



FACULTAD DE POSGRADOS

OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE AISLAMIENTO ZONAL PARA LOS  
RESERVORIOS DE LA FORMACIÓN NAPO DE LOS BLOQUES 17 Y 62

Trabajo de Titulación presentado en conformidad con los requisitos establecidos  
para optar por el título de Magister en Dirección de Operaciones y  
Seguridad Industrial

Profesor Guía  
Econ. Carlos Artieda, MBA

Autor  
Andrés Fernando Rosero Benavides

Año  
2015

## **DECLARACIÓN DEL PROFESOR GUÍA**

“Declaro haber dirigido este trabajo a través de reuniones periódicas con el estudiante, orientando sus conocimientos y competencias para un eficiente desarrollo del tema escogido y dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación”

---

Carlos Artieda  
Economista, MBA  
1703447589

### **DECLARACIÓN DE AUTORÍA DEL ESTUDIANTE**

“Declaro que este trabajo es original, de mi autoría, que se han citado las fuentes correspondientes y que en su ejecución se respetaron las disposiciones legales que protegen los derechos de autor vigentes”

---

Andrés Fernando Rosero Benavides

0401256334

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por darme la oportunidad de llegar hasta estas instancias de mi vida, y por todos los logros conseguidos en estos años enseñándome que el trabajo, la sabiduría y la humildad son esenciales en cada escalón alcanzado.

A mis padres por ser mi motivación y forjadores del espíritu de lucha y perseverancia, que me enseñaron que en cada caída es más luchador no el que se levanta simplemente sino el que continúa en la batalla.

A mis hermanos y mi abuela por compartir mis sueños y hacerlos realidad, por todo su cariño y ser parte especial en mi vida.

A los profesores de la UDLA por compartir sus conocimientos, tiempo, ayuda y dedicación.

Agradezco de manera muy particular a la Compañía Andes Petroleum Ecuador Limited por ser siempre una mano amiga.

Muchas Gracias

## **DEDICATORIA**

Dedico a Dios, a mis padres Arturo y Narciza, a mi novia Verónica por todo su apoyo, y a mí, todo el esfuerzo y trabajo realizado para la culminación de esta maestría, que se plasma en esta tesis, en reconocimiento a la dedicación y al saber que el conocimiento será siempre más importante que lo material.

## RESUMEN

Tesis sobre ingeniería de reacondicionamiento y producción, específicamente cambio de zonas y completación de pozos. El objetivo fundamental es optimizar el aislamiento zonal para reservorios de la formación Napo de los bloques 17 y 62 caracterizados como apretados o de baja admisión. Problemas identificados: yacimientos de baja admisión, mala completación, baja permeabilidad y porosidad. La hipótesis dice: Proponiendo el uso de resina epóxica en pozos que requieran aislamiento zonal en los reservorios de la formación Napo de los Bloques 17 y 62, optimizará los trabajos aislamiento zonal definitivo y mejorará el sello de las mismas, a fin de reducir costos y tiempos extra evitando la necesidad de realizar operaciones no planificadas. Marco teórico: Cementación forzada, resina epóxica como nueva tecnología de sello. Marco metodológico: planificación del aislamiento zonal con resina epóxica, análisis de compatibilidad resina y fluido de formación, análisis económico. Conclusión general se refiere al aislamiento zonal definitivo mediante uso de resina epóxica como mejor método de solución en zonas de baja admisión. Con la recomendación de realizar un análisis previo de compatibilidad, poseer data completa del pozo como permeabilidad, porosidad y temperatura, además de presentar o realizar un buen registro eléctrico de cemento a fin de conocer el estado del cemento en la zona a aislar o abandonar.

## **ABSTRACT**

The Thesis is about workover and production engineering, specifically zone changes and well completion. The main goal is improve zone isolation into reservoirs of Napo formation in 17 and 62 Blocks characterized like low admission reservoirs. Problems Identified: low admission reservoirs, poor completion, low permeability and porosity. The hypothesis says: Using resin into reservoirs of Napo formation in 17 y 62 Blocks, will optimize zone isolation jobs and enhance the seal in that reservoirs, to reduce overtime costs and avoid the necessity of unplanned operations. Theoretical Frame: Squeeze Cementing, the use of new isolation technology called resin. Methodological Frame: Planning zonal isolation with resin, the formation fluid and resin behavior analysis, and analysis. The general conclusion refers of zonal isolation with resin as a better solution methodology to low zonal admission. With the recommendation to perform a compatibility analysis previous to resin pumping, to have a very good well information as a permeability, porosity and temperature. Also, run and get cement logs in order to know the cement quality in the area where will pump resin.

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
OBJETIVOS .....	4
OBJETIVO GENERAL:.....	4
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	4
HIPÓTESIS .....	5
JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	5
CAPÍTULO I. Información general de los yacimientos productivos .....	6
1.1. Descripción y ubicación del campo .....	6
1.2. Geología del campo.....	10
1.3. Características de yacimiento .....	13
1.3.1. Zonas Productoras.....	13
1.3.2. Topes - Bases, y espesores de las arenas .....	14
1.3.3. Propiedades del reservorio y fluidos de los yacimientos.....	15
1.3.4. Descripción y conceptos de las propiedades petrofísicas de un yacimiento.....	18
2.1. Características y componentes del petróleo .....	24
2.2. Definición de pozos de petróleo.....	25
2.3. Características de yacimiento y pozos .....	28
2.4. Composición de un pozo de petróleo.....	28
2.5. Proceso de construcción de un pozo petrolero .....	31
2.5.1. Equipo de perforación.....	31

2.5.2. Perforación del hoyo .....	34
2.5.3. Revestimiento del hoyo.....	35
2.5.4. Cementación.....	42
2.5.5. Proceso esquemático de perforación de pozos .....	43
2.5.6. Sistemas de levantamiento de pozos productores de petróleo.....	44
2.5.7. Proceso esquemático de completación y reacondicionamiento de pozos .....	52

### **CAPÍTULO III. Descripción de la técnica de cementación. 53**

3.1. Cementación primaria.....	53
3.1.1. Tipos de cemento y características mecánicas .....	55
3.2. Cementación forzada.....	57
3.3. Terminología de la cementación forzada .....	59
3.4. Métodos y técnicas de cementación forzada .....	61
3.5. Equipos de cementación.....	78
3.6. Diseño de la cementación forzada .....	83

### **CAPÍTULO IV. Alternativas no convencionales de cementación forzada .....**

4.1. Descripción de la nueva tecnología (Resina Epóxica) .....	100
4.2. Propiedades físico-mecánicas de la resina epóxica.....	101
4.3. Compatibilidad de fluidos de pozo con la resina epóxica ....	103
4.4. Comparación físico-mecánica entre el cemento y la resina epóxica .....	103
4.5. Verificar mejores yacimientos para aplicabilidad de la resina epóxica .....	108

4.6. Análisis FODA para el uso de resina epóxica. ....	154
<b>CAPÍTULO V. Selección de pozos candidatos .....</b>	<b>158</b>
5.1. Bases para la selección de pozos candidatos.....	158
5.2. Pozos Seleccionados.....	161
5.2.1. Estado actual del Pozo X.....	161
5.2.1.1. Descripción y estado mecánico .....	164
5.2.1.2. Propiedades de fluido y reservorio .....	170
5.2.1.3. Historia de producción del Pozo X.....	170
5.2.2. Estado actual del Pozo Y.....	178
5.2.2.1. Descripción y estado mecánico .....	180
5.2.2.2. Propiedades de fluido y reservorio .....	184
5.2.2.3. Historia de producción del Pozo Y.....	184
<b>CAPÍTULO VI. Planificación, ejecución y resultados</b>	
<b>de la operación aislamiento zonal en el Pozo X e Y.....</b>	<b>190</b>
6.1. Descripción del proceso de reacondicionamiento	
del Pozo X.....	190
6.1.1. Programa de reacondicionamiento del Pozo X.....	190
6.1.2. Ejecución del programa de aislamiento zonal en el Pozo X. ....	191
6.1.3. Resultados del trabajo .....	195
6.1.3.1. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo	
durante la prueba de inyección.....	195
6.1.3.2. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo	
durante el bombeo de la resina epóxica.....	197
6.1.3.3. Análisis del volumen bombeado de resina con el volumen	
planificado .....	200

6.1.3.4. Prueba de integridad a la formación luego del aislamiento con resina .....	201
6.1.4. Diagrama de completación final del pozo X.....	204
6.2. Descripción del proceso de reacondicionamiento del Pozo Y.....	205
6.2.1. Programa de reacondicionamiento del Pozo Y.....	205
6.2.2. Ejecución del programa de aislamiento zonal en el Pozo Y Limpieza con Pulsonix .....	206
6.2.3. Resultados del trabajo .....	209
6.2.3.1. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo durante la prueba de inyección.....	209
6.2.3.2. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo durante el bombeo de la resina epóxica.....	211
6.2.3.3. Análisis del volumen bombeado de resina con el volumen planificado. ....	213
6.2.3.4. Prueba de integridad a la formación luego del aislamiento con resina .....	214
6.2.4 Diagrama de completación final del pozo Y.....	216
<b>CAPÍTULO VII. Análisis económico .....</b>	<b>217</b>
7.1. Descripción de costos involucrados en la operación de aislamiento zonal.....	217
7.2. Impacto del costo de la nueva tecnología al reacondicionamiento del pozo comparado con el uso del cemento.....	221
<b>CAPÍTULO VIII. Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>235</b>
8.1. Conclusiones .....	235

8.2. Recomendaciones .....	242
SIMBOLOS Y ABREVIATURAS: .....	247
TÉRMINOS PETROLEROS .....	249
REFERENCIAS .....	252
ANEXOS .....	254

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Ubicación Geográfica del Bloque 14 y 17 .....	7
FIGURA 2. Ubicación Geográfica del Bloque 62.....	8
FIGURA 3. Cadena de Valor de Andes Petroleum Ecuador Ltd. ....	9
FIGURA 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador .....	12
FIGURA 5. Acumulación de Hidrocarburos.....	19
FIGURA 6. Tipos de Fallas.....	20
FIGURA 7. Tipos de Porosidad .....	21
FIGURA 8. Permeabilidad Relativa agua - petróleo .....	22
FIGURA 9. Tipos de Pozo: Tipo I .....	26
FIGURA 10. Pozo Tipo S (Tipo II) .....	26
FIGURA 11. Perfiles de pozos Horizontales.....	27
FIGURA 12. Composición de un pozo de Petróleo .....	30
FIGURA 13. Componentes de un taladro de perforación .....	33
FIGURA 14. Esquema representativo de las tuberías de revestimiento .....	38
FIGURA 15. Diámetro nominal de los Revestidores .....	39
FIGURA 16. Diámetro de revestidor en pulgadas y hoyo realizados en Andes Petroleum.....	41
FIGURA 17. Proceso de perforación Andes Petroleum .....	43
FIGURA 18. Cañoneo de pozos.....	44
FIGURA 19. Completación Sencilla .....	45
FIGURA 20. Completación Doble.....	46
FIGURA 21. Completación Triple .....	46
FIGURA 22. Completación Selectiva .....	47
FIGURA 23. Sistema de Bombeo Jet.....	48
FIGURA 24. Sistema de Bombeo Electro Sumergible .....	49
FIGURA 25. Proceso de Completación y Reacondicionamiento Andes Petroleum.....	52
FIGURA 26. Esquema de Cementación y casing en el pozo .....	54
FIGURA 27. Cementación forzada para reparar casing .....	58
FIGURA 28. Cemento no ingresa en la formación .....	59
FIGURA 29. Filtrado y Deshidratación del cemento.....	60

FIGURA 30. Squeeze a baja presión .....	62
FIGURA 31. Squeeze a alta presión .....	63
FIGURA 32. Comportamiento de la presión en un squeeze continuo .....	64
FIGURA 33. Comportamiento de la presión en un squeeze intermitente .....	65
FIGURA 34. Bradenhead Squeeze (sin packer).....	66
FIGURA 35. Squeeze con herramienta de fondo (Packer o Retenedor de cemento) .....	68
FIGURA 36. Registro Sónico VDL - CBL .....	73
FIGURA 37. USI interpretación .....	75
FIGURA 38. Interpretación de imágenes USI.....	76
FIGURA 39. USI + CBL/VDL Presentación de Cemento.....	76
FIGURA 40. Antes y después de una cementación forzada .....	77
FIGURA 41. Empacadura recuperable RBP .....	78
FIGURA 42. Retenedor de Cemento.....	80
FIGURA 43. Equipo de bombeo Elite .....	81
FIGURA 44. Recirculador Mezclador de Cemento (RCM) .....	81
FIGURA 45. Batch mixer CMR-100.....	82
FIGURA 46. Equipo de Superficie.....	83
FIGURA 47. Esquema de pozo mostrando cálculos de squeeze y parámetros .....	85
FIGURA 48. Esquema de pozo mostrando cálculos de squeeze y parámetros .....	86
FIGURA 49. Parámetros de muestra .....	87
FIGURA. 50 Parámetros de muestra .....	88
FIGURA 51. Determinando la presión para reversar un barril de lechada de la sarta de trabajo.....	89
FIGURA 52. Presión Hidrostática.....	90
FIGURA 53 .Capacidad de tubing 2 7/8" .....	92
FIGURA 54. Capacidad de casing de 7" .....	92
FIGURA 55. Desplazando Volumen.....	94
FIGURA 56. Presión para reservar cuando el cemento alcanza el tope de las perforaciones .....	96

FIGURA 57. Presión para reversar a la culminación del trabajo .....	98
FIGURA 58. Resultado de los nueve cálculos.....	99
FIGURA 59. Resina Epóxica .....	102
FIGURA 60. Cemento con Resina Epóxica.....	104
FIGURA 61. Adherencia de Cemento y Cemento con Resina Epóxica .....	104
FIGURA 62. Resina curada y probada a 162° F .....	105
FIGURA 63. Carta de Tiempo de Esparcimiento de la Resina.....	107
FIGURA 64. Carta de Tiempo de Esparcimiento del Cemento Clase "G" .....	107
FIGURA 65. Diagrama de Aislamiento Forzado en Andes Petroleum .....	109
FIGURA 66. Proceso de un Aislamiento Forzado en Andes Petroleum .....	110
FIGURA 67. Esquema Fish Bone; Problemas identificados en un trabajo de cementación forzada .....	112
FIGURA 68. Matriz Causa- Efecto en un trabajo de cementación forzada ...	113
FIGURA 69. Diagrama de Pareto causas-efecto en un trabajo de cementación forzada .....	114
FIGURA 70. Diagrama de Pareto Sub Causa-Efecto en un trabajo de cementación forzada .....	115
FIGURA 71. Esquema Fish Bone; Problema identificados para obtener buenos parámetros de bombeo.....	117
FIGURA 72. Matriz Causa-Efecto de parámetros de bombeo.....	118
FIGURA 73. Diagrama de Pareto Causas-Efecto de parámetros de bombeo .....	119
FIGURA 74. Diagrama de Pareto Sub-Causas-Efecto de parámetros de bombeo .....	120
FIGURA 75. Diagrama Características de Reservorio del Campo D .....	123
FIGURA 76. Permeabilidad y Porosidad del Campo D .....	124
FIGURA 77. API del Campo D .....	124
FIGURA 78. Diagrama Trabajos de cementación forzada del Campo D .....	125
FIGURA 79. Pruebas de Admisión del Campo D .....	126
FIGURA 80. Cemento bombeado en M-1 del Campo D .....	127
FIGURA 81. Cemento bombeado en M-1 de la zona norte del Campo D.....	127
FIGURA 82. Cemento bombeado en "U" Superior del campo D.....	128

FIGURA 83. Cemento bombeado en "T" Superior del Campo D .....	129
FIGURA 84. Diagrama Características de Reservorio del Campo F.....	130
FIGURA 85. Permeabilidad y Porosidad del Campo F.....	131
FIGURA 86. API del Campo F.....	131
FIGURA 87. Diagrama Trabajos de cementación forzada del campo F.....	132
FIGURA 88. Pruebas de Admisión del Campo F .....	133
FIGURA 89. Cemento bombeado en M-1 del Campo F.....	134
FIGURA 90. Cemento bombeado en "U" Inferior del Campo F.....	134
FIGURA 91. Pozo F 102 Prueba de Admisión 2 bpm @3000psi .....	136
FIGURA 92. Pozo F-102 Admisión de cemento 0.1 bpm @3500psi.....	136
FIGURA 93. Diagrama características de Reservorio del Campo M.....	137
FIGURA 94. Permeabilidad y Porosidad del Campo M.....	139
FIGURA 95. API del Campo M.....	139
FIGURA 96. Diagrama Trabajos de Cementación forzada del Campo M .....	140
FIGURA 97. Pruebas de Admisión del Campo M.....	141
FIGURA 98. Cemento bombeado en M-1 del Campo M.....	141
FIGURA 99. Cemento bombeado en "U" Inferior del Campo M.....	142
FIGURA 100. Cemento bombeado en "T" Superior de la zona norte del Campo M.....	143
FIGURA 101. Cemento bombeado en "T" Inferior del Campo M .....	143
FIGURA 102. Pozo M-28 Prueba de admisión 0.9 bpm @ 3400 psi.....	145
FIGURA 103. Pozo M-28 Admisión de cemento 0.1 bpm @ 3500 psi .....	145
FIGURA 104. Diagrama Características de Reservorio del Campo H .....	146
FIGURA 105. Permeabilidad y Porosidad del Campo H .....	147
FIGURA. 106 API del Campo H .....	148
FIGURA 107. Diagrama Trabajos de Cementación forzada del Campo M ...	149
FIGURA 108. Pruebas de Admisión del Campo H.....	149
FIGURA 109. Cemento bombeado en M-1 del Campo H .....	150
FIGURA 110. Cemento bombeado en "U" Inferior del Campo H .....	151
FIGURA 111. Pozo H 10 Prueba de admisión 2 bpm @ 330 psi .....	152
FIGURA 112. Pozo H-10 Admisión de cemento 0.1 bpm @3500 psi.....	152
FIGURA 113. Salinidades Pozo H-10 .....	153

FIGURA 114. Oscilación neumática de fluidos.....	157
FIGURA 115 Mapa Estructural "U" Inferior.....	162
FIGURA 116. Cross Section "U" Inferior .....	163
FIGURA 117. Estado Mecánico del pozo X.....	166
FIGURA 118. Plot de Pozo X .....	167
FIGURA 119. Registros Eléctricos del pozo X Reservorio "U" Inferior .....	168
FIGURA 120. Registros Eléctricos del Pozo X Reservorios "T" Superior y "T" Inferior.....	169
FIGURA 121. Historial de Producción "T" Inferior Pozo X.....	172
FIGURA 122. Historial de Producción "U" Inferior Pozo X .....	173
FIGURA 123. Historial Prueba de Producción "T" Superior Pozo X.....	175
FIGURA 124. Índice de Productividad (IP) esperado "T" Superior Pozo X ...	176
FIGURA 125. Registro de Cemento Intervalo "T" Superior Pozo X.....	177
FIGURA 126. Mapa Campo D.....	178
FIGURA 127. Cross Section "T" Superior .....	179
FIGURA 128. Estado Mecánico del pozo Y.....	181
FIGURA 129. Plot de Pozo Y .....	182
FIGURA 130. Registros Eléctricos del Pozo y Reservorio M-1 .....	183
FIGURA 131. Historial de producción "U" Inferior pozo Y .....	185
FIGURA 132. Historial de Producción M-1 Pozo Y .....	186
FIGURA 133. Índice de Productividad (IP) esperado "T" Superior Pozo Y ...	188
FIGURA 134. Registro de Cemento intervalo "T" Superior Pozo Y.....	189
FIGURA 135. Pozo X Prueba de admisión 0.5 bpm @ 3500 psi (1er Retenedor).....	192
FIGURA 136. Pozo X Pruebas de admisión adicional (1er Retenedor) .....	192
FIGURA 137. Pozo X Prueba de admisión (2do Retenedor).....	193
FIGURA 138. Pozo X Prueba de admisión (Empacadura mecánica).....	196
FIGURA 139. Pozo X Balanceado Presurizado (Empacadura mecánica) ....	198
FIGURA 140. Pozo X Admisión de resina Epóxica 0.5 bpm @ 3600 psi (intermitente) .....	199
FIGURA 141. Pozo X Resina Epóxica bombeada en "U" Inferior .....	200
FIGURA 142. Pozo X trabajo de aislamiento zonal en "U" Inferior.....	201

FIGURA 143. Pozo X Prueba de Presión Resina Epóxica .....	202
FIGURA 144. Producción Pozo X 5 de Enero 2015 de "T" superior .....	203
FIGURA 145. Diagrama Pozo X aislamiento zonal en "U" Inferior .....	204
FIGURA 146. Cálculo de volumen de la tubería 3 1/2 drill pipe a 10,346ft MD .....	207
FIGURA 147. Pozo y Prueba de admisión 0.7 bpm @ 2800psi .....	210
FIGURA 148. Pozo Y Admisión de Resina Epóxica 0.5 bpm @ 2500 psi.....	212
FIGURA 149. Pozo Y Resina Epóxica bombeada en "U "Inferior .....	213
FIGURA 150. Pozo Y trabajo de aislamiento zonal "U" Inferior.....	214
FIGURA 151. Pozo Y Prueba de Presión Resina epóxica .....	215
FIGURA 152. Producción Pozo Y, 3 de Enero 2015 "T "Superior .....	215
FIGURA 153. Diagrama Pozo Y aislamiento zonal en "U "Inferior .....	216
FIGURA 154. Proyección de Producción del Pozo X.....	229
FIGURA 155. Flujo de Caja acumulada del Pozo X.....	229
FIGURA 156. Proyección de Producción del Pozo Y .....	233
FIGURA 157. Flujo de Caja del Pozo Y .....	233

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Topes y Bases Bloque 17.....	14
Tabla 2 Topes y Bases Bloque 62.....	15
Tabla 3. Propiedades Promedio de Reservorio y Fluido del Bloque 17 .....	16
Tabla 4 Propiedades de Reservorio y Fluido del Bloque 62.....	17
Tabla 5 Grado API.....	24
Tabla 6. Diámetros comunes de los revestidores.....	39
Tabla 7. Longitud de los revestidores.....	39
Tabla 8. Grado de Acero de Revestidores .....	40
Tabla 9 Parámetros del tubing o Tubería de producción.....	50
Tabla 10 Tipos de cemento .....	56
Tabla 11. Guía de selección de Fluido de acuerdo con el tamaño de la partícula .....	70
Tabla 12. Selección de cemento de acuerdo a la admisión .....	70
Tabla 13. Admisión y Volúmenes de Cemento.....	71
Tabla 14. Secuencia de detalle de bombeo .....	71
Tabla 15. Escala de impedancia de cemento.....	75
Tabla 16, Límites de ZTCM para líquidos/ solidos .....	75
Tabla 17. Reología Cemento y Resina.....	106
Tabla 18. Característica de Reservorio del Campo D .....	122
Tabla 19. Trabajos de Cementación forzada del Campo D.....	125
Tabla 20. Yacimientos para aplicación de Resina Epóxica del Campo D .....	129
Tabla 21. Características de Reservorio del campo F.....	130
Tabla 22. Trabajos de cementación forzada del Campo F .....	132
Tabla 23. Yacimiento para aplicación de Resina Epóxica del Campo F .....	135
Tabla 24. Características de Reservorio del Campo M .....	137
Tabla 25. Trabajos de Cementación forzada del Campo M .....	140
Tabla 26. Yacimientos para aplicación de Resina Epóxica del Campo M.....	144
Tabla 27. Características de Reservorio del Campo H .....	146
Tabla 28. Trabajos de cementación forzada del Campo H .....	148
Tabla 29. Yacimientos para aplicación de Resina Epóxica del Campo H .....	151
Tabla 30. Características Generales del Pozo X.....	161

Tabla 31 Características Mecánicas del Pozo X .....	164
Tabla 32. Propiedades de Roca y Fluido Pozo X .....	170
Tabla 33. Historial de Producción del Pozo X .....	171
Tabla 34. Producción Acumulada "T" inferior Pozo X .....	172
Tabla 35. Producción Acumulada "U" Inferior Pozo X.....	174
Tabla 36. Prueba de Producción "T" Superior Pozo X .....	174
Tabla 37. Producción Acumulada "T" Superior Pozo X.....	174
Tabla 38. Información de reservorio y producción esperada "T" Superior Pozo X.....	175
Tabla 39. Características Generales del Pozo Y.....	178
Tabla 40. Características Mecánicas del pozo Y.....	180
Tabla 41. Propiedades de Roca y Fluido Pozo Y .....	184
Tabla 42. Historial de producción del pozo Y .....	184
Tabla 43. Producción Acumulada "T" Inferior Pozo Y .....	185
Tabla 44 Producción Acumulada M-1 Pozo Y .....	186
Tabla 45. Información de reservorio y producción esperada "T" Superior Pozo Y.....	187
Tabla 46. Detalle de la Operación del Aislamiento Zonal en el Pozo X.....	194
Tabla 47. Detalle de la Operación del Aislamiento Zonal en el Pozo Y.....	208
Tabla 48. Costos del Reacondicionamiento del Pozo X.....	218
Tabla 49. Costos del Reacondicionamiento del Pozo Y.....	220
Tabla 50. Comparación de Costos de Squeeze con Cemento vs Resina .....	222
Tabla 51. Análisis económico Pozo X .....	227
Tabla 52. Flujo de caja del Pozo X.....	228
Tabla 53. Análisis Económico Pozo Y .....	231
Tabla 54. Flujo de Caja del Pozo Y .....	232

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera del Ecuador se inicia básicamente en el año 1972, con el descubrimiento de grandes campos y reservas en la cuenca oriental, en donde a lo largo de estos años se ha venido tratando de aumentar y, en otros casos, sostener la producción de crudo.

La industria petrolera en general presenta cinco fases bien definidas las cuales son la exploración, explotación, transporte, comercialización y finalmente refinación, para lo cual existen varias empresas dedicadas a su extracción y a la prestación de servicios.

En la Cuenca Oriental Ecuatoriana se encuentran operando varias compañías privadas y estatales que manejan ciertos bloques que son adjudicados mediante rondas petroleras por el estado ecuatoriano. Tal es el caso de compañías como Andes Petroleum Ecuador Ltd. Y PetrOriental S.A. que operan los Bloques 62 y 17 – 14, respectivamente. En estos bloques asignados existen varios campos que poseen algunos yacimientos o reservorios de petróleo de la formación Napo principalmente, entre ellos “M-1”, “U” y “T”.

Actualmente se tiene que enfrentar al desafío de producir más petróleo y gas al mismo tiempo que reducir costos de operación, es decir incrementar producción, para lo cual se han desarrollado ciertas técnicas desde la perforación vertical, como son la perforación direccional, luego la perforación horizontal, que ha mejorado el retorno de la inversión en algunos casos, aunque no siempre resulta en un incremento de la producción.

Luego de la etapa de perforación, el pozo se somete a evaluación en la completación inicial con el fin de identificar el mejor reservorio a producir, para luego dar lugar al reacondicionamiento de pozos (llamado en inglés workover), que no es más que un mantenimiento de los mismos cuando se generan caídas de producción o fallas mecánicas.

La vida útil de un pozo de petróleo está dado básicamente de la relación de producción de petróleo y agua, y de la presión de reservorio, es decir, cuando un pozo entra en producción éste produce petróleo crudo, gas y agua con una presión inicial llamada presión de reservorio inicial.

Esta presión de reservorio inicial decae o reduce con el paso del tiempo de producción de un pozo, es así que las zonas llegan a ser reservorios depletados.

La relación de producción de petróleo versus agua y sedimentos se denomina por sus siglas en Inglés BS&W (Basic Sediments and Water), que en referencia a Andes Petroleum producir un pozo es económicamente rentable hasta que un pozo alcanza el 98% de BS&W o produce 50 BPPD (barriles de petróleo por día).

Durante el reacondicionamiento de pozos de petróleo son comunes las operaciones de cambio de zona o reservorio a producir, por lo que uno de los principales problemas es el correcto aislamiento de la zona productora pre-existente con el fin de mantener la integridad del pozo y evitar la interferencia con el nuevo yacimiento productivo. Para tal aislamiento se ha venido realizando la técnica de cementación forzada o squeeze utilizando fluidos convencionales.

Cuando las operaciones de cementación forzada no son satisfactorias conllevan a la necesidad de realizar operaciones de contingencia y poder nuevamente realizar un aislamiento del pozo utilizando un diferente método. Estas operaciones requieren de uso de herramientas adicionales, incurriendo en pérdidas de tiempo e incremento de costos sobre los planificados en las operaciones de reacondicionamiento de pozos.

La tendiente incorporación de nuevos reservorios y la integridad de pozo al momento de aislar una zona, han llevado a la búsqueda de nuevas técnicas

que puedan proveer un sello integral y permanente. Esta nueva técnica que se pretende introducir al mercado petrolero ecuatoriano es la técnica de aislamiento zonal forzada mediante el uso de resina epóxica, la cual ha sido analizada y ya utilizada en otros países y que ha tenido un efecto positivo en la mayoría de los casos.

Por tal motivo y debido a las diversas fallas que se han encontrado durante la cementación forzada en zonas o reservorios de baja admisión, se plantea el uso de resinas epóxicas como método alternativo para proveer un mejor aislamiento y proveer mayor integridad al pozo al momento de una operación de cambio de zona con sello efectivo de reservorio pre-existente abierto.

## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL:

Optimizar el aislamiento zonal para reservorios de la formación Napo de los bloques 17 y 62 caracterizados como apretados o de baja admisión, mediante la implementación de la resina epóxica como material aislante durante las operaciones de reacondicionamiento de pozos de petróleo.

### OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Identificar pozos candidatos donde se requiera un cambio de zona hacia zonas mayormente apretadas donde se requiera el uso de resina epóxica.
- Identificar zonas donde pueda ser aplicada la inyección de resina como solución para su aislamiento definitivo.
- Implementar el uso de resina epóxica en los pozos candidatos de los cuales se hayan producido arenas caracterizadas como apretadas o de baja admisión.
- Analizar las ventajas que puede brindar las propiedades de la resina epóxica como solución para el sellado de formaciones.
- Evaluar el impacto económico durante las operaciones de reacondicionamiento de pozos de petróleo.
- Evaluar técnicamente si la introducción de resinas en arenas apretadas proporciona una mejora sustancial al proceso de aislamiento zonal.
- Evaluar ventajas y desventajas entre el proceso actual y el propuesto.

## **HIPÓTESIS**

El uso de resina epóxica en pozos que requieran aislamiento zonal en los reservorios de la formación Napo de los Bloques 17 y 62, optimizará los trabajos de aislamiento zonal definitivo y mejorará el sello de las mismas, a fin de reducir costos y tiempos extra evitando la necesidad de realizar operaciones no planificadas.

## **JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

El incremento de la actividad petrolera de los últimos años y el incremento de la producción mediante el reacondicionamiento de pozos existentes de petróleo, requiere la introducción de nuevos estudios y aplicaciones para lograr una explotación eficiente.

El elevado costo del uso de torres de reacondicionamiento de pozos, herramientas y equipos usados, requieren la búsqueda de nuevas técnicas de aislamiento que satisfaga la necesidad de aislamiento de zonas en el primer intento, optimizando así costos operacionales. Las resinas, al ser totalmente líquidas y no contener sólidos en suspensión, puede invadir libremente la formación que se desea sellar solucionando el problema de la baja admisión de la formación ante fluidos convencionales.

