

**IMPLEMENTACIÓN DEL REDISEÑO DE LA INGENIERÍA PARA LAS
OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 54 DE LA CUENCA DE
ORIENTE DEL ECUADOR**

JUAN GERMÁN MORENO TELLO

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETROLEOS
BOGOTÁ DC
2016**

**IMPLEMENTACIÓN DEL REDISEÑO DE LA INGENIERÍA PARA LAS
OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 54 DE LA CUENCA DE
ORIENTE DEL ECUADOR**

JUAN GERMÁN MORENO TELLO

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
Javier Augusto Fajardo Lozano
Ing. de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ DC
2016**

Nota de aceptación:

Ing. Carlos Arrieta
Orientador

Ing. Jaime Amariz
Jurado 1

Ing. Rafael Siado
Jurado 2

Bogotá D.C. Agosto de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DIAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor

DEDICATORIA

A mis padres por todo su apoyo, por las personas luchadoras que son y que siempre han dado todo por sus hijos.

A mis hermanos por su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Ing. Mónica Hermida, a la Ing. Dennys Zambrano y al Ing. José Agustín Lozano, de la empresa ECO-DRILLING S.A., por todo el apoyo y soporte técnico brindado durante la elaboración del proyecto.

Al ingeniero Javier Augusto Fajardo, director del trabajo de grado, por todo el apoyo, soporte técnico, información brindada y colaboración a lo largo de la elaboración del proyecto de grado.

Al ingeniero Carlos Arrieta, orientador técnico, al Ingeniero Pedro Pablo Moreno, orientador financiero, y a la Ingeniera María Eugenia Chamorro, orientadora geológica, por la guía y orientación durante el desarrollo del trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL BLOQUE 54	31
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE 54	31
1.2 LOCALIZACIÓN	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna Estratigráfica.	34
1.3.2 Estratigrafía.	36
1.3.2.1 Formación Santiago.	36
1.3.2.2 Formación Misahualli/ Chapiza.	36
1.3.2.3 Formación Hollín.	36
1.3.2.4 Formación Napo inferior.	36
1.3.2.5 Formación Napo superior.	36
1.3.2.6 Formación Tena. S	37
1.3.2.7 Formación Tiyuyacu Inferior.	37
1.3.2.8 Formación Tiyuyacu Superior.	37
1.3.2.9 Formación Orteguzza.	37
1.3.2.10 Formación Chalcana.	37
1.3.2.11 Formación Arajuno.	38
1.3.2.12 Formación Chambira.	38
1.3.2.13 Formación Mesa.	38
1.3.3 Geología Estructural.	38
1.3.4 Geología del Petróleo.	39
1.3.4.1 Roca Generadora.	39
1.3.4.2 Roca Reservorio.	39
1.3.4.3 Migración.	39
1.3.4.4 Roca sello.	39
1.3.4.5 Trampa.	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.3 Método de producción.	40
1.4.4 Tiempo de producción.	40
1.4.5 Numero de pozos.	40
1.4.6 Gráfica de producción acumulada.	40

1.4.7 Características del yacimiento.	43
2. MARCO TEÓRICO	44
2.1 PERFORACIÓN	44
2.1.1 Sistema Motriz.	44
2.1.1.1 Generación de potencia.	44
2.1.1.2 Transmisión de potencia.	45
2.1.2 Sistema de izaje.	45
2.1.3 Sistema de Rotación.	45
2.1.4 Sistema de circulación.	45
2.1.5 Sistema para control del pozo y Prevención de Reventones.	46
2.2 BROCAS DE PERFORACIÓN	47
2.2.3 Brocas de Arrastre.	48
2.2.3.1 Cortadores de acero.	48
2.2.3.2 De diamante Naturales.	48
2.2.3.3 Diamantes policristalinos (PDC).	48
2.2.4 Brocas Tónicas.	48
2.2.4.1 Brocas de cono dentado.	48
2.2.4.2 Brocas de Inserto.	48
2.2.5 Calculo TFA (Area total de flujo).	48
2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	49
2.3.3 Funciones de los Fluidos de perforación.	49
2.3.4 Ciclo de los Fluidos de Perforación.	50
2.3.4.1 Diseño inicial.	50
2.3.4.2 Circulación.	50
2.3.4.3 Medición y rediseño.	50
2.4 CONTROL DE SOLIDOS	51
2.4.3 Dilución.	51
2.4.4 Desplazamiento.	51
2.4.5 Piscinas de asentamiento.	52
2.4.6 Trampas de arena..	52
2.4.7 Separación mecánica.	52
2.4.8 Equipos Control de sólidos.	52
2.5 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	53
2.5.3 Tensión.	54
2.5.4 Colapso.	54
2.5.5 Estallido.	54
2.6 CEMENTACIÓN	54
2.7 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	57
2.7.3 Operaciones de desvió de pozo.	57
2.7.4 Localizaciones Inaccesibles.	57

2.7.5 Domo de sal.	57
2.7.6 Pozos Multilaterales.	58
2.7.7 Cluster.	58
2.7.8 Pozos de alivio.	58
2.8 COLGADOR.	58
3. INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS ENO-2 Y RON-2 DEL BLOQUE	
54 59	
3.1 GENERALIDADES POZO ENO-2	59
3.1.3 Curva de avance Pozo ENO-2.	61
3.1.4 Tiempo no productivo ENO-2.	61
3.1.5 Sección 26".	62
3.1.6 Sección de 16".	62
3.1.7 Sección de 12 ¼".	63
3.1.8 Sección de 8 ½".	63
3.1.9 Matriz de lecciones aprendidas del pozo ENO-2.	64
3.2 GENERALIDADES POZO RON-2	66
3.2.5 Curva de avance Pozo RON-2.	68
3.2.6 Tiempo no productivo RON-2.	68
3.2.7 Sección de 26".	69
3.2.8 Sección de 16".	70
3.2.9 Sección de 12 ¼".	70
3.2.10 Sección de 8 ½".	70
3.2.11 Matriz lecciones aprendidas.	70
4. REDISEÑO PRELIMINAR – INGENIERÍA BÁSICA	72
4.1 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	74
4.1.5 Tubería de revestimiento 13 3/8".	74
4.1.6 Tubería de revestimiento 9 5/8".	76
4.1.7 Tubería de revestimiento 7".	78
4.2 TORQUE Y ARRASTRE	80
4.2.5 Sección 16".	80
4.2.6 Sección de 12 ¼".	82
4.2.7 Sección de 8 ½".	84
4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	86
4.3.5 Sección de 16".	86
4.3.6 Sección de 12 ¼".	88
4.3.7 Sección de 8 ½".	90
4.4 HIDRÁULICA	92
4.4.5 Sección de 16".	92
4.4.6 Sección de 12 ¼".	95
4.4.7 Sección de 8 ½".	98

4.5 PERFORACION DIRECCIONAL	101
4.5.1 Pozo ENO-3.	101
4.5.2 Pozo ENO-4.	105
4.5.3 Pozo ENO-5.	109
5. REDISEÑO FINAL – INGENIERÍA DE DETALLE	113
5.1 BROCAS	114
5.1.1 Perforación sección 16” – Broca de 26”.	114
5.1.2 Perforación sección 12 ¼” con motor de fondo.	122
5.1.3 Perforación sección de 8 ½” con Motor de fondo.	128
5.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	131
5.2.1 Sección de 16” y revestimiento de 13 3/8”.	131
5.2.2 Sección de 12 ¼” y revestimiento de 9 5/8”.	133
5.2.3 Sección de 8 ½” y liner de 7”.	135
5.2.4 Curva de Densidades.	137
5.3 CONTROL DE SÓLIDOS	141
5.3.1 Equipo de control de sólidos.	141
5.3.2 Deshidratación.	142
5.3.3 Tratamiento de aguas.	143
5.3.4 Manejo de Cortes de Perforación.	143
5.3.5 Operaciones y Volúmenes estimados para para cada uno de los intervalos.	144
5.3.5.1 Sección de 16”	144
5.3.5.2 Sección de 12 ¼”.	147
5.3.5.3 Sección de 8 ½”.	150
5.4 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	154
5.5 CEMENTACIÓN	156
5.5.1 Hueco de 16” – Revestimiento 13 3/8”.	156
5.5.2 Hueco de 12 ¼” – Revestimiento 9 5/8”.	157
5.5.3 Hueco de 8 1/2” –Liner de 7”.	159
5.6 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	162
5.6.1 Pozo ENO-3.	162
5.6.2 Pozo ENO-4.	166
5.6.3 Pozo ENO-5.	169
5.7 COLGADOR	172
5.8 REGISTROS ELÉCTRICOS	173
6. IMPLEMENTACIÓN	175
6.1 ENO-3	175
6.1.1 Estado mecánico ENO-3.	176
6.1.2 Curva de avance ENO-3..	177
6.1.3 Análisis de tiempo no productivo ENO-3.	177

6.2 ENO-4	179
6.2.1 Estado mecánico ENO-4.	180
6.2.2 Curva de avance ENO-4.	181
6.2.3 Análisis de tiempo no productivo ENO-4.	181
6.3 ENO-5	183
6.3.1 Estado mecánico ENO-5.	184
6.3.2 Curva de avance ENO-5.	185
6.3.3 Análisis de tiempo no productivo ENO-5..	185
6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.	186
7. ANÁLISIS FINANCIERO	188
7.1 ANALISIS DE COSTOS	188
7.1.1 Escenario 1.	189
7.1.2 Escenario 2.	190
7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	191
7.2.1 Flujos de efectivo.	192
7.2.1.1 Escenario 1.	193
7.2.1.2 Escenario 2.	193
7.3 CONCLUSIÓN FINANCIERA	194
8. CONCLUSIONES	195
9. RECOMENDACIONES	197
BIBLIOGRAFÍA	198
ANEXOS	203

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Producción Acumulada Bloque 54	41
Tabla 2. Clasificación API del tamaño de los sólidos	52
Tabla 3. Tiempo de perforación Pozo ENO-2	62
Tabla 4. Tiempo perforación Pozo RON-2	69
Tabla 5. Secciones y profundidades – Pozo ENO-3.	113
Tabla 6. Secciones y profundidades – Pozo ENO-4.	113
Tabla 7. Secciones y profundidades – Pozo ENO-5.	113
Tabla 8. Especificaciones Broca 1	115
Tabla 9 - Parámetros operacionales Broca 1	115
Tabla 10. Especificaciones Broca 2.	118
Tabla 11. Parámetros Operacionales Broca 2.	118
Tabla 12. Especificaciones Broca 3 – Pozo ENO-3	120
Tabla 13. Parámetros Operacionales Broca 3 – Pozo ENO-3	120
Tabla 14. Especificaciones Broca 4.	123
Tabla 15. Parámetros Operacionales Broca 4.	123
Tabla 16. Especificaciones Broca 5.	126
Tabla 17. Parámetros Operacionales Broca 5.	126
Tabla 18. Especificaciones Broca 6.	129
Tabla 19. Parámetros Operacionales Broca 6.	129
Tabla 20. Propiedades Fluido de Perforación – Sección 16”	133
Tabla 21. Propiedades Fluido de Perforación – Sección 12 1/4”	135
Tabla 22. Propiedades Fluido de Perforación – Sección 8 ½”.	136
Tabla 23. Mallas Pozo ENO-3.	142
Tabla 24. Parámetros del agua Pozo ENO-3.	143
Tabla 25. Parámetros cortes de perforación.	144
Tabla 26. Volúmenes control de solidos Intervalo 1 - Pozo ENO-3.	145
Tabla 27. Volúmenes control de solidos Intervalo 1 - Pozo ENO-4.	146
Tabla 28. Volúmenes control de solidos Intervalo 1 - Pozo ENO-5.	147
Tabla 29. Volúmenes control de solidos Intervalo 2 - Pozo ENO-3.	148
Tabla 30. Volúmenes control de solidos Intervalo 2 - Pozo ENO-4.	149
Tabla 31. Volúmenes control de solidos Intervalo 2 - Pozo ENO-5.	150
Tabla 32. Volúmenes control de solidos Intervalo 3 - Pozo ENO-3.	151
Tabla 33. Volúmenes control de solidos Intervalo 3 - Pozo ENO-4.	152
Tabla 34. Volúmenes control de solidos Intervalo 3- Pozo ENO-5.	153
Tabla 35. Resumen volúmenes control de sólidos - Pozo ENO-3.	153

Tabla 36. Resumen volúmenes control de sólidos - Pozo ENO-4.	154
Tabla 37. Resumen volúmenes control de sólidos - Pozo ENO-5.	154
Tabla 38. Tubería de revestimiento Pozo ENO-3.	155
Tabla 39. Tubería de revestimiento Pozo ENO-4.	155
Tabla 40. Tubería de revestimiento Pozo ENO-5.	155
Tabla 41. Cementación hueco de 16" y revestimiento 13 3/8" - Pozo ENO-3.	157
Tabla 42. Cementación hueco de 12 1/4" y revestimiento 9 5/8" - Pozo ENO-3.	159
Tabla 43. Cementación hueco de 8 1/2" y liner de 7" - Pozo ENO-3.	161
Tabla 44. Trayectoria Pozo ENO-3.	163
Tabla 45. Trayectoria Pozo ENO-4.	166
Tabla 46. Trayectoria Pozo ENO-5.	169
Tabla 47. Tiempo perforación ENO-3.	178
Tabla 48. Tiempo perforación ENO-4.	182
Tabla 49. Tiempo perforación ENO-5.	186
Tabla 50. Análisis de resultados.	187
Tabla 51. Campaña de perforación.	188
Tabla 52. Costos pozos primera campaña de perforación.	189
Tabla 53. Costo promedio por pozo - Escenario 1.	189
Tabla 54. Costos de servicios de perforación primera campaña.	190
Tabla 55. Costos pozos segunda campaña de perforación.	190
Tabla 56. Costo promedio por pozo – Escenario 2.	190
Tabla 57. Costos de servicios de perforación segunda campaña.	191

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica Bloque 54	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Oriente del Ecuador	35
Figura 3. Taladro de perforación	46
Figura 4. Ciclo Vida Fluidos de Perforación	51
Figura 5. Puntos de corte equipos control de sólidos	53
Figura 6. Operación de cementación primaria con dos tapones	56
Figura 7. Programa de Entubación habitual	57
Figura 8. Estado Mecánico Pozo ENO-2	60
Figura 9. Curva de Avance Pozo ENO-2	61
Figura 10. Estado Mecánico Pozo RON-2	67
Figura 11. Curva de avance RON-2	68
Figura 12. Simulación tubería de revestimiento 13 3/8"	74
Figura 13. Simulación tubería de revestimiento 9 5/8".	76
Figura 14. Simulación tubería de revestimiento 7".	78
Figura 15. Simulación Torque y Arrastre sección 16"	80
Figura 16. Simulación Torque y Arrastre sección 12 1/4".	82
Figura 17. Simulación Torque y arrastre sección 8 1/2".	84
Figura 18. Simulación hidráulica sección de 16"	92
Figura 19. Hidráulica al final de la sección de 16"	92
Figura 20. Simulación hidráulica sección de 12 1/4"	95
Figura 21. Hidráulica al final de la sección de 12 1/4"	95
Figura 22. Simulación hidráulica - Sección de 8 1/2".	98
Figura 23. Hidráulica al final de la sección de 8 1/2".	98
Figura 24. Estado mecánico Pozo ENO-3.	101
Figura 25. Vista de corte Pozo ENO-3 – Ingeniería Básica.	102
Figura 26. Vista de planta Pozo ENO-3 - Ingeniería básica.	103
Figura 27. Vista 3D Pozo ENO -3 y pozos cercanos.	104
Figura 28. Estado mecánico Pozo ENO-4.	105
Figura 29. Vista de corte Pozo ENO-4 - Ingeniería básica.	106
Figura 30. Vista de planta Pozo ENO-4 - Ingeniería básica.	107
Figura 31. Vista 3D Pozo ENO-4 y pozos cercanos.	108
Figura 32. Estado mecánico Pozo ENO-5.	109
Figura 33. Vista de corte Pozo ENO-5 – Ingeniería básica.	110
Figura 34. Vista de planta Pozo ENO-5 - Ingeniería básica.	111

Figura 35. Vista 3D Pozo ENO-5 y pozos cercanos.	112
Figura 36. Broca # 1 - 16" XR+CPS IADC:115	114
Figura 37. Ensamblaje de fondo # 1 - Pozo ENO-3	116
Figura 38. Broca # 2 y Broca # 3 - 16" SDi519MHPX IADC:S123.	117
Figura 39. Ensamblaje de fondo # 2.	119
Figura 40. Ensamblaje de fondo # 3 – Pozo ENO-3.	121
Figura 41. Broca #4 12 ¼" MSi519LMHSBPXX IADC: M223.	122
Figura 42. Ensamblaje de fondo # 4.	124
Figura 43. Broca # 5 Contingencia 12 1/4" SDi419HBPX IADC: S123.	125
Figura 44. Ensamblaje de fondo Ensamblaje de fondo # 5.	127
Figura 45. Broca # 6 8 ½" MSi616LBPX IADC: M233.	128
Figura 46. Ensamblaje de fondo # 6 – Pozo ENO-3	130
Figura 47. Vista de corte Pozo ENO-3.	164
Figura 48. Vista de Planta Pozo ENO-3.	165
Figura 49. Vista de corte Pozo ENO-4.	167
Figura 50. Vista de planta Pozo ENO-4.	168
Figura 51. Vista de corte Pozo ENO-5.	170
Figura 52. Vista de planta Pozo ENO-5.	171
Figura 53. Estado mecánico Pozo ENO-3.	176
Figura 54. Curva de avance Pozo ENO-3.	177
Figura 55. Estado mecánico Pozo ENO-4.	180
Figura 56. Curva de avance Pozo ENO-4.	181
Figura 57. Estado mecánico Pozo ENO-5.	184
Figura 58. Curva de avance Pozo ENO-5.	185
Figura 59. Flujo de efectivo - Escenario 1.	193
Figura 60. Flujo de efectivo – Escenario 2.	194

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Producción acumulada Bloque 54.	42
Gráfico 2. Distribución tiempo perforación Pozo ENO-2.	62
Gráfico 3. Distribución tiempo perforación Pozo RON-2.	69
Gráfico 4. Esfuerzos tubería de revestimiento 13 3/8".	75
Gráfico 5. Esfuerzos tubería de revestimiento 9 5/8".	77
Gráfico 6. Esfuerzos tubería de revestimiento 7".	79
Gráfico 7. Tensión tubería de perforación contra profundidad - Sección de 16".	81
Gráfico 8. Tensión tubería de perforación contra profundidad - Sección de 12 1/4".	83
Gráfico 9. Tensión tubería de perforación contra profundidad - Sección de 8 1/2".	85
Gráfico 10. Peso sobre el gancho contra profundidad - Sección de 16".	86
Gráfico 11. Torque en superficie contra profundidad - Sección de 16".	87
Gráfico 12. Peso sobre el gancho contra profundidad - Sección de 12 1/4".	88
Gráfico 13. Torque en superficie contra profundidad - Sección de 12 1/4".	89
Gráfico 14. Peso sobre el gancho contra profundidad - Sección de 8 1/2".	90
Gráfico 15. Torque en superficie contra profundidad - Sección de 8 1/2".	91
Gráfico 16. Peso de lodo contra profundidad – Sección de 16".	93
Gráfico 17. Transporte de cortes a superficie - Sección de 16".	94
Gráfico 18. Peso del lodo contra profundidad - Sección de 12 1/4".	96
Gráfico 19. Transporte de cortes a superficie - Sección de 12 1/4".	97
Gráfico 20. Peso del lodo contra profundidad - Sección de 8 1/2".	99
Gráfico 21. Transporte de cortes a superficie - Sección de 8 1/2".	100
Gráfico 22. Curva de densidades Pozo ENO-3.	138
Gráfico 23. Curva de densidades Pozo ENO-4.	139
Gráfico 24. Curva de densidades Pozo ENO-5.	140
Gráfico 25. Distribución tiempo de perforación Pozo ENO-3.	178
Gráfico 26. Distribución del tiempo de perforación Pozo ENO-4.	182
Gráfico 27. Distribución tiempo de perforación Pozo ENO-5.	186

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Partes del sistema de circulación.	45
Cuadro 2. Clasificación de las brocas	47
Cuadro 3. Generalidades del Pozo ENO-2	59
Cuadro 4. Matriz lecciones aprendidas ENO-2	65
Cuadro 5. Generalidades del Pozo RON-2	66
Cuadro 6. Matriz lecciones aprendidas RON-2.	71
Cuadro 7. Rediseño preliminar.	72
Cuadro 8. Registros eléctricos Pozo ENO-3.	173
Cuadro 9. Registros eléctricos Pozo ENO-5.	174
Cuadro 10. Registros eléctricos Pozo ENO-4.	174
Cuadro 11. Generalidades del Pozo ENO-3.	175
Cuadro 12. Generalidades Pozo ENO-4.	179
Cuadro 13. Generalidades Pozo ENO-5.	183

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Área Total de Flujo (TFA)	48
Ecuación 2. Calculo TFA Broca #1	114
Ecuación 3. Calculo TFA Broca # 2 y Broca # 3.	117
Ecuación 4. Calculo TFA Broca #4.	122
Ecuación 5. Calculo TFA Broca # 5.	125
Ecuación 6. Calculo TFA Broca # 6.	128
Ecuación 7. Valor presente neto para sumas uniformes.	191
Ecuación 8. Equivalencia de tasas.	192
Ecuación 9. Interés efectivo anual a interés efectivo mensual.	192
Ecuación 10. Valor presente neto - Escenario 1.	193
Ecuación 11. Valor presente neto - Escenario 2.	194

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Programa de brocas Pozo ENO-3	21
Anexo B. Programa de brocas Pozo ENO-4	205
Anexo C. Programa de brocas Pozo ENO-5	206

GLOSARIO

ANHIDRITA: mineral compuesto por sulfato de calcio y se caracteriza por no presentar ninguna molécula de agua.

ARCILLOLITA: roca de origen sedimentario, de grano fino con diámetro menor a 0,002mm. Está compuesta por filosilicatos hidratados principalmente de aluminio y magnesio.

ARENA: sedimento de partículas uniformes en tamaño. El tamaño de la partícula es de 1/16 mm a 2 mm de diámetro y componen las Areniscas.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica compuesta por granos silíceos uniformes en tamaño y están empaquetadas estrechamente. El tamaño de la partícula es de 1/16 mm a 2 mm de diámetro y está compuesta por arena detrítica.

BARRIL: unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 galones o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.

BROCA: herramienta metálica de alta resistencia, ubicada en el extremo de la sarta de perforación y su función es moler o triturar formaciones rocosas.

CABALGAMIENTO: falla que presenta un ángulo menor a 45° y en donde el bloque techo esta sobre el bloque hundido.

CABEZAL DE PERFORACIÓN: sistema compuesto por bridas dobles, válvulas y adaptadores, que permiten el control de la presión de un pozo.

CALCARENITA: roca de origen sedimentario compuesto por fragmentos calizos con un tamaño de partícula entre 1/16 mm a 2 mm.

CALIZA: roca sedimentaria química, formada por la precipitación de calcio y está compuesta principalmente por carbonato de calcio o calcita (CaCO₃).

CAMPO: área geográfica, donde un número de pozos producen petróleo y gas de una misma reserva probada.

CENTRÍFUGA: equipo que busca separar los sólidos de la fase líquida que no han sido removidos por las zarandas y los hidrociclones (desarenador y desarcillador).

CHERT: roca sedimentaria química, compuestas de sílice micro cristalino, la cual algunas veces puede contener fósiles.

COLGADOR: dispositivo que permite colgar el liner de producción, de la pared interna del revestimiento anterior.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación gráfica que describe la ubicación vertical de unidades de roca, en un área específica.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica, compuesta por clastos redondeados a subredondeados, con un diámetro mayor a 2mm, contenidos dentro de cemento o matriz de la roca.

CROSSOVER: herramienta corta utilizada para permitir la conexión de dos componentes, de la sarta de perforación, que presentan diferente tipo de rosca o tamaños.

CUENCA: estructura geológica, en la que durante un intervalo de tiempo geológico prolongado, se han depositado y acumulado grandes espesores de sedimentos.

CUENCA DE ANTEPAIS: Cuenca sedimentaria relacionada a bordes de placas destructivos, ubicada frente a una cordillera y llena de sedimentos provenientes de esta.

CUENCA DE TRANSARCO: cuenca en extensión, que se forma en la placa superior junto al arco volcánico.

DESARCILLADOR: equipo de control de sólidos utilizado para separar partículas con un tamaño entre 12 y 44 micras.

DESARENADOR: equipo de control de sólidos utilizado en lodos para separar partículas de 74 micrones o más grandes.

DRILL COLLAR: componente de la sarta de perforación, cuya función es brindarle peso a la broca durante la perforación.

ENSAMBLAJE DE FONDO: porción inferior de la sarta de perforación, que proporciona la fuerza para que la broca pueda triturar la roca y permite al perforador el control direccional del pozo. Compuesta por la broca, reducción para la broca, motor de fondo (en ciertos casos), estabilizadores, porta broca, columna de perforación pesada, martillos y cruces para diversas formas de roscas.

ESMECTITA: mineral de las arcillas que tiene estructura cristalina, y presenta hinchamiento por hidratación cuando se exponen al agua.

ESTABILIZADOR: componente del ensamblaje de fondo cuyo propósito es impedir que los drill collar toquen las paredes del pozo y darle estabilidad a la sarta de perforación.

ESTRATIFICACIÓN: disposición de diferentes rocas sedimentarias en capas o estratos sucesivos, a través del tiempo geológico.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia que estudia la disposición de las rocas sedimentarias en capas sucesivas, a través del tiempo geológico.

FALLA: fractura de la roca en donde hay un desplazamiento, sobre la superficie de la misma, de los bloques en los que queda dividida la roca afectada.

FALLAS LÍTRICAS: falla cuya superficie es curvada, con cavidad hacia arriba.

FALLAS TRANSPRESIVAS: falla originada por esfuerzos de transgresión a los cuales fueron sometidas las rocas.

FORMACIÓN: secuencia de rocas con características similares en cuanto a litología, presencia de fósiles y edad, por lo tanto presentan fuentes de aporte de materiales y cuencas semejantes.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: ciencia que estudia la deformación de la corteza terrestre asociadas a procesos de deformación natural a través del tiempo geológico.

HEAVY WEIGHT DRILL PIPE: tubería de perforación cuyas paredes son más gruesas y sus collares más largos, que los la tubería de perforación convencional con el fin de tener peso sobre la broca durante la perforación.

HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO: dispositivo que permite asentar equipos en fondo.

HIDROCARBUROS: productos naturales derivados de la descomposición de la materia orgánica. Los hidrocarburos se pueden presentar en la naturaleza como gases, líquido, grasas y a veces sólidos.

ILITA: mineral de las arcillas que presenta morfologías fibrosas y laminares.

INVERSION TECTÓNICA: fenómeno que produce un cambio en el sentido de desplazamiento de una falla, por lo que se desplazan en la dirección opuesta a las fallas preexistentes.

LECHADA: hace referencia a cierto volumen de una mezcla de sólidos en suspensión y líquidos.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, compuesta por granos redondeados, con un diámetro comprendido entre 1/16mm y 1/256mm. Compuesta por sílice, alúmina y oxido de potasio.

LIMPIADOR DE LODO: equipo que consta de un desarcillador encima de una malla de alta vibración (zaranda), con el de remover partículas tamaño arena utilizando primero el hidrocución para después pasar el efluente por una malla fina. También llamado tres en uno.

LUTITA: roca sedimentaria, constituida por granos muy finos y redondos de menos de 0,062 mm de diámetro. Compuesta por sílice, alúmina y oxido de potasio.

MARTILLO: herramienta presente en el ensamblaje de fondo, que permite liberar la sarta de perforación en caso de esta quede atascada.

MIGRACIÓN: movimiento que presenta el petróleo crudo, desde el lugar donde se formó hasta la roca reservorio o trampa.

MWD: herramienta que permite medir durante la perforación propiedades físicas como la presión, temperatura y la trayectoria tridimensional, las cuales se transmiten a superficie.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL: se basa en darle la inclinación intencional al pozo, con respecto a la trayectoria natural del mismo.

PERMEABILIDAD: razón a la cual un fluido puede fluir a través de un área de roca porosa, sometido a un gradiente de presión. Se expresa en milidarcies.

PETRÓLEO: mezcla compleja de hidrocarburos, de color oscuro y más ligera que el agua, que se encuentra en estado natural en los yacimientos.

PILDORA DE BARRIDO: volumen determinado de fluido viscoso, que se hace circular para remover cortes o fluidos residuales del sistema de circulación de fluidos de perforación.

PILDORA PESADA: volumen de lodo más denso que el lodo en la tubería de perforación y en el espacio anular, usado para desplazar el lodo de la parte superior de la tubería de perforación antes de sacar la misma.

PIROCLASTO: fragmento sólido de origen volcánico.

POROSIDAD: relación entre el volumen de poros en una roca con respecto al volumen total de la misma, e indica la capacidad de almacenamiento de fluidos que tiene la roca.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en materia orgánica. Es la roca en la que se forma el petróleo tras la descomposición de la materia orgánica.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria que presenta porosidad y permeabilidad permitiendo que el petróleo migre hacia ellas y se almacene en la misma.

TRAMPA DE ARENA: tanque de asentamiento ubicado debajo de las zarandas.

TRAMPA GEOLÓGICA: disposición especial entre la roca reservorio (permeable) y la roca sello (impermeable), que permite la acumulación y el atrapamiento de los hidrocarburos en el subsuelo.

TRANSPRESIÓN: existencia simultánea de formación de fallas de rumbo y la convergencia de la corteza terrestre.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO: tubería que se baja en el hueco descubierto y se cementa en el lugar de asentamiento de la misma, con el fin de proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdidas de circulación o aislar formaciones cuyos gradientes de presión sean significativamente diferentes.

YACIMIENTO: cuerpo de roca que presenta la porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes.

ZARANDAS: equipo mecánico de control de sólidos, que separa las partículas con base en el tamaño de las mismas.

ABREVIATURAS

“	Pulgadas
°	Grados
API	Instituto americano de petróleo
Ba	Bario
Bbl	Barriles
BHA	Ensamblaje de fondo
BPD	Barriles por día
Ca	Calcio
cc	Centímetros cúbicos
Cd	Cadmio
CE	Conductividad eléctrica
cm³/30 min	Centímetros cúbicos cada 30 minutos
cP	Centl poise
Cr	Cromo
DP	Tubería de perforación (Drill pipe)
ft	Pies
ft/min	Pies por minuto.
gpm	Galones por minuto
h	Horas
HHP	Caballos de fuerza
ID	Diámetro interno
in	Pulgadas
in²	Pulgadas cuadradas
kop	Punto de desvio (kick off point)
lb/ 100 ft³	Libras por cada 100 pies cubicos
lb/bbl	Libras por barril
lbs	Libras
lpb	Libras por barril
lpg	Libras por galón
máx	Máximo
MBT	Prueba azul de metileno (Methil blue test)
MD	Profundidad medida (Measured Depht)
mg/l	Miligramo por mililitro
N	Norte
N/A	No aplica
N/C	No control
NTU	Unidad nefelométrica de turbidez
OD	Diámetro externo

PDC	Diamante policristalino
pH	Potencial de hidrógeno
ppb	Partes por billón
ppm	Partes por millón
PV	Viscosidad plástica
Reg	Regular
ROP	Tasa de perforación
S	Sur
TFA	Área total de flujo
TOC	Carbono orgánico total (Total Organic Carbon)
TPH	Hidrocarburos totales
TVD	Profundidad vertical real (True vertical Depht)
V	Vanadio
wob	Peso sobre la broca (weight on bit)
YP	Punto cedente

RESUMEN

En la siguiente investigación, se presenta el rediseño de la ingeniería para las operaciones de perforación en el Bloque 54, ubicado en la Cuenca de Oriente del Ecuador para su posterior implementación en campo y de esta manera comparar si hubo una reducción en los tiempos totales de la perforación con respecto a la campaña 2013-2014, realizada en el mismo bloque. El rediseño se hizo en cuanto a las brocas, fluidos de perforación, sistema de control de sólidos, tubería de revestimiento, cementación, perforación direccional y colgadores, basándose en experiencias anteriores y problemas operacionales ocurridos en la campaña 2013-2014. Después del rediseño, se realizaron las simulaciones de la ingeniería básica, es decir evaluando el diseño en condiciones críticas, y de esta manera determinar si el diseño realizado es adecuado o no para la implementación. Se presentan posteriormente los resultados de la implementación de los tres rediseños, y la comparación de las curvas de avance de los pozos perforados con respecto a los pozos perforados en la campaña. Con la comparación de las curvas de avance se pudo determinar si hubo o no reducción en los tiempos totales de perforación. Por último se presenta el estudio financiero del proyecto, comparándolo con la campaña anterior y determinando de esta manera, la viabilidad del mismo.

Palabras clave: rediseño ingeniería pozos petroleros, perforación pozos petroleros, bloque 54 cuenca oriente ecuador, brocas de perforación, fluidos de perforación, control de sólidos, tubería de revestimiento, cementación, perforación direccional.

INTRODUCCIÓN

Durante la campaña de perforación 2013-2014, en el Bloque 54, hubo ciertos problemas operacionales que aumentaron los tiempos no productivos y de esta manera los tiempos totales de las operaciones de perforación. Para la segunda campaña de perforación en el Bloque 54, que comprende los tres pozos a tratar en este proyecto, se busca reducir los tiempos de perforación haciendo un rediseño de la ingeniería y un planeamiento de pozo adecuado, para poder cumplir con el objetivo final que es la implementación del rediseño, buscando tener menos tiempos de perforación.

Se tomaron en cuenta lecciones aprendidas de la primera campaña de perforación, donde se perforaron los pozos ENO-2 y RON-2, para hacer el rediseño de la ingeniería y evitar tiempos no productivos.

En los siguientes capítulos se presentarán las generalidades de los pozos de la primera campaña, las lecciones aprendidas, el rediseño de la ingeniería, la simulación de la ingeniería básica y por ultimo las curvas de avance de la implementación del rediseño, como también la evaluación financiera del proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Implementar el rediseño la ingeniería para las operaciones de perforación en el Bloque 54 de la Cuenca de Oriente del Ecuador

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Bloque 54, perteneciente a la Cuenca Oriente del Ecuador
2. Identificar los problemas operacionales ocurridos en la campaña de perforación 2013-2014, mediante una matriz de análisis de las lecciones aprendidas.
3. Rediseñar la ingeniería de perforación, con base en la campaña de perforación 2013-2014.
4. Evaluar el diseño realizado, mediante un software especializado.
5. Implementar el diseño de la ingeniería en las operaciones de perforación en el Bloque 54.
6. Comparar los tiempos no productivos durante la implementación en campo, contra los tiempos no productivos de la campaña anterior.
7. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación del rediseño de la ingeniería para las operaciones de perforación en el Bloque 54 de la Cuenca de Oriente del Ecuador, mediante la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE 54

En éste capítulo se hace una breve descripción del Bloque 54, el cual está localizado geológicamente en la Cuenca Oriente del Ecuador y abarca dos campos petroleros, uno llamado ENO y el otro RON. La descripción que se realiza tiene que ver con la historia exploratoria, localización geográfica, el marco geológico y la historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL BLOQUE 54

La historia del Bloque 54 data del año 2010 cuando la compañía operadora Orión Energy, mediante un contrato de exploración y producción, adquirió este bloque con un área de 13.625 hectáreas.

El pozo exploratorio ENO-1 se perforó en Marzo de 1978 hasta una profundidad de 9.588 pies, con el fin de probar la existencia de hidrocarburos, siendo el objetivo principal la formación Hollín que se encuentra a 9.071 pies, con resultados negativos. El pozo RON-1 se perforó en diciembre de 1978 hasta una profundidad de 10.414 pies, teniendo como objetivo la Arenisca “U”, con resultados positivos.

Durante los años 1978 a 2013, no se explotaron los campos ENO y RON, pertenecientes al Bloque objeto de estudio, por motivos relacionados a la comercialidad del mismo.

Durante la campaña de perforación 2013 – 2014, se perforaron dos pozos, llamados ENO-2 Y RON-2. El pozo ENO-2 es un pozo direccional, con una profundidad total de 10.335 pies MD (Profundidad medida) y 10.209,71 pies TVD (Profundidad vertical real), cuyo objetivo era la arenisca “U inferior” y actualmente es un pozo productor. El pozo RON-2 también es un pozo direccional, con una profundidad total de 10.270 pies MD y 10.145,1 pies TVD, cuyo objetivo era la arenisca “U inferior” y actualmente también es un pozo productor. Durante el 2014 y el 2015, se inició la producción en el bloque 54 por parte de los pozos ENO-2 y RON-2.

A la fecha, abril de 2016, EL Bloque 54 tiene un área total de 13.625 hectáreas, la compañía operadora es Orion Energy y se encuentra activo en producción.

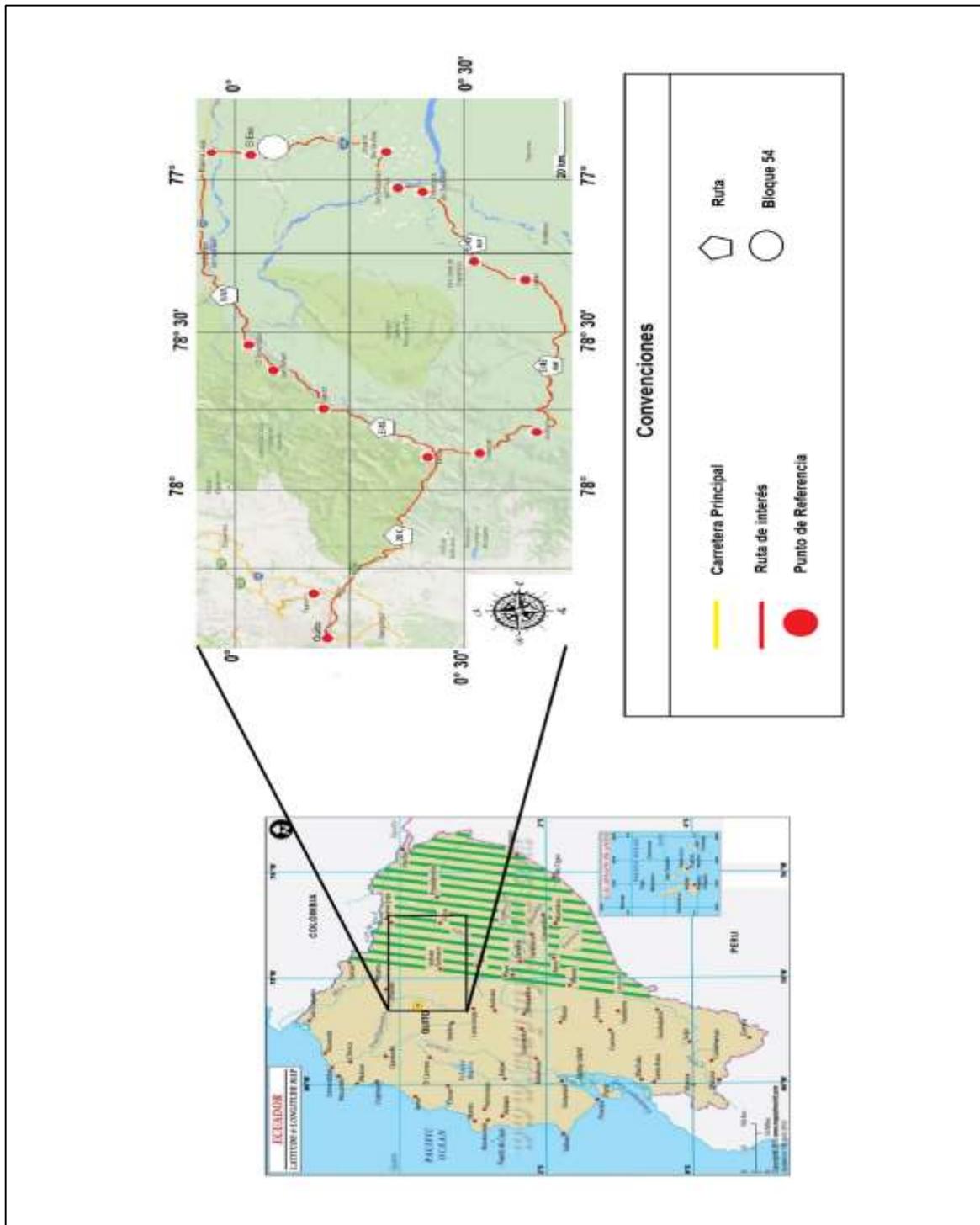
1.2 LOCALIZACIÓN

El Bloque 54 se encuentra ubicado en el nororiente del Ecuador en la provincia de Sucumbíos, en la parroquia El Eno.

Para llegar al Bloque 54 partiendo desde Quito, ciudad capital del Ecuador, se toma la Troncal Amazónica/E45 por un trayecto de 284 km y un tiempo estimado de cuatro horas y seis minutos. Se debe iniciar el trayecto conduciendo desde la Av. Libertador Simón Bolívar y Ruta Viva hacia Puenbo, en donde se toma la carretera 28C, pasando por el municipio Baeza. En este punto se toma la carretera E/45 hacia el norte, pasando por Salado, San Rafael, volcán El Reventador, Nueva Loja y El Eno. Después de Nueva Loja seguir por la E/45 hasta llegar al Bloque 54.

Otra ruta a seguir desde Quito es tomando la E21, trayecto que tiene una distancia total de 338 Km. y un tiempo aproximado de 5h 11min. Para iniciar esta ruta se debe tomar la Troncal la Av. Libertador Simón Bolívar y Ruta Viva, hasta Puenbo y tomar la carretera 28C al igual que la ruta anterior. Siguiendo por la Ruta 28C, se llega al municipio Baeza, en donde se toma la carretera E/45 hacia el sur pasando por los municipios de Cosanga, Jondachi, Loreto, San José de Payamino, Francisco de Orellana, San Juan del Coca y Joya de las Sachas llegando finalmente al Bloque 54.

Figura 1. Localización geográfica Bloque 54



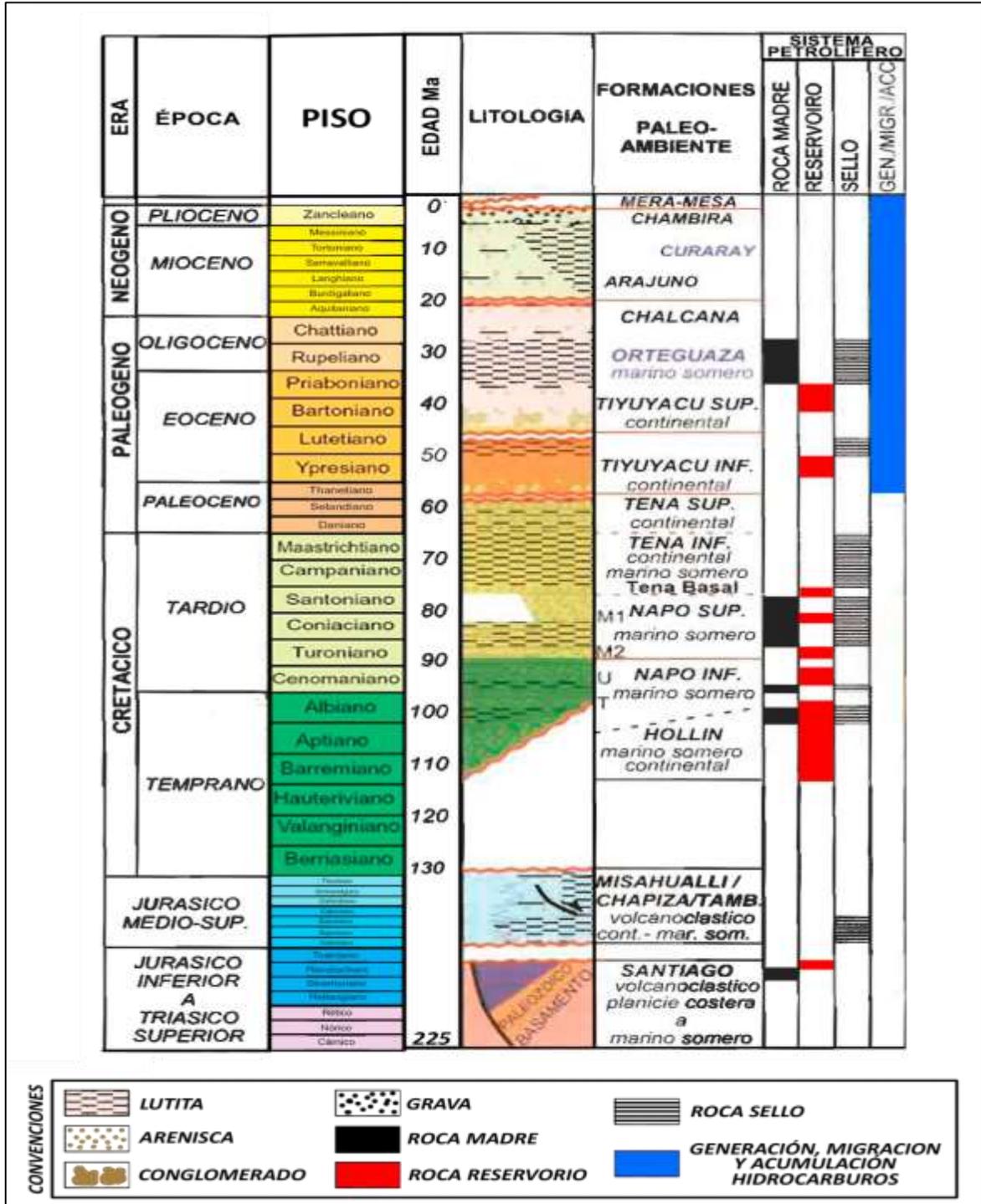
Fuente. Mapa Ecuador Latitud – Longitud. [En línea]. [Consultado el 11 de abril de 2016]. Disponible en: <<http://www.mapsofworld.com>>. <<https://www.google.it/maps>>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca Oriente del Ecuador es de gran importancia debido a su contenido de hidrocarburos. Para la exploración y producción es importante conocer el marco estructural y la evolución de la cuenca. A continuación se describe la estratigrafía, con base en las formaciones de interés, la geología estructural y del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. A continuación se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Oriente, donde se muestran las diferentes formaciones que la componen.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Oriente del Ecuador



Fuente. BABY, Patrice; RIVADENEIRA, Marco; BARRAGÁN, Roberto. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador: Octubre de 2004. p. 18.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las formaciones haciendo énfasis en las que intervienen en el sistema petrolífero, de acuerdo a su edad de depositación, características litológicas, espesor, ambiente de depositación y la relación con las formaciones que las supra e infrayacen. La descripción se hace de la formación más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Santiago. Según Jonathan Yuquilema¹. La Formación Santiago es de edad Jurásico Sinemuriense. Está compuesta por calizas marinas con intercalaciones de lutitas, areniscas y piroclastos, con un espesor de 360 pies. Se depositó en un ambiente de plataforma, planicie costera a marino somero e infrayace de manera discordante a la Formación Misahualli/ Chapiza.

1.3.2.2 Formación Misahualli/ Chapiza. Según Yuquilema² la Formación Misahualli/ Chapiza es de edad Jurásico Aalenense. Está compuesta por intercalaciones de areniscas y lutitas, y presenta un espesor de 1.000 pies. El ambiente de depositación fue en continental y marino somero. Suprayace de manera discordante a la Formación Santiago e infrayace de manera discordante a la Formación Hollín.

1.3.2.3 Formación Hollín. Según Baby et al³. Esta formación es de edad Cretácico Aptiano. Está compuesta por areniscas cuarzosas blancas con un espesor de 80 pies. Se depositó en un ambiente de planicie aluvial costera. Suprayace de manera discordante a la Formación Misahualli/ Chapiza, e infrayace de manera concordante a la Formación Napo Inferior.

1.3.2.4 Formación Napo inferior. Según Baby et al⁴ es de edad Cretácico Albiano. Caracterizada por sucesión de calizas, calco-arenitas, areniscas y lutitas con un espesor de 40 pies. El ambiente de depositación de esta formación fue un ambiente marino somero. Suprayace de manera concordante a la Formación Hollín e infrayace de manera concordante a la Formación Napo superior.

1.3.2.5 Formación Napo superior. Según Baby et al⁵ la Formación Napo superior es de edad Cretácico Turoniano. Está compuesta por una sucesión de areniscas, calizas y lutitas con un espesor de 90 pies aproximadamente, depositándose en un

¹ YUQUILEMA, Jonathan. Modelo depositacional de la arenisca T en la Cuenca Oriente. Trabajo de grado Ingeniero Geólogo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología Y Petróleos. 2010. p. 13.

² *Ibíd.* p. 14.

³ BABY, Patrice; RIVADENEIRA, Marco; BARRAGÁN, Roberto. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador: Octubre de 2004. p. 52.

⁴ *Ibíd.* p. 52.

⁵ *Ibíd.* p. 55.

ambiente de plataforma marino somero. Suprayace de manera concordante a la Formación Napo Inferior e infrayace de manera concordante a la Formación Tena.

1.3.2.6 Formación Tena. Según Baby et al⁶ es de edad Cretacico Maastrichtiense. Está compuesta por areniscas y limolitas, con un espesor de 300 pies aproximadamente. Se depositó en un ambiente marino somero y continental. Suprayace de manera concordante a la Formación Napo superior e infrayace de manera discordante a la Formación Tiyuyacu inferior.

1.3.2.7 Formación Tiyuyacu Inferior. Según Honorio Morán y Fernando Moyano⁷ la edad no está establecida, solo se le ha definido en una amplia edad del Paleoceno. Está compuesta por conglomerados compuestos en su gran mayoría por cherts, y limolitas. Tiene un espesor de 100 pies y se depositó en un ambiente continental de clima árido o semiárido. Suprayace de manera discordante a la formación Tena e infrayace de manera discordante a la Formación Tiyuyacu superior.

1.3.2.8 Formación Tiyuyacu Superior. Según Morán y Moyano⁸ no tiene una edad establecida, solo se le ha definido en una amplia edad del Paleoceno. Está compuesta por conglomerados con un espesor de 100 pies. Se depositó en un ambiente continental y suprayace de manera discordante a la Formación Tiyuyacu inferior e infrayace de manera concordante a la Formación Orteguaza.

1.3.2.9 Formación Orteguaza. Morán y Moyano⁹ establecen una edad del Eoceno. Está compuesta por lutitas principalmente, intercaladas con areniscas, con un espesor menor a 90 pies y se depositó en un ambiente deltaico marino somero. Suprayace de manera concordante a la Formación Tiyuyacu Superior e infrayace de manera concordante a la Formación Chalcana.

1.3.2.10 Formacion Chalcana. Se depositó a finales del Oligoceno, compuesta por arcillolitas y areniscas conglomeraticas con un espesor de 250 pies. El ambiente de depositación fue continental de agua dulce. Suprayace de manera concordante a la Formación Orteguaza e infrayace de manera discordante a la sección sedimentaria Arajuno – Curaray – Chambira, la cual es la última sección en depositarse.

⁶ Ibíd. p. 57.

⁷MORÁN, Honorio. MOYANO, Fernando. Corte geológico de las formaciones cretácico-terciarias en el frente de cabalgamiento andino entre Morona y Santiago. Tesis de grado Ingeniero de Geólogo. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 1999. p. 33.

⁸Ibíd. p. 33.

⁹ Ibíd. p. 34.

1.3.2.11 Formación Arajuno. Según Moran y Moyano¹⁰ presenta una edad del Mioceno, compuesta por arenas con vetas de carbón, arcillas rojas con yeso y arcillas bentoníticas, con un espesor de 300 pies. Se depositó en un ambiente continental de aguas salobres. Suprayace de manera discordante a la formación Chalcana e infrayace de manera concordante a la formación Chambira.

1.3.2.12 Formación Chambira. Según Morán y Moyano¹¹, es una formación Pliocénica. Está compuesta por gravas, conglomerados y areniscas, con un espesor de 400 pies. Se depositó en un ambiente de abanicos continentales y presenta contacto concordante con la Formación Arajuno que la infrayace y discordante con la Formación Mesa que la suprayace.

1.3.2.13 Formación Mesa. La formación Mesa es la última secuencia sedimentaria en depositarse. Está compuesta por arcillas, areniscas y conglomerados depositados en un ambiente de abanico continental. Suprayace de manera discordante a la formación Arajuno.

1.3.3 Geología Estructural. La geología estructural de la Cuenca Oriente es compleja. Según Baby et al¹² la Cuenca Oriente del Ecuador está compuesta por tres dominios que son el Dominio Occidental o sistema subandino que presenta tres zonas morfo estructurales: el levantamiento del Napo que corresponde a un domo alargado con orientación NNE-SSO y limitado al este y oeste por fallas transpresivas; la depresión Pastaza que presenta fallas y se vuelven más cabalgantes hacia la cordillera oriental; y la cordillera del Cucutú que tiene de orientación de las estructuras de N-S a NNO-SSE. El otro dominio que compone la Cuenca Oriente y al cual pertenece el Bloque 54 es el Dominio Central o corredor Sacha-shushufindi, deformado por mega-fallas en transpresión, con una orientación NNE-SSO, verticalizan a profundidad, y el Dominio Oriental o sistema Capirón-Tiputini que es un Cuenca invertida con presencia de fallas lítricas conectadas sobre una superficie horizontal de desplazamiento. Durante el cretácico se depositaron las formaciones Hollín, Napo y Basal Tena, asociados a la regresión y transgresión del nivel del mar. Posteriormente a partir del Cretácico Superior, inicia un proceso de inversión tectónica durante el Turoniano y Maastrichtiano. Esfuerzos transpresivos asociados a la inversión tectónica, permitieron la formación de la cordillera y de la cuenca, que se encuentra en posición de una cuenca de ante país de transarco de los Andes Ecuatorianos.

¹⁰ Ibíd. p. 36.

¹¹ Ibíd. p. 36.

¹² BABY, Patrice; RIVADENEIRA, Marco; BARRAGÁN, Roberto. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador: Octubre de 2004. p. 66.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero del bloque objeto de estudio, el cual se presenta en la Figura 2.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca generadora es la Formación Santiago que presenta un contenido de TOC (Carbono orgánico total) entre 1.3% y 2.5%. Debido a su ambiente de depositación presenta Kerógeno tipo II y Ro (Reflectancia de la vitrinita) en un rango de 0.84% y 1.87%. El potencial de generación de hidrocarburos está entre 0.5 mg/g y 2 mg/g.

1.3.4.2 Roca Reservorio. En el campo ENO, se encuentra la Arenisca "U", con un espesor neto de 25 pies de petróleo, porosidad entre 13% y 18%, permeabilidad promedio de 700 md y saturación de agua entre 26% y 35%.

En el campo RON se encuentran la Arenisca "U" y la arenisca "T". La Arenisca "U" con un espesor neto de 11 pies, porosidad de 18%, permeabilidad promedio de 700 md y saturación de agua del 18%. La arenisca "T" tiene un espesor neto de 19 pies, porosidad de 13%, permeabilidad entre 35 md y 150 md y una saturación de agua del 20%.

1.3.4.3 Migración. Según Baby et al¹³, las hipótesis para la migración son:

- Migración vertical hacia las areniscas de la Formación Hollín desde la Formación Santiago.
- Acumulación dentro de la misma formación Santiago en areniscas, fracturas o cavidades de dilución.
- Migración vertical hacia reservorios arenosos de la Formación Chapiza.

1.3.4.4 Roca sello. La formación Napo superior está compuesta principalmente por lutitas y calizas, por lo que es considerada como roca sello. Al igual que la formación Napo superior, la Formación Tena, también es considerada roca sello debido a la presencia de limolitas actuando como sello.

1.3.4.5 Trampa. Es una trampa estratigráfica, asociada a los eventos de transgresión y regresión durante el cretácico. El petróleo está distribuido en tres lentes, separados por intercalaciones de lutitas y areniscas finas.

¹³Ibíd. p. 40.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se presenta la historia de producción del Bloque 54, haciendo referencia al método de producción de los pozos, tiempo de producción, número de pozos y por último se presenta la gráfica de producción acumulada.

1.4.3 Método de producción. Los pozos ENO-2 y RON-2 del Bloque 54, perforados en la campaña 2013-2014, actualmente producen mediante bombeo electro sumergible (ESP) y son los únicos pozos que aportan a la producción del Bloque.

1.4.4 Tiempo de producción. El Bloque 54 inicia su producción en el mes de Octubre del año 2014, con una producción de 404 barriles para ese mes, aumentando su producción hasta el mes de diciembre del mismo año, produciendo 56.575 barriles en noviembre y 55.976 barriles en diciembre. Hasta la fecha, noviembre de 2015, el Bloque 54 sigue produciendo, con una producción acumulada total de 814.665,376 barriles de crudo.

1.4.5 Número de pozos. Actualmente los pozos que aportan para la producción del Bloque 54 son dos: el pozo ENO-2 con una profundidad de 10.335 pies MD (Profundidad medida) y 10.209,71 pies TVD (Profundidad vertical real) y el pozo RON- 2 con una profundidad de 10.270 pies MD y 10.145,1 pies TVD.

En la perforación del pozo ENO- 2 se tuvo un tiempo no productivo total de 295 horas y en la perforación del pozo RON-2 un tiempo no productivo total de 249 horas, asociados a diferentes actividades y problemas que serán mencionados y analizados más adelante.

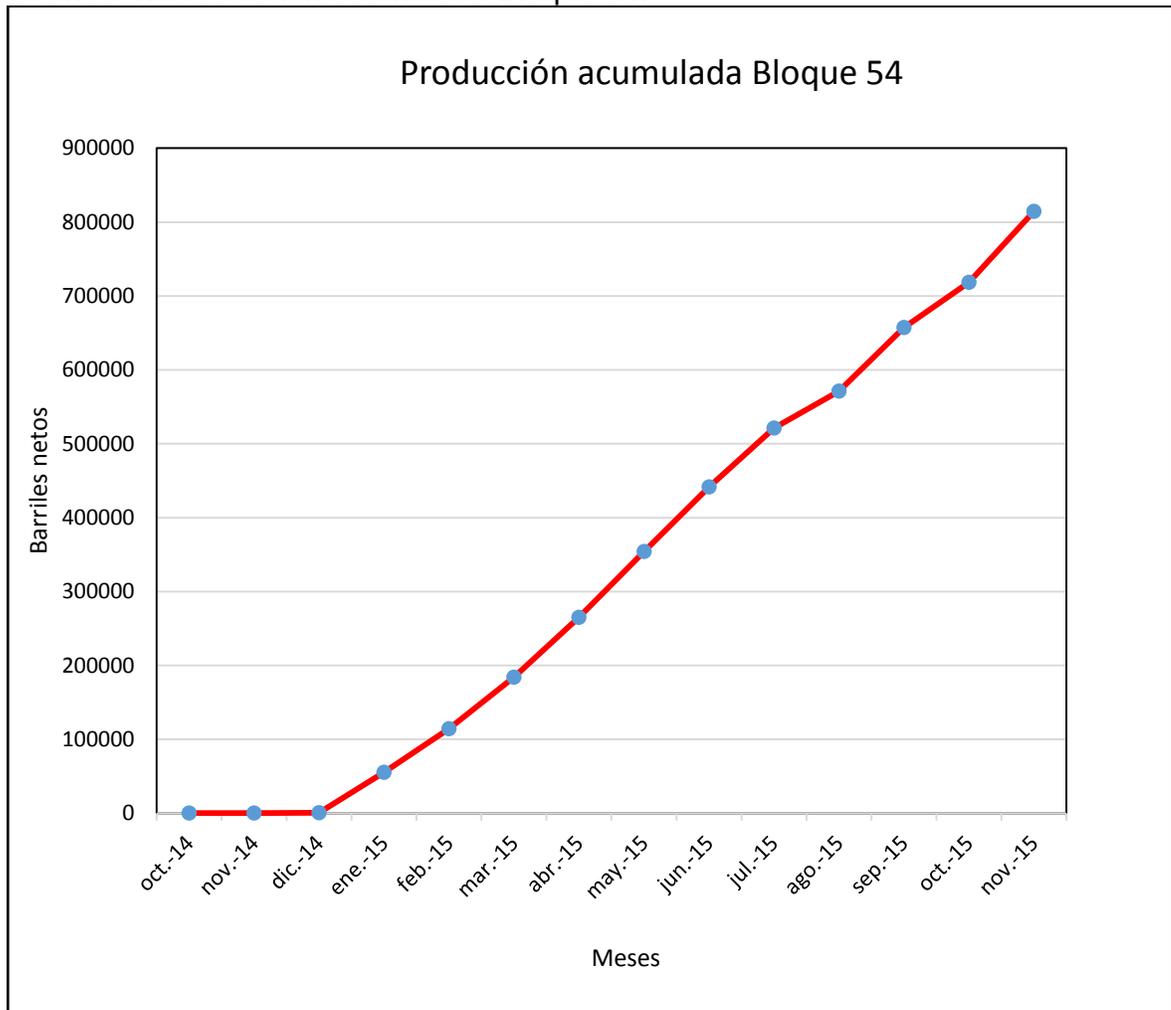
1.4.6 Gráfica de producción acumulada. En la **Tabla 1** se presentan los datos de producción mensual y acumulada del Bloque 54, desde que inició su producción en octubre de 2014 hasta noviembre de 2015 y el **Gráfico 1** se presenta la gráfica de producción acumulada.

