26”	131
Gráfica 12. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el fragüe de cemento fase 26”	131
Gráfica 13. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el fragüe de cemento fase 26”	132

Gráfica 14. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 26"	132
Gráfica 15. Distribución porcentual del tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 26"	133
Gráfica 16. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 26"	134
Gráfica 17. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 26"	135
Gráfica 18. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el Drill Out fase 26"	136
Gráfica 19. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 26"	136
Gráfica 20. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 26"	137
Gráfica 21. Distribución porcentual del tiempo operaciones no planeadas fase 26"	137
Gráfica 22. Distribución de Down Time fase 26"	138
Gráfica 23. Distribución porcentual del Down Time fase 26"	139
Gráfica 24. Desviación en profundidad planeada vs ejecutada	142
Gráfica 25. Parámetros operacionales mecánicos	143
Gráfica 26. Parámetros operacionales hidráulicos	144
Gráfica 27. Distribución de tiempos operacionales fase 17 ½"	145
Gráfica 28. Distribución de tiempos operaciones planeadas fase 17 ½"	146
Gráfica 29. Distribución porcentual de tiempos operaciones planeadas fase 17 ½"	147
Gráfica 30. Distribución de tiempos actividades planeadas durante la prueba de integridad fase 17½"	148
Gráfica 31. Distribución porcentual de tiempos actividades planeadas durante la prueba de integridad fase 17 ½"	148
Gráfica 32. Distribución de tiempos actividades planeadas durante la perforación fase 17 ½"	153

Gráfica 33. Distribución porcentual de tiempos actividades planeadas durante la perforación fase 17 ½"	154
Gráfica 34. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el corazonamiento fase 17 ½"	164
Gráfica 35. Distribución cualitativa del tiempo de corazonamiento fase 17 ½"	164
Gráfica 36. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el ensanchamiento fase 17 1/2"	172
Gráfica 37. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el ensanchamiento fase 17 1/2"	173
Gráfica 38. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 17 ½"	178
Gráfica 39. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 17 ½"	178
Gráfica 40. Distribución de tiempo actividades planeadas durante los registros fase 17 ½"	180
Gráfica 41. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas los registros fase 17 ½"	180
Gráfica 42. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para casing fase 17 ½"	181
Gráfica 43. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para casing fase 17 ½"	181
Gráfica 44. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 17 ½"	186
Gráfica 45. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 17 ½"	186
Gráfica 46. Distribución de tiempo actividades planeadas durante cementación fase 17 ½"	187
Gráfica 47 Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la cementación fase 17 ½"	188

Gráfica 48. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 17½"	189
Gráfica 49. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 17½"	189
Gráfica 50. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 17½"	190
Gráfica 51. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 17½"	191
Gráfica 52. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el Drill Out fase 17½"	191
Gráfica 53. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el Drill Out fase 17½"	192
Gráfica 54. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 17 ½"	192
Gráfica 55. Distribución porcentual de tiempo operaciones no planeadas fase 17 ½"	193
Gráfica 56. Distribución Down Time fase 17 ½"	197
Gráfica 57. Distribución porcentual Down Time fase 17 ½"	198
Gráfica 58. Desviación en profundidad Planeada vs ejecutada	202
Gráfica 59. Parámetros operacionales mecánicos fase 17 ½"	204
Gráfica 60. Parámetros operacionales hidráulicos fase 17 ½"	205
Gráfica 61. Distribución de tiempos operacionales fase 12 ¼"	206
Gráfica 62. Distribución de tiempos operaciones planeadas fase 12 ¼"	207
Gráfica 63. Distribución porcentual de tiempos operaciones planeadas fase 12 ¼"	208
Gráfica 64. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el corazonamiento fase 12 ¼"	211
Gráfica 65. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el corazonamiento fase 12 ¼"	212
Gráfica 66. Distribución de tiempo de operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 12 ¼"	215

Gráfica 67. Distribución porcentual de tiempo de operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 12 ¼"	216
Gráfica 68. Distribución de tiempo actividades planeadas para la perforación de la fase 12 ¼"	220
Gráfica 69. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas para la perforación de la fase 12 ¼"	221
Gráfica 70. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 12 ¼"	225
Gráfica 71. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 12 ¼"	225
Gráfica 72. Distribución de tiempo actividades planeadas durante los registros de la fase 12 ¼"	227
Gráfica 73. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante los registros de la fase 12 ¼"	227
Gráfica 74. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondto. Para casing fase 12 ¼"	228
Gráfica 75. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondto. Para casing fase 12 ¼"	228
Gráfica 76. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante la corrida de revestimiento fase 12 ¼"	235
Gráfica 77. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante la corrida de revestimiento fase 12 ¼"	235
Gráfica 78. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante la cementación fase 12 ¼"	236
Gráfica 79. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante la cementación fase 12 ¼"	237
Gráfica 80. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante la instalación casing hanger fase 12 ¼"	238
Gráfica 81. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante la instalación casing hanger fase 12 ¼"	238

Gráfica 82. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el Drill Out fase 12¼"	239
Gráfica 83. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante el Drill Out fase 12¼"	239
Gráfica 84. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 12 ¼"	242
Gráfica 85. Distribución porcentual de tiempo operaciones no planeadas fase 12 ¼"	242
Gráfica 86. Distribución Down Time fase 12 ¼"	245
Gráfica 87. Distribución porcentual Down Time fase 12 ¼"	246
Gráfica 88. Desviación en profundidad planeada vs ejecutada fase 12 ¼"	250
Gráfica 89. Parámetros operacionales mecánicos	251
Gráfica 90. Parámetros operacionales hidráulicos	252
Gráfica 91. Distribución de tiempos operacionales fase 8 ½"	253
Gráfica 92. Distribución de tiempo operaciones planeadas fase 8 ½"	254
Gráfica 93. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas fase 8 ½"	255
Gráfica 94. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de integridad fase 8 ½"	256
Gráfica 95. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de integridad fase 8 ½"	256
Gráfica 96. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de perforación fase 8 ½"	260
Gráfica 97. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de perforación fase 8 ½"	261
Gráfica 98. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante el corazonamiento fase 8 ½"	265
Gráfica 99. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el corazonamiento fase 8 ½"	266
Gráfica 100. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 8 ½"	271

Gráfica 101. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 8 ½"	272
Gráfica 102. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el acondto. Para registros fase 8 ½	274
Gráfica 103. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el acondto. Para registros fase 8 ½"	275
Gráfica 104. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante los registros fase 8 ½"	276
Gráfica 105. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante los registros fase 8 ½"	277
Gráfica 106. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante el abandono del pozo	279
Gráfica 107. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el abandono del pozo	279
Gráfica 108. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 8 ½"	280
Gráfica 109. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 8 ½"	281
Gráfica 110. Distribución Down Time fase 8 ½"	285
Gráfica 111. Distribución Down Time fase 8 ½"	285
Gráfica 112. Distribución porcentual del Down Time fase 8 ½"	286
Gráfica 113. Desviación profundidad planeada vs ejecutada fase 8 ½"	289
Gráfica 114. Parámetros operacionales mecánicos fase 8 ½"	291
Gráfica 113. Parámetros operacionales mecánicos fase 8 ½"	
Gráfica 115. Parámetros operacionales mecánicos fase 8 ½"	292
Gráfica 116. Distribución porcentual de tiempos operacionales fase 26"	293
Gráfica 117. Distribución porcentual de tiempo perforando fase 26"	294
Gráfica 118. Distribución porcentual de tiempo acondicionando para casing fase 26"	295
Gráfica 119. Distribución porcentual de tiempo corriendo casing fase 26"	296
Gráfica 120. Distribución porcentual de tiempo cementando fase 26"	296

Gráfica 121. Distribución porcentual de tiempo esperando fragüe de cemento fase 26"	297
Gráfica 122. Distribución general de tiempo instalando WHA fase 26"	298
Gráfica 123. Distribución porcentual de tiempo instalando BOP fase 26"	298
Gráfica 124. Distribución porcentual de tiempo de Drill out fase 26"	299
Gráfica 125. Distribución general de tiempos operacionales fase 17 ½"	300
Gráfica 126. Distribución porcentual de tiempo de la prueba de integridad fase 17 ½"	301
Gráfica 127. Distribución porcentual de tiempo perforando fase 17 ½"	301
Gráfica 128. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo	302
Gráfica 129. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo II	303
Gráfica 130. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo II	303
Gráfica 131. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo IV	304
Gráfica 132. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 11,54 días)	305
Gráfica 133. Distribución porcentual de tiempo acondicionando para registros fase 17 ½"	305
Gráfica 134. Distribución porcentual de tiempo registros fase 17 ½"	306
Gráfica 135. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,75 días)	307
Gráfica 136. Distribución porcentual de tiempo corrida de casing 17 ½"	307
Gráfica 137. Distribución porcentual de tiempo cementación 17 ½"	308
Gráfica 138. Distribución porcentual de tiempo instalando WHA 17 ½"	309
Gráfica 139. Distribución porcentual de tiempo instalando BOP 17 ½"	309
Gráfica 140. Distribución general de tiempo Drill Out 17 ½"	310
Gráfica 141. Distribución general de tiempos operacionales fase 12 ¼"	311
Gráfica 142. Distribución porcentual del tiempo de operaciones - (Total Tiempo: 0,04 días)	312

Gráfica 143. Distribución porcentual del tiempo de operaciones - (Total Tiempo: 2,86 días)	312
Gráfica 144. Distribución porcentual del tiempo de operaciones - (Total Tiempo: 10,04 DIAS)	313
Gráfica 145. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,68 días)	314
Gráfica 146. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 5,77 días)	314
Gráfica 147. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,92 días)	315
Gráfica 148. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,9 días)	316
Gráfica 149. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,27 días)	316
Gráfica 150. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,02 días)	317
Gráfica 151. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,35 días)	318
Gráfica 152. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,67 días)	319
Gráfica 153. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,85 días)	320
Gráfica 154. Distribución de tiempo operaciones (Total tiempo: 29,69 días)	320
Gráfica 155. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,13 días)	322
Gráfica 156. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 7,44 días)	322
Gráfica 157. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,35 días)	323

Gráfica 158. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 6,21 días)	324
Gráfica 159. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,10 días)	324
Gráfica 160. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 7,56 días)	325
Gráfica 161. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,10 días)	326
Gráfica 162. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,79 días)	326
Gráfica 163. Desviación Actividades Fase 26"	329
Gráfica 164. Desviación actividades Fase 17 1/2"	330
Gráfica 165. Desviación Actividades Fase 12 1/4"	331
Gráfica 166. Desviación Actividades Fase 8 1/2"	332

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Factores de Fracaso de Cementaciones Primarias	56
Tabla 2. Clasificación de las Tuberías de Perforación de Acuerdo al Grado de Desgaste	58
Tabla 3. Grados de Resistencia de las Tuberías e Identificación en Campo	58
Tabla 4. Especificaciones técnicas del equipo de perforación	63
Tabla 5. Especificaciones técnicas herramientas especiales	69
Tabla 6. Especificaciones técnicas equipo de corrida de revestimiento	69
Tabla 7. Especificaciones técnicas equipo de corazonamiento	71
Tabla 8. Alcance Del Desmantelamiento De Instalaciones	80
Tabla 9. Ficha técnica del pozo	84
Tabla 10. Compañías de servicios	91
Tabla 11. Formato descripción de Actividades (24 Horas) clasificación por colores	96
Tabla 12. Formato descripción de Actividades (24 Horas) clasificación por letras	96
Tabla 13. Formato descripción de Actividades (24 Horas) clasificación por letras	97
Tabla 14. Formato distribución de Tiempos	97
Tabla 15. Formato Propiedades del lodo	98
Tabla 16. Formato Descripción BHA	99
Tabla 17. Formato Bit Record	100
Tabla 18. Formato clasificación de cantidades y valores para el Reporte de costos	105
Tabla 19. Formato clasificación de cantidades y valores para el Reporte de costos	107
Tabla 20. Formato clasificación y organización de información.	110

Tabla 21. Registro de desviación Intervalo 0' - 775'	122
Tabla 22. Equipos y personal responsables del Down Time fase 26"	138
Tabla 23. Registro de desviación Intervalo 790' - 2500'	151
Tabla 24. Registro de desviación Intervalo 2500' - 4200'	152
Tabla 25. Registro de desviación Intervalo 4200' - 4500'	152
Tabla 26. Registro de desviación Intervalo 4613' - 4800'	153
Tabla 27. Resumen Intervalo 2500' – 3105'	161
Tabla 28. Resumen Intervalo 4200' – 4290'	162
Tabla 29. Resumen Intervalo 4500' – 4613'	163
Tabla 30. Resumen Intervalo 4800' – 5002'	163
Tabla 31. Registros de pozo Intervalo 0' - 5002'	179
Tabla 32. Distribución Down Time fase 17 ½"	196
Tabla 33. Resumen Intervalo 5020' a 5247'	209
Tabla 34. Resumen Intervalo 6078' a 6661'	210
Tabla 35. Registro de desviación Intervalo 5247 ft – 6078	219
Tabla 36. Registro de desviación Intervalo 6661' – 7801'.	220
Tabla 37. Registros de pozo Intervalo 0' - 5002'	226
Tabla 38. Distribución Down Time fase 12 ¼"	244
Tabla 39. Registro de desviación Intervalo 8029 pies a 10000 pies	259
Tabla 40. Resumen Intervalo 8000' a 8029'	263
Tabla 41. Resumen Intervalo 6078' a 6661'	264
Tabla 42. Registros de pozo Intervalo 9875' - 7779' y 8790'-7779	276
Tabla 43. Registros de pozo Intervalo 9875' - 7779' y 8790'-7779'	282
Tabla 44. Duración fase 26"	293
Tabla 45. Distribución general de tiempo perforando fase 26"	294
Tabla 46. Distribución general de tiempo acondicionando para casing fase 26"	295
Tabla 47. Distribución general de tiempo corriendo casing fase 26"	295
Tabla 48. Distribución general de tiempo de cementación fase 26"	296

Tabla 49. Distribución general de tiempo esperando fragüe de cemento fase 26"	297
Tabla 50. Distribución general de tiempo instalando WHA fase 26"	297
Tabla 51. Distribución general de tiempo instalando BOP fase 26"	298
Tabla 52. Distribución general de tiempo de Drill out fase 26"	299
Tabla 53. Duración fase 17 ½"	299
Tabla 54. Distribución general de tiempo de la prueba de integridad fase 17 ½"	300
Tabla 55. Distribución general de tiempo perforando fase 17 ½"	301
Tabla 56. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo I	302
Tabla 57. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo II	302
Tabla 58. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo III	303
Tabla 59. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo IV	304
Tabla 60. Distribución general de tiempo ensanchando fase 17 ½"	304
Tabla 61. Distribución general de tiempo acondicionando para registros fase 17 ½"	305
Tabla 62. Distribución general de tiempo registros fase 17 ½"	306
Tabla 63. Distribución general de tiempo acondicionando para casing fase 17 ½"	306
Tabla 64. Distribución general de tiempo corrida de casing 17 ½"	307
Tabla 65. Distribución general de tiempo cementación 17 ½"	308
Tabla 66. Distribución general de tiempo instalando WHA 17 ½"	308
Tabla 67. Distribución general de tiempo instalando BOP 17 ½"	309
Tabla 68. Distribución general de tiempo Drill Out 17 ½"	310
Tabla 69. Duración fase 12 ¼"	310
Tabla 70. Distribución general del tiempo de operaciones - (Total Tiempo: 0,04 días)	311
Tabla 71. Distribución porcentual del tiempo de operaciones - (Total Tiempo: 2,86 días)	312
Tabla 72. Distribución de tiempo Corazonamiento intervalo VI	313

Tabla 73. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,68 días)	313
Tabla 74. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 5,77 días)	314
Tabla 75. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,92 días)	315
Tabla 76. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,9 días)	315
Tabla 77. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,27 días)	316
Tabla 78. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,02 días)	317
Tabla 79. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,35 días)	318
Tabla 80. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,67 días)	319
Tabla 81. Drill Out.	319
Tabla 82. Distribución de tiempo operaciones (Total tiempo: 29,69 días)	320
Tabla 83. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 0,13 días)	321
Tabla 84. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 7,44 días)	322
Tabla 85. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,35 días)	323
Tabla 86. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 6,21 días)	323
Tabla 87. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,10 días)	324
Tabla 88. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 7,56 días)	325

Tabla 89. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,10 días)	325
Tabla 90. Distribución general del tiempo de operaciones (Total tiempo: 2,79 días)	326
Tabla 91. Resumen planeadas vs ejecutadas	328

GLOSARIO

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

BOP: (Blow out Preventer) conjunto de preventoras del pozo

BREAK IN: Apretar y soltar tubería

CASING: Tubería de revestimiento del pozo

CORING: Operación de corazonamiento, que consiste en extraer núcleos del subsuelo a partir de diferentes técnicas.

CLUTCH: Embrague de una máquina

DRIFT: A menudo denominado conejeo, es una operación que se realiza para garantizar el diámetro interno de la tubería.

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

DRILL PIPE: Conducto de acero tubular equipado con extremos roscados especiales llamadas juntas o conexiones. La tubería de perforación se conecta al equipo de superficie con el ensamblaje de fondo de pozo y la broca.

DRILLING RIG: Torre de perforación que sostiene el equipo.

DRILLO COLLAR: Es un componente de la sarta de perforación que proporciona peso sobre la broca. Los collares de perforación son piezas de paredes gruesas tubulares maquinadas de barras sólidas de acero

ESTROBO: Mango de la llave mecánica disponible en el trabajadero

FLOOR HAND: Llave de apriete hidráulico que se encuentra instalada en el trabajadero para roscar tubería.

HEAVY WEIGHT: Es un tipo de tubería de perforación, cuyas paredes son más gruesas y más largas que las de la tubería de perforación convencional. HWDP tiende a ser más fuerte y tiene mayor resistencia a la tracción de la tubería de

perforación convencional, por lo que se coloca en la parte superior de la sarta de perforación para proporcionar ayuda adicional.

INNER BARREL: Barril interno de corazonamiento

LOT: (Leak Off Test) Son pruebas realizadas a la formación con el objetivo de establecer los gradientes de fractura de la formación a evaluar.

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

STAND PIPE: Un conducto de metal rígido que proporciona la vía de alta presión para el lodo de perforación para viajar aproximadamente un tercio de la altura de la torre de perforación, donde se conecta a una manguera de alta presión flexible (manguera de Kelly).

SWIVEL: Un dispositivo mecánico que suspende el peso de la sarta de perforación. Está diseñado para permitir la rotación de la sarta de perforación por debajo de él y transmitir grandes volúmenes de lodo de perforación de alta presión entre el sistema de circulación de la plataforma y la sarta de perforación.

TOP DRIVE: Un dispositivo que hace rotar la sarta de perforación. Se compone de uno o más motores (eléctricos o hidráulicos) conectados con un engranaje. El Top drive está suspendido del gancho, por lo que el mecanismo de rotación es libre de viajar arriba y abajo de la torre de perforación.

TRIPPING: El acto de sacar la sarta de perforación del agujero o de sustituirla en el agujero. Un viaje tubería se hace generalmente porque la broca se ha desgastado o ha dejado de perforar eficazmente y se debe reemplazar por otra para continuar perforando.

WASHING: Esta operación consiste en sacar o meter tubería rotando y circulando.

WASHOUT: Es una región ampliada de un pozo. Un washout es básicamente una sección de pozo abierto que es más grande que el tamaño de agujero original o el tamaño de la broca. Dicha ampliación puede ser causada por la velocidad excesiva chorro de la broca, formaciones blandas o no consolidada, tensiones

roca in-situ, daños mecánicos por los componentes de BHA, ataque químico y la hinchazón o el debilitamiento de esquisto como entra en contacto con agua fresca.

WHA: (Well head assembly) Es el sistema de bobinas, válvulas y adaptadores que proporcionan una variedad de control de la presión de un pozo.

WINCHE: Es el carrete del malacate

WIRELINE: Es el cable o línea rápida empleado en diferentes operaciones para bajar herramientas al pozo o para sacar los barriles corazonadores desde punto seguro.

RESUMEN

TITULO: DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA EL SEGUIMIENTO Y POSTERIOR ANALISIS OPERATIVO DE UN POZO ESTRATIGRAFICO, APLICADO AL POZO ANH-PATIA-ST-P¹

AUTORES: HERNAN ANTONIO ALVAREZ ZAPATA Y DIANA CAROLINA ROJAS TORRES**

PALABRAS CLAVE: Pozos Estratigráficos, Clasificación de tiempos, ANH-Patía 1-ST-P, Actividades Planeadas, No Planeadas, Fallas de Equipos, desviación de tiempos, Perforación, metodología.

DESCRIPCIÓN

En este trabajo se presentan algunas generalidades sobre la perforación de pozos estratigráficos, la descripción de las actividades planeadas más comunes, posibles actividades no planeadas y sus causas y las más frecuentes fallas de equipos presentes durante una perforación, se muestran cada uno de los pasos necesarios para desarrollar la perforación, además de la localización y descripción de las actividades planeadas para la ejecución de la perforación del pozo ANH-PATIA 1-ST-P, la duración de estas y el tiempo proyectado para su desarrollo.

Con base en la planeación previa de la perforación del pozo ANH-PATIA 1-ST-P se desarrolla un análisis operacional basados en el diseño e implementación de una metodología que permitió el seguimiento de la operación y recopilación de información desde el día de inicio de operaciones hasta la desmovilización del equipo, facilitando el análisis de las operaciones aquí desarrolladas, clasificándolas fase a fase, realizando la distribución de tiempo general y porcentual de cada una, de manera gráfica facilitando su asimilación.

Por medio de este análisis se pudo identificar los principales problemas operacionales presentados durante el desarrollo del proyecto ANH-PATIA 1-ST-P, causados por las diversas fallas de equipos básicos responsabilidad de las empresas contratistas de servicios, la causa y correcciones tomadas, además se identificaron también operaciones no planeadas debido a las exigencias propias del pozo las cuales no estaban programadas en el plan de perforación. También se identificaron las actividades que nos permitieron recuperar tiempo perdido y las actividades donde se perdió tiempo mediante el análisis de la desviación de tiempos planeados contra tiempos ejecutados de cada operación y el análisis global de los tiempos totales de operación.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. Director Julio Cesar Pérez, Codirector Werney de Jesús Machuca.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND IMPLEMENTATION OF A METHODOLOGY FOR MONITORING AND SUBSEQUENT OPERATIONAL ANALYSIS OF A STRATIGRAPHIC WELL, APPLIED TO WELL ANH-PATIA-ST-P*

AUTHORS: HERNAN ANTONIO ALVAREZ ZAPATA Y DIANA CAROLINA ROJAS TORRES**

KEY WORDS: Stratigraphic well, Classification of time, ANH-Patia 1-ST-P, Planned Activities, No Planned, equipment failures, deviation of times, Drilling, methodology.

DESCRIPTION

In this paper we present some generalities about stratigraphic drilling, the description of the most common planned activities, possible unplanned activities, their causes, and the most common equipment failures coming up during drilling. It shows every step to develop drilling, the location and description of the planned activities for the execution of the drilling in well ANH-PATIA 1-ST-P, the length of these and the projected time for development.

Based on previous planning of the drilling in well ANH-PATIA 1-ST-P, we developed an operational analysis based on the design and implementation of a methodology that allowed monitoring the operation and data collection from the first day operations to the demobilization of equipment. In that way we facilitated operations analysis developed here, classified phase to phase the procedure, made the overall time distribution and percentage of each one of them, and in a graphical form, we facilitated their absorption.

Through this analysis we were able to identify the major operational problems presented during the project development PATIA ANH-1-ST-P. They were caused by the various basic equipment failures that were responsibility of service contractors, the causes and corrections made. In addition, some unplanned operations were identified due to the demands of the well, which were not scheduled in the drilling plan. We also identified the activities that allowed us to recover time and activities in which time was wasted by analyzing the deviation of planned times against execution time of each operation and the overall analysis of the total operating time.

* Degree project.

** Physics-chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Julio Cesar Pérez, Codirector Werney de Jesús Machuca.

INTRODUCCION

La dinámica mundial de la industria petrolera ha generado hoy en día en los entes administradores del recurso energético, como lo es en Colombia la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), la necesidad de adquirir información confiable y de calidad a cerca de las regiones aún no exploradas y que se consideran tienen el potencial para encontrar hidrocarburos, para así, convertirlas con ello en zonas prospecto para las compañías con los recursos económicos y las tecnologías necesarias para su exploración y posterior desarrollo.

A partir de esta premisa y guiados por la necesidad de adquirir información geológica y operacional de calidad mundial, la Universidad Industrial de Santander, con el apoyo brindado por la ANH, ha desarrollado el proyecto de perforación de pozos estratigráficos profundos, en este caso, el Pozo ANH-PATIA-1-ST-P, para la adquisición de muestras de roca a través de la toma de Corazones, la corrida de registros eléctricos y la recopilación de los parámetros operacionales, los cuales permitan vislumbrar las propiedades y características del subsuelo, como también la identificación de problemas generados durante la perforación. Este proyecto como cualquier otro en la industria petrolera, generó un gran despliegue de maquinaria, de compañías de servicios y de personal especializado con la capacidad de controlar y desarrollar la operación con los más altos estándares operacionales.

Así, teniendo en cuenta que es la primera vez que una universidad colombiana trabaja dentro de la perforación de un pozo de esta magnitud, se pretende con este proyecto de investigación diseñar una metodología que permita ser usada en futuros proyectos de perforación liderados por la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, para poder analizar y evaluar las actividades diarias y los parámetros operacionales de un pozo estratigráfico,

con el objetivo añadido de que también el proyecto sirva de apoyo en la identificación de las fallas y soluciones en el desarrollo de este tipo de proyectos de perforación, como también, en la definición de cuáles llegarían a ser las mejores alternativas operacionales para futuras perforaciones en zonas cercanas.

De igual modo, como propósito académico se plantea que el proyecto a su vez pueda llegar a servir como una base de datos y un libro guía para la Escuela de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, que pueda ser usado dentro de la academia y que permita igualmente a los estudiantes de la escuela tener una mejor percepción de los procedimientos operacionales que se realizan durante la perforación de un pozo en la industria petrolera.

1. GENERALIDADES DE LA PERFORACION

La realización de un proyecto de perforación en el área petrolera genera un gran despliegue de maquinaria, tecnología y personal especializado. En consecuencia, todos estos factores requieren de herramientas y metodologías que permitan administrar y monitorear la información obtenida, con objetivo fundamental de analizarla y generar lecciones aprendidas que sirvan como puntos de comparación que contribuyan a mejorar la ejecución de futuros proyectos.

Es importante plantear la importancia de dicho seguimiento de las operaciones en la industria petrolera, ya que éstas comprenden una serie de actividades y procesos que deben ser constantemente monitoreados y controlados. Cabe resaltar que independientemente del tipo de perforación que se esté realizando existen una serie de actividades estandarizadas para la industria de los hidrocarburos con el fin de generar procedimientos guía y de este modo garantizar la correcta ejecución de cada actividad

Otro elemento fundamental que debemos tener en cuenta para que las operaciones de perforación sean exitosas, es realizar una adecuada planeación en torno al objetivo que se desea alcanzar, esto con el fin de ser oportunos en la toma de decisiones y en la solicitud de recursos ya que con ello se mantiene una relación costo/beneficio adecuada para que un proyecto logre ser viable y sostenible.

1.1 PERFORACION DE POZOS

La perforación de pozos en la industria petrolera tiene como finalidad penetrar el subsuelo para encontrar las diferentes formaciones que lo componen y con ello determinar cuáles pueden representar zonas de interés hidrocarburífero; la

mayoría de estos pozos se perforan con el método rotatorio. En este tipo de perforación rotatoria, una torre sostiene la sarta de perforación, formada por una serie de tubos acoplados denominados sarta de perforación, los cuales se hacen girar a través de una *Kelly* o un *Top drive*. La broca de perforación situada al final de la sarta puede ser tricónica o PDC y se utiliza para cortar o triturar la formación penetrando el subsuelo terrestre. La acción de corte de sus dientes, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que permiten cortar las diferentes capas de rocas; los fragmentos resultantes de la perforación son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación².

1.2 POZO ESTRATIGRAFICO

Es aquel pozo que tiene por objetivo a través de su perforación obtener información de su estratigrafía la cual se definirá por medio de diferentes actividades llevadas a cabo como el corazonamiento en diferentes puntos estratégicos, el análisis de zanja y la toma de registros.

Según el ministerio de minas en el decreto 3274 del 31 de agosto de 2009 define pozo estratigráfico como “aquel que se perfora con el fin de determinar la estratigrafía de una zona geológicamente desconocida”.

1.3 FASES DE UNA OPERACIÓN DE PERFORACION

La perforación en la industria petrolera suele ser una operación compleja y costosa, por ello se requiere de tres fases de desarrollo fundamentales que

² UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO. Perforación de Pozos Petroleros [Compilado plan de estudios]. Ciudad de México. 2003. 176 p.

permitan tener ciertos parámetros relativamente bajo control y con ello obtener los resultados esperados tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Como primera fase se debe realizar una planeación en la que se establezcan los procedimientos a desarrollar en cada operación, como segunda fase tenemos la ejecución, en la que se debe hacer un riguroso seguimiento y control de los diferentes parámetros de la perforación, y por último para el caso de los pozos estratigráficos, se debe tener previsto un programa de abandono del pozo acorde con la reglamentación establecida

1.3.1 Planeación. Para el caso de los pozos estratigráficos o exploratorios en los cuales no se cuenta con la cantidad adecuada de información debido a que normalmente no se tienen pozos de correlación cercanos al prospecto, la planeación se debe desarrollar en torno a la información mínima que se puede obtener a través de estudios geológicos de campo y a través de la experiencia del personal que lidera el proyecto a nivel técnico, teniendo siempre en cuenta que cuando se perfora sin la información mínima requerida, se deben manejar unos márgenes de seguridad que permitan direccionar la operación según lo requieran las condiciones del pozo.³

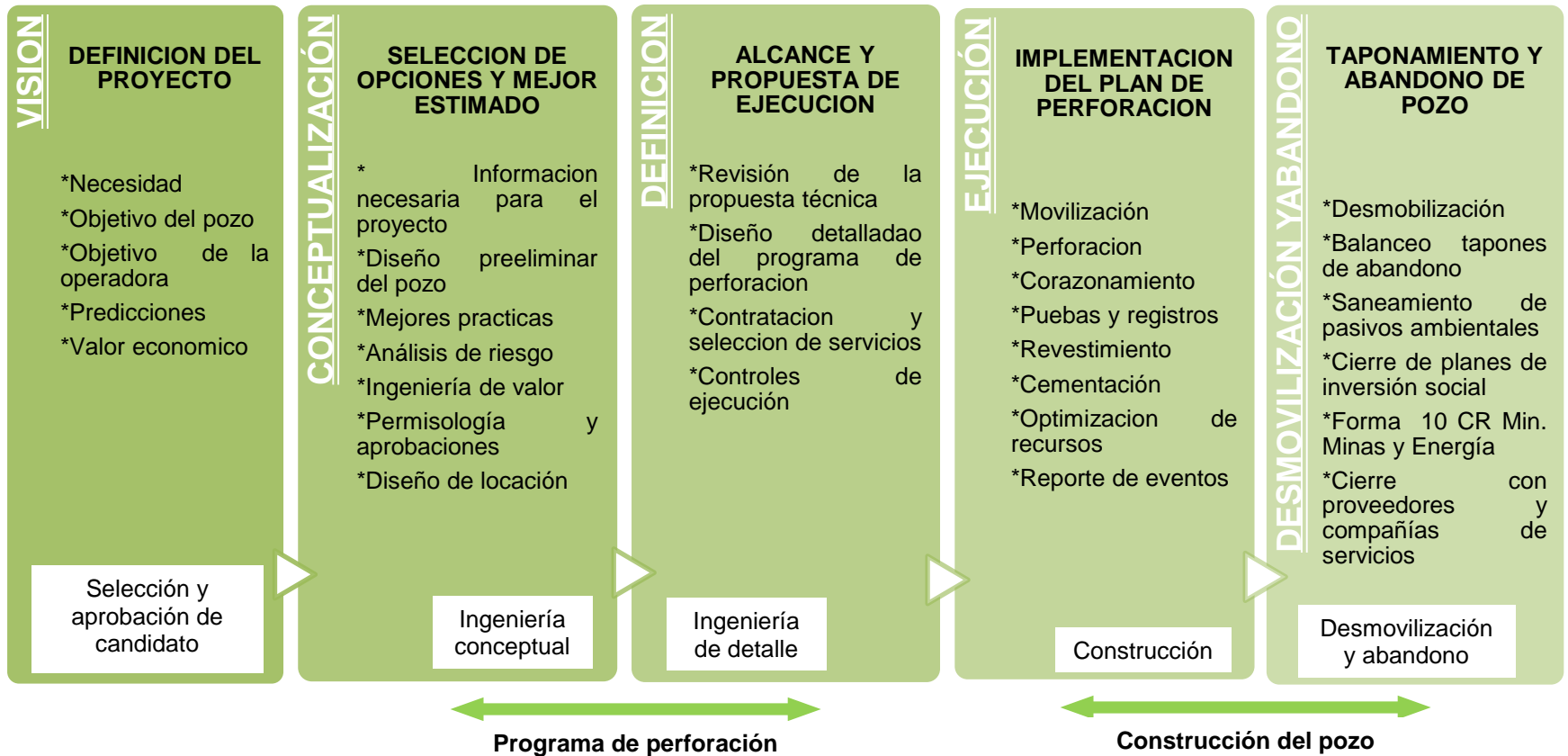
Como se mencionó anteriormente, la perforación de un pozo requiere una planeación formal debido a que para lograr los objetivos se requieren:

- Estudios científicos antes y durante la perforación
- Objetivos claros en cuanto a aspectos técnicos y medio ambientales
- Planeación adecuada de recursos
- Planes estructurados para cada operación
- Técnicas y experiencia en las actividades a desarrollar

³ CALVETE, Jorge. Planeación de pozos. [Diapositivas]. Bucaramanga. 2012. Diapositivas y diagramas expuestos en clase de perforación de pozos

PLANIFICACION DE POZOS ESTRATIGRAFICOS

Figura 1. Diagrama Planificación de Pozos Estratigráficos



Fuente: Basado en Fundamentos de exploración y producción, nous group

1.3.2 Prognosis geológica. La prognosis geológica es un compendio de información de la zona de interés que permite predecir la columna litológica, la cual consiste en una secuencia alternada de rocas sedimentarias. Con el estudio sísmico, y los datos obtenidos de los pozos vecinos o pozos de correlación, si existen, se realiza una asociación de información y con esta una predicción de la secuencia de formaciones geológicas que se van a atravesar durante la perforación; este compendio de información inicial es realizado por el equipo de geología del proyecto el cual basa sus predicciones tanto en la información que se mencionaba anteriormente, como en los estudios de campo que se realizan al elegir el prospecto.

El conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales (presiones del fluido anormalmente altas o bajas) que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación; también permiten tener una pequeña idea de la dureza que de las formaciones que se van a atravesar, y con ello realizar un diseño preliminar tanto de las brocas como de los fluidos que se van a emplear en la perforación de cada fase

Finalmente y después de conocer la importancia de una prognosis geológica, se ha definido que a nivel general esta debe tener un contenido mínimo, que debe abordar parámetros como:

- Ubicación geográfica del prospecto
- Relación objetivos exploratorios.
- Relación de topes de las formaciones a perforar.
- Descripción de la Litología
- Relación de Fallas geológicas y Buzamiento de las formaciones a perforar
- Relación de *Target Point* y *Box Target* Área de los objetivos exploratorios.
- Relación profundidad del prospecto

- Relación Temperaturas de la formación y Superficie ΔT .
- Relación de Incertidumbres geológicas.
- Programa de evaluación formaciones.
- Programa de registros eléctricos por fases
- Mapas estructurales y de topes de los objetivos exploratorios
- Modelo estructural del prospecto.
- Informe de identificación de pozos correlación⁴

1.3.3 Programa de perforación. Un programa de perforación contiene en una serie de módulos o subprogramas que se diseñan a partir de la información obtenida en los estudios geológicos preliminares y a través de la información de los pozos de correlación; en los casos de los pozos exploratorios o estratigráficos en los cuales la información disponible para el diseño de la perforación se limita a estudios geológicos y geofísicos realizados en la zona prospecto se debe recurrir a la experiencia del personal de ingeniería del proyecto, el cual deberá realizar alguna asunciones para determinar las condiciones y procedimientos óptimos de operación ; De cualquier forma se debe tener en cuenta que de la calidad y cantidad de información disponible dependerá el reducir el grado de incertidumbre de la operación.

Conceptualmente, un programa de perforación debe contener como mínimo los siguientes módulos o subprogramas

- Estado mecánico
- Justificación del *Casing Point*
- Diseño del revestimiento por fases
- Programa de pruebas de integridad
- Programa de brocas

⁴ MACHUCA, Werney. Planeación de pozos. [Diagrama Visio]. Bucaramanga. 2012. Contenido mínimo de una prognosis geológica y diagrama de diseño de pozo visto en clase de perforación de pozos

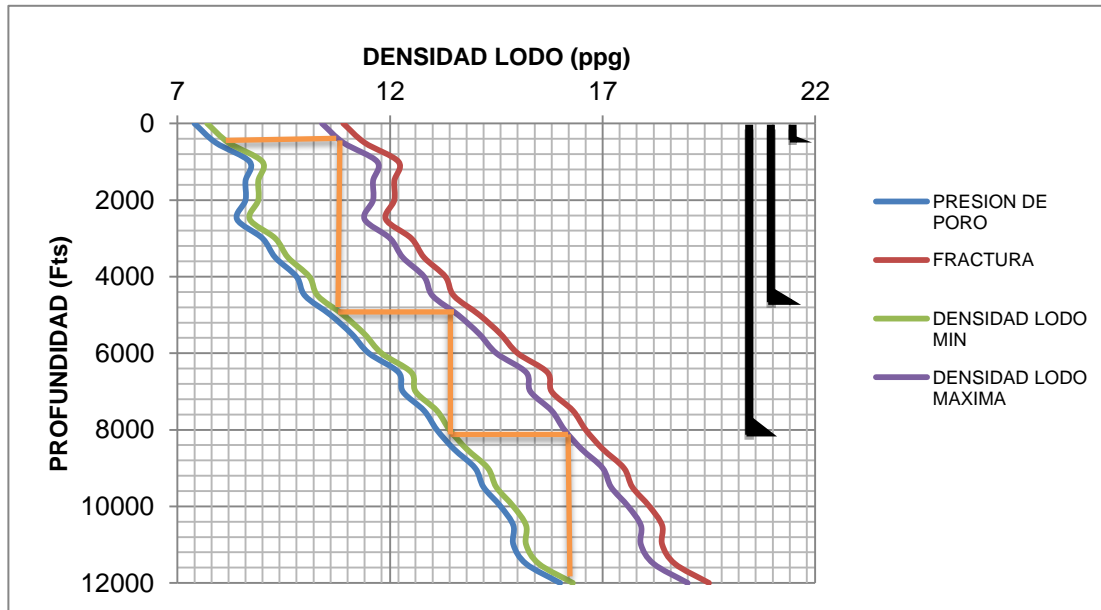
- Informe detallado y gráfico del tiempo estimado de operación
- Programa de cementación por fases
- Programa de lodo por fases
- Programa de BHA por fases
- Análisis de viabilidad técnica de la localización de superficie
- Análisis de viabilidad social y ambiental de la localización
- Programa de trayectoria del pozo por fases
- Programa de hidráulica por fases
- Programa de WHA por fases
- Programa de BOP por fases
- Cálculo AFE por fases⁵

1.3.3.1 Diseño del asentamiento de revestimiento: Cuando se realiza la planeación y el diseño del programa de perforación, una de las primeras etapas del mismo es determinar la ventana de lodo la cual se delimita por las presiones de formación esperada y el gradiente de fractura, para los cuales normalmente se establece un margen de seguridad.

Cuando ya se tiene la ventana de lodo (figura 2), la cual también se denomina perfil de presiones, se puede determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento; el proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo trazando una línea recta vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la curva de gradiente de fractura, esta será la profundidad mínima para asentar la tubería de revestimiento; el proceso se repite hasta obtener el diseño del estado mecánico del pozo.

⁵ CALVETE, Jorge. Diseño de Pozos. [Diapositivas]. Bucaramanga. 2012. 15 diapositivas a color sobre diseño de pozos. vistas en clase de perforación de pozos

Figura 2. Ventana de Lodo con Profundidades de Asentamiento del Casing



Fuente: Basado en: Diapositivas de Diseño de Pozo, Clases de perforación, Ing. Jorge Calvete

Es importante tener presente que la profundidad para el asentamiento de un revestimiento puede tener variaciones durante la perforación por problemas con la formación tales como: pérdidas de circulación, estabilidad de la formación o intrusión de fluidos en el pozo.

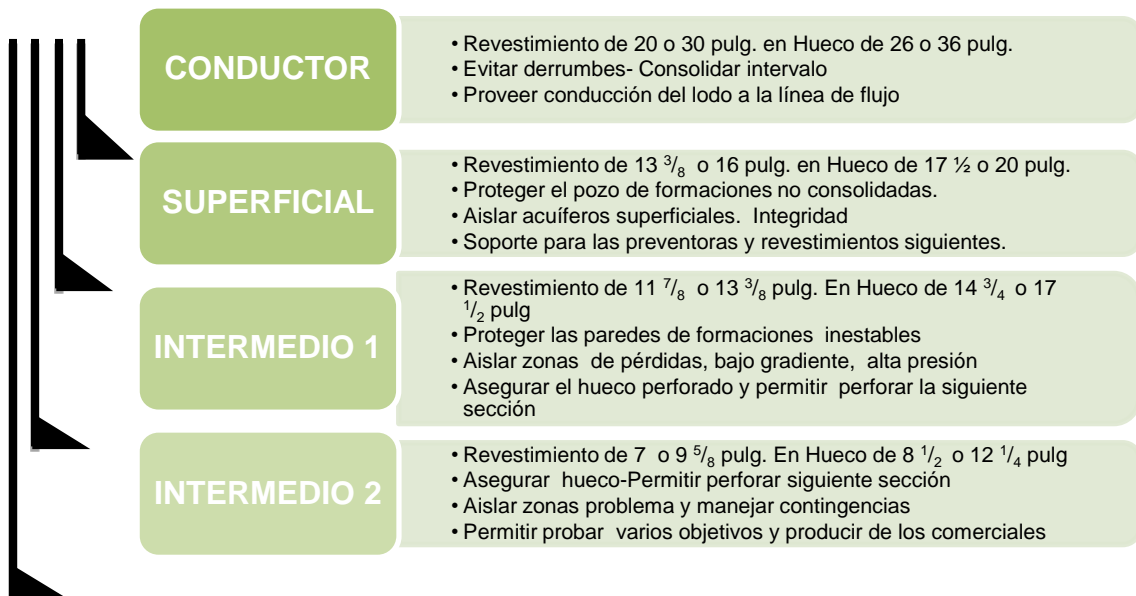
1.3.3.2 Selección de los revestimientos: La selección del *casing* o tubería de revestimiento es un aspecto fundamental del proceso de diseño del pozo, debido a que es este el que proporciona estabilidad y protección a las paredes del hueco, evitando derrumbes y aislando zonas en donde se prevean manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo en forma telescópica, es decir que los diámetros de tubería van disminuyendo a medida que aumenta la profundidad por razones tanto técnicas como económicas.

El objetivo de seleccionar y diseñar los revestimientos, es seleccionarlos con las especificaciones adecuadas en cuanto al grado del metal, peso por junta y tipo de unión; esto con el fin de que resista sin fallar, las fuerzas a las que se encontrarán sujetos.

Las funciones del *casing* son principalmente:

- Evitar derrumbes y concavidades
- Evitar la formación de *ledges*
- Prevenir la contaminación de los acuíferos
- Dar el soporte para la instalación del equipo de control superficial
- Aislar las zonas que puedan resultar problemáticas
- Mantener la estabilidad del hueco

Figura 3. Ejemplo de una distribución de Casing



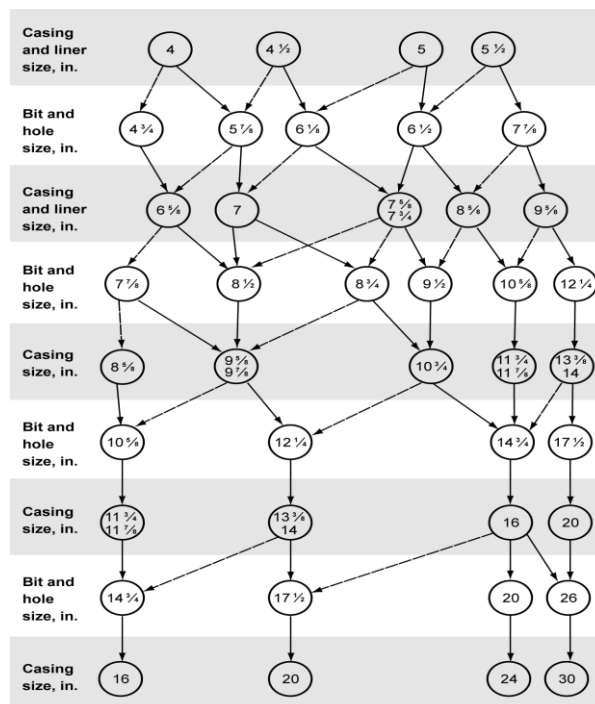
Fuente: Basado en: Diapositivas de Diseño de Pozo, Clases de perforación Ing. Jorge Calvete

1.3.3.3 Geometría del pozo. Después de tener las profundidades a la cuales se realizará el asentamiento del revestimiento y para definir la geometría del pozo, se escogen los diámetros adecuados de los *casing* para completar el que será el estado mecánico del pozo, el cual a su vez define los volúmenes que se emplearán en el diseño hidráulico; Este procedimiento de diseño se realiza teniendo en cuenta la tubería de revestimiento que se tiene disponible y de acuerdo a características estandarizadas por las normas API en cuanto a lo que refiere a diámetros internos y externos y a los acoples entre juntas.

En la figura 4 se muestra un diagrama de las combinaciones estándar que se puede emplear para seleccionar los tamaños del revestimiento y de la broca. Para usar la tabla, primero se determina el diámetro del último *casing* o revestimiento que se va a correr dentro del hueco, el flujo de las líneas en el diagrama indica el tamaño del hueco y de la broca que se requieren para poder introducir el revestimiento, las líneas continuas indican los diámetros de las brocas de uso más común para que cada diámetro de *casing* considerando el espacio necesario para la cementación del mismo; y las líneas discontinuas indican los diámetros de broca menos utilizados. La selección de un diámetro inusual de hueco requiere de especial atención en el momento de la conexión, control en el peso del lodo, atención en la operación cementación, y cuidado para evitar *dog legs*.⁶

⁶ ADAMS, Neal. Drilling Engineering And Complete Well Planning Approach. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. 1985

Figura 4. Diagrama de Selección de Diámetro de Broca y Casing



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

1.3.3.4 Programa de fluidos. El programa de lodos o programa de fluidos es vital para una operación de perforación debido a que un buen diseño de las propiedades del lodo definirá directamente su efectividad en cuanto a mantener la estabilidad del hueco, prevenir pérdidas de circulación, proveer una buena lubricación a la broca, reducir el riesgo de pegas y evitar el daño a la formación productora.

La selección de las propiedades del lodo debe hacerse de acuerdo a las condiciones problemáticas específicas de la zona a perforar. Cada etapa debe analizarse detalladamente teniendo en cuenta los problemas registrados en los pozos vecinos o pozos de correlación y con ello optimizar las propiedades del fluido con los aditivos adecuados para reducir los problemas que se han determinado como probables.

La información que debe recopilarse y analizarse durante el proceso de diseño del lodo, se refiere a la presión de poro y fractura, antecedentes de pérdidas de circulación o intrusiones, litología, temperatura y presencia de fluidos contaminantes.⁷

Si no se cuenta con la información de pozos de correlación, se debe planear o diseñar el programa de lodos de acuerdo a la columna litológica prevista por el equipo de geología del proyecto y a la experiencia del equipo de ingeniería, teniendo en cuenta que el lodo de la fase inicial es un lodo básico sin inhibición y que a medida que se avanza en profundidad se deben agregar una serie de aditivos como: pesantes, inhibidores, controladores de pH, bactericidas, etc. ; toda esta formulación en estos casos queda sujeta a cambios de acuerdo a las formaciones que se vayan encontrando y a las características de las mismas.⁸

Por último para poder estructurar un programa de lodos se debe especificar lo siguiente:

- Los tipos de fluidos que se emplearán en cada fase
- Los rangos de densidad que permitan balancear las presiones en cada sección del pozo
- Las principales propiedades que permitan mejorar la eficiencia de la perforación.
- Los aditivos sugeridos para cada sección
- Problemas esperados y programas de contingencia

⁷ SCHLUMBERGER. Diseño de la perforación de Pozos. [Drilling School Book]

⁸ CALVETE, Jorge. Lodos de perforación. [Exposición verbal]. Bucaramanga. 2013. Tema tratado en clase de perforación de pozos

1.3.3.5 Diseño de una cementación. El programa de cementación incluye básicamente la planeación de la cementación de la tubería de revestimiento, la cual se conoce como cementación primaria, y puede ser superficial, intermedia o de explotación. Es de las operaciones más importantes, debido a que si dicho trabajo no se realiza adecuadamente, puede constituir la causa de fallas en el pozo debido a que el revestimiento no se encuentre bien asegurado.

El elemento más importante al diseñar una cementación primaria es la lechada de cemento, la cual se define como una suspensión altamente concentrada de partículas sólidas en el agua con contenidos de sólidos hasta de un 70%.

La reología de la lechada de cemento está relacionada con la del líquido de soporte, la fracción volumétrica de los sólidos (Volumen de partículas / Volumen total) y la interacción entre las partículas.

En una lechada de cemento, el fluido intersticial es una solución acuosa de varias clases de iones y aditivos orgánicos. Por lo tanto, la reología de la lechada difiere de la reología del agua. Los sólidos en una lechada están en función directa a su densidad.

El diseño de lechadas de cemento debe estar dirigido a obtener homogeneidad y estabilidad, en las propiedades de la misma. Dentro de las propiedades de la lechada de cemento a evaluar y controlar tenemos:⁹

Viscosidad

Agua libre & sedimentación de la lechada

Densidad

Control de filtrado

⁹ CALVETE, Jorge. Curso Diseño y Cementación de Pozos. [Archivo Word]. Bucaramanga. 2012. Tema tratado en clase de perforación de pozos

Tiempo bombeable
Resistencia a la compresión
Compatibilidad

Pruebas de Laboratorio ¹⁰

Viscosidad Se adecua la viscosidad necesaria para asegurar el desplazamiento más eficiente de lodo que deberá proporcionar buena adherencia en la formación y la Tubería de revestimiento. El API recomienda una viscosidad de lechada de 10 a 15 Bc (unidades de consistencia usadas en pruebas a cementos).

Agua libre Es el volumen de agua que se separa de la lechada. Se mide después de haber agitado la lechada 20 minutos en el consistómetro atmosférico y haberla dejado en reposo dos horas. El máximo valor de agua libre aceptado por el API es de 1.4 %. El agua libre se evita utilizando la cantidad de agua adecuada y mezclando la lechada correctamente.

Densidad La densidad de la lechada debe ser igual o ligeramente superior a la del fluido de perforación, considerando no rebasar el gradiente de fractura.

Control de filtrado La pérdida de fluido en lechadas para tuberías de revestimiento superficiales e intermedias deberá tener valores máximos de 200 cm³/30 min, para complementos de 500 cm³/30 min, y para liners de 50 cm³/30 min utilizando una presión diferencial de 1000 psi a temperatura de circulación de fondo. Para evitar canalización de gas, este valor debe ser restringido a un máximo de 20 cm³/30 min a temperatura estática de fondo.

¹⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Cements and Materials for well cementing. API specification 10A. Twenty – Second Edition. 1995

Tiempo bombeable Se debe considerar el tiempo en preparar, bombear la lechada, soltar tapones, y desplazar el cemento, más un tiempo adicional de una hora como factor de seguridad.

Resistencia a la compresión Se debe verificar el desarrollo de la resistencia a la compresión en 8, 12 y 24 horas de permanecer en reposo a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo. Es generalmente aceptado como resistencia mínima para soportar el peso de la TR, 500 psi (35 kg/cm²) a las condiciones de 3000 psi y temperatura estática de fondo del pozo.

En el momento de elaborar el programa de cementación de un pozo se deben tener claro el diseño con mucha anticipación a la introducción de la tubería. Un factor de gran importancia para garantizar el éxito de la operación de cementación, es diseñar la composición adecuada del cemento que se va a emplear, a fin de obtener una adecuada y apropiada resistencia final para las operaciones, ya que de una buena cementación depende que sea menos factible la aparición de rupturas o fallas en el revestimiento; los factores que se deben cuidar al realizar una cementación primaria para evitar que esta quede mal realizada, son los siguientes:¹¹

¹¹ SCHLUMBERGER. Diseño de la perforación de Pozos. [Drilling School Book]

Tabla 1. Factores de Fracaso de Cementaciones Primarias

FACTORES	TIPO DE FALLA
<ul style="list-style-type: none"> • Agua de mezcla contaminada • Estimación incorrecta de la temperatura • Retardador insuficiente • Zapato y collar flotador taponados 	<ul style="list-style-type: none"> • Fraguado Instantáneo
<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de introducción inadecuada 	<ul style="list-style-type: none"> • Atascamiento de la tubería • Pérdida de circulación
<ul style="list-style-type: none"> • Tapón atascado en la cabeza de cementación • Tapón de cemento deformado • Calculo de volumen de desplazamiento incorrecto • Tubería rota 	<ul style="list-style-type: none"> • El tapón no asienta en el collar flotador • No se alcanza la presión final • El cemento se queda en el interior de la tubería o en un lugar inadecuado en el espacio anular.
<ul style="list-style-type: none"> • Fallas mecánicas en el equipo de bombeo • Agua o presión de suministro insuficiente 	<ul style="list-style-type: none"> • Mezclado incompleto de cemento
<ul style="list-style-type: none"> • El cemento no cubre los objetivos geológicos • Deshidratación del cemento 	<ul style="list-style-type: none"> • Canalización de gas por el espacio anular
<ul style="list-style-type: none"> • Tubería recargada en la pared del pozo • Propiedades de lodo deficientes • Imposibilidad de mover la tubería • Ampliación del diámetro del hueco • Bajo gasto de desplazamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Canalización del cemento en el lodo
<ul style="list-style-type: none"> • Relación inapropiada agua-cemento • Aditivos inadecuados • Frente limpiador inapropiado • Fallas mecánicas del equipo • Interrupción en el bombeo 	<ul style="list-style-type: none"> • Fraguado prematuro

Fuente: Basado en: Diseño de la perforación de Pozos, Schlumberger

1.3.3.6 Diseño de la sarta de perforación. La sarta de perforación está compuesta de tubería de perforación y botellas, collares y drill collars con una cierta cantidad de componentes menores y conecta los sistemas de superficie con la broca de perforación.

Las funciones principales de la sarta de perforación son:

- Proporcionar una vía desde la superficie hasta la broca para que el fluido de perforación se puede llevar bajo presión.
- Transmitir la rotación, aplicada en superficie, a la broca.
- Transmitir la fuerza, o peso, a la broca para que la formación se rompa más fácilmente.
- Proporcionar los medios para bajar y subir la broca de perforación dentro del pozo.

La tubería de perforación es el componente principal, en términos de longitud de la sarta de perforación. Cada junta de tubería de perforación, está hecha en acero, con una caja de conexión (*Tool Joint*), macho o hembra, la cual está soldada en cada extremo de tal forma que se puedan enroscar entre sí una tras otra.

La selección de la tubería que se va a emplear en la perforación de un pozo, está determinada básicamente por los siguientes parámetros:

- Profundidad del hueco
- Diámetro de la broca
- Selección de la tubería pesada y botellas que se emplearán
- Peso y longitud de la sarta en el aire y flotando
- Resistencia a la tensión y compresión
- Longitud de la sección de tubería
- Herramientas especiales a incluir en el BHA (*Bottom Hole Assembly*)

El Instituto Americano del Petróleo API ha establecido diversos lineamientos para la clasificación de la tubería de perforación en función del desgaste que ésta presente. El desgaste afecta directamente a la resistencia del tubo.

Tabla 2. Clasificación de las Tuberías de Perforación de Acuerdo al Grado de Desgaste

Clasificación de la TP por usabilidad		
Tipo	Descripción	Código de color
Clase I	Tubería nueva	Una franja blanca
Premium	Resistencia del 80%	Dos franjas blancas
Clase II	Resistencia del 65%	Una franja amarilla
Clase III	Resistencia del 55%	Una franja azul
Clase IV	Deshecho	Una franja roja

Fuente: Basado en: API SPECIFICATION 5DP. Specifications for Drill Pipe

También se pueden realizar clasificaciones de las tuberías por el grado de resistencia del material del cual son fabricadas

Tabla 3. Grados de Resistencia de las Tuberías e Identificación en Campo

Yield Strength		
Grado	Min psi	Max psi
E 75	75,000	105,000
X 95	95,000	125,000
G 105	105,000	135,000
S 135	135,000	165,000

Fuente: Basado en: Diapositivas Elementos de perforación Ing. Luis Soto

1.3.3.7 Selección de brocas. La selección de brocas es de gran importancia en el programa de perforación, en ésta se estipula las brocas que se usarán de acuerdo a las características de la formación y al diseño del estado mecánico que se ha planteado.

Para la elección de las brocas que se utilizarán en la perforación de un pozo se debe proceder de la siguiente forma:

- Seleccionar de forma preliminar las brocas, basado en los objetivos, riesgos y geometría.
- Efectuar un estudio detallado de los registros de brocas de los pozos de correlación, para seguir un programa promedio con respecto al área en la que se va a perforar.
- Refinar el programa de brocas para aumentar la efectividad de la perforación.

En cuanto a los factores fundamentales para la selección de una broca, son básicamente los siguientes:

- Dureza y abrasividad de la formación
- Geometría del pozo
- Control direccional
- Sistema de rotación
- Tipo de fluido de perforación

Cada uno de los anteriores factores influye directamente en el diseño de la estructura de la broca que se requiere, el tipo, el diseño hidráulico e incluso influye en el costo de la misma.

Por otra parte a nivel de registros históricos o controles de corridas de una broca existen los denominados Bit Records los cuales consisten en registros históricos del desempeño de una broca en un pozo determinado. El registro de la broca incluye datos tales como la profundidad a la que se colocó la broca en el pozo, la distancia perforada, las horas que se utilizó "en el fondo" o "rotando", el tipo y el peso del lodo, los tamaños de las boquillas, el peso sobre la broca, la velocidad de rotación y la información sobre el flujo hidráulico. Generalmente, los datos se actualizan en forma diaria. Cuando la broca se extrae, una vez que ha dejado de ser utilizada, también se registra su estado y la razón por la que se extrajo del pozo. Los registros de las brocas a menudo se comparten entre los operadores y

las compañías de brocas y constituyen una de las muchas fuentes de datos valiosos de los pozos vecinos para los ingenieros especialistas en diseño de pozos.¹²

1.3.3.8 Programa de corazonamiento. La planeación o programa para una operación de corazonamiento, debe comenzar con un listado de los objetivos que se desean lograr a partir de la misma. El equipo óptimo para realizar ésta operación debe estar compuesto por personal de petrofísica, yacimientos, geología y perforación. Cuando se discuten los objetivos, cada gasto debe estar justificado con la obtención de la información que generará valor para el prospecto. El tamaño de la perforación, el ángulo de perforación, temperatura, presión, y tipo de roca influyen en la selección de las herramientas de corazonamiento. La planeación es en realidad un proceso interactivo donde se construye un consenso y se formula un programa detallado.¹³

El programa preliminar de corazonamiento, debe contener un análisis detallado para la selección del mejor sistema y equipo de *coring*, selección del fluido adecuado, selección de brocas, tipo de forros o porta núcleos y la selección de los intervalos a corazonar; esta última sección se elabora basándose en la litología que se espera y teniendo en cuenta las formaciones que presentan características geológicas atractivas para ser almacén de hidrocarburos, tratando siempre de que las zonas a corazonar, sean intervalos representativos de la columna litológica del pozo.

En cuanto a los objetivos de la operación, ésta tiene como finalidad proporcionar muestras intactas de formación. Es el único método para realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

¹² SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary. 2012. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>. [Consulta: Viernes 14 de diciembre de 2012]

¹³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Core Analysis. API RP 40. Second Edition 1998

A partir de análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos, ingenieros de perforación e ingenieros de yacimientos.

Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtienen información sobre:

- Litología
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación de aceite, gas y agua
- Interfaces Aceite-Agua, Gas-Aceite
- Rumbo e inclinación de las capas

1.3.3.9 Programa de registros. El registro geofísico de pozos, consiste en una serie mediciones, obtenidas por: una sonda con varios sensores o antenas transmisoras y receptoras que se introduce en una perforación para determinar las curvas de cada parámetro que se desea conocer.

Con esta técnica se obtiene a diferentes profundidades los parámetros físicos de la formación. Se lleva a cabo para determinar las características físicas de las rocas, de los fluidos que la saturan y de las propiedades de la construcción del pozo.

Se pueden determinar básicamente las siguientes propiedades:

- Litología
- Resistividad real
- Densidad volumétrica
- Geometría
- Porosidad
- Permeabilidad

De acuerdo a los requerimientos mínimos exigidos por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), los registros que se deben tomar en un pozo estratigráfico con el fin de obtener una evaluación litológica y determinar algunas de las propiedades de la roca, son: ¹⁴

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

1.3.3.10 Selección del equipo. La selección del equipo de perforación se realiza luego de haber finalizado una evaluación minuciosa de los sistemas predominantes en la elección, es decir después de determinar cuáles son los factores más importantes a controlar durante la operación, dependiendo de las características del prospecto y el diseño del pozo; de igual forma se debe tener siempre pendiente, utilizar factores de diseño que ofrezcan seguridad suficiente, pero teniendo en cuenta que el sobre-diseño incrementa los costos.

¹⁴ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. ESCUELA DE PETROLEOS Programa Preliminar De Perforación Pozo Anh-Patía-1-St-P, Bucaramanga, 2011

➤ ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Tabla 4. Especificaciones técnicas del equipo de perforación

TORRE
Torre con capacidad mínima de 700.000 libras de carga en el gancho.
Torre con capacidad de carga posterior (stand-back racking) para 12.000 pies.
Todas las conexiones pinadas (inspección pines)
Altura mínima de la torre de 136 pies.
Las poleas de la corona de la estructura, lámparas, etc. deben estar sujetos por eslingas. Los grilletes deben tener 4 piezas (cuerpo, pasador, chaveta y tuerca).
SUBESTRUCTURA
Subestructura con capacidad mínima de 700.000 libras y una capacidad de carga posterior (set back load) de 500.000 libras.
Altura de la subestructura que permita la instalación API del set completo de BOP's y el cabezal de dos secciones con un contrapozo de 3 metros.
Los pasamanos y escaleras deben estar en buen estado y cumplir los requerimientos de seguridad. Debe contar con mínimo dos (2) escaleras de acceso en la cual todos los peldaños deben tener la misma medida, no deben estar ubicadas paralelas a la rampa y deben contar con lava ojos.
Debe contar con una bandeja recolectora de lodo para minimizar los derrames y pérdidas de lodo durante los viajes, diseñada apropiadamente para el taladro y con manguera de descarga al tanque de viaje, para el monitoreo de volúmenes. Contar con Kit Ambiental.
Debe contar con rieles y una diferencial o dispositivo con capacidad de levante suficiente para el set de BOP's y cabezal de pozo completo.
MALACATE
Malacate de 1.500 hp con capacidad de manejar con seguridad 700,000 lbs. en el gancho libres o tensionando hasta esta capacidad
Debe estar equipado con freno auxiliar (eléctrico, mecánico u otro) con capacidad para soportar las cargas descritas y un sistema de enfriamiento de freno.
Debe poseer un dispositivo de seguridad para la corona y la mesa 'twin stop', calibrado y operando apropiadamente.
Las cadenas y ejes deben estar lubricados, libres de fugas y con protectores instalados.
Debe presentar el número de días de operación desde la última gran revisión o reparación y las horas de operación de los motores.
Debe poseer hydraulic tong pull.
EQUIPO DE LEVANTAMIENTO
Traveling block, Crown block, Swivel y Elevator Links con capacidad mínima cada uno de 500 ton, 16 pies y 10 líneas.
Brazo de 350 toneladas, de 9- 12 y 15 pies.
Brazo de 500 toneladas, de 9- 12 y 15 pies.
Top Drive con capacidad nominal de levante de 500 ton, con potencia de entrada mínima de 850 HP y pipe handler para apretar y soltar las tubería suministradas.
El Crown y Traveling Block deben tener mínimo seis (6) poleas cada uno, las poleas deben ser de rodamientos de rodillos (Roller Bearing Sheaves), de 50" de diámetro.
El swivel debe tener suficientes set de empaques para el wash pipe de repuesto.
Los brazos elevadores no deben tener desgaste (suministrar gráfica de desgaste contra capacidad). Los lugares de agarre seguro deben estar claramente señalizados y pintados con un color diferente (verde o amarillo).
CABLE DE PERFORACIÓN
Cable de perforación con resistencia nominal mínima de 170.000 libras o superior, XIPS no galvanizado, Tamaño 1 3/8", 6 X 19, con indicador de peso visual y remoto a la instrumentación.
MESA ROTATORIA

Mesa rotaria 27 1/2" con capacidad mínima de 700.000 libras.

Equipada con tazones (bowl inserts and slips) para todos los tamaños de revestimiento y tuberías de perforación a usar.

BOMBAS TRIPLEX PARA LODO

Tres (3) bombas triplex para lodo, cada una con potencia nominal de entrada de mínimo 1.300 HP, c/u. o equivalentes en potencia de 3600 hp (p.e. 2 de 1300 y 1 de 1000hp), cada una con sensores remotos de presión y cuenta golpes, presión de trabajo 5.000 psi, camisas de 4 1/2" a 7", líneas de succión metálicas de mínimo 8".

Deben estar adaptadas para ser operadas simultáneamente o en forma individual, según las necesidades del pozo. Por lo que cada bomba debe tener sus propios motores eléctricos que garantice la potencia requerida por cada bomba. Cada una debe tener centrífuga de alimentación, independiente en manejo y potencia.

Deben estar equipadas con filtros en la succión y en la descarga.

Deben tener pulsation dampeners y válvulas de seguridad de alta presión en la descarga y empaques de pulsation dampeners de repuesto.

Las líneas de descarga de las bombas y el stand pipe manifold deben ser de mínimo 4" XXH pipe y 5.000 psi.

Deben tener manómetros de 5.000 psi de alta resolución.

El equipo debe estar diseñado adecuadamente para usar simultáneamente tres (3) bombas. Así mismo, se requiere que las pérdidas de presión por fricción en las líneas de superficie y manifold de bombas sean mínimas donde el contratista se compromete a realizar los cambios correspondientes, previo análisis en conjunto con la UIS, antes de iniciar la operación.

Debe suministrar las poleas para cellar jet (chupador), con las válvulas necesarias para alinear cualquier bomba a este sistema.

SISTEMA DE POTENCIA

El malacate y las bombas deben ser potenciados por motores eléctricos, independientes para cada equipo con mínimo la HP nominal del equipo. Cada uno debe recibir la potencia para permitir simultáneamente levantar la carga en el gancho de 700.000 libras, operar la rotaria y las bombas a 800 GPM.

Generadores eléctricos de suficientes KVA para suministrar el 150% de la potencia eléctrica necesaria para operar el equipo, la iluminación y todo el equipo eléctrico asociado.

Los generadores deben tener motores independientes diesel, de capacidad tal que les permita generar la potencia eléctrica especificada. Los generadores deben estar dedicados a suministrar la potencia al equipo y deben ser independientes de los requerimientos eléctricos del campamento u otras operaciones.

Controles en la mesa del perforador para apagado selectivo del sistema mata chispa y sistema shut down

Deben indicar días de operación desde la última gran revisión o reparación del sistema.

Debe poseer generador(es) de relevo (stand-by) de suficiente capacidad para operar el equipo, la iluminación y todo el equipo eléctrico asociado, en el evento de falla o servicio de los generadores principales. Deben ser intercambiables con cualquiera de los principales, con motor(es) independiente(s), diesel.

Deben especificar completamente los generadores y sus motores.

TANQUES DE LODO

Tanques de lodo techados, para el sistema activo, con capacidad mínima de 1.100 bls, preferiblemente con fondo cóncavo, equipados con línea de succión y llenado.

Un (1) tanque de reserva para lodo, con capacidad mínima de 400 bls, dividido en dos compartimientos por tanque.

Todos los tanques deben estar diseñado para poderse aislar de los demás, con líneas y bombas que permitan llenarse o vaciarse sin interferir la operación. Deben estar equipados con 3 agitadores eléctricos de paletas y pistolas submarinas en cantidad y capacidad suficiente para mantener homogéneo el sistema de lodo.

Los compartimientos para la trampa de arena, mud cleaner, etc., deben tener sistema de bypass para drenar y lavar simultáneamente mientras se perfora.

Las válvulas, líneas y conexiones en general deben estar en perfecto estado y las líneas de alta presión deben tener guayas de seguridad en sus conexiones. Cualquier fuga será reportada y se levantará un acta de compromiso de tiempo de reparación entre el company man y el Contratista.

Deben indicar el número, tamaño, tipo y capacidad de los tanques, agitadores y sus motores (explosion proof).

El sistema activo debe poseer un canal para circuito corto, desde las shakers, pasando por el tanque de descarga y por el sistema tres en uno (desarenador / desilter / mud.cleaner). El canal debe contar con pendiente suficiente para permitir el flujo natural y con compuertas a todos los tanques y toda la zona de tanques debe contar con un lavaojos.

Debe suministrar el plano de distribución (layout) y capacidad del sistema de lodos donde muestre el sistema de alta y baja presión, puertas y válvulas, conexiones internas, sistema de limpieza y transferencia, etc.

EMBUDOS DE MEZCLA Y BOMBAS CENTRÍFUGAS

Dos (2) embudos de mezcla y bombas centrífugas de suficiente potencia y volumen de descarga, con sus correspondientes motores eléctricos (explosion proof). Toda bomba centrífuga debe tener guardas por todos sus lados.

El sistema debe permitir mezclar independiente o simultáneamente a los tanques de succión, pildora, reserva y pre-mezcla.

Deben tener líneas de suficiente tamaño y capacidad, y con el mínimo uso de codos y semicodos para evitar pérdida de potencia, taponamientos, etc., el contratista se compromete a realizar los cambios correspondientes, previo análisis en conjunto con la UIS, antes de iniciar la operación.

Debe contar con un lavaojos y ducha de seguridad en la zona de mezcla.

Una (1) bomba centrífuga con motor eléctrico, con las líneas requeridas para hacer transferencia o recepción del sistema activo de lodo y/o conexión al sistema de mezclado y preparación de lodos. Toda bomba centrífuga debe tener guardas por todos sus lados.

TANQUE DE VIAJE

Tanque de viaje mínimo de 50 bls, aforado en incrementos de 1/2 bbl/pulgada, con dispositivo mecánico y/o electrónico de medición y alarmas para indicar el aumento o la disminución del volumen en él, claramente visible por el perforador desde su cabina de operación o desde el panel del perforador.

Debe estar equipado con una bomba centrífuga para llenar el pozo, de tamaño y capacidad suficiente (especificar las características). Toda bomba centrífuga debe tener guardas por todos sus lados.

La línea de retorno del pozo (flow line) debe ser de mínimo 14" de diámetro con una válvula, de tal manera que el tanque de viaje forme un circuito cerrado con el pozo. Desde la salida de la campana, hasta el manifold de entrada de los equipos primarios de control de sólidos, el flow line no debe tener cambios de dirección (codos o semicodos).

El flow line y el manifold de entrada a los shakers debe tener un sistema de limpieza y de fácil acceso, para remover cualquier taponamiento por arcilla (boquillas suficientes de limpieza para inyección de lodo, válvulas de aislamiento, etc.) El manifold de entrada al sistema primario de control de sólidos (shaker) debe permitir y asegurar una distribución homogénea a cada shaker.

EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDOS

Tres (3) zarandas (shakers) de alta vibración, de mallas pre-tensionadas y mínimo tres paneles por zaranda, con capacidad para manejar eficientemente hasta 800 GPM de lodo de hasta 40 cp de viscosidad plástica y pesos de lodo entre 9 y 12.5 ppg, con mallas tamaño 250 mesh.

Un (1) sistema tres en uno (desilter / desander / mud cleaner) con capacidad mínima de 900 GPM cada uno, la zaranda debe contar con mallas pre-tensionadas, con bomba centrífuga (75 hp) y motor independientes y con suficiente stock de repuestos para su buen funcionamiento, que garanticen presión en cabeza de 4 veces el peso del lodo para el desander y 4,5 veces el peso del lodo para el desilter. Toda bomba centrífuga debe tener guardas por todos sus lados.

En caso de ofrecer scalpers adicionales como sistema primario, la diferencia de altura entre estos y los shakers debe ser adecuada para el buen funcionamiento de estos; así mismo, se debe garantizar la distribución uniforme del fluido a los shakers.

Los sistemas de control de sólidos serán evaluados durante la primera fase de perforación y su funcionamiento deberá ser ajustado acorde a las exigencias técnicas del diseño original.

Si el taladro cuenta con scalpers con mallas ajustables, se deberá suministrar el torquímetro para su instalación.

SISTEMA DE DESGASIFICACIÓN

Vacuum degasser con línea de salida de 6" ID (diámetro interno), con centrífuga y motor independientes, todo inspeccionado antes de instalación y con capacidad mínima para tratar o desgaseificar 500 gpm.

Mud/Gas separator (tipo Poor-Boy). Target baffle nuevo o en perfecta condición, con línea de descarga y quemadero versátil. Debe contar con mínimo 80 metros de línea de descarga de gas hacia el quemadero.

SISTEMA DE CONTROL DE POZOS

Un conjunto de preventoras de 13 5/8" – 10.000 psi que siga los lineamientos de las normas API 16A y NACE MR0175, constituido como mínimo de:

* Un (1) preventor anular 5.000 psi B140.Flanged 10 M psi

* Dos (2) preventores de ariete (uno doble y uno sencillo) de 10.000 psi.

* Dos (2) sets de arietes ciegos.

* Dos (2) sets de arietes variables para tubería de perforación de 5 1/2" - 5 7/8"

* Dos sets de arietes variables para revestimiento de 9 5/8" y 7".

Un set de arietes para revestimiento de 13 3/8"

Unidad portátil (test pump) para prueba de BOP's de 0-10.000 psi, con registrador de presión.
Los preventores tipo ariete deben tener instalado cada uno, el dispositivo para manejo hidráulico y manual.
Los conjuntos de BOP's, únicamente deben usar repuestos originales y nuevos.
Para el montaje de las BOP's debe usar una herramienta neumática y/o hidráulica de torque apropiado. Los lugares de agarre seguro deben estar claramente señalizados y pintados de un color diferente (amarillo o verde).
Todas las conexiones hidráulicas deben ser selladas para prevenir contaminación.
Debe suministrar todos los anillos nuevos de sello, tuercas y tornillos necesarios para todo el equipo, según norma NACE MR0175.
La unidad de cierre debe estar ubicada a una distancia segura del pozo y tener una fuente de potencia auxiliar (bombas eléctrica y de aire). La unidad debe poseer alarmas a la disminución del nivel de fluido.
Kill Line 3 1/16" ID (diámetro interno full open), con dos (2) válvulas manuales 3 1/16" - 10.000 psi y una (1) válvula check 3 1/16" - 10.000 psi.
Choke line de mínimo 3 1/16", con una (1) válvula manual de 3 1/16" - 10.000 psi y una (1) válvula de control remoto (HCR), 3 1/16" - 10.000 psi.
Acumulador norma API RP 16E con capacidad para manejar el stack de BOP's de acuerdo a las normas API RP 53, con dos sistemas independientes de control, uno de ellos manual. Debe tener dos fuentes de alta presión, almacenar energía a 3.000 psi y todas las líneas de aceite y las mangueras de 5.000 psi. Control remoto.
Un panel de operación de la unidad de cierre (situada en la mesa del equipo) y un indicador de la presión del acumulador.
Todas las mangueras bajo la estructura recubiertas con protección anti inflamable.
Choke manifold para 10.000 psi de presión de trabajo 3 1/16" tanto de válvulas como de líneas, compuesto de chokes ajustables así: Uno manual 3-1/16" - 10.000 psi, uno de control remoto de 3 1/16" - 10000 psi y dos (2) 3 1/16" flanged pressure transducer - 10000 psi, equipado con instrumentos digitales en el panel de control para lecturas precisas en la tubería y el revestimiento. Cambiarlo en caso de que el suministrado no cumpla.
Norma NACE MR0175 para todo el equipo.
Un (1) Drilling spool 21 1/4" - 5000 psi. 20 3/4" o 21 1/4" - 2000, 3000 o 5000 psi para adaptar a las preventoras.
Un conjunto de preventoras de 20 3/4" o 21 1/4" - 2000, 3000 o 5000 psi, con dispositivo instalado para manejo hidráulico y manual en los preventores, fabricado bajo las normas API 16A y NACE MR0175, constituido como mínimo de:
* Un (1) preventor anular 2000,3000 o 5000 psi.
* Dos (2) preventores de ariete (uno doble o dos sencillos) de 3000 o 5000 psi.
* Un (1) set de arietes ciegos.
* Dos (2) sets de arietes para tubería de perforación de 5 1/2" o 5 7/8".
* Un set de arietes para revestimiento de 13 3/8"
El equipo deberá contar con test pump de capacidad suficiente para realizar la prueba de BOP's, cada vez que sean instaladas.
SARTA DE PERFORACIÓN
Sarta de perforación (incluidos pups y subs) se acepta con ARMACOR-M, smooth and flush finish hardbanding o Tuboscope 8.000 y recubrimiento interno de plástico. Tener stress relief y bore back (nuevo). No se aceptan tuberías que hayan sido expuestas a H2S. Las tuberías deberán estar debidamente seriadas para llevar la trazabilidad, compuestas de mínimo lo siguiente:
a) Drill Pipe de 5 1/2", 21.9 lb/ft (CSX 54, 4.778 ID) mínimo Premium, R-2, 12.000 pies, grado S-135 o Drill Pipe 5 7/8", 24.2 lb/ft (XT 57, 5.045ID) mínimo Premium, R-2, 12.000 pies, grado S-135 u otra tubería de perforación de 5 1/2" de diámetro interno especial para operaciones de corazonamiento wireline con núcleo > 3", ID mínimo 4.5".
b) Pup joints 5 1/2", 21.9 lb/pie o 5 7/8" 24.2 lb/ft, S-135 de 5, 10 y 15 pies.
c) 30 juntas de spiral Heavy-Weight Drill Pipe, 5" OD * 3 7/8" ID, 45, 95 lb. /pie 5" FH.
d) 5 Drill Collar (DC) espiraladas de 9 1/2" OD * 3" ID, 216 lb/pie 7 5/8" Reg. LT.
e) 12 Drill Collar (DC) espiraladas de 8" - 8 1/4" OD * 2 13/16" ID, 149 lb/pie. 6 5/8" Reg.
f) 24 Drill Collar (DC) espiraladas 6 1/2" - 6 1/4" OD * 2 13/16" ID, 91 lb/pie, conexión 4 1/2" IF.
g) Lifting sub circulation (que permita circulación o colocar una válvula), estos deben tener cuello para elevador de Drill Pipe de 5 1/2" o 5 7/8".
Dos (2) válvulas de apertura completa apropiadas al tamaño de la tubería suministrada.
Dos (2) válvulas tipo Grey apropiadas para cada tamaño de tubería suministrado.
Upper kelly valve - 10.000 psi o Actuador hidráulico con válvula del Top Drive

Lower kelly valve - 10.000 psi o Actuador hidráulico con válvula del Top Drive.
Las sartas de perforación deben tener stress relief y bore back (nuevo).
Realizar a la tubería nueva el break-in antes de que llegue al taladro, de lo contrario (si se realiza en el taladro) el tiempo que dure el break-in será a cargo del contratista.
Debe suministrar torquímetro para conexiones y mesa rotaria.
La instrumentación requerida para la medición y control de todos los parámetros involucrados peso, presión, torque, WOB, niveles y volúmenes en tanques, velocidad de las bombas strokes/minutos, strokes acumulados, etc. debe leerse en la mesa del equipo y la casa del perro (certificados de calibración).
Dos (2) winches para la mesa del equipo uno con capacidad de 10.000 libras y otro con capacidad de 5.000 libras.
Un (1) winche para el trabajador de tubería con capacidad de 2.000 libras, que sirva para ayudar a ubicar las paradas de BHA en la torre.
Un (1) winche para la planchada del equipo con capacidad de 5.000 libras, que sirva para ayudar a quebrar la tubería y el BHA de perforación, herramientas.
Un (1) winche (man rider) con capacidad de 200 kg.
Para el izaje de cargas utilizar eslingas en remplazo de cadenas.
Trabajadero (encuelladero) con capacidad para ubicar paradas de tubería de perforación de hasta 5 7/8 " y los componentes del BHA. Trabajadero de casing con winche de posicionamiento y certificado de inspección.
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS ACCESORIOS
Compresor de aire adecuado para la operación del equipo y las labores de mantenimiento, equipado con tanques de almacenamiento suficientes.
Bases (Pipe Racks) en cantidades suficientes para almacenar simultáneamente hasta 12.000 pies de revestimiento de 9 5/8", las sartas de perforación y todos los tubulares necesarios para la perforación del pozo. Su altura debe coincidir exactamente con el nivel de la planchada (si aplica).
Drill Pipe Spinning tong (rango de 3 1/2" a 5 1/2" o 5 7/8" en caso de requerirse). Unidad de potencia apropiada si no es operada por aire. Los lugares de agarre seguro deben estar claramente señalizados y pintados de un color diferente (amarillo o verde).
Llaves para tubería de perforación y botellas, (Drill pipe/Drill collar tongs/ Rotary tongs), para todos los tamaños de tubería solicitados.
Sistema de torque con Back Up para diámetros desde 4 1/8" hasta 8" con spinner y Make Up/Break Out.
Llave hidráulica o neumática para roscar, desenroscar y torqurear la sarta de perforación.
Las cuñas y pines deben ser nuevos; en caso de que las cuñas fallen, deberán contar con cuñas (standard manual slip) de capacidad suficiente para el manejo de las sartas utilizadas. Los lugares de agarre seguro deben estar claramente señalizados y pintados de un color diferente (amarillo o verde). Éstas deben ser:
* Dos (2) para tubería de perforación de 5 1/2 " o 5 7/8".
* Dos (2) para botellas. En cada uno de los diámetros requeridos (6 1/2", 8" y 9 1/2").
Elevadores estándar de 350 toneladas, así:
* Dos (2) para tubería de perforación de 5 1/2 " o 5 7/8".
* Dos (2) para botellas. En cada uno de los diámetros requeridos (6 1/2", 8" y 9 1/2").
Sistema de operación neumático de cuñas para dimensión de la rotaria de 27 1/2", que funcione con la presión suministrada por el taladro (100 psi).
Guarda lodo (mud bucket) o "borracho" con empaques para todos los tamaños de tubería de perforación suministrados.
Mesa de trabajo (casing stabbing board) de altura ajustable desde 15 hasta 45 pies sobre la mesa rotaria, removible. Debe poseer una extensión que permita trabajar cerca de la línea central del pozo y cumplir con todos los requerimientos de seguridad para instalación, manejo (mecanismo de frenado de seguridad) y desalojo. Debe presentar certificados de inspección.
Cargador (capacidad mínima de carga de 5 ton) para el cargue y descargue de herramientas, química para preparación del lodo de perforación, tuberías y revestimientos de todos los tamaños a usar en el pozo, etc. Con operador disponible las 24 horas.
Totalizador de volúmenes instalados en todos los tanques del sistema activo y tanque de viaje, con medición de pérdidas y ganancias en los mismos.
Medidor y lector del porcentaje de flujo de retorno y los golpes de la bomba en operación, especificando el nombre, tipo y particularidades de éste.

Lector para las alarmas de prevención en la mesa del equipo, especificando el nombre, tipo y particularidades de éste.
DSA o adaptadores de alta presión que permitan instalar la BOP al cabezal de pozo tales como: DSAF del cabezal de 13 5/8" - 5.000 psi, a las BOP 13 5/8" x 10.000 psi. NACE MR 0175.
Adapter flanged y spool que se requieran para la instalación de las BOP y cabezal del pozo la ANH-UIS. El equipo de cabezal de pozo debe tener certificación de norma API 6A.
Ring Gaskets requeridos para la instalación de los adaptadores, spools, BOP's, etc. construidos bajo la norma API 16A.
Una cabeza de circulación para cada tipo y tamaño de conexión (pin y box) de tubería suministrada, conexión superior de 2" y conexión lateral de 2".
Tres (3) crossovers de mínimo 3' cada uno, por cada cambio de conexión requerido en todas las tuberías suministradas por el equipo, debidamente seriados de manera que permitan su trazabilidad. Todos con su respectivo back up.
Dos (2) bit subs por cada tamaño de drill collar y/o brocas programadas adaptados para instalación de float valve: 26", 17 1/2", 12 1/4", 8 1/2", debidamente seriados para que permitan su trazabilidad.
Equipo de soldadura completo, eléctrico y Oxy-acetileno. La masa debe alcanzar el tope de la torre.
Las Herramientas de mano apropiadas en la cantidad requerida para desarrollar el objetivo de perforación propuesta, tales como llaves de expansión, llaves de tubo, machos, machos de bronce, barras, cepillos de alambre, etc.
Cincuenta (50) pies de mangueras metálicas (Chiksan line) de mínimo 2" ID para presión de 5.000 psi, con uniones giratorias, válvulas, tés, codos, secciones rectas, etc., con sus acoples y accesorios necesarios.
Llaves de cadena para los diferentes diámetros de tubería solicitados.
Llaves de tubo de 48", 36", y 24" con sus respectivos repuestos.
Un (1) contenedor para almacenamiento de brocas, herramientas y materiales en general, propiedad de la UIS. La longitud mínima debe ser de 40 pies y debe contar con buena iluminación. Los empaques y equipos que requieran ser mantenidos en ambientes refrigerados, se entregarán al contratista para su almacenamiento en una bodega con las condiciones de almacenamiento requeridas.
Grapas de seguridad y mordazas (Safety clamps/Dog collars) para botellas.
Calibradores internos API para todos los tamaños de tuberías de perforación.
Bit breakers para brocas PDC y tricónicas de: 26", 17 1/2", 12 1/4", 8 1/2" y 6".
Herramientas de pesca para atender de forma inmediata las operaciones no planeadas (pega y pesca). Estas herramientas deben tener certificados de pruebas no destructivas actualizados con menos de seis (6) de anterioridad:
a) Reverse circulation junk basket con misceláneos, x-overs, elevadores, equipo de levante, para huecos de: - 17 1/2" - 12 1/4" - 8 1/2" - 6"
b) Junk basket sub para huecos de: - 17 1/2" - 12 1/4" - 8 1/2" - 6"
c) Para Revestimientos de: - 13 3/8" - 9 5/8" - 7"
Over shot con grapas espirales y coronas con diámetros para pescar el cuerpo y la conexión de todas las tuberías ofrecidas, dentro de los diámetros de huecos anteriores, con extensiones largas y cortas.
Línea para llenado de revestimiento de mínimo 3" y línea para llenado del pozo.
Carro macho petrolero, modelo 1990 o superior, equipado con winche de 60.000 libras, pluma, rodillo y quinta rueda (certificaciones). Operador de disponible las 24 horas. El operador del cargador y el carro macho, puede ser uno solo, pero si se incurre en pérdida de tiempo del equipo porque se requieren ambos al mismo tiempo y no se tienen, será responsabilidad del contratista.
Cuatro (4) equipos de auto-contenido para trabajos que lo requieran (p.e. lavado de tanques de lodo, etc.)
Explosímetro (medidor de gases) portátil.
Cámaras de Vídeo para el encuelladero y área del contrapozo monitoreadas independientemente por el perforador
Proporcionar las conexiones, tuberías y válvulas necesarias, que permitan el suministro de agua y lodo a la unidad de cementación.

Fuente: Basada En: Pliegos definitivos de contratación de servicios

➤ **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS HERRAMIENTAS ESPECIALES**

Tabla 5. Especificaciones técnicas herramientas especiales

MARTILLOS
Martillo hidráulico de perforación de doble acción de 6 1/2" OD. La tarifa diaria debe incluir Back up, transporte, inspección y mantenimiento.
Los Martillos son herramientas de uso continuo en pozo, por lo cual el contratista deberá suministrar un back up sin que esto genere costo adicional para la UIS (las herramientas de back up no generan tarifa de stand by).
ESTABILIZADORES
Estabilizadores de [26" - 25 7/8"] x 9 1/2", [17 1/2" - 17 3/8"] x 9 1/2", 12 1/4" x 8" y 8 1/2" x 6 1/2" OD
Cuchillas integrales en espiral o rectas según se requieran
Conexiones 7 5/8" REG, 6 5/8" REG, 4 1/2" IF, tipo String y tipo Near Bit.
Near bit stabilizer 12 1/4" x 8" OD
Los estabilizadores son herramientas de uso continuo en pozo, por lo cual el contratista deberá suministrar un back up sin que esto genere costo adicional para la UIS (las herramientas de back up no generan tarifa de stand by).
HERRAMIENTAS ESPECIALES
Magnetos para recolectar limadura en las rumbas.

Fuente: Basada En: Pliegos definitivos de contratación de servicios

➤ **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS EQUIPO CORRIDA DE REVESTIMIENTO**

Tabla 6. Especificaciones técnicas equipo de corrida de revestimiento

REVESTIMIENTO CONVENCIONAL 20"
Protectores de roscas para 20"
Llaves de potencia para revestimiento de 20 pulgadas
Unidad de potencia con mangueras o Motor Hidráulico
Cuñero tipo Spider de 250 Ton para revestimiento de 20", operados con aire u otro y con sus mangueras para conectar a consola.
Elevador sencillo tipo "Single Joint Elevators" para revestimiento de 20".
Juego cuñas manuales – Hand Slips para revestimiento de 20"
Juego completo de segmentos de cuñas (cebollero) para el spider cuñero.
Safety clamps Tipo C.
Grasa para roscas de revestimiento.
Casing circulation packer para corrida de casing de 20"
REVESTIMIENTO CON CASING DRIVE SYSTEM 20"
Equipo casing drive system/ Overdrive o similar para 20"
Protectores de roscas para 20"
Unidad de potencia con mangueras o Motor Hidráulico
Cuñero tipo Spider de 250 Ton para revestimiento de 20", operados con aire u otro y con sus mangueras para conectar a consola.
Elevador sencillo tipo "Single Joint Elevators" para revestimiento de 20".
Juego cuñas manuales – Hand Slips para revestimiento de 20".
Juego completo de segmentos de cuñas (cebollero) para el spider cuñero.