## CAPÍTULO I

### 1. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS

#### 1.1. Descripción y ubicación del campo (Plan de desarrollo de los Bloques 62, 14 y 17)

##### **Descripción**

Andes Petroleum Ecuador Ltd. posee derechos de explotación de petróleo del bloque 62 y PetrOriental S.A. posee los derechos de explotación de petróleo en los Bloques 14 y 17 en la Amazonía del Ecuador. Ninguno de los bloques transporta su crudo por el OCP ya que utiliza el sistema (SOTE) (Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano) para el transporte del petróleo.

El bloque 62 produce un crudo pesado entre (18 - 25°API) y los dos bloques 14 y 17 producen crudo pesado (15 - 23° API), principalmente de los yacimientos de la arenisca Basal Tena, M-1, "U" Inferior, "T" Superior y "T" Inferior (Formación Napo).

La producción diaria por bloques está constituida de la siguiente manera:

- Bloque Tarapoa: 33,600 BPPD.
- Bloque 17: 7,600 BPPD.
- Bloque 14: 5,300 BPPD

##### **Ubicación.**

El bloque 17 se encuentra ubicado en la región Amazónica, se encuentra limitando al Norte por el consorcio Petrosud Petroriva., al Sur con los bloques 30 y 38, al Este con el bloque 16 y al Oeste con el campo Auca de Petroproducción.

El campo Hormiguero se encuentran ubicado en la región Noroeste del Bloque 17 de la cuenca oriente, y limita al Este con el campo Nantu (Bloque 14).

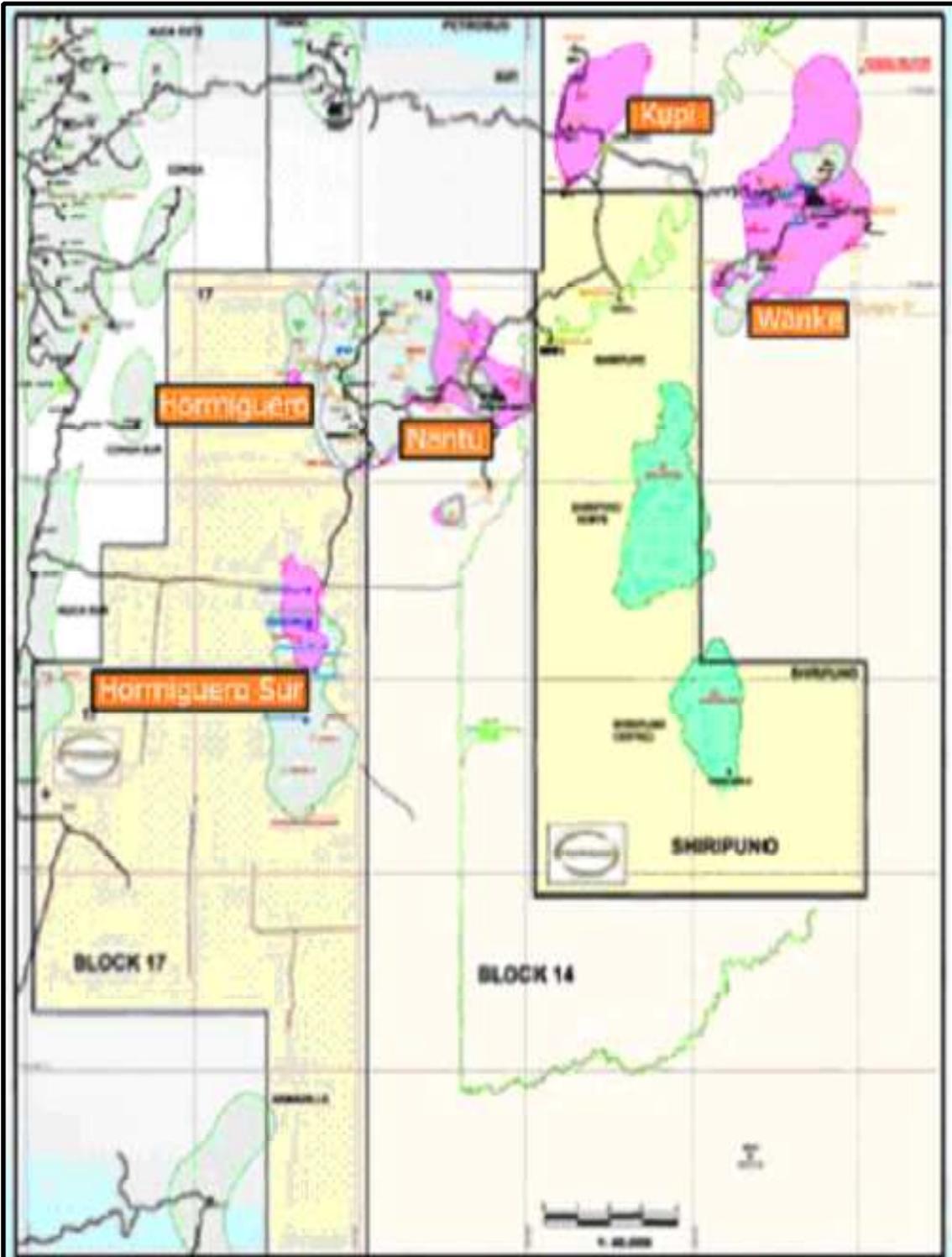
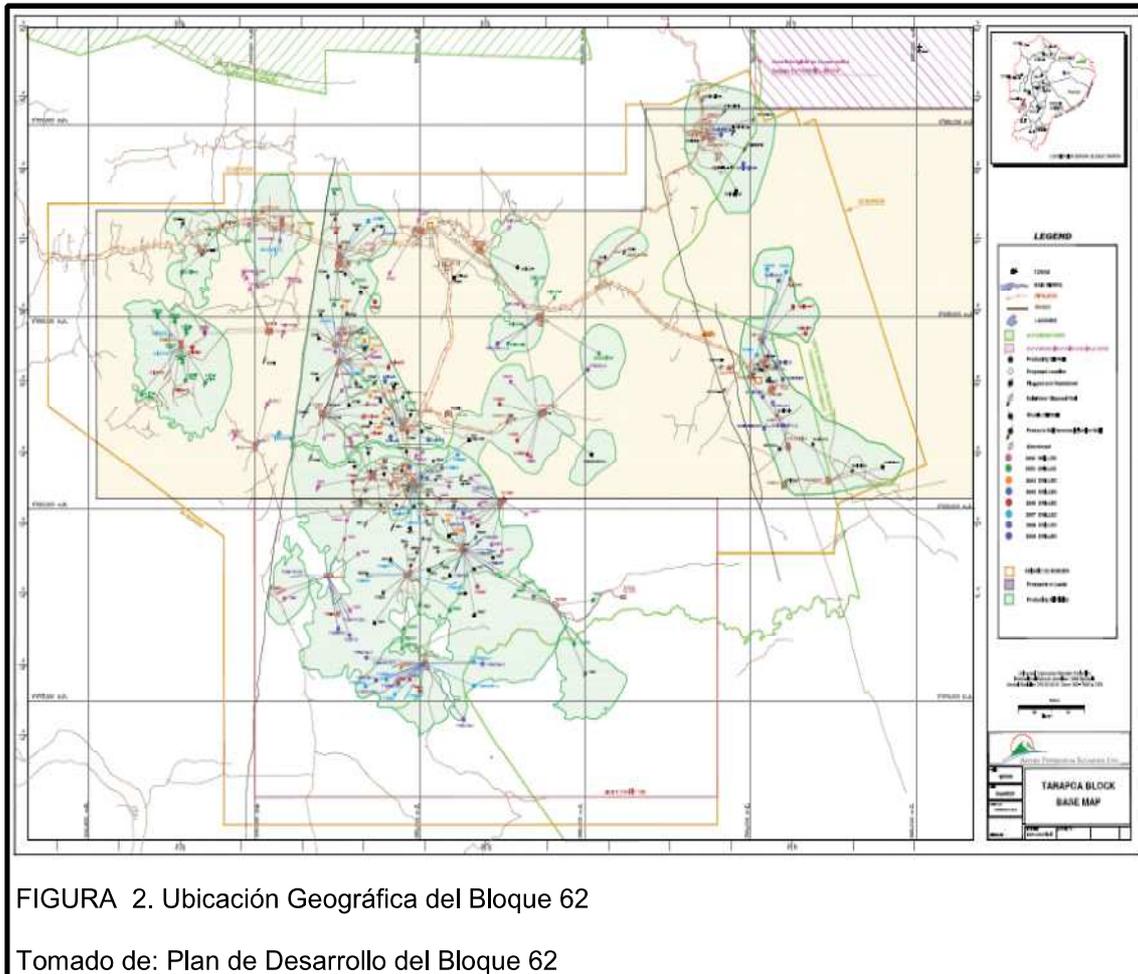


FIGURA 1. Ubicación Geográfica del Bloque 14 y 17

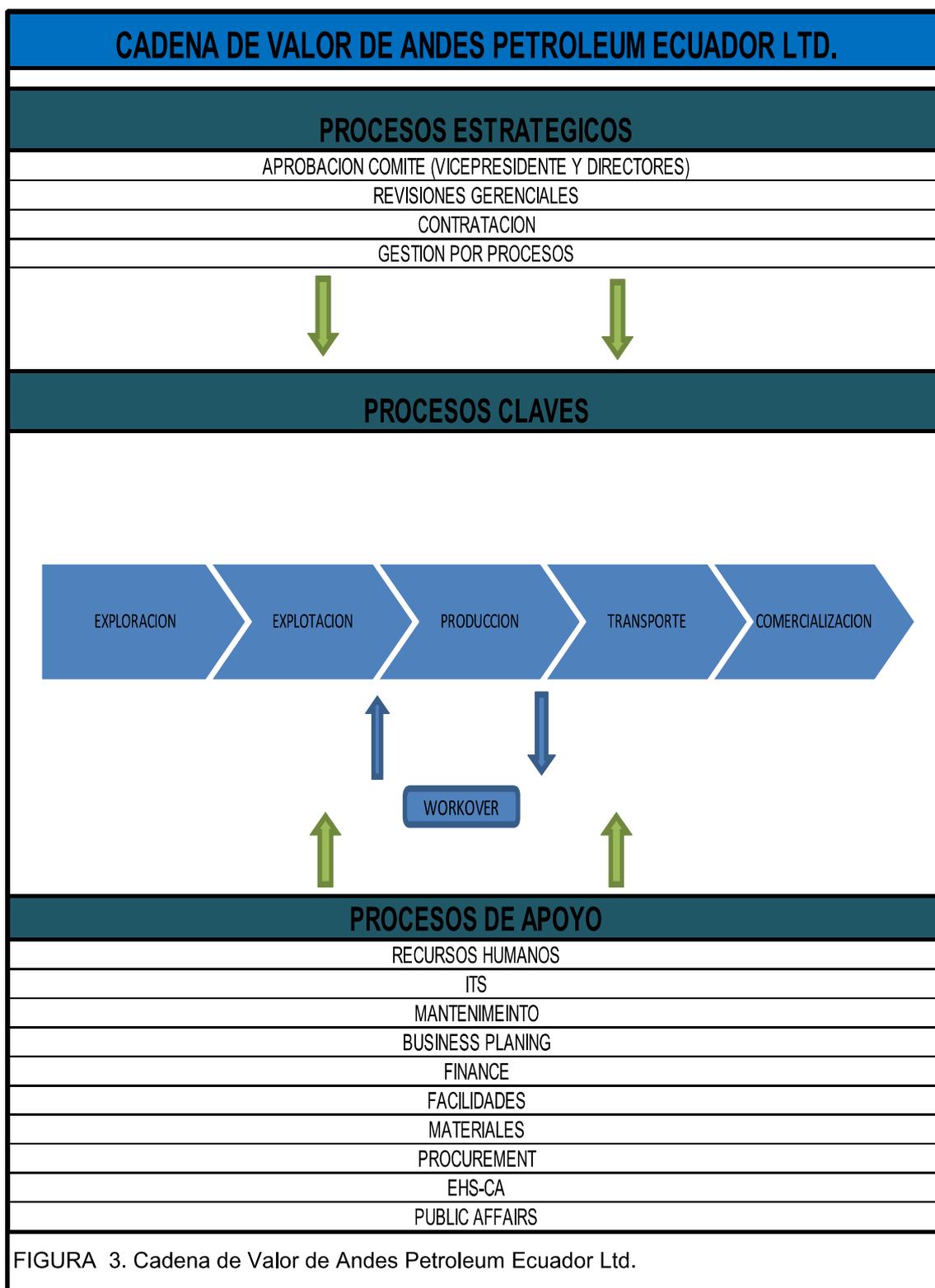
Tomado de: Plan de Desarrollo de los Bloques 14 y 17

El bloque 62 se encuentra ubicado, en la región Amazónica, se encuentra limitando al Norte por el bloque 52 Cuyabeno-Tipishca, al Sur con los bloques 12 y 15, al Este con el bloque 12 y al Oeste con el campo Shushufindi de Petroproducción.



### Modelo de operación del negocio

La operadoras de los campos en general se encargan de las 5 fases en la cadena de valor del proceso de la extracción hasta su venta; Andes Petroleum, basada en sus principios de Operación de campos petroleros y su modelo de gestión, tiene la siguiente cadena de valor:



## **1.2. Geología del campo** (Plan de desarrollo de los Bloques 62, 14 y 17)

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área de aproximadamente 100,000 km<sup>2</sup> y no es sino una parte de la vasta cuenca, o de la cadena de cuencas sucesivas que se desarrollaron desde Venezuela hasta Bolivia entre la Cordillera de los Andes y el escudo Guayano-Brasileño.

### **Estratigrafía de las formaciones**

Las formaciones Hollín y Napo del Período Cretácico están presentes en los mencionados bloques constituyendo yacimientos importantes de hidrocarburos.

Los principales horizontes productores son el yacimiento U, la arena T, M1, Basal Tena, Basal Napo y Hollín.

### **Formación Napo**

Las areniscas entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo se dividen en miembros que varían del más antiguo al más reciente de la siguiente manera: Arena T, Arena U, Arena M2 y la Arena M1.

#### **Arena “T”**

La zona de la arena T tiene múltiples cuerpos de areniscas, con el intervalo más productivo ubicado en la parte inferior de ella. Esta parte es frecuentemente de color gris a cobrizo, pero en algunos lugares es de color verdoso, principalmente debido a la presencia de glauconita.

La arena es de grano fino a medio, bien sorteado, subangular a subredondeado, no calcáreo y cuarzoso.

#### **Arena “U”**

La arenisca U Inferior es un complejo de areniscas apiladas de canales fluvio-estuarinos con sus correspondientes facies de abandono que se erosionan dentro de las lodolitas calcáreas de costa-afuera subyacentes. Estas lodolitas pertenecen

a la zona de la caliza B.

### **Arena "M-1"**

Arenisca cuarzosa, gris clara, café clara, blanca lechosa, subtransparente a subtranslúcida, grano fino a medio, ocasionalmente grueso, suelta a friable, subangulares a subredondeados, moderado sorteo, no visible cemento, matriz caolinítica, regular porosidad. Con manchas de hidrocarburo en forma de manchas de color café oscuro a negro, fluorescencia natural amarillo oro, corte rápido nuboso a correntoso color blanco lechoso, anillo residual delgado dorado con luz ultravioleta, delgado café amarillento anillo residual con luz natural, regular presencia de hidrocarburo. Presenta lutita gris oscura, gris, moderadamente firme a firme, sublaminar a laminar, planar, subfísil, astillosa y no calcárea

### **Arena Basal Tena**

Arenisca cuarzosa, blanca, sub transparente - sub translúcida, friable a suelta, fino a medio el tamaño del grano, sub angular a sub redondeada, moderado sorteo, cemento no visible, matriz argilácea, porosidad no visible, con manchas de hidrocarburo residual. Presenta arcillolita de color café oscura, café, menor café amarillento, moderadamente dura a firme, sub blocosa a irregular, terrosa, ligeramente calcáreo.

Además contiene limolita de color gris, gris clara, café, menor café rojiza, moderadamente firme a firme, sub blocosa a blocosa, gradando a una arenisca de grano muy fino, ligeramente calcáreo.

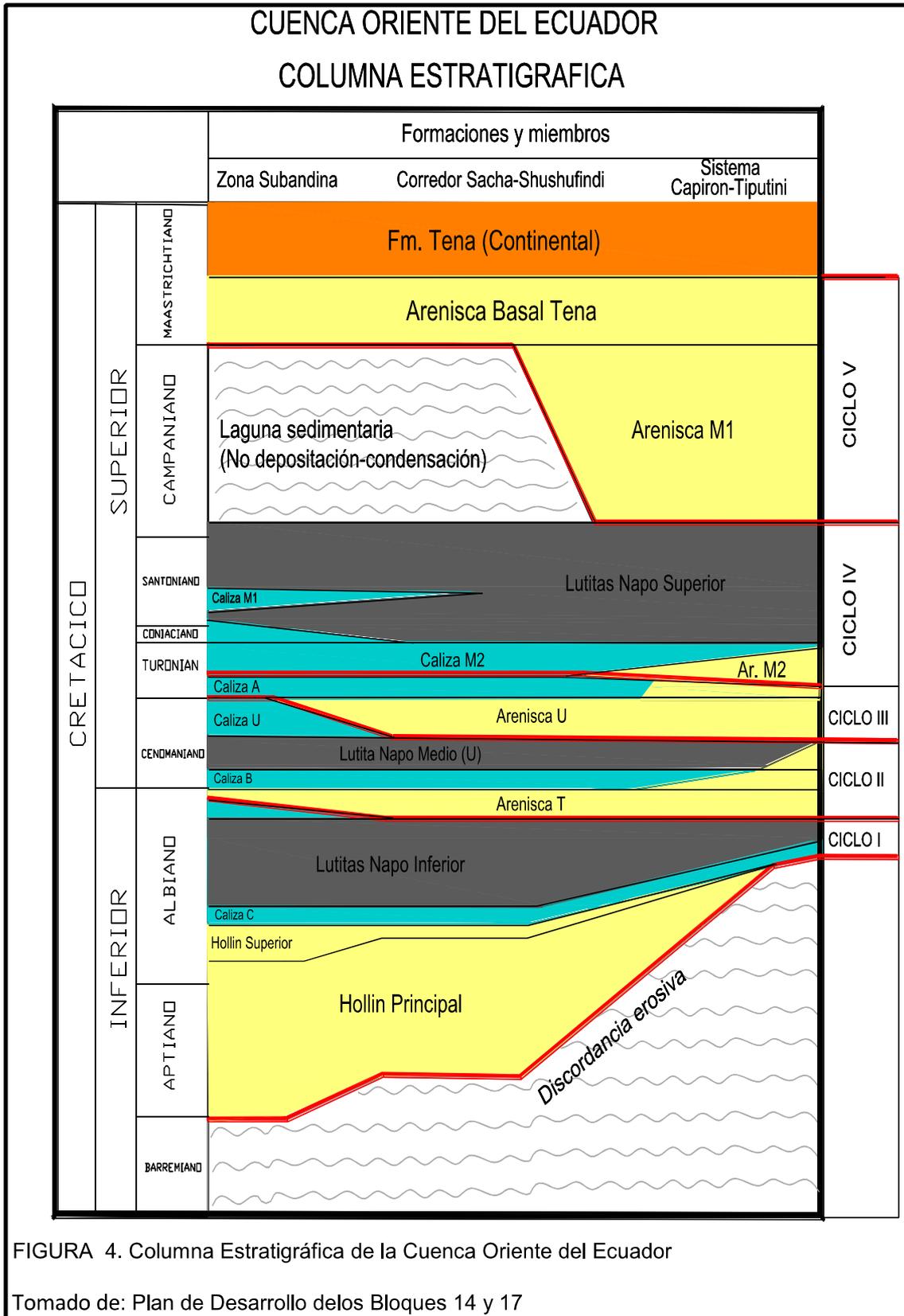


FIGURA 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador

Tomado de: Plan de Desarrollo de los Bloques 14 y 17

### 1.3. Características de yacimiento (Plan de desarrollo Bloques 62, 14 y 17)

#### 1.3.1. Zonas Productoras

##### **Bloque 17:**

Las acumulaciones de petróleo en el bloque 17 corresponden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales:

- La arena "U" se constituye como el principal horizonte productor del campo Hormiguero cuya densidad promedio API se aproxima a 18.3°. El desarrollo de la porosidad bruta varía entre 0 a 53 ft.
- La arena "T" constituye también un yacimiento productor importante cuya densidad promedio API del crudo es aproximadamente de 20.4°.
- La arena M-1, en algunos pozos recientemente perforados, ha confirmado también cierto potencial productivo comercial, el cual todavía no ha sido probado en el campo Hormiguero. El desarrollo de arena porosa varía entre 0 y 25 ft.
- En los yacimientos Basal Tena, Basal Napo y Hollín del campo Hormiguero no se ha determinado volúmenes comerciales de hidrocarburos.

##### **Bloque 62:**

Las acumulaciones de petróleo en el bloque 62 corresponden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales:

- La arena Basal Tena es el primer horizonte productor del campo que se puede encontrar en el bloque 62, cuyo crudo presenta una densidad promedio API que se aproxima a 17°.
- La arena M-1 en un muy importante horizonte productor ya que presenta alta porosidad del 28% y una permeabilidad de alrededor de 1800 – 2000 md, además de un crudo de densidad de 21° API.
- La arena "U" inferior se constituye también como otro intervalo productor importante presentando un crudo de densidad de alrededor de 22° API, con intervalos de producción de pago neto de al menos 25ft o pies (por sus

siglas en inglés).

- La arena "T es un yacimiento productor del cual se ha logrado obtener un crudo de densidad promedio de aproximadamente de 27° API, uno de los más altos de la zona.

### 1.3.2. Topes - Bases, y espesores de las arenas

#### Bloque 17:

Tabla 1 Topes y Bases Bloque 17

Formación / Reservoirio	MD (pies)	TVD (pies)
ARENISCA "M-1" TOPE	10035	9000
LUTITA NAPO SUPERIOR	10050	9014
CALIZA "M-1"	10336	9267
CALIZA "M-2"	10508	9424
ZONA ARENISCA "M-2"	10629	9536
CALIZA "A"	10675	9579
ZONA ARENISCA "U" SUPERIOR	10833	9724
ARENISCA "U" INFERIOR	10920	9805
CALIZA "B"	10961	9843
ZONA "T" SUPERIOR	11084	9957
ARENISCA "T" INFERIOR	11190	10055
CALIZA "C"	11382	10234
ARENISCA HOLLIN SUPERIOR	11403	10253
ARENISCA HOLLIN PRINCIPAL	11436	10285

Adaptado de: Plan de Desarrollo de los Bloques 14 y 17

**Bloque 62:**

Tabla 2 Topes y Bases Bloque 62

Formation / Reservorio	MD	TVD
TENA FORMATION.	8530	7315
BASAL TENA	8968	7671
** M-1 ZONE	8989	7688
M-1 SANDSTONE	9006	7702
M-1 SANDSTONE BASE	9048	7736
M-1 LIMESTONE	9348	7982
M-2 LIMESTONE	9588	8182
M-2 SANDSTONE	9629	8216
A LIMESTONE	9752	8320
UPPER U SANDSTONE	9804	8364
MIDDLE U MARKER	9842	8396
* LOWER U ZONE	9855	8407
LOWER U SANDSTONE	9869	8419
B LIMESTONE ZONE	10008	8537
B LIMESTONE	10019	8546
*UPPER T SANDSTONE	10084	8602
MIDDLE T SANDSTONE	-	-
LOWER T SANDSTONE	10176	8681
C LIMESTONE ZONE	10293	8781
TD	10327	8811

Adaptado de: Plan de Desarrollo del Bloque 62

### 1.3.3. Propiedades del reservorio y fluidos de los yacimientos (Análisis de PTA (Build – up), departamentos de reservorios PetrOriental y Andes Petroleum)

Las propiedades de reservorio así como las propiedades del fluido dependen y son específicas para cada pozo, pero en general y en promedio las propiedades que el bloque 17 presenta para la Arena “U” y “T” son:

Tabla 3. Propiedades Promedio de Reservorio y Fluido del Bloque 17

<b>Propiedades Arenisca "U" inferior</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	107 md	API	20,4
Porosidad	16.4 %	GOR	113 pcd/bbls
Temperatura	225 F	Salinidad Prom.	74,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	3,500 PSI		
Compresibilidad	7.6E-06 PSI-1		
<b>Propiedades Arenisca "T" inferior</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	715 md	API	20,4
Porosidad	21%	GOR	128 pcd/bbls
Temperatura	228 F	Salinidad Prom.	50,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	4,100 PSI		
Compresibilidad	7.5E-06 PSI-1		

Adaptado de: Plan de Desarrollo del Bloque 17

Así mismo las propiedades de reservorio y fluido que el bloque 62 presenta para cada de uno de sus yacimientos son:

Tabla 4 Propiedades de Reservorio y Fluido del Bloque 62

<b>Propiedades Arenisca Basal Tena</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	1000 md	API	17
Porosidad	22%	GOR	100 pcd/bbls
Temperatura	210 F	Salinidad Prom.	16,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	2,500 PSI		
Compresibilidad	6E-06 PSI-1		
<b>Propiedades Arenisca M-1</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	2000 md	API	21
Porosidad	28%	GOR	100 pcd/bbls
Temperatura	180 F	Salinidad Prom.	16,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	2,500 PSI		
Compresibilidad	6E-06 PSI-1		
<b>Propiedades Arenisca "U" inferior</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	1320 md	API	22
Porosidad	22%	GOR	130 pcd/bbls
Temperatura	225 F	Salinidad Prom.	15,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	3,200 PSI		
Compresibilidad	6E-06 PSI-1		
<b>Propiedades Arenisca "T" inferior</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	300 md	API	27
Porosidad	16%	GOR	130 pcd/bbls
Temperatura	205 F	Salinidad Prom.	9,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	3,100 PSI		
Compresibilidad	6E-06 PSI-1		

Adaptado de: Plan de Desarrollo del Bloque 62

#### **1.3.4. Descripción y conceptos de las propiedades petrofísicas de un yacimiento** (Texto Guía de Petrofísica pp. 25-30)

La petrofísica es la ciencia que estudia las propiedades de la roca y fluido y su interacción en los yacimientos petrolíferos y es de suma importancia en el estudio de los Campos Petroleros para la búsqueda de petróleo y gas; y más aún para el cálculo de las propiedades de las rocas como son contenido de fluido, porosidad, presión y permeabilidad a partir de las mediciones de sus propiedades físicas ya sea resistencia y radiación natural.

En definitiva, petrofísica es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería de petróleo como de geología para determinar la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un determinado yacimiento.

La palabra PETROLEO proviene del latín *petra* que significa piedra y *oleo* que significa aceite, es decir aceite de piedra. Se trata de un compuesto de hidrocarburos, formado por átomos de carbono e hidrogeno, estos pueden ser livianos o pesados según la cantidad de átomos de carbón que contengan, que en su forma natural se encuentra en estado sólido, líquido o gaseoso.

#### **Trampas**

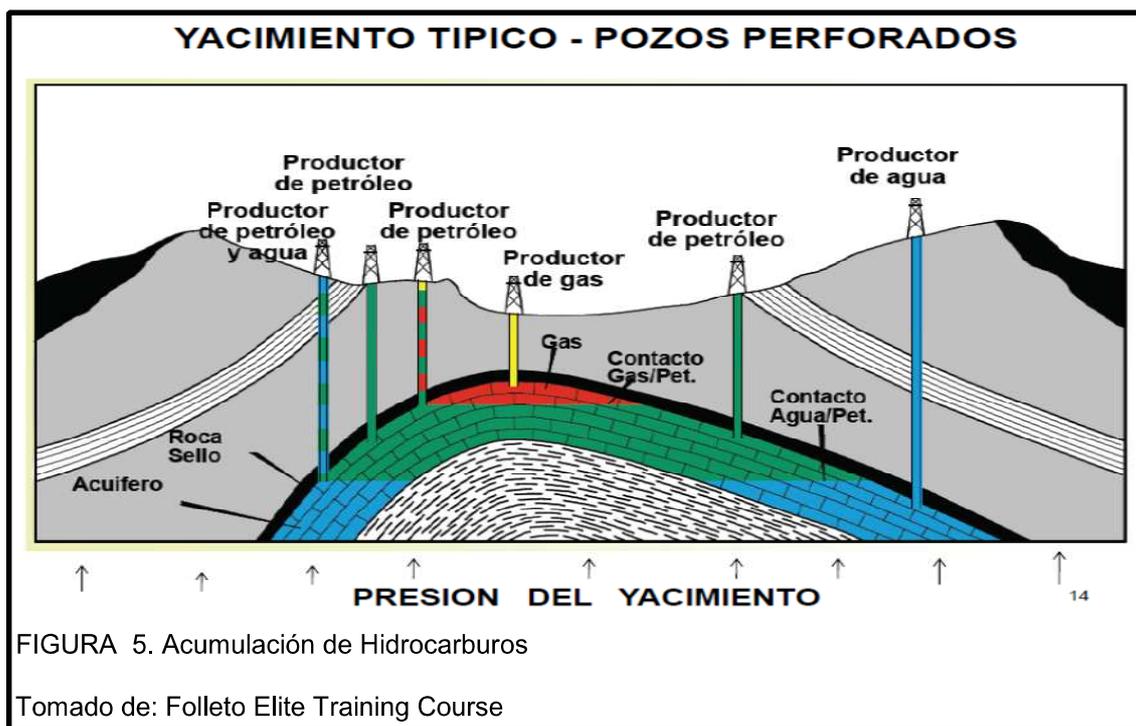
El petróleo se encuentra almacenado en los espacios que hay entre los granos de arena que forman las rocas llamadas areniscas, que pueden ser de origen marino, fluvial, glacial o lacustre.

Cuando estas areniscas son "petrolíferas", el petróleo se encuentra ocupando los poros de éstas al igual que el agua en una esponja. También es posible encontrar petróleo en grietas y cavidades y en otras rocas sedimentarias como las calizas y dolomitas, es por esto que el petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo; hay que tener constancia de al menos cuatro condiciones básicas para que el hidrocarburo se acumule:

- Debe existir una roca permeable de forma tal que, bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento, además del tiempo geológico (millones de años)

Toda trampa presenta como característica principal una roca de yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar.

Dentro del yacimiento, como consecuencia de sus diferentes pesos específicos, encontramos al petróleo acumulado sobre el agua salada, que siempre lo acompaña, y por debajo del gas natural, que ocupa la parte superior de la trampa.