Tabla 1. Producción Acumulada Bloque 54

Tiempo	Producción Mensual (Barriles)	Producción Acumulada(Barriles)
oct-14	404	404
nov-14	56,575	460,575
dic-14	107,801	568,376
ene-15	54.992	55.560
feb-15	58.647	114.207
mar-15	69.812	184.019
abr-15	80.855	264.874
may-15	89.161	354.035
jun-15	87.453	441.488
jul-15	79.615	521.103
ago-15	50.232	571.335
sep-15	86.042	657.377
oct-15	60.913	718.290
nov-15	96.375	814.665

Fuente. AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE HIDROCARBUROS. Producción nacional de petróleo fiscalizado. Quito, Ecuador: 2015. Disponible en: <http://sni.gob.ec>.

Gráfico 1. Producción acumulada Bloque 54.



Fuente. AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE HIDROCARBUROS. Producción nacional de petróleo fiscalizado. Quito, Ecuador: 2015. Disponible en: <http://sni.gob.ec>.

1.4.7 Características del yacimiento. En el campo ENO, Arenisca "U" es el yacimiento más prospectivo. Presenta un cierre de 50 pies y un espesor neto de 25 pies de petróleo distribuido en tres diferentes lentes, separados por intercalaciones de lutitas y areniscas finas. Las características de cada uno de los lentes son las siguientes:

- **Intervalo:** 9.654 pies – 9.663 pies; porosidad de 13%; saturación de agua de 26%.
- **Intervalo:** 9.690 pies – 9.700 pies; porosidad de 14%; saturación de agua de 36%.
- **Intervalo:** 9.700 pies – 9.706 pies; porosidad de 18%; saturación de agua de 35%.

El volumen en sitio de petróleo se estima en 18,3 millones de barriles y las reservas probables son de 4, 5 millones de barriles.

En el campo RON, las arenas más prospectivas son la Arenisca U y la Arenisca T. La Arenisca U tiene un espesor neto de 11 pies, porosidad 18 % y saturación de agua del 18 %. La Arenisca T tiene un espesor neto es de 19 pies, una porosidad del 13 % y una saturación de agua del 20 %. El volumen en sitio de petróleo estimado es de 42 millones de barriles, donde las reservas recuperables serían el 10 %, es decir 4,2 millones de barriles de petróleo crudo.

2. MARCO TEÓRICO

El petróleo es el resultado de procesos físico-químicos que se dan a ciertas condiciones de presión y temperatura en donde la materia orgánica sufre descomposición, produciendo como se mencionó anteriormente petróleo (aceite) y gas. Una vez formado el petróleo, gracias a la disposición especial de rocas sello y rocas reservorio, éste se entrapa o se acumula, desde donde es más fácil extraerlo. Es allí donde interviene un área de la ingeniería de petróleos que es la perforación, la cual se basa en la perforación exitosa de los pozos.

Desde el inicio de la industria petrolera, en el año 1859, ha sido de gran importancia la tecnología usada para la perforación de pozos, por lo que se ha logrado un gran avance en esto, permitiendo así una perforación más segura, de mejor calidad y en menor tiempo.

A continuación, se presenta una breve descripción de la perforación, las brocas, fluidos de perforación, tubería de revestimiento, perforación direccional, sistema de control de sólidos, cementación y funcionamiento de colgadores que se usan en la industria, como también algunos cálculos a realizar que son de gran importancia durante la perforación.

2.1 PERFORACIÓN

En esta sección se describen los diferentes sistemas que componen el método de perforación de rotación, utilizado actualmente en la industria petrolera.

Según Schlumberger¹⁴ en su programa de entrenamiento acelerado para supervisores, los cinco sistemas básicos para la perforación son los siguientes.

2.1.1 Sistema Motriz. El sistema motriz es el encargado de brindarle la potencia necesaria a los otros sistemas que intervienen en la perforación. Este sistema tiene dos subdivisiones:

2.1.1.1 Generación de potencia. Por lo general son motores de combustión interna que funcionan a diesel. Muchos equipos modernos tienen ocho motores o más.

¹⁴ SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores: Los cinco sistemas básicos del equipo de perforación [Diapositivas]. [En línea]. [Consultado el 12 de noviembre de 2015]. Disponible en: (<http://equipment911.com/downloads/loscincosistemasdelequipo.pdf>). d. 18.

2.1.1.2 Transmisión de potencia. Es el encargado de transmitir la energía generada a los diferentes equipos.

2.1.2 Sistema de izaje. Es el encargado de levantar y bajar las herramientas en el pozo, por lo que es de gran importancia durante la perforación.

2.1.3 Sistema de Rotación. Es el sistema encargado de proporcionar la rotación a la sarta, permitiendo la perforación del pozo hasta su objetivo

2.1.4 Sistema de circulación. El sistema de circulación es importante en las operaciones de perforación, ya que es el encargado de bombear los fluidos de perforación desde superficie hasta el fondo del pozo y viceversa. En la **Tabla 2** se muestran los elementos del sistema con sus funciones.

Cuadro 1. Partes del sistema de circulación.

Partes	Uso
Tanques	Almacenan, reacondicionan y permiten la succión del lodo.
Bombas	Transmiten energía al fluido de perforación.
Conexiones superficiales	Permiten conectar la bomba con la sarta de perforación. Están constituidas por el tubo vertical, la manguera de perforación, la unión giratoria y el cuadrante.
Sarta de perforación	Conecta la superficie con el fondo del pozo, permitiendo la penetración y profundización del mismo. Está constituida principalmente por la tubería de perforación, porta brocas y la broca.
Espacio anular	A través de él regresan a superficie el fluido y los cortes de formación.
Equipo de control de solidos	Permite sacar del sistema los cortes o el ripio que produce la broca. Está constituido por la zaranda, limpiadores de lodo, desarenadores, desarcilladores y centrifugas decantadoras.

Fuente. ANÓNIMO. Manual de Reología, Hidráulica y Mechas de perforación. [En línea]. [Consultado el 12 de Noviembre de 2015]. Disponible en: http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/11/manualdehidraulicacied_002.pdf. p. 14.

2.1.5 Sistema para control del pozo y Prevención de Reventones. El Sistema para control del Pozo tiene tres funciones

- Cerrar el pozo en caso de un Influjó imprevisto
- Colocar suficiente contra-presión sobre la formación
- Recuperar el Control Primario del Pozo

En la **Figura 3** se presenta un taladro de perforación donde se puede apreciar los sistemas anteriormente explicados.

Figura 3. Taladro de perforación



Fuente. WILSON WORKOVER CORP. Rig W-100 [Diapositivas]. 2d.

Una vez entendido el método utilizado para la perforación de un pozo, se va a continuar describiendo los diferentes factores que intervienen en la operación y que son de interés para el desarrollo de este trabajo de grado, es decir, factores sobre los cuales se va a hacer el rediseño de la ingeniería, que se realizarán con base en las brocas, fluidos de perforación, tubería de revestimiento, control de sólidos, cementación y perforación direccional.

2.2 BROCAS DE PERFORACIÓN

Según el documento Barrenas e Hidráulica de perforación¹⁵, la broca es una herramienta metálica que se ubica en el extremo de la sarta de perforación, hace parte del ensamblaje de fondo, y su función es moler o triturar formaciones rocosas.

La selección de la broca a utilizar se hace según los siguientes criterios:

- Diámetro requerido del revestimiento
- Características litológicas
- Rendimiento
- Perforación direccional
- Fluidos de perforación
- Correlación de pozos vecinos
- Energía hidráulica
- Trayectoria del pozo
- Economía

Las brocas se pueden clasificar de la siguiente manera:

Cuadro 2. Clasificación de las brocas

Clases	Características	Tipos
De arrastre	Los cortadores forman parte integral de la broca	<ul style="list-style-type: none">• Cortadores de acero.• Diamante Natural.• Diamante poli cristalino (PDC).
Ticónicas	Los cortadores están unidos a tres piezas cónicas, las cuales giran alrededor de su eje.	<ul style="list-style-type: none">• Dientes maquinados.• Dientes de inserto.

Fuente. ANONIMO. Reología, Hidráulica y Mechas de perforación. [En línea]. [Consultado el 1 de Noviembre de 2015]. Disponible en: http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/11/manualdehidraulicacied_002.pdf.

¹⁵ ANONIMO. Barrenas e hidráulica de perforación. [En línea]. [Consultado el 15 de noviembre de 2015]. Disponible en: (<https://www.yumpu.com/es/document/view/14763590/barrenas-e-hidraulica-de-perforacion-cedip>).

2.2.3 Brocas de Arrastre. En esta clase de brocas, los cortadores forman parte integral de la broca. A continuación se describen las brocas de arrastre.

2.2.3.1 Cortadores de acero. Se utilizan en formaciones blandas, pero estas brocas no son tan usadas debido a problemas de desgaste en formaciones duras y problemas de limpieza en formaciones blandas.

2.2.3.2 De diamante Naturales. Están formadas por muchos diamantes localizados en una matriz de carburo de tungsteno. Se usan en formaciones de alta dureza y abrasividad.

2.2.3.3 Diamantes policristalinos (PDC). Su elemento cortante, es una capa de diamante poli cristalino sintético. Fueron diseñadas para obtener altas tasas de penetración en formaciones blandas, duras y abrasivas.

2.2.4 Brocas Ticónicas. Los cortadores están unidos a tres piezas cónicas, las cuales giran alrededor de su eje.

2.2.4.1 Brocas de cono dentado. Se caracterizan por tener dientes de mayor tamaño hechos de acero forjados a los conos y se utilizan en superficies o zonas blandas.

2.2.4.2 Brocas de Inserto. Están hechas con carburo de tungsteno lo que les da una gran dureza. Sus dientes son de menor tamaño que las de cono dentado, lo que hace que su comportamiento sea mejor en zonas duras.

2.2.5 Calculo TFA (Area total de flujo). El TFA es la sumatoria del área de cada una de las boquillas que tiene la broca, por las cuales sale el fluido de perforación, por lo tanto, para calcular el TFA, es necesario contar el número de boquillas presentes en la broca.

TFA se calcula mediante la **Ecuación 1**, donde N es el tamaño de la boquilla en número/32”

Ecuación 1. Área Total de Flujo (TFA)

$$TFA = \frac{\Sigma N^2}{1303.8}$$

Fuente. DRILLINGFORMULAS.COM. Total flow área (TFA). [En línea]. [Consultado el 10 de enero de 2016]. Disponible en: (<http://www.drillingformulas.com/total-flow-area-tfa/>)

2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación son de vital importancia en las operaciones, ya que cumplen diferentes funciones como controlar presiones, lubricar la broca, mantener la estabilidad de las paredes del pozo, entre otras funciones que más adelante se explicarán detalladamente.

Estos fluidos están compuestos por una fase continua, la cual es líquida y una fase discontinua la cual está compuesta por sólidos y en algunos casos puede presentar fase gaseosa, por arrastre de gas de la formación. La fase continua se usa para clasificar los tipos de fluidos en acuosos, no acuosos y gaseosos.

Según Schlumberger¹⁶ Los sistemas acuosos, conocidos también como lodo base agua, son aquellos cuya fase continua es agua. Su composición se basa en mezclas simples de agua y arcilla incluyendo en algunos casos inhibidores o estabilizadores de arcilla.

Schlumberger¹⁷ define los fluidos no acuosos o base aceite como aquellos que la fase continua puede estar compuesta por aceites minerales, ésteres u olefinas. Los fluidos base aceite son más costosos pero producen una estabilidad térmica, lubricidad, buenas velocidades de penetración, que puede llegar a reducir los costos totales para el operador.

Schlumberger¹⁸ hace referencia que en pozos donde puede haber una pérdida significativa de fluido, se usan sistemas de aire para remover los cortes y mantener la integridad del pozo.

2.3.3 Funciones de los Fluidos de perforación. Los fluidos de perforación son formulados de maneras específicas de acuerdo a los requerimientos con el fin de cumplir diferentes funciones que permitan una perforación exitosa del pozo. Las funciones más importantes según Schlumberger¹⁹, que cumplen los fluidos de perforación son las siguientes.

- Controlar las presiones de formación.
- Remoción de los cortes.
- Enfriamiento y lubricación de la broca.
- Transmisión de la energía hidráulica a broca y herramientas de fondo.
- Mantener la estabilidad del hueco.

¹⁶ SCHLUMBERGER. Fundamentos de los fluidos de perforación. En: Oilfield review. Vol 25. No.1 (2013). p. 67p.

¹⁷ Ibíd. p. 67.

¹⁸ Ibíd. p .67.

¹⁹ Ibíd. p. 67-68.

2.3.4 Ciclo de los Fluidos de Perforación. Las características y diferentes propiedades de los fluidos de perforación, se ven afectadas por condiciones tanto de fondo como de superficie y estas propiedades van cambiando a medida que se va perforando el pozo, debido a los cambios de presión y temperatura. Por esto se debe tener un control del fluido de perforación para ajustarlo a las condiciones variables del pozo. Schlumberger²⁰ describe los métodos de dilución, circulación y medición, que se presentan a continuación, los cuales permiten tener el fluido de perforación en las condiciones óptimas para la operación.

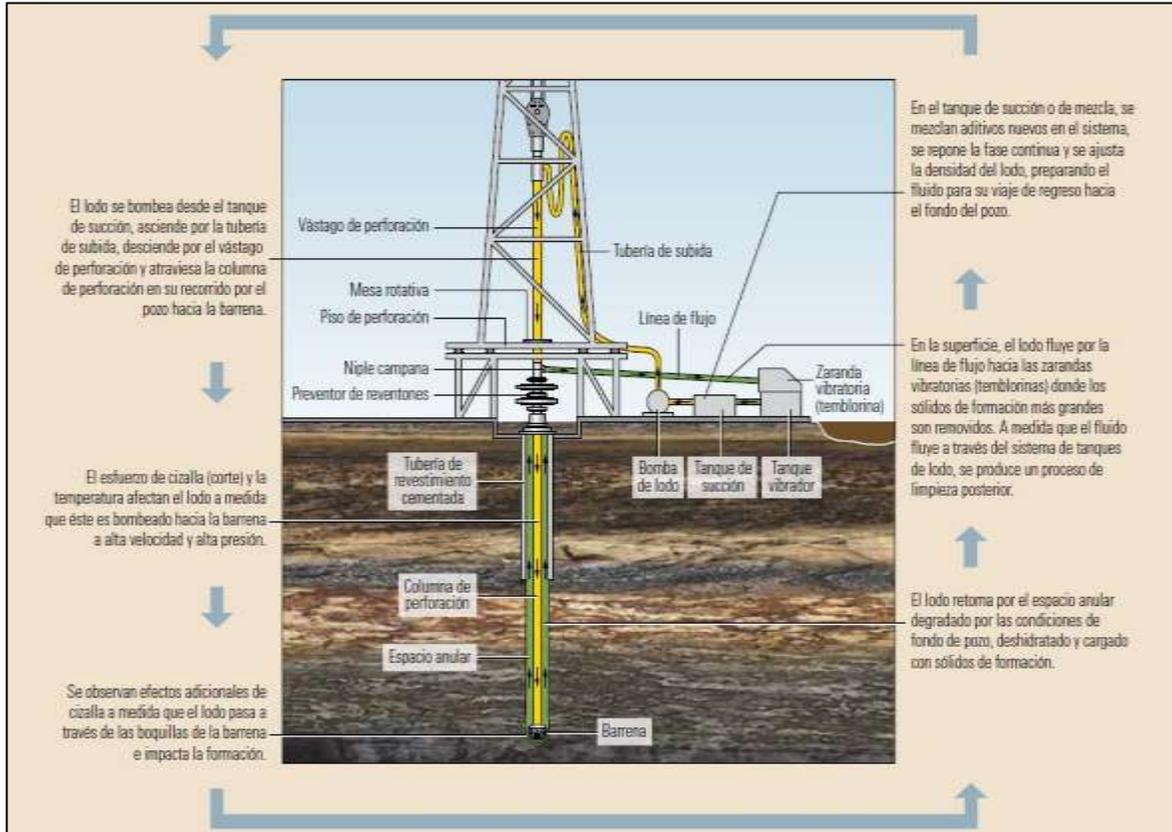
2.3.4.1 Diseño inicial. Corresponde a la fase de planeación, y es donde los ingenieros de fluidos diseñan los fluidos para cada sección del pozo.

2.3.4.2 Circulación. El fluido es desplazado al pozo por las bombas del equipo y durante la circulación lubrica la broca, estabiliza el pozo controlando presiones, y por ultimo lleva con cortes a superficie y los descarga.

2.3.4.3 Medición y rediseño. Los ingenieros deben estar tomando muestras de fluido de perforación y calculando los diferentes aditivos necesarios para llevar el fluido a las condiciones necesarias para la perforación del pozo.

²⁰ Ibíd. p. 69.

Figura 4. Ciclo Vida Fluidos de Perforación



Fuente. WILLIAMSON, Don. Definición de los fluidos de perforación: Fundamentos de los fluidos de perforación. Schulmberger. Vol 25. No 2. 68p.

2.4 CONTROL DE SÓLIDOS

Es necesario tener un control de los sólidos, ya que éstos pueden causar daños en los equipos o taponamientos, lo que va a afectar las operaciones. Según la empresa Mi Swaco²¹ existen algunos métodos para el control de sólidos, los cuales van a ser explicados a continuación.

2.4.3 Dilución. Consiste en agregar un volumen de fluido base al lodo, para reducir la concentración de sólidos.

2.4.4 Desplazamiento. Consiste en reemplazar grandes volúmenes de lodo, por uno nuevo en mejores condiciones.

²¹ MI SWACO. Curso de control de Sólidos. [En línea]. [Consultado el 8 de enero de 2016]. Disponible en: (<http://chilonunellez.blogspot.com.co/2011/04/control-de-solidos.html>)

2.4.5 Piscinas de asentamiento. Se separan las partículas sólidas por efecto de la gravedad y de la diferencia de densidades entre sólidos y líquidos. Depende del tamaño de partículas, viscosidad y gravedad específica.

2.4.6 Trampas de arena. Compartimiento ubicado debajo de las zarandas, que se ubican a la salida del fluido de perforación del pozo, para retirar partículas sólidas.

2.4.7 Separación mecánica. Separación de los sólidos presentes en el lodo de acuerdo a su tamaño y masa.

Tabla 2. Clasificación API del tamaño de los sólidos

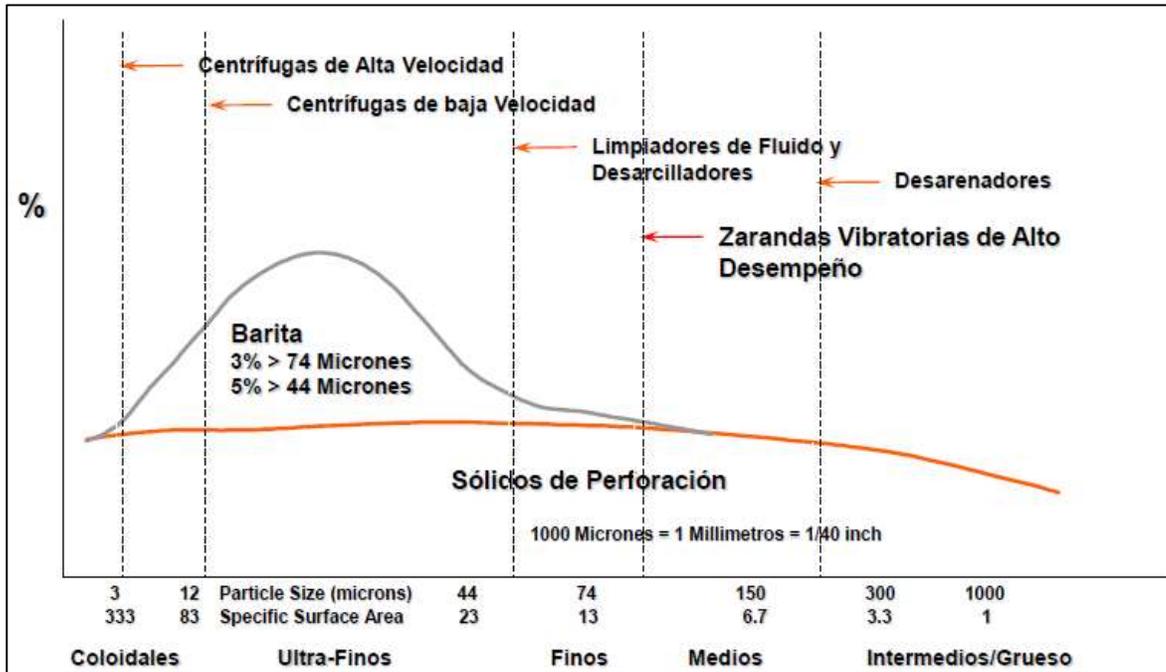
CLASIFICACIÓN	TAMAÑO EN MICRAS
Coloidal	< 2
Ultra Finos	2 a 44
Finos	44 a 74
Medio	74 a 250
Intermedio	> 250

Fuente. MI SWACO. Curso de control de Sólidos [Diapositivas]. [En línea]. [Consultado el 8 de enero de 2016]. Disponible en: (<http://chilonunellez.blogspot.com.co/2011/04/control-de-solidos.html>) d. 24.

2.4.8 Equipos Control de sólidos. En el proceso de control de sólidos, intervienen ciertos equipos que permiten una mejor separación y en un mejor tiempo, garantizando así que no existan problemas durante las operaciones. A continuación se presentan los equipos y los puntos de corte óptimos para cada equipo.

- Zarandas.
- Desgasificadores.
- Desarenadores.
- Desarcilladores.
- Tres en uno (Mud cleaner).
- Centrifugas.

Figura 5. Puntos de corte equipos control de sólidos



Fuente. MI SWACO. Curso de control de Sólidos [Diapositivas]. [En línea]. [Consultado el 8 de enero de 2016]. Disponible en: (<http://chilonunellez.blogspot.com.co/2011/04/control-de-solidos.html>) d. 27.

2.5 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Según Efraín Barberii²², la fabricación de la tubería de revestimiento, se rige según las normas del American Petroleum Institute (API, Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3). Las características de elaboración de estas tuberías son: tuberías del tipo sin costura, traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente, utilizando aceros que deben cumplir especificaciones físicas y químicas. La calidad de la tubería se designa por una letra, seguida por un número que indica el punto de cedencia en millares del libra por pulgada cuadrada. A continuación algunos ejemplos: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110.

Durante la fabricación de las tuberías de revestimiento, es necesario tener en cuenta algunas características que van a cumplir un papel importante durante las operaciones, por lo tanto se hacen recomendaciones acerca de la calidad, el tipo, los diámetros externos e interno, peso, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y al

²² BARBERII, Efraín. El pozo ilustrado: Características físicas de la tubería revestidora. Cuarta edición. Caracas: Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, 1998. p. 123.

estallido. Barbierii²³ presenta los siguientes esfuerzos, a los cuales es sometida la tubería de revestimiento.

2.5.3 Tensión. El primer tubo revestidor, va en la parte superior de la sarta sujeto con un colgador, por lo cual soporta el peso de la sarta también. Al momento de introducirlo en el hueco lleno de fluido de perforación, va a producir fuerza de flotación, y al estar la sarta sostenida por el extremo del cual cuelga la misma, va a existir cierta elongación. Como las conexiones que unen las tuberías son más débiles, es necesario tener en cuenta el peso de la sarta y la resistencia a la tensión que da como resultado la elongación.

2.5.4 Colapso. Otro factor que se considera es la presión aplastante o colapso. Cuando la tubería de revestimiento está en el hueco, existe una presión de formación que debe ser contrarrestada por la presión del fluido de perforación y por la resistencia de los tubos al aplastamiento.

2.5.5 Estallido. Una vez terminado el pozo, es necesario hacer pruebas de fuga u otras pruebas que involucran presiones sobre a tubería de revestimiento, a causa de la cementación primaria. Por lo tanto la resistencia de estos tubos a estas presiones inducidas es importante, pues evita que los tubos estallen durante los trabajos de cementación forzada o secundaria.

2.6 CEMENTACIÓN

Según Erick Nelson²⁴, existen dos tipos de cementación que son la primaria y la remedial, las cuales se van a describir a continuación. Se busca evitar la cementación remedial realizando una adecuada cementación primaria.

La cementación primaria consiste en colocar la lechada de cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, mientras que la cementación de remediación se hace después de la cementación primaria en donde se inyectan cementos en puntos específicos del pozo, con el fin de reparar o abandonar el pozo.

La cementación es un proceso muy importante dentro de la perforación, ya que proporciona sello hidráulico que establece aislamiento zonal, que impide la comunicación de zonas productivas y también impide el escape de fluidos de la formación.

²³ Ibíd. p. 123-124.

²⁴ NELSON, Erick. Definición de cementación: Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield review. Vol 24. No.2 (2012). p. 63.

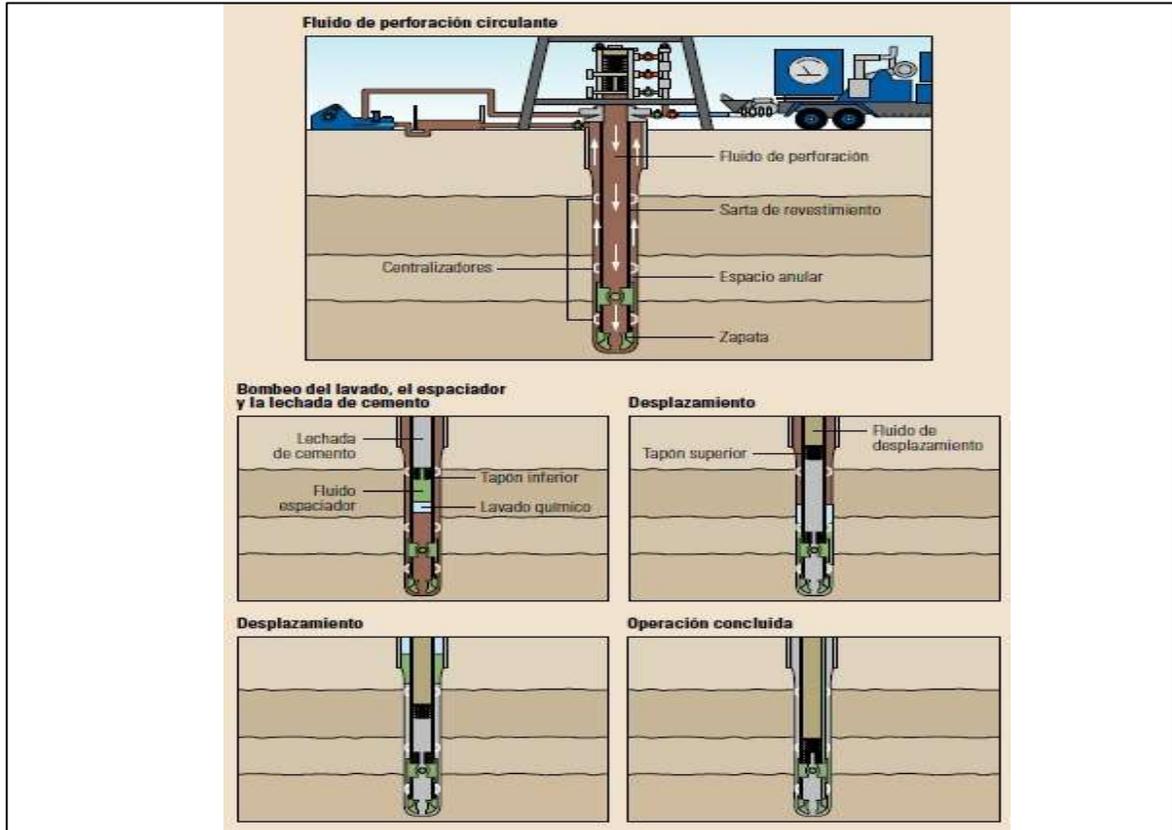
El procedimiento a seguir cuando se ha perforado cierto intervalo según Nelson²⁵, es retirar la sarta de perforación, quedado el hueco lleno de fluido. Posteriormente se baja una sarta de revestimiento, la cual en la parte inferior tiene un zapato guía o zapato flotante, los cuales se diferencian en que la primera no tiene una válvula de retención. Otro accesorio importante de la sarta de revestimiento son los centralizadores, los cuales se ponen en los puntos críticos de la sarta para garantizar un adecuado posicionamiento del revestimiento.

El interior del tubo de revestimiento se llena de fluido de perforación, por lo que los objetivos de la cementación son: retirar el fluido del interior del revestimiento, inyectar el cemento en el espacio anular entre el revestimiento y la formación y llenar el interior del revestimiento con fluido de desplazamiento, que puede ser fluido de perforación, salmuera o agua.

Otros dispositivos que intervienen en la cementación son los tapones limpiadores, que son dispositivos elastoméricos que proporcionan una barrera física entre los fluidos bombeados dentro de la tubería de revestimiento. El tapón inferior separa la lechada de cemento y el fluido de perforación, y el tapón superior separa la lechada de cemento del fluido de desplazamiento.

²⁵ *Ibíd.* p. 63.

Figura 6. Operación de cementación primaria con dos tapones

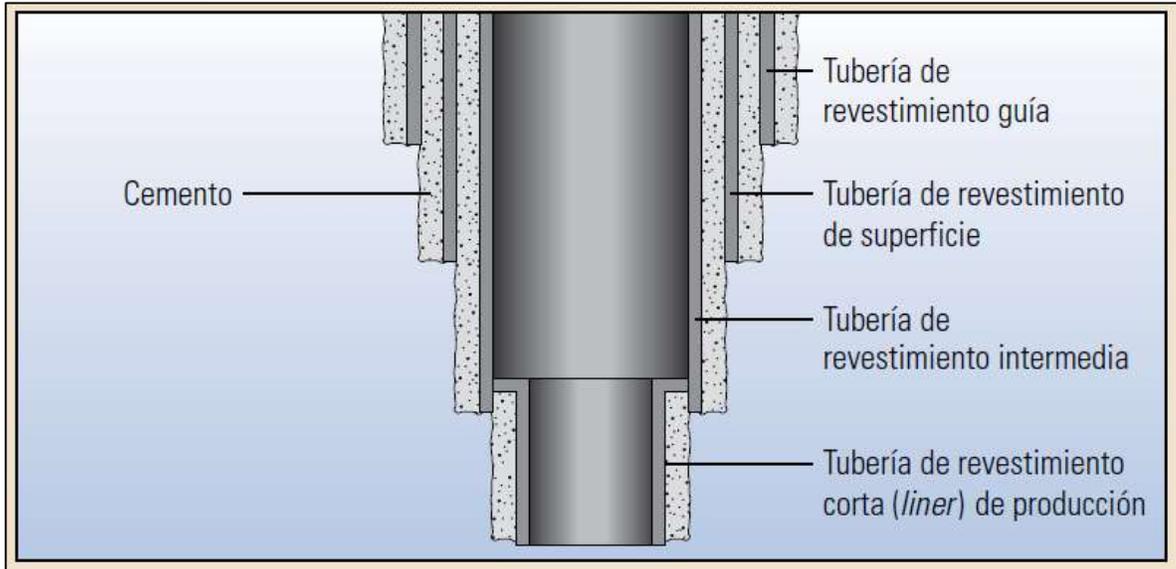


Fuente. NELSON, Erick B. Definición de cementación: Fundamentos de la cementación de pozos. Schulmberger. Vol 24. No 2. p. 63.

Nelson hace referencia a que ²⁶ en la perforación de pozos generalmente se instalan varias tuberías de revestimiento, con las que se requiere una operación de cementación primaria para cada una. También se hace uso de algunos aditivos como pueden ser aceleradores de frague, retardadores que aumentan el tiempo de fraguado, los extendedores que disminuyen la densidad de la lechada, agentes de control de pérdida, dispersantes, entre otros.

²⁶ Ibíd. p. 64.

Figura 7. Programa de Entubación habitual



Fuente. NELSON, Erick B. Definición de cementación: Fundamentos de la cementación de pozos. Schlumberger. Vol. 24. No 2. p.64

2.7 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Schlumberger ²⁷ dice que la perforación direccional se basa en darle la inclinación intencional al pozo, con respecto a la trayectoria natural del mismo.

Las aplicaciones de la perforación direccional pueden ser tanto en tierra como costa afuera y se utiliza en las siguientes circunstancias.

2.7.3 Operaciones de desvío de pozo. Se desvía el pozo debido a que no se puede continuar la perforación por problemas en el pozo.

2.7.4 Localizaciones Inaccesibles. Áreas a perforar donde por diferentes condiciones es difícil el acceso, por esto se perfora en cierta área, y se desvía para alcanzar el objetivo.

2.7.5 Domo de sal. Donde los yacimientos a desarrollar se encuentran bajo un levantamiento de domo de sal, por esto se desvía el pozo evitando pasar por el domo.

²⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. [Consultado el 11 de enero de 2016] disponible en: (http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/directional_drilling.aspx)

2.7.6 Pozos Multilaterales. Varios pozos de exploración a partir de un mismo pozo.

2.7.7 Cluster. En una misma localización se perforan varios pozos y es necesario tener información anti- colisión, para que los pozos no vayan a chocar.

2.7.8 Pozos de alivio. Se utilizan en pozos de gas cuando suceden reventones, y se perfora con el fin de contrarrestar las presiones que produce el reventón.

2.8 COLGADOR

Según Schlumberger²⁸, un colgador es un dispositivo que permite colgar el liner de producción, de la pared interna del revestimiento anterior.

Según Carlos Sánchez²⁹ Los criterios de selección para un colgador son:

- Diámetros, peso, grado de acero y profundidad del revestimiento.
- Diámetros, peso, tipo de rosca y profundidad del liner.
- Tipo de completación.
- Tamaño, condición y desviación del pozo.
- Presión y temperatura a la que está expuesto el liner.

Los Factores que se deben considerar en el diseño de un programa de liner y la selección de accesorios son:

- Collar de asentamiento.
- Empaques de liner.
- Colgadores de liner.
- Obturadores.
- Herramientas de asentamiento.

²⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. [Consultado el 11 de enero de 2016] disponible en: (http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/liner_hanger.aspx)

²⁹ SÁNCHEZ, Carlos F. Estudio técnico- económico para el uso de colgadores de liner con sistema expandible en perforación de pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en Geología y Petróleos. 2011. p. 9.

3. INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS ENO-2 Y RON-2 DEL BLOQUE 54

3.1 GENERALIDADES POZO ENO-2

El pozo ENO- 2 fue perforado en la campaña 2013-2014, siendo un pozo desviado no convencional de acuerdo al diseño de las medidas del hueco perforado en cada una de las fases, que son de 26” para la fase de superficie y las siguientes fases presentan medidas de 16”, 12 ¼” y 8 ½”.

En la fase perforada con broca de 26” se utilizó tubería de revestimiento de 20”. Para la fase perforada con broca de 16” se utilizó revestimiento de 13 3/8. Para la fase perforada con broca de 12 ¼” se utilizó revestimiento de 9 5/8” y para la última fase perforada con broca de 8 ½”, se utilizó un liner de producción de 7”.

La perforación del pozo tuvo una duración total de 37 días, iniciando el 6 de Junio de 2014 a las 15 h 30, y fue finalizado el 13 de Julio del mismo año a las 17 h 00. En el **Cuadro 3** se pueden observar las generalidades del pozo ENO- 2, como lo son su ubicación, objetivos, profundidad, entre otros.

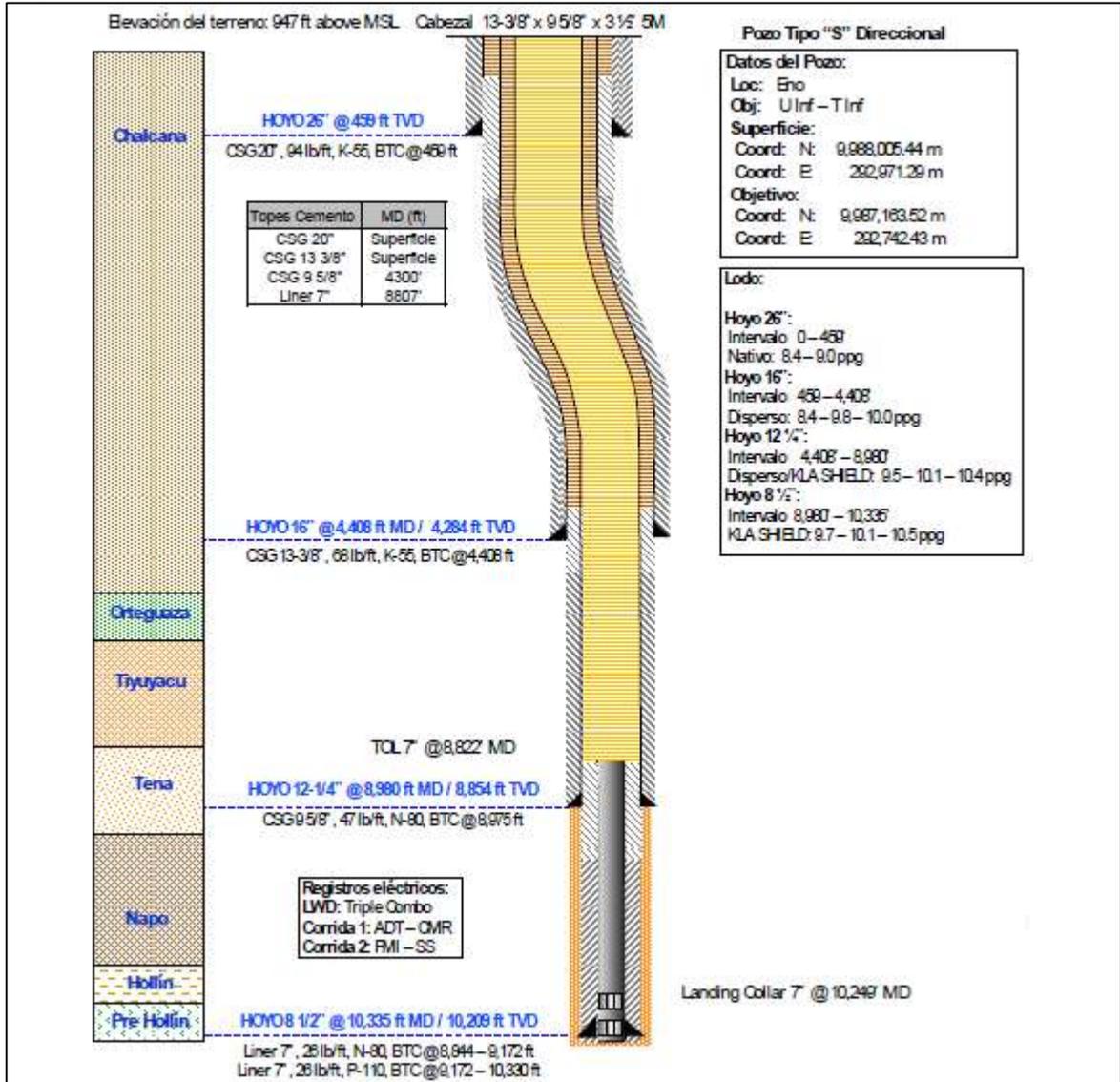
Cuadro 3. Generalidades del Pozo ENO-2

Nombre del Pozo:	ENO 2
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S Norte: 9,988,005.440 m Este: 292,971.290 m Latitud: S 0° 6' 30.45527" Longitud: W 76° 51' 36.41686"
Coordenadas de Objetivos:	Objetivo (Arenisca "U Inferior") Norte: 9,987,163.52 m Este: 292,742.43 m Latitud: S 0° 6' 57.86" Longitud: W 76° 51' 43.82"
Tipo de Pozo:	Direccional
Taladro:	Petrex 26
Altura de la Mesa Rotaria:	25'
Nivel del Suelo:	947'
Profundidad Final:	10335' MD / 10209.71' TVD
Desplazamiento Horizontal:	939.07 ft
Inclinación Máxima:	19.38° @ 2,832.05' MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	6 de Junio del 2014 – 15h30
Fin de Operaciones de Perforación:	13 de Julio del 2014 – 19h00

Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.13.

En la **Figura 8** se presenta el estado mecánico del pozo ENO-2, en donde se muestran las diferentes fases y características del pozo, características que posteriormente van a ser explicadas para cada una de las fases o secciones.

Figura 8. Estado Mecánico Pozo ENO-2



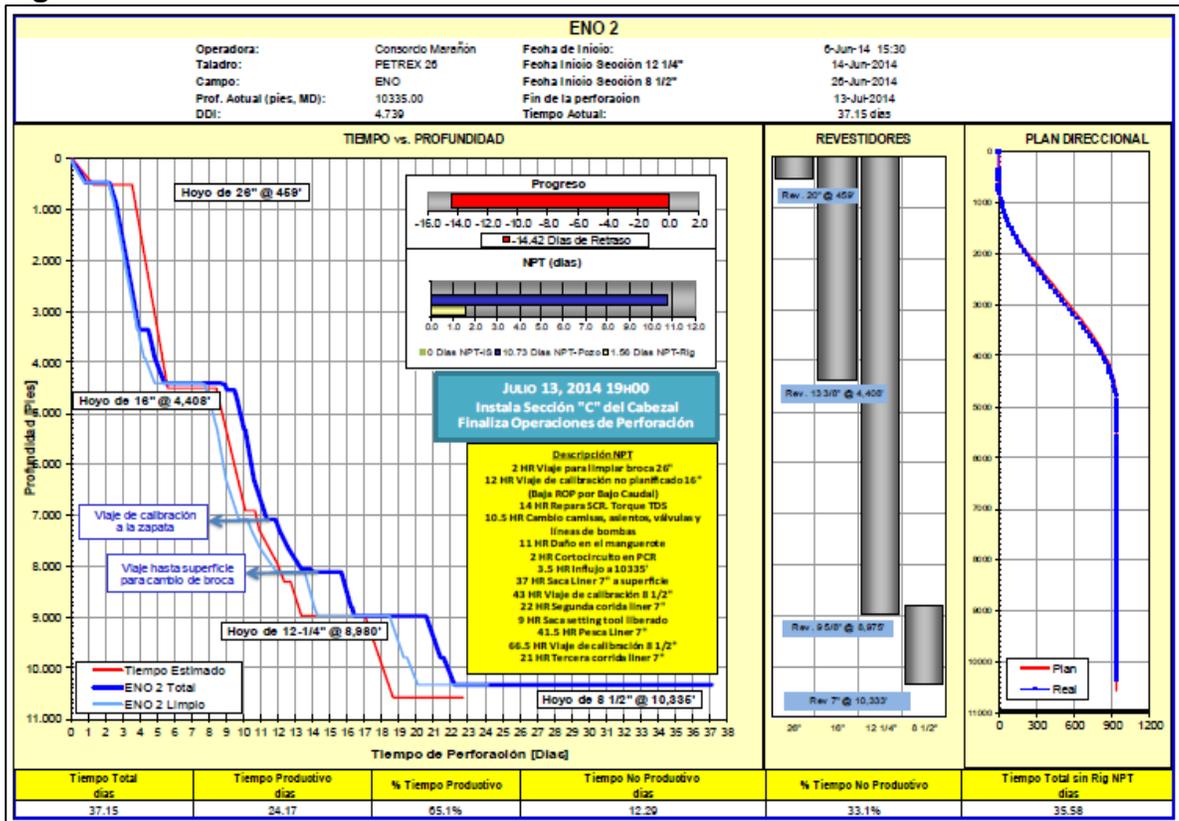
Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.14.

Como se puede observar en el estado mecánico, es un pozo tipo S direccional, el cual presenta la desviación en la segunda fase, es decir en la fase de 16", y en esta misma fase vuelve a retomar su verticalidad dándole la forma de S al pozo. Al tener

la desviación en la fase de 16", el cabezal debe ser del mismo diámetro del revestimiento de esta fase es decir 13 3/8".

3.1.3 Curva de avance Pozo ENO-2. En la **Figura 9** se presenta la curva de avance para el pozo ENO-2. En ella se puede apreciar el tiempo estimado, el tiempo limpio y el tiempo total de las operaciones de perforación. El tiempo total para la perforación el pozo ENO-2 fue de 37,15 días con un tiempo total no productivo de 12,29 días.

Figura 9. Curva de Avance Pozo ENO-2



Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.16.

3.1.4 Tiempo no productivo ENO-2. En la **Tabla 3**, se presenta el tiempo productivo, el tiempo no productivo y el tiempo total de las operaciones de perforación para el pozo ENO-2.

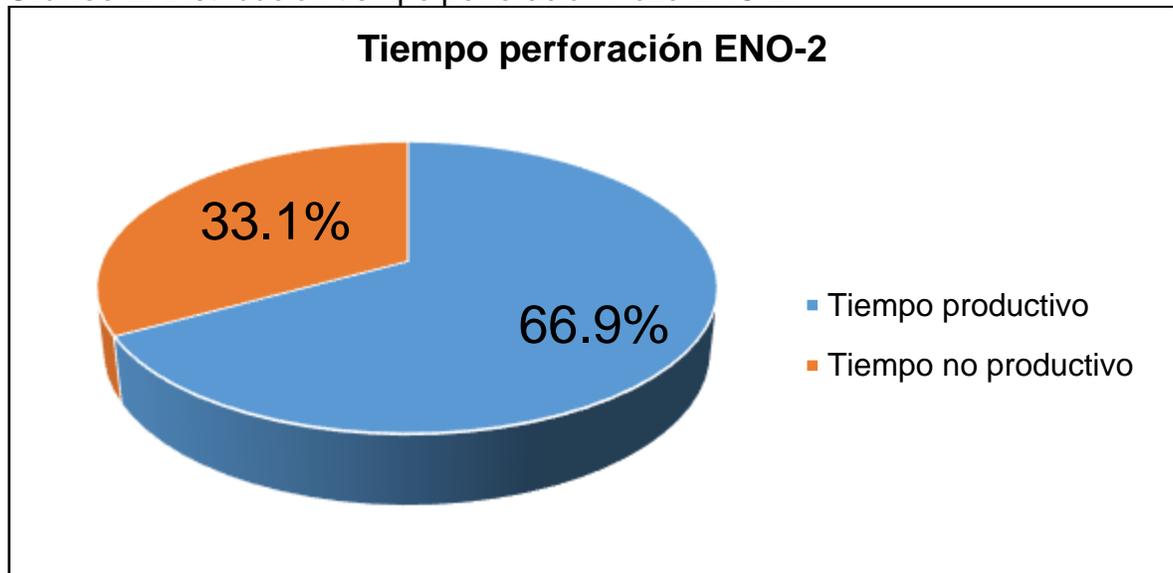
Tabla 3. Tiempo de perforación Pozo ENO-2

Tiempo Productivo (Días)	24.86
Tiempo no productivo (Días)	12.29
Tiempo total (Días)	37.15

Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.17.

El **Gráfico 2** muestra la distribución del tiempo total de perforación del Pozo ENO-2. Se observa que el tiempo no productivo representó el 33,1% del tiempo total de perforación, con un costo asociado de \$ 860.416,67 USD.

Gráfico 2. Distribución tiempo perforación Pozo ENO-2.



Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.17.

3.1.5 Sección 26”. Esta es la primera fase del pozo ENO-2, la cual fue perforada con un Broca de 26” de diámetro. El intervalo perforado fue de 0 pies hasta una profundidad de 459 pies. Fue perforado con un lodo cuyo peso estaba en un rango de 8,4 – 9,0 lpg.

La perforación de esta sección duró entre cinco y seis días y no ocurrió ningún problema operacional que afectara las operaciones o aumentara los tiempos de las mismas.

3.1.6 Sección de 16”. Fue perforada con una broca de 16” de diámetro, con una longitud de 3.949 pies, ya que va desde el final de la fase de 26”, es decir desde

459 pies, hasta una profundidad de 4.408 pies. En esta sección se presenta una desviación en el pozo, creando un pozo tipo S y alcanzando un MD (Profundidad medida) de 4.408 pies y un TVD (Profundidad vertical real) de 4.284 pies.

Este intervalo fue perforado con un lodo disperso de peso 8,4 – 9,8 – 10 lpg y la tubería de revestimiento utilizado para esta sección fue de 13 3/8” como se había mencionado anteriormente.

Esta fase fue planeada con una sola carrera, es decir la perforación, y un viaje al final para llevar la sarta a superficie. Al perforar esta fase el galonaje de las bombas era menor al requerido, lo que trajo como consecuencia un viaje de calibración no planeado debido al tiempo de perforación con un rendimiento más bajo al requerido del galonaje de las bombas.

3.1.7 Sección de 12 ¼”. Fue perforada con Broca de diámetro de 12 ¼” de diámetro. Ésta sección presenta una longitud de 4.572 pies, ya que está en el intervalo de 4.408 pies a 8.980 pies. Hasta el final de esta sección se registra un TVD (Profundidad vertical real) de 8.854 pies y un MD (Profundidad medida) de 8.980 pies

Fue perforada con un lodo disperso de peso 9,5 – 10,1 – 10,4 lpg y el revestimiento usado es de 9 5/8”, un peso de 49 lb/pie y está construido con acero N-80.

En cuanto a problemas operacionales ocurridos en esta sección fue que hubo daños en algunos accesorios de las bombas de lodo como camisas, asientos, válvulas y líneas de las bombas. Otro problema fue el daño en el stand-pipe no se contaba con el repuesto de la conexión, por lo que se tuvo que esperar para encontrar el repuesto. El uso del cabezal 13 3/8” usado en pozos anteriores, es un problema ya que aumenta los tiempos no productivos en la operación de cortar y biselar.

3.1.8 Sección de 8 ½”. Esta sección perforada con broca de 8 ½” de diámetro abarca el intervalo de 8.980 a 10.335 pies, llegando a registrar al final de la sección un MD (Profundidad medida) de 10.335 pies y un TVD (Profundidad vertical real) de 10209 pies. Fue perforada con un lodo disperso de un peso 9,7- 10,1 – 10,5 lpg.

Al ser la fase de producción se utiliza un liner de 7”, 26 lb/pie, Acero N-80 en el intervalo 8.844 – 9.172 pies y un liner también de 7”, 26 lb/pie, P-110 en el intervalo 9.172-10.330 pies.

Hubo problemas al momento bajar y colgar el liner. En un primer viaje el liner se tuvo que llevar a superficie debido a que tuvo tendencia a empaquetarse y una vez

llego a superficie se observaron golpes y los elastómeros faltantes. En el segundo viaje el liner se bajó y al momento de colgarlo, el colgador se soltó dejando el liner en el hueco y en el tercer viaje el liner fue colgado con éxito.

3.1.9 Matriz de lecciones aprendidas del pozo ENO-2. En el **Cuadro 4** se presenta la matriz de lecciones aprendidas y las recomendaciones para cada una de las secciones del pozo ENO-2.

Cuadro 4. Matriz lecciones aprendidas ENO-2

POZO: ENO-2		
SECCION	PROBLEMA	RECOMENDACIONES
26"	Ninguno.	Ninguna.
16"	Se usaron dos bombas de 1.100 HP y una de contingencia. Viaje no planificado debido a que las bombas no tenían la capacidad para cumplir con el galonaje requerido (1000GPM).	Realizar un diseño del sistema de circulación que cumpla con los parámetros para la perforación del pozo según se requiera, y de esta manera no forzar los equipos durante las operaciones evitando problemas durante las mismas.
	Uso de cabezal usado en pozos anteriores más adaptación del cabezal de revestimiento de 13 3/8".	Utilizar dos bombas al pozo con una potencia de 1.600 HP, para generar el galonaje requerido. También usar una bomba de limpieza, que puede ser usada en caso de que alguna de las dos bombas presente problemas.
12 1/4"	Daños en camisas, válvulas, asientos y líneas de las bombas.	Utilizar dos bombas al pozo con una potencia de 1.600 HP, para generar el galonaje requerido. También usar una bomba de limpieza, que puede ser usada en caso de que alguna de las dos bombas presente problemas
	Daño en el Stand Pipe. Falta del repuesto de conexión de la manguera.	Tener repuestos de los elementos indispensables en las operaciones con el fin de evitar aumento en tiempos no productivos y que exista un avance en la perforación del pozo.
8 1/2"	Liner de 7" no llegó a fondo. Se sacó por tendencia a empaquetarse	Evaluar el colgador a bajarse y realizar un monitoreo cercano de los parámetros de corrida.
	Segunda corrida del Liner, se suelto el colgador y Liner cayó al fondo del hueco.	

3.2 GENERALIDADES POZO RON-2

Al igual que el pozo ENO-2, el pozo RON-2 fue perforado durante la campaña 2013-2014 en el Bloque 54. Éste es un pozo desviado y también es no convencional, ya que las fases también son de 26", 16", 12 ¼" y 8 ½" y la tubería de revestimiento utilizada para cada una de las fases fué de 20", 13 3/8", 9 5/8" y liner de 7" respectivamente.

La duración de la perforación de este pozo fue de 29 días en total, iniciando las operaciones el 31 de Julio de 2014 a las 10h00 y finalizando las mismas el 29 de Agosto de 2014 a las 6h00. En el **Cuadro 5**, se presentan las principales características del Pozo RON-2.

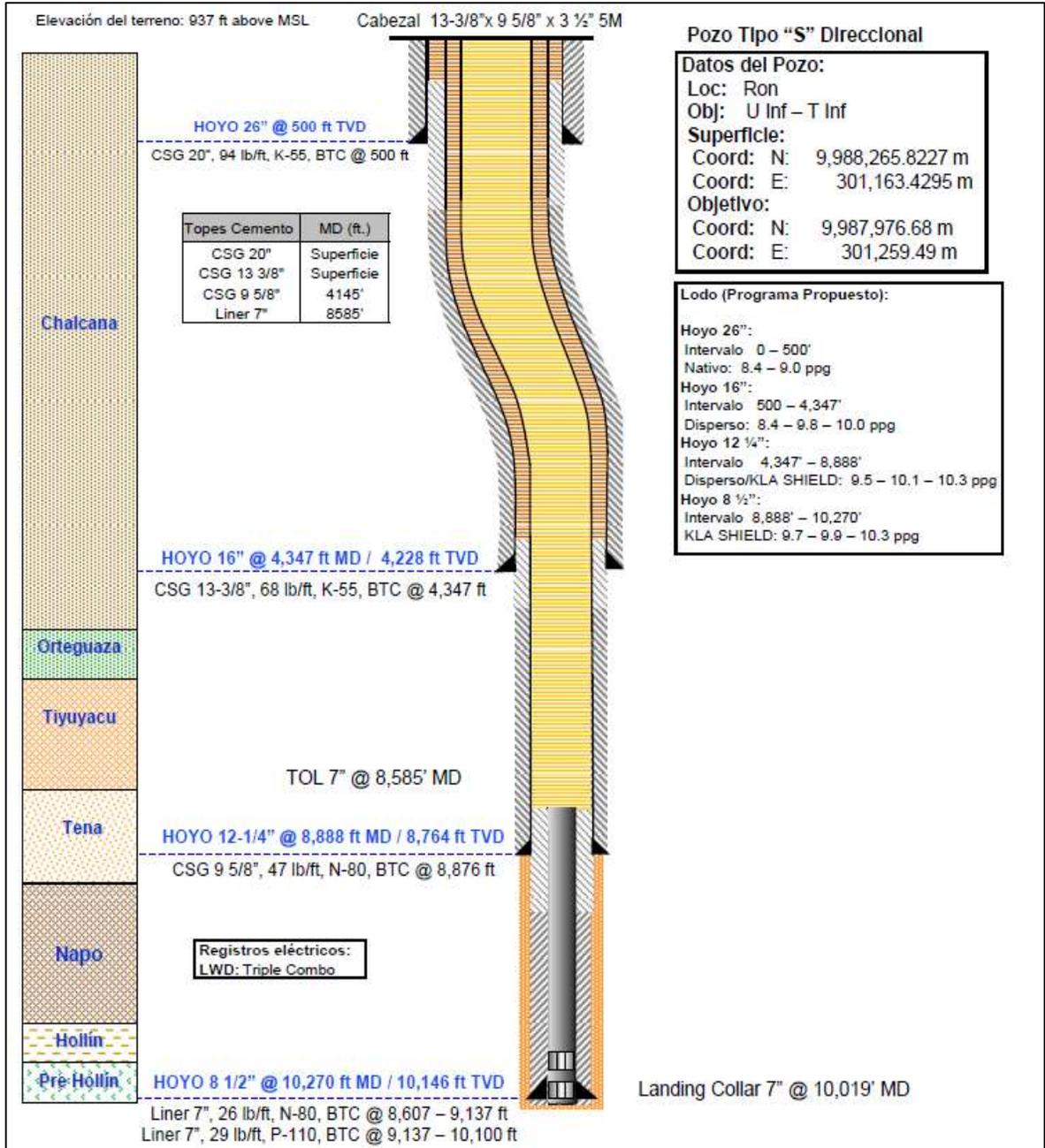
Cuadro 5. Generalidades del Pozo RON-2

Nombre del Pozo:	RON 2
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S Norte: 9,988,265.823 m Este: 301,163.430 m Latitud: S 0° 6' 21.99482" Longitud: W 76° 47' 11.52694"
Coordenadas de Objetivos:	Objetivo (Arenisca "U Inferior") Norte: 9,987,986.15 m Este: 301,258.79 m Latitud: S 0° 6' 31.10" Longitud: W 76° 47' 8.44"
Tipo de Pozo:	Direccional
Taladro:	Petrex 26
Altura de la Mesa Rotaria:	25'
Nivel del Suelo:	937'
Profundidad Final:	10270' MD / 10145.51' TVD
Desplazamiento Horizontal:	968.81 ft
Inclinación Máxima:	18.60° @ 2569.92' MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	31 de Julio del 2014 – 10h00
Fin de Operaciones de Perforación:	29 de Agosto del 2014 – 06h00

Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.1.

En la **Figura 10** se muestra el estado mecánico del pozo, en donde se pueden observar cada una de las fases o secciones que componen el pozo y cada uno de los revestimientos utilizados. También presenta características de cada una de las fases, que serán explicadas más adelante para cada una de las secciones.

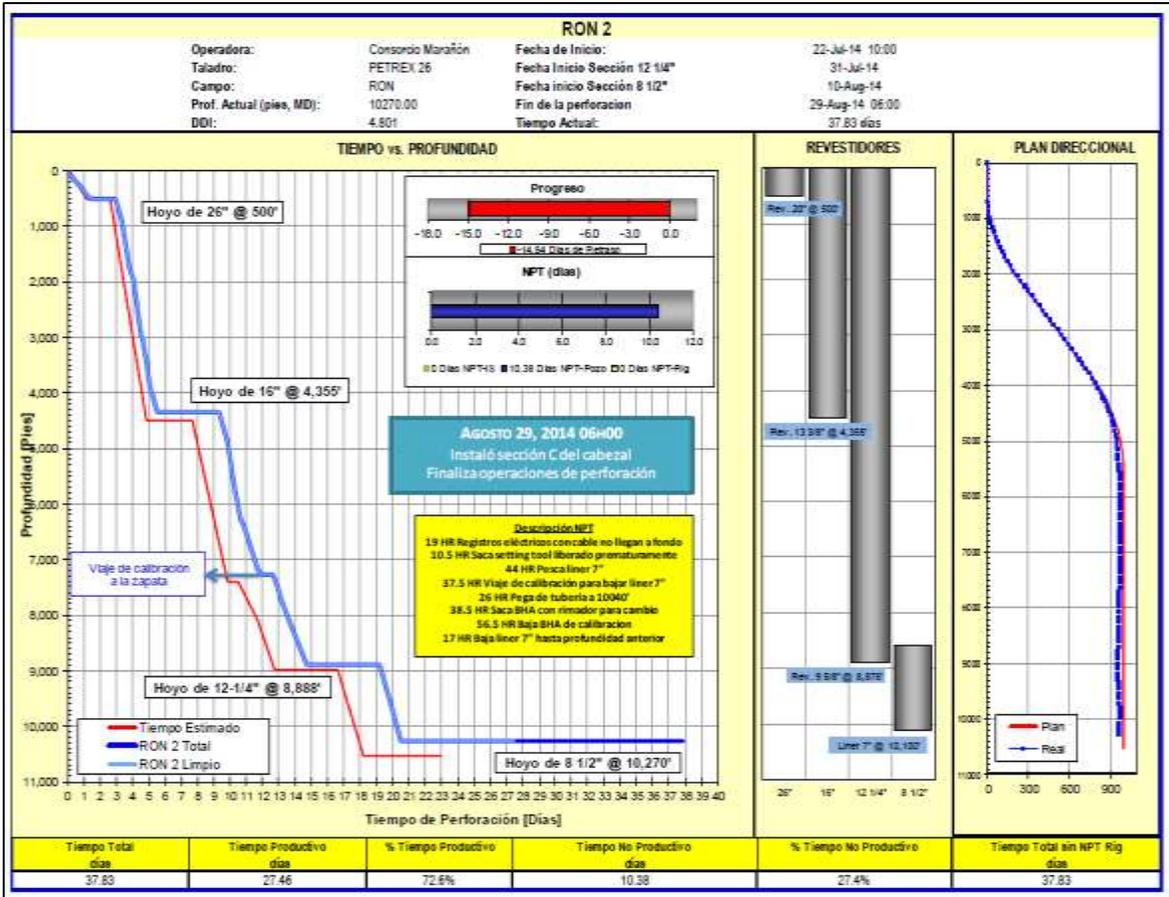
Figura 10. Estado Mecánico Pozo RON-2



Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. 19p.