Safety clamps Tipo C.
Grasa para roscas de revestimiento.
Casing circulation packer para corrida de casing de 20"
REVESTIMIENTO CON CASING DRIVE SYSTEM 13 3/8"
Equipo casing drive system/ Overdrive o similar para 13-3/8"
Protectores de roscas para 13-3/8"
Unidad de potencia con mangueras o Motor Hidráulico
Cuñero tipo Spider de 250 Ton para revestimiento de 13-3/8", operados con aire u otro y con sus mangueras para conectar a consola.
Elevador sencillo tipo "Single Joint Elevators" para revestimiento de 13-3/8".
Juego cuñas manuales – Hand Slips para revestimiento de 13-3/8"
Juego completo de segmentos de cuñas (cebollero) para el spider cuñero.
Safety clamps Tipo C.
Casing circulation packer para corrida de casing de 13-3/8"
Zapato para rimar el pozo para revestimiento de 13-3/8". No incluidos en la tarifa global. Se cancelarán de acuerdo a lo establecido en el formato de propuesta económica.
Anillos de torque de 13-3/8" para ser utilizados en conexiones API (8 rounds o Butress para rotar con alto torque). No incluidos en la tarifa global. Se cancelarán de acuerdo a lo establecido en el formato de propuesta económica.
REVESTIMIENTO CON CASING DRIVE SYSTEM 9 5/8"
Equipo casing drive system/ Overdrive o similar para 9-5/8"
Protectores de roscas para 9-5/8"
Unidad de potencia con mangueras o Motor Hidráulico
Cuñero tipo Spider de 500 Ton para revestimiento de 9-5/8", operados con aire u otro y con sus mangueras para conectar a consola.
Elevador sencillo tipo "Single Joint Elevators" para revestimiento de 9-5/8".
Juego cuñas manuales – Hand Slips para revestimiento de 9-5/8".
Juego completo de segmentos de cuñas (cebollero) para el spider cuñero.
Safety clamps Tipo C.
Grasa para roscas de revestimiento.
Casing circulation packer para corrida de casing de 9-5/8"
Zapato para rimar el pozo para revestimiento de 9-5/8". No incluidos en la tarifa global. Se cancelarán de acuerdo a lo establecido en el formato de propuesta económica.
Anillos de torque de 9-5/8" para ser utilizados en conexiones API (8 rounds o Butress para rotar con alto torque). No incluidos en la tarifa global. Se cancelarán de acuerdo a lo establecido en el formato de propuesta económica
REVESTIMIENTO CON CASING DRIVE SYSTEM 7"
Equipo casing drive system/ Overdrive o similar para 7"
Protectores de roscas para 7"
Unidad de potencia con mangueras o Motor Hidráulico
Cuñero tipo Spider de 250 Ton para revestimiento de 7", operados con aire u otro y con sus mangueras para conectar a consola.
Elevador sencillo tipo "Single Joint Elevators" para revestimiento de 7".
Juego cuñas manuales – Hand Slips para revestimiento de 7"
Juego completo de segmentos de cuñas (cebollero) para el spider cuñero.
Safety clamps Tipo C
Grasa para roscas de revestimiento
Casing circulation packer para corrida de casing de 7"

Fuente: Basada En: Pliegos definitivos de contratación de servicios

➤ **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS EQUIPO DE CORAZONAMIENTO**

Tabla 7. Especificaciones técnicas equipo de corazonamiento

CORAZONAMIENTO
Herramientas de alta resistencia para el corazonamiento
Diámetro mínimo del corazón a obtener en las diferentes secciones.
Diámetro de la sarta para corazonar con wireline.
Especificaciones del barril corazonador.
Tipo de brocas a utilizar.
Método de recuperación y manejo del core.
Profundidad de aplicación, 12 100'
Herramientas que considere necesarias para la aplicación de la técnica.
Unidad de cable necesaria para el corazonamiento wireline, esta unidad debe ser de diámetro equivalente al del núcleo q se vaya a recuperar. Debe tener resistencia suficiente para recuperar núcleos entre diámetro de 3" y 3 1/2".
Sistema de control de pozos para tubería y manejo de cable (corazonamiento wireline) y las herramientas para realizar operaciones de pesca en caso de ser necesario.

Fuente: Basada En: Pliegos definitivos de contratación de servicios

1.3.4 Contratación de servicios. Después de haber generado el prospecto y de tener el programa de perforación preliminar elaborado, es necesario proceder con la elaboración de un análisis presupuestal de los gastos proyectados para los servicios de perforación, como lo son: el equipo de perforación, lodos, registros, cementación, corazonamiento, brocas, comunicaciones, inspección de calidad, corrida de revestimiento y control de sólidos entre otros opcionales que no se requieren contratar a través de licitación, y se pueden realizar a través de acuerdos de precios ya que solo se emplean en caso de contingencia; Todos estos servicios en la industria petrolera, suelen ser de altas cuantías por lo cual su contratación requiere de un análisis por parte de la junta de licitaciones y contratación de la Universidad Industrial de Santander, la cual asesora al rector, quien es en última instancia el que puede aprobar y quien es responsable legal de las obligaciones que estos contratos implican, según lo establecido en el artículo 7 del reglamento de contratación de la Universidad Industrial de Santander.¹⁵

¹⁵ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Reglamento de Contratación. Bucaramanga. 1994.

1.3.5 Movilización de equipo. La movilización es una fase previa a la operación, en la cual la compañía operadora debe coordinar con el dueño del equipo de perforación, y con las diferentes compañías de servicios, la movilización de los equipos y facilidades necesarias para el inicio de operaciones, durante esta fase se realiza la movilización, instalación y adecuación de los mismos en la locación.

Es importante coordinar esta fase teniendo como punto de referencia el equipo y accesorios ofrecidos durante el proceso de contratación, por tanto corresponde al personal de operaciones, una vez el equipo ha sido movilizado e instalado en la localización del pozo, confrontar ordenadamente éste con respecto a lo ofrecido, en lo pertinente a: Potenciación - Rangos de trabajo - Estado real de componentes - Certificaciones de inspección/repación. Y es responsabilidad del área de operaciones asistir al proceso de armada de los equipos, solicitar los cambios o modificaciones debidamente sustentados, antes de recibir el equipo, haciendo énfasis especial en el equipo de control del pozo: preventoras, acumulador, sistema de válvulas de cierre, línea de matado. Se debe disponer en lo posible de asesoría externa. Para esta inspección/evaluación se utilizan muy comúnmente los formatos de "Listado de Chequeo Equipo de Perforación", y a su vez es importante realizar un reporte diario de movilización y armado de equipo para tener informado al personal de planeación y al líder de operaciones y de esta manera lograr una buena proyección de actividades y requerimiento de recursos.

1.3.6 Reuniones preoperacionales. Debido a que las actividades de perforación implican riesgos permanentes y que el éxito de la operación no depende únicamente de la compañía operadora, sino que también depende en gran medida de la las compañías de servicios, se debe establecer una relación de cooperación y un plan de trabajo mancomunado que permita minimizar los riesgos y las actividades inseguras; por tanto es fundamental adelantar previa a la iniciación de las operaciones una reunión con perfil gerencial, en la cual se podrán en conocimiento de todos y cada uno de quienes conforman el proyecto, los

principales tópicos, objetivos y expectativas que generan el prospecto; en ésta se debe enfatizar en la calidad de los servicios y los compromisos contractuales.

Por otra parte, también es importante adelantar reuniones para afinar los detalles técnicos de la operación, estas reuniones son básicamente el *Drill on Paper* y el *Pre Spud*;

1.3.6.1 Drill on paper: El ejercicio de perforar el pozo en papel es realizado normalmente antes de iniciar el pozo. Ambos, personal de oficina y de locación de la operadora, del contratista de perforación y de los proveedores de servicios adicionales, asisten.

El ejercicio tiene tres objetivos principales:

- Una prueba en seco del pozo con la finalidad de identificar cualquier problema antes de tiempo.
- Explicar por qué el pozo es perforado de la manera en que se va a hacer.
- Obtener ideas del personal de la locación del equipo de perforación, sobre mejoras de desempeño que se podrían realizar. ¹⁶

1.3.6.2 Pre Spud: El *pre spud meeting* es la reunión que se realiza antes del inicio de operaciones, en esta reunión las compañías exponen los detalles finales que han proyectado para la operación y un resumen del avance de su movilización; y de igual forma se plantean las condiciones adecuadas para el inicio de la perforación.

¹⁶ SCHLUMBERGER. Diseño de la perforación de Pozos. [Drilling School Book]

1.3.7 Ejecución. A medida que el pozo es perforado, el progreso es monitoreado y reportado, a menudo contra la curva de tiempo, de profundidad u otras medidas de desempeño, como por ejemplo por cada 1000 pies o el porcentaje de tiempo improductivo.

El progreso también es monitoreado contra los parámetros del diseño de pozo y en caso de ser requerido, se realizara verificación de diseño adicional. Por ejemplo, si una formación tiene mayor profundidad a la pronosticada o si una prueba de fuga es más baja de lo anticipado.

A pesar de que la mayoría de estas variaciones deberían haber sido tratadas en el plan de contingencia, aun es necesario completar un diseño estructural y verificar que cumpla los variados criterios de aceptación expuestos por la base del diseño, las políticas internas de las compañías operadoras y cualquier legislación gubernamental.

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

- a. Perforar hueco TD (Total Depth) planeado.
- b. Acondicionar hueco para tomar registros eléctricos.
- c. Registrar hueco.
- d. Acondicionar hueco para bajar revestimiento.
- e. Correr revestimiento.
- f. Cementar hueco.
- g. Colgar revestimiento.
- h. Instalar WHA.
- i. Instalar BOP.
- j. Drill Out.
- k. Prueba de integridad.

Describiremos cada una de estas operaciones planeadas.

a. Perforar hueco:

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

b. Acondicionar :

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

c. Registrar hueco.

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

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

d. Correr revestimiento.

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

e. Cementar hueco.

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

f. Colgar revestimiento.

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

g. Instalar WHA.

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

h. Instalar BOP.

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

i. Drill Out.

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

j. Prueba de integridad.

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

1.3.7.2 Operaciones no planeadas de la perforación. Son todas aquellas actividades que se deben realizar ordenadas por el “pozo” es decir, operaciones que durante su ejecución se hacen necesarias, como por ejemplo aumentar el intervalo de corazonamiento o de registro, hacer pruebas no planeadas, entre otras actividades que no fueron concebidas dentro del programa de perforación ya sea por desconocimiento total de la zona o una deficiente planificación.

➤ PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS COMUNES.

Inestabilidad del Hueco (tomado problemas operacionales)

Está influenciada por factores como esfuerzos tectónicos, presión de poros, buzamiento de capas y grado de compactación

- Planificación del programa de lodo
- Buenas prácticas de perforación

Fracturas

Aunque las fracturas ocurren en todas las formaciones, ellas son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas falladas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales.

Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación en formaciones normalmente presurizadas bajo el nivel del revestimiento de superficie puede ser ocasionada por fracturas naturales en

formaciones con una presión subnormal de poro. Si a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de cortes, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada.

Pegas de tubería

Cuando no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado. Dependiendo del mecanismo en particular con que haya ocurrida la pega, que puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Causas principales de pega de tubería.

- Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

1.3.7.3 Operaciones no planeadas más comunes

Rimar

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

Backreaming

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

Pesca

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

Control de pérdidas de circulación.

Operaciones destinadas a minimizar o corregir las pérdidas de circulación generalmente se podrían plantear estos tres procedimientos:

- Reducir el peso del lodo (pero manteniendo el balance con las otras formaciones).
- Reducir la rata de circulación (esto reduce la densidad equivalente de circulación, pero debe existir una velocidad anular suficiente para arrastrar los cortes y mantener limpio el hueco).
- Incrementar la viscosidad del lodo (un lodo más viscoso reduce la rata de pérdida).
- Adicionar al lodo material de control de pérdidas (Lost Circulation Material) (LCM) que es fibra de madera, cáscaras de nueces, cáscaras de semilla de algodón, de arroz, conchas marinas, celofán o asfalto.

Control de influjos del pozo.

Operaciones destinadas a controlar los influjos presentes durante una perforación, para la cual se desarrollan actividades bien definidas pero que no han sido previamente programadas en el plan de perforación.

1.3.7.4 Pérdidas de tiempo (DOWN TIME): Se considera tiempo perdido a todo aquel que se emplea o se requiere para reparar equipos de operación o para solucionar problemas generados por ineficiencia del personal de operaciones.

Durante la perforación de un pozo son diversos los equipos que pueden fallar, generalmente por falta de mantenimiento o equipos de baja calidad. Los equipos que más pueden fallar durante una operación de perforación son:

- Bombas de lodos
- Top drive

- Malacate
- Llaves
- Generador
- Stand pipe

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

1.3.8 Desarme y desmovilización del equipo. La desmovilización y desmantelamiento de las instalaciones procederá para todas las instalaciones, con excepción de aquellas cuya permanencia haya sido acordada con la comunidad o la autoridad ambiental.

Tabla 8. Alcance Del Desmantelamiento De Instalaciones

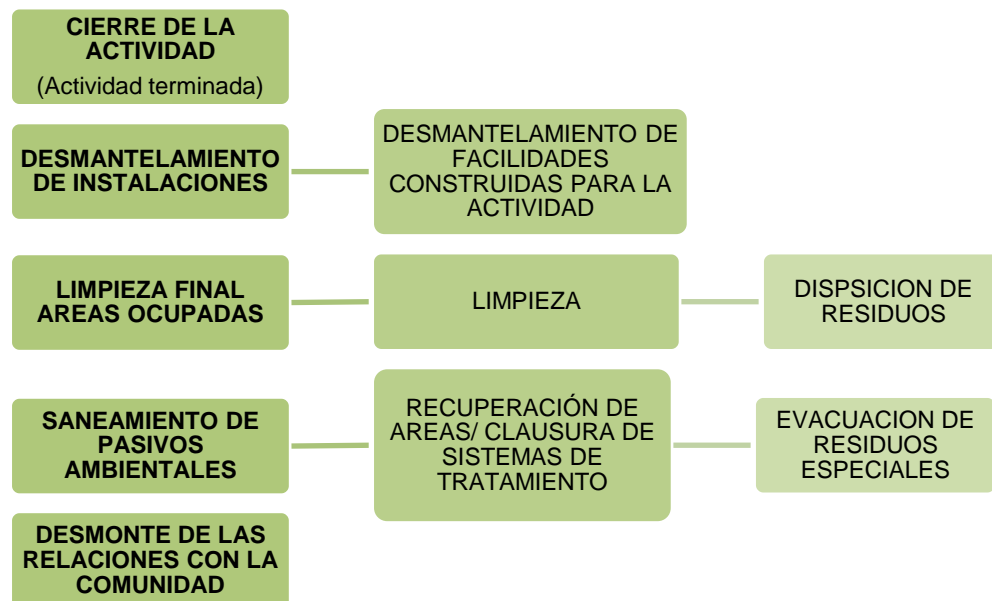
ELEMENTOS O INSTALACIONES	ALCANCE DE LA DESMOVILIZACION O DESMANTELAMIENTO	ELEMENTOS O INSTALACIONES	ALCANCE DE LA DESMOVILIZACION O DESMANTELAMIENTO
Equipos, taladro y tráiler	Desmontar y retirar del área los equipos y tuberías de perforación, equipos auxiliares y de control, tanques y bombas de lodos	Tuberías	Drenar tuberías, recolectar y disponer residuos según su naturaleza. Retirar tuberías para uso o disposición
Chatarra	Retirar del sitio para aprovechamiento. Incluir los demás elementos reciclables o reutilizables	Relleno sanitario	Cierre del relleno
Sistema de captación de agua	Retirar bomba y tubería de conducción, demoler estructuras de captación y limpiar el área	Pozo séptico	Sellar el pozo y los drenajes de salida, retirar el lecho de infiltración y sellar el campo de infiltración
Bodegas, construcciones	Demoler retirar y disponer escombros	Lagunas, piscinas	Tratar y drenar el agua, retirar y tratar o disponer los sólidos y finalmente rellenar

Fuente: Basado en: Guía Básica Ambiental para la Perforación de Pozos. Ministerio del medio ambiente. Bogotá. 1999

Para realizar el desmonte de las instalaciones, se procederá de la siguiente manera:

- Se hará un plan para el desmantelamiento, que incluya el almacenamiento temporal de los materiales, su descontaminación si se requiere, la segregación de los residuos, el transporte de los materiales y el destino final de los mismos.
- Luego se procederá a desarrollar la operación en los términos previstos.
- Concluido el desmantelamiento se hará una inspección detallada del área para evaluar las necesidades y el alcance de la limpieza y la restauración ambiental, labores que deberán comenzar en forma inmediata.

Figura 5. Componentes del Plan de Restauración y Abandono



Fuente: Basado en: Guía Básica Ambiental para la Perforación de Pozos. Ministerio del medio ambiente. Bogotá. 1999

1.3.9 Abandono del pozo. Constituye las operaciones correspondientes al taponamiento y abandono de pozos, el desmantelamiento de construcciones, la limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado operaciones de exploración, evaluación o explotación ¹⁷

Antes de iniciar las operaciones correspondientes al abandono de un pozo se debe solicitar un permiso por escrito al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, quien realizará las actividades de seguimiento y verificación respectivas.

Es importante mencionar, que en el caso de los pozos exploratorios el abandono se legalizara mediante un acta de abandono anexando el programa detallado del trabajo y entregando una forma 10ACR.

¹⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA Decreto 3274 Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973. Bogotá., El ministerio. 2009. 23p

2. GENERALIDADES DEL PROYECTO

2.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

La ANH en convenio con las universidades y otras compañías nacionales e internacionales, se encuentra adelantado estudios integrados de la información existente de las cuencas con el fin de compilar y evaluar la información existente de las cuencas y poder ofrecer paquetes de información a los inversionistas. La integración de la información contribuye por una parte a identificar la geometría del basamento, geometría y estructuras de la cobertera sedimentaria, estudios integrales de los sistemas petrolíferos (rocas fuente, sello y reservorio), identificación de áreas prospectivas y estimación de las reservas que conduzcan a rondas de negociación, y por otra a reconocer las falencias de información de las cuencas que deben ser suplidas por la ANH. ¹⁸

El proyecto de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P se deriva del Contrato Interadministrativo No. 06 de 2010 enmarcado en el Convenio Marco de Cooperación No. 06 del 25 de Marzo de 2009, celebrado entre la UIS y la ANH, cuyo objeto fue la adquisición de conocimiento del subsuelo en cuencas sedimentarias inexploradas del país, mediante la perforación de un pozo estratigráfico profundo en la Cuenca Cauca Patía.

A continuación se presentan los objetivos del proyecto de perforación del Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, información básica del pozo, localización del pozo y estado mecánico programado.

¹⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombia, Petróleo y Futuro. [Recurso electrónico], Bogotá, 2009

2.2 OBJETIVOS DEL POZO ANH-PATÍA-1-STP

- Perforar verticalmente el pozo ANH-PATÍA-1-STP hasta alcanzar una profundidad de 12.100 pies.
- Obtener 2000 pies de corazones de diferentes intervalos.
- Obtener núcleos de excelente calidad con una alta recuperación de los mismos.
- Definir los espesores de las formaciones, describir las muestras geológicas e identificar potenciales formaciones productoras de hidrocarburos y la secuencia estratigráfica.
- Tomar los siguientes registros de pozo: Rayos Gamma (GR) espectrales (Th, U, K), Densidad de dos detectores con factor fotoeléctrico, Porosidad neutrónica (Neutrones), Potencial Espontáneo (SP), Medida del Buzamiento (Dipmeter), Registro de Verticalidad del pozo (Verticality), Resistivos de largo y corto alcance, Acústicos (Sónico y VSP), Calibrador del hueco ("Caliper"), Imágenes de Pared de Pozo, Medidor de presiones, Gradiente Térmico.

2.3 FICHA TECNICA DEL POZO ANH-PATÍA-1-STP

En la tabla No 8 se presenta la información básica inicial del pozo.

Tabla 9. Ficha técnica del pozo

Nombre del pozo:	ANH-PATÍA-1-ST-P
Clasificación del pozo:	Estratigráfico
Región:	Cuenca Cauca-Patía
Nombre del Taladro:	RIG 5 EV
Contratista del Taladro:	Erazo Valencia
Elevación del terreno:	3.854,98 pies snm
Elevación de la mesa:	22 fts
Trayectoria:	Vertical
Coordenadas Planas Magna	N:689.855
Sirgas Origen Bogotá:	E: 657.060
Coordenadas Geográficas:	Latitud: 1°47'30,15"N

	Longitud: 77° 09' 41,34" W
Profundidad Total:	12.100 pies (TVD) (NMR)
Longitud a Corazonar:	2.000 pies
Días Estimados de Perforación:	138 días

Fuente: Autores

2.4 LOCALIZACION DEL PROYECTO

El pozo estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P se localiza en el municipio de Mercaderes, Departamento del Cauca, aproximadamente a 1.400 metros desde el carretable que conduce de Mercaderes al corregimiento de San Joaquín.

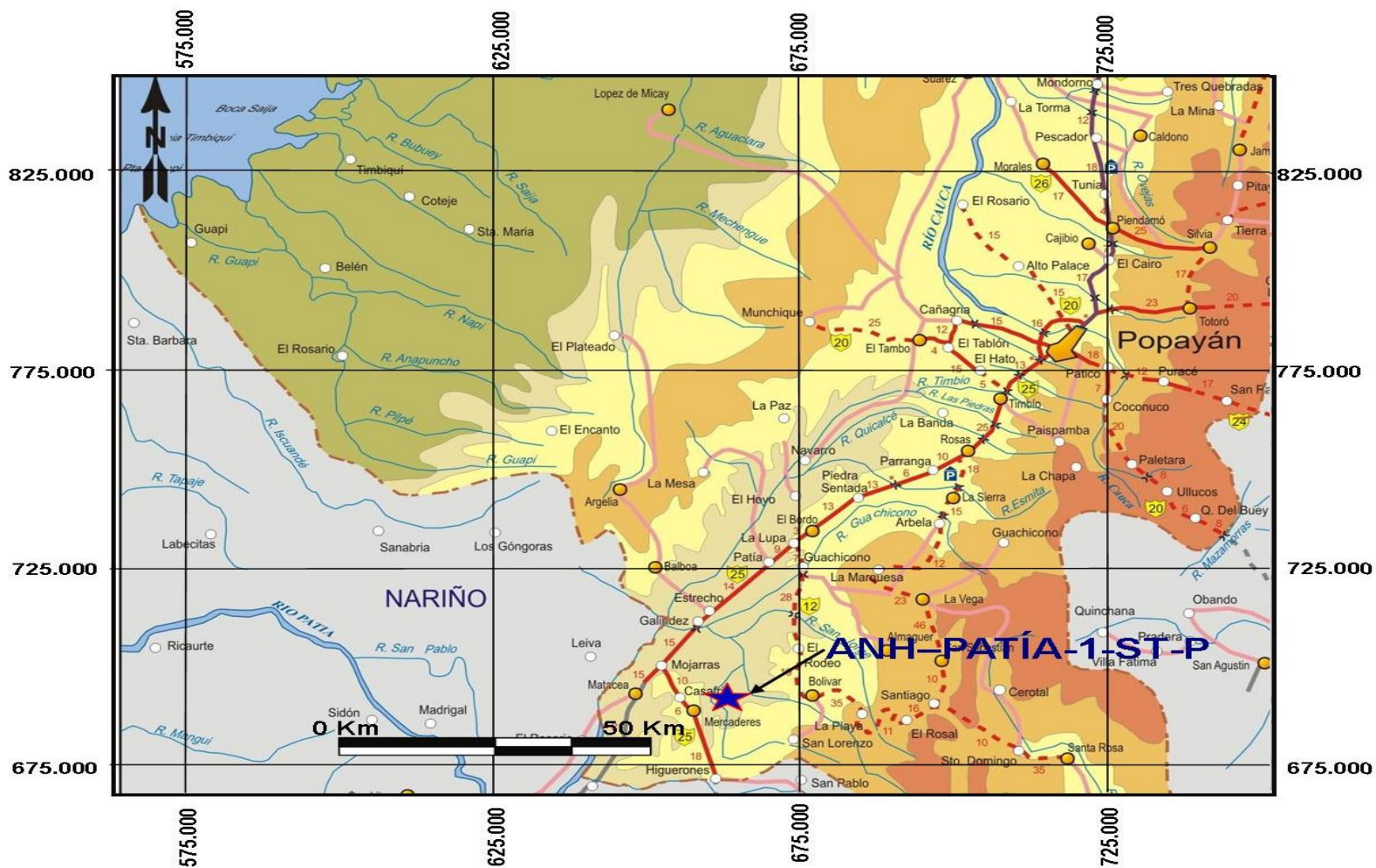
Para acceder al área del pozo estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P, se debe utilizar la vía panamericana (Ruta 25) que comunica las ciudades de Pasto y Popayán; en inmediaciones de esta vía se encuentra un sitio denominado Mojarras. En Mojarras se desprende una vía hacia un punto denominado Higuerones, la cual se toma a mano derecha si se viene de Pasto, o a mano izquierda si se viene de Popayán. Por esta vía (Mojarras-Higuerones) se llega al municipio de Mercaderes, localizado al suroriente del departamento del Cauca.

Aproximadamente en el Kilómetro 18 de la vía Mojarras – Higuerones se toma un desvío a mano izquierda, donde queda la bomba de gasolina de Mercaderes, para acceder a la vía terciaria que conduce al basurero de este municipio. Sobre la vía al basurero a unos 1.400 metros aproximadamente desde el punto de desvío de la vía Mojarras-Higuerones, se desprende a mano derecha un ramal carretable que lleva hasta el sitio del proyecto, unos setecientos metros más adelante.

El área para la perforación del pozo, se encuentra localizada en jurisdicción del municipio de Mercaderes – vereda Canto Llano, en el departamento del Cauca (Figura 5). Es importante recalcar que a diferencia de los pozos de exploración

hidrocarburífera, el área requerida para desarrollar esta investigación, se debe reducir a la estrictamente necesaria.

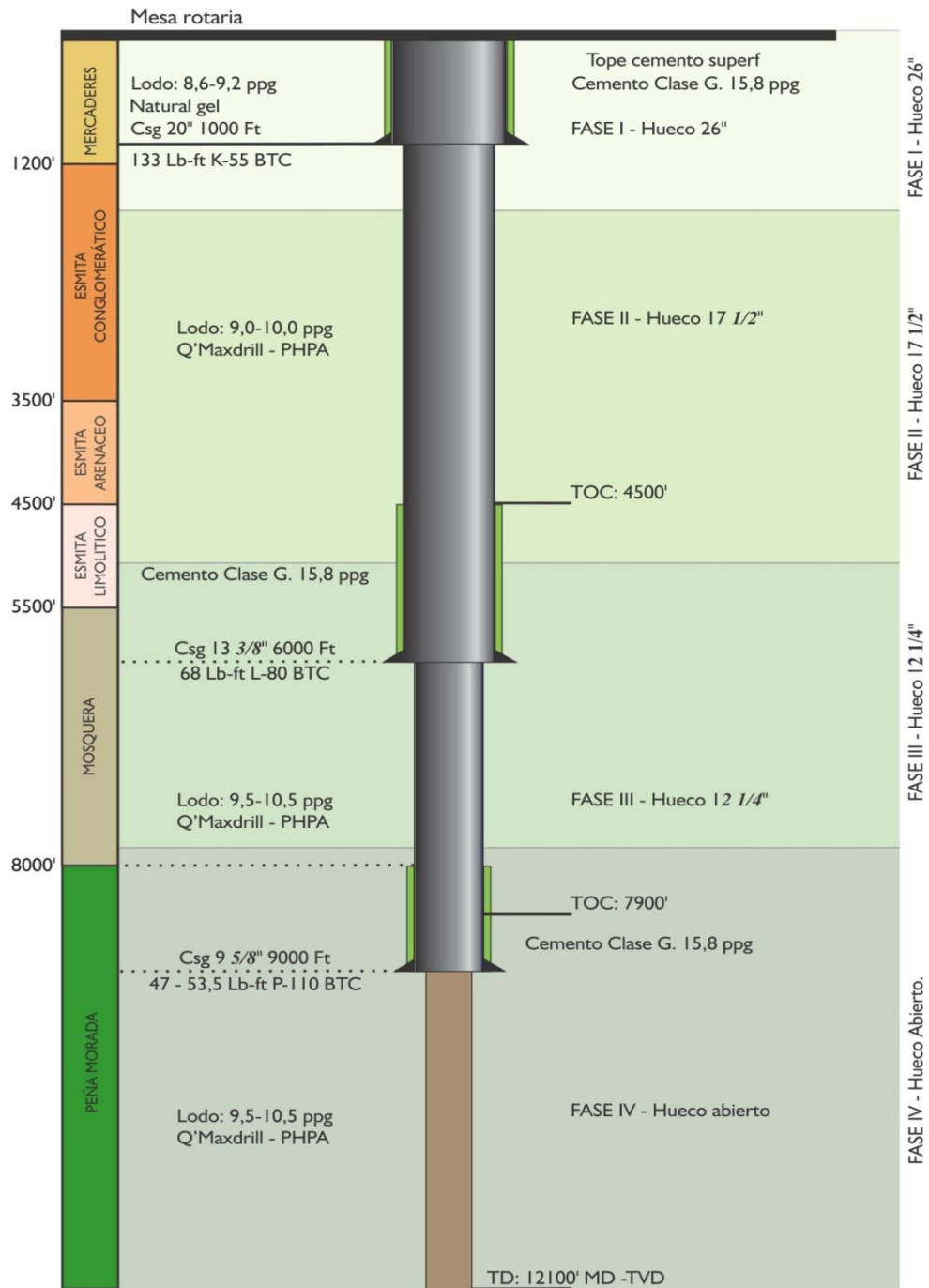
Figura 6. Localización del pozo Estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P



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

2.5 ESTADO MECANICO PROGRAMADO

Figura 7. Estado mecánico pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Imagen Diseñada por Equipo UIS

2.6 OPERACIONES PLANEADAS PARA LA PERFORACION

Para el desarrollo de la perforación del Pozo **ANH-PATIA-1-ST-P** el equipo de trabajo UIS estableció en el programa de perforación las siguientes operaciones planeadas:

2.6.1 Sección No. 1 – 26”. Las siguientes operaciones se planearon con el objetivo de perforar la primera fase teniendo en cuenta que se espera alcanzar una profundidad final de 1000 pies.

1. Revisión y prueba equipos básicos de operación.
2. Perforación sección de 26”.
3. Acondicionamiento hueco para bajar revestimiento de 20”.
4. Corrida revestimiento de 20”.
5. Cementación revestimiento de 20”.
6. Fragüe de cemento (WOC)
7. Instalación WHA – Sección A
8. Instalación y prueba BOP
9. Parar 5000 Ft de tubería de perforación, para completar en la torre 10000 de tubería parada.

2.6.2 Sección No. 2 – 17 ½”. Para continuar con la perforación del pozo estratigráfico el Equipo de perforación UIS planeo las siguientes operaciones.

- 1) Drill Out casing 20”.
- 2) Hacer prueba de integridad (LOT) a 1000’.
- 3) Perforar y corazonar, el Int. 1000’ – 6000’
- 4) Acondicionar hueco para registros eléctricos.
- 5) Correr registros eléctricos.
- 6) Acondicionar hueco para bajar revestimiento de 13 3/8”.
- 7) Bajar revestimiento de 13 3/8”.
- 8) Colgar Revestimiento de 13 3/8”
- 9) Instalar y probar Sección “B”.
- 10) Instalar y probar BOP de 13 5/8”.

2.6.3 Sección No. 3 – 12 ¼”. Durante la perforación de la Fase No. 3, se planea ejecutar las siguientes actividades.

- 1) Drill Out casing 13 3/8”.
- 2) LOT a 5000’
- 3) Perforar y corazonar, el Int. 6000’ – 9900’.
- 4) Acondicionar hueco para registros eléctricos.
- 5) Correr registros eléctricos.
- 6) Acondicionar hueco para bajar revestimiento de 9 5/8”.
- 7) Bajar revestimiento de 9 5/8”.
- 8) Colgar Revestimiento de 9 5/8”.

2.6.4 Sección No. 4 – 8 ½”. Durante la perforación de la Fase No. 4, se planea ejecutar las siguientes actividades.

- 1) Drill Out casing 9 5/8”.
- 2) LOT a 9900’
- 3) Perforar y corazonar, el Int. 9900’ – 12100’.
- 4) Acondicionar hueco para registros eléctricos.
- 5) Correr registros eléctricos.
- 6) Abandonar Pozo
- 7) Contingencia

2.7 COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

Por medio de licitación pública se contrataron las siguientes empresas con el objetivo de alcanzar los objetivos planteados para el pozo Estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P.

Tabla 10. Compañías de servicios

EMPRESA CONTRATISTA	SERVICIO PRESTADO
Erazo Valencia S.A	Equipo de Perforación
Weatherford Colombia – NOV Hycalog	Brocas
FEPCO	Cabezal de pozo
Pipe Supply	Tubería de revestimiento
Weatherford Colombia – CPVEN	Cementación
Axure Technologies	Comunicaciones
Weatherford Colombia	Tratamiento de cortes y fluidos residuales
Halliburton Drill Bit Services – HDBS	Corazonamiento
Pointer Instruments	Corrida de revestimiento
National Oilwell Varco – NOV	Aseguramiento de Calidad
Weatherford Colombia	Suministro herramientas especiales
Tubodrilling Inspection Colombia TIC	Inspección de tubería
Qmax Solutions	Fluido de perforación
Petrosystem de Venezuela Sucursal Colombia	Unidad de Mudlogging
Weatherford Colombia	Registros de pozo

Fuente: Equipo de trabajo UIS

2.8 EQUIPO CONTRATADO PARA LA PERFORACION DEL POZO

El equipo seleccionado para la perforación del pozo **ANH-PATIA-1-ST-P** es el RIG-5 de la compañía Erazo Valencia, la cual cumplió con los requerimientos técnicos mínimos estipulados en los pliegos publicados por la Universidad Industrial de Santander.

Figura 8. Rig 5 Erazo Valencia



Fuente: Imagen tomada equipo UIS editada por los autores

3. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO Y ANÁLISIS OPERATIVO DE UN POZO

La metodología planteada para el diseño y análisis de las operaciones de un pozo estratigráfico consiste en establecer una serie de procedimientos enfocados a la obtención de información que permita conocer los datos necesarios para realizar un análisis operativo.

La metodología básica que se plantea es la identificación de los problemas operacionales, daños de equipos y actividades planeadas ejecutadas durante la perforación, este análisis se realiza fase por fase comparando el tiempo planeado y el tiempo ejecutado, caracterizando las causas o equipos que presentaron daños y haciendo las recomendaciones adecuadas para un futuro pozo.

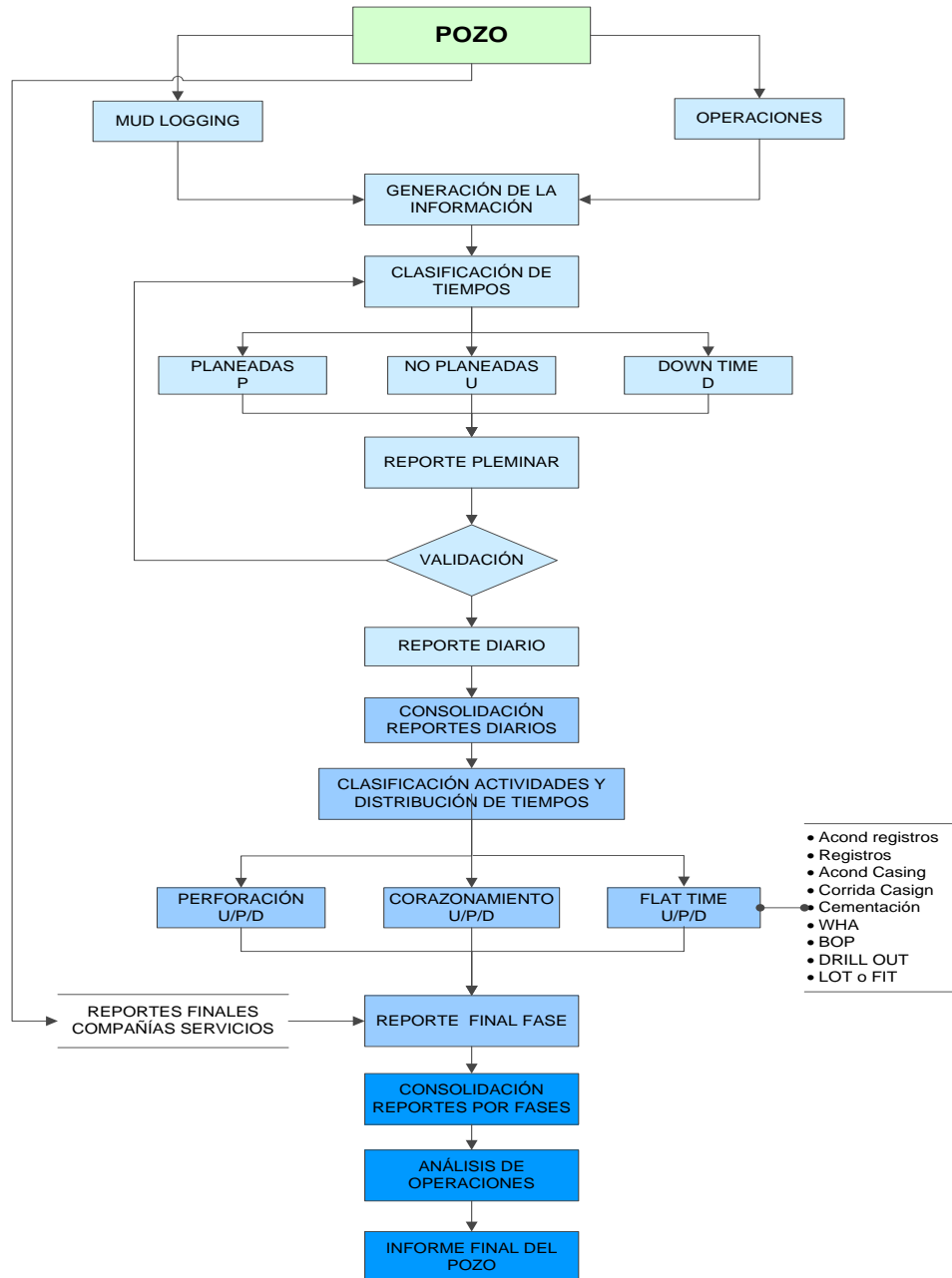
Para esto se describirán a continuación una serie de procedimientos planteados para permitir la adecuada elaboración del informe final.

3.1 PROCEDIMIENTO PARA EL SEGUIMIENTO Y POSTERIOR ANÁLISIS OPERATIVO DE UN POZO

El seguimiento continuo de una operación de perforación es una parte vital del proceso, ya que por medio de éste se pueden identificar factores positivos y negativos que intervienen en la operación. Para esto es necesario establecer un procedimiento que permita realizarlo y unas pautas para analizarlo, ya que una simple recopilación de la información no sería una tarea totalmente productiva, es necesario analizar esta información con el objetivo fundamental de generar lecciones aprendidas de los procesos que se ejecutan y conocer si realmente las proyecciones tanto de costos como operacionales se ajustan a los reales ejecutados.

3.2 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL SEGUIMIENTO Y ANALISIS DE LA INFORMACIÓN

Figura 9. Diagrama de flujo metodología



3.2.1 Seguimiento a la operación. Con el fin de desarrollar un detallado seguimiento de la operación, se plantean dos requerimientos especiales, los cuales son: generar un informe diario de operaciones y un reporte diario de costos; estos se deben generar en campo y están sujetos a verificación diaria del líder de operaciones.

3.2.1.1 Reporte diario de operación: Para la elaboración adecuada del reporte diario de perforación es importante contar con el servicio de *mud logging* el cual debe generar un reporte minuto a minuto de la operación, conocido por su nombre en inglés *Incident Report*, el cual es elaborado por el ADT de la compañía bajo revisión directa del company man a la operación en el pozo, una vez recopilada la información se desarrolla el reporte diario de perforación el cual debe contener como mínimo la siguiente información:

Descripción De Actividades (Ultimas 24 Hrs)

Actividades de las últimas 24 horas reportando mínimo cada 0,5 horas, este reporte de actividades se hará desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, y debe tener clasificadas las actividades realizadas cronológicamente y por operaciones distinguiendo adecuadamente si se está perforando, corazonando, ensanchando, acondicionando para casing, bajando casing, cementando o realizando el *drill out* y describiendo apropiadamente la operación, a su vez se debe indicar la clasificación de la actividad como: planeada, no planeada o una Pérdida de tiempo conocidas como Down time. En las tablas 10 y 11 se muestran dos formas con las cuales se podría cumplir con los parámetros planteados.

En la tabla 10 se clasifican con color rojo las fallas de equipo, con amarillo las no planeadas y con blanco las actividades planeadas, este formato fue usado durante la perforación del pozo ANH-Patia-1-ST-P por la Escuela de ingeniería de Petróleos.

Tabla 8. Formato descripción de Actividades (24 Horas) clasificación por colores

HORA INICIO	HORA FIN	DURACIÓN	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES (ULTIMAS 24 Hrs)
00:00	10:00	10,00	Falla de equipo (equipo que presenta la falla): especificar en lo posible que fallo Observaciones Actividades realizadas durante el daño o consecuencias del daño.
10:00	21:30	11,50	Operación Actual, profundidad en la cual se desarrolla la actividad : Descripción de la actividad Observaciones Herramientas usadas, actividades realizadas, detalles de la operación.
21:30	00:00	2,50	Actividad (causa): descripción de la actividad Observaciones Herramientas usadas, actividades realizadas, detalles de la operación.

Fuente: Tomado Informes Diarios de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

En la tabla 11 se realiza la clasificación empleando la letra D de (*Down Time*) fallas de equipo, la letra U de (*Unplanned*) para las no planeadas y la letra P de (*Planned*) para las actividades planeadas.

Tabla 9. Formato descripción de Actividades (24 Horas) clasificación por letras

HORA INICIO	HORA FIN	DURACIÓN	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES (ULTIMAS 24 Hrs)
00:00	10:00	10,00	D	Falla de equipo (equipo que presenta la falla): especificar en lo posible que fallo Observaciones Actividades realizadas durante el daño o consecuencias del daño.
10:00	21:30	11,50	P	Operación Actual, profundidad en la cual se desarrolla la actividad : Descripción de la actividad Observaciones Herramientas usadas, actividades realizadas, detalles de la operación.
21:30	00:00	2,50	U	Actividad (causa): descripción de la actividad Observaciones Herramientas usadas, actividades realizadas, detalles de la operación.

Fuente: Modificación al Informe Diario de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Descripción De Actividades (00:00 A 06:00)

Actividades de la media noche hasta las 6:00 horas reportando como mínimo cada media hora y debe estar regido por los parámetros tenidos en cuenta para reportar las actividades de las 24 horas como se muestra en la tabla 12.

Tabla 10. Formato descripción de Actividades (24 Horas) clasificación por letras

HORA INICIO	HORA FIN	DURACIÓN	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES (00:00 a 06:00)
00:00	00:30	0,50	Falla de equipo (equipo que presenta la falla): especificar en lo posible que fallo Observaciones Actividades realizadas durante el daño o consecuencias del daño.
00:30	04:30	4,00	Operación Actual, profundidad en la cual se desarrolla la actividad : Descripción de la actividad Observaciones Herramientas usadas, actividades realizadas, detalles de la operación.
04:30	06:00	1,50	Actividad (causa): descripción de la actividad Observaciones Herramientas usadas, actividades realizadas, detalles de la operación.

Fuente: Tomado Informes Diarios de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Distribución De Tiempos

Distribución de tiempos de las actividades planeadas, no planeadas, y fallas de equipos con sus respectivos porcentajes basados en la duración total acumulada del proyecto en el momento de cerrar el reporte, como se muestra en la tabla 13

Tabla 11. Formato distribución de Tiempos

ACTIVITIES	HRS / DAY	DISTRIBUCION DE TIEMPOS	
		ACUMULADO (HRS)	%
Planeadas	11,50	35,50	74%
No Planeadas	2,50	2,50	5,2%
Fallas Equipos	10,00	10,00	28,8%
TOTAL	24,00	48,00	100%

Fuente: Modificación al Informe Diario de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Propiedades del lodo de perforación

Las propiedades del lodo de perforación deben estar registradas en este informe, los parámetros básicos que se deben reportar a cerca de las propiedades del lodo, son los que se muestran en la tabla 14. La información acá consignada es tomada del reporte del ingeniero de lodos.

Tabla 12. Formato Propiedades del lodo

PROPIEDADES	CANTIDADES	UNIDADES
Densidad		Lbs./Gal
FV		seg/quart
PV		Pc @ 120 °F
YP		lb/100 ft ² @ 120 °F
GELS		10"/10'/30' @ 120 °F
API FILT		cc./30 min
MBT		Lb/bbl eq.
SOLIDS		%
SAND		%vol.
pH		
Pf / Mf		ppb eq
CHLORIDES		mg/lt
Ca ⁺⁺		mg/lt

Fuente: Modificación al Informe Diario de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Descripción del BHA

En esta sección se consigna la información básica de los componentes del BHA basados en el informe recibido por los ingenieros de calidad (*Tally*), este contenido debe ser como mínimo lo relacionado en la tabla 15, en donde se reporta el BHA actual y el BHA anterior.

Tabla 13. Formato Descripción BHA

BHA RECORD							
BHA No. XX (ACTUAL)				BHA No. XX (ANTERIOR)			
Ítem	Longitud (ft)	O.D (")	Jts.	ítem	Longitud (ft)	O.D (")	Jts.
Bit	0,83	12,1/4"	1				
Bit Sub	3,95	8"	1				
Drill Collar	29,49	8"	1				
STB	6,09	12 1/8"	1				
Drill Collar	31,1	8"	1				
STB	5,44	12 1/8"	1				
Drill Collar	180,91	8"	6				
Jar	32,82	8"	1				
Drill Collar	28,84	8"	1				
X/O	3,58	8" x 6 1/2"	1				
Drill Collar	156,39	6 1/2"	5				
HWDP	61,44	5"	2				
LONG. TOTAL	540,88			LONG. TOTAL	0,00		

Fuente: Modificación al Informe Diario de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Bit record

El bit record sirve para reportar adecuadamente cada broca que se utiliza durante la perforación, el ensanchamiento y el corazonamiento, ya que llevar un adecuado control, permite evaluar que tan efectivo es el funcionamiento de la broca y facilita el análisis del momento oportuno para realizar cambio de la misma, para esto es relevante registrar la broca actual y la anterior con los parámetros que se muestran en la tabla 16.

Tabla 14. Formato Bit Record

BIT RECORD		
Descripción	Actual	Anterior
Bit No.	1	
Run	1	
Size	12 1/4"	
Make	NOV	
Type	MSR519M	
Serial No.	E147204	
Depth in (ft)	0	
Depth midnight (ft)	170	
Depth out (ft)	-	
Footage	170	
Rotando Hrs	1,17	
Rotando efectivo Hrs	1,17	
ROP Average (ft/hr)	22,2	
WOB (Klbs)	2 - 10	
RPM sup	95	
Jets (TFA)	5 X13 (TFA= 0,648)	
Dull Grade		

Fuente: Modificación al Informe Diario de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Otros parámetros

Con el objetivo de caracterizar y hacer útil el informe diario de perforación es necesario que en el quede consignada la siguiente información:

- Nombre del pozo
- Fecha del reporte
- Fecha de inicio operación
- N° de Reporte
- Profundidad del día anterior
- Profundidad actual
- Fase

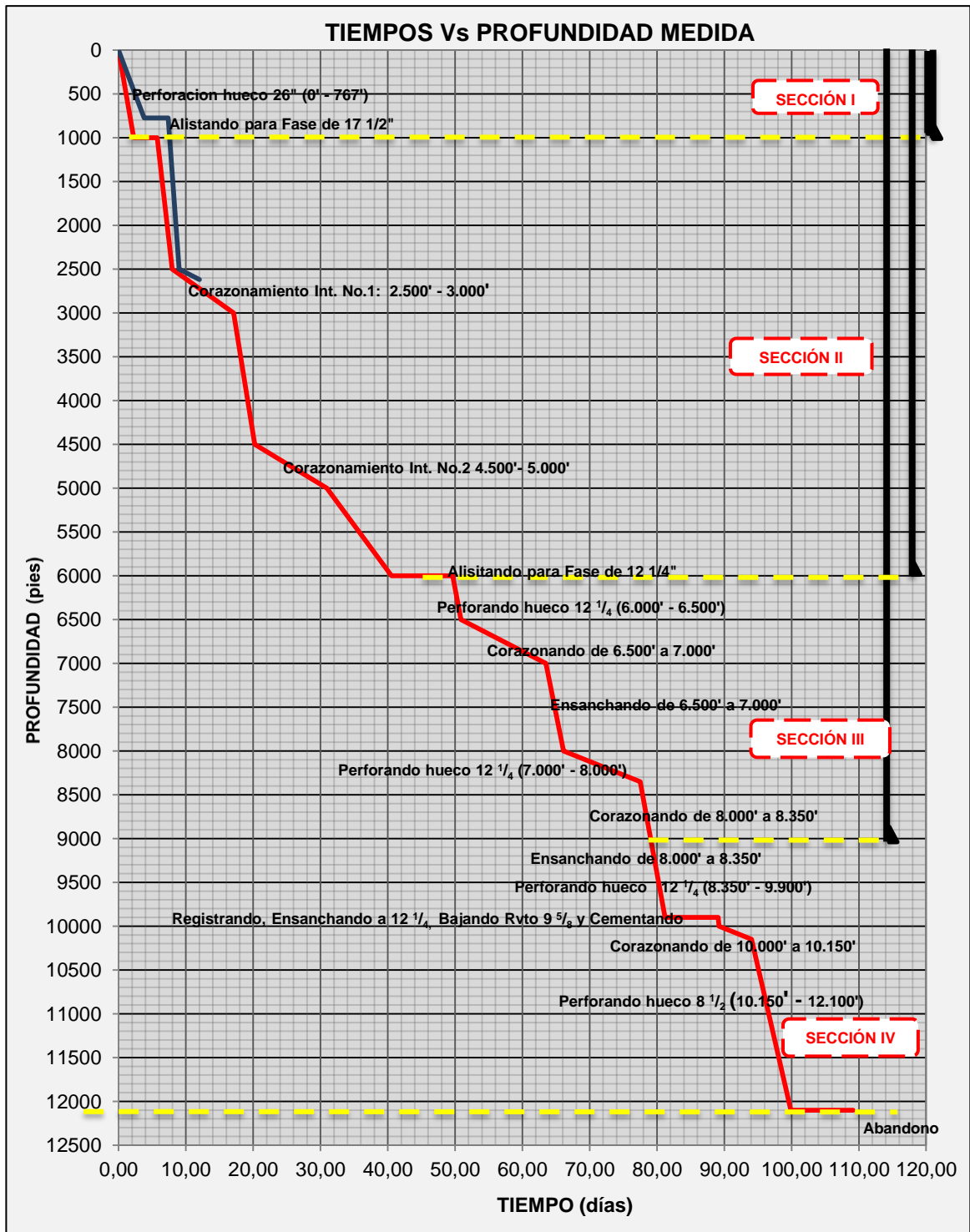
- Diámetro actual del Hueco
- Lideres
- Personal responsable de elaboración del reporte

Grafica Profundidad vs Tiempo

El análisis grafico de la profundidad contra el tiempo, es otro de los importantes aspectos que se debe evaluar diariamente ya que constituye un valioso indicador de la evolución del proyecto y permite comparar gráficamente la duración planeada inicialmente con la duración de la ejecución, facilitando así las proyecciones y la toma de decisiones fundamentadas en el desarrollo del proyecto.

Lo ideal es superponer las dos gráficas para mantener un indicador visual comparativo que nos permita identificar alteraciones en el transcurso de la ejecución. La grafica base se realiza con base en una planeación en la cual se exponen detalladamente los tiempos proyectados para cada evento importante y la duración de cada fase, esto debe ser realizado por el líder del proyecto o por el equipo de ingeniería dirigido por el mismo, la gráfica debe permitir visualizar claramente tanto los puntos donde se avanza en profundidad, como los *flat* donde ésta se mantiene estática, los cuales facilitan la identificación de las diferentes actividades. En la figura 8 Podemos ver donde inicia y termina cada fase, y las diversas actividades necesarias para el correcto desarrollo del pozo.

Figura 10. Tiempo vs Profundidad



Fuente: Modificación al Informe Diario de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

3.2.1.2 Reporte diario de costos: La elaboración del reporte diario de costos se debe realizar directamente en pozo, teniendo en cuenta tanto los *service ticket* que entrega cada compañía de servicios que se encuentre en operación durante el día, como los costos administrativos, los cuales son reportados diariamente desde la oficina encargada; una vez está consolidada toda la información ésta es enviada al líder de operaciones el cual valida o corrige los datos reportados y emite el informe final de costos.

Básicamente el reporte diario de costos debe incluir como mínimo la siguiente información para que se pueda realizar un control efectivo de los gastos generados por la operación durante el día y los acumulados durante la operación:

Clasificación de los servicios

La clasificación de los servicios contratados se realiza de acuerdo a las actividades a desarrollar en el pozo, estas dependen del mismo, en el caso de estudio, por tratarse de un pozo estratigráfico, se debe contar con los siguientes servicios:

- Equipo de perforación
- Fluidos de perforación
- Brocas
- Aseguramiento de la calidad
- Herramientas de Pesca
- Herramientas especiales
- Mudlogging
- Registros eléctricos
- Cabezales
- Preservación
- Revestimiento
- Comunicaciones
- Corazonamiento
- Corrida de casing
- Cementación
- Inspección
- Control de solidos
- Administración

Además de la clasificación por servicio debe especificarse claramente la empresa que se encuentra a cargo, ya sea un contratista e incluso si el servicio es prestado por la empresa operadora.

Clasificación de cantidades y valores unitarios

De acuerdo al servicio, se requieren diversos materiales, equipos, herramientas, mano de obra calificada y no calificada o se realizan actividades como la movilización de entrada o de salida, las cuales es necesario especificar mediante ítems y definir unas cantidades estimadas en el momento de planear la perforación del pozo; éstas pueden variar según las necesidades que se generen en el pozo a medida que avanza la operación.

Es de vital importancia que estén especificados en el informe: los costos unitarios, las cantidades actuales ejecutadas, las que aún están pendientes por ejecutar y si son cantidades que estaban previstas o si son costos imprevistos; todo esto con el fin de evaluar que tan apropiada fue la planeación y que requerimientos serán necesarios posteriormente durante la ejecución del proyecto.

Registro diario de cantidades empleadas

El registro de cantidades empleadas durante la operación se realiza día a día para lo cual es muy útil diligenciar un cuadro de Excel donde se describa claramente el ítem contratado, su clasificación, la unidad en la cual viene representado, las cantidades empleadas hasta el momento, y una sección en la cual se especifique el día y las cantidades usadas durante el mismo; de tal forma que se pueda tener una casilla final que calcule el total del costo acumulado a la fecha. Un ejemplo de formato que se puede generar para dicho cálculo se describe en la tabla 18

Tabla 15. Formato clasificación de cantidades y valores para el Reporte de costos

SERVICIO	DESCRIPCIÓN	UND.	VR. UNITARIO (\$COP)	CANT	04/05/2012	05/05/2012	06/05/2012	07/05/2012	08/05/2012	09/05/2012	10/05/2012	11/05/2012	TOTAL
ASEG. CALIDAD	Consultor de aseguramiento de calidad en pozo Buenaventura	DÍA	\$ 850.000	3,00	1	1							\$ 2.550.000
BROCAS	Broca Tricónica de dientes, 26", 115 M	EA	\$ 77.000.000	1,00								1	\$ 77.000.000
BROCAS	Broca PDC 17 1/2", 5 aletas, cortadores 19 mm	EA	\$ 94.600.000	1,00									\$ 94.600.000
CEMENTACION	MOVILIZACION INICIAL de todos los equipos (excepto la unidad de cementación) desde la base del contratista hasta el pozo Patía	Global	\$ 18.684.746	1,00	1								\$ 18.684.746
CEMENTACION	Movilización unidad de cementación viaje redondo base - pozo- base	Global	\$ 9.342.373	2,00					1			1	\$ 18.684.746
CEMENTACION	Servicios de ingeniería (ingeniero de cementación con sistema de adquisición y registro de datos). (Días efectivos desde la fecha de inicio de la cementación hasta el día de terminación de la cementación).	DÍA	\$ 2.102.034	6,00	2	2	1	1					\$ 12.612.204
CEMENTACION	Servicios operador de cementación (días efectivos desde la fecha de inicio de la cementación hasta el día de terminación de la cementación).	DÍA	\$ 1.868.475	6,00	2	2	1	1					\$ 11.210.850
CEMENTACION	Servicios de tres (3) ayudantes (días efectivos desde la fecha de inicio de	DÍA	\$ 1.868.475	8,00	2	2	2	2					\$ 14.947.800

Fuente: Informe Diario de costos de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P


Reporte diario

El reporte diario debe contener un mínimo de información necesaria para establecer diariamente en qué estado se encuentran los costos con respecto al valor contratado de cada servicio, el acumulado del costo total del proyecto, para lo cual se deberá usar un cuadro resumen en el que se especifique claramente cada servicio, el valor contratado para ese servicio, el valor ejecutado hasta el momento, y el valor pendiente por ejecutar de cada contrato, en la tabla 19 se muestra el formato usado para el caso de estudio.

Análisis Costo vs Profundidad

Para llevar a cabo una correcta evaluación del proyecto durante su desarrollo y generar decisiones apropiadas que sean económicamente viables, es importante conocer el costo acumulando del pozo a medida que se va aumentando en profundidad y con ello realizar una comparación con el planeado previamente, para esto es necesario haber realizado dicha estimación de costos que actúe como medida de referencia. El seguimiento puede realizarse de forma dinámica generando una gráfica de costos planeados vs profundidad y paralelo a esta una gráfica costos ejecutados vs profundidad, y así de manera gráfica observar la desviación de costos. Este detalle se observa en la Figura 9

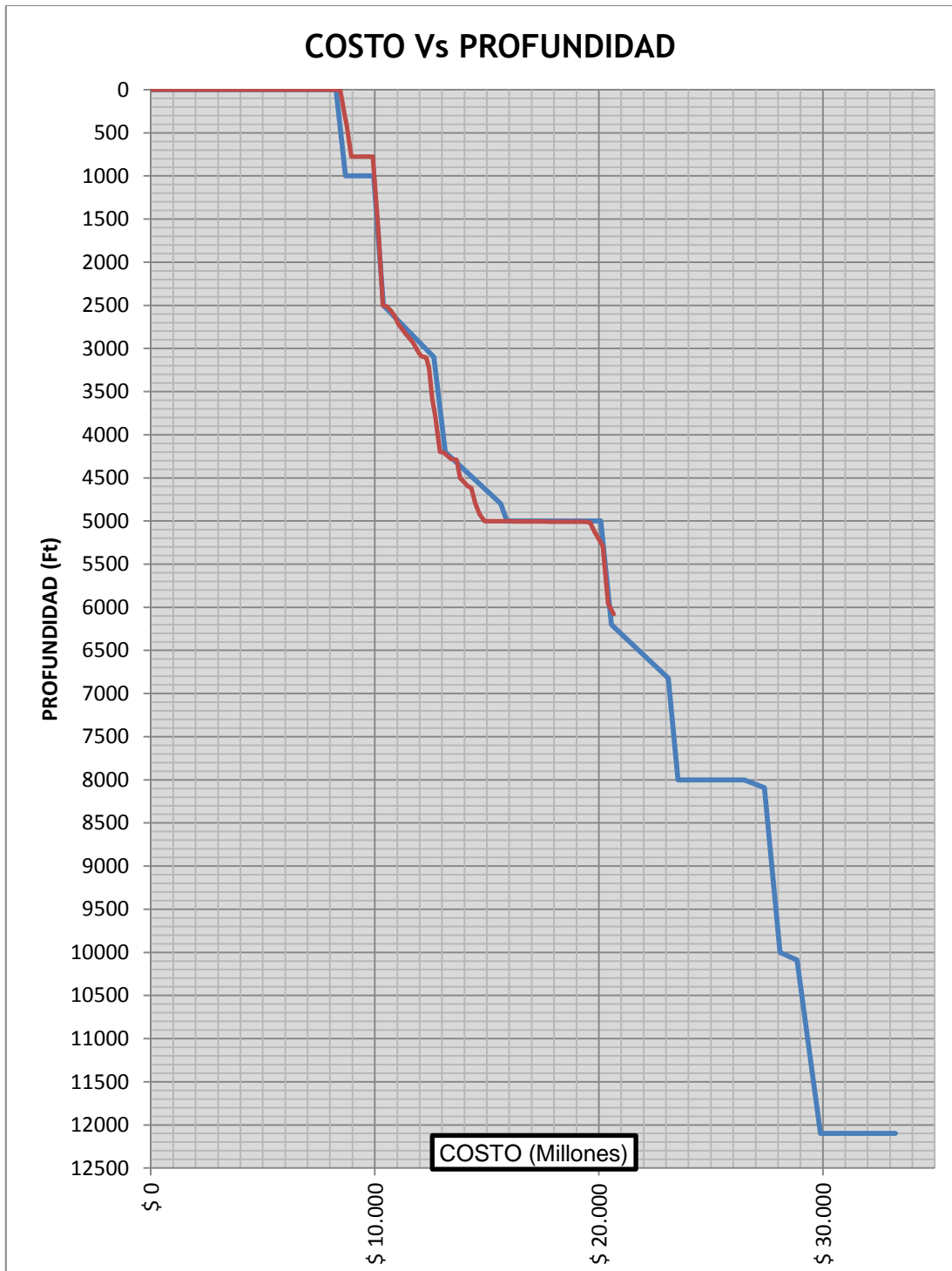
Tabla 16. Formato clasificación de cantidades y valores para el Reporte de costos

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS						
REPORTE DIARIO DE COSTOS								
NOMBRE POZO: POZO ANH-PATIA-1-ST-P						FECHA	15/01/2013	
	SERVICIO	AFE	AFE EJECUCIÓN SIN IVA (COP - %)		AFE SALDO A LA FECHA	VALOR DEL CONTRATO	IVA	OBSERVACIONES
1	ADMINISTRATIVO	\$ 6.487.800.000,00	\$ 6.668.205.136,82	103%	-180.405.136,82		\$ -	
2	ASEG. CALIDAD	\$ 95.015.877,60	\$ 61.200.000,00	64%	33.815.877,60	\$ 111.418.000,00	\$ 9.792.000,00	
3	BROCAS	\$ 1.713.800.000,00	\$ 932.664.103,00	54%	781.135.897,00	\$ 934.670.000,00	\$ 149.226.256,48	
4	CEMENTACION	\$ 918.558.492,99	\$ 476.143.353,29	52%	442.415.139,70	\$ 870.512.311,50	\$ 91.800.438,51	Nota 1
5	COMUNICACIONES	\$ 128.523.028,13	\$ 70.260.000,00	55%	58.263.028,13	\$ 132.240.000,00	\$ 11.241.600,00	
6	CORING	\$ 1.642.165.803,82	\$ 1.143.566.150,00	70%	498.599.653,82	\$ 1.843.276.540,00	\$ 182.970.584,00	
7	CORRIDA CASING	\$ 146.000.000,00	\$ 78.700.000,00	54%	67.300.000,00	\$ 193.096.500,00	\$ 12.592.000,00	
8	DIRECCIONAL	\$ 2.620.368.020,83	\$ 1.350.758.960,00	52%	1.269.609.060,83	\$ 801.500.000,00	\$ -	
9	DRILLING RIG	\$ 12.063.270.332,72	\$ 8.173.942.500,00	68%	3.889.327.832,72	\$ 14.131.779.031,00	\$ 1.556.972.567,40	
10	FLUIDO DE PERFORACION	\$ 832.101.702,50	\$ 650.392.200,00	78%	181.709.502,50	\$ 939.359.880,00	\$ 104.062.752,00	
11	HERRAMIENTAS	\$ 525.036.644,90	\$ 102.346.600,00	19%	422.690.044,90	\$ 310.556.035,00	\$ 16.375.456,00	
12	HERRAMIENTAS DE PESCA	\$ 700.000.000,00	\$ 350.000.000,00	50%	350.000.000,00	\$ 164.300.000,00	\$ 56.000.000,00	
13	INSPECCION	\$ 372.430.000,00	\$ 11.596.000,00	3%	360.834.000,00	\$ 107.185.933,00	\$ 1.855.360,00	
14	LINER HANGER	\$ 269.700.655,00	\$ 129.366.750,00	48%	140.333.905,00	\$ 135.720.000,00	\$ 20.698.680,00	
15	MUDLOGGING	\$ 509.387.253,13	\$ 282.020.000,00	55%	227.367.253,13	\$ 633.963.200,00	\$ 45.123.200,00	
16	REGISTROS	\$ 1.885.205.550,00	\$ 221.489.671,00	12%	1.663.715.879,00	\$ 1.281.543.988,00	\$ 35.438.347,36	
17	REVESTIMIENTO	\$ 1.851.338.779,00	\$ 964.301.083,32	52%	887.037.695,68	\$ 2.932.083.744,00	\$ 154.288.173,33	
18	WASH MANAGEMENT	\$ 1.066.781.107,86	\$ 646.067.000,00	61%	420.714.107,86	\$ 1.368.180.908,00	\$ 103.370.720,00	
19	WHA	\$ 362.946.248,00	\$ 180.876.424,00	50%	182.069.824,00	\$ 210.508.824,00	\$ 28.940.227,84	
	TOTALES	\$ 34.190.429.496,48	\$ 22.493.895.931,43	66%	11.696.533.565,05	\$ 27.101.894.894,50	\$ 2.580.748.362,93	

Nota 1: Los costos de Cementación son incompletos ya que en el pozo no se firmó el "Service Ticket Report" de esta operación

Fuente: Informe Diario de costos de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

Figura 11. Costos vs profundidad



Fuente: Informe Diario de costos de Perforación Pozo ANH-Patia-1-ST-P

3.2.2 Organización de la información. La organización de la información diaria recibida de los informes de perforación es un paso clave en la elaboración del informe final ya que la persona encargada o el equipo encargado de revisarla y analizarla diariamente estará al final de la operación en la capacidad de conocer detalle a detalle lo ocurrido durante la misma; esto se traduce en una simplificación del trabajo y en una correcta elaboración del mismo

Para llevar a cabo esta organización de información se plantea realizar un archivo en el cual se integren día a día todos los informes de perforación, realizando la clasificación de las actividades descritas en los mismos, como se observa en la tabla 19; la cual recopila información como:

- N° de Reporte
- Fase en la cual se encuentra el proyecto
- Hora inicio y hora final del evento
- Descripción del evento
- Clasificación del evento
- Clasificación del sub evento
- Operación
- Clasificación de la actividad (Planeada, No planeada, Down Time)

La adecuada organización y clasificación de la información permite realizar fácilmente la evaluación fase por fase de los tiempos empleados en cada evento, las horas efectivas perforando, las horas efectivas viajando con tubería, la duración del corazonamiento, los pies corazonados, el número de corazones, el tiempo registrando, el tiempo perdido por daños de equipo y sus causas, las actividades no planeadas durante la perforación, entre otras. Esta evaluación se realiza por medio de graficas de torta donde se muestra claramente las distribuciones de tiempos.

Tabla 20. Formato clasificación y organización de información.

REP #	HR IN	HR FIN	DURACION	FASE	EVENTOS	SUB EVENTOS	OPERACIONES	DISTRIBUCION	NUCLEO	Trip Velocity (ft/Hr)	DESDE	HASTA	Viajados (Ft)	N° BROCA	DIAM. BROCA	N° BHA	INICIO PERFORACION	FIN PERFORACION	TOTAL PERFORADO	ROP PERFORACION	CLASIFICACION D	DESCRIPCION	CLASIFICACION NP
10	21:00	21:30	0,50	17 1/2	CRNG1	CORING INT 1	CIRCULATING	P		-			-	4	8,25	5			-	-		<p>Corazonamiento Int. No. 1 (2500' - 3100'): Registró parámetros de presión, caudal y Velocidad de la bomba</p> <p>Observaciones Bomba No 1: 102 stk Caudal: 260 gpm Presión: 180 psi Bomba No. 1: 42 stk Caudal: 150 gpm Presión: 60 psi.</p>	
11	03:30	04:30	1,00	17 1/2	CRNG1	CORING INT 1	RIG DOWN	D		-			-	4	8,25	5			-	-	UNIDAD WIRE LINE	<p>Corazonamiento Int. No. 1 (2500' - 3100'): Presentó problemas con el indicador de peso de la unidad wire line de Halliburton. Circuló pozo con 98 gpm, 115 psi.</p>	
11	9:00	21:30	12,50	17 1/2	CRNG1	CORING INT 1	CRNG1	P	2	-			-	4	8,25	5			-	-		<p>Corazonamiento Int. No. 1 (2500' - 3100'): Corazonó "Núcleo No.2" desde 2530' hasta 2560', Pies Corazonados: 30'; Total Pies Núcleo No.2: 30'/30' , ROP: 2,4 ft/hr</p>	
11	22:30	0:00	1,50	17 1/2	CRNG1	CORING INT 1	PESCA CORE	U		-			-	4	8,25	5			-	-		<p>Corazonamiento Int. No. 1 (2500' - 3100'): Bajó a pescar barril interno con herramienta de Wireline. Pesco Inner Tube @ 2360' y sacó hasta superficie.</p>	PESCA

Fuente: Autores

Clasificación del evento

La clasificación del evento se realiza según la operación que se esté efectuando, de forma que para el caso aplicado, puede tener la siguiente clasificación de eventos.

- Perforando (Drilling)
- Ensanchando
- Corazonando (Coring)
- Acondicionando Para Registros
- Registros
- Acondicionando para correr casing
- Corriendo casing (CSG)
- Cementando (cementing)
- Esperando fragüe (Wait on cement)
- Perforando cemento (drill out)
- Instalando cabezal de pozo (WHA)
- Instalando Preventoras (BOP)
- Colgando casing hanger
- Abandono

Es recomendable que la clasificación se haga usando una o máximo dos palabras o siglas que resuman el evento, por lo cual en la industria son muy usados y aceptados los anglicismos.

Descripción del evento

Es importante que la descripción del evento se tome tal como viene en el informe diario de perforación, esta descripción debe contener como mínimo la siguiente información:

Actividad global que se está desarrollando y la profundidad a la cual se lleva a cabo, parámetros operacionales, descripción de la operación resumida.

Clasificación del sub evento

Esta clasificación es más específica que la del evento para algunos de ellos porque aquí se detalla el intervalo de profundidad en el cual se lleva a cabo el evento. La clasificación se puede realizar hacer de la siguiente forma:

- Perforando 0' - 1000'; que intervalo se perfora (*Drilling*)
- Ensanchando 150' – 250'; que intervalo se ensancha
- Corazonando int. 1; se especifica que intervalo de corazonamiento se está llevando a cabo.
- Acondicionando Para Registros
- Registros: que registro se corrió
- Acondicionando para correr *casing*
- Corriendo *casing* (CSG)
- Cementando (*cementing*)
- Esperando fragüe (*Wait on cement*)
- Perforando cemento (*drill out*)
- Instalando cabezal de pozo (*WHA*)
- Instalando Preventoras (*BOP*)
- Colgando *casing hanger*
- Abandono

Clasificación de la actividad

Esta clasificación debe venir estipulada desde pozo; si es una actividad Planeada, no planeada o un *down time*, pero de igual forma está sujeta a revisión y supervisión del líder de operaciones el cual debe tener en cuenta los tiempos en los cuales se debieron realizar las actividades, si la actividades son

correspondientes a la operación que se está realizando y si estaban concebidas dentro del plan de perforación.

Clasificación de la operación

Para la organización y clasificación de tiempos es fundamental que la clasificación se lleve a cabo de la manera más precisa posible; es función principal del encargado de la consolidación de los reportes diarios de operación y dicha labor se debe mantener bajo supervisión directa del ingeniero de operaciones, el cual a su vez lleva en paralelo el mismo control.

La clasificación depende de la operación que se está realizando la cual va implícita en la descripción del evento que se realiza en pozo. Es aquí donde se debe poseer la habilidad y el conocimiento para clasificar adecuadamente la actividad.

Dentro de las operaciones más comunes registradas en la operación del caso de estudio se encuentra las siguientes:

- *BackReaming*
- Cementando
- Centralizando
- Circulando
- Corazonando
- Correr y cortar cable
- Cortando
- *Down time*
- Ensanchando
- Instalando
- Limpiando
- *LOT*
- *Meeting*
- Perforando cemento
- Pescando *core*
- *Reaming*
- Registrando
- *Rig down*
- *Rig service*
- *Rig up*
- *RIH*
- *Short trip*
- *Simulacro*
- *Survey*
- *Tripping*
- *WOC*

A continuación se describe cada una de las operaciones más comunes durante la perforación de un pozo estratigráfico, con el objetivo de que se puedan estandarizar las operaciones de manera más eficiente cuando se realiza la recopilación y almacenamiento de la información diaria.

BackReaming

Consiste en sacar tubería rotando y circulando. Es importante que acá se especifique, el inicio y fin del de la operación, el galonaje, y la velocidad.

Cementando

Es la acción de cementar, actividad que se realiza cuando se bombea cemento desde la unidad de cementación al pozo con el objetivo de llenar el espacio anular entre las paredes del pozo y el *casing* de cemento. Debe estar registrada en el informe diario de perforación como mínimo la siguiente información:

- cantidad de agua bombeada, tasa de bombeo, y presión.
- Cantidad de cemento mezclado, tipo de cemento, marca, aditivos
- Cantidad de lechada bombeada, densidad, tasa de bombeo, presión.
- Cantidad de barriles de retorno, densidad, presión

Circulando

Acción de circular el lodo de perforación con el objetivo de limpiar adecuadamente el hueco, la operación debe tener descrito el punto hasta el cual se levanta la sarta de perforación posición segura desde la cual se circula el lodo, esta operación se realiza con el fin de acondicionar el hueco, para *casing*, para registros o corazonar. Parámetros mínimos que deben estar registrados en el informe: caudal y presión.

Corazonando

Consiste en la operación de corazonar, acción que se realiza usando una sarta especial de corazonamiento y una broca con características especiales que permitan la toma del núcleo. El reporte debe contener como mínimo los siguientes datos; N° de corazón, inicio y fin del de la operación, pies corazonados, *ROP* del corazonamiento, tamaño del barril.

Correr y cortar cable

Actividad que se debe realizar cuando se estipula que la guaya ya cumplió su vida útil y que por seguridad es necesario cortarla y correr la nueva sección. El registro de esta actividad debe tener como mínimo la cantidad de pies que se corrieron y se cortaron.

Cortando

Se usa esta expresión para definir cualquier actividad cuya acción sea cortar, generalmente se usa cuando se describe la acción de cortar en frío el *casing* para la instalación del cabezal.

Down time

Clasificación que se le da a la pérdida de tiempo por fallas en los equipos de perforación, el informe de manera sencilla debe contener el nombre de la parte que fallo y una breve descripción de la falla.

Ensancho

Es aquella operación que se realiza cuando queremos realizar el cambio de un diámetro de hueco menor a uno mayor, generalmente se realiza después de corazonar o de registrar.

Instalando

Acción empleada cuando se describen situaciones en las cuales hay necesidad de instalar partes o complementos. Ejemplo: instalación de sección A o B del cabezal de pozo, instalación de preventoras BOP, instalación del casing, entre otras.

Limpiando

Operación que se realiza en el contrapozo antes de la instalación del *WHA*.

LOT

La prueba de integridad de presión o *Leak off Test (LOT)* es una operación que consiste en cerrar el pozo e inyectar gradualmente fluido de perforación de densidad conocida con el objetivo de determinar en qué punto la formación comienza a ceder.

Meeting:

Es la charla pre operacional que se realiza antes de un evento específico (cementación, corrida de casing, entre otras), consiste en reunir al personal encargado del evento, explicar el procedimiento a desarrollar, los riesgos y recomendaciones de la actividad.

Perforando cemento:

Actividad conocida también como “*drill out*” y consiste en perforar el tapón de cemento resultante de la cementación del hueco. El contenido mínimo relacionado en el informe debe ser: el diámetro de la broca usada, el tamaño del bolsillo de cemento perforado y el zapato del casing perforado.

Pescando core:

Es la operación mediante la cual se pesca el barril que contiene el *core*, usando *Wireline*, Aquí se describe en intervalos de tiempo las actividades correspondientes a la pesca del *core*.

Reaming

Consiste en bajar tubería rotando y circulando. Es importante que acá se especifique, el inicio y fin de la operación, el galonaje, y la velocidad.

Registrando

Operación mediante la cual se baja un set de registros que permite registrar los diferentes intervalos previamente programados. En esta sección deben estar relacionadas las profundidades en las cuales se registró y el detalle de los registros que se tomaron.

Rig down

Esta clasificación se usa cuando se desarman los equipos o herramientas empleados durante las diferentes operaciones en el pozo.

Rig service

Tiempo durante el cual se ejecutan actividades de mantenimiento del equipo de perforación, las cuales están dentro de los tiempos de operación previamente establecidos, para nuestro caso se estiman 0,5 horas al día.

Rig up

Operación mediante la cual se arman los equipos y herramientas usadas durante las actividades referentes a la perforación de pozos estratigráficos.

RIH

Run in hole se emplea para describir el momento en el cual la tubería de perforación o alguna herramienta de registro, corazonamiento, entre otras; viaja de la cabeza del pozo al fondo o a la profundidad que se quiera alcanzar con la herramienta. Se debe registrar en el informe el inicio y el final del viaje.

Short trip

Es aquella operación que consiste en desplazamientos cortos hacia arriba o hacia abajo de la tubería de perforación.

Simulacro

Son actividades en las cuales se simulan eventos críticos como patadas de pozo, presencia de H₂S en el ambiente, las cuales requieren a todo el personal vinculado con la operación, estas actividades se deben realizar según lo estipulen las políticas de seguridad de la empresa operadora y del equipo de perforación.

Survey

Esta operación consiste en la medición de la desviación del pozo, mediante la cual se envía una herramienta al fondo, la cual se encarga de marcar los grados de desviación.

Tripping

Esta operación consiste en el desplazamiento hacia arriba (*pool out of hole*) de la tubería de perforación o el desplazamiento hacia abajo (*run in hole*) de la misma. Es importante durante la operación realmente poder estimar que tanto tiempo se gastó viajando la tubería, además que representa una de las actividades más riesgosas para el pozo.

WOC

Es el tiempo mediante el cual se espera el fragüe del cemento para poder continuar con la operación.

3.2.3 Clasificación de las operaciones. Las operaciones se clasifican como operaciones planeadas, no planeadas y daños de equipo o *down time* y se organizan en graficas tipo tortas y barras las cuales muestran gráficamente los valores en porcentaje y en días.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DISEÑADA PARA EL SEGUIMIENTO Y ANALISIS OPERATIVO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P

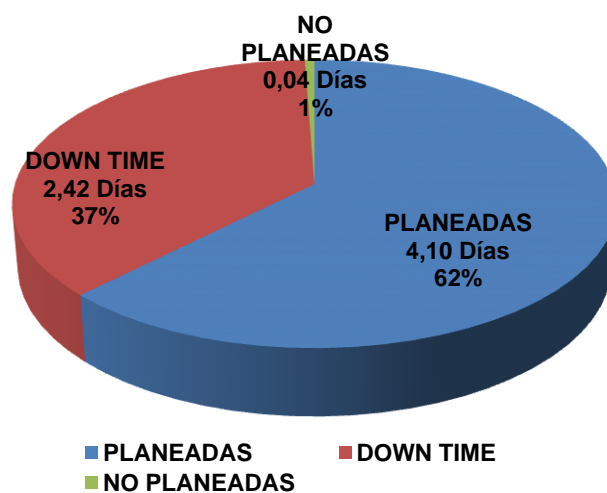
4.1 FASE 26- POZO ANH PATIA 1

La fase 26” inicia el día 13 de junio del 2012 a las 00:00 horas a una profundidad de 0 Pies y se da por concluida el día 20 de junio del 2012 a las 2:30 horas a una profundidad de 775 Pies, con un total de 170.5 horas de operaciones distribuidas en Actividades Planeadas, No planeadas y Fallas de equipos.

4.1.1 Distribución de tiempo y análisis gráfico. A continuación se muestra gráficamente la distribución de tiempos

Gráfica 1. Distribución de tiempos operacionales fase 26”

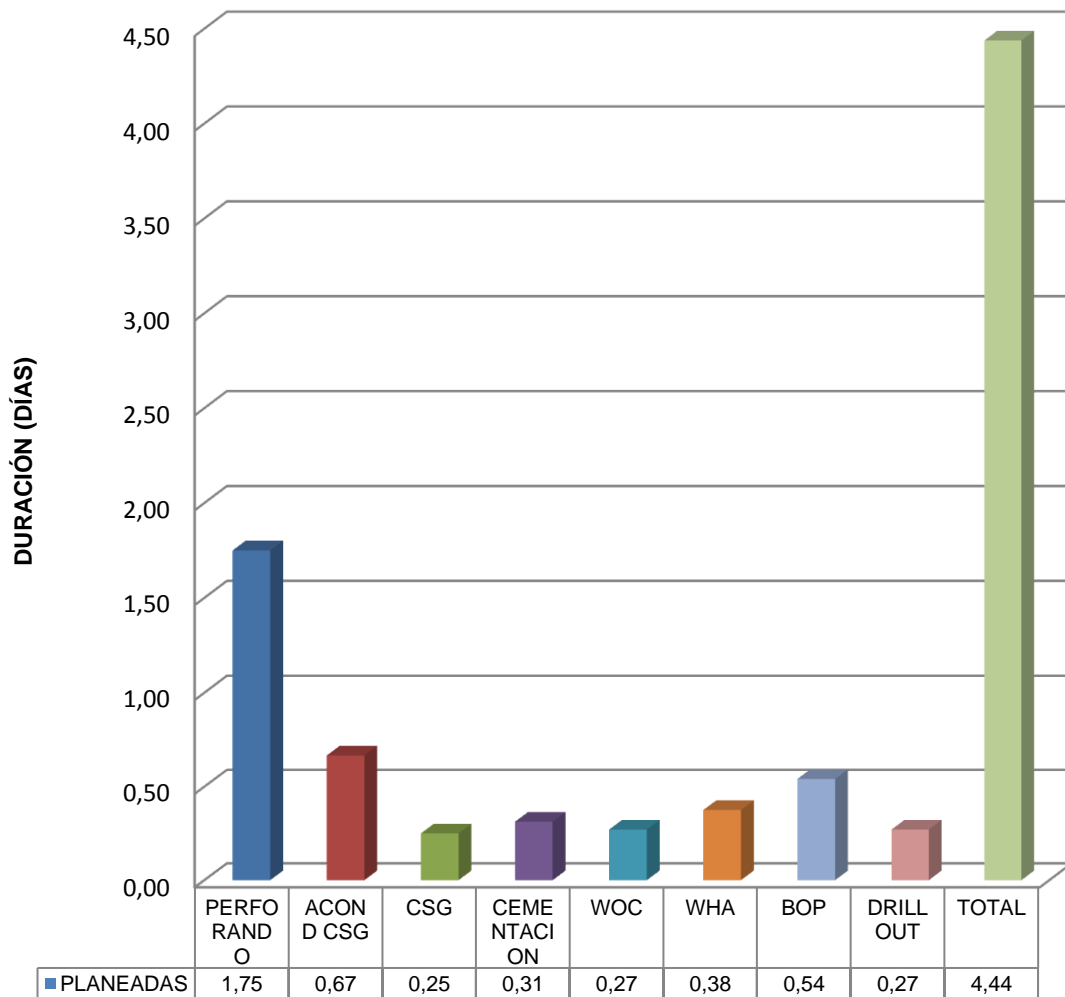
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO : 7,1 DÍAS)



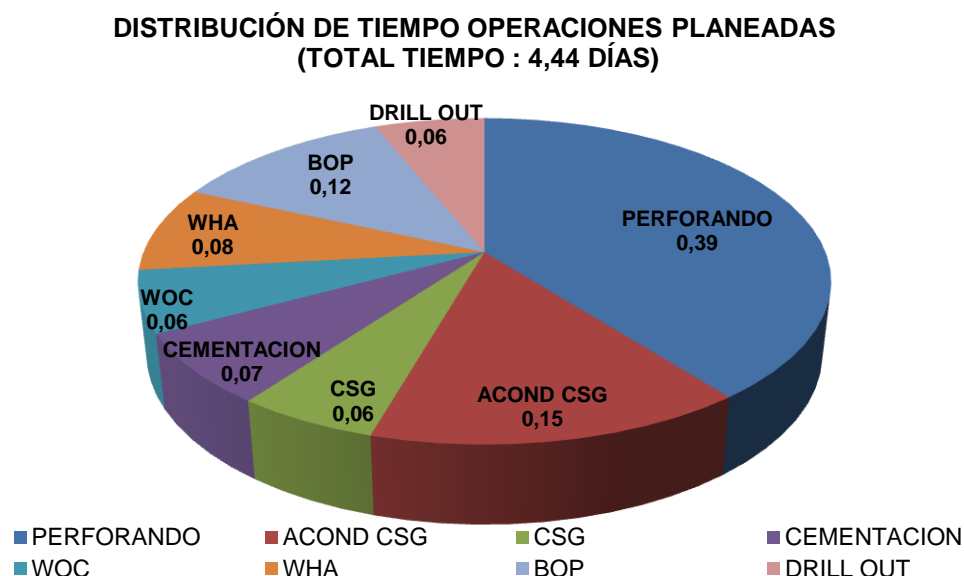
4.1.2 Análisis grafico operaciones planeada. En la siguientes graficas se muestran todas las actividades que se programaron para el desarrollo de la perforación del pozo ANH PATIA 1-ST-P y para las cuales se distribuyeron los tiempos ejecutados de la siguiente forma:

Gráfica 2. Distribución de tiempo operaciones planeadas fase 26”

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 4,44 DÍAS)**



Gráfica 3. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas fase 26''

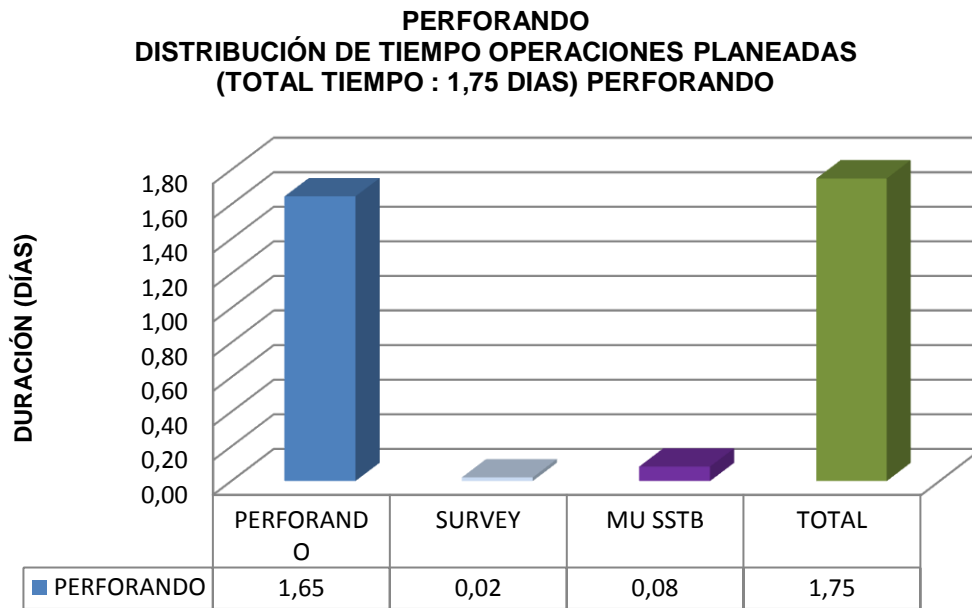


4.1.2.1 Perforación intervalo desde 33 ft HASTA 750 ft: El inicio de la perforación se llevó a cabo el día 13 de junio del 2012 a las 00:00 horas usando el Equipo de Perforación de Erazo Valencia N° 5, se baja BHA n° 1 convencional con dos estabilizares a 60 ft y 90 ft con Broca Tricónica de 26'' tipo T-11 suministrada por la empresa NOV, a 253 ft aparece mucha vibración debido a alto torque errático por lo cual se decide cambiar al *BHA* n° 2, retirándole el estabilizador ubicado a 90 ft y se continua perforando con la misma broca hasta la profundidad de 775 ft intervalo en el cual desaparece la vibración, esta profundidad se alcanza el día 16 de junio del 2012 a las 18:30 horas, en donde se decide sentar *casing* de 20''.

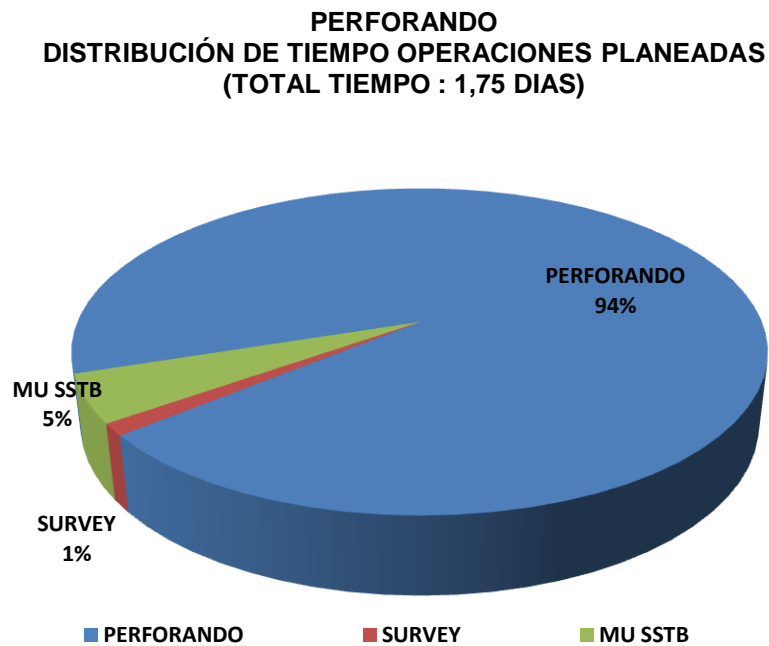
Tabla 17. Registro de desviación Intervalo 0' - 775'

REGISTRO DE DESVIACIÓN		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
211	0,25	N/A
559	0,5	N/A
775	1	N/A

Gráfica 4. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la perforación fase 26''

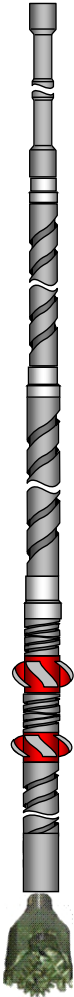


Gráfica 5. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la perforación fase 26''



✓ BHA USADOS DURANTE LA PERFORACION DE LA FASE 26"

Figura 62. BHA de Perforación No. 1


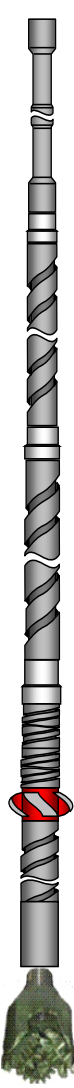
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SERRAVALLE		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
Actualización: 18/05/2012														
BHA # 1 CONVENCIONAL FASE 26"														
POZO: ANH PATIA 1-ST-P			FASE: 26"						BROCA: 1					
FECHA ENTRADA: 13-jun-12			OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,00			FB: 0,863		PESO BLOQUE: 45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. ACUM. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	VX57 P*B	EVC	W-RTL-014265	7"	4"	1,55	64,55	90385	77966	185,88	31,05	712,30	60000
				W-RTL-014269	7"	4"	1,57	64,55	88381	76237		30,94	681,25	
				W-RTL-014266	7"	4"	1,6	64,55	86384	74514		30,97	650,31	
				W-RTL-014278	7"	4"	1,57	64,55	84385	72790		30,95	619,34	
				W-RTL-014272	7"	4"	1,54	64,55	82387	71066		31,03	588,39	
				W-RTL-014268	7"	4"	1,57	64,55	80384	69339		30,94	557,36	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	78387	67616	2,65	2,65	526,42	60000 30000
	(6) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	78145	67408	186,86	31,21	523,77	30000
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	75305	64958		30,86	492,56	
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	72497	62536		30,96	461,70	
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	69680	60105		31,45	430,74	
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	66818	57637		31,07	399,29	
	X-OVER	NC - 50 BOX * 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	153	61141	52740	2,91	2,91	336,91	30000 53346
	(6) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	60696	52356	183,99	30,87	334,00	53346
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	55973	48282		30,85	303,13	
				070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	51253	44210		30,98	272,28	
				070701135	7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	46513	40122		29,39	241,30	
				070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	42016	36243		30,97	211,91	
				070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	37278	32156		30,93	180,94	
	X-OVER	6 5/8 REG BOX * 7 5/8" REG LT PIN	EVC	070803034	8 1/32" 9 17/32"	3"	1,51	216	32546	28074	2,81	2,81	150,01	53346 86463
(1) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	EVC	5TE7675	9 21/32"	3 1/32"	2,88	216	31939	27550	30,08	30,08	147,20	86463	
STABILIZER 25 7/8" * 9 1/2"	7 5/8" REG LT PIN * BOX	W/FORD	W55069	9 1/2"	3"	2,97	216	25441	21946	9,72	9,72	117,12		
(1) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	EVC	6TE7675	9 5/8"	3 1/32"	2,85	216	23342	20134	30,48	30,48	107,40		
STABILIZER 25 7/8" * 9 1/2"	7 5/8" REG LT PIN * BOX	W/FORD	W55079	9 1/2"	3"	3,08	216	16758	14455	9,77	9,77	76,92		
(2) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	EVC	3TE7675	9 5/8"	3 1/32"	2,88	216	14648	12635	60,90	30,18	67,15	86463	
			2TE7675	9 21/32"	3 1/32"	2,88	216	8129	7012		30,72	36,97		
BIT SUB 9 1/2"	7 5/8" REG LT B * 7 5/8" REG BB	EVC	MT 1251411	9 15/32"	3"	3,96	216	1493	1288	4,01	4,01	6,25	86463 40000	
BIT TRC DE DIENTES 26" OD TYP0: T11	7-5/8" REG P	NOV	K41690	BOQUILLAS: 3"15 - 1"19 TFA: 0,795			280	627	541	2,24	2,24	2,24	40000	
IADC: 115M														
										LONGITUD TOTAL	712,30	712,30	712,30	

FB: Factor Boyanza

Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE Y ARAÑA

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 73. BHA de Perforación No. 2

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
BHA # 2												Actualización: 18/05/2012		
ACONDICIONAMIENTO FASE 26"														
POZO: ANH PATIA 1-ST-P			FASE: 26"						BROCA: 1R					
FECHA ENTRADA:		17-jun-12		OPERADORA: UIS		PESO LODO: 9,00		FB: 0,863		PESO BLOQUE: 45.000 LBS				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	VX57 P*B	EVC	W-RTL-014265	7"	4"	1,55	64,55	88286	76155	185,88	31,05	702,58	60000
				W-RTL-014269	7"	4"	1,57	64,55	86281	74426		30,94	671,53	
				W-RTL-014266	7"	4"	1,6	64,55	84284	72703		30,97	640,59	
				W-RTL-014278	7"	4"	1,57	64,55	82285	70979		30,95	609,62	
				W-RTL-014272	7"	4"	1,54	64,55	80287	69255		31,03	578,67	
				W-RTL-014268	7"	4"	1,57	64,55	78284	67528		30,94	547,64	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	76287	65805	2,65	2,65	516,70	60000 30000
	(6) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	76046	65597	186,86	31,21	514,05	30000
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	73206	63147		30,86	482,84	
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	70398	60725		30,96	451,98	
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	67580	58294		31,45	421,02	
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	64718	55826		31,07	389,57	
				070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	61891	53387		31,31	358,50	
	X-OVER	NC - 50 BOX * 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	153	59042	50929	2,91	2,91	327,19	30000 53346
	(6) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	58596	50545	183,99	30,87	324,28	53346
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	53873	46471		30,85	293,41	
				070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	49153	42399		30,98	262,56	
				070701135	7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	44413	38311		29,39	231,58	
				070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	39917	34432		30,97	202,19	
				070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	35178	30345		30,93	171,22	
X-OVER	6 5/8 REG BOX * 7 5/8" REG LT PIN	EVC	070803034	8 1/32" 9 17/32"	3"	1,51	216	30446	26263	2,81	2,81	140,29	53346 86463	
(2) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	EVC	5TE7675	9 21/32"	3 1/32"	2,88	216	29839	25739	60,56	30,08	137,48	86463	
		EVC	6TE7675	9 5/8"	3 1/32"	2,85	216	23342	20134		30,48	107,40		
STABILIZER 25 7/8" * 9 1/2"	7 5/8" REG LT PIN * BOX	W/FORD	W55079	9 1/2"	3"	3,08	216	16758	14455	9,77	9,77	76,92	86463	
(2) DC 9 1/2" OD	7 5/8" REG LT PIN * BOX	EVC	3TE7675	9 5/8"	3 1/32"	2,88	216	14648	12635	60,90	30,18	67,15		
		EVC	2TE7675	9 21/32"	3 1/32"	2,88	216	8129	7012		30,72	36,97		
BIT SUB 9 1/2"	7 5/8" REG LT B * 7 5/8" REG BB	EVC	MT 1251411	9 15/32"	3"	3,96	216	1493	1288	4,01	4,01	6,25	86463 40000	
BIT TRC DE DIENTES 26" OD TYP0: T11	7-5/8" REG P	NOV	K41690	BOQUILLAS: 3"15 - 1"19 TFA: 0,795				280	627	541	2,24	2,24	2,24	40000
IADC: 115M														
										LONGITUD TOTAL	702,58	702,58	702,58	


FB: Factor Boyanza

Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE Y ARAÑA.