El funcionamiento de un yacimiento de gas y petróleo depende en gran parte de la configuración geométrica del yacimiento en general, también de su relación con las formaciones vecinas. La clasificación de los yacimientos según la configuración geométrica consiste en tres divisiones:

- Trampas estructurales: pliegues y fallas
- Trampas estratigráficas: lentes, acuñamientos de rocas porosas contra rocas no porosas llamadas rocas sellos
- Trampas mixtas: combinación de trampas estratigráficas y estructurales

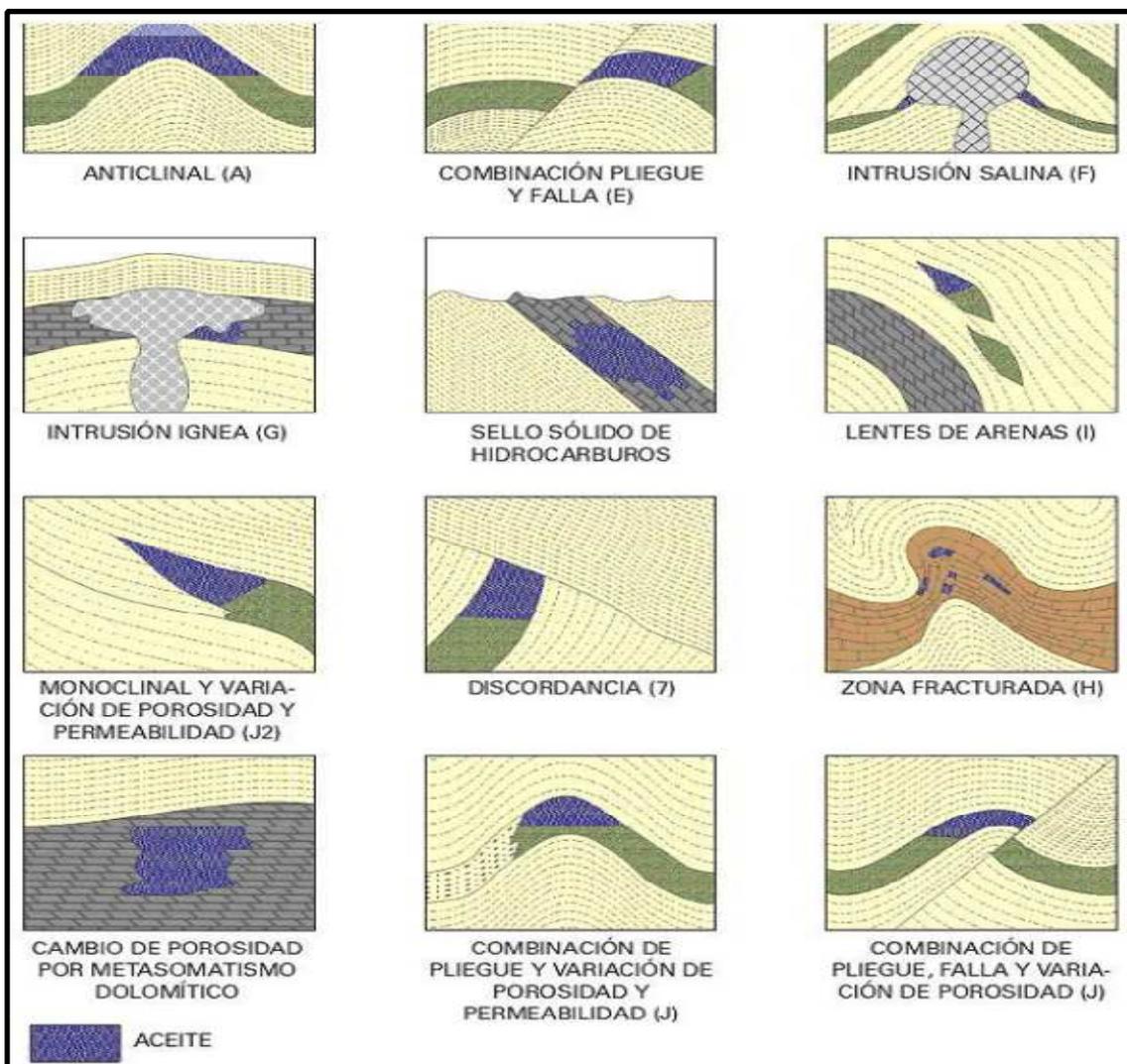


FIGURA 6. Tipos de Fallas

Tomado de: Halliburton Company

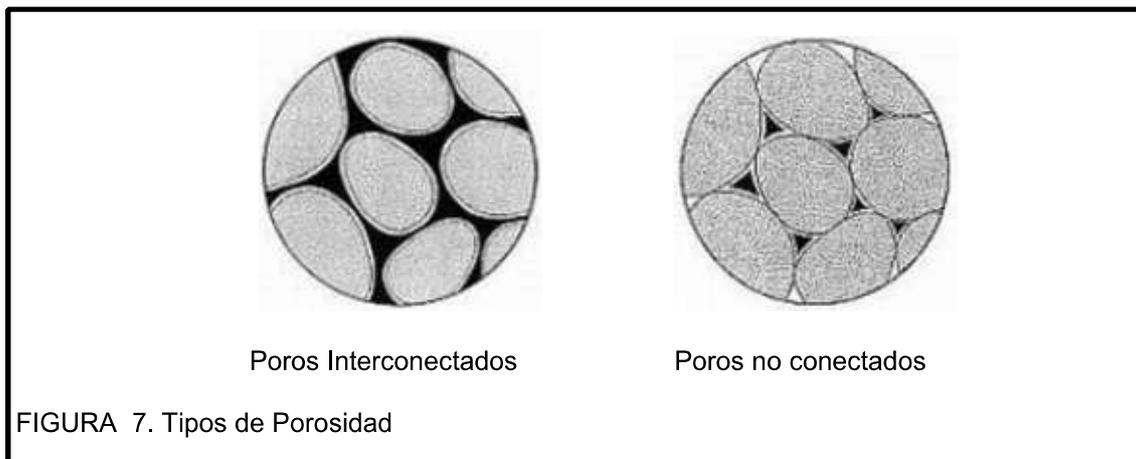
### Características de las rocas del yacimiento

Los reservorios son rocas que tienen espacios vacíos dentro de sí, llamados poros, que son capaces de contener petróleo y gas del mismo modo que una esponja contiene agua. Las características petrofísicas de una roca reservorio son muy importantes para la determinación de hidrocarburo.

**Porosidad:** Es el volumen libre de la formación no ocupado por roca, se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta). Se la conoce como  $\emptyset$

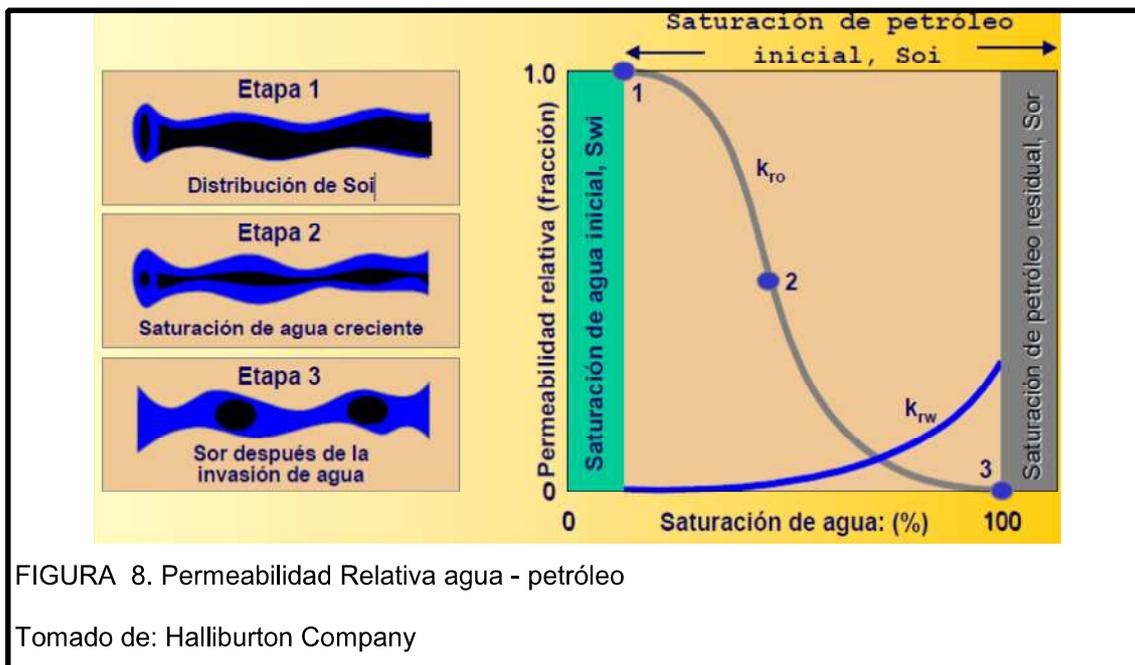
$$\emptyset = (\text{volumen de huecos} / \text{volumen total}) \times 100$$

- Porosidad Absoluta: Es la relación del volumen poroso respecto al volumen total de la roca.
- Porosidad Efectiva: Es la relación del volumen de los poros interconectados, respecto al volumen total de la roca.



**Permeabilidad:** Es capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella. Da idea de la comunicación existente entre los poros, que gobernará la facilidad o no con que los fluidos pueden moverse a través del espacio poroso. La permeabilidad se expresa mediante la Ley de Darcy y sus unidades son el darcy o el milidarcy. Se le representa generalmente con la letra "K".

- Permeabilidad absoluta: Es la medida de la facilidad con que un fluido fluye a través de una roca, cuando éste la satura totalmente
- Permeabilidad efectiva: Medida de la facilidad con que un fluido fluye a través de una roca, saturada parcialmente por otro fluido no miscible con él
- Permeabilidad relativa: Es la relación entre la permeabilidad efectiva, a una saturación dada de un fluido, y la permeabilidad absoluta



### Características de los fluidos del yacimiento

**Saturación:** Se denomina saturación a la fracción del espacio poroso ocupado por el fluido. Por definición, la suma de la saturación es 100%.

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \quad (\text{Ecuación 1})$$

Dónde:

$S_o$  = saturación de petróleo, %.

$S_g$  = saturación de gas libre, %

$S_w$  = saturación de agua, %

La saturación de petróleo incluye todo el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo de gas libre.

Todo reservorio de hidrocarburo contiene algo de agua; sin embargo, a menos que la saturación de agua exceda un valor llamado la saturación crítica de agua ( $S_{wc}$ ), la fase agua es inmóvil y no será producida.

## CAPÍTULO II

### 2. POZOS DE PETRÓLEO Y SUS FASES DE CONSTRUCCIÓN

#### 2.1. Características y componentes del petróleo

El petróleo no es más que una mezcla de hidrocarburos que se presentan en estado líquido o gaseoso.

La gravedad API del petróleo Crudo puede estar en un rango de 6 a 50 °API y una viscosidad de 5 a 90000 cp en condiciones de operación promedio y su coloración varia de verde claro, amarillo, marrón y negro.

La gravedad API es una escala para establecer la gravedad de un hidrocarburo establecida por el American Petroleum Institute.

$$g = 141.5 / (131.5 + \text{API}) \quad (\text{Ecuación 2})$$

La gravedad API y la gravedad específica son inversamente proporcionales. Es decir para un API = 10 entonces la gravedad específica  $g = 1$ , que no es más que gravedad específica del agua.

Por lo tanto se tiene una clasificación de acuerdo a los tipos de API de un crudo lo cuales son:

Tabla 5 Grado API

TIPO DE HIDROCARBURO	GRAVEDAD API	NOMENCLATURA
Petróleo Extra pesado	< 10	XP
Petróleo Pesado	10 - 21,9	P
Petróleo Mediano	22 - 29,9	M
Petróleo Liviano	> 30	L
Condensado	> 42	C

Adaptado de: El Pozo Ilustrado

La composición elemental del petróleo, normalmente, está dentro de los siguientes porcentajes:

<b>Elemento</b>	<b>% Peso</b>
Carbón	84-87
Hidrógeno	11-14
Azufre	0-2
Nitrógeno	0-2

## **2.2. Definición de pozos de petróleo** (Schlumberger Oilfield Review Invierno 2002-2003)

La perforación de un pozo de petróleo se la puede definir como el arte de perforar un pozo desde superficie hasta la profundidad de un yacimiento potencialmente saturado con hidrocarburo para producir del mismo.

Existen varios tipos de trayectorias que pueden tomar un multilateral, el hoyo principal y sus ramales, hasta llegar al objetivo deseado.

Tipos de Trayectoria:

- Pozo Vertical (Straight Well)
- Pozos Direccionales (Tipo I,II,III)
  - Pozo Tipo “J” (Tipo Slant) (Tipo I y III)
  - Pozo Tipo “S” (Tipo II)
- Pozos Horizontales
  - Radio Largo
  - Radio Medio
  - Radio Corto

**Pozo Vertical (Straight Well):** Este pozo no presenta desviación alguna con respecto a la vertical. Puede ser empleado como hoyo principal, y luego construir ramales.

**Pozo Tipo “J”:** El pozo slant o tipo “J”, presenta una sección vertical hasta KOP (Kick Of Point), punto donde inicia la curva, luego una sección donde se construye el ángulo y finalmente una sección tangente hasta el objetivo. Se debe tomar en cuenta lo siguiente: El KOP determina la inclinación, de  $15^\circ$  a  $55^\circ$ .

La diferencia entre el Tipo I y III de esta configuración es la profundidad del KOP; en el Tipo I este punto es más somero. (Figura 2.17)

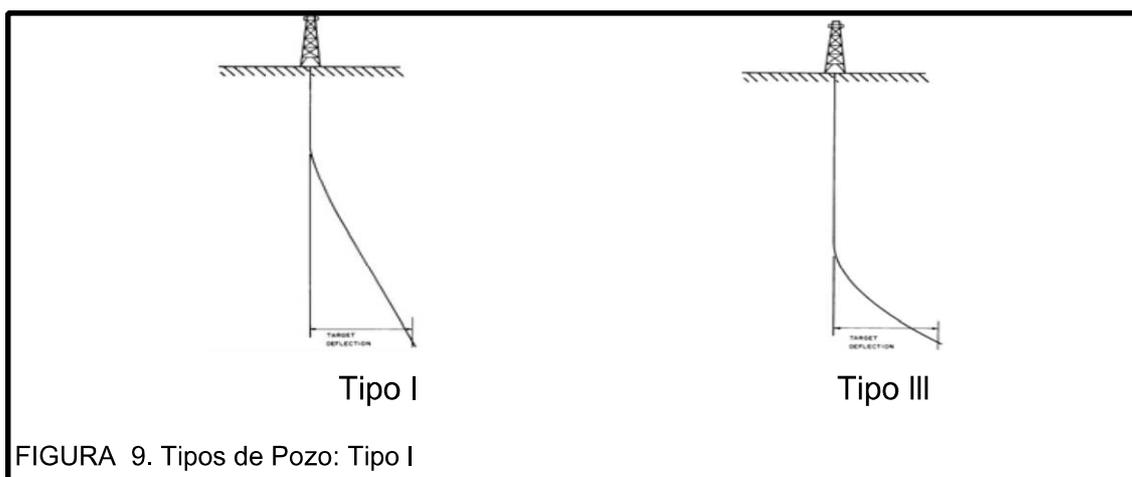


FIGURA 9. Tipos de Pozo: Tipo I

**Pozo Tipo “S”:** Los pozos tipo “S” tienen una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída (Aumentar, mantener y disminuir). Este pozo, se lo utiliza para desplazamientos pequeños o en zonas inclinadas. A continuación se muestra un pozo tipo S en donde hasta el punto A es vertical, se mantiene el ángulo hasta B, y luego en C se disminuye el ángulo.

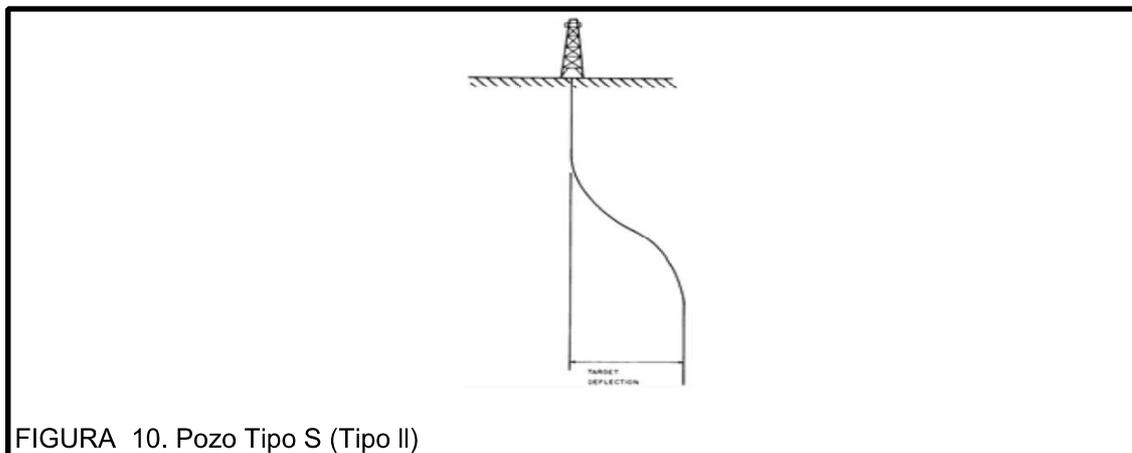


FIGURA 10. Pozo Tipo S (Tipo II)

## Pozos Horizontales

Los pozos Horizontales constan de una sección vertical, hasta el KOP, seguido de una o varias curvas consecutivas hasta llegar a inclinaciones cercanas a  $90^\circ$  o más a la entrada de la zona de interés.

**Radio Largo.-** Los pozos de radio largo son considerados como aquellos que tienen una tasa de construcción de ángulo de  $2^\circ - 6^\circ / 100 \text{ ft}$  que define un radio de 1,000 a 3,000 ft. El equipo requerido para largos radios de perforación es a menudo más grande que el equipo requerido para un pozo vertical.

**Radio Medio.-** El radio medio cambia desde el vertical al horizontal de  $6^\circ$  a  $60^\circ / 100 \text{ ft}$  que define un radio de 125 a 700 ft

**Radio Corto.-** En los pozos de radio corto la inclinación se la realiza muy rápidamente de  $1.5^\circ$  hasta  $3^\circ / \text{ft}$  y puede alcanzar  $90^\circ$  en 20 a 40 ft.

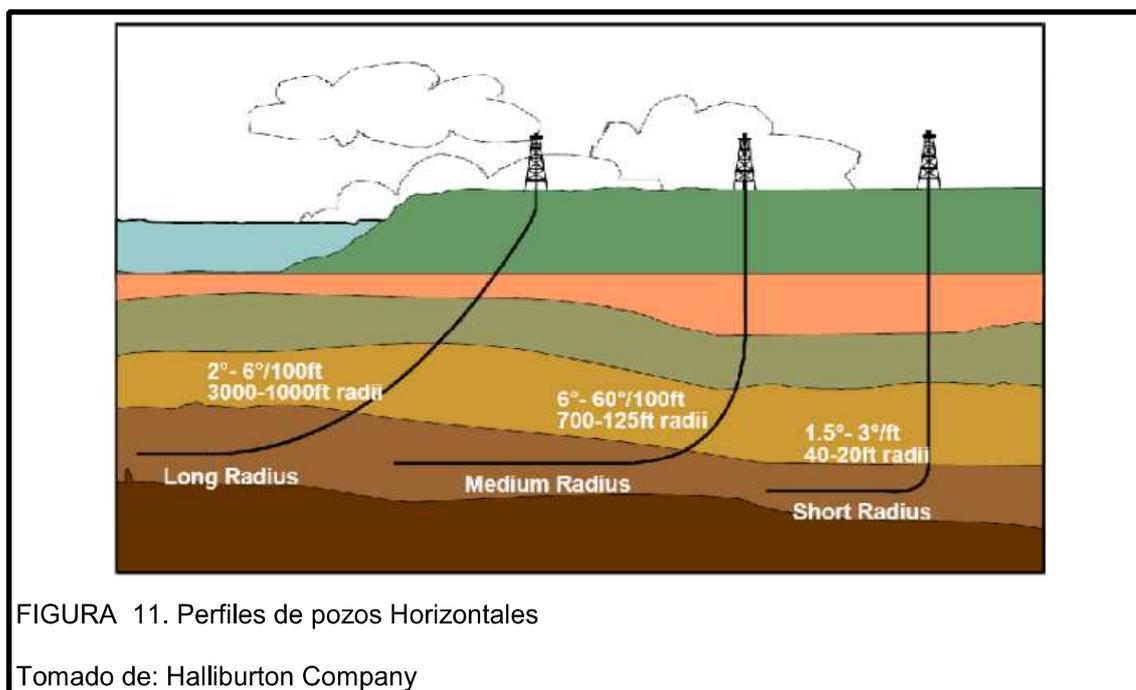


FIGURA 11. Perfiles de pozos Horizontales

Tomado de: Halliburton Company

### 2.3. Características de yacimiento y pozos

Los pozos petroleros dependiendo de la clasificación que se le asigne pueden ser exploratorios, de avanzada o desarrollo.

Los reservorios se caracterizan por estar conformados por estratos o rocas porosas, que poseen ciertas características de dureza, contenido de arcillas, de la cantidad de hidrocarburos que posean, o por la disposición de los estratos en los que se encuentran.

### 2.4. Composición de un pozo de petróleo

De manera muy general el pozo consta de lo siguiente:

**Revestimiento o Casing:** Tubería usada para proteger las paredes del pozo, evitar derrumbes de formaciones y evitar comunicación de fluidos extraños con el pozo. Esta tubería de revestimiento o casing es corrida una vez terminada la perforación de cada sección del pozo y es corrida en forma “telescópica” conforme se perfora el hoyo, es decir que los diámetros de las tuberías utilizadas van de mayor a menor.

**Cemento:** La lechada del cemento es de igual manera un aspecto fundamental ya que aísla el espacio anular entre formaciones presurizadas y reservorios productores con el revestidor, dando así una integridad al espacio anular evitando y ayudando también a que los efectos de colapso de un casing aparezcan.

**Reservorio:** El reservorio o formación es el lugar donde se encuentra almacenado el petróleo crudo, y es la razón por la cual se perfora un pozo. En estos intervalos productores se realiza una técnica llamada cañoneo de reservorios con el fin de abrirlos y ponerlos en producción, para tal efecto el cañón dispara cierto número de balas en el intervalo saturado de crudo, atravesando el casing, cemento y finalmente alcanzando la formación, poniendo en contacto al yacimiento con el pozo. Luego de este proceso se correrá tubing con cierto sistema de levantamiento artificial.

**Tubing:** También conocida como tubería de producción, normalmente en Andes Petroleum se corren tuberías de diámetro de 4 ½”, 3 ½”, 2 7/8” y 2 3/8” dependiendo el tipo de Completación o levantamiento artificial usado, siendo el más usado el tubing de 3 ½”.

**Sistema de Levantamiento artificial:** Si la presión de reservorio es lo suficientemente capaz de llevar petróleo crudo a la superficie, quiere decir que el pozo produciría a flujo natural y no se necesitaría el uso de equipos adicionales o sistemas de levantamiento secundario, llamados así porque se usan luego del levantamiento primario o flujo natural, es decir, cuando el yacimiento se encuentra depletado o sin suficiente presión.

Estos sistemas de levantamiento no son más que el uso de bombas y equipos mecánicos que ayudan a levantar y extraer crudo reduciendo la columna hidrostática de fluido del pozo.

**Cabezal de Pozo:** El cabezal de un pozo es el lugar donde las hileras concéntricas de casing y tubing llegan a la superficie. Constituye una colección de válvulas, colgadores y elementos empacadores para controlar la producción y proveer de acceso a la sarta de tubería de producción. Incluye todo el equipo alrededor de la cabeza del tubing. Generalmente, es la parte que sobresale a la superficie y permite visualizar la existencia de un pozo.

El cabezal de pozo se divide de abajo hacia arriba en sección A, B y C ésta última llamada en la industria petrolera como “Árbol de Navidad”.

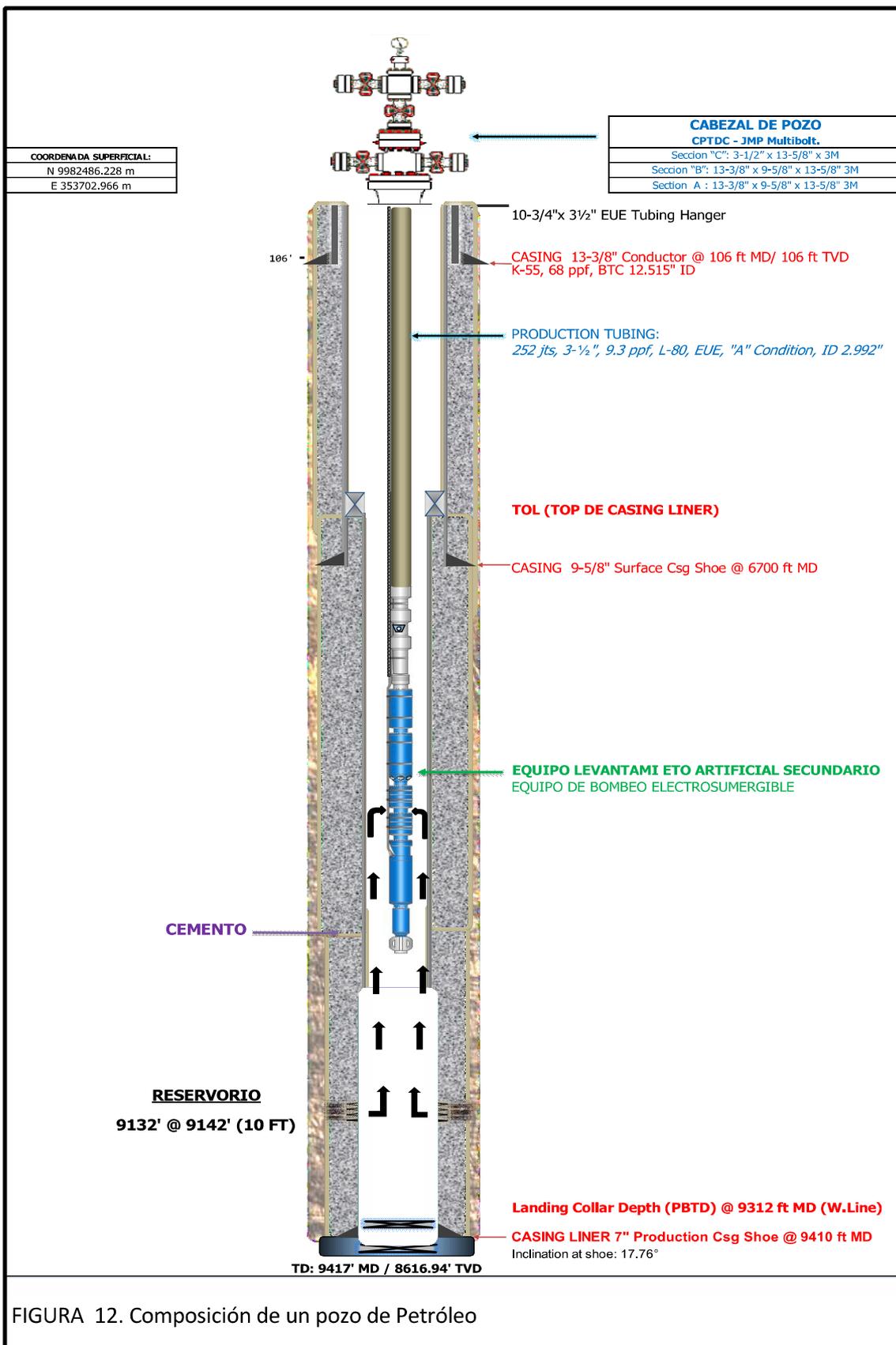


FIGURA 12. Composición de un pozo de Petróleo

## **2.5. Proceso de construcción de un pozo petrolero**

### **2.5.1. Equipo de perforación** (Baños, F y Mayalica D, Tesis publicada. 2008-2009, pp. 42-52)

De manera general construir un pozo es perforar un hoyo desde superficie hasta el reservorio propuesto, previamente realizado un estudio exhaustivo de exploración mediante los estudios geológicos y geofísicos, de ahí donde se determinan los mejores yacimientos saturados de petróleo a ser producidos.

Luego de identificado el reservorio propuesto se construyen plataformas en la superficie con el fin de ubicar y armar el taladro de perforación con el cual se podrá perforar e identificar si existe crudo en el subsuelo. Es así que se conoce que la única manera de conocer si hay petróleo más allá de los estudios previos es perforando.

Los taladros de perforación presentan los siguientes componentes:

- La planta de fuerza motriz.
- El sistema de izaje
- El sistema rotatorio.
- La sarta de perforación.
- El sistema de circulación de fluidos de perforación.

La planta de fuerza motriz para suplir con todas las necesidades del sistema de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de fluidos de perforación debe ser suficientemente capaz y potente para mantener estos sistemas en perfecto funcionamiento y a la carga recomendada. La potencia máxima teórica requerida se calcula en función de la máxima profundidad que pueda obtenerse con el taladro y de la máxima carga que presente la sarta de tubulares para revestir el hoyo.

El sistema de izaje, es muy importante porque a través de él se puede bajar o correr, mantener, y tensionar sargas de revestimiento, perforación y/o completación de pozos, a diferentes velocidades en forma segura ya que

presenta además un sistema de frenos que permiten estabilizar las corridas, haciendo de estas más seguras y amigables con los operarios al momento de realizar este tipo de operaciones riesgosas.

El sistema rotatorio provee de la potencia necesaria requerida para generar torque para abrir hoyos o agujeros desde la superficie de la tierra, transfiriendo su energía rotacional hacia los tubulares conocidos como drill pipe o tubería de perforación los cuales a su vez la transmiten hacia la broca que es la que entra en contacto con la formación y fragmenta los estratos geológicos hasta llegar al yacimiento objetivo.

La sarta de perforación de pozos conocida como drill pipe no es más que una columna de tubos de acero roscados uno a uno entre sí de especificaciones y construcción especiales.

El sistema de circulación de fluidos de perforación se constituye por el sistema completo del circuito de circulación y el fluido o lodo de circulación propiamente dicho. Este sistema con el lodo de perforación garantizan la limpieza del hoyo, es decir, que arrastran y acarrearán todos los fragmentos y sedimentos molidos o perforados hacia la superficie, es ahí donde radica la importancia de unas buenas propiedades reológicas del lodo de perforación como la viscosidad y peso del mismo.