3.2.5 Curva de avance Pozo RON-2. En la **Figura 11** se presenta la curva de avance para el Pozo RON-2. En ella se puede apreciar el tiempo estimado, el tiempo limpio y el tiempo total de las operaciones de perforación. El tiempo total para la perforación el Pozo RON-2 fue de 37,83 días con un tiempo total no productivo de 10,38 días.

Figura 11. Curva de avance RON-2



Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p. 21.

3.2.6 Tiempo no productivo RON-2. En la **Tabla 4**, se presenta el tiempo productivo, el tiempo no productivo y el tiempo total de las operaciones de perforación para el pozo RON-2.

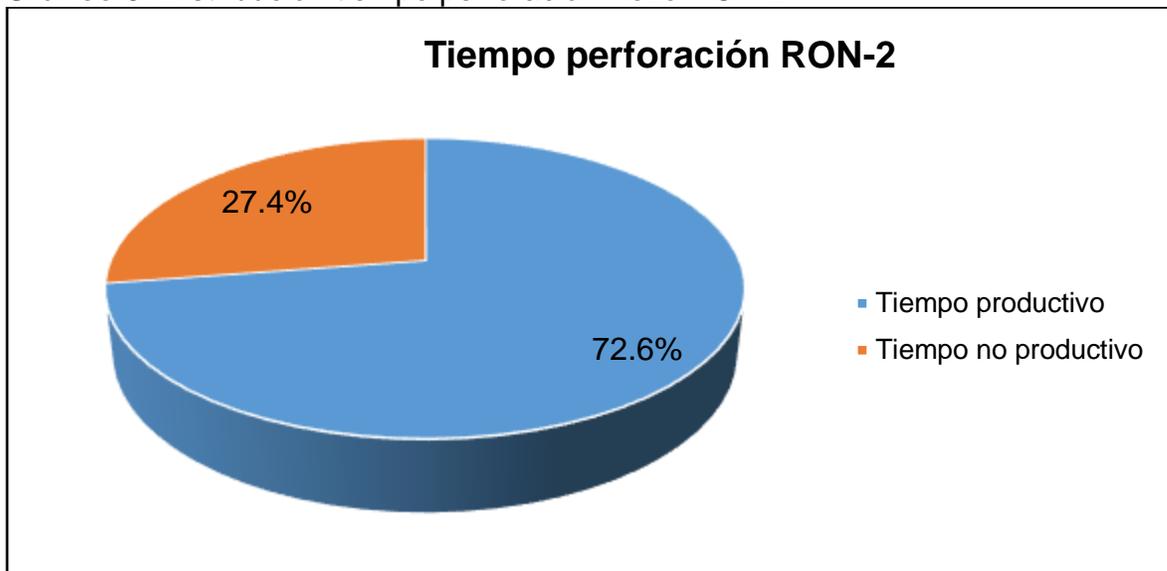
Tabla 4. Tiempo perforación Pozo RON-2

Tiempo Productivo (Días)	27.45
Tiempo no productivo (Días)	10.38
Tiempo total (Días)	37.83

Fuente: ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p. 22.

El **Gráfico 3** muestra la distribución del tiempo total de perforación del Pozo RON-2. Se observa que el tiempo no productivo representó el 27,4% del tiempo total de perforación, con un costo asociado de \$ 726.250 USD.

Gráfico 3. Distribución tiempo perforación Pozo RON-2.



Fuente. ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p. 22.

3.2.7 Sección de 26”. Esta sección se perforó con broca de 26” de diámetro y de forma vertical hasta una profundidad de 500 pies. Para la perforación de esta fase se utilizó un lodo Nativo de 8,4 – 9,0 lpg. La tubería de revestimiento utilizada fue de 20” de diámetro, un peso de 94 lb/ft, K-55 y está asentado a una profundidad de 500 pies, es decir la misma de la fase.

Durante las operaciones de esta fase, no ocurrió ningún problema operacional que causara un aumento en los tiempos no productivos.

3.2.8 Sección de 16”. Ésta fase se perforó con Broca de 16” y es en esta fase donde se presenta la desviación del pozo. Esta fase está en el intervalo de 500 a 4.347 pies registrando al final de la sección un MD de 4.347 pies y un TVD de 4.228 pies. El tiempo de perforación de esta sección fue de dos días y medio.

Este intervalo fue perforado con un lodo disperso de 8,4 - 9,8 - 10 lpg, y la tubería de revestimiento que se utilizó fue de 13 3/8”, un peso de 47 lb/pie, N-80 y su punto de asentamiento está a una profundidad de 4.347 pies.

El único inconveniente que se tuvo en esta sección fue que las dos bombas utilizadas, no cumplían con el galonaje necesario de 1000 gpm, por lo que fue necesario utilizar tres bombas (dos anteriores más la de contingencia) para que el esfuerzo de cada bomba fuera menor y alcanzar con el galonaje requerido.

3.2.9 Sección de 12 ¼”. Fase perforada con broca de 12 ¼” en el intervalo de 4.347 - 8.888 pies, utilizando un lodo disperso con agentes estabilizadores y con pesos de 9,5 – 10,1 – 10,3 lpg. El revestimiento utilizado para esta sección tiene un diámetro de 9 5/8”, un peso de 14 lb/ft, Schedule N-80 el cual está asentado a una profundidad de 8.876 ft. Durante la perforación de esta sección no ocurrió ningún problema operacional.

3.2.10 Sección de 8 ½”. Sección perforada con broca de 8 ½” de diámetro, en el intervalo de 8.888-10.270 pies con un lodo con carbonato con un peso en el rango de 9,7 – 9,9 – 10,3 - lpg.

Durante la operación para colgar el liner se aplicaron los parámetros dentro de los límites del colgador, pero este se soltó y se tuvo que pescar todo el liner y sacarlo a superficie.

Usando un rimador en una zona con intercalaciones de arenas, lutitas y calizas hubo pega. Al quedar el rimador y las botellas (drill collars) frente a una arena con la cual había un desbalance de 2000 psi, hubo pega diferencial, la cual se pudo solucionar mediante el uso de desplazamiento de agua en dinámico y a la acción del martillo hidráulico.

3.2.11 Matriz lecciones aprendidas. En al **Cuadro 6**, se presenta la matriz de lecciones aprendidas y las recomendaciones para cada una de las secciones del pozo RON-2.

Cuadro 6. Matriz lecciones aprendidas RON-2.

SECCIÓN	PROBLEMA	RECOMENDACIONES
26"	Ninguno	Ninguna
16"	Uso de las tres bombas de 1.100 HP en paralelo para alcanzar el galonaje necesario.	Realizar un diseño del sistema de circulación que cumpla con los parámetros para la perforación del pozo según se requiera y utilizar dos bombas de 1.600 HP, con una de contingencia, para no forzar las bombas y de esta manera evitar daños en las mismas, cumpliendo así con el galonaje para la sección, evitando problemas y disminuyendo los tiempos no productivos.
12 1/4"	Ninguno	Ninguna
8 1/2"	Pega mecánica y diferencial con sarta convencional.	Evaluar el uso del rimador para estas condiciones de pozo, observando de cerca los parámetros con los que se lo trabaja y tener en cuenta el uso de martillo hidráulico en caso de presentar pegas.
	Asentamiento del liner de 7" en profundidad no planificada.	Evaluar el colgador a bajarse y realizar monitoreo cercano a los parámetros de la corrida.

4. REDISEÑO PRELIMINAR – INGENIERÍA BÁSICA

En el **Cuadro 7** se presenta el rediseño preliminar o de la ingeniería básica para los pozos ENO-3, ENO-4 Y ENO-5.

Cuadro 7. Rediseño preliminar.

Brocas	Hacer una buena selección costo-eficiencia de las brocas, basándose en la compresibilidad de las formaciones a perforar
Fluidos de Perforación	Sección 16" : Utilizar fluido de perforación con Nitrato de Calcio, con el fin de evitar el hinchamiento de arcillas en ésta sección, realizando la perforación en menos tiempo.
	Sección 12 1/4" : Utilizar fluido de perforación que asegure la estabilidad de las paredes y evitar gran cantidad de cortes.
	Zona productora : Utilizar un fluido con Carbonato de calcio (CaCO ₃), para evitar el daño a la formación.
Tubería de revestimiento	Separar Zonas de diferentes gradientes
	Al no haber historial de influjos, se recomienda bajar el revestimiento de 20" y realizar una perforación con galonaje controlado los primeros para garantizar la estabilidad del hueco y de esta manera disminuir tiempos y costos.
Perforación Direccional	Realizar las trayectorias de perforación más suaves, aprovechando el buzamiento de la Formación Napo para la caída del ángulo.
Cementación	Revisión de las lechadas y de los colchones más apropiados.
	Sección de 16" : No llevar la lechada hasta superficie, hacer cálculos más precisos en función de la canalización con base en los registros eléctricos. (Caliper)
	Cálculos de volúmenes y densidades en función del ECD (Densidad circulante equivalente) evitando pegas y pérdidas de circulación.

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Ahora se presentan y analizan el diseño y las simulaciones de la ingeniería básica para tuberías de revestimiento, torque y arrastre, análisis de sensibilidad, hidráulica y perforación direccional que se realizaron con el software SYSDRILL de la empresa ECO-DRILLING S.A. Los criterios y consideraciones más importantes que se tuvieron al momento de hacer las simulaciones fueron los siguientes:

- Se utilizaron los perfiles más complejos para así simular los peores escenarios.
- Se utilizaron criterios exigentes y altos parámetros con el fin de simular condiciones extremas.
- Consideración y aplicación de las mejores prácticas operacionales en el Bloque 54 del Ecuador.
- Revalidación de resultados críticos realizando retroalimentación, basados en los pozos ENO-2 y RON-2, perforados en el Bloque 54.

4.1 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La corrida de las simulaciones para la tubería de revestimiento se hizo para el pozo ENO-3, ya que es el primero pozo del rediseño a perforar y para los pozos ENO-4 y ENO-5 se aplica el mismo diseño de tubería revestimiento, ya que como se dijo anteriormente, se está simulando con altos parámetros para simular condiciones extremas.

4.1.5 Tubería de revestimiento 13 3/8". En la **Figura 12**, se presenta la simulación para la tubería de revestimiento de 13 3/8". Se puede apreciar que bajo las condiciones que se evaluó el revestimiento, los factores mínimos de diseño y de seguridad, son mayores que los factores de diseño y seguridad en el peor caso, lo que indica que el revestimiento pasó las pruebas de esfuerzos axiales, triaxiales, colapso y estallido, como se puede apreciar en la imagen.

Figura 12. Simulación tubería de revestimiento 13 3/8"

Assembly Details									
Name	Type	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Material Grade			
Equipment Group	Equipment Group	40.94							
Casing Joint (API) - 13.375in - #68 ppf	Casing joint	40.00	13 3/8	12.415	68.00	K-55			
Casing Coupling - 13.375 in - #68 ppf	Casing Coupling	0.94	14.126	12.504	115.61	K-55			
Casing Inputs									
Calculation Name	Wellbore	Wellpath			Assembly				
13 3/8" casing analysis	ENO-3	ENO-3 (Ver. Final)			13 3/8" casing				
Start Depth(ft)	End Depth(ft)	Running Speed(ft/min)			Biaxial Type				
0.00	5913.00	10.00			Full biaxial				
Summary Results									
Load Case	Axial	Burst	Collapse	Triaxial	Worst Case Depth (ft)	Worst Case Type	Worst Case SF	Worst Case DF	Limiting Component
Burst - Displaced to Gas balancing PP	Passed	Passed	Passed	Passed	0.00	Triaxial	1.79	1.25	Casing
Collapse - Evacuated	Passed	Passed	Passed	Passed	2023.70	Triaxial	2.14	1.25	Casing
Pressure Test w Green Cement -150 bar	Passed	Passed	Passed	Passed	0.00	Triaxial	1.75	1.25	Coupling
Worst Case	Passed	Passed	Passed	Passed	0.00	Triaxial	1.75	1.25	Coupling
Minimum Safety Factors									
Type	Load Case	Min SF	Min DF	Depth (ft)	Design Load (klbf)	Design Pressure (psi)	Design Stress (psi)		
Axial	Burst - Displaced to Gas balancing PP	2.69	1.30	0.00	517.71				
Burst	Pressure Test w Green Cement -150 bar	1.79	1.20	0.00		2610.68			
Collapse	Collapse - Evacuated	5.37	1.00	5421.72		366.05			
Triaxial	Pressure Test w Green Cement -150 bar	1.75	1.25	0.00			39272.35		

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 13 3/8". Simulador: Sysdrill. p.1.

En el **Gráfico 4**, se presentan los límites de los esfuerzos biaxiales (color azul) y triaxiales (color rojo). Se aprecia que la prueba de presión de cemento verde, el colapso y el estallido evaluado en el revestimiento, se encuentra dentro de las elipses de esfuerzos biaxiales y triaxiales, lo que nos indica que el revestimiento soporta esas fuerzas y es adecuado para el diseño. Si los casos evaluados interceptaran o sobrepasaran los límites de esfuerzos biaxiales y triaxiales, el revestimiento evaluado no soportaría los diferentes esfuerzos a los que es sometido, por lo cual no sería adecuado para el diseño.

Gráfico 4. Esfuerzos tubería de revestimiento 13 3/8".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 13 3/8". Simulador: Sysdrill. p.2.

4.1.6 Tubería de revestimiento 9 5/8". La **Figura 13** muestra la simulación para la tubería de revestimiento de 9 5/8". En ella se aprecia que los factores mínimos de diseño y de seguridad, son mayores a los factores de diseño y seguridad en el peor caso, lo que indica que bajo condiciones extremas, el revestimiento soportará los esfuerzos que actúan sobre el sin presentar daños. Por lo tanto esta tubería de revestimiento es adecuada para el diseño ya que pasó las diferentes pruebas como se puede observar en la imagen.

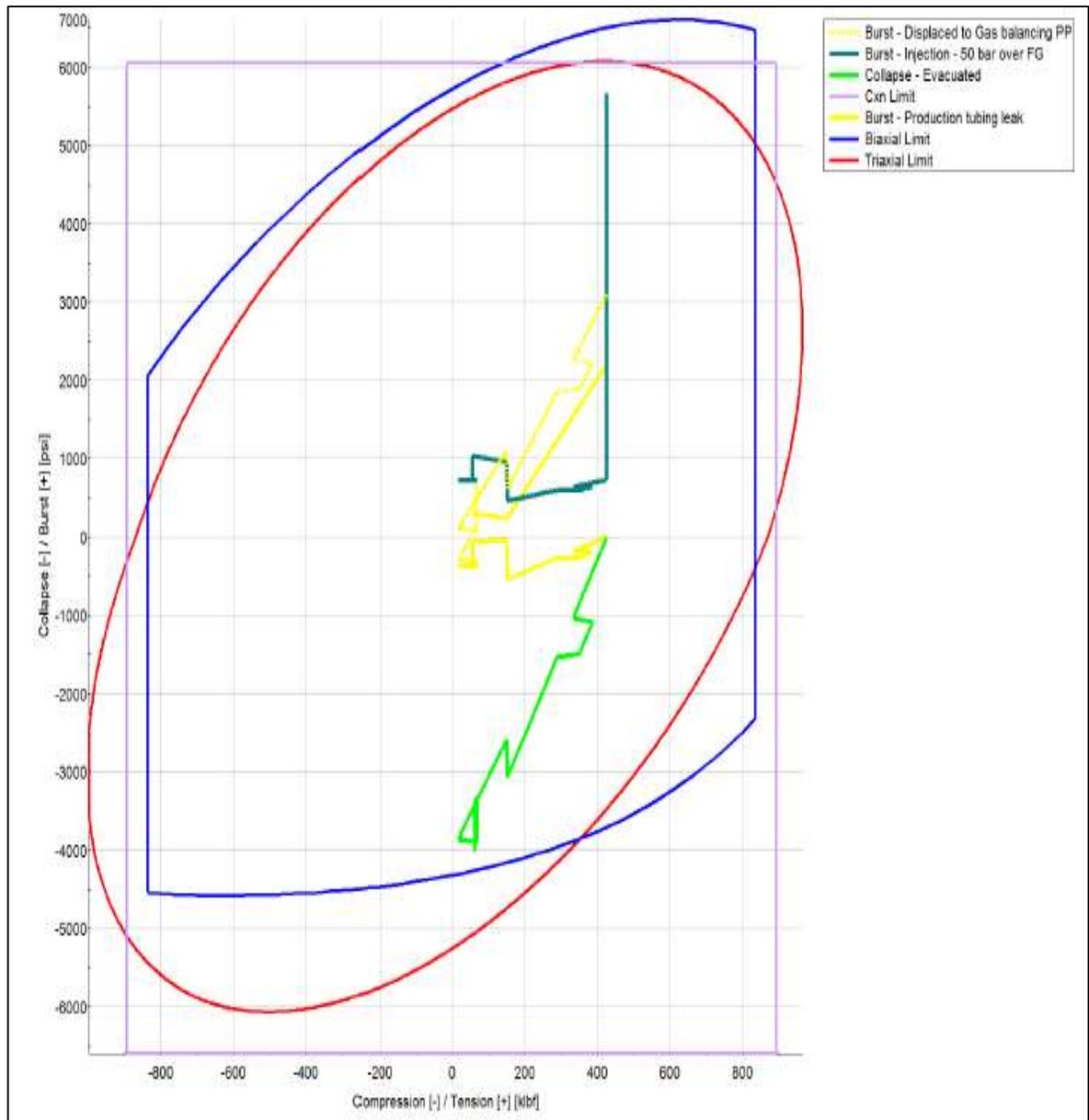
Figura 13. Simulación tubería de revestimiento 9 5/8".

Assembly Details									
Name	Type	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Material Grade			
Equipment Group	Equipment Group	40.87							
Casing Joint (API) - 9.625in - #47 ppf	Casing joint	40.00	9 5/8	8.681	47.00	N-80			
Casing Coupling - 9.625 in - #47 ppf	Casing Coupling	0.87	10.366	8.781	81.23	N-80			
Casing Inputs									
Calculation Name	Wellbore	Wellpath			Assembly				
9 5/8" casing analysis	ENO-3	ENO-3 (Ver. Final)			9 5/8" casing				
Start Depth(ft)	End Depth(ft)	Running Speed(ft/min)			Biaxial Type				
0.00	9208.00	10.00			Full biaxial				
Summary Results									
Load Case	Axial	Burst	Collapse	Triaxial	Worst Case Depth (ft)	Worst Case Type	Worst Case SF	Worst Case DF	Limiting Component
Burst - Displaced to Gas balancing PP	Passed	Passed	Passed	Passed	0.00	Triaxial	2.09	1.25	Casing
Burst - Injection - 50 bar over FG	Passed	Passed	Passed	Passed	0.00	Triaxial	1.33	1.25	Casing
Burst - Production tubing leak	Passed	Passed	Passed	Passed	2014.88	Triaxial	2.22	1.25	Casing
Collapse - Evacuated	Passed	Passed	Passed	Passed	9208.00	Collapse	1.17	1.10	Casing
Worst Case	Passed	Passed	Passed	Passed	9208.00	Collapse	1.17	1.10	Casing
Minimum Safety Factors									
Type	Load Case	Min SF	Min DF	Depth (ft)	Design Load (klbf)	Design Pressure (psi)	Design Stress (psi)		
Axial	Burst - Displaced to Gas balancing PP	2.55	1.30	0.00	553.05				
Burst	Burst - Injection - 50 bar over FG	1.28	1.20	0.00		6795.15			
Collapse	Collapse - Evacuated	1.17	1.10	9208.00		4404.30			
Triaxial	Burst - Injection - 50 bar over FG	1.33	1.25	0.00			75112.75		

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 9 5/8". Simulador: Sysdrill. p.1.

Para la tubería de 9 5/8", se puede apreciar, en el **Gráfico 5**, que las fuerzas de colapso y estallido, se encuentran dentro de los límites de los esfuerzos biaxiales y triaxiales, por lo tanto la tubería de revestimiento es la adecuada para ésta sección. Si los casos evaluados interceptaran o sobrepasaran los límites de esfuerzos biaxiales y triaxiales, el revestimiento evaluado no soportaría los diferentes esfuerzos a los que es sometido, por lo cual no sería adecuado para el diseño.

Gráfico 5. Esfuerzos tubería de revestimiento 9 5/8".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 9 5/8". Simulador: Sysdrill. p.2.

4.1.7 Tubería de revestimiento 7”. En la **Figura 14**, se presenta la simulación para la tubería de revestimiento de 8 1/2”. Al igual que en las secciones anteriores, se aprecia que los factores mínimos de diseño y de seguridad, son mayores a los factores de diseño y seguridad en el peor caso, por lo tanto el revestimiento soportará los esfuerzos que actúan sobre el sin presentar daños. Por lo tanto esta tubería de revestimiento es adecuada para el diseño ya que pasó las diferentes pruebas en el simulador.

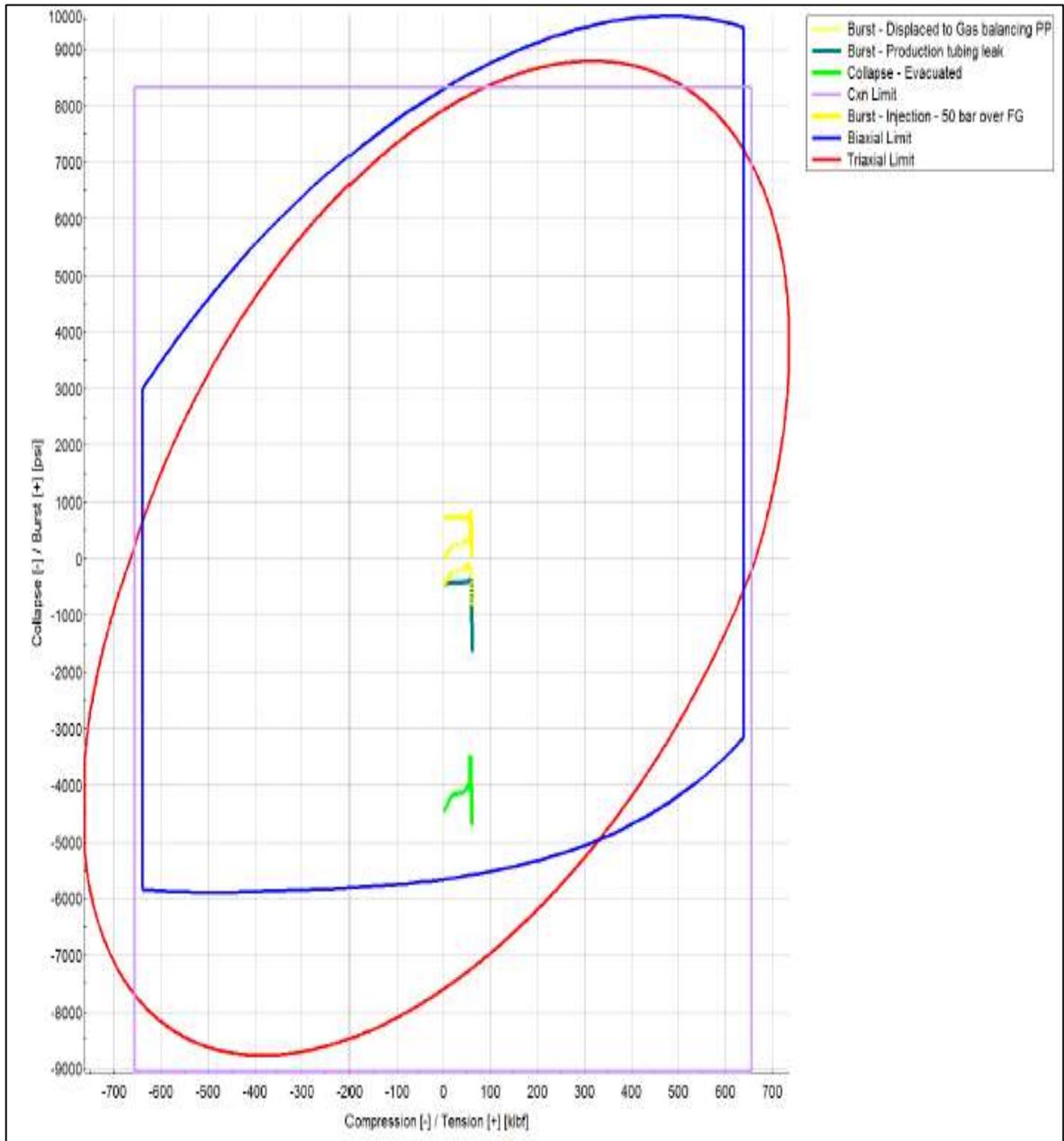
Figura 14. Simulación tubería de revestimiento 7”.

Assembly Details									
Name	Type	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Material Grade			
Equipment Group	Equipment Group	40.81							
Casing Joint (API) - 7in - #26 ppf	Casing joint	40.00	7.0	6.276	26.00	P-110			
Casing Coupling - 7 in - #26 ppf	Casing Coupling	0.81	7.524	6.293	46.87	P-110			
Casing Inputs									
Calculation Name	Wellbore	Wellpath		Assembly					
7" casing analysis	END-3	ENO-3 (Ver. Final)		7" casing					
Start Depth(ft)	End Depth(ft)	Running Speed(ft/min)		Biaxial Type					
9058.00	10520.00	10.00		Full biaxial					
Summary Results									
Load Case	Axial	Burst	Collapse	Triaxial	Worst Case Depth (ft)	Worst Case Type	Worst Case SF	Worst Case DF	Limiting Component
Burst - Displaced to Gas balancing PP	Passed	Passed	Passed	Passed	9058.00	Triaxial	6.37	1.25	Casing
Burst - Injection - 50 bar over FG	Passed	Passed	Passed	Passed	9058.00	Triaxial	5.79	1.25	Casing
Burst - Production tubing leak	Passed	Passed	Passed	Passed	9132.46	Collapse	3.72	1.10	Casing
Collapse - Evacuated	Passed	Passed	Passed	Passed	9173.27	Collapse	1.31	1.10	Casing
Worst Case	Passed	Passed	Passed	Passed	9173.27	Collapse	1.31	1.10	Casing
Minimum Safety Factors									
Type	Load Case	Min SF	Min DF	Depth (ft)	Design Load (kibf)	Design Pressure (psi)	Design Stress (psi)		
Axial	Burst - Displaced to Gas balancing PP	13.44	1.30	9058.00	80.32				
Burst	Burst - Displaced to Gas balancing PP	11.55	1.20	9254.89		1036.31			
Collapse	Collapse - Evacuated	1.31	1.10	9173.27		5170.36			
Triaxial	Collapse - Evacuated	1.83	1.25	9173.27			75308.38		

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 7”. Simulador: Sysdrill. p.1.

En el **Gráfico 6** se presentan los límites biaxiales y triaxiales, y dentro de la elipse de estos esfuerzos, se encuentran los diferentes esfuerzos de estallido y colapso que actúan sobre el revestimiento. Al no superar los límites biaxiales y triaxiales, significa que la tubería de revestimiento soportará las condiciones a las que será expuesto.

Gráfico 6. Esfuerzos tubería de revestimiento 7".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 7". Simulador: Sysdrill. p. 2.

4.2 TORQUE Y ARRASTRE

En esta sección se presentan los resultados de torque y arrastre obtenidos tras la simulación de la ingeniería básica para cada una de las secciones a perforar.

4.2.5 Sección 16”. En la **Figura 15**, se presenta la simulación de torque y arrastre para la sección de 16” y en ella se observa que el torque no supera el valor límite de 10.000 lbf/ft, la tensión de la tubería es la adecuada, no presenta pandeamiento como se observa en el **Gráfico 7** y los esfuerzos son los adecuados para esta sección.

Figura 15. Simulación Torque y Arrastre sección 16"

Friction Factors & Tortuosity							
From MD (ft)	From TVD (ft)	To MD (ft)	To TVD (ft)	Friction Factor	Tortuosity (deg/100ft)	Pitch Length (ft)	Comments
0.00	0.00	6241.00	5753.97	0.200			
6241.00	5753.97	6241.00	5753.97	0.300			

Assembly Details									
Name	Type	Num	Item Length (ft)	Acc. Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Acc. Weight (klbf)	Upper Tool Joint
16" Bit	Bit	1	0.50	0.50	16.0		190.00	0.09	7-5/8 REG
Generic	Mud motor	1	30.00	30.50	8.0	3.0	144.00	4.41	7-5/8 REG
Generic	MWD/LWD tool	1	30.00	60.50	8.0	5.900	198.00	10.35	7-5/8 REG
Stabiliser	Stabiliser	1	5.50	66.00	15 3/4	2.813	220.00	11.56	7-5/8 REG
8" Drill Collar	Drill collar	3	31.00	159.00	8.0	2.813	219.60	31.99	7-5/8 REG
Stabiliser	Stabiliser	1	5.50	164.50	15 3/4	2.813	220.00	33.20	7-5/8 REG
8" Drill Collar	Drill collar	6	31.00	350.50	8.0	2.813	219.60	74.04	7-5/8 REG
Cross Over 6-5/8 Reg to 7-5/8 Reg	Cross over	1	4.50	355.00	8.0	2.813	220.00	75.03	6-5/8 FH
HWDP	Heavy weight drill pipe	18	31.00	913.00	6 5/8	4 1/2	70.50	114.37	6-5/8 FH
Cross Over 5-1/2 FH to 6-5/8 FH	Cross over	1	4.00	917.00	6 5/8	2.813	150.00	114.97	5-1/2 FH
5 1/2" 24.7# S-135	Drill pipe	1	1.00	918.00	5 1/2	4.670	28.87	115.00	5-1/2 FH

Calculation Inputs						
Operating Mode	ROP (ft/hr)	RPM	WOB (klbf)	Bit Torque (lbf.ft)	Include Hydraulics	Flow rate (gal/min)
Rotary Drilling	80.00	60.00	35.00		Yes	1000.00

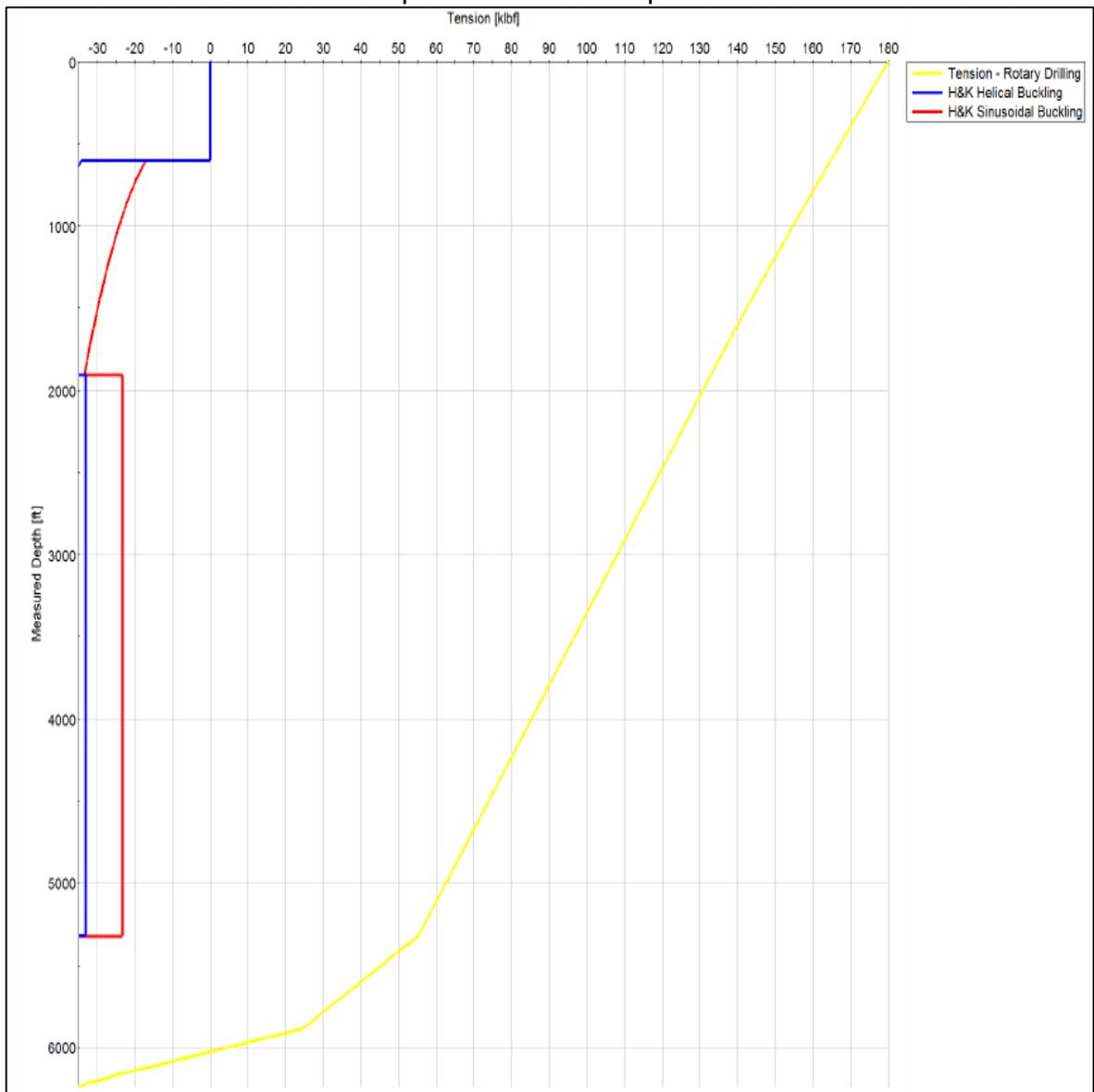
Calculation Summary			
Name	Tension Pass	Torque Pass	Stress Pass
Rotary Drilling	Passed	Passed	Passed

Rotary Drilling - Results								
MD (ft)	TVD (ft)	Hook Load (klbf)	Torque (lbf.ft)	Stress (psi)	Buckling Hook Load (klbf)	Neutral Point (ft)	Neutral Component	Pipe Twist (rev)
40.00	40.00	1.06	1.15	2161.29	35.40		Assembly is completely in compression	0.00
660.10	660.10	83.71	105.06	2929.55	105.47	464.12	8" Drill Collar	0.00
1280.20	1273.83	108.47	1899.27	11229.62	52.91	1080.66	8" Drill Collar	0.05
1900.30	1856.11	119.34	3996.78	13535.99	45.20	1688.07	8" Drill Collar	0.20
2520.40	2412.95	130.49	4530.80	15243.25	45.20	2304.00	8" Drill Collar	0.33
3140.50	2969.79	144.28	5547.70	17552.81	51.35	2924.10	8" Drill Collar	0.50
3760.60	3526.62	158.36	6422.97	19829.03	65.47	3544.20	8" Drill Collar	0.69
4380.70	4083.46	172.44	7249.26	22079.67	79.57	4164.30	8" Drill Collar	0.88
5000.80	4640.30	186.53	8081.45	24334.83	93.67	4784.40	8" Drill Collar	1.09
5620.90	5197.13	200.61	8919.55	26594.34	107.78	5404.50	8" Drill Collar	1.31
6241.00	5753.97	214.69	9771.76	28862.93	121.85	6024.60	8" Drill Collar	1.55

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 16” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

En el **Gráfico 7** se puede observar la curva de la tensión (color amarillo), y nos permite tener una referencia acerca del comportamiento de esta a medida que se perfora, y como se puede apreciar es inversamente proporcional a la profundidad. También se presentan los límites de pandeo sinusoidal (color rojo) y helicoidal (color azul). Al no interceptar la curva de la tensión con las curvas de los límites de pandeo, indica que la tensión experimentada por la tubería de perforación, no va a causar pandeo en la misma.

Gráfico 7. Tensión tubería de perforación contra profundidad - Sección de 16”.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 16” hole section. Simulador: Sysdrill. p.2.

4.2.6 Sección de 12 ¼". Se observa en la **Figura 16** que el torque no supera el valor máximo de 9.900 lbf/ft para esta sección, la tensión no supera los límites de pandeo como se observa en el **Gráfico 8** y los esfuerzos son los adecuados para esta sección, según los datos de entrada del simulador.

Figura 16. Simulación Torque y Arrastre sección 12 1/4".

Friction Factors & Tortuosity							
From MD (ft)	From TVD (ft)	To MD (ft)	To TVD (ft)	Friction Factor	Tortuosity (deg/100ft)	Pitch Length (ft)	Comments
0.00	0.00	6241.00	5753.97	0.200			
6241.00	5753.97	9725.00	8913.28	0.300			

Assembly Details									
Name	Type	Num	Item Length (ft)	Acc. Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Acc. Weight (klbf)	Upper Tool Joint
12 1/4" Bit	Bit	1	0.50	0.50	12 1/4		150.00	0.07	6-5/8 REG
Generic	Mud motor	1	24.60	25.10	8.0	2.0	98.80	2.51	6-5/8 REG
MWD	MWD/LWD tool	1	31.00	56.10	8.0	3.0	147.00	7.06	6-5/8 REG
Stabiliser	Stabiliser	1	5.50	61.60	8.0	2.813	220.00	8.27	6-5/8 REG
8" Drill Collar	Drill collar	3	31.00	154.60	8.0	2.813	149.60	22.19	6-5/8 REG
Stabiliser	Stabiliser	1	5.50	160.10	8.0	2.813	220.00	23.40	6-5/8 REG
8" Drill Collar	Drill collar	6	31.00	346.10	8.0	2.813	149.60	51.22	6-5/8 REG
Cross Over 6-5/8 FH to 6-5/8 Reg	Cross over	1	3.00	349.10	8.0	2.813	150.00	51.67	6-5/8 FH
HWDP	Heavy weight drill pipe	3	31.00	442.10	6 5/8	4 1/2	70.50	58.23	6-5/8 FH
Cross Over NC50 to 6-5/8 FH	Cross over	1	3.50	445.60	8.0	2.813	147.00	58.74	NC50 (4-1/2 IF)
HWDP	Heavy weight drill pipe	15	31.00	910.60	5.0	3.0	49.30	81.67	NC50 (4-1/2 IF)
5" 19.5# S-135	Drill pipe	1	31.00	941.60	5.0	4.276	22.60	82.37	NC50 (4-1/2 IF)

Calculation Inputs						
Operating Mode	ROP (ft/hr)	RPM	WOB (klbf)	Bit Torque (lbf.ft)	Include Hydraulics	Flow rate (gal/min)
Rotary Drilling	30.00	60.00	35.00		Yes	800.00

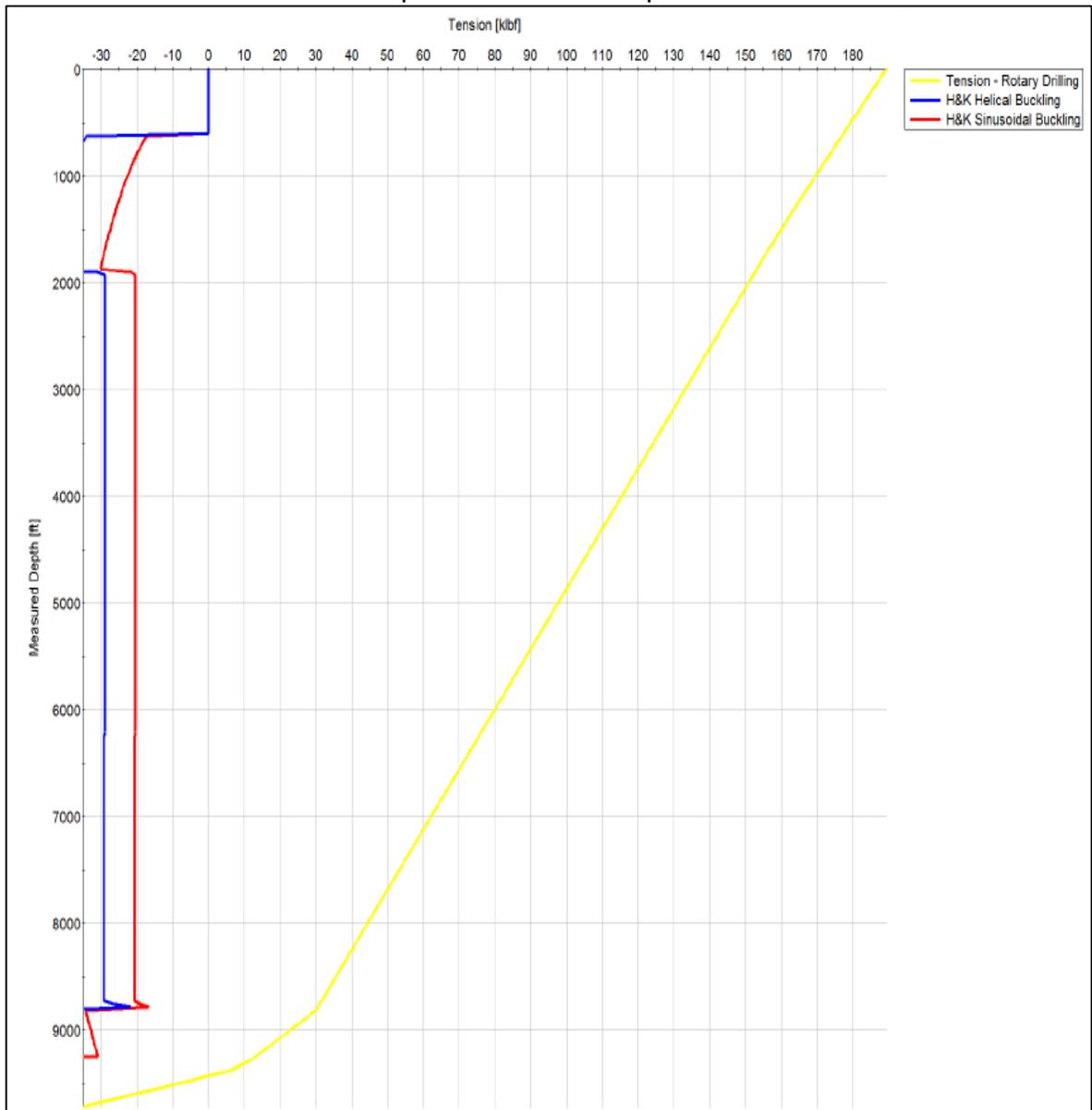
Calculation Summary		
Name	Tension Pass	Torque Pass
Rotary Drilling	Passed	Passed

Rotary Drilling - Results								
MD (ft)	TVD (ft)	Hook Load (klbf)	Torque (lbf.ft)	Stress (psi)	Buckling Hook Load (klbf)	Neutral Point (ft)	Neutral Component	Pipe Twist (rev)
6241.00	5753.97	160.37	5842.36	25171.49	98.16	5926.84	8" Drill Collar	1.38
6589.40	6066.82	166.58	6861.19	26960.09	104.34	6275.19	8" Drill Collar	1.80
6937.80	6379.68	172.75	7446.45	28407.43	110.52	6623.59	8" Drill Collar	2.06
7286.20	6692.54	178.92	7896.01	29741.41	116.46	6971.99	8" Drill Collar	2.28
7634.60	7005.39	185.10	8285.68	31024.26	122.64	7320.39	8" Drill Collar	2.48
7983.00	7318.25	191.27	8675.91	32308.40	128.83	7668.79	8" Drill Collar	2.69
8331.40	7631.10	197.44	9090.32	33614.83	135.00	8017.19	8" Drill Collar	2.91
8679.80	7943.96	203.61	9492.91	34911.56	141.19	8365.59	8" Drill Collar	3.13
9028.20	8259.23	210.03	9544.85	35933.43	147.37	8716.25	8" Drill Collar	3.16
9376.60	8582.62	217.32	9691.19	37175.95	155.93	9072.58	8" Drill Collar	3.22
9725.00	8913.28	224.89	9760.40	38416.87	167.07	9427.63	8" Drill Collar	3.24

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 12 ¼" hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

En el **Gráfico 8** se observan las curvas de tensión (color amarillo) y los límites de esfuerzos de pandeo (color azul y rojo), para la sección de 12 ¼". La grafica nos permite tener una referencia acerca del comportamiento de la tensión sobre la tubería a medida que se perfora, y también se observa que la tubería aguanta los diferentes esfuerzos de pandeo, ya que no hay intercepción de la curva de tensión con los límites de pandeo.

Gráfico 8. Tensión tubería de perforación contra profundidad - Sección de 12 ¼".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 12 ¼" hole section. Simulador: Sysdrill. p.2.

4.2.7 Sección de 8 ½”. En la **Figura 17** se observa que el torque no supera el valor máximo de torque para esta sección que es de 9.100 lbf/ft, la tensión no supera los límites de pandeo como se observa en el **Gráfico 9** y los diferentes esfuerzos que intervienen durante la perforación rotacional, pasaron la prueba mediante el simulador, por lo tanto el torque y los esfuerzos son suficientes para la perforación de esta sección.

Figura 17. Simulación Torque y arrastre sección 8 1/2”.

Friction Factors & Tortuosity							
From MD (ft)	From TVD (ft)	To MD (ft)	To TVD (ft)	Friction Factor	Tortuosity (deg/100ft)	Pitch Length (ft)	Comments
0.00	0.00	9725.00	8913.28	0.200			
9725.00	8913.28	11095.00	10260.01	0.300			

Assembly Details									
Name	Type	Num	Item Length (ft)	Acc. Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Acc. Weight (klbf)	Upper Tool Joint
8 1/2" Bit	Bit	1	0.50	0.50	8 1/2		90.00	0.04	4-1/2 REG
Generic	Mud motor	1	18.60	19.10	6 1/2	2.0	97.00	1.85	4-1/2 REG
Generic	MWD/LWD tool	1	31.00	50.10	6 1/2	2.813	91.00	4.67	NC50 (4-1/2 IF)
Stabiliser	Stabiliser	1	5.00	55.10	6 1/2	2.813	96.00	5.15	NC50 (4-1/2 IF)
6 1/2" Drill Collar	Drill collar	9	31.00	334.10	6 1/2	2.813	91.60	30.71	NC50 (4-1/2 IF)
Stabiliser	Stabiliser	1	5.00	339.10	6 1/2	2.813	96.00	31.19	NC50 (4-1/2 IF)
6 1/2" Drill Collar	Drill collar	3	31.00	432.10	6 1/2	2.813	91.60	39.71	NC50 (4-1/2 IF)
HWDP	Heavy weight drill pipe	18	31.00	990.10	5.0	3.0	49.30	67.21	NC50 (4-1/2 IF)
5" 19.5# S-135	Drill pipe	1	31.00	1021.10	5.0	4.276	22.60	67.92	NC50 (4-1/2 IF)

Calculation Inputs						
Operating Mode	ROP (ft/hr)	RPM	WOB (klbf)	Bit Torque (lbf.ft)	Include Hydraulics	Flow rate (gal/min)
Rotary Drilling	45.00	60.00	25.00		Yes	550.00

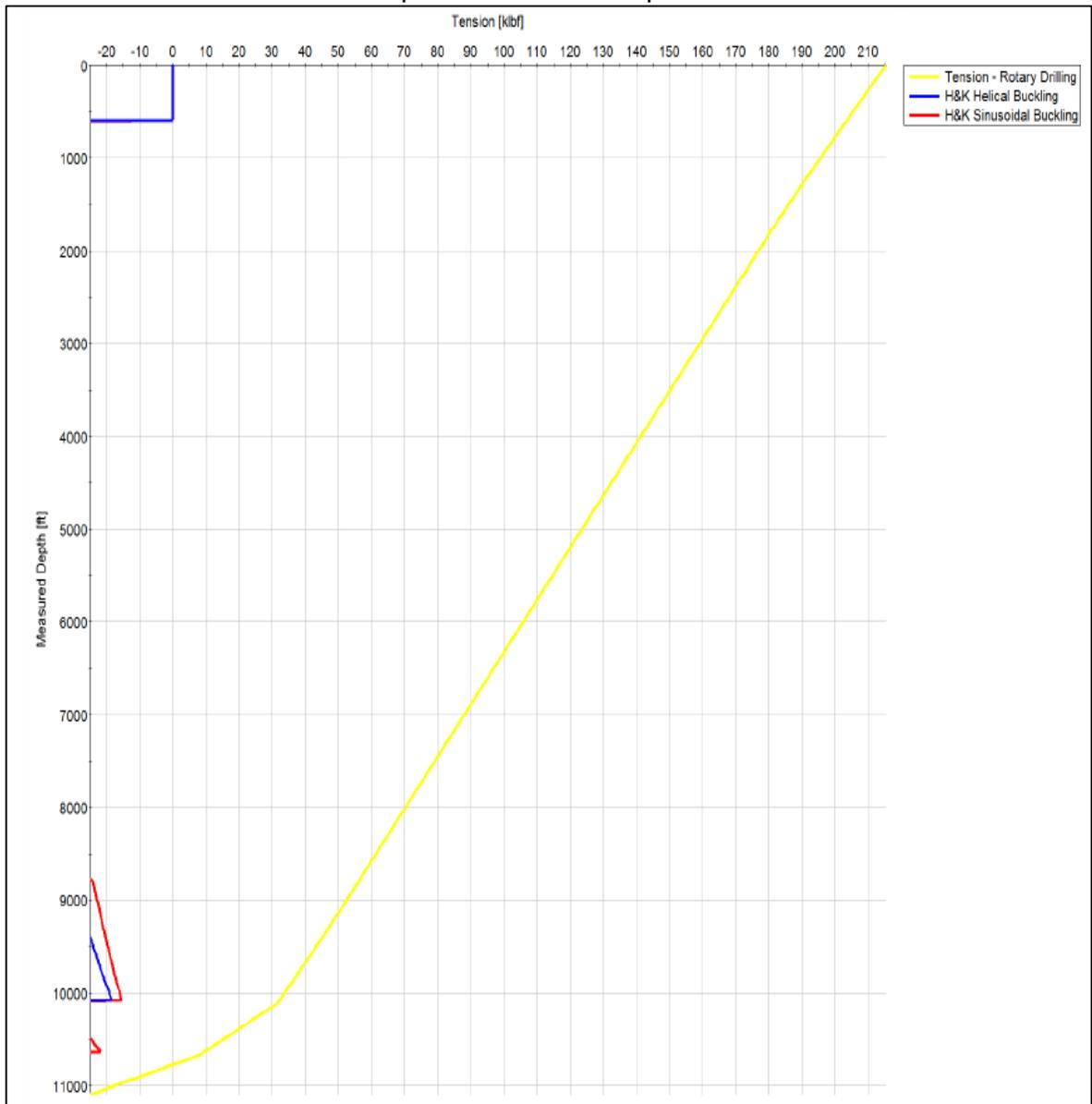
Calculation Summary			
Name	Tension Pass	Torque Pass	Stress Pass
Rotary Drilling	Passed	Passed	Passed

Rotary Drilling - Results								
MD (ft)	TVD (ft)	Hook Load (klbf)	Torque (lbf.ft)	Stress (psi)	Buckling Hook Load (klbf)	Neutral Point (ft)	Neutral Component	Pipe Twist (rev)
9725.00	8913.28	217.93	7663.00	35977.30	153.29	9385.05	6 1/2" Drill Collar	2.06
9862.00	9045.03	220.91	7796.58	36566.45	160.52	9524.57	Stabiliser	2.12
9999.00	9177.64	223.88	8029.01	37225.60	164.06	9663.82	Stabiliser	2.23
10136.00	9311.03	226.85	8182.71	37828.69	169.13	9802.93	6 1/2" Drill Collar	2.30
10273.00	9445.13	229.74	8348.05	38423.97	178.20	9941.88	6 1/2" Drill Collar	2.37
10410.00	9579.87	232.61	8459.62	38976.84	188.59	10080.63	6 1/2" Drill Collar	2.42
10547.00	9715.15	235.47	8570.18	39527.35	185.85	10219.16	6 1/2" Drill Collar	2.47
10684.00	9850.92	238.32	8732.20	40112.81	191.76	10357.49	6 1/2" Drill Collar	2.54
10821.00	9987.08	241.16	8875.21	40682.56	197.81	10495.63	6 1/2" Drill Collar	2.61
10958.00	10123.53	243.98	9007.42	41241.67	204.04	10633.53	6 1/2" Drill Collar	2.65
11095.00	10260.01	246.77	9069.19	41745.09	210.45	10771.03	6 1/2" Drill Collar	2.67

Fuente: ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 8 ½” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

En el **Gráfico 9** se observa la curvas de tensión (color amarillo) y los limites de esfuerzos de pandeo (color azul y rojo), para la sección de 8 ½". La grafica nos permite tener una referencia acerca del comportamiento de la tensión sobre la tubería a medida que se perfora, y también se observa que la tubería aguanta los diferentes esfuerzos de pandeo, ya que la curva de la tensión no se intercepta o corta con las curvas de los límites de pandeo.

Gráfico 9. Tensión tubería de perforación contra profundidad - Sección de 8 1/2".



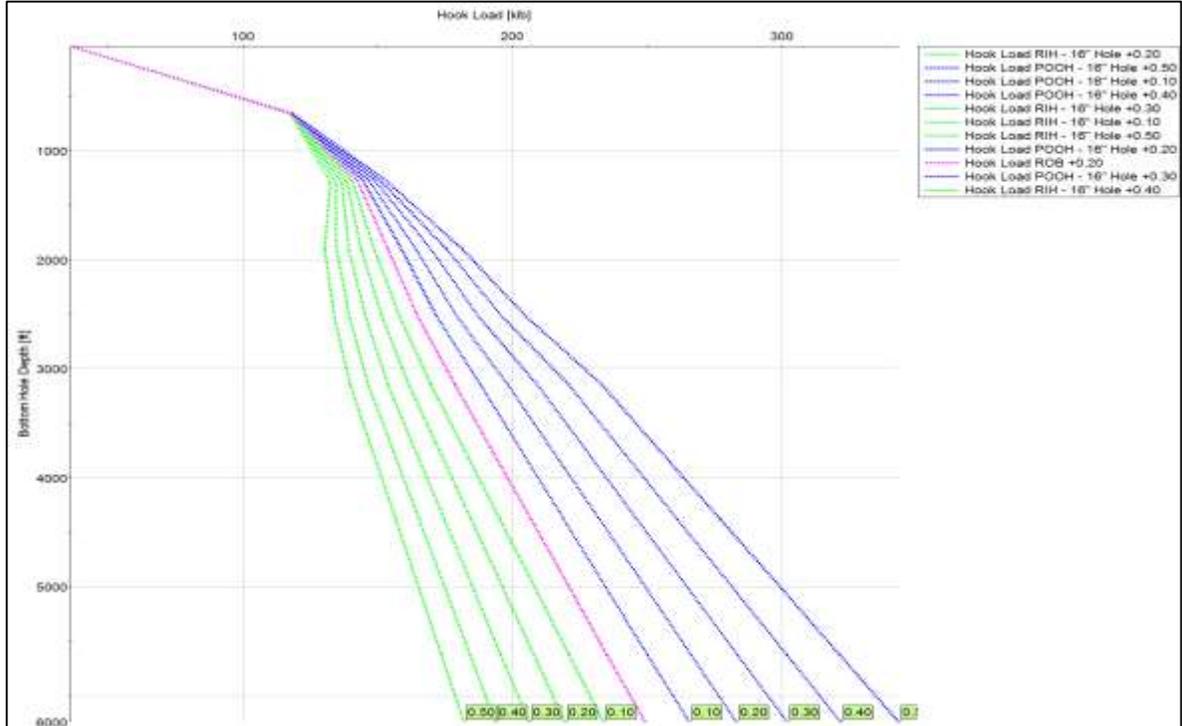
Fuente. ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 8 ½" hole section. Simulador: Sysdrill. p.2.

4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación se presentan los resultados de análisis de sensibilidad para cada una de las secciones.

4.3.5 Sección de 16”. En el **Gráfico 10** se presenta el peso sobre el gancho en superficie contra la profundidad para la sección de 16”. Se puede observar que el peso sobre el gancho aumenta a medida que aumenta la profundidad. Las curvas azules son el peso sobre el gancho cuando se saca la tubería y las verdes cuando se está metiendo la tubería al hueco, y estas están en función de diferentes coeficientes de fricción que se observan en la parte inferior de cada curva. Se observa también un cambio en la tendencia a 600 pies aproximadamente, debido a que es la profundidad a la que se inicia la construcción del ángulo, y otro cambio en la tendencia a 1.300 pies aproximadamente ya que a esa profundidad existe cambio en el ángulo y otro cambio a 1.800 pies aproximadamente debido a que a esa profundidad se termina la construcción del ángulo y se mantiene la tangente. Esto nos permite tener una referencia del comportamiento del peso sobre el gancho durante las operaciones de perforación según el coeficiente de fricción que se esté usando.

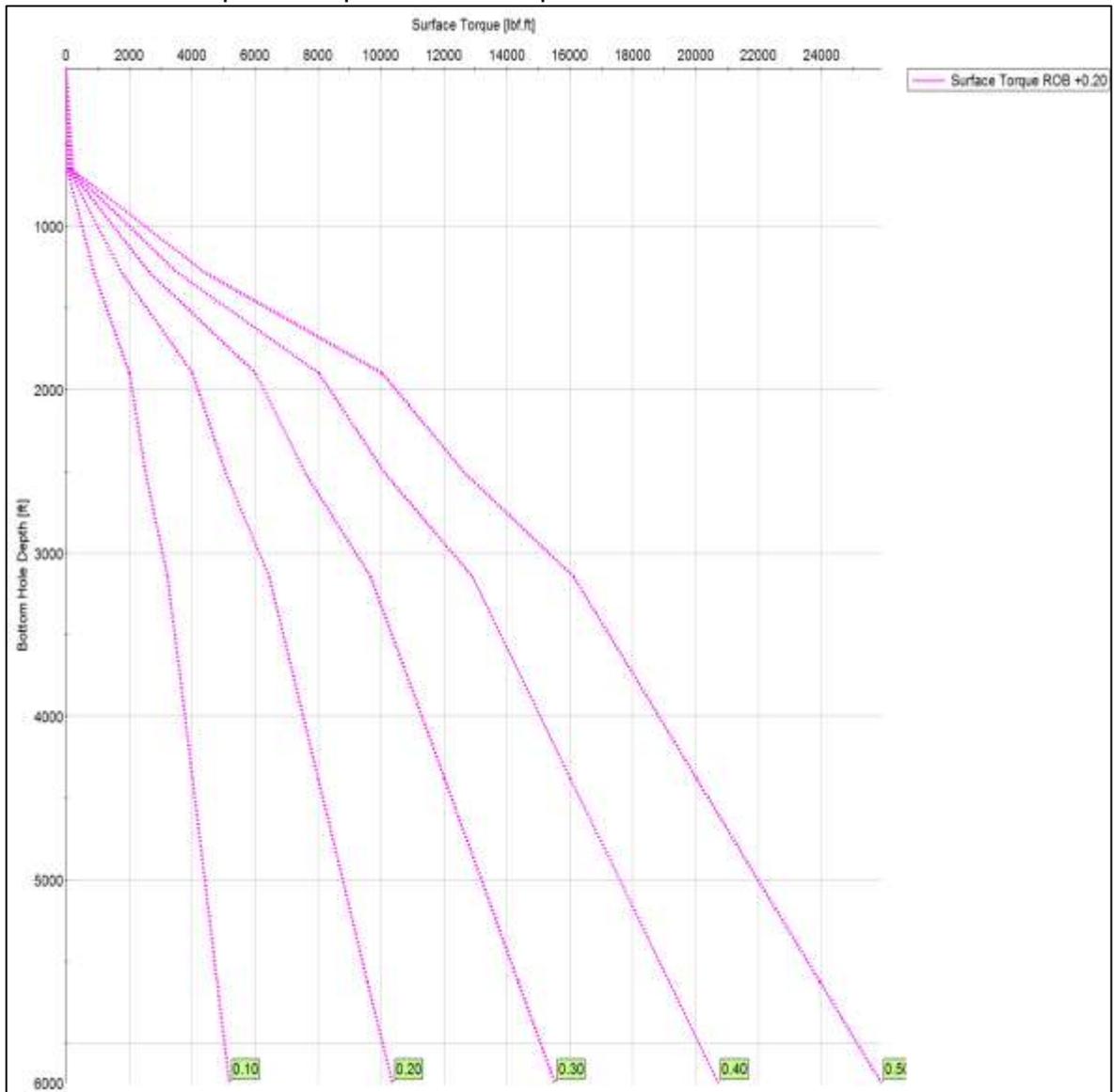
Gráfico 10. Peso sobre el gancho contra profundidad - Sección de 16”.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 16” hole section. Simulador: Sysdrill. p.2.