Fuente: Equipo de Operaciones UIS


✓ REGISTRO DE BROCAS FASE 26''

Figura 84. Broca utilizada Intervalo 0' – 253' / Fase 26''

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																		Versión: 01									
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22															
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
1	26	T11	115	K41690	32	253	221	10,8	4,25	20,5	52,0	1x14, 3x20	0,795	1-10	50-100	1500-1850	1000	8,6-9,2	2	2	WT	A	X	I	SD	TD	82% CONGLOMERADO POLICMITICO, 18% ARENA LITICA

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

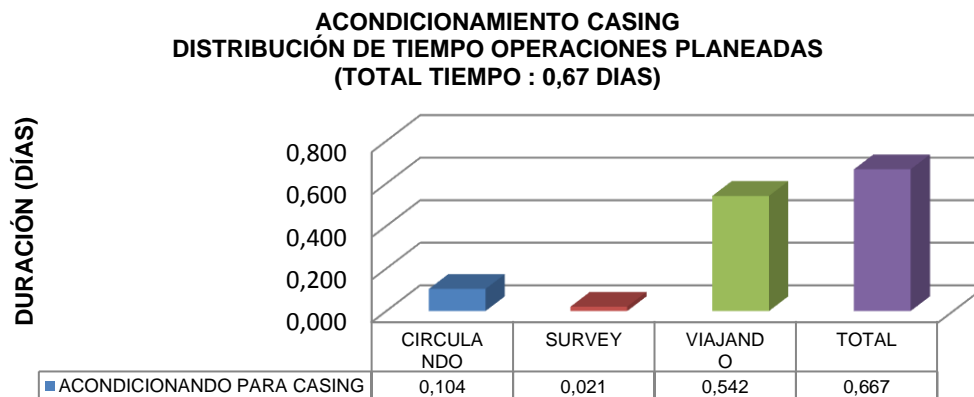
Figura 95. Broca utilizada Intervalo 253' – 775' / Fase 26''

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																		Versión: 01									
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22															
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
1R	26	T11	115	K41690	253	775	522	28	17,5	18,6	29,8	1x14, 3x20	0,795	8-50	65-120	2260-2800	1100-1160	8,6-9,2	2	2	WT	A	X	I	SD	TD	17% CONGLOMERADO POLICMITICO, 11% ARENA LITICA, 52% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA

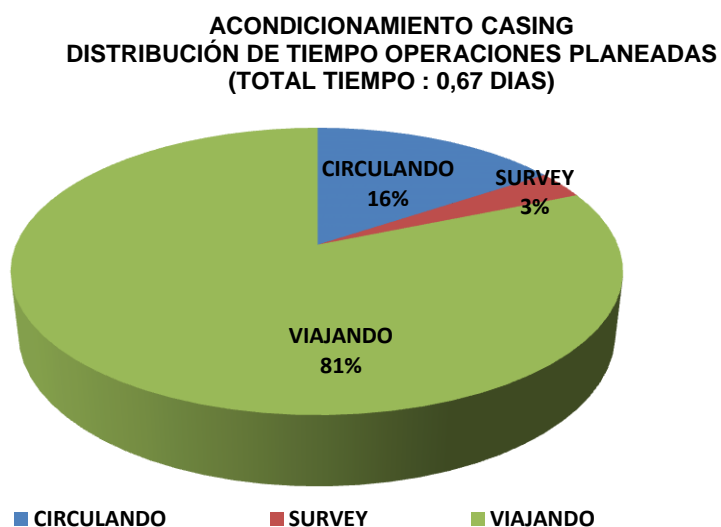
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.1.2.2 Acondicionamiento Casing. El acondicionamiento de pozo comienza el día 16 de junio del 2012 a las 18:30 horas circulando a 775 pies con una presión de 2700 psi y caudal de 1140 se realiza POOH hasta superficie Y RIH hasta 775' circulando a limpio con caudal de 1200 gpm y presión de 2700 psi. La operación termina el día 17 de junio del 2012 a las 11:00 horas.

Gráfica 6. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para casing fase 26"



Gráfica 7. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento casing fase 26"



4.1.2.3 Corrida de Casing. Se inicia la corrida de *casing* con una charla pre-operacional el día 17 de junio del 2012 a las 11:00 horas, se bajan 21 juntas de 20 pulgadas con el zapato a 767.

Figura 106. Casing Tally 20"



CASING 20" TALLY

RIG: EVC 5
DATE: lunes, 18 de junio de 2012

CO. MAN: EDGAR MARQUEZ

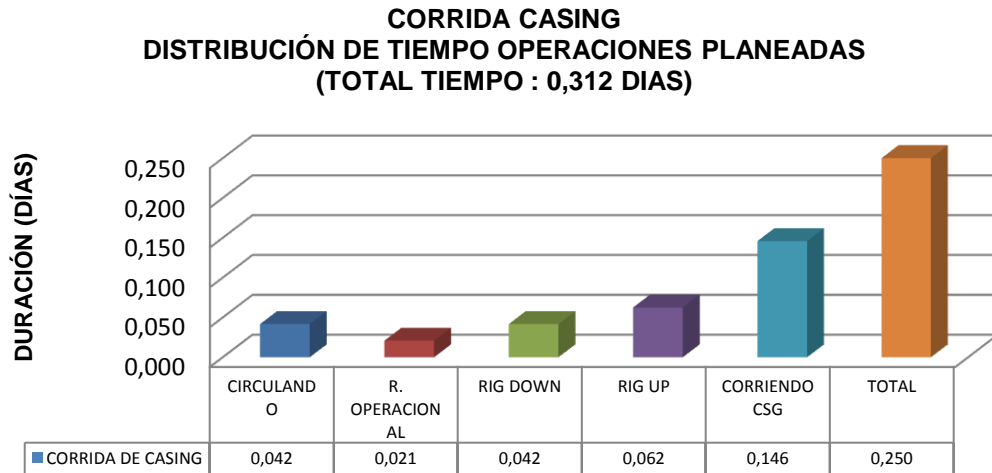
SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	L-80 133 LB/FT		
20,000	L-80	BTC	133,00	18,730	36,47	0,3408 bpf	0,0478 bpf	BURST	1600 psi		
								TENSION	4450 psi		
								DRIFT	3091 klb		
									18.543 in		
TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO				Block Wt.			
775	26"	9,0	0,8624	8	TOPS						
RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM.	767	CAP.	DESP.	Buoyed Wt.	Indicator Wt.	GRADO	CONN.
Float Shoe			3,27	3,27	763,73	1,1	0,2	375,1	375	K-55; 94-133#	BTC
1	1		36,49	39,76	727,24	13,5	1,9	4.560	4.560	L 80; 133 #	BTC
2	2		35,77	75,53	691,47	25,7	3,6	8.663	8.663	L 80; 133 #	BTC
3	3		36,21	111,74	655,26	38,1	5,3	12.816	12.816	L 80; 133 #	BTC
4	4		36,90	148,64	618,36	50,7	7,1	17.049	17.049	L 80; 133 #	BTC
5	5		36,43	185,07	581,93	63,1	8,8	21.227	21.227	L 80; 133 #	BTC
6	6		36,80	221,87	545,13	75,6	10,6	25.448	25.448	L 80; 133 #	BTC
7	7		36,65	258,52	508,48	88,1	12,4	29.652	29.652	L 80; 133 #	BTC
8	8		36,60	295,12	471,88	100,6	14,1	33.849	33.849	L 80; 133 #	BTC
9	9		35,90	331,02	435,98	112,8	15,8	37.967	37.967	L 80; 133 #	BTC
10	11		36,11	367,13	399,87	125,1	17,5	42.109	42.109	L 80; 133 #	BTC
11	12		36,57	403,70	363,30	137,6	19,3	46.303	46.303	L 80; 133 #	BTC
12	13		36,85	440,55	326,45	150,1	21,1	50.530	50.530	L 80; 133 #	BTC
13	14		36,77	477,32	289,68	162,7	22,8	54.747	54.747	L 80; 133 #	BTC
14	15		36,57	513,89	253,11	175,1	24,6	58.942	58.942	L 80; 133 #	BTC
15	16		36,74	550,63	216,37	187,7	26,3	63.156	63.156	L 80; 133 #	BTC
16	17		35,69	586,32	180,68	199,8	28,0	67.249	67.249	L 80; 133 #	BTC
17	18		36,23	622,55	144,45	212,2	29,7	71.405	71.405	L 80; 133 #	BTC
18	19		36,62	659,17	107,83	224,6	31,5	75.605	75.605	L 80; 133 #	BTC
19	20		36,29	695,46	71,54	237,0	33,2	79.767	79.767	L 80; 133 #	BTC
20	21		36,72	732,18	34,82	249,5	35,0	83.979	83.979	L 80; 133 #	BTC
21	22	Última	36,96	769,14	-2,14	262,1	36,8	88.218	88.218	L 80; 133 #	BTC
La junta No. 10 sufrió daño en conexión pin no entró, long. 36,75ft; se reemplazó por la junta No. 22											

TOTAL 21 JUNTAS AL HUECO; TOTAL 8 CENTRALIZADORES INSTALADOS

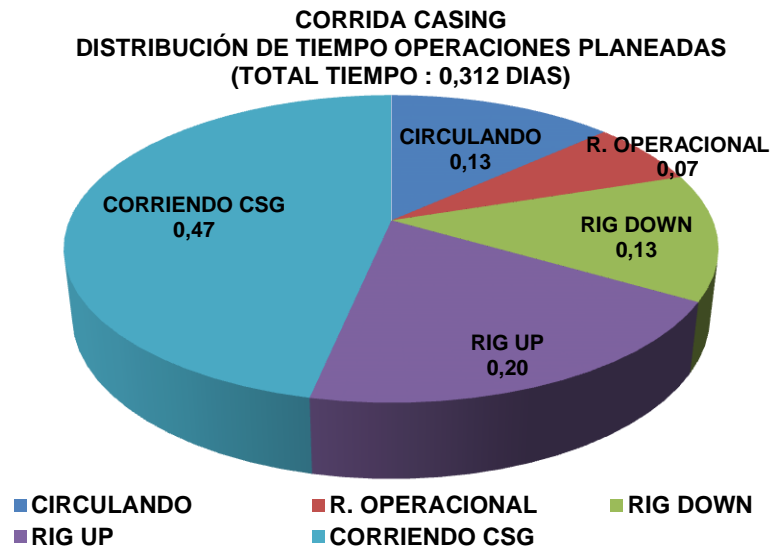
Fuente: National Oilwell Varco NOV

Se circula a 767'. Con un caudal de 250 gpm y presión de 250 psi la operación finaliza el día 18 de junio del 2012 a las 8:00 horas después de realizar el Rig Up de las herramientas.

Gráfica 8. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 26"

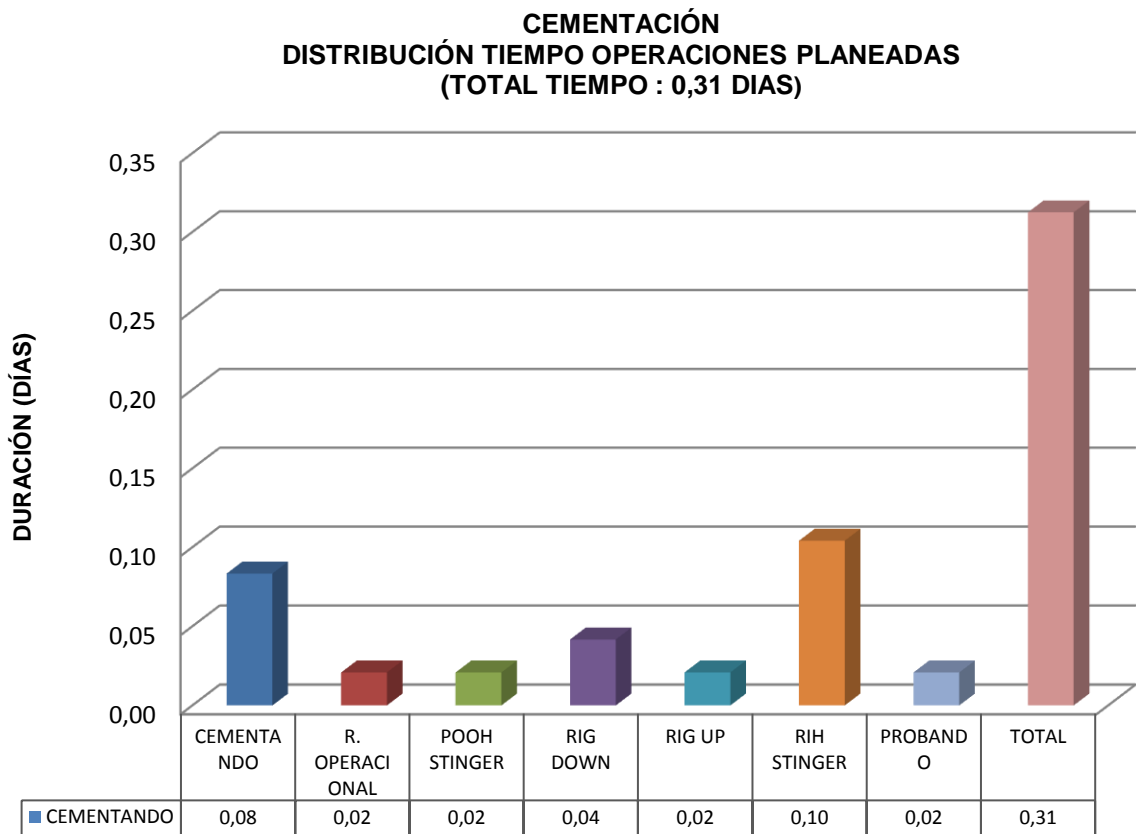


Gráfica 9. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 26"



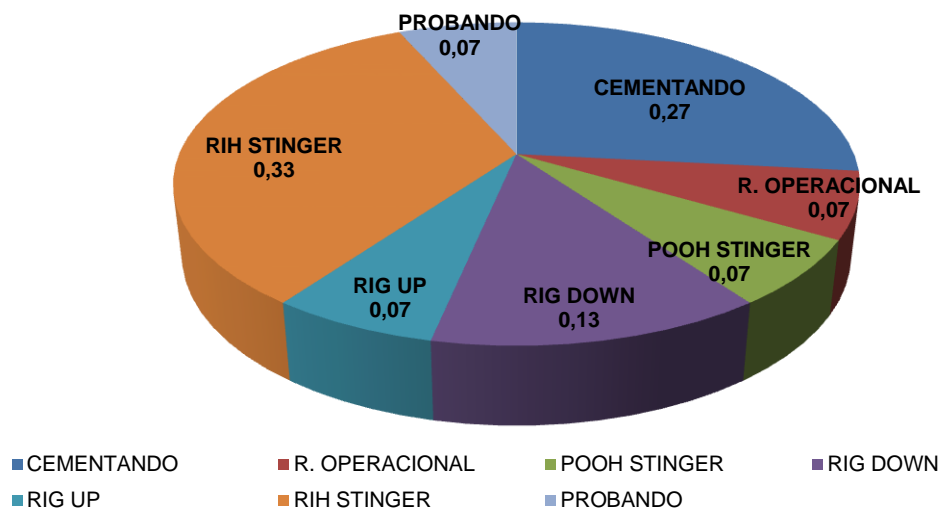
4.1.2.4 Cementación. La operación de cementación comienza el día 18 de junio del 2012 a las 8:00 horas bajando *drill pipe* hasta 767, se arman y conectan líneas de cementación a través del *Side Entry Sub*, se realizan pruebas las cuales resultan bien y se realiza trabajo de cementación de tubería de revestimiento de 20 pulgadas bombeando 50 bbl de agua a 5 bbl /min con una presión entre 140-150 psi se mezcla y bombean 2.120 sx de cemento clase G, marca Dyckerhoff, con 0.01 gal/100sx de antiespumante y 434 bbl de lechada de 15,8 ppg a 5 bbl/min, Retornando 15 bbl de cemento de 15,6 ppg y presión entre 315-300 psi. La operación termina el día 18 de junio del 2012 a las 15:30 horas.

Gráfica 10. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la cementación fase 26"



Gráfica 11. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la cementación fase 26''

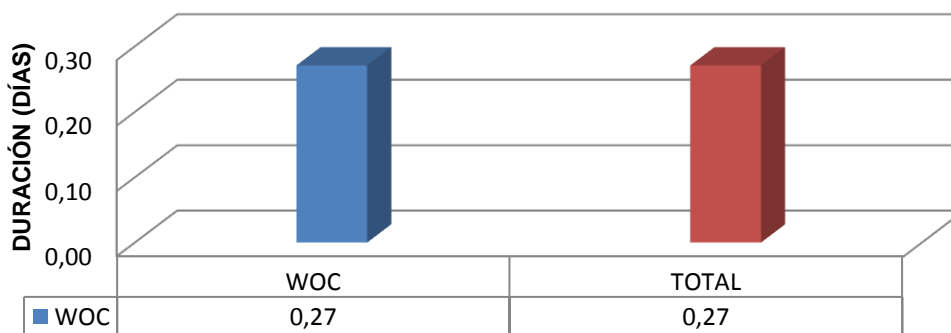
**CEMENTACIÓN
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,31 DIAS)**



4.1.2.5 WOC. El fragüe de cemento inicia a las 15:30 y concluye a las 22:00 horas del día 18 de junio de 2012 con una duración total de 6,5 horas; Se limpiaron los tanques del equipo sin novedades en la operación.

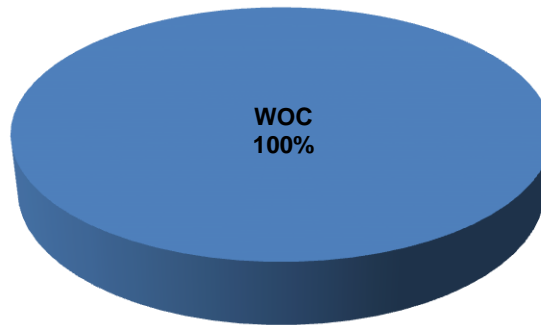
Gráfica 12. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el fragüe de cemento fase 26''

**CEMENTACIÓN
DISTRIBUCIÓN TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,27 DIAS)**



Gráfica 13. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el fragüe de cemento fase 26''

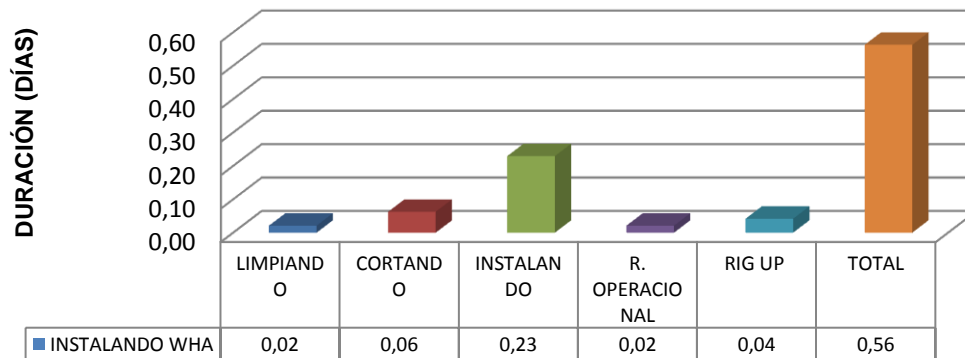
**CEMENTACIÓN
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,27 DIAS)**



4.1.2.6 Instalación WHA. La instalación de la sección A: Casing head 20 3/4" 3M, inicia a las 15:30 del día 18 de junio de 2012 con la charla pre – operacional para la instalación y soldadura de la sección, la operación concluye el día 19 de junio de 2012 a las 07:00 después de probar soldadura y esperar enfriamiento.

Gráfica 14. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 26''

**WHA
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,56 DIAS)**



Gráfica 15. Distribución porcentual del tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 26"

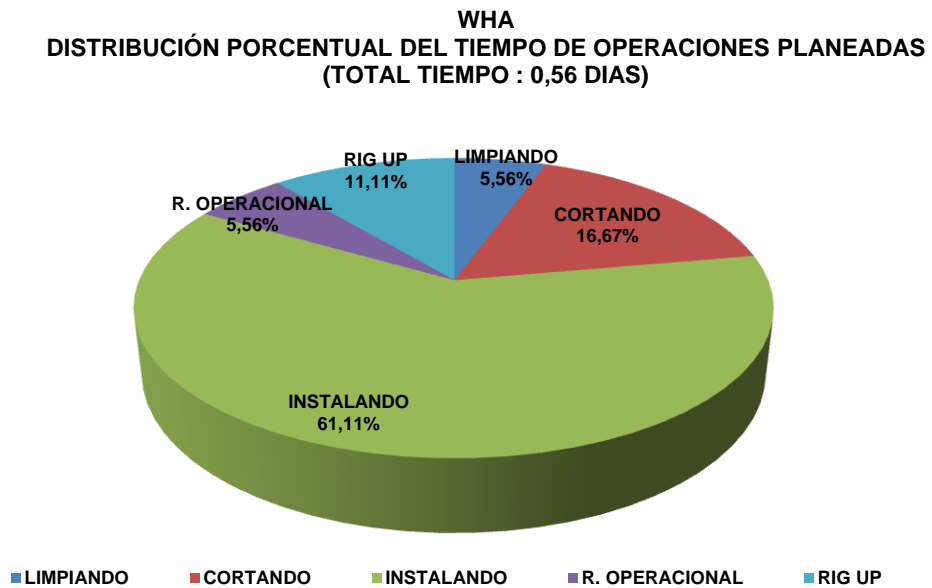
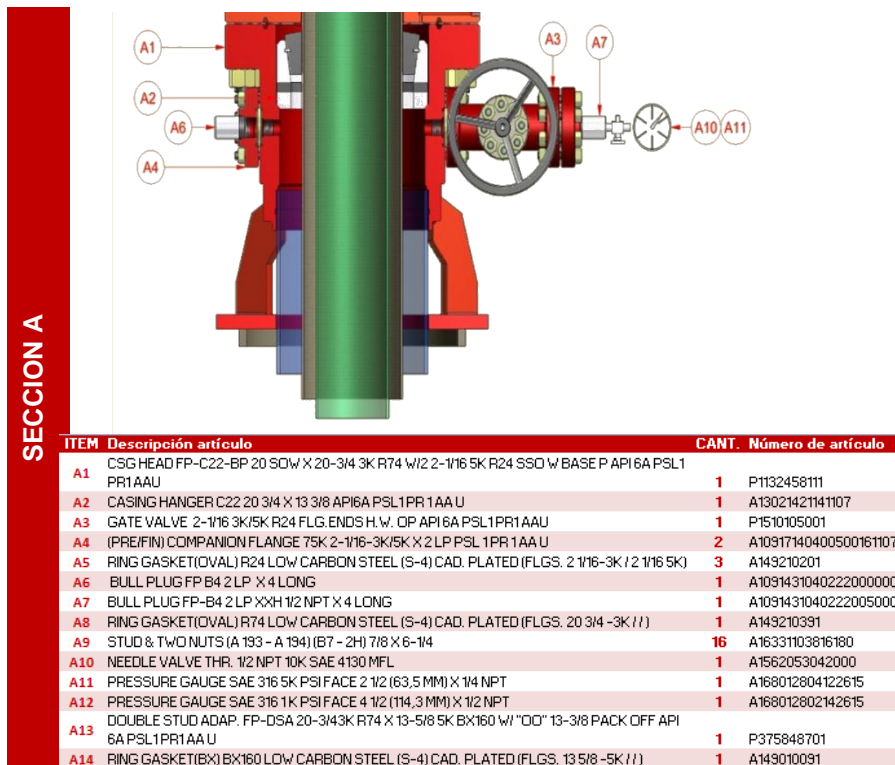


Figura 117. Cabezal de pozo – Sección A



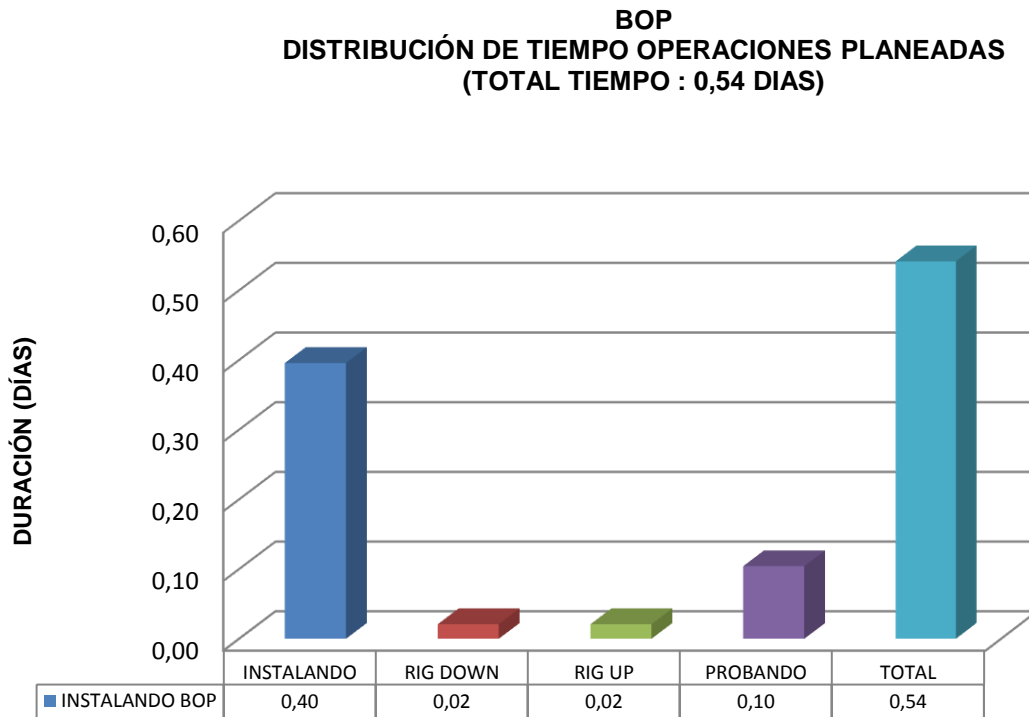
Fuente: FEPCO

Especificaciones sección A:

- Casing head FP-C22-BP x 20 3/4" 3M R74
- (2) salidas laterales soldadas con flanged de 2 1/16" 5M R24
- Base plate
- Altura flanged: 3,36' por debajo del nivel del contrapozo

4.1.2.7 BOP: La instalación y prueba del conjunto de BOP's 21 1/4" * 2M, inicia a las 07:00 del día 19 de junio de 2012 y concluye a las 20:00 del mismo día desarrollándose las siguientes actividades planeadas.

Gráfica 16. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 26"



Gráfica 17. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 26"

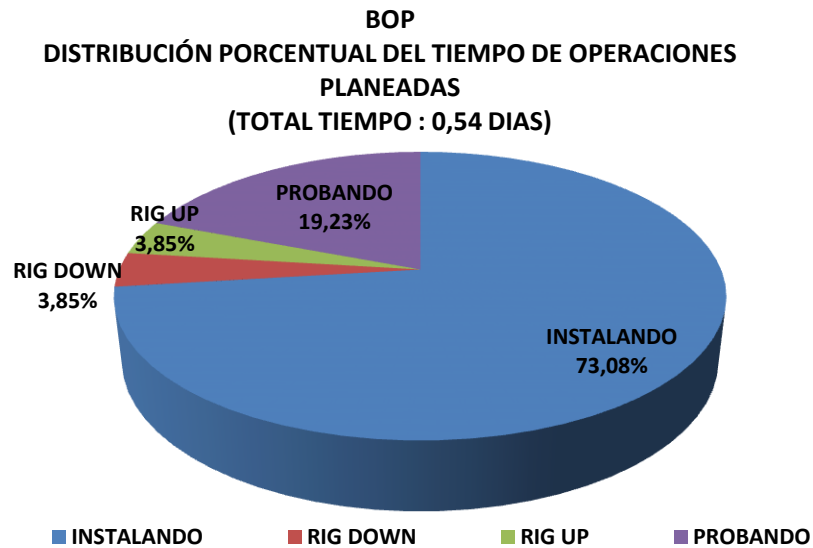
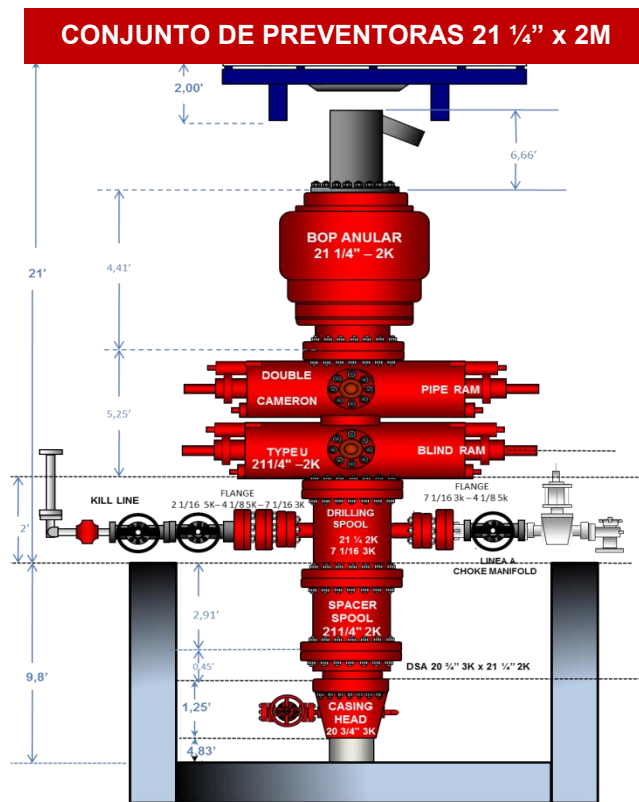


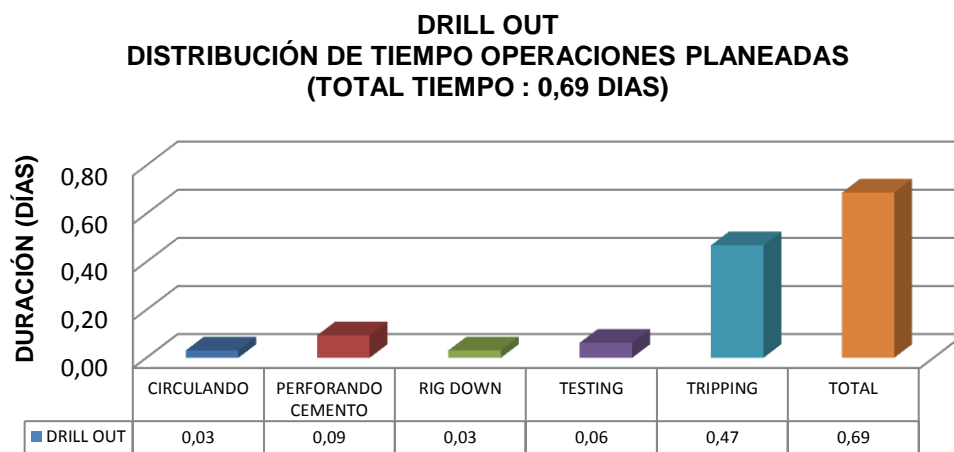
Figura 128. BOP 21 1/4" X 2M



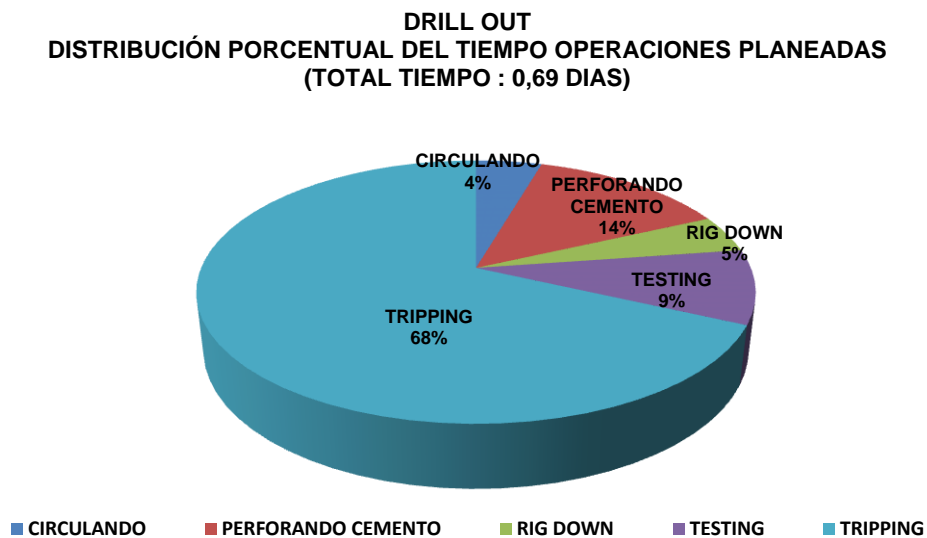
Fuente: Erazo Valencia S.A / Documentación pozo ANH-PATIA-1-ST-P

4.1.2.8 DRILL OUT: El 19 de junio del 2012 a las 20:00 horas se inicia el drill out bajando Broca Tricónica de dientes 17 1/2", Tipo S11GP, hasta 760 donde se verifica tope de cemento, se realiza drill out de cemento más zapato del casing de 20" más bolsillo de cemento desde 760' hasta 775'. Se prueban líneas de alta presión con 1000 psi. Se finaliza el drill out a las 2:30 horas del día 20 de junio del 2012.

Gráfica 18. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el *Drill Out* fase 26"



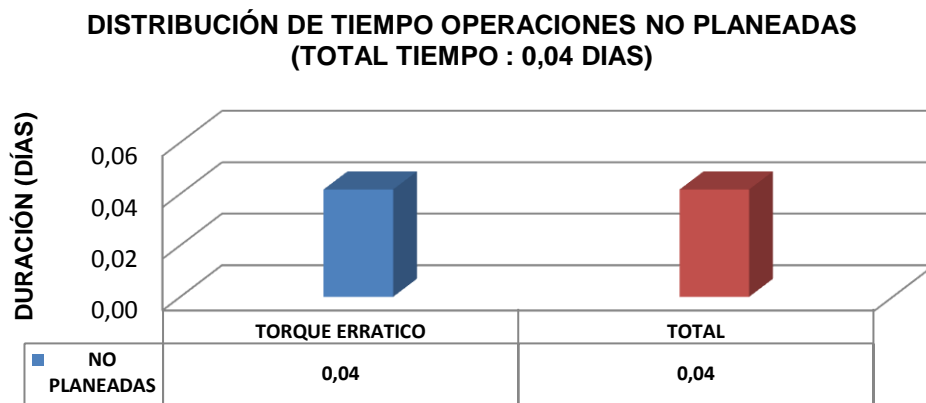
Gráfica 19. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 26"



4.1.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 26. En la ejecución de la perforación de la fase 26” se presentó un evento no planeado el cual ocasiono una pérdida de tiempo total de una hora.

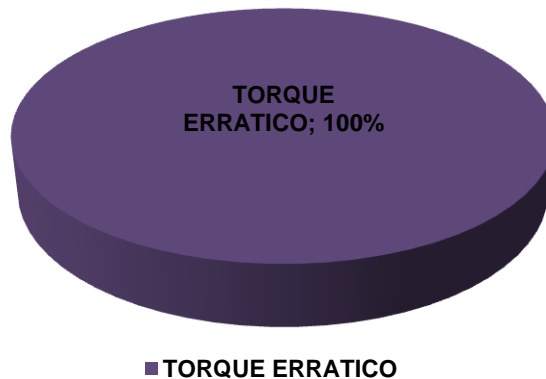
4.1.3.1 Torque errático. Se debió cambiar BHA para mitigar las condiciones de torque errático y golpeteo de la broca.

Gráfica 20. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 26”



Gráfica 21. Distribución porcentual del tiempo operaciones no planeadas fase 26”

**NO PLANEADAS
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,69 DIAS)**



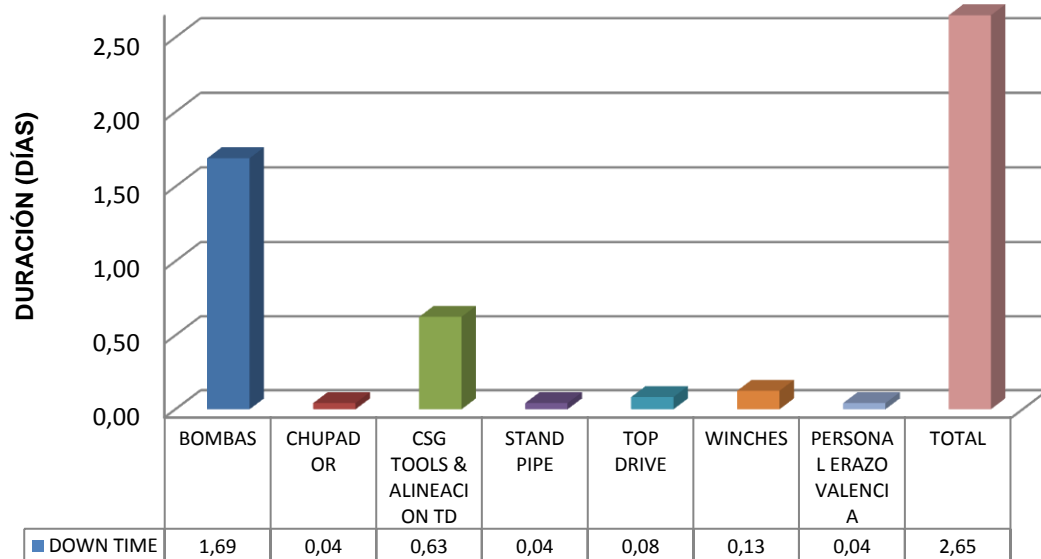
4.1.4 Distribución Down Time Fase 26”. Durante la perforación de la fase 26 se presentaron diversas fallas de equipos que se tradujeron en una marcada pérdida de tiempo, las cuales fueron identificadas durante el desarrollo de cada actividad a continuación relacionaremos los equipos y personal que fallaron durante la perforación de la fase:

Tabla 18. Equipos y personal responsables del Down Time fase 26”

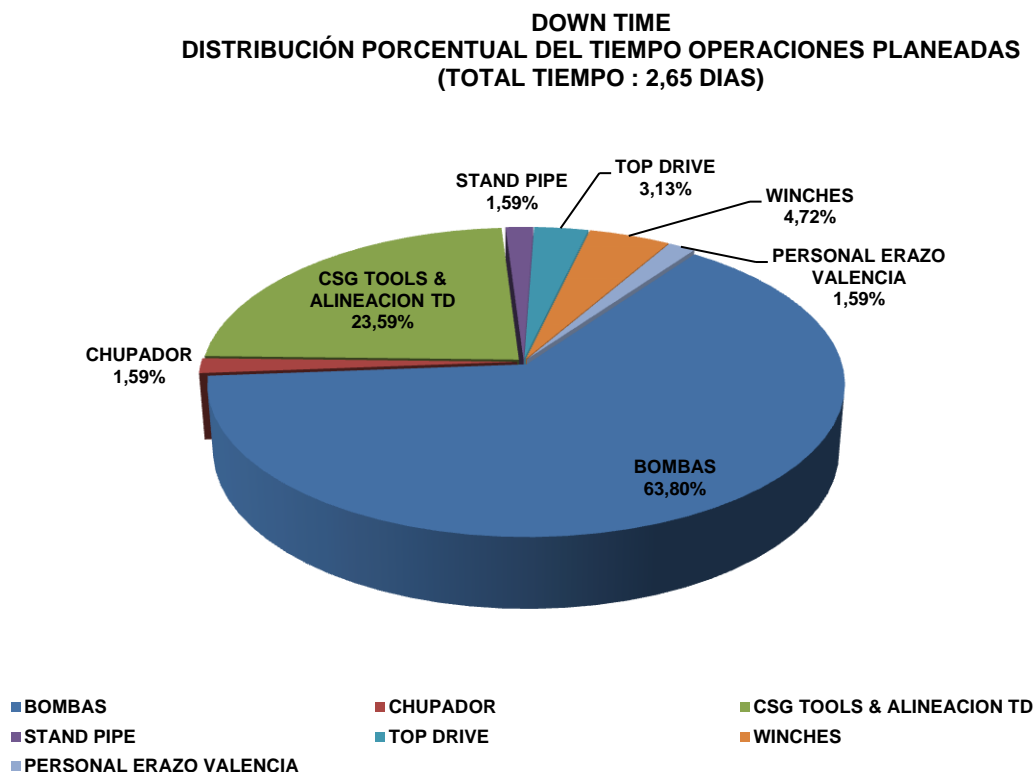
DOWN TIME	RESPONSABLE	HORAS	DIAS
BOMBAS	ERAZO VALENCIA	40,50	1,69
CHUPADOR	ERAZO VALENCIA	1,00	0,04
CSG TOOLS & ALINEACION TD	POINTER	14,00	0,63
STAND PIPE	ERAZO VALENCIA	1,00	0,04
TOP DRIVE	ERAZO VALENCIA	2,00	0,08
WINCHES	ERAZO VALENCIA	3,00	0,13
PERSONAL ERAZO VALENCIA	ERAZO VALENCIA	1,00	0,04
TOTAL		62,50	2,65

Gráfica 22. Distribución de Down Time fase 26”

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO DOWN TIME
(TOTAL TIEMPO : 2,65 DIAS)**



Gráfica 23. Distribución porcentual del Down Time fase 26''



4.1.4.1 Bombas de lodos: Durante esta fase las bombas de lodos del Equipo de Erazo Valencia (RIG 5) fueron los equipos con mayor NPT llegando a ser el 64,8 % del total del tiempo perdido por fallas de operación, lo que equivale a un total de 40,5 horas distribuidas así:

Bomba 1: (18 Hr) 28,8% causa: Averías y fugas de la válvula de seguridad

Bomba 2: (1Hr) 1,6% causa: Problemas con uno de sus pistones

Bomba 3: (21,5 Hr) 34,4% causa: Averías en el radiador, la correa transmisión, el sistema neumático y el dámper.

4.1.4.2 Chupador: Durante la Operación se reportaron dos fallas cada una de 0,5 horas para un total de 1 hora, la cual equivale al 1,6% del total del tiempo perdido durante la fase. Se presentó la necesidad de reparar el Jet

collar. Esta pérdida de tiempo es atribuida al Equipo de perforación de Erazo Valencia.

4.1.4.3 Casing Tools: El mal funcionamiento del cierre de las mordazas de la llave hidráulica durante la corrida de revestimiento de 20" causo una pérdida de tiempo de 14 horas las cuales corresponden al 24% del tiempo total perdido durante la fase.

El mal funcionamiento de las mordazas ocasiono un mal agarre del tubo variando la velocidad de enrosque y dificultando la alineación de las juntas de 20", se presentaron inconvenientes ocasionando melladura en algunas de las conexiones por quedar entre-roscado y tener que des-enroscar las juntas. Estas juntas melladas se limaron quitando la rebaba ocasionada por el mal enroscado quedando en condiciones operativas. Empresa responsable POINTER.

4.1.4.4 Stand Pipe. El día 15 de junio del 2012 falla el stand pipe presentando una fuga de lodo, evento que tiene duración de 1 hora, lo cual equivale al 1,6 % del tiempo total perdido durante la fase. Empresa responsable Erazo Valencia.

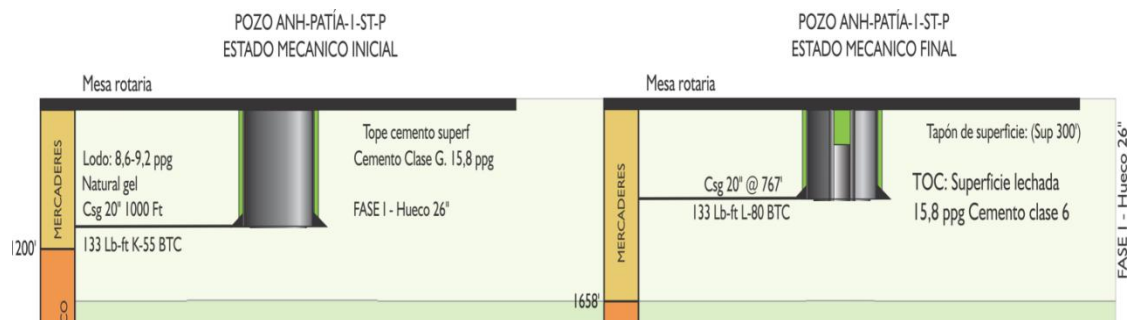
4.1.4.5 Top Drive: En esta fase fue necesario ajustar los tornillos del Top drive los cuales se desajustaron durante la operación en 2 ocasiones, perdiendo 1 hora por este concepto, adicionalmente se presentó una fuga en el sistema hidráulico para lo cual se perdió 1 hora más, acumulando un total de 2 horas que equivalen al 3,2% del tiempo total perdido durante la fase. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.1.4.6 Winches: Se registró un mayor tiempo de operación debido a la falta de winche en el trabajadero, se presentaron con problemas con el sistema hidráulico de los winches de la mesa cuando operan simultáneamente con la Llave hidráulica. (Floor hand), falta de coordinación del personal. Se perdieron un total de 3 horas que equivalen al 4,8% del tiempo total perdido durante la fase. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.1.4.7 Personal Erazo Valencia: Durante el Rig repair ocurre una pérdida de tiempo innecesaria debido a la ineficiencia del personal de Erazo Valencia, perdiendo 1 hora de operación antes de empezar la operación de corrida de casing.

4.1.5 Desviación en profundidad. La fase de 26" se había programado para una profundidad total de 1000 fts pero teniendo en cuenta los problemas presentados durante el desarrollo de la operación las diversas fallas de los equipos de perforación llevaron a que se tomara la decisión de sentar revestimiento a la profundidad de 775".

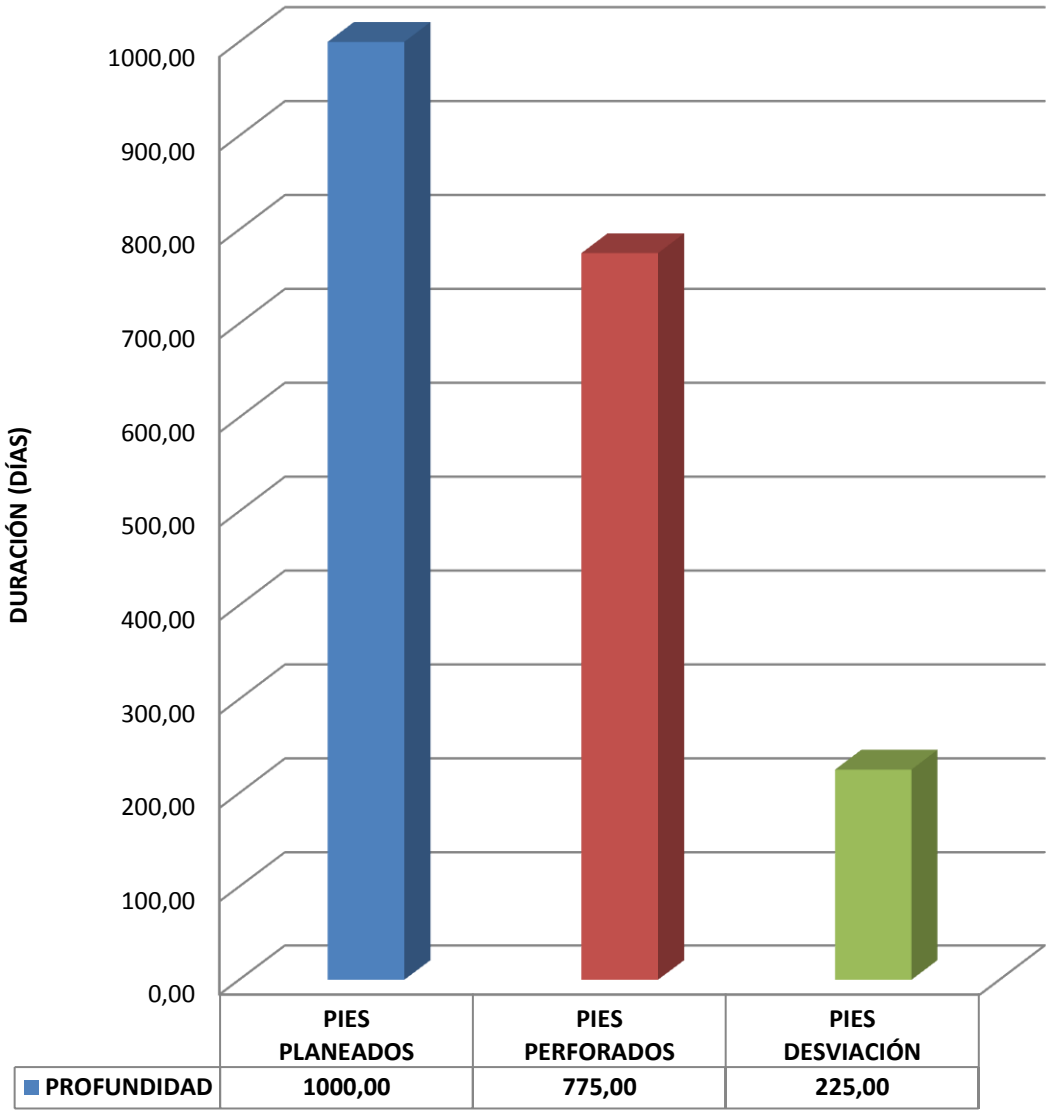
Figura 139. Estado mecánico fase 26"



Fuente: Imagen tomada de Equipo UIS y editada por los autores

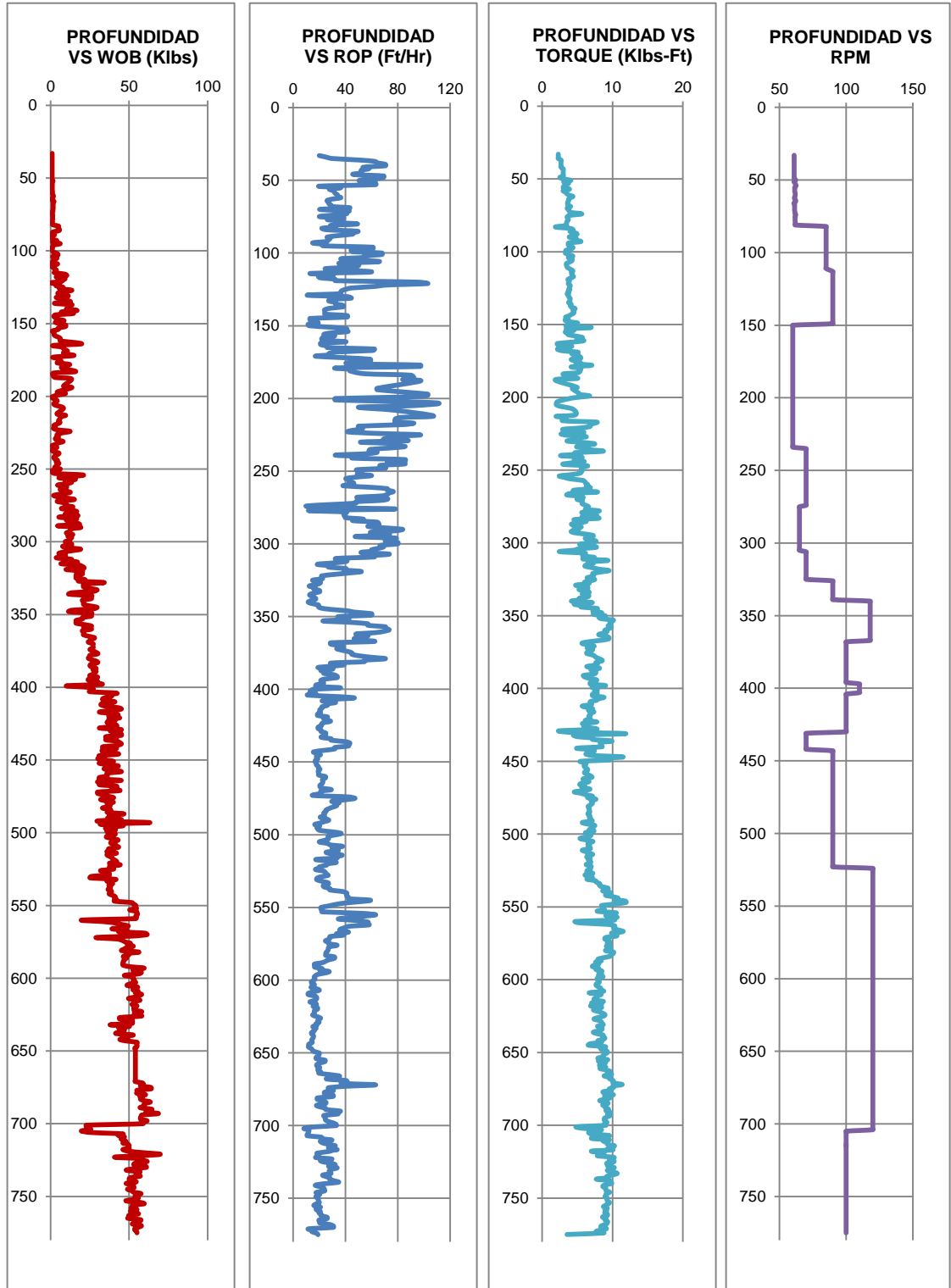
Gráfica 24. Desviación en profundidad planeada vs ejecutada

DESVIACIÓN EN PROFUNDIDAD PLANEADA VS EJECUTADA



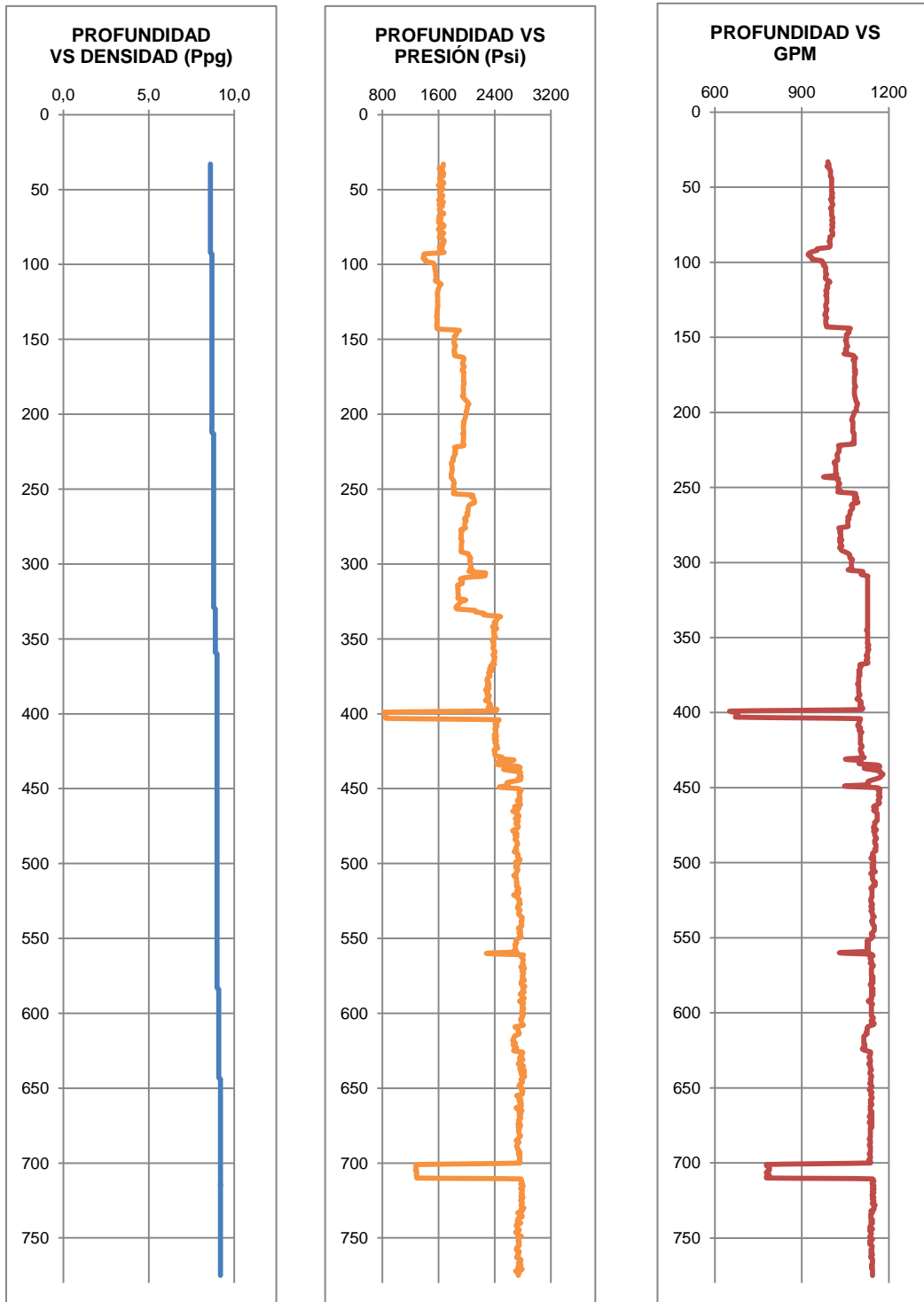
4.1.6 Parámetros operacionales mecánicos

Gráfica 25. Parámetros operacionales mecánicos



4.1.7 Parámetros operacionales hidráulicos

Gráfica 26. Parámetros operacionales hidráulicos

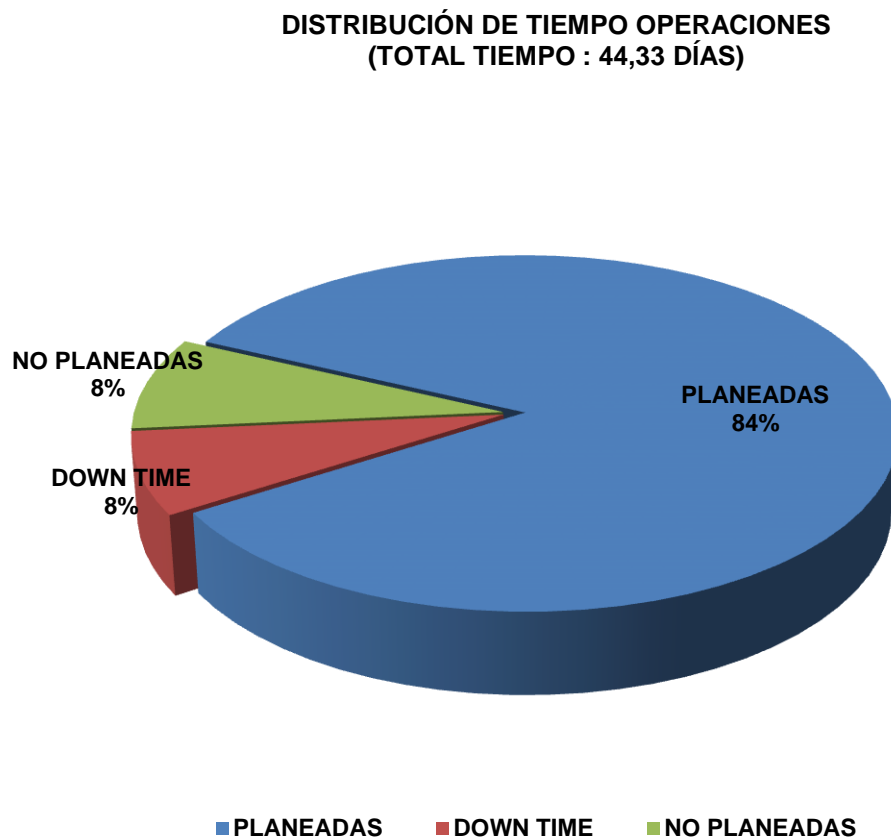


4.2 FASE 17 ½" - POZO ANH PATIA 1

La fase 17 ½" inicia el día 20 de junio del 2012 a las 02:30 horas a una profundidad de 775 Pies y se da por concluida el día 31 de Agosto del 2012 a las 10:30 horas a una profundidad de 5010 Pies, con un total de 1064 horas (44.33 días) de operaciones distribuidas en Actividades Planeadas, No planeadas y Fallas de equipos.

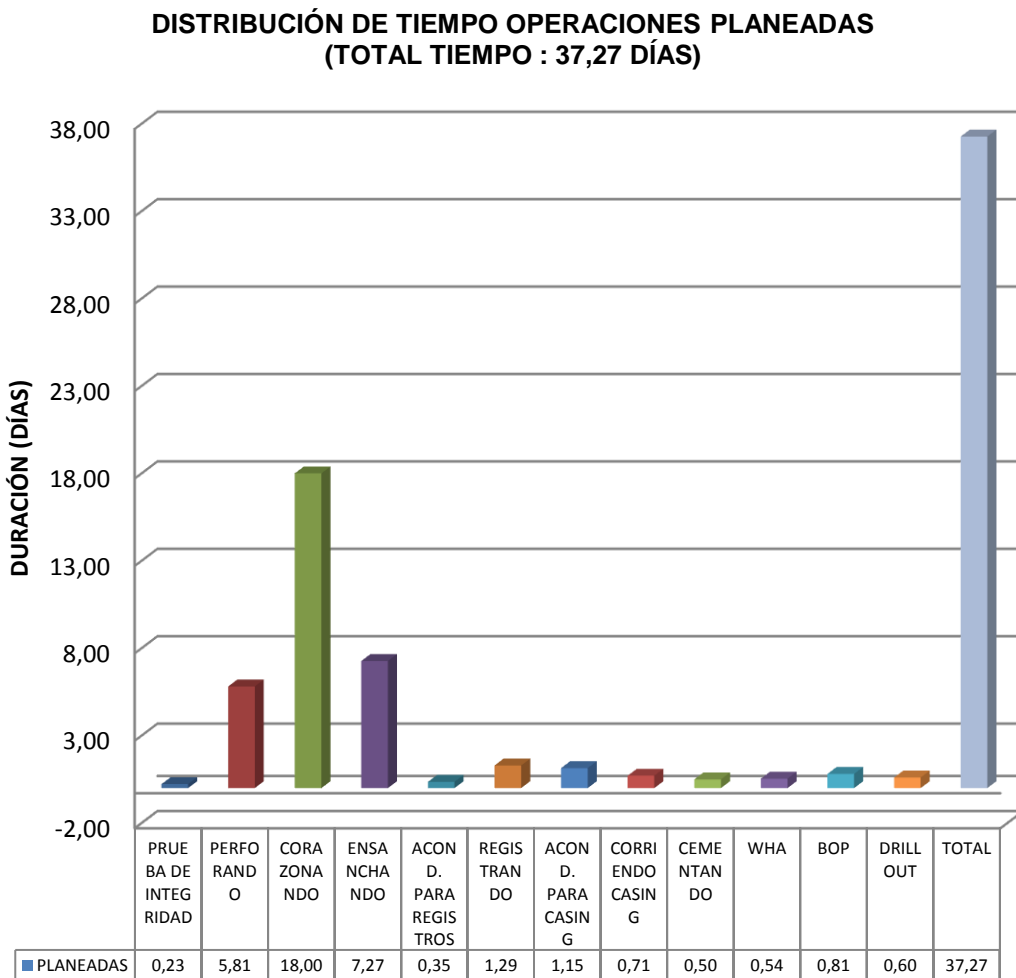
4.2.1 Distribución de tiempo y análisis gráfico. A continuación gráficamente y mostraremos la distribución de tiempos.

Gráfica 27. Distribución de tiempos operacionales fase 17 ½"



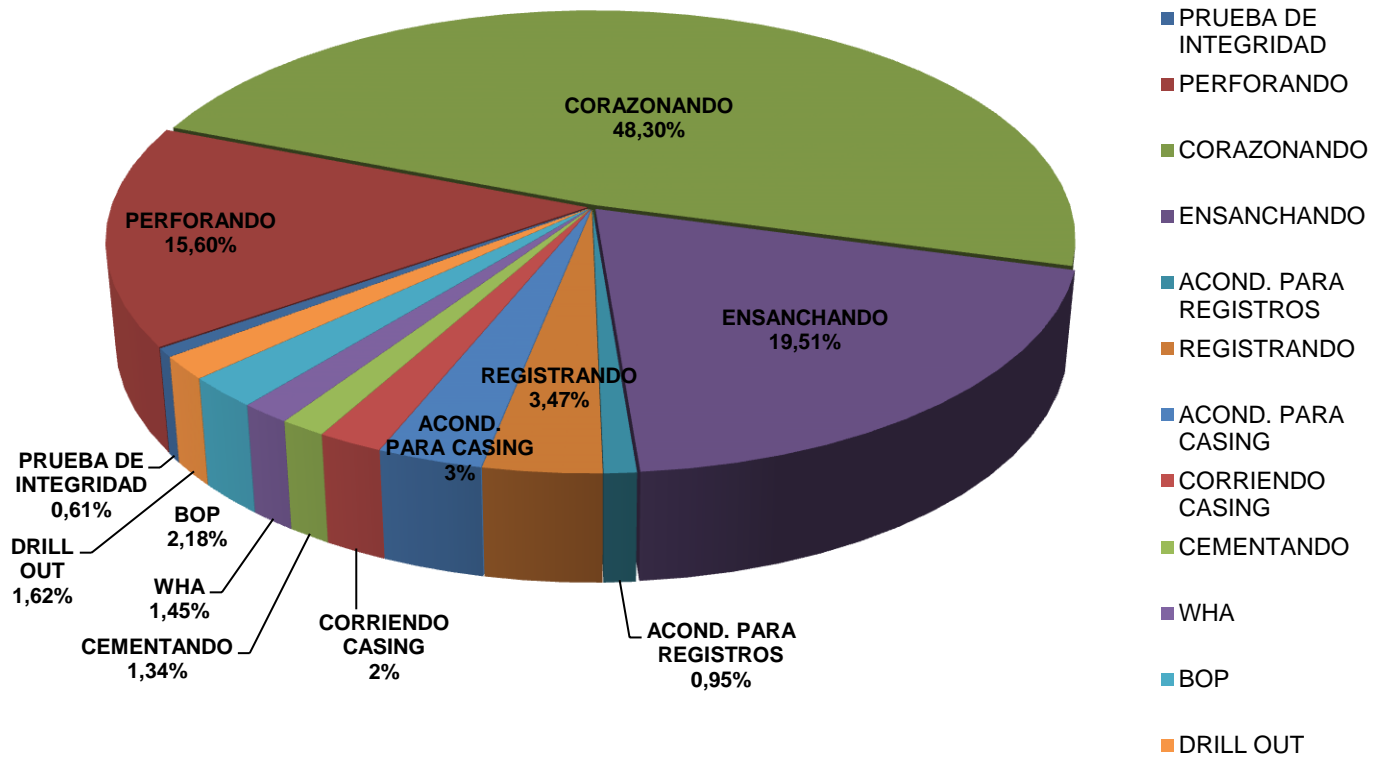
4.2.2 Análisis gráfico operaciones planeadas. En la fase de 17 ½” se planearon actividades para cumplir con los objetivos planteados en el capítulo 2 (ver 2.2) adicionales a las programadas en la fase 26”, estas actividades corresponden a la programación del corazonamiento y la corrida de registros, a continuación mostraremos gráficamente la distribución de la duración de cada actividad planeada, la duración total de estas actividades fue de 894,5 horas equivalentes a 37,27 días.

Gráfica 28. Distribución de tiempos operaciones planeadas fase 17 ½”



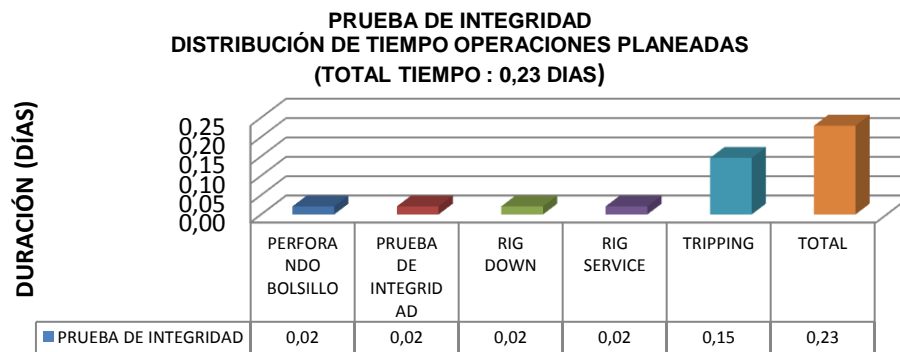
Gráfica 29. Distribución porcentual de tiempos operaciones planeadas fase 17 1/2"

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 37,27 DÍAS)**



4.2.2.1 Prueba de integridad. La prueba de integridad inicia a las 02:30 horas el día 20 de junio y da inicio a la fase de 17 ½” cuando se perfora el bolsillo de 775 pies a 790 pies con broca No 2 de 17 ½” y BHA No 3, Sacó hasta 762'. Instaló side entry sub y conectó líneas de alta presión se probaron líneas de alta presión con 1000 psi se da inicio a la prueba de integridad a las 03:30 horas usando la unidad de cementación a una presión de 550 psi, peso del lodo en 8.6 ppg alcanzando una presión equivalente máxima a la densidad de 21 ppg se finaliza la prueba de integridad a las 07:30 horas del día 20 de junio.

Gráfica 30. Distribución de tiempos actividades planeadas durante la prueba de integridad fase 17½”



Gráfica 31. Distribución porcentual de tiempos actividades planeadas durante la prueba de integridad fase 17 ½”

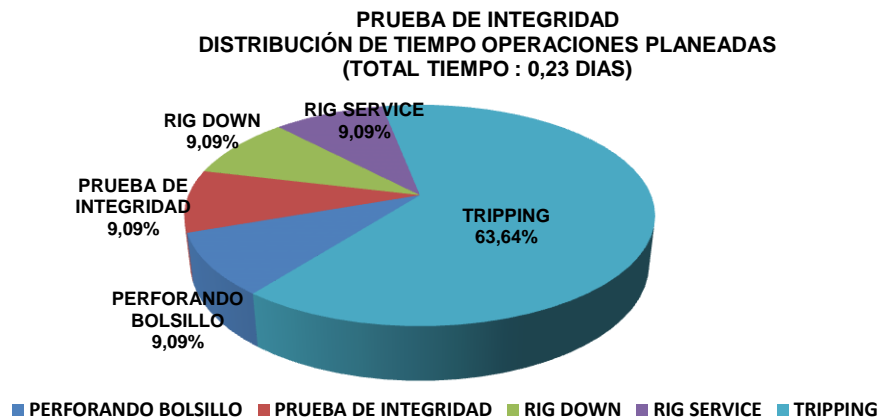

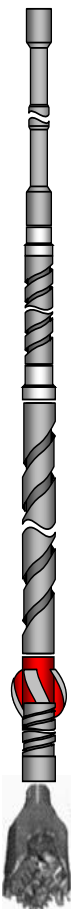


Figura 20. BHA de Perforación No. 3 – Usado para el Drill Out y Perforar Bolsillo para la prueba de integridad.

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
BHA # 3												Actualización: 18/05/2012		
DRILL OUT FASE 17 1/2"														
POZO: ANHPATIA 1-ST-P				FASE: 17 1/2"				BROCA: 2						
FECHA ENTRADA:		19-jun-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 8,60		FB: 0,869		PESO BLOQUE: 45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	VX57 P'B	EVC	W-RTL-014265	7"	4"	1,55	64,55	56165	48790	185,88	31,05	511,95	60000
				W-RTL-014269	7"	4"	1,57	64,55	54160	47049		30,94	480,90	
				W-RTL-014266	7"	4"	1,6	64,55	52163	45314		30,97	449,96	
				W-RTL-014278	7"	4"	1,57	64,55	50164	43578		30,95	418,99	
				W-RTL-014272	7"	4"	1,54	64,55	48166	41842		31,03	388,04	
				W-RTL-014268	7"	4"	1,57	64,55	46163	40102		30,94	357,01	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	44166	38367	2,65	2,65	326,07	60000 30000
	(3) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	43925	38158	93,83	31,45	323,42	30000
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	41063	35672		31,07	291,97	
				070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	38236	33215		31,31	260,90	
X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	153	35387	30740	2,91	2,91	229,59	30000 53346	
(6) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	34941	30354	183,99	30,87	226,68	53346	
			070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	30218	26251		30,85	195,81		
			070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	25498	22150		30,98	164,96		
			070701135	7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	20758	18033		29,39	133,98		
			070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	16262	14126		30,97	104,59		
			070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	11523	10010		30,93	73,62		
STABILIZER 12 1/4" * 8 1/4"	5 5/8" REG PIN * BOX	W/FORD	W-48579	8 1/4"	2 13/16"	2,48	170	6791	5899	6,12	6,12	42,69		
(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5750	4995	31,03	31,03	36,57		
BIT SUB 8" * 9 1/2"	6 5/8" REG B * 7 5/8" REG BB	EVC	070801081	8" 8 21/32"	3"	1,85	153	1003	871	3,94	3,94	5,54	53346 40000	
BIT TRC DE DIENTES 17 1/2" OD	7-5/8" REG P	NOV	D155235	BOQUILLAS: 3 * 13 - 1 * 16 TFA: 0,585			250	400	347	1,60	1,60	1,60	40000	
IADC: 115														
LONGITUD TOTAL											511,95	511,95	511,95	


FB: Factor Boyanza

Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE.

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS DRILL OUT FASE 17 1/2"

Figura 21. Broca No 2 utilizada Intervalo 790' – 2500' / Fase 17 1/2"

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS													Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS															Versión: 01												
															Actualización: 18/05/2012												
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22															
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
2	17 1/2"	S11GP	115	D155235	775	790	15	0,5	0,38	30,0	39,5	3x13, 1x16	0.585	13-24	100	900-970	590-620	8,6	0	0	NO	A	E	I	NO	BHA	60%ARCILLOLITA, 30%LIMOLITA, 10%CONGLOMERADO POLIMCTICO

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.2.2.2 Perforación. Durante la fase de 17 ½” se llevaron a cabo 5 intervalos de perforación los cuales relacionaremos a continuación:

- **Perforación desde 790’ hasta 2500’**

Este intervalo se inició a perforar el día 20 de junio del 2012 a las 8:30 horas se perforó con BHA No. 4 y broca No. 3 tipo FC3843 de 12 ¼” suministrada por NOV a una ROP promedio de 60 ft/hr finalizando el día 22 de julio del 2012 a las 01:00 horas.

Se tomó registro de desviación tomado con TOTCO.

Tabla 19. Registro de desviación Intervalo 790’ - 2500’

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
2500	4,25	N/A

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Perforación Intervalo 3105 ft – 4200 ft**

Este intervalo se inició a perforar el día 03 de julio del 2012 a las 19:00 horas se perforó con BHA No. 4R y broca No. 5 tipo SKRE 519M-A2D de 12 ¼” suministrada por NOV, desde 3105 pies hasta 3761pies a una ROP promedio de 15,5 ft/hr. Y con BHA No. 4-2R y broca No. 6 tipo SKRE 519M-A2D de 12 ¼” suministrada por NOV perforó desde 3761 hasta 4200 pies a una ROP promedio de 32,4 ft/h finalizando el día 07 de julio del 2012 a las 08:30 horas

Se tomó registro de desviación tomado con TOTCO.

Tabla 20. Registro de desviación Intervalo 2500' - 4200'

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
3761	3,75	N/A
4183	3,75	N/A

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Perforación Intervalo 4290' – 4500'**

Este intervalo se inició a perforar el día 11 de julio del 2012 a las 07:30 horas se perforó con BHA No. 4-3R y broca No. 8 tipo RSR 716M-A17 de 12 ¼” suministrada por NOV, desde 4290 pies hasta 4500 pies a una ROP promedio de 30 ft/hr finalizando el día 11 de julio del 2012 a las 21:00 horas.

Se tomó registro de desviación tomado con TOTCO.

Tabla 21. Registro de desviación Intervalo 4200' - 4500'

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
4500	4,00	N/A

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Perforación Intervalo 4613' – 4800'**

Este intervalo se inició a perforar el día 15 de julio del 2012 a las 06:00 horas se perforó con BHA No. 4-4R y broca No. 8R tipo RSR 716M-A17 de 12 ¼” suministrada por NOV, desde 4613 pies hasta 4800 pies a una ROP promedio de 34 ft/hr finalizando el día 15 de julio del 2012 a las 19:00 horas.

Se tomó registro de desviación tomado con TOTCO.

Tabla 22. Registro de desviación Intervalo 4613' - 4800'

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
4795	5,25	N/A

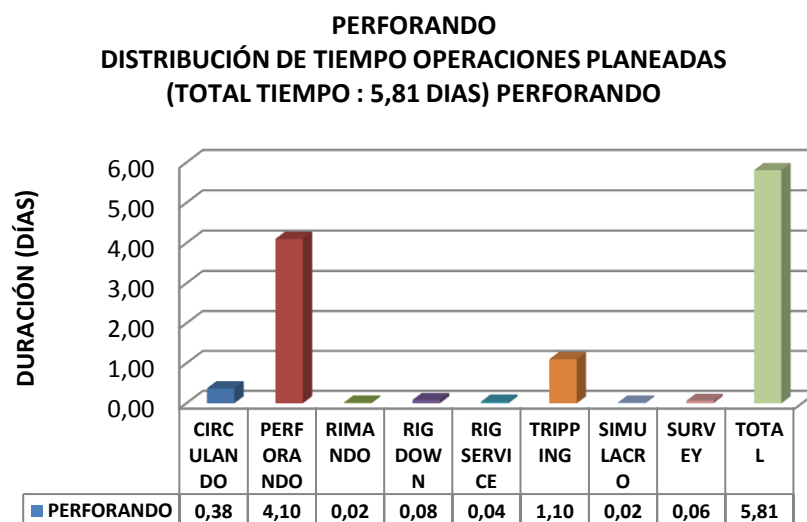
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Perforación Intervalo 5002' – 5010'**

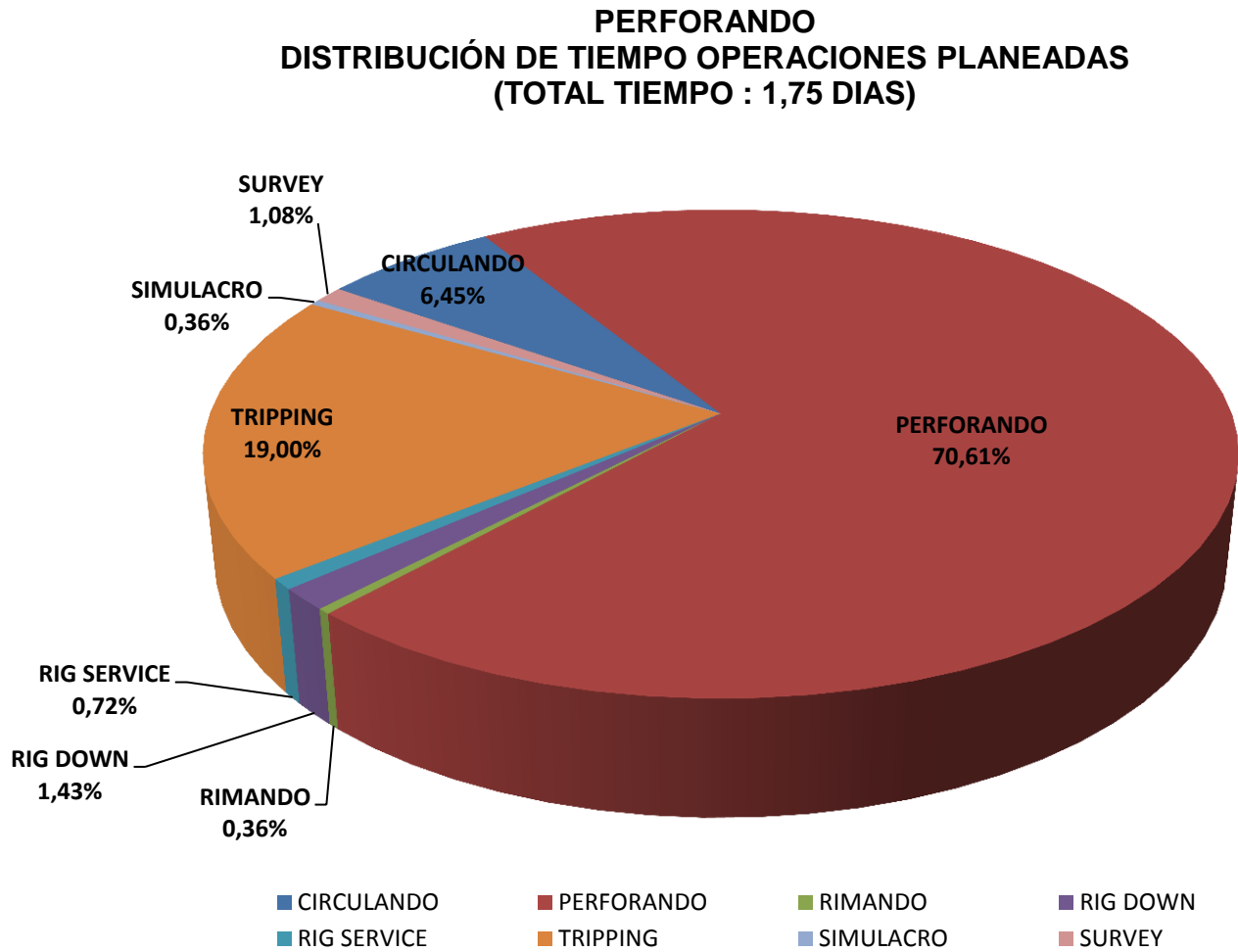
Este intervalo se perforó el día 25 de julio del 2012 de las 13:00 a las 14:00 horas se perforó con BHA No. 9R y broca No. 10 tipo TFR519S-A2 de 17 ½” suministrada por NOV, desde 5002 pies hasta 5006 pies a una ROP promedio de 4 ft/hr. Y con BHA No. 11 y broca No. 12 tipo RSR616M-A1 de 17 ½” suministrada por NOV perforó el día 29 de julio del 2012 de las 13:00 a las 13:30 horas desde 5006 pies hasta 5010 pies a una ROP promedio de 8 ft/h.

Distribución de las Actividades Planeadas durante la perforación de los intervalos anteriormente descritos.