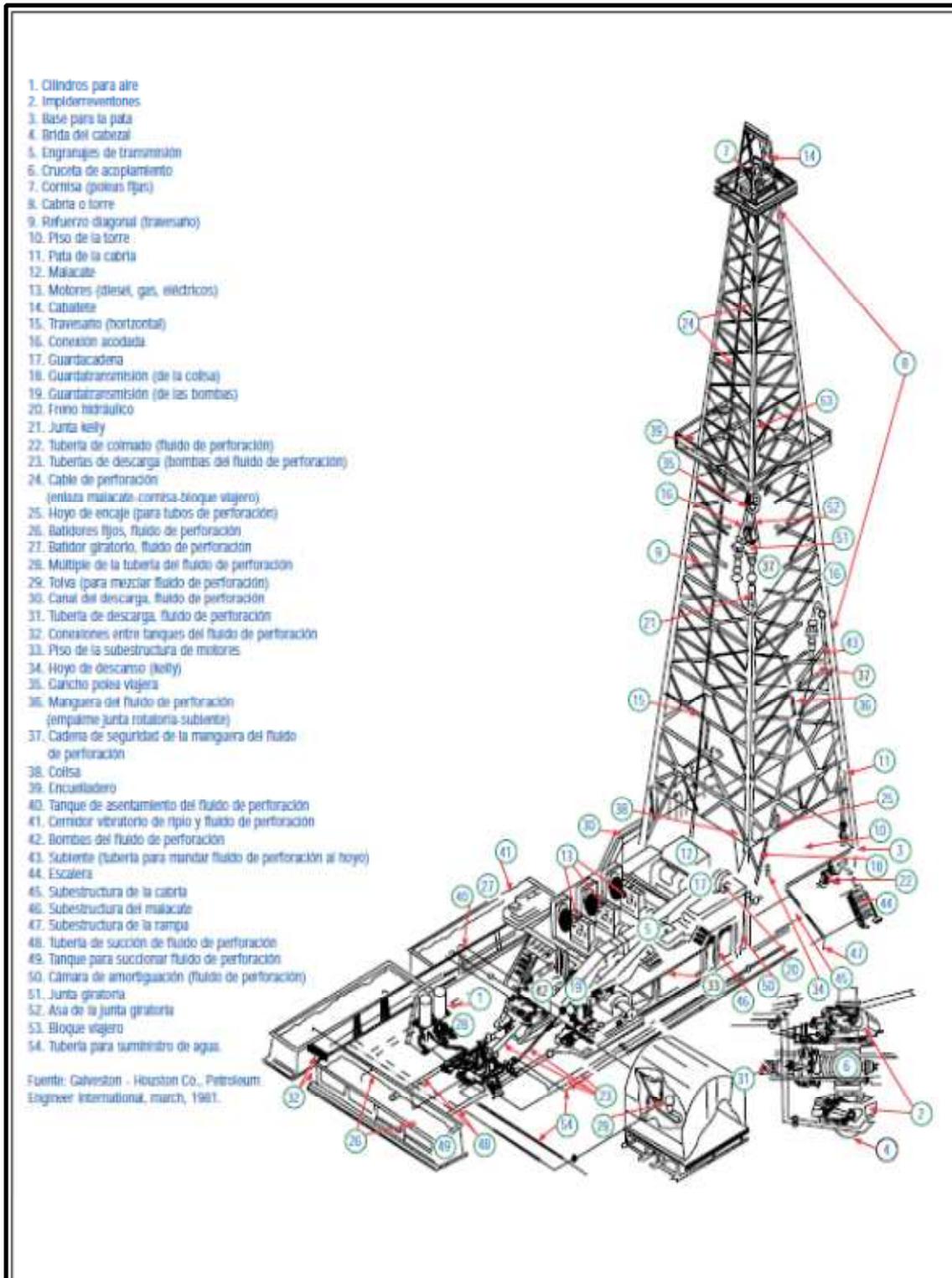


FIGURA 13. Componentes de un taladro de perforación

Tomado de: El Pozo Ilustrado

### 2.5.2. Perforación del hoyo

Simplemente en pocas palabras, las operaciones que el personal del taladro debe realizar son:

- Mantener una broca fuerte en el fondo y perforar tan eficientemente como sea posible.
- Añadiendo un nuevo tubo o drill pipe tanto como el hoyo se esté profundizando.
- Realizando viajes con la sarta de perforación a superficie para realizar cambio de broca por desgaste y corre o bajar con una nueva broca al fondo y continuar perforando.
- Ayudando a correr y cementar el casing o tubería de revestimiento, las cuales son de gran diámetro que se colocan en el hoyo a diferentes profundidades y a diferentes diámetros, en función telescópica.
- A menudo, un grupo especial de operarios es contratado para realizar la corrida del casing y otro para realizar las operaciones de cementación primaria.

Para que la perforación sea efectiva, un fluido especial llamado fluido o lodo de perforación es utilizado para limpiar y acondicionar el hoyo para acarrear los cortes de perforación y lubricar y enfriar a la broca de perforación.

#### **Corriendo Drill Pipe o Tubería de Perforación.**

La broca es conectada en la punta del primer drill collar (tubería de pared pesada). Suficiente tubería de perforación es roscada sobre los drill collars (tubería de mayor peso que el drill pipe) y es bajada conforme se va perforando. El drill pipe se conecta al Top Drive que es parte del sistema rotatorio el cual provee el torque necesario para perforar y además de peso que también está dado por la tubería de perforación.

Cuando se llega cerca de la parte superior del último tubo se detiene la perforación y se coloca otro tubo. Esto continúa hasta que la profundidad objetivo es alcanzada o hasta que la broca se desgasta y debe ser

reemplazada. Luego el drill pipe es levantado y sacado para reemplazar la broca y nuevamente se vuelve a bajar a perforar.

### **2.5.3. Revestimiento del hoyo** (Baños, F y Mayalica D, Tesis publicada. 2008-2009, pp. 42-52)

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, se refiere a la protección de las paredes del agujero la cual se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento o casing, las cuales se introducen al pozo en forma telescópica, es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van de mayor a menor, por razones fundamentales técnicas y económicas.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

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

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y la terminación del mismo.

#### **Clasificación de la Tubería de Revestimiento:**

**Revestimiento Conductor.** Es la primera que se cementa o hinca al iniciar la perforación del pozo y es la de mayor diámetro usado en el pozo. La profundidad de asentamiento varía de 50ft a 250ft (ft= pies). Su objetivo principal es:

- Da soporte a las formaciones superficiales no consolidadas.
- Protege de formaciones de agua dulce superficiales.

- Da guía a la sarta de perforación y a las siguientes tuberías de revestimiento dentro del hoyo.

**Revestimiento Superficial.** Provee equipo de flotación, que permite realizar una buena cementación.

- Aísla zonas de agua fresca.
- Aísla zonas someras poco consolidadas.

**Revestimiento Intermedia o de protección.** Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación.

- Aísla zonas de pérdidas de circulación, o cavidades de alta presión de gas.
- Previene el ensanchamiento del hoyo por lavado del fluido de perforación.

**Revestimiento de Producción o explotación.** Estas tuberías tienen como meta primordial aislar el yacimiento de producción.

- Soportan la máxima presión del reservorio productor.
- Resisten presiones en el caso de fracturamiento.
- Deben tener resistencia a la corrosión.
- Protege al tubing
- Protege a los elementos y equipos de levantamiento artificial.

**Revestimiento Corto (Liners).** Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro.

Sus funciones son:

- Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.

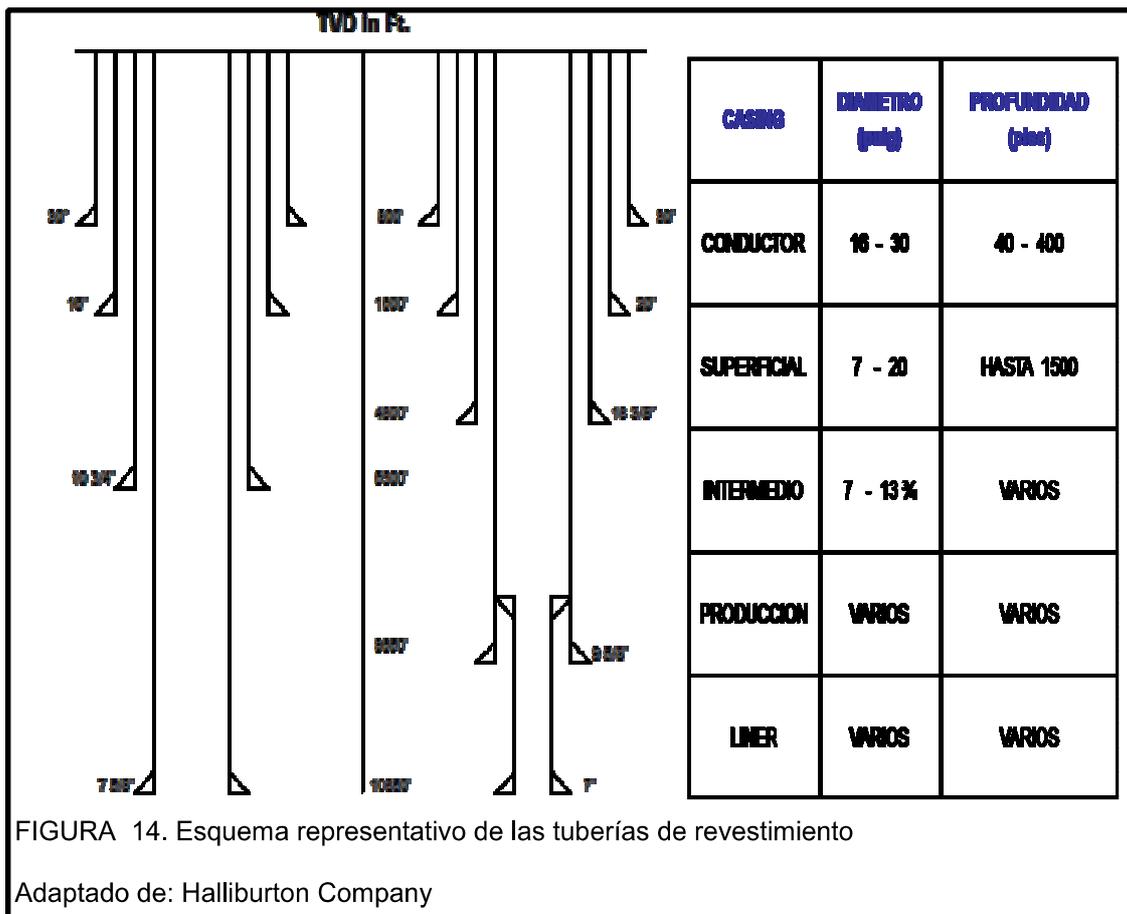
- Economía de tubería de revestimiento debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.

Existen adicionalmente liners para objetivos especiales como lo son los liners ranurados, perforados y empacados con grava que se colocan contra la zona productora.

**Complemento (TIE-BACK).** Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo, desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Normalmente es un esfuerzo para la tubería de explotación si se tienen altas presiones, fluidos corrosivos o si la tubería de explotación fue dañada. Puede ser cementada parcialmente.

**Complemento Corto (STUB).** Es una sarta de tubería que funciona igual que el complemento; proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta. Puede ser cementada parcialmente.

**Sin Tubería de Producción (TUBINGLESS).** Es una tubería de explotación que se extiende a la superficie y que se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos.



### Características de la Tubería de Revestimiento:

Son necesarios algunos tamaños, tipos de conexiones y grados de tubería de revestimiento para perforar y completar un pozo.

El Instituto Americano del Petróleo por sus siglas en inglés (API) ha elaborado especificaciones para las tuberías de revestimiento en su edición de patrones 5A, que a continuación se describen.

**Diámetros de la Tubería de Revestimiento.** El diámetro de la columna de revestimiento se encuentra en función al diámetro de la tubería de producción (TUBING) necesitado por la operadora para su comercialización. Este se especifica por su diámetro nominal, número convencional que coincide teóricamente con el diámetro exterior (OD) del tubo y se puede considerar como el diámetro teórico declarado por el fabricante. Su diámetro interno (ID)

depende del espesor y este a su vez de la presión a la cual será sometida la tubería.



La profundidad de asentamiento de cualquiera de estos diámetros está en función del peso nominal (lb/pie de tubo). A continuación se presentan los diámetros más comunes usados en Ecuador:

Tabla 6. Diámetros comunes de los revestidores

Revestimiento	Diámetro nominal en pulgadas					
	Superficial	9 5/8	10 3/4	13 3/8	16	20
Intermedio	8 5/8	9 5/8	10 3/4	11 3/4	-	-
Producción	4 1/2	5	5 1/2	6 5/8	7	7 5/8

Tomado de: Halliburton Red Book

### Longitud de la Tubería de Revestimiento

Tabla 7. Longitud de los revestidores

Rango	Longitud (pies)
1 (R-1)	16-25
2 (R-2)	25-34
3 (R-3)	34-48

Tomado de: Halliburton Red Book

**Grados de Acero.** La calidad de la tubería de revestimiento usada es normada por la API:

- La letra simboliza el grado de acero
- El número simboliza la resistencia mínima a la deformación (en PSI)

La variación en la resistencia a la tensión depende de la composición química, del tratamiento térmico y proceso de templado del acero.

Tabla 8. Grado de Acero de Revestidores

<b>Díámetro Nominal (pulg)</b>	<b>Peso Nominal (lbs/pie)</b>	<b>Grado</b>	<b>Díámetro Drift (pulg)</b>	<b>Díámetro Interior (pulg)</b>	<b>Resistencia al Colapso (psi)</b>	<b>Resistencia a la Tensión (psi)</b>
<b>7</b>	<b>17,00</b>	<b>H-40</b>	<b>6,413</b>	<b>6,538</b>	<b>1420</b>	<b>196000</b>
	<b>23,00</b>	<b>L-80</b>	<b>6,241</b>	<b>6,366</b>	<b>3830</b>	<b>532000</b>
	<b>35,00</b>	<b>P-110</b>	<b>5,879</b>	<b>6,004</b>	<b>13020</b>	<b>1119000</b>
<b>9 5/8</b>	<b>32,30</b>	<b>H-40</b>	<b>8,845</b>	<b>9,001</b>	<b>1320</b>	<b>365000</b>
	<b>36,00</b>	<b>K-55</b>	<b>8,765</b>	<b>8,921</b>	<b>2020</b>	<b>564000</b>
	<b>53,50</b>	<b>P-110</b>	<b>8,379</b>	<b>8,535</b>	<b>7950</b>	<b>1710000</b>
<b>10 3/4</b>	<b>32,50</b>	<b>H-40</b>	<b>10,038</b>	<b>10,192</b>	<b>840</b>	<b>387000</b>
	<b>51,00</b>	<b>C-90</b>	<b>9,694</b>	<b>9,850</b>	<b>3400</b>	<b>1310000</b>
	<b>63,70</b>	<b>P-110</b>	<b>9,404</b>	<b>9,560</b>	<b>7500</b>	<b>2088000</b>
<b>20</b>	<b>94,00</b>	<b>H-40</b>	<b>18,936</b>	<b>19,124</b>	<b>520</b>	<b>1077000</b>
	<b>94,00</b>	<b>J-55</b>	<b>18,936</b>	<b>19,124</b>	<b>520</b>	<b>1490000</b>
	<b>133,00</b>	<b>K-55</b>	<b>18,542</b>	<b>18,730</b>	<b>1480</b>	<b>2125000</b>

Tomado de: Halliburton Red Book

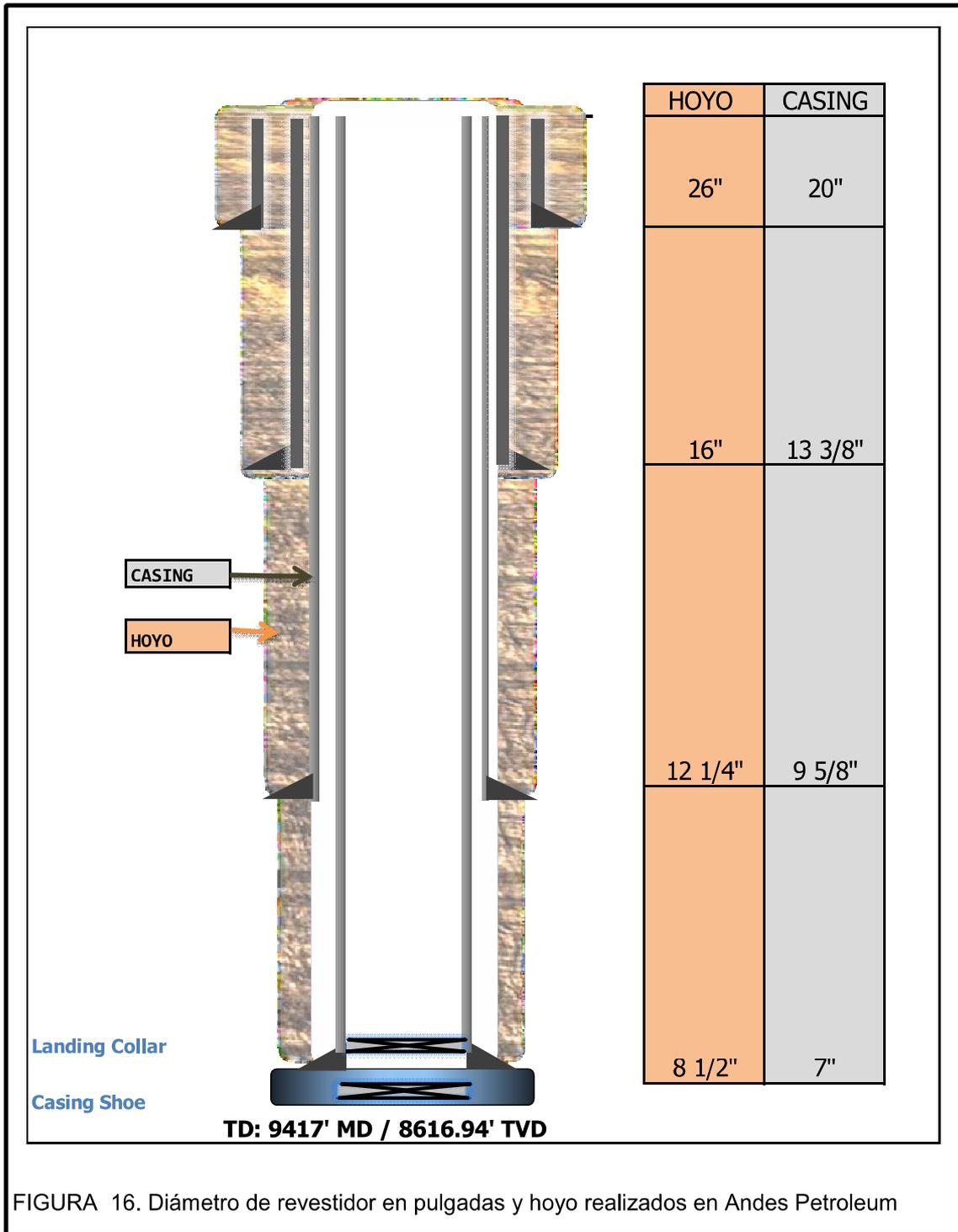


FIGURA 16. Diámetro de revestidor en pulgadas y hoyo realizados en Andes Petroleum

#### 2.5.4. Cementación

Una vez que el casing ha sido corrido, la siguiente tarea es cementar el casing asentado con el fin de mantener la integridad del mismo y del hoyo.

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La zapata siempre se deja a cierta distancia del fondo del hoyo. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento. En el caso de la sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si, como sucede circunstancialmente, las formaciones absorben cemento y la mezcla no llega a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba. Las funciones de la cementación son las siguientes:

- Afianza la sarta y protegerla contra el deterioro durante los trabajos de reacondicionamiento en el pozo.
- Protege la sarta y las formaciones: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.
- Aísla formaciones productoras y confina estratos acuíferos, por lo que evita la migración de fluidos entre las formaciones. Además protege las formaciones contra derrumbes.
- Refuerza la sarta revestidora o casing contra presiones externas evitando el colapso del mismo.
- Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.
- Protege la sarta contra la corrosión.
- Protege al casing durante trabajos de cañoneo.

La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser de 40 hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

### 2.5.5. Proceso esquemático de perforación de pozos

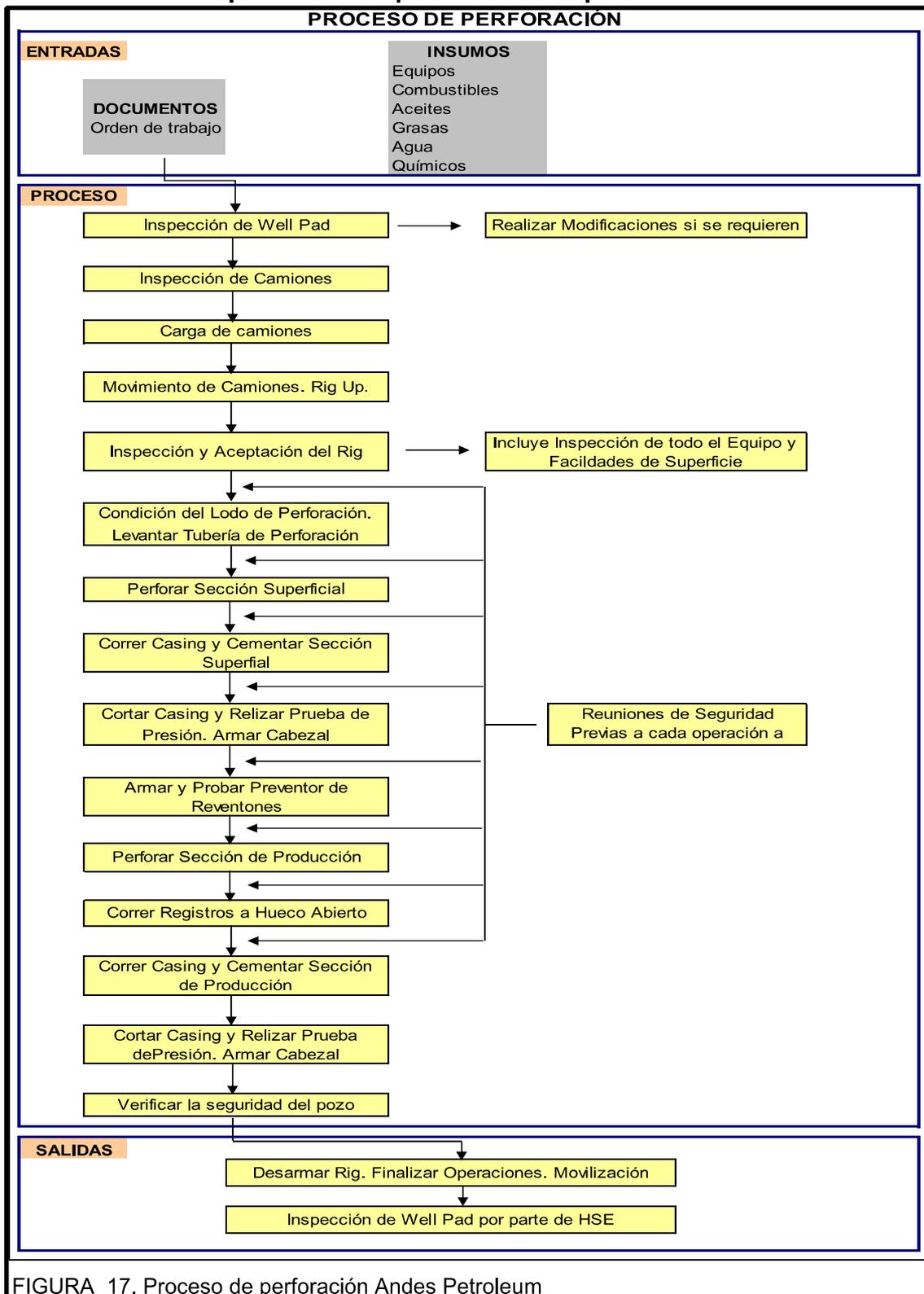


FIGURA 17. Proceso de perforación Andes Petroleum

### 2.5.6. Sistemas de levantamiento de pozos productores de petróleo.

#### Cañoneo de Pozos:

Una vez el pozo ha sido perforado es necesario ponerlo a producir; es decir, poner en contacto a la formación productora con el pozo construido. Es así que para tal efecto se realiza un procedimiento llamado cañoneo de pozos o reservorios. Este procedimiento de cañoneo abre las formaciones donde existe acumulación de crudo y se las pone en contacto con el pozo.

Existen dos métodos para cañonear un pozo de petróleo, el uno es con sistema TCP y el otro es con sistema Wire Line o cable eléctrico.

Los objetivos fundamentales de un buen cañoneo de pozos son:

- Lograr una comunicación efectiva desde el interior del pozo hacia la zona virgen.
- Obtener la máxima tasa de flujo con el menor número de perforaciones, teniendo en cuenta que nunca debe sobrepasar la tasa crítica.
- Evitar la excesiva producción de arena, que obligue más tarde a trabajos de reacondicionamiento.
- Lograr una profundidad uniforme en las perforaciones
- Minimizar el daño producido por las cargas sobre el revestimiento, el cemento y la formación.

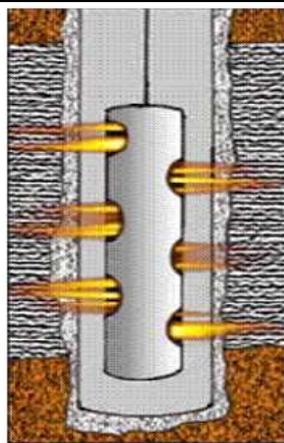


FIGURA 18. Cañoneo de pozos

Tomado de: Halliburton Company - Cementing 1

### Sistemas de Levantamiento o completación de pozos.

El objetivo de la completación es permitir que los fluidos del reservorio se transporten a superficie de una manera segura y eficiente.

Existen varios tipos de completación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la completación mientras menos equipo tiene y partes mecánicas o eléctricas, es mejor.

Además, es muy importante el aspecto económico de la completación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción. La elección de la completación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo.

- **Completación Sencilla:** La completación sencilla contempla, generalmente, la lección de un solo horizonte productivo, sin embargo existen varias modalidades de completación sencilla.

La completación sencilla, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el casing sea permitiendo abrir orificios (perforaciones) para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

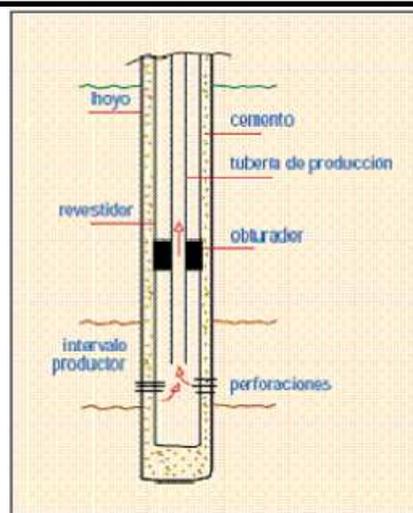


FIGURA 19. Completación Sencilla

Tomado de: Baker Company

- **Completación Doble:** Cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la completación doble.

Generalmente, el yacimiento superior produce por el espacio anular creado por el revestidor y la tubería de producción

Se puede optar también por instalar dos tuberías de producción para que los fluidos de cada intervalo fluyan por una cada tubería.

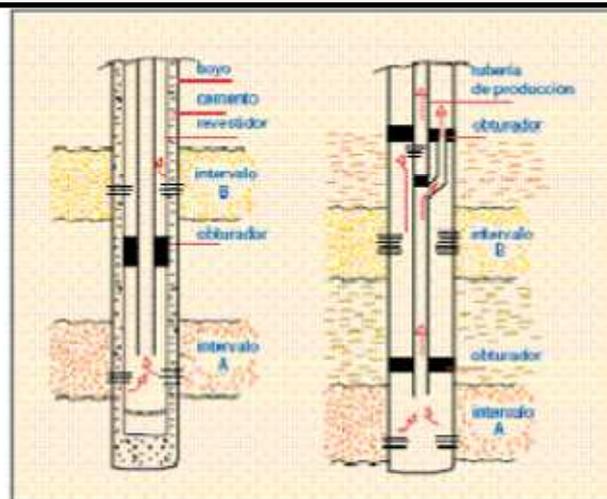


FIGURA 20. Completación Doble

Tomado de: Baker Company

- **Otras modalidades de completación:**

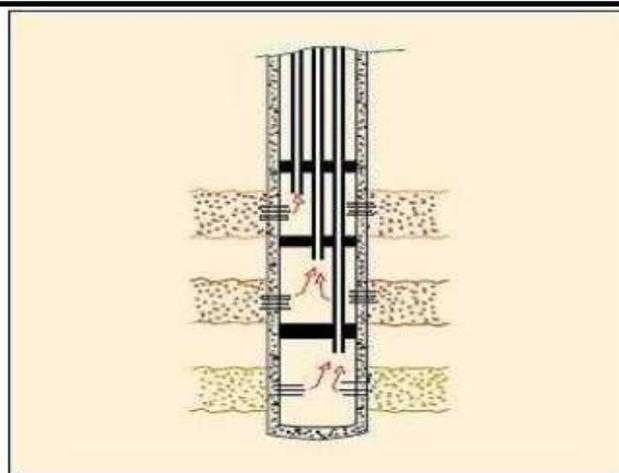


FIGURA 21. Completación Triple

Tomado de: Baker Company

- **Completación Selectiva:** la idea es producir algunas zonas en el mismo pozo separadamente pero uno tras el otro a través de la misma tubería de producción sin tener que recurrir a trabajos de reacondicionamiento.