En el **Gráfico 11**, obtenida mediante el simulador, se presenta un estimado del torque requerido a medida que se va perforando para la sección de 16", en función de los diferentes coeficientes de fricción, lo que permite tener un control sobre el mismo durante las operaciones. Se observa un cambio en la tendencia de la gráfica a una profundidad de 600 pies aproximadamente, ya que a esta profundidad está el KOP y un segundo cambio en la tendencia a 1.800 pies aproximadamente, profundidad a la que se termina la construcción del ángulo y se mantiene la tangente.

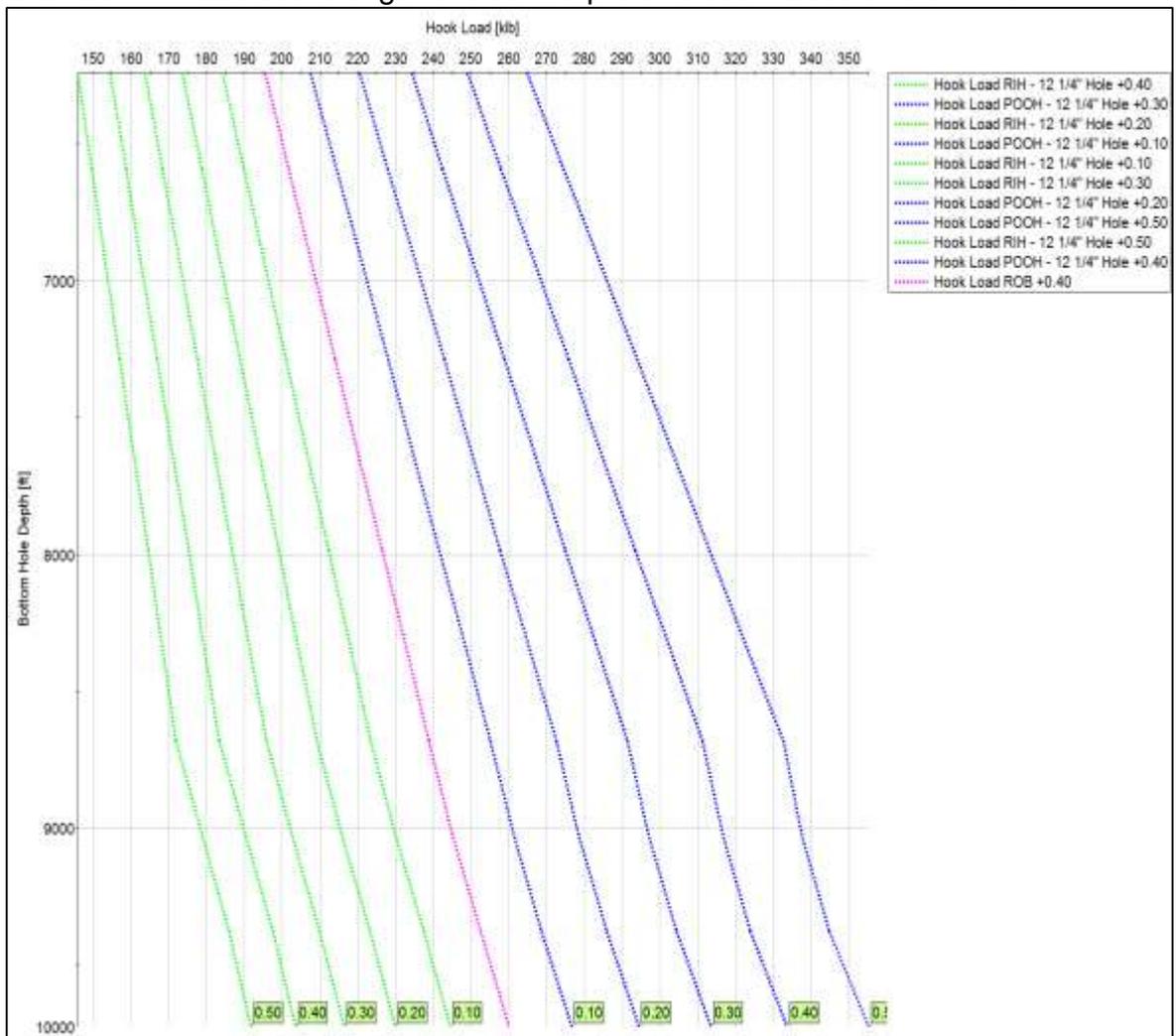
Gráfico 11. Torque en superficie contra profundidad - Sección de 16".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 16" hole section. Simulador: Sysdrill. p.3.

4.3.6 Sección de 12 ¼”. El **Gráfico 12** presenta el peso sobre el gancho en superficie contra la profundidad para la sección de 12 ¼”. Las curvas azules son el peso sobre el gancho cuando se saca la tubería y las verdes cuando se está metiendo la tubería al hueco, y estas están en función de diferentes coeficientes de fricción que se observan en la parte inferior de cada curva. Esto nos permite tener una referencia del comportamiento del peso sobre el gancho durante las operaciones de perforación para la sección de 12 ¼” según el coeficiente de fricción que se esté usando. Se observa un cambio en la tendencia de la grafica a una profundidad de 8.800 pies TVD debido a que a esa profundidad se encuentra el punto de asentamiento del casing de 9 5/8 de pulgada, por lo cual hay un cambio en el BHA.

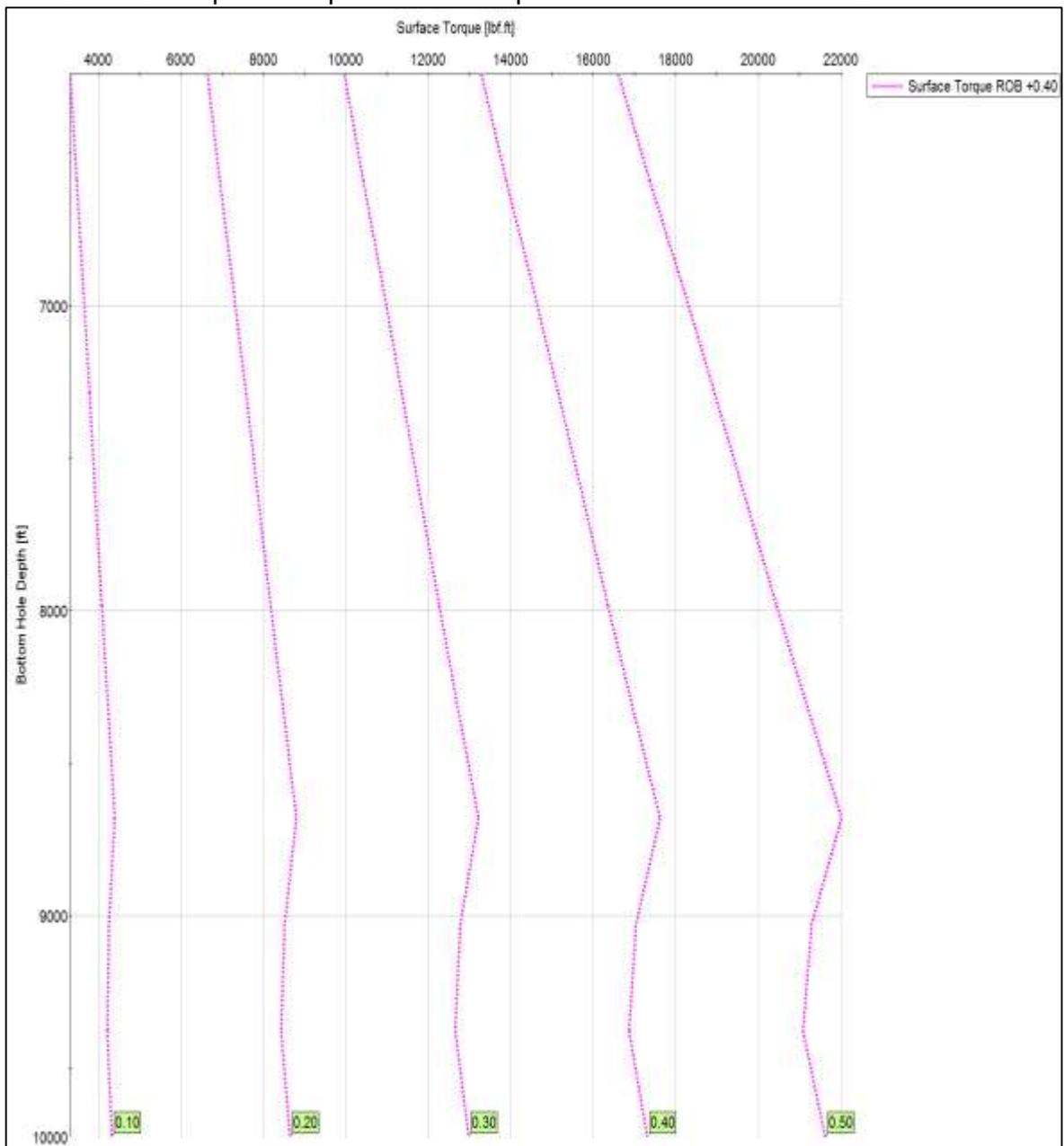
Gráfico 12. Peso sobre el gancho contra profundidad - Sección de 12 1/4".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 12 ¼” hole section. Simulador: Sysdrill. p.2.

En el **Gráfico 13** se presenta un estimado del torque requerido a medida que se va perforando para la sección de 12 ¼”, en función de los diferentes coeficientes de fricción, lo que permite tener un control sobre el mismo durante las operaciones. Se observa un cambio en la tendencia a 8.800 pies aproximadamente, ya que a esa profundidad es el punto de asentamiento del revestimiento de 9 5/8”.

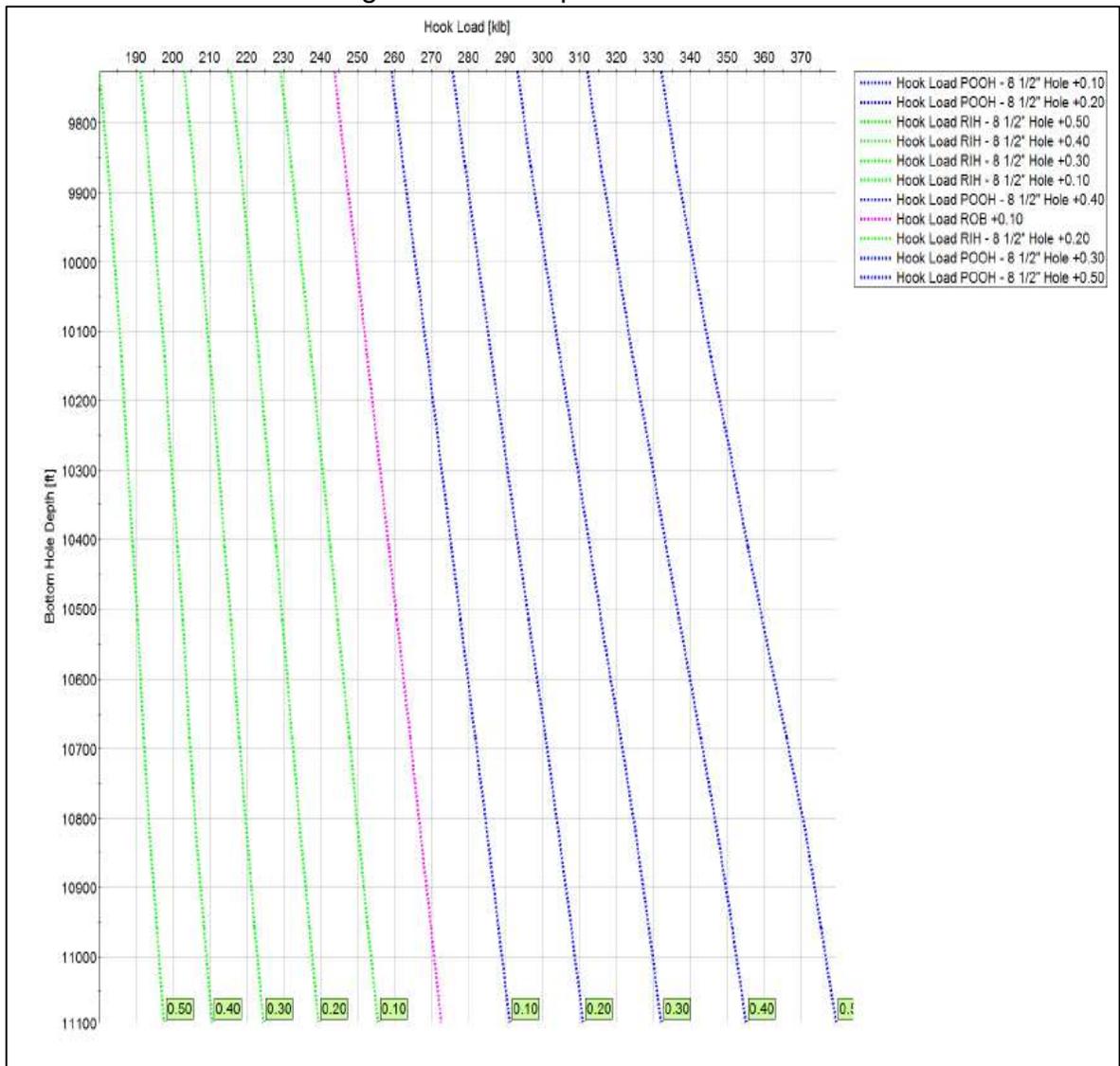
Gráfico 13. Torque en superficie contra profundidad - Sección de 12 1/4”.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 12 ¼” hole section. Simulador: Sysdrill. p.3.

4.3.7 Sección de 8 ½”. En el **Gráfico 14** se presenta el peso sobre el gancho en superficie contra la profundidad para la sección de 8 ½”. Se puede observar que el peso sobre el gancho aumenta a medida que aumenta la profundidad. Las curvas azules son el peso sobre el gancho cuando se saca la tubería y las verdes cuando se está metiendo la tubería al hueco, y estas están en función de diferentes coeficientes de fricción que se observan en la parte inferior de cada curva. Esto nos permite tener una referencia del comportamiento del peso sobre el gancho durante las operaciones de perforación para la sección de 8 ½”, según el coeficiente de fricción que se esté usando.

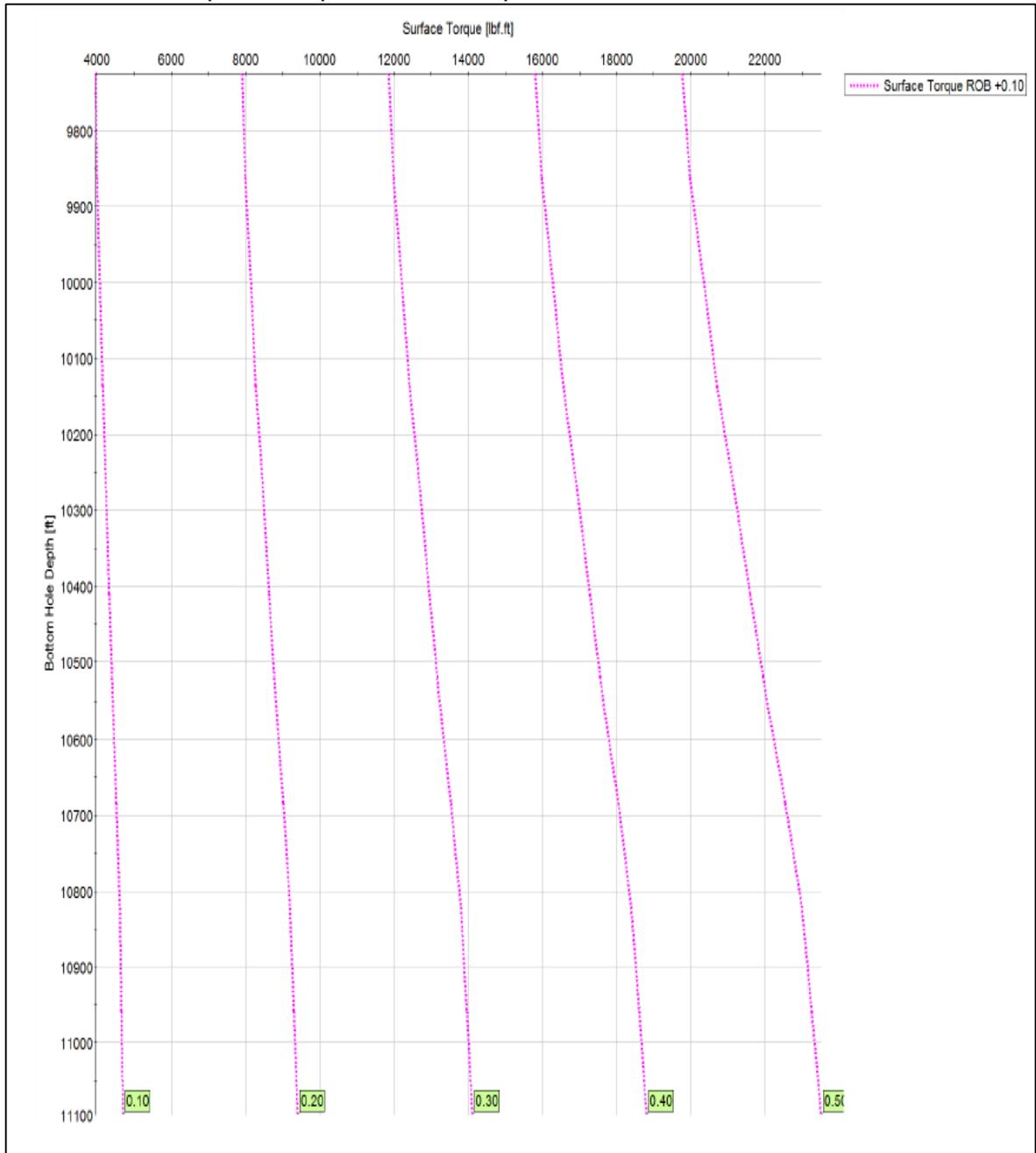
Gráfico 14. Peso sobre el gancho contra profundidad - Sección de 8 1/2”.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 8 ½” hole section. Simulador: Sysdrill. p.2.

El **Gráfico 15** presenta un estimado del torque requerido a medida que se va perforando para la sección de 8 1/2", en función de los diferentes coeficientes de fricción, lo que permite tener un control sobre el mismo durante las operaciones.

Gráfico 15. Torque en superficie contra profundidad - Sección de 8 1/2".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 8 1/2" hole section. Simulador: Sysdrill. p.3.

4.4 HIDRÁULICA

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la simulación de la hidráulica para cada una de las secciones perforadas.

4.4.5 Sección de 16”. Al ser evaluada la hidráulica para la sección de 16”, se observa que los diferentes parámetros pasaron la prueba realizada mediante el software, como se presenta en la **Figura 18**. Esto indica que la hidráulica del diseño, es apropiada para la perforación de la sección de 16”. La presión de la bomba no supera el límite de 4.000 psi, el CTR (Relacion de transporte de cortes a superficie) no supera el valor límite de 0,3, por lo tanto para la concentración de cortes también es adecuada, el peso del lodo para surgencia no supera el valor límite de 10,206 lpg y para suabeo tampoco supera el valor límite de 10,19 lpg.

Figura 18. Simulación hidráulica sección de 16”

Hydraulics Inputs								
Tally Depth (ft)	Annulus Loaded	Rock Density (SG)	Cuttings Diameter (in)	Penetration Rate (ft/hr)	Calculate Swab/Surge	RH (ft/min)	POOH (ft/min)	Open/Closed Pipe
6241.00	Yes	2.50	0.375	80.00	Yes	60.00	60.00	Closed Pipe

Pass/Fail Summary								
ECD	ESD	Pump Press.	CTR	CTR (Riser)	Cuttings Conc.	Cuttings Conc. (Riser)	Swab	Surge
Passed	No Data	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 16” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

Los valores de hidráulica que se deben tener al momento de finalizar la perforación de la sección de 16” se muestran en la **Figura 19**.

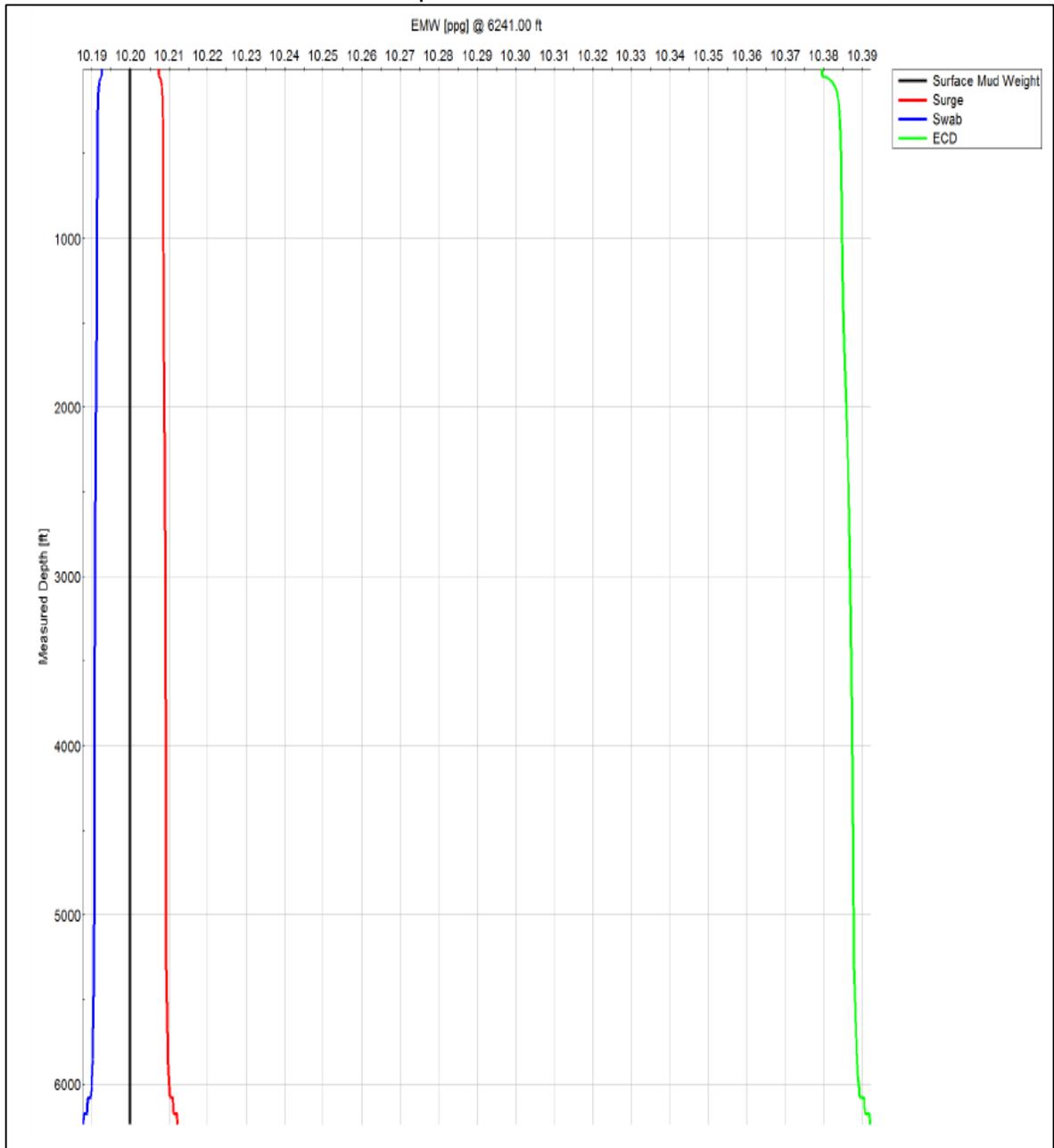
Figura 19. Hidráulica al final de la sección de 16”

@Profundidad Final – Sección 16”						
Results						
Bit Depth (ft)	Pump Press. (psi)	Pop Off Pressure (psi)	ECD (ppg)	ESD (ppg)	Surface Mud Weight (ppg)	Flow Rate (gal/min)
6241.00	2382.26		10.39		10.20	1000.00
Annular Press. (psi)	String Press. (psi)	MWD Press. (psi)	Motor Press. (psi)	Cuttings Press. (psi)	Surf Press. (psi)	
13.02	1094.70	1.37	26.10	44.39	0.00	
Bit Results						
Pressure Loss (psi)	TFA (in2)	% Pressure Loss	Avg Nozzle Velocity (ft/sec)	JIF (lbf)	HHP (hp)	HSI
1202.67	0.680	50.48	364.58	1926.35	701.56	3.49

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 16” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

El **Gráfico 16** muestra el comportamiento del peso del lodo con respecto a la profundidad, y en ella se presentan los valores límites del peso del lodo en superficie, de surgencia, de suabeo y la densidad circulante equivalente (ECD), necesarias para la operación de perforación de la sección de 16”.

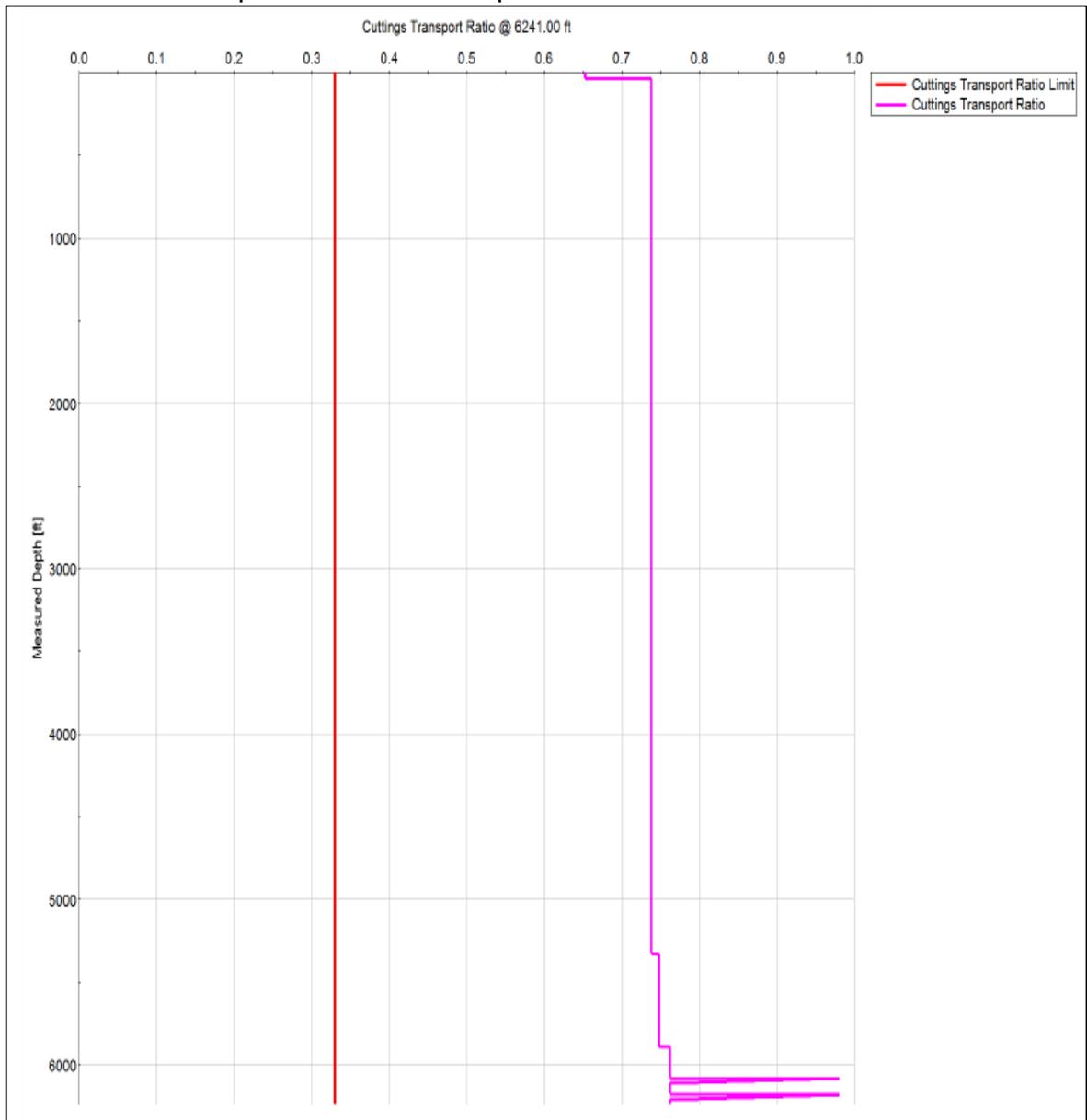
Gráfico 16. Peso de lodo contra profundidad – Sección de 16”.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 16” hole section. Simulador: Sysdrill. p.4.

En el **Gráfico 17** se presenta la razón de transporte de cortes a superficie que se debe tener durante la perforación de la sección de 16". Para la relación de transporte de cortes a superficie, se tiene un valor mínimo de 0,3 para pozos con ángulo menor a 30°, y como se observa en el siguiente gráfico, para esta sección el valor de la relación de transporte de cortes a superficie es mayor, lo que indica que su comportamiento es adecuado para la perforación de esta sección.

Gráfico 17. Transporte de cortes a superficie - Sección de 16".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 16" hole section. Simulador: Sysdrill. p.5.

4.4.6 Sección de 12 ¼”. Al ser evaluada la hidráulica para la sección de 12 ¼”, se observa que los diferentes parámetros pasaron la prueba, realizada mediante el software como se presenta en la **Figura 20**. Esto indica que la hidráulica del diseño, es apropiada para la perforación de la sección de 12 ¼”. La presión de la bomba no supera el límite de 4.000 psi, el CTR (Relacion de transporte de cortes a superficie) no supera el valor límite de 0,3, por lo tanto para la concentración de cortes también es adecuada, el peso del lodo para surgencia no supera el valor límite de 10,32 lpg y para suabeo tampoco supera el valor límite de 10,275 lpg.

Figura 20. Simulación hidráulica sección de 12 1/4"

Hydraulics Inputs								
Tally Depth (ft)	Annulus Loaded	Rock Density (SG)	Cuttings Diameter (in)	Penetration Rate (ft/hr)	Calculate Swab/Surge	RH (ft/min)	POOH (ft/min)	Open/Closed Pipe
9725.00	Yes	2.50	0.375	35.00	Yes	60.00	60.00	Closed Pipe

Pass/Fail Summary								
ECD	ESD	Pump Press.	CTR	CTR (Riser)	Cuttings Conc.	Cuttings Conc. (Riser)	Swab	Surge
Passed	No Data	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 12 ¼” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

En la siguiente figura se presentan los valores de hidráulica que se deben tener al momento de finalizar la perforación de la sección de 12 ¼”.

Figura 21. Hidráulica al final de la sección de 12 1/4"

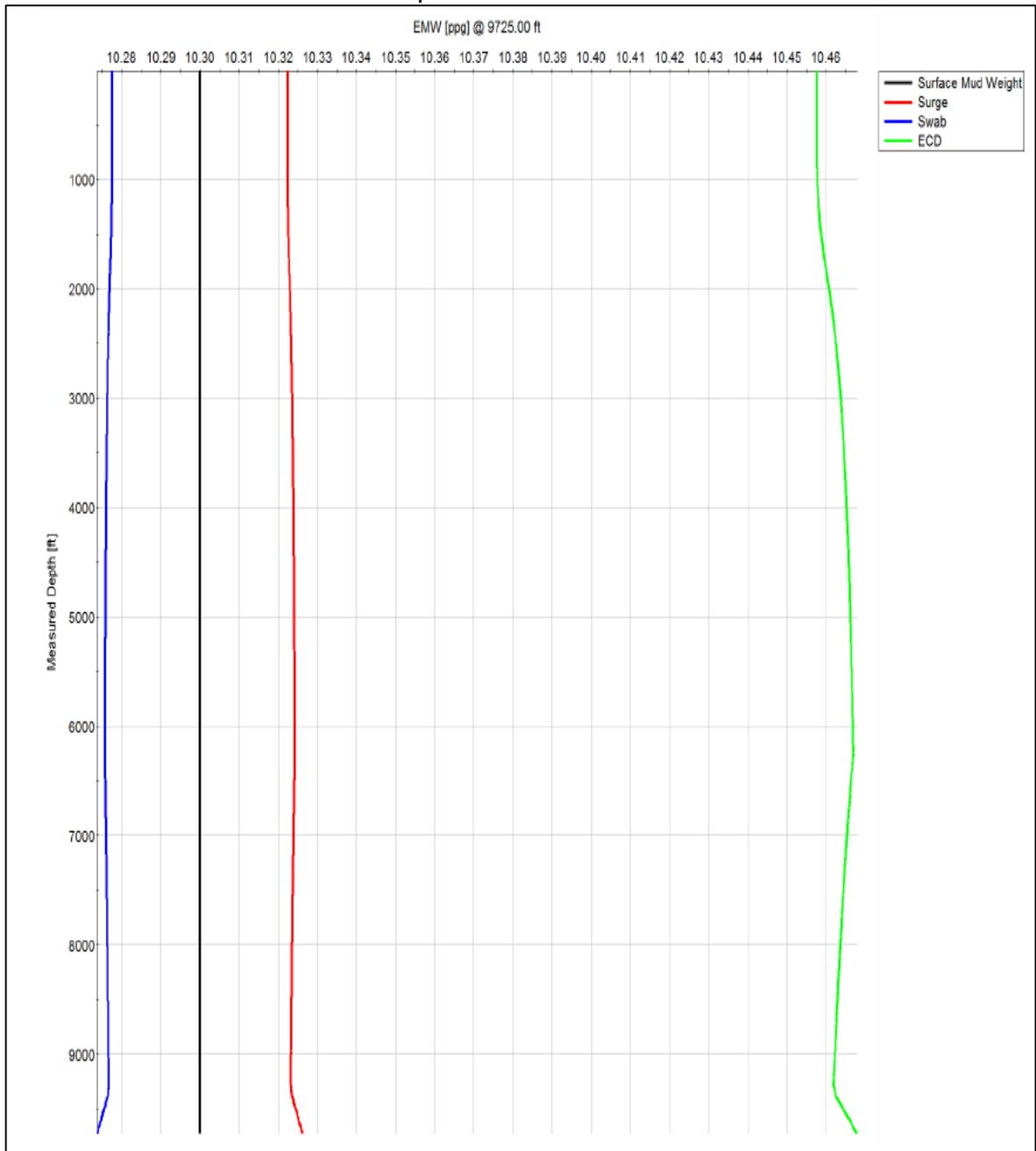
@Profundidad Final – Sección 12 ¼”

Results						
Bit Depth (ft)	Pump Press. (psi)	Pop Off Pressure (psi)	ECD (ppg)	ESD (ppg)	Surface Mud Weight (ppg)	Flow Rate (gal/min)
9725.00	2869.84		10.47		10.30	800.00
Annular Press. (psi)	String Press. (psi)	MWD Press. (psi)	Motor Press. (psi)	Cuttings Press. (psi)	Surf Press. (psi)	
55.92	1920.40	21.94	106.65	21.84	0.00	
Bit Results						
Pressure Loss (psi)	TFA (in ²)	% Pressure Loss	Avg Nozzle Velocity (ft/sec)	JIF (lbf)	HHP (hp)	HSI
743.10	0.900	25.89	285.19	1217.29	346.78	2.94

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 12 ¼” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

El **Gráfico 18** muestra el comportamiento del peso del lodo con respecto a la profundidad, y en ella se presentan las densidades del lodo, de surgencia, de suabeo y la densidad circulante equivalente (ECD), necesarias para la operación de perforación de la sección de 12 1/4".

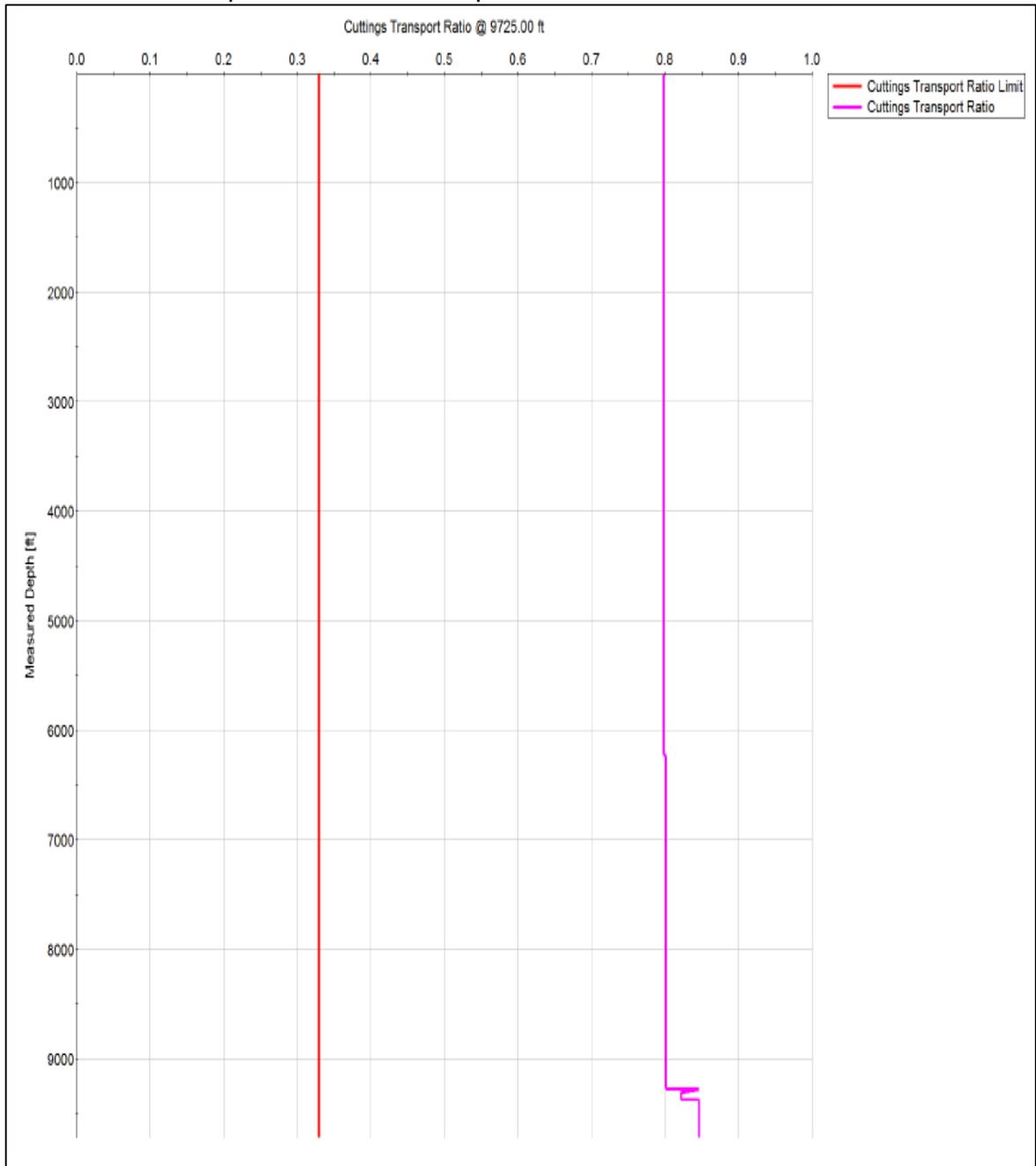
Gráfico 18. Peso del lodo contra profundidad - Sección de 12 1/4".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 12 1/4" hole section. Simulador: Sysdrill. p.4.

El **Gráfico 19** nos presenta la razón de transporte de cortes a superficie que se debe tener durante la perforación de la sección de 12 ¼". En el grafico se observa que la relación de transporte de cortes es mayor al valor límite de 0,3, lo que indica que el transporte de cortes es adecuado durante la perforación de ésta sección.

Gráfico 19. Transporte de cortes a superficie - Sección de 12 ¼".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 12 ¼" hole section. Simulador: Sysdrill. p.5.

4.4.7 Sección de 8 ½”. Al ser evaluada la hidráulica para la sección de 8 ½”, se observa que los diferentes parámetros pasaron la prueba, realizada mediante el software. Esto indica que la hidráulica del diseño, es apropiada para la perforación de la sección de 8 ½”. La presión de la bomba no supera el límite de 4.000 psi, el CTR (relación de transporte de cortes a superficie) no supera el valor límite de 0,3, por lo tanto para la concentración de cortes también es adecuada, el peso del lodo para surgencia no supera el valor límite de 10,1 lpg y para suabeo tampoco supera el valor límite de 9,9 lpg.

Figura 22. Simulación hidráulica - Sección de 8 1/2".

Hydraulics Inputs								
Tally Depth (ft)	Annulus Loaded	Rock Density (SG)	Cuttings Diameter (in)	Penetration Rate (ft/hr)	Calculate Swab/ Surge	RH (ft/min)	POOH (ft/min)	Open/Closed Pipe
11095.00	Yes	2.50	0.375	45.00	Yes	45.00	45.00	Closed Pipe

Pass/Fail Summary								
ECD	ESD	Pump Press.	CTR	CTR (Riser)	Cuttings Conc.	Cuttings Conc. (Riser)	Swab	Surge
Passed	No Data	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed	Passed

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 8 ½” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1.

Los valores de hidráulica que se deben tener al momento de finalizar la perforación de la sección de 8 ½” se muestran en la **Figura 23**.

Figura 23. Hidráulica al final de la sección de 8 1/2".

@Profundidad Final – Sección 8 ½”

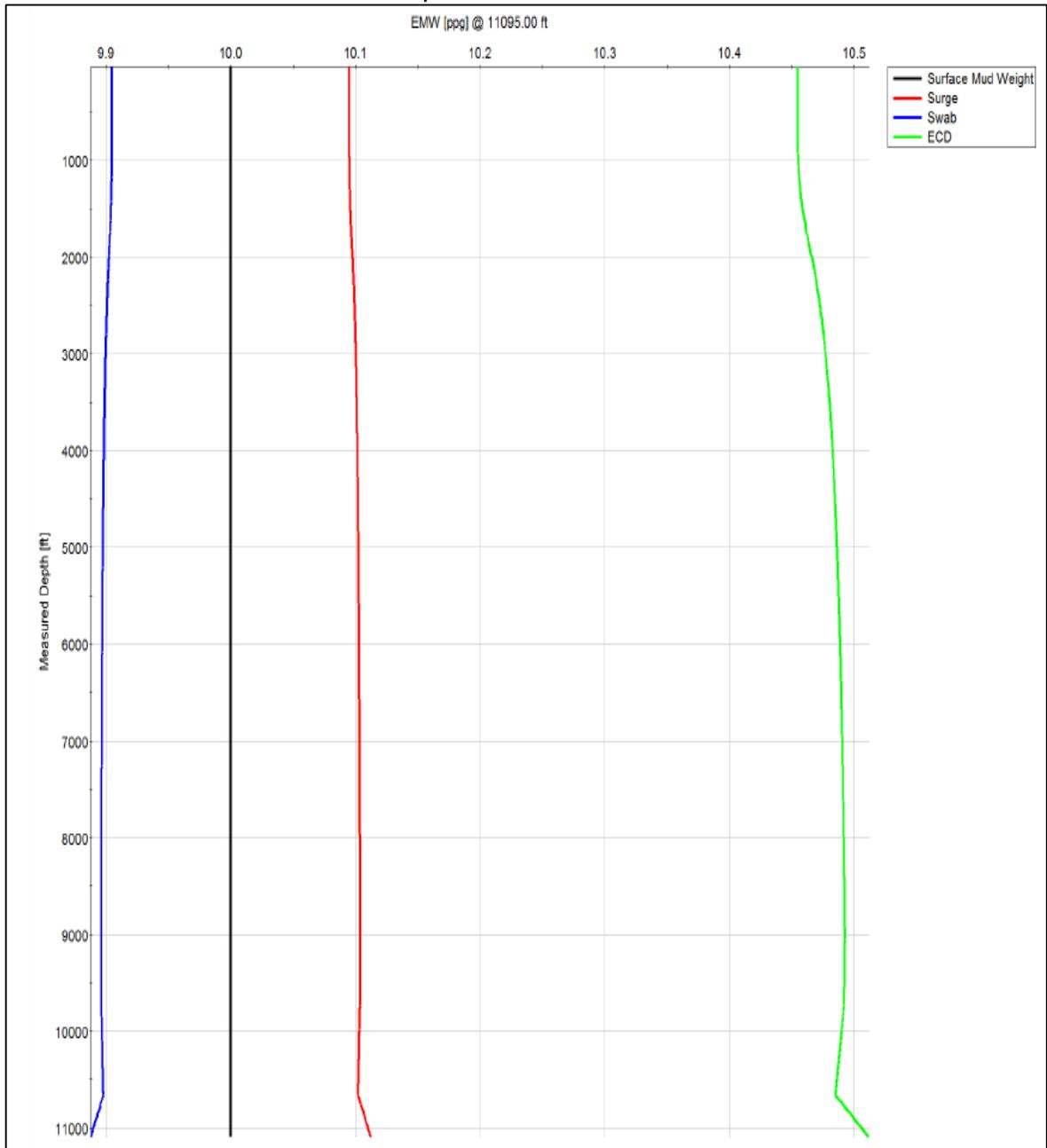
Results						
Bit Depth (ft)	Pump Press. (psi)	Pop Off Pressure (psi)	ECD (ppg)	ESD (ppg)	Surface Mud Weight (ppg)	Flow Rate (gal/min)
11095.00	1758.89		10.51		10.00	520.00
Annular Press. (psi)	String Press. (psi)	MWD Press. (psi)	Motor Press. (psi)	Cuttings Press. (psi)	Surf Press. (psi)	
248.02	999.56	12.83	34.94	24.62	0.00	

Bit Results						
Pressure Loss (psi)	TFA (in2)	% Pressure Loss	Avg Nozzle Velocity (ft/sec)	JIF (lbf)	HHP (hp)	HSI
438.93	0.750	24.95	222.44	599.19	133.14	2.35

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 8 ½” hole section. Simulador: Sysdrill. p.1

En el **Gráfico 20** muestra el comportamiento del peso del lodo con respecto a la profundidad, y en ella se presentan las densidades del lodo, de surgencia, de suabeo y la densidad circulante equivalente (ECD), necesarias para la operación de perforación de la sección de 8 1/2".

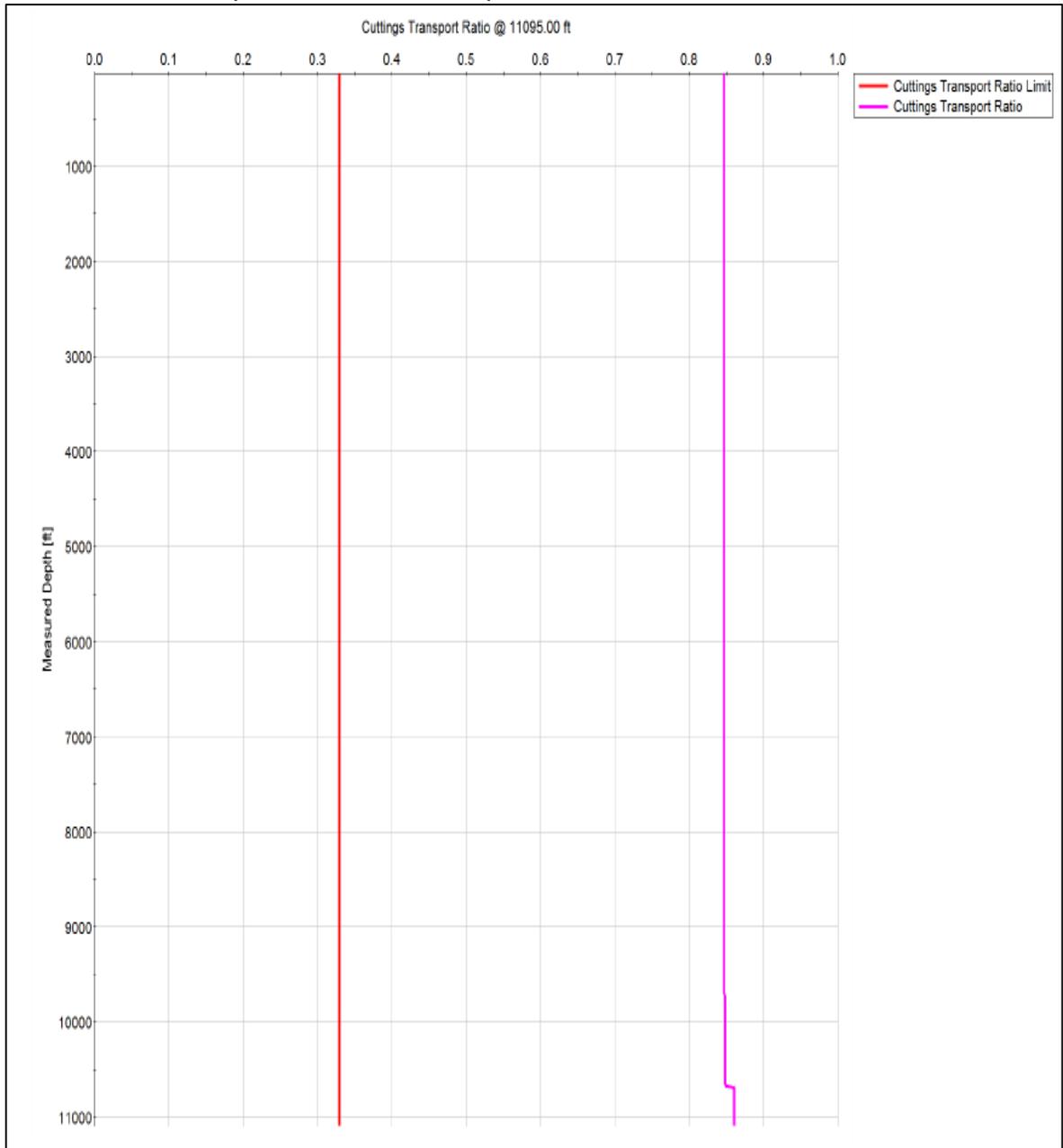
Gráfico 20. Peso del lodo contra profundidad - Sección de 8 1/2".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 8 1/2" hole section. Simulador: Sysdrill. p.4.

El **Gráfico 21** presenta la razón de transporte de cortes a superficie que se debe tener o esperada durante la perforación de la sección de 8 ½". En el gráfico se observa que la relación de transporte de cortes es mayor al valor límite de 0,3, lo que indica que el transporte de cortes es adecuado durante la perforación de la sección de 8 ½".

Gráfico 21. Transporte de cortes a superficie - Sección de 8 1/2".



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 8 ½" hole section. Simulador: Sysdrill. p.5.

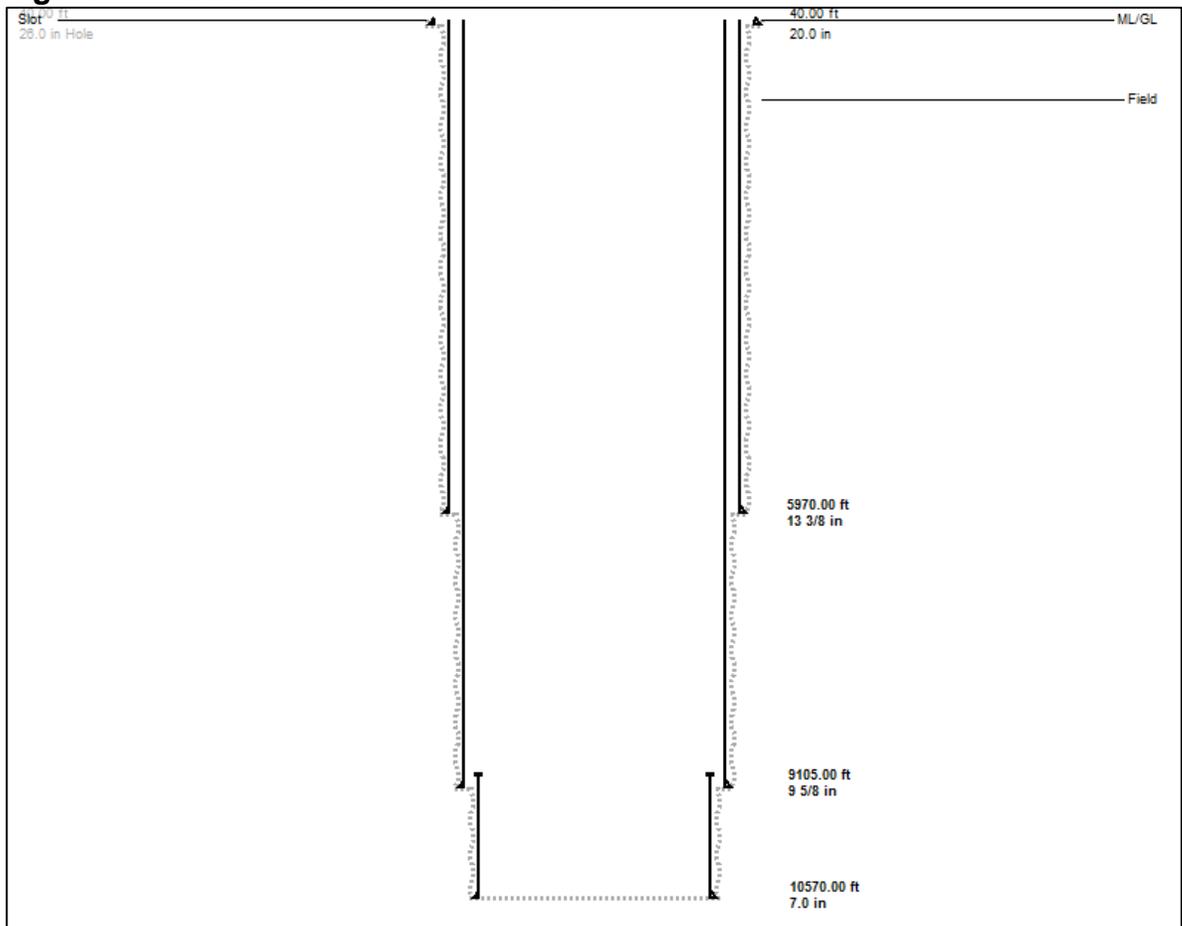
4.5 PERFORACION DIRECCIONAL

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones del perfil direccional de los pozos ENO-3, ENO-4 y ENO- 5.

4.5.1 Pozo ENO-3. En las siguientes figuras se puede observar el estado mecánico, la vista de corte, de planta y el perfil direccional del Pozo ENO-3.

Se presenta, en la **Figura 24**, el estado mecánico obtenido en el simulador para el pozo ENO-3. En él se pueden observar las diferentes secciones del pozo con profundidades, medidas del hueco y de la tubería de revestimiento.

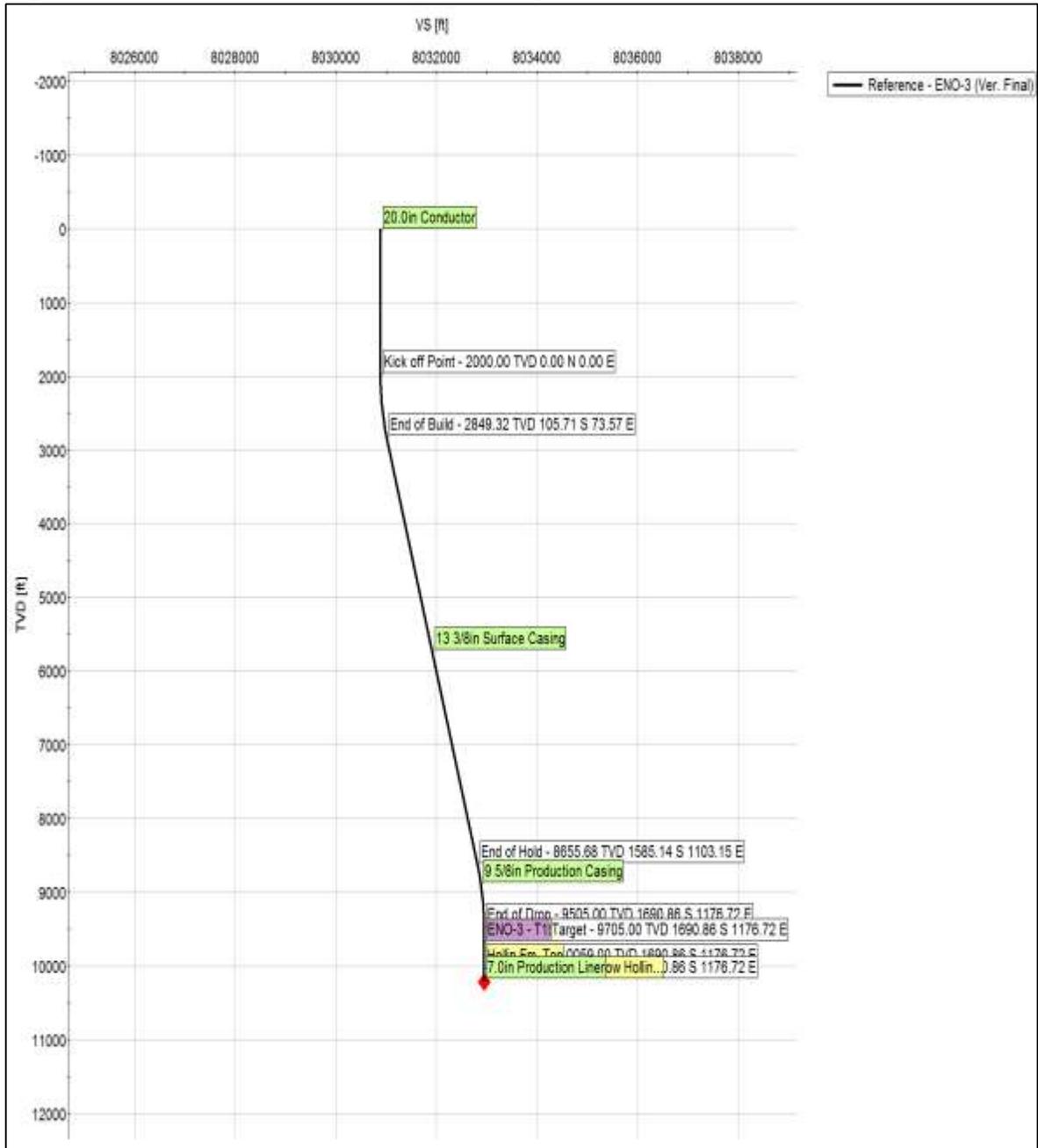
Figura 24. Estado mecánico Pozo ENO-3.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

En la **Figura 25** se presenta la vista de corte del pozo. En ella se pueden observar las diferentes secciones, profundidades, puntos de desviación y caída en la trayectoria del pozo, que según la misma es un pozo tipo “s”.