Gráfica 32. Distribución de tiempos actividades planeadas durante la perforación fase 17 ½”



Gráfica 33. Distribución porcentual de tiempos actividades planeadas durante la perforación fase 17 1/2"



✓ BHA USADOS DURANTE LA PERFORACION DE LA FASE 17 1/2"



Figura 14. BHA de Perforación No. 4, No. 4-R, No. 4-2R, No. 4-3R, No. 4-4R

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PETROLIO		ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
BHA No. 4, No. 4-R, No. 4-2R, No. 4-3R, No. 4-4R FASE 17 1/2" CON BROCA 12 1/4"												Actualización: 18/05/2012		
POZO: ANHATA 1-ST-P		FASE: 17 1/2"					BROCA: 3							
FECHA ENTRADA: 20-jun-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9.50			FB: 0.855		PESO BLOQUE: 45.000 LBS				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	QA	SERIAL	OD (puG)	ID (puG)	FN (pE)	PESO A FRE (lb/ft)	PESO ACUM A FRE (lb)	PESO ACUM BOYADO (lb)	LONG PARCIAL (pie)	LONG ACUM (pie)	LONG ACUM (pie)	TORQUE lb-pie
	(5) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	VX57 P/B	EVC	W-RTL-014265	7"	4"	1,55	64,55	80689	689,86	185,88	31,05	671,89	60000
				W-RTL-014269	7"	4"	1,57	64,55	78685	672,72		30,94	640,84	
				W-RTL-014266	7"	4"	1,6	64,55	76687	655,65		30,97	609,90	
				W-RTL-014278	7"	4"	1,57	64,55	74688	638,56		30,95	578,93	
				W-RTL-014272	7"	4"	1,54	64,55	72690	621,48		31,03	547,98	
				W-RTL-014268	7"	4"	1,57	64,55	70687	604,35		30,94	516,95	
	X-OVER	VX57 B * NG-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	68690	587,28	2,65	2,65	486,01	60000 30000
	(3) DC 5 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	68449	585,21	93,83	31,45	483,36	30000
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	65587	560,75		31,07	451,91	
				070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	62760	536,57		31,31	420,84	
	X-OVER	NC-50 BOX * 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	153	59911	512,21	2,91	2,91	389,53	30000 53346
	(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	59465	508,41	29,68	29,68	386,62	53346
	JAR 8 1/2"	6 5/8" REG PIN * BOX	W/FORD	1762-6007	7 7/8"	3"	1,63	153	54924	469,58	31,78	31,78	356,94	
	(8) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	50062	428,01	245,98	30,87	325,16	
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	45339	387,63		30,85	294,29	
				070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	40619	347,28		30,98	263,44	
				070701135	7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	35879	306,75		29,39	232,46	
				070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	31382	268,31		30,97	203,07	
				11TZ3375256	8 11/32"	2 13/16"	3,66	153	21912	187,34		30,93	172,10	
	STABILIZER 12 1/8" * 8 1/4"	5 5/8" REG PIN * BOX	W/FORD	WRLT003338	8 9/32"	2 27/32"	2,97	170	12427	106,25	7,47	7,47	79,18	
	(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701100	8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	11157	953,9	29,73	29,73	71,71	
STABILIZER 12 1/4" * 8 1/4"	5 5/8" REG PIN * BOX	W/FORD	W-48579	8 1/4"	2 13/16"	2,48	170	6608	565,0	6,12	6,12	41,98		
(1) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5568	476,0	31,03	31,03	35,86		
BIT SUB 8"	6 5/8" REG B * 6 5/8" REG BB	EVC	070801098	7 31/32"	2 7/8"	3,95	153	820	70,1	3,99	3,99	4,83	53346 32000	
BIT PDC 12 1/4" TIPO M 3RE618M 6 ALETAS, 8 mm	6 5/8" REG P	NOV	E147205	BOQUILLAS: 5 * 12 TFA: 0,552			250	210	180	0,84	0,84	0,84	32000	
IA DC: M422														
LONGITUD TOTAL											671,89	671,89	671,89	

FB: Factor Boyanza
 Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE.
 FN BROCA : 0,30 ft; OD CUEPO 7 15/16"

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 15. BHA de Perforación No. 9R

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43				
DESCRIPCION BHA												Versión: 01				
BHA # 9R FASE 17 1/2" CON BROCA 17 1/2"												Actualización: 18/05/2012				
POZO: ANHPATA 1-ST-P			OPERADORA: UIS					PESO LODO: 9,10			FB: 0,861		PESO BLOQUE: 45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie		
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	79488	68445	2,65	2,65	596,77	60000 30000		
	(6) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	79247	68237	186,86	31,21	594,12	30000		
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	76407	65792					30,86	562,91
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	73599	63374					30,96	532,05
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	70781	60948					31,45	501,09
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	67919	58483					31,07	469,64
				070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	65092	56049					31,31	438,57
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	91	62243	53595	2,91	2,91	407,26	30000 53346		
	(2) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	10TZ3375256	8 3/8"	2 13/16"	3,69	153	61978	53367	60,73	31,05	404,35	53346		
				070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	57227	49277					29,68	373,30
	JAR 8 1/2"	6 5/8" REG PIN * BOX	W/FORD	1762-5007	7 7/8"	3"	1,63	153	52686	45367	31,78	31,78	343,62	53346		
	(10) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	47824	41180	306,74	30,87	311,84			
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	43101	37113					30,85	280,97
				070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	38381	33049					30,98	250,12
				070701135	7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	33641	28967					29,39	219,14
				070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	29144	25095					30,97	189,75
				070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	24406	21015					30,93	158,78
11TZ3375256				8 11/32"	2 13/16"	3,66	153	19674	16940	31,01					127,85	
070701102				8 1/8"	3"	3,14	153	14929	12855	30,98					96,84	
070701100				8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	10189	8774	29,73					65,86	
070701117				7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5640	4857	31,03				36,13		
BIT SUB 8 " * 9 1/2"	6 5/8" REG B * 7 5/8" REG BB	EVC	070801081	8" 8 21/32"	3"	1,85	153	893	769	3,94	3,94	5,10	53346 40000			
BIT PDC DE 17 1/2" OD 5 ALETAS TIPO: TFR519S- IADC: S422	7-5/8" REG P	NOV	221274	BOQUILLAS: 1" 13 + 4" 14 TFA: 0,730			250	290	250	1,16	1,16	1,16				
LONGITUD TOTAL											596,77	596,77	596,77			

FB: Factor Boyanza



Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE Y ARAÑA

OD FN :9 11/16"

LONG FN: 0.33'

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 16. BHA de Perforación No. 11

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA													Versión: 01	
BHA #11 FASE 17 1/2" CON BROCA 17 1/2"													Actualización: 18/05/2012	
POZO: ANH PATIA 1-ST-P			FASE: 17 1/2"					BROCA: 12						
FECHA ENTRADA:		27-jul-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,20		FB: 0,860		PESO BLOQUE: 45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	60915	52359	2,65	2,65	598,18	60000 30000
	(8) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701198	6 1/2"	2 7/8"	1,41	91	60674	52152	248,37	31,02	595,53	30000
				070701108	6 1/2"	2 7/8"	1,25	91	57851	49726		30,49	564,51	
				070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	55077	47341		31,21	534,02	
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	52237	44900		30,86	502,81	
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	49429	42486		30,96	471,95	
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	46611	40064		31,45	440,99	
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	43749	37604		31,07	409,54	
				070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	40922	35174		31,31	378,47	
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	91	38073	32725	2,91	2,91	347,16	30000 53346
	JAR 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	WTF	1762-5007	7 7/8"	3"	1,63	153	37808	32497	31,78	31,78	344,25	53346
	(10) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	10TZ3375256	8 3/8"	2 13/16"	3,69	153	32945	28318	31,05	31,05	312,47	
				070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	28195	24235	29,68	281,42		
				070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	23654	20331	30,87	251,74		
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	18931	16272	30,85	220,87		
070701237				8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	14211	12215	30,98	190,02			
070701233				8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	9471	8140	30,97	159,04			
070701232				8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	4732	4068	30,93	128,07			
070701102				8 1/8"	3"	3,14	153	15004	12897	30,98	97,14			
070701100				8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	10264	8822	29,73	66,16			
070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5715	4913	31,03	36,43						
BIT SUB	6 5/8" REG B * 7 5/8" REG BB	EVC	070801081	8" x 9 1/2"	3"	1,85	153	968	832	3,94	3,94	5,40	53346 40000	
BIT PDC DE 17 1/2" TIPO: R SR 6 1/6 M - A11ADC: M 322	7-5/8" REG P	NOV	226194	17 1/2"	JETS : 8x11 TFA: 0,742	250	365	314	1,46	1,46	1,46			
LONGITUD TOTAL											598,18	598,18		

Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE Y ARANÑA

OD FN: 9 11/16"

LONG FN: 0.33'

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS EN LA FASE 17 1/2"

Figura 17. Broca utilizada Intervalo 3105' – 4200'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49										
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01										
REGISTRO DE BROCAS																	Actualización: 18/05/2012										
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22												
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
3	12 1/4"	MSRE519M	M422	E147205	790	2500	1710	28,5	22,43	60,0	76,2	5x12	0,552	10-30	70-130	1680-2530	770-850	8,6-8,9	2	4	BT	S	X	I	LT/CT	CP	51% ARCILLOLITA, 22% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 18% LIMOLITA, 9% ARENISCA TOBACEA

Figura 18. Brocas utilizadas Intervalo 790' a 2500'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49										
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01										
REGISTRO DE BROCAS																	Actualización: 18/05/2012										
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22												
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
5	12 1/4"	SKRE 519M-A2D	M422	225765	2500	3761	1261	48	15,9	26,3	79,3	5x12	0,552	20-29	92-117	2550-3050	740-835	9,1	2	7	RO	G	X	1/16	LT	PR	42% ARCILLOLITA, 32% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 20% LIMOLITA, 6% ARENISCA
6	12 1/4"	SKRE519M-A2F	M422	E143101	3761	4200	439	14,5	12,25	30,3	35,8	5x12	0,552	4-18	90-100	2800-3070	795-824	9,1	2	2	BT/CT	N	X	I	ER	CP	40% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 33% ARCILLOLITA, 16% LIMOLITA, 11% ARENISCA

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 19. Broca utilizada Intervalo 4290' – 4500'



		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01											
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22												
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
8	12 1/4"	RSR 716M-A17	M422	216661	4200	4500	300	15	6,32	20,0	47,5	7x14	1,052	18-22	100-140	1550-1650	840-854	9,1	0	2	CT	S	X	I	WT	CP	37% ARCILLOLITA, 37% LIMOLITA, 17% CONGLOMERADO POLIMÍCTICO, 9% ARENSCA

Figura 20. Broca utilizada Intervalo 4613' – 4800'

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01											
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22												
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
8R	12 1/4"	RSR 716M-A17	M422	216661	4500	4800	300	8,19	5	36,6	60,0	7x14	1,052	18-24	115-130	1600-1900	825-904	9,1	0	2	CT	S	X	I	WT	CP	ARCILLOLITA 49%, LIMOLITA 33%, CONGLOMERADO POLIMICTICO 11%, ARENSCA LITICA 5%, ARENA 2%

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 219. Brocas utilizadas Intervalo 5002' – 5010'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS																Código: FEX-EIP.PP.49										
REGISTRO DE BROCAS																		Versión: 01										
																		Actualización: 18/05/2012										
FECHA:		POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):	22																			
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																												
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (FuHr)	ROP efec (FuHr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA	
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R		
10	17 1/2"	TFR519S-A2	S422	221274	2711	5006	2295	35,9	25,72	63,9	89,23	1x13, 4x14	0,73	2-25	60-130	1120-3500	590-1030	9,1 - 9,2	2	8	CT	N	S	X	5,3	BT/L	TD	43% ARCILLOLITA, 28% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 22% LIMOLITA, 7% ARENISCA
12	17 1/2"	RSR616M-A1	M322	226194	3519	5010	1491	33	27,8	45,18	53,63	8X11	0,742	8-15	100-120	2700-3350	920-1020	9,2	2	5	BT	S	X	I	CT/L	TD	44% ARCILLOLITA, 23% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 23% LIMOLITA, 10% ARENISCA	

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.2.2.3 Corazonamiento. Durante esta fase se corazonaron 41 núcleos para un total de 1010 pies corazonados de los cuales se recuperaron 987,5 pies para un porcentaje de recuperación del 97,8%, este corazonamiento se realizó en 4 intervalos de la siguiente manera:

- **Corazonamiento Intervalo 2500' – 3105'**

Esta operación inicia el día 22 de junio del 2012 a las 01:00 horas, durante este intervalo se corazonaron 18 núcleos para un total de 1010 pies corazonados de los cuales se recuperaron 595,8 pies para un porcentaje de recuperación del 98,5%. Para el corazonamiento de los núcleos 1 y 2 se usó barril de 30 ft, BHA No 5 y broca No 4 tipo FC3843 suministrada por Halliburton y para el corazonamiento de los núcleos del 3 a 18 se usó barril de 30 ft, BHA No 6 y broca No 4R tipo FC3843 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 02 de julio del 2012 a las 15:00 horas.

Tabla 23. Resumen Intervalo 2500' – 3105'

Formación corazonada	Esmita Miembro Conglomerático
Sistema de corazonamiento:	Wireline 8 ½"
Longitud del barril:	30 y 60 pies
Corazonado:	605 pies
Recuperado:	595,8 pies
% Promedio de recuperación:	98,5 %
ROP promedio del intervalo:	8,3 ft/hr
Viajes a superficie:	2
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	5 – 7 hrs

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Corazonamiento Intervalo 4200' – 4290'**

Esta operación inicia el día 07 de julio del 2012 a las 08:30 horas, durante este intervalo se corazonaron 8 núcleos para un total de 90 pies corazonados de los cuales se recuperaron 85,8 pies para un porcentaje de recuperación del 95,3%. Para el corazonamiento de los núcleos 19 al 26 se usó barril de 60 ft, BHA No 7 y broca No 7 tipo FC3843 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 10 de julio del 2012 a las 18:30 horas.

Tabla 24. Resumen Intervalo 4200' – 4290'

Formación:	Esmita Miembro Conglomerático
Sistema de corazonamiento	Wireline 8 ½"
Longitud del barril:	60 pies
Corazonado:	90 pies
Recuperado:	85,8 pies
% Promedio de recuperación:	95 %
ROP promedio del intervalo:	4,1 ft/hr
Viajes a superficie:	0
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	3,5 – 4,5 hrs

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Corazonamiento Intervalo 4500' – 4613'**

Esta operación inicia el día 11 de julio del 2012 a las 21:00 horas, durante este intervalo se corazonaron 7 núcleos para un total de 113 pies corazonados de los cuales se recuperaron 109,28 pies para un porcentaje de recuperación del 96,7%. Para el corazonamiento de los núcleos 27 al 33 se usó barril de 30 ft, BHA No 8 y broca No 7R tipo FC3843 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 14 de julio del 2012 a las 22:00 horas.

Tabla 25. Resumen Intervalo 4500' – 4613'

Formación	Esmita Miembro Arenáceo
Sistema de corazonamiento	Wireline 8 ½"
Longitud del barril:	30 pies
Corazonado:	113 pies
Recuperado:	109,3 pies
% Promedio de recuperación:	97 %
ROP promedio del intervalo:	4,6 ft/hr
Viajes a superficie:	0
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	3,5 – 4,5 hrs

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Corazonamiento Intervalo 4800' – 5002'**

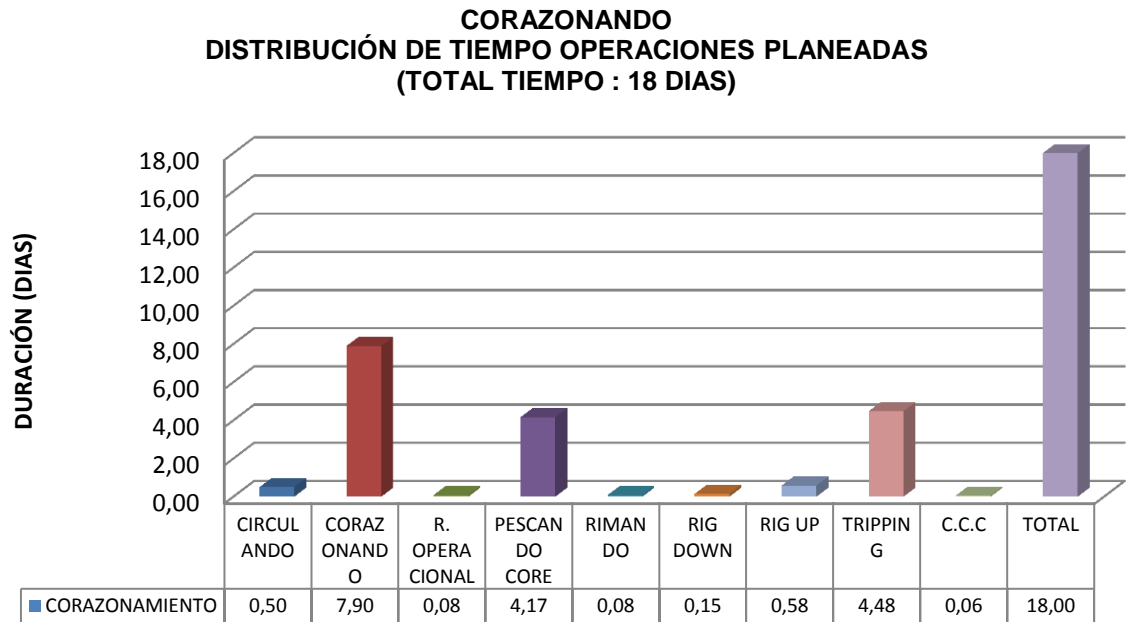
Esta operación inicia el día 15 de julio del 2012 a las 19:00 horas, durante este intervalo se corazonaron 8 núcleos para un total de 202 pies corazonados de los cuales se recuperaron 196,5 pies para un porcentaje de recuperación del 96,7%. Para el corazonamiento de los núcleos 27 al 33 se usó barril de 30 ft, BHA No 8R y broca No 9 tipo F3733 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 14 de julio del 2012 a las 22:00 horas.

Tabla 30. Resumen Intervalo 4800' – 5002'

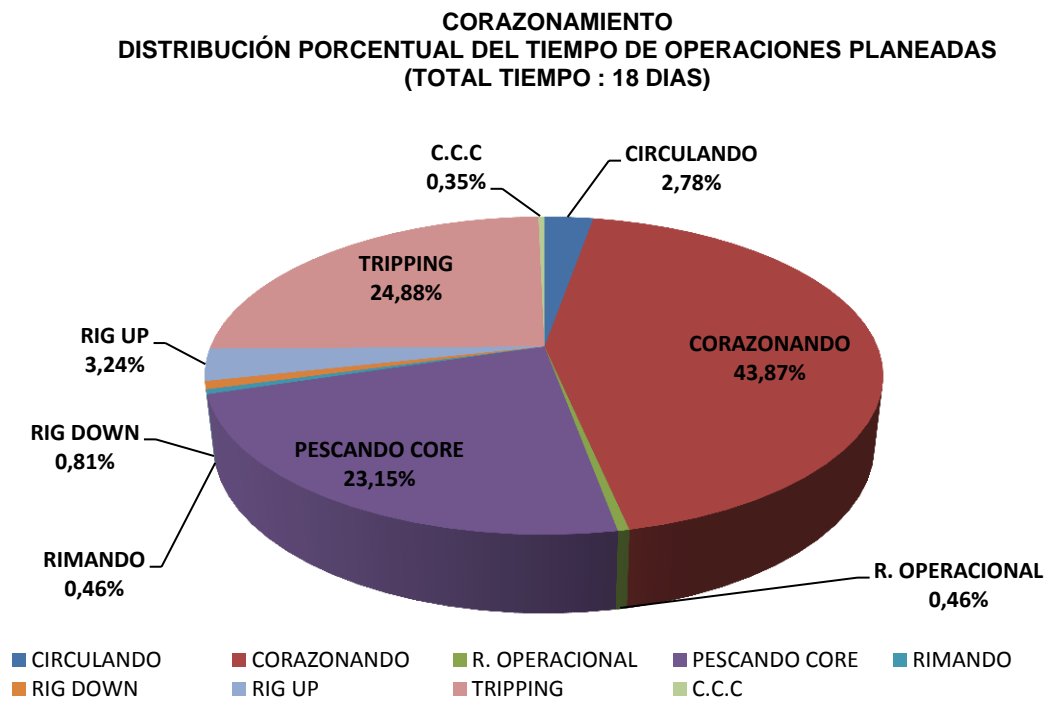
Formación	Esmita Miembro Arenáceo
Sistema de corazonamiento	Wireline 8 ½"
Longitud del barril:	30 pies
Corazonado:	202 pies
Recuperado:	196,5 pies
% Promedio de recuperación:	97,27 %
ROP promedio de intervalo:	15,3 ft/hr
Viajes a superficie:	0
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	3 – 4 hrs

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Gráfica 34. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el corazonamiento fase 17 1/2"


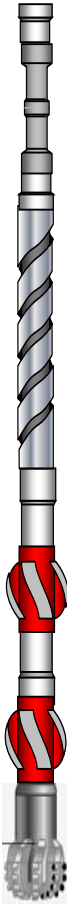


Gráfica 35. Distribución cualitativa del tiempo de corazonamiento fase 17 1/2"



✓ BHA USADOS DURANTE EL CORAZONAMIENTO DE LA FASE 17 1/2"

Figura 30. BHA de Corazonamiento No. 5

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
BHA # 5 CORAZONAMIENTO												Actualización: 18/05/2012		
POZO: ANHPATIA 1-ST-P		FASE: 17 1/2"						BROCA: 4						
FECHA ENTRADA: 22-jun-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,00		FB: 0,863		PESO BLOQUE: 45.000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	X-OVER	VX 57 BOX * HT 55 PIN	EVC	44544456-1	7 1/16"	4 1/4"	2,31	49,63	22228	19174	2,33	2,33	324,67	60000 36000
	(3) HWDP 5 7/8"	HT 55 PIN * BOX	H/BTON	HW12	7"	4 1/4"	2,04	49,63	22113	19074	92,43	30,90	322,34	36000
				HW01	7"	4 1/4"	2,02	49,63	20579	17751		30,66	291,44	
				HW07	7"	4 1/4"	2,02	49,63	19057	16439		30,87	260,78	
	X-OVER	HT 55 BOX * 5 1/2 FH	H/BTON	GWT138-255	6 31/32"	4 1/4"	LISO	82,60	17525	15117	3,41	3,41	229,91	36000 26000
	(6) DRILL COLLAR 7"	5 1/2 FH PIN * BOX	H/BTON	31621-4	7 1/16"	4 1/4"	3,05	82,60	17244	14874	186,53	31,07	226,50	26000
				31621-2	7 1/32"	4 1/4"	3,08	82,60	14677	12660		31,06	195,43	
				31621-03	7 1/32"	4 1/4"	3,04	82,60	12112	10447		31,05	164,37	
				31621-12	7 1/16"	4 1/4"	3,20	82,60	9547	8235		31,18	133,32	
				31621-05	7 1/32"	4 1/4"	3,07	82,60	6971	6014		31,05	102,14	
				31621-11	7 1/32"	4 1/4"	3,21	82,60	4407	3801		31,12	71,09	
	X-OVER SUB	5 1/2 FH BOX * XT 57 PIN	H/BTON	24376-2	7"	4 1/4"	LISO	82,60	1836	1584	3,00	3,00	39,97	26000 36000
	OUTER TUBE ADAPTER	XT 57 BOX * HDT PIN	H/BTON	969747517	6 3/4"	5 3/8"	0,95	43,24	1588	1370	1,67	1,67	36,97	36000 25800
	ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	H/BTON	993304310	6 3/4"	NA	1,77	43,24	1516	1308	4,00	4,00	35,30	
	CORE BARREL 6 3/4"	HDT BOX * PIN	H/BTON	SDBS 007	6 13/16"	NA	LISO	43,24	1343	1159	26,00	26,00	31,30	25800
ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	H/BTON	993304304	6 3/4"	NA	1,76	43,24	219	189	4,00	4,00	5,30		
CORE HEAD 8 1/2" * 3"	HDT BOX	H/BTON	11720217	7 1/4" * 8 1/2"	3"	0,82	35,39	46	40	1,30	1,30	1,30	25800	
LONGITUD TOTAL											324,67	324,67	324,67	


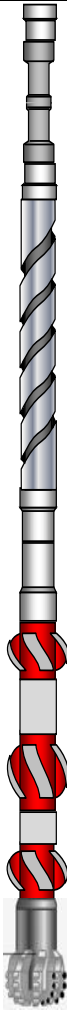
FB: Factor Boyanza

Nota: LOS VALORES DE TORQUE Y PESO DE LAS HERRAMIENTAS SON SUMINISTRADOS POR PERSONAL DE HALLIBURTON

Datos Broca: 8 ALETAS, CORTADORES DE 13 mm, 8 PUERTOS FIOS DE 17/32", ENTRADA CENTRAL DE 3".

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 31. BHA de Corazonamiento No. 6

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43			
DESCRIPCION BHA												Versión: 01			
BHA # 6												CORAZONAMIENTO			
POZO: ANHPATIA 1-ST-P				FASE: 17 1/2"				BROCA: 4							
FECHA ENTRADA: 24-jun-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,00		FB: 0,863		PESO BLOQUE: 45.000 LBS						
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	X-OVER	VX 57 BOX * HT 55 PIN	EVC	44544456-1	7 1/16"	4 1/4"	2,31	49,63	23525	20293	2,33	2,33	354,67	60000 36000	
	(3) HWDP 5 7/8"	HT 55 PIN * BOX	H/BTON	HW12	7"	4 1/4"	2,04	49,63	23410	20193	92,43		30,90	352,34	36000
				HW01	7"	4 1/4"	2,02	49,63	21876	18870			30,66	321,44	
				HW07	7"	4 1/4"	2,02	49,63	20354	17558			30,87	290,78	
	X-OVER	HT 55 BOX * 5 1/2 FH	H/BTON	GWT138-255	6 31/32"	4 1/4"	LISO	82,60	18822	16236	3,41	3,41	259,91	36000 26000	
	(6) DRILL COLLAR 7"	5 1/2 FH PIN * BOX	H/BTON	31621-4	7 1/16"	4 1/4"	3,05	82,60	18541	15993	186,53		31,07	256,50	26000
				31621-2	7 1/32"	4 1/4"	3,08	82,60	15974	13779			31,06	225,43	
				31621-03	7 1/32"	4 1/4"	3,04	82,60	13409	11566			31,05	194,37	
				31621-12	7 1/16"	4 1/4"	3,20	82,60	10844	9354			31,18	163,32	
				31621-05	7 1/32"	4 1/4"	3,07	82,60	8269	7132			31,05	132,14	
				31621-11	7 1/32"	4 1/4"	3,21	82,60	5704	4920			31,12	101,09	
	X-OVER SUB	5 1/2 FH BOX * XT 57 PIN	H/BTON	24376-2	7"	4 1/4"	LISO	82,60	3133	2703	3,00	3,00	69,97	26000 36000	
	OUTER TUBE ADAPTER	XT 57 BOX * HDT PIN	H/BTON	969747517	6 3/4"	5 3/8"	0,95	43,24	2886	2489	1,67	1,67	66,97	36000 25800	
	ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	H/BTON	993332490	6 3/4"	N/A	1,77	43,24	2813	2427	4,00	4,00	65,30	25800	
	CORE BARREL 6 3/4"	HDT BOX * PIN	H/BTON	SDBS 015	6 25/32"	N/A	LISO	43,24	2640	2278	26,00	26,00	61,30		
ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	H/BTON	993304310	6 3/4"	N/A	1,77	43,24	1516	1308	4,00	4,00	35,30			
CORE BARREL 6 3/4"	HDT BOX * PIN	H/BTON	SDBS 007	6 13/16"	N/A	LISO	43,24	1343	1159	26,00	26,00	31,30			
ESPIRAL ESTABILIZER 8 15/32"	HDT BOX * PIN	H/BTON	993304304	6 3/4"	N/A	1,76	43,24	219	189	4,00	4,00	5,30			
CORE HEAD 8 1/2" * 3"	HDT BOX	H/BTON	11720217	7 1/4" * 8 1/2"	3"	0,82	35,39	46	40	1,30	1,30	1,30	25800		
TIPO: FC3843															
IADC : M433															
LONGITUD TOTAL											354,67	354,67	354,67		



FB: Factor Boyanza

Nota: LOS VALORES DE TORQUE Y PESO DE LAS HERRAMIENTAS SON SUMINISTRADOS POR PERSONAL DE HALLIBURTON

Datos Broca: 8 ALETAS, CORTADORES DE 13 mm, 8 PUERTOS FIOS DE 17/32", ENTRADA CENTRAL DE 3".

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 222. BHA de Corazonamiento No. 7

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
BHA # 7 CORAZONAMIENTO												Actualización: 18/05/2012		
POZO: ANHPATIA 1-ST-P		FASE: 17 1/2"					BROCA: 7							
FECHA ENTRADA: 07-jul-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,10		FB: 0,861		PESO BLOQUE: 45.000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	X-OVER	VX 57 BOX * HT 55 PIN	EVC	44544456-1	7 1/16"	4 1/4"	2,31	49,63	28068	24168	2,33	2,33	446,20	60000 36000
	(6) HWDP 5 7/8"	HT 55 PIN * BOX	HBTON	HW11	7"	4 1/4"	2,02	49,63	27952	24069	183,96	30,64	443,87	36000
				HW06	7"	4 1/4"	2,02	49,63	26432	22760		30,75	413,23	
				HW02	7"	4 1/4"	2,02	49,63	24906	21445		30,14	382,48	
				HW12	7"	4 1/4"	2,04	49,63	23410	20157		30,90	352,34	
				HW01	7"	4 1/4"	2,02	49,63	21876	18837		30,66	321,44	
				HW07	7"	4 1/4"	2,02	49,63	20354	17527		30,87	290,78	
	X-OVER	HT 55 BOX * 5 1/2 FH	HBTON	GWT138-255	6 31/32"	4 1/4"	LISO	82,60	18822	16207	3,41	3,41	259,91	36000 26000
	(6) DRILL COLLAR 7"	5 1/2 FH PIN * BOX	HBTON	31621-4	7 1/16"	4 1/4"	3,05	82,60	18541	15965	186,53	31,07	256,50	26000
				31621-2	7 1/32"	4 1/4"	3,08	82,60	15974	13755		31,06	225,43	
				31621-03	7 1/32"	4 1/4"	3,04	82,60	13409	11546		31,05	194,37	
				31621-12	7 1/16"	4 1/4"	3,20	82,60	10844	9338		31,18	163,32	
				31621-05	7 1/32"	4 1/4"	3,07	82,60	8269	7120		31,05	132,14	
				31621-11	7 1/32"	4 1/4"	3,21	82,60	5704	4911		31,12	101,09	
	X-OVER SUB	5 1/2 FH BOX * XT 57 PIN	HBTON	24376-2	7"	4 1/4"	LISO	82,60	3133	2698	3,00	3,00	69,97	26000 36000
OUTER TUBE ADAPTER	XT 57 BOX * HDT PIN	HBTON	969747517	6 3/4"	5 3/8"	0,95	43,24	2886	2485	1,67	1,67	66,97	36000 25800	
ESPIRAL ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	HBTON	993332490	6 3/4"	NA	1,77	43,24	2813	2423	4,00	4,00	65,30	25800	
CORE BARREL	HDT BOX * PIN	HBTON	SDBS 015	6 25/32"	NA	LISO	43,24	2640	2274	26,00	26,00	61,30		
ESPIRAL ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	HBTON	993304305	6 3/4"	NA	1,77	43,24	1516	1306	4,00	4,00	35,30		
CORE BARREL	HDT BOX * PIN	HBTON	SDBS 007	6 13/16"	NA	LISO	43,24	1343	1157	26,00	26,00	31,30		
ESPIRAL ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	HBTON	993304304	6 3/4"	NA	1,76	43,24	219	189	4,00	4,00	5,30		
CORE HEAD	HDT BOX	HBTON	11720216	7 1/4" * 8 1/2"	3"	0,82	35,39	46	40	1,30	1,30	1,30		25800
TIPO: FC3843														
IADC : M433														
LONGITUD TOTAL											446,20	446,20	446,20	



FB: Factor Boyanza

Nota: LOS VALORES DE TORQUE Y PESO DE LAS HERRAMIENTAS SON SUMINISTRADOS POR PERSONAL DE HALLIBURTON

Datos Broca: 8 ALETAS, CORTADORES DE 13 mm, 8 PUERTOS FIOS DE 17/32", ENTRADA CENTRAL DE 3".

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 233. BHA de Corazonamiento No. 8 y No. 8R

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
Actualización: 18/05/2012														
BHA No 8 y No 8R AZONAMIENTO														
POZO: ANHPATIA 1-ST-P		BASE: 17 1/2"						BROCA: 7R						
FECHA ENTRADA: 11-jul-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,10		FB: 0,861		PESO BLOQUE: 45.000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	X-OVER	VX 57 BOX * HT 55 PIN	EVC	44544456-1	7 1/16"	4 1/4"	2,31	49,63	26771	23051	2,33	2,33	416,20	60000 36000
	(6) HWD 5 7/8"	HT 55 PIN * BOX	H/BTON	HW11	7"	4 1/4"	2,02	49,63	26655	22952	183,96	30,64	413,87	36000
				HW06	7"	4 1/4"	2,02	49,63	25134	21643				
				HW02	7"	4 1/4"	2,02	49,63	23608	20328				
				HW12	7"	4 1/4"	2,04	49,63	22113	19040				
				HW01	7"	4 1/4"	2,02	49,63	20579	17720				
				HW07	7"	4 1/4"	2,02	49,63	19057	16410				
	X-OVER	HT 55 BOX * 5 1/2 FH	H/BTON	GWT138-255	6 31/32"	4 1/4"	LISO	82,60	17525	15090	3,41	3,41	229,91	36000 26000
	(6) DRILL COLLAR 7"	5 1/2 FH PIN * BOX	H/BTON	31621-4	7 1/16"	4 1/4"	3,05	82,60	17244	14848	186,53	31,07	226,50	26000
				31621-2	7 1/32"	4 1/4"	3,08	82,60	14677	12638				
				31621-03	7 1/32"	4 1/4"	3,04	82,60	12112	10429				
				31621-12	7 1/16"	4 1/4"	3,20	82,60	9547	8221				
				31621-05	7 1/32"	4 1/4"	3,07	82,60	6971	6003				
				31621-11	7 1/32"	4 1/4"	3,21	82,60	4407	3794				
	X-OVER SUB	5 1/2 FH BOX * XT 57 PIN	H/BTON	24376-2	7"	4 1/4"	LISO	82,60	1836	1581	3,00	3,00	39,97	26000 36000
OUTER TUBE ADAPTER	XT 57 BOX * HDT PIN	H/BTON	969747517	6 3/4"	5 3/8"	0,95	43,24	1588	1368	1,67	1,67	36,97	36000 25800	
ESPIRAL ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	H/BTON	993304305	6 3/4"	NA	1,77	43,24	1516	1306	4,00	4,00	35,30	25800	
CORE BARREL	HDT BOX * PIN	H/BTON	SDBS 007	6 13/16"	NA	LISO	43,24	1343	1157	26,00	26,00	31,30		
ESPIRAL ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	H/BTON	993304304	6 3/4"	NA	1,76	43,24	219	189	4,00	4,00	5,30		
CORE HEAD	HDT BOX	H/BTON	11720216	7 1/4" * 8 1/2"	3"	0,82	35,39	46	40	1,30	1,30	1,30	25800	
IADC : M433														
LONGITUD TOTAL										416,20	416,20	416,20		

FB: Factor Boyanza

Nota: LOS VALORES DE TORQUE Y PESO DE LAS HERRAMIENTAS SON SUMINISTRADOS POR PERSONAL DE HALLIBURTON

Datos Broca: 8 ALETAS, CORTADORES DE 13 mm, 8 PUERTOS FIOS DE 17/32", ENTRADA CENTRAL DE 3".

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS PARA EL CORAZONAMIENTO 17 1/2"

Figura 244. Broca corazonamiento utilizada Intervalo 2500' – 3105'

Unidad Industria de Santander		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01											
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22															
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
4	8 1/2 x 3	FC3843	M433	11720217	2500	3105	605	107,9	107,9	5,6	5,6	8x17	1,77	4-10	60	180-210	245-260	9,0	2	3	CT	A	X	I	WT	BHA	40% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 27% ARCILLOLITA, 27% LIMOLITA, 6%ARENISCA

Figura 255. Broca utilizada Intervalo 4200' – 4290

Unidad Industria de Santander		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01											
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22															
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	WT	N	X	I	NO	BHA	
7	8 1/2 x 3	FC3843	M433	11720216	4200	4290	90	32,42	32,42	2,8	2,8	8X17	1,77	5-10	80-100	280-340	274-299	9,1	1	0	WT	N	X	I	NO	BHA	CONGLOMERADOS POLIMICTICOS 81%, ARENISCA 11%, ARCILLOLITA 5%, LIMOLITA 3%

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 266. Broca utilizada Intervalo 4500' – 4613'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49													
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01													
Actualización: 18/05/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22																	
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (FuHr)	ROP efec (FuHr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
7R	8 1/2 x3	FC3843	M433	11720216	4500	4613	113	31,1	31,1	3,6	3,6	8X17	1,77	4-6	60-80	270-280	270-330	9,1	1	3	CT	S	X	I	WT	BHA	CONGLOMERADOS POLIMICTICOS 36%, ARCILLOLITA 21%, ARENISCA CONGLOMERÁTICA 18%, ARENISCA 16%, LIMOLITA 9%		

Figura 277. Broca utilizada Intervalo 4800' – 5002'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49													
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01													
Actualización: 18/05/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22																	
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (FuHr)	ROP efec (FuHr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
9	8 1/2 x3	F3733	M333	11752420	4800	5002	202	14,5	14,63	13,9	13,9	7x17	1,55	4-10	60-100	250-370	260-340	9,1	0	1	CT	S	X	I	WT	LOG	ARCILLOLITA 30%, ARENISCA CONGLOMERATICA 19%, CONGLOMERADO POLIMICTICO 21%, ARENISCA 19%, LIMOLITA 11%		

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.2.2.4 Ensanchamiento: Durante la fase de 17,5 después de cada corazonamiento se programó ensanchar el intervalo corazonado ya que el diámetro de la broca corazonadora es de 8 ½” ensanchamos a 12 ¼” lo cual fue necesario para la toma de Registros, después de registrado el hueco ensanchamos el hueco a 17 ½” con el objetivo de alcanzar el diámetro planeado para la fase.

INTERVALOS DE ENSANCHAMIENTO DE 8 ½” A 12 ¼”

- **Ensanchamiento Intervalo 2500’ a 3105’**

Se ensanchó hueco de 8 ½” con BHA No. 4R y broca No. 5 de 12 ¼” PDC desde 2500 pies hasta 3105 pies, para un total de pies ensanchados de 605 con una ROP promedio de 23,05 ft/hr.

- **Ensanchamiento Intervalo 4200’ a 4290’**

Se ensanchó hueco de 8 ½” con BHA No. 4-3R con broca No. 8 de 12 ¼” PDC desde 4200 pies hasta 4290 pies, para un total de pies ensanchados de 90 con una ROP promedio de 8,5 ft/hr.

- **Ensanchamiento Intervalo 4500’ a 4613’**

Se ensanchó hueco de 8 ½” con BHA No. 4-4R con broca No. 8R de 12 ¼” PDC, desde 4500 pies hasta 4613 pies, para un total de pies ensanchados de 113 con una ROP promedio de 45,2 ft/hr.

- **Ensanchamiento a 12 ¼" Intervalo 4800' a 5002'**

Se ensanchó hueco de 8 ½" con BHA No. 4-5R con broca No. 8-2R de 12 ¼" PDC, desde 4800 pies hasta 5002 pies, para un total de pies ensanchados de 202 con una ROP promedio de 45 ft/hr.

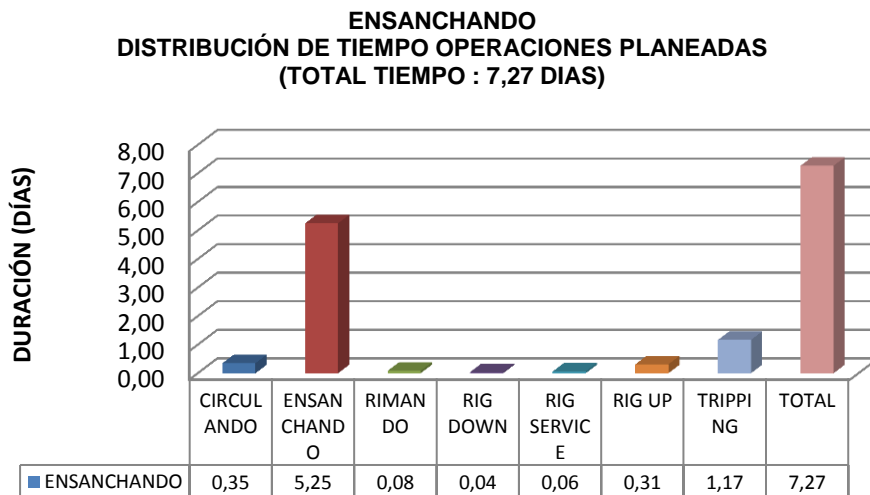
INTERVALO DE ENSANCHAMIENTO DE 12 ¼" A 17 ½"

- **Ensanchamiento a 17 ½" Intervalo 790' a 5002'**

Se ensanchó hueco de 12 ¼" con BHA No. 9 con broca tricónica de dientes 17 ½" 2R el Intervalo de 790 pies a 2711 pies, para un total de pies ensanchados de 1921 con una ROP promedio de 26,85 ft/hr.

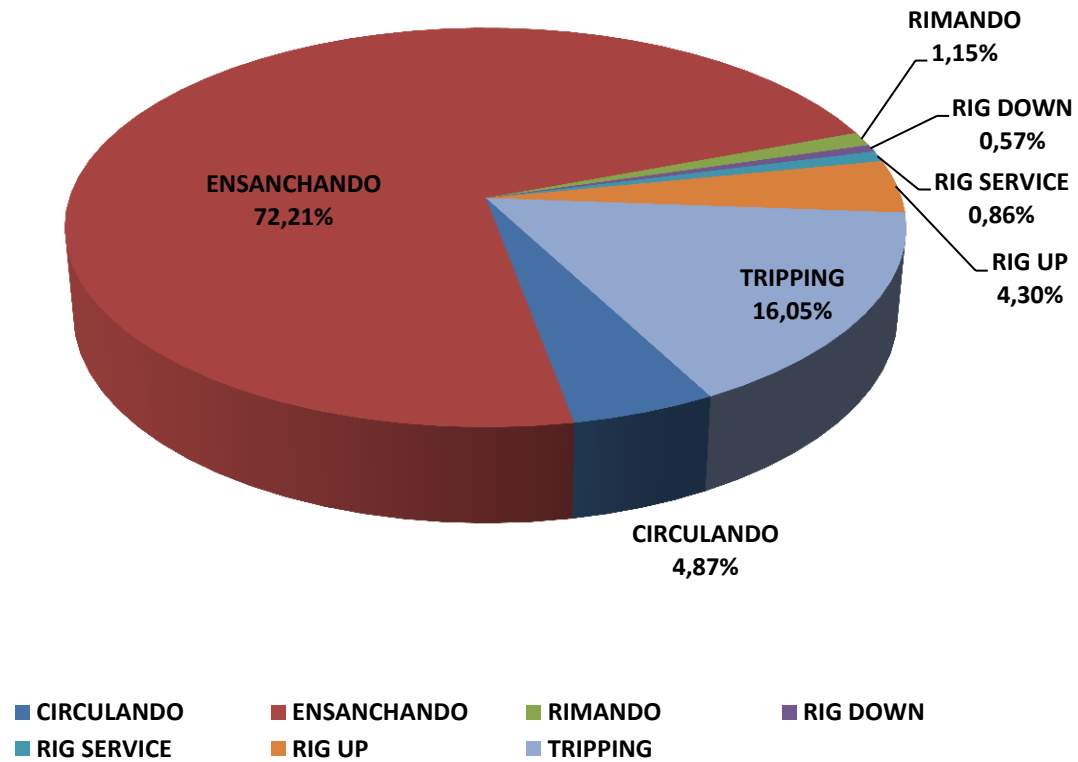
Se ensanchó hueco de 12 ¼" con BHA No. 9R y broca No. 10 de 17 ½" el Intervalo de 2711 pies hasta 5002 pies, para un total de pies ensanchados de 2291 con una ROP promedio de 52,15 ft/hr.

Gráfica 36. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el ensanchamiento fase 17 ½"



Gráfica 37. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el ensanchamiento fase 17 1/2”

ENSANCHANDO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 7,27 DIAS)



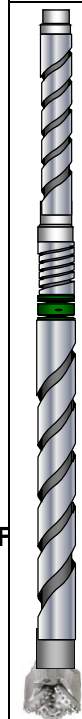
✓ BHA USADOS DURANTE EL ENSANCHAMIENTO DE LA FASE 17 1/2"

Ver figuras:

Figura 20. Corresponde al BHA de Perforación No. 4-R, No. 4-2R, No. 4-3R, No. 4-4R, No.5R Y

Figura 21 Corresponde al BHA de Perforación No. 9, No. 9R.

Figura 288. BHA de Perforación No. 10 usado ensanchamiento Intervalo 790' – 5010'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SERRAVALLE		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS											Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA													Versión: 01		
BHA #10 FASE 17 1/2" CON BROCA 17 1/2"													Actualización: 18/05/2012		
POZO: ANHPATIA 1-ST-P			FASE: 17 1/2"					BROCA: 11							
FECHA ENTRADA:		26-jul-12		OPERADORA: UIS		PESO LODO: 9,10		FB: 0,861		PESO BLOQUE: 45.000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	59815	51505	2,65	2,65	566,14	60000 30000	
	(6) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	59574	51297	186,86	31,21	563,49	30000	
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	56733	48851		30,86	532,28		
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	53925	46433		30,96	501,42		
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	51108	44007		31,45	470,46		
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	48246	41543		31,07	439,01		
	070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	45419	39108	31,31	407,94						
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	91	42569	36655	2,91	2,91	376,63	30000 53346	
	(2) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	10TZ3375256	8 3/8"	2 13/16"	3,69	153	42305	36427	60,73	31,05	373,72	53346	
				070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	37554	32336		29,68	342,67		
	JAR 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	WTF	1762-5007	7 7/8"	3"	1,63	153	33013	28426	31,78	31,78	312,99		
	(9) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	28150	24239	275,73	30,87	281,21	53346	
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	23427	20173		30,85	250,34		
				070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	18707	16108		30,98	219,49		
				070701135	7 15/16"	2 27/32"	1,30	153	13967	12027		29,39	188,51		
				070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	9471	8155		30,97	159,12		
				070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	4732	4075		30,93	128,15		
				070701102	8 1/8"	3"	3,14	153	15024	12937		30,98	97,22		
				070701100	8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	10284	8855		29,73	66,24		
	070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5735	4939	31,03	36,51						
BIT SUB	6 5/8" REG B * 7 5/8" REG BB	EVC	070801081	8" x 9 1/2"	3"	1,85	153	988	851	3,94	3,94	5,48			
BROCA TRICÓNICA 17 1/2" TIPO: S11GP	7-5/8" REG P	NOV	D142825	17 1/2"	JETS : 4 x 16 TFA 0,785	250	385	332	1,54	1,54	1,54	53346 40000			
LONGITUD TOTAL											566,14	566,14			



Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVE Y ARAÑA

OD FN :9 11/16"

LONG FN: 0.33'

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

**Figura 29. BHA de Perforación No. 11 usado ensanchamiento Intervalo 790' – 5010'
repetido**

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43			
DESCRIPCION BHA													Versión: 01		
BHA #11 FASE 17 1/2" CON BROCA 17 1/2"													Actualización: 18/05/2012		
POZO: ANHPATA 1-ST-P		FASE: 17 1/2"						BROCA: 12							
FECHA ENTRADA: 27-jul-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,20		FB: 0,860		PESO BLOQUE: 45.000 LBS						
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	60915	52359	2,65	2,65	598,18	60000 30000	
	(8) DC 6 1/2" OD	NC-50 PIN * BOX	EVC	070701198	6 1/2"	2 7/8"	1,41	91	60674	52152	248,37	31,02	595,53	30000	
				070701108	6 1/2"	2 7/8"	1,25	91	57851	49726		30,49	564,51		
				070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	55077	47341		31,21	534,02		
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	52237	44900		30,86	502,81		
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	49429	42486		30,96	471,95		
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	46611	40064		31,45	440,99		
				070701204	6 1/2"	2 7/8"	1,35	91	43749	37604		31,07	409,54		
				070701217	6 17/32"	2 7/8"	1,39	91	40922	35174		31,31	378,47		
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	91	38073	32725	2,91	2,91	347,16	30000 53346	
	JAR 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	WTF	1762-5007	7 7/8"	3"	1,63	153	37808	32497	31,78	31,78	344,25	53346	
	(10) DC 8" OD	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	10TZ3375256	8 3/8"	2 13/16"	3,69	153	32945	28318	31,05	31,05	312,47		
				070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	28195	24235	29,68	281,42			
				070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	23654	20331	30,87	251,74			
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	18931	16272	30,85	220,87			
				070701237	8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	14211	12215	30,98	190,02			
				070701233	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	9471	8140	30,97	159,04			
				070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	4732	4068	30,93	128,07			
				070701102	8 1/8"	3"	3,14	153	15004	12897	30,98	97,14			
070701100				8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	10264	8822	29,73	66,16				
070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	5715	4913	31,03	36,43							
BIT SUB	6 5/8" REG B * 7 5/8" REG BB	EVC	070801081	8" x 9 1/2"	3"	1,85	153	968	832	3,94	3,94	5,40	53346 40000		
BIT PDC DE 17 1/2" TIP O: RSR 616M - A1IADC: M 322	7-5/8" REG P	NOV	226194	17 1/2"	JETS : 8x11 TFA: 0,742	250	365	314	1,46	1,46	1,46				
LONGITUD TOTAL											598,18	598,18			

Nota: SE BAJA CON FLOAT VALVEY ARAÑA

OD FN: 9 11/16"

LONG FN: 0.33'

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS DURANTE EL ENSANCHAMIENTO EN LA FASE 17 ½”

Figura 24 Corresponde a la broca No. 5

Figura 26. Corresponde a la broca No. 8R.

Figura 30. Brocas de 17 ½” utilizadas Intervalo 790’ a 5010’

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49										
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01										
																	Actualización: 18/05/2012										
FECHA:		POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):	22																		
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROC A	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAG E (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
8-2R	12 1/4"	HYCALOG	RSR 716M-A17	M422	4800	5002	202	8.5	4	23.8	50.5	7x14	1,052	10 - 15	106 - 120	1690	840	9.1	0	3	CT	S	X	I	WT	LOG	ARCILLOLITA 30%, ARENISCA CONGLOMERATICA 19%, CONGLOMERADO POLIMICTICO 21%, ARENISCA 19%, LIMOLITA 11%

Figura 41. Broca utilizada Intervalo 4800' a 5002'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
Actualización: 18/05/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22														
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T Efect (Hrs)	ROP prom (FuHr)	ROP efec (FuHr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
2R	17 1/2"	S11GP	115	D155235	790	2711	1921	61,73	49,9	31,1	38,5	4X16	0,785	10-30	120-130	2400-3500	870-1120	9,1	2	7	BT	H	F	I	WT	HR	50% ARCILLOLITA, 18% LIMOLITA, 23% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 9% ARENISCA		
10	17 1/2"	IFR519S-A2	S422	221274	2711	5006	2295	35,9	25,72	63,9	89,23	1x13, 4x14	0,73	2-25	60-130	1120-3500	590-1030	9,1-9,2	2	8	CT	NS	X	5	BT	TD	43% ARCILLOLITA, 28% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 22% LIMOLITA, 7% ARENISCA		

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

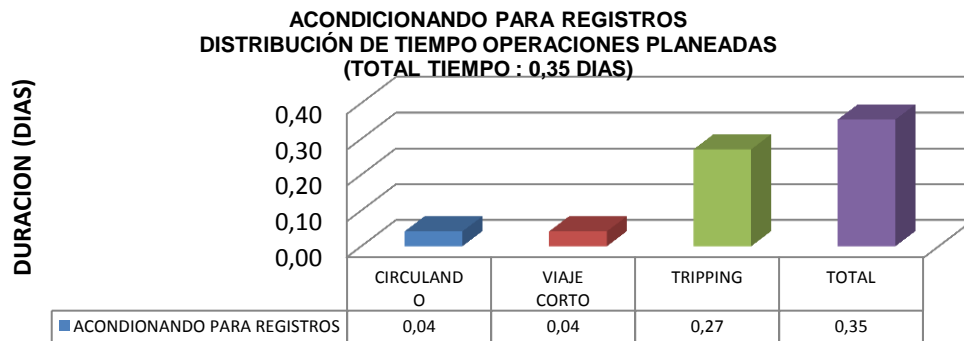
Figura 31. Broca 17 1/2" utilizada Intervalo 790' – 5010'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
Actualización: 18/05/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22														
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T Efect (Hrs)	ROP prom (FuHr)	ROP efec (FuHr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
11	17 1/2"	S11GP	115	D142825	2949	3519	570	10,55	7,58	54,0	75,20	4X16	0,785	8-15	90-110	3000-3100	1050-1060	9,2	1	4	CT	H	S	I	WT	PR	47% ARCILLOLITA, 23% LIMOLITA, 23% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 7% ARENISCA		

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

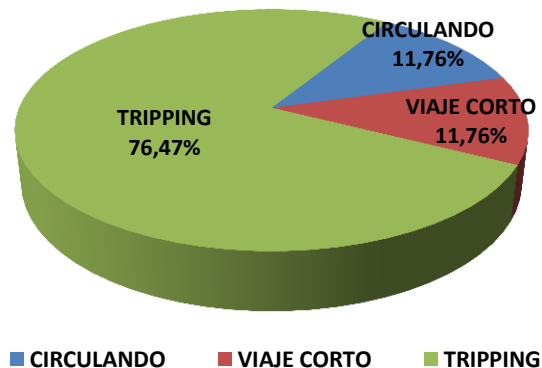
4.2.2.5 Acondicionamiento para registros: La operación de acondicionamiento inicio el día 18 de julio del 2012 a las 08:00 horas, con el objetivo de registrar con buena calidad el hueco de 12 ¼” para esto se bombeó 50 bbl de píldora viscosa de 9.1 ppg para limpiar el pozo hasta obtener retornos limpios, el acondicionamiento termina 18 de julio del 2012 a las 16:30 horas.

Gráfica 38. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 17 ½”



Gráfica 39. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 17 ½”

**ACONDICIONANDO PARA REGISTROS
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,35 DIAS)**



4.2.2.6 Registros: La operación de registro inicio el día 18 de julio del 2012 a las 16:30 horas a cargo de la compañía Weatherford, se bajaron tres sets de registros sin encontrar ninguna restricción y se tomaron los siguientes registros eléctricos:

Tabla 26. Registros de pozo Intervalo 0' - 5002'

REGISTROS	INTERVALOS REGISTRADOS	
	DESDE (Ft)	HASTA (Ft)
Gamma Ray	50	4.987
Gamma Ray Espectral	750	4.987
Caliper	750	4.987
Neutrón	750	4.987
Densidad	750	4.987
Sónico	750	4.987
Resistividad	750	4.987
Potencial Espontáneo	750	4.987
Gradiente Térmico	750	4.987
Imágenes Microresistivas	767	4.987
VSP	767	4.967

Fuente: Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P)

No se tomaron pruebas de presión debido a la mala permeabilidad establecida de acuerdo a la interpretación de los registros Quad Combo y a la mala calidad de la geometría del hueco (Hueco “Wash Out” o Hueco Lavado).¹⁹

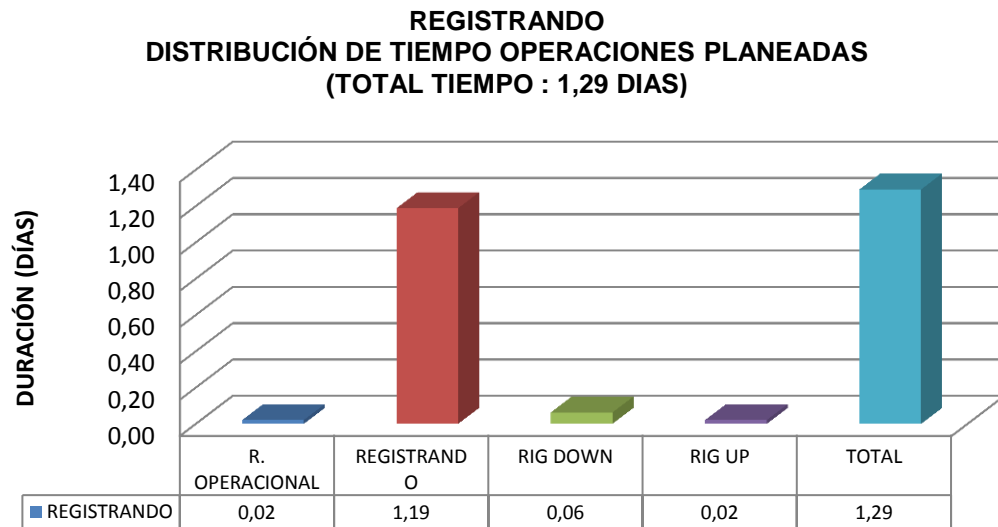
Velocidad de registro: 12 ft/min o 720 ft/hr.

Velocidad de sarta de registros: 30 y 50 pies/min.

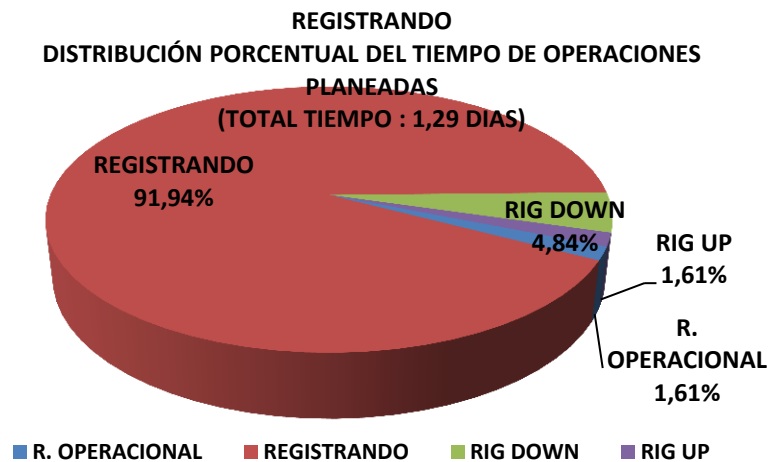
¹⁹ Tomado de Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

El registro VSP fue tomado desde 4950' hasta 3750' en 25 estaciones y desde 3700' hasta 3200' en 11 estaciones en modo Checkshot.²⁰

Gráfica 40. Distribución de tiempo actividades planeadas durante los registros fase 17 1/2"



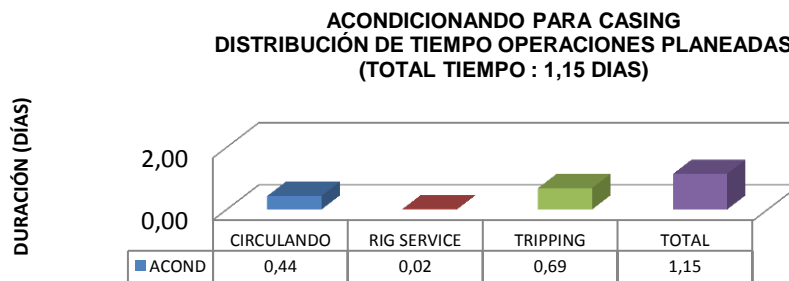
Gráfica 41. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas los registros fase 17 1/2"



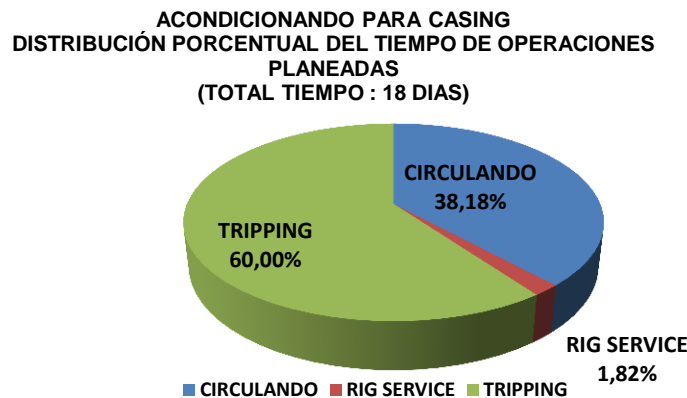
²⁰ Tomado de Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

4.2.2.7 Acondicionamiento para Casing: En esta fase se realizan 2 intentos de acondicionamiento para correr casing el primero se realiza día 25 de julio del 2012 a las 14:00 horas pero al sacar la sarta a superficie se observa que la broca esta de menor diámetro y que el ensanchamiento no se realizó apropiadamente, por lo cual después de realizar de nuevo el ensanchamiento se perfora desde 5002 hasta 5010 pies y se lleva a cabo el segundo intento de acondicionamiento del pozo que comienza el día 29 de julio del 2012 a las 13:30 horas circulando a 5010 pies con una presión de 3600 psi y caudal de 1020 se realiza viaje hasta superficie circulando a limpio. La operación termina el día 30 de julio del 2012 a las 21:00 horas.

Gráfica 42. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para casing fase 17 1/2"



Gráfica 43. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el acondicionamiento para casing fase 17 1/2"



4.2.2.8 Corrida de Casing: Se inicia la corrida de casing con el Rig up de las herramientas de Pointer para bajar revestimiento el día 30 de julio del 2012 a las 21:30 horas, se bajan 116 juntas de 13 3/8" con el zapato a 5003 pies, la operación finaliza el día 31 de julio del 2012 a las 23:00 horas. Velocidad de corrida: 160 ft/ hr.

Figura 32. Tally Casing 13 3/8" – Jts 41-80



TALLY CASING 13 3/8"
ANH - PATIA 1 - ST - P



RIG: EVC 5
DATE: 31 de Jul/12

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM.	CAP.	DISP.	COLLAPSE	2260 psi
13.375	N-80	BTC	68,00	12,415	43,16	0,1497 bpf	0,0241 bpf	BURST	5020 psi
								TEHSION	1556 kb
								DRIFT	12.259 in
								Block Wt.	45.000

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	TOPS
5010	17 1/2"	9,5	0,8547	7	

RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM.	5003	CAP.	DESP.	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADO / PESO
FLOAT SHOE			2,21	2,21	5000,79	0,3	0,1	128,5	45.128	K-55 / 48-72#
1	9		43,69	45,90	4957,10	6,9	1,1	2.668	47.668	N-80 / 68 #
FLOAT COLLAR			1,49	47,39	4955,61	7,1	1,1	2.754	47.754	K-55 / 48-72#
2	8		43,54	90,93	4912,07	13,6	2,2	5.285	50.285	N-80 / 68 #
3	7		43,82	134,75	4868,25	20,2	3,2	7.832	52.832	N-80 / 68 #
4	45		43,84	178,59	4824,41	26,7	4,3	10.380	55.380	N-80 / 68 #
5	44		43,31	221,90	4781,10	33,2	5,3	12.997	57.997	N-80 / 68 #
6	43		43,65	265,55	4737,45	39,8	6,4	15.434	60.434	N-80 / 68 #
7	42		43,67	309,22	4693,78	46,3	7,4	17.973	62.973	N-80 / 68 #
8	41		43,11	352,33	4650,67	52,8	8,5	20.478	65.478	N-80 / 68 #
9	40		40,81	392,94	4610,06	58,8	9,5	22.839	67.839	N-80 / 68 #
10	39		43,73	436,67	4566,33	65,4	10,5	25.380	70.380	N-80 / 68 #
11	38		41,42	478,09	4524,91	71,6	11,5	27.788	72.788	N-80 / 68 #
12	37		43,12	521,21	4481,79	78,0	12,5	30.294	75.294	N-80 / 68 #
13	36		43,45	564,66	4438,34	84,5	13,6	32.819	77.819	N-80 / 68 #
14	35		43,36	608,02	4394,98	91,0	14,6	35.340	80.340	N-80 / 68 #
15	34		42,82	650,84	4352,16	97,5	15,7	37.828	82.828	N-80 / 68 #
16	33		41,36	692,20	4310,80	103,6	16,6	40.232	85.232	N-80 / 68 #
17	32		43,73	735,93	4267,07	110,2	17,7	42.774	87.774	N-80 / 68 #
18	31		43,55	779,48	4223,52	116,7	18,7	45.305	90.305	N-80 / 68 #
19	30		43,30	822,78	4180,22	123,2	19,8	47.822	92.822	N-80 / 68 #
20	141		41,66	864,44	4138,56	129,4	20,8	50.243	95.243	N-80 / 68 #
21	143		41,70	906,14	4096,86	135,7	21,8	52.667	97.667	N-80 / 68 #
22	27		43,58	949,72	4053,28	142,2	22,8	55.200	100.200	N-80 / 68 #
23	26		42,84	992,56	4010,44	148,6	23,9	57.690	102.690	N-80 / 68 #
24	25		43,54	1036,10	3966,90	155,1	24,9	60.221	105.221	N-80 / 68 #
25	24		43,03	1079,13	3923,87	161,6	26,0	62.722	107.722	N-80 / 68 #
26	23		43,03	1122,16	3880,84	168,0	27,0	65.223	110.223	N-80 / 68 #
27	22		43,32	1165,48	3837,52	174,5	28,0	67.740	112.740	N-80 / 68 #
28	21		43,59	1209,07	3793,93	181,0	29,1	70.274	115.274	N-80 / 68 #
29	20		43,50	1252,57	3750,43	187,5	30,1	72.802	117.802	N-80 / 68 #
30	19		43,54	1296,11	3706,89	194,1	31,2	75.333	120.333	N-80 / 68 #
31	18		43,77	1339,88	3663,12	200,6	32,2	77.877	122.877	N-80 / 68 #
32	17		40,49	1380,37	3622,63	206,7	33,2	80.230	125.230	N-80 / 68 #
33	16		43,31	1423,68	3579,32	213,2	34,2	82.748	127.748	N-80 / 68 #
34	15		43,34	1467,02	3535,98	219,7	35,3	85.267	130.267	N-80 / 68 #
35	14		42,35	1509,37	3493,63	226,0	36,3	87.728	132.728	N-80 / 68 #
36	13		43,84	1553,21	3449,79	232,6	37,4	90.276	135.276	N-80 / 68 #
37	12		41,43	1594,64	3408,36	238,8	38,4	92.684	137.684	N-80 / 68 #
38	11		43,54	1638,18	3364,82	245,3	39,4	95.215	140.215	N-80 / 68 #
39	10		43,82	1682,00	3321,00	251,8	40,5	97.762	142.762	N-80 / 68 #
40	84		43,75	1725,75	3277,25	258,4	41,5	100.305	145.305	N-80 / 68 #

Figura 33: Tally Casing 13 3/8"– Jts 01-40



TALLY CASING 13 3/8"
ANH - PATIA 1 - ST - P



RIG: EVC5
DATE: 31 de Jul/12

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM.	CAP.	DISP.	COLLAPSE	2260 psi
13,375	N-80	BTC	68,00	12,415	43,16	0,1497 bpf	0,0241 bpf	BURST	5020 psi
								TENSION	1566 klb
								DRIFT	12.259 in
								Block Wt.	45.000

TD	Hole Size	Mid Wt.	B. F.	BOLSILLO						
5010	17 1/2"	9,5	0,8547	7	TOPS					
RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM.	5003	CAP.	DESP.	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADO / PESO
41	83		43,60	1769,35	3233,65	264,9	42,6	102.839	147.839	N-80 / 68 #
42	82		43,68	1813,03	3189,97	271,5	43,6	105.378	150.378	N-80 / 68 #
43	81		43,21	1856,24	3146,76	277,9	44,6	107.889	152.889	N-80 / 68 #
44	80		43,42	1899,66	3103,34	284,4	45,7	110.413	155.413	N-80 / 68 #
45	79		43,62	1943,28	3059,72	291,0	46,7	112.948	157.948	N-80 / 68 #
46	78		43,80	1987,08	3015,92	297,5	47,8	115.494	160.494	N-80 / 68 #
47	77		43,26	2030,34	2972,66	304,0	48,8	118.008	163.008	N-80 / 68 #
48	76		41,58	2071,92	2931,08	310,2	49,8	120.425	165.425	N-80 / 68 #
49	75		43,54	2115,46	2887,54	316,7	50,9	122.955	167.955	N-80 / 68 #
50	74		41,64	2157,10	2845,90	323,0	51,9	125.376	170.376	N-80 / 68 #
51	73		43,35	2200,45	2802,55	329,5	52,9	127.895	172.895	N-80 / 68 #
52	72		43,74	2244,19	2758,81	336,0	54,0	130.438	175.438	N-80 / 68 #
53	71		43,34	2287,53	2715,47	342,5	55,0	132.957	177.957	N-80 / 68 #
54	70		43,40	2330,93	2672,07	349,0	56,1	135.479	180.479	N-80 / 68 #
55	69		42,98	2373,91	2629,09	355,4	57,1	137.977	182.977	N-80 / 68 #
56	68		43,58	2417,49	2585,51	362,0	58,1	140.510	185.510	N-80 / 68 #
57	67		43,28	2460,77	2542,23	368,5	59,2	143.026	188.026	N-80 / 68 #
58	66		43,42	2504,19	2498,81	375,0	60,2	145.549	190.549	N-80 / 68 #
59	65		43,11	2547,30	2455,70	381,4	61,3	148.055	193.055	N-80 / 68 #
60	64		43,69	2590,99	2412,01	387,9	62,3	150.594	195.594	N-80 / 68 #
61	63		42,42	2633,41	2369,59	394,3	63,3	153.060	198.060	N-80 / 68 #
62	62		43,61	2677,02	2325,98	400,8	64,4	155.595	200.595	N-80 / 68 #
63	61		43,55	2720,57	2282,43	407,4	65,4	158.126	203.126	N-80 / 68 #
64	60		42,41	2762,98	2240,02	413,7	66,5	160.591	205.591	N-80 / 68 #
65	59		43,30	2806,28	2196,72	420,2	67,5	163.108	208.108	N-80 / 68 #
66	58		43,41	2849,69	2153,31	426,7	68,5	165.631	210.631	N-80 / 68 #
67	57		42,35	2892,04	2110,96	433,0	69,6	168.092	213.092	N-80 / 68 #
68	56		43,85	2935,89	2067,11	439,6	70,6	170.641	215.641	N-80 / 68 #
69	55		43,57	2979,46	2023,54	446,1	71,7	173.173	218.173	N-80 / 68 #
70	54		42,64	3022,10	1980,90	452,5	72,7	175.651	220.651	N-80 / 68 #
71	53		43,45	3065,55	1937,45	459,0	73,7	178.177	223.177	N-80 / 68 #
72	52		43,72	3109,27	1893,73	465,6	74,8	180.718	225.718	N-80 / 68 #
73	51		43,67	3152,94	1850,06	472,1	75,8	183.256	228.256	N-80 / 68 #
74	50		42,19	3195,13	1807,87	478,4	76,8	185.708	230.708	N-80 / 68 #
75	49		43,64	3238,77	1764,23	484,9	77,9	188.245	233.245	N-80 / 68 #
76	48		41,57	3280,34	1722,66	491,2	78,9	190.661	235.661	N-80 / 68 #
77	47		43,67	3324,01	1678,99	497,7	79,9	193.199	238.199	N-80 / 68 #
78	46		43,64	3367,65	1635,35	504,2	81,0	195.736	240.736	N-80 / 68 #
79	123		43,70	3411,35	1591,65	510,8	82,0	198.276	243.276	N-80 / 68 #
80	122		42,37	3453,72	1549,28	517,1	83,1	200.738	245.738	N-80 / 68 #

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

TALLY CASING 13 3/8"
ANH - PATIA 1 - ST - P
RIG: EYC 5
DATE: 31 de Jul/12

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM.	CAP.	DISP.	COLLAPSE	2260 psi
13,375	N-80	BTC	68,00	12,415	43,16	0,1497 bpf	0,0241 bpf	BURST	5020 psi
								TENSION	1556 klb
								DRIFT	12.259 in
								Block Wt.	45.000

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	TOPS
5010	17 1/2"	9,5	0,8547	7	

RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM.	5003	CAP.	DESP.	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADO / PESO
81	121		43,52	3497,24	1505,76	523,6	84,1	203.268	248.268	N-80 / 68 #
82	120		42,24	3539,48	1463,52	530,0	85,1	205.723	250.723	N-80 / 68 #
83	119		43,36	3582,84	1420,16	536,5	86,2	208.243	253.243	N-80 / 68 #
84	118		43,66	3626,50	1376,50	543,0	87,2	210.781	255.781	N-80 / 68 #
85	117		42,30	3668,80	1334,20	549,3	88,2	213.239	258.239	N-80 / 68 #
86	116		43,72	3712,52	1290,48	555,9	89,3	215.780	260.780	N-80 / 68 #
87	115		43,81	3756,33	1246,67	562,4	90,3	218.327	263.327	N-80 / 68 #
88	114		43,20	3799,53	1203,47	568,9	91,4	220.838	265.838	N-80 / 68 #
89	113		41,72	3841,25	1161,75	575,2	92,4	223.262	268.262	N-80 / 68 #
90	112		43,66	3884,91	1118,09	581,7	93,4	225.800	270.800	N-80 / 68 #
91	111		43,18	3928,09	1074,91	588,2	94,5	228.310	273.310	N-80 / 68 #
92	110		43,60	3971,69	1031,31	594,7	95,5	230.844	275.844	N-80 / 68 #
93	109		43,63	4015,32	987,68	601,2	96,6	233.360	278.360	N-80 / 68 #
94	108		43,82	4059,14	943,86	607,8	97,6	235.927	280.927	N-80 / 68 #
95	107		43,50	4102,64	900,36	614,3	98,7	238.455	283.455	N-80 / 68 #
96	106		43,88	4146,52	856,48	620,9	99,7	241.005	286.005	N-80 / 68 #
97	105		43,07	4189,59	813,41	627,3	100,8	243.509	288.509	N-80 / 68 #
98	104		43,60	4233,19	769,81	633,8	101,8	246.043	291.043	N-80 / 68 #
99	103	Ⓜ	43,20	4276,39	726,61	640,3	102,9	248.554	293.554	N-80 / 68 #
100	102		42,73	4319,12	683,88	646,7	103,9	251.037	296.037	N-80 / 68 #
101	101		43,56	4362,68	640,32	653,2	104,9	253.569	298.569	N-80 / 68 #
102	100		42,59	4405,27	597,73	659,6	106,0	256.045	301.045	N-80 / 68 #
103	99		41,25	4446,52	556,48	665,8	106,9	258.442	303.442	N-80 / 68 #
104	98	Ⓜ	43,43	4489,95	513,05	672,3	108,0	260.966	305.966	N-80 / 68 #
105	97		43,50	4533,45	469,55	678,8	109,0	263.495	308.495	N-80 / 68 #
106	96		43,19	4576,64	426,36	685,3	110,1	266.005	311.005	N-80 / 68 #
107	95		42,78	4619,42	383,58	691,7	111,1	268.491	313.491	N-80 / 68 #
108	94		43,48	4662,90	340,10	698,2	112,1	271.019	316.019	N-80 / 68 #
109	93		42,80	4705,70	297,30	704,6	113,2	273.506	318.506	N-80 / 68 #
110	92		43,60	4749,30	253,70	711,1	114,2	276.040	321.040	N-80 / 68 #
111	91		43,44	4792,74	210,26	717,6	115,3	278.565	323.565	N-80 / 68 #
112	90		43,60	4836,34	166,66	724,1	116,3	281.099	326.099	N-80 / 68 #
113	89		43,52	4879,86	123,14	730,7	117,4	283.629	328.629	N-80 / 68 #
114	88		43,52	4923,38	79,62	737,2	118,4	286.158	331.158	N-80 / 68 #
115	87		40,67	4964,05	38,95	743,3	119,4	288.522	333.522	N-80 / 68 #
116	86	ULTIMA JTA	43,58	5007,63	-4,63	749,8	120,4	291.055	336.055	N-80 / 68 #
117	85	NO ENTRA	43,50	5051,13	-48,13	756,3	121,5	293.583	338.583	N-80 / 68 #
118	8	NO ENTRA	42,49	5093,62	-90,62	762,7	122,5	296.053	341.053	N-80 / 68 #
119	5	NO ENTRA	43,38	5137,00	-134,00	769,2	123,6	298.574	343.574	N-80 / 68 #
120	4	NO ENTRA	43,18	5180,18	-177,18	775,6	124,6	301.084	346.084	N-80 / 68 #

RIG: EVC 5
DATE: 31 de Jul/12

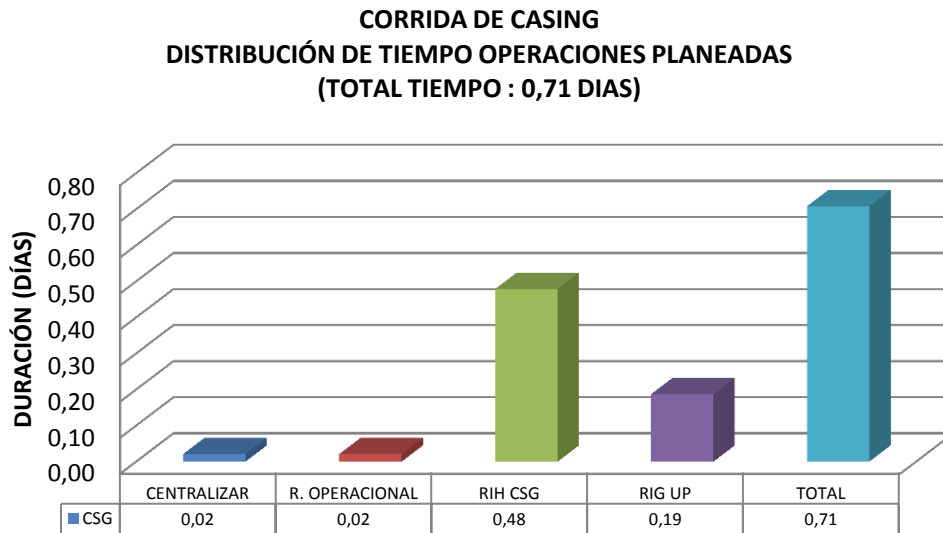
SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM.	CAP.	DISP.	COLLAPSE	2260 psi
13,375	N-80	BTC	68,00	12,415	43,16	0,1497 bpf	0,0241 bpf	BURST	5020 psi
								TELEVISION	1556 klb
								DRIFT	12,259 in
								Block Wt.	45.000

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO						
5010	17 1/2'	9,5	0,8547	7	TOPS					
RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM.	5003	CAP.	DESP.	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADO / PESO
121	3	NO ENTRA	43,89	5224,07	-221,07	782,2	125,6	303,635	348,635	N-80 / 68 #
122	2	NO ENTRA	43,68	5267,75	-264,75	788,7	126,7	306,174	351,174	N-80 / 68 #
123	1	NO ENTRA	43,22	5310,97	-307,97	795,2	127,7	308,686	353,686	N-80 / 68 #
124	158	NO ENTRA	42,18	5353,15	-350,15	801,5	128,8	311,138	356,138	N-80 / 68 #
125	157	NO ENTRA	43,66	5396,81	-393,81	808,1	129,8	313,675	358,675	N-80 / 68 #
126	156	NO ENTRA	43,59	5440,40	-437,40	814,6	130,8	316,209	361,209	N-80 / 68 #
127	155	NO ENTRA	42,73	5483,13	-480,13	821,0	131,9	318,692	363,692	N-80 / 68 #
128	154	NO ENTRA	43,59	5526,72	-523,72	827,5	132,9	321,226	366,226	N-80 / 68 #
129	153	NO ENTRA	42,74	5569,46	-566,46	833,9	134,0	323,710	368,710	N-80 / 68 #
130	152	NO ENTRA	43,31	5612,77	-609,77	840,4	135,0	326,227	371,227	N-80 / 68 #
131	151	NO ENTRA	43,33	5656,10	-653,10	846,9	136,0	328,746	373,746	N-80 / 68 #
132	150	NO ENTRA	43,65	5699,75	-696,75	853,4	137,1	331,283	376,283	N-80 / 68 #
133	149	NO ENTRA	43,53	5743,28	-740,28	859,9	138,1	333,813	378,813	N-80 / 68 #
134	148	NO ENTRA	43,63	5786,91	-783,91	866,5	139,2	336,349	381,349	N-80 / 68 #
135	147	NO ENTRA	41,37	5828,28	-825,28	872,7	140,2	338,753	383,753	N-80 / 68 #
136	146	NO ENTRA	43,67	5871,95	-868,95	879,2	141,2	341,291	386,291	N-80 / 68 #
137	145	NO ENTRA	43,71	5915,66	-912,66	885,8	142,3	343,832	388,832	N-80 / 68 #
138	144	NO ENTRA	43,60	5959,26	-956,26	892,3	143,3	346,366	391,366	N-80 / 68 #
139	28	MELLADO P	40,07	5999,33	-996,33	898,3	144,3	348,695	393,695	N-80 / 68 #
140	142	NO ENTRA	43,44	6042,77	-1039,77	904,8	145,3	351,220	396,220	N-80 / 68 #
141	29	MELLADO B	43,30	6086,07	-1083,07	911,3	146,4	353,737	398,737	N-80 / 68 #
142	140	NO ENTRA	42,99	6129,06	-1126,06	917,7	147,4	356,235	401,235	N-80 / 68 #
143	139	NO ENTRA	43,65	6172,71	-1169,71	924,2	148,5	358,772	403,772	N-80 / 68 #
144	138	NO ENTRA	43,58	6216,29	-1213,29	930,8	149,5	361,305	406,305	N-80 / 68 #
145	137	NO ENTRA	43,36	6259,65	-1256,65	937,3	150,6	363,825	408,825	N-80 / 68 #
146	136	NO ENTRA	43,65	6303,30	-1300,30	943,8	151,6	366,362	411,362	N-80 / 68 #
147	135	NO ENTRA	43,54	6346,84	-1343,84	950,3	152,6	368,893	413,893	N-80 / 68 #
148	134	NO ENTRA	43,86	6390,70	-1387,70	956,9	153,7	371,442	416,442	N-80 / 68 #
149	133	NO ENTRA	43,19	6433,89	-1430,89	963,3	154,7	373,953	418,953	N-80 / 68 #
150	132	NO ENTRA	43,91	6477,80	-1474,80	969,9	155,8	376,505	421,505	N-80 / 68 #
151	131	NO ENTRA	43,57	6521,37	-1518,37	976,4	156,8	379,037	424,037	N-80 / 68 #
152	130	NO ENTRA	43,70	6565,07	-1562,07	983,0	157,9	381,577	426,577	N-80 / 68 #
153	129	NO ENTRA	43,18	6608,25	-1605,25	989,5	158,9	384,087	429,087	N-80 / 68 #
154	128	NO ENTRA	43,16	6651,41	-1648,41	995,9	160,0	386,595	431,595	N-80 / 68 #
155	127	NO ENTRA	43,52	6694,93	-1691,93	1002,4	161,0	389,125	434,125	N-80 / 68 #
156	126	NO ENTRA	43,40	6738,33	-1735,33	1008,9	162,1	391,647	436,647	N-80 / 68 #
157	125	NO ENTRA	43,13	6781,46	-1778,46	1015,4	163,1	394,154	439,154	N-80 / 68 #
158	124	NO ENTRA	43,65	6825,11	-1822,11	1021,9	164,2	396,691	441,691	N-80 / 68 #

JUNTAS QUE ENTRAN EN EL HUECO:	116	EQUIPO DE FLOTACION:
JUNTAS QUE NO ENTRAN:	42	-(1) FLOAT SHOE: K-55, 48-72#, BTC, Mod: 3031, P/N: 488706, WTF
TOTAL DE JUNTAS:	158	-(1) FLOAT COLLAR: K-55, 48-72#, BTC, Mod: 402 NP, P/N: 488873, WTF
NUMERO DE CENTRALIZADORES:	7	

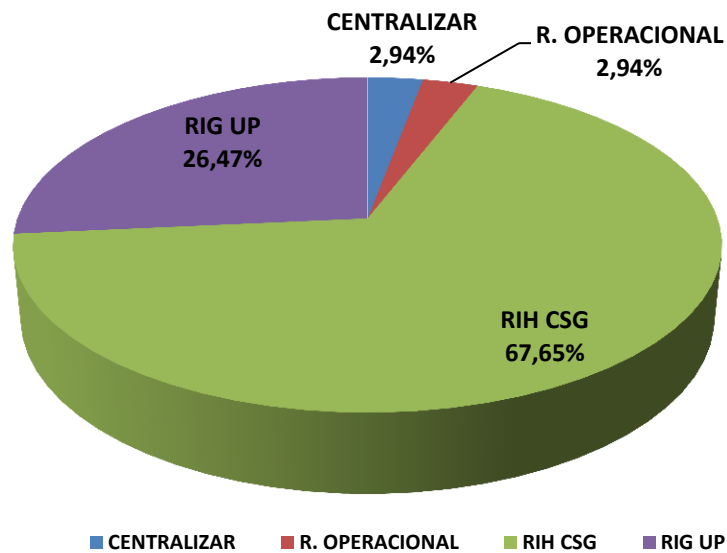
Fuente: Equipo operaciones UIS

Gráfica 44. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 17 ½"



Gráfica 45. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la corrida de casing fase 17 ½"

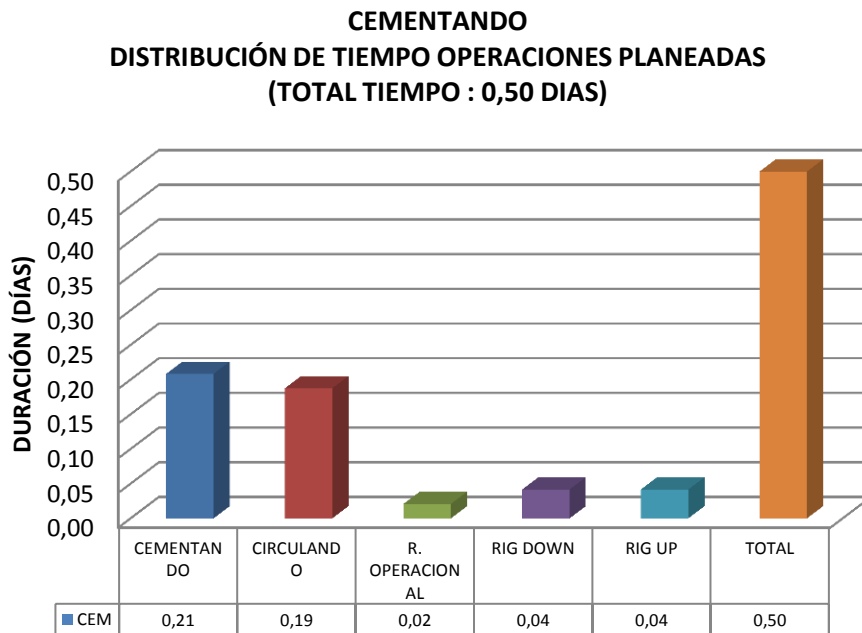
**CORRIDA DE CASING
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,71 DIAS)**



4.2.2.9 Cementación: La operación de cementación comienza el día 31 de julio del 2012 a las 23:00 horas realizando una reunión pre-operacional para cementar revestimiento de 13 ³/₈" la operación está a cargo de (CPVEN).

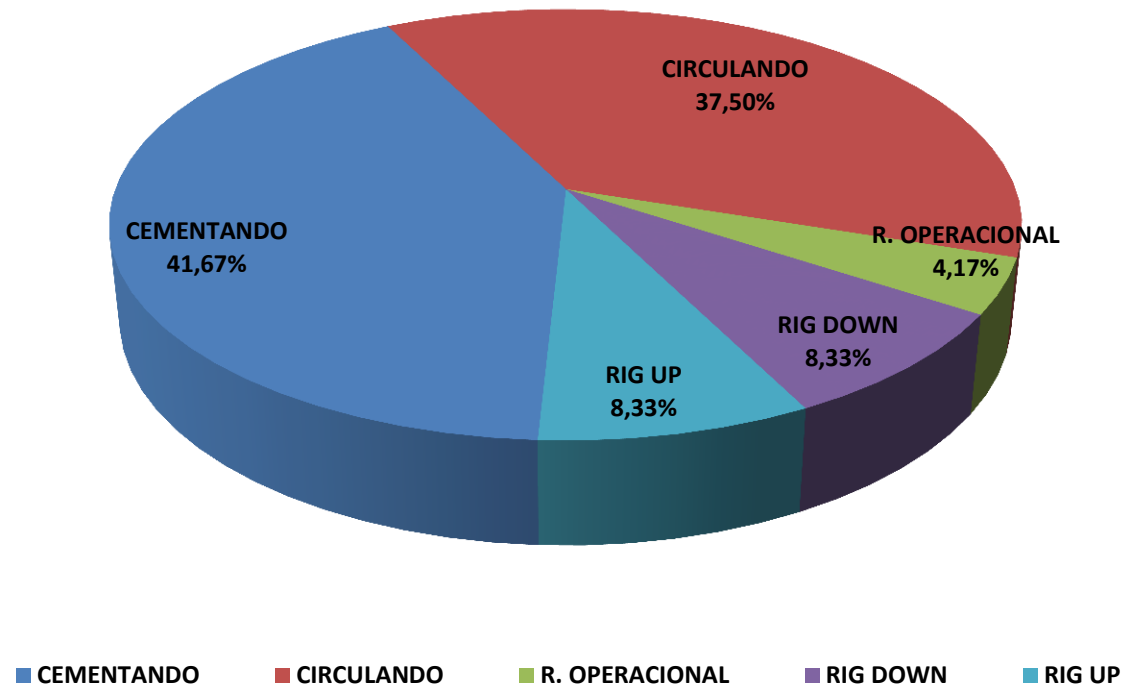
Se realizó trabajo de cementación de tubería de revestimiento de 13 ³/₈ pulgadas bombeando 30 bbl de lavador químico, (CWM) con densidad de 8,4 ppg, 50 bbl de espaciador mecánico (CSL) con densidad de 11,0 ppg, con una presión final de 700 psi, para la lechada de relleno se mezcla y bombean 1266 sx de cemento clase G, marca Dyckerhoff, con 1% bentonita (1190 Lbs), 0,3% retardador CR3 (357 Lbs), 0,5% controlador de filtrado CCF-1 (595 Lbs), 0,05%, antiespumante Gal/Sx (6 Gal), para la lechada principal se mezcla y bombean 947 Sx, Cemento clase G marca Dyckerhoff, con 0,05% retardador CR3 (445 Lbs), 0,5% controlador de filtrado CCF-1 (445 Lbs), 0,005%, antiespumante Gal/Sx (4 Gal).La operación termina el día 01 de agosto del 2012 a las 11:30 horas.

Gráfica 46. Distribución de tiempo actividades planeadas durante cementación fase 17 ¹/₂"



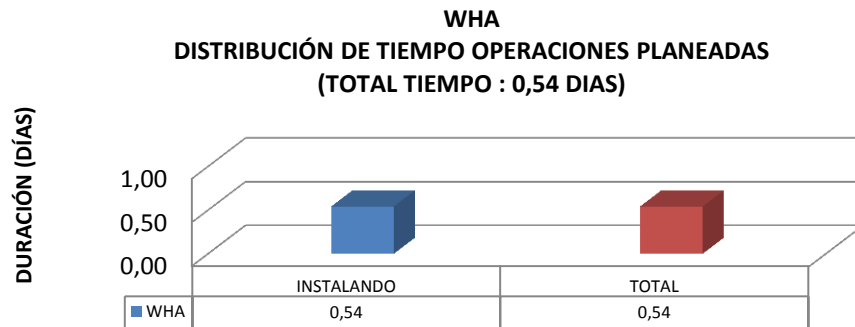
Gráfica 47 Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la cementación fase 17 ½”

CEMENTACIÓN
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,50 DIAS)

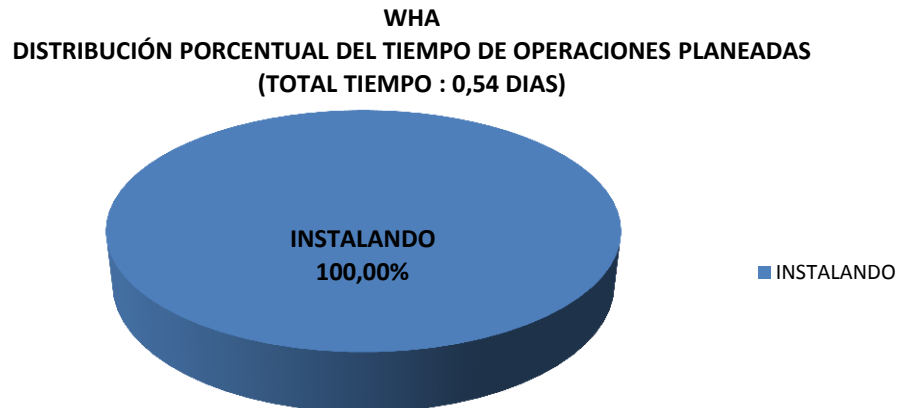


4.2.2.10 Instalación WHA: La instalación de la sección B: Casing head spool 13 5/8" 5M, inicia a las 11:00 horas del día 01 de agosto del 2012, Tensionó a 3.000 Lbs. Instaló DSA 20 3/4" 3M R-74 x 13 5/8" 5M BX-160 a Sección B. Levantó sección B y alineó con el centro del pozo. Sentó sección B a la sección A y ajustó espárragos. Probó con aceite a 1500 psi para verificar funcionamiento de sello de los empaques²¹, concluye la operación el día 19 de junio de 2012 a las 07:00.

Gráfica 48. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 17½"

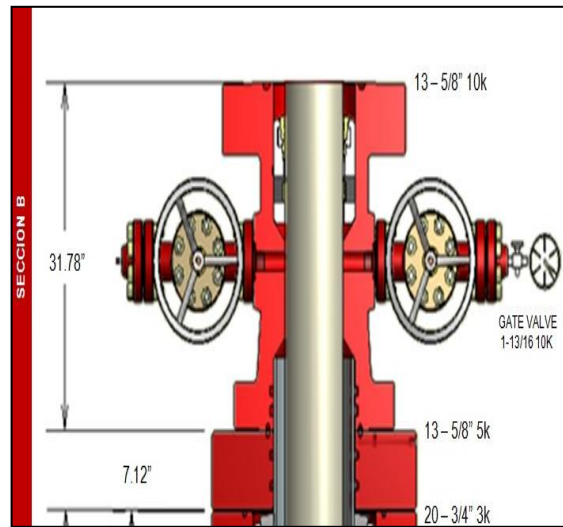


Gráfica 49. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de WHA fase 17½"



²¹ Tomado de Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

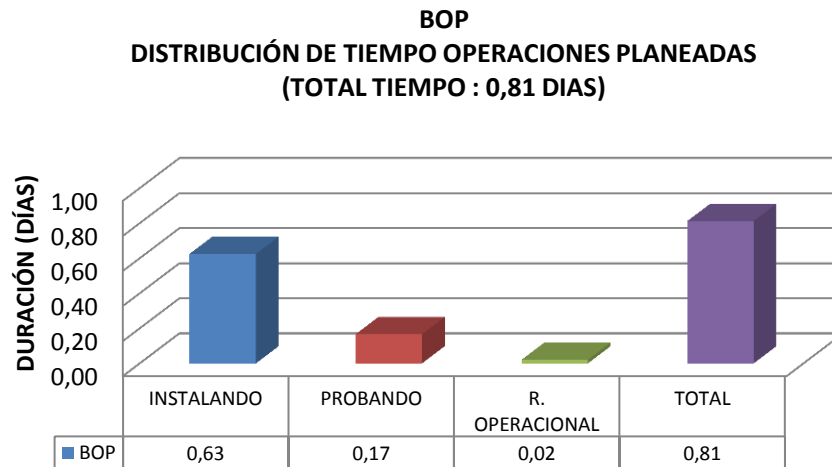
Figura 34. Cabezal de pozo – Sección B 13 5/8" X 9 5/8"



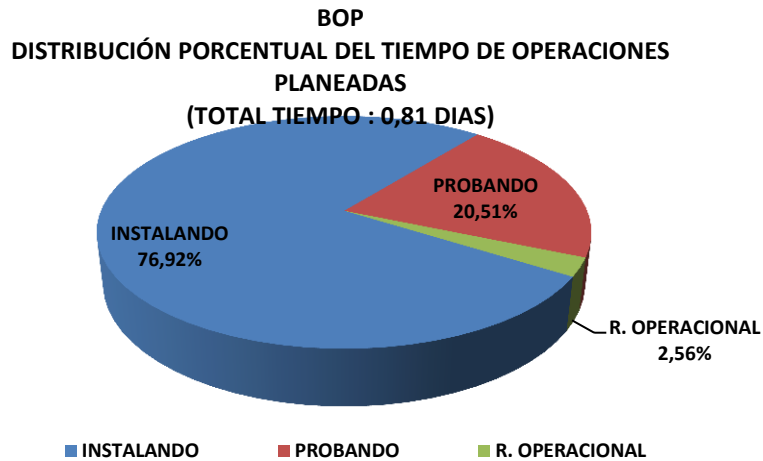
Fuente: Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

4.2.2.11 Instalación BOP: La instalación y prueba del conjunto de BOP 13 5/8" X 10M, inicia a las 00:00 del día 01 de agosto de 2012 y concluye a las 19:30 día 01 de agosto de 2012 desarrollándose las siguientes actividades planeadas.