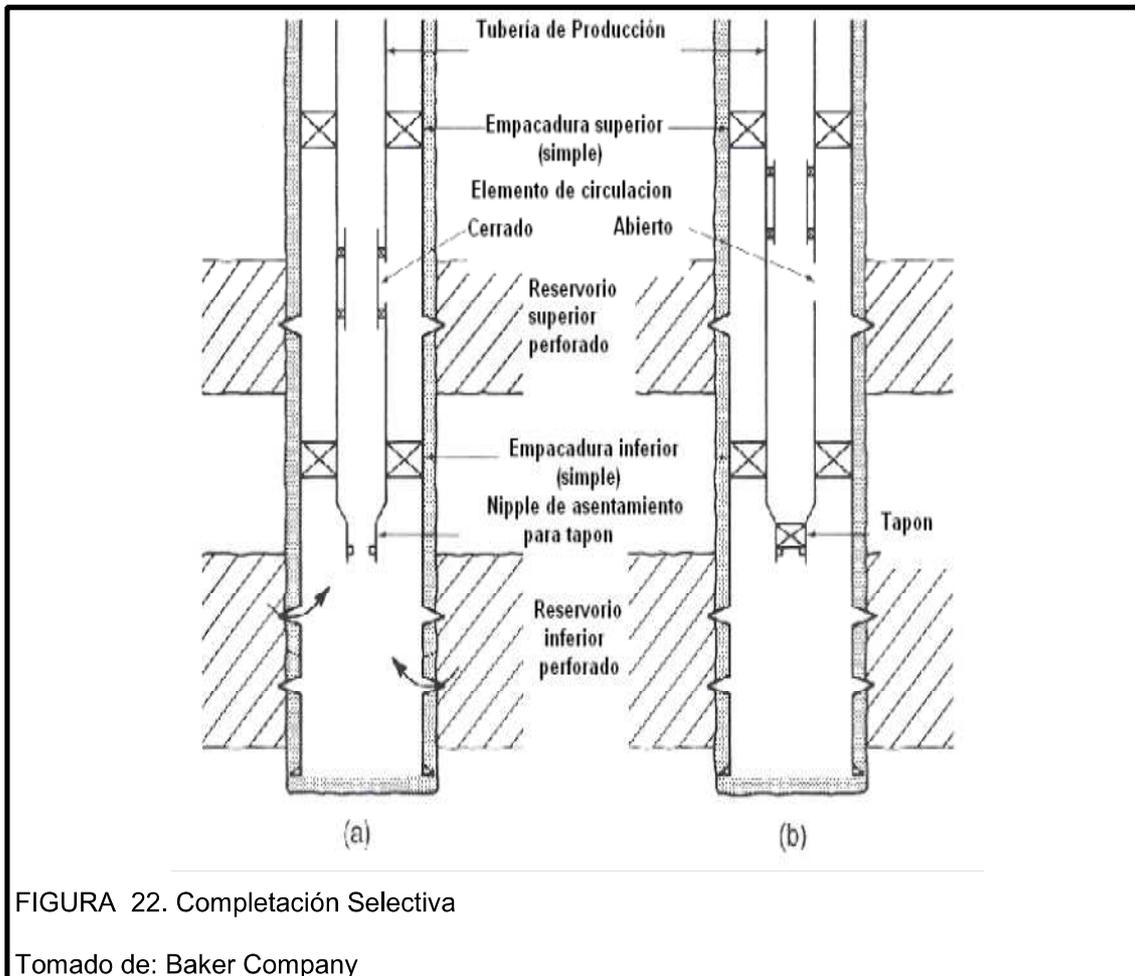


FIGURA 22. Completación Selectiva

Tomado de: Baker Company

## Configuraciones mecánicas más usadas en el Oriente Ecuatoriano:

- Completación con Bombeo Jet, evaluar de una a varias zonas

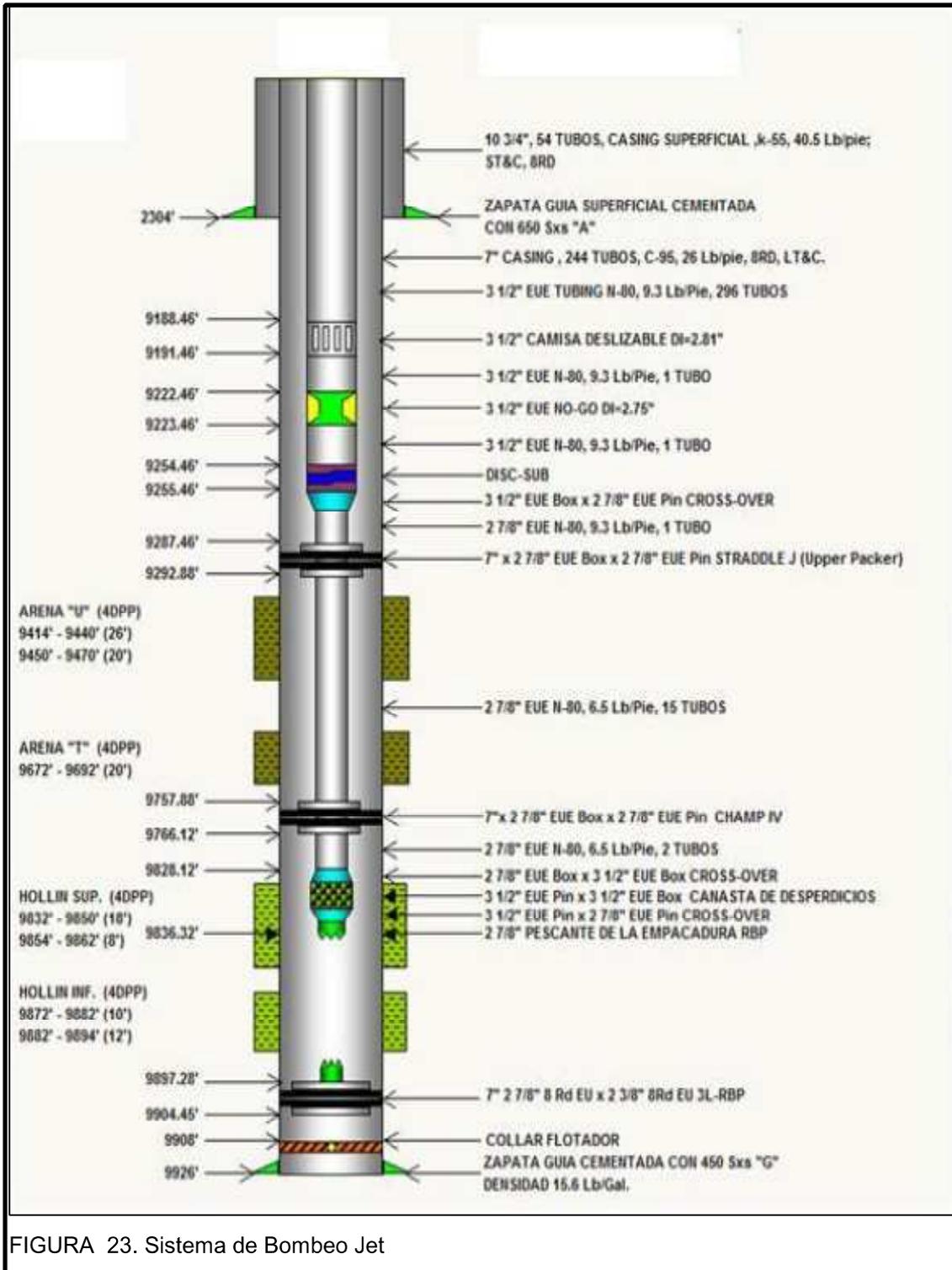


FIGURA 23. Sistema de Bombeo Jet

- Completación para Producción por Bombeo Electro sumergible para una zona (arena "T")

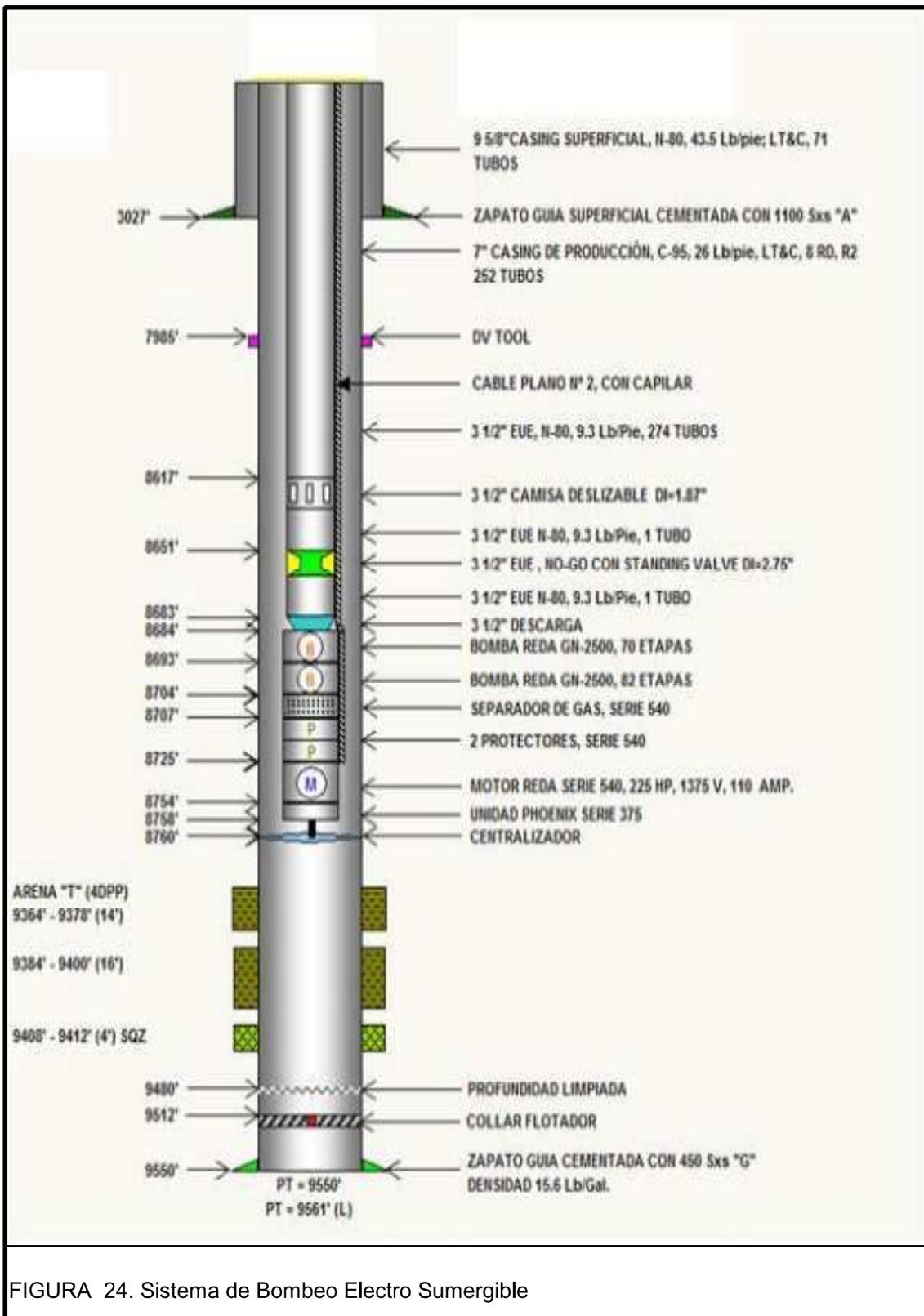


FIGURA 24. Sistema de Bombeo Electro Sumergible

### Tuberías de Producción (Tubing)

Como se indicó, una vez que el Pozo se encuentra perforado y revestido es necesario completarlo para ponerlo a producir; para ello es necesario bajar tubería de producción con el mecanismo de levantamiento adecuado.

Este levantamiento o Completación depende del potencial del pozo a producir, ya que si el pozo tiene una buena presión de reservorio y es suficiente para que el fluido llegue a superficie no se necesita otro mecanismo más que bajar tubería de producción y producir a flujo natural. Actualmente en el país ya no se encuentra estos reservorios potenciales ya que la mayoría de ellos se encuentran depletados.

Otros mecanismos de levantamiento Primario son el Bombeo Electro Sumergible (BES), Bombeo Electro Sumergible por Cavidad Progresiva, Bombeo Hidráulico Jet Pump, Bombeo Mecánico, etc., entre los más comunes. La calidad de la tubería de producción se encuentra normada por la API al igual que los revestidores y su longitud promedio es 31.5 ft (pies):

Tabla 9 Parámetros del tubing o Tubería de producción

<b>Diámetro Nominal (pulg)</b>	<b>Peso Nominal (lbs/pie)</b>	<b>Grado</b>	<b>Diámetro DWT (pulg)</b>	<b>Diámetro Interior (pulg)</b>	<b>Resistencia al Colapso (psi)</b>	<b>Capacidad (bls/pie)</b>
<b>2 3/8</b>	<b>4.6</b>	<b>J-55</b>	<b>1.901</b>	<b>1.995</b>	<b>8100</b>	<b>0.00404</b>
	<b>6.6</b>	<b>T-95</b>	<b>1.891</b>	<b>1.785</b>	<b>20870</b>	<b>0.00309</b>
	<b>7.45</b>	<b>C-90</b>	<b>1.808</b>	<b>1.703</b>	<b>21060</b>	<b>0.00281</b>
<b>2 7/8</b>	<b>6.4</b>	<b>N-90</b>	<b>2.347</b>	<b>2.441</b>	<b>11170</b>	<b>0.00578</b>
	<b>7.8</b>	<b>P-110</b>	<b>2.229</b>	<b>2.323</b>	<b>19090</b>	<b>0.00524</b>
	<b>10.5</b>	<b>C-90</b>	<b>1.987</b>	<b>2.091</b>	<b>21200</b>	<b>0.00424</b>
<b>3 1/2</b>	<b>9.3</b>	<b>N-90</b>	<b>2.867</b>	<b>2.982</b>	<b>10540</b>	<b>0.00669</b>
	<b>7.7</b>	<b>H-40</b>	<b>2.948</b>	<b>3.068</b>	<b>4630</b>	<b>0.00814</b>
	<b>15.5</b>	<b>L-90</b>	<b>2.423</b>	<b>2.548</b>	<b>16800</b>	<b>0.00630</b>
<b>4</b>	<b>9.6</b>	<b>H-40</b>	<b>3.423</b>	<b>3.548</b>	<b>4050</b>	<b>0.00331</b>
	<b>11</b>	<b>J-55</b>	<b>3.351</b>	<b>3.476</b>	<b>6590</b>	<b>0.00390</b>
	<b>18.9</b>	<b>T-95</b>	<b>2.875</b>	<b>3.000</b>	<b>20780</b>	<b>0.00874</b>

Fuente: Halliburton Red Book

### **Reacondicionamiento de Pozos (Workover)**

El Reacondicionamiento o Workover de pozos se refiere a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos).

Entre los principales trabajos que se realiza a los pozos tenemos:

- Cañoneo.
- Control de arena, gas y agua.
- Apertura o cierre de arenas.
- Cementación Forzada (Cement Squeeze Job)
- Perforación de ventanas.
- Profundización.
- Lavado o limpieza de perforaciones.
- Cambios de método de producción, conversión de productor a inyector y viceversa.
- 

De la misma manera entre las aplicaciones hacia el reservorio más utilizadas en la industria tenemos:

- Estimulaciones con inyección alternada de vapor.
- Acidificación.
- Bombeo de químicos.
- Fracturamiento
- Re cañoneo.

2.5.7. Proceso esquemático de completación y reacondicionamiento de pozos

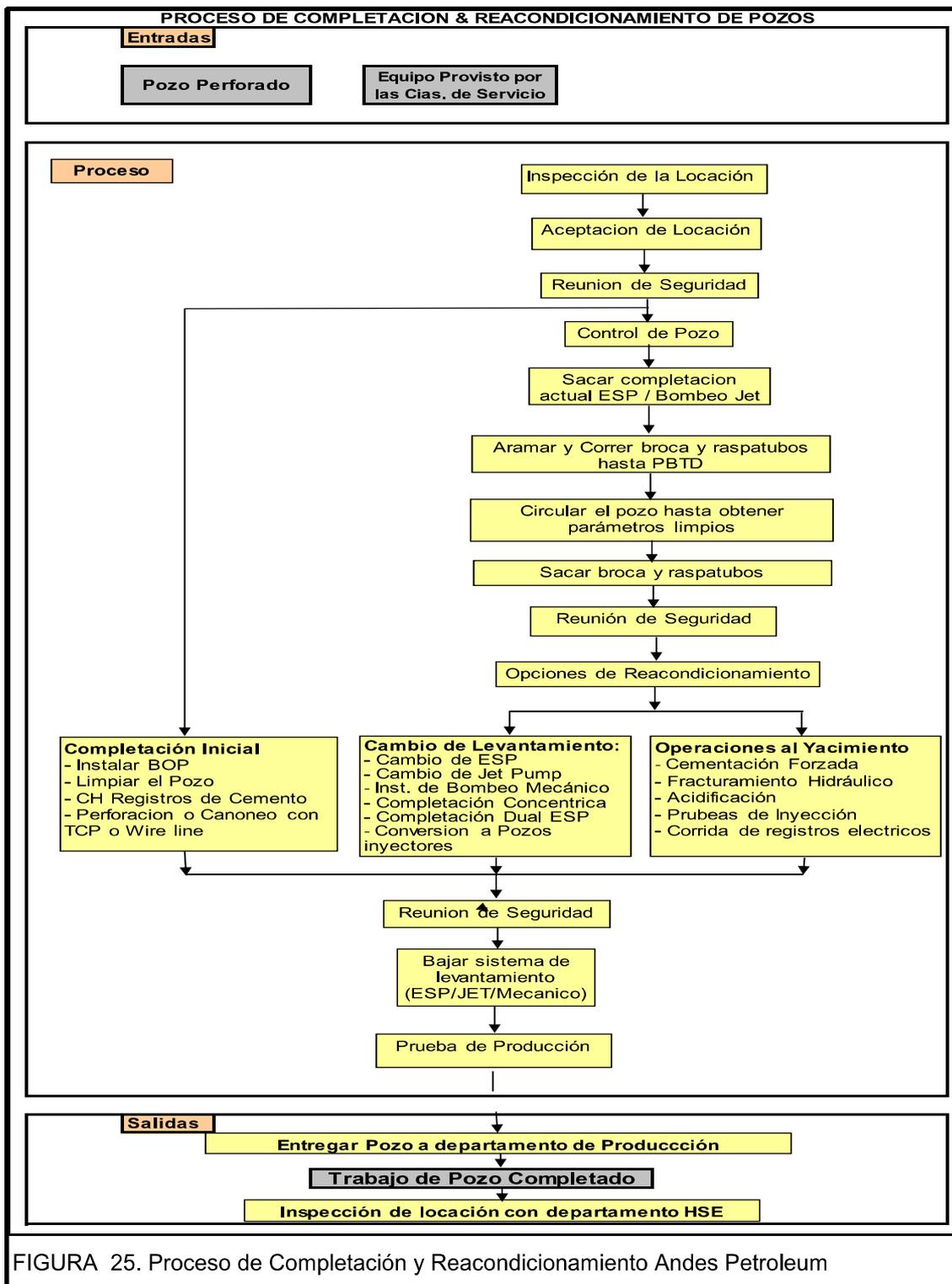


FIGURA 25. Proceso de Completación y Reacondicionamiento Andes Petroleum

## CAPÍTULO III

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DE CEMENTACIÓN

#### 3.1. Cementación primaria

La cementación primaria sucede luego de que el hoyo es perforado y el casing es corrido o bajado, para proporcionar integridad del casing protegiéndolo de zonas presurizadas evitando colapsos de casing.

El equipo de almacenamiento de cemento a granel y de manipulación es movido a un lado del taladro, por lo que es posible mezclar grandes cantidades de cemento en el sitio. El personal de cementación mezcla el cemento seco con agua, usando un mezclador de recirculación. El cemento seco se añade gradualmente a la cubeta, y un chorro de agua se mezcla a fondo con el cemento para hacer una suspensión (muy fina, cemento acuosa).

Bombas especiales recogen la lechada de cemento y la envían a una válvula llamada un cabezal de cementación (también llamado un recipiente o contenedor de tapones) montados en el conjunto superior de la sarta de casing que está colgando en el mástil o derrick un poco por encima del piso de perforación. Justo antes de que llegue la lechada de cemento, un tapón de goma (llamado el tapón inferior) se libera del cabezal de cementación y precede a la bombeada de la lechada de cemento dentro del casing. El tapón inferior se detiene o "asienta" en el collar del flotador, pero la presión continua desde las bombas de cemento abre un pasadizo a través del tapón de fondo (por la ruptura de un diafragma). Por lo tanto, la lechada de cemento pasa a través del tapón inferior y continúa hacia abajo del casing. La lechada de cemento fluye a través de la abertura de la zapata guía y comienza a llenar el espacio anular entre el exterior del casing y la pared del agujero. Un tapón superior, que es similar al tapón inferior, excepto que es sólido, se libera al final una vez que la lechada de cemento entra en el casing. El tapón superior sigue a la lechada de cemento hacia abajo del casing bombeado con fluido de desplazamiento (por lo general agua o lodo de perforación) que se bombea

detrás del tapón superior. Mientras tanto, la mayor parte de la lechada de cemento fluye fuera del casing y entra al espacio anular. En el momento en que se asiente firmemente el tapón superior sobre el tapón inferior en el collar del flotador, indica que se deben apagar las bombas, indicando que todo el cemento ha sido bombeado y se encuentra debajo del collar flotador y en el espacio anular, y el casing en su mayor parte se encuentra lleno de fluido de desplazamiento.

Después de bombeado el cemento, se le asigna un tiempo de espera para permitir que la lechada de cemento se fragüe. Este período de tiempo se conoce como la espera en el cemento (WOC). Después de que se fragüe el cemento, es necesario realizar pruebas de presión para garantizar un buen trabajo de cementación. Después de la WOC y las pruebas indican que el trabajo es bueno, se continúa con la perforación hasta llegar al siguiente punto de casing donde se realiza otra corrida de casing y otra cementación, este procedimiento hasta llegar al yacimiento objetivo.

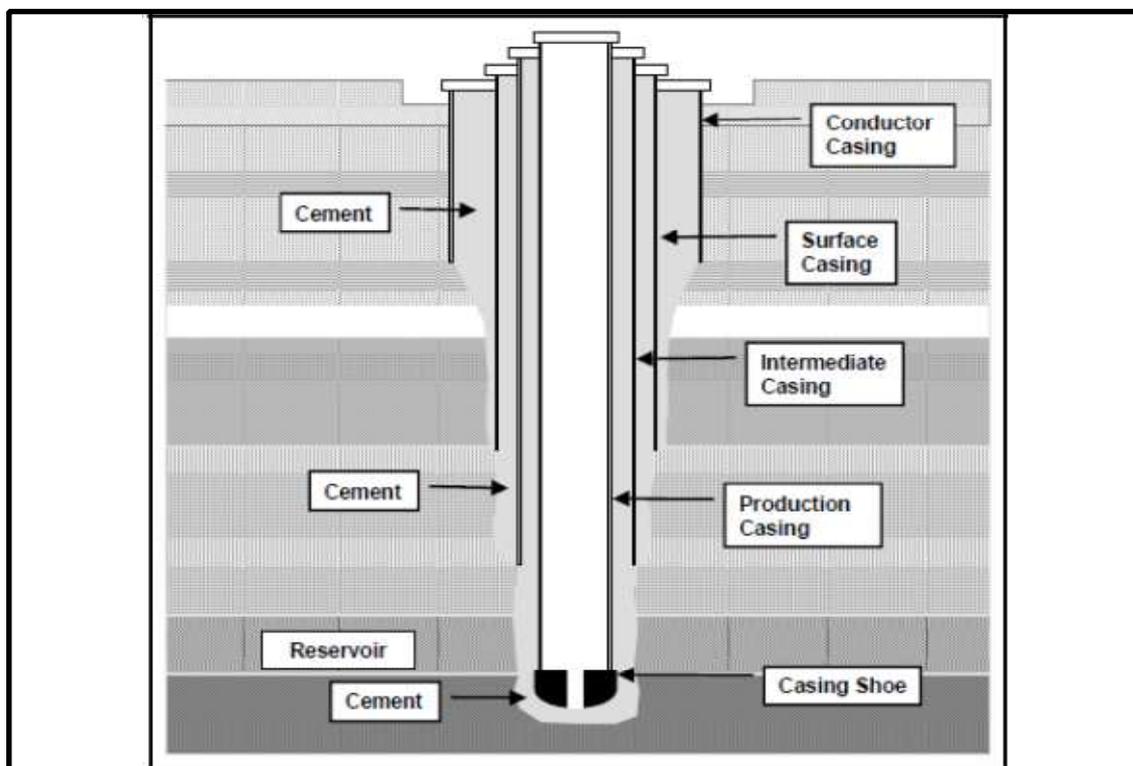


FIGURA 26. Esquema de Cementación y casing en el pozo

Tomado de: Cementing 1 Section 1 - Halliburton

### **3.1.1. Tipos de cemento y características mecánicas** (Cementing 1 Section 3- Halliburton, pp. 3-6)

Los cementos son usados universalmente en completaciones de pozo para llenar el espacio anular entre el casing y el hueco abierto. Las principales funciones de la cementación primaria son:

- Adherencia y soporte al casing
- Restringir el flujo de fluidos entre formaciones
- Proteger al casing de la corrosión
- Proteger al casing de choques o descargas cuando se perfora el pozo o se profundiza.
- Provee sello para zonas de baja circulación

Existen varios tipos de cemento los cuales son clasificados mediante norma API (American Petroleum Institute) y se han identificado nueve tipos de cemento de acuerdo con la composición química y la propiedades físicas. Estos tipos fluctúan desde el cemento estándar para la construcción hasta cementos diseñados para ser usados miles de pies bajo la superficie.

#### **Clasificación API**

Los nueve tipos de cemento clasificados por la API son:

- API Clase A y B (Cemento Portland)
- API Clase C (Cemento de Alta Resistencia Inicial)
- API Clase D, E y F (Cemento Retardado)
- API Clase G y H (Cemento Básico)
- API Clase J (Para servicios especiales).

Los cementos Clase G y H son comúnmente usados a lo largo de toda área geográfica. Los cementos Clase A, B y C son usados en locaciones geográficas específicas donde las condiciones hueco abajo requieren de

especiales propiedades de cemento. Los cementos Clases D, E y F son raramente usados y se usan en situaciones muy especiales.

Tabla 10 Tipos de cemento

Clasificación y Propiedades de Cementos Comunes en Pozos de Petróleo						
Tipo	Rango de uso	Temperatura Estática (°F)	Relación de Agua gal/saco	Peso de la lechada lb/gal	Volumen ft <sup>3</sup> /saco	Notas
<b>Clase A (Portland)</b>	6000 ft	60° - 170°	5.2	15.6	1.18	Puede ser usado cuando propiedades especiales no son diseñadas y las condiciones lo permitan. No resistencia a los sulfatos
<b>Clase B (Portland)</b>	6000 ft	60° - 170°	5.2	15.6	1.18	Resistencia a los sulfatos moderada
<b>Clase C</b>	6000 ft	60° - 170°	3.3	14.8	1.32	Disponible en tipos regular y alta resistencia a los sulfatos
<b>Clase G</b>	8000 ft	200°	5.0	15.8	1.15	Cemento básico, compatible con aceleradores o retardadores para uso sobre un rango completo de clases desde A hasta E.
<b>Clase H</b>	8000 ft	200°	4.3	16.4	1.06	Cemento básico, alta densidad, alto y bajo volumen de agua
	8000 ft	200°	5.2	15.6	1.18	

Adaptada de: Cementing 1 Section 3- Halliburton

En la industria hidrocarburífera también se conoce o se usa otro tipo de términos para los cementos como Estándar, Premium y Premium Plus.

- Cementos Estándar presentan una característica similar a los cementos API Clase A y B. Sin embargo; los Cementos Estándar no cumplen con las especificaciones API Clase A y B.
- Cementos Premium presentan una característica similar a los cementos API Clase G y H. Sin embargo; los Cementos Premium no cumplen con las especificaciones API Clase G y H.
- Cementos Premium Plus presentan una característica similar a los cementos API Clase C. Sin embargo; los Cementos Premium Plus no cumplen con las especificaciones API Clase C.

Otros materiales que tengan alguna propiedad diferente de cemento se usan también en la cementación primaria. Estos materiales no recaen en ninguna clasificación de cemento API y son clasificados como "Cementos Especiales".

## **Manufactura y Composición**

El cemento consiste de limolita (o de materiales con alto contenido de carbonato de calcio), arcilla o lutita, y cierto contenido de óxido de hierro y aluminio. Estos materiales secos son finamente molidos y mezclados cuidadosamente en proporciones correctas, ya sea seco (proceso seco) o con agua (proceso hidratado). La mezcla es calentada a altas temperaturas causando que los compuestos reaccionen químicamente, resultando en un material llamado clinker. El clinker es molido con una cantidad controlada de yeso para formar cemento.

Todas las clases de cemento son manufacturadas esencialmente de la misma manera y echas con la misma clase de componentes, solo difiere en la proporción con se mezclen los componentes.

El agua requerida para cada variedad de cemento varía con el grado de molido o cantidad de área de superficie. El Cemento de Alta Resistencia Inicial (Clase C) tiene una alta área de superficie (molido fino); el Cemento Retardante (Clases D, E, F) tiene menos área de superficie, y el Cemento Portland (Clases A y B) tienen un área de superficie ligeramente más grande que los Cementos Retardantes. Los Cementos Clase G son molidos fino Premium y los Cementos Clase H son molidos grueso premium.

### **3.2. Cementación forzada**

La cementación forzada o Squeeze con cemento es un proceso u operación de bombeo de lechada de cemento dentro del pozo entubado bajo presión y es forzada contra los poros de formación pasando a través de los huecos o perforados del casing. El objetivo de la cementación forzada es obtener un asilamiento zonal en el espacio anular entre el casing y la formación. Esta secundaria forma de cementación es desarrollada ya sea durante la perforación y en operaciones de completación o más tarde en las operaciones de workover o reacondicionamiento de pozos por una variedad de razones explicadas a continuación:

- Reparar y corregir los trabajos de cementación primaria. Problemas resultantes de un baja prueba de presión o leak of test al zapato del casing, de un canal de lodo formado atrás del casing, o por insuficiente llenado en el anular. Los topes de liner usualmente requieren trabajos de squeeze para detener liqueos. Usualmente, todos estos tipos de problemas pueden ser corregidos con cierto grado de éxito por la cementación forzada.
- Para reducir la rata o tasa de la relación agua-petróleo o gas-petróleo. Mediante el aislamiento de zonas de petróleo que presentan venida o avance de agua o zonas de gas la relación agua-petróleo o gas-petróleo puede ser mejorada.
- Para abandonar temporalmente una zona productora mientras se prueba y evalúa otra zona en el pozo.
- Para abandonar definitivamente una zona productora donde el agua se ha venido completamente y el corte de producción es 100% agua y se desea producir de otra zona más profunda.
- Para prevenir migración de fluido desde zonas abandonadas (o abandono permanente de zonas no productivas) o pozos.
- Para aislar una zona antes de perforada o fracturada para producción, como protección contra la migración de fluidos dentro o fuera de la zona de producción (bloque presurizado)
- Para sellar zonas ladronas o zonas de baja circulación.
- Para reparar defectos en el casing, cemento puede ser bombeado a través de los huecos de corrosión en el casing.



FIGURA 27. Cementación forzada para reparar casing

Tomado de: Calvert, J. (2012). Primary cementing – Cementing 1

### 3.3. Terminología de la cementación forzada

En virtud de conocer los diferentes métodos usados en un trabajo de cementación forzada, es necesario familiarizarse con los siguientes términos:

- Deshidratación de cemento
- Bombeo en presión y rata de inyección
- Cementación forzada con alta y baja presión
- Bloque de cemento presurizado

La lechada de cemento está compuesta por aditivo y agua. Cuando una lechada alcanza una formación permeable, solo el agua (se filtra) pasará dentro de las grietas o medios porosos de la formación tal como se muestra en la figura.

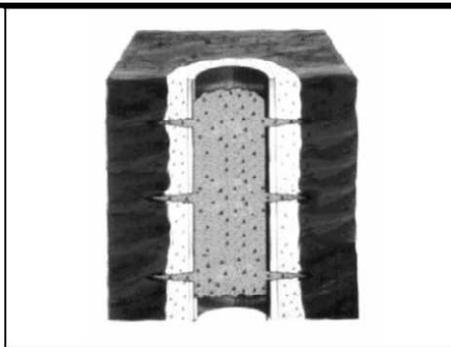


FIGURA 28. Cemento no ingresa en la formación

Tomado de: Calvert, J. (2012). Primary cementing – Cementing 1

**La Deshidratación de Cemento** es el proceso por el cual el cemento forma una costra dura en la cara de la formación.

En trabajos de squeeze, forzar a la formación a fracturarse no es un objetivo. Si la formación es fracturada, esta se romperá. Luego toda la lechada de cemento (no solo el filtrado) será desplazada dentro de la formación. Por lo tanto, debe tomarse mucho cuidado para que la presión de la bomba y la presión ejercida por el peso del fluido no sean lo suficiente para forzar la fractura de la formación. La presión requerida para forzar el filtrado dentro de la formación sin fracturarla es llamada **bomba en presión**.

El volumen por minuto al cual el fluido será bombeado durante el trabajo de squeeze es llamado **rata de inyección**. Tanto la presión como la rata de inyección deben ser establecidas realizando una prueba de inyección en la cual el fluido de control de pozo es bombeado dentro de la formación para determinar a qué rata y presión el fluido será absorbido dentro de la formación.