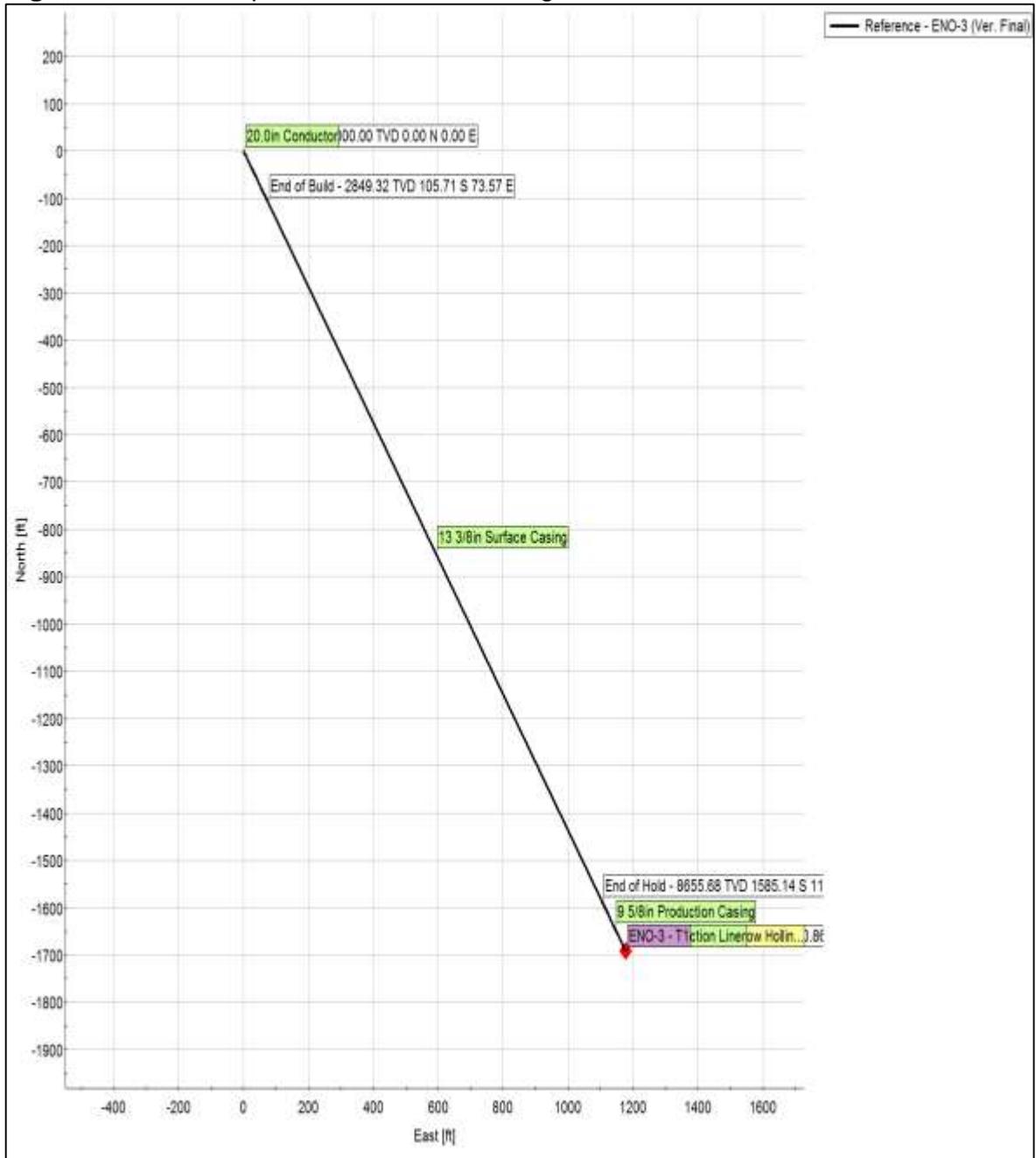
Figura 25. Vista de corte Pozo ENO-3 – Ingeniería Básica.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Mediante el simulador se obtuvo la vista de planta del pozo ENO-3, que se presenta en la **Figura 26**, donde se puede apreciar su posición y trayectoria con respecto al norte y al este.

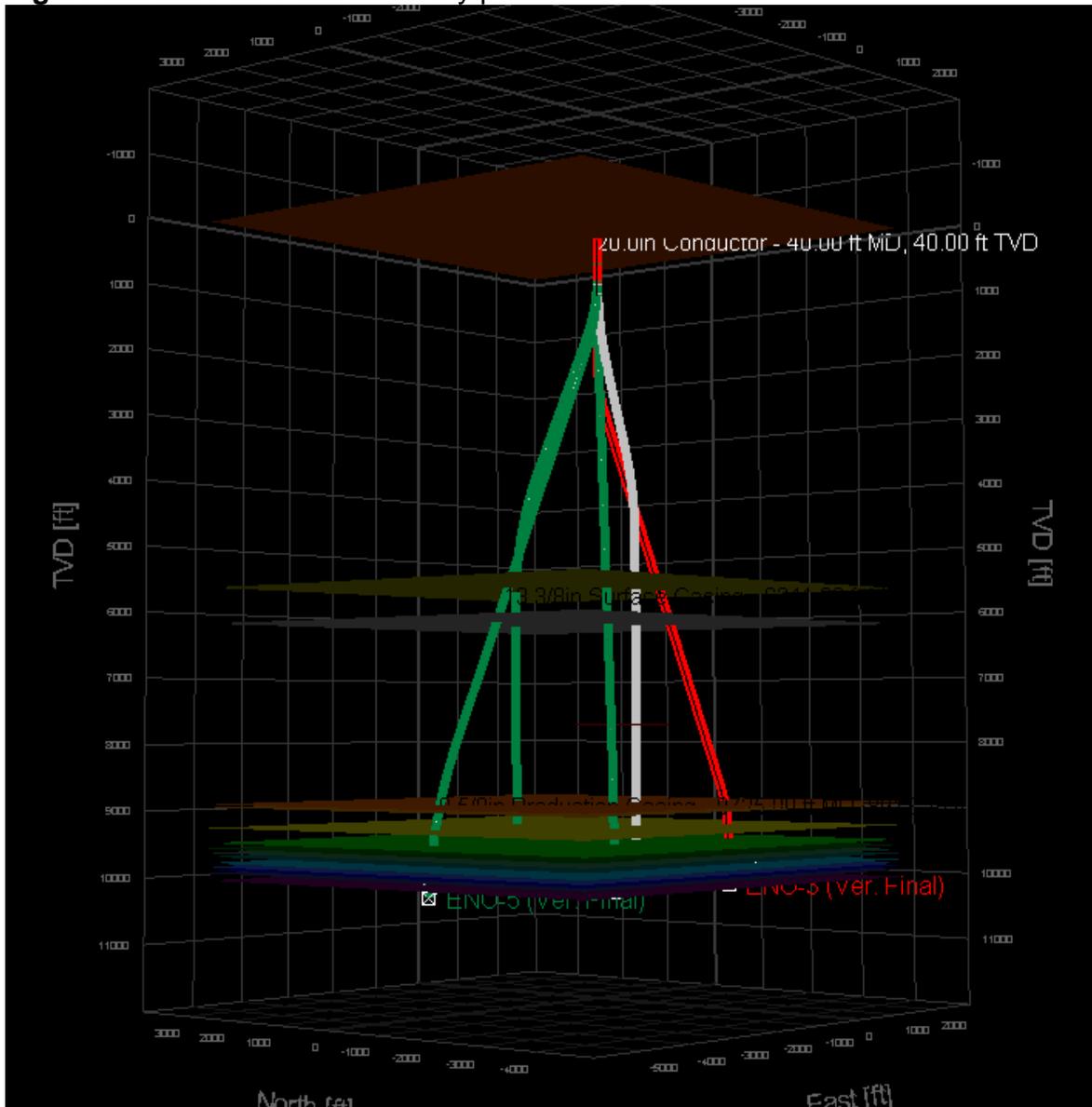
Figura 26. Vista de planta Pozo ENO-3 - Ingeniería básica.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

En la **Figura 27** se presenta la trayectoria del pozo ENO-3 en color rojo. Los pozos de color verde son los pozos prospectos en el bloque y el pozo de color blanco es el pozo ENO-2, perforado en la primera campaña de perforación. Esta información es importante ya que nos permite tener un control de la trayectoria de los pozos para evitar colisiones entre los mismos.

Figura 27. Vista 3D Pozo ENO -3 y pozos cercanos.

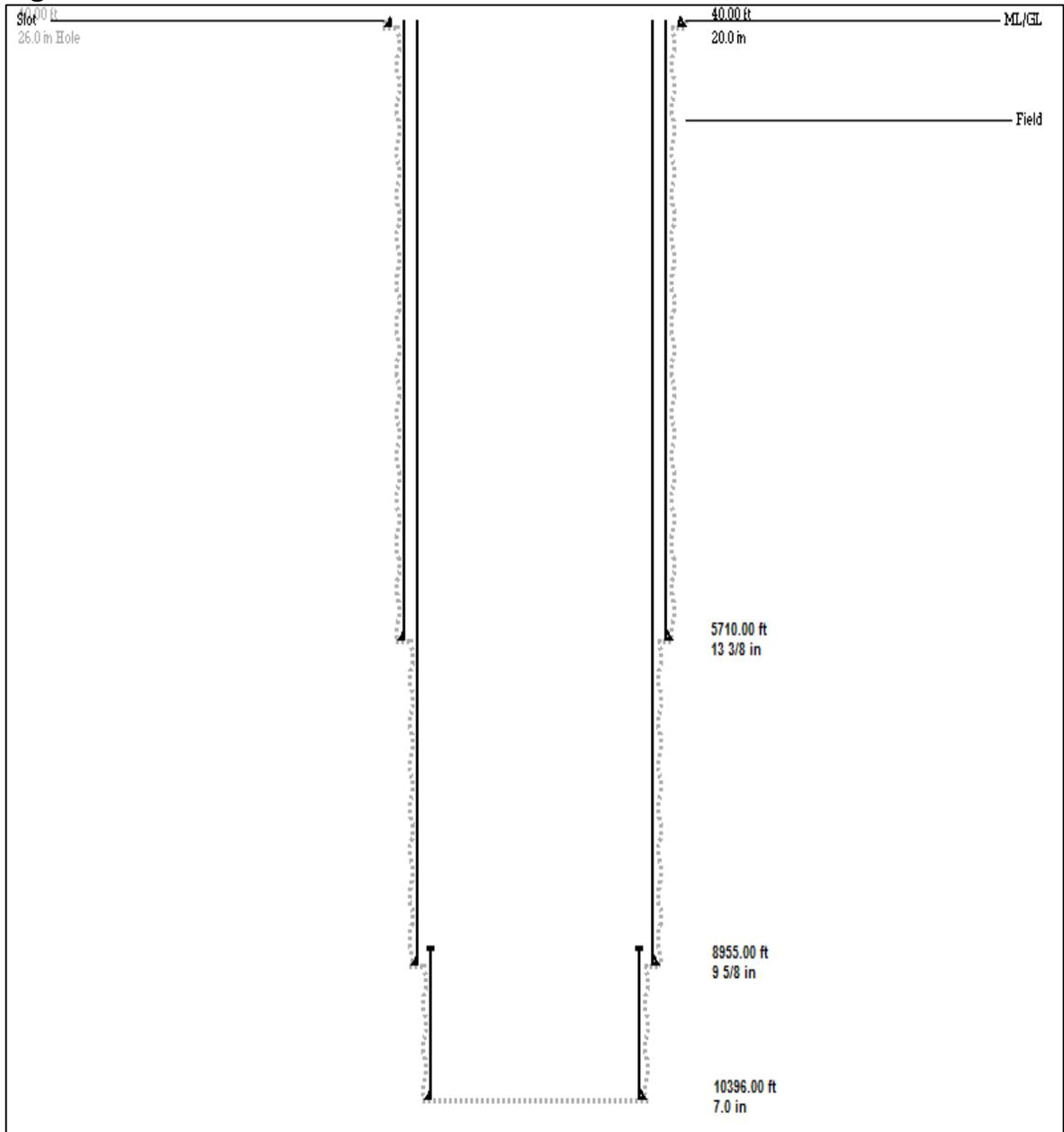


Fuente. ECO-DRILLING S.A.

4.5.2 Pozo ENO-4. En las siguientes figuras se puede observar el estado mecánico, la vista de corte, de planta y el perfil direccional del Pozo ENO-4.

En la **Figura 28** se presenta el estado mecánico obtenido en el simulador para el pozo ENO-4. En él se pueden observar las diferentes secciones del pozo con profundidades, medidas del hueco y de la tubería de revestimiento.

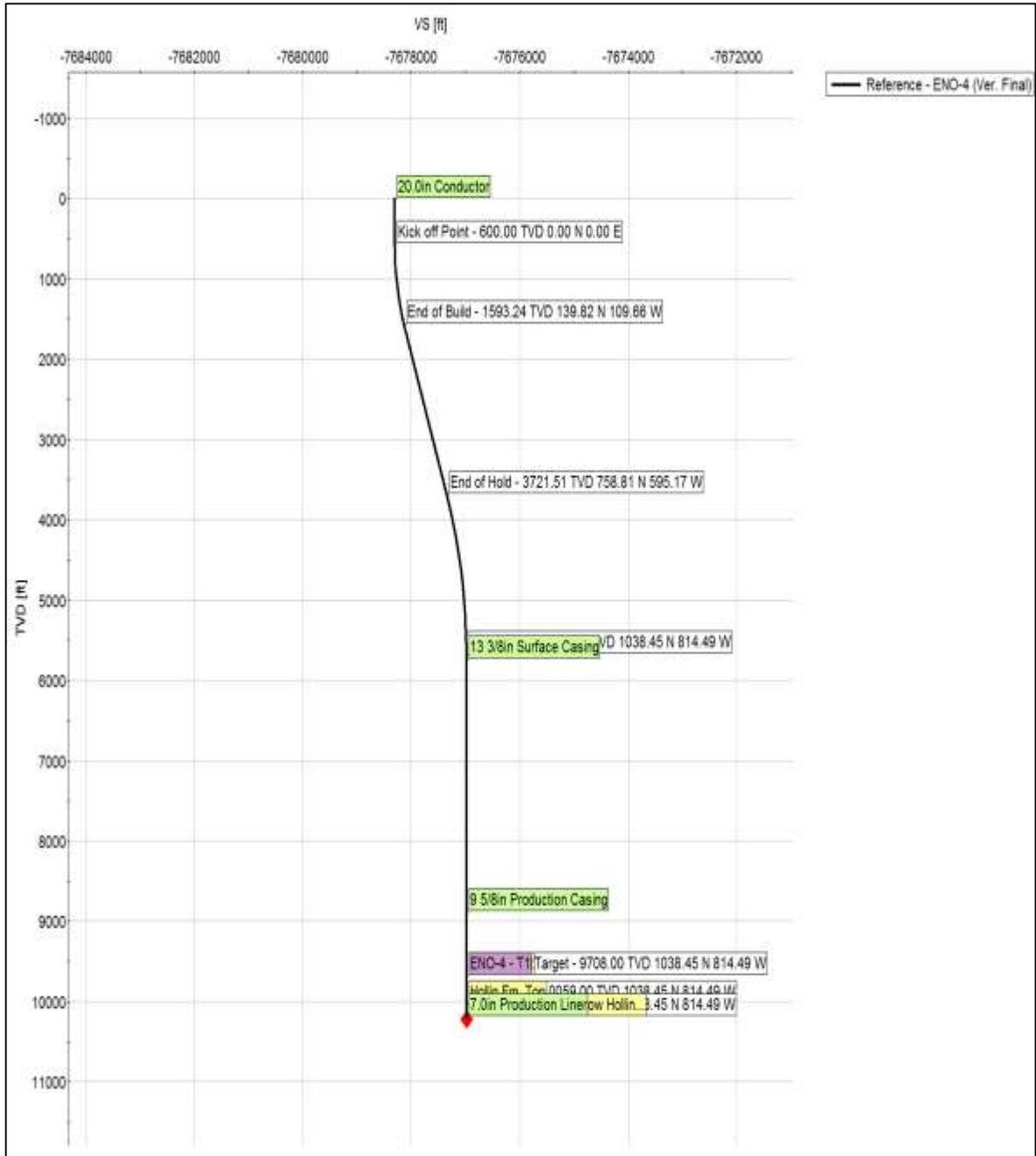
Figura 28. Estado mecánico Pozo ENO-4.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

La **Figura 29** presenta la vista de corte del pozo ENO-4. En ella se pueden observar las diferentes secciones, profundidades, puntos de desviación y caída en la trayectoria del pozo, que según la misma es un pozo tipo “S”.

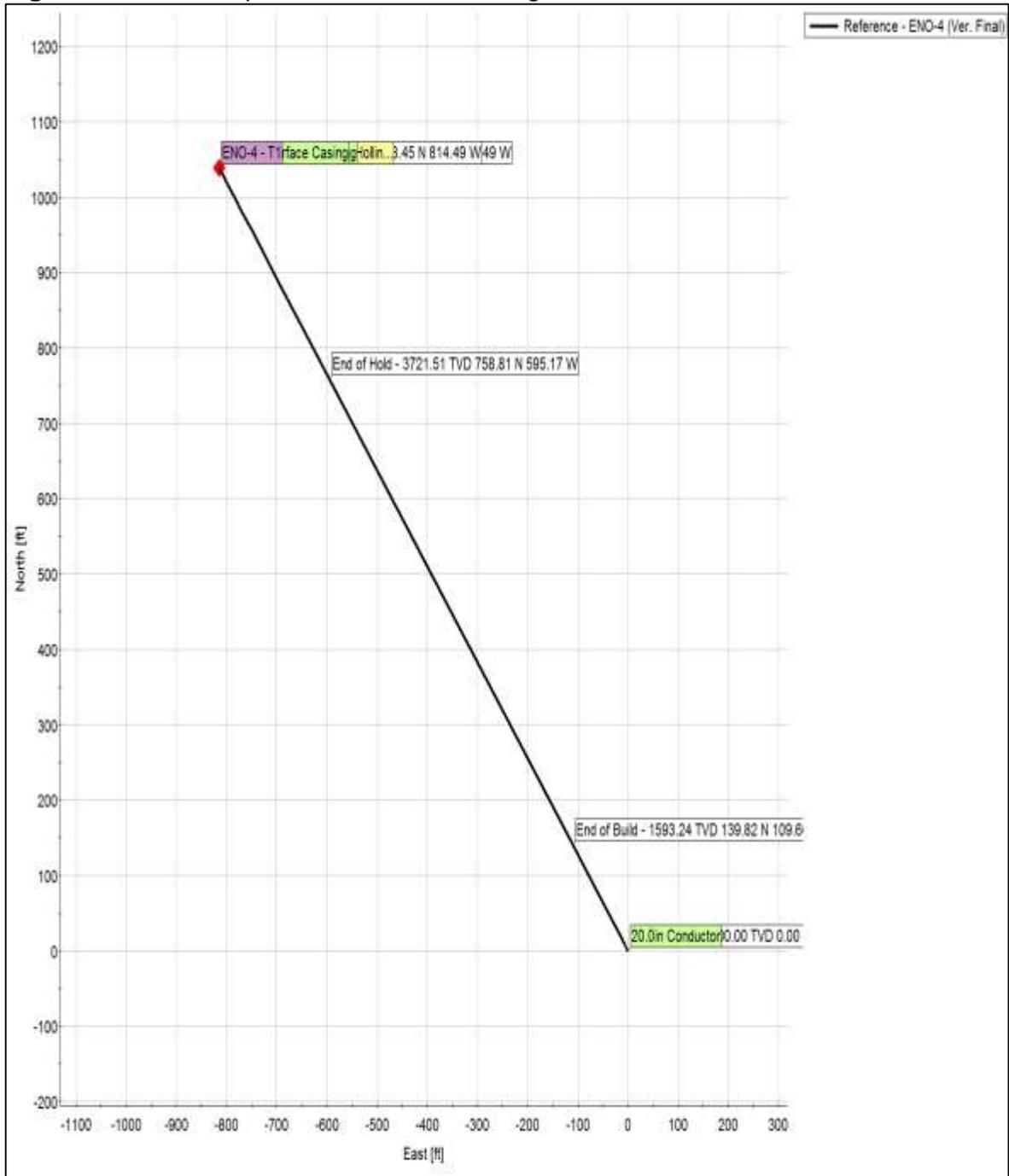
Figura 29. Vista de corte Pozo ENO-4 - Ingeniería básica.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Mediante el simulador se obtuvo la vista de planta del pozo ENO-4, que se presenta en la **Figura 30**, donde se puede apreciar su posición y trayectoria con respecto al norte y al este.

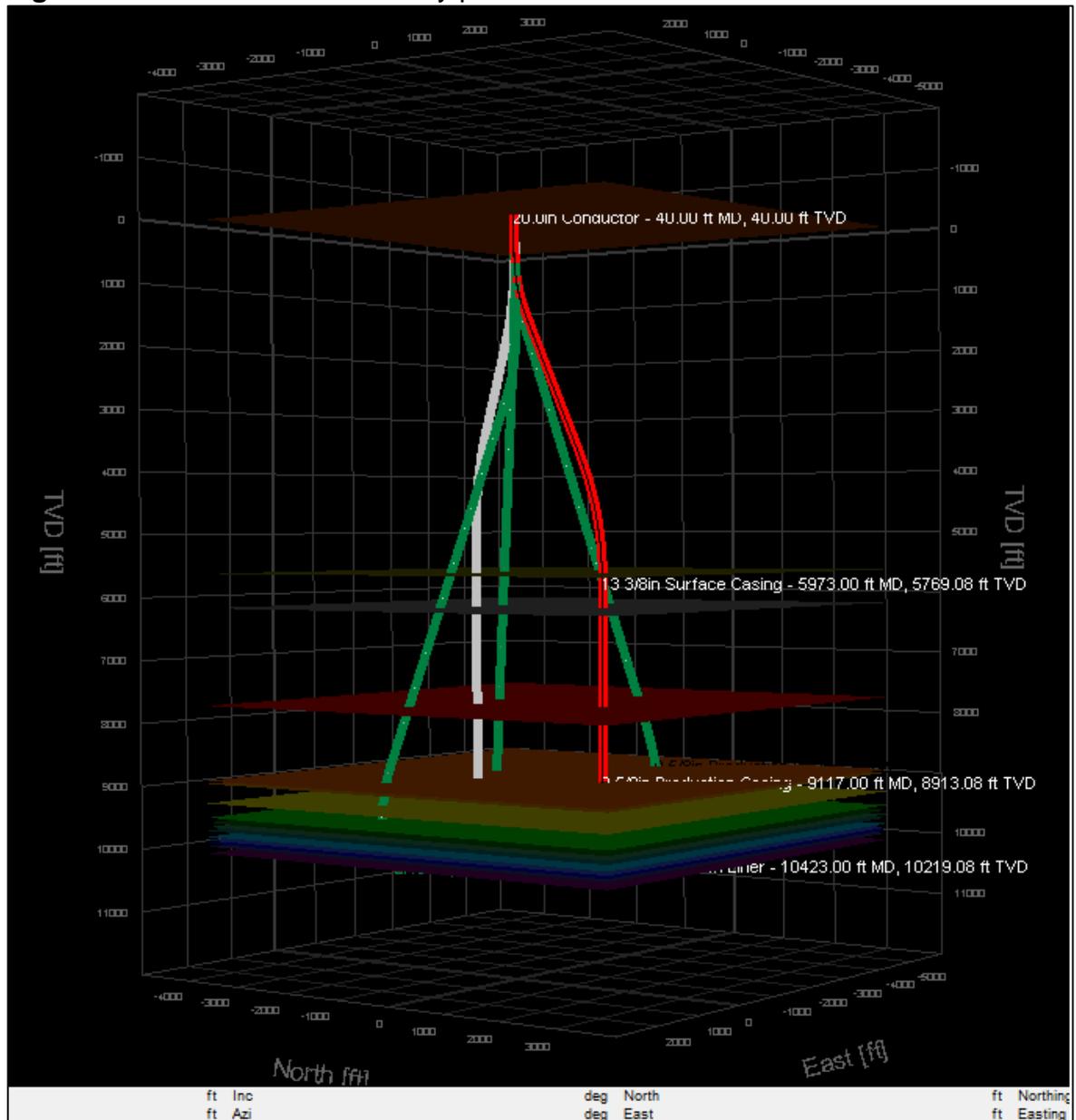
Figura 30. Vista de planta Pozo ENO-4 - Ingeniería básica.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

En la **Figura 31** se presenta la trayectoria del pozo ENO-4 en color rojo. Los pozos de color verde son los pozos prospectos en el bloque y el pozo de color blanco es el pozo ENO-2, perforado en la primera campaña de perforación. Esta información es importante ya que nos permite tener un control de la trayectoria de los pozos para evitar colisiones entre los mismos.

Figura 31. Vista 3D Pozo ENO-4 y pozos cercanos.

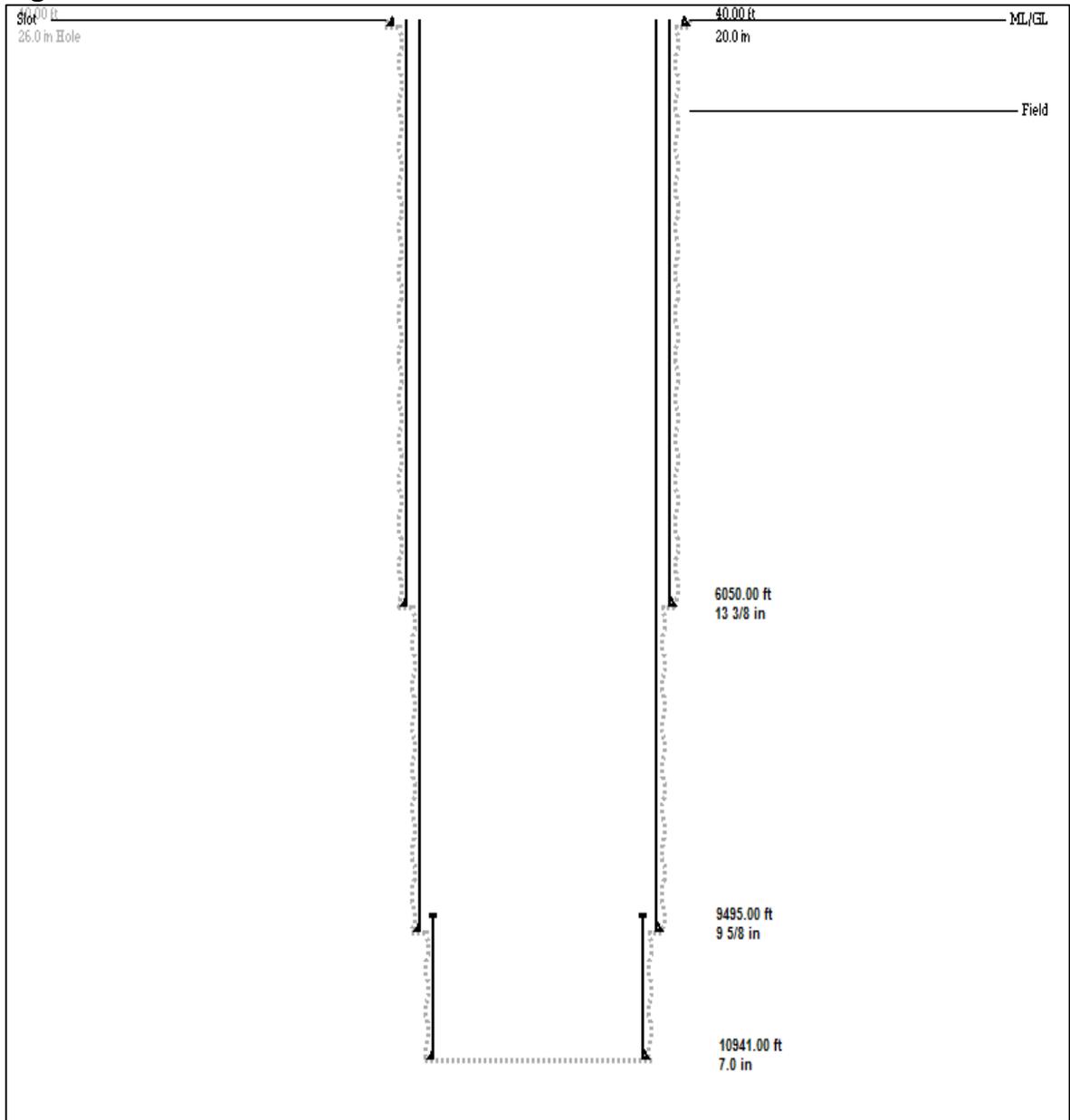


Fuente. ECO-DRILLING S.A.

4.5.3 Pozo ENO-5. En las siguientes figuras se puede observar el estado mecánico, la vista de corte, de planta y el perfil direccional del Pozo ENO-5.

Se presenta el estado mecánico, en la **Figura 32**, obtenido en el simulador para el pozo ENO-5. En él se pueden observar las diferentes secciones del pozo con profundidades, medidas del hueco y de la tubería de revestimiento.

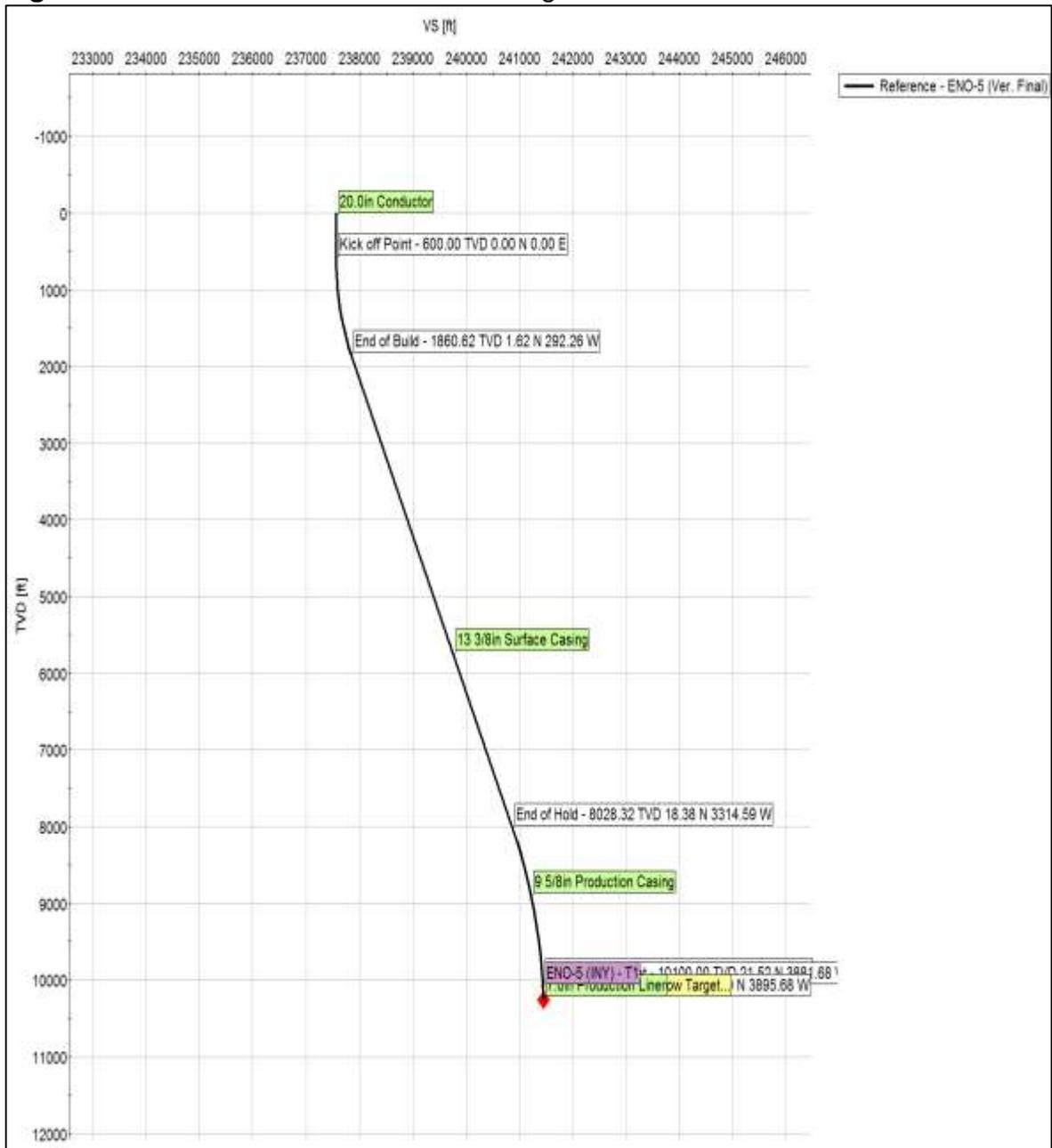
Figura 32. Estado mecánico Pozo ENO-5.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

En la **Figura 33** se presenta la vista de corte del pozo ENO-5. En ella se pueden observar las diferentes secciones, profundidades, puntos de desviación y caída en la trayectoria del pozo, que según la misma es un pozo tipo “J”.

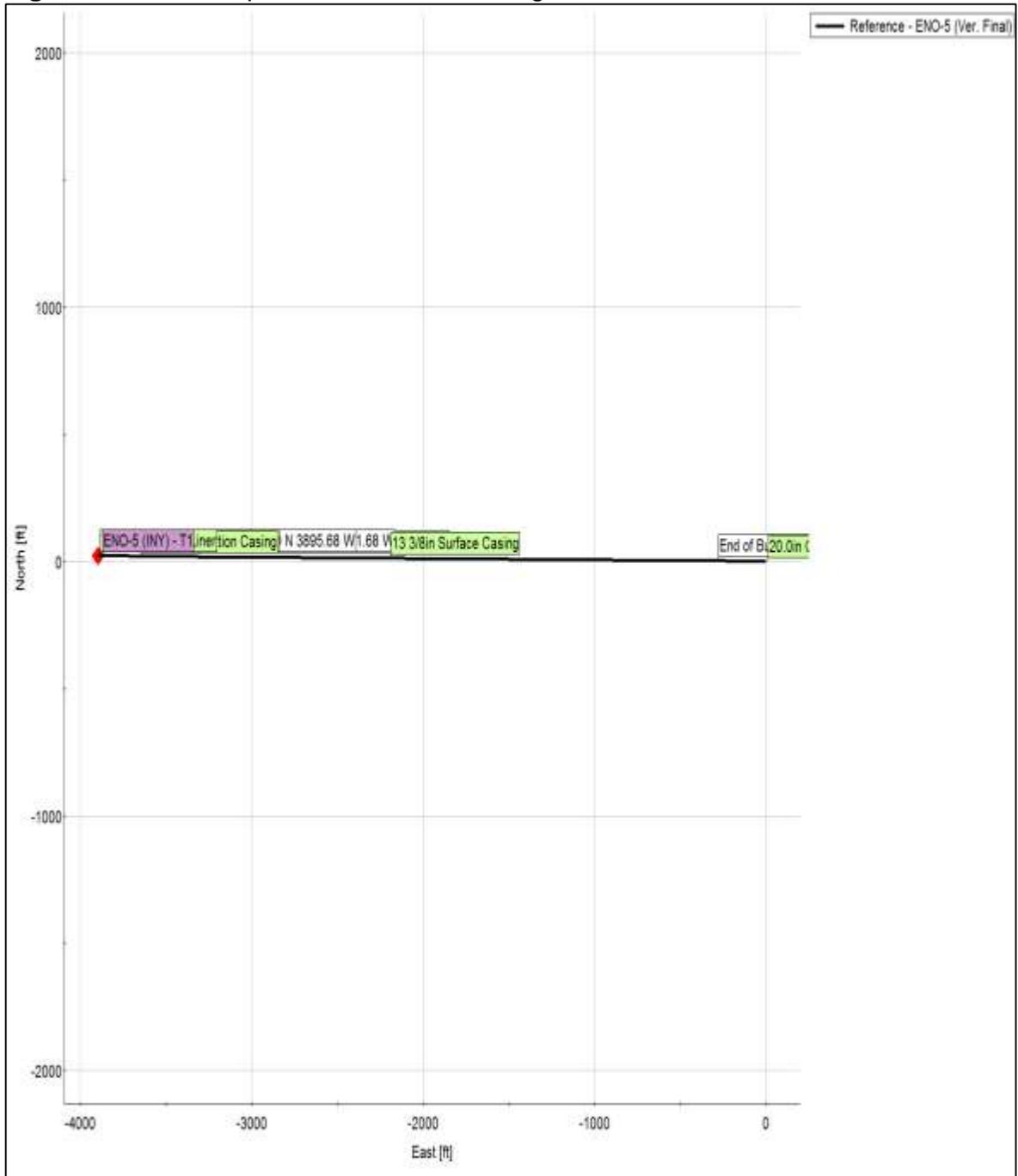
Figura 33. Vista de corte Pozo ENO-5 – Ingeniería básica.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Mediante el simulador se obtuvo la vista de planta del pozo ENO-5, que se presenta, en la **Figura 34**, donde se puede apreciar su posición y trayectoria con respecto al norte y al este.

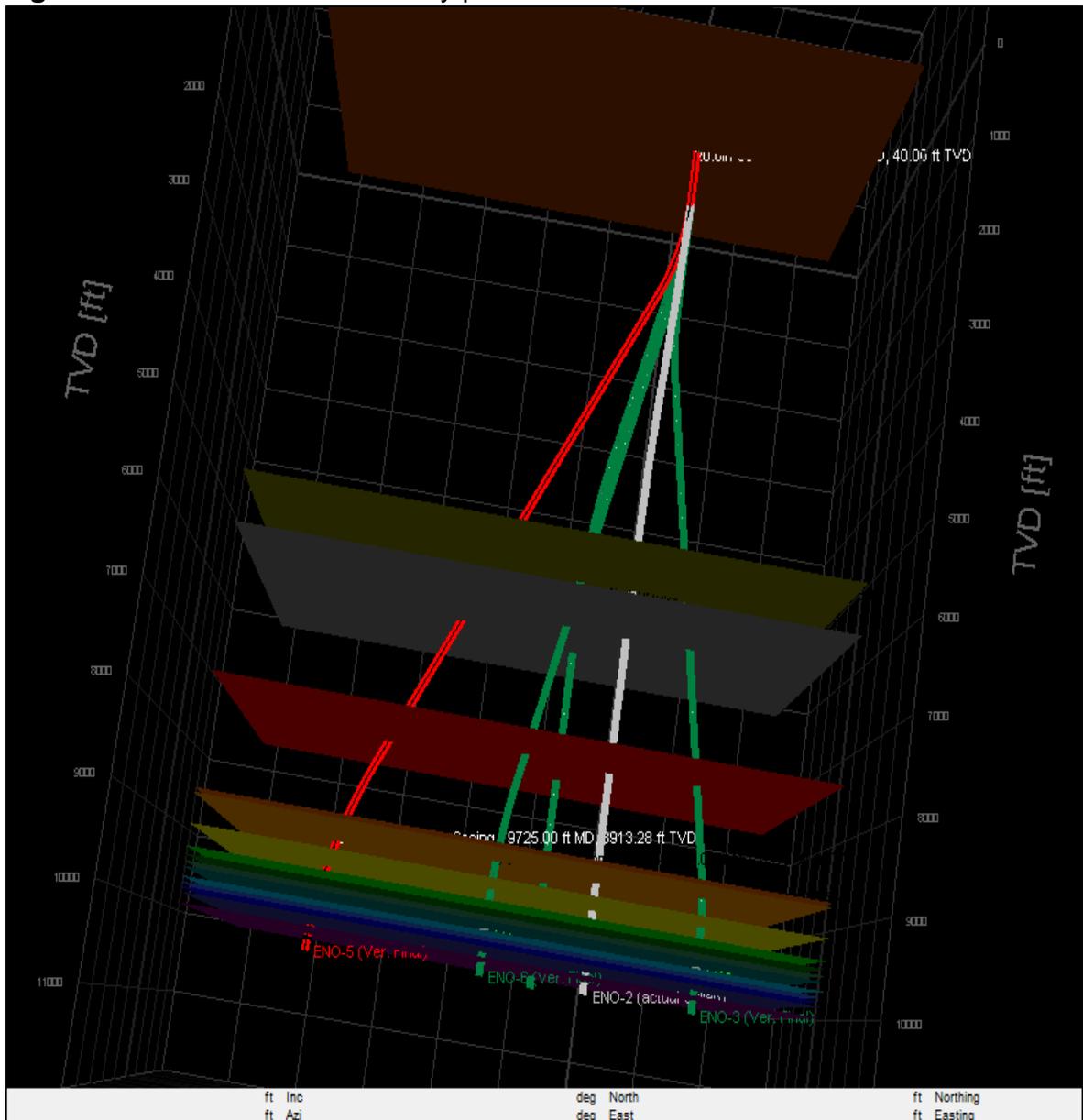
Figura 34. Vista de planta Pozo ENO-5 - Ingeniería básica.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

En la **Figura 35** se presenta la trayectoria del pozo ENO-5 en color rojo. Los pozos de color verde son los pozos prospectos en el bloque y el pozo de color blanco es el pozo ENO-2, perforado en la primera campaña de perforación. Esta información es importante ya que nos permite tener un control de la trayectoria de los pozos para evitar colisiones entre los mismos.

Figura 35. Vista 3D Pozo ENO-5 y pozos cercanos.



Fuente. ECO-DRILLING S.A.

5. REDISEÑO FINAL – INGENIERÍA DE DETALLE

En este capítulo se presenta el rediseño de la ingeniería de detalle para los pozos ENO-3, ENO-4 y ENO-5.

En las siguientes tablas, se presentan las secciones y la profundidad de las mismas, para cada uno de los pozos, profundidades que se tuvieron en cuenta para realizar el rediseño final. La **Tabla 5** presenta las secciones y profundidades para el Pozo ENO-3, la **Tabla 6** para el Pozo ENO-4 y la **Tabla 7** para el pozo ENO-5.

Tabla 5. Secciones y profundidades – Pozo ENO-3.

Profundidad MD (pies)	Tamaño del Hueco(pulgadas)	Revestimiento
0 - 5.970	16"	13 3/8"
5.970 - 9.105	12 1/4"	9 5/8
9.105 - 10.570	8 1/2"	7"

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 10.

Tabla 6. Secciones y profundidades – Pozo ENO-4.

Profundidad MD (pies)	Tamaño del Hueco(pulgadas)	Revestimiento
0 - 5.710	16"	13 3/8"
5.710 – 8.955	12 1/4"	9 5/8
8.955 - 10.396	8 1/2"	7"

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-4. Quito, Ecuador: 14 de Octubre de 2015. p. 10.

Tabla 7. Secciones y profundidades – Pozo ENO-5.

Profundidad MD (pies)	Tamaño del Hueco(pulgadas)	Revestimiento
0 – 6.050	16"	13 3/8"
6.050 – 9.495	12 1/4"	9 5/8
9.495- 10.941	8 1/2"	7"

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-5. Quito, Ecuador: 26 de Noviembre de 2015. p. 10.

5.1 BROCAS

En esta sección se presentan las brocas y los ensamblajes de fondo a utilizar durante la perforación de los pozos ENO-3, ENO-4 y ENO-5. Se presentan los ensamblajes de fondo para el Pozo ENO-3, los cuales aplican para el diseño de los pozos ENO-4 y ENO-5.

5.1.1 Perforación sección 16” – Broca de 26”. Para la perforación de ésta sección se realizara con los ensamblajes de fondo #1 y #2 presentados a continuación y el ensamblaje de fondo #3 será de contingencia.

Litología: Arcilla, Limolita, Lutita, Arena y Arenisca.

Ensamblaje de fondo # 1: Para la perforación de esta sección se propone utilizar una broca ticónica, con un ensamblaje de fondo convencional. El lodo se densificara para atravesar piedras y aguas superficiales manteniendo la verticalidad del pozo, terminando la sección a la profundidad anteriormente mencionada. La **Ecuación 2**, presenta el cálculo del TFA para la primera broca., la cual se muestra en la **Figura 36**.

Ecuación 2. Calculo TFA Broca #1

$$TFA = \frac{14^2 + 14^2 + 14^2 + 14^2}{1303.8}$$

$$TFA = 0.601$$

Figura 36. Broca # 1 - 16” XR+CPS IADC:115



Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p.5.

La **Tabla 8** presenta las especificaciones de la broca y en la **Tabla 9** se presentan los parámetros de la misma.

Tabla 8. Especificaciones Broca 1

Tipo cojinete	Cojinete sellado de precisión
Tipo sello	Sistema doble sello
Tipo conexión broca	7 5/8 Reg
Filas	Total: 7 Internas: 4 Externas: 3
Dientes	Total: 77 Internas: 39 Externas: 38

Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 12.

Tabla 9 - Parámetros operacionales Broca 1

Peso sobre la broca (WOB)	15.000 a 60.000 lbf
Revoluciones por minuto (RPM)	50 a 350

Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 12.

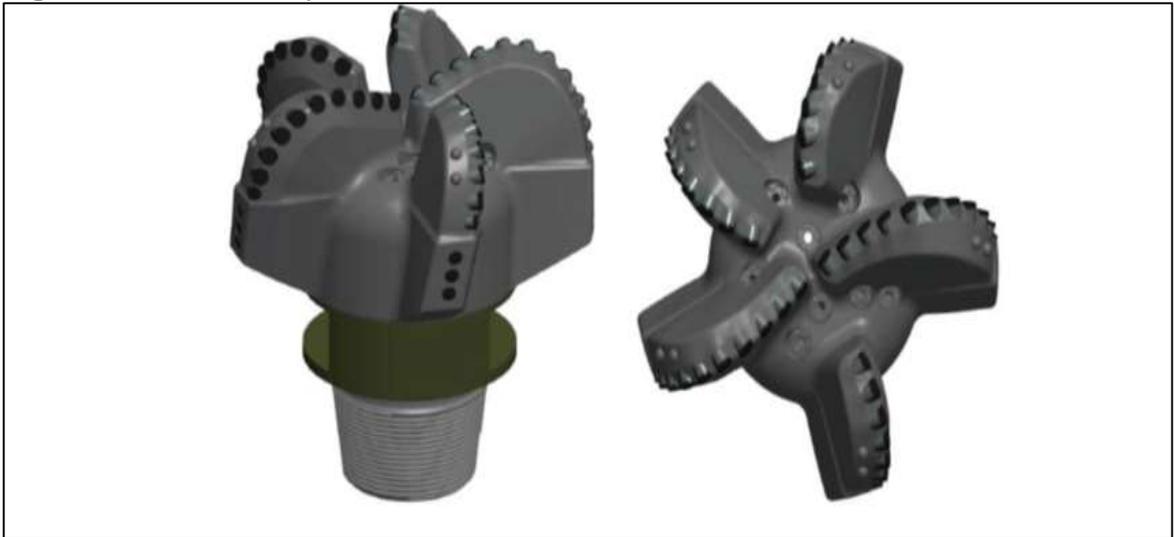
Ensamblaje de fondo # 2 y # 3: También se va a perforar la sección de 16” con una broca PDC (Diamante Poli cristalino) de cinco aletas con cortadores de 19mm, que aseguran un mejor ROP (Rata de penetración). Tiene cuerpo de acero lo que permite una buena área de limpieza y posee ocho boquillas intercambiables que facilita la configuración hidráulica. La **Ecuación 3**, presenta el cálculo del TFA para la broca que se muestra en la **Figura 38**.

El ensamblaje de fondo # 3 será de contingencia.

Ecuación 3. Calculo TFA Broca # 2 y Broca # 3.

$$TFA = \frac{13^2 + 13^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2}{1303.8}$$
$$TFA = 0.922$$

Figura 38. Broca # 2 y Broca # 3 - 16” SDi519MHPX IADC:S123.



Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 6.

Tabla 10. Especificaciones Broca 2.

Cortadores totales	44
Tamaño cortadores	16mm(5/8"), 19mm(3/8"
Cara Cortadores	(39) 19mm
Cortadores externos	(5) 16mm
Cuchillas	5
Boquillas	8 series 60N
Conexión	7 5/8" Regular
Junk slot área (pulgada cuadrada)	97.542
Diámetro	Longitud: 3" Protección: Disponible
Longitud	Make-Up: 13 3/16" Overall: 18 3/8"
Cuello de pesca	Diámetro: 9 1/4" Longitud: 3 5/8"

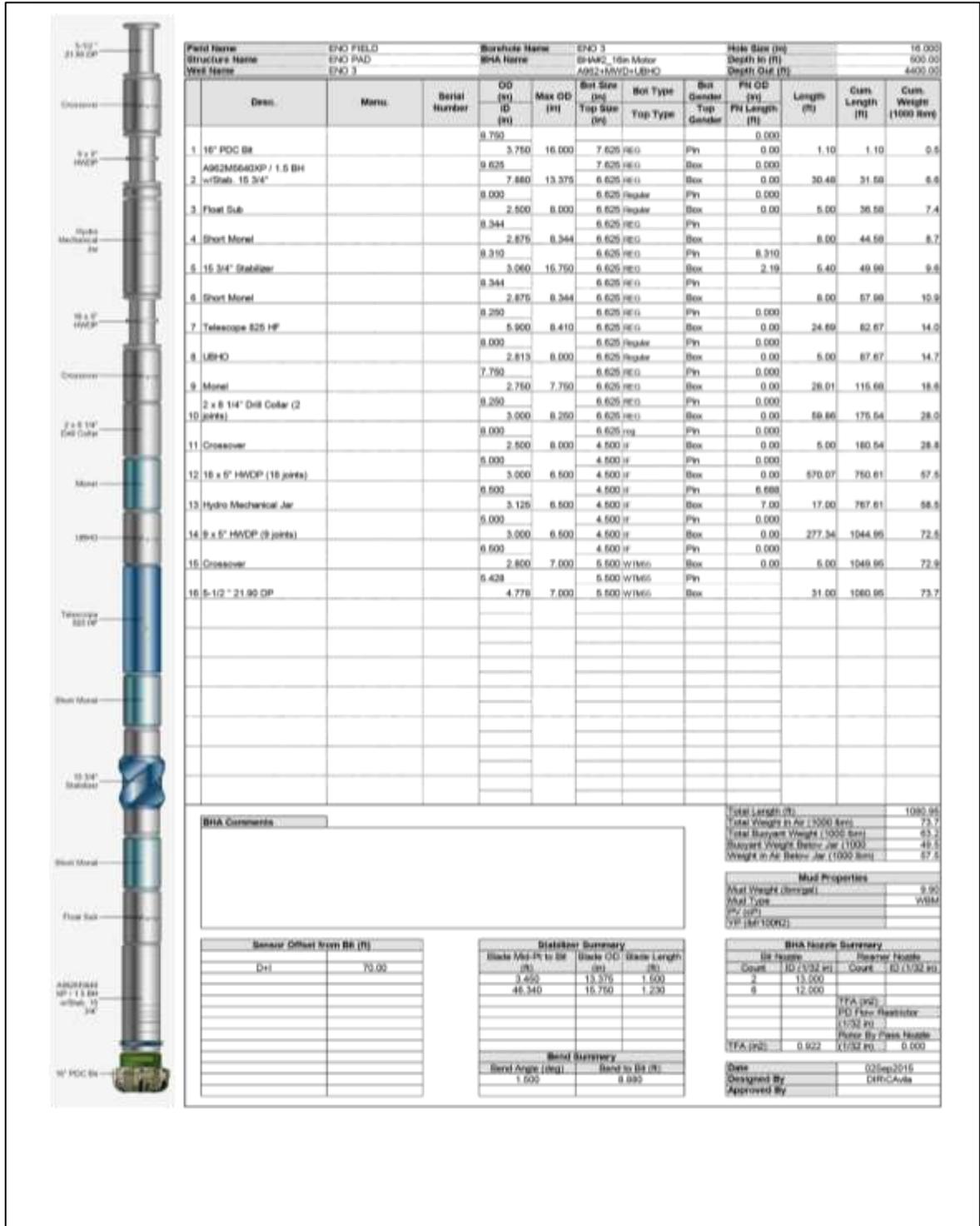
Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

Tabla 11. Parámetros Operacionales Broca 2.

Velocidad de rotación	Adecuada para rotación y PDM
Peso sobre la broca (WOB)	4.000 A 45.000 (lbf)
Tasa de Flujo (GPM)	750 a 1000
Caballos de Fuerza para hidraulica(HSI)	1 a 6
Torque recomendado	61.850 A 79.800 pies/lbs

Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

Figura 39. Ensamblaje de fondo # 2.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 18 de Septiembre de 2015. p. 23.

Tabla 12. Especificaciones Broca 3 – Pozo ENO-3

Cortadores totales	44
Tamaño cortadores	16mm(5/8"), 19mm(3/8"
Cara Cortadores	(39) 19mm
Cortadores externos	(5) 16mm
Cuchillas	5
Boquillas	8 series 60N
Conexión	7 5/8" Regular
Junk slot área (pulgada cuadrada)	97.542
Diámetro	Longitud: 3" Protección: Disponible
Longitud	Make-Up: 13 3/16" Overall: 18 3/8"
Cuello de pesca	Diámetro: 9 1/4" Longitud: 3 5/8"

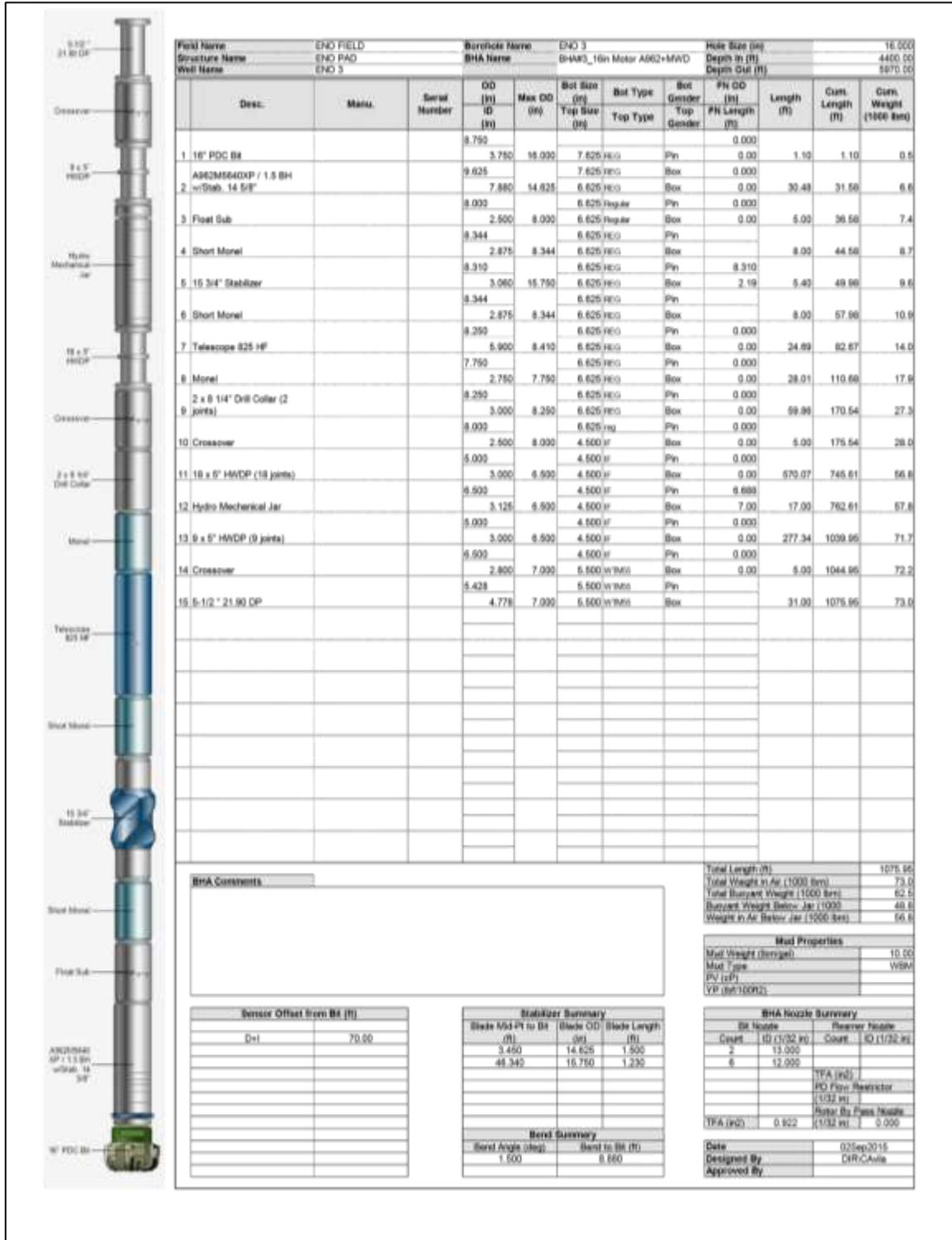
Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

Tabla 13. Parámetros Operacionales Broca 3 – Pozo ENO-3

Velocidad de rotación	Adecuada para rotación y PDM
Peso sobre la broca (WOB)	4.000 A 45.000 (lbf)
Tasa de Flujo (GPM)	750 a 1000
Caballos de Fuerza para hidraulica(HSI)	1 a 6
Torque recomendado	61.850 A 79.800 pies/lbs

Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

Figura 40. Ensamblaje de fondo # 3 – Pozo ENO-3.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 18 de Septiembre de 2015. p. 24.

5.1.2 Perforación sección 12 ¼” con motor de fondo. La perforación de ésta sección se planeó con el ensamblaje de fondo # 4 que se presenta a continuación. Se presenta también el ensamblaje de fondo # 5 que será de contingencia.

Litología: Arcillas, Conglomerados, Chert, Limolita, Areniscas y Luititas.

Ensamblaje de fondo #4: Por las características de las formaciones a atravesar es el intervalo más crítico, ya que hay litologías que varían su compactación, por lo que se cree pertinente el uso de una sola broca en toda la sección. Es necesario también el uso de un motor de fondo.

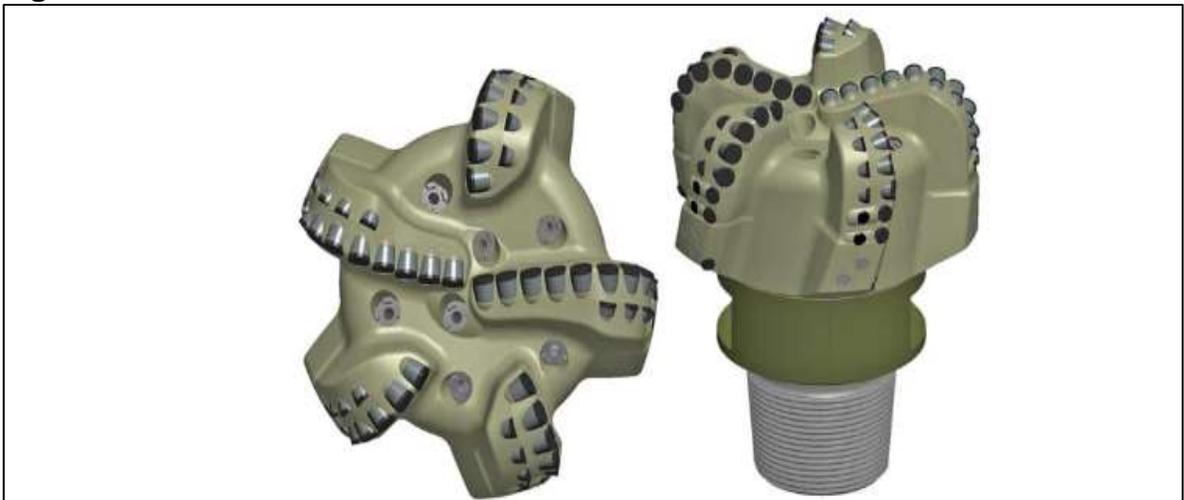
Por estas razones se seleccionó la broca PDC (Diamante Policristalino) de cinco aletas y cortadores de 19mm y 16mm, con cortadores de respaldo en todas las aletas y con gran área de limpieza. Esta broca cuenta con siete boquillas para cinco aletas, lo que mejora la hidráulica de la misma, de las cuales tres boquillas son de 13/32” y cuatro boquillas de 14/32”. La **Ecuación 4**, presenta el cálculo del TFA para la broca que se muestra en la **Figura 41**.

Ecuación 4. Calculo TFA Broca #4.

$$TFA = \frac{13^2 + 13^2 + 13^2 + 14^2 + 14^2 + 14^2 + 14^2}{1303.8}$$

$$TFA = 0.990$$

Figura 41. Broca #4 12 ¼” MSi519LMHSBPXX IADC: M223.



Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 8.

Tabla 14. Especificaciones Broca 4.