Gráfica 50. Distribución de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 17½"

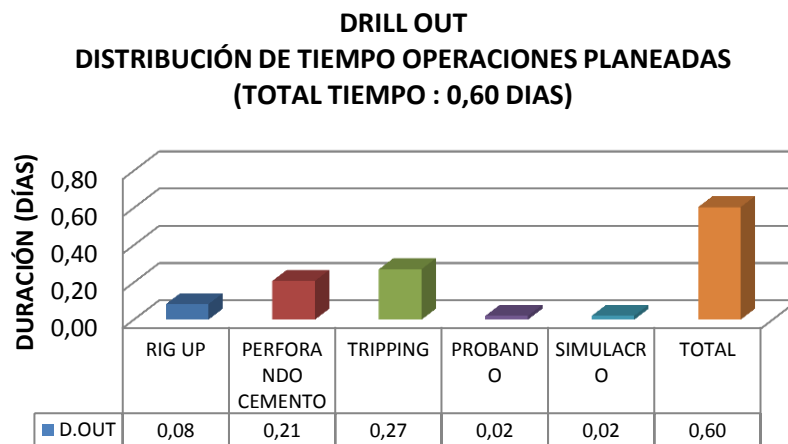


Gráfica 51. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante la instalación de BOP fase 17½"

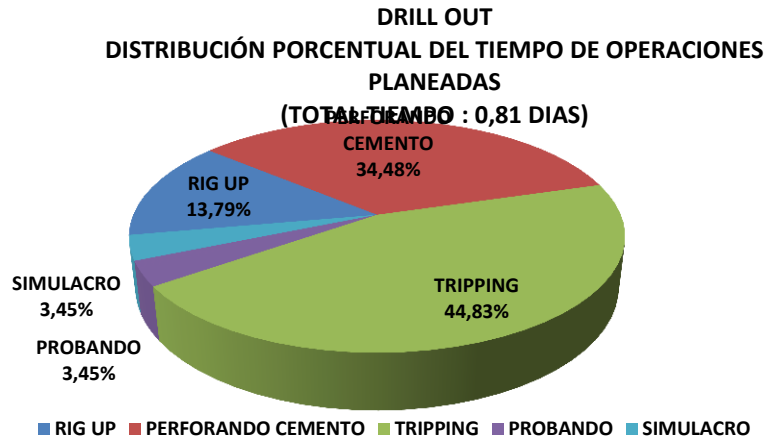


4.2.2.12 Drill Out: El 02 de agosto del 2012 a las 19:30 horas se inicia el drill out bajando BHA No.12 con broca 8-3R, hasta 4857 donde se verifica tope de cemento, se realiza drill out de cemento más zapato del casing de 13 3/8" más bolsillo de cemento desde 4857' hasta 5010'. Se finaliza el drill out con un simulacro de control de pozo a las 10:30 horas del día 03 agosto del 2012.

Gráfica 52. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el Drill Out fase 17½"

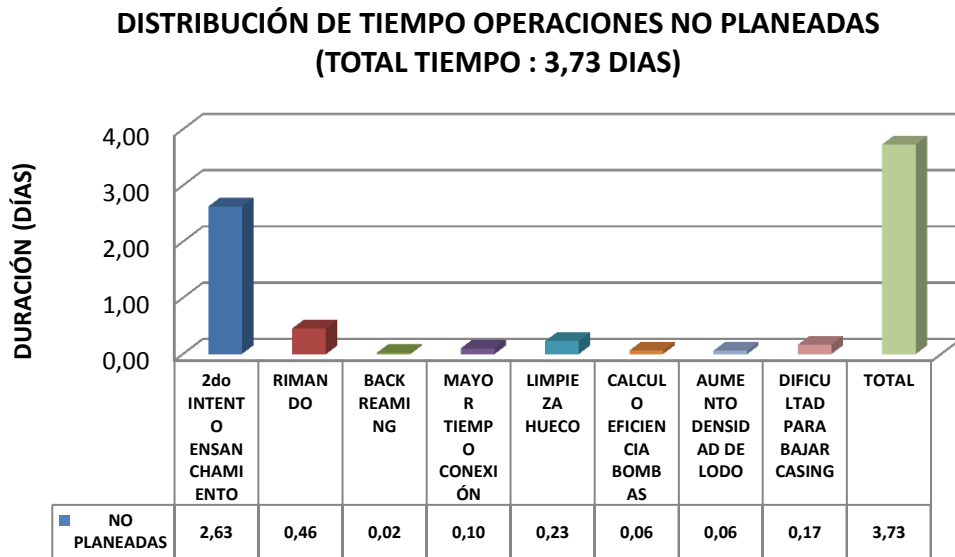


Gráfica 53. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el *Drill Out* fase 17½”



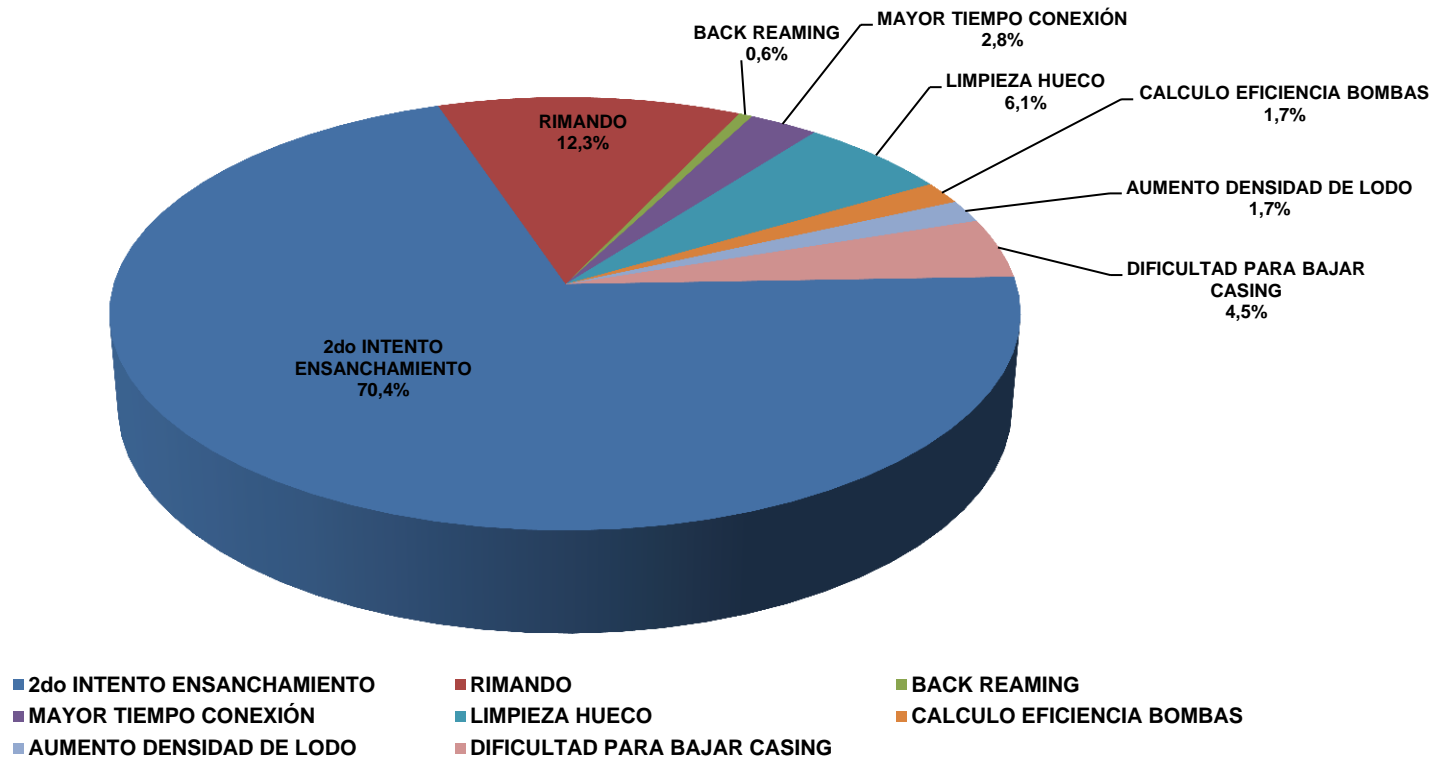
4.2.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 17 ½”. En la ejecución de la perforación de la fase 17 ½” se presentaron una gran variedad de actividades no planeadas para un total de 89,5 horas equivalentes a 3,73 días.

Gráfica 54. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 17 ½”



Gráfica 55. Distribución porcentual de tiempo operaciones no planeadas fase 17 1/2"

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES NO PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 3,73 DÍAS)**



4.2.3.1 Segundo intento ensanchamiento intervalo 790' hasta 5002': Durante el desarrollo de la fase, fue necesario realizar un nuevo intento para ensanchar el intervalo de 790 pies a 5010 pies ya que cuando se realizó el primer intento de ensanchamiento la broca PDC No 10 de 17 ½" salió a superficie fuera de gauge 5,25", desgastada por abrasión de la formación, lo cual dio explicación a las altas ROP presentadas, esta actividad no planeada tuvo una duración de 63 horas equivalente a 2,63 días de operaciones adicionales durante las cuales se presentaron ROP anormales en el intervalo 3500 a 3519, se saca tubería con dificultad en el intervalo de 4472' hasta 4539' y se bajó nuevamente hasta 4772', con intentos permanentes de pegas por empaquetamiento.

4.2.3.2 Rimando: Operación no planeada para el desarrollo de esta fase, la cual fue consecuencia de distintos puntos apretados encontrados mientras se bajaba la sarta, para realizar actividades de perforación, corazonamiento, ensanchamiento y acondicionamiento para casing, esta actividad no planeada tuvo una duración de 11 horas equivalente a 0,46 días de operaciones adicionales. Las operaciones de rimado se realizaron en los siguientes intervalos.

- 2681 pies a 2760 pies
- 2960 pies a 3710 pies
- 3778 pies a 4200 pies
- 2115 pies a 2478 pies
- 3446 pies a 4397 pies
- 4397 pies a 5010 pies

4.2.3.3 Backreaming: Operación no planeada para el desarrollo de esta fase, la cual fue consecuencia la sobretensión de 40 Klbs en 3705' encontrada mientras se sacaba la sarta, por lo cual fue necesario realizar backreaming en el intervalo de 3705 pies a 3669 pies, esta actividad no planeada tuvo una duración de 0,5 horas equivalente a 0,02 días de operaciones adicionales.

4.2.3.4 Mayor tiempo de conexión: Durante la perforación del intervalo comprendido entre 3805 Y 4185 pies se presentaron mayores tiempos de conexión, las conexiones 33, 34, 35, 36 y 37 tuvieron una duración en promedio de 0,5 horas cada una, lo cual no estaba contemplado, esta actividad no planeada tuvo una duración de 2,5 horas equivalente a 0,10 días de operaciones adicionales.

4.2.3.5 Limpieza del hueco: Debido a malas condiciones del hueco, a la presencia de alto over pull (30 - 50 Klbs), se programó circular fondo arriba reciprocando sarta para evaluar volumen de cavings, esta actividad no planeada tuvo una duración de 5,5 horas equivalente a 0,23 días de operaciones adicionales.

4.2.3.6 Calculo eficiencia bombas: Operación no planeada para el desarrollo de esta fase, se verificó alineación de bombas al tanque de viaje para calcular eficiencia a cada bomba y realizó prueba de eficiencia:

Bomba #1: 86%, 0.07523 bls/stk, 3.16 gal/stk;

Bomba #2 y3: 95%, 0.13574 bls/stk, 5.70 gal/stk

Eficiencia simultánea a 3 bombas resultando 95%

Esta actividad no planeada tuvo una duración de 1,5 horas equivalente a 0,063 días de operaciones adicionales.

4.2.3.7 Aumento densidad de lodo: Se observaron puntos apretados a 4972, 4981', 4997', 4999', 5008' Se decidió aumentar la densidad del lodo de 9.2 a 9.5 ppg, debido a los constantes intentos de pega, continuó circulando y reciprocando sarta hasta retornos limpios 0,8 bls/hora. Esta actividad no planeada tuvo una duración de 1,5 horas equivalente a 0,063 días de operaciones adicionales.

4.2.3.8 Dificultad para bajar Casing: Durante la corrida de casing se presentó dificultad para bajar en el intervalo de 3799 pies hasta 4923 pies, la junta 114 y el intervalo de 4923 pies hasta 5003 pies la junta 116. En este Intervalo se bajó revestimiento con 200 - 250 Klbs de peso y rotó en punto libre con CRT sin sobrepasar *Make Up Torq*, Esta actividad no planeada tuvo una duración de 4 horas equivalente a 0,17 días de operaciones adicionales.

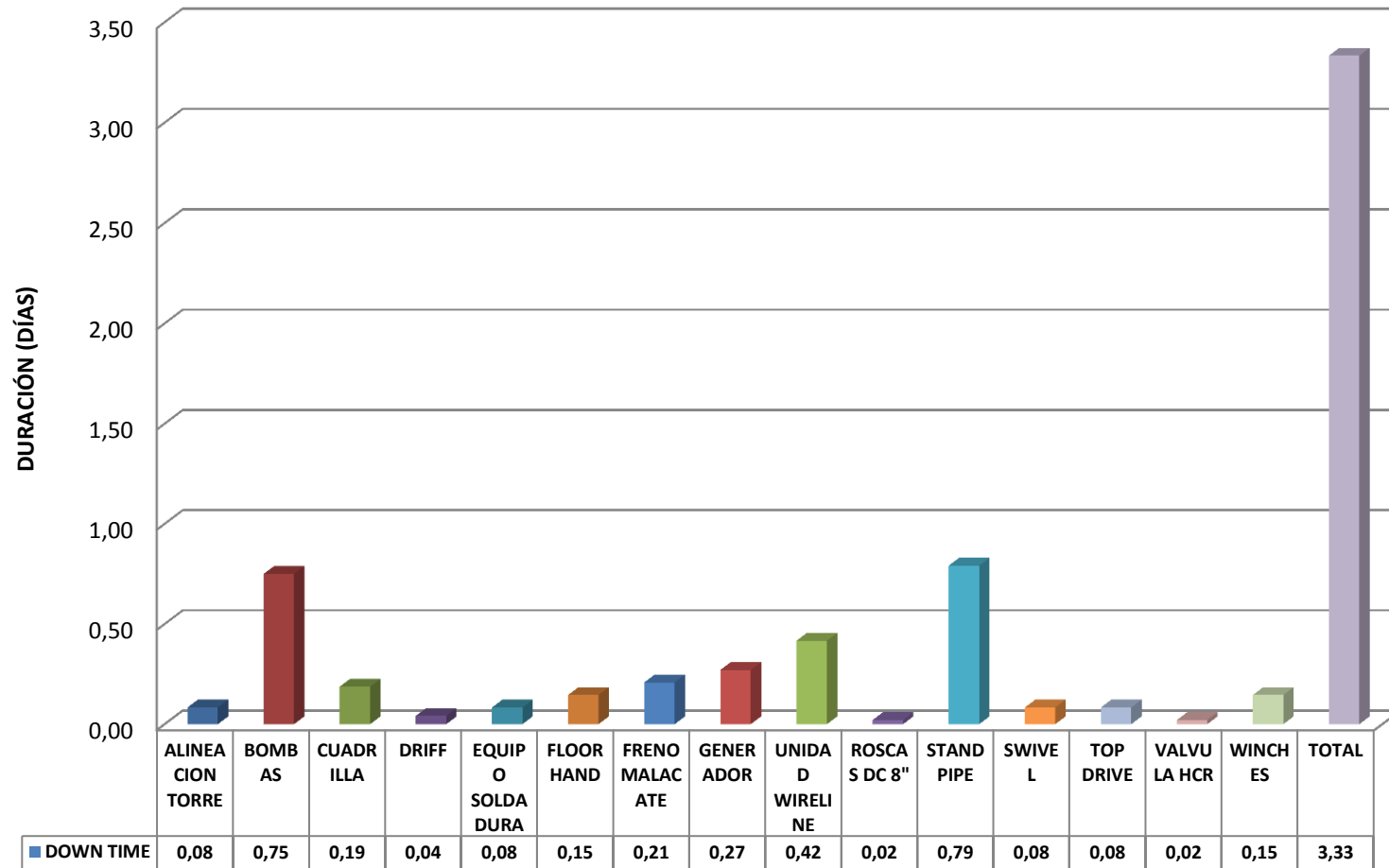
4.2.4 Distribución Down Time Fase 17 ½”. Durante la perforación de la fase 17 ½” se presentaron diversas fallas de equipos que significaron una marcada pérdida de tiempo, las cuales fueron identificadas durante el desarrollo de cada actividad a continuación relacionaremos los equipos y personal que fallaron durante la perforación de la fase:

Tabla 27. Distribución Down Time fase 17 ½”

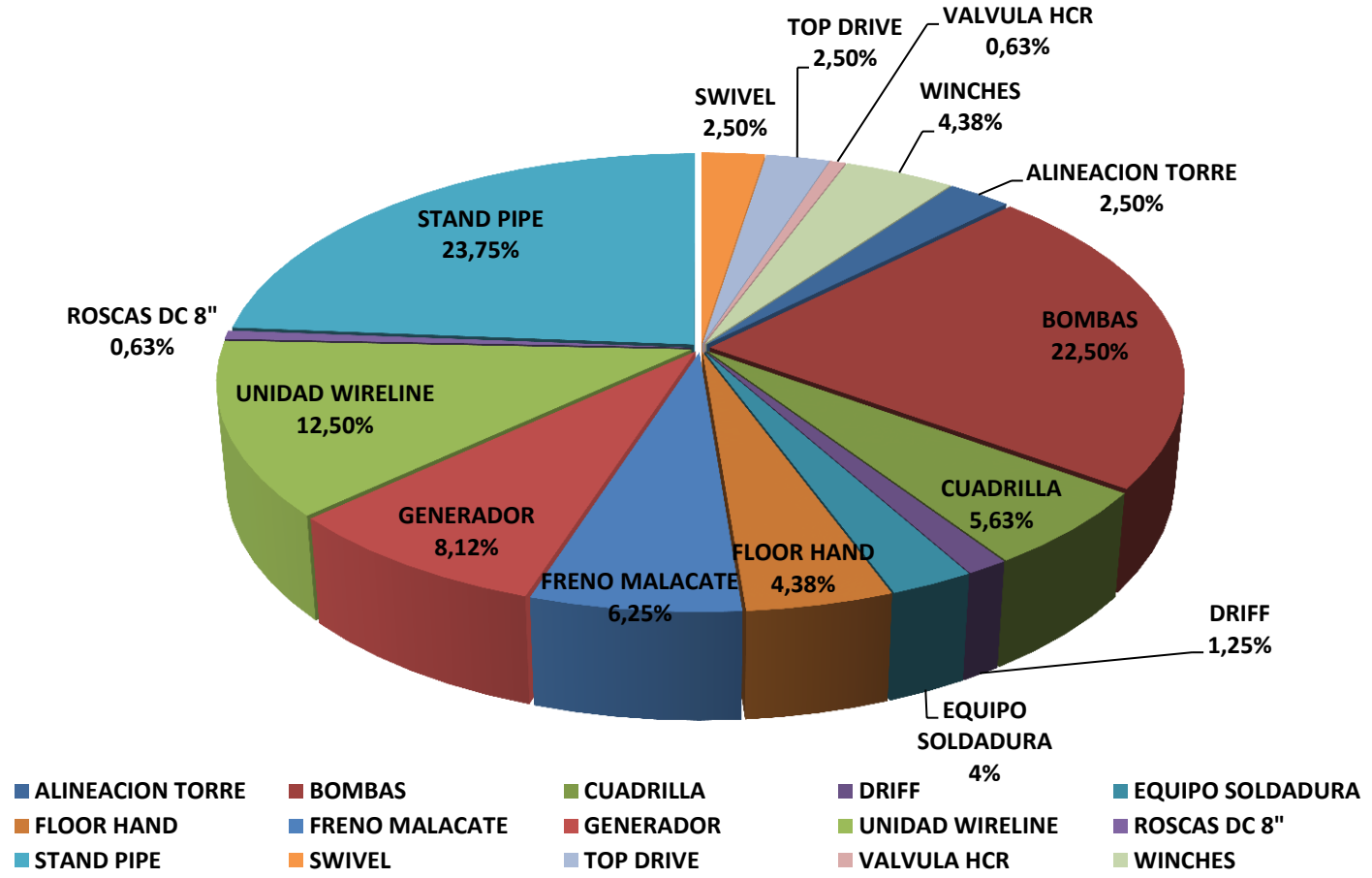
DOWN TIME	RESPONSABLE	HORAS	DIAS
ALINEACION TORRE	ERAZO VALENCIA	2,00	0,08
BOMBAS	ERAZO VALENCIA	18,00	0,75
CUADRILLA	ERAZO VALENCIA	4,50	0,19
DRIFF	ERAZO VALENCIA	1,00	0,04
EQUIPO SOLDADURA	ERAZO VALENCIA	2,00	0,08
FLOOR HAND	ERAZO VALENCIA	3,50	0,15
FRENO MALACATE	ERAZO VALENCIA	5,00	0,21
GENERADOR	ERAZO VALENCIA	6,50	0,27
UNIDAD WIRELINE	HALLIBURTON	10,00	0,42
ROSCAS DC 8"	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
STAND PIPE	ERAZO VALENCIA	4,00	0,17
SWIVEL	ERAZO VALENCIA	2,00	0,08
TOP DRIVE	ERAZO VALENCIA	17,00	0,71
VALVULA HCR	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
WINCHES	ERAZO VALENCIA	3,50	0,15
TOTAL		80,00	3,33

Gráfica 56. Distribución Down Time fase 17 1/2"

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO DOWN TIME
(TOTAL TIEMPO : 3,33 DÍAS)**



Gráfica 57. Distribución porcentual Down Time fase 17 1/2"
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DOWN TIME FASE 17 1/2"
DURACION TOTAL 3,33 DIAS



4.2.4.1 Unidad Wireline: Durante el corazonamiento de los Intervalos de 2500 pies a 3105 pies y de 4200 pies a 4290 pies la unidad Wireline presentó problemas con el indicador de peso y por negligencia del personal de Halliburton que operaba el cable choco contra el empaque de superficie reventando el cable, esto ocasiono una pérdida de tiempo de 10 horas equivalentes a 0,42 días.

4.2.4.2 Bombas de lodo: Durante esta fase las bombas de lodos del Equipo de Erazo Valencia (RIG 5) fueron una vez unos de los equipos con mayores pérdidas de tiempo, los intervalos en los cuales se presentaron daños fueron los siguientes:

- Durante el corazonamiento del Intervalo de 2500 pies a 3105 pies por Taponamiento de los filtros de succión.
- Durante la perforación de 3105 pies a 4200 pies por daño en eje de ventilador, válvula de seguridad y cavitación.
- Durante el ensanchamiento de 709 pies a 5002 pies por daño en la válvula de seguridad, cambio de pistón, recalentamiento de correas, fuga en dámper y recalentamiento de bomba 2
- Durante el Acondicionamiento para bajar casing de 13 3/8" por daño en el pistón, convertidor de torque, correas de la centrifuga alimentadora, presencia de cavitación y fuga en el motor.

Las reparaciones de estas fallas ocasionaron un total de tiempo perdido de 18 horas equivalentes a 0,75 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.3 DRIFT: Se presentaron problemas de atrapamiento de conejo en los dos primeros *Heavy Weigth Drill Pipe* de la sarta de corazonamiento usada en el segundo intervalo de corazonamiento. Se perdieron 1,0 horas equivalentes a 0,04 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.4 Equipo de soldadura: El equipo de soldadura de la compañía Erazo Valencia falló por lo cual se esperó la llegada de un nuevo equipo de soldadura, lo cual generó una pérdida de 2,0 horas equivalentes a 0,08 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.5 Floor Hand: La llave hidráulica presenta daños que retrasan las operaciones, con dificultad realiza conexión de la broca y se hace necesario cambiar los insertos superiores e inferiores por desgaste y desajuste, esto generó una pérdida de 3,5 horas equivalentes a 0,15 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.6 Generador eléctrico: El generador de la compañía Erazo Valencia falló en reiteradas ocasiones dejando sin energía todo el equipo de perforación impidiendo así el desarrollo normal de las operaciones, durante el corazonamiento del primer intervalo se presentaron las fallas con mayor frecuencia, “causando el taponamiento del *inner barrel* al top drive quedar sin movimiento”²², esto generó una pérdida de 6,5 horas equivalentes a 0,27 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.7 Malacate: Durante la operación en las actividades de corazonamiento del primer intervalo se presentan fallas constantes en el freno del malacate, esto generó una pérdida de 5,0 horas equivalentes a 0,21 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.8 Cuadrilla Erazo Valencia: Durante la corrida de casing de 13 3/8” la cuadrilla de la compañía Erazo Valencia el perforador montó tubo por mala operación luego intentó conectar tubo No. 21 sin éxito debido a que comprometió su pin y la caja de tubo No. 20.

²² Tomado de Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

Durante la conexión del tubo No. 115 se observó tubo montado se realizan dos intentos para desenroscar, esto generó una pérdida de 4,5 horas equivalentes a 0,19 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.9 Rosca DC: Utilizó tiempo en realizar apretado y soltado (*break-in*) de 2 Drill Collar de 8",²³ esto generó una pérdida de 0,5 horas equivalentes a 0,02 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.10 Stand Pipe: Durante la operación se presentan fugas de lodo en la parte superior de *stand pipe* (cuello de ganso), se realizaron trabajos de soldadura en la unión de golpe de línea 5" por presentar fugas y refuerzos del cordón de soldadura por que continuaban las fugas, Evento que generó pérdidas de 19,0 horas equivalentes a 0,79 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.11 SWIVEL: Durante la perforación del intervalo de 3105 pies a 4200 pies se presentó fuga de lodo en mariposa de la línea del *Stand pipe*. Evento que generó pérdidas de 2,0 horas equivalentes a 0,08 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.12 Top Drive: El *top Drive* presentó las siguientes fallas durante el desarrollo de la fase:

- Falso contacto de un cable en el circuito de 24 que ocasionó apagado del top drive.
- Presentó problemas por bajas revoluciones, falta de potencia requerida para las condiciones de trabajo
- Presentó fuga de Combustible en la unidad de potencia del Top Drive.

²³ Tomado de Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

Estos Eventos generaron pérdidas de 2,0 horas equivalentes a 0,08 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.13 Torre: Antes de dar inicio a la perforación del intervalo de 755 pies a 2500 pies se debió alinear la torre respecto al centro del pozo y nivelarla durante el corazonamiento del primer intervalo con respecto a la mesa rotaria, lo que generó pérdidas de 2,0 horas equivalentes a 0,08 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.4.14 Winches: Se presentaron dificultades para el manejo de DC 6 ½” y 8” debido a que en el trabajadero no había winche y adicional a ello el estrobo de la llave de potencia estaba muy largo, lo que generaba dificultad para desconectar tubería. Estos eventos causaron pérdidas de 3,5 horas equivalentes a 0,15 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.2.5 Desviación en profundidad. La fase de 17 ½” se había programado para una profundidad total de 6000 fts pero teniendo en cuenta que se generaron diversos problemas durante la perforación por inestabilidad en la formación, alta presencia de puntos apretados e intentos de pega se decidió establecer como profundidad final 5010pies.

Gráfica 58. Desviación en profundidad Planeada vs ejecutada

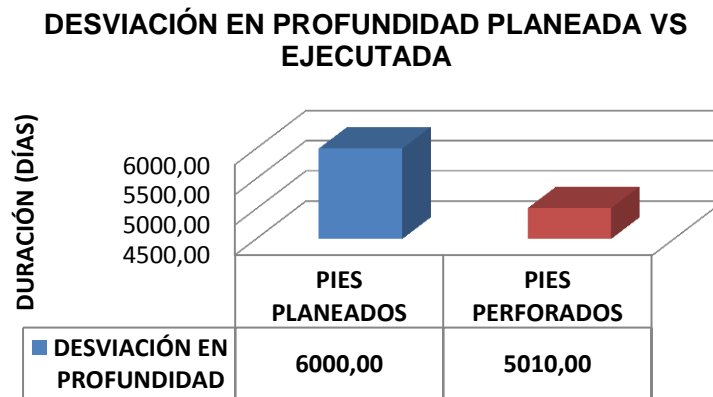
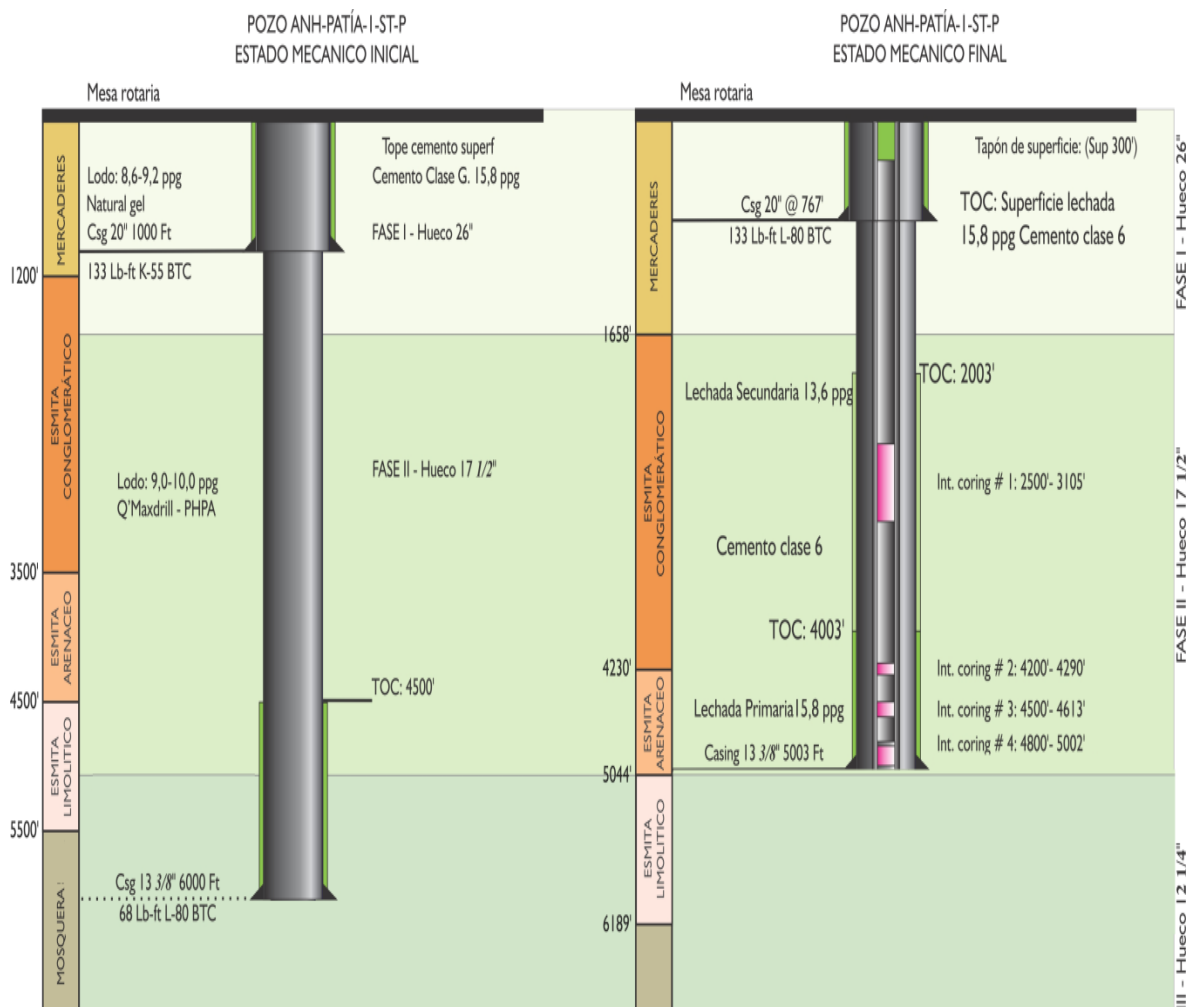


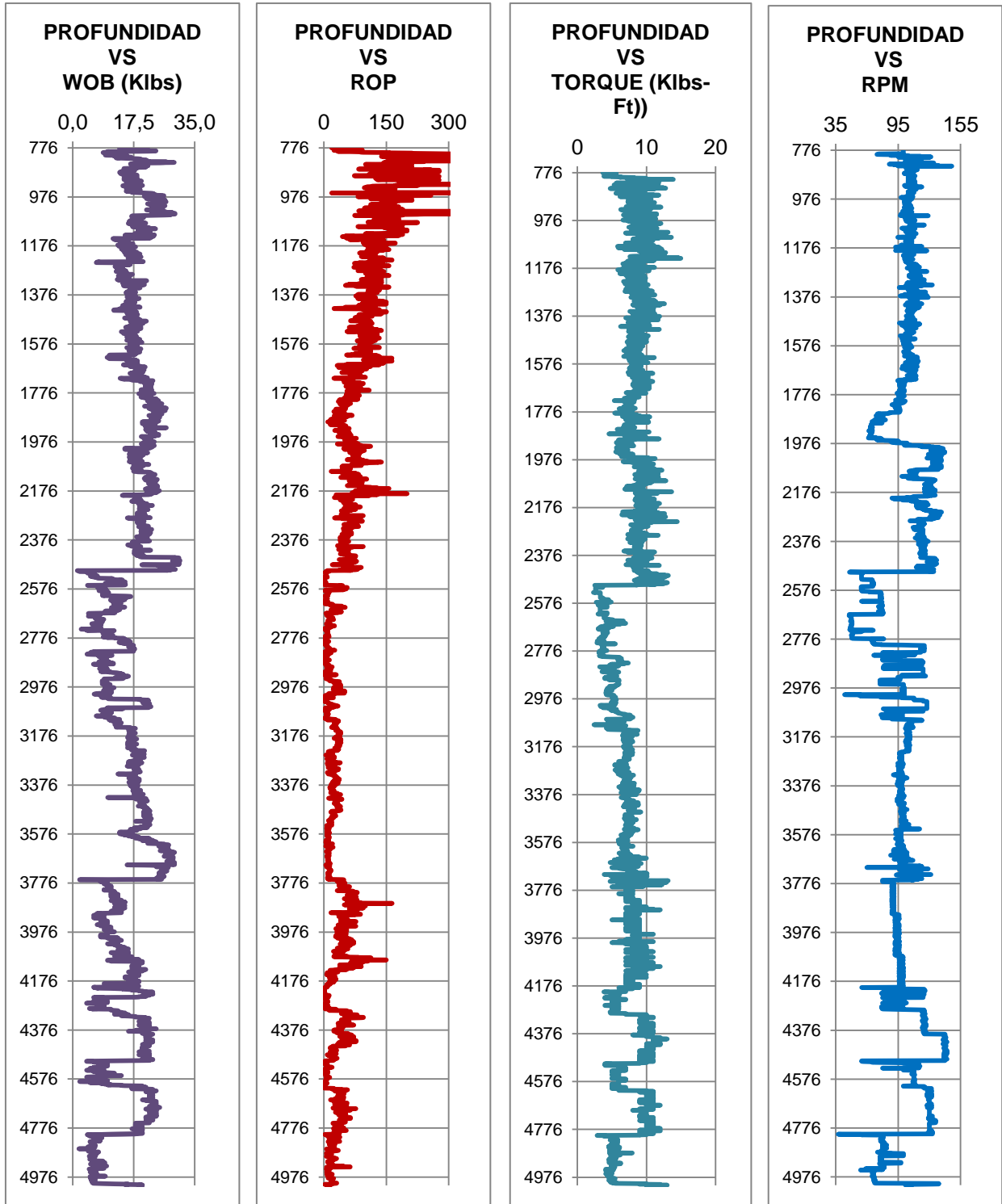
Figura 35. Estado mecánico fase 17 1/2"



Fuente: Imagen tomada de Equipo UIS y editada por los autores

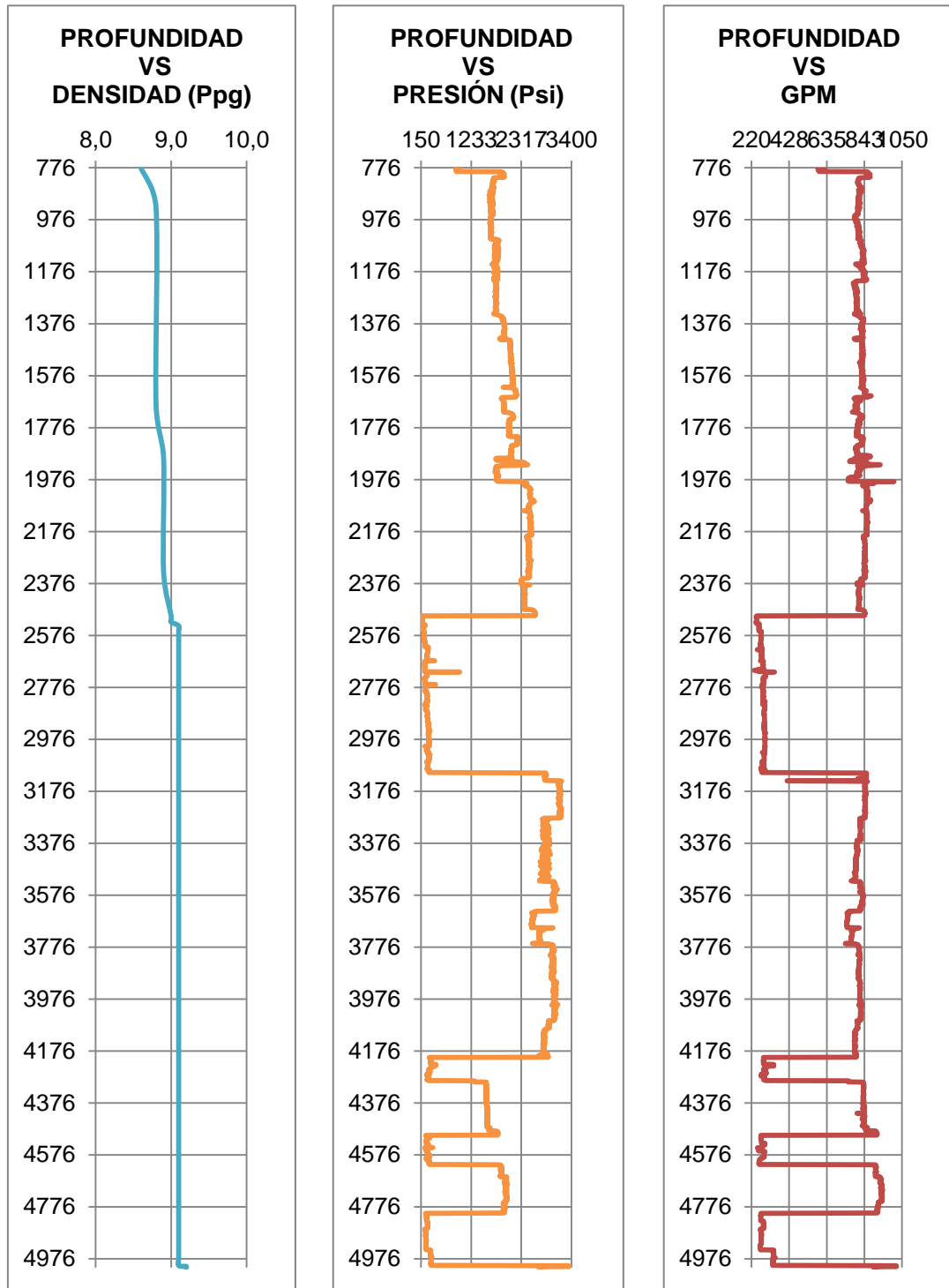
4.2.6 Parámetros operacionales mecánicos

Gráfica 59. Parámetros operacionales mecánicos fase 17 1/2"



4.2.7 Parámetros operacionales hidráulicos

Gráfica 60. Parámetros operacionales hidráulicos fase 17 1/2"

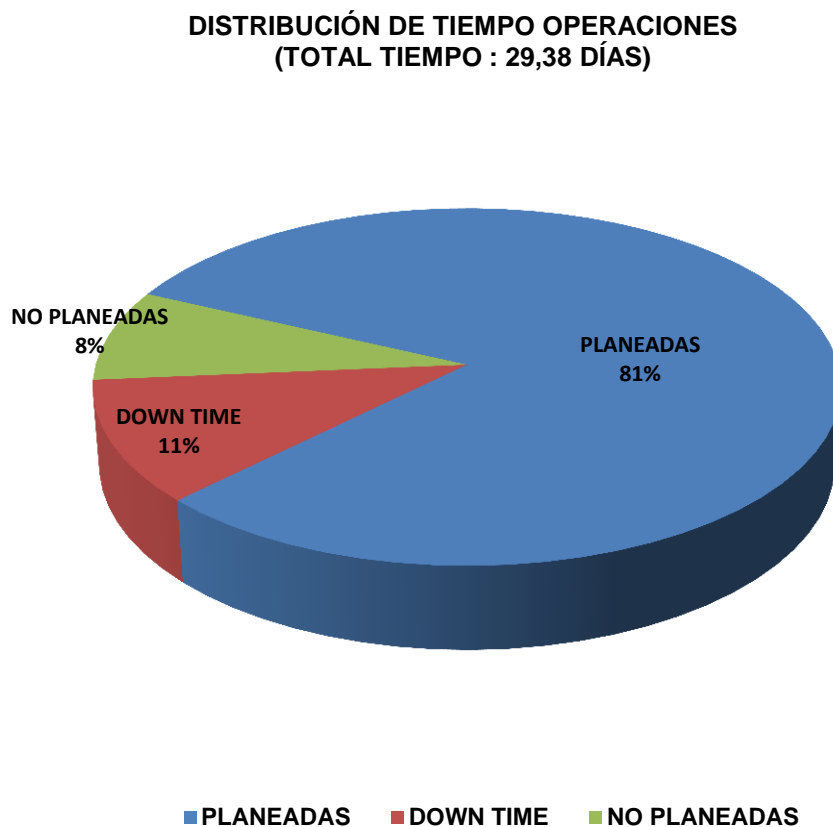


4.3 FASE 12 ¼" - POZO ANH PATIA 1

La fase 12 ¼" inicia el día 03 de junio del 2012 a las 10:30 horas a una profundidad de 5010 Pies y se da por concluida el día 1 de Septiembre del 2012 a las 19:30 horas a una profundidad de 7801 Pies, con un total de 705 horas (29,38 días) de operaciones distribuidas en Actividades Planeadas, No planeadas y Fallas de equipos.

4.3.1 Distribución de tiempo y análisis gráfico. A continuación gráficamente y mostraremos la distribución de tiempos

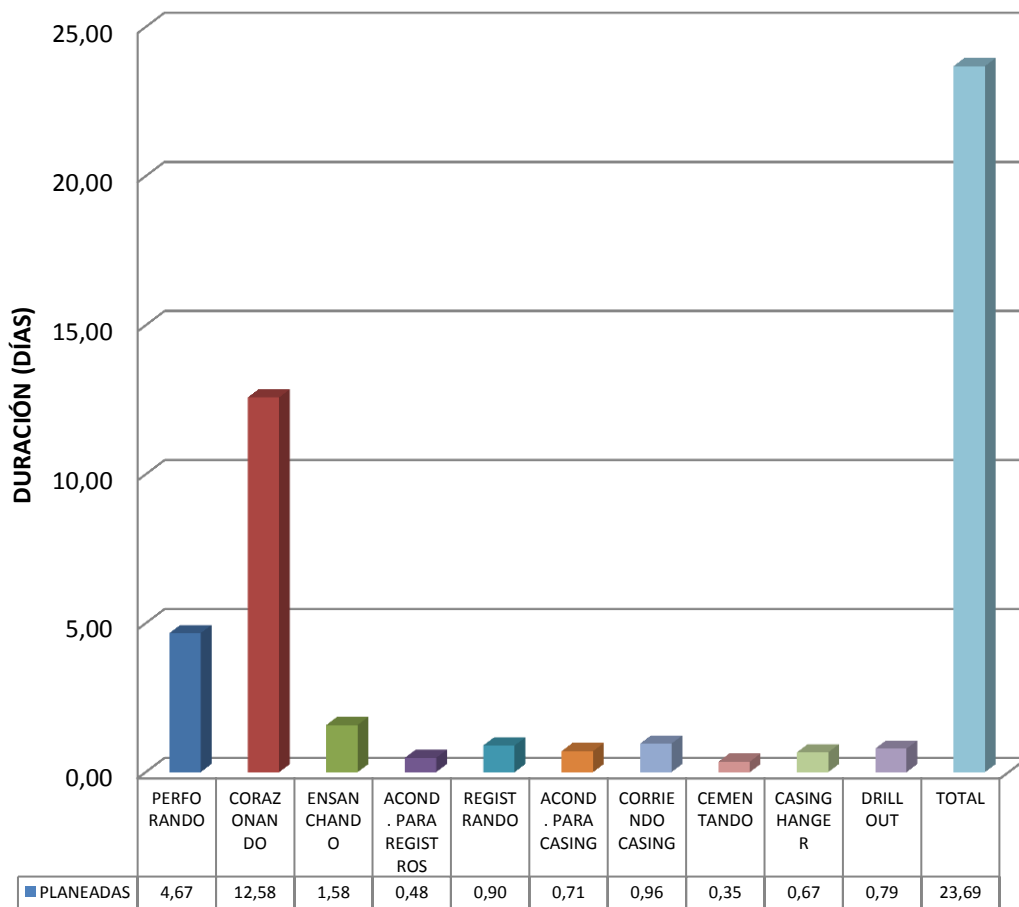
Gráfica 61. Distribución de tiempos operacionales fase 12 ¼"



4.3.2 Análisis gráfico operaciones planeadas. En la fase de 12 ¼” se planeó continuar con el corazonamiento y registrar todo el hueco perforado, a continuación mostraremos gráficamente la distribución de la duración de cada actividad planeada, la duración total de estas actividades fue de 568.5 horas equivalentes a 23,69 días.

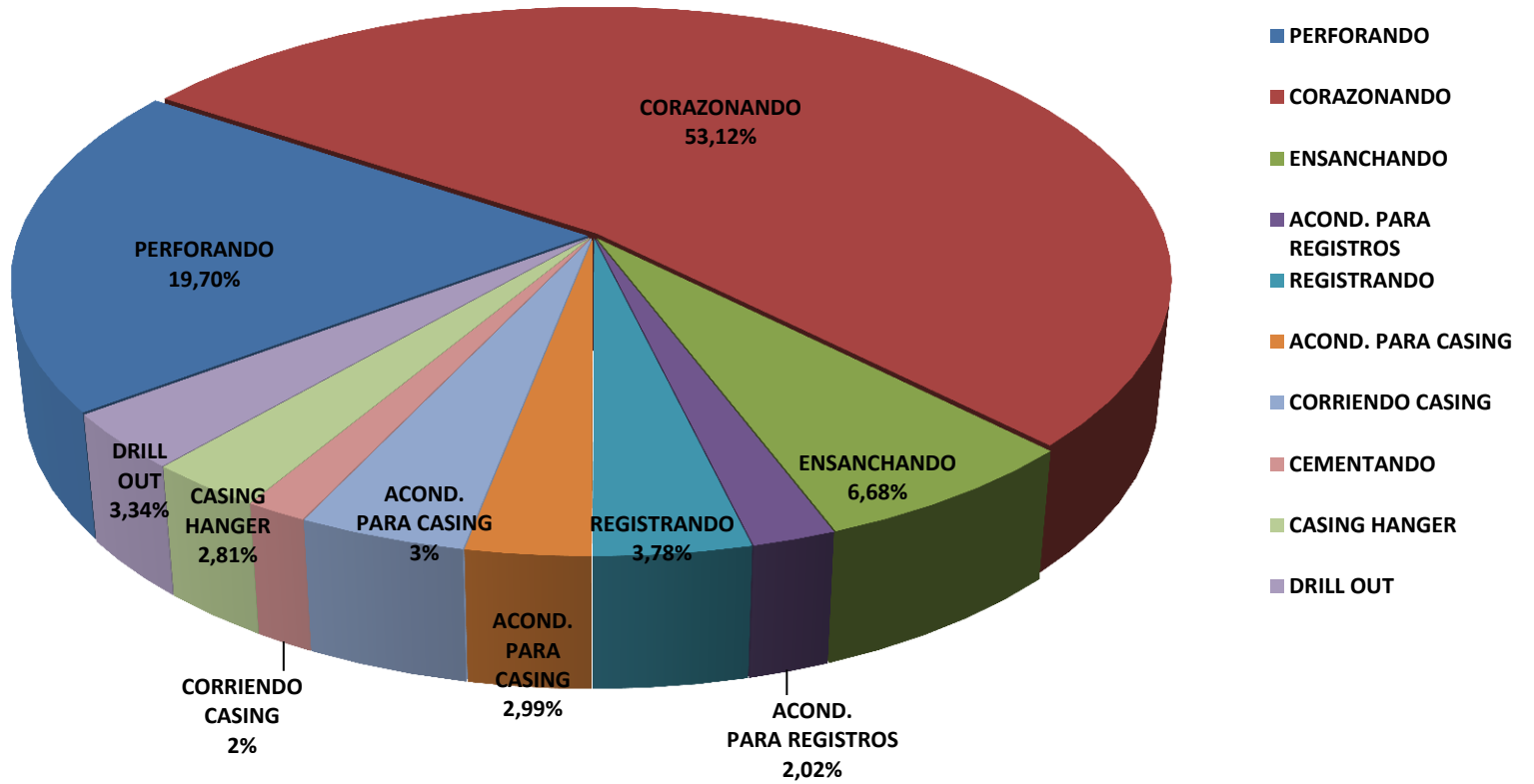
Gráfica 62. Distribución de tiempos operaciones planeadas fase 12 ¼”

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 23,69 DÍAS)**



Gráfica 63. Distribución porcentual de tiempos operaciones planeadas fase 12 ¼"

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 23,69 DÍAS)**



4.3.2.1 Corazonamiento: Durante esta fase se corazonaron 34 núcleos para un total de 810,8 pies corazonados de los cuales se recuperaron 771,5 pies para un porcentaje de recuperación del 95,15%, este corazonamiento se realizó en 2 intervalos de la siguiente manera:

- **Corazonamiento Intervalo 5020' a 5247'**

Esta operación inicia el día 03 de agosto del 2012 a las 12:30 horas, durante este intervalo se corazonaron 7 núcleos para un total de 227 pies corazonados de los cuales se recuperaron 207,7 pies para un porcentaje de recuperación del 91,48%. Para el corazonamiento de los núcleos 42 a 49 se usó barril de 30 ft, BHA No 8-2R y broca No 9R tipo F3733 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 06 de agosto del 2012 a las 09:00 horas.

Tabla 28. Resumen Intervalo 5020' a 5247'

Formación:	Esmita Miembro Limolítico
Sistema de corazonamiento	Wireline 8 ½"
Longitud del barril:	30 pies
Corazonado:	227 pies
Recuperado:	207,7 pies
% Promedio de recuperación:	91,48 %
ROP PROMEDIO del INTERVALO:	15,2 ft/hr
Viajes a superficie:	0
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	4 – 5 hrs

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Corazonamiento Intervalo 6078' a 6661'**

Esta operación inicia el día 08 de agosto del 2012 a las 17:30 horas, durante este intervalo se corazonaron 26 núcleos para un total de 583,8 pies corazonados de los cuales se recuperaron 563,8 pies para un porcentaje de recuperación del 96,58%. Para el corazonamiento de los núcleos 50 al 75 se usó barril de 30 ft, BHA No 8-3R y broca No 13 tipo FC3643 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 18 de agosto del 2012 a las 18:00 horas.

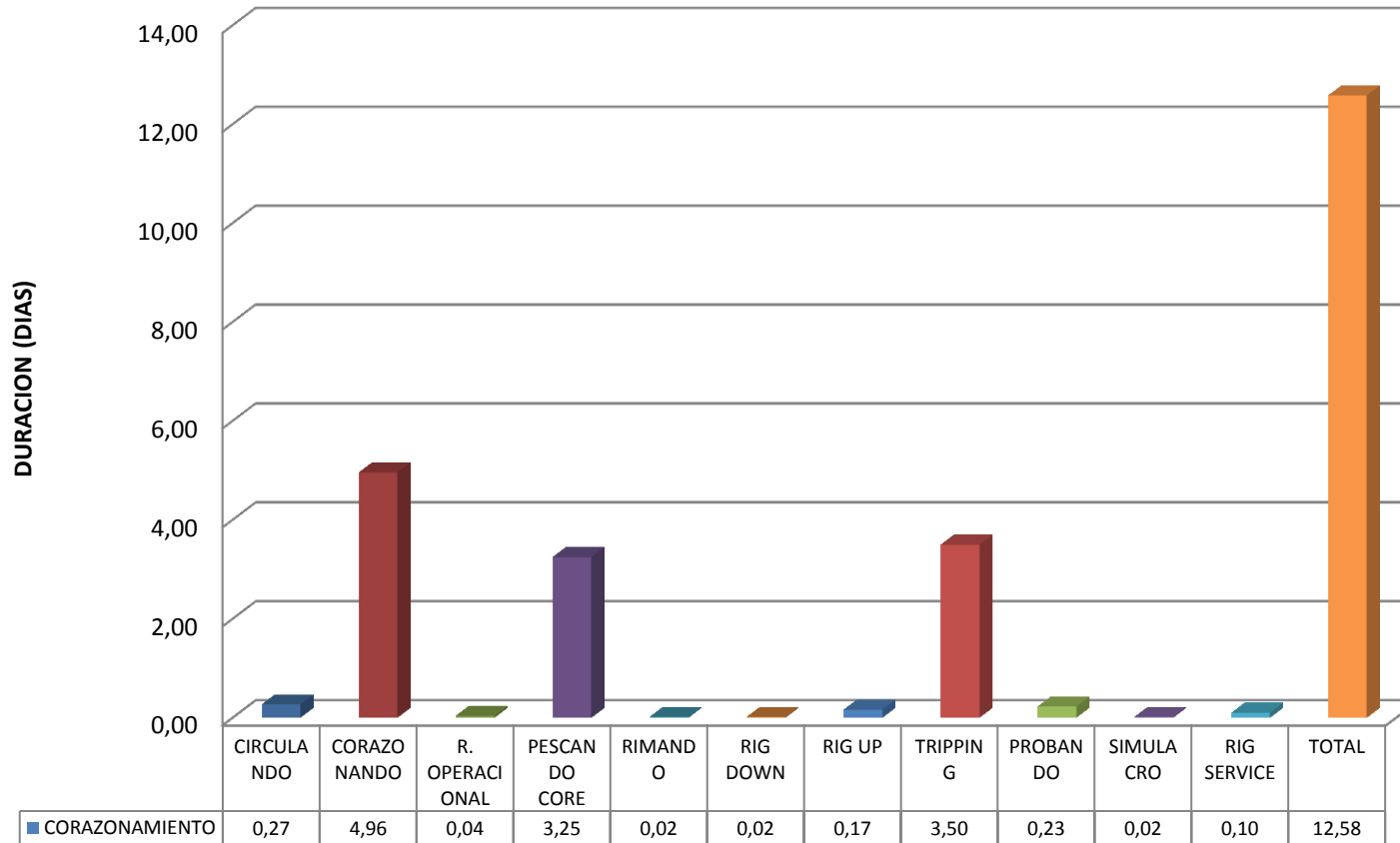
Tabla 29. Resumen Intervalo 6078' a 6661'

Formación:	Esmita Miembro Limolítico Núcleos del 50 al 52 Mosquera Núcleos del 53 al 75
Sistema de corazonamiento	Wireline 8 ½"
Longitud del barril:	30 pies
Corazonado:	583,8 pies
Recuperado:	563,8 pies
% Promedio de recuperación:	96,58 %
ROP promedio del intervalo:	7,6 ft/hr
Viajes a superficie:	0
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	4 – 7 hrs

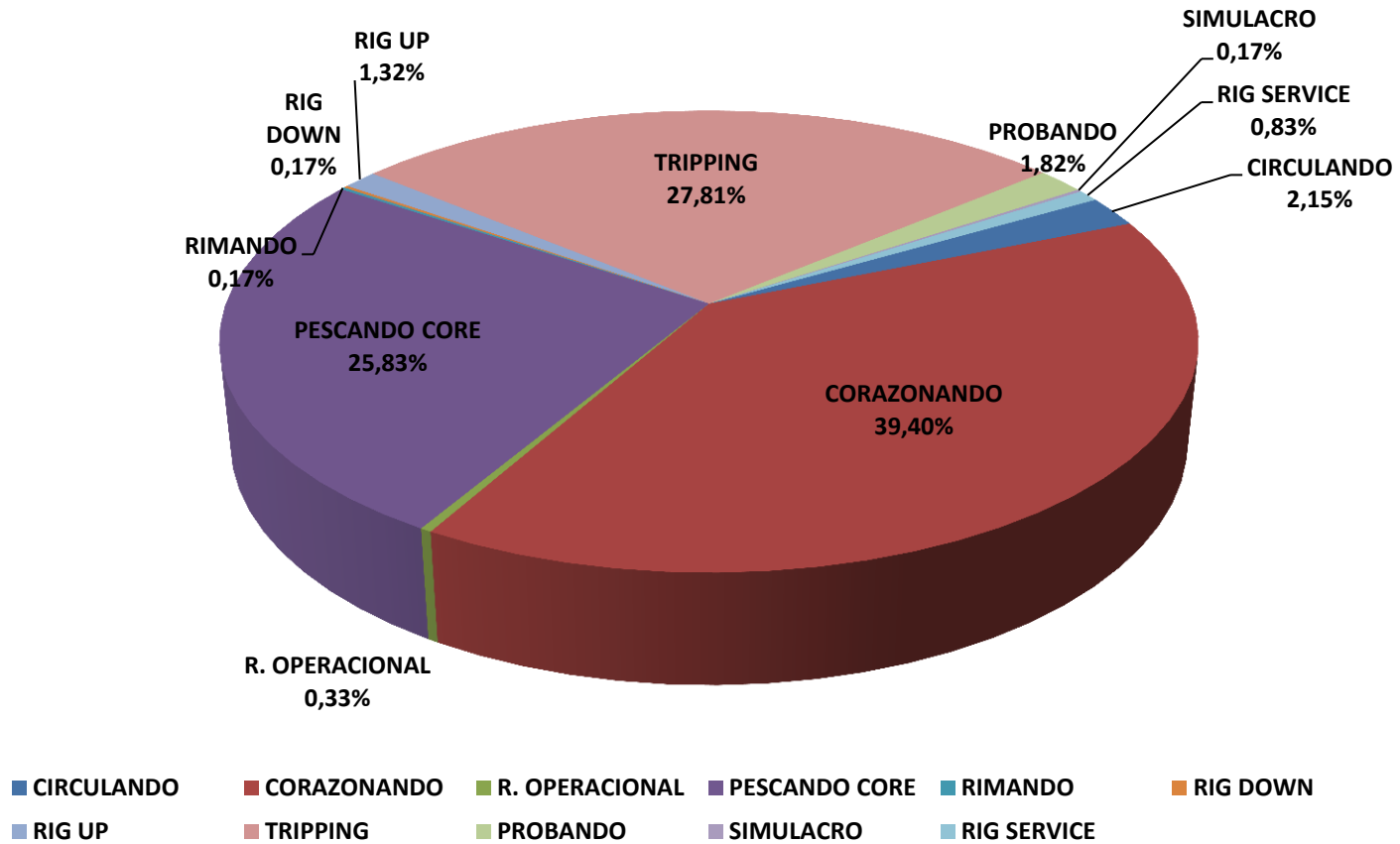
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Gráfica 64. Distribución de tiempo actividades planeadas durante el corazonamiento fase 12 ¼”

CORAZONANDO
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 12,58 DIAS) PERFORANDO



Gráfica 65. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante el corazonamiento fase 12 ¼”
CORAZONAMIENTO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 12,58 DIAS)



✓ **BHA USADOS DURANTE EL CORAZONAMIENTO DE LA FASE 12 1/4"**

Ver Figura 31, Corresponde al BHA de Corazonamiento No. 8, No. 8R, No. 8-2R y No. 8-3R

✓ **REGISTRO DE BROCAS USADAS PARA EL CORAZONAMIENTO 12 1/4"**

Figura 36. Broca corazonamiento utilizada Intervalo 5020' – 5247'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTIAGO		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
REGISTRO DE BROCAS																	Actualización: 18/05/2012												
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):		22																			
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T Efect (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLÓGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
9R	8 1/2 x 3	F3733	M333	11752420	5020	5247	227	16,5	16,5	13,76	13,76	7X17	1,55	2-12	70-95	250-320	315-340	9,2	1	3	BT	S	X	I	NO	BHA	50% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 10% LIMOLITA ARCILLOSA; 40% ARCILLOLITA		

Figura 37. Broca corazonamiento utilizada Intervalo 6078' – 6661' / Fase 12 1/4"

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTIAGO		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
REGISTRO DE BROCAS																	Actualización: 18/05/2012												
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):		22																			
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T Efect (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLÓGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
13	8 1/2 x 3	FC3643	M433	11592264	6078	6678	600	105,6	105,6	5,68	5,68	6X17	1,33	5-19	80-100	290-330	200	9,3	6	6	RO	S	X	I	PT	PR	41% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 35% ARCILLOLITA; 15% LIMOLITA, 9% ARENISCA		

4.3.2.2 Ensanchamiento: Durante la fase de 12 ¼” después de cada corazonamiento se programó ensanchar el intervalo corazonado ya que el diámetro de la broca corazonadora es de 8 ½” ensanchamos a 12 ¼” lo cual fue necesario alcanzar el diámetro planeado para la fase.

INTERVALOS DE ENSANCHAMIENTO DE 8 ½” A 12 ¼”

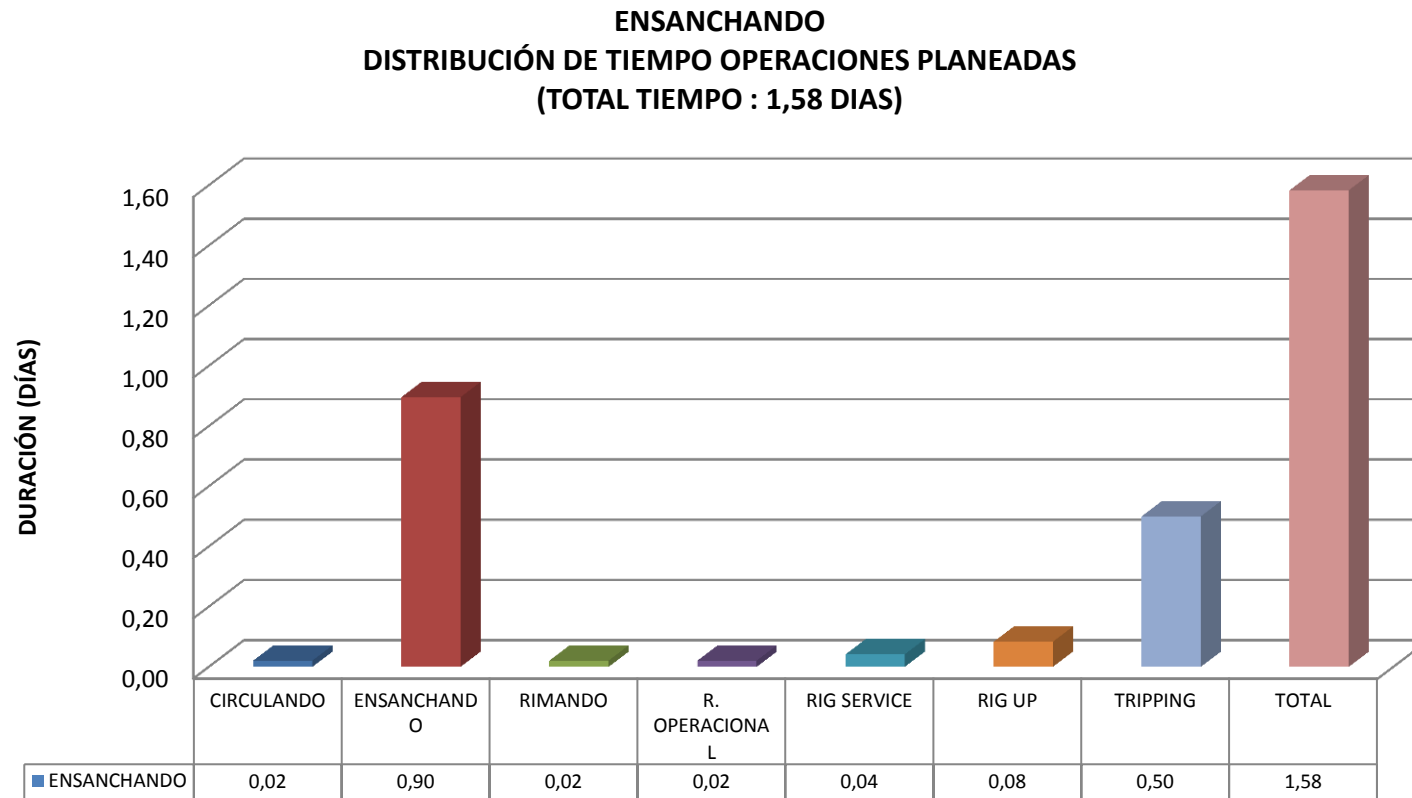
- **Ensanchamiento Intervalo 5020’ a 5247’**

Se ensanchó hueco de 8 ½” con BHA No. 13 y broca No. 8-4R de 12 ¼” PDC desde 5020 pies hasta 5247 pies, para un total de pies ensanchados de 227 con una ROP promedio de 41,3 ft/hr.

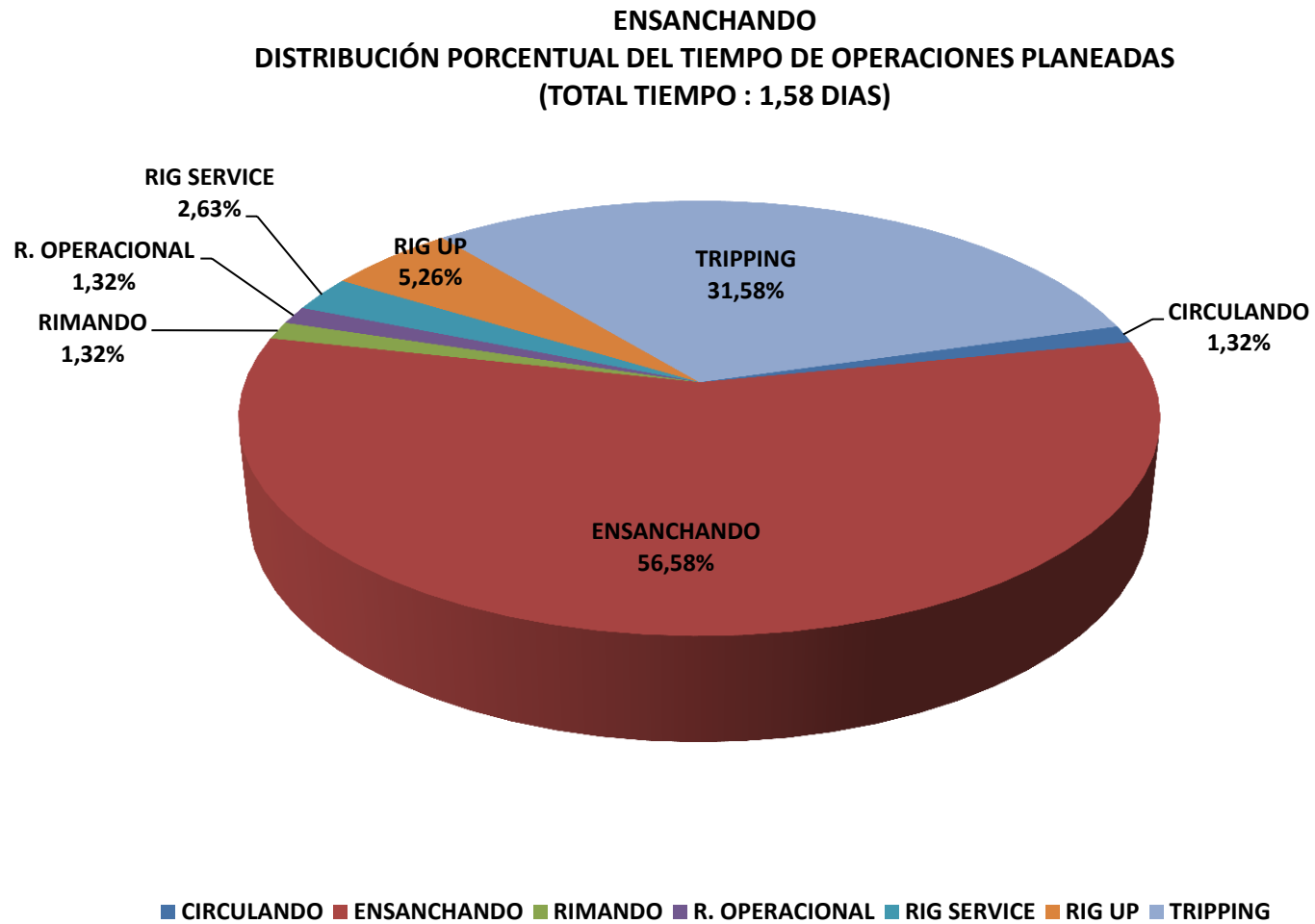
- **Ensanchamiento Intervalo 6078’ a 6372’**

Se ensanchó hueco de 8 ½” con BHA No. 13-R con broca No. 8-5R de 12 ¼” PDC desde 6078 pies hasta 6372 pies, para un total de pies ensanchados de 583 con una ROP promedio de 36,44 ft/hr.

Gráfica 66. Distribución de tiempo de operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 12 ¼"




Gráfica 67. Distribución porcentual de tiempo de operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 12 ¼”



✓ BHA USADOS DURANTE EL ENSANCHAMIENTO DE LA FASE 12 1/4"

Figura 38. BHA de Perforación No. 13 - No. 13-R

UNIVERSIDAD INSTITUTO DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
												Actualización: 18/05/2012		
BHA #13: CON BROCA 12 1/4"														
POZO: ANH PATIA 1 - ST - P			FASE: 12 1/4"			BROCA: 8 R4								
FECHA ENTRADA:		06-ago-12		OPERADORA: UIS		PESO LODO: 9,20		FB: 0,860		PESO BLOQUE: 45.000 LBS				
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HWDP 5 7/8"	VX57 P*B	EVC	W-RTL-014265	7"	4"	1,55	64,55	84510	72640	185,88	31,05	734,13	60000
				W-RTL-014269	7"	4"	1,57	64,55	82505	70917		30,94	703,08	
				W-RTL-014266	7"	4"	1,6	64,55	80508	69200		30,97	672,14	
				W-RTL-014278	7"	4"	1,57	64,55	78509	67482		30,95	641,17	
				W-RTL-014272	7"	4"	1,54	64,55	76511	65765		31,03	610,22	
				W-RTL-014268	7"	4"	1,57	64,55	74508	64043		30,94	579,19	
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	72511	62326	2,65	2,65	548,25	60000 30000
	(6) DC 6 1/2"	NC-50	EVC	070701198	6 1/2"	2 7/8"	1,41	91	72270	62119	185,99	31,02	545,60	30000
				070701108	6 1/2"	2 7/8"	1,25	91	69447	59693		30,49	514,58	
				070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	66673	57308		31,21	484,09	
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	63832	54867		30,86	452,88	
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	61024	52453		30,96	422,02	
				070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	58207	50031		31,45	391,06	
	X-OVER	NC - 50 B * 6 5/8" REG P	EVC	070801095	6 5/8" * 8"	2 13/16"	1,85	153	55345	47571	2,91	2,91	359,61	30000 53346
	DC 8"	6 5/8" REG	EVC	070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	54900	47189	31,03	31,03	356,70	53346
	JAR 8 1/2"	6 5/8" REG	WTF	1588-1143	8"	3"	1,16	153	50152	43108	31,30	31,30	325,67	
	(7) DC 8" OD	6 5/8" REG	EVC	10T23375256	8 3/8"	2 13/16"	3,69	153	45363	38992	215,33	31,05	294,37	
				070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	40613	34908		29,68	263,32	
070701235				8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	36072	31005	30,87		233,64		
070701113				7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	31348	26945	30,85		202,77		
070701237				8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	26628	22888	30,98		171,92		
070701233				8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	21888	18814	30,97		140,94		
070701232	8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	17150	14741	30,93	109,97						
STABILIZER 12 1/4"	6 5/8" REG	WTF	W54079	8 11/32"	2 13/16"	3,05	170	12418	10674	8,03	8,03	79,04		
DC 8"	6 5/8" REG	EVC	070701102	8 1/8"	3"	3,14	153	11053	9500	30,98	30,98	71,01		
STABILIZER 12 1/4"	6 5/8" REG	WTF	504857	8"	2 13/16"	1,62	170	6313	5426	5,30	5,30	40,03		
DC 8"	6 5/8" REG	EVC	070701100	8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	5412	4652	29,73	29,73	34,73		
BIT SUB 8" Whit Float Valve & Spider	6 5/8" REG	EVC	070801098	7 31/32"	2 7/8"	3,95	153	863	742	3,99	3,99	5,00	53346 36000	
BIT PDC 12 1/4" TIPO: RSR716M-A17 IADC: M422	6 5/8" REG	NOV	216661	12 1/4"	JETS : 7 x 14 TFA: 1,052		250	253	217	1,01	1,01	1,01	36000	
LONGITUD TOTAL											734,13	734,13		

FB: Factor Boyanza

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ **REGISTRO DE BROCAS USADAS DURANTE EL ENSANCHAMIENTO EN LA FASE 12 1/4"**

Ver figuras:

Figura 24 Corresponde a la broca No. 5

Figura 26 Corresponde a la broca No. 8R.

Figura 49. Brocas utilizadas en los intervalos 5020' a 5247'y 6078' 6661'

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS																		Código: FEX-EIP.PP.49									
REGISTRO DE BROCAS																		Versión: 01									
																		Actualización: 18/05/2012									
FECHA:		POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURAROTARIA (Ft):										22									
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
8-4R	12 1/4"	RSR 716M-A17	M422	216661	5020	6078	1058	32,5	28,95	32,55	36,55	7X14	1,052	25-38	90-110	1950-2450	950-1000	9,2	2	3	BT	A	X	I	CT	PR	Ensanchar de 8 1/2" a 12 1/4" intervalo 5020'-5247'. Perforar intervalo 5247'-6078'.
8-5R	12 1/4"	RSR 716M-A17	M422	216661	6078	6776	698	25,5	8,7	27,37	80,23	7X14	1,052	15-30	100-120	1850-2070	910-960	9,5	3	4	BT	S	X	I	CT	PR	Ensanchar de 8 1/2" a 12 1/4" intervalo 6078'-6661'. Perforar intervalo 6661'-6776'.

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.3.2.3 Perforación: Durante la fase de 12 ¼” se llevaron a cabo 3 intervalos de perforación los cuales relacionaremos a continuación:

- **Perforación desde 5010’ hasta 5020’**

Este intervalo se inició a perforar el día 03 de agosto del 2012 a las 10:30 horas se perforó con BHA No. 12 y broca No. 8-3R tipo RSR 716M-A17 de 12 ¼” suministrada por NOV a una ROP promedio de 10 ft/hr con el objetivo de generar un bolsillo para la prueba de integridad, se finalizó el día 03 de agosto del 2012 a las 11:30 horas.

- **Perforación Intervalo 5247 ft – 6078 ft**

Este intervalo se inició a perforar el día 06 de agosto del 2012 a las 21:00 horas se perforó con BHA No. 13 y broca No. 8-4R tipo RSR 716M-A17 de 12 ¼” suministrada por NOV a una ROP promedio de 25,9 ft/hr, finalizando el día 08 de agosto del 2012 a las 17:00 horas.

Tabla 30. Registro de desviación Intervalo 5247 ft – 6078

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
6078	6,00	N/A

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

- **Perforación Intervalo 6661’ – 7801’**

Este intervalo se inició a perforar el día 19 de agosto del 2012 a las 22:30 horas se perforó con BHA No. 13-R y broca No. 8-5R tipo RSR 716M-A17 de 12 ¼” suministrada por NOV, desde 6661 pies hasta 6776 pies a una ROP promedio de 12,8 ft/hr. Y con BHA No. 13-2R y broca No. 14 tipo SKR716M-A1C de 12 ¼” suministrada por NOV perforó desde 6776 hasta 8001 pies a una ROP promedio de 23,3 ft/h finalizando el día 23 de agosto del 2012 a las 20:00 horas

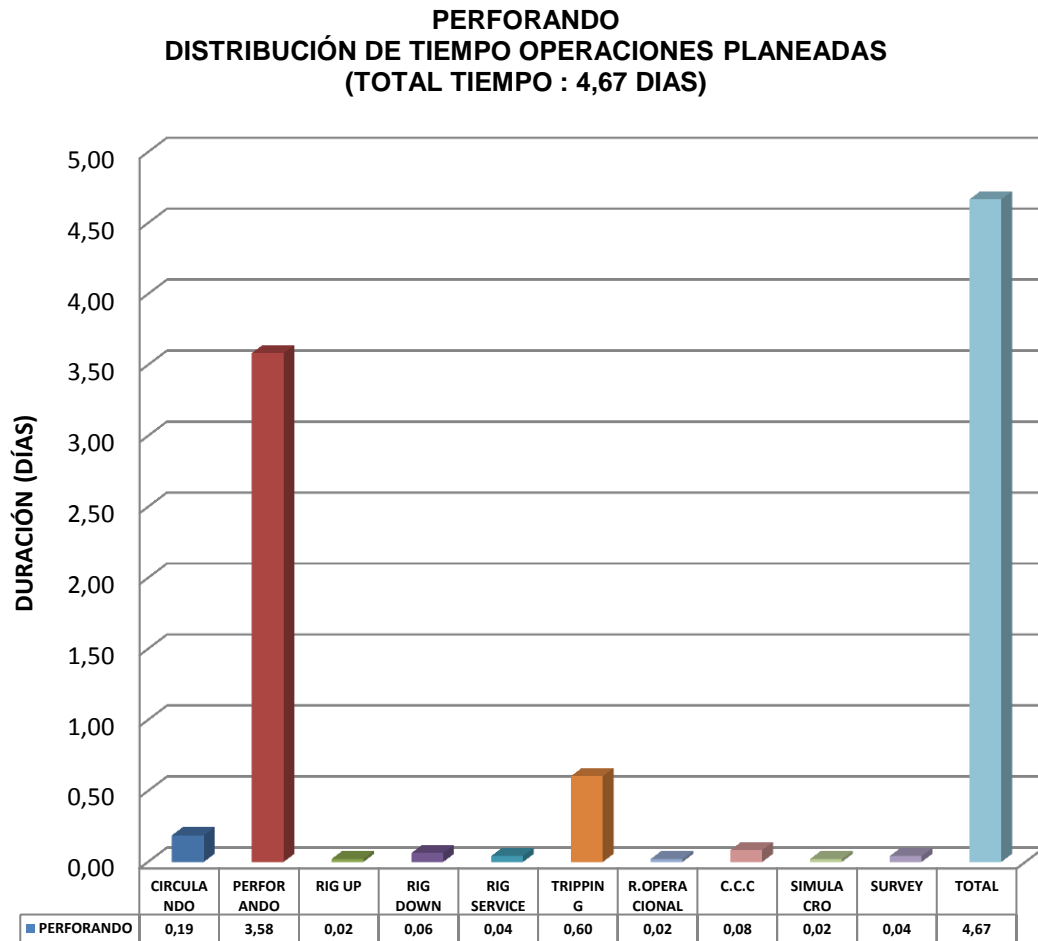
Se tomó registro de desviación tomado con TOTCO.

Tabla 316. Registro de desviación Intervalo 6661' – 7801'.

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
6776	7,00	N/A
7801	3,00	N/A

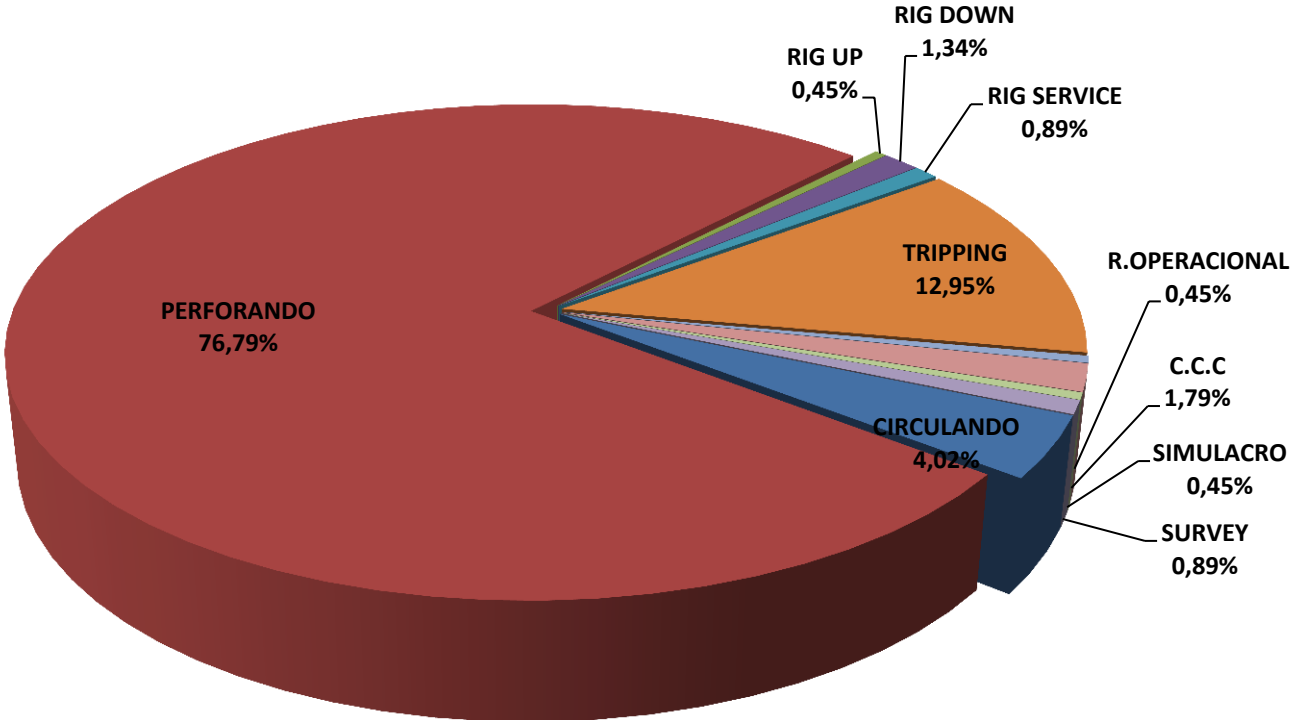
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Gráfica 68. Distribución de tiempo actividades planeadas para la perforación de la fase 12¼"



Gráfica 69. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas para la perforación de la fase 12¼”

PERFORANDO
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 4,67 DIAS)





- CIRCULANDO
- PERFORANDO
- RIG UP
- RIG DOWN
- RIG SERVICE
- TRIPPING
- R.OPERACIONAL
- C.C.C

✓ BHA USADOS DURANTE LA PERFORACION DE LA FASE 12 1/4"

Ver Figura 49 BHA de Perforación No. 13 - No. 13-R y No. 13-2R

Figura 39. BHA de Perforación No. 12 intervalo 5010' – 5020'

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
		DESCRIPCION BHA										Versión: 01		
												Actualización: 18/05/2012		
BHA #12 DRILL OUT CON BROCA 12 1/4"														
POZO: ANH PATIA 1-ST-P			FASE: 12 1/4"					BROCA: 8 R3						
FECHA ENTRADA: 02-ago-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 9,50		FB: 0,855		PESO BLOQUE: 45.000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	X-OVER	VX57 B * NC-50 P	EVC	WRTL015513	7 1/16"	2 13/16"	2,58	91	70065	59903	2,65	2,65	534,92	60000 30000
	(6) DC 6 1/2"	NC-50	EVC	070701198	6 1/2"	2 7/8"	1,41	91	69823	59696	185,99	31,02	532,27	30000
				070701108	6 1/2"	2 7/8"	1,25	91	67001	57283		30,49	501,25	
				070701222	6 1/2"	2 27/32"	3,47	91	64226	54911		31,21	470,76	
				070701179	6 9/16"	2 27/32"	1,38	91	61386	52483		30,86	439,55	
				070701196	6 17/32"	2 7/8"	1,37	91	58578	50082		30,96	408,69	
	070701197	6 17/32"	2 7/8"	1,40	91	55760	47673	31,45	377,73					
	X-OVER	NC - 50 BOX* 6 5/8" REG PIN	EVC	070801095	6 5/8" 8"	2 13/16"	1,85	91	52898	45226	2,91	2,91	346,28	30000 53346
	DC 8"	6 5/8" REG	EVC	070701117	7 31/32"	2 7/8"	1,39	153	52634	45000	31,03	31,03	343,37	
	JAR 8"	6 5/8" REG	WTF	1588-1143	8"	3"	1,16	153	47886	40941	31,30	31,30	312,34	
	(9) DC 8"	6 5/8" REG PIN * BOX	EVC	10TZ3375256	8 3/8"	2 13/16"	3,69	153	43097	36846	276,04	31,05	281,04	53346
				070701129	7 29/32"	2 7/8"	2,64	153	38346	32785		29,68	249,99	
				070701235	8 1/4"	2 27/32"	3,08	153	33805	28902		30,87	220,31	
				070701113	7 31/32"	2 27/32"	1,24	153	29082	24864		30,85	189,44	
070701237				8 1/4"	2 13/16"	3,12	153	24362	20829	30,98		158,59		
070701233				8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	19622	16776	30,97		127,61		
070701232				8 1/4"	2 13/16"	3,13	153	14884	12725	30,93		96,64		
070701102				8 1/8"	3"	3,14	153	10152	8679	30,98		65,71		
070701100	8 1/32"	2 7/8"	1,25	153	5412	4627	29,73	34,73						
BIT SUB 8" Whit Float Valve & Spider	6 5/8" REG	EVC	070801098	7 31/32"	2 7/8"	3,95	153	863	738	3,99	3,99	5,00		
BIT PDC 12 1/4" TIPO: RSR716M-A17 IADC: M422	6 5/8" REG	NOV	216661	12 1/4"	JETS : 7x14 TFA: 1,052	250	253	216	1,01	1,01	1,01	53346 36000		
LONGITUD TOTAL											534,92	534,92		

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS EN DURANTE LA FASE 12 ¼"

Figura 40. Broca utilizada Intervalo 790' a 2500'


UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
Actualización: 18/05/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22														
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Fu/Hr)	ROP efec (Fu/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
8-3R	12 1/4"	RSR 716M-A17	M422	216661	4857	5020	163	6	6	27,17	27,17	7X14	1,052	10-22	100-115	320-970	600-720	9.2	0	3	CT	S	X	I	WT	CP	50% ARCILLOLITA, 25% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 13% LIMOLITA, 12% ARENISCA		

Figura 41. Broca perforación utilizada Intervalo 5020' – 6078'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
Actualización: 18/05/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):							22														
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Fu/Hr)	ROP efec (Fu/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PESO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
8-4R	12 1/4"	RSR 716M-A17	M422	216661	5020	6078	1058	32,5	28,95	32,55	36,55	7X14	1,052	25-38	90-110	1950-2450	950-1000	9.2	2	3	BT	A	X	I	CT	PR	41% ARCILLOLITA, 27% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 25% LIMOLITA, 2% ARENISCA, 5% CONGLOMERATICA, 5% ARENISCA		

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

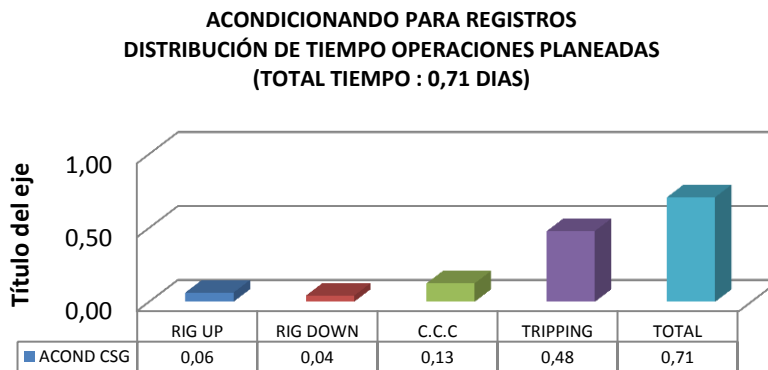
Figura 42. Brocas utilizadas en el Intervalo 6078' - 7801'

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01											
																Actualización: 18/05/2012											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATA-1ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):				22															
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLÓGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
8-5R	12 1/4"	RSR716M-A17	M422	216661	6078	676	698	25,5	8,7	27,37	80,23	7X14	1,052	15-30	100-120	1850-2070	910-960	9,5	3	4	BT	S	X	I	CT	PR	52% ARCILLOLITA, 27% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 15% LIMOLITA, 6% ARENSCA
14	12 1/4"	SKR716M-A1C	M422	216674	676	7801	1025	45,5	40,42	22,53	25,36	5X11 + 2X12	0,685	25-38	120	1900-2000	900-1050	9,5-10,5	2	3	CT	A	X	I	BT	TD	54% ARCILLOLITA; 30% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 13% LIMOLITA; 3% ARENSCA; TRAZAS DE CALIZA

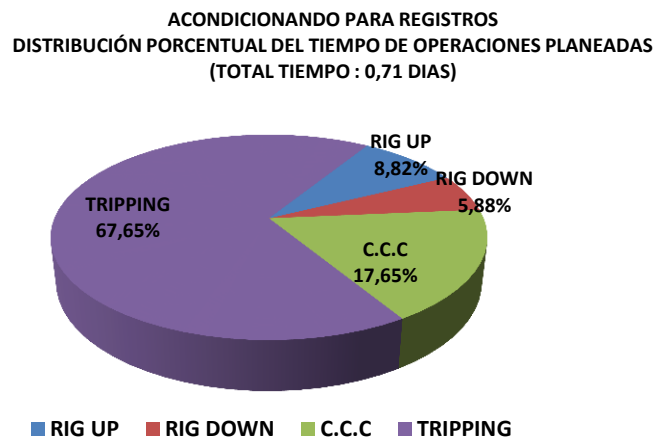
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.3.2.4 Acondicionamiento para registros: La operación de acondicionamiento inicio el día 23 de agosto del 2012 a las 20:00 horas, con el objetivo de registrar con buena calidad el hueco de 12 ¼” para esto se bombearon 40 bls de píldora viscosa de 160 seg a una rata de 920 gpm y una presión de 3200 psi, se reciproca la sarta, se pretende limpiar el pozo hasta obtener retornos limpios, y eliminar las restricciones para las herramientas de registro, el acondicionamiento termina 26 de agosto del 2012 a las 18:00 horas.