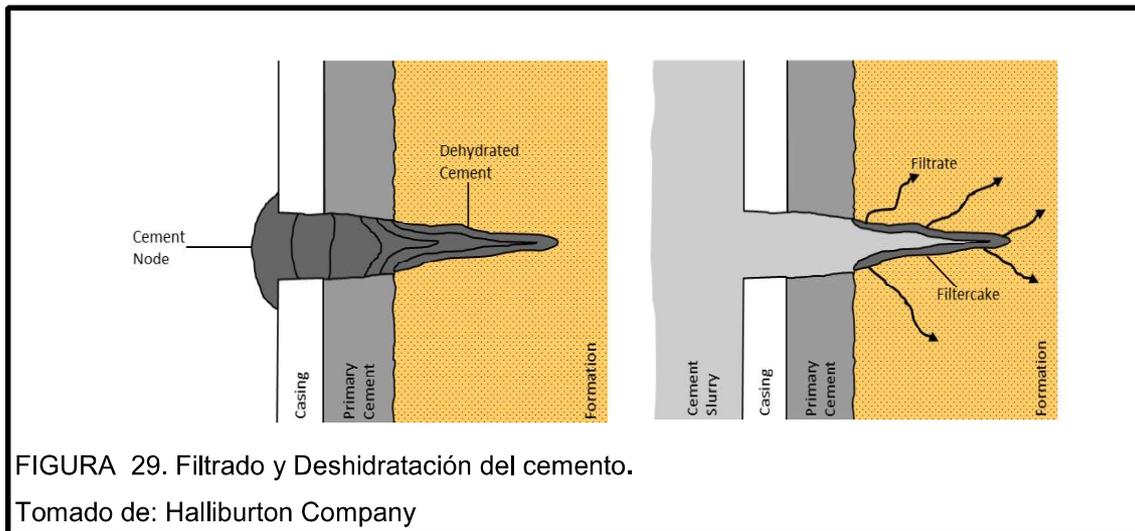


FIGURA 29. Filtrado y Deshidratación del cemento.

Tomado de: Halliburton Company

Durante un **trabajo de cementación forzada a baja presión**, suficiente presión es aplicada para formar una costra filtrada de la deshidratación del cemento en la formación. En otras palabras, el bombeo en presión o la presión necesaria para poner el cemento contra la formación no causará la fractura de la formación.

Sin embargo, si la formación no absorbe el filtrado del bombeo en presión, (porque los perforados están bloqueados o baja permeabilidad de la formación), más presión deberá ser aplicada. Esto resultará en un fracturamiento de la formación donde toda la lechada del cemento llenará las fracturas. Esto es conocido como trabajo de cementación forzada a alta presión.

**Bloque de cemento presurizado**, requiere que las perforaciones estén echas en el intervalo a ser cementado. Luego, el cemento es forzado dentro de este intervalo. Este bloque de cemento presurizado es generalmente usado para aislar zonas productoras para evitar comunicación entre ellas antes de completar el pozo.

**3.4. Métodos y técnicas de cementación forzada** (Erick, N., Dominique, G. 2006, pp. 527-530, 541-542.)

Existen dos tradicionales y fundamentales clasificaciones en base a la presión usada para cementación forzada o squeeze:

- Cementación forzada a baja presión: La presión del fondo del pozo tratado es mantenida bajo la presión de fractura de la formación.
- Cementación forzada a alta presión: La presión del fondo del pozo tratado excede la presión de fractura de la formación.

Para estas dos diferentes clases de cementación forzada existen dos técnicas de colocación básicas usadas:

- Tapón presurizado desde cabeza, sin packer (Bradenhead squeeze)
- Técnica de cementación forzada con herramienta de fondo

Y también existe para cada clase y técnica de cementación dos métodos de bombeo los cuales se detallan a continuación:

- Método de squeeze con bombeo continuo o de corrido (walking squeeze)
- Método de squeeze con bombeo intermitente (hesitation squeeze)

**Cementación forzada a baja presión**

La finalidad de una operación de cementación forzada es llenar las cavidades y los hoyos o huecos interconectados con el filtrado de cemento, con un pequeño “nodo” producido dentro del casing. El volumen de la lechada de cemento es usualmente pequeño, porque ninguna lechada es de hecho bombeada dentro de la formación. El control preciso de la presión de bombeo y la presión hidrostática de la columna de cemento son esenciales porque una excesiva presión podría resultar en una fractura de la formación. En cementación forzada con baja presión, es esencial que las perforaciones y canales estén limpios de lodo y sólidos. Si el pozo ha estado produciendo, es posible que esté libre de obstrucciones; sin embargo, para pozos nuevamente completados,

puede ser necesario limpiar las perforaciones antes de realizar un trabajo de squeeze.

Un apropiado diseño de la lechada dejará sólo un pequeño nudo de cemento de costra filtrada dentro del casing. Un inapropiado sistema diseñado que cause un excesivo desarrollo de filtrado de la costra de cemento puede conducir a completar puenteo dentro del casing, pérdida de transmisión de presión para la formación, e insuficiente contacto de la costra de filtrado con la formación.

De acuerdo a las experiencias de este tipo de trabajos y el punto de vista de algunos autores, se dice que una cementación forzada con una presión menor a la de la formación debería ser corrida y puesta en marcha siempre que sea posible ya que con esta técnica se ha obtenido las más altas probabilidades de éxito.

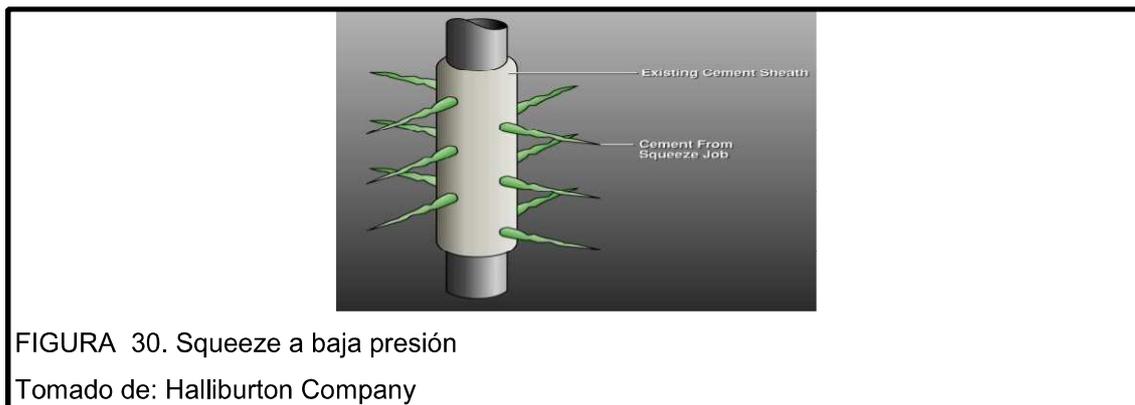


FIGURA 30. Squeeze a baja presión

Tomado de: Halliburton Company

### **Cementación forzada a alta presión**

En algunos casos, una baja presión usada para la cementación forzada dentro de las perforaciones resulta insuficiente para cumplir con el objetivo fundamental. Los canales detrás del casing pueden no estar directamente conectados con las perforaciones. Pequeñas fisuras o micro anulares que pueden permitir flujo de gas no permiten el paso de la lechada de cemento.

Tales canales deberán ser alargados para aceptar fluidos viscosos arrastrando fluido. También, muchos trabajos a baja presión no pueden remover fluidos

tapones o suciedad a delante de la lechada de cemento o dentro de las perforaciones.

La colocación de la lechada de cemento detrás del casing es cumplida mediante fractura de la formación. Fluidos delante de la lechada de cemento son desplazados en las fracturas, permitiendo que la lechada llene los espacios deseados. Además la aplicación de presión frente a la pared de la formación, dejará todos los canales llenos de costra de cemento.

Sin embargo, durante una cementación forzada a alta presión, la dirección y orientación de la fractura no puede ser controlada. Las rocas sedimentarias normalmente tienen baja fuerzas de tensión y se mantienen unidas gracias a las fuerzas compresivas de las formaciones que se encuentran sobre éstas.

Estas fueras de cohesión actúan en todas las direcciones para mantener la roca compacta pero no tiene la misma magnitud en todas las direcciones. Cuando una presión hidrostática suficiente es aplicada contra una formación, la roca se fractura a lo largo del plano perpendicular del menor stress principal.

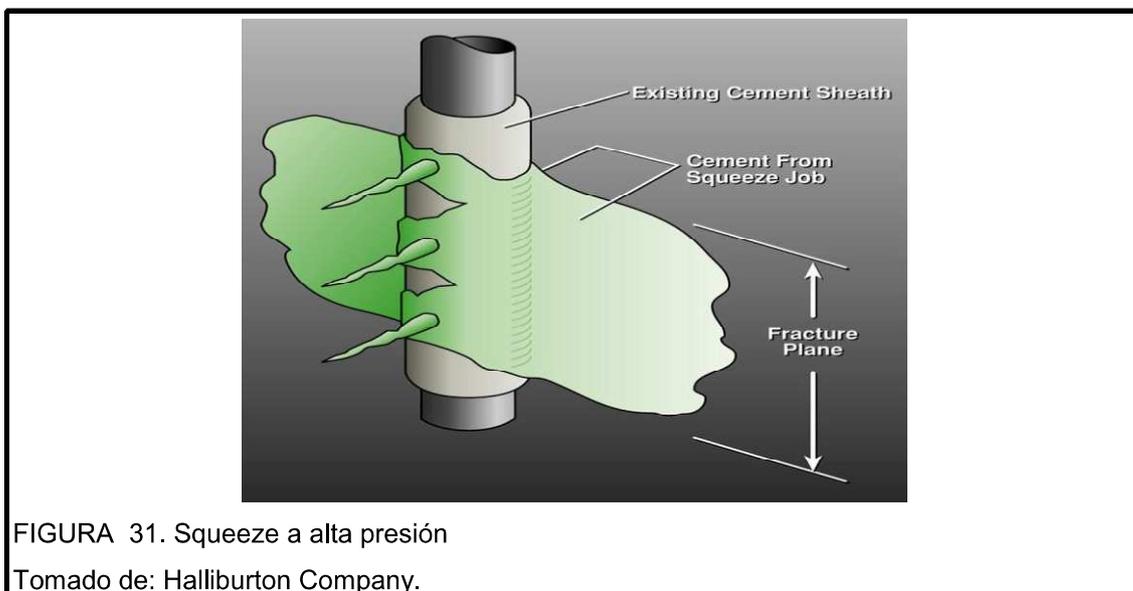
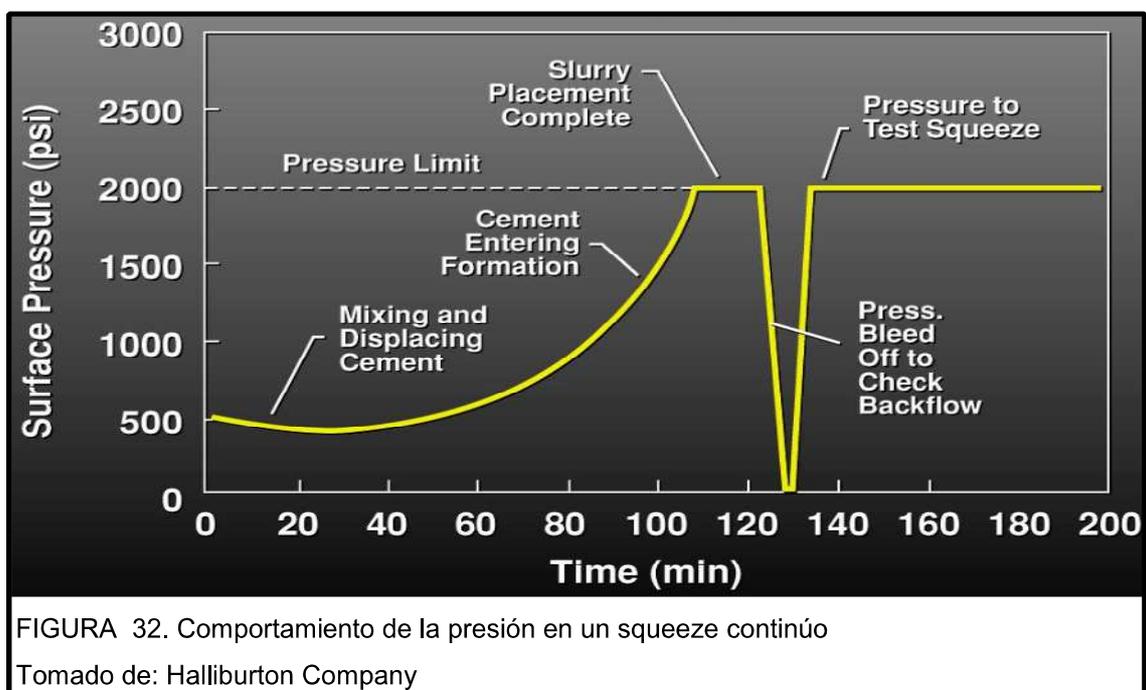


FIGURA 31. Squeeze a alta presión

Tomado de: Halliburton Company.

### Método de squeeze con bombeo continuo o de corrido (walking squeeze)

Durante un procedimiento de squeeze con bombeo continuo, la lechada de cemento es bombeada continuamente hasta una deseada presión de squeeze, la cual puede ser mayor o menor a la presión de fractura. La presión es monitoreada después de parar el bombeo. Si la presión cae debido a filtración adicional para la interface cemento/formación, más lechada es bombeada para mantener la presión final de squeeze. Esto continúa hasta que el pozo mantiene la presión del squeeze por algunos minutos sin una inyección adicional de lechada de cemento. El volumen de la lechada inyectada es normalmente grande. Rike and Rike (1981) reportaron que el rango de volúmenes usados comúnmente fluctúan entre 10 a 100 barriles. Una técnica modificada del squeeze continuo, usando bombas que pueden entregar varios barriles de lechada a ratas tan bajas como 0.06 bls/min para evitar fracturas de formación, han sido usadas satisfactoriamente para sellar espacios micro anulares estrechos.



### Método de squeeze con bombeo intermitente (hesitation squeeze)

Durante un trabajo de cementación forzada, la rata de bombeo a la cual el filtrado de cemento entra a la formación es más baja que la mínima rata de bombeo del mayor equipo de campo. Por lo tanto, mantener una constante diferencial de presión es casi imposible, especialmente cuando se trata de mantener la presión de bombeo menor a la presión de fractura.

Una solución para este problema es el método de bombeo intermitente. Este procedimiento incurre la aplicación intermitente de presión, por el bombeo a una rata de  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  bbl/min, separadas por un intervalo de 10 a 20 minutos para caídas de presión causadas por la pérdida de filtrado en la formación. La pérdida inicial de fluido normalmente es rápida porque no hay filtrado de costra. Como la costra crece y la aplicación de presión se incrementa, los períodos de filtración vienen a ser largos y las diferencias entre la presión inicial y final vienen a ser menores. Al finalizar el trabajo la presión cae siendo insignificante. El volumen de la lechada necesario para esta técnica es usualmente mucho menos que los requerimientos del running squeeze o cementación continua.

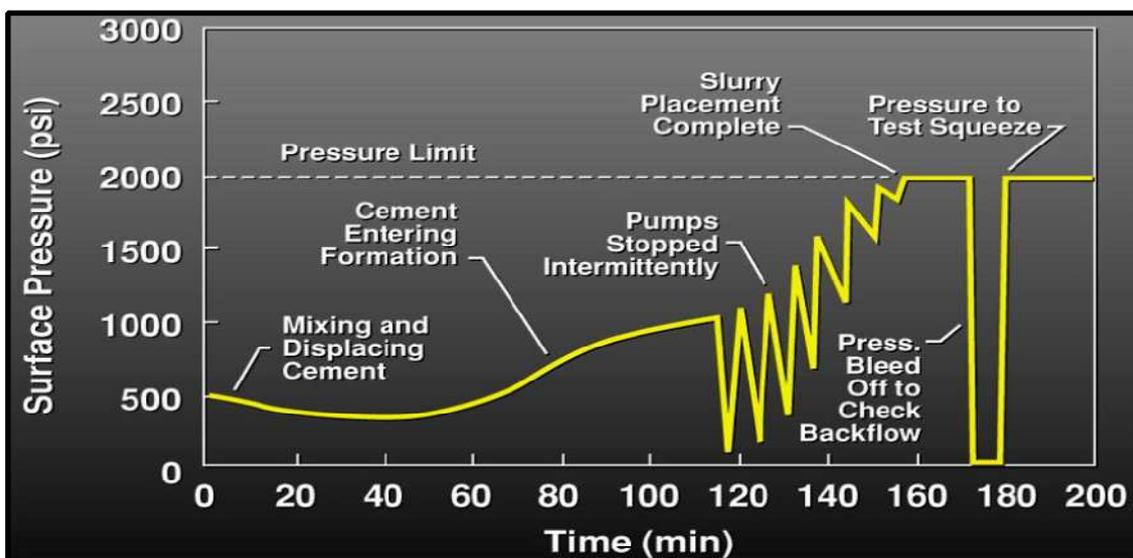


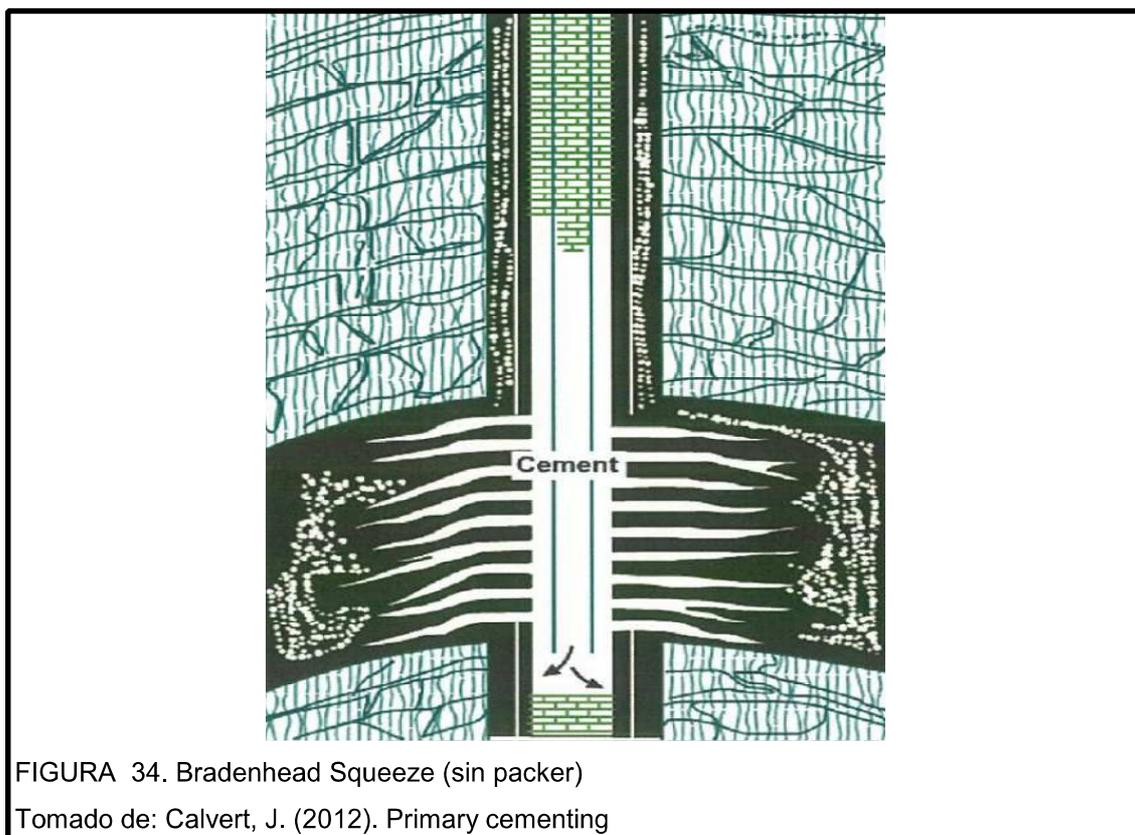
FIGURA 33. Comportamiento de la presión en un squeeze intermitente

Tomado de: Halliburton Company

### Tapón presurizado desde cabeza, sin packer (Bradenhead squeeze)

Esta técnica es un procedimiento de cementación forzada a baja presión practicada cuando no hay dudas concernientes a la habilidad del casing para soportar la presión de squeeze. No se usan herramientas especiales, aunque un tapón puente (CIBP) o bridge plug puede ser usado para asilar otras perforaciones abiertas más profundas.

La tubería es corrida punta libre a la profundidad de la formación a ser cementada. Las esclusas o rams del BOP (Blowout preventer) preventor de reventones, son cerradas sobre la tubería y una prueba de inyección es realizada. La lechada de cemento es espoteada en frente de las perforaciones de la formación. Una vez que el cemento está colocado, la tubería es sacada a una profundidad sobre el tope de cemento bombeado, el BOP está cerrado, y se aplica presión a través de la tubería por medio de fluido de completación o workover.



## **Técnica de cementación forzada con herramienta de fondo**

Esta técnica se la puede dividir en dos partes:

- Squeeze con packer recuperable.
- Squeeze con retenedor de cemento perforable.

El objetivo principal es usar herramientas de squeeze para aislar el casing y cabezal mientras se trabaja y aplica alta presión en el fondo.

### **Squeeze con packer recuperable**

Los packers u obturadores recuperables con diferentes características de diseño son usados en este tipo de trabajos. Estos packers pueden ser asentados ya sea por compresión o por tensión; estos tienen un by-pass que permite la circulación de fluidos mientras son corridos en el pozo y después de que el packer es asentado. Esta característica permite la limpieza de las herramientas después del trabajo de cementación forzada y reversar el exceso de lechada sin excesiva presión. El by-pass previene además el efecto pistón o swab mientras el packer es corrido o sacado del pozo.

La principal ventaja del packer recuperable sobre el uso del retenedor de cemento perforable es la habilidad que tiene para asentarse y desasentarse varias veces, permitiendo mayor flexibilidad de uso.

### **Squeeze con retenedor de cemento perforable**

Los retenedores de cemento son packers perforables que presentan una válvula que es operada por el stinger (aguijón de inyección) que va conectado al final en la sarta de trabajo o tubería. El retenedor de cemento es usado para prevenir retorno de flujo cuando no es esperada una deshidratación de cemento o cuando un alto diferencial de presión negativa pueda perturbar la costra de cemento. En ciertas situaciones, usar un packer recuperable es riesgoso por posible comunicación potencial con perforaciones superiores. Cuando se cementa múltiples zonas, el retenedor de cemento aísla las

perforaciones inferiores y subsecuentemente el trabajo de squeeze en una zona puede ser desarrollado sin esperar por el asentamiento o colocación de la lechada de cemento.

Un retenedor de cemento proporciona al operador más confianza al momento de asentar y cerrar las perforaciones. Otra ventaja es que volúmenes pequeños de fluido debajo del retenedor de cemento es desplazado a través de las perforaciones delante de la lechada de cemento.

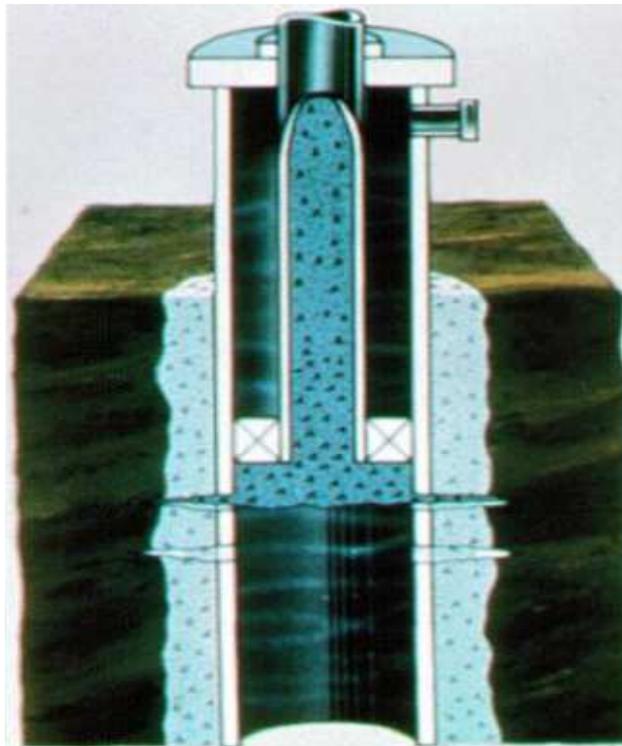


FIGURA 35. Squeeze con herramienta de fondo (Packer o Retenedor de cemento)  
Tomado de: Halliburton Company

## Selección de lechada de cemento

Las propiedades de la lechada de cemento para squeeze deben adaptarse a las características de la formación y las técnicas de squeeze. Las propiedades de la lechada son importantes en tres aspectos:

- Permitir la colocación desde superficie al fondo.
- Permitir la colocación de fluido detrás del casing o en las perforaciones
- Obtener las propiedades deseadas del material determinado.

Varis tipos de lechada han sido usados para cementación remedial, desde el sistema de cemento estándar Portland hasta sistemas sofisticados adaptados de la ingeniería civil. Esto es generalmente concuerda con que el la lechada de cemento del squeeze debería diseñarse para tener los siguientes atributos:

- Baja viscosidad para permitir que la lechada penetre pequeños canales.
- Baja resistencia de gel durante la colocación de cemento, porque un sistema gélido restringe el movimiento de la lechada a causa de incrementos de presión en superficie difíciles de interpretar.
- Apropiado tamaño de partícula de cemento.
- Apropiado control de pérdida de fluido, para asegurar llenado óptimo de las grietas o perforaciones.
- Adecuado tiempo de espesamiento, para cumplir con el trabajo previsto de forma segura.

El tamaño de una abertura a través de la cual la lechada puede fluir es una función directa del tamaño de las partículas. Para formaciones no consolidadas, se tiene una guía general:

- Para empaque de arena, el tamaño del poro es usualmente estimado para  $1/4$  del tamaño del grano de arena. La permeabilidad del empaque de arena es proporcional al cuadrado del tamaño del poro.
- Partículas pueden fluir a través de los poros sin puenteo si ellos son más pequeños que alrededor de  $1/5$  del tamaño del poro.

Con esta guía se puede estimar el mayor tamaño de partícula permitido versus la permeabilidad del medio poroso.

Tabla 11. Guía de selección de Fluido de acuerdo con el tamaño de la partícula

<b>Guía de selección de Fluido de acuerdo con el tamaño de la partícula</b>					
<b>Tamaño del grano</b>		<b>Propiedades del grano</b>		<b>Posible material sellante</b>	
Número de Mesh	µm	Permeabilidad (D)	Tamaño de Poro (µm)	Tamaño máximo de partícula (µm)	Tipo de Fluido
10	2000	234	500	100	Clase "G"
60	250	4	62	13	Microcemento
120	125	1	31	7	Tratamiento libre de sólidos

Adaptado de: Erick, N., Dominique, G. (2006). Well Cementing

Normalmente la lechada de cemento es seleccionada en el momento mismo en el cual se realiza la prueba de inyección contra la formación, donde a través de la rata de inyección y presión es determinada la admisión de la formación y definido el tratamiento con cemento, por lo tanto:

Tabla 12. Selección de cemento de acuerdo a la admisión

<b>Característica</b>	<b>Presión (psi)</b>	<b>Admisión (BPM)</b>	<b>Tipo de Cemento Considerado</b>
<b>Rata Baja con Alta Presión</b>	Máxima Permitida	1 BPM	Cemento Microfino seguido de Cemento Convencional
<b>Rata Media con Alta Presión</b>	Máxima Permitida	1 - 3 BPM	Cemento Convencional
<b>Rata Alta con Baja Presión</b>	Menor que la Máxima Permitida	> 3 BPM	Cemento Convencional + Sistema Flo-Check
<b>Admisión Nula</b>	Máxima Permitida	0 BPM	Considerar Colocar Tapón de Cemento Presurizado Balanceado frente a los perforados

Adaptado de: Cementing Program by Halliburton Company

Es importante mencionar que la alta presión manejada en estos trabajos es menor que la presión de fractura de la formación, por lo que la alta presión que se menciona es la máxima que puede soportar la formación y está diseñada para no sobrepasar el 80% del punto de estallido del casing de 7".

Una vez discutido y analizado los resultados de la prueba de admisión y de acuerdo a los fluidos y volúmenes usados se realizan el trabajo de cementación. Los volúmenes típicos usados se detallan enseguida:

Tabla 13. Admisión y Volúmenes de Cemento

<b>Rata Inyección</b>	<b>Rango de Presión de Inyección</b>	<b>Volumen Estimado de Cemento</b>
<b>[bbl/min]</b>	<b>[psi]</b>	<b>[bbl]</b>
1 a 3	1,000 - 2,000	8 a 14
1 a 3	< 1,000	10 a 18
3 a 5	1,000 - 2,000	12 a 20
3 a 5	< 1,000	15 a 25
> 5	1,000 - 2,000	20 a 25
> 5	< 1,000	25 a 35

Adaptado de: Cementing Program by Halliburton Company

Una secuencia detallada de los fluidos bombeados durante un trabajo de cementación forzada se ilustra a continuación:

Tabla 14. Secuencia de detalle de bombeo

<b>Fluido</b>	<b>Tipo de Fluido</b>	<b>Nombre del Fluido</b>	<b>Densidad de Superficie lbm/gal</b>	<b>Rata Promedio Estimada bbl/min</b>	<b>Volumen a Bombeado</b>
1	Lavador (Flush)	Mud Flush III	8.4	5.0	5 bbls
2	Cemento	SqueezeCem**	15.8	5.0	+/- 12 - 15 bbl
3	Lavador (Flush)	Mud Flush III	8.4	5.0	5 bbls
4	Fluido de completación (Brine)	Brine	8.4	5.0	Calculado en campo

Tomado de: Cementing Program by Halliburton Company

### **Evaluación del trabajo de cementación forzada o squeeze (Schlumberger Company)**

Luego de esperar por el fraguado del cemento, este debe ser probado y evaluado. La prueba de aislamiento se la puede llevar a cabo de dos formas diferentes, ya sea realizando pruebas con presión positiva y negativa, y otra por medio de la toma de registros.

#### **Prueba de Presión:**

- La prueba de presión positiva puede ser realizada cerrando el BOP y presurizando el casing, sin exceder el gradiente de fractura de la formación, se lo realiza manteniendo la presión al menos por 10 minutos y ésta no debería caer.
- Una prueba de presión negativa también conocida como prueba de influjo está relacionada con la reducción de la presión hidrostática dentro del casing. Se somete al pozo a una reducción de presión y es sudada para determinar qué tan eficientemente los tapones de cemento en las perforaciones previenen el ingreso de fluidos desde la formación.

#### **Toma de Registros:**

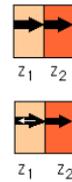
Otra forma de identificar la calidad del cemento o para este caso una cementación forzada es realizando la toma de registros eléctricos. Existen algunos tipos de registros provistos por varias compañías; los principales y más usados tanto en Andes Petroleum como PetrOriental son el SBT (Sonic Bond Tool) de Baker o el USI (Ultra Sonic Imager) de Schlumberger. Como su nombre lo indica, en ambos casos es registro sónico que, por medio de emisión ondas de acústicas, permite evaluar no solo la calidad del cemento sino además el estado del casing.