Cortadores totales	66
Tamaño cortadores	13mm(1/2"), 16mm(5/8"), 19mm (3/4")
Cortadores cara	(21) 19mm
Cortadores externos	(10) 16mm
Cortadores cono	(10) 19mm
Contingencia	(20) 16mm / (5) 13mm
Cuchillas	5
Boquillas	7 series 60N
Conexión	6 5/8" Regular
Junk slot área (pulgada cuadrada)	34.384
Diámetro	Longitud: 2" Protección: Disponible
Longitud	Make-Up: 10,87 Overall: 15,754
Cuello de pesca	Diámetro: 8" Longitud: 3,531

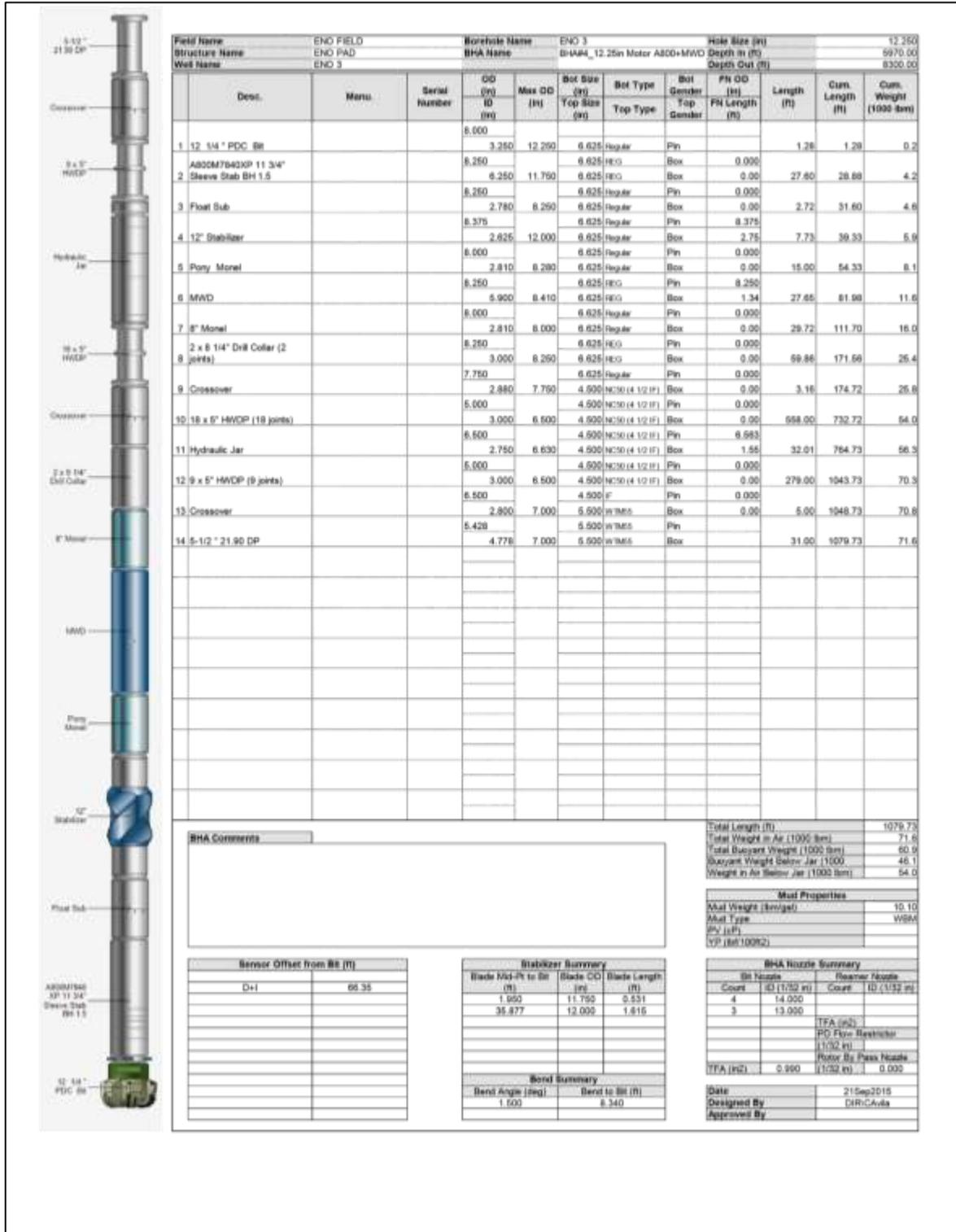
Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 14.

Tabla 15. Parámetros Operacionales Broca 4.

Velocidad de rotación	Adecuada para rotación, RSS y PDM
Peso sobre la broca (WOB)	6.000 A 40.000 (lbf)
Tasa de Flujo (GPM)	500 – 1200
Caballos de Fuerza para hidraulica(HSI)	1 a 6

Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 14.

Figura 42. Ensamblaje de fondo # 4.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 18 de Septiembre de 2015. p. 26.

Ensamblaje de fondo # 5 - Contingencia: Esta broca es de contingencia en caso de que sea necesario hacer un viaje a superficie por bajas ROP o por problemas en el Ensamblaje de fondo, se utilizará una Broca PDC de cuatro aletas

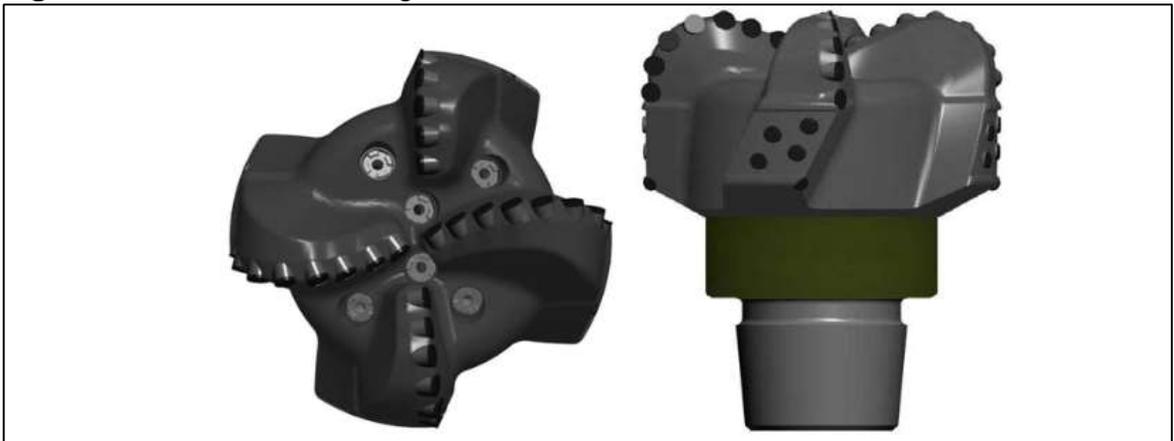
La broca escogida para ser de contingencia es una broca PDC con diámetro de 12 1/4", de cuatro aletas con cortadores de 19 mm, cuerpo de acero con un área de limpieza de 33.331 pulgadas cuadradas. La broca tiene seis boquillas de 14/32" para cinco aletas lo que beneficia a la hidráulica de la misma. La **Ecuación 5**, presenta el cálculo del TFA para la broca que se muestra en la **Figura 43**.

Ecuación 5. Calculo TFA Broca # 5.

$$TFA = \frac{14^2 + 14^2 + 14^2 + 14^2 + 14^2 + 14^2}{1303.8}$$

$$TFA = 0.902$$

Figura 43. Broca # 5 Contingencia 12 1/4" SDi419HBPX IADC: S123.



Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 9.

Tabla 16. Especificaciones Broca 5.

Cortadores totales	33
Tamaño cortadores	13mm(1/2"), 19mm (3/4")
Cortadores cara	(16) 19mm
Cortadores externos	(4) 19mm
Cortadores cono	(10) 19mm
Contingencia	(9) 19mm / (4) 13mm
Cuchillas	4
Boquillas	6 series 60N
Conexión	6 5/8" Regular
Junk slot área (pulgada cuadrada)	33.331
Diámetro	Longitud: 3" Protección: Disponible
Longitud	Make-Up: 10 11/16" Overall: 15 5/8"
Cuello de pesca	Diámetro: 7 7/8" Longitud: 2 15/16"

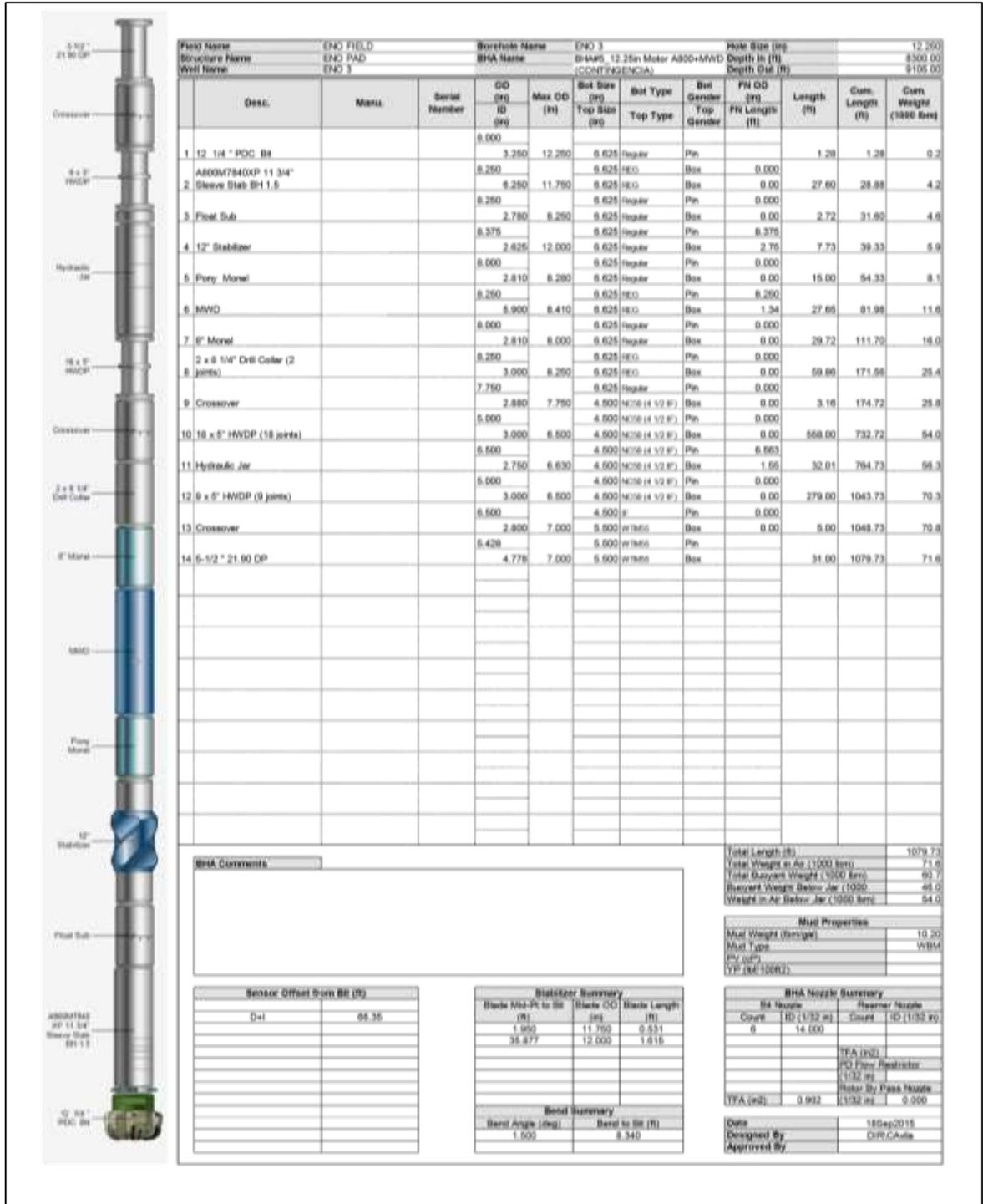
Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 15.

Tabla 17. Parámetros Operacionales Broca 5.

Velocidad de rotación	BHA orientable y motores de fondo
Peso sobre la broca (WOB)	6.000 A 35.000 (lbf)
Tasa de Flujo (GPM)	500 – 1200
Caballos de Fuerza para hidraulica(HSI)	1 a 6

Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 15.

Figura 44. Ensamblaje de fondo Ensamblaje de fondo # 5.



Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 18 de Septiembre de 2015. p. 27.

5.1.3 Perforación sección de 8 ½” con Motor de fondo. Esta sección fue planeada con un solo ensamblaje de fondo que se presenta a continuación. Las formaciones a perforar son Napo y Hollín.

Litología: Areniscas, Lutitas y Calizas

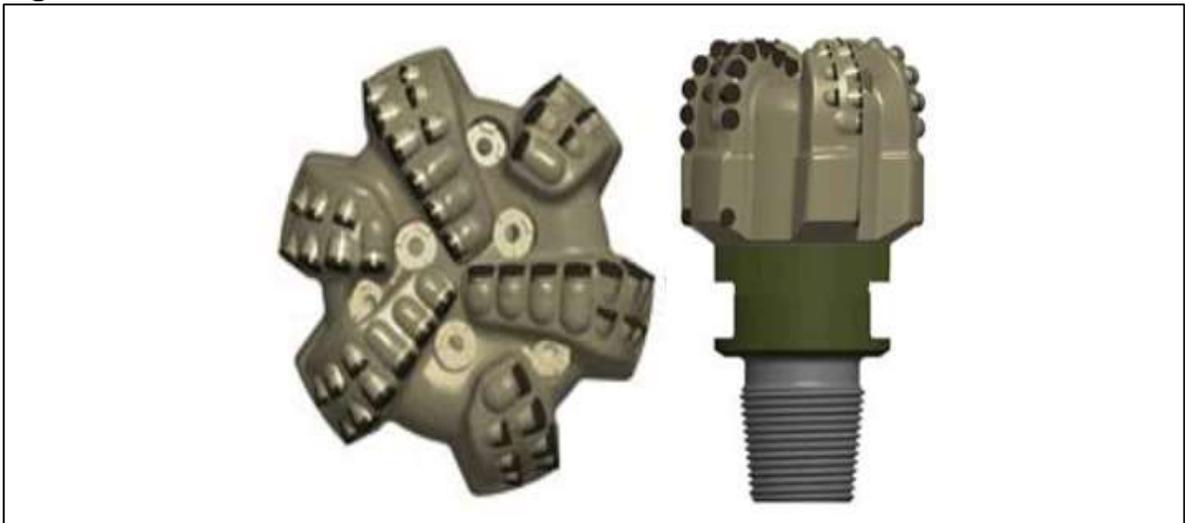
Ensamblaje de fondo # 6: Se escoge una broca PDC con diámetro de 8 ½”, que tiene seis aletas y aletas de respaldo, de las cuales tres son primarias, con cortadores de 16 mm, seis boquillas intercambiables, en este caso de 12/32” cada una. Esta broca tiene las características necesarias para perforar las areniscas abrasivas de la formación Napo. La **Ecuación 6**, presenta el cálculo del TFA para la broca que se muestra en la **Figura 45**.

Ecuación 6. Calculo TFA Broca # 6.

$$TFA = \frac{12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2 + 12^2}{1303.8}$$

$$TFA = 0.663$$

Figura 45. Broca # 6 8 ½” MSi616LBPX IADC: M233.



Fuente. ORION ENERGY. Brocas ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 9.

Tabla 18. Especificaciones Broca 6.

Cortadores totales	57
Tamaño cortadores	13mm(1/2"), 16mm (5/8")
Cortadores cara	(39) 16mm
Cortadores externos	n/a
Contingencia	(18) 13mm
Cuchillas	6
Boquillas	6 series 60N
Conexión	4 1/2" Regular
Junk slot área (pulgada cuadrada)	10.639
Diámetro	Longitud: 0" Protección: 9.487"
Longitud	Make-Up: 6" Overall: 3.423

Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 16.

Tabla 19. Parámetros Operacionales Broca 6.

Velocidad de rotación	BHA orientable y motores de fondo
Peso sobre la broca (WOB)	4.000 A 35.000 (lbf)
Tasa de Flujo (GPM)	300 – 800
Caballos de Fuerza para hidraulica(HSI)	1 a 6

Fuente. ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-3: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 16.

5.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En esta sección, se presenta la planeación para las operaciones relacionadas con fluidos de perforación para cada una de las secciones de los pozos a perforar durante la segunda campaña de perforación en el Bloque 54. Las operaciones y propiedades recomendadas aplican para los tres pozos ENO-3, ENO-4 y ENO-5.

Información de Referencia

- Presencia de cantos rodados (piedrones superficiales) y arenas en los primeros pies perforados y con riesgo de fracturamiento en superficie causando pérdida de fluido en los primeros 500 pies.
- Presencia de arcilla tipo Gumbo al perforar la formación Chalcana por bajos caudales, produciendo un taponamiento en la línea de flujo (conductor), por la característica de la formación.
- Contaminación con anhidrita durante la perforación de la formación Chalcana (500 pies MD).
- Presencia de arcillas en las formaciones Chalcana (500 pies MD), Ortegua (5.700 pies MD) y Tena (8.000 pies MD).
- Lavado de las paredes del pozo durante la perforación de la sección de 8½" en algunas zonas de Napo (10.000 pies MD).
- Presencia de gas en arenas de Napo (10.000 pies MD).
- Inestabilidad en las lutitas de Napo Shale por altos galonajes y tiempos de circulación durante la perforación y corrida del revestimiento de 9 5/8".
- Limpieza de equipos de control de sólidos cada parada para efectivizar desalojo de los cortes hacia los tanques.

5.2.1 Sección de 16" y revestimiento de 13 3/8".

Sistema: Fluido bentonítico - disperso

Litología: Cantos Rodados, Arenas, Lutitas y Arcillas

Formación: Chalcana—Ortegua

Lo que se desea hacer en esta sección es darle integridad y soporte a la formación Chalcana para continuar la siguiente sección.

Para la perforación se utilizara un fluido bentonítico para los primeros pies de la formación y se transforma en un lodo disperso con aditivos para evitar el hinchamiento que se pueda generar en la formación Chalcana, ya que presenta estratos arcillosos de esmectita, llamado también arcilla tipo Gumbo.

- **Características Operación** Iniciar la perforación con fluido bentonítico con el fin de minimizar pérdida de fluidos y estabilizar las paredes de hueco los primeros pies.

Al observar arcillolita, transformar a un lodo disperso agregando antiespumante y soda caustica, formulado con inhibidores de arcilla para aumentar la rata de penetración y evitar presencia de arcilla sobre la tubería y el ensamblaje de fondo.

En el sistema de control de sólidos, tener un circuito cerrado de la deshidratación, para disminuir el consumo de agua fresca y mantener el lodo a las condiciones necesarias de operación.

Se bombearán 20 bbl de píldoras viscosa de bentonita y extendedor de bentonita para ayudar la limpieza del hueco hasta llegar a 500 pies,

A partir de esta profundidad (500 pies) se bombearan 30 bbl de píldoras de baja reología con inhibidores, antiespumante y soda cáustica cada dos paradas (120 pies), y 40 bbl de píldoras viscosas cada dos paradas hasta llegar a una profundidad de 4.500'.

A la profundidad de 4.500 pies, se bombearán cada parada 30 bbl de píldoras de baja reología con Inhibidores, antiespumantes y soda cáustica y cada dos paradas 40 bbl de píldoras viscosas bentonita, bentonita extendida.

Se recomienda maximizar la rotación de la tubería durante la circulación para remover los ripios que se encuentren bajo la sarta mecánicamente.

Durante la sacada de tubería se bombearán tren de píldoras, de 30 bbl dispersa y 40 bbl barrido, y circular hasta hueco limpio. Al llegar a fondo es necesario repetir la operación para evitar que los sólidos arrastrados por el ensamblaje de fondo se compacten en las aletas de la broca y esto produzca una disminución en la rata de penetración.

La densidad inicial del sistema será de 8,4 lpg, aumentando gradualmente hasta 9.0 lpg a los 1.100 pies. Al final del intervalo se llegará a un peso de 10 lpg para terminal el intervalo, y para la corrida del revestimiento se aumentará a una densidad de 10,2 lpg, como se muestra en el **Grafico 22**.

Es necesario tener un galonaje de 1.100 gpm, para garantizar el lavado de las paredes del pozo y dispersar los cortes para disminuir su tamaño durante la perforación de esta sección.

- **Recomendaciones.** A continuación se presentan algunas recomendaciones para la sección de 16”.

Prehidratar la bentonita con un tiempo mínimo de 12 horas antes de la perforación.

Impregnar las herramientas con inhibidor de arcilla, para minimizar contacto con las arcillas.

Durante los primeros pies perforados, usar solo una bomba para evitar fractura en la formación.

Mantener el mínimo peso sobre la broca, seleccionar el tamaño adecuado de boquillas para obtener una buena hidráulica y mantener máxima tasa de flujo para evitar el embolamiento de la broca.

Repasar la sarta dos o tres veces cada parada y complementar con bombeo de píldoras con material de barrido para garantizar la limpieza del hueco.

En la **Tabla 20**, se presentan las propiedades recomendadas para el fluido de perforación a utilizar para esta sección.

Tabla 20. Propiedades Fluido de Perforación – Sección 16”

Densidad (lpg)	8.4 – 10.0 – 10.2	pH	7.0 - 8.0
Viscosidad (sec/qt)	27 – 32	Filtrado API (cm ³ /30 min.)	N/C
PV (cP)	2 – 8	Sólidos de Perforación (% Vol.)	< 11 % máx.
YP (lbs./100 pie ²)	2 – 14	MBT (lbs/bbl equivalente.)	< 40
Ca ⁺⁺ (mg/L)	<200		

Fuente. ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-3. Quito, Ecuador: 3 de Septiembre de 2015. p. 9.

5.2.2 Sección de 12 ¼” y revestimiento de 9 5/8”.

Sistema: Disperso

Litología: Arcillas/ Conglomerados con niveles de Chert en Tiyuyacu

Formación: Orteguaza, Tiyuyacu y Tena.

En esta sección, el objetivo es aislar las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y Tena, dando soporte e integridad para continuar con la siguiente sección. Los estratos a perforar están compuestos de arcillas compuestas por illitas y esmectitas que son hidratables, por lo que se perforara con aditivos inhibidores de arcilla para garantizar la integridad de las paredes.

- **Características de Operación.** Haciendo uso de un sistema disperso, en esta sección se perforará cemento y flotador y unos pies de formación. Es necesario hacer un tratamiento previo al sistema disperso para controlar contaminación por el cemento. Una vez se limpia el cemento del revestimiento de 13 3/8" es necesario desplazar el fluido contaminado por un fluido disperso con aditivos para prevenir el embolamiento de la broca y con controladores de filtrado para disminuir y controlar la invasión, manteniendo la estabilidad del hueco.

La perforación de este intervalo se iniciará con una densidad de 9,8 lpg, de acuerdo a información de pozos vecinos, e irá aumentando como se observa en el **Gráfico 22**.

Se mantendrá una concentración de 2 lb/bbl de aditivos para evitar el hinchamiento de las arcillas de las formaciones Ortegua, Tiyuyacu y Tena, concentración con la cual también se mantendrá el pH en un rango entre 9,5 – 10,5.

Será necesario agregar CaCO₃ (carbonato de calcio) en los conglomerados, arenas y lutitas para el sello de micro fracturas dándole mayor estabilidad a la formación durante la operación, y también inhibidor de arcillas con una concentración entre 0,7 – 0,9 lb/bbl.

Se bombearán píldoras de 30 bbl que ayudarán a la estabilidad y a mejorar el sello, trabajando en conjunto con el carbonato de calcio, que se adicionará en diferente granulometría para trabajar como material de puenteo. Con el control del sello se minimiza el riesgo de una pega diferencial

Se agregará también aditivo con una concentración entre 1,0 – 1,7 lb/bbl, para aumentar la lubricidad del fluido previniendo la un incremento en la concentración de sólidos encapsulando los mismos.

Durante la perforación de las arcillas, el filtrado se mantendrá en 12 cc, y en conglomerados y Ortegua se ajustara a valores menores a 8cc, agregándole un polímero al sistema.

- **Recomendaciones.** Se recomienda seleccionar el tamaño de boquillas adecuado para tener una hidráulica adecuada (mínimo 2.5) y mantener la tasa de flujo constante con el fin de evitar la acreción de arcillas en el ensamblaje de fondo y sobre cargar el anular con ripios.

Optimizar el funcionamiento del equipo de control de sólidos para evitar altas tasas de dilución.

Debe haber un control del contenido de calcio, que sea menor a 200 mg/l, pretratando el sistema con soda caustica antes de viajes de calibración o acondicionamiento.

Controlar el sistema de fluidos con bactericida durante la perforación de Tiyuyacu y Tena, para prevenir cualquier riesgo de degradación bacteriana.

Bombear 30 bbl de píldoras de baja reología y 40 bbl de píldoras de barrido. Si la tasa de penetración es alta, las píldoras deben ser bombeadas con mayor frecuencia.

Revisar los procedimientos de manejo y mezcla de productos durante la perforación de la sección.

En la **Tabla 21**, se presentan las propiedades recomendadas para el fluido de perforación a utilizar para esta sección.

Tabla 21. Propiedades Fluido de Perforación – Sección 12 1/4”

Densidad (lpg)	9.8 – 10.2 – 10.4	MBT (lb/bbl equiv.)	< 15
PV (cP)	6 – 18	pH	9.5 – 10.5
YP (lb/100 ft ²)	6 – 20	Sólidos de Perf. (% by Vol.)	< 12.0
Filtrado API (cm ³ /30 min.)	12 - 7	Ca ⁺⁺ (mg/l)	150 máx.

Fuente. ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-3. Quito, Ecuador: 3 de Septiembre de 2015. p.16.

5.2.3 Sección de 8 ½” y liner de 7”.

Sistema: Bajo contenido de sólidos

Litología: Lutitas, Calizas, Areniscas

Formación: Tena, Napo, Hollín Superior

Esta sección involucra a las arenas productoras: “U”, “T” y “Hollín”. Se busca aislar las arenas productoras, realizar un adecuado puenteo y buscar un mínimo daño a la formación.

- **Características Operación.** Se perforará con el fluido del intervalo anterior el cemento. Tras perforar el cemento del revestimiento de 9 5/8”, se desplaza el fluido contaminado por el fluido nuevo.

Regular el filtrado a 7 cc al inicio de la etapa con la ayuda de aditivos específicos, y se ajusta a un valor cercano a 6 cc mientras se perfora la formación Napo hasta llegar al final del intervalo, y mantenerlo en valores entre 5 cc y 6 cc como se presenta en la **Tabla 22**.

Si son necesarios durante la operación altos torques y arrastre, adicionar 20 bbl de lubricante con concentración del 3% volumen/volumen y evaluar la necesidad de lubricante mecánico, principalmente en zona de calizas. Se recomienda trabajar con galonaje entre 380 y 400 gpm para mantener la estabilidad de las paredes de esta sección.

Adición de carbonato de calcio de diferente granulometría como material de puenteo y como densificante para garantizar un buen sello y disminuir el riesgo de pega diferencial.

Preparar pildora en los tanques de reserva con material puenteante de la siguiente manera: 20 lpb de carbonato de calcio malla 100 y 10 lpb de malla 30 y 10 lpb de material de puenteo. Este fluido debe ser usado como dilución durante la perforación.

Adicionar permanentemente material de puenteo a través de los embudos de la siguiente manera: tres sacos de carbonato de calcio malla 100, dos sacos de carbonato de calcio malla 30 y uno de carbonato de calcio junto con otro material puenteante por cada tubo perforado.

Cada cuatro paradas hacer bombeo de 20 bbl de píldoras de barrido con la concentración de material de puenteo requerido para cada arena.

- **Recomendaciones** Revisar los procedimientos de manejo y mezcla de productos durante la perforación de la sección.

Si el fluido de perforación remanente de la sección presenta las propiedades adecuadas, se recomienda almacenarlo para ser usado en otro pozo.

En la **Tabla 22**, se presentan las propiedades recomendadas para el fluido de perforación a utilizar para esta sección.

Tabla 22. Propiedades Fluido de Perforación – Sección 8 ½”.

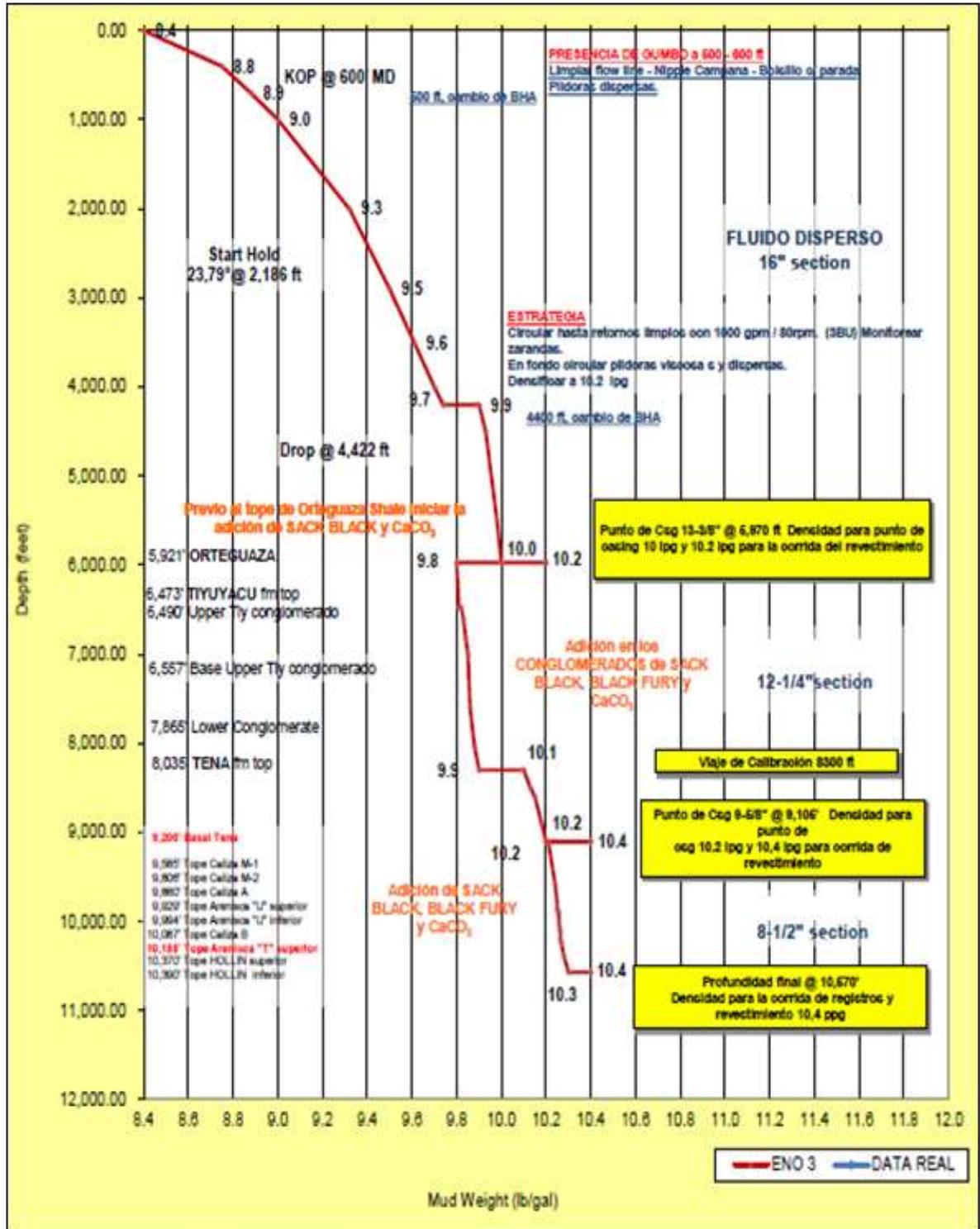
Densidad (lpg)	10.2 – 10.3 – 10.4	MBT (lb/bbl equiv.)	5
PV (cP)	20 -24	Viscosidad de Embudo	45 – 60
YP (lb/100 ft ²)	20 – 28	Sólidos de Perf. (% by Vol.)	< 7%.
Filtrado API (cm ³ /30 min.)	6.0 - 5.0	Ca ⁺⁺ (mg/l)	100 Max.

Fuente. ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-3. Quito, Ecuador: 3 de Septiembre de 2015. p.20.

5.2.4 Curva de Densidades. A continuación se presentan las curvas de densidades para cada uno de los pozos, las cual sirven como referencia y para tener un control de la densidad del fluido de perforación, a medida que se perfora

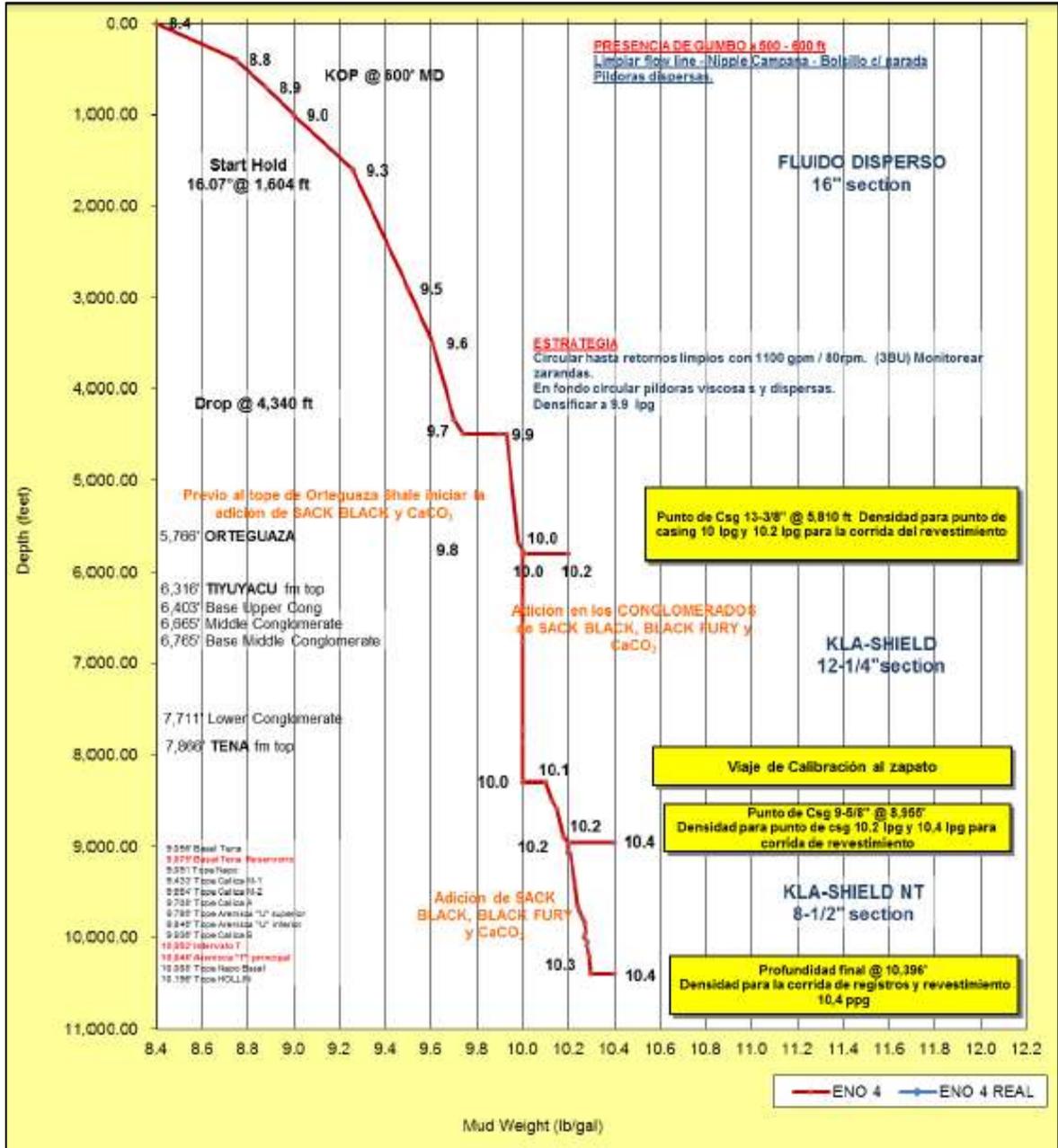
En la **Gráfica 22**, se presenta la curva de densidades para el pozo ENO-3, en la **Gráfica 23** para el Pozo ENO-4 y en la **Gráfica 24** para el Pozo ENO-5

Gráfico 22. Curva de densidades Pozo ENO-3.



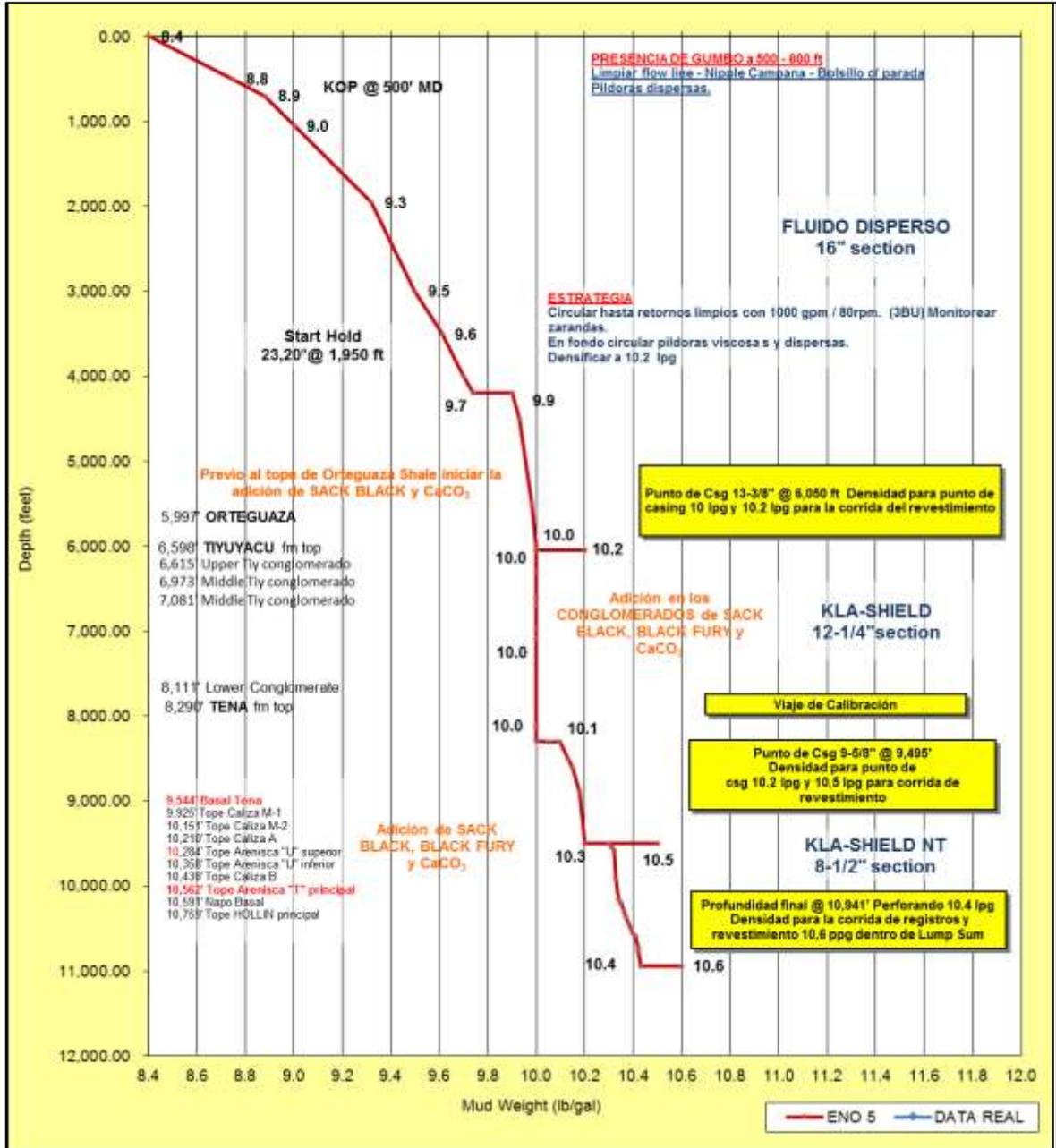
Fuente. ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-3. Quito, Ecuador: 3 de Septiembre de 2015. p. 3.

Gráfico 23. Curva de densidades Pozo ENO-4.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-4. Quito, Ecuador: 10 de Noviembre de 2015. p. 3.

Gráfico 24. Curva de densidades Pozo ENO-5.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-5. Quito, Ecuador: 27 de Noviembre de 2015. p. 3.

5.3 CONTROL DE SÓLIDOS

El objetivo del equipo de control de sólidos es mantener las propiedades del fluido de perforación en buenas condiciones reduciendo los costos de preparación de nuevo fluido y evitar altos volúmenes de dilución realizando un mejoramiento químico para tener control sobre los parámetros de densidad y MBT (Prueba de azul de metileno).

Se recomienda reutilizar en lo posible el efluente de la deshidratación recuperando el valor de productos de los fluidos de perforación y minimizar el volumen de desechos generados para de esta manera reducir los costos de manejo y disposición.

5.3.1 Equipo de control de sólidos. Durante las operaciones de perforación se contará con los siguientes equipos en campo:

- Tres Zarandas
- Una “Limpiador de Lodo” o “3 en 1” (D-sander de 2 conos de 10” + D-silter de 16 conos de 4” + Zaranda)
- Dos Centrífugas decantadoras de velocidad variable (una de ellas de alto volumen), con una bomba de alimentación cada una.
- Unidad de zaranda secadora con sus accesorios, para procesar cortes con una alta humedad.

Para buscar reducir los volúmenes de dilución del fluido de perforación, y disminuir descarga de líquidos los equipos se deben operar de la siguiente manera

- El desarenador tomará el fluido de las trampas de arena, separando las partículas con un tamaño mayor a 40 micrones que no pueden ser separados por las zarandas. Esto permite que no exista acumulación de sólidos en la trampa de arena extendiendo los intervalos de mantenimiento y limpieza.
- El desarcillador tomará el fluido que sale del desarenador, separando partículas que no fueron retiradas con un tamaño entre 25 y 40 micrones.
- La descarga de los hidrociclones irá a una zaranda con una malla de bajo punto de corte cuya función es secar las descargas semi-sólidas reduciendo el volumen total de desecho. Este conjunto de equipos se denomina “limpiador de lodo” o “3 en 1”.

- Las descargas líquidas del desarcillador serán procesadas por las centrifugas, con el fin de tratar sólidos de baja gravedad con tamaño menor a 25 micrones. El efluente líquido de las centrifugas se descargará en el tanque de succión cerrando así el sistema de control de sólidos, y los sólidos serán manejados por el sistema de recolección de cortes.
- Se contará con una zaranda secadora, encargada de retirar la humedad a los cortes, con el fin de disminuir los volúmenes de transporte de sólidos en las volquetas.

En la **Tabla 23** se presenta el número de mallas aproximadas y número API para zarandas y el limpiador de lodo.

Tabla 23. Mallas Pozo ENO-3.

Equipo	Secciones	Cantidad aproximada de mallas	API
Zaranda	16"	4	100
	12 1/4"	8	120
		4	140
Limpiador de lodo	8 1/2"	6	170
		2	200

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 4.

5.3.2 Deshidratación. Si durante las operaciones es necesario reducir el volumen de fluido de perforación en el sistema activo o se necesita cambiar el fluido de perforación completamente, el excedente de fluido será enviado al proceso de deshidratación que estará compuesto por:

- Tanque de recepción
- Dos centrifugas de velocidad variable.
- Tanque de premezcla de químicos
- Bombas de Inyección y mezcla (Cavidad progresiva)
- Bombas eléctricas de transferencia

Se utilizarán cuatro tanques de 430 bbl para almacenar fluido de perforación.

Se propone minimizar y reutilizar el agua que sale del proceso de deshidratación por el taladro, en los fluidos de perforación y durante la cementación

5.3.3 Tratamiento de aguas. Es necesario realizar un tratamiento al agua antes de realizar cualquier tipo de descargas líquidas. Éste tratamiento consiste en adecuar los parámetros del agua que proviene de los procesos de deshidratación, de las trampas y canales.

El proceso abarca: tratamiento químico mediante floculantes y coagulantes a las aguas asociadas a la perforación y completación, ajuste de los parámetros petrofísicos y envío a inyección tras cumplir los parámetros establecidos que se presentan en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Parámetros del agua Pozo ENO-3.

Parámetros	Unidad	Límites
Ph	N/A	6 <PH<8
Oxígeno disuelto	ppb	<80
Sólidos Totales	mg/l	<50
Turbiedad	NTU	<25
Bario	mg/l - ppm	<8
Ca	mg/l - ppm	<500
SO4	mg/l - ppm	<3000
TPH	mg/l	<50

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 6.

Para este procedimiento se contará con dos tanques verticales de 430 barriles y una unidad de mezcla de químicos.

Muestreo: Una vez realizado el tratamiento al agua, se debe hacer un monitoreo y análisis de los siguientes parámetros: pH, oxígeno, sólidos totales disueltos (TSS), Bario (Ba) Calcio (Ca) y Sulfatos (SO₄), con el fin de conocer si se cumplen los parámetros para su inyección o descarga.

5.3.4 Manejo de Cortes de Perforación. Los sólidos serán separados por los equipos de control de sólidos anteriormente mencionados (zarandas, limpiadores de lodo y centrifugas) y los sólidos del proceso de deshidratación serán enviados a dos tanques abiertos con una capacidad de 150 a 200 bbl cada uno.

Cuando se presente humedad en los sólidos, estos serán llevados mediante una excavadora a la zaranda de secadora, con el fin de disminuir el volumen de los sólidos a ser transportados en las volquetas.

En los tanques se agregará fijador en concentraciones de 3 a 6 lb/bbl y una vez mezclados con el fijador se entregarán al gestor ambiental para su adecuada deposición.

Los cortes de perforación deben cumplir los siguientes parámetros que se presentan en la **Tabla 25** del reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas del Ecuador. (RAOHE. Decreto ejecutivo 1215).

Tabla 25. Parámetros cortes de perforación.

a) SIN impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	6<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	4,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.003
Cadmio	Cd	mg/l	<0.05
Cromo total	Cr	mg/l	<1.0
Vanadio	V	mg/l	<0.2
Bario	Ba	mg/l	<5

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 7.

Muestreo: Es necesario hacer una caracterización de los cortes diariamente, donde se debe hacer mediciones de pH, humedad y conductividad. También se debe tomar una muestra de los cortes al final de la perforación para verificar los parámetros de cumplimiento ambiental.

5.3.5 Operaciones y Volúmenes estimados para para cada uno de los intervalos. Se presenta los volúmenes estimados de las operaciones relacionadas con control de sólidos, para cada una de las secciones a perforar.

5.3.5.1 Sección de 16”. Los tanques verticales se utilizarán para almacenar el fluido desplazado, para almacenar fluido nuevo preparado o como contingencia para otros fluidos.

Una vez se realice el tratamiento al agua y esta cumpla con los parámetros establecidos, será enviada al gestor ambiental para su disposición final. Los productos químicos utilizados en el tratamiento son floculantes, coagulantes y reguladores de pH.

El manejo de los cortes de perforación se hará mediante fijador con una concentración entre 3 – 6 lb/bbl.

Se utilizará un sistema cerrado. Utilizar el 80% del efluente del sistema de deshidratación en el sistema activo del fluido de perforación. Se hará uso de un polímero sin carga iónica y compatible con el fluido de perforación.

La **Tabla 26** muestre los volúmenes esperados para el Pozo ENO-3, la **Tabla 27** los volúmenes esperados del Pozo ENO-4 y la **Tabla 28** los volúmenes esperados del Pozo ENO-5, para la sección de 16”.

Tabla 26. Volúmenes control de sólidos Intervalo 1 - Pozo ENO-3.

Intervalo 1 - ENO-3						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia a equipos	Prom LGS (%)
9	0	5.970 pies	16"	15	75	9
Agua de circulación de sistema de deshidratación			7.978 bbl	gpm		50 centrifuga#1
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			4.436 bbl	horas/dia		17
Agua lodosa from cellar			450 bbl	horas/dia		0
Volumen de lodo deshidratado			13.057 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			3.087 bbl			
Cortes de deshidratación			4.966 bbl			
Cortes del hueco			1.964 bbl			
Cortes de otros			257 bbl			
Cortes totales			7.187 bbl			
Volumen fijador			68 bbl	Concentración lb/bbl		3,5
Volumen exceso de agua			719 bbl	Contingencia		10%
Sólidos totales a piscina			7.974 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 11.

Tabla 27. Volúmenes control de sólidos Intervalo 1 - Pozo ENO-4.

Intervalo 1 - ENO-4						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
9	0	5.710 pies	16"	15	75	9
Agua de circulación de sistema de deshidratación			7.509 bbl	gpm		50 centrifuga# 1
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			4.198 bbl	horas/dia		16
Agua lodosa from cellar			450 bbl	horas/dia		0
Volumen de lodo deshidratado			12.384 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			3.647 bbl			
Cortes de deshidratación			7.024 bbl			
Cortes del hueco			1.879 bbl			
Cortes de otros			407 bbl			
Cortes totales			9.309 bbl			
Volumen fijador			91 bbl	Concentración lb/bbl		3,6
Volumen exceso de agua			465 bbl	Contingencia		5%
Sólidos totales a piscina			9.866 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-4. Quito, Ecuador: 14 de Octubre de 2015. p. 10.

Tabla 28. Volúmenes control de sólidos Intervalo 1 - Pozo ENO-5.

Intervalo 1 - ENO-5						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
9	0	6.050 pies	16"	15	75	9
Agua de circulación de sistema de deshidratación			6.570 bbl	gpm	50 centrifuga#1	
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			3.935 bbl	horas/día	14	
Agua lodosa from cellar			450 bbl	horas/día	0	
Volumen de lodo deshidratado			11.202 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			3.944 bbl			
Cortes de deshidratación			6.303 bbl			
Cortes del hueco			1.991 bbl			
Cortes de otros			418 bbl			
Cortes totales			8.712 bbl			
Volumen fijador			85 bbl	Concentración lb/bbl	3,6	
Volumen exceso de agua			436 bbl	Contingencia	5%	
Sólidos totales a piscina			9.232 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-5. Quito, Ecuador: 26 de Noviembre de 2015. p. 10.

5.3.5.2 Sección de 12 ¼". Se utilizará un sistema semi-abierto. Reutilizar en lo posible el efluente del sistema de deshidratación en el sistema activo, según la conveniencia en la operación.

Realizar recuperación de barita y el proceso de floculación de acuerdo a lo requerido durante la operación.

El fluido de perforación que no pueda ser reutilizado se enviará a deshidratación y el efluente de la deshidratación a tratamiento de aguas.

Al igual que la sección anterior, el agua que cumpla con los parámetros establecidos será enviada al gestor ambiental para su disposición y el manejo de desechos sólidos se hará mediante fijación con una concentración de 3-6 lb/bbl.

En las siguientes tablas se presentan los volúmenes esperados para la sección de 12 ¼". La **Tabla 29** muestre los volúmenes esperados para el Pozo ENO-3, la **Tabla**

30 los volúmenes esperados del Pozo ENO-4 y la **Tabla 31** los volúmenes esperados del Pozo ENO-5.

Tabla 29. Volúmenes control de sólidos Intervalo 2 - Pozo ENO-3.

Intervalo 2 - ENO-3						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
9	5.970 pies	9.105 pies	12 1/4"	10	70	8
Agua de circulación de sistema de deshidratación			656 bbl	gpm	50 centrifuga#1	
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			2.601 bbl	horas/día	3	
Volumen lodo nuevo			158 bbl	gpm	-	
Agua lodosa from cellar			180 bbl	horas/día	-	
Volumen de lodo deshidratado			3.594 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			2.529 bbl			
Cortes de deshidratación			1.758 bbl			
Cortes del hueco			553 bbl			
Cortes de otros			183 bbl			
Cortes totales			2.494 bbl			
Volumen fijador			27 bbl	Concentración lb/bbl	4	
Volumen exceso de agua			125 bbl	Contingencia	5%	
Sólidos totales a piscina			2.646 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 12.

Tabla 30. Volúmenes control de sólidos Intervalo 2 - Pozo ENO-4.

Intervalo 2 - ENO -4						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
10	5.710 pies	8.955 pies	12 1/4"	10	70	8
Agua de circulación de sistema de deshidratación			729 bbl	gpm		50 centrifug a#1
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			2.720 bbl	horas/dia		3
Volumen lodo nuevo			168 bbl	gpm		-
Agua lodosa from cellar			200 bbl	horas/dia		-
Volumen de lodo deshidratado			3.817 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			2.686 bbl			
Cortes de deshidratación			1.862 bbl			
Cortes del hueco			573 bbl			
Cortes de otros			199 bbl			
Cortes totales			2.634 bbl			
Volumen fijador			29 bbl	Concentración lb/bbl		4
Volumen exceso de agua			53 bbl	Contingencia		2%
Sólidos totales a piscina			2.715 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-4. Quito, Ecuador: 14 de Octubre de 2015. p. 12.

Tabla 31. Volúmenes control de sólidos Intervalo 2 - Pozo ENO-5.

Intervalo 2 - ENO-5						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
9	6.050 pies	9.495 pies	12 1/4"	10	70	8
Agua de circulación de sistema de deshidratación			656 bbl	gpm		50 centrifuga #1
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			2.658 bbl	horas/día		3
Volumen lodo nuevo			192 bbl	gpm		-
Agua lodosa from cellar			180 bbl	horas/día		-
Volumen de lodo deshidratado			3.685 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			3.074 bbl			
Cortes de deshidratación			1.458 bbl			
Cortes del hueco			606 bbl			
Cortes de otros			164 bbl			
Cortes totales			2.229 bbl			
Volumen fijador			24 bbl	Concentración lb/bbl		4
Volumen exceso de agua			45 bbl	Contingencia		2%
Sólidos totales a piscina			2.298 bbl			

Fuente: ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-5. Quito, Ecuador: 26 de Noviembre de 2015. p. 11.

5.3.5.3 Sección de 8 ½". Se utilizará un sistema abierto, en donde todo el efluente de deshidratación se enviará a tratamiento de aguas.

Al igual que en las secciones anteriores, una vez el agua sea tratada y cumpla los parámetros establecidos será enviada al gestor ambiental para su disposición y el manejo de desechos sólidos se hará mediante fijación con una concentración de 3 - 6 lb/bbl.

En las siguientes tablas se presentan los volúmenes esperados para la sección de 8 ½". La **Tabla 32** muestra los volúmenes esperados para el Pozo ENO-3, la **Tabla 33** los volúmenes esperados del Pozo ENO-4 y la **Tabla 34** los volúmenes esperados del Pozo ENO-5.

Tabla 32. Volúmenes control de sólidos Intervalo 3 - Pozo ENO-3.

Intervalo 3 - ENO-3						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
5	9.105 pies	10.570 pies	8 1/2"	0%	75	5
Agua de circulación de sistema de deshidratación			0 bbl	gpm		40 centrifuga# 1
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			3.725 bbl	horas/dia		12
Volumen lodo nuevo			245 bbl	gpm		-
Agua lodosa from cellar			950 bbl	horas/dia		-
Volumen de lodo deshidratado			4.921 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			3.927 bbl			
Cortes de deshidratación			1.639 bbl			
Cortes del hueco			103 bbl			
Cortes de otros			526 bbl			
Cortes totales			2.268 bbl			
Volumen fijador			27 bbl	Concentración lb/bbl		4,4
Volumen exceso de agua			113 bbl	Contingencia		5%
Sólidos totales a piscina			2.408 bbl			

Fuente: ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

Tabla 33. Volúmenes control de solidos Intervalo 3 - Pozo ENO-4.

Intervalo 3 - ENO-4						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
11	8.955 pies	10.396 pies	8 1/2"	0%	75	5
Agua de circulación de sistema de deshidratación			0 bbl	gpm		40 centrifuga#1
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			6.199 bbl	horas/dia		10
Volumen lodo nuevo			435 bbl	gpm		-
Agua lodosa from cellar			2.090 bbl	horas/dia		-
Volumen de lodo deshidratado			8.724 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			6.962 bbl			
Cortes de deshidratación			2.727 bbl			
Cortes del hueco			101 bbl			
Cortes de otros			1.111 bbl			
Cortes totales			3.940 bbl			
Volumen fijador			47 bbl	Concentración lb/bbl		4,4
Volumen exceso de agua			79 bbl	Contingencia		2%
Solidos totales a piscina			4.066 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-4. Quito, Ecuador: 14 de Octubre de 2015. p. 13.

Tabla 34. Volúmenes control de sólidos Intervalo 3- Pozo ENO-5.

Intervalo 3 - ENO-5						
Días de perforación	Profundidad inicial	Profundidad final	Tamaño del hueco(pulgadas)	% Washout	Eficiencia equipos	Prom LGS (%)
6	9.495 pies	10.941 pies	8 1/2"	0%	75	5
Agua de circulación de sistema de deshidratación			0 bbl	gpm	30 centrifuga#1	
Volumen de lodo del sistema de superficie y otros			3.453 bbl	horas/dia	9	
Volumen lodo nuevo			346 bbl	gpm	-	
Agua lodosa from cellar			1.520 bbl	horas/dia	-	
Volumen de lodo deshidratado			5.319 bbl			
Volumen estimado de agua para perforación			5.542 bbl			
Cortes de deshidratación			1.139 bbl			
Cortes del hueco			102 bbl			
Cortes de otros			616 bbl			
Cortes totales			1.857 bbl			
Volumen fijador			22 bbl	Concentración lb/bbl	4,4	
Volumen exceso de agua			37 bbl	Contingencia	2%	
Sólidos totales a piscina			1.916 bbl			

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-5. Quito, Ecuador: 26 de Noviembre de 2015. p. 12.

- **Resumen de volúmenes esperados.** En la **Tabla 35** se presenta una tabla con el resumen de los volúmenes esperados durante la perforación del pozo ENO-3, en la **Tabla 36** los volúmenes del Pozo ENO-4 y en la **Tabla 37** los volúmenes del Pozo ENO-5.

Tabla 35. Resumen volúmenes control de sólidos - Pozo ENO-3.

RESUMEN VOLUMENES - ENO-3	
Volumen total para deshidratación	21.572 bbl
Volumen total agua a tratamiento	9.544 bbl
Volumen total desechos sólidos	13.029 bbl

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

Tabla 36. Resumen volúmenes control de sólidos - Pozo ENO-4.

RESUMEN VOLUMENES - ENO-4	
Volumen total para deshidratación	24.926 bbl
Volumen total agua a tratamiento	13.295 bbl
Volumen total desechos sólidos	16.646 bbl

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-4. Quito, Ecuador: 14 de Octubre de 2015. p. 13.

Tabla 37. Resumen volúmenes control de sólidos - Pozo ENO-5.

RESUMEN VOLUMENES - ENO-5	
Volumen total para deshidratación	10.206 bbl
Volumen total agua a tratamiento	12.560 bbl
Volumen total desechos sólidos	13.447 bbl

Fuente. ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-5. Quito, Ecuador: 26 de Noviembre de 2015. p. 13.

5.4 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El diseño de la tubería de revestimiento para los pozos ENO-3, ENO-4 y ENO-5, tuvo en cuenta dos revestimientos y un liner los cuales se presentan a continuación

- Revestimiento superficial de 13 5/8" K-55
- Revestimiento de producción de 9 5/8" N-80
- Liner de Producción de 7" P-110

Para diseñar y seleccionar la tubería adecuada, se hizo una simulación en el software SYSDRILL, el cual toma en cuenta el estallido, el colapso y la prueba de cemento verde para cada una de las tuberías, para saber si estas soportan las condiciones y pueden ser aplicadas durante las operaciones.

En las siguientes tablas se presentan las tuberías de revestimiento seleccionadas, con sus medidas, peso, formaciones, profundidad de asentamiento y las propiedades de cada una. La **Tabla 38** la tubería de revestimiento para el Pozo ENO-3, la **Tabla 39** para el Pozo ENO-4 y la **Tabla 40** para el Pozo ENO-5.

Tabla 38. Tubería de revestimiento Pozo ENO-3.

Tubería de revestimiento	Diámetro externo (pulgadas)	Peso (lb/pie)	Asentamiento	Profundidad de asentamiento MD (pies)	Propiedades
Superficie	13 3/8"	68	Orteguaza	+/- 5.970 pies	K-55, BTC
Producción	9 5/8"	47/53,5	Tena	+/- 9.105 pies	N-80, BTC
Producción	7"	26	Hollín - Cubrir zonas productoras	+/- 10.570 pies	P-110, BTC

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación ENO-3. Quito, Ecuador: Septiembre 15 de 2015. p. 21.

Tabla 39. Tubería de revestimiento Pozo ENO-4.

Tubería de revestimiento	Diámetro externo (pulgadas)	Peso (lb/pie)	Asentamiento	Profundidad de asentamiento MD (pies)	Propiedades
Superficie	13 3/8"	68	Orteguaza	+/- 5.810 pies	K-55, BTC
Producción	9 5/8"	47/53,5	Tena	+/- 8.955 pies	N-80, BTC
Producción	7"	26	Hollín - Cubrir zonas productoras	+/- 10.396 pies	P-110, BTC

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación ENO-4. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 22.

Tabla 40. Tubería de revestimiento Pozo ENO-5.

Tubería de revestimiento	Diámetro externo (pulgadas)	Peso (lb/pie)	Asentamiento	Profundidad de asentamiento MD (pies)	Propiedades
Superficie	13 3/8"	68	Orteguaza	+/- 6.050 pies	K-55, BTC
Producción	9 5/8"	47/53,5	Tena	+/- 9.495 pies	N-80, BTC
Producción	7"	26	Hollín - Cubrir zonas productoras	+/- 10.941 pies	P-110, BTC

Fuente. ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación ENO-5. Quito, Ecuador: Diciembre de 2015. p. 22.

5.5 CEMENTACIÓN

Se presenta a continuación el procedimiento para la cementación de cada una de las secciones del pozo ENO-3, procedimientos y tiempos que aplican también para las operaciones de cementación de los Pozos ENO-4 y ENO-5.

5.5.1 Hueco de 16” – Revestimiento 13 3/8”. Con la tubería de revestimiento en fondo, se debe hacer una limpieza circulando dos ciclos, es decir cuatro fondos arriba, y verificar que no haya retorno de sólidos en las zarandas. Posterior a esto se debe revisar que la presión de circulación este dentro del rango permisible, es decir un 25% por encima de la presión calculada con el caudal. En este caso se esperaría tener una presión de 88 psi con un caudal de 10bpm, más el 25%, la presión de circulación sería permitida hasta 110 bpm.

Se ha considerado un exceso de 10% sobre el volumen del anular dado por el diámetro de la broca y la tubería de revestimiento de 13 3/8” (K-55).