Gráfica 70. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 12 ¼”



Gráfica 71. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondicionamiento para registros fase 12 ¼”



4.3.2.5 Registros: La operación de registro inicio el día 26 de agosto del 2012 a las 18:00 horas a cargo de la compañía Weatherford, se bajaron dos sets de registros, mientras se bajaba el primer set se encontró restricción a la profundidad de 7515 pies la cual no se pudo superar, se registró Intervalo 7515' hasta 4999', cuando se bajaba el segundo set se encontró restricción a la profundidad de 7490 pies la cual tampoco se pudo superar, se registró desde 7490' hasta 5010'. Se tomaron los siguientes registros eléctricos:

Tabla 32. Registros de pozo Intervalo 0' - 5002'

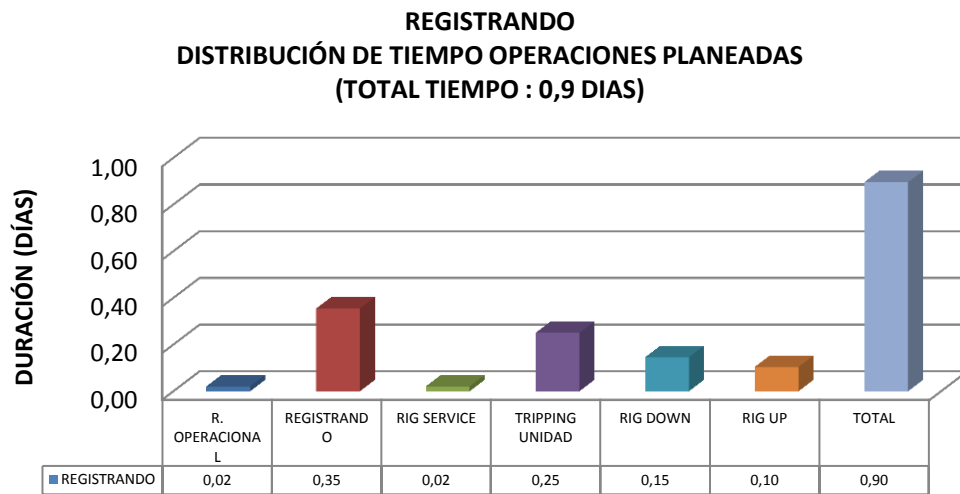
REGISTROS	INTERVALOS REGISTRADOS	
	DESDE (Ft)	HASTA (Ft)
Gamma Ray	4.999	7.515
Gamma Ray Espectral	4.999	7.515
Caliper	4.999	7.515
Neutrón	4.999	7.515
Densidad	4.999	7.515
Sónico	4.999	7.515
Resistividad	4.999	7.515
Potencial Espontáneo	4.999	7.515
Gradiente Térmico	4.999	7.515
Imágenes		
Microresistivas	4.999	7.515
Presión de Formación	No se registró	

Fuente: Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P)

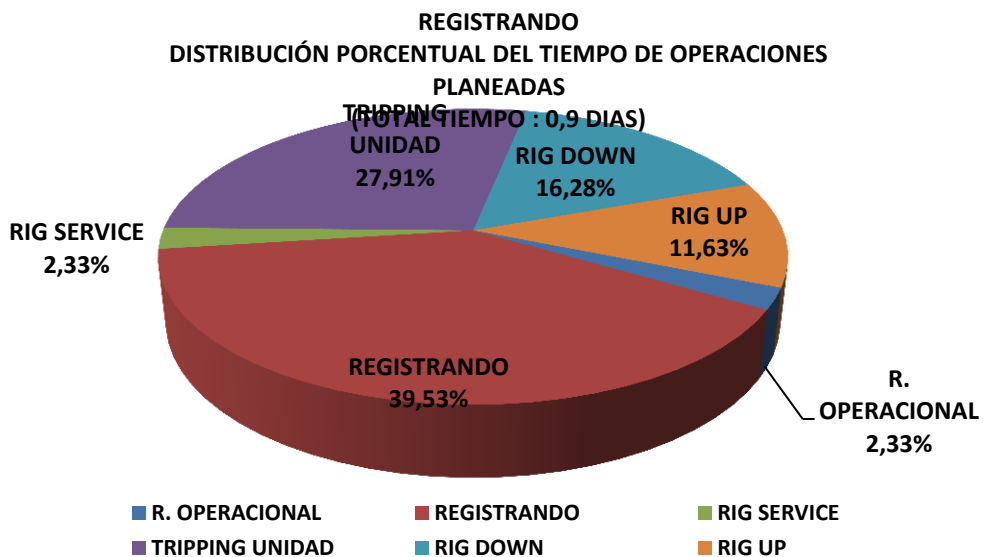
Por decisión conjunta entre ANH-UIS e INTERVENTORIA no se tomaron puntos de presión, teniendo en cuenta después de analizar las características de las formaciones perforadas no presentaban las condiciones de permeabilidad para la toma de este registro. La decisión anterior se basó en la información adquirida con el Quad Combo la cual no

justificó la toma de registros de presión.²⁴ La operación termina el día 27 de agosto del 2012 a las 15:30 horas.

Gráfica 72. Distribución de tiempo actividades planeadas durante los registros de la fase 12¼”



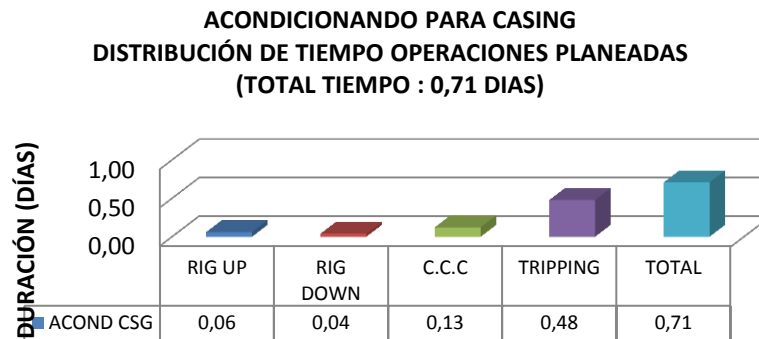
Gráfica 73. Distribución porcentual de tiempo actividades planeadas durante los registros de la fase 12¼”



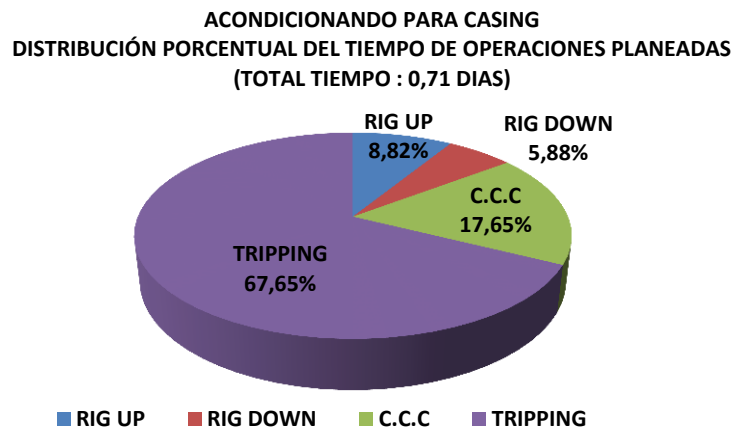
²⁴ Tomado de Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

4.3.2.6 Acondicionamiento para Casing: El acondicionamiento para correr casing comienza el día 27 de agosto del 2012 a las 15:30 horas circulando a 5000 pies con una presión de 2150 psi y caudal de 870 gpm, por problemas con las boquillas de la broca hay necesidad de sacar la sarta a superficie y volver a bajar a 7531 pies donde a partir de esta profundidad las dificultades encontradas en el pozo obligaron a ejecutar nuevamente operaciones anormales de rimado y BackReaming e incremento peso de lodo a 11,3 ppg. La operación termina el día 29 de agosto del 2012 a las 22:00 horas.

Gráfica 74. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondto. Para casing fase 12 ¼"




Gráfica 75. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el acondto. Para casing fase 12 ¼"



4.3.2.7 Corrida de Casing: Se inicia la corrida de casing con una reunión operacional y posteriormente el Rig up de las herramientas de Pointer para bajar revestimiento el día 29 de agosto del 2012 a las 22:00 horas, se bajan 116 juntas de 9 5/8" con el zapato a 7790 pies, la operación finaliza el día 30 de agosto del 2012 a las 22:30 horas.

Figura 43. Tally Casing 9 5/8" – Jts 01-40

NATIONAL OILWELL VARCO		TALLY CASING 9 5/8"											
RIG: EVC 5		CASING 9 5/8"				SENCILLO: <input checked="" type="checkbox"/>		COMBINADO: <input type="checkbox"/>					
DATE: 28 de agosto de 2012		COMPANY MAN: Ing. Edgar Marquez											
SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	BURST	TENSION	DRIFT		
9.625	P-110	BTC	47.00	8.681	37.60	0.073 bpf	0.017 bpf	5300 psi	9,440 psi	1,493 Klbs	8,525"		
TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	Block Wt.		45,000						
7801	12 1/4"	10.50	0.839	17									
RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM	7784	CAP.	h	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADE-WEIGHT	CONNECTION		
Float Shoe			2.77	2.77	7781.23	0.2	0.0	109	45.109	P-110	BC		
1	230		37.16	39.93	7744.07	2.9	0.7	1.575	46.575	P-110-47 lb/ft	BC		
Float Collar			1.49	41.42	7742.58	3.0	0.7	1.634	46.634	P-110	BC		
2	229		37.17	78.59	7705.41	5.8	1.3	3.101	48.101	P-110-47 lb/ft	BC		
3	228		37.98	116.57	7667.43	8.5	2.0	4.599	49.599	P-110-47 lb/ft	BC		
4	227		37.91	154.48	7629.52	11.3	2.6	6.095	51.095	P-110-47 lb/ft	BC		
5	226		37.49	191.97	7592.03	14.1	3.2	7.574	52.574	P-110-47 lb/ft	BC		
6	225		37.61	229.58	7554.42	16.8	3.9	9.058	54.058	P-110-47 lb/ft	BC		
7	224		37.90	267.48	7516.52	19.6	4.5	10.553	55.553	P-110-47 lb/ft	BC		
8	223		37.11	304.59	7479.41	22.3	5.1	12.017	57.017	P-110-47 lb/ft	BC		
9	222		37.85	342.44	7441.56	25.1	5.8	13.511	58.511	P-110-47 lb/ft	BC		
10	221		37.84	380.28	7403.72	27.8	6.4	15.004	60.004	P-110-47 lb/ft	BC		
11	220		38.07	418.35	7365.65	30.6	7.0	16.506	61.506	P-110-47 lb/ft	BC		
12	219		36.75	455.10	7328.90	33.3	7.6	17.956	62.956	P-110-47 lb/ft	BC		
13	218		36.16	493.26	7290.74	36.1	8.3	19.461	64.461	P-110-47 lb/ft	BC		
14	217		38.01	531.27	7252.73	38.9	8.9	20.961	65.961	P-110-47 lb/ft	BC		
15	216		38.12	569.39	7214.61	41.7	9.6	22.465	67.465	P-110-47 lb/ft	BC		
16	215		37.54	606.93	7177.07	44.4	10.2	23.946	68.946	P-110-47 lb/ft	BC		
17	214		38.09	645.02	7138.98	47.2	10.8	25.449	70.449	P-110-47 lb/ft	BC		
18	213		37.99	683.01	7100.99	50.0	11.5	26.948	71.948	P-110-47 lb/ft	BC		
19	212		38.06	721.07	7062.93	52.8	12.1	28.449	73.449	P-110-47 lb/ft	BC		
20	211		38.20	759.27	7024.73	55.6	12.8	29.956	74.956	P-110-47 lb/ft	BC		
21	210		38.16	797.43	6986.57	58.4	13.4	31.462	76.462	P-110-47 lb/ft	BC		
22	209		37.88	835.31	6948.69	61.2	14.0	32.956	77.956	P-110-47 lb/ft	BC		
23	208		37.68	872.99	6911.01	63.9	14.7	34.443	79.443	P-110-47 lb/ft	BC		
24	207		36.18	911.17	6872.83	66.7	15.3	35.949	80.949	P-110-47 lb/ft	BC		
25	206		37.98	949.15	6834.85	69.5	15.9	37.448	82.448	P-110-47 lb/ft	BC		
26	205		37.75	986.90	6797.10	72.2	16.6	38.937	83.937	P-110-47 lb/ft	BC		
27	204		37.42	1024.32	6759.68	75.0	17.2	40.414	85.414	P-110-47 lb/ft	BC		
28	203		37.18	1061.50	6722.50	77.7	17.8	41.881	86.881	P-110-47 lb/ft	BC		
29	202		37.02	1098.52	6685.48	80.4	18.4	43.341	88.341	P-110-47 lb/ft	BC		
30	201		38.04	1136.56	6647.44	83.2	19.1	44.842	89.842	P-110-47 lb/ft	BC		
31	200		36.16	1174.72	6609.28	86.0	19.7	46.348	91.348	P-110-47 lb/ft	BC		
32	199		38.15	1212.87	6571.13	88.8	20.4	47.853	92.853	P-110-47 lb/ft	BC		
33	198		38.03	1250.90	6533.10	91.6	21.0	49.353	94.353	P-110-47 lb/ft	BC		
34	197		37.36	1288.26	6495.74	94.3	21.6	50.827	95.827	P-110-47 lb/ft	BC		
35	196		37.81	1325.07	6457.93	97.1	22.3	52.319	97.319	P-110-47 lb/ft	BC		
36	195		37.79	1363.86	6420.14	99.8	22.9	53.810	98.810	P-110-47 lb/ft	BC		
37	194		38.04	1401.90	6382.10	102.6	23.5	55.311	100.311	P-110-47 lb/ft	BC		
38	193		38.22	1440.12	6343.88	105.4	24.2	56.819	101.819	P-110-47 lb/ft	BC		
39	192		37.91	1478.03	6305.97	108.2	24.8	58.314	103.314	P-110-47 lb/ft	BC		
40	191		38.22	1516.25	6267.75	111.0	25.5	59.822	104.822	P-110-47 lb/ft	BC		



TALLY CASING 9 5/8"



CASING 9 5/8"

RIG: EVC 5

SENCILLO: X

COMBINADO:

DATE: 28 de agosto de 2012

COMPANY MAIL: Ing. Edgar Marquez

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	LD.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	BURST	TEHSION	DRIFT
9.625	P-110	BTC	47.00	8.681	37.60	0.073 bpf	0.017 bpf	5300 psi	9,440 psi	1,493 Klbs	8,525"

TD	Hole Size	Mud Wt.	B.F.	BOLSILLO	Block Wt.
7801	12 1/4"	10.50	0,839	17	45.000

RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGHT	ACUM	TOPS						
					7784	CAP.	h	Buoyed Wt.	Indicador Wt	GRADE - WEIGHT	CONNECTION
41	190		38,05	1554,30	6229,70	113,8	26,1	61,324	106,324	P-110--47 lb/t	BC
42	189		37,03	1591,33	6192,67	116,5	26,7	62,785	107,785	P-110--47 lb/t	BC
43	188		36,68	1628,01	6155,99	119,2	27,3	64,232	109,232	P-110--47 lb/t	BC
44	187		38,11	1666,12	6117,88	122,0	28,0	65,735	110,735	P-110--47 lb/t	BC
45	186		38,05	1704,17	6079,83	124,8	28,6	67,237	112,237	P-110--47 lb/t	BC
46	185		38,16	1742,33	6041,67	127,6	29,3	68,742	113,742	P-110--47 lb/t	BC
47	184		38,18	1780,51	6003,49	130,3	29,9	70,248	115,248	P-110--47 lb/t	BC
48	183		37,68	1818,19	5965,81	133,1	30,5	71,735	116,735	P-110--47 lb/t	BC
49	182		37,98	1856,17	5927,83	135,9	31,2	73,234	118,234	P-110--47 lb/t	BC
50	181		38,14	1894,31	5889,69	138,7	31,8	74,738	119,738	P-110--47 lb/t	BC
51	180		38,10	1932,41	5851,59	141,5	32,5	76,242	121,242	P-110--47 lb/t	BC
52	179		38,12	1970,53	5813,47	144,3	33,1	77,746	122,746	P-110--47 lb/t	BC
53	178		37,27	2007,80	5776,20	147,0	33,7	79,216	124,216	P-110--47 lb/t	BC
54	177		36,93	2044,73	5739,27	149,7	34,3	80,673	125,673	P-110--47 lb/t	BC
55	176		38,15	2082,88	5701,12	152,5	35,0	82,178	127,178	P-110--47 lb/t	BC
56	175		38,01	2120,89	5663,11	155,3	35,6	83,678	128,678	P-110--47 lb/t	BC
57	174		37,83	2158,72	5625,28	158,0	36,3	85,170	130,170	P-110--47 lb/t	BC
58	173		38,11	2196,83	5587,17	160,8	36,9	86,674	131,674	P-110--47 lb/t	BC
59	172		38,03	2234,86	5549,14	163,6	37,5	88,174	133,174	P-110--47 lb/t	BC
60	171		37,42	2272,28	5511,72	166,3	38,2	89,651	134,651	P-110--47 lb/t	BC
61	170		37,99	2310,27	5473,73	169,1	38,8	91,150	136,150	P-110--47 lb/t	BC
62	169		37,84	2348,11	5435,89	171,9	39,4	92,643	137,643	P-110--47 lb/t	BC
63	168		38,17	2386,28	5397,72	174,7	40,1	94,149	139,149	P-110--47 lb/t	BC
64	167		34,55	2420,83	5363,17	177,2	40,7	95,512	140,512	P-110--47 lb/t	BC
65	166		38,14	2458,97	5325,03	180,0	41,3	97,017	142,017	P-110--47 lb/t	BC
66	165		38,02	2496,99	5287,01	182,8	41,9	98,517	143,517	P-110--47 lb/t	BC
67	164		37,12	2534,11	5249,89	185,5	42,6	99,981	144,981	P-110--47 lb/t	BC
68	163		38,07	2572,18	5211,82	188,3	43,2	101,483	146,483	P-110--47 lb/t	BC
69	162		37,82	2610,00	5174,00	191,1	43,8	102,975	147,975	P-110--47 lb/t	BC
70	161		37,85	2647,85	5136,15	193,8	44,5	104,469	149,469	P-110--47 lb/t	BC
71	160		38,07	2685,92	5098,08	196,6	45,1	105,971	150,971	P-110--47 lb/t	BC
72	159		37,32	2723,24	5060,76	199,4	45,7	107,443	152,443	P-110--47 lb/t	BC
73	158		38,05	2761,29	5022,71	202,1	46,4	108,944	153,944	P-110--47 lb/t	BC
74	157		36,77	2798,06	4985,94	204,8	47,0	110,395	155,395	P-110--47 lb/t	BC
75	156		38,11	2836,17	4947,83	207,6	47,6	111,899	156,899	P-110--47 lb/t	BC
76	155		38,16	2874,33	4909,67	210,4	48,3	113,404	158,404	P-110--47 lb/t	BC
77	154		37,84	2912,17	4871,83	213,2	48,9	114,897	159,897	P-110--47 lb/t	BC
78	153		37,70	2949,87	4834,13	216,0	49,5	116,385	161,385	P-110--47 lb/t	BC
79	152		38,27	2988,14	4795,86	218,8	50,2	117,894	162,894	P-110--47 lb/t	BC
80	151		38,01	3026,15	4757,85	221,5	50,8	119,394	164,394	P-110--47 lb/t	BC



TALLY CASING 9 5/8"



CASING 9 5/8"

RIG: EVC 5

SENCILLO: X

COMBINADO:

DATE: 28 de agosto de 2012

COMPANY MAIL: Ing. Edgar Marquez

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	BURST	TENSION	DRIFT
9.625	P-110	BTC	47.00	8.681	37.60	0,073 bpf	0,017 bpf	5300 psi	9,440 psi	1,493 Klbs	8,525"

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	Block Wt.
7801	12 1/4"	10.50	0.839	17	45.000

RUI #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM	TOPS						
					7784	CAP.	h	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADE - WEIGHT	CONNECTION
81	150		38,19	3064,34	4719,66	224,3	51,5	120,901	165,901	P-110-47 lb/ft	BC
82	149		38,20	3102,54	4681,46	227,1	52,1	122,408	167,408	P-110-47 lb/ft	BC
83	148		38,07	3140,61	4643,39	229,9	52,7	123,910	168,910	P-110-47 lb/ft	BC
84	147		37,00	3177,61	4606,39	232,6	53,4	125,370	170,370	P-110-47 lb/ft	BC
85	146		38,11	3215,72	4568,28	235,4	54,0	126,873	171,873	P-110-47 lb/ft	BC
86	145		38,13	3253,85	4530,15	238,2	54,6	128,378	173,378	P-110-47 lb/ft	BC
87	144		38,12	3291,97	4492,03	241,0	55,3	129,882	174,882	P-110-47 lb/ft	BC
88	143		38,03	3330,00	4454,00	243,8	55,9	131,382	176,382	P-110-47 lb/ft	BC
89	142		37,11	3367,11	4416,89	246,5	56,5	132,846	177,846	P-110-47 lb/ft	BC
90	141		37,90	3405,01	4378,99	249,3	57,2	134,342	179,342	P-110-47 lb/ft	BC
91	140		37,40	3442,41	4341,59	252,0	57,8	135,817	180,817	P-110-47 lb/ft	BC
92	139		37,15	3479,56	4304,44	254,7	58,4	137,283	182,283	P-110-47 lb/ft	BC
93	138		38,08	3517,64	4266,36	257,5	59,1	138,785	183,785	P-110-47 lb/ft	BC
94	137		37,23	3554,87	4229,13	260,2	59,7	140,254	185,254	P-110-47 lb/ft	BC
95	136		37,90	3592,77	4191,23	263,0	60,3	141,750	186,750	P-110-47 lb/ft	BC
96	135		37,66	3630,43	4153,57	265,8	61,0	143,235	188,235	P-110-47 lb/ft	BC
97	134		37,48	3667,91	4116,09	268,5	61,6	144,714	189,714	P-110-47 lb/ft	BC
98	133		35,79	3703,70	4080,30	271,1	62,2	146,126	191,126	P-110-47 lb/ft	BC
99	132		38,52	3742,22	4041,78	274,0	62,8	147,646	192,646	P-110-47 lb/ft	BC
100	131		37,79	3780,01	4003,99	276,7	63,5	149,137	194,137	P-110-47 lb/ft	BC
101	130		38,16	3818,17	3965,83	279,5	64,1	150,643	195,643	P-110-47 lb/ft	BC
102	129		38,02	3856,19	3927,81	282,3	64,8	152,143	197,143	P-110-47 lb/ft	BC
103	128		37,78	3893,97	3890,03	285,1	65,4	153,633	198,633	P-110-47 lb/ft	BC
104	127		37,48	3931,45	3852,55	287,8	66,0	155,112	200,112	P-110-47 lb/ft	BC
105	126		38,09	3969,54	3814,46	290,6	66,7	156,615	201,615	P-110-47 lb/ft	BC
106	125		37,15	4006,69	3777,31	293,3	67,3	158,080	203,080	P-110-47 lb/ft	BC
107	124		37,11	4043,80	3740,20	296,0	67,9	159,545	204,545	P-110-47 lb/ft	BC
108	123		37,99	4081,79	3702,21	298,8	68,5	161,043	206,043	P-110-47 lb/ft	BC
109	122		36,14	4117,93	3666,07	301,5	69,2	162,469	207,469	P-110-47 lb/ft	BC
110	121		38,08	4156,01	3627,99	304,3	69,8	163,972	208,972	P-110-47 lb/ft	BC
111	120		38,06	4194,07	3589,93	307,0	70,4	165,473	210,473	P-110-47 lb/ft	BC
112	119		37,08	4231,15	3552,85	309,8	71,1	166,936	211,936	P-110-47 lb/ft	BC
113	118		38,23	4269,38	3514,62	312,6	71,7	168,445	213,445	P-110-47 lb/ft	BC
114	117		38,17	4307,55	3476,45	315,3	72,3	169,951	214,951	P-110-47 lb/ft	BC
115	116		37,11	4344,66	3439,34	318,1	73,0	171,415	216,415	P-110-47 lb/ft	BC
116	115		38,10	4382,76	3401,24	320,9	73,6	172,918	217,918	P-110-47 lb/ft	BC
117	114		37,70	4420,46	3363,54	323,6	74,2	174,405	219,405	P-110-47 lb/ft	BC
118	113		38,30	4458,76	3325,24	326,4	74,9	175,916	220,916	P-110-47 lb/ft	BC
119	112		37,33	4496,09	3287,91	329,1	75,5	177,389	222,389	P-110-47 lb/ft	BC
120	111		37,78	4533,87	3250,13	331,9	76,1	178,880	223,880	P-110-47 lb/ft	BC



TALLY CASING 9 5/8"



CASING 9 5/8"

RIG: EVC 5

SENCILLO: X

COMBINADO:

DATE: 28 de agosto de 2012

COMPANY MAN: Ing. Edgar Marquez

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	BURST	TEHSION	DRIFT
9.625	P-110	BTC	47.00	8.681	37.60	0.073 bpf	0.017 bpf	5300 psi	9.440 psi	1.493 Klbs	8.525"

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	Block Wt.
7801	12 1/4"	10.50	0.839	17	45.000

TOPS											
RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM	7784	CAP.	h	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADE - WEIGHT	CONNECTION
121	110		38.02	4571.89	3212.11	334.7	76.8	180.380	225.380	P-110-47 lb/ft	BC
122	109		38.10	4609.99	3174.01	337.5	77.4	181.883	226.883	P-110-47 lb/ft	BC
123	108		38.14	4648.13	3135.87	340.3	78.1	183.388	228.388	P-110-47 lb/ft	BC
124	107		36.52	4684.65	3099.35	343.0	78.7	184.829	229.829	P-110-47 lb/ft	BC
125	106		37.82	4722.47	3061.53	345.7	79.3	186.321	231.321	P-110-47 lb/ft	BC
126	105		37.86	4760.33	3023.67	348.5	79.9	187.815	232.815	P-110-47 lb/ft	BC
127	104		37.85	4798.18	2985.82	351.3	80.6	189.308	234.308	P-110-47 lb/ft	BC
128	103		38.42	4836.60	2947.40	354.1	81.2	190.824	235.824	P-110-47 lb/ft	BC
129	102		37.53	4874.13	2909.87	356.8	81.9	192.305	237.305	P-110-47 lb/ft	BC
130	101		37.65	4911.78	2872.22	359.6	82.5	193.790	238.790	P-110-47 lb/ft	BC
131	100		37.39	4949.17	2834.83	362.3	83.1	195.265	240.265	P-110-47 lb/ft	BC
132	99		37.69	4986.86	2797.14	365.1	83.7	196.752	241.752	P-110-47 lb/ft	BC
133	98		37.60	5024.46	2759.54	367.8	84.4	198.236	243.236	P-110-47 lb/ft	BC
134	97		38.06	5062.52	2721.48	370.6	85.0	199.737	244.737	P-110-47 lb/ft	BC
135	96		37.60	5100.12	2683.88	373.4	85.7	201.221	246.221	P-110-47 lb/ft	BC
136	95		37.60	5137.72	2646.28	376.1	86.3	202.704	247.704	P-110-47 lb/ft	BC
137	94		38.05	5175.77	2608.23	378.9	86.9	204.205	249.205	P-110-47 lb/ft	BC
138	93		38.08	5213.85	2570.15	381.7	87.6	205.708	250.708	P-110-47 lb/ft	BC
139	92		37.83	5251.68	2532.32	384.5	88.2	207.200	252.200	P-110-47 lb/ft	BC
140	91		37.25	5288.93	2495.07	387.2	88.8	208.670	253.670	P-110-47 lb/ft	BC
141	90		37.46	5326.39	2457.61	389.9	89.5	210.148	255.148	P-110-47 lb/ft	BC
142	89		37.16	5363.55	2420.45	392.7	90.1	211.614	256.614	P-110-47 lb/ft	BC
143	88		38.13	5401.68	2382.32	395.4	90.7	213.119	258.119	P-110-47 lb/ft	BC
144	87		37.90	5439.58	2344.42	398.2	91.4	214.614	259.614	P-110-47 lb/ft	BC
145	86		36.86	5476.44	2307.56	400.9	92.0	216.068	261.068	P-110-47 lb/ft	BC
146	85		38.02	5514.46	2269.54	403.7	92.6	217.568	262.568	P-110-47 lb/ft	BC
147	84		37.85	5552.31	2231.69	406.5	93.2	219.062	264.062	P-110-47 lb/ft	BC
148	82		37.81	5590.12	2193.88	409.2	93.9	220.553	265.553	P-110-47 lb/ft	BC
149	81		38.13	5628.25	2155.75	412.0	94.5	222.058	267.058	P-110-47 lb/ft	BC
150	80		36.82	5665.07	2118.93	414.7	95.1	223.510	268.510	P-110-47 lb/ft	BC
151	79		38.17	5703.24	2080.76	417.5	95.8	225.016	270.016	P-110-47 lb/ft	BC
152	78		37.98	5741.22	2042.78	420.3	96.4	226.515	271.515	P-110-47 lb/ft	BC
153	77		38.13	5779.35	2004.65	423.1	97.1	228.019	273.019	P-110-47 lb/ft	BC
154	76		38.13	5817.48	1966.52	425.9	97.7	229.524	274.524	P-110-47 lb/ft	BC
155	75		37.01	5854.49	1929.51	428.6	98.3	230.984	275.984	P-110-47 lb/ft	BC
156	73		37.78	5892.27	1891.73	431.4	99.0	232.474	277.474	P-110-47 lb/ft	BC
157	1		38.05	5930.32	1853.68	434.1	99.6	233.976	278.976	P-110-47 lb/ft	BC
158	71		37.32	5967.64	1816.36	436.9	100.2	235.448	280.448	P-110-47 lb/ft	BC
159	70		37.70	6005.34	1778.66	439.6	100.9	236.935	281.935	P-110-47 lb/ft	BC
160	69		37.53	6042.87	1741.13	442.4	101.5	238.416	283.416	P-110-47 lb/ft	BC



TALLY CASING 9 5/8"



CASING 9 5/8"

RIG: EVC 5

SENCILLO: X

COMBIADO:

DATE: 28 de agosto de 2012

COMPANY MAIL: Ing. Edgar Marquez

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	LD.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	BURST	TENSION	DRIFT
9.625	P-110	BTC	47.00	8.681	37.60	0.073 bpf	0.017 bpf	5300 psi	9.440 psi	1.493 Klbs	8.525"

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	Block Wt.
7801	12 1/4"	10.50	0.839	17	45.000

RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM	TOPS		h	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADE - WEIGHT	CONNECTION
					7784	CAP.					
161	68		36.68	6079.55	1704.45	445.1	102.1	239.863	284.863	P-110-47 lb/ft	BC
162	67		36.74	6116.29	1667.71	447.8	102.7	241.313	286.313	P-110-47 lb/ft	BC
163	66		38.04	6154.33	1629.67	450.5	103.4	242.814	287.814	P-110-47 lb/ft	BC
164	64		37.14	6191.47	1592.53	453.3	104.0	244.279	289.279	P-110-47 lb/ft	BC
165	63		35.68	6227.15	1556.85	455.9	104.6	245.687	290.687	P-110-47 lb/ft	BC
166	62		34.94	6262.09	1521.91	458.4	105.2	247.065	292.065	P-110-47 lb/ft	BC
167	61		37.17	6299.26	1484.74	461.2	105.8	248.532	293.532	P-110-47 lb/ft	BC
168	60		37.04	6336.30	1447.70	463.9	106.4	249.993	294.993	P-110-47 lb/ft	BC
169	59		37.17	6373.47	1410.53	466.6	107.0	251.460	296.460	P-110-47 lb/ft	BC
170	58		37.99	6411.46	1372.54	469.4	107.7	252.959	297.959	P-110-47 lb/ft	BC
171	57		38.15	6449.61	1334.39	472.2	108.3	254.464	299.464	P-110-47 lb/ft	BC
172	56		37.16	6486.77	1297.23	474.9	108.9	255.930	300.930	P-110-47 lb/ft	BC
173	55		38.19	6524.96	1259.04	477.7	109.6	257.437	302.437	P-110-47 lb/ft	BC
174	54		37.55	6562.51	1221.49	480.4	110.2	258.918	303.918	P-110-47 lb/ft	BC
175	53		38.02	6600.53	1183.47	483.2	110.8	260.418	305.418	P-110-47 lb/ft	BC
176	52		36.92	6637.45	1146.55	485.9	111.5	261.875	306.875	P-110-47 lb/ft	BC
177	51		37.51	6674.96	1109.04	488.7	112.1	263.355	308.355	P-110-47 lb/ft	BC
178	50		37.19	6712.15	1071.85	491.4	112.7	264.822	309.822	P-110-47 lb/ft	BC
179	49		34.41	6746.56	1037.44	493.9	113.3	266.180	311.180	P-110-47 lb/ft	BC
180	48		35.77	6782.33	1001.67	496.5	113.9	267.591	312.591	P-110-47 lb/ft	BC
181	47		36.74	6819.07	964.93	499.2	114.5	269.040	314.040	P-110-47 lb/ft	BC
182	46		36.81	6855.88	928.12	501.9	115.1	270.493	315.493	P-110-47 lb/ft	BC
183	45		37.53	6893.41	890.59	504.6	115.8	271.973	316.973	P-110-47 lb/ft	BC
184	44		37.61	6931.02	852.98	507.4	116.4	273.457	318.457	P-110-47 lb/ft	BC
185	43		35.34	6966.36	817.64	510.0	117.0	274.852	319.852	P-110-47 lb/ft	BC
186	42		37.44	7003.80	780.20	512.7	117.6	276.329	321.329	P-110-47 lb/ft	BC
187	40		37.10	7040.90	743.10	515.4	118.2	277.793	322.793	P-110-47 lb/ft	BC
188	39		38.00	7078.90	705.10	518.2	118.9	279.292	324.292	P-110-47 lb/ft	BC
189	38		37.15	7116.05	667.95	520.9	119.5	280.758	325.758	P-110-47 lb/ft	BC
190	37		37.65	7153.70	630.30	523.7	120.1	282.243	327.243	P-110-47 lb/ft	BC
191	36		36.45	7190.15	593.85	526.4	120.8	283.681	328.681	P-110-47 lb/ft	BC
192	35		38.01	7228.16	555.84	529.2	121.4	285.181	330.181	P-110-47 lb/ft	BC
193	34		38.07	7266.23	517.77	531.9	122.0	286.683	331.683	P-110-47 lb/ft	BC
194	33		38.16	7304.39	479.61	534.7	122.7	288.188	333.188	P-110-47 lb/ft	BC
195	32		37.66	7342.05	441.95	537.5	123.3	289.674	334.674	P-110-47 lb/ft	BC
196	31		38.13	7380.18	403.82	540.3	123.9	291.179	336.179	P-110-47 lb/ft	BC
197	30		36.85	7417.03	366.97	543.0	124.6	292.632	337.632	P-110-47 lb/ft	BC
198	29		37.45	7454.48	329.52	545.7	125.2	294.110	339.110	P-110-47 lb/ft	BC
199	28		37.62	7492.10	291.90	548.5	125.8	295.594	340.594	P-110-47 lb/ft	BC
200	27		37.13	7529.23	254.77	551.2	126.4	297.059	342.059	P-110-47 lb/ft	BC



TALLY CASING 9 5/8"



CASING 9 5/8"

RIG: EVC 5 SENCILLO: X COMBINADO: _____
 DATE: 28 de agosto de 2012 COMPANY MAN: Inq. Edgar Marquez

SIZE	GRADE	TYPE	WT #	I.D.	PROM	CAP	DISP	COLLAPSE	BURST	TENSION	DRIFT
9,625	P-110	BTC	47,00	8,681	37,60	0,073 bpf	0,017 bpf	5300 psi	9,440 psi	1,493 Klbs	8,525"

TD	Hole Size	Mud Wt.	B. F.	BOLSILLO	Block Wt.
7801	12 1/4"	10,50	0,839	17	45.000

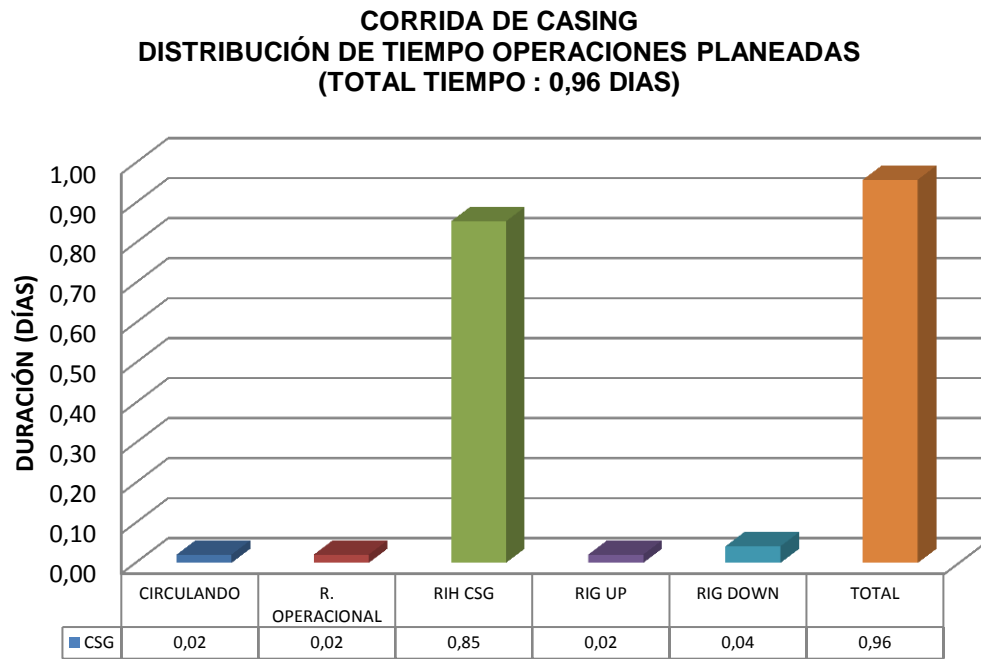
TOPS											
RUN #	RACK #	CENTRAL	LENGTH	ACUM	7784	CAP.	h	Buoyed Wt.	Indicator Wt	GRADE-WEIGHT	CONNECTION
201	26		36,59	7565,82	218,18	553,9	127,1	298.503	343.503	P-110-47 lbt	BC
202	25		37,37	7603,19	180,81	556,6	127,7	299.977	344.977	P-110-47 lbt	BC
203	24		34,94	7638,13	145,87	559,2	128,3	301.356	346.356	P-110-47 lbt	BC
204	23		37,07	7675,20	108,80	561,9	128,9	302.818	347.818	P-110-47 lbt	BC
205	22		38,17	7713,37	70,63	564,7	129,5	304.324	349.324	P-110-47 lbt	BC
206	21		38,17	7751,54	32,46	567,5	130,2	305.830	350.830	P-110-47 lbt	BC
207	20	ULTIMO	38,14	7789,68	-5,68	570,3	130,8	307.335	352.335	P-110-47 lbt	BC
208	19	BACKUP	37,46	7827,14	-43,14	573,0	131,4	308.813	353.813	P-110-47 lbt	BC
209	18	BACKUP	37,44	7864,58	-80,58	575,7	132,1	310.290	355.290	P-110-47 lbt	BC
210	17	BACKUP	37,88	7902,46	-118,46	578,5	132,7	311.785	356.785	P-110-47 lbt	BC
211	16	BACKUP	37,16	7939,62	-155,62	581,2	133,3	313.251	358.251	P-110-47 lbt	BC
212	15	BACKUP	38,08	7977,70	-193,70	584,0	134,0	314.753	359.753	P-110-47 lbt	BC
213	14	BACKUP	37,68	8015,38	-231,38	586,8	134,6	316.240	361.240	P-110-47 lbt	BC
214	13	BACKUP	38,22	8053,60	-269,60	589,6	135,3	317.748	362.748	P-110-47 lbt	BC
215	12	BACKUP	37,38	8090,98	-306,98	592,3	135,9	319.223	364.223	P-110-47 lbt	BC
216	11	BACKUP	37,45	8128,43	-344,43	595,1	136,5	320.700	365.700	P-110-47 lbt	BC
217	10	BACKUP	37,18	8165,61	-381,61	597,8	137,1	322.167	367.167	P-110-47 lbt	BC
218	9	BACKUP	36,88	8202,49	-418,49	600,5	137,8	323.622	368.622	P-110-47 lbt	BC
219	8	BACKUP	36,71	8239,20	-455,20	603,2	138,4	325.070	370.070	P-110-47 lbt	BC
220	7	BACKUP	37,12	8276,32	-492,32	605,9	139,0	326.535	371.535	P-110-47 lbt	BC
221	6	BACKUP	37,70	8314,02	-530,02	608,6	139,6	328.022	373.022	P-110-47 lbt	BC
222	5	BACKUP	37,20	8351,22	-567,22	611,4	140,2	329.490	374.490	P-110-47 lbt	BC
223	4	BACKUP	37,67	8388,89	-604,89	614,1	140,9	330.976	375.976	P-110-47 lbt	BC
224	3	BACKUP	37,69	8426,58	-642,58	616,9	141,5	332.463	377.463	P-110-47 lbt	BC
225	2	BACKUP	37,18	8463,76	-679,76	619,6	142,1	333.930	378.930	P-110-47 lbt	BC

LAS JUNTAS UBICADAS EN EL RACK CON NUMEROS EN EL CUERPO 83-74-72-65-41 NO ENTRARAN YA QUE NO SON OPERATIVAS

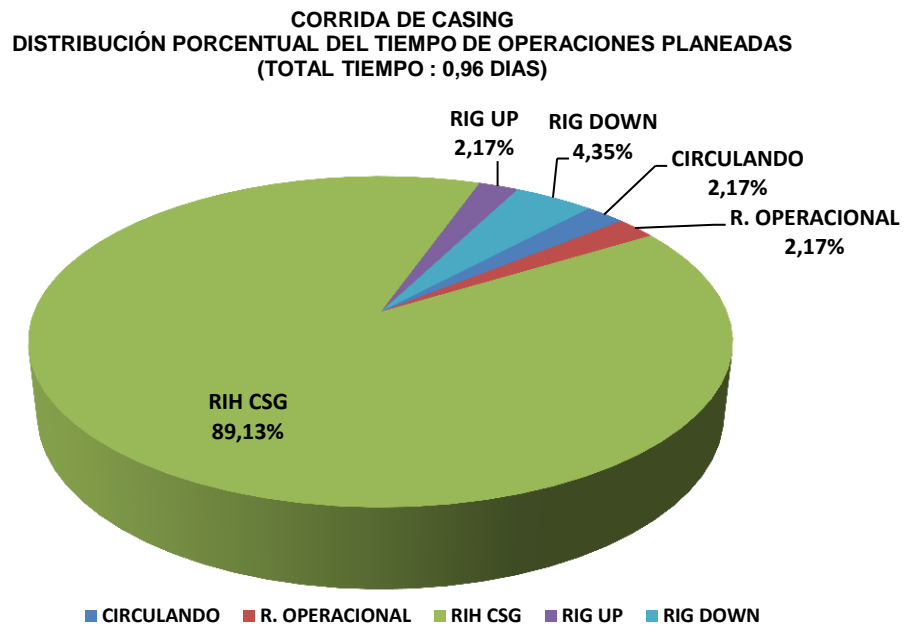
TOTAL CENTRALIZADORES INSTALADOS	
TOTAL JUNTAS EN HUECO	207 Juntas a correr
TOTAL JUNTAS SOBRANTES	18 Junta sobre los Racks

Fuente: Informe Final (Pozo ANH-PATIA-1-St-P), Elaborado por Equipo Pozos Profundos UIS

Gráfica 76. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante la corrida de revestimiento fase 12 ¼"



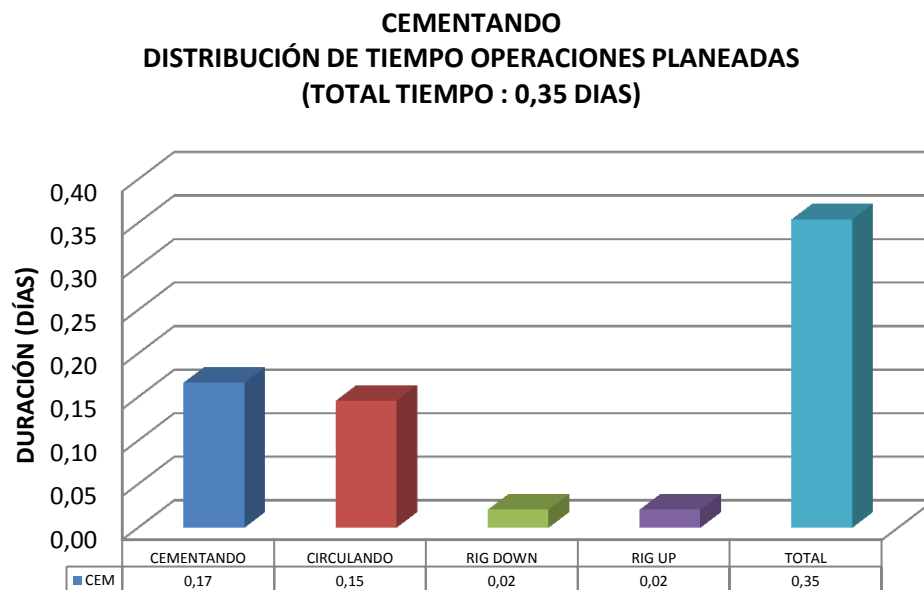
Gráfica 77. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante la corrida de revestimiento fase 12 ¼"



4.3.2.8 Cementación: La operación de cementación comienza el día 30 de agosto del 2012 a las 22:30 horas realizando el Rig up de las herramientas para cementar revestimiento de 9⁵/₈" la operación está a cargo de (CPVEN). Se realizó trabajo de cementación de tubería de revestimiento de 9⁵/₈" pulgadas bombeando 40 Bls de lavador químico CWQ-1 con densidad de 8,4 ppg, 40 Bls de espaciador mecánico CSM-1 con densidad de 11.0 ppg, con una presión final de 320 psi.

Se utilizó una lechada principal de 15.8 ppg para cubrir 1600 ft en el espacio anular desde el Zapato Flotador de 9 5/8" el cual se estima quedar ubicado aproximadamente a 7790 pies hasta 6190 pies. Se utilizó una lechada de relleno de densidad 13,6 ppg para cubrir 1350 pies en el espacio anular desde 6190 pies 4840 pies.²⁵

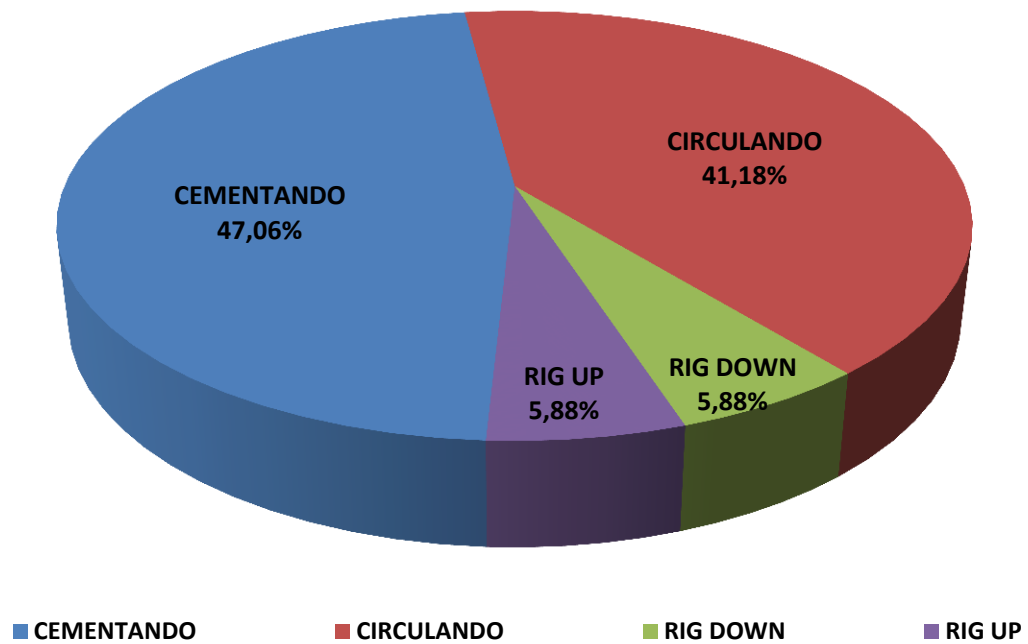
Gráfica 78. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante la cementación fase 12¹/₄"



²⁵ Tomado REPORTE POST OPERACIONAL DE CEMENTACION REVESTIMIENTO 9 5/8" @ 7.790 FT MD (CPVEN)

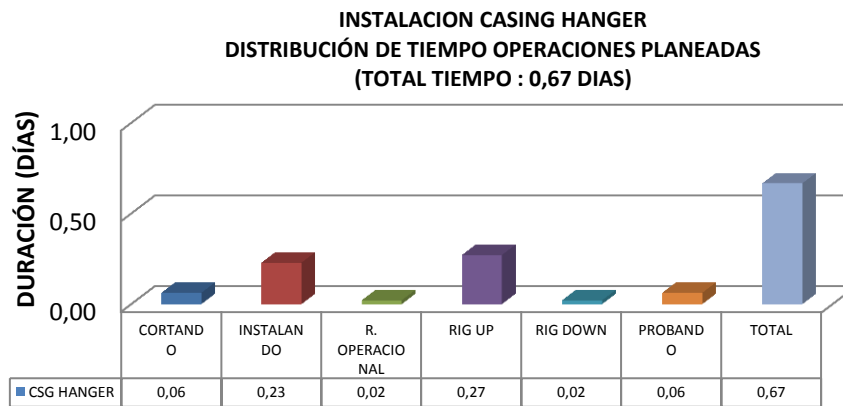
Gráfica 79. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante la cementación fase 12¼"

CEMENTACIÓN
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,35 DIAS)

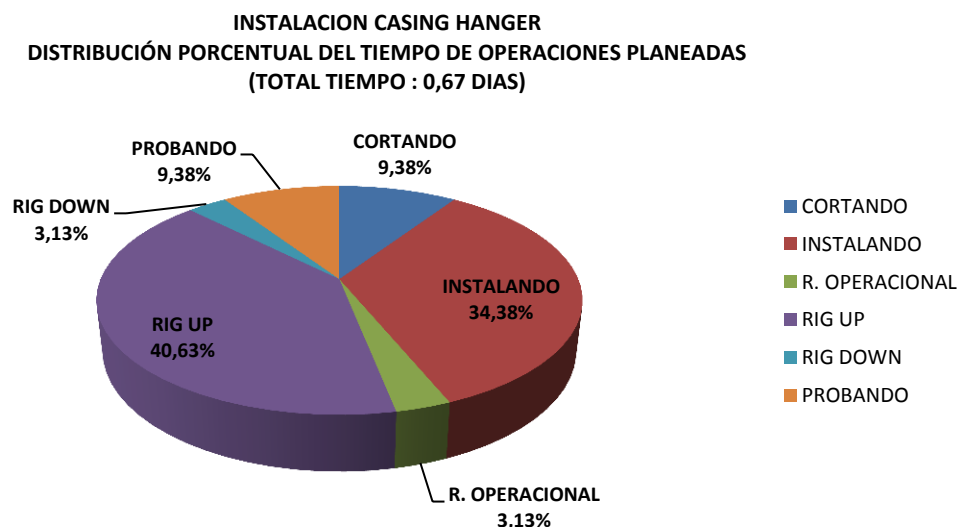


4.3.2.9 Instalación Casing Hanger de 9 5/8”: La instalación del Casing Hanger de 9 5/8" Tipo C-22, inicia a las 07:00 horas del día 31 de agosto del 2012, al finalizar la instalación el personal de FEPCO aseguró BOP y colgó revestimiento de 9 5/8" con 30 Klbs de overpull, asentó casing hanger, corto y biselo casing 9 5/8" a 10" del empaque, sentó BOP y ajusto espárragos, realiza prueba de preventoras 13 5/8" X 10M, la operación concluye el día 31 de agosto del 2012a las 23:00.

Gráfica 80. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante la instalación casing hanger fase 12¼”

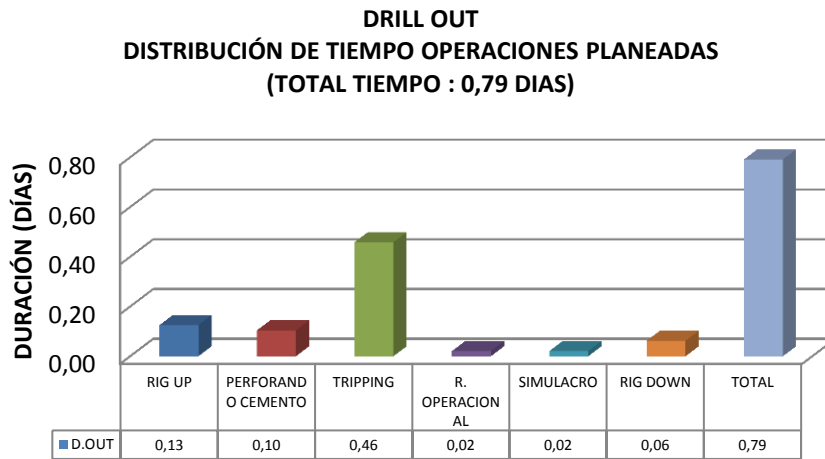


Gráfica 81. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante la instalación casing hanger fase 12¼”

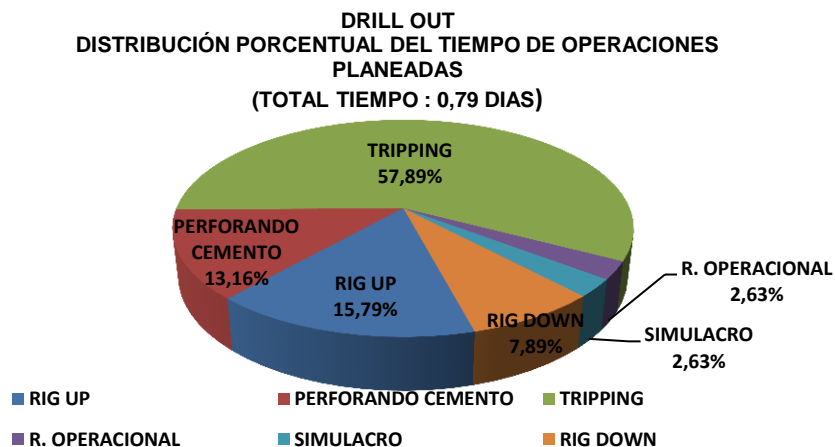


4.3.2.10 Drill Out: El 31 de agosto del 2012a las 23:00 horas se inicia el drill out bajando BHA No.14 con broca 15, hasta 7748 donde se verifica tope de cemento se realiza un simulacro de control de pozo y se inicia drill out de cemento más zapato del casing de 9 5/8" más bolsillo de cemento desde 7748' hasta 7801'. Se finaliza el drill out a las 19:30 horas del día 01 septiembre del 2012.

Gráfica 82. Distribución de tiempo de actividades planeadas durante el Drill Out fase 12 1/4"



Gráfica 83. Distribución porcentual de tiempo de actividades planeadas durante el Drill Out fase 12 1/4"



✓ BHA USADOS DURANTE EL DRILL OUT DE LA FASE 12 1/4"


Figura 55. BHA de Perforación No. 14

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43			
DESCRIPCION BHA												Versión: 01			
Actualización: 18/05/2012															
BHA # <u>14</u>															
POZO: <u>ANH PATÍA 1 ST P</u>				FASE: <u>8 1/2"</u>				BROCA: <u>15</u>							
FECHA ENTRADA: <u>31/08/2012</u>		OPERADORA: <u>UIS</u>			PESO LODO: <u>11,3</u>			Factor Boyanza: <u>0,827</u>		PESO BLOQUE: <u>45000 LBS</u>					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(4) HWDP 5" Spiral	NC 50	EVC	070702178	6 9/16"	3 1/16"	1,66	50	48463	40102	122,39	30,48	756,62	30000	
				NN1	6 5/8"	3 1/16"	1,59	50	48460	40099		30,42	726,14		
				070702349	6 5/8"	3"	1,67	50	46939	38841		30,74	695,72		
				070702345	6 5/8"	3 1/16"	1,64	50	45402	37569		30,75	664,98		
	HYDRA JAR 6 1/2"	NC50	WTF	1760-5575	6 1/2"	2 3/4"	1,49	90	43864	36297	32,49	32,49	634,23		30000
	(11) HWDP 5" Spiral	NC 50	EVC	070702324	6 11/16"	3 1/16"	1,72	50	40940	33877	337,03	30,74	601,74		
				070702348	6 11/16"	3 1/16"	1,68	50	39403	32605		30,78	571,00		
				070702344	6 11/16"	3"	1,68	50	37864	31332		30,75	540,22		
				070702363	6 5/8"	3"	1,73	50	36327	30060		30,75	509,47		
				070702362	6 5/8"	3 1/16"	1,72	50	34789	28787		30,76	478,72		
				070702148	6 9/16"	3 1/8"	1,61	50	33251	27515		30,46	447,96		
				070702338	6 11/16"	3 1/16"	1,76	50	31728	26254		30,78	417,50		
				070702359	6 11/16"	3"	1,69	50	30189	24981		30,75	386,72		
				070702229	6 9/16"	3"	1,56	50	28652	23709		30,42	355,97		
				070702207	6 5/8"	3 1/16"	1,55	50	27131	22450		30,09	325,55		
	070702341	6 11/16"	3 1/16"	1,65	50	25626	21205	30,75	295,46						
	(6) DC 6 1/2"	NC 50	EVC	070701144	6 9/16"	2 7/8"	1,42	91	24089	19933	186,41	30,99	264,71	32000	
				070701155	6 9/16"	2 7/8"	1,33	91	21269	17599		31,31	233,72		
				070701203	6 5/8"	2 13/16"	1,36	91	18419	15242		31,05	202,41		
				IDA 34817	6 11/16"	2 3/4"	3,48	91	15594	12904		31,03	171,36		
				IDA 34769	6 5/8"	2 13/16"	3,48	91	12770	10567		31,01	140,33		
				IDA 34750	6 11/16"	2 7/8"	3,47	91	9948	8232		31,02	109,32		
STABILIZER 8 1/4"	NC 50	WTF	WRTL 002552	6 13/16"	2 13/16"	2,60	91	7125	5896	6,34	6,34	78,30	30000 18000		
DC 6 1/2"	NC 50	EVC	IDA 35260	6 5/8"	2 3/4"	3,48	91	6548	5419	30,86	30,86	71,96			
STABILIZER 8 1/8"	NC 50	WTF	W 49749-63	6 3/4"	3"	1,92	91	3740	3095	5,25	5,25	41,10			
DC 6 1/2"	NC 50	EVC	IDA 34334	6 11/16"	2 13/16"	3,48	91	3262	2700	31,05	31,05	35,85			
BIT SUB Whit Float Valve	NC 50 * 4 1/2 Reg		070801170	6 5/8"	xxx	xxx	91	437	361	4,00	4,00	4,80			
BIT PDC 8 1/2" TIPO: RSR 716M	4 1/2 Reg	NOV	226835	8 1/2"	Jets: 3x11 4x10 TFA: 0.585		91	73	60	0,80	0,80	0,80		18000	
LONGITUD TOTAL											756,62	756,62			

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS DURANTE EL DRILL OUT LA FASE 12 1/4"

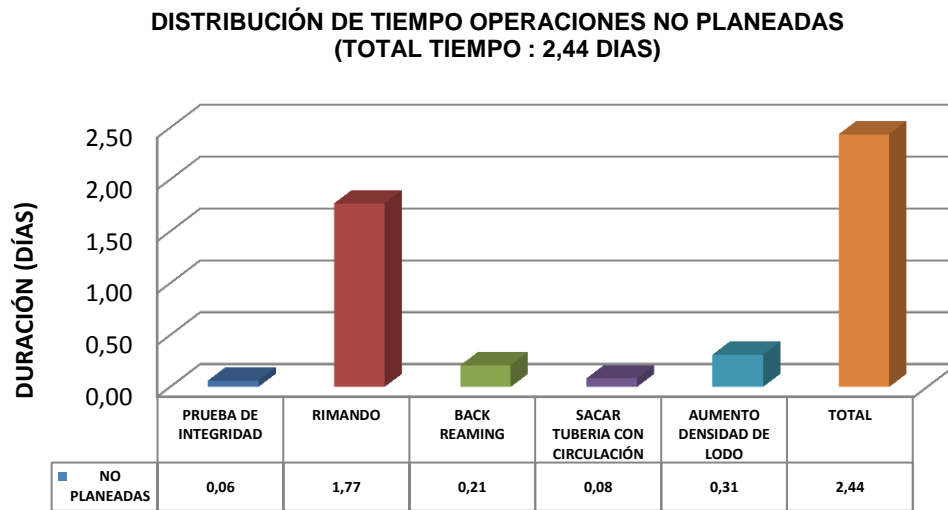
Figura 56. Broca utilizada Drill Out Revestimiento 9 5/8"

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.49										
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01										
																	Actualización: 18/05/2012										
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):		22																	
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
15	8 1/2"	RSR716M-C1	M423	228835	7748	8000	252	9,5	5,56	26,53	45,32	3X11 + 4X10	0,585	*10-20	80-110	2050-2550	400-550	11,3	4	2	CT	T/S	X	I	BT	CP	21,4% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 14,3% LIMOLITA; 47,9% ARCILLOLITA; 16,4% ARENSCA SUBLITICA

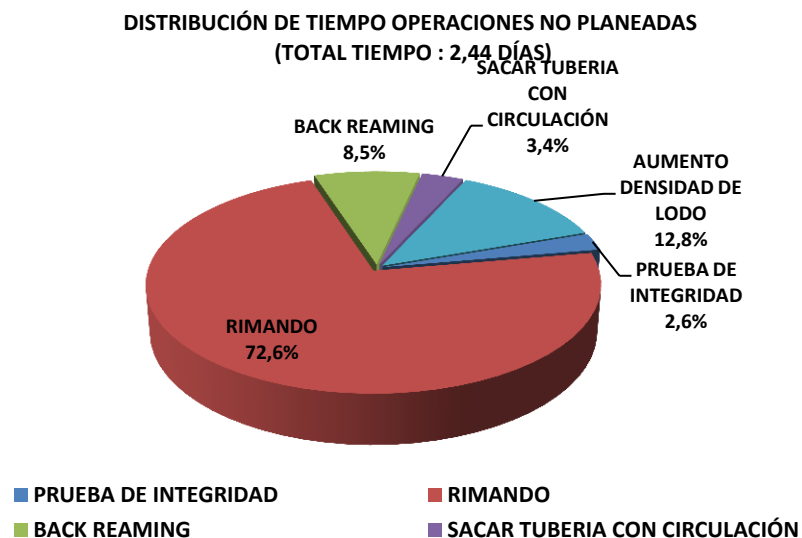
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.3.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 12 ¼”. En la ejecución de la perforación de la fase 12 ¼” se realizaron una serie de actividades no planeadas que tuvieron una duración total de 58,5 horas equivalentes a 2,44 días.

Gráfica 84. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 12 ¼”



Gráfica 85. Distribución porcentual de tiempo operaciones no planeadas fase 12 ¼”



4.3.3.1 Prueba de integridad a 5020 pies: Se consideró una operación no planeada debido a que la prueba de integridad se realizó sin homogenizar el lodo, por lo cual fue imposible estimar el peso de lodo deseado. Esta actividad no planeada tuvo una duración de 1,5 horas equivalente a 0,063 días de operaciones adicionales.

4.3.3.2 Rimando: Operación no planeada para el desarrollo de esta fase, la cual fue consecuencia de distintos puntos apretados encontrados mientras se bajaba la sarta, para realizar actividades de corazonamiento del intervalo 6, ensanchamiento de 6078 pies a 6661 pies y acondicionamiento para registros, esta actividad no planeada tuvo una duración de 42,5 horas equivalente a 1,77 días de operaciones adicionales. Las operaciones de rimado se realizaron en los siguientes intervalos.

- 5162 pies a 6078 pies
- 5294 pies a 5675 pies
- 7512 pies a 7801 pies

4.3.3.3 Backreaming: Operación no planeada para el desarrollo de esta fase, la cual fue consecuencia de la sobretensión de 30 Klbs en 6697', de 40 Klbs en 7289' y de 30-50 Klbs en 7760', 7757', 7740', por lo cual fue necesario realizar backreaming en el intervalo de 7801 pies a 7763 pies, en la parada de 6697 y en el 70% del intervalo de 7801 pies a 7289 pies, esta actividad no planeada tuvo una duración de 5 horas equivalente a 0,21 días de operaciones adicionales.

4.3.3.4 Aumento densidad de lodo: Debido a la alta inestabilidad de la formación por la presencia de esfuerzos tectónicos fue necesario incrementar el lodo en 3 ocasiones, la primera de 9.9 ppg a 10.4 ppg, la segunda de 10.4 ppg a 11.0 ppg y la última de 11.0 ppg a 11,3 ppg Esta actividad no planeada tuvo una duración de 7,5 horas equivalente a 0,31 días de operaciones adicionales.

4.3.3.5 Sacar tubería con circulación: Durante la perforación del intervalo de 5247 pies a 6078 pies, sacando tubería de 6078 a 5247 se presentó llenado irregular y suabeo del pozo lo que hizo necesario verificar los niveles estáticos y sacar tubería con circulación (*whashing*) continuo circulando con el objetivo de obtener retornos limpios ya que se presentó alta cantidad de cavings, esta actividad no planeada tuvo una duración de 2 horas equivalente a 0,08 días de operaciones adicionales.

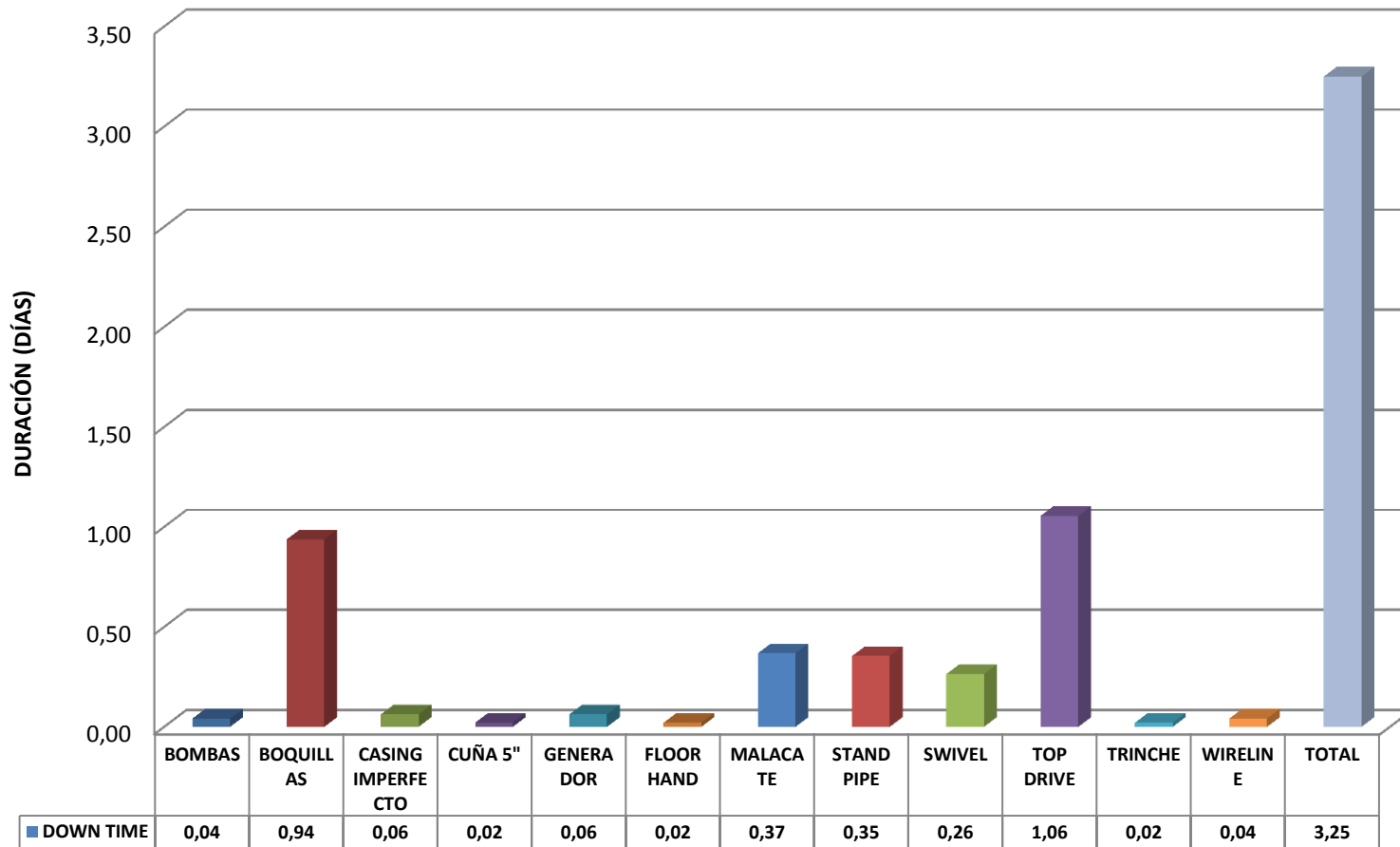
4.3.4 Distribución Down Time Fase 12 ¼”. Durante la perforación de la fase 12 ¼” se presentaron diversas fallas de equipos que significaron una marcada pérdida de tiempo, las cuales fueron identificadas durante el desarrollo de cada actividad, y tuvieron una duración total de 78,0 horas equivalentes a 3,25 días. A continuación relacionaremos los equipos y personal que fallaron durante la perforación de la fase:

Tabla 33. Distribución Down Time fase 12 ¼”

DOWN TIME	RESPONSABLE	HORAS	DIAS
BOMBAS	ERAZO VALENCIA	1,00	0,04
BOQUILLAS	ERAZO VALENCIA	22,50	0,94
CASING IMPERFECTO	POINTER	1,50	0,06
CUÑA 5"	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
GENERADOR	ERAZO VALENCIA	1,50	0,06
FLOOR HAND	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
MALACATE	ERAZO VALENCIA	8,83	0,37
STAND PIPE	ERAZO VALENCIA	8,50	0,35
SWIVEL	ERAZO VALENCIA	6,33	0,26
TOP DRIVE	ERAZO VALENCIA	25,33	1,06
TRINCHE	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
WIRELINE	HALLIBURTON	1,00	0,04
TOTAL		78,0	3,25

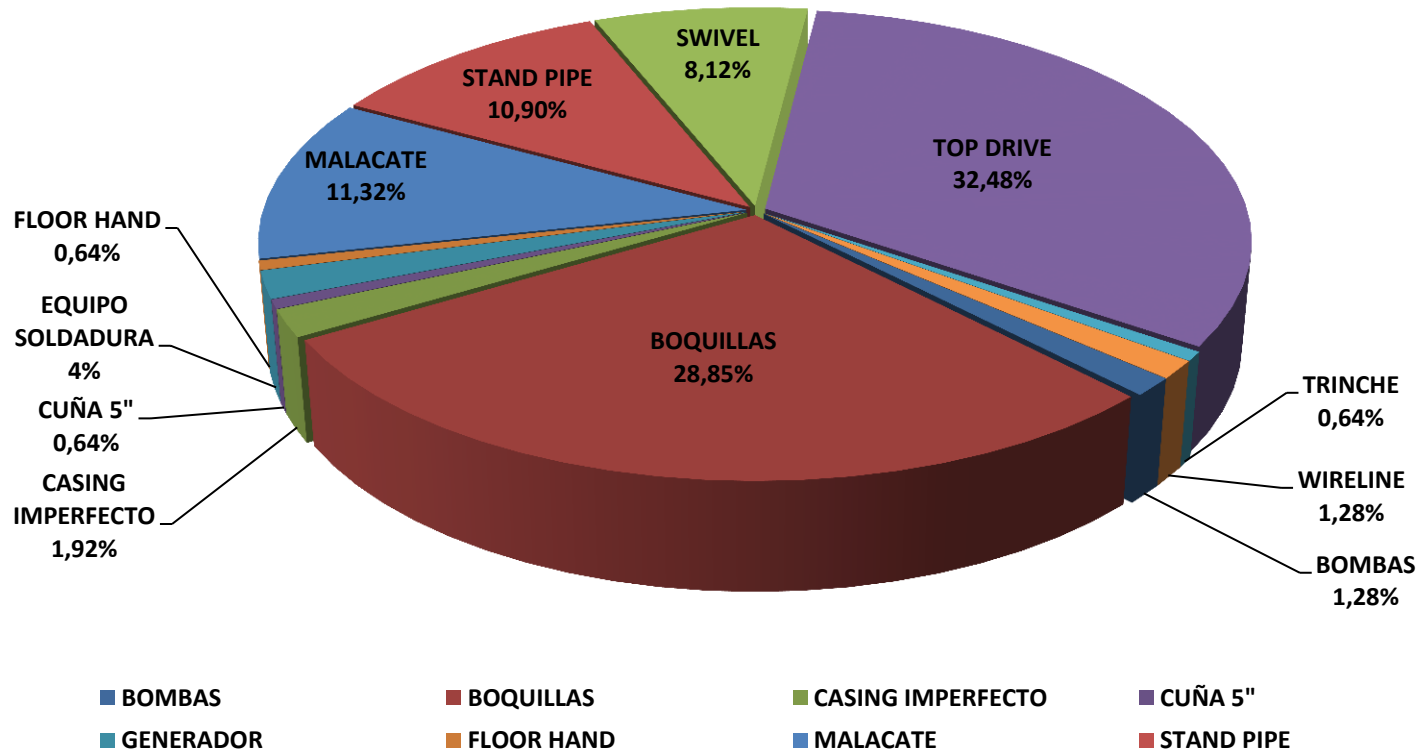
Gráfica 86. Distribución Down Time fase 12 ¼"

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO DOWN TIME
(TOTAL TIEMPO : 3,25 DÍAS)**



Gráfica 87. Distribución porcentual Down Time fase 12 1/4"

DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DOWN TIME FASE 12 1/4"
DURACION TOTAL 3,25 DIAS



4.3.4.1 Unidad Wireline: La unidad de wireline presento problemas, la guaya sufrió aplastamiento y se debió cambiar el nudo del rope socket, también se presentaron problemas al cerrar el elevador y tomar la parada No.59 estas fallas ocasionaron un total de tiempo perdido de 1,0 horas equivalentes a 0,04 días. Empresa responsable Halliburton

4.3.4.2 Bombas de lodo: Se perdió una hora en total en esta fase, tiempo distribuido de la siguiente manera:

Bomba N° 3: Presentó inestabilidad en el galonaje tiempo: 0,5 horas

Bomba N° 2: Probó válvula de seguridad de la bomba

Las reparaciones de estas fallas ocasionaron un total de tiempo perdido de 1,0 horas equivalentes a 0,04 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.3 Swivel: Se perdieron 6,33 horas por conexión de válvula de seguridad e instalación del entry sub para iniciar trabajos de reparación. Cambió wash pipe e instaló grapa. Lavó y verificó Swivel, equivalentes a 0,26 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.4 Cuña 5”: Se cambiaron las orejas a la cuña de 5" por daño, lo cual genero una pérdida de 0,5 horas equivalentes a 0,02 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.5 Floor Hand: La llave hidráulica presenta daños que retrasan las operaciones, tienen problemas para torquar la tubería, esto genero una pérdida de 0,5 horas equivalentes a 0,02 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.6 Generador eléctrico: Se presentaron fallas en el generador que en ocasiones género apagones totales en el equipo por tiempos hasta de 11 minutos y alteraciones en el galonaje de las bombas, esto genero una pérdida de 1,5 horas equivalentes a 0,06 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.7 Malacate: Durante la perforación del intervalo de 6661' hasta 8000' se cambió retenedor en el clutch del malacate, se engrasó la unidad básica y se realizó mantenimiento general, esto genero una pérdida de 8,33 horas equivalentes a 0,37 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.8 Boquillas: Intentó destapar boquillas sin éxito por lo cual fue necesario levantar la sarta y desconectar broca N° 14-R, se observaron 4 boquillas tapadas con 5 tornillos de 3/8" x 3/4", que pertenecian a las bombas de lodo, se lavaron y destaparon las boquillas de la broca, esto genero una pérdida de 22,5 horas equivalentes a 0,94 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.9 Casing Imperfecto: En la junta No. 61 y 74, se observó tubo montado por daño mecánico durante la operación. El personal de Tubodrilling reparó la rosca del pin (jt No. 61 y 74) y de la caja (jt No. 60 y 73) en lo cual se perdió 1 hora, y debido a problemas con el elevador, exceso de laca en la zona cercana al acople de la junta se remplazó junta No. 207 perdiendo 0,5 horas, esto genero una pérdida total de 1,5 horas equivalentes a 0,06 días. Empresa responsable Pointer.

4.3.4.10 Stand Pipe: Durante la fase de 12 ¼" a 7206 pies de profundidad por se presentó fuga en el empaque de línea del Stan Pipe y a 4913' pies se presentó de nuevo fuga en la línea del stand pipe, se cambió O-Ring dañado, se generaron pérdidas de 8,5 horas equivalentes a 0,35 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.11 Top Drive: Las pérdidas de tiempo de este equipo equivalentes al 32,48 % del tiempo perdido en la fase, las causas de estas pérdidas se presentaron por problemas de recalentamiento en el top drive ensanchando hueco a 6372 pies, tuvo problemas en wash pipe y fuga hidráulica de una de las mangueras del Top Drive. Levantó a 7289' para reparar fuga observada en X-O que une Top drive con Swivel.

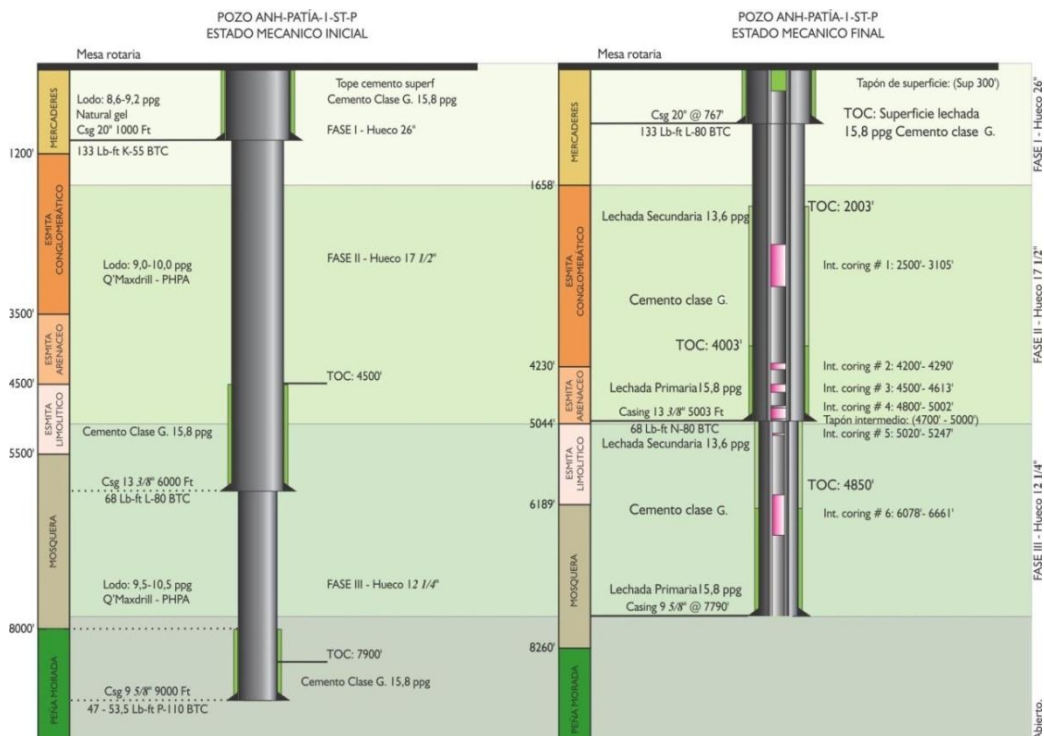
Se sacó parada No. 74 hasta 7668' por problemas en acople del sistema hidráulico del Top drive causando pérdidas de tiempo. A 7801' por problemas en acople del sistema hidráulico del Top drive se suspendió la operación.

Debido a problemas con Top drive se realizaron operaciones no convencionales para desconectar parada con llaves de potencia causando pérdidas de tiempo. Se generaron pérdidas de 25,33 horas equivalentes a 1,06 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.3.4.12 Trinche: Se presentaron problemas con el trinche de trabajador ocasionando problemas para sacar las paradas 54, 57 y 58, lo que generó pérdidas de 0,5 horas equivalentes a 0,02 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

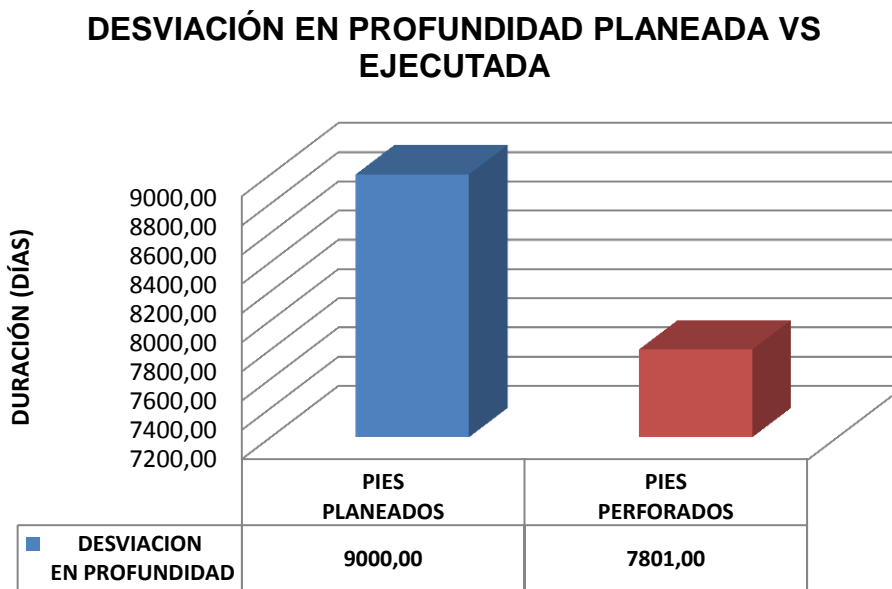
4.3.5 desviación en profundidad. La fase de 12 ¼" se había programado para una profundidad total de 9000 pies pero teniendo en cuenta que se generaron diversos problemas durante la perforación por inestabilidad en la formación, por la presencia de esfuerzos tectónicos se decidió establecer como profundidad final 7801 pies.

Figura 57. Estado mecánico fase 12 1/4"



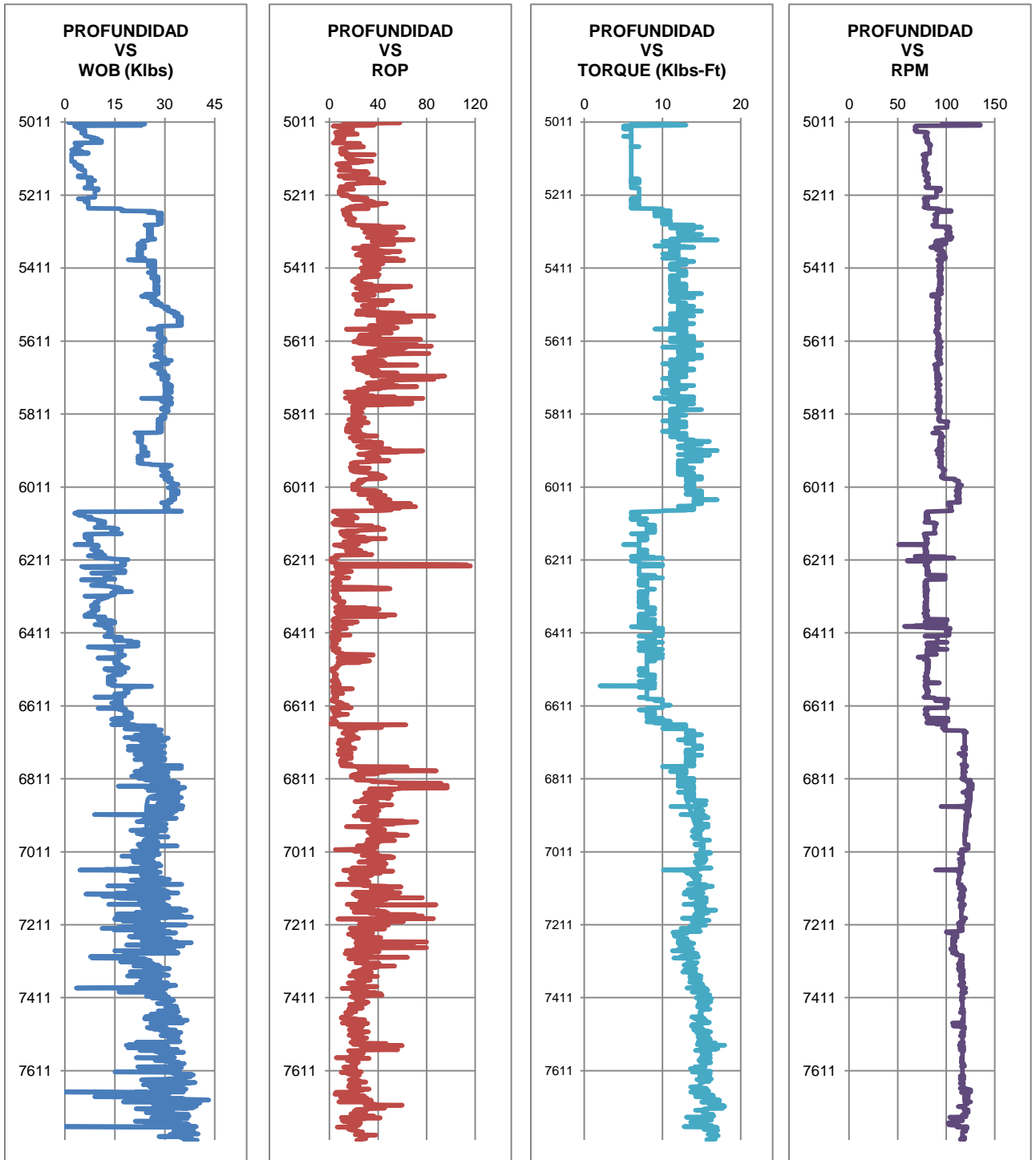
Fuente: Equipo UIS y editada por los autores

Gráfica 88. Desviación en profundidad planeada vs ejecutada fase 12 1/4"



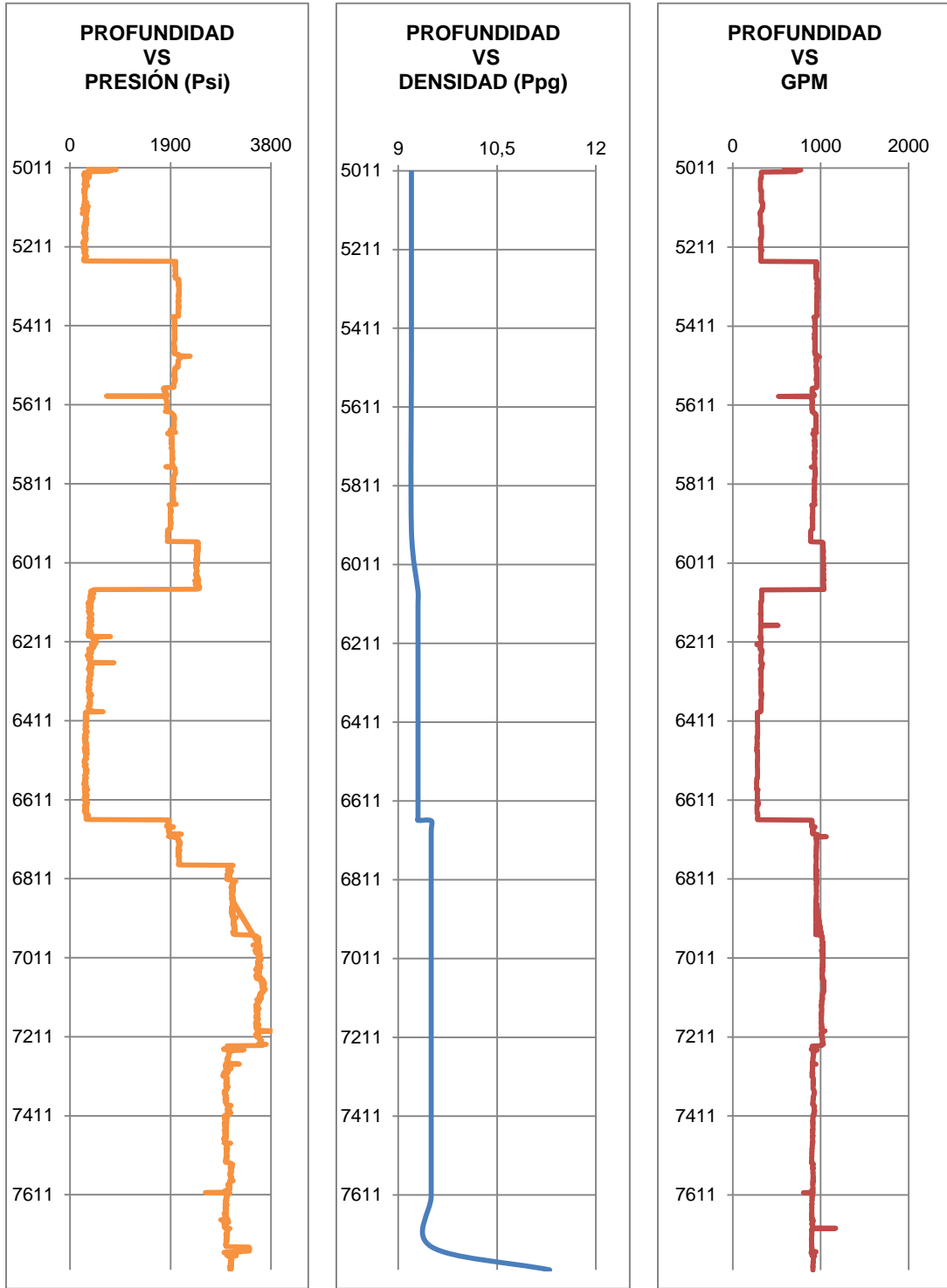
4.3.6 Parámetros operacionales mecánicos

Gráfica 88. Parámetros operacionales mecánicos



4.3.7 Parámetros operacionales hidráulicos

Gráfica 890. Parámetros operacionales hidráulicos



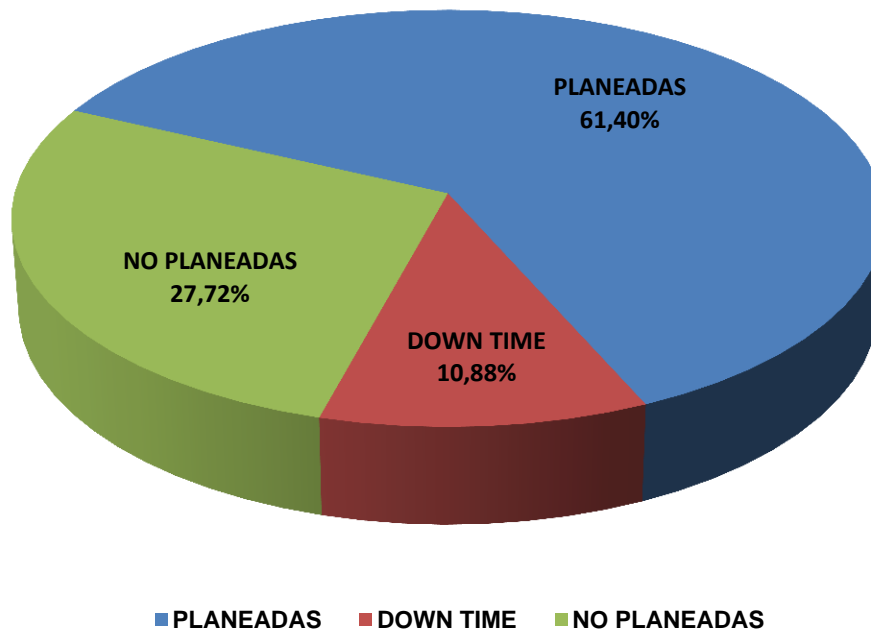
4.4 FASE 8 ½”- POZO ANH PATIA 1

La fase 8 ½” inicia el día 01 de septiembre del 2012 a las 19:30 horas a una profundidad de 7801 Pies y se da por concluida el día 1 de octubre del 2012 a las 12:00 horas a una profundidad de 12100 Pies, con un total de 712,5 horas (29,69 días) de operaciones distribuidas en Actividades Planeadas, No planeadas y down time.

4.4.1 Distribución general de tiempos. A continuación se muestra gráficamente la distribución de tiempos

Gráfica 90. Distribución de tiempos operacionales fase 8 ½”

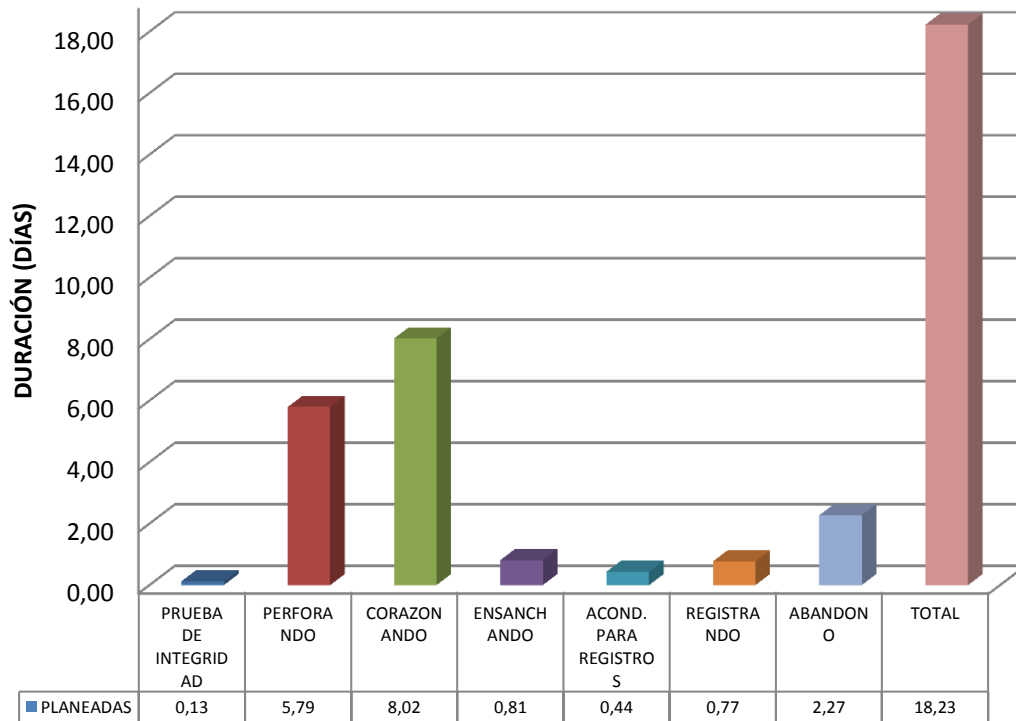
**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO : 29,69 DÍAS)**



4.4.2 Análisis de operaciones planeadas. En la fase de 8 ½” se planeó llegar a la profundidad final de 12100 pies y completar los 2000 pies corazonados y registrar todo el hueco perforado, a continuación se muestra gráficamente la distribución de la duración de cada actividad planeada, la duración total de estas actividades fue de 437,5 horas equivalentes a 18,23 días.