Normalmente estos registros son corridos con otros registros complementarios como VDL (Variable Density Log) - CBL (Cement Bond Log) y aparte GR, este

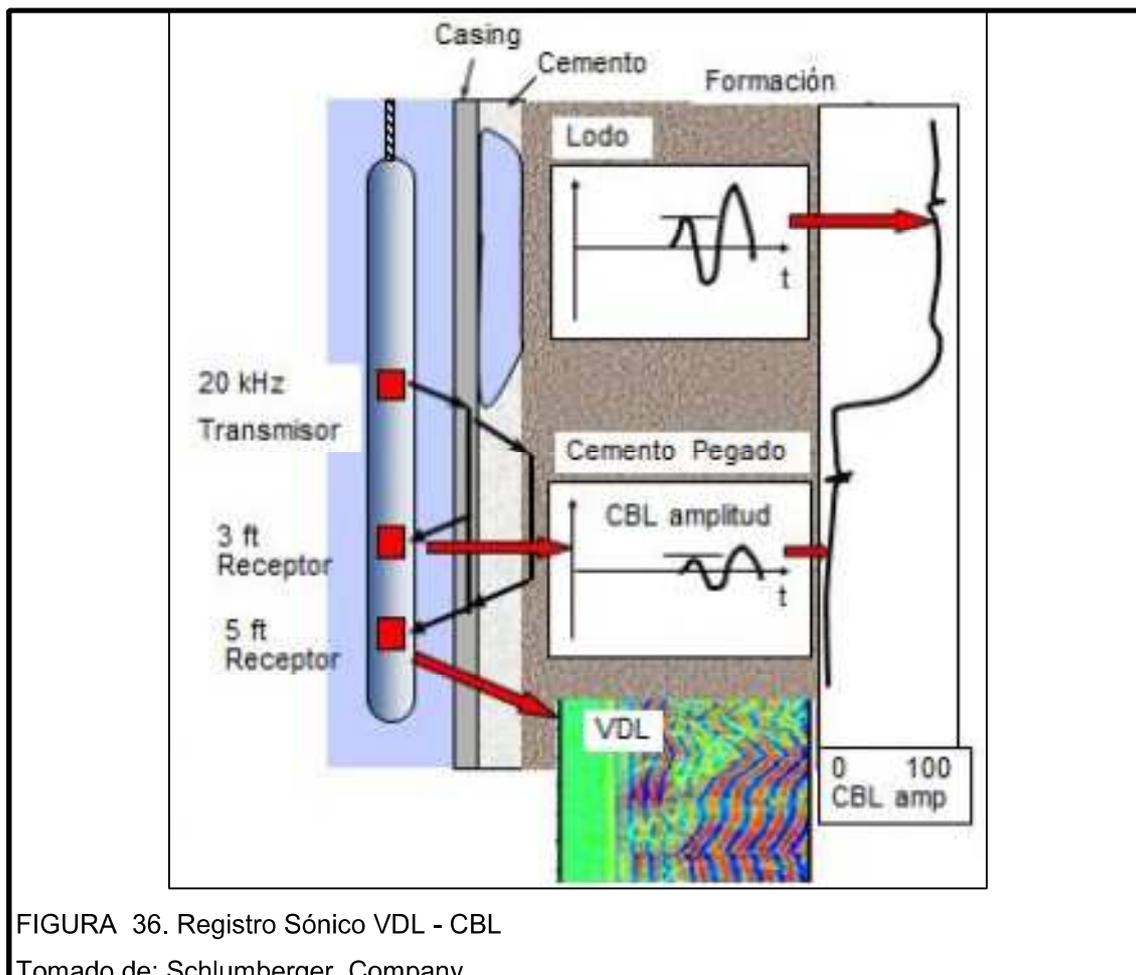
último llamado Gamma Ray o Rayos Gamma indica la presencia de arcilla y una desviación en su tendencia indica la presencia de arena.

Todas las herramientas acústicas responden a la impedancia acústica (dureza acústica)  $Z$  que no es más que la habilidad de un material para transmitir energía sónica.

- $Z = \text{densidad} \times \text{velocidad acústica}$
- $Z$  está dada en MRayl ( $10^6 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{s}^{-1}$ )
- $Z_1/Z_2 = \text{Índice proporcional a la energía refleja}$
- Medición directa => Tipo de material



### Características Registro Sónico VDL – CBL



El Registro CBL mide la atenuación de una onda sónica compresional propagada.

Para la interpretación del USI se necesita:

- Impedancia estimada cemento --> amplitud para 100% adhesión:  $E_{100\%}$
- Amplitud tubería libre:  $E_{Free}$
- Amplitud Medida:  $E_{Meas}$

Bond index (Indice Adhesión):

$$BI = \frac{\log_{10} (E_{meas}/E_{free})}{\log_{10} (E_{100\%}/E_{free})}$$

Convencionalmente el BI de acuerdo a sus rangos presenta:

- $80\% < BI < 100\%$ : Buen cemento
- $80\% > BI$ : Hay que verificar qué ocurrió con la cementación o si definitivamente hay mal cemento.

### **Características del Ultra Sonic Imager (USI)**

- Herramienta Ultrasónica que opera entre 200 y 700 kHz.
- Cobertura total azimutal a 1.2 in. (30 mm) resolución usando un transductor rotante
- Realiza Mediciones simultáneas:
  - Evaluación de Cemento
  - Corrosión y desgaste

## Parámetros para el USI

Impedancia del lodo dentro del revestimiento: Zmud:

Desde FPM (después del Q-check contra un valor teórico). Un cambio de 0.1 MRayl en Zmud (lodo) cambia Zcem (cemento) en ~ 0.5 MRayl.

Tabla 15. Escala de impedancia de cemento

Tipo de cemento	Densidad (ppg)	Valor Superior de Z (MRayl)
Duro (100% API)	> 13	8
Bentonitic ligero	14 < density < 11.5	5
Bentonitic muy ligero	< 11.5	4
LiteCRETE	14 < density < 11.6	6
LiteCRETE	< 11.5	5

Adaptado de: Schlumberger Company

Límites de ZTCM para Líquidos/sólidos, aprox. 0.5 MRayl sobre la impedancia del lodo en el anular, valores típicos:

Tabla 16, Límites de ZTCM para líquidos/ sólidos

Densidad de lechada (ppg)	ZTCM (MRayl)
<12.5	-
12.5	2.1
16	2.6
19	3.1

Adaptado de: Schlumberger Company

El USI distingue entre sólido, líquido y gas/microanillo seco usando topes de impedancia acústica:

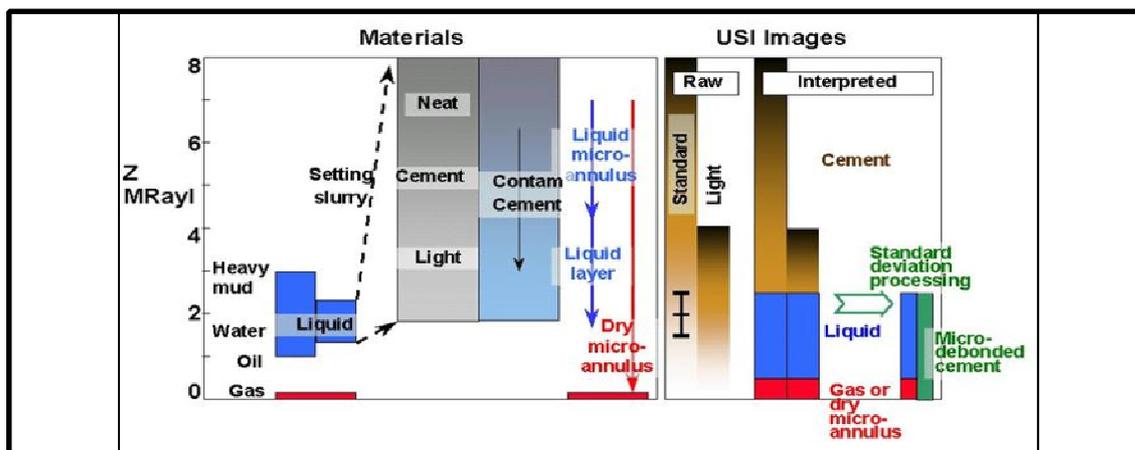


FIGURA 37. USI interpretación

Tomado de: Schlumberger Company

Interpretación de imágenes USI:

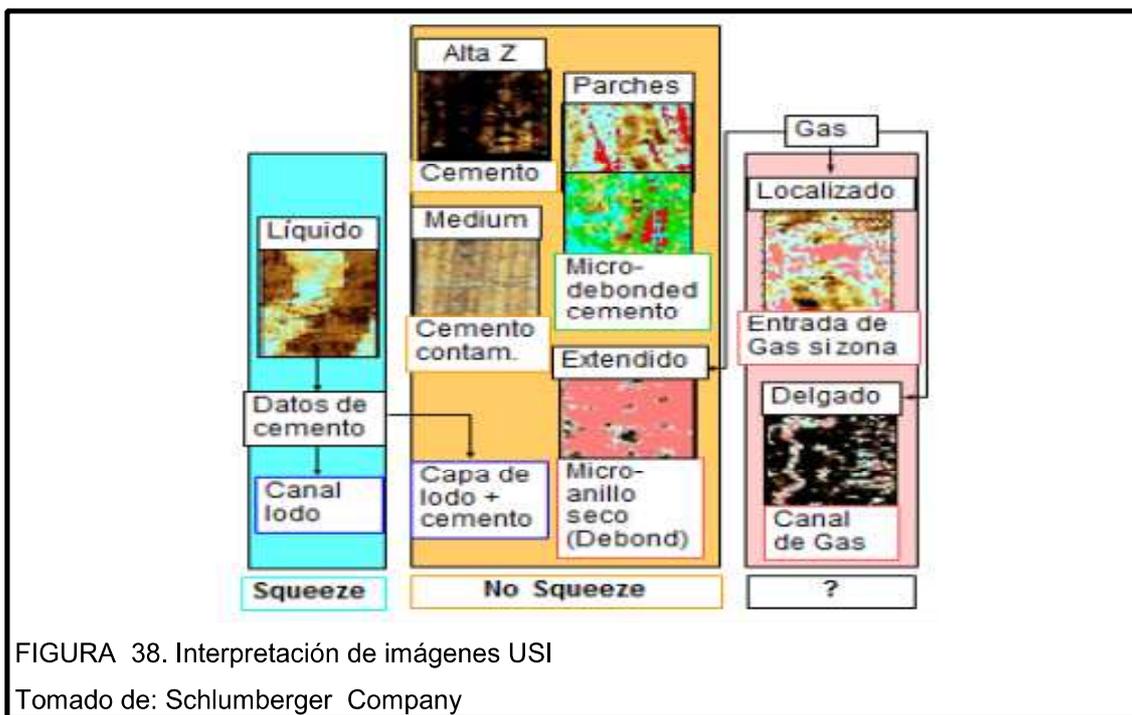


FIGURA 38. Interpretación de imágenes USI

Tomado de: Schlumberger Company

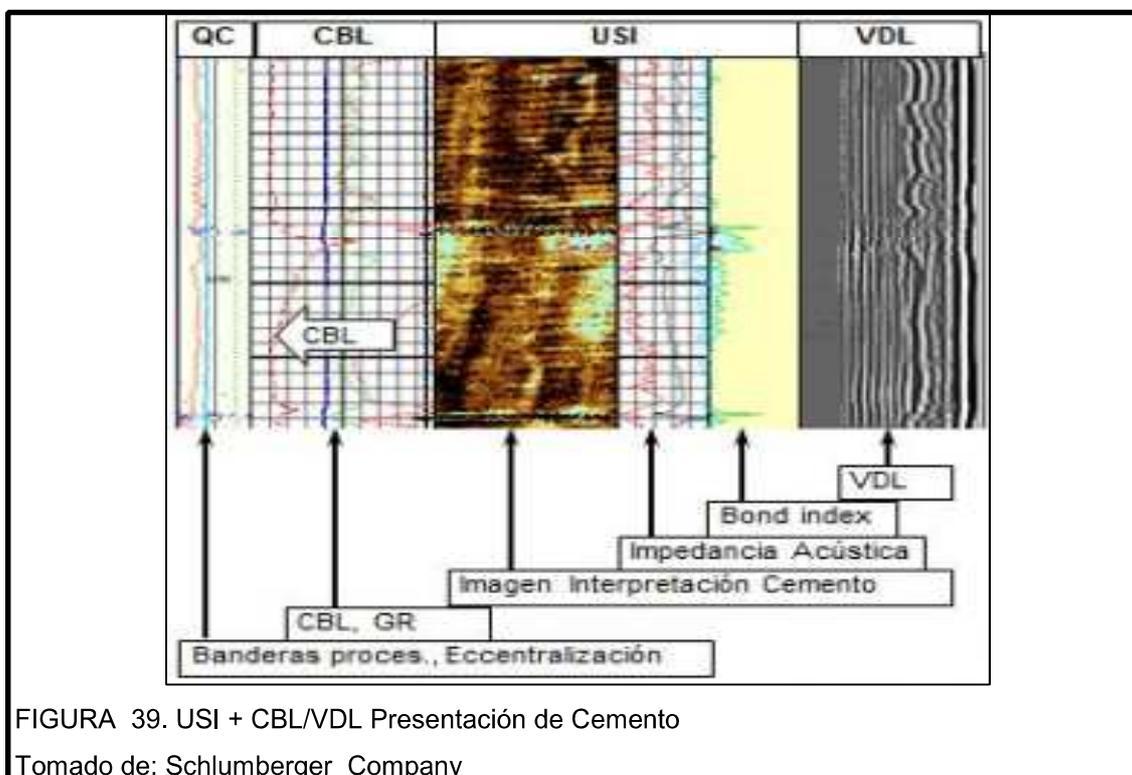


FIGURA 39. USI + CBL/VDL Presentación de Cemento

Tomado de: Schlumberger Company

Presentación de un registro con mal cemento y otro luego del squeeze o cementación forzada:

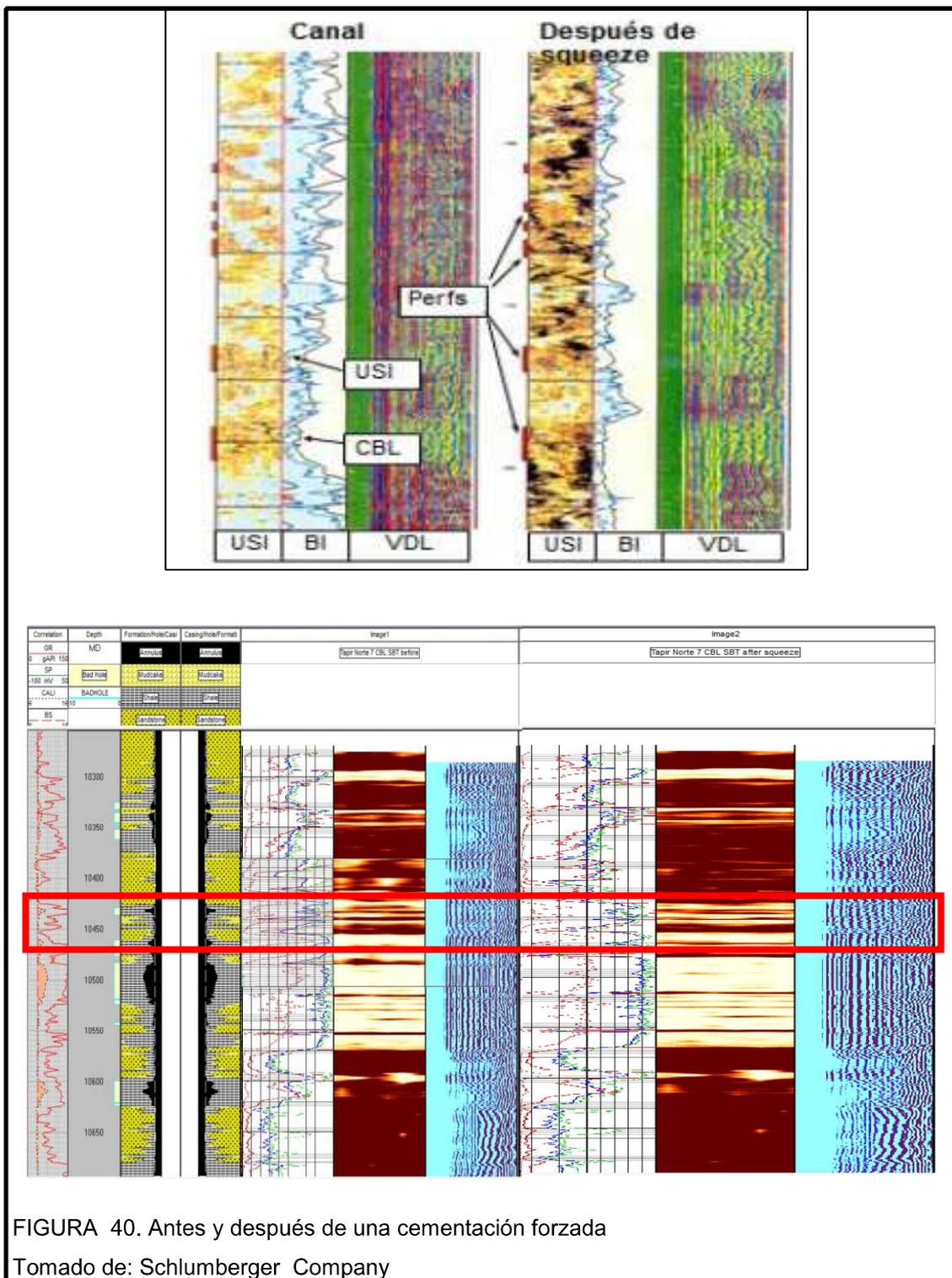


FIGURA 40. Antes y después de una cementación forzada

Tomado de: Schlumberger Company

### 3.5. Equipos de cementación (Erick, N., Dominique, G. 2006, pp. 517)

Todas las herramientas usadas en los trabajos de cementación forzada se los baja dentro del pozo para lograr una efectiva operación de trabajos correctivos. Alguna de estas herramientas se las usa también para aislar zonas mecánicamente y realizar trabajos de prueba.

Estas herramientas pueden ser bajadas mediante cable eléctrico o con tubería para realizar asentamientos mecánicos e hidráulicos.

#### Empacadura recuperable

La empacadura recuperable conocida como RBP (Retriable Bridge Plug) normalmente es corrida con otra empacadura sobre ella, conocido como Retriable-Matic. Para tal efecto se asienta el RBP bajo la zona de interés a ser probada y se levanta y asienta el R-Matic sobre los perforados dejando una cámara entre ellos para realizar la inyección de fluidos respectiva.

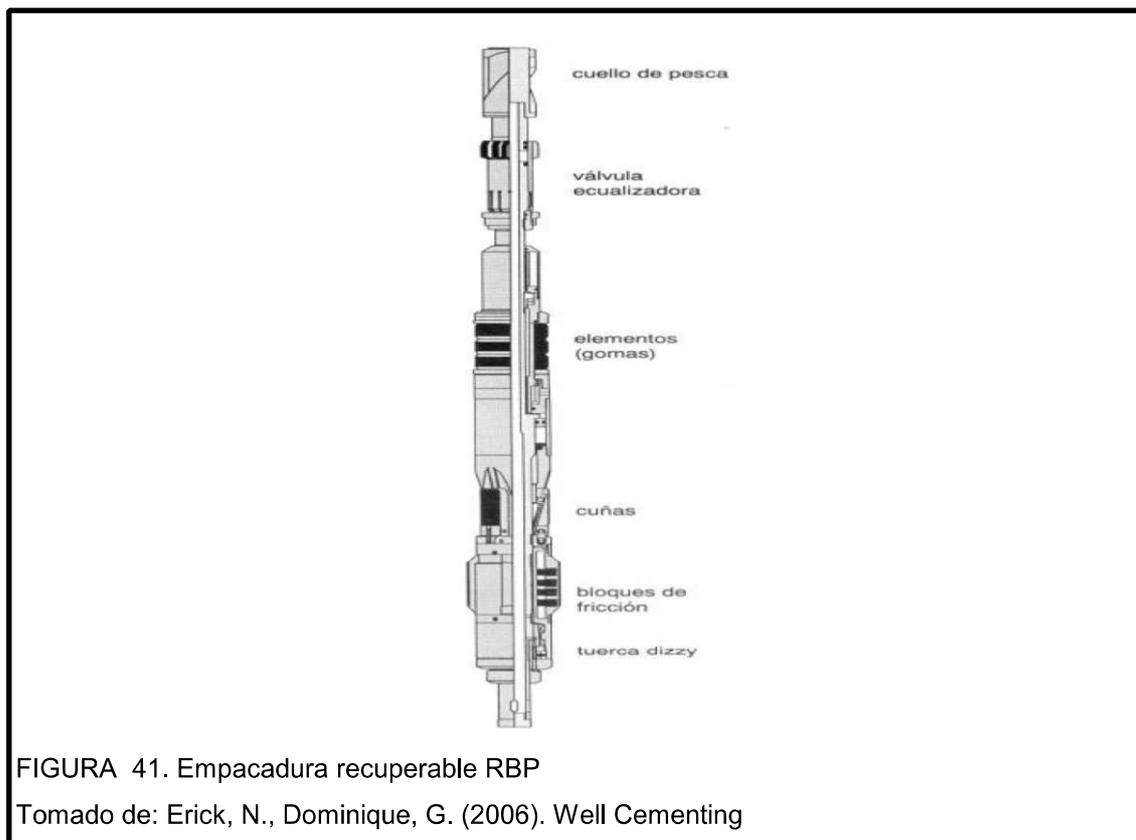


FIGURA 41. Empacadura recuperable RBP

Tomado de: Erick, N., Dominique, G. (2006). Well Cementing

### **Empacadura Retriable Matic**

El R-Matic tiene un agarre hidráulico tipo slip - bowl y una válvula by – pass incorporada. Esta herramienta puede ser corrida sola o en combinación con el RBP para tratar la zona de interés.

Este packer es asentado sobre las zonas de interés y se puede iniciar con los trabajos de cementación forzada aplicando los diferentes métodos.

### **Tapón puente de hierro fundido (CIBP)**

El Cast Iron Bridge Plug por sus siglas en inglés (CIBP) o tapón puente de hierro fundido perforable, puede ser bajado con cable o con tubería y es asentado bajo la zona de interés y provee sello de formaciones que pueden estar abiertas a mayor profundidad. El CIBP trabaja directamente con el Retenedor de Cemento (CR) ya que este es corrido luego para generar la cámara de inyección.

Una vez concluido el trabajo de cementación formada, el CIBP y CR son molidos o perforados ya sea con junk mil con broca.

El CIBP puede ser usado para aislar zonas mecánicamente, proveyendo sello de formaciones más profundas.

### **Retenedor de cemento (CR)**

El retenedor de cemento se lo asienta sobre las perforaciones o zona de interés luego de haber corrido un CIBP previamente creando así una cámara de inyección para el squeeze y/o realizar pruebas de inyección a diferentes presiones y caudales.

Al igual que el CIBP se lo puede asentar con cable o tubería. Una vez asentado el CR se introduce a través de él una herramienta conocida como stinger, que no es más que una herramienta en forma de agujón con una camisa de circulación, que al entrar al CR se abre y permite el flujo de fluidos hacia la cámara de inyección.



FIGURA 42. Retenedor de Cemento

Tomado de: Erick, N., Dominique, G. (2006). Well Cementing

De igual manera como se mencionó, una vez concluido el trabajo de cementación formada, el CIBP y CR son molidos o perforados ya sea con junk mil con broca.

#### **Equipos de superficie** (Halliburton Company 2014)

Una vez corridos los equipos de fondo seleccionados se preparan los equipos y materiales en superficie.

**Camión de Bombeo:** La mezcla de la lechada se la realizará usando el sistema Venturi del camión de bombeo, esto significa que se debe tener preparado el volumen de agua que se va a mezclar, en el **tanque de almacenamiento de agua**, con los **químicos y materiales** según las proporciones que se han usado en el laboratorio. Una vez se tiene preparado la mezcla y los fluidos a ser bombeados, se debe realiza la prueba respectiva de las herramientas y el tapón en el fondo del pozo, así mismo obteniendo la presión y la admisión de la formación de la prueba inyectividad.



FIGURA 43. Equipo de bombeo Elite  
Tomado de: Halliburton Company

**El mezclador:** El RCM (Recirculador y Mezclador de Cemento) se inicia la mezcla del cemento; el cual, proporciona energía a la mezcla, controla densidad de la lechada, y mantiene la lechada en movimiento.

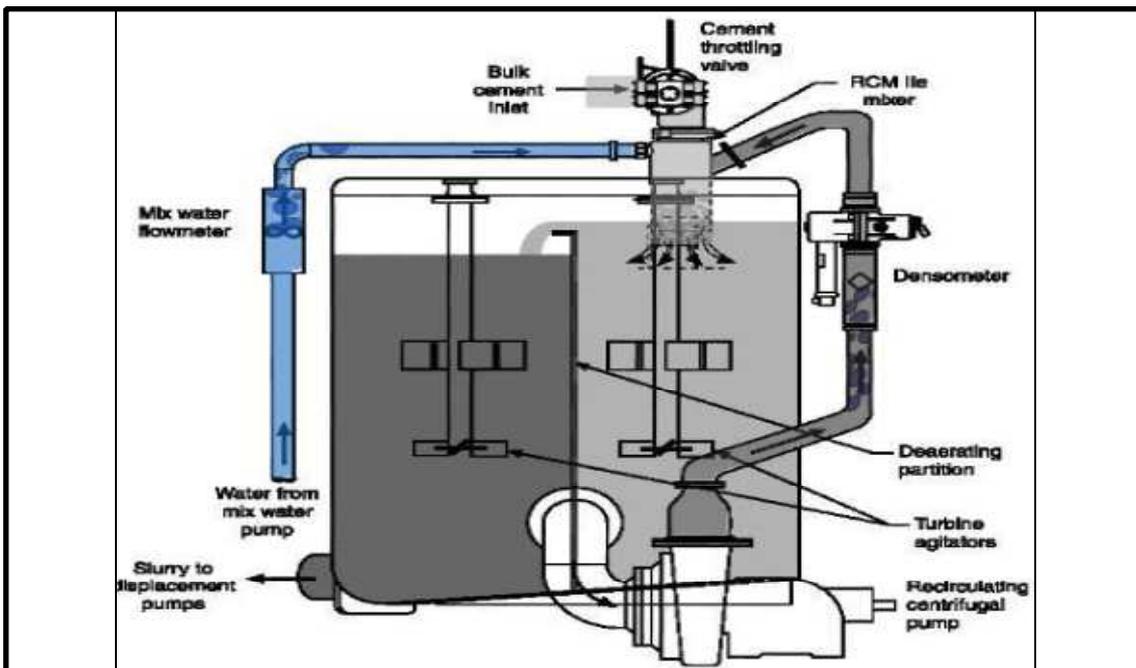


FIGURA 44. Recirculador Mezclador de Cemento (RCM)  
Tomado de: Halliburton Company

Se bombea inicialmente alrededor de 15 bls de agua delante de la lechada de cemento, esto dependiendo de las prueba de inyección, desde los tanques de

desplazamiento del camión bomba o unidad de bombeo, ya que normalmente la capacidad total de los tanques es de 50bls.



FIGURA 45. Batch mixer CMR-100

Tomado de: Halliburton Company

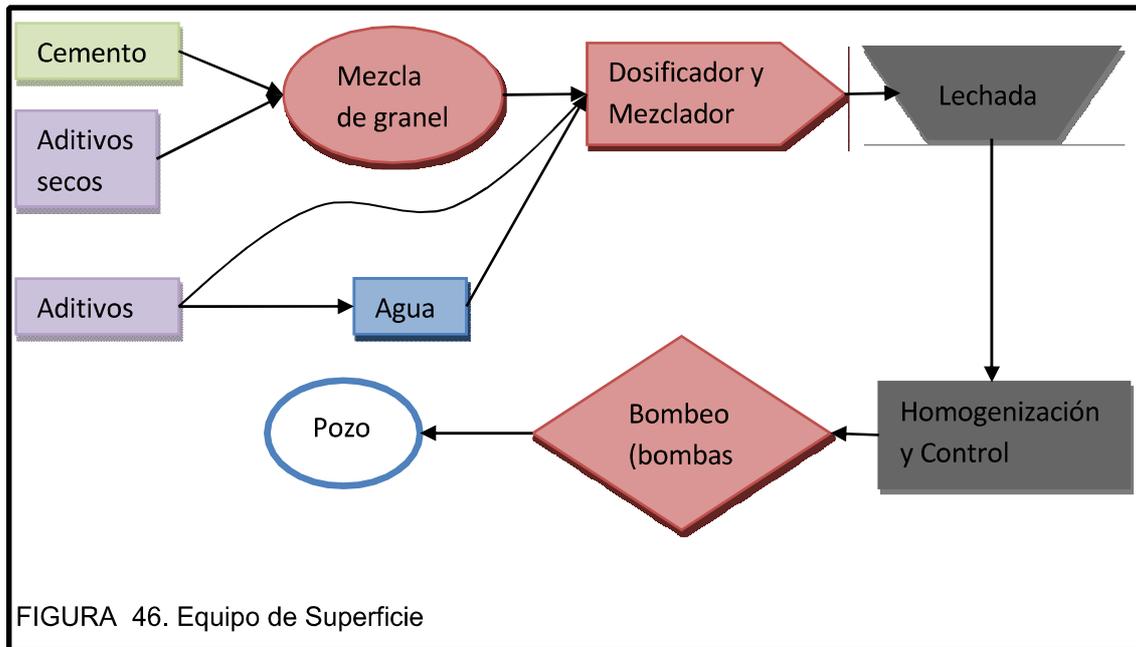
El mezclador de batches posee las siguientes características:

- Motor Caterpillar 3116 de 220 HP @ 2600 rpm.
- Dos tanques de 50 barriles.
- Agitadores por tanque: 1

Al finalizar la bombeada de los 15 bls de agua se inicia la mezcla de la lechada; el agua es succionada desde el tanque de agua con químicos, el primer sistema de bombeo es usado para bombear el agua y succionar el cemento, mientras que el otro sistema es usado para succionar el cemento y bombearlo desde el mezclador, a través de **la línea de 2"** hasta la cabeza del pozo y por el tubing de 3 -1/2" o a través de drill pipe.

El sistema de mezcla funciona con el efecto Venturi que se produce al aumentar la velocidad de un líquido reduciendo la sección de la tubería por la que circula; en este sistema se puede recircular la mezcla hasta conseguir la densidad de mezcla deseada que se la mide en libras por pie.

Al finalizar el bombeo del cemento se bombea agua atrás de la lechada de cemento hasta la posición de squeeze. El desplazamiento se realiza llenando los tanques de desplazamiento con agua de matado y contabilizando el volumen desplazado.



### 3.6. Diseño de la cementación forzada (Cementing 1- Section 8, pp.6-16)

Antes de iniciar un trabajo de squeeze, varios cálculos deben ser realizados. Los tipos de cálculos a realizarse dependen de la naturaleza del trabajo. A continuación se presenta un problema básico de squeeze.

1. Volumen de cemento (bbl).
2. Presión para reversar un barril de lechada de la sarta de trabajo.
3. Mínimo requerimiento de agua.
4. Desplazamiento de Volumen para espotear un barril sobre el packer.
5. Presión para reversar cemento cuando fue espoteado dentro del tubing
6. Presión para reversar cemento de la sarta de trabajo cuando el cemento alcanza el tope de las perforaciones.

7. Presión para reversar cemento de la sarta de trabajo cuando el cemento alcanza el fondo o base de las perforaciones.
8. Presión para reversar fuera a la culminación del trabajo.
9. Cantidad de cemento bombeado a través de las perforaciones.