A continuación se describe el procedimiento a realizar durante la cementación de la sección de 16” y revestimiento de 13 3/8”.

- Circular el pozo al mayor caudal posible, observar que no haya retorno de cortes en las zarandas. Una vez se observen las zarandas limpias y la presión sea estable se inicia el mejoramiento de la reología del fluido del pozo antes de proceder con la cementación
- Se la presión de circulación es alta, se recomienda bombear una píldora viscosa pesada.
- Conectar cabeza de cementación y probar la línea a 3.500 psi.
- Bombear la secuencia de fluidos, anteriormente mencionadas y que se presentan en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Cementación hueco de 16” y revestimiento 13 3/8” - Pozo ENO-3.

Fluido	Volumen	Densidad	Caudal	Comentarios
Liberar Tapón Inferior				
Fluido espaciador	60 bbl	12,2 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Lechada de relleno	434 bbl	13,5 ppg	4-5 bpm	Mezcla al vuelo
Lechada de cola o principal	53 bbl	15,6 ppg	4-5 bpm	Mezcla al vuelo
Liberar Tapón Superior				
Desplazamiento (882,5 bbl)				
Lechada de cola o principal	3 bbl	16,4 ppg	3 bpm	Bombas Servicios de pozo
Agua fresca	10 bbl	8,33 ppg	5 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo	845 bbl	10,1 ppg	8,5bpm	Bombas del Taladro
Lodo	24,5 bbl	10,1 ppg	2,5 bpm	Bombas del Taladro
Contingencia: Sobredesplazamiento 1/2 shoe track: 6bbl/2= 3,0 bbl. Máx Desplazamiento: 885,5 bbl				

Fuente. ORIÓN ENERGY. ENO-3: Casing superficial 13 3/8”. Quito, Ecuador: 24 de Agosto de 2015. p. 6.

- Asentar el tapón 500 psi por encima de la presión final de desplazamiento y mantener esta presión durante cinco minutos.
- Liberar la presión a los tanques de desplazamiento para verificar el funcionamiento del equipo de flotación y contabilizar el volumen de fluido de retorno.

Parámetros.

Tiempo estimado operación: 4:33 hh:mm

Máximo caballaje requerido: 344 HHP

Mínimo volumen de cemento a bombear: 434 bbl de lechada Lead y 53 bbl de Lechada Tail

Máximo tiempo de para de bombeo por problemas: 30 minutos

Por norma API (American Petroleum Institute) recomienda moler el cemento cuando este haya alcanzado 500 psi de resistencia a la compresión.

5.5.2 Hueco de 12 ¼” – Revestimiento 9 5/8”. Con la tubería de revestimiento de 9 5/8”(N-80) en fondo, se procede a circular hasta que no se tenga retorno de cortes de perforación en las zarandas. Posterior a esto se recomienda el bombeo de píldora dispersa seguida de una píldora viscosa pesada para la remoción de cortes. Se recomienda también reciprocarse durante la circulación una longitud de 10 – 15

pies en superficie que permite mover lodo gelificado que puede quedar en zonas estrechas del anular.

Posteriormente se debe verificar que la presión de circulación se encuentre en el rango permitido, el cual es un 25% sobre la presión calculada. Con un caudal de 10 bpm se debe tener una presión aproximada de 459 psi más el 25 %, la presión máxima permitida sería de 574 psi.

Se ha considerado un exceso de 20% sobre el volumen del anular dado por el diámetro de la broca y la tubería de revestimiento de 9 5/8”(N-80).

Al igual que en la sección de 16” y revestimiento de 13 3/8”, se utilizarán 60 bbl de fluido espaciador con densidad de 12,2 lpg, con el fin de remover el lodo de perforación presente en el anular, y para evitar la contaminación de este fluido espaciador se pondrá el tapón inferior frente al fluido. El fluido de desplazamiento será fluido de perforación y se bombeará con las bombas del taladro.

Después se bombearán dos lechadas de cemento clase “G”. La lechada Tail tendrá una densidad de 15,8 lpg y tiene como tope 8.587 pies. La lechada Lead se bombeará con una densidad de 13,5 lpg y tendrá un tope de 5.756 pies, es decir 214 pies sobre la zapata.

A continuación se describe el procedimiento a realizar durante la cementación de la sección de 12 1/4” y revestimiento de 9 5/8”.

- Recomendación: Bombear una píldora dispersa seguida de una viscosa para remover residuos sólidos.
- Revisar que no haya retorno de cortes de perforación y que la presión de circulación sea estable.
- Conectar la cabeza de cementación y las líneas de servicio de Pozo.
- Probar las líneas con 4.500 psi
- Bombear la secuencia de fluidos anteriormente mencionados y explicados, que se muestran en **Tabla 42**.

Tabla 42. Cementación hueco de 12 1/4” y revestimiento 9 5/8” - Pozo ENO-3.

Fluido	Volumen	Densidad	Caudal	Comentarios
Liberar Tapón Inferior				
Fluido espaciador	60 bbl	12,2 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Lechada de relleno	188 bbl	13,5 ppg	4-5 bpm	Mezcla al vuelo
Lechada de cola o principal	40 bbl	15,8 ppg	4-5 bpm	Mezcla al vuelo
Liberar Tapón Superior				
Desplazamiento (658,8 bbl)				
Lechada de cola o principal	3 bbl	17,0 ppg	3 bpm	Bombas Servicios de pozo
Agua fresca	10 bbl	8,33 ppg	5 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo	620 bbl	8,33 ppg	8,5 bpm	Bombas del Taladro
Lodo	25,8 bbl	8,33 ppg	2,5 bpm	Bombas del Taladro
Contingencia: Sobredesplazamiento 1/2 shoe track: 3 bbl/2= 1,5 bbl. Máx Desplazamiento: 660,3 bbl				

Fuente. ORIÓN ENERGY. ENO-3: Casing intermedio 9 5/8”. Quito, Ecuador: 24 de Agosto de 2015. p. 5.

- Asentar el tapón con 500 psi por encima de la presión final de desplazamiento y mantener esta presión por cinco minutos
- Liberar la presión de los tanques de desplazamiento para verificar el funcionamiento del equipo de flotación y contabilizar el volumen de fluido de retorno.

Parámetros

Tiempo estimado operación: 3:03 hh:mm

Máximo caballaje requerido: 295 HHP aproximadamente (desplazamiento con las bombas del taladro)

Mínimo volumen de cemento a bombear: 188 bbl de lechada Lead y 40 bbl de Lechada Tail

Máximo tiempo de para de bombeo por problemas: 30 minutos

5.5.3 Hueco de 8 1/2” –Liner de 7”. Se recomienda bajar el liner circulando las tres últimas paldas para limpiar los recortes que se vayan arrastrado.

Con el liner en fondo, circular dos ciclos completos, es decir cuatro fondos arriba, con un caudal de 8 bpm monitorear caudales y presiones y si las condiciones del pozo lo permiten, reciprocarse iniciando con 3 pies hasta alcanzar una longitud entre 10-15 pies en superficie, para eliminar zonas muertas y mover lodo gelificado en

zonas estrechas del anular. La presión es de 960 psi con un caudal de lodo de 8 bpm y una variación de 15%, por lo tanto la presión máxima es de 1.104 psi aproximadamente.

Se ha considerado un exceso de 35% sobre el volumen del anular dado por el diámetro de la broca de 8 ½" y el liner de 7"(P-110).

Como pre flujos se bombearán, primero un espaciador con peso de 12,5 lpg para remover el lodo del anular. Posteriormente se bombeará un lavador químico con peso de 8,34 lpg para realizar remoción química del lodo. Luego se continuará con una píldora reactiva de silicato con peso de 9,92 lpg que mejorará la adherencia del cemento a la formación y a la tubería y por último se bombeará un bache de lavador químico con peso de 13,5 lpg, con el fin de separar la píldora reactiva del último espaciador.

Se bombearán dos lechadas. Una lechada Tail de alto peso 17 lpg con un tope de 9.111 pies y una lechada de 15,8 lpg con un tope de 8.741 pies, que protegerá la lechada principal y actuara como lechada de contingencia si la tail no alcanza el tope necesario.

A continuación se describe el procedimiento a realizar durante la cementación de la sección de 8 1/2" y liner de 7".

- Circular el pozo un ciclo completo, dos fondos arriba, hasta que no haya retorno de sólidos en las zarandas.
- Conectar la cabeza de cementación y las líneas. Realizar las pruebas necesarias a las líneas.
- Circular y reciprocar hasta que se tengan las condiciones para bombear la píldora viscosa para la limpieza del pozo
- Bombear un bache de 25 bbl de píldora viscosa y pesada para verificar condiciones del pozo.
- Una vez haya salido la píldora, se verifica las condiciones estables del pozo y acondicionar la reología del fluido a Ty (26 lb/100 pies²)
- Mientras se acondiciona el lodo, iniciar la pre- mezcla de las lechadas Lead y Tail.

- Una vez preparada la lechada, bombear los fluidos como se muestra a continuación en la **Tabla 43**

Tabla 43. Cementación hueco de 8 1/2" y liner de 7" - Pozo ENO-3.

Fluido	Volumen	Densidad	Caudal	Comentarios
Fluido espaciador	60 bbl	12,5 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Lavador químico	20 bbl	8,34 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Píldora reactiva de silicato	35 bbl	9,91 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Lavador químico	15 bbl	8,34 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Lechada Scavenger	15 bbl	13,5 ppg	4-5 bpm	Mezcla al vuelo
Lechada de relleno	15 bbl	15,8 ppg	4-5 bpm	Mezcla al vuelo
Lechada de cola o principal	61 bbl	17,0 ppg	4-5 bpm	Premezclado
Liberar Dardo				
Desplazamiento (235,7 bbl)				
Agua fresca	10 bbl	8,33 ppg	4 bpm	Bombas Servicios de pozo
Agua fresca	60 bbl	8,33 ppg	7 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo	60 bbl	10,4 ppg	7 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo	40 bbl	10,4 ppg	5 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo (Acople Dardo - Tapón)	10 bbl	10,4 ppg	2,5 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo	40 bbl	10,4 ppg	5 bpm	Bombas Servicios de pozo
Lodo	15,7 bbl	10,4 ppg	2,5 bpm	Bombas Servicios de pozo
Contingencia: Sobredesplazamiento 1/2 shoetrack: 3 bbl/2 = 1,5 bbl. Máx. Desplazamiento: 237,2 bbl.				

Fuente. ORIÓN ENERGY. ENO-3: Liner de producción 7". Quito, Ecuador: 24 de Agosto de 2015. p. 8.

- Iniciar con la operación de expansión del colgador
- Liberar el DP e iniciar circulación e directa levantando parada al tope del congador de 7".
- Bombear en directa 1.5 veces la capacidad del anular entre revestimiento y DP hasta verificar que la tubería esté limpia.
- Cambiar el fluido del pozo por agua fresca para evitar la formación de microanillos a lo largo del casing.

Parámetros Operacionales

Tiempo estimado operación: 1:53 hh:mm

Máximo caballaje requerido: 157 HHP

Mínimo volumen de cemento a bombear: 15 bbl de Scavenger, 15 bbl de lechada Lead y 61 bbl de Lechada Tail

Máximo tiempo de para de bombeo por problemas: 30 minutos

5.6 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

A continuación se hace una breve descripción de las construcciones y caídas de los ángulos, y también se presentan la vista de corte y planta para cada uno de los pozos a perforar en el Bloque 54 durante la segunda campaña de perforación.

5.6.1 Pozo ENO-3. El pozo ENO-3, se planeó como un pozo direccional Tipo S. Consiste en perforar verticalmente hasta una profundidad de 600 pies en donde hay un KOP. En éste punto se inicia el ángulo a razón de 1,5°/100 pies hasta alcanzar un ángulo de 23,79° a 2.186,27 pies MD. A partir de ésta profundidad se mantiene la tangente hasta alcanzar los 4.422,62 pies MD, profundidad a la que se inicia la caída a razón de 1,2°/100 pies hasta lograr una inclinación de 5,23° a 5.970 pies MD, profundidad a la que se asentara el zapato de la tubería de revestimiento de 13 3/8" y se continuará con la sección de 12 1/4" con una caída a razón de 1,2°/100 pies hasta 6.405,46 pies MD finalizando con una inclinación de 0°, que se mantendrá hasta llegar al final de la sección y del pozo.

En la **Tabla 44** se presenta la construcción de los ángulos a medida que se va perforando, como también la orientación del pozo.

Tabla 44. Trayectoria Pozo ENO-3.

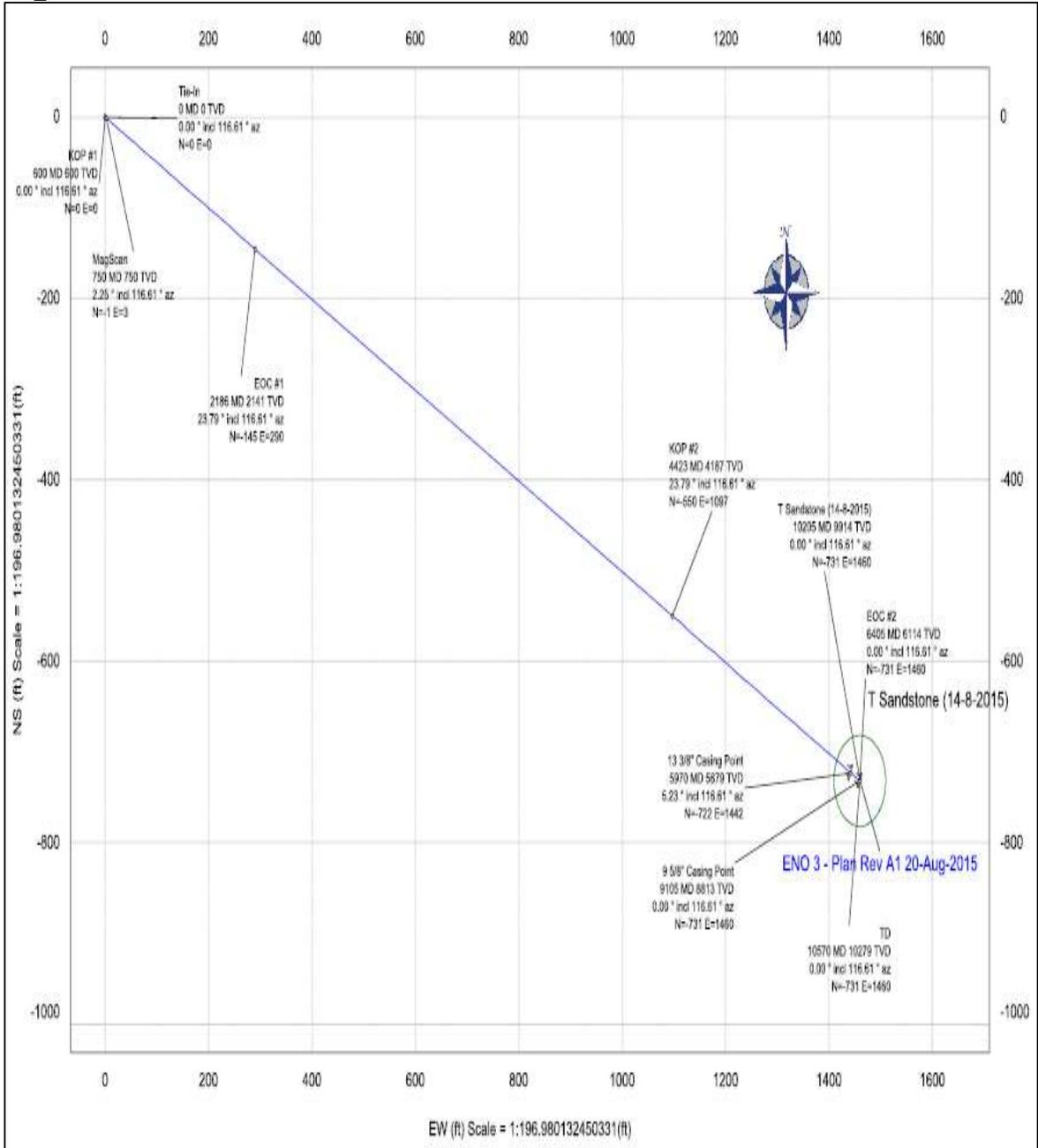
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	DLS (°/100ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S ° ' ")	Longitude (E/W ° ' ")
Tie-In	0.00	0.00	116.61	0.00	-993.67	0.00	N/A	9987992.93	292974.99	S 0 6 30.86	W 76 51 36.30
KOP #1	600.00	0.00	116.61	600.00	-393.67	0.00	0.00	9987992.93	292974.99	S 0 6 30.86	W 76 51 36.30
MagScan	750.00	2.25	116.61	749.96	-243.70	2.94	1.50	9987992.53	292975.79	S 0 6 30.88	W 76 51 36.27
EOC #1	2186.27	23.79	116.61	2141.07	1147.40	324.67	1.50	9987948.60	293063.47	S 0 6 32.31	W 76 51 33.44
KOP #2	4422.62	23.79	116.61	4187.33	3193.67	1226.93	0.00	9987825.41	293309.39	S 0 6 36.32	W 76 51 25.49
ORTEGUAZA	5921.63	5.81	116.61	5630.67	4637.00	1608.27	1.20	9987773.34	293413.32	S 0 6 38.01	W 76 51 22.12
13 3/8" Casing Point	5970.00	5.23	116.61	5678.81	4685.14	1612.92	1.20	9987772.71	293414.59	S 0 6 38.03	W 76 51 22.08
EOC #2	6405.46	0.00	116.61	6113.67	5120.00	1632.76	1.20	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TIYUYACU	6473.46	0.00	116.61	6181.67	5188.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
UPPER CONGL TYY	6490.46	0.00	116.61	6198.67	5205.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
BASE UPPER CONG TYY	6557.46	0.00	116.61	6265.67	5272.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
MIDDLE CONGL TYY	6819.46	0.00	116.61	6527.67	5534.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
BASE MIDDLE CONG TYY	6919.46	0.00	116.61	6627.67	5634.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
LOWER CONG TTYC	7865.46	0.00	116.61	7573.67	6580.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TENA	8035.46	0.00	116.61	7743.67	6750.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
9 5/8" Casing Point	9105.00	0.00	116.61	8813.21	7819.54	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
T_BT	9206.46	0.00	116.61	8914.67	7921.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
B_BT	9242.46	0.00	116.61	8950.67	7957.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TM1L	9584.92	0.00	116.61	9293.13	8299.46	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TM2L	9806.46	0.00	116.61	9514.67	8521.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TALS	9860.46	0.00	116.61	9568.67	8575.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TUUS	9929.46	0.00	116.61	9637.67	8644.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TLUS	9994.46	0.00	116.61	9702.67	8709.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TBL	10087.46	0.00	116.61	9795.67	8802.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TUTS	10155.46	0.00	116.61	9863.67	8870.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TmTS (OP)	10205.46	0.00	116.61	9913.67	8920.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
BmTS	10241.46	0.00	116.61	9949.67	8956.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
Hollin	10370.46	0.00	116.61	10078.67	9085.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TmHS	10390.46	0.00	116.61	10098.67	9105.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91
TD	10570.46	0.00	116.61	10278.67	9285.00	1632.76	0.00	9987770.00	293420.00	S 0 6 38.12	W 76 51 21.91

Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-3. Quito, Ecuador: Septiembre de 2015. p. 29.

En la **Figura 47** se presenta la vista de corte, o vista vertical del pozo ENO-3, donde se pueden apreciar los diferentes puntos anteriormente mencionados como el KOP, la construcción de los ángulos, la caída hasta llegar al objetivo y permite tener un modelo más claro de la forma del pozo. Como se observa es un pozo direccional tipo S según la forma del mismo.

En la **Figura 48**, se presenta también la vista de planta para aclarar la orientación del pozo con respecto al norte y al este.

Figura 48. Vista de Planta Pozo ENO-3.



Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-3. Quito, Ecuador: Septiembre de 2015. p. 31.

5.6.2 Pozo ENO-4. El plan de perforación del pozo ENO-4 consiste en perforar verticalmente la sección de 16” hasta una profundidad de 600 pies, donde hay un KOP, y se inicia la construcción del ángulo a razón de 1,6°/100 pies hasta alcanzar una inclinación de 16,07° a una profundidad de 1.604 pies MD. A esta profundidad se mantiene la tangente hasta alcanzar los 4.340 pies MD, profundidad donde se iniciará la caída hasta alcanzar una inclinación de 0° a 5.679,06 pies MD y continua la verticalidad de 0° por el resto de la trayectoria.

La **Tabla 45** muestra la construcción de los ángulos a medida que se va perforando, como también la orientación del pozo.

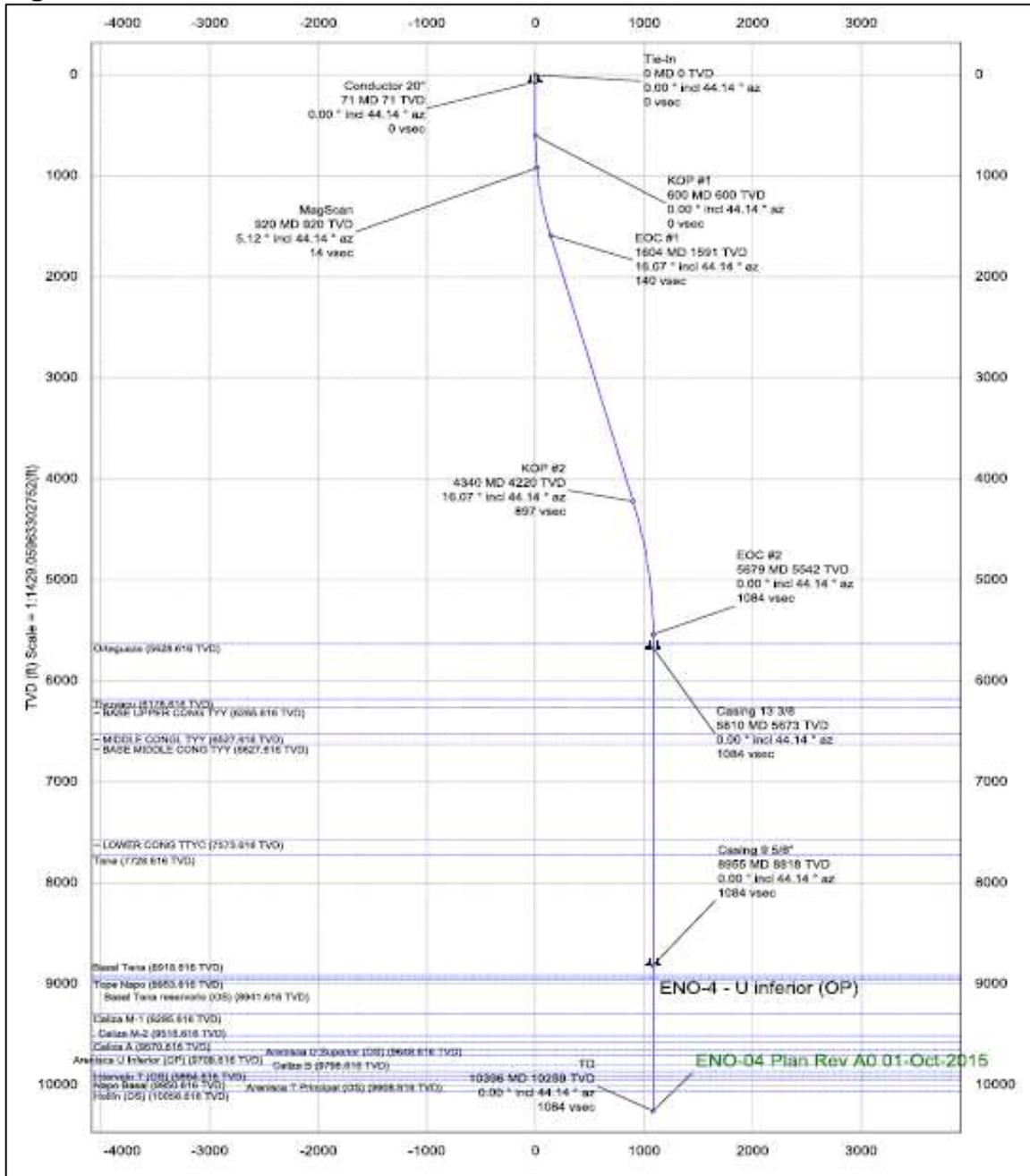
Tabla 45. Trayectoria Pozo ENO-4.

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	DLS (°/100ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S ° ' ")	Longitude (E/W ° ' ")
Tie-In	0.00	0.00	44.14	0.00	-993.62	0.00	N/A	9987992.95	292969.99	S 0 6 30.86	W 76 51 36.46
Marker MudLine	31.40	0.00	44.14	31.40	-962.22	0.00	0.00	9987992.95	292969.99	S 0 6 30.86	W 76 51 36.46
Conductor 20"	71.00	0.00	44.14	71.00	-922.62	0.00	0.00	9987992.95	292969.99	S 0 6 30.86	W 76 51 36.46
KOP #1	600.00	0.00	44.14	600.00	-393.62	0.00	0.00	9987992.95	292969.99	S 0 6 30.86	W 76 51 36.46
MagScan	920.00	5.12	44.14	919.57	-74.04	14.29	1.60	9987996.07	292973.02	S 0 6 30.76	W 76 51 36.36
EOC #1	1604.10	16.07	44.14	1591.00	597.38	139.85	1.60	9988023.55	292999.68	S 0 6 29.87	W 76 51 35.50
KOP #2	4340.25	16.07	44.14	4220.29	3226.67	897.05	0.00	9988189.20	293160.42	S 0 6 24.47	W 76 51 30.30
EOC #2	5679.06	0.00	44.14	5541.62	4548.00	1083.53	1.20	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Orteguaza	5766.06	0.00	44.14	5628.62	4635.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Casing 13 3/8	5810.00	0.00	44.14	5672.56	4578.94	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Tiyuyacu	6316.06	0.00	44.14	6178.62	5185.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
~BASE UPPER CONG TTY	6403.06	0.00	44.14	6265.62	5272.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
~MIDDLE CONGL TTY	6665.06	0.00	44.14	6527.62	5534.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
~BASE MIDDLE CONG TTY	6765.06	0.00	44.14	6627.62	5634.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
~LOWER CONG TTYC	7711.06	0.00	44.14	7573.62	6580.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Tena	7866.06	0.00	44.14	7728.62	6735.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Casing 9 5/8"	8955.00	0.00	44.14	8817.56	7823.94	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Basal Tena	9056.06	0.00	44.14	8918.62	7925.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Basal Tena reservorio (OS)	9079.06	0.00	44.14	8941.62	7948.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Tope Napo	9091.06	0.00	44.14	8953.62	7960.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Caliza M-1	9433.06	0.00	44.14	9295.62	8302.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Caliza M-2	9654.06	0.00	44.14	9516.62	8523.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Caliza A	9708.06	0.00	44.14	9570.62	8577.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Arenisca U Superior (OS)	9786.06	0.00	44.14	9648.62	8655.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Arenisca U Inferior (OP)	9846.06	0.00	44.14	9708.62	8715.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Caliza B	9936.06	0.00	44.14	9798.62	8805.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Intervalo T (OS)	10002.06	0.00	44.14	9864.62	8871.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Arenisca T Principal (OS)	10046.06	0.00	44.14	9908.62	8915.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Napo Basal	10088.06	0.00	44.14	9950.62	8957.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
Hollin (OS)	10196.06	0.00	44.14	10058.62	9065.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02
TD	10396.06	0.00	44.14	10258.62	9265.00	1083.53	0.00	9988230.00	293200.00	S 0 6 23.15	W 76 51 29.02

Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-4. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 30.

En la **Figura 49** se presenta la trayectoria del pozo y en ella se pueden apreciar los puntos de construcción de los ángulos, los puntos de asentamiento y las profundidades de éstos, como también las diferentes formaciones atravesadas hasta alcanzar el objetivo.

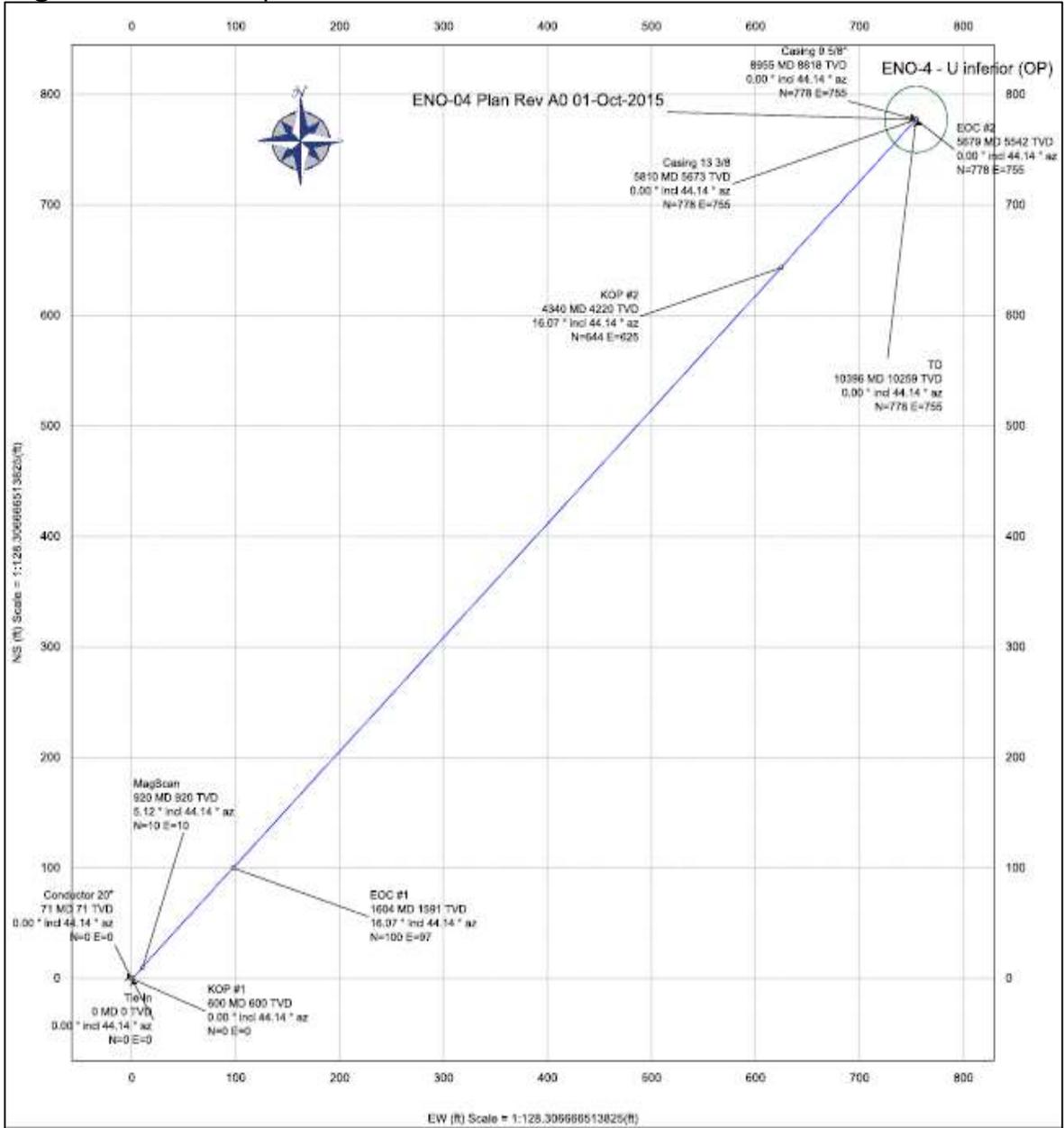
Figura 49. Vista de corte Pozo ENO-4.



Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-4. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 31.

Se presenta también la vista de planta para aclarar la orientación del pozo, con respecto al norte y al este, la cual se puede apreciar en la **Figura 50**.

Figura 50. Vista de planta Pozo ENO-4.



Fuente: ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-4. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 32.

5.6.3 Pozo ENO-5. Se planeó como un pozo direccional Tipo J. El programa direccional consiste en un KOP a una profundidad de 500 pies en la sección de 16”, construyendo el ángulo a una razón de 1,6°/100 pies hasta alcanzar una inclinación de 23,20° a una profundidad de 1.950 pies MD. A esta profundidad se mantiene la tangente hasta alcanzar 8.139,84 pies MD, donde se inicia la caída a razón de 0,50°/100 pies hasta alcanzar una inclinación de 9,27° a 10.941,88 pies, profundidad final del pozo.

En la **Tabla 46** se presenta la construcción de los ángulos a medida que se va perforando, como también la orientación del pozo.

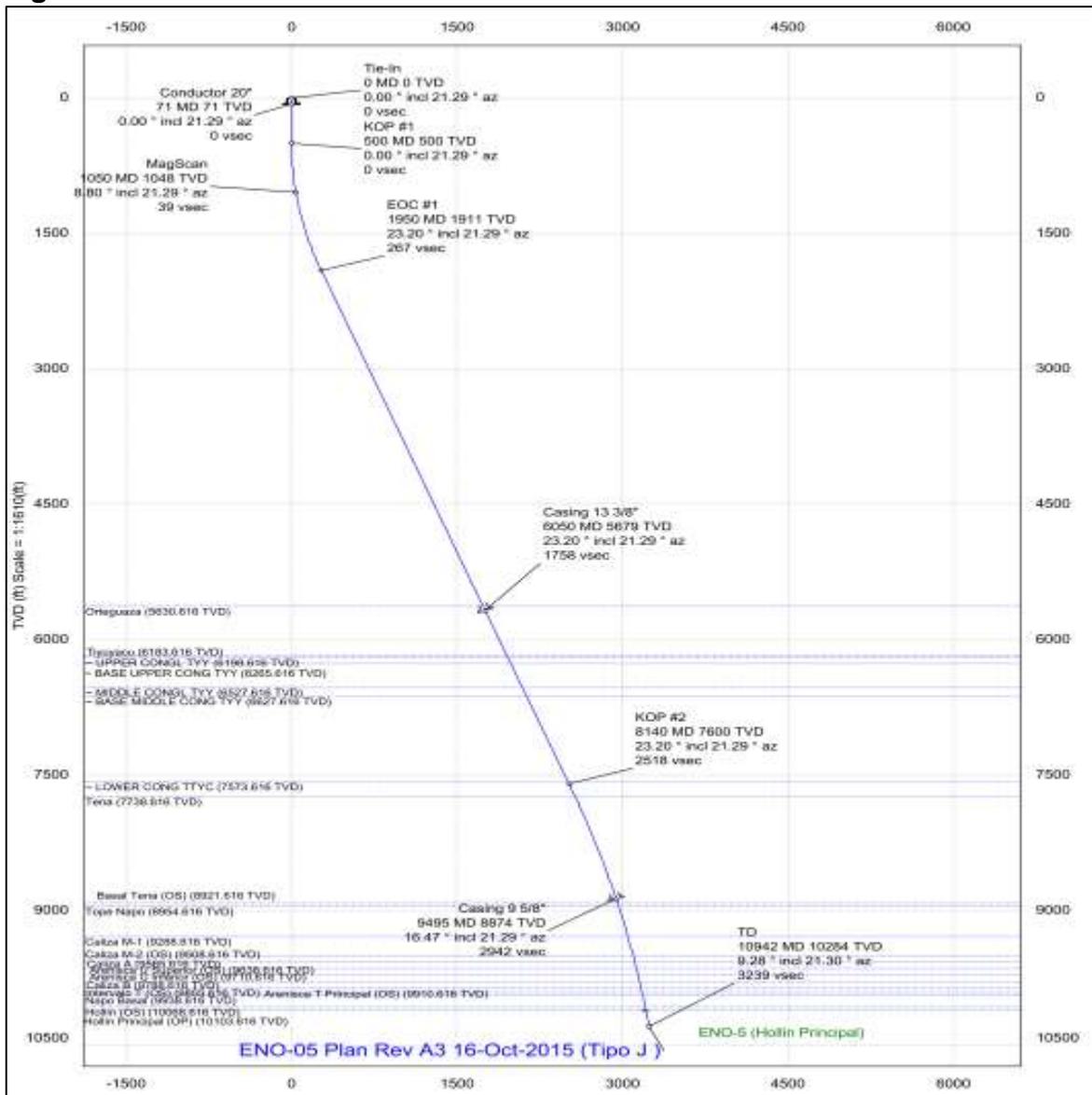
Tabla 46. Trayectoria Pozo ENO-5

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft) (°/100ft)	DLS	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S ° ' '')	Longitude (E/W ° ' '')
Tie-In	0.00	0.00	21.29	0.00	-993.62	0.00	N/A	9987992.85	292965.02	S 0 6 30.86	W 76 51 36.62
Conductor 20"	71.00	0.00	21.29	71.00	-922.62	0.00	0.00	9987992.85	292965.02	S 0 6 30.86	W 76 51 36.62
KOP #1	500.00	0.00	21.29	500.00	-493.62	0.00	0.00	9987992.85	292965.02	S 0 6 30.86	W 76 51 36.62
MagScan	1050.00	8.80	21.29	1047.84	54.22	38.91	1.60	9988004.83	292969.69	S 0 6 30.48	W 76 51 36.47
EOC #1	1950.00	23.20	21.29	1910.70	917.08	267.26	1.60	9988075.11	292997.07	S 0 6 28.19	W 76 51 35.58
Orteguaza	5997.19	23.20	21.29	5630.62	4637.00	1738.75	0.00	9988527.98	293173.50	S 0 6 13.45	W 76 51 29.88
Casing 13 3/8"	6050.00	23.20	21.29	5679.16	4685.54	1757.95	0.00	9988533.89	293175.80	S 0 6 13.25	W 76 51 29.80
Tiyuyacu	6598.84	23.20	21.29	6183.62	5190.00	1957.50	0.00	9988595.30	293199.73	S 0 6 11.25	W 76 51 29.03
- UPPER CONGL TTY	6615.16	23.20	21.29	6198.62	5205.00	1963.43	0.00	9988597.13	293200.44	S 0 6 11.19	W 76 51 29.01
- BASE UPPER CONG TTY	6688.06	23.20	21.29	6265.62	5272.00	1989.94	0.00	9988605.28	293203.61	S 0 6 10.93	W 76 51 28.90
- MIDDLE CONGL TTY	6973.11	23.20	21.29	6527.62	5534.00	2093.58	0.00	9988637.18	293216.04	S 0 6 9.89	W 76 51 28.50
- BASE MIDDLE CONG TTY	7081.91	23.20	21.29	6627.62	5634.00	2133.13	0.00	9988649.35	293220.78	S 0 6 9.49	W 76 51 28.35
- LOWER CONG TTYC	8111.13	23.20	21.29	7573.62	6580.00	2507.34	0.00	9988764.52	293265.65	S 0 6 5.75	W 76 51 26.90
KOP #2	8139.84	23.20	21.29	7600.00	6606.38	2517.78	0.00	9988767.73	293266.90	S 0 6 5.64	W 76 51 26.86
Tena	8290.23	22.45	21.29	7738.62	6745.00	2571.63	0.50	9988784.31	293273.36	S 0 6 5.10	W 76 51 26.65
Casing 9 5/8"	9495.00	16.47	21.29	8874.04	7880.42	2941.90	0.50	9988898.26	293317.76	S 0 6 1.39	W 76 51 25.21
Basal Tena (OS)	9544.58	16.22	21.29	8921.62	7928.00	2954.78	0.50	9988902.23	293319.30	S 0 6 1.26	W 76 51 25.16
Tope Napo	9578.93	16.05	21.29	8954.62	7961.00	2963.59	0.50	9988904.94	293320.36	S 0 6 1.17	W 76 51 25.13
Caliza M-1	9925.04	14.33	21.29	9288.62	8295.00	3047.29	0.50	9988930.70	293330.40	S 0 6 0.34	W 76 51 24.80
Caliza M-2 (OS)	10151.55	13.21	21.29	9508.62	8515.00	3097.05	0.50	9988946.01	293336.36	S 0 5 59.84	W 76 51 24.61
Caliza A	10210.07	12.92	21.29	9565.62	8572.00	3109.25	0.50	9988949.77	293337.83	S 0 5 59.72	W 76 51 24.56
Arenisca U Superior (OS)	10284.91	12.54	21.29	9638.62	8645.00	3124.47	0.50	9988954.45	293339.65	S 0 5 59.56	W 76 51 24.50
Arenisca U Inferior (OS)	10358.62	12.18	21.29	9710.62	8717.00	3139.03	0.50	9988958.93	293341.40	S 0 5 59.42	W 76 51 24.45
Caliza B	10438.35	11.78	21.29	9788.62	8795.00	3154.31	0.50	9988963.63	293343.23	S 0 5 59.26	W 76 51 24.39
Intervalo T (OS)	10506.75	11.44	21.29	9855.62	8862.00	3167.01	0.50	9988967.54	293344.76	S 0 5 59.14	W 76 51 24.34
Arenisca T Principal (OS)	10562.84	11.16	21.29	9910.62	8917.00	3177.16	0.50	9988970.67	293345.97	S 0 5 59.04	W 76 51 24.30
Napo Basal	10591.37	11.02	21.29	9938.62	8945.00	3182.22	0.50	9988972.23	293346.58	S 0 5 58.98	W 76 51 24.28
Hollin (OS)	10723.67	10.36	21.29	10068.62	9075.00	3204.88	0.50	9988979.20	293349.30	S 0 5 58.76	W 76 51 24.19
Hollin Principal (OP)	10759.24	10.19	21.29	10103.62	9110.00	3210.73	0.50	9988981.00	293350.00	S 0 5 58.70	W 76 51 24.17
TD	10941.88	9.27	21.29	10283.62	9290.00	3239.22	0.50	9988989.77	293353.42	S 0 5 58.41	W 76 51 24.06

Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-5. Quito, Ecuador: Diciembre de 2015. p. 34.

La **Figura 51** presenta la vista de corte, o vista vertical del pozo ENO-5, en donde se pueden apreciar los diferentes puntos anteriormente mencionados como el KOP, la construcción de los ángulos, la caída hasta llegar al objetivo y permite tener un modelo más claro de la forma del pozo. Como se observa es un pozo direccional tipo J según la forma del mismo.

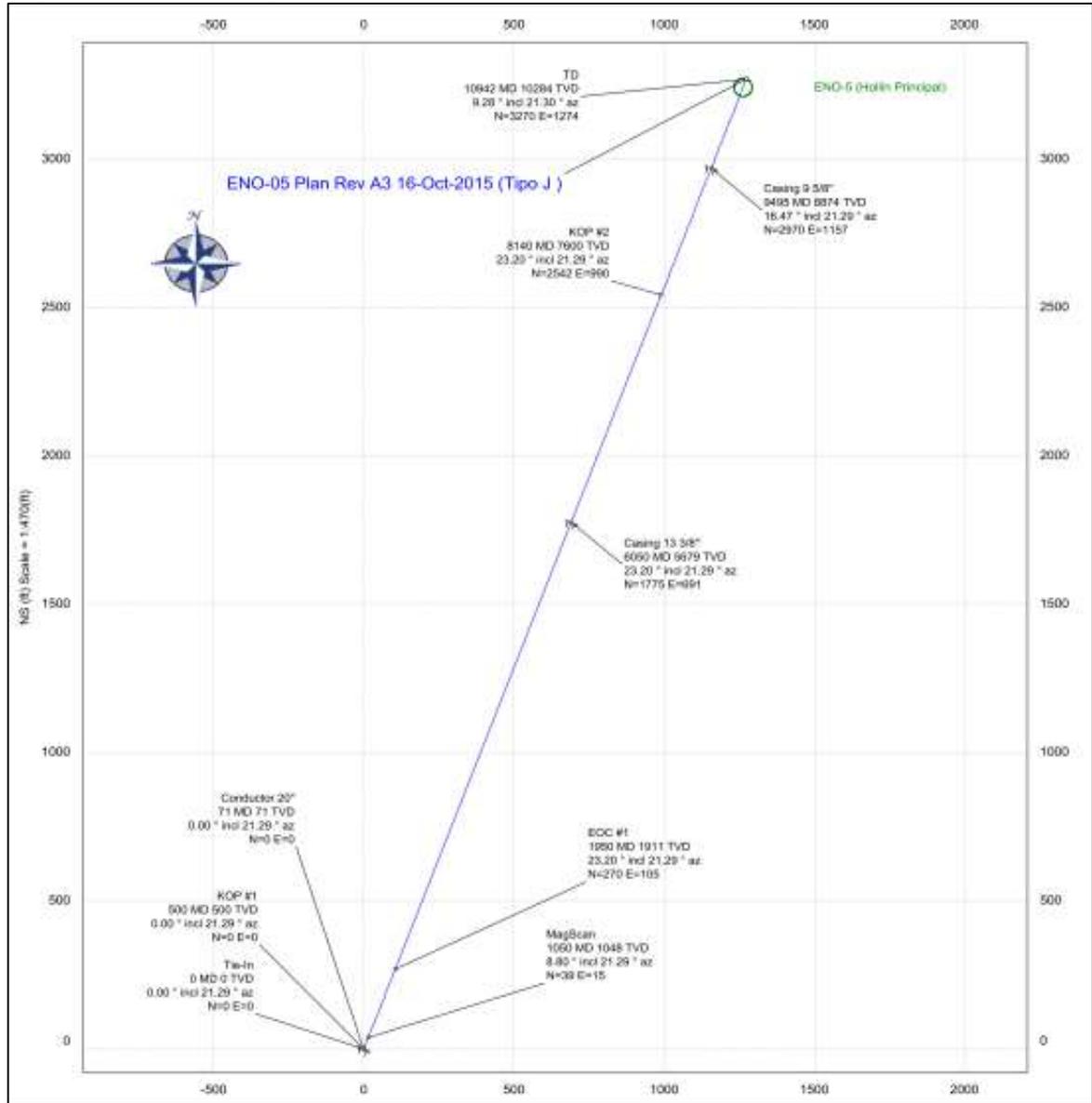
Figura 51. Vista de corte Pozo ENO-5.



Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-5. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 35.

Se presenta también la vista de planta en la para aclarar la orientación del pozo, con respecto al norte y al este como se puede observar en la **Figura 52**.

Figura 52. Vista de planta Pozo ENO-5.



Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-5. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 36.

5.7 COLGADOR

Una vez se termina la cementación, se procede a asentar el colgador de la siguiente manera:

- Aplicar presión lentamente hasta llegar a una presión de más o menos 4.500 psi. Mantener esta presión durante 10 minutos. A esta presión se debe registrar el cizallamiento del shear ring y activación del multipistón.
- Desahogar la presión después de los 10 minutos
- Verificar el fluido de retorno y reportar resultados.

Tensionar el peso de la sarta más o menos 50.000 lbs para verificar la expansión del colgador del liner.

Liberar la herramienta de asentamiento siguiendo los siguientes pasos:

- Verificar que las válvulas del equipo de rotación en superficie y la válvula de 2" del múltiple de cementación estén abiertas antes de liberar el liner,
- Descargar todo el peso del liner.
- Levantar la Tubería y observar la pérdida del peso del liner. Si no se evidencia la pérdida del peso del liner Repetir éste procedimiento.

Una vez se note la pérdida de peso del liner, levantar la tubería de perforación e iniciar circulación. Continuar levantando la sarta 22 pies, longitud a la que el setting tool estará en el tope del liner, incrementar caudal. Levantar la sarta 30 pies más y completar fondo arriba con lodo de perforación para remover cualquier exceso de cemento. Posteriormente cambiar el fluido de perforación por agua fresca.

Por último llevar la herramienta de asentamiento a superficie, finalizando de esta manera la operación de colgar el liner de producción.

Recomendaciones. A continuación se presentan algunas recomendaciones para las operaciones de asentamiento del colgador.

- La profundidad de asentamiento del colgador expandible debe estar mínimo 30 pies por encima del shoe track anterior, para garantizar el asentamiento por

encima del drill out del shoe track anterior y garantizar sello metal-metal con el revestimiento.

- Usar un collar flotante como accesorio adicional del shoe track, para que en caso de que caiga algún objeto al pozo, este caiga encima del mismo y no afecte el mecanismo de válvulas del zapato flotante y se pueda continuar las operaciones sin riesgos de sacar liner.
- Si no se logra liberar el liner, se debe proceder con liberación mecánica. Para esto aplicar tensión de +/- 10.000 lbs a la sarta de trabajo sobre posición neutral. Posteriormente aplicar 15 vueltas a la derecha, levantar la tubería de perforación y observar la pérdida de peso del liner.
- En caso de una liberación prematura, si el expansor no sale con el setting tool, se debe pescar el expansor.

5.8 REGISTROS ELÉCTRICOS

A continuación se presentan los registros eléctricos planeados para cada uno de los pozos a perforar en el Bloque 54, durante la segunda campaña de perforación.

El **Cuadro 8** presenta los registros eléctricos que se planean correr en el pozo ENO-3, en cada uno de las diferentes secciones o intervalos.

Cuadro 8. Registros eléctricos Pozo ENO-3.

Sección	Requerimientos
16" Hueco Abierto	No tiene registros planificados para esta sección
12 1/4" Hueco Abierto	No tiene registros planificados para esta sección
8 1/2" Hueco Abierto	Resistividad Inducción – Micro-resistividad – Densidad – Factor Fotoeléctrico – Neutrón Compensado – Rayos Gamma – Potencial Espontáneo SP – Caliper de 1 brazo (del densidad) Presiones (XPT)

Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-3. Quito, Ecuador: Septiembre de 2015. p. 19.

El **Cuadro 9** presenta los registros eléctricos que se planean correr en el pozo ENO-5, en cada uno de las diferentes secciones o intervalos.

Cuadro 9. Registros eléctricos Pozo ENO-5.

Sección	Requerimientos
16" Hueco Abierto	No tiene registros planificados para esta sección
12 1/4" Hueco Abierto	No tiene registros planificados para esta sección
8 1/2" Hueco Abierto	LWD, GR, resistividad. Contingencia: Triple Combo LWD

Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-5. Quito, Ecuador: Diciembre de 2015. 20p.

El **Cuadro 10** presenta los registros eléctricos que se planean correr en el pozo ENO-4, en cada uno de las diferentes secciones o intervalos.

Cuadro 10. Registros eléctricos Pozo ENO-4.

Sección	Requerimientos
16" Hueco Abierto	No tiene registros planificados para esta sección
12 1/4" Hueco Abierto	No tiene registros planificados para esta sección
8 1/2" Hueco Abierto	Resistividad Inducción – Micro-resistividad – Densidad – Factor Fotoeléctrico – Neutrón Compensado – Rayos Gamma – Potencial Espontáneo SP – Caliper de 1 brazo (del densidad) Presiones (XPT)

Fuente. ORION ENERGY. Programa de perforación ENO-4. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. 20p.

6. IMPLEMENTACIÓN

En este capítulo se presentarán las generalidades, la curva de avance, el estado mecánico y los tiempos no productivos asociados a las operaciones de perforación para los pozos ENO-3, ENO-4 y ENO-5, perforados durante la segunda campaña de perforación en el Bloque 54.

6.1 ENO-3

El pozo ENO-3 se diseñó como un pozo de desarrollo y se planeó como un pozo direccional tipo “S”, con secciones de 16”, 12 ¼” y 8 ½” y con tres revestimientos: superficial 13 3/8”, intermedio 9 5/8” y liner de producción de 7”. El objetivo de este pozo fue la arenisca “T”.

En el **Cuadro 11** se presenta la información general del Pozo ENO-3 que fue perforado entre los meses de Octubre y Noviembre de 2015.

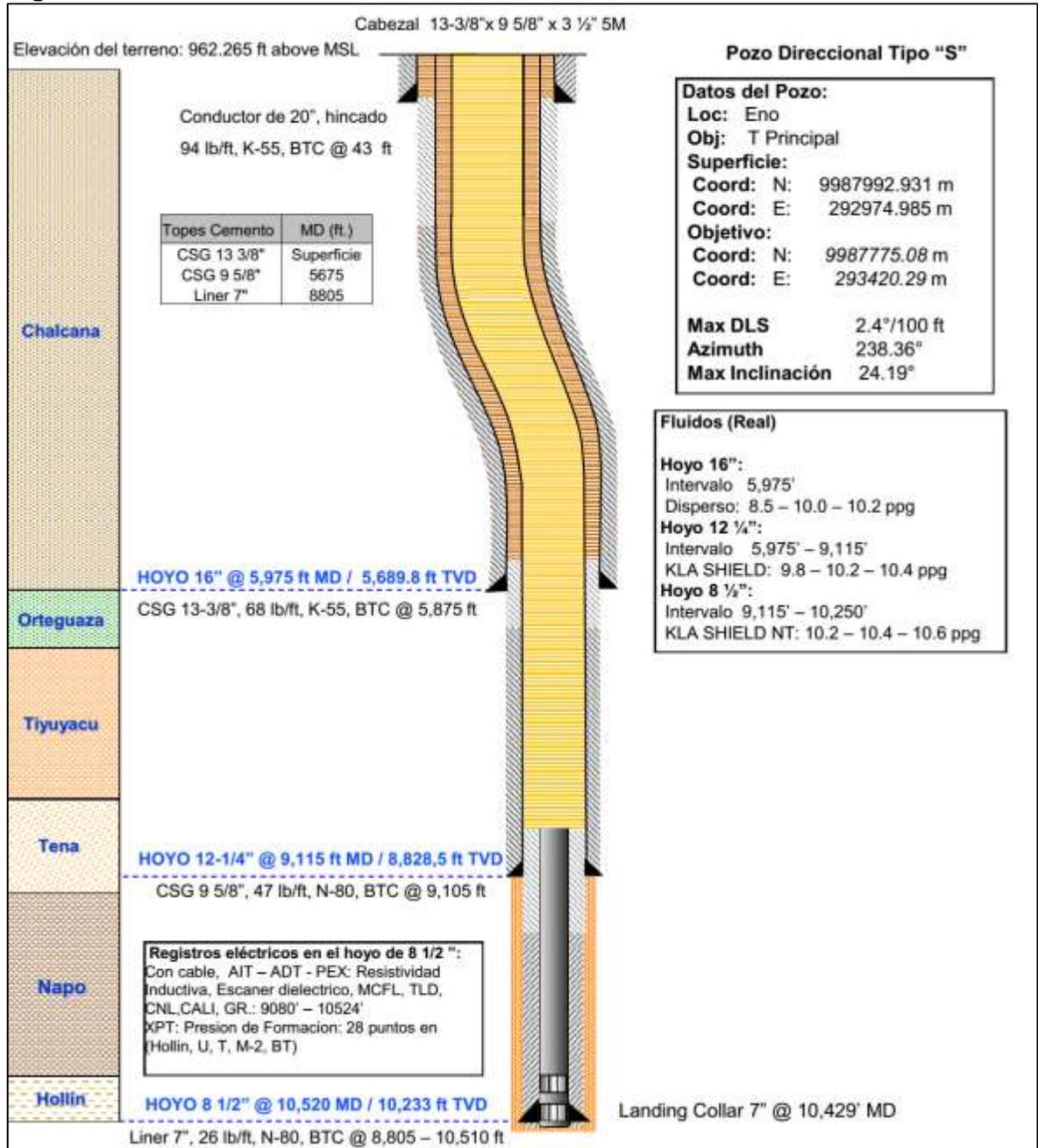
Cuadro 11. Generalidades del Pozo ENO-3.

Nombre del Pozo:	ENO-03
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S, Meters Norte: 9,987,992.931 m Este: 292,974.985 m Latitud: S 0° 6' 30.86247" Longitud: W 76° 51' 36.29741"
Coordenadas de Objetivos:	Objetivo (Arenisca “T” Principal) Norte: 9,987,775.08 m Este: 293,420.29 m
Tipo de Pozo:	Direccional Tipo “S”
Taladro:	Tuscany 117
Altura de la Mesa Rotaria:	31.4 ft
Nivel del Suelo:	962.265 ft
Profundidad Final:	10,520 ft MD / 10232,81 ft TVD
Desplazamiento Horizontal:	1620.82 ft
Inclinación Máxima:	24.19° @ 4139.98 ft MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	01 de Octubre del 2015 – 13h30
Fin de Operaciones de Perforación:	11 de Noviembre del 2015 – 21h30

Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-3: Información general del pozo. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 5.

6.1.1 Estado mecánico ENO-3. En la **Figura 53** se presenta el estado mecánico del pozo, en donde se evidencia que es un pozo tipo “S”. En él se aprecian las diferentes secciones que componen el pozo, como también las profundidades, revestimientos y las diferentes formaciones atravesadas.

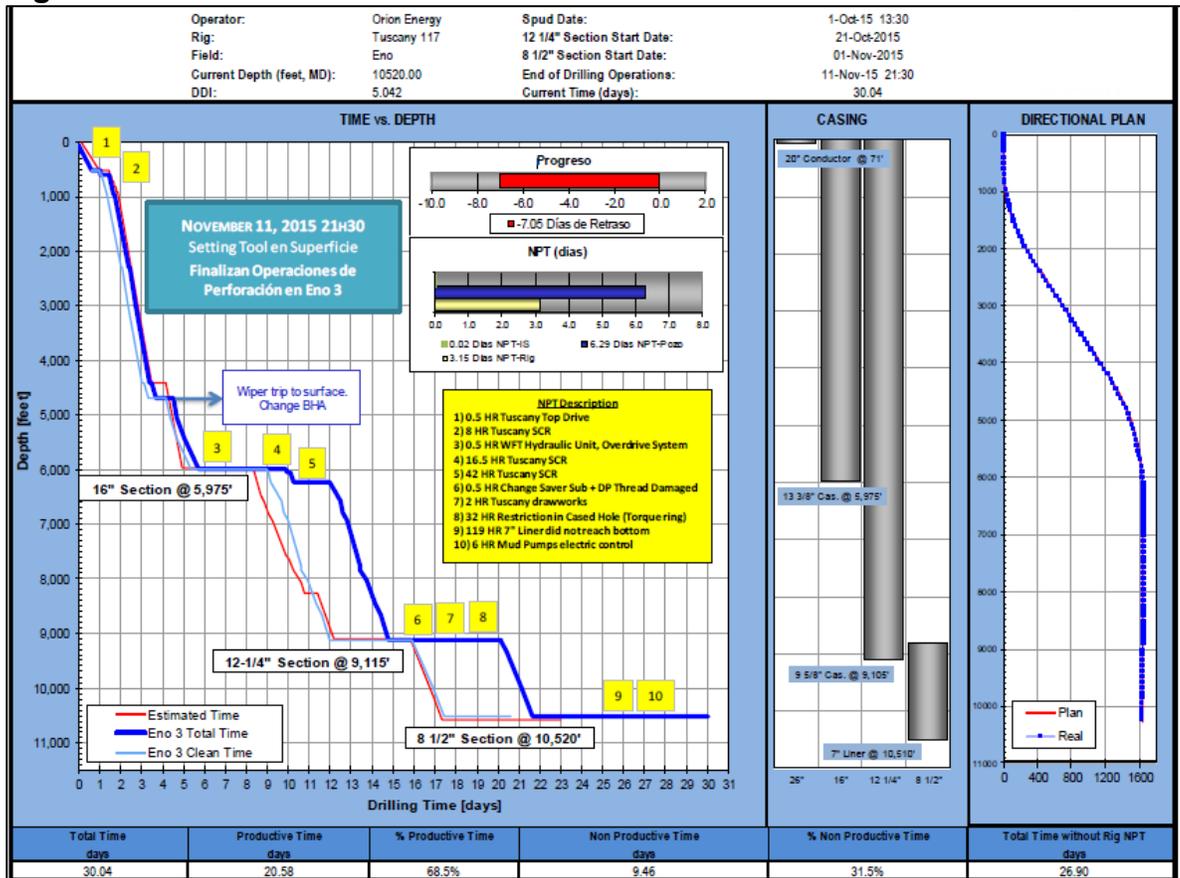
Figura 53. Estado mecánico Pozo ENO-3.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-3: Estado mecánico del pozo. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 11.

6.1.2 Curva de avance ENO-3. A continuación, en la **Figura 54** se presenta la curva de avance para el pozo ENO-3. En ella se puede apreciar el tiempo estimado, el tiempo limpio y el tiempo total de las operaciones de perforación. El tiempo total para la perforación el pozo ENO-3 fue de 30,04 días con un tiempo total no productivo de 9,45 días.

Figura 54. Curva de avance Pozo ENO-3.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-3: Curva profundidad - tiempo. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 11.

6.1.3 Análisis de tiempo no productivo ENO-3. En la **Tabla 47**, se presenta el tiempo productivo, el tiempo no productivo y el tiempo total de las operaciones de perforación para el pozo ENO-3.