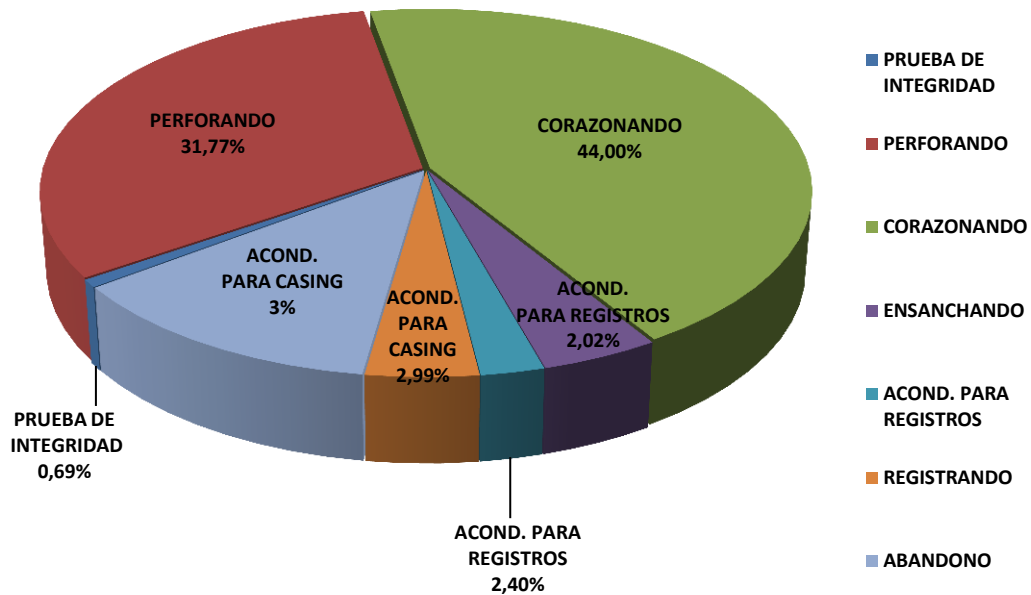
Gráfica 91. Distribución de tiempo operaciones planeadas fase 8 ½”

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 18,23 DÍAS)**



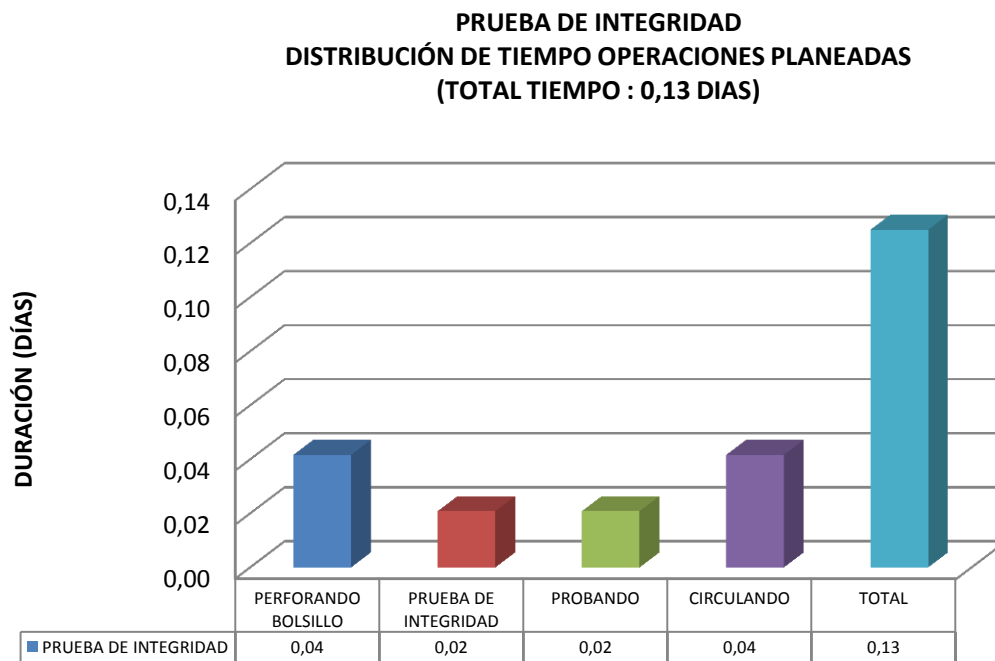
Gráfica 92. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas fase 8 ½”

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 18,23 DÍAS)**

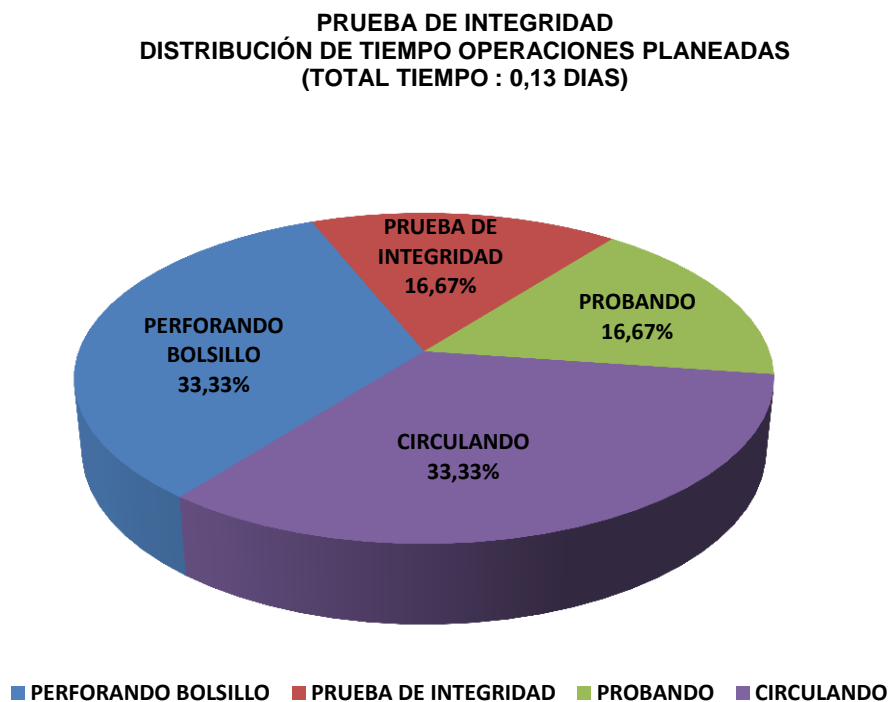


4.4.2.1 Prueba de integridad: La prueba de integridad inicia a las 19:30 horas el día 01 de septiembre y da inicio a la fase de 8 ½” cuando se perfora el bolsillo de 7801 pies a 7820 pies con broca No 15 de 8 ½” y BHA No 14, Circuló a una tasa de 490 gpm y desplazo con lodo fresco hasta homogenizar fluido, instaló side entry sub y conectó líneas de alta presión se probaron líneas de alta presión con 500 psi y 3000 psi, se da inicio a la prueba de integridad a las 22:00 horas usando la unidad de cementación alcanzando una presión total de 2750 psi, alcanzando una presión equivalente máxima a la densidad de 18 ppg se finaliza la prueba de integridad a las 22:30 horas del día 01 de septiembre.

Gráfica 93. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de integridad fase 8 1/2"


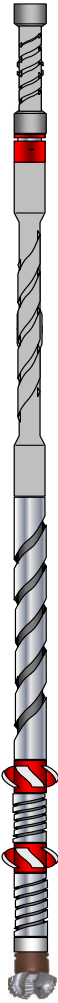


Gráfica 94. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de integridad fase 8 1/2"



✓ BHA USADO PARA PERFORAR BOLSILLO FASE 8 1/2"

Figura 44. BHA de Perforación No. 14 – Usado para el Drill Out y Perforar Bolsillo para la prueba de integridad.

		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43			
DESCRIPCION BHA												Versión: 01			
BHA # 14												Actualización: 18/05/2012			
POZO: ANH PATÍA 1 ST P				FASE: 8 1/2"				BROCA: 15							
FECHA ENTRADA: 31/08/2012		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 11,3			Factor Boyanza: 0,827		PESO BLOQUE: 45000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(4) HWDP 5" Spiral	NC 50	EVC	070702178	6 9/16"	3 1/16"	1,66	50	48463	40102	122,39	30,48	756,62	30000	
				NN1	6 5/8"	3 1/16"	1,59	50	48460	40099		30,42	726,14		
				070702349	6 5/8"	3"	1,67	50	46939	38841		30,74	695,72		
				070702345	6 5/8"	3 1/16"	1,64	50	45402	37569		30,75	664,98		
	HYDRA JAR 6 1/2"	NC50	WTF	1760-5575	6 1/2"	2 3/4"	1,49	90	43864	36297	32,49	32,49	634,23		
	(11) HWDP 5" Spiral	NC 50	EVC	070702324	6 11/16"	3 1/16"	1,72	50	40940	33877	337,03	30,74	601,74		
				070702348	6 11/16"	3 1/16"	1,68	50	39403	32605		30,78	571,00		
				070702344	6 11/16"	3"	1,68	50	37864	31332		30,75	540,22		
				070702363	6 5/8"	3"	1,73	50	36327	30060		30,75	509,47		
				070702362	6 5/8"	3 1/16"	1,72	50	34789	28787		30,76	478,72		
				070702148	6 9/16"	3 1/8"	1,61	50	33251	27515		30,46	447,96		
				070702338	6 11/16"	3 1/16"	1,76	50	31728	26254		30,78	417,50		
				070702359	6 11/16"	3"	1,69	50	30189	24981		30,75	386,72		
				070702229	6 9/16"	3"	1,56	50	28652	23709		30,42	355,97		
				070702207	6 5/8"	3 1/16"	1,55	50	27131	22450		30,09	325,55		
	070702341	6 11/16"	3 1/16"	1,65	50	25626	21205	30,75	295,46						
	(6) DC 6 1/2"	NC 50	EVC	070701144	6 9/16"	2 7/8"	1,42	91	24089	19933	186,41	30,99	264,71		32000
				070701155	6 9/16"	2 7/8"	1,33	91	21269	17599		31,31	233,72		
				070701203	6 5/8"	2 13/16"	1,36	91	18419	15242		31,05	202,41		
				IDA 34817	6 11/16"	2 3/4"	3,48	91	15594	12904		31,03	171,36		
				IDA 34769	6 5/8"	2 13/16"	3,48	91	12770	10567		31,01	140,33		
	IDA 34750	6 11/16"	2 7/8"	3,47	91	9948	8232	31,02	109,32						
	STABILIZER 8 1/4"	NC 50	WTF	WRTL 002552	6 13/16"	2 13/16"	2,60	91	7125	5896	6,34	6,34	78,30		
DC 6 1/2"	NC 50	EVC	IDA 35260	6 5/8"	2 3/4"	3,48	91	6548	5419	30,86	30,86	71,96			
STABILIZER 8 1/8"	NC 50	WTF	W 49749-63	6 3/4"	3"	1,92	91	3740	3095	5,25	5,25	41,10			
DC 6 1/2"	NC 50	EVC	IDA 34334	6 11/16"	2 13/16"	3,48	91	3262	2700	31,05	31,05	35,85			
BIT SUB Whit Float Valve	NC 50 * 4 1/2 Reg		070801170	6 5/8"	xxx	xxx	91	437	361	4,00	4,00	4,80	30000 18000		
BIT PDC 8 1/2" TIPO: RSR 716M	4 1/2 Reg	NOV	226835	8 1/2"	Jets: 3x11 4x10 TFA: 0.585	91	73	60	0,80	0,80	0,80	0,80	18000		
LONGITUD TOTAL											756,62	756,62			

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ BROCA USADA PARA PERFORAR BOLSILLO FASE 8 1/2"

Figura 459. Broca utilizada Drill Out Revestimiento 9 5/8", y prueba de integridad a 7820 pies

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SARDENIA		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS														Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																Versión: 01											
Actualización: 18/05/2012																											
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTIMETRO (FT):								22											
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																											
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (FT)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (FU/Hr)	ROP efec (FU/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE								LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	
15	8 1/2"	RSR716M-C1	M423	226835	7748	8000	252	9,5	5,56	26,53	45,32	3X11+4X10	0,585	*10-20	80-110	2050-2550	480-550	11,3	4	2	CT	TS	X	I	BT	CP	21,4% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 14,3% LIMOLITA; 47,9% ARCILLOLITA; 16,4% ARENISCA SUBEUTICA

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.4.2.2 Perforación: Durante la fase de 8 ½” se llevaron a cabo 3 intervalos de perforación los cuales relacionaremos a continuación:

✓ **Perforación desde 7801 pies a 8000 pies**

Este intervalo se inició a perforar el día 01 de septiembre del 2012 a las 22:30 horas se perforó con BHA No. 14 y broca No. 15 tipo RSR716M-C1 de 8 ½” (figura 66) suministrada por NOV a una ROP promedio de 30 ft/hr, se finalizó el día 02 de septiembre del 2012 a las 16:00 horas.

✓ **Perforación Intervalo 8029 pies a 10000 pies**

Este intervalo se inició a perforar el día 05 de septiembre del 2012 a las 08:30 horas se perforó con BHA No. 14-R y broca No. 17 tipo RSR 716M de 8 ½” suministrada por NOV a una ROP promedio de 34,9 ft/hr, finalizando el día 08 de septiembre del 2012 a las 06:30 horas.

Tabla 34. Registro de desviación Intervalo 8029 pies a 10000 pies

REGISTRO DE DESVIACION		
PROFUNDIDAD (FT)	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
10000	6,5	N/A

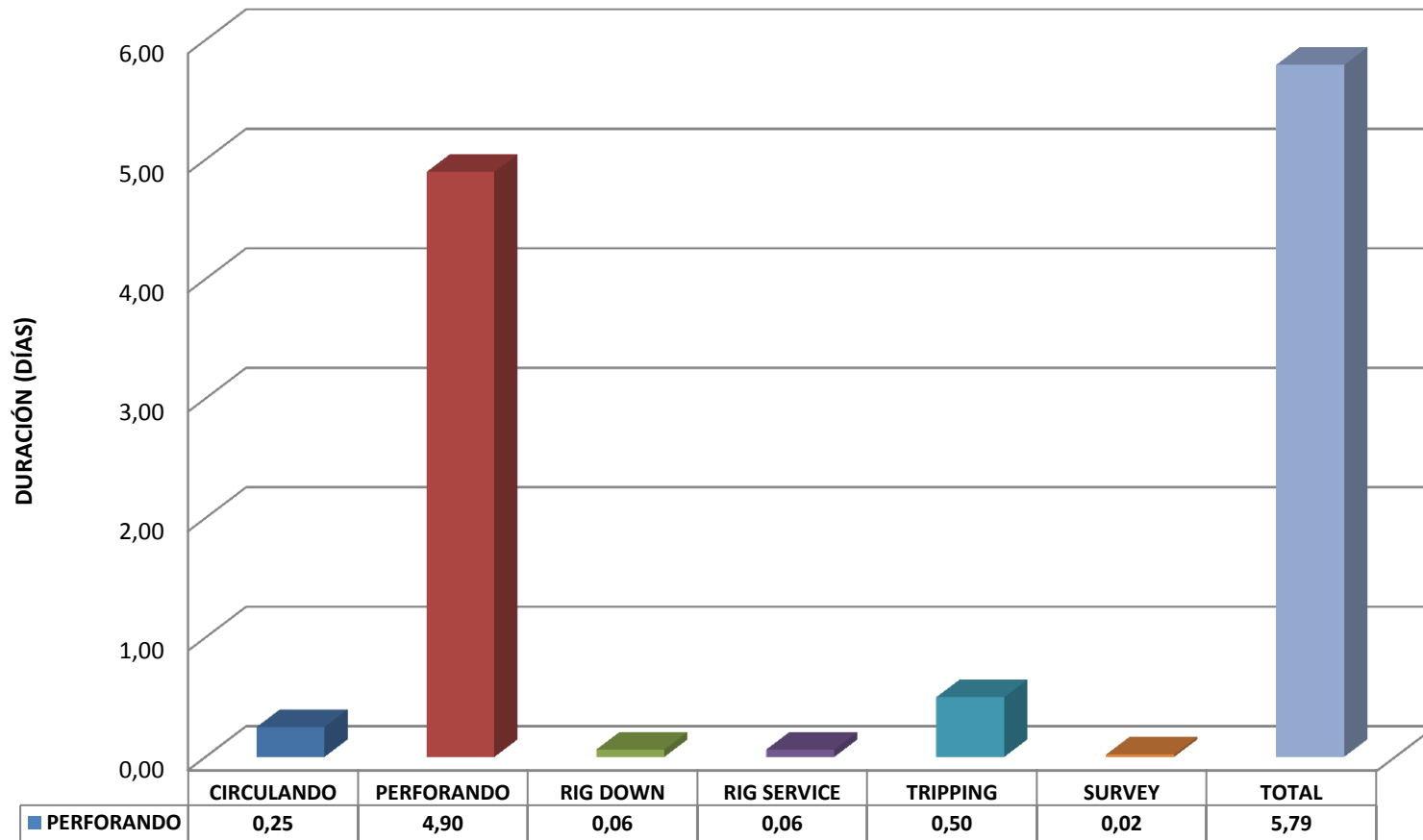
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ **Perforación Intervalo 10151’ a 12100’**

Este intervalo se inició a perforar el día 15 de septiembre del 2012 a las 06:00 horas se perforó con BHA No. 14-2R y broca No. 19 tipo RSR 716M de 8 ½” suministrada por NOV, a una ROP promedio de 35,7 ft/hr, finalizando el día 19 de septiembre del 2012 a las 01:00 horas

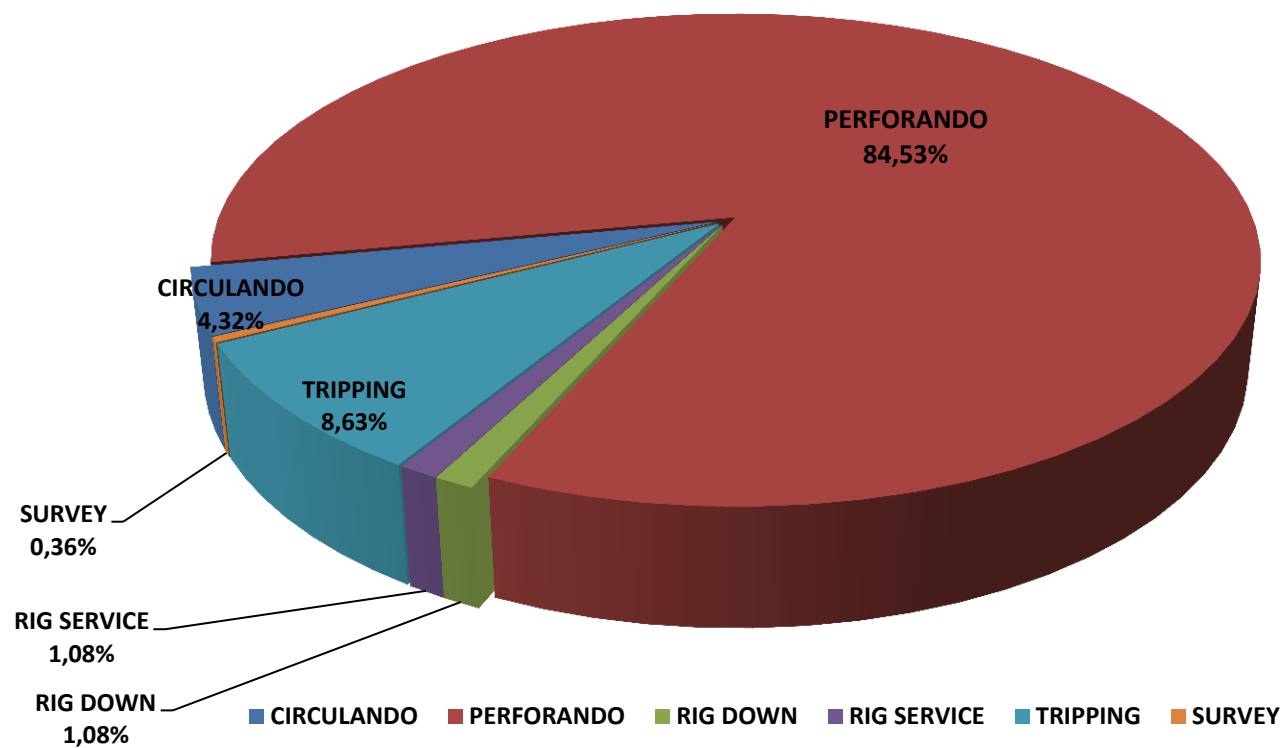
Gráfica 95. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de perforación fase 8 ½”

PERFORANDO
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 5,79 DIAS)



Gráfica 967. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante la prueba de perforación fase 8 1/2"

PERFORANDO
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 5,79 DIAS)



✓ BHA USADOS DURANTE LA PERFORACION DE LA FASE 8 1/2"

Ver Figura 65 BHA de Perforación No. 14 - No. 14-R y No. 14-2R.

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS EN DURANTE LA FASE 8 1/2"

Figura 60. Broca utilizada Intervalo 8000' – 10000'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS																Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																		Versión: 01											
Actualización: 18/09/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:		Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):		22																		
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
17	8 1/2"	RSR 716M	M422	220993	8000	10000	2000	58,33	49,91	34,29	40,07	3X11 + 4X10	0,585	10-32	80-120	2200-2800	500-570	11,3	0	1	WT	S	X	I	CT	CP	46% ARCILLOLITA; 24% LIMOLITA; 13% ARENSCA LÍTICA; 15% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 1% ARENSCA CONGLOMERÁTICA; 1% CALIZA		

Figura 46. Broca utilizada Intervalo 10000' – 10151'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS																Código: FEX-EIP.PP.49											
REGISTRO DE BROCAS																		Versión: 01											
Actualización: 18/09/2012																													
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:		Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):		22																		
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
19	8 1/2"	RSR 716M	M422	226380	10000	12100	2100	58,5	49,86	35,90	42,12	3X11 + 4X10	0,585	15-35	100-130	2640-3630	480-600	11,5-12,3	0	1	BT	G	X	I	NO	TD	70% ARCILLOLITA; 9% ARENSCA; 20% LIMOLITA; 1%		

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.4.2.3 Corazonamiento: Durante esta fase se corazonaron 6 núcleos para un total de 180 pies corazonados de los cuales se recuperaron 141,3 pies para un porcentaje de recuperación del 78,5%, este corazonamiento se realizó en 2 intervalos en el primer intervalo se corazonó con sistema Wireline de 6” y se obtuvo una recuperación del 99%, el segundo intervalo se realizó el corazonamiento con sistema convencional y se obtuvo una recuperación del 74,5%.

✓ **Corazonamiento Intervalo 8000’ a 8029’**

Esta operación inicia el día 02 de septiembre del 2012 a las 16:00 horas, durante este intervalo se corazonaron 3 núcleos para un total de 29 pies corazonados de los cuales se recuperaron 28,8 pies para un porcentaje de recuperación del 99,3%. Para el corazonamiento de los núcleos 76 al 78 se usó barril de 30 ft, BHA No 15 y broca No 16 tipo FC3643 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 05 de septiembre del 2012 a las 00:30 horas.

Tabla 40. Resumen Intervalo 8000’ a 8029’

Formación:	Mosquera
Sistema de corazonamiento	Wireline 6”
Longitud del barril:	30 pies
Corazonado:	29 pies
Recuperado:	28,8 pies
% Promedio de recuperación:	99,3 %
ROP promedio del intervalo:	1,6 ft/hr
Viajes a superficie:	0
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	6 – 10 hrs

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ **Corazonamiento Intervalo 10000' a 10151'**

Esta operación inicia el día 08 de septiembre del 2012 a las 06:30 horas, durante este intervalo se corazonaron 3 núcleos para un total de 151 pies corazonados de los cuales se recuperaron 112,5 pies para un porcentaje de recuperación del 74,5%. Para el corazonamiento de los núcleos 79 al 81 se usó barril de 60 ft, BHA No 16, No 16 R y No 16-2R y broca No 18, No 18 R y No 18-2R tipo FC3645 suministrada por Halliburton, la operación de corazonamiento del intervalo finaliza el día 18 de septiembre del 2012 a las 18:00 horas.

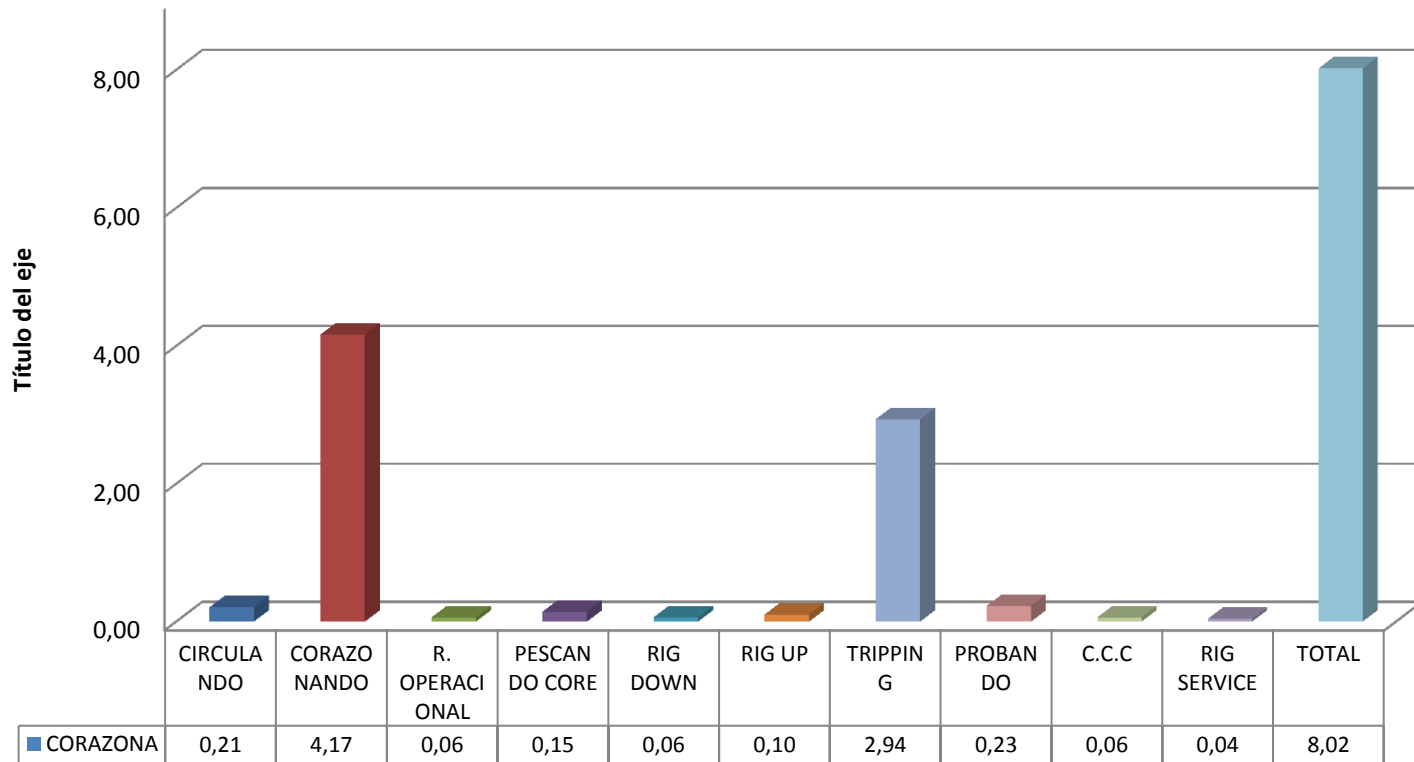
Tabla 35. Resumen Intervalo 6078' a 6661'

Formación:	Peña Morada
Sistema de corazonamiento	Convencional 6"
Longitud del barril:	60 pies
Corazonado:	151 pies
Recuperado:	112,5 pies
% Promedio de recuperación:	74,5 %
ROP promedio del intervalo:	1,9 ft/hr
Viajes a superficie:	2
Cambio de broca:	0
Tiempo promedio de recuperación entre núcleos	21 – 23,5 hrs

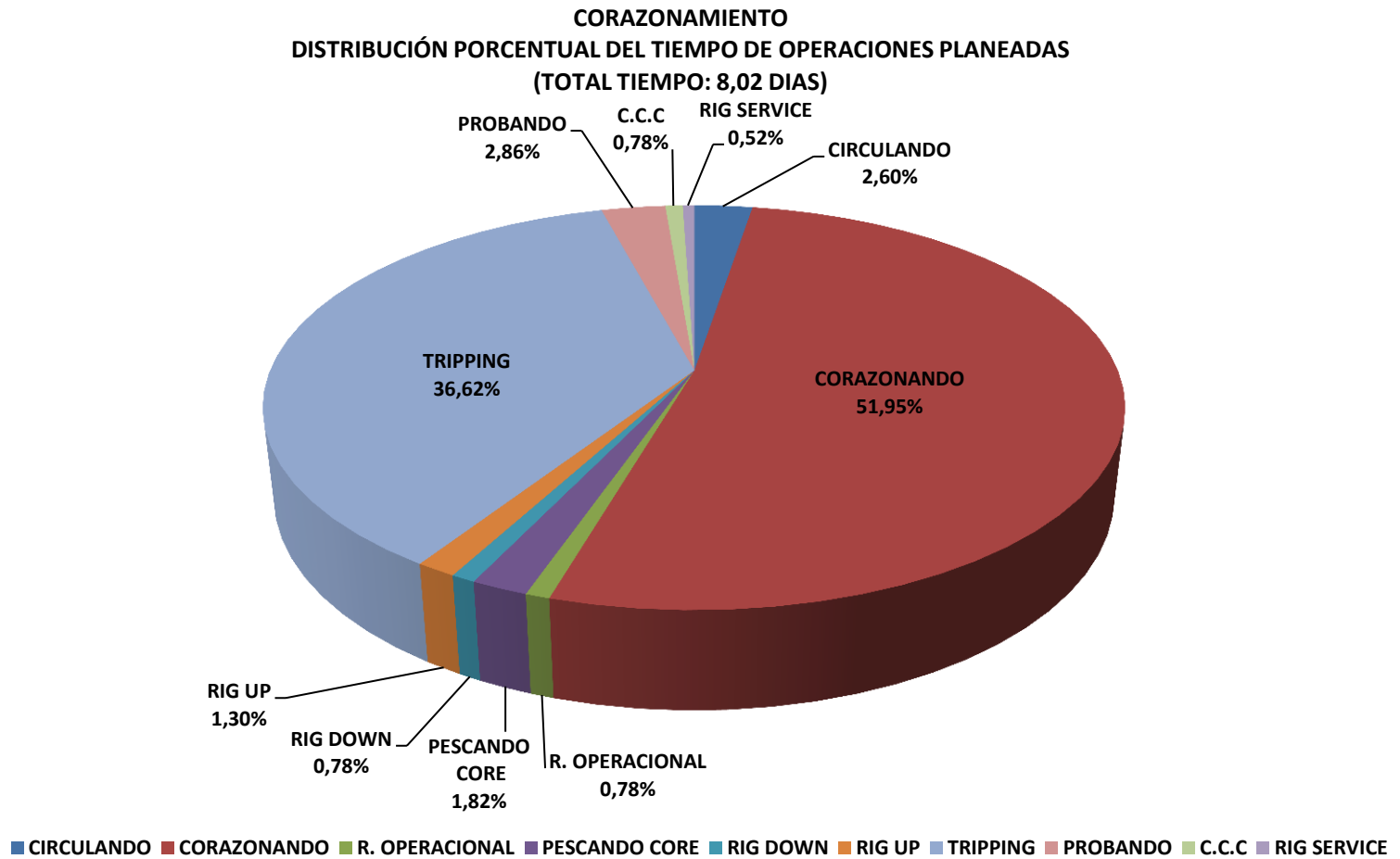
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Gráfica 97. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante el corazonamiento fase 8 ½”

CORAZONANDO
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 8,02 DIAS)

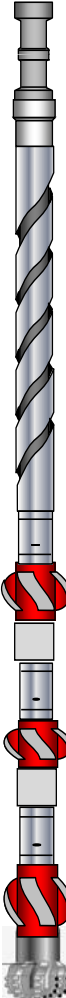


Gráfica 98. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el corazonamiento fase 8 1/2"



✓ BHA USADOS DURANTE EL CORAZONAMIENTO DE LA FASE 8 1/2"

Figura 472. BHA de Corazonamiento No. 15

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43		
DESCRIPCION BHA												Versión: 01		
Actualización: 18/05/201														
BHA: 15 CORAZONAMIENTO														
POZO: ANH PATIA 1-ST-P			FASE: 8 1/2					BROCA: 16						
FECHA ENTRADA: 02-sep-12		OPERADORA: UIS			PESO LODO: 11,30		FB: 0,827		PESO BLOQUE: 45.000 LBS					
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(3) HWDP 5"	NC 50	EVC	070702359	6 11/16"	3"	1,69	50	20846	17249	91,26	30,75	474,35	30000
				070702229	6 9/16"	3"	1,56	50	19308	15977		30,42	443,60	
				070702207	6 5/8"	3 1/16"	1,55	50	17787	14719		30,09	413,18	
	X-OVER	NC 50 * NC 38	EVC	MT 1248512	6 5/8"	2 7/16"	*****	44	16283	13474	3,03	3,03	383,09	30000 10000
	(11) DRILL COLLAR 4 3/4"	NC 38	EVC	070701085	4 11/16	2 3/8"	1,42	44	16149	13363	339,55	31,34	380,06	10000
				070701067	4 11/16	2 3/8"	1,41	44	14770	12222		31,64	348,72	
				070701066	4 3/4	2 7/8"	1,42	44	13378	11070		31,04	317,08	
				070701109	4 3/4	2 5/8"	1,37	44	12013	9940		29,84	286,04	
				070701077	4 3/4	2 1/4"	3,21	44	10700	8854		30,90	256,20	
				070701084	4 3/4	2 3/8"	1,41	44	9340	7729		30,84	225,30	
				070701072	4 3/4	2 3/8"	1,44	44	7983	6606		30,75	194,46	
				070701082	4 3/4	2 7/8"	1,02	44	6630	5486		30,40	163,71	
				6247-22	4 13/16	2 5/16"	3,10	44	5292	4379		31,24	133,31	
				070701080	4 3/4	2 7/16"	1,12	44	3918	3242		30,75	102,07	
	070701068	4 13/16	2 7/16"	1,38	44	2565	2122	30,81	71,32					
	HANGER SUB	NC 38 BOX * HDT PIN	HALLIBURTON	917848602	4 3/4	NA	*****	30	1209	1001	2,43	2,43	40,51	9600
	ESTABILIZER	HDT BOX * PIN		99330367	4 3/4	NA	2,53	30	1136	940	4,00	4,00	38,08	
	OUTER TUBE	HDT BOX * PIN		993328108	4 3/4	NA	*****	30	1016	841	11,00	11,00	34,08	
	INTERNAL CENTRALIZER	HDT BOX * PIN		976656604	4 3/4	NA	*****	30	686	568	1,43	1,43	23,08	
ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	996834002		4 3/4	NA	2,53	30	643	532	4,00	4,00	21,65		
OUTER TUBE	HDT BOX * PIN	992088202		4 3/4	NA	*****	30	523	433	11,00	11,00	17,65		
INTERNAL CENTRALIZER	HDT BOX * PIN	991920803		4 3/4	NA	*****	30	193	160	1,43	1,43	6,65		
ESTABILIZER	HDT BOX * PIN	9933255		4 3/4	3 11/16"	2,53	30	151	125	4,00	4,00	5,22		
CORE HEAD	HDT	HLB		11109296	6"	*****	*****	25	31	25	1,22	1,22	1,22	
IADC. M434									LONGITUD TOTAL		474,35	474,35		

FB: Factor Boyanza

Nota: LOS VALORES DE TORQUE Y PESO DE LAS HERRAMIENTAS SON SUMINISTRADOS POR PERSONAL DE HALLIBURTON

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

Figura 63. BHA de Corazonamiento No. 16, No 16 R y No 16-2R

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS										Código: FEX-EIP.PP.43			
DESCRIPCION BHA												Versión: 01			
Actualización: 18/05/20															
BHA: 16 CORAZONAMIENTO															
POZO: ANH PATIA 1-ST-P			FASE: 8 1/2"					BROCA: 18							
FECHA ENTRADA:		08-sep-12		OPERADORA: UIS		PESO LODO: 11,30		FB: 0,827		PESO BLOQUE:		45.000 LBS			
SARTA	DESCRIPCION	CONEXION	CIA	SERIAL	OD (pulg)	ID (pulg)	FN (pie)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(4) HWDP 5"	NC-50 P/B	EVC	070702178	6 9/16"	3 1/16"	1,66	50,38	44122	36510	122,39	30,48	929,43	31000	
				NN1	6 5/8"	3 1/16"	1,59	50,38	42587	35240		30,42	898,95		
				070702349	6 5/8"	3"	1,67	50,38	41054	33971		30,74	868,53		
				070702345	6 5/8"	3 1/16"	1,64	50,38	39505	32690		30,75	837,79		
	HYDRA JAR 6 1/2"	NC-50 P/B	WTF	1760-5575	6 1/2"	2 3/4"	1,49	90	37956	31408	32,49	32,49	807,04		
	(10) HWDP 5"	NC-50 P/B	EVC	070702324	6 11/16"	3 1/16"	1,72	50,38	35032	28988	306,28	30,74	774,55		
				070702348	6 11/16"	3 1/16"	1,68	50,38	33483	27707		30,78	743,81		
				070702344	6 11/16"	3"	1,68	50,38	31933	26424		30,75	713,03		
				070702363	6 5/8"	3"	1,73	50,38	30383	25142		30,75	682,28		
				070702362	6 5/8"	3 1/16"	1,72	50,38	28834	23860		30,76	651,53		
				070702148	6 9/16"	3 1/8"	1,61	50,38	27285	22577		30,46	620,77		
				070702338	6 11/16"	3 1/16"	1,76	50,38	25750	21308		30,78	590,31		
				070702359	6 11/16"	3"	1,69	50	24199	20024		30,75	559,53		
				070702229	6 9/16"	3"	1,56	50	22662	18752		30,42	528,78		
	070702207	6 5/8"	3 1/16"	1,55	50	21141	17494	30,09	498,36						
	X-OVER	NC 50 B * NC 38 P	EVC	MT 1248512	6 5/8"	2 7/16"	*****	44	19636	16249	1,31	1,31	468,27		31000 10000
	(13) DRILL COLLAR 4 3/4"	NC 38 P/B	EVC	070701062	4 21/32	2 1/4"	0,70	44	19579	16201	398,20	30,10	466,96		10000
				070701104	4 21/32	2 1/16"	1,63	44	18254	15105		30,59	436,86		
				070701087	4 21/32	2 1/2"	0,96	44	16908	13991		29,30	406,27		
				070701067	4 11/16	2 3/8"	1,41	44	15619	12924		31,64	376,97		
070701066				4 3/4	2 7/8"	1,42	44	14227	11773	31,04		345,33			
070701109				4 3/4	2 5/8"	1,37	44	12861	10642	29,84		314,29			
070701077				4 3/4	2 1/4"	3,21	44	11548	9556	30,90		284,45			
070701084				4 3/4	2 3/8"	1,41	44	10189	8431	30,84		253,55			
070701072				4 3/4	2 3/8"	1,44	44	8832	7308	30,75		222,71			
070701082				4 3/4	2 7/8"	1,02	44	7479	6188	30,40		191,96			
6247-22				4 13/16	2 5/16"	3,10	44	6141	5082	31,24		161,56			
070701080				4 3/4	2 7/16"	1,12	44	4766	3944	30,75		130,32			
070701068				4 13/16	2 7/16"	1,38	44	3413	2825	30,81		99,57			
CIRCULATING SUB	NC-38 P/B	H A L L I B U R T O N	001-SDBS	4 23/32	2 7/16	-	30	2058	1703	1,49	1,49	68,76	10000 9600		
SAFETY JOINT PIN	NC 38 BOX * HDT PIN		4032	4 11/16	N/A	-	30	2013	1666	2,29	0,98	67,27			
SAFETY JOINT BOX	HDT BOX * PIN		997834401	4 23/32	N/A	-	30	1984	1642		1,31	66,29			
STABILIZER	HDT BOX * PIN		99831401-02	5 27/32 x 4 23/32	N/A	2,52	30	1944	1609	4,00	4,00	64,98			
OUTER TUBE	HDT BOX * PIN		9948005 / SDBS 403	4 23/32	N/A	-	30	1824	1510	26,01	26,01	60,98			
STABILIZER	HDT BOX * PIN		99831401	5 27/32 x 4 23/32	N/A	2,53	30	1044	864	4,00	4,00	34,97			
OUTER TUBE	HDT BOX * PIN		99480053 / SDBS 404	4 23/32	N/A	-	30	924	765	26,00	26,00	30,97			
STABILIZER	HDT BOX * PIN		7902028	5 31/32 x 4 23/32	3 11/16"	2,55	30	144	119	3,98	3,98	4,97			
CORE HEAD	6" X 2 5/8" TIPO: FC 3645		HDT BOX	HLB	11474630	6" X 2 5/8"	-	-	25	25	20	0,99	0,99	0,99	9600
IADC. M 434											LONGITUD TOTAL	929,43	929,43	929,43	

FB: Factor Boyanza

Nota: LOS VALORES DE TORQUE Y PESO DE LAS HERRAMIENTAS SON SUMINISTRADOS POR PERSONAL DE HALLIBURTON

LAS HERRAMIENTAS DE CORING SE ENCONTRABAN ENSAMBLADAS Y NO SE PUDO VERIFICAR ID

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS PARA EL CORAZONAMIENTO 8 1/2"

Figura 64. Broca utilizada Intervalo 8000' – 8029' / Fase 8 1/2"

FECHA:		POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):	Código: FEX-EIP-PP-49																						
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER									Versión: 01																						
REGISTRO DE BROCAS									Actualización: 18/05/2012																						
26/09/2012									22																						
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																															
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLÓGIA		
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R	C	T		P	N
16	6"	FC3643	-	11109296	8000	8029	29	21,01	21,01	1,38	1,38	-	-	8-19	70-100	560-630	560-630	11,3	1	1	WT	A	X	I	C	T	P	N	B	H	53,4% ARCILLOLITA; 44,8% LIMOLITA; 1,8% ARENSICA

Figura 65. Broca utilizada Intervalo 10000' – 10151'

FECHA:		POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):	Código: FEX-EIP-PP-49																				
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER									Versión: 01																				
REGISTRO DE BROCAS									Actualización: 18/05/2012																				
26/09/2012									22																				
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLÓGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	N	O	A	X	I	P	N	
18	6"	FC3645	M434	11474630	10000	10060	60	22,95	22,95	2,61	2,61	-	-	15-30	100	1280	180	11,3	0	0	NO	A	X	I	P	N	C	P	56% ARENSICA; 1,9% ARENSICA CONGLOMERÁTICA; 34,6% ARCILLOLITA; 7,5% LIMOLITA
18R	6"	FC3645	M434	11474630	10060	10120	60	35,05	35,05	1,71	1,71	-	-	12-24	90-100	1250-1480	180-200	11,3	0	0	NO	A	X	I	P	N	C	P	51,3% ARCILLOLITA; 27,15% ARENSICA; 21,50% LIMOLITA
18-2R	6"	FC3645	M434	11474630	10120	10151	31	4	4	7,75	7,75	-	-	15-20	100-110	1420-1460	210	11,3	0	0	NO	A	X	I	P	N	B	H	67,1% ARCILLOLITA; 25,9% ARENSICA; 6,9% LIMOLITA

Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.4.2.4 Ensanchamiento: Durante la fase de 8 ½" después de cada corazonamiento se programó ensanchar el intervalo corazonado ya que el diámetro de la broca corazonadora es de 6" ensanchamos a 8 ½" lo cual fue necesario alcanzar el diámetro planeado para la fase.

INTERVALOS DE ENSANCHAMIENTO DE 6" A 8 ½"

✓ **Ensanchamiento Intervalo 8000' a 8029'**

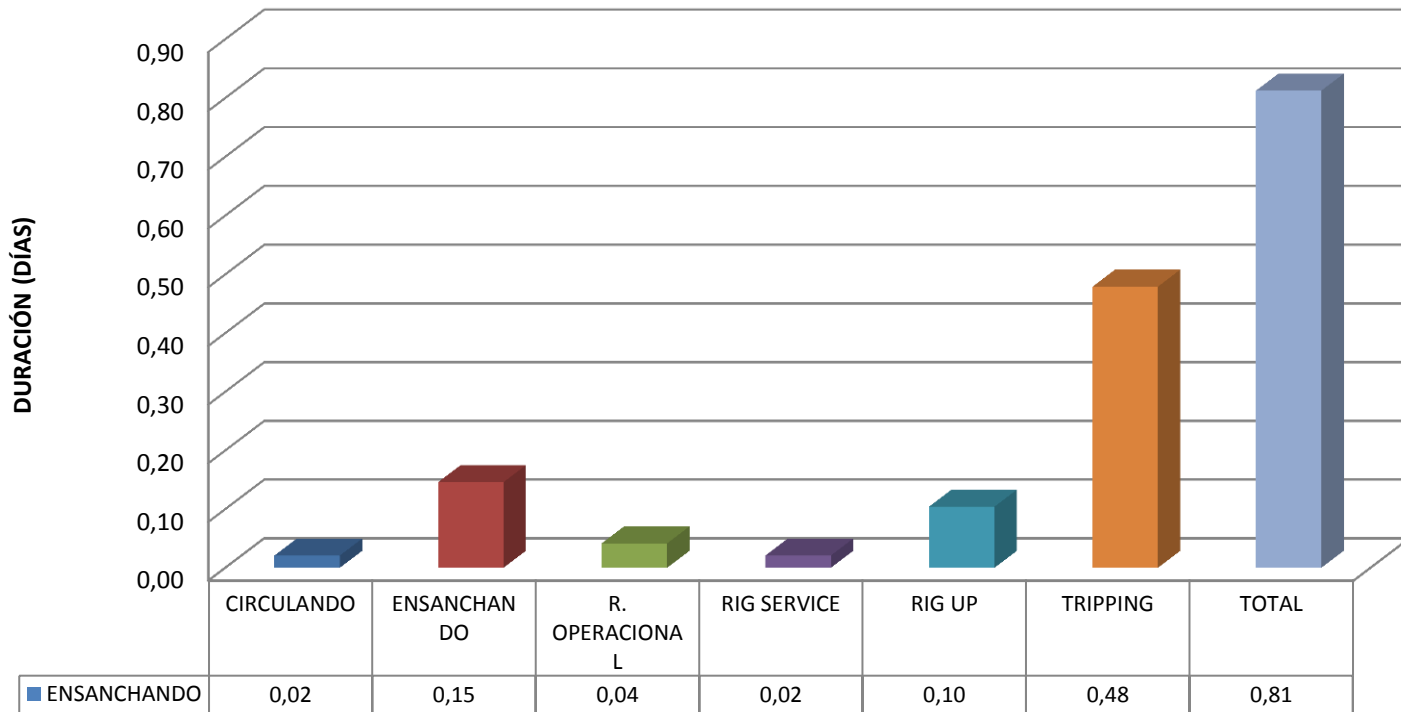
Se ensanchó hueco de 6" con BHA No. 14-R y broca No. 17 de 8 ½" PDC desde 8000 pies hasta 8029 pies, para un total de pies ensanchados de 29 con una ROP promedio de 16 ft/hr.

✓ **Ensanchamiento Intervalo 10000' a 10151'**

Se ensanchó hueco de 6" con BHA No. 14-2R con broca No. 19 de 12 ¼ " PDC desde 10000 pies hasta 10151 pies, para un total de pies ensanchados de 151 con una ROP promedio de 50,33 ft/hr.

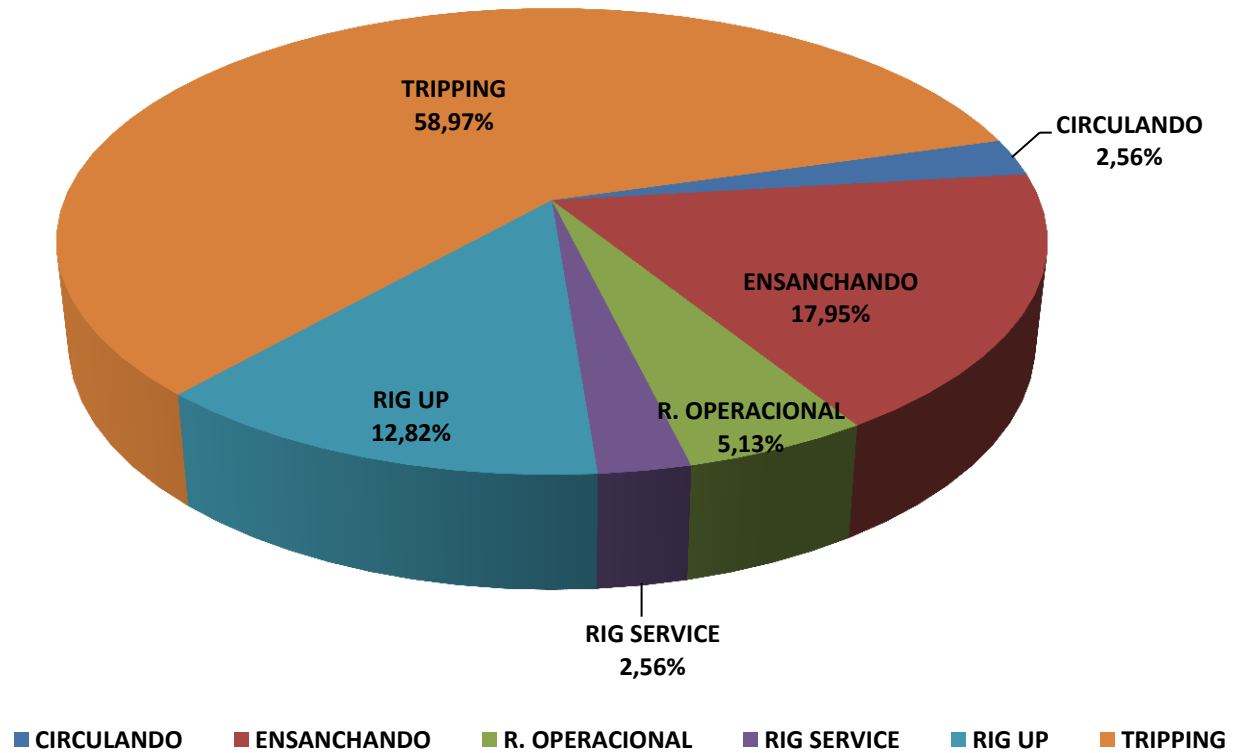
Gráfica 99. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 8 1/2"

ENSANCHANDO
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,81 DIAS)



Gráfica 100. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el ensanchamiento fase 8 ½”

ENSANCHANDO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,81 DIAS)



✓ REGISTRO DE BROCAS USADAS DURANTE EL ENSANCHAMIENTO EN LA FASE 8 1/2"

Figura 66. Broca utilizada Intervalo 8000' – 10000'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTIAGO		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.A9												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
REGISTRO DE BROCAS																	Actualización: 18/05/2012												
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):	22																				
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
17	8 1/2"	RSR 716M	M.422	220993	8000	10000	2000	58,33	49,91	34,29	40,07	3X11+4X10	0,585	10-32	80-120	2200-2800	500-570	11,3	0	1	WT	S	X	I	CT	CP	46% ARCILLOLITA; 24% LIMOLITA; 13% ARENSCA LÍTICA; 15% CONGLOMERADO POLIMICTICO; 1% ARENSCA CONGLOMERÁTICA; 1% CALIZA		

Figura 67. Broca utilizada Intervalo 10000' – 10151'

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTIAGO		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS															Código: FEX-EIP.PP.A9												
REGISTRO DE BROCAS																	Versión: 01												
REGISTRO DE BROCAS																	Actualización: 18/05/2012												
FECHA:	26/09/2012	POZO:	ANH-PATIA-1-ST-P	TALADRO:	EV5	OPERACIÓN:	Perforando	ALTURA ROTARIA (Ft):	22																				
DETALLE DE CARACTERÍSTICAS DE TRABAJO																													
# BROCA	TAMAÑO (PULG)	TIPO	IADC	SERIAL	PROFUNDIDAD (Ft)		FOOTAGE (ft)	T PERFO (Hrs)	T EFECT (Hrs)	ROP prom (Ft/Hr)	ROP efec (Ft/Hr)	JETS (1/32")	TFA	WOB (KLbs)	RPM	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (GPM)	PE SO LODO (LPG)	IADC DULL GRADE										LITOLOGIA
					ENTRA	SALE													I	O	D	L	B	G	O	R			
19	8 1/2"	RSR 716M	M.422	226380	10000	12100	2100	58,5	49,86	35,90	42,12	3X11+4X10	0,585	15-35	100-130	2640-3630	480-600	11,5-12,3	0	1	BT	G	X	I	NO	TD	70% ARCILLOLITA; 9% ARENSCA; 20% LIMOLITA; 1%		

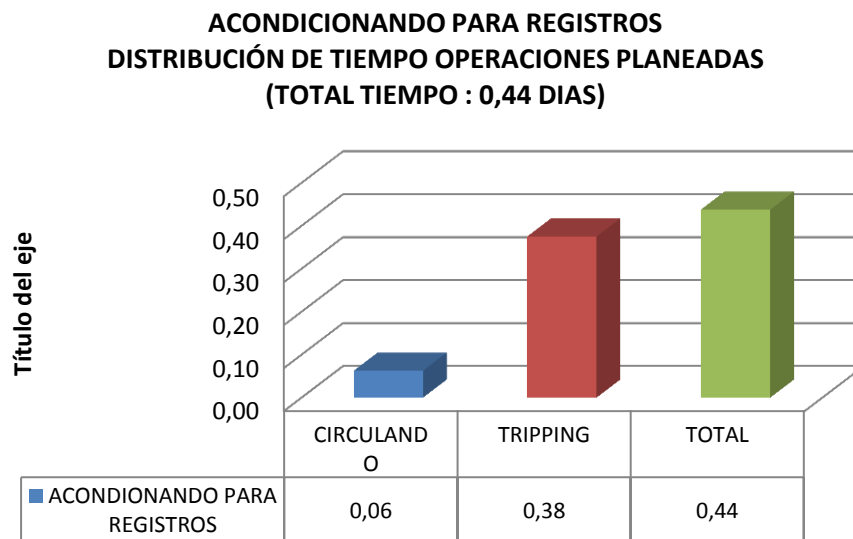
Fuente: Equipo de Operaciones UIS

4.4.2.5 Acondicionamiento para registros. Al acondicionar el hueco de 8 ½” para registros fue necesario realizar el procedimiento en dos ocasiones ya que se presentaron dificultades para bajar la unidad de registros a partir de 9891 donde tranco.

El primer acondicionamiento inicio el día 19 de septiembre del 2012 a las 01:00 horas, con el objetivo de registrar con buena calidad el hueco de 8 ½” para esto se bombearon 40 bbls de píldora viscosa de 130 seg. y una densidad de 14 ppg a una rata de 525 gpm y una presión de 3070 psi, se reciproca la sarta, se pretende limpiar el pozo hasta obtener retornos limpios, el acondicionamiento termina 20 de septiembre del 2012 a las 3:30 horas.

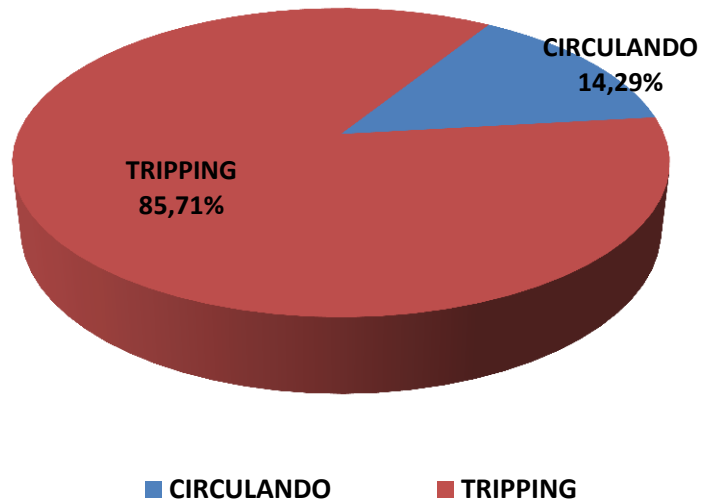
El segundo acondicionamiento inicia el día 20 de septiembre del 2012 a las 22:00 horas y termina el 27 de septiembre del 2012 a las 09:00 horas. Esta operación es considerada una actividad no planeada por lo cual se detallara en la sección de operaciones no planeadas de la fase de 8 ½”.

Gráfica 101. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el acondto. Para registros fase 8 ½



**Gráfica 102. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el acondto.
Para registros fase 8 ½”**

**ACONDICIONANDO PARA REGISTROS
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 0,44 DIAS)**



4.4.2.6 Registros: Para poder registrar la sección de 8 ½” fue necesario realizar el procedimiento en dos ocasiones ya que se presentaron dificultades para bajar la unidad de registros a partir de 9891 donde tranco.

El primer intento de registrar inicio el día 20 de septiembre del 2012 a las 03:30 horas a cargo de la compañía Weatherford, se bajó el primer sets de registros, mientras se bajaba el primer set se encontró restricción a la profundidad de 9891 pies la cual no se pudo superar, se registró Intervalo 9875 pies hasta 7779 pies, cuando se bajaba el segundo set se encontró restricción a la profundidad de 8790 pies la cual tampoco se pudo superar, se registró desde 8790 pies hasta 7779 pies. Se tomaron los siguientes registros eléctricos:

Tabla 36. Registros de pozo Intervalo 9875' - 7779' y 8790'-7779

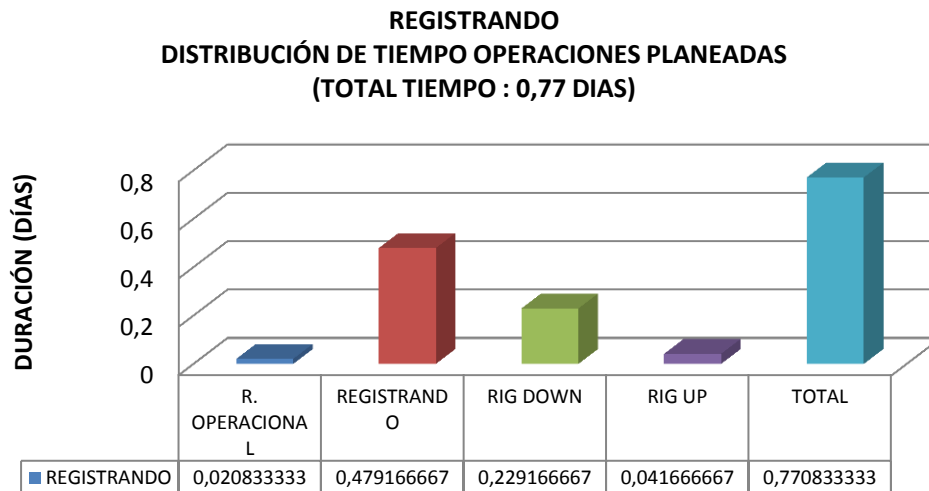
REGISTROS	INTERVALOS REGISTRADOS	
	DESDE (Ft)	HASTA (Ft)
Gamma Ray	7.500	9.812
Gamma Ray Espectral	7.779	9.822
Caliper	7.500	9.844
Neutrón	7.500	9.844
Densidad	7.500	9.844
Sónico	7.779	9.859
Resistividad	7.779	9.875
Potencial Espontáneo	7.779	9.842
Gradiente Térmico	7.779	9.875
Imágenes Microresistivas	7.779	8.790

Fuente: Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P)

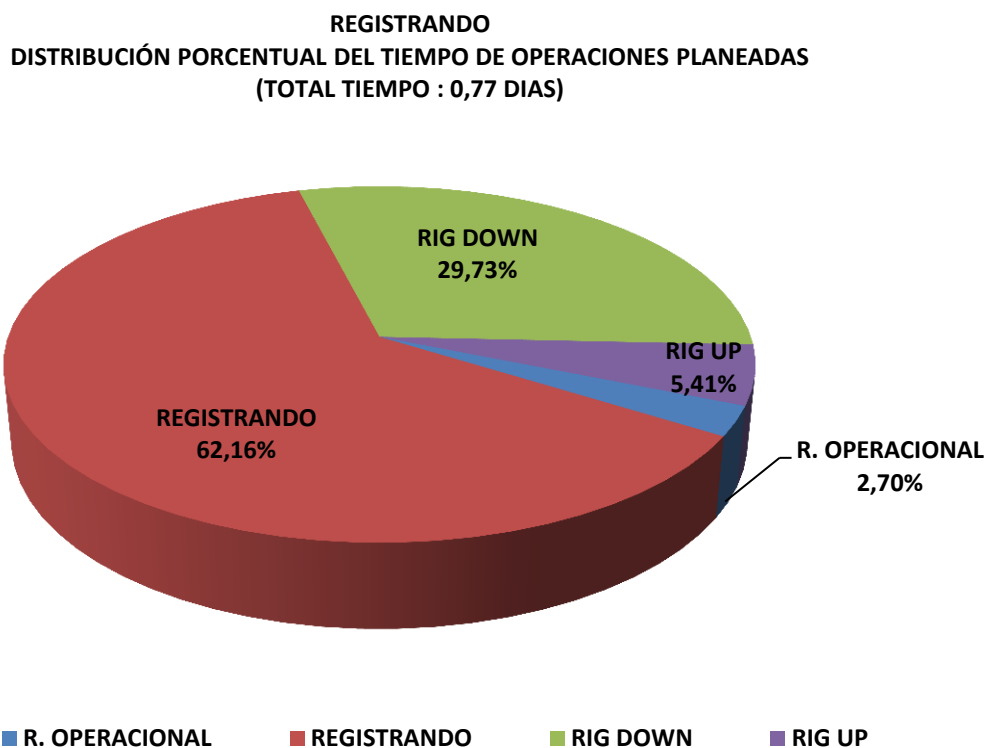
El segundo intento de registrar el pozo inicia el día 27 de septiembre del 2012 a las 09:00 horas y termina el 28 de septiembre del 2012 a las 17:00 horas. Esta operación es considerada una actividad no planeada por lo cual se detallara en la sección de operaciones no planeadas de la fase de 8 ½”.

La operación termina el día 28 de septiembre del 2012 a las 17:00 horas.

Gráfica 103. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante los registros fase 8 ½”



Gráfica 104. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante los registros fase 8 1/2"



4.4.2.7 Abandono. El día 28 de septiembre a las 17:00 horas inician las operaciones de abandono que consisten en bombear 3 tapones de abandono, un tapón de fondo de 7640 pies a 8040 pies, un tapón intermedio de 4700 pies a 5000 pies y un tapón de superficie de 300 pies a superficie.

Tapón de fondo (8040 pies a 7640 pies)

Para este tapón se bombeó una lechada de 15.8 ppg, Como pre-flujo se bombeó 8 bbl de Espaciador Mecánico con densidad 14.5 ppg, por delante de la lechada y 2.9 bbl de Espaciador Mecánico con densidad 14.5 ppg por detrás de la Lechada para el Balanceo del mismo. El desplazamiento se realizó con lodo y las bombas de la unidad de cementación de la empresa (CPVEN) a baja rata para evitar la

contaminación de la lechada²⁶, todo el tiempo se tuvo retorno en superficie y el backflow fue cero.

Tapón intermedio (5000 pies a 4700 pies)

Para este tapón se bombeó una lechada de 15.8 ppg, como pre-flujo se bombeó 8 bbl de Espaciador Mecánico con densidad 14.5 ppg, por delante de la lechada y 2.9 bbl de Espaciador Mecánico con densidad 14.5 ppg por detrás de la Lechada para el Balanceo del mismo.

El desplazamiento se realizó con lodo y las bombas de la unidad de cementación a baja rata para evitar la contaminación de la lechada²⁷, todo el tiempo se tuvo retorno en superficie y el backflow fue cero.

Tapón de superficie (300 pies a 0 pies)

Para este tapón se bombeó una lechada NETA de 15.8 ppg, como pre-flujo se bombeó 10 bbl de Agua Fresca 8.4 ppg, por delante de la lechada y 3.0 bbl de Agua Fresca 8.4 ppg por detrás de la Lechada para lavar la tubería²⁸, todo el tiempo se tuvo retorno en superficie y el backflow fue cero.

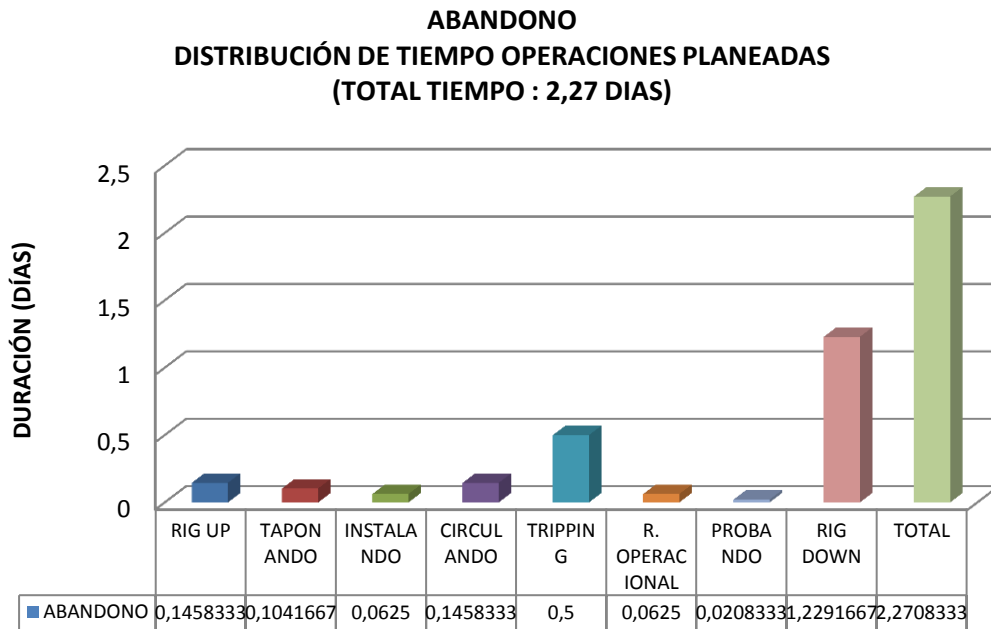
Se realizó el Rig down de la unidad de cementación, Liberó equipo de perforación RIG 05 de la empresa Erazo Valencia el día 1 de Octubre del 2012 a las 12:00 horas.

²⁶ INFORME POST OPERACIONAL DE CEMENTACION TAPONES DE ABANDONO, POZO PATIA ANH 1 ST P, UIS – ANH, Mercaderes – Cauca.

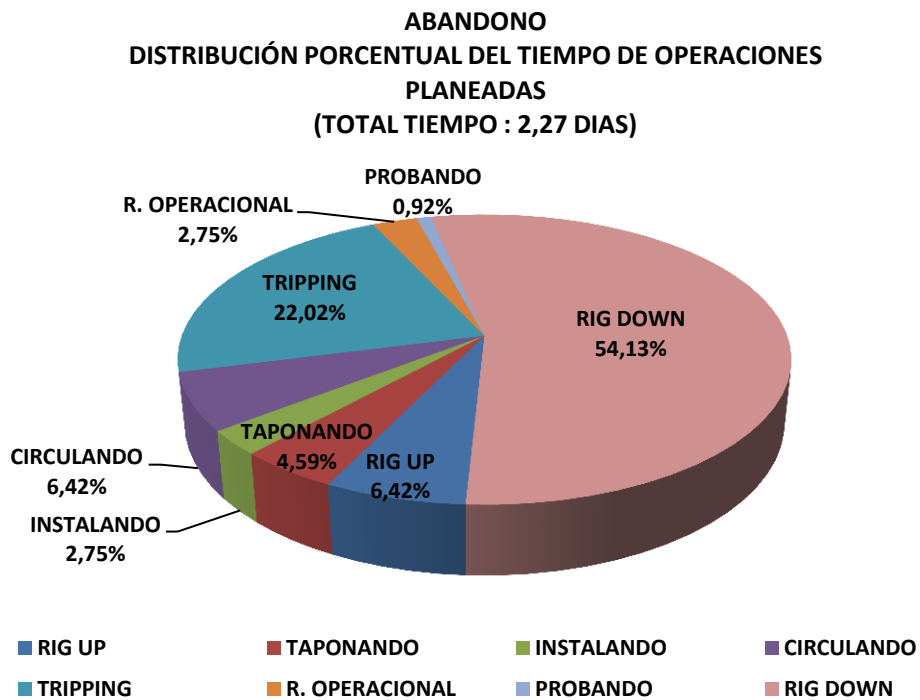
²⁷ INFORME POST OPERACIONAL DE CEMENTACION TAPONES DE ABANDONO, POZO PATIA ANH 1 ST P, UIS – ANH, Mercaderes – Cauca.

²⁸ INFORME POST OPERACIONAL DE CEMENTACION TAPONES DE ABANDONO, POZO PATIA ANH 1 ST P, UIS – ANH, Mercaderes – Cauca.

Gráfica 105. Distribución de tiempo operaciones planeadas durante el abandono del pozo

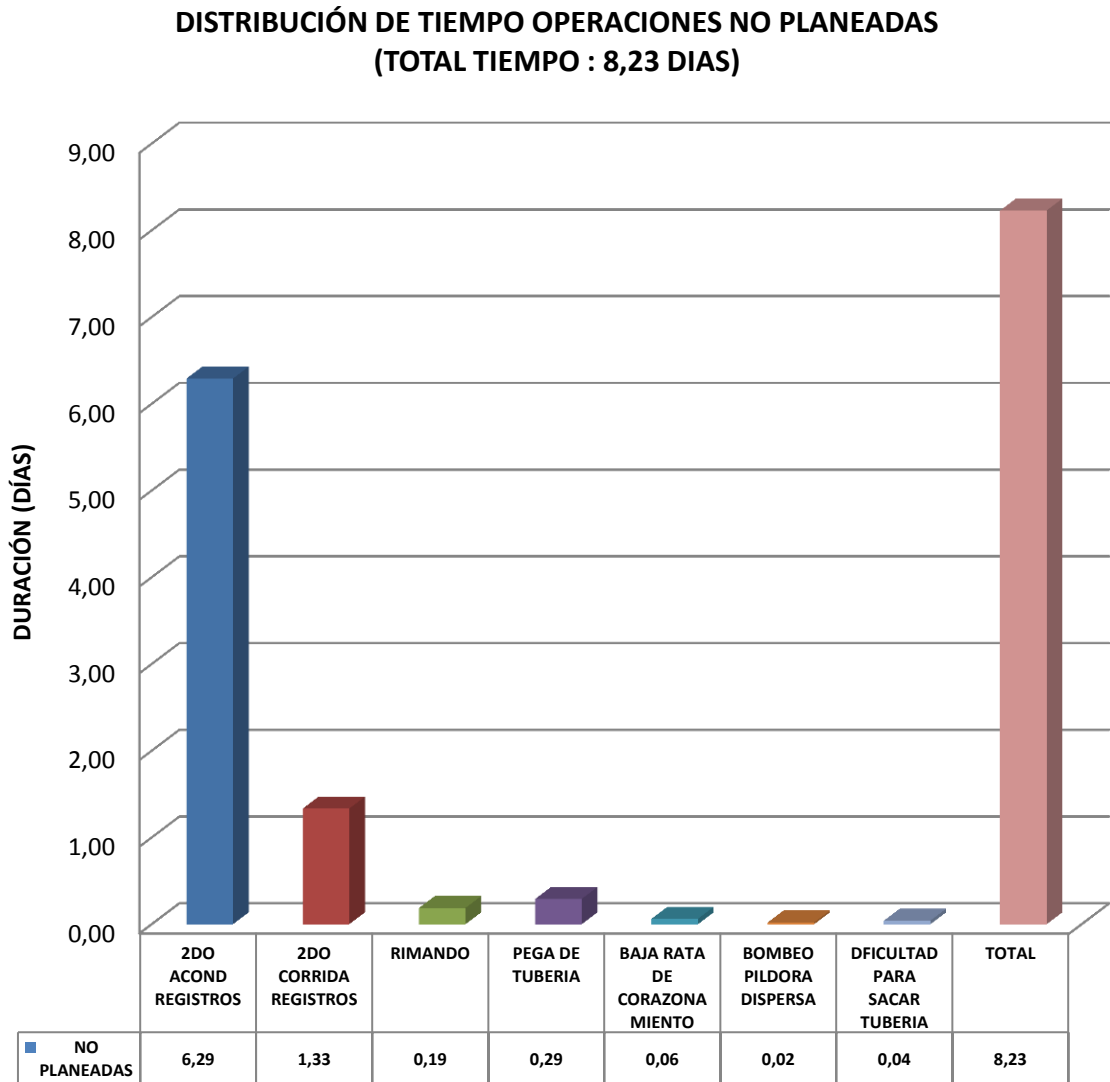


Gráfica 106. Distribución porcentual de tiempo operaciones planeadas durante el abandono del pozo



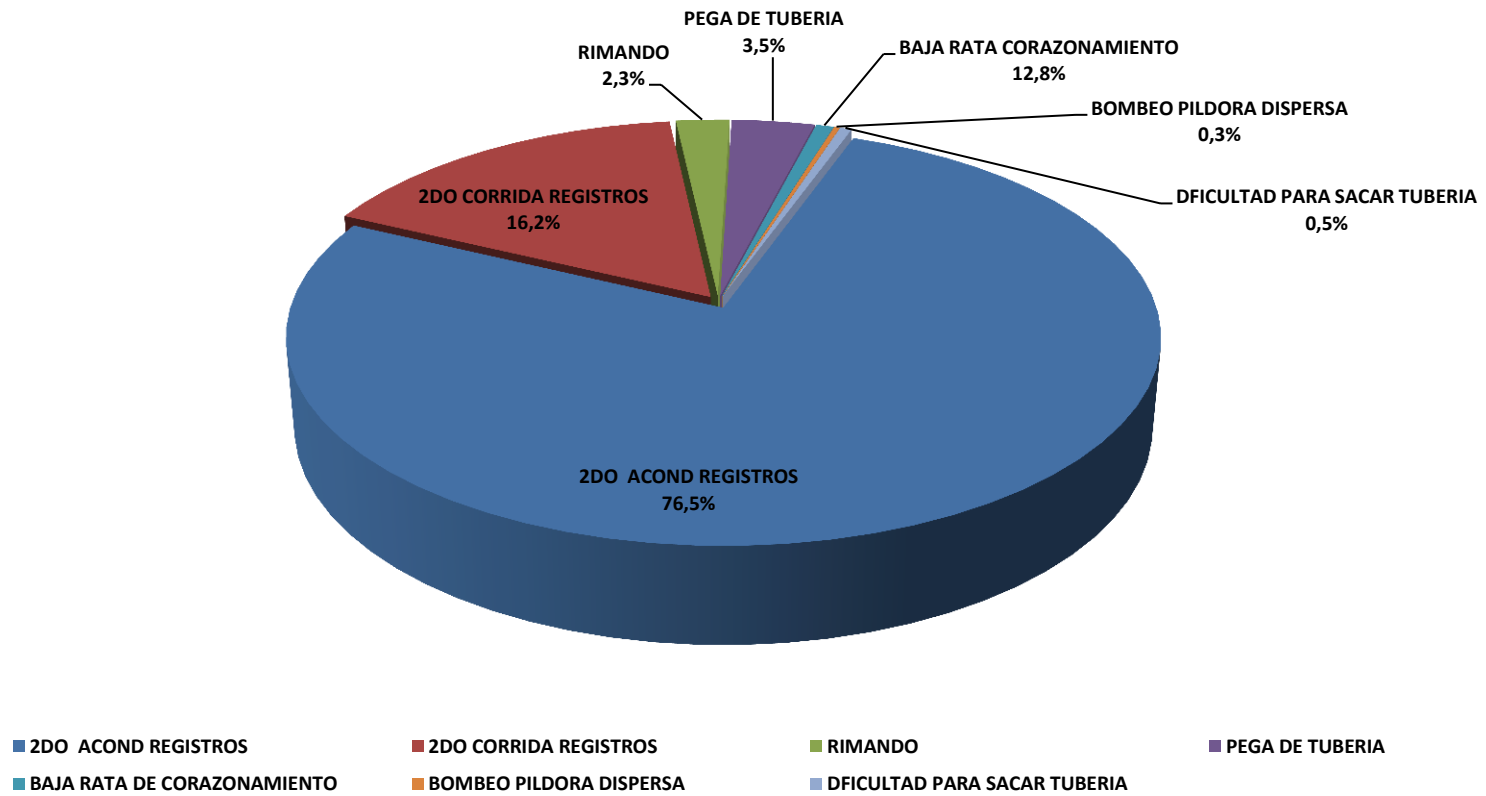
4.4.3 Operaciones no planeadas durante la ejecución de la fase 8 ½”. En la ejecución de la perforación de la fase 8 ½” se realizaron una serie de actividades no planeadas que tuvieron una duración total de 197,5 horas equivalentes a 8,23 días.

Gráfica 107. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 8 ½”



Gráfica 108. Distribución de tiempo operaciones no planeadas fase 8 1/2"

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES NO PLANEADAS
(TOTAL TIEMPO : 8,23 DÍAS)**



4.4.3.1 Segundo intento acondicionamiento registros: Debido a los problemas durante el primer intento de registros fue necesario reacondicionar el pozo, ya que la sonda tranco a 9891 pies de profundidad, durante el reacondicionamiento se presentaron constantes intentos de pega haciendo necesario rimar grandes intervalos del pozo, se sino de 9831 a 10304 y de 10501 a 12100, para mitigar los problemas presentados fue necesario incrementar el peso del lodo a 13,5 ppg. Estas actividades no planeadas tuvieron una duración de 151 horas equivalente a 6,29 días.

4.4.3.2 Segunda corrida de registros. Después de reacondicionado el pozo se intenta de nuevo bajar el primer set de registros a fondo para registrar el intervalo faltante pero al llegar a 11385 pies de profundidad tranco la herramienta obligando a registrar el intervalo de 11385 a 9317, se presentó intento de pega a 10637', 10571', 10300', 10080' y 9942', se baja segundo set de herramientas y tranca a 8816 y se decide no registrar, esta actividad no planeada tuvo una duración de 32,0 horas equivalente a 1,33 días de operaciones adicionales.

Tabla 37. Registros de pozo Intervalo 9875' - 7779' y 8790'-7779'

REGISTROS	INTERVALOS REGISTRADOS	
	DESDE (Ft)	HASTA (Ft)
Gamma Ray	9.325	11.394
Gamma Ray Espectral	9.325	11.394
Caliper	9.325	11.394
Neutrón	9.325	11.394
Densidad	9.325	11.394
Sónico	9.325	11.394
Resistividad	9.325	11.394
Potencial Espontáneo	9.325	11.394
Gradiente Térmico	9.325	11.394

Fuente: Informe Final (Pozo ANH-PATÍA-1-St-P)

Se baja un tercer set de registros (GR-VSP), se registró en 38 estaciones desde 10050 pies hasta 530 pies espaciados a 50 pies así: 25 estaciones en modo VSP desde 10050 pies hasta 7600' y 13 estaciones en modo check shot desde 7650' hasta 550'.²⁹

4.4.3.3 Rimado. Durante el corazonamiento del intervalo 8 de 10000 a 10151 se encontró hueco apretado a partir de 8990 mientras se bajaba tubería debido a los problemas mecánicos en el pozo y posiblemente a que se cerró debido a la reacción de las arcillas, fue necesario realizar operaciones de reaming, para poder bajar la tubería y continuar con el corazonamiento del intervalo, el intervalo rimado fue:

- 8424 pies a 10000 pies

Esta actividad no planeada tuvo una duración de 4,5 horas equivalente a 0,19 días de operaciones adicionales.

4.4.3.4 Pega de tubería: Mientras se bajaba tubería de perforación para realizar el ensanchamiento del intervalo 10000 a 10151 se presentó pega de tubería por Empaquetamiento, se observó punto apretado a 9725' con un peso 30-70 Klbs de apoyo debido a cambio de calibre en el hueco debido a la litología (Limonitas, arcilla, arenisca, limolitas generado ledges, Hueco en calibre y hueco lavado)³⁰. Fue necesario circular reciprocando sarta y bombear 40 bbls de píldora dispersa de 11.4 ppg con la siguiente composición: 8 lpb de carbonato 10-40, 4 lpb de cascara de coco, 1 gpb Drill Up (lubricante), 1 gpb Glimax y 45 seg.

Esta actividad no planeada tuvo una duración de 7,0 horas equivalente a 0,29 días de operaciones adicionales.

²⁹ Tomado de POZO PATIA 1 - REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN No. 108

³⁰ Tomado de POZO PATIA 1 - REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN No. 94

4.4.3.5 Baja rata de corazonamiento: Durante el corazonamiento de los nucleos 77 y 78 se presentaron bajas ratas de corazonamiento ROP: 1 ft/hr considerándose que la rata mínima debería ser 5 ft/hr, esta actividad no planeada tuvo una duración de 1.5 horas equivalente a 0,06 días de operaciones adicionales.

4.4.3.6 Bombeo píldora dispersa: Durante la perforación con broca de 8 ½" del intervalo de 10151 pies a 12100 pies, con broca a 10500', fue necesario bombear 40 bbls de píldora dispersa compuesta por 8 lb por barril de Carbonato 10-40, 4 lb-bbl cascara de coco, 1 gal-bbl Drill Up, 1 gal-bbl Glimax, para corregir embolamiento de la broca.

4.4.3.7 Dificultad para sacar tubería. Cuando se sacaba tubería después de perforar el intervalo de 12233 pies hasta 123547 pies, se presentó punto apretado a 7907 pies lo cual ocasionó actividad no planeada tuvo una duración de 1.0 horas equivalente a 0,04 días de operaciones adicionales.

4.4.4 Distribución Down Time Fase 8 ½". Durante la perforación de la fase 8 ½" se presentaron diversas fallas de equipos que significaron una marcada pérdida de tiempo, las cuales fueron identificadas durante el desarrollo de cada actividad, y tuvieron una duración total de 77,5 horas equivalentes a 3,23 días. A continuación relacionaremos los equipos y personal que fallaron durante la perforación de la fase:

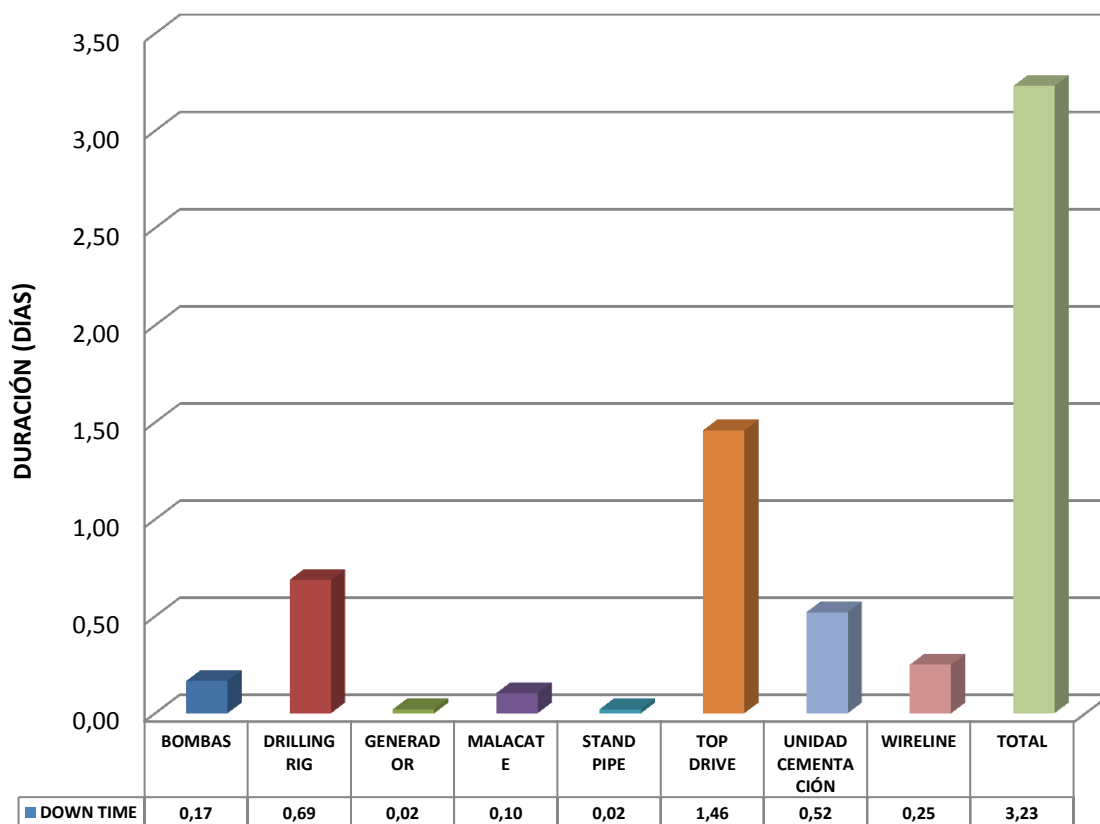
Gráfica 109. Distribución Down Time fase 8 ½”

DOWN TIME	RESPONSABLE	HORAS	DIAS
BOMBAS	ERAZO VALENCIA	4,00	0,17
DRILLING RIG	ERAZO VALENCIA	16,50	0,69
GENERADOR	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
MALACATE	ERAZO VALENCIA	2,50	0,10
STAND PIPE	ERAZO VALENCIA	0,50	0,02
TOP DRIVE	ERAZO VALENCIA	35,00	1,46
UNIDAD CEMENTACIÓN	WEATHERFORD	12,50	0,52
WIRELINE	HALLIBURTON	6,00	0,25

Fuente: Los autores

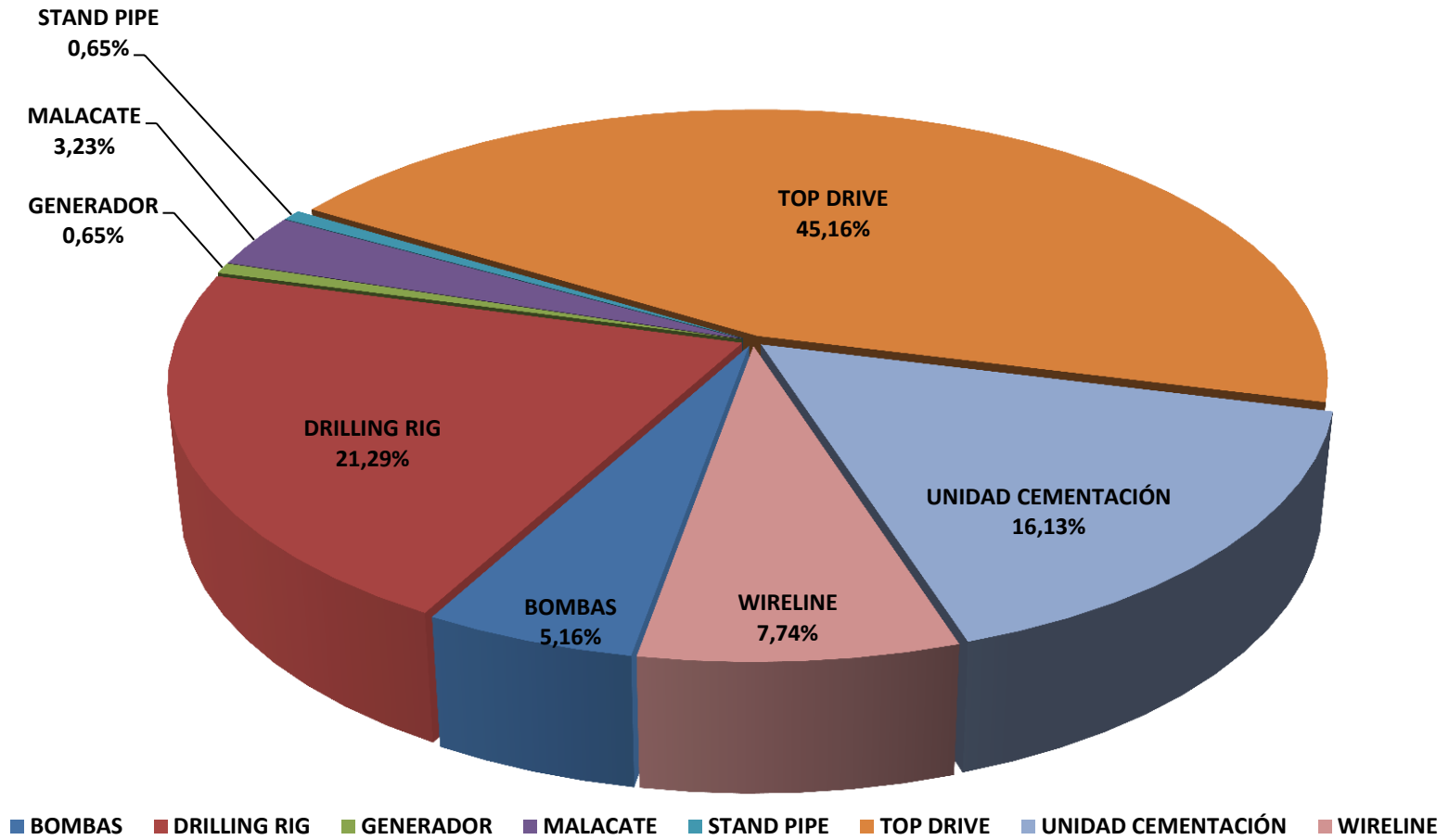
Gráfica 110. Distribución Down Time fase 8 ½”

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO DOWN TIME
(TOTAL TIEMPO : 3,23 DÍAS)**



Gráfica 111. Distribución porcentual del Down Time fase 8 1/2"

DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DOWN TIME FASE 8 1/2"
DURACION TOTAL 3,23 DIAS



4.4.4.1 Unidad Wireline: La unidad de Wireline presento problemas con el medidor de profundidad y dificultad para bajar la herramienta, estas fallas ocasionaron un total de tiempo perdido de 6,0 horas equivalentes a 0,25 días. Empresa responsable Halliburton

4.4.4.2 Bombas de lodo: Se perdió tiempo distribuido de la siguiente manera:

Bomba N° 3: por reparación de la bomba se perdieron 1,0 horas

Bomba N° 2: cambios repetitivos de los filtros de la bomba y reparaciones se perdieron 3,0 horas

Las reparaciones de estas fallas ocasionaron un total de tiempo perdido de 4,0 horas equivalentes a 0,17 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.4.4.3 Unidad de cementación: Durante el abandono fue necesario esperar la unidad de cementación Weatherford (CPVEN), la cual se envió para el pozo ANH-BVTURA-1-S-T-P en donde el equipo movilizado para la cementación del casing de 20" presentó problemas eléctricos, esto genero una pérdida de 12,5 horas equivalentes a 0,52 días. Empresa responsable Weatherford.

4.4.4.4 Drilling Rig: Por fallas simultáneas durante la perforación del intervalo de 10151' a 12100' en el Drilling Rig (Clutch del Malacate, Floor Hand, Top Drive y Bombas de lodo) se perdieron un total de 16,5 horas equivalentes a 0,69 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.4.4.5 Generador Eléctrico: Se presentaron fallas en el generador durante la perforación a la profundidad de 11536', esto genero una pérdida de 0,5 horas equivalentes a 0,02 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.4.4.6 Malacate: El malacate presento problemas con el clutch, 12 minutos en el Intervalo de 9482pies a 9389 pies, 0,5 horas instalando el disco de clutch en el

malacate, el cual fue reparado en la ciudad de Pasto se perdieron 1,5 horas, sumando así en pérdidas totales de tiempo 2,5 horas equivalentes a 0,10 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.4.4.7 Top Drive: A la profundidad de 7962' intentó desconectar Top Drive sin éxito presentando problemas con el Saver Sub, maniobró y quebró parada No. 77, con éxito, perdiendo 1,5 horas, se cambiaron muelas de la Gravel del Top Drive a 10340' perdiendo 0,5 horas, mientras perforaba a la profundidad a 10437' el Top Drive daño el empaque de la unidad de potencia (Orange Coupling hyd e power unit), perdiendo 2,5 horas, esperando el empaque de la unidad de potencia, el cual la compañía Erazo Valencia no tenía disponible y que se consiguió en Tesco-Bogotá, se perdieron 24 horas y ensamblándolo en el motor de la unidad de potencia del top drive y probando el funcionamiento del top drive para re-iniciar perforación se perdieron 6 horas, para un total de 35,0 horas equivalentes a 1,46 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.4.4.8 Stand Pipe: Por fuga en la línea de descarga de 2" mientras se perforaba el intervalo 8029' -10000', se levantó sarta de perforación a 9588' perdiendo un total de 0,5 horas equivalentes a 0,02 días. Empresa responsable Erazo Valencia.

4.4.5 Desviación en profundidad. La fase de 8 ½" se programó para alcanzar la profundidad final de 12100 pies la cual fue alcanzada el día 19 de septiembre del 2012 a las 01:00 horas.

Gráfica 1123. Desviación profundidad planeada vs ejecutada fase 8 1/2"

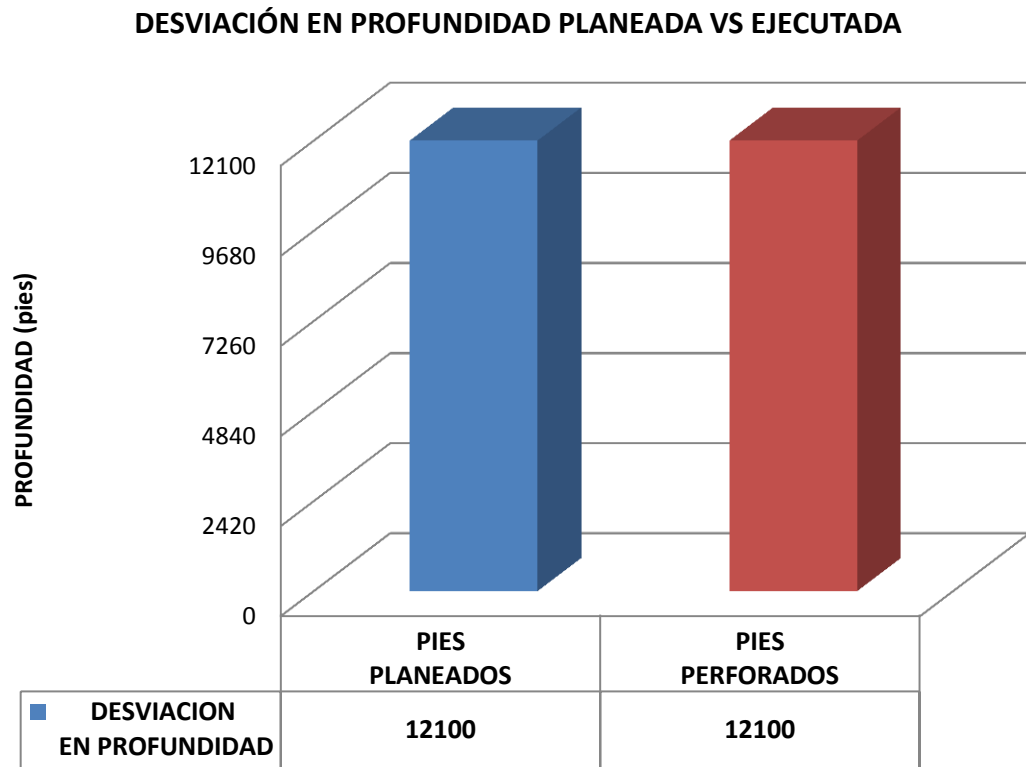
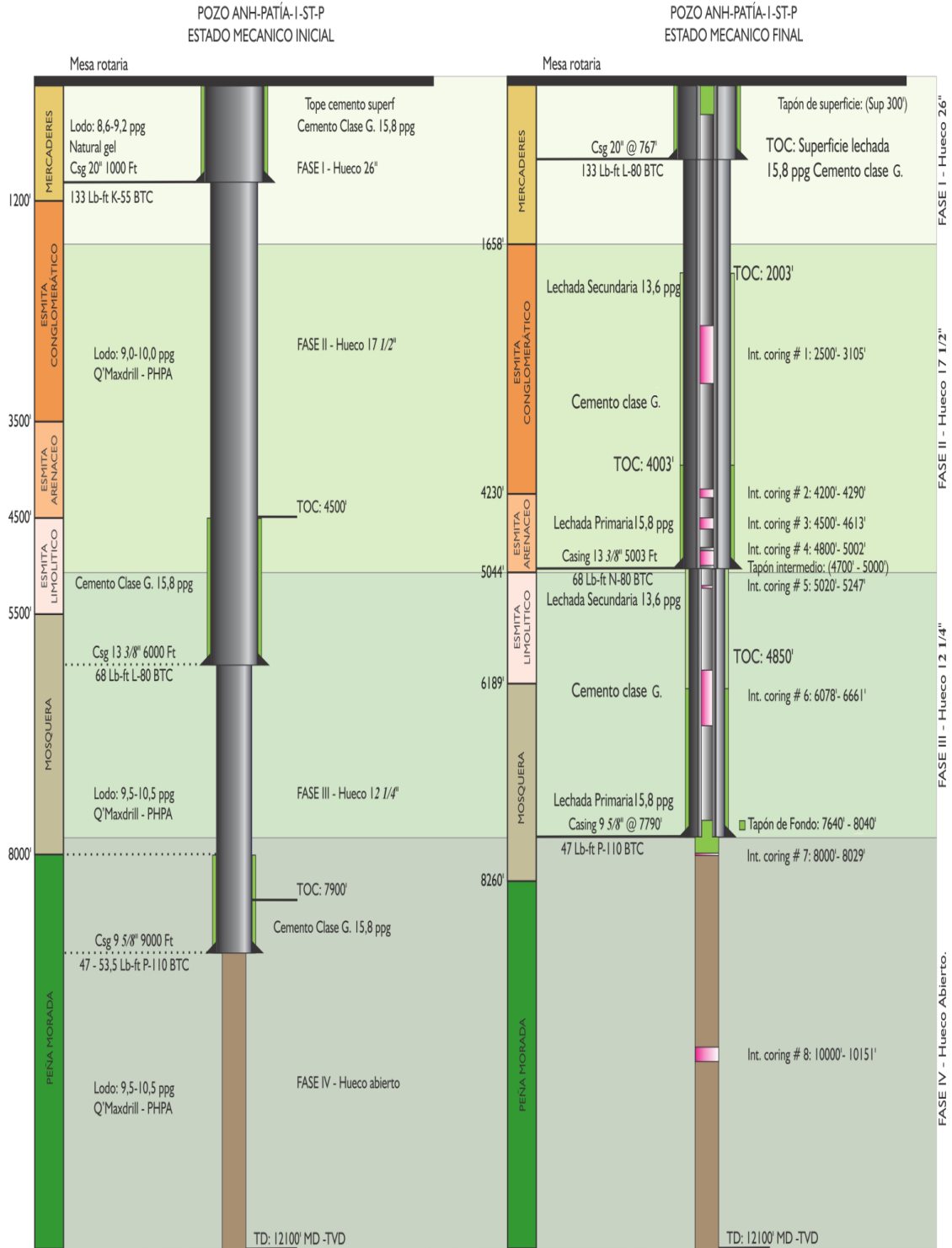


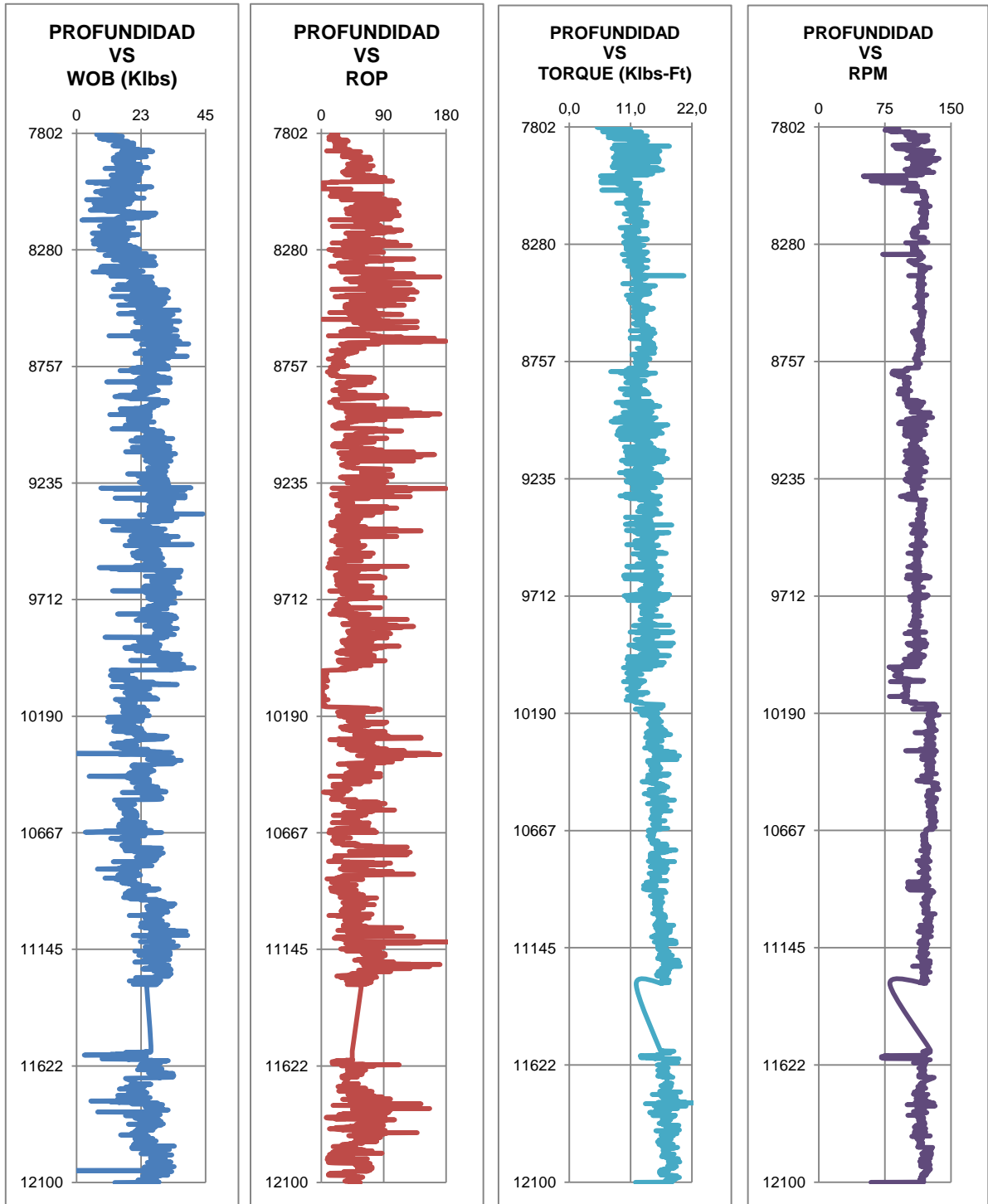
Figura 68. Estado mecánico final



Fuente: Equipo de operaciones UIS

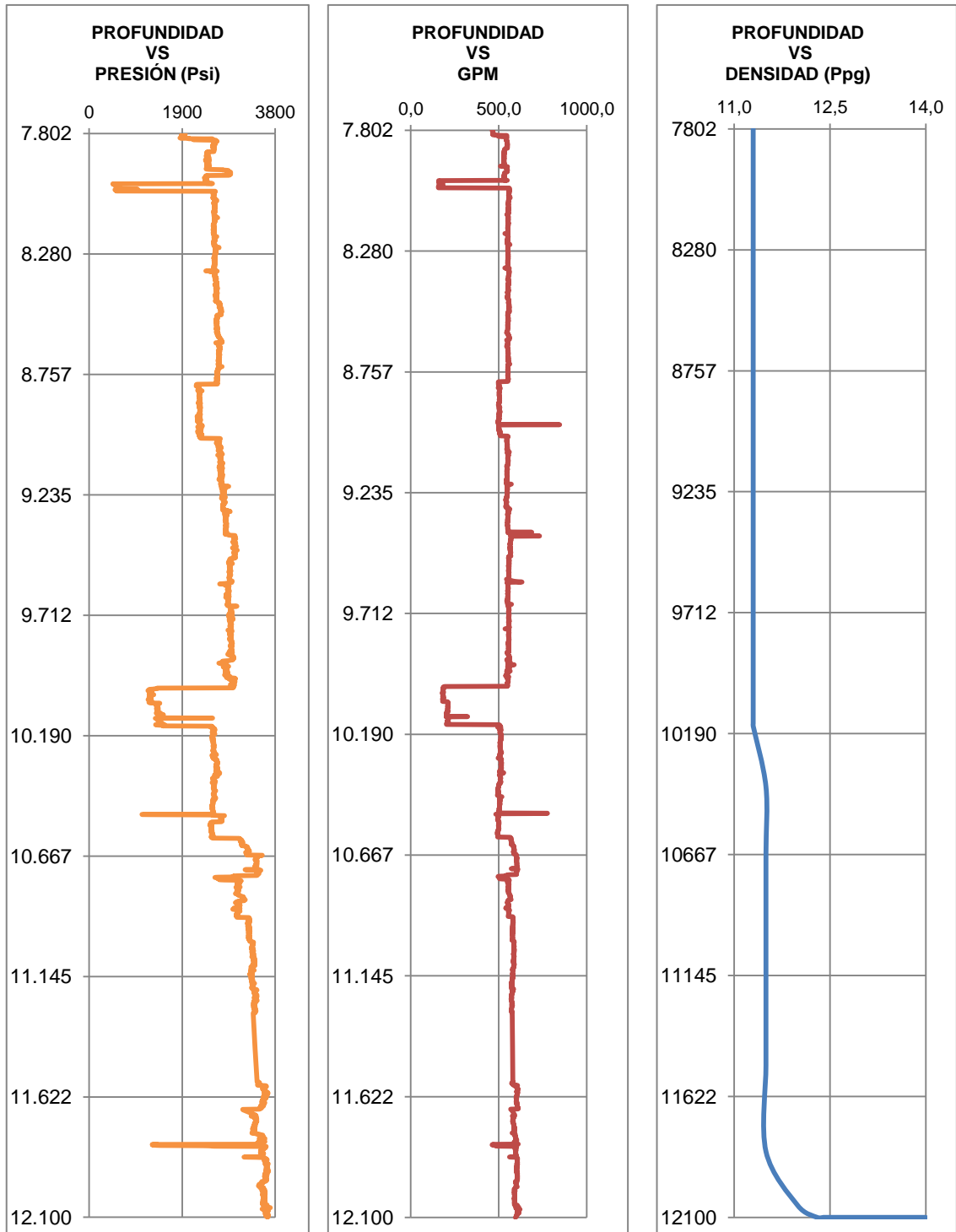
4.4.6 Parámetros operacionales mecánicos

Gráfica 113. Parámetros operacionales mecánicos fase 8 1/2"



4.4.7 Parámetros operacionales hidráulicos

Gráfica 114. Parámetros operacionales mecánicos fase 8 1/2"



5. DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS DE LAS OPERACIONES EJECUTADAS Y ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE PLANEADO Y EJECUTADO

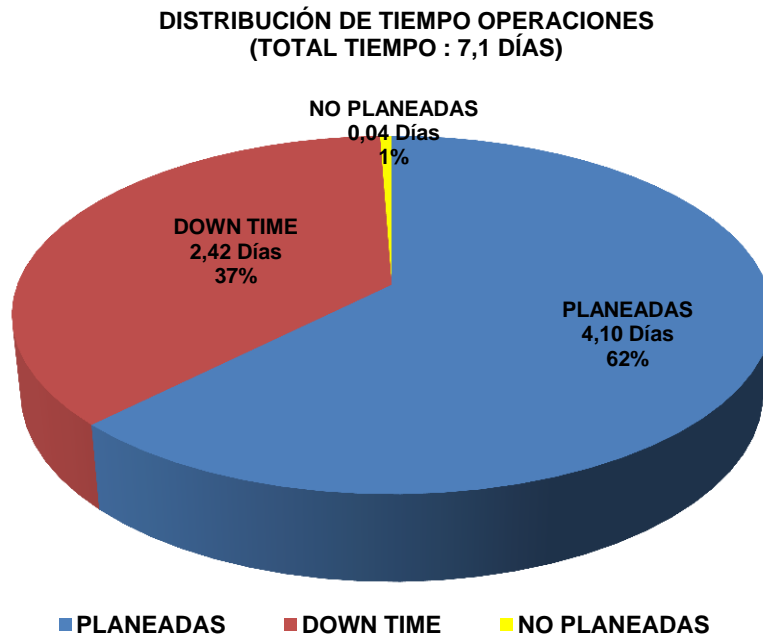
5.1 FASE 26''

Esta fase inició el día 13 de junio del 2012 a las 00:00 horas y finalizó el día 20 de junio del 2012 a las 02:30 horas, con una duración total de 7,10 días (170,50 horas) distribuida así:

Tabla 38. Duración fase 26''

DURACION FASE 26''	PLANEADAS	NO PLANEADAS	DOWN TIME	TOTAL
DIAS	4,44	0,04	2,63	7,10
HORAS	106,56	0,96	63,12	170,5

Gráfica 115. Distribución porcentual de tiempos operacionales fase 26''



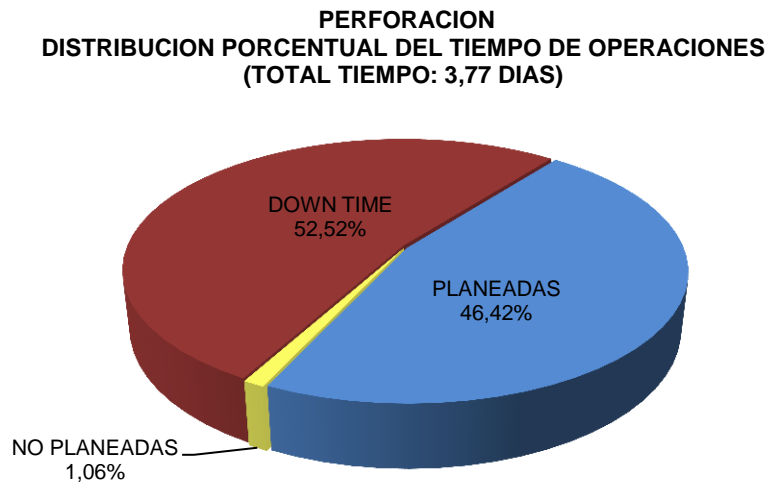
A continuación se presenta la distribución de tiempo de cada una de las operaciones ejecutadas en la fase 26”:

5.1.1 Perforación. Esta operación tuvo una duración total de 3,77 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 39. Distribución general de tiempo perforando fase 26”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PERFORACION	1,75	0,04	1,98	3,77

Gráfica 116. Distribución porcentual de tiempo perforando fase 26”



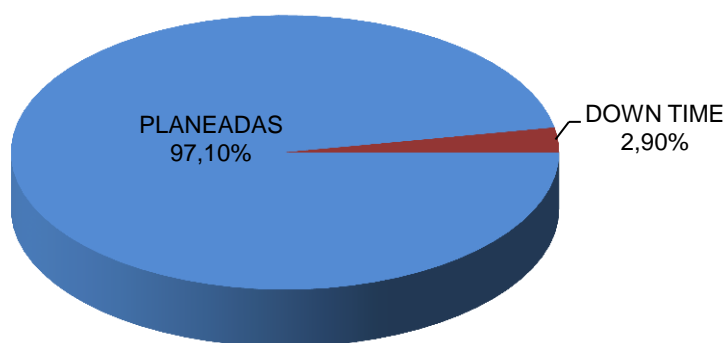
5.1.2 Acondicionando para casing. Esta operación tuvo una duración total de 0,69 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 40. Distribución general de tiempo acondicionando para casing fase 26''

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ACONDICIONANDO PARA CASING	0,67	0	0,02	0,69

Gráfica 117. Distribución porcentual de tiempo acondicionando para casing fase 26''

**ACONDICIONANDO PARA CASING
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,69 DIAS)**



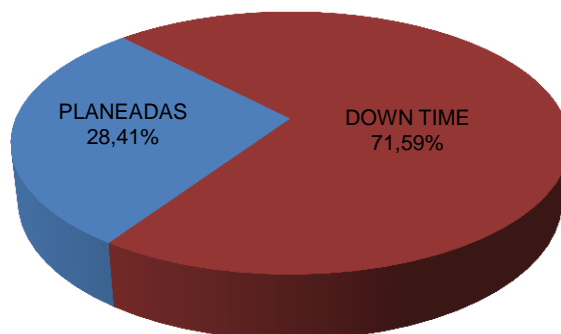
5.1.3 Corrida de Casing. Esta operación tuvo una duración total de 0,88 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 41. Distribución general de tiempo corriendo casing fase 26''

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORRIDA DE CASING	0,25	0	0,63	0,88

Gráfica 118. Distribución porcentual de tiempo corriendo casing fase 26''

**CORRIDA DE CASING
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,88 DIAS)**



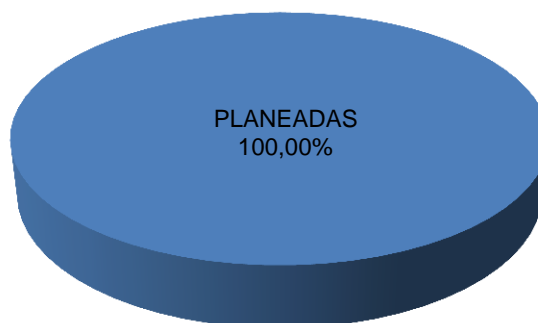
5.1.4 Cementación. Esta operación tuvo una duración total de 0,31 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 42. Distribución general de tiempo de cementación fase 26''

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CEMENTACION	0,31	0	0	0,31

Gráfica 120. Distribución porcentual de tiempo cementando fase 26''

**CEMENTACION
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,31 DIAS)**



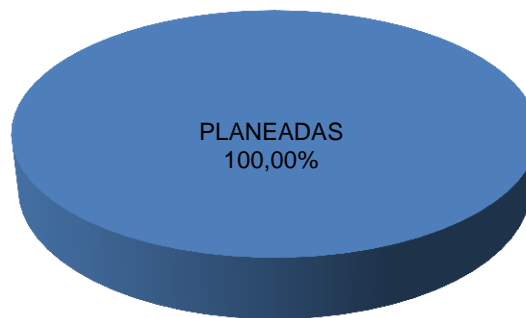
5.1.5 WOC. Esta operación tuvo una duración total de 0,27 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 43. Distribución general de tiempo esperando fragüe de cemento fase 26''

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
WOC	0,27	0	0	0,27

Gráfica 119. Distribución porcentual de tiempo esperando fragüe de cemento fase 26''

WOC
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,27 DIAS)



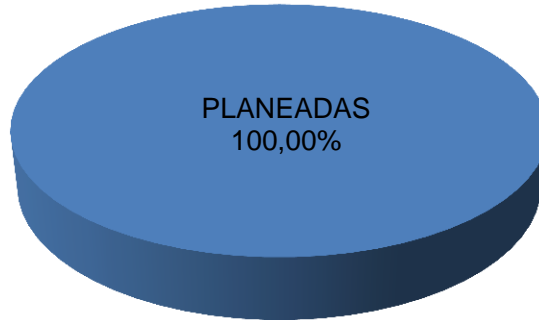
5.1.6 Instalación WHA. Esta operación tuvo una duración total de 0,38 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 50. Distribución general de tiempo instalando WHA fase 26''

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
INSTALACION WHA	0,38	0	0	0,38

Gráfica 120. Distribución general de tiempo instalando WHA fase 26''

**INSTALACIÓN WHA
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,38 DIAS)**



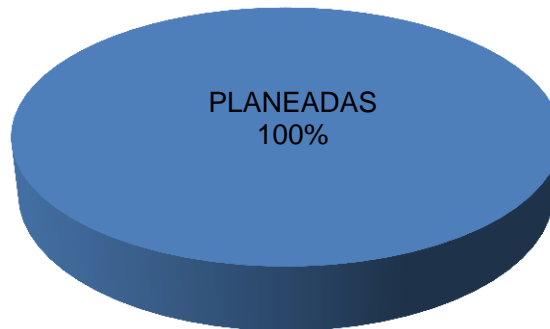
5.1.7 Instalación Bop. Esta operación tuvo una duración total de 0,54 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 44. Distribución general de tiempo instalando BOP fase 26''

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
INSTALACIÓN BOP	0,54	0	0	0,54

Gráfica 121. Distribución porcentual de tiempo instalando BOP fase 26''

**INSTALACIÓN BOP
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,54 DIAS)**



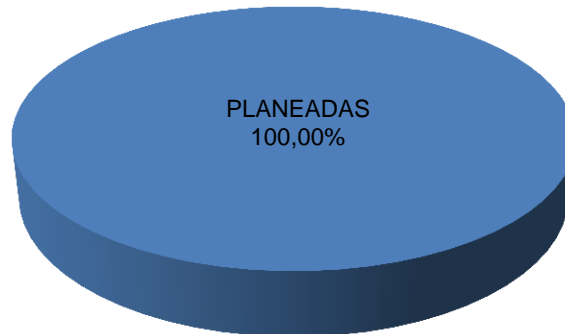
5.1.8 Drill Out. Esta operación tuvo una duración total de 0,27 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 45. Distribución general de tiempo de Drill out fase 26"

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
DRILL OUT	0,27	0	0	0,27

Gráfica 122. Distribución porcentual de tiempo de Drill out fase 26"

DRILL OUT
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,27 DIAS)



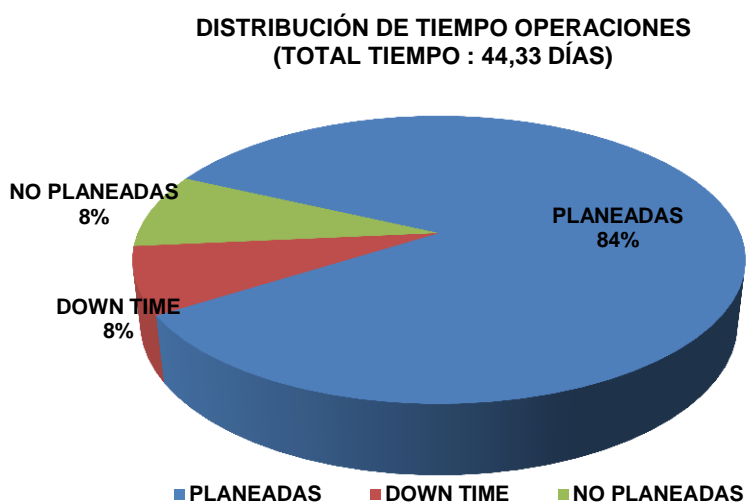
5.2 FASE 17 1/2"

Esta fase inició el día 20 de junio del 2012 a las 02:30 horas y finalizó el día 03 de agosto del 2012 a las 10:30 horas, con una duración total de 44,33 días (1064,00 horas) distribuida así:

Tabla 46. Duración fase 17 1/2"

DURACION FASE 17 1/2"	PLANEADAS	NO PLANEADAS	DOWN TIME	TOTAL
DIAS	37,27	3,73	3,34	44,33
HORAS	894,48	89,52	80,16	1064,00

Gráfica 123. Distribución general de tiempos operacionales fase 17 ½”



A continuación se presenta la distribución de tiempo de cada una de las operaciones ejecutadas en la fase 17 ½”

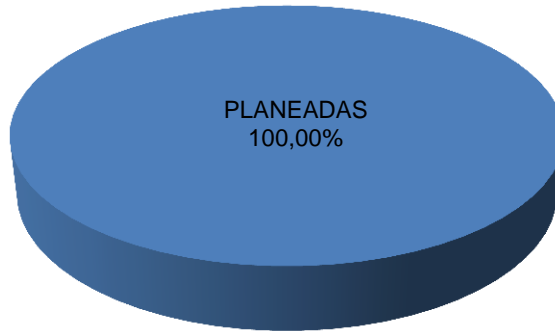
5.2.1 Prueba de integridad. Esta operación tuvo una duración total de 0,23 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 47. Distribución general de tiempo de la prueba de integridad fase 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PRUEBA DE INTEGRIDAD	0,23	0	0	0,23

Gráfica 124. Distribución porcentual de tiempo de la prueba de integridad fase 17 ½”

**PRUEBA DE INTEGRIDAD
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,23 DIAS)**



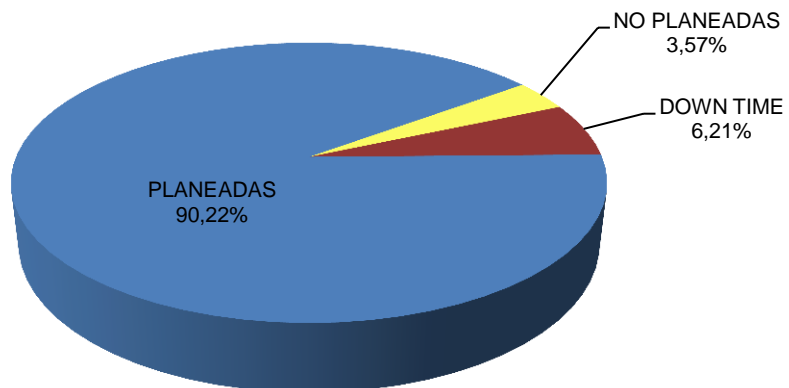
5.2.2 Perforación. Esta operación tuvo una duración total de 6,44 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 48. Distribución general de tiempo perforando fase 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PERFORACION	5,81	0,23	0,4	6,44

Gráfica 125. Distribución porcentual de tiempo perforando fase 17 ½”

**PERFORACION
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 6,44 DIAS)**



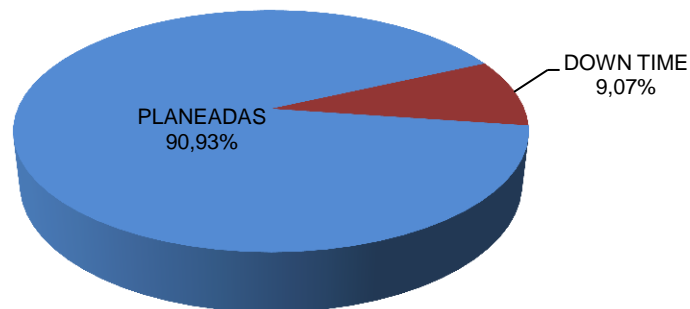
5.2.3 Corazonamiento intervalo I. Esta operación tuvo una duración total de 10,58 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 49. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo I

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO I	9,63	0	0,96	10,58

Gráfica 126. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo I

CORAZONAMIENTO INTERVALO I
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 10,58 DIAS)

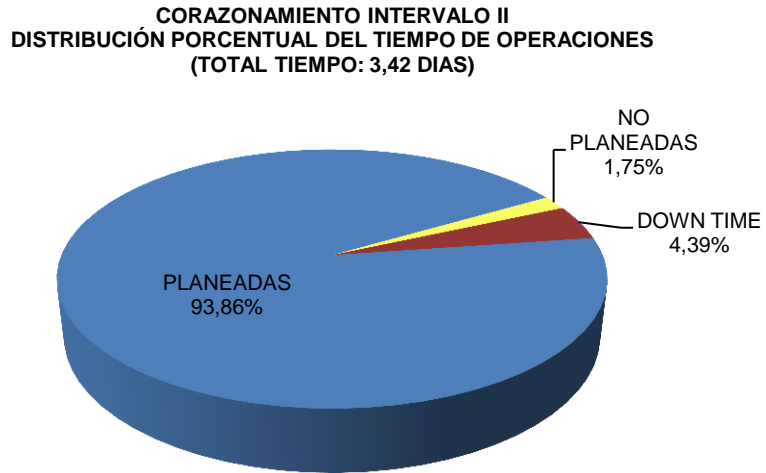


5.2.4 Corazonamiento intervalo II. Esta operación tuvo una duración total de 3,42 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 50. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo II

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO II	3,21	0,06	0,15	3,42

Gráfica 127. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo II

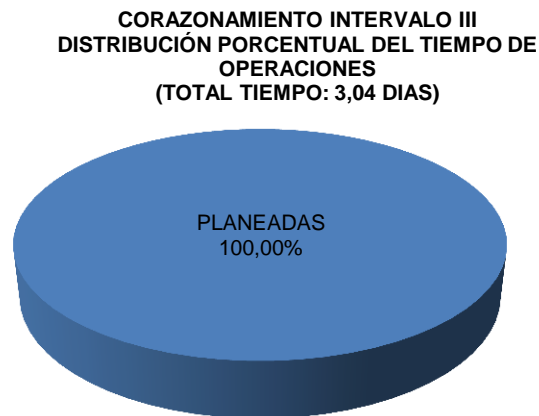


5.2.5 Corazonamiento intervalo III. Esta operación tuvo una duración total de 3,04 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 51. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo III

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO III	3,04	0	0	3,04

Gráfica 130. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo III



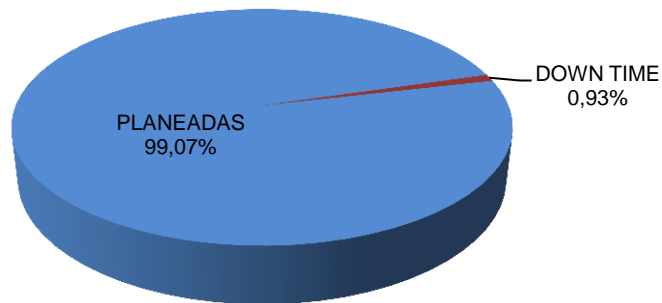
5.2.6 Corazonamiento intervalo IV. Esta operación tuvo una duración total de 2,15 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 52. Distribución general de tiempos corazonamiento intervalo IV

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO IV	2,13	0	0,02	2,15

Gráfica 128. Distribución porcentual de tiempos corazonamiento intervalo IV

CORAZONAMIENTO INTERVALO IV
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 2,15 DIAS)



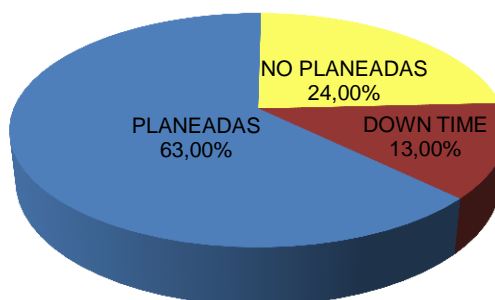
5.2.7 Ensanchamiento. Esta operación tuvo una duración total de 11,54 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 60. Distribución general de tiempo ensanchando fase 17 ½"

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ENSANCHANDO	7,27	2,77	1,5	11,54

Gráfica 132. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 11,54 días)

ENSANCHANDO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 11,54 DIAS)



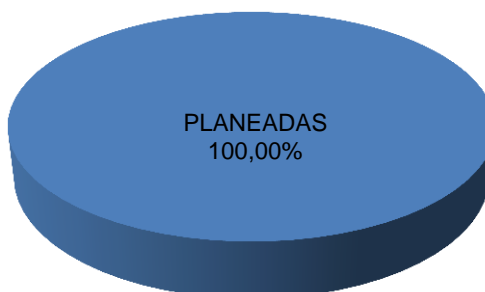
5.2.8 Acondicionando para registros. Esta operación tuvo una duración total de 0,35 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 53. Distribución general de tiempo acondicionando para registros fase 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ACONDICIONANDO REGISTROS	0,35	0	0	0,35

Gráfica 129. Distribución porcentual de tiempo acondicionando para registros fase 17 ½”

ACONDICIONANDO REGISTROS
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,35 DIAS)



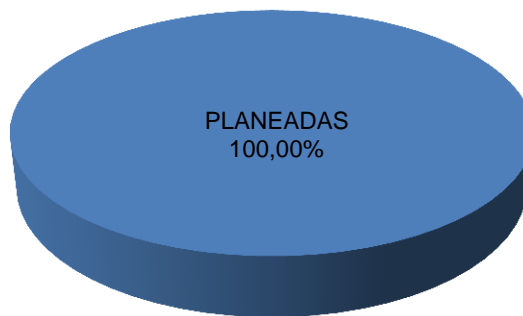
5.2.9 Registros. Esta operación tuvo una duración total de 1,29 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 54. Distribución general de tiempo registros fase 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
REGISTROS	1,29	0	0	1,29

Gráfica 130. Distribución porcentual de tiempo registros fase 17 ½”

REGISTRO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 1,29 DIAS)



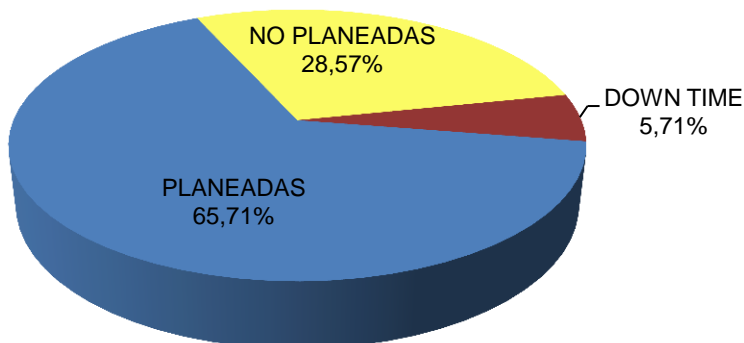
5.2.10 Acondicionando para Casing. Esta operación tuvo una duración total de 1,75 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 55. Distribución general de tiempo acondicionando para casing fase 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ACONDICIONANDO PARA CASING	1,15	0,5	0,1	1,75

Gráfica 135. Distribución porcentual del tiempo de operaciones (Total tiempo: 1,75 días)

**ACONDICIONANDO PARA CASING
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 1,75 DIAS)**



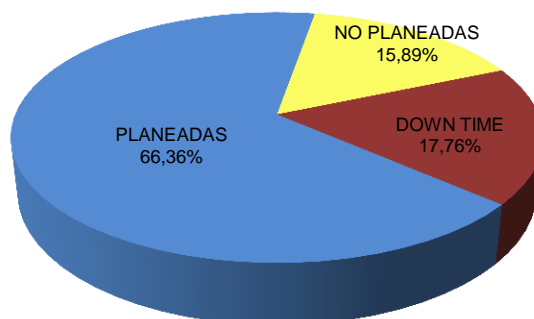
5.2.11 Corrida de Casing. Esta operación tuvo una duración total de 1,06 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 564. Distribución general de tiempo corrida de casing 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORRIDA DE CASING	0,71	0,17	0,19	1,06

Gráfica 131. Distribución porcentual de tiempo corrida de casing 17 ½”

**CORRIDA DE CASING
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 1,06 DIAS)**



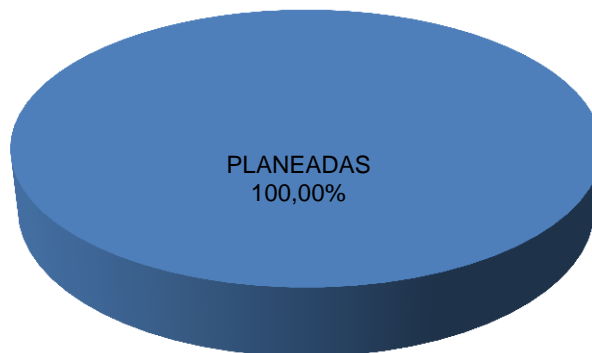
5.2.12 Cementación. Esta operación tuvo una duración total de 0,5 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 57. Distribución general de tiempo cementación 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CEMENTACION	0,5	0	0	0,5

Gráfica 132. Distribución porcentual de tiempo cementación 17 ½”

CEMENTACIÓN
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,5 DIAS)



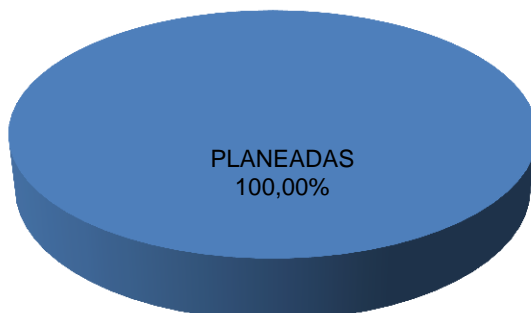
5.2.13 Instalación WHA. Esta operación tuvo una duración total de 0,54 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 58. Distribución general de tiempo instalando WHA 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
INSTALACION WHA	0,54	0	0	0,54

Gráfica 133. Distribución porcentual de tiempo instalando WHA 17 ½”

INSTALACION WHA
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0.54 DIAS)



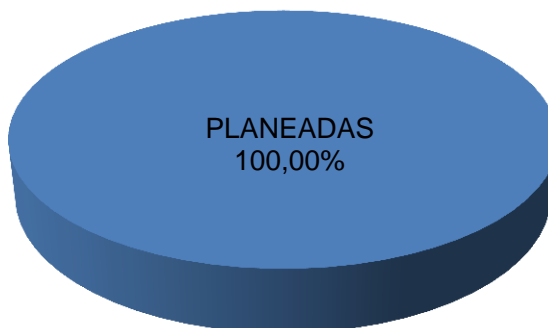
5.2.14 Instalación BOP. Esta operación tuvo una duración total de 0,81 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 59. Distribución general de tiempo instalando BOP 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
INSTALACIÓN BOP	0,81	0	0	0,81

Gráfica 134. Distribución porcentual de tiempo instalando BOP 17 ½”

INSTALACIÓN BOP
DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,81 DIAS)



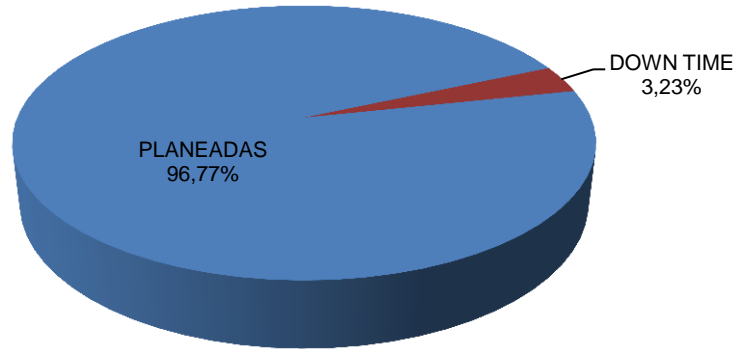
5.2.15 Drill Out. Esta operación tuvo una duración total de 0,63 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 60. Distribución general de tiempo Drill Out 17 ½”

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
DRILL OUT	0,6	0	0,02	0,63

Gráfica 135. Distribución general de tiempo Drill Out 17 ½”

DRILL OUT
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,63 DIAS)



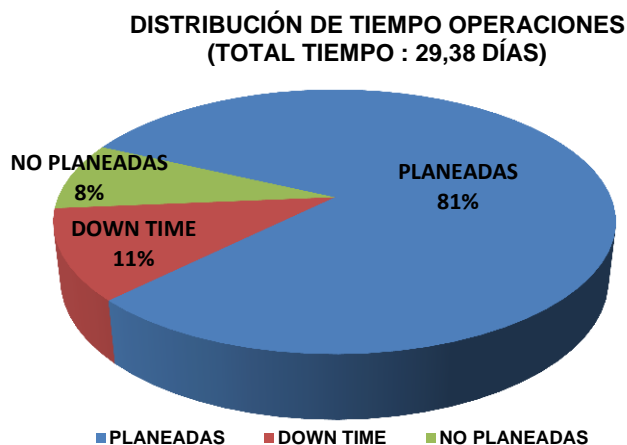
5.3 FASE 12 ¼”

Esta fase inició el día 03 de agosto del 2012 a las 10:30 horas y finalizó el día 01 de septiembre del 2012 a las 19:30 horas, con una duración total de 29,38 días (705,00 horas) distribuida así:

Tabla 61. Duración fase 12 ¼”

DURACION FASE 12 ¼”	PLANEADAS	NO PLANEADAS	DOWN TIME	TOTAL
DIAS	23,69	2,43	3,24	29,38
HORAS	568,62	58,38	77,86	705,00

Gráfica 141. Distribución general de tiempos operacionales fase 12 ¼"



A continuación se presenta la distribución de tiempo de cada una de las operaciones ejecutadas en la fase 12 ¼"

5.3.1 Prueba de integridad. Esta operación tuvo una duración total de 0,04 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 70. Distribución general del tiempo P. Integridad - (Total Tiempo: 0,04 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PRUEBA DE INTEGRIDAD	0	0,04	0	0,04

Gráfica 142. Distribución porcentual del tiempo P. Integridad- (Total Tiempo: 0,04 días)

**PRUEBA DE INTEGRIDAD
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,04 DIAS)**



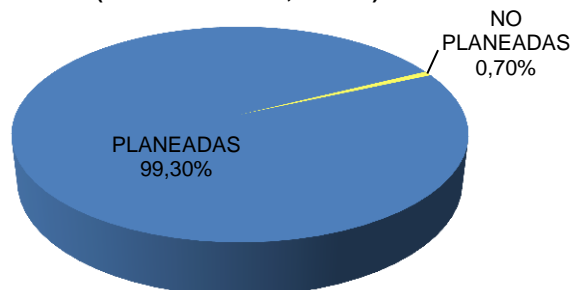
5.3.2 Corazonamiento intervalo V. Esta operación tuvo una duración total de 2,86 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 71. Distribución porcentual del tiempo Corazonamiento intervalo V - (Total Tiempo: 2,86 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO V	2,84	0,02	0	2,86

Gráfica 143. Distribución porcentual del tiempo Corazonamiento intervalo V - (Total Tiempo: 2,86 días)

**CORAZONAMIENTO INTERVALO V
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 2,86 DIAS)**

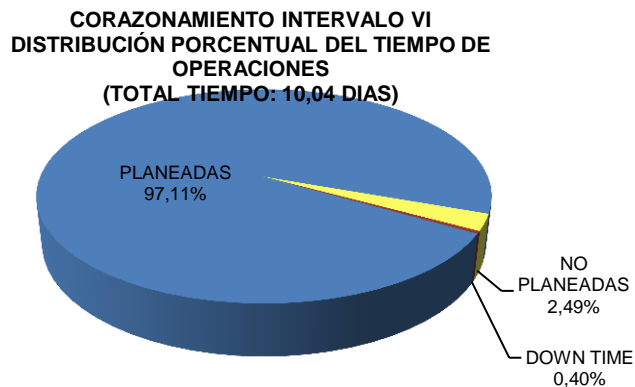


5.3.3 Corazonamiento intervalo VI. Esta operación tuvo una duración total de 10,04 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 72. Distribución de tiempo Corazonamiento intervalo VI

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO VI	9,75	0,25	0,04	10,04

Gráfica 144. Distribución porcentual del tiempo Corazonamiento intervalo VI - (Total Tiempo: 10,04 DIAS)

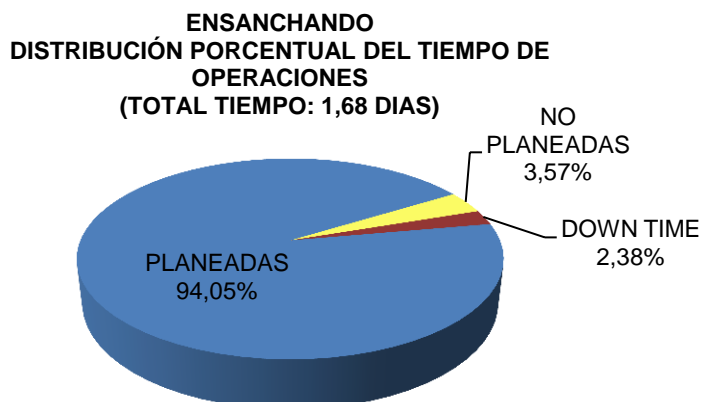


5.3.4 Ensanchando. Esta operación tuvo una duración total de 1,68 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 73. Distribución general del tiempo Ensanchando (Total tiempo: 1,68 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ENSANCHANDO	1,58	0,06	0,04	1,68

Gráfica 145. Distribución porcentual del tiempo Ensanchando (Total tiempo: 1,68 días)

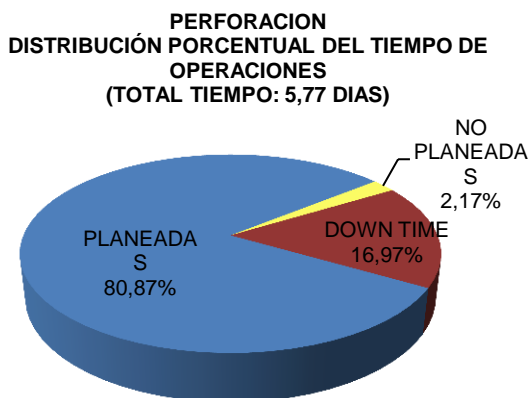


5.3.5 Perforación. Esta operación tuvo una duración total de 5,77 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 74. Distribución general del tiempo Perforación (Total tiempo: 5,77 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PERFORACION	4,67	0,13	0,98	5,77

Gráfica 146. Distribución porcentual del tiempo Perforación (Total tiempo: 5,77 días)



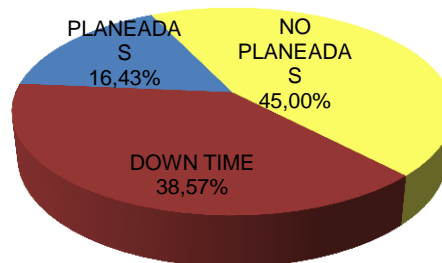
5.3.6 Acondicionando para registros. Esta operación tuvo una duración total de 2,92 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 75. Distribución general del tiempo Acond Registros (Total tiempo: 2,92 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ACONDICIONANDO PARA REGISTROS	0,48	1,31	1,13	2,92

Gráfica 147. Distribución porcentual del tiempo Acond Registros (Total tiempo: 2,92 días)

**ACONDICIONANDO PARA REGISTROS
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 2,92 DIAS)**



5.3.7 Registros. Esta operación tuvo una duración total de 0,90 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 76. Distribución general del tiempo Registros (Total tiempo: 0,9 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
REGISTROS	0,9	0	0	0,90

Gráfica 148. Distribución porcentual del tiempo Registros (Total tiempo: 0,9 días)

**REGISTROS
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,9 DIAS)**



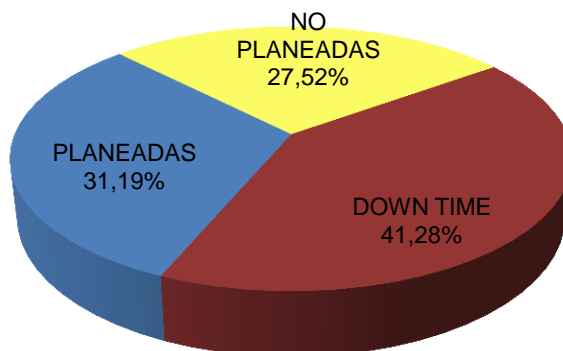
5.3.8 Acondicionando Casing. Esta operación tuvo una duración total de 2,27 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 77. Distribución porcentual del tiempo Acond. Casing (Total tiempo: 2,27 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ACONDICIONANDO CASING	0,71	0,63	0,94	2,27

Gráfica 149. Distribución porcentual del tiempo Acond. Casing (Total tiempo: 2,27 días)

**ACONDICIONANDO CASING
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 2,27 DIAS)**



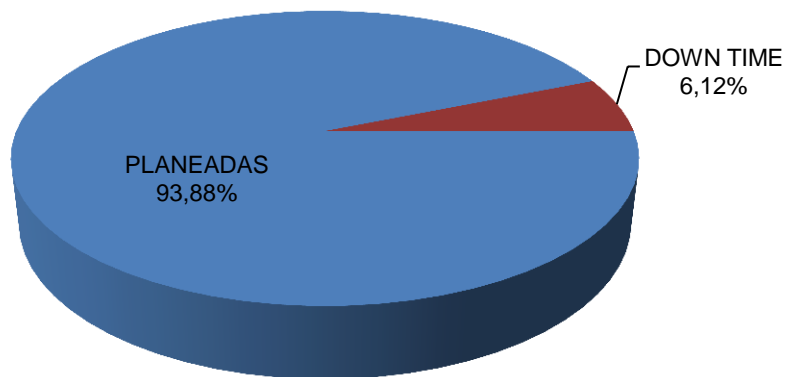
5.3.9 Corrida de Casing. Esta operación tuvo una duración total de 1,02 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 78. Distribución general del tiempo C. Casing (Total tiempo: 1,02 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORRIDA CASING	0,96	0,00	0,06	1,02

Gráfica 150. Distribución porcentual del tiempo C. Casing (Total tiempo: 1,02 días)

CORRIDA DE CASING
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 1,02 DIAS)



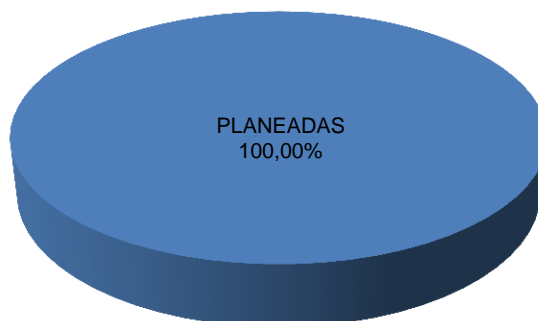
5.3.10 Cementación. Esta operación tuvo una duración total de 0,35 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 79. Distribución porcentual del tiempo Cementación (Total tiempo: 0,35 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CEMENTACION	0,35	0	0	0,35

Gráfica 151. Distribución porcentual del tiempo cementación (Total tiempo: 0,35 días)

CEMENTACION
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,35 DIAS)



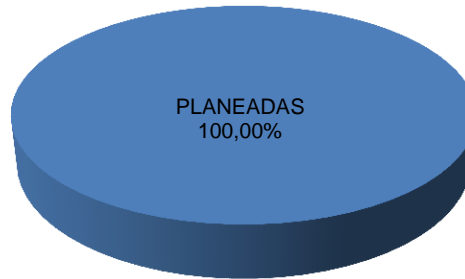
5.3.11 Instalación Casing Hanger. Esta operación tuvo una duración total de 0,67 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 80. Distribución general del tiempo Instal. Casing hanger (Total tiempo: 0,67 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
INSTALACION CASING HANGER	0,67	0	0	0,67

Gráfica 152. Distribución porcentual del tiempo Instal. Casing hanger (Total tiempo: 0,67 días)

INSTALACION CASING HANGER
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,67 DIAS)



5.3.12 Drill Out. Esta operación tuvo una duración total de 0,85 días distribuidos de la siguiente manera:

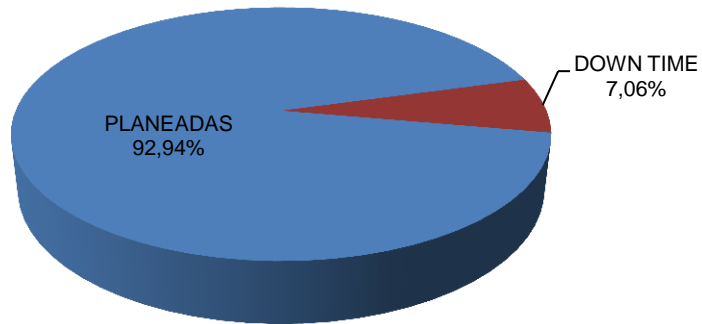
Tabla 81. Drill Out.

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
DRILL OUT	0,79	0	0,06	0,85

Fuente: Autores

Gráfica 153. Distribución porcentual del tiempo Drill Out (Total tiempo: 0,85 días)

**DRILL OUT
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,85 DIAS)**



5.4 FASE 8 ½"

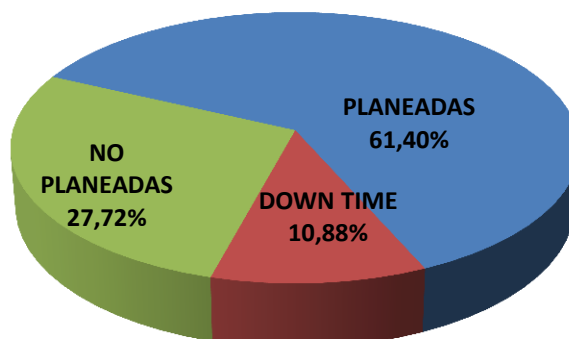
Esta fase inició el día el día 01 de septiembre del 2012 a las 19:30 horas y finalizó el día 10 de Octubre del 2012 a las 12:00 horas, con una duración total de 29,69 días (712,5 horas) distribuida así:

Tabla 82. Distribución de tiempo operaciones (Total tiempo: 29,69 días)

DURACION FASE 8 ½"	PLANEADAS	NO PLANEADAS	DOWN TIME	TOTAL
DIAS	18,23	8,23	3,23	29,69
HORAS	437,62	197,50	77,50	712,50

Gráfica 154. Distribución de tiempo operaciones (Total tiempo: 29,69 días)

**DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO : 29,69 DÍAS)**



A continuación se presenta la distribución de tiempo de cada una de las operaciones ejecutadas en la fase 8 ½”

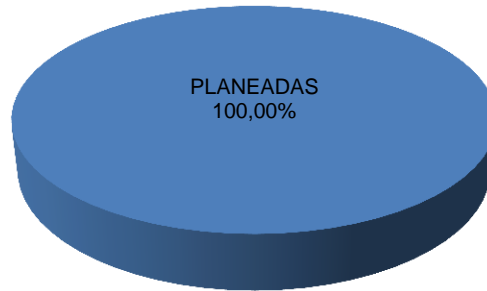
5.4.1 Prueba de integridad. Esta operación tuvo una duración total de 0,13 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 83. Distribución general del tiempo P. Integridad (Total tiempo: 0,13 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PRUEBA DE INTEGRIDAD	0,13	0	0	0,13

Gráfica 155. Distribución porcentual del tiempo de P. Integridad (Total tiempo: 0,13 días)

**PRUEBA DE INTEGRIDAD
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 0,13 DIAS)**



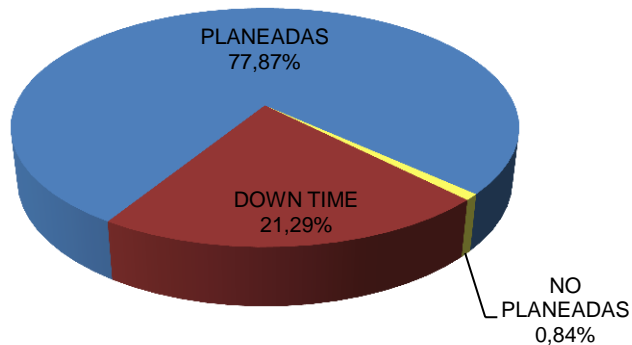
5.4.2 Perforación. Esta operación tuvo una duración total de 7,44 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 84. Distribución general del tiempo de Perforación (Total tiempo: 7,44 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
PERFORACIÓN	5,79	0,06	1,58	7,44

Gráfica 156. Distribución porcentual del tiempo de Perforación (Total tiempo: 7,44 días)

**PERFORACIÓN
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 7,44 DIAS)**

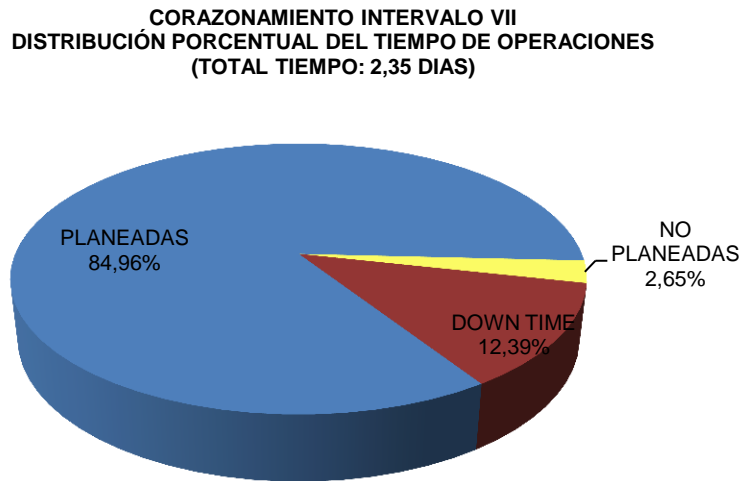


5.4.3 Corazonamiento Intervalo VII. Esta operación tuvo una duración total de 2,35 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 85. Distribución general del tiempo Corazonando VII (Total tiempo: 2,35 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO VII	2,00	0,06	0,29	2,35

Gráfica 157. Distribución porcentual del tiempo Corazonando VII (Total tiempo: 2,35 días)



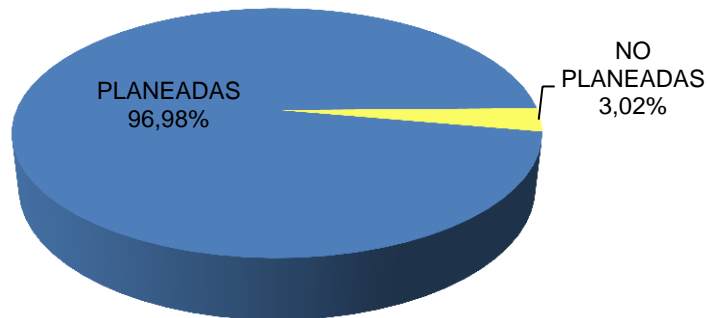
5.4.4 Corazonamiento Intervalo VIII. Esta operación tuvo una duración total de 6,21 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 86. Distribución general del tiempo Corazonando VIII (Total tiempo: 6,21 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
CORAZONAMIENTO INTERVALO VIII	6,02	0,19	0,00	6,21

Gráfica 158. Distribución porcentual del tiempo Corazonando VIII (Total tiempo: 6,21 días)

**CORAZONAMIENTO INTERVALO VIII
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 6,21 DIAS)**



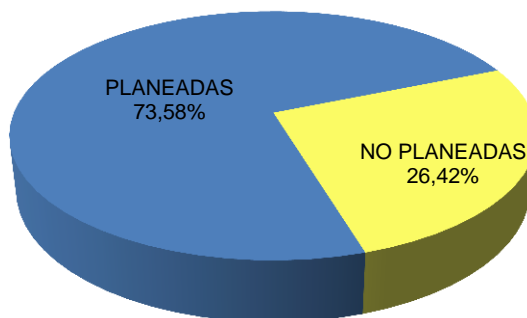
5.4.5 Ensanchando. Esta operación tuvo una duración total de 1,10 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 87. Distribución general del tiempo Ensanchando (Total tiempo: 1,10 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ENSANCHANDO	0,81	0,29	0,00	1,10

Gráfica 159. Distribución porcentual del tiempo Ensanchando (Total tiempo: 1,10 días)

**ENSANCHANDO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 1,10 DIAS)**



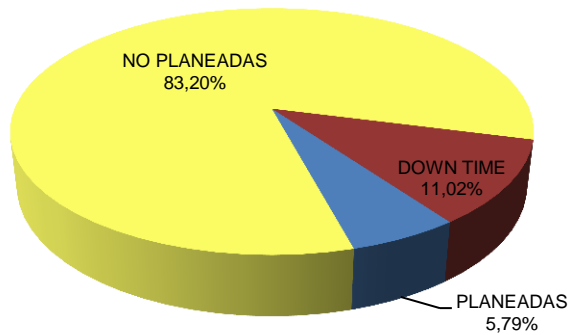
5.4.6 Acondicionando para registros. Esta operación tuvo una duración total de 7,56 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 88. Distribución general del tiempo de Acondicionamiento registros (Total tiempo: 7,56 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ACONDICIONANDO REGISTROS	0,44	6,29	0,83	7,56

Gráfica 160. Distribución porcentual del tiempo de Acondicionamiento registros (Total tiempo: 7,56 días)

ACONDICIONANDO REGISTRO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 7,56 DIAS)



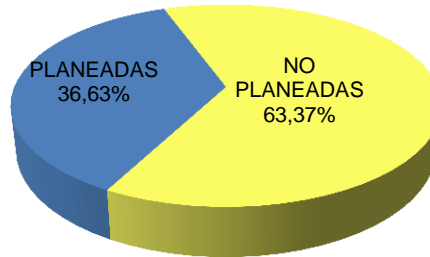
5.4.7 Registros. Esta operación tuvo una duración total de 2,10 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 89. Distribución general del tiempo de registros (Total tiempo: 2,10 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
REGISTROS	0,77	1,33	0,00	2,10

Gráfica 161. Distribución porcentual del tiempo de registros (Total tiempo: 2,10 días)

**REGISTROS
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 2,10 DIAS)**



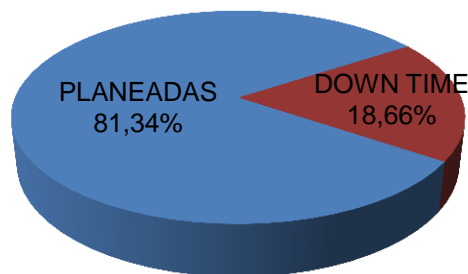
5.4.8 Abandono. Esta operación tuvo una duración total de 2,79 días distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 90. Distribución general del tiempo de abandono (Total tiempo: 2,79 días)

OPERACIÓN	PLANEADAS (días)	NO PLANEADAS (días)	DOWN TIME (días)	TOTAL (días)
ABANDONO	2,27	0,00	0,52	2,79

Gráfica 162. Distribución porcentual del tiempo de abandono (Total tiempo: 2,79 días)

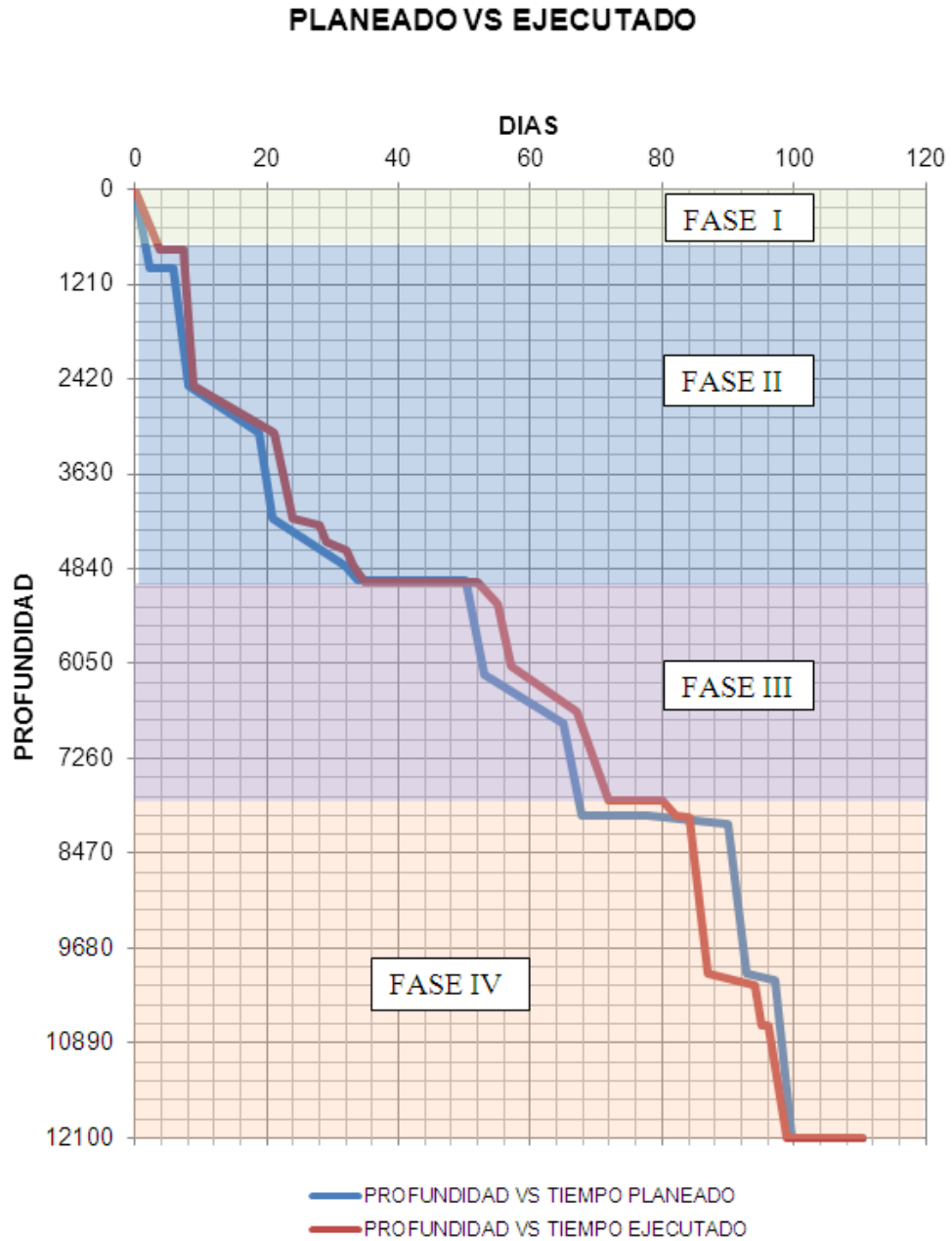
**ABANDONO
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL TIEMPO DE
OPERACIONES
(TOTAL TIEMPO: 2,79 DIAS)**



5.5 ANALISIS PLANEADO VS EJECUTADO

5.5.1 Comparativo profundidad vs tiempo entre lo planeado y lo ejecutado

Figura 69. Comparativo profundidad vs tiempo entre lo planeado y lo ejecutado



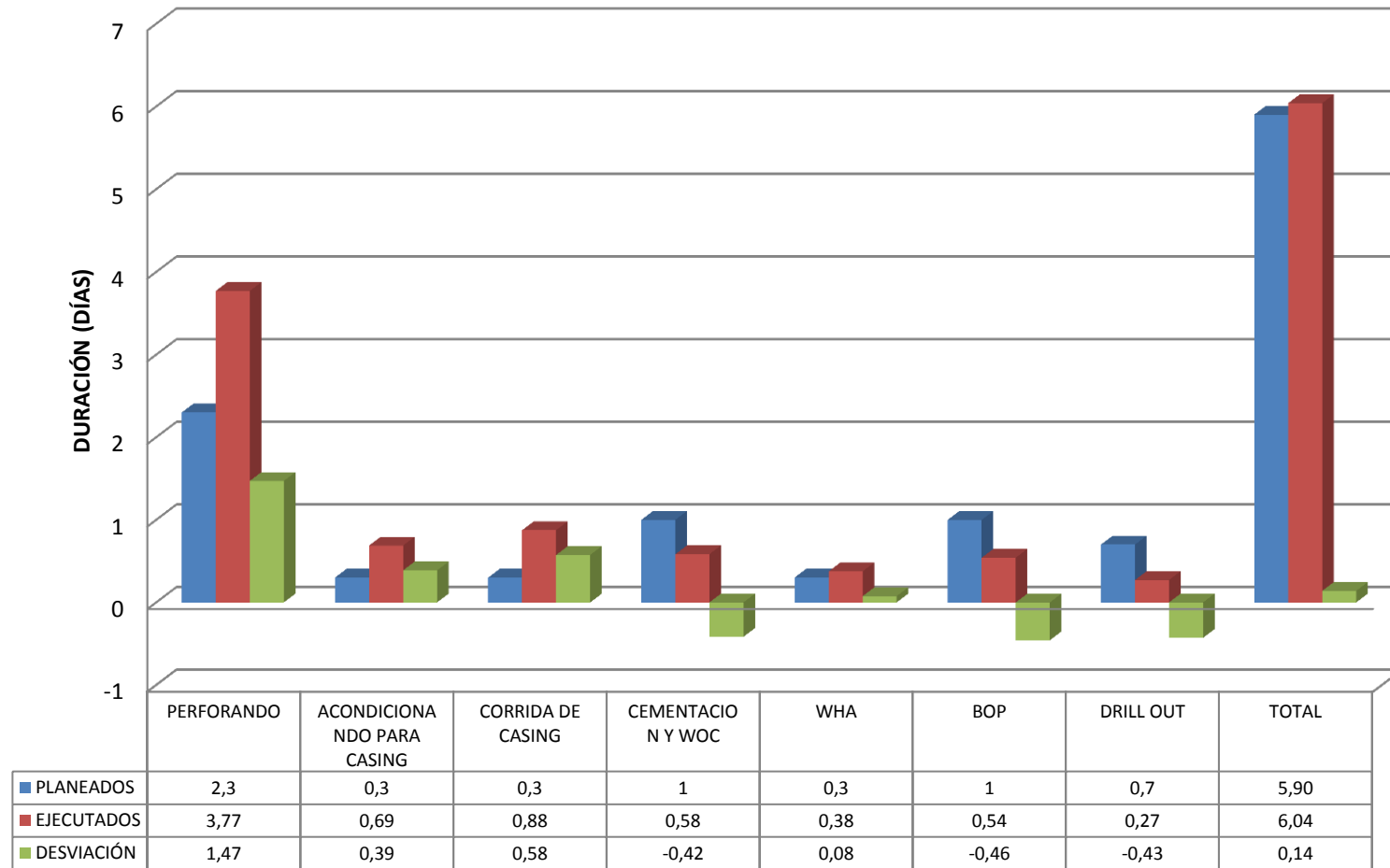
5.5.2 Resumen planeadas vs ejecutadas

Tabla 91. Resumen planeadas vs ejecutadas

FASE	ACTIVIDAD	PLANEADO (DIAS)	EJECUTADO (DIAS)	DESVIACIÓN (DIAS)
I	PERFORANDO	2,3	3,77	1,47
	ACONDICIONANDO PARA CASING	0,3	0,69	0,39
	CORRIDA DE CASING	0,3	0,88	0,58
	CEMENTACION Y WOC	1	0,58	-0,42
	WHA	0,3	0,38	0,08
	BOP	1	0,54	-0,46
	DRILL OUT	0,7	0,27	-0,43
II	PRUEBA DE INTEGRIDAD	0,2	0,23	0,03
	PERFORANDO	6,5	6,44	-0,06
	CORAZONANDO	21,5	19,19	-2,31
	ENSANCHANDO	6,3	11,54	,24
	ACONDICIONANDO PARA REGISTROS	0,8	0,35	-0,45
	REGISTRANDO	3,9	1,29	-2,61
	ACONDICIONANDO PARA CASING	1,5	1,75	0,25
	CORRIDA DE CASING	1,1	1,06	-0,04
	CEMENTACION	0,3	0,50	0,20
	WHA	0,3	0,54	0,24
	BOP	1	0,81	-0,19
	DRILL OUT	0,8	0,63	-0,17
III	PRUEBA DE INTEGRIDAD	0,3	0,04	-0,26
	CORAZONANDO	24	12,90	-11,10
	ENSANCHANDO	2	1,69	-0,31
	PERFORANDO	5,8	5,77	-0,03
	ACONDICIONANDO PARA REGISTROS	0,6	2,92	2,32
	REGISTRANDO	4,2	0,90	-3,30
	ACONDICIONANDO PARA CASING	0,6	2,27	1,67
	CORRIDA DE CASING	1,3	1,02	-0,28
	CEMENTACION	0,3	0,35	0,05
	INSTALACIÓN CASING HANGER	0,5	0,67	0,17
DRILL OUT	0,3	0,85	0,55	
IV	PRUEBA DE INTEGRIDAD	0,2	0,13	-0,08
	CORAZONANDO	4,4	8,56	4,16
	ENSANCHANDO	1	1,10	0,10
	PERFORANDO	5,4	7,44	2,04
	ACONDICIONANDO PARA REGISTROS	0,4	7,56	7,16
	REGISTRANDO	5,9	2,10	-3,80
	ABANDONO	3	2,79	-0,21
TOTALES		110,3	110,5	0,2

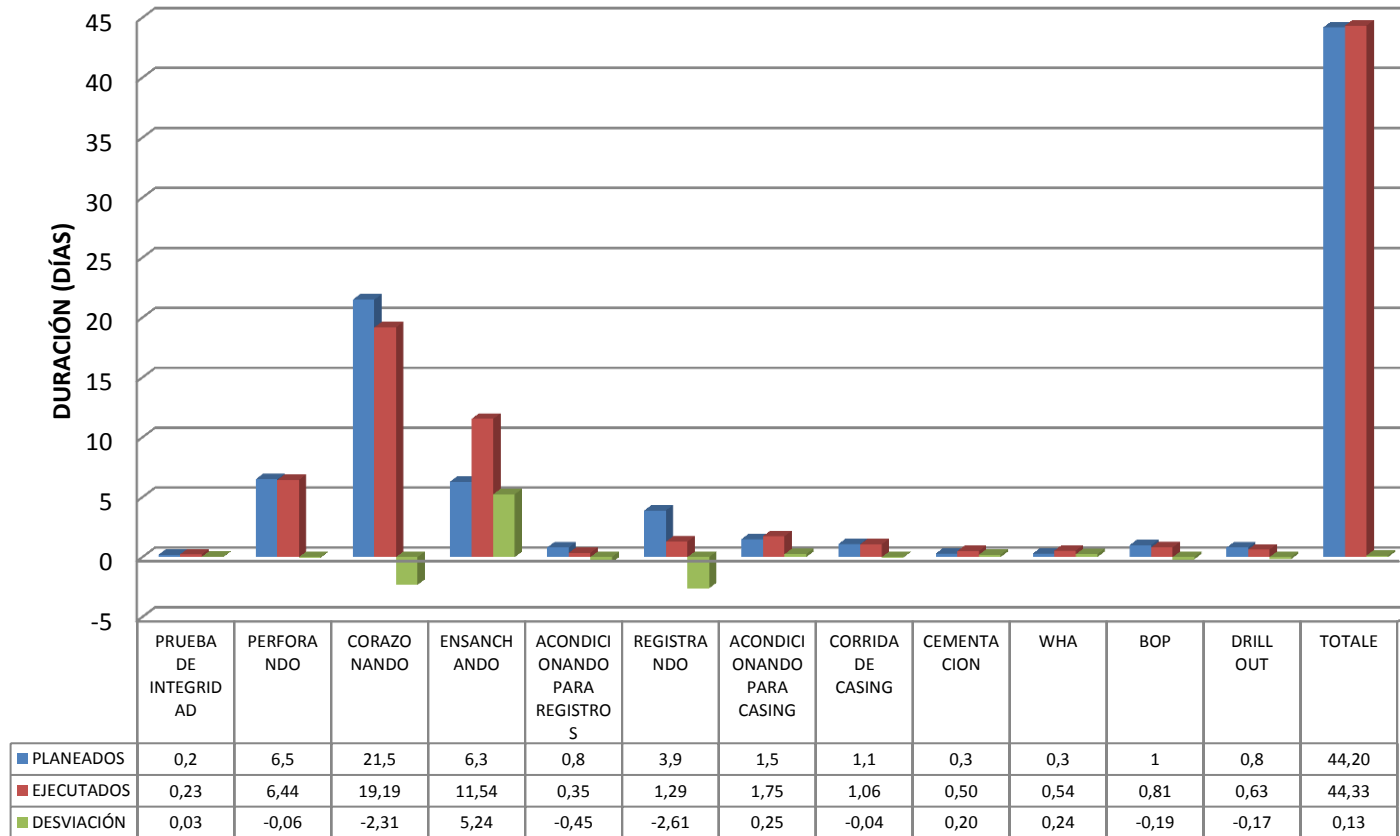
Gráfica 163. Desviación Actividades Fase 26"

DESVIACIÓN ACTIVIDADES FASE 26"



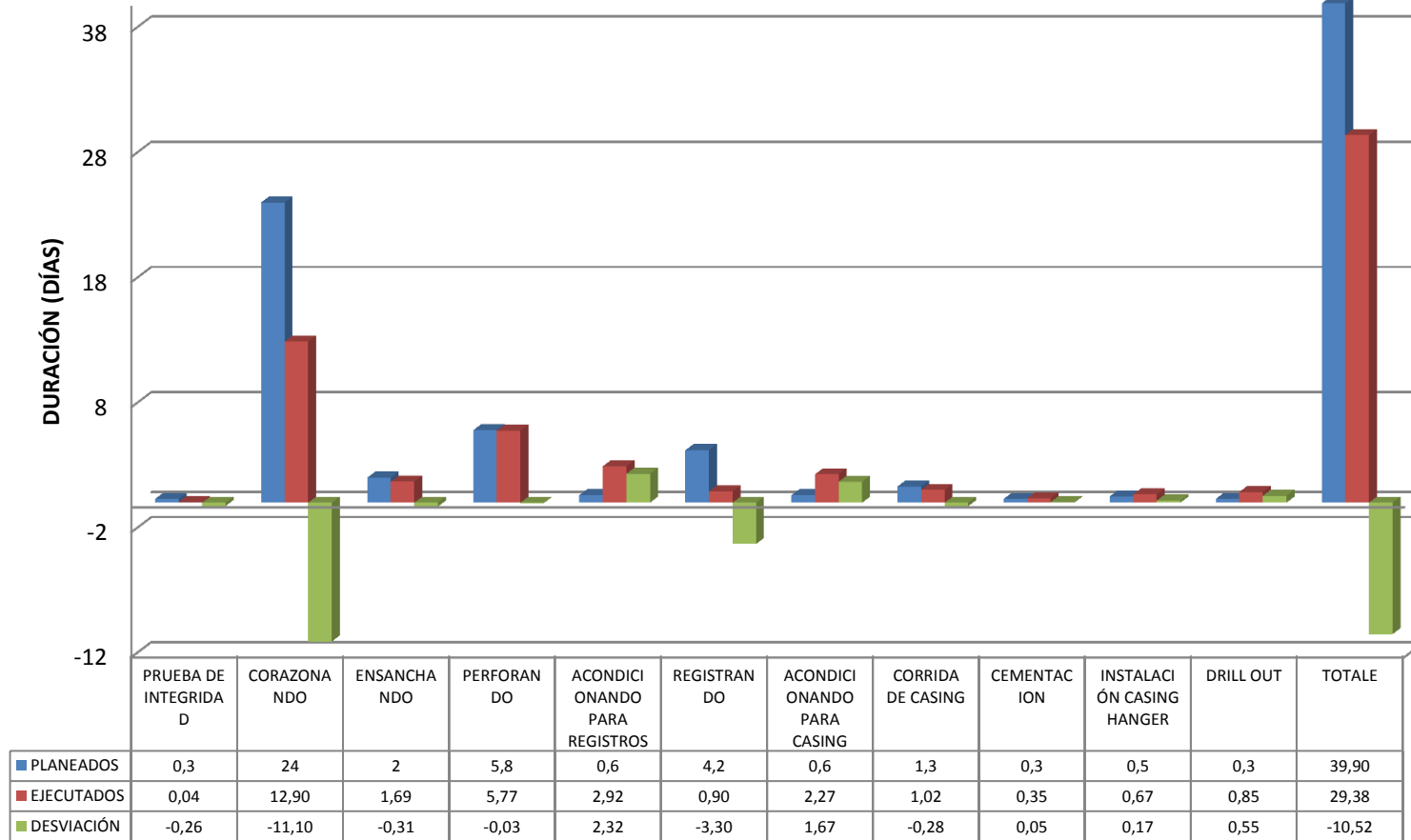
Gráfica 164. Desviación actividades Fase 17 1/2"

DESVIACIÓN ACTIVIDADES FASE 17 1/2"



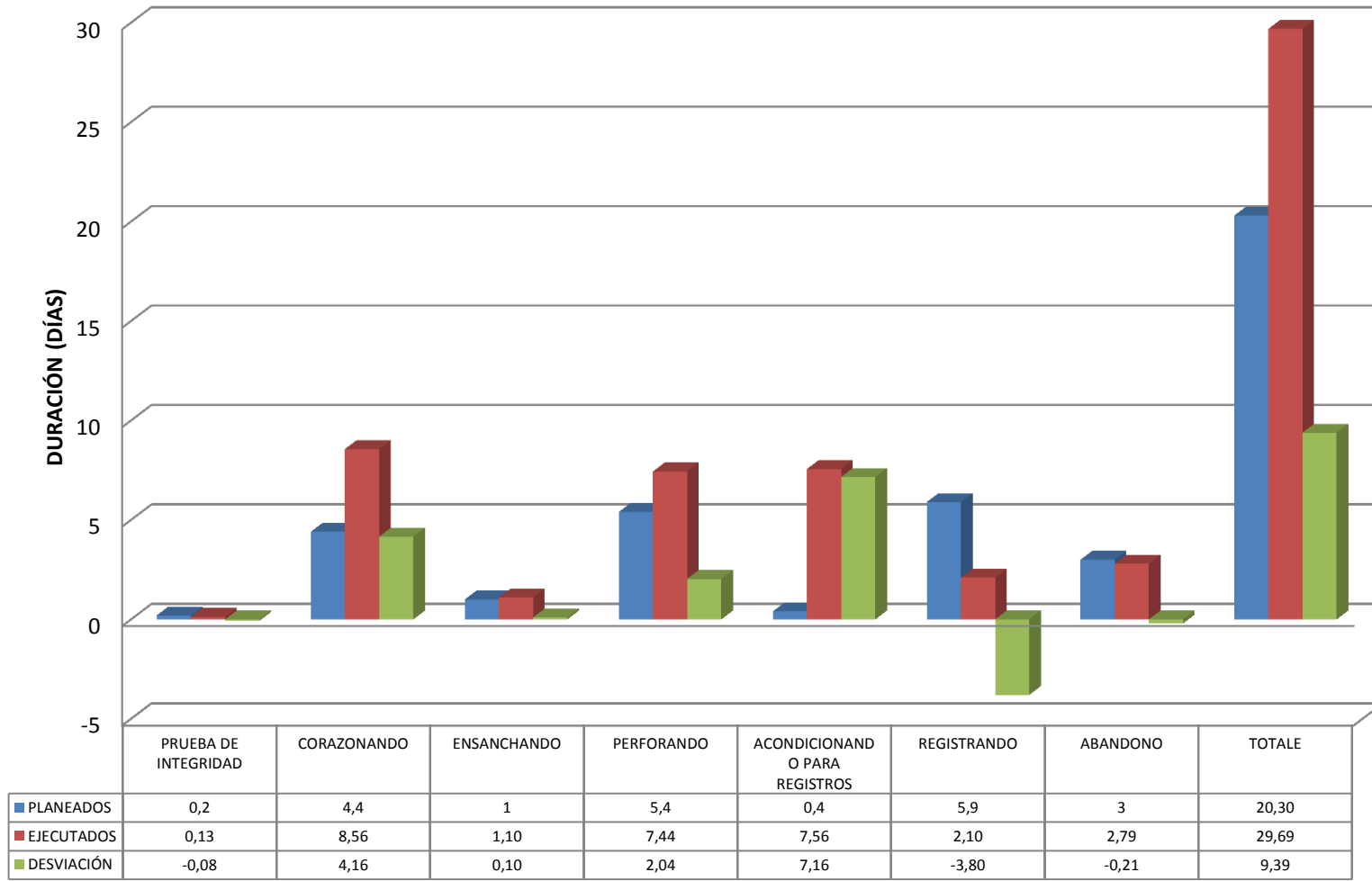
Gráfica 165. Desviación Actividades Fase 12 1/4"

DESVIACIÓN ACTIVIDADES FASE 12 1/4"



Gráfica 166. Desviación Actividades Fase 8 1/2"

DESVIACIÓN ACTIVIDADES FASE 8 1/2"



6. CONCLUSIONES

En un proyecto de perforación de pozos estratigráficos es importante implementar una metodología de seguimiento para todas las actividades que se ejecutan en su desarrollo, que permita obtener un flujo de información en tiempo real con el fin de detectar problemas operacionales, operaciones no planeadas y operaciones planeadas ejecutadas en el desarrollo del pozo.

El desarrollo de la metodología fue un factor importante a la hora de validar, consolidar y clasificar la información obtenida de pozo, lo cual facilitó en gran parte el análisis post operacional y la generación del reporte final.

La consolidación y organización de la información diaria generada de pozo es vital para el correcto análisis de las operaciones realizadas durante la perforación de manera eficiente ya que facilita la integración de la información y la clasificación de los eventos de manera cronológica y secuencial.

La correcta identificación de las pérdidas de tiempo (down Time), la causa y la empresa responsable facilita la ejecución de los correctivos y preventivos durante la operación y a su vez permite realizar los descuentos de este tiempo perdido a la empresa o servicio responsable.

Se identificó que el 84,7% del tiempo perdido equivalente a 10,52 días fue responsabilidad de la empresa Erazo Valencia dueña del equipo básico de perforación, por lo cual se considera que fue la principal causante de que el tiempo de ejecución no estuviera por debajo del tiempo planeado.

7. RECOMENDACIONES

Para un futuro proyecto de perforación de pozos que ejecute la Universidad Industrial de Santander, se recomienda mejorar los criterios de contratación de los servicios, referente al control de calidad de los equipos y herramientas, considerando que la gran parte de las pérdidas de tiempo en la perforación del Pozo ANH-PATIA-1-ST-P fueron causadas por el mal estado de los equipos y herramientas contratadas.

Realizar un análisis de costos en el cual se evalúen todas las fases de la perforación y se identifiquen donde estuvieron presentes las mayores pérdidas de dinero y se defina su cuantía.

Generar un plan de perforación para un futuro Pozo ANH-PATIA-2 en el cual se tengan en cuenta todos los problemas operacionales presentados en el Pozo ANH-PATIA-1-ST-P las operaciones no planeadas y los requerimientos técnicos que garanticen que las pérdidas de tiempo por daños de equipos no se vuelvan a repetir.

Capacitar al personal en el uso de un software especializado que pueda ser usado desde la planeación del futuro pozo hasta su desarrollo, que permita evaluar de manera dinámica los tiempos de ejecución contra los tiempos estimados o planeados.

BIBLIOGRAFIA

ADAMS, Neal. Drilling Engineering And Complete Well Planning Approach. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. 1985

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombia, Petróleo y Futuro. [Recurso electrónico], Bogotá, 2009

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Core Analysis. API RP 40. Second Edition 1998

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Cements and Materials for well cementing. API specification 10A. Twenty – Second Edition. 1995

CALVETE, Jorge. Curso Diseño y Cementación de Pozos. [Archivo Word]. Bucaramanga. 2012. Tema tratado en clase de perforación de pozos

CALVETE, Jorge. Diseño de Pozos. [Diapositivas]. Bucaramanga. 2012. 15 diapositivas a color sobre diseño de pozos. Vistas en clase de perforación de pozos

CALVETE, Jorge. Lodos de perforación. [Exposición verbal]. Bucaramanga. 2013. Tema tratado en clase de perforación de pozos

CALVETE, Jorge. Planeación de pozos. [Diapositivas]. Bucaramanga. 2012. Diapositivas y diagramas expuestos en clase de perforación de pozos

MACHUCA, Werney. Planeación de pozos. [Diagrama Visio]. Bucaramanga. 2012. Contenido mínimo de una prognosis geológica y diagrama de diseño de pozo visto en clase de perforación de pozos

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA Decreto 3274 Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973. Bogotá., El ministerio. 2009. 23p

SCHLUMBERGER. Diseño de la perforación de Pozos. [Drilling School Book]

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary. 2012.

<http://www.glossary.oilfield.slb.com>. [Consulta: viernes 14 de diciembre de 2012]

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO. Perforación de Pozos Petroleros [Compilado plan de estudios]. Ciudad de México. 2003. 176 p.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. ESCUELA DE PETROLEOS Programa Preliminar De Perforación Pozo Anh-Patía-1-St-P, Bucaramanga, 2011

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Reglamento de Contratación. Bucaramanga. 1994.