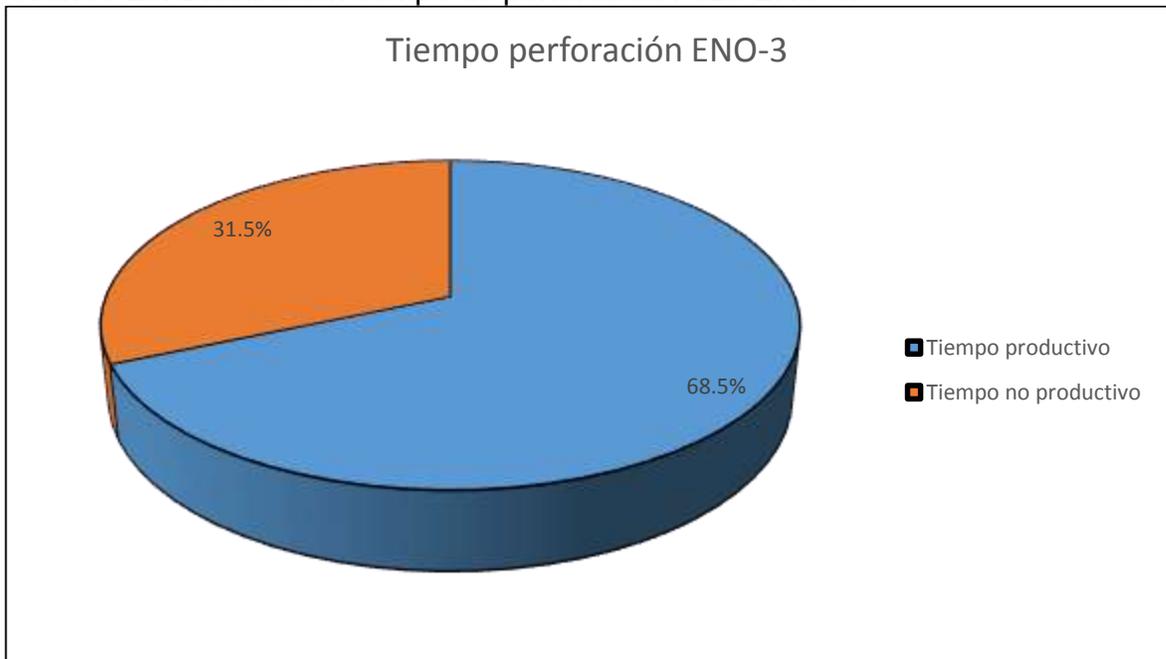
Tabla 47. Tiempo perforación ENO-3.

Tiempo Productivo (Días)	20,59
Tiempo no productivo (Días)	9,45
Tiempo total (Días)	30,04

Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-3: Análisis de tiempo. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 11.

En el **Gráfico 25**, se presenta la distribución del tiempo total para las operaciones de perforación del pozo ENO-3. En ella se aprecia que el tiempo no productivo representó el 31,5% del tiempo total de perforación, con un costo asociado de \$ 681.000 USD.

Gráfico 25. Distribución tiempo de perforación Pozo ENO-3.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-3: Análisis de tiempo. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 11.

6.2 ENO-4

El pozo ENO-4 se diseñó como un pozo de desarrollo para perforar en el Bloque 54 durante la segunda campaña de perforación. Fue planeado como un pozo direccional tipo “S”, con secciones de 16”, 12 ¼” y 8 ½” y con tres revestimientos: Superficial 13 3/8”, intermedio 9 5/8” y un liner de producción de 7”. El objetivo de este pozo fue la arenisca “U” Inferior.

El **Cuadro 12** presenta la información general del Pozo ENO-4, perforado entre los meses de Noviembre y Diciembre de 2015.

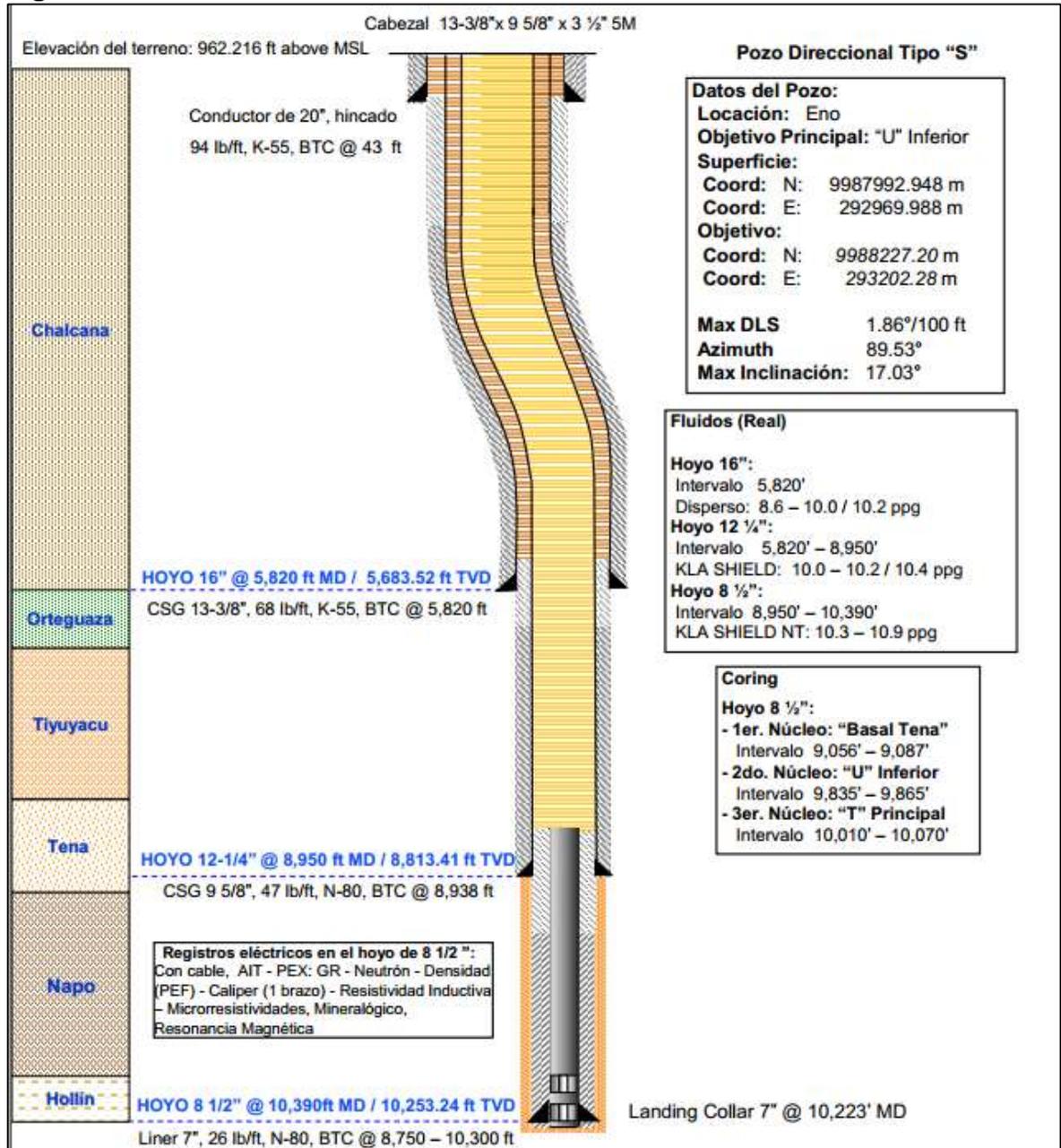
Cuadro 12. Generalidades Pozo ENO-4.

Nombre del Pozo:	ENO-04
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S, Meters Norte: 9,987,992.95 m Este: 292,969.99 m Latitud: S 0° 6' 30.86" Longitud: W 76° 51' 36.46"
Coordenadas de Objetivos:	Objetivo (Arenisca "U" Inferior) Norte: 9,988,227.2 m Este: 293,202.28 m
Tipo de Pozo:	Direccional Tipo "S"
Taladro:	Tuscany 117
Altura de la Mesa Rotaria:	31.4 ft
Nivel del Suelo:	962.216 ft
Profundidad Final:	10,390 ft MD / 10253,24 ft TVD
Desplazamiento Horizontal:	1091.36 ft
Inclinación Máxima:	17.03° @ 3763.88 ft MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	13 de Noviembre del 2015 – 06h00
Fin de Operaciones de Perforación:	15 de Diciembre del 2015 – 06h00

Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-4: Información general del pozo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 5.

6.2.1 Estado mecánico ENO-4. La **Figura 55** muestra el estado mecánico del pozo ENO-4, en donde se aprecia que es un pozo tipo “S”. En él se aprecian las diferentes secciones que componen el pozo, como también las profundidades, revestimientos y las diferentes formaciones perforadas.

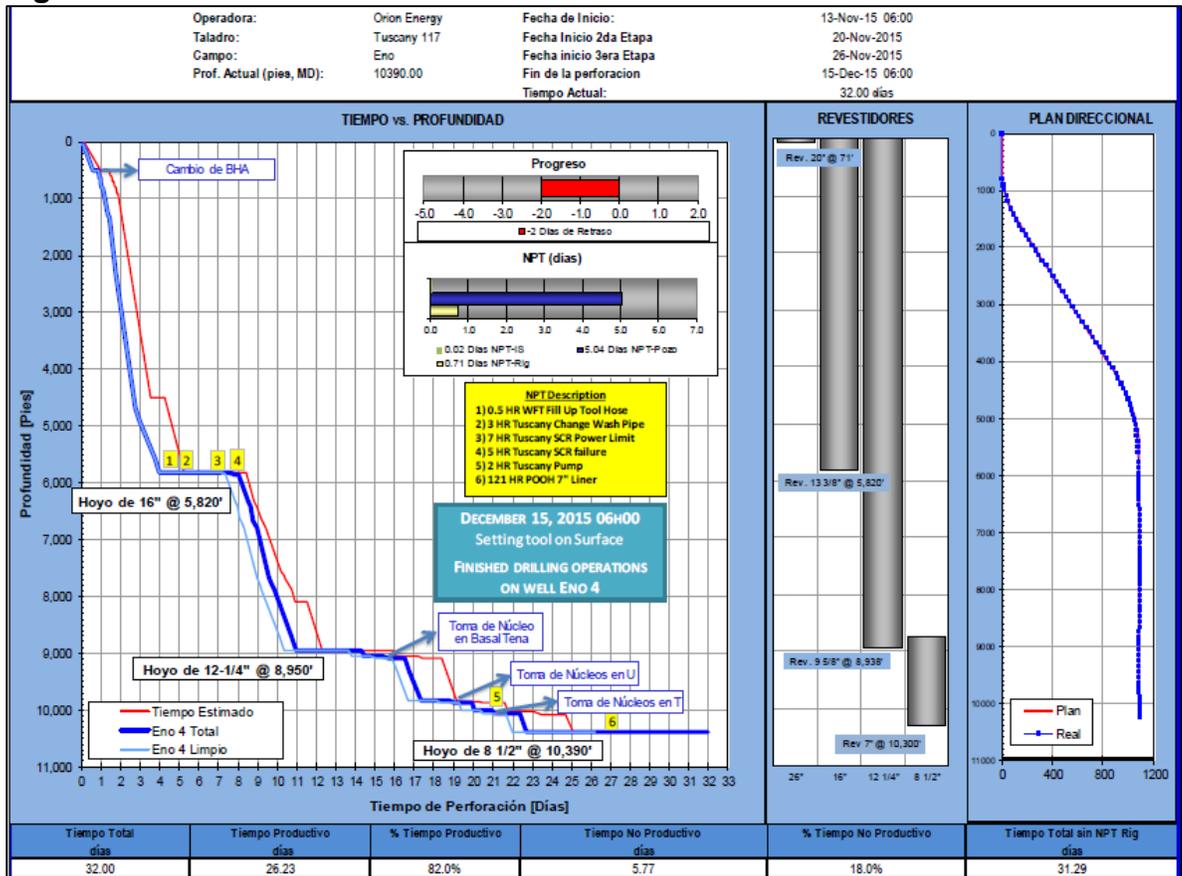
Figura 55. Estado mecánico Pozo ENO-4.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-4: Estado mecánico del pozo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 14.

6.2.2 Curva de avance ENO-4. En la **Figura 56**, se presenta la curva de avance para el pozo ENO-4. En ella se pueden observar las curvas de tiempo estimado, tiempo limpio y tiempo total de perforación, durante la implementación del diseño en el Bloque 54. El tiempo total para la perforación del pozo ENO-4 fue de 32 días con un tiempo total no productivo de 5,77 días.

Figura 56. Curva de avance Pozo ENO-4.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-4: Curva profundidad - tiempo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 15.

6.2.3 Análisis de tiempo no productivo ENO-4. En la **Tabla 48**, se presenta el tiempo productivo, el tiempo no productivo y el tiempo total de las operaciones de perforación para el pozo ENO-4.

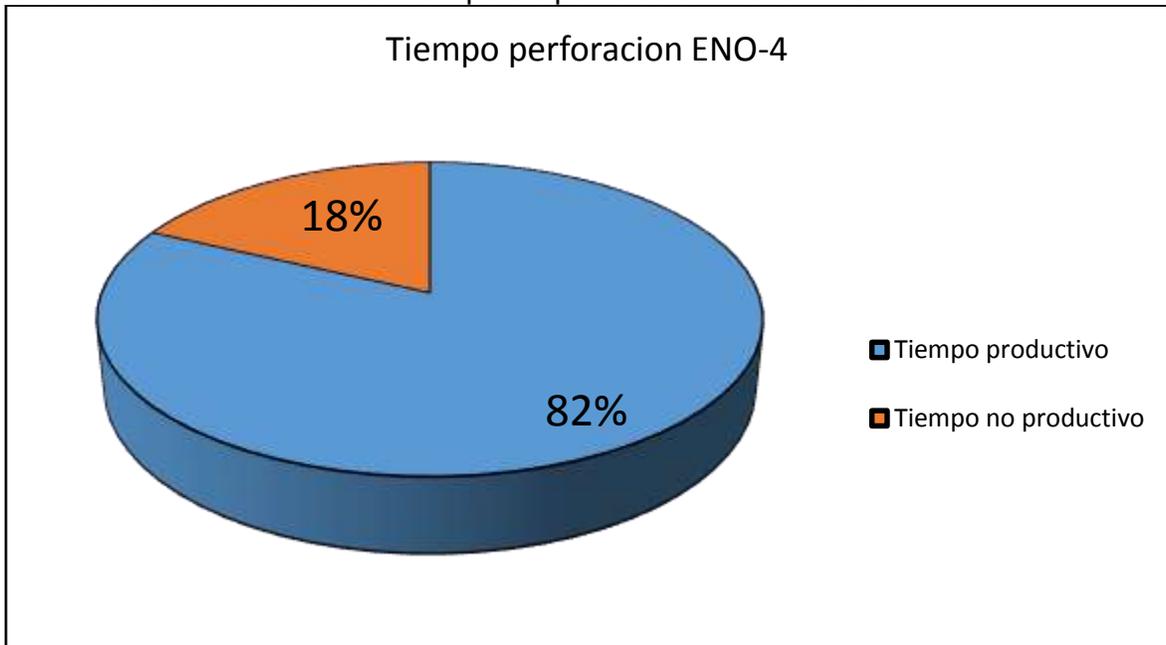
Tabla 48. Tiempo perforación ENO-4.

Tiempo Productivo (Días)	26,23
Tiempo no productivo (Días)	5,77
Tiempo total (Días)	32

Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-4: Análisis de tiempo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 18.

El **Gráfico 26**, que se presenta a continuación, muestra la distribución del tiempo total de la perforación del pozo ENO-4. El tiempo no productivo representó el 18% del tiempo total de perforación, con un costo asociado de \$ 484.750 USD

Gráfico 26. Distribución del tiempo de perforación Pozo ENO-4.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-4: Análisis de tiempo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 18.

6.3 ENO-5

El pozo ENO-5 se diseñó como un pozo de desarrollo y planeado como un pozo direccional tipo “J”, con tres secciones 16”, 12 ¼” y 8 ½”, con tuberías de revestimiento: superficial 13 3/8”, intermedio de producción 9 5/8” y liner de producción de 7”. El objetivo del pozo fue la formación Hollín.

En el **Cuadro 13** se presentan las generalidades del Pozo ENO-5.

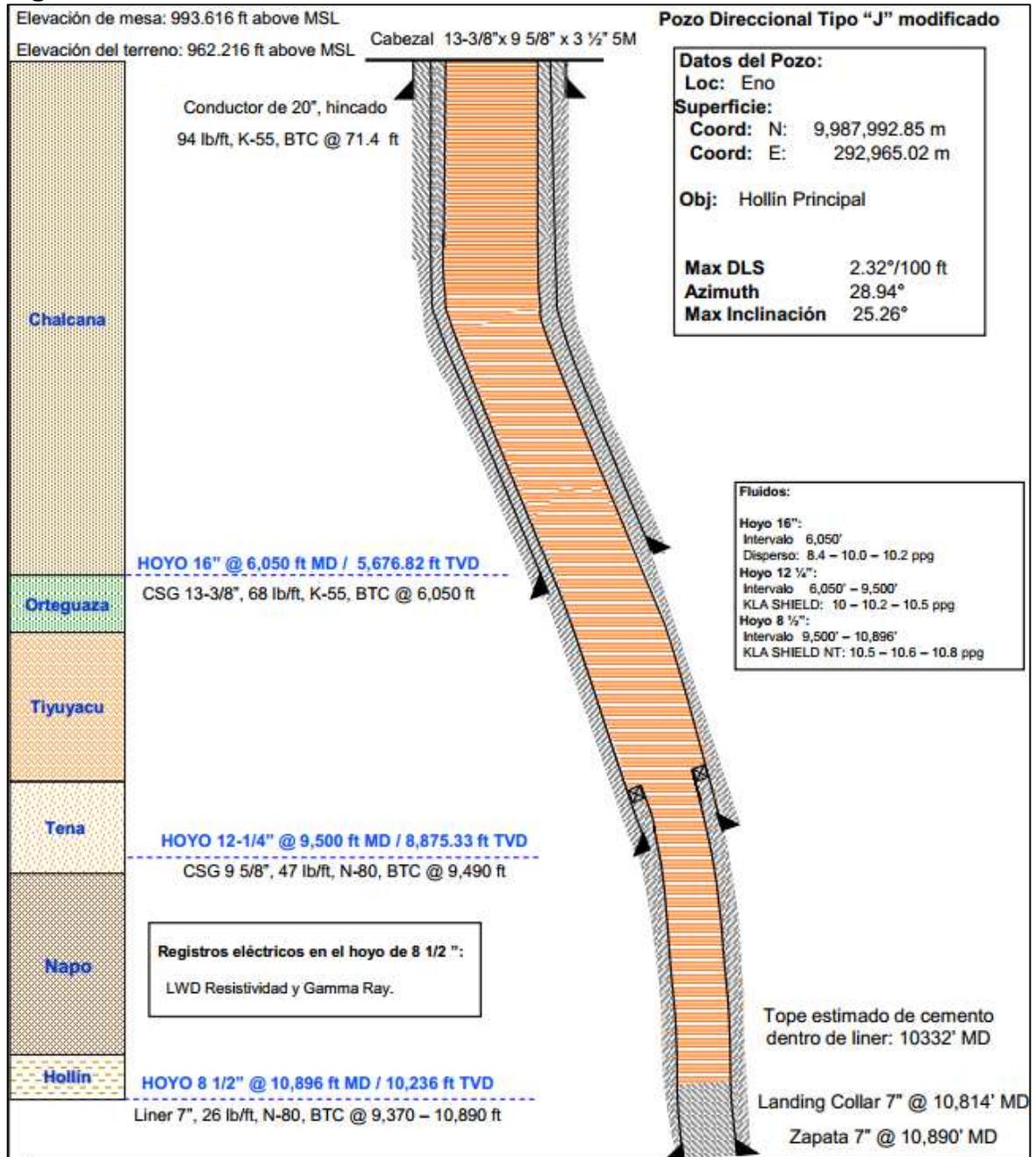
Cuadro 13. Generalidades Pozo ENO-5.

Nombre del Pozo:	ENO-05I
Coordenadas de Superficie:	PSAD56 / UTM zone 18S, Meters Norte: 9,987,992.854 m Este: 292,965.023 m Latitud: S 0° 6' 30.86496" Longitud: W 76° 51' 36.61952"
Coordenadas de Objetivos:	Objetivo (Arenisca Hollín Principal) Norte: 9,988,978.27 m Este: 293,353.88 m
Tipo de Pozo:	Direccional Tipo “J”
Taladro:	Tuscany 117
Altura de la Mesa Rotaria:	31.4 ft
Nivel del Suelo:	962.216 ft
Profundidad Final:	10,896 ft MD / 10236 ft TVD
Desplazamiento Horizontal:	3227.03 ft
Inclinación Máxima:	25.26° @ 7593.11 ft MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	16 de Diciembre del 2015 – 12h30
Fin de Operaciones de Perforación:	6 de Enero del 2016 – 17h30

Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-5: Información general del pozo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 5.

6.3.1 Estado mecánico ENO-5. Se presenta el estado mecánico en la **Figura 57**, donde se observa que es un pozo direccional tipo “J”. También se presentan las formaciones atravesadas, las secciones del pozo y los revestimientos.

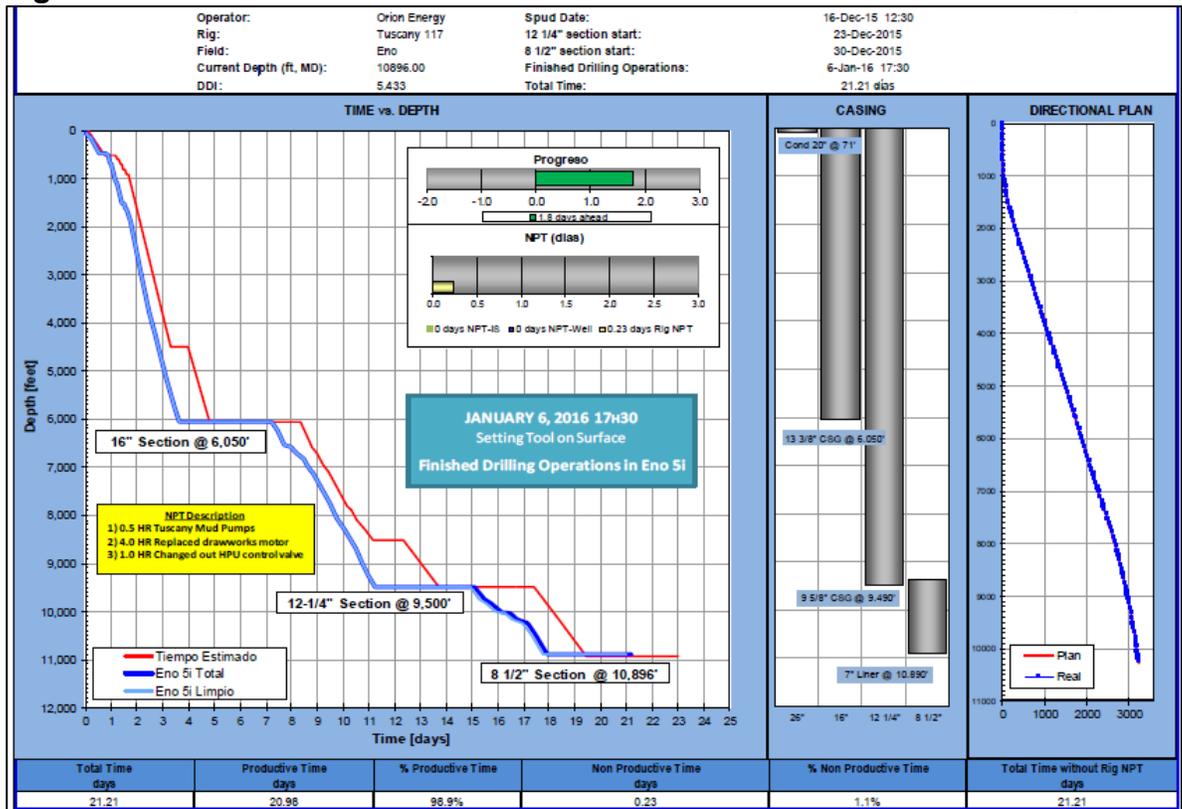
Figura 57. Estado mecánico Pozo ENO-5.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-5: Estado mecánico del pozo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 13.

6.3.2 Curva de avance ENO-5. En la **Figura 58** se muestra la curva de avance del pozo ENO-5, donde se observan las curvas de tiempo estimado, tiempo limpio y tiempo total de perforación. El tiempo total de perforación fue de 21,21 días con un tiempo total no productivo de 0,23 días (5,52 horas).

Figura 58. Curva de avance Pozo ENO-5.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-5: Curva profundidad - tiempo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 14.

6.3.3 Análisis de tiempo no productivo ENO-5. En la **Tabla 49**, se presenta el tiempo productivo, el tiempo no productivo y el tiempo total de las operaciones de perforación para el pozo ENO-5.

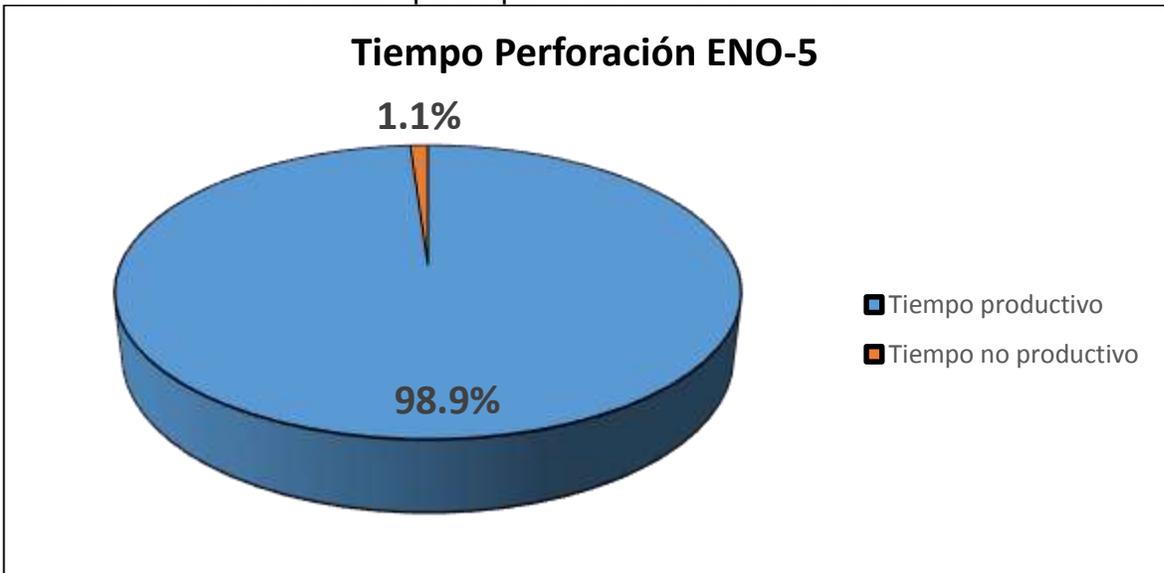
Tabla 49. Tiempo perforación ENO-5.

Tiempo Productivo (Días)	20,98
Tiempo no productivo (Días)	0,23
Tiempo total (Días)	21,21

Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-5: Análisis de tiempo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 17.

El **Gráfico 27** muestra la distribución del tiempo total de perforación del Pozo ENO-5. Se observa que el tiempo no productivo representó el 1,1% del tiempo total de perforación, con un costo asociado de \$16.500 USD

Gráfico 27. Distribución tiempo de perforación Pozo ENO-5.



Fuente. ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-5: Análisis de tiempo. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 17.

6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS. Una vez se determinan los tiempos no productivos para cada pozo, se comparan con los de la campaña anterior, para poder determinar si hubo una disminución en los mismos y en los costos asociados.

En la **Tabla 50** se muestra el tiempo total, el tiempo no productivo, el porcentaje que este represento dentro del tiempo total de perforación y el costo asociado al tiempo no productivo, para cada uno de los pozos, tanto de la primera campaña como de la segunda.

Tabla 50. Análisis de resultados.

CAMPAÑA 2013-2014				
Pozo	Tiempo Total (Días)	Tiempo no productivo (Días)	% Tiempo no productivo	Costo asociado (USD)
ENO-2	37,15	12,29	33,1%	\$ 860.416,67
RON 2	37,83	10,38	27,4%	\$ 726.250,
TOTAL	74,98	22,67	30,23%	\$ 1.586.666,67
CAMPAÑA 2013-2014				
Pozo	Tiempo Total (Días)	Tiempo no productivo (Días)	% Tiempo no productivo	Costo asociado (USD)
ENO-3	30,04	9,95	31,5%	\$ 681.000
ENO-4	32	5,77	18%	\$ 484.000
ENO-5	21,21	0,23	1,1%	\$ 16.000
TOTAL	83,25	15,95	19,16%	\$ 1.181.000

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

En la **Tabla 50** se puede observar que durante la segunda campaña se redujo el tiempo total de perforación, en comparación con la primera campaña. Los tiempos no productivos también son menores que los de la primera campaña y con ellos los costos asociados se reducen notablemente, lo que indica que el rediseño de las operaciones de perforación se vio reflejado de manera positiva en la implementación del mismo en el Bloque 54.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Este proyecto estudia la disminución de los tiempos totales en las operaciones de perforación de la campaña 2015-2016, con respecto a la campaña 2013-2014, realizadas en el Bloque 54 de la Cuenca de Oriente del Ecuador.

El propósito del proyecto es redefinir las operaciones de perforación, mediante el rediseño de brocas, fluidos de perforación, sistema de control de sólidos, tubería de revestimiento, cementación, perforación direccional y selección de colgador, con el propósito de reducir los tiempos no productivos y de esta manera reducir los costos de las operaciones en el Bloque 54.

El rediseño se hizo con base en lecciones aprendidas y problemas operacionales que se presentaron durante la campaña 2013-2014. Se realizaron simulaciones de la ingeniería básica, posteriormente el rediseño de la ingeniería de detalle y por último la implementación en campo.

Para la evaluación financiera del proyecto, se van a tener en cuenta: como unidad monetaria de valor constante el dólar americano, se utilizará una tasa de interés de oportunidad de 5,85% efectivo anual, el enfoque desde una compañía prestadora de servicios, el horizonte de tiempo será de tres meses con periodos mensuales y el indicador financiero que se va a utilizar es el Valor presente neto (VPN), adicionalmente se presenta un análisis de costos

7.1 ANALISIS DE COSTOS

Según Polimeni et al³⁰, costo es un valor monetario realizado para adquirir bienes y servicios.

En la **Tabla 51**, se presenta la campaña de perforación para la proyección.

Tabla 51. Campaña de perforación.

Periodo (Mensual)	Pozo
1	ENO-6
2	ENO-7
3	ENO-8

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

³⁰ POLIMENI et al. Contabilidad de costos: Glosario. Tercera edición. Bogotá: McGraw Hill, 1997. P. 28.

A continuación se presentan los costos de los servicios de perforación de la campaña 2013-2014 y de la campaña 2015-2016. Los costos intangibles hacen referencia a los servicios de perforación como ingeniería, permisos y operaciones relacionadas a la perforación, los costos de equipos y herramientas hacen referencia a equipos utilizados durante las operaciones y los costos tangibles están asociados a la tubería de perforación, ensamblaje de fondo, cabezal de pozo y telecomunicaciones. Para cada uno de los escenarios a evaluar, se calcula un costo promedio por pozo, que nos va a servir como referente para la proyección de los costos asociados a los servicios de perforación de la próxima campaña. Los pozos de la próxima campaña van a tener profundidades similares a los pozos perforados en la primera y segunda campaña.

7.1.1 Escenario 1. En este escenario se presentan los costos de los servicios de perforación para la primera campaña del Bloque 54. En la **Tabla 52**, se presentan los costos asociados a cada uno de los pozos perforados.

Tabla 52. Costos pozos primera campaña de perforación.

	ENO-2	RON-2
Servicios	USD	USD
Servicios de Perforación (Intangibles)	4.294.003,43	4.005.500,98
Equipos de apoyo y herramientas	389.319,67	229.390,52
Tangibles	789.876,46	803.196,46
COSTO TOTAL	5.473.199,56	5.038.087,96

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Teniendo en cuenta que los pozos tienen una profundidad similar, se calcula el costo promedio por pozo para este escenario, que se presenta en la **Tabla 53**.

Tabla 53. Costo promedio por pozo - Escenario 1.

ENO-2	5.473.199,56
RON-2	5.038.087,96
Costo promedio por pozo	5.255.643,76

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Se evaluará la perforación de un pozo por periodo, teniendo en cuenta el costo promedio por pozo para este escenario, como se muestra en la **Tabla 54**.

Tabla 54. Costos de servicios de perforación primera campaña.

Periodo (Mensual)	Costo por pozo	Número pozos perforados	Costo total
1	5.255.643,76	1	5.255.643,76
2	5.255.643,76	1	5.255.643,76
3	5.255.643,76	1	5.255.643,76

7.1.2 Escenario 2. En este escenario se presentan los costos de los servicios de perforación para la segunda campaña del Bloque 54. En la **Tabla 55** se presentan los costos asociados a cada uno de los pozos perforados.

Tabla 55. Costos pozos segunda campaña de perforación.

	ENO- 3	ENO-4	ENO-5
Servicios	USD	USD	USD
Servicios de Perforación (Intangibles)	2.920.098,83	3.084.054,19	2.576.998,64
Equipos de apoyo y herramientas	66.510,00	52.529,75	44.190,00
Tangibles	672.061,88	622.682,85	644.840,10
COSTO TOTAL	3.658.670,71	3.759.266,79	3.266.028,74

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Teniendo en cuenta que los tres pozos presentan una profundidad final similar, se calcula el costo promedio por pozo, que se presenta en la **Tabla 56**.

Tabla 56. Costo promedio por pozo – Escenario 2.

ENO-3	3.658.670,71
ENO-4	3.759.266,79
ENO-5	3.266.028,74
Costo promedio por pozo	3.561.322,08

Fuente. ECO-DRILLING S.A.

Al igual que en el escenario 1, se evaluará la perforación de un pozo por periodo, teniendo en cuenta el costo promedio por pozo para este escenario, como se muestra en la **Tabla 57**.

Tabla 57. Costos de servicios de perforación segunda campaña.

Periodo (Mensual)	Costo por pozo	Número pozos perforados	Costo total
1	3.561.322,08	1	3.561.322,08
2	3.561.322,08	1	3.561.322,08
3	3.561.322,08	1	3.561.322,08

7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera se hace con el fin de determinar si el proyecto es viable o no, desde el punto de vista financiero. Esta se realizará mediante la metodología del valor presente neto (VPN), que según Guillermo Baca³¹, es un indicador que pone la unidad monetaria utilizada en valor presente, teniendo en cuenta tanto los ingresos como los egresos futuros, lo que facilita la decisión de realizar o no cierto proyecto, desde el punto de vista financiero.

El valor presente neto es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, que se representa en la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Valor presente neto para sumas uniformes.

$$VPN(i) = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Donde:

R = Pago periodico de igual valor

i = Tasa interés de oportunidad

n = tiempo

Fuente. INFANTE, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión: El concepto de interés. Bogotá: Editorial Norma, 1.988. p. 42.

Como se utiliza la metodología del indicador financiero valor presente neto (VPN), su resultado se interpreta, a dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

La evaluación será en periodos mensuales, por lo tanto la tasa de interés de oportunidad de 5,85% efectiva anual, es necesario pasarla a efectiva mensual como se presenta en la **Ecuación 8**.

³¹ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Valor presente Neto. 8ª Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 197.

Ecuación 8. Equivalencia de tasas.

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

Donde
 $i_1 =$ Tasa conocida
 $i_{12} =$ Tasa a calcular
 $m1 =$ Periodos tasa conocida
 $m2 =$ Periodos tasa a calcular

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Equivalencia de tasas. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 24.

Reemplazando la tasa de 5,85% y los periodos para cada tasa en la formula anterior se obtiene la tasa de interés mensual, como se muestra en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Interés efectivo anual a interés efectivo mensual.

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$
$$(1 + 0,0585)^1 = (1 + i_2)^{12}$$
$$i_2 = 0,0047$$
$$i_2 = 0,47\% \text{ Efectiva Mensual}$$

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Interés compuesto. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 24.

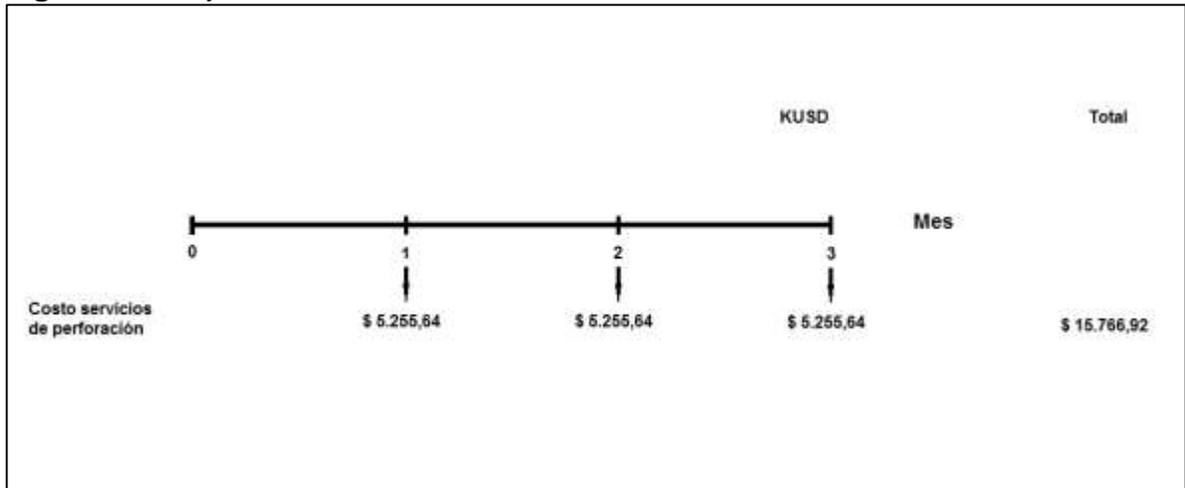
Se obtiene una tasa de 0,47% efectiva mensual para realizar la evaluación financiera del proyecto.

7.2.1 Flujos de efectivo. Según Guillermo Baca³², un flujo de efectivo es una representación gráfica de los ingresos y egresos en periodos determinados, durante un horizonte de tiempo de evaluación. A continuación se presentan los flujos de efectivo para la evaluación financiera del escenario 1 y del escenario 2, con un horizonte de tiempo de tres meses (tres periodos mensuales), para posteriormente analizarlos mediante la metodología del indicador valor presente neto y de esta manera determinar la viabilidad financiera del proyecto.

³² *Ibíd.* p. 4.

7.2.1.1 Escenario 1. En la **Figura 59** se presenta el flujo de efectivo para la evaluación del escenario 1. En él se observan los egresos para cada uno de los periodos.

Figura 59. Flujo de efectivo - Escenario 1.



Ahora se reemplazan los flujos de efectivo para cada periodo en formula del valor presente neto (VPN), utilizando la tasa de interés de oportunidad de 0,47% efectiva mensual, como se presenta en la **Ecuación 10**.

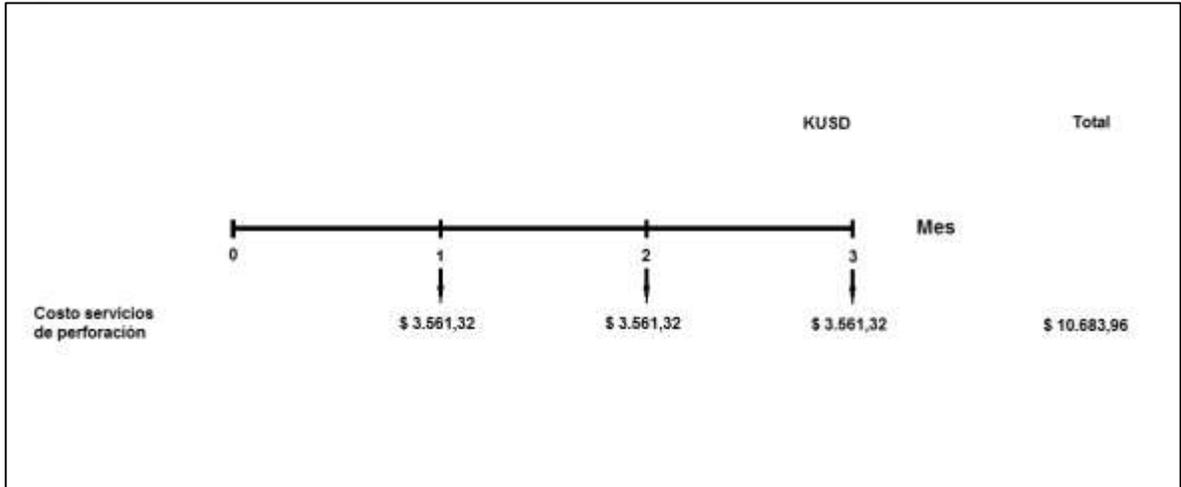
Ecuación 10. Valor presente neto - Escenario 1.

$$VPN(0,0047) = - 5.255.643,76 \left[\frac{(1 + 0,0047)^3 - 1}{0,0047(1 + 0,0047)^3} \right]$$

$$VPN(0,0047) = - \$ 15.619.874,96 \text{ USD}$$

7.2.1.2 Escenario 2. Ahora se presenta el flujo de efectivo, con los egresos para cada uno de los periodos a evaluar, en la **Figura 60**.

Figura 60. Flujo de efectivo – Escenario 2.



Se reemplazan los flujos de efectivo de cada periodo en la fórmula de VPN, teniendo en cuenta la tasa interna de oportunidad de 0,47% efectiva mensual.

Ecuación 11. Valor presente neto - Escenario 2.

$$VPN(0,0047) = - 3.561.322,08 \left[\frac{(1 + 0,0047)^3 - 1}{0,0047(1 + 0,0047)^3} \right]$$

$$VPN(0,0047) = -\$ 10.584.318,14 \text{ USD}$$

7.3 CONCLUSIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía prestadora de servicios es implementar el rediseño para las operaciones de perforación en el Bloque 54, porque le representa un ahorro en los costos de servicios de perforación a dólares de hoy del 32% frente al diseño de la ingeniería de perforación utilizado en la primera campaña de perforación, originado en la disminución de los tiempos no productivos.

8. CONCLUSIONES

- El Bloque 54 está compuesto por los campos ENO y RON, y está ubicado en el Nororiente Ecuatoriano, en la provincia de Sucumbíos en la parroquia El Eno. Fue adquirido en el año 2010 bajo un contrato de exploración y producción por la compañía operadora Orión Energy e inició su producción en Octubre de 2014, la cual hasta Noviembre de 2015 era de 814.665 Barriles.
- Se identificaron los problemas operacionales ocurridos durante la primera campaña de perforación, relacionados con problemas en las bombas ya que estas no cumplían con el galonaje requerido durante las operaciones, daño en la conexión de la manguera del stand pipe, uso de cabezal utilizado en pozos anteriores y problemas al momento de colgar el liner de producción. Estos problemas tuvieron resultados negativos en las operaciones de perforación, aumentando los tiempos no productivos, los cuales para el Pozo ENO-2 representaron el 33,1% y para el Pozo RON-2 el 27,4%.
- Se realizó el rediseño de la ingeniería básica con base en las lecciones aprendidas de la primera campaña de perforación en el Bloque 54. Las brocas se seleccionaron según la relación costo-eficiencia, los fluidos de perforación se seleccionaron para mantener la estabilidad del hueco evitando pegas y pérdidas de circulación, las tuberías de revestimiento seleccionadas fueron de 13 3/8 K-55, 9 5/8" N-80 y liner de 7" P-110, Para la perforación direccional se tuvo en cuenta el buzamiento de la Formación Napo, aprovechándolo para la caída del ángulo de los pozos y en cuanto a la cementación se hicieron cálculos de volúmenes y densidades en función del ECD (Densidad circulante equivalente) con el fin de evitar pegas y pérdidas de circulación.
- Se evaluó el rediseño de cada pozo, mediante la simulación de los peores escenarios, es decir, evaluándolo con respecto a los valores máximos de parámetros relacionados a la tubería de revestimiento, torque y arrastre, análisis de sensibilidad e hidráulica. Para la tubería de revestimiento se evaluaron casos de colapso, estallido y tensión con respecto a los factores máximos de diseño y seguridad, la tensión se evaluó respecto a valores máximos entre 10.000 lbf/ft y 9.000 lbf/ft según la sección del pozo, para la hidráulica la presión máxima de la bomba era de 4.000 psi y la relación de cortes a superficie de 0,3 y en cuanto a la perforación direccional se asumieron profundidades mayores para las secciones y mayor desplazamiento del pozo. Tras evaluar los peores escenarios se pudo concluir que el diseño realizado soportaba las condiciones críticas de operación y que podría implementarse en el Bloque 54.

- Se implementó el diseño en el Bloque 54, perforando el pozo ENO-3 entre los meses de Octubre y Noviembre de 2015, el pozo ENO-4 entre los meses de Noviembre y Diciembre de 2015 y el pozo ENO-5 entre los meses de Diciembre de 2015 y Enero de 2016. Al implementar el diseño realizado para las operaciones de perforación en el Bloque 54, el tiempo total de perforación del Pozo ENO-3 fue de 30,04 días, con un tiempo no productivo de 9,45 días, representando el 31,5 % del tiempo de las operaciones de perforación; el tiempo total de perforación del Pozo ENO-4 fue de 32 días, con un tiempo no productivo de 5,77 días, representando el 18% del tiempo de las operaciones de perforación; El tiempo total de perforación del Pozo ENO-5 fue de 21,21 días, con un tiempo no productivo de 6,23 días, representando el 1,1 % del tiempo de las operaciones de perforación, lo que es un resultado positivo ya que los tiempos no productivos de cada pozo son inferiores a los de los pozos de la primera campaña de perforación.
- Los tiempos no productivos de la campaña 2013-2014, fueron 22,67 días, mientras que en la campaña 2015-2016 fueron 15,95 días, lo que indica que los tiempos no productivos de la segunda campaña de perforación se redujeron en un 30% con respecto a la primera campaña. Esto se logró implementando el rediseño de las operaciones de perforación para el Bloque 54 de la Cuenca Oriente del Ecuador, siendo un resultado positivo ya que de esta manera se reduce también los tiempos totales en la perforación, lo que se traduce en un ahorro de 405.666 USD en los costos totales de las operaciones de perforación, con respecto a la primera campaña de perforación.
- La disminución de los tiempos no productivos con respecto a la primera campaña de perforación, permite tener un ahorro en los costos de los servicios de perforación del 32 % y aumenta la producción del campo, ya que al perforar los pozos en un menor tiempo, también contribuye a que el pozo inicie su producción más rápido.

9. RECOMENDACIONES

- En la sección de 16" se presenta la construcción del ángulo, la tangente y la caída. Evaluar el motor a usar durante la perforación de esta sección, ya que se presentaron bajas ROP (Tasas de penetración), debido a que las ROP deslizando son menores que las ROP planeadas.
- Previo a la corrida del revestimiento, evaluar las condiciones del último viaje del ensamblaje de fondo a superficie, y durante el viaje repasar los punto apretados, asegurando la bajada del revestimiento.
- Durante la cementación del liner, considerar el uso de lavador químico y píldora de silicato y reducir los volúmenes de las lechadas de cementación, con el fin de reducir el riesgo de desestabilización del pozo y evitar empaquetamientos.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE HIDROCARBUROS. Producción nacional de petróleo fiscalizado. Quito, Ecuador: 2015. Disponible en: <<http://sni.gob.ec>>.

ANÓNIMO. Manual de Reología, Hidráulica y Mechas de perforación. [En línea]. [Consultado el 12 de Noviembre de 2015]. Disponible en: http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/11/manualdehidraulicacied_002.pdf. p. 99.

BABY, Patrice; RIVADENEIRA, Marco; BARRAGÁN, Roberto. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador: Octubre de 2004. p. 295.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Valor presente Neto. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 398.

BARBERII, Efraín. El pozo ilustrado: Características físicas de la tubería revestidora. Cuarta edición. Caracas: Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, 1998. p. 471.

DRILLINGFORMULAS.COM. Total flow área (TFA). [En línea]. [Consultado el 10 de enero de 2016]. Disponible en: (<http://www.drillingformulas.com/total-flow-area-tfa/>).

ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 13 3/8". Simulador: Sysdrill. p.9.

ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 7". Simulador: Sysdrill. p.11.

ECO-DRILLING S.A. Casing & Tubing analysis report: 9 5/8". Simulador: Sysdrill. p.11.

ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 12 ¼" hole section. Simulador: Sysdrill. p.5.

ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 16" hole section. Simulador: Sysdrill. p.5.

ECO-DRILLING S.A. Hydraulics report: 8 ½" hole section. Simulador: Sysdrill. p.5.

ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional ENO-3: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 18 de Septiembre de 2015. p. 83.

ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional ENO-4: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 12 de Octubre de 2015. p.86.

ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación direccional ENO-5: Ensamblajes de fondo. Quito, Ecuador: 24 de Noviembre de 2015. p.78.

ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación ENO-3. Quito, Ecuador: Septiembre 15 de 2015. p. 80.

ECO-DRILLING S.A. Programa de perforación ENO-4. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 84.

ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 12 ¼" hole section. Simulador: Sysdrill. p.3.

ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 16" hole section. Simulador: Sysdrill. p.3.

ECO-DRILLING S.A. Sensitivity analysis report: 8 ½" hole section. Simulador: Sysdrill. p.3.

ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 12 ¼" hole section. Simulador: Sysdrill. p.6.

ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 16" hole section. Simulador: Sysdrill. p.6.

ECO-DRILLING S.A. Torque and drag report: 8 ½" hole section. Simulador: Sysdrill. p.6.

ECO-DRILLING S.A., Pozos campaña 2013-2014. Quito, Ecuador: Febrero 4 de 2015. p.27.

INFANTE, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión: El concepto de interés. Bogotá: Editorial Norma, 1.988. p. 400.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Norma Técnica Colombiana NTC 1486- "Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación", Bogotá D.C. ICONTEC 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Norma Técnica Colombiana NTC 4490- "Referencias documentales para fuentes de información electrónicas", Bogotá D.C. ICONTEC 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Norma Técnica Colombiana NTC 5613- " Referencias Bibliográficas. Contenido, forma y estructura ", Bogotá D.C. ICONTEC 2008.

MI SWACO. Curso de control de Sólidos. [En línea]. [Consultado el 8 de enero de 2016]. Disponible en: (<http://chilonunellez.blogspot.com.co/2011/04/control-de-solidos.html>).

MORÁN, Honorio. MOYANO, Fernando. Corte geológico de las formaciones cretácico-terciarias en el frente de cabalgamiento andino entre Morona y Santiago. Tesis de grado Ingeniero de Geólogo. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 1999. p. 211.

NELSON, Erick. Definición de cementación: Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield review. Vol 24. No.2 (2012). p. 63.
ORION ENERGY. Brocas ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p.16.

ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-4: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 6 de Octubre de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. Brocas ENO-5: Especificaciones técnicas. Quito, Ecuador: 30 de Noviembre de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. ENO-3: Casing intermedio 9 5/8". Quito, Ecuador: 24 de Agosto de 2015. p. 15.

ORIÓN ENERGY. ENO-3: Casing superficial 13 3/8". Quito, Ecuador: 24 de Agosto de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. ENO-3: Liner de produccion 7". Quito, Ecuador: 24 de Agosto de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. ENO-4: Casing intermedio 9 5/8". Quito, Ecuador: 12 de Octubre de 2015. p. 15.

ORIÓN ENERGY. ENO-4: Liner de produccion 7". Quito, Ecuador: 12 de Octubre de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. ENO-5: Liner de produccion 7". Quito, Ecuador: 27 de Noviembre de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. ENO-4: Revestimiento superficial 13 3/8". Quito, Ecuador: 12 de Octubre de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. ENO-5: Revestimiento intermedio 9 5/8". Quito, Ecuador: 27 de Noviembre de 2015. p. 15.

ORIÓN ENERGY. ENO-5: Revestimiento superficial 13 3/8". Quito, Ecuador: 27 de Noviembre de 2015. p. 16.

ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-3. Quito, Ecuador: 4 de Septiembre de 2015. p. 13.

ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-4. Quito, Ecuador: 14 de Octubre de 2015. p. 13.

ORIÓN ENERGY. Programa de control de sólidos y manejo de desechos de perforación: ENO-5. Quito, Ecuador: 26 de Noviembre de 2015. p. 13.

ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-3. Quito, Ecuador: 3 de Septiembre de 2015. p. 28.

ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-4. Quito, Ecuador: 10 de Noviembre de 2015. p. 25.

ORIÓN ENERGY. Propuesta técnica fluidos de perforación: Pozo ENO-5. Quito, Ecuador: 27 de Noviembre de 2015. p. 25.

ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-3. Quito, Ecuador: Noviembre de 2015. p. 18.

ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-4. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 22.

ORIÓN ENERGY. Reporte final Pozo ENO-5. Quito, Ecuador: Enero de 2016. p. 20.

POLIMENI et al. Contabilidad de costos: Glosario. Tercera edición. Bogotá: McGraw Hill, 1997. p. 879.

SÁNCHEZ, Carlos F. Estudio técnico- económico para el uso de colgadores de liner con sistema expandible en perforación de pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en Geología y Petróleos. 2011. p. 36.

SCHLUMBERGER. Fundamentos de los fluidos de perforación. En: Oilfield review. Vol 25. No.1 (2013). p. 67.

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. [Consultado el 11 de enero de 2016] disponible en: (http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/directional_drilling.aspx).

SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores: Los cinco sistemas básicos del equipo de perforación [Diapositivas]. [En línea]. [Consultado el 12 de noviembre de 2015]. Disponible en: (<http://equipment911.com/downloads/loscincosistem>)

WILLIAMSON, Don. Definición de los fluidos de perforación: Fundamentos de los fluidos de perforación. Schulmberger. Vol 25. No 2. p.68

YUQUILEMA, Jonathan. Modelo depositacional de la arenisca T en la Cuenca Oriente. Trabajo de grado Ingiero Geólogo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología Y Petróleos. 2010. p. 198.

ANEXOS

**ANEXO A
PROGRAMA DE BROCAS POZO ENO-3.**

PROGRAMA DE BROCAS POZO: ENO-03								
DIAM	BROCA	IADC	JETS - TFA	INTERVALO (MD)	FORMACION	LITOLOGIA	ESTRUT. DE CORTE	JUSTIFICACION
16"	BHA#1 XR+CPS	115	(4x14) 0.601	429' (71' - 500')	SUPERFICIAL	Piedrones, arena, arcilla		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
16"	BHA#2 SD:519MHPX	5123	(2X13 + 6X12) 0.922	3.900' (500' - 4.400')	CHALCANA	Arenas, Arcillas		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
16"	BHA#3 SD:519MHPX	5123	(2X13 + 6X12) 0.922	1.570' (4.400' - 5.970')	CHALCANA ORTEGUAZA	Arenas, Arcillas		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
12 1/4"	BHA#4 MS:519LMHSBPX	M223	(3X13 + 4X14) 0.990	2.330' (5.970' - 8.300')	ORTEGUAZA TINYUACU TENA	Arcilla, Arenisca, lutita, Conglomerado		DISEÑO ADECUADO PARA APLICACIONES CON INTERCALACION CON LA DURABILIDAD NECESARIA PARA ATRAVESAR LOS CONGLOMERADOS Y LLEGAR A TD. CORTADORES DE NUEVA TECNOLOGIA
12 1/4"	BHA#5 SD:419HBPX CONTINGENCIA	5123	(6X14) 0.902	805' (9.300' - 9.105')	TENA	Arcilla, Arenisca, lutita		DISEÑO ADECUADO PARA APLICACIONES SUAVES (TENA) CON LA DURABILIDAD NECESARIA PARA LLEGAR A TD. CORTADORES DE NUEVA TECNOLOGIA
8 1/2"	BHA#6 MS:1616LBPX	M233	(6X12) 0.663	1.465' (9.105' - 10.570')	NAPO HOLLIN	Arenisca, lutitas, calizas		BROCA DE 6 ALETAS CORTADORA DE 16MM CON CORTADORES DE RESPALDO CON EXCELENTE RESULTADO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

**ANEXO B
PROGRAMA DE BROCAS POZO ENO-4.**

PROGRAMA DE BROCAS POZO ENO-04								
DIAM	BROCA	IADC	JETS - TFA	INTERVALO (MD)	FORMACION	LITOLOGIA	ESTRUT. DE CORTE	JUSTIFICACION
16"	BHA#1 XR+CPS	115	(4x14) 0.601	429' (71' - 500')	SUPERFICIAL	Piedrones, arena, arcilla		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
16"	BHA#2 SD1519MHPX	S123	(2X13 + 6X12) 0.922	3.900' (500' - 4.400')	CHALCANA	Arenas, Arcillas		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
16"	BHA#3 SD1519MHPX CONTINGENCIA	S123	(2X13 + 6X12) 0.922	1.410' (4.400' - 5.810')	CHALCANA ORTEGUAZA	Arenas, Arcillas		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
12 1/4"	BHA#4 MS1519LMHSBPXX	M233	(3X13 + 4X14) 0.990	2.090' (5.810' - 7.900')	ORTEGUAZA TIYUACU TENA	Arcillas, Arenisca, lutita, Conglomerado		DISEÑO ADECUADO PARA APLICACIONES CON INTERCALACION CON LA DURABILIDAD NECESARIA PARA ATRAVESAR LOS CONSOLIDADOS Y LLEGAR A TD. CORTADORES DE NUEVA TECNOLOGIA
12 1/4"	BHA#5 SD1419HBPX CONTINGENCIA	S123	(6X14) 0.902	1.055' (7.900' - 8.955')	TENA	Arcillas, Arenisca, lutita		LUBRICACIÓN PARA APLICACIONES SUAVES (LUBRICAR LA DURABILIDAD NECESARIA PARA LLEGAR A TD. CORTADORES DE NUEVA TECNOLOGIA
8 1/2"	BHA#6 MS1616LBPX	M233	(6X12) 0.663	101' (8.955' - 9.056')	NAPO	Arenisca, lutitas, calizas		BROCA DE 6 ALETAS CORTADORE DE 16MM CON CORTADORES DE RESPALDO CON EXCELENTE RESULTADOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO
8 1/2"	BHA#7 MS1616LBPX	M233	(6X12) 0.663	760' (9.060' - 9.846')	NAPO	Arenisca, lutitas, calizas		BROCA DE 6 ALETAS CORTADORE DE 16MM CON CORTADORES DE RESPALDO CON EXCELENTE RESULTADOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO
8 1/2"	BHA#8 MS1616LBPX	M233	(6X12) 0.663	144' (9.876' - 10.020')	NAPO	Arenisca, lutitas, calizas		BROCA DE 6 ALETAS CORTADORE DE 16MM CON CORTADORES DE RESPALDO CON EXCELENTE RESULTADOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO
8 1/2"	BHA#9 MS1616LBPX	M233	(6X12) 0.663	316' (10.060' - 10.366')	NAPO HOLLIN	Arenisca, lutitas, calizas		BROCA DE 6 ALETAS CORTADORE DE 16MM CON CORTADORES DE RESPALDO CON EXCELENTE RESULTADOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO

ANEXO C PROGRAMA DE BROCAS ENO-5.

PROGRAMA DE BROCAS POZO ENO-05								
DIAM	BROCA	IADC	JETS - TFA	INTERVALO (MD)	FORMACION	LITOLOGIA	ESTRUT. DE CORTE	JUSTIFICACION
16"	XR+OPS	115	0.601 in2 (4X14)	429' (71' - 500')	SUPERFICIAL	Conglomerado, Arenisca, Arcillolita		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
16"	SD1519MHPX	S123	0.922 in2 (2X13 + 6X12)	5.550' (500' - 6,050')	CHALCANA	Arenisca, Arcillolita		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO
12 1/4"	MS1519LMHSHBPXX	M223	0.85 in2 (4X13 + 3X12)	2.090' (6.050' - 9.495')	ORTEGUAZA TIYUYACU TENA	Arcillita, Arenisca, Conglomerado		DISEÑO AGRESIVO PARA APLICACIONES CON INTERCALACIONES CON LA DURABILIDAD NECESARIA PARA ATRAVESAR LOS CONGLOMERADOS Y LLEGAR A TD. CORTADORES DE NUEVA TECNOLOGIA
12 1/4"	SD1419HBPX (CONTINGENCIA)	S123	0.902 in2 (6X14)	1.055' (8.500' - 9.495')	TENA	Arcillolita, Arenisca, Limonlita		DISEÑO AGRESIVO PARA APLICACIONES SUAVES (TENA). CORTADORES DE NUEVA TECNOLOGIA
8 1/2"	MS1616MUBPXX	M233	0.663 in2 (6X12)	1.321' (9.495' - 10,941')	NAPO HOLLIN	Arenisca, Lutita, Calizas		BROCA DE 6 ALETAS CON CORTADORES DE 16MM Y CORTADORES DE RESPALDO. APLICACION CON EXCELENTE RESULTADOS. EN EL ORIENTE ECUATORIANO

SMITH COMPANY