Parámetros necesarios para los cálculos:

- A** Diámetro del drill pipe o tubing
- B** Profundidad de asentamiento del packer.
- C** Tope de las perforaciones
- D** Fondo o Base de las perforaciones
- E** Diámetro de Casing

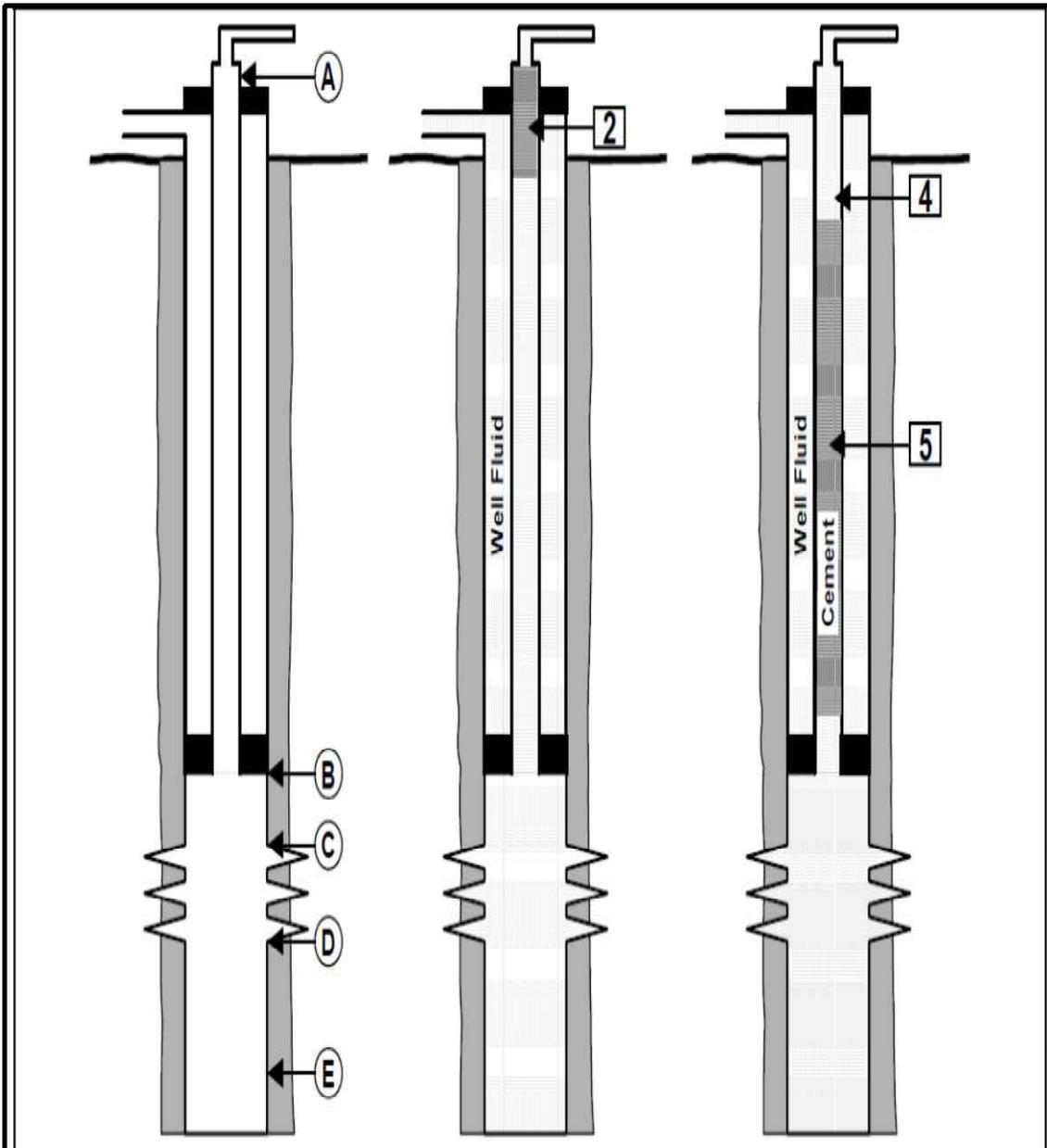


FIGURA 47. Esquema de pozo mostrando cálculos de squeeze y parámetros

Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

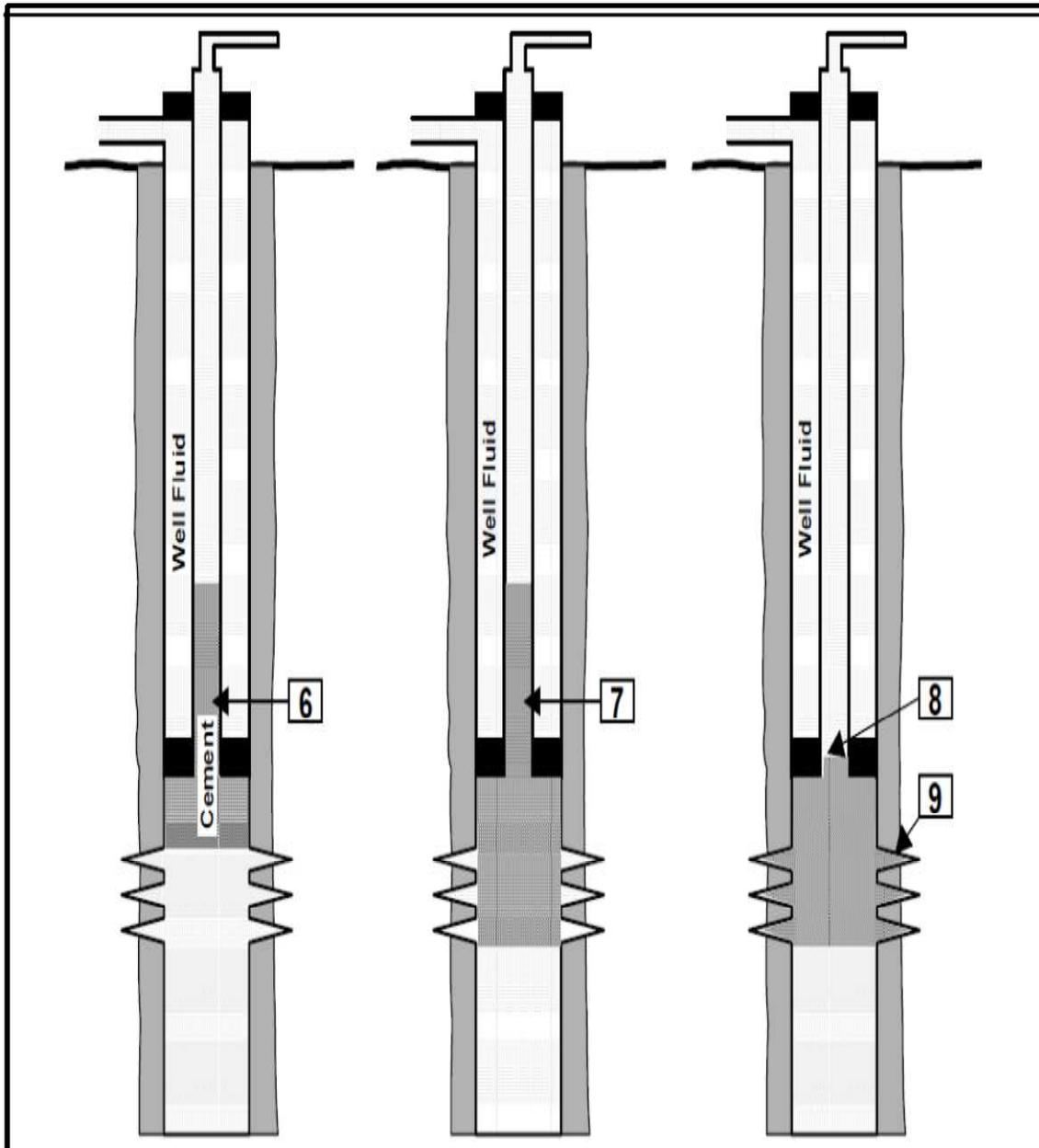


FIGURA 48. Esquema de pozo mostrando cálculos de squeeze y parámetros  
Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

Un problema sencillo para la determinación de los cálculos de un trabajo de squeeze tomado del (Halliburton Company, 2003):

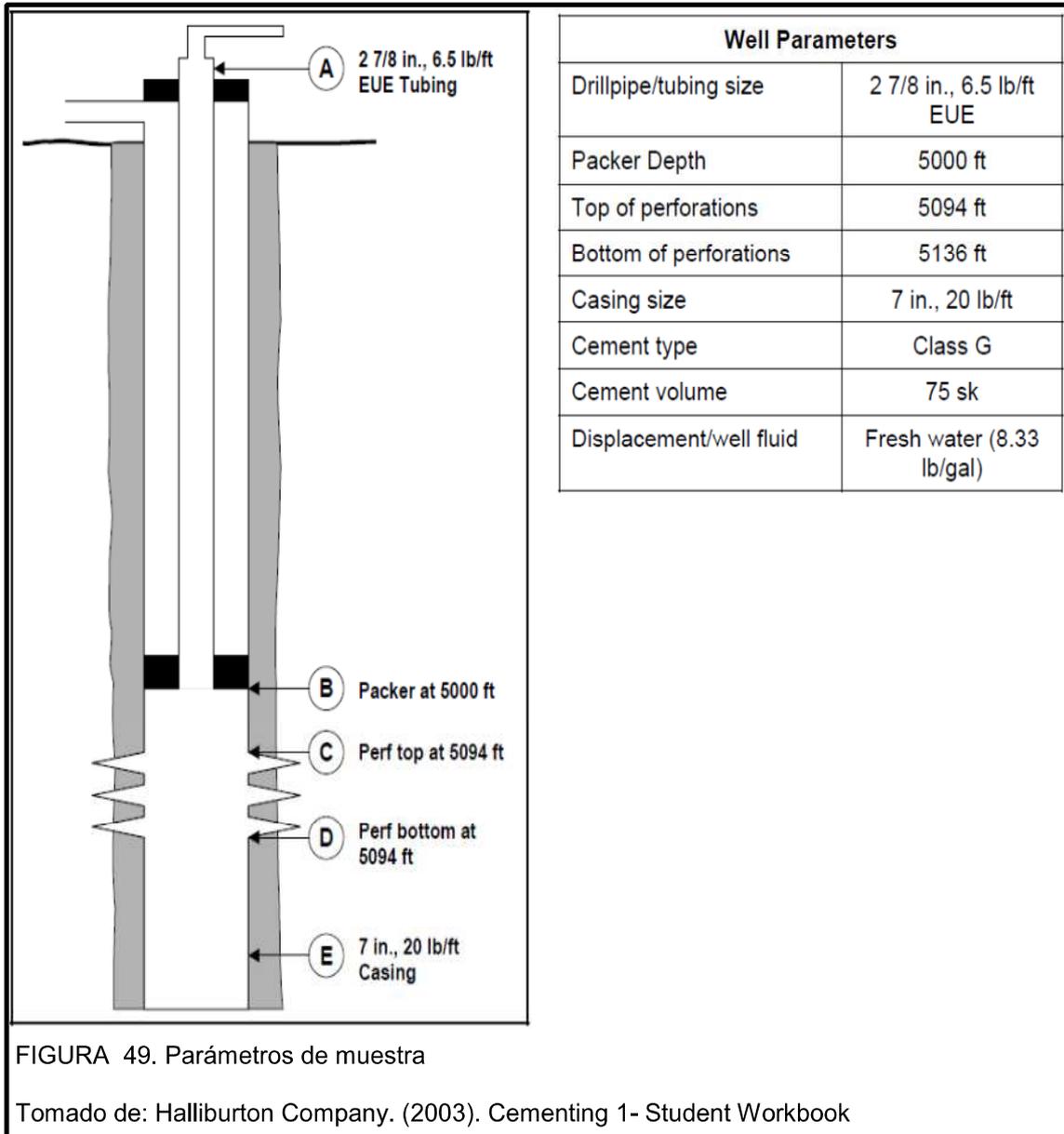


FIGURA 49. Parámetros de muestra

Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

## 1. Volumen de Cemento

Para convertir a volumen de cemento de sacos a barriles, es necesario determinar el rendimiento de la lechada.

Usando la información técnica de la sección del Red Book, se determina el rendimiento de una lechada limpia Clase "G", dando esto un peso de 15.8 lb/gal.

<b>API CLASS G CEMENT SLURRY PROPERTIES</b>					
Per Cent Bentonite	Water Requirement		Slurry Weight		Slurry Volume
	Gal./Sk.	Cu. Ft./Sk.	Lbs./Gal.	Lbs./Cu. Ft.	Cu. Ft./Sk.
0	5.0	0.67	15.8 ←	118	1.15
2	6.3	0.84	14.8	111	1.34
4	7.6	1.02	14.2	106	1.52
6	8.9	1.19	13.6	102	1.71
8	10.2	1.37	13.2	99	1.89
10	11.5	1.54	12.8	96	2.08
12	12.8	1.71	12.6	94	2.26

FIGURA. 50 Parámetros de muestra

Tomado de: Halliburton Red Book

- La tabla de la Figura 50 (extraído de la Section Clase "G" del Red Book) muestra que es 1.15 ft<sup>3</sup>/sk.
- Multiplicando el volumen de cemento en sacos (sk) por el rendimiento de la lechada para determinar el volumen en pies cúbicos (ft<sup>3</sup>).

$$75 \text{ sk} \times 1.15 \text{ ft}^3/\text{sk} = 86.25 \text{ ft}^3$$

- Ahora, para convertir de pies cúbicos a barriles, usamos nuevamente la data técnica del Red Book:

$$86.25 \text{ ft}^3 \times 0.1781 \text{ bbl/ft}^3 = 15.36 \text{ bbl}$$

## 2. Presión para reversar un barril de lechada de la sarta de trabajo.

La siguiente es una forma rápida de calcular la presión requerida para reversar la lechada de la sarta de trabajo. Estos cálculos son basados en la columna igual en altura a un barril de fluido en la sarta de trabajo. (Respuesta en psi / bbl.)

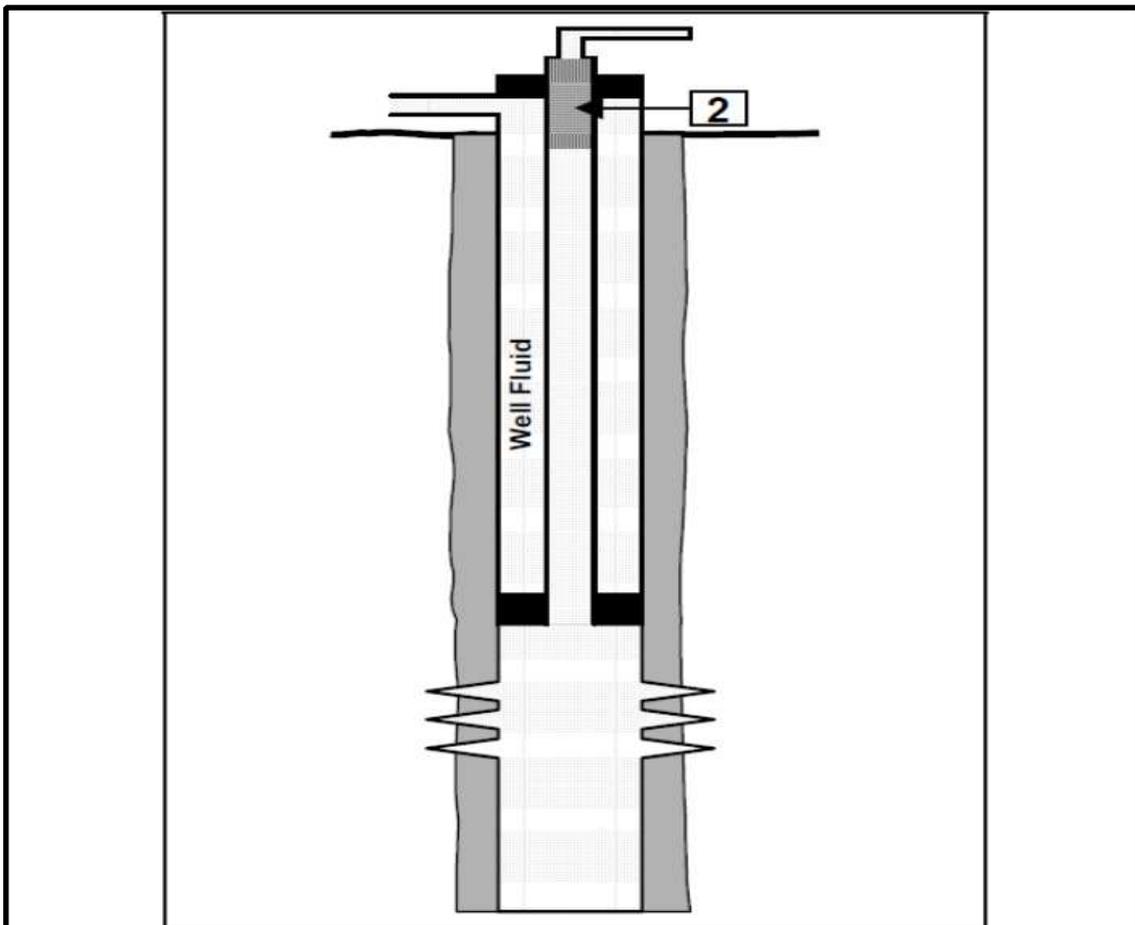


FIGURA 51. Determinando la presión para reversar un barril de lechada de la sarta de trabajo  
Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

- En referencia a la sección del Red Book "Fórmulas y cálculos" (que se muestra en la Figura 52, buscar los psi /ft (gradiente de presión hidrostática) de 15,8 lb / gal cemento y el agua 8,33 lb /gal. A continuación, se encuentra la diferencia entre estas dos valores: 0.8208 psi / ft y 0.4330 psi / ft.

$$0.8208 \text{ psi/ft} - 0.4330 \text{ psi/ft} = 0.3878 \text{ psi/ft}$$

HYDROSTATIC PRESSURE AND FLUID WEIGHT					
Lbs./Gal.	Lbs./Cu. Ft.	Sp. Gr.	Lbs./Sq. In. Per Ft. of Depth	kg/L	kPa/m
7.0	52.36	0.84	0.3636	0.839	8.225
7.1	53.11	0.85	0.3688	0.851	8.342
7.2	53.86	0.86	0.3740	0.863	8.460
7.3	54.61	0.87	0.3792	0.875	8.578
7.4	55.36	0.89	0.3844	0.887	8.695
7.5	56.10	0.90	0.3896	0.899	8.813
7.6	56.85	0.91	0.3948	0.911	8.931
7.7	57.60	0.92	0.4000	0.923	9.048
7.8	58.35	0.93	0.4052	0.935	9.166
7.9	59.10	0.95	0.4104	0.947	9.283
8.0	59.84	0.96	0.4156	0.959	9.401
8.1	60.59	0.97	0.4208	0.971	9.519
8.2	61.34	0.98	0.4260	0.983	9.636
8.3	62.09	0.99	0.4312	0.995	9.754
8.33*	62.31	1.00	0.4330	1.000	9.807
8.4	62.84	1.01	0.4364	1.007	9.872
15.6	116.70	1.87	0.8104	1.869	18.332
15.7	117.44	1.88	0.8156	1.881	18.449
15.8	118.19	1.89	0.8208	1.893	18.567
15.9	118.94	1.91	0.8260	1.905	18.685
16.0	119.69	1.92	0.8312	1.917	18.802
16.1	120.44	1.93	0.8364	1.929	18.920
16.2	121.18	1.94	0.8416	1.941	19.037
16.3	121.93	1.95	0.8468	1.953	19.155
16.4	122.68	1.97	0.8519	1.965	19.270
16.5	123.43	1.98	0.8571	1.977	19.388
16.6	124.18	1.99	0.8623	1.989	19.506
16.7	124.92	2.00	0.8675	2.001	19.623
16.8	125.67	2.01	0.8727	2.013	19.741
16.9	126.42	2.02	0.8779	2.025	19.859

FIGURA 52. Presión Hidrostática

Tomado de: Halliburton Red Book

- Luego, usando la sección "Capacidad" para 2 7/8", 6.5 lb/ft EUE tubing, se encuentra el número de pies (ft) que ocupará un barril dentro de la tubería que es 172,76 ft / bbl.
- Se multiplica la presión diferencial encontrado en el paso 1 por el valor encontrado en el paso 2 para obtener la presión requerida para reversar un barril de lechada de la sarta de trabajo:

$$0.3878 \text{ psi / ft} \times 172,76 \text{ ft / bbl} = 67.00 \text{ psi / bbl.}$$

- Después, se calcula los diferentes valores de cemento que queda en el tubo, según dónde se estaba realizando el trabajo. A continuación, se utiliza el valor determinado en el paso anterior para calcular la presión total que se requiere para reversar el cemento.

### 3. Mínimo requerimiento de agua.

El requerimiento mínimo de agua para un trabajo de squeeze incluye los volúmenes necesitados para:

- Mezcla de cemento y agua (siempre agua fresca al menos para la mezcla de la lechada)
- Desplazamiento de fluido (capacidades de casing y tubing)
- Reversando fluido

Por lo tanto; cada uno de esos volúmenes necesita ser calculado y luego ser añadidos juntos. Nota: El volumen no incluye los volúmenes principales y de lavado, lo cual debería ser considerado.

- Con la ayuda de la información técnica del Red Book, se puede calcular cómo mezclar el agua que se necesita (Figura 50), porque se está usando cemento Clase "G" con un peso de 15.8 lb/gal, el requerimiento de agua es 5 gal/saco. Multiplicando la cantidad de cemento necesitado, en sacos, por el requerimiento de agua, da como resultado el agua total mezclada.

$$5.0 \text{ gal/sk} \times 75 \text{ sk} = 375 \text{ gal}$$

Para convertir en barriles:

$$375 \text{ gal} \div 42 \text{ gal/bbl} = 8.93 \text{ bbl}$$

- Como el fluido necesita ser desplazado, se deben calcular las capacidades de casing y tubing (sarta de trabajo). Puesto que no hay manera de saber cuándo un pozo será cementado mediante squeeze (presión no purgue), se debe tener suficiente líquido para desplazar toda la lechada hacia las perforaciones más profundas. En primer lugar, determinar la capacidad del tubing. Se extiende desde la superficie hasta el Packer, un total de 5.000 pies (ft). Buscar el factor de capacidad para el 2 8.7 pulg., 6.5 lb / ft tubo EUE en la sección "Capacidad" (Figura 53). Este factor es 0.00579 bbl / ft. Multiplicar la longitud de la tubería por su factor de capacidad para obtener la capacidad de la tubería:

$$5000 \text{ ft} \times 0.00579 \text{ bbl / ft} = 28.95 \text{ bbl}$$

CAPACITY OF TUBING											
Size O.D. In.	Wt. per Ft. With Couplings, Lb.			Inside Diameter In.	Drift Diameter In.	Gallons Per Lin. Ft.	Lin. Ft. Per Gallon	Barrels Per Lin. Ft.	Lin. Ft. Per Barrel	Cu. Ft. Per Lin. Ft.	Lin. Ft. Per Cu. Ft.
	Non-Upset	Upset	Integral Joint								
2.875	6.40	6.50	6.50	2.441	2.347	.2431	4.1134	.00579	172.76	.03250	30.77
	—	—	7.90	2.323	2.229	.2202	4.5420	.00524	190.76	.02943	33.97
	8.60	8.70	8.70	2.259	2.165	.2062	4.8030	.00496	201.72	.02783	35.92
	—	—	9.50	2.195	2.101	.1966	5.0871	.00458	213.66	.02628	38.05
	—	—	10.70	2.091	1.997	.1784	5.6057	.00425	235.44	.02385	41.93
	—	—	11.00	2.065	1.971	.1740	5.7478	.00414	241.41	.02326	42.96

FIGURA 53 .Capacidad de tubing 2 7/8"

Tomado de: Halliburton Red Book

- Luego buscar la capacidad de 7" (pulgadas), 20 lb/ft casing (Figura 54) desde la profundidad del Packer hasta la profundidad de la última perforación (5136 ft – 5000 ft = 136 ft).

$$136 \text{ ft} \times 0.0404 \text{ bbl/ft} = 5.49 \text{ bbl}$$

CAPACITY OF CASING											
Size O.D. In.	Wt. Per Ft. With Couplings Lb.	Inside Diameter In.	Drift Diameter In.	Gallons Per Lin. Ft.	Lin. Ft. Per Gallon	Barrels Per Lin. Ft.	Lin. Ft. Per Barrel	Cu. Ft. Per Lin. Ft.	Lin. Ft. Per Cu. Ft.	Wt. Per Ft. With Couplings Lb.	Size O.D. In.
7	17.00	6.538	6.413	1.7440	.5734	.0415	24.08	.2331	4.289	17.00	7
7	20.00	6.456	6.331	1.7005	.5880	.0404	24.70	.2273	4.399	20.00	7
*7	22.00	6.398	6.273	1.6701	.5988	.0397	25.15	.2232	4.479	22.00	*7
7	23.00	6.366	6.241	1.6535	.6048	.0393	25.40	.2210	4.524	23.00	7
*7	24.00	6.336	6.211	1.6379	.6105	.0390	25.64	.2189	4.567	24.00	*7
7	26.00	6.276	6.151	1.6070	.6223	.0382	26.14	.2148	4.655	26.00	7
*7	28.00	6.214	6.089	1.5754	.6347	.0375	26.66	.2106	4.748	28.00	*7

FIGURA 54. Capacidad de casing de 7"

Tomado de: Halliburton Red Book

- Puede que se tenga que revertir el exceso de cemento que queda en el tubo (partir de la desconexión del packer). Esta circulación inversa se produce en torno a la profundidad de colocación del packer (5000 ft). Así que el volumen en el tubo de revertir a cabo es el mismo que el volumen de desplazamiento ya calculado para el tubo (Paso 2), que es 28.95 bbl. Hay que tener en cuenta que debe utilizar el tipo y el peso de líquido en el espacio anular para revertir fluido.
- Ahora, la cantidad mínima de agua necesaria para este trabajo se puede calcular añadiendo el agua de la mezcla de cemento (Paso 1), los dos volúmenes de fluido de desplazamiento (tubing y casing- Pasos 2 y 3), y el volumen reversado (Paso 4):

$$8.93 \text{ bbl} + 28.95 + 5.49 \text{ bbl} + 28.95 = 72.32 \text{ bbl}$$

NOTA: Como una buena práctica, se recomienda tener el doble de los volúmenes necesarios para reversar.

#### **4. Desplazamiento de Volumen para espotear o bombear un barril sobre el packer.**

- Para evitar daño de formación que puede ser causada por el bombeo del fluido de pozo (agua de control) delante de la lechada de cemento dentro de las perforaciones, el packer es dejado sin asentarlo mientras el cemento es bombeado o espotado dentro del tubing un barril sobre el packer. Esto permite que el fluido circule fuera del pozo.
- Para determinar el volumen de desplazamiento de la bomba por detrás de la lechada de cemento para espotear un barril desde el packer, se substraen el volumen total de cemento más un barril de la capacidad del tubing (Determinado en cálculo en el punto 3):

Capacidad del Tubing	28.95 bbl
Volumen de Cemento	- 15.36 bbl
<u>Volumen Sobre el Packer</u>	<u>- 1.00 bbl</u>
Volumen de Desplazamiento	12.59 bbl

## 5. Presión para reversar cemento cuando fue espoteado dentro del tubing

- Luego de que el cemento es espoteado a través del tubing a razón de un barril por encima o sobre el Packer, el Packer es asentado para evitar cualquier circulación de cemento detrás del packer en el anular entre el tubing y casing. Cuando el packer es asentado y se intenta empezar a bombear fluido dentro de los perforados, es posible experimentar problemas al establecer una rata de inyección; en ese caso se deberá desasentar el packer y reversar todo el cemento hacia afuera del pozo a través del tubing en circulación inversa. Por lo tanto, es necesario establecer qué presión es requerida para realizar esto.
- La presión necesaria para reversar fuera del tubing el cemento, puede ser calculada multiplicando los barriles de cemento en el tubing, la cual en este caso es el volumen total de cemento, por el diferencial de presión por barril de fluido ( calculado en el Punto 2, 67.00 psi/bbl):

$$15.36 \text{ bbl} \times 67.00 \text{ psi/bbl} = 1029 \text{ psi}$$

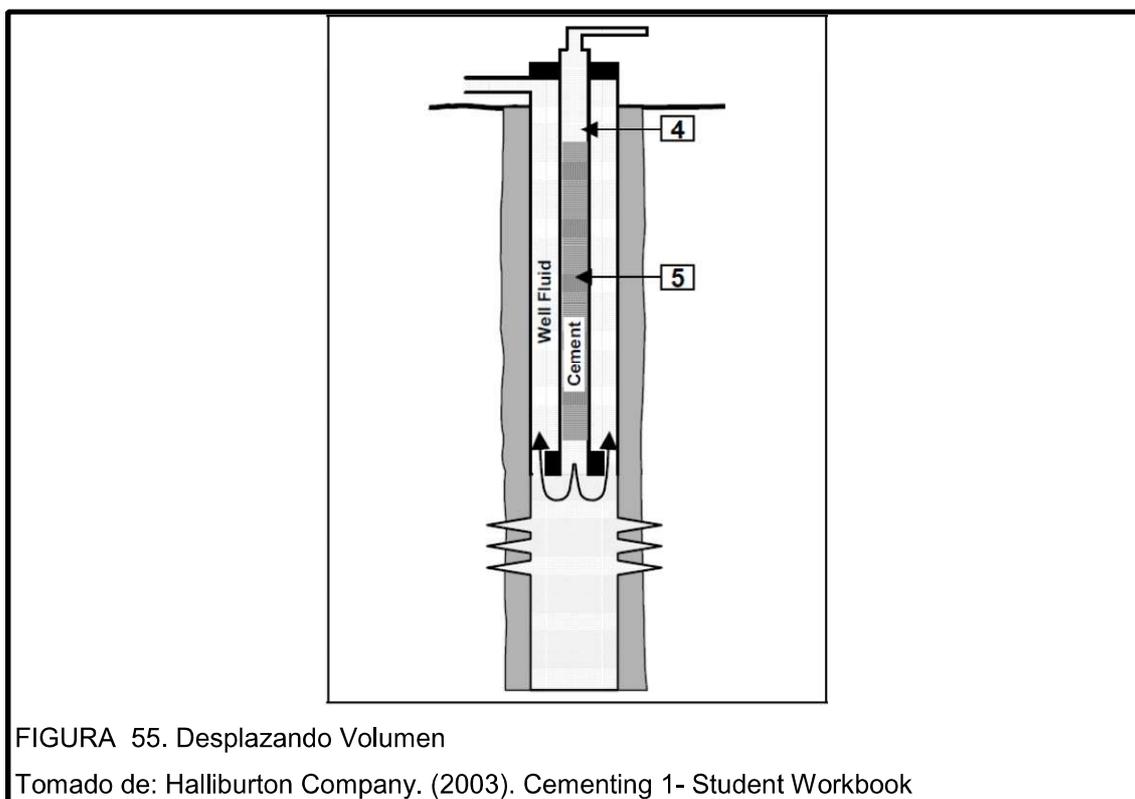


FIGURA 55. Desplazando Volumen

Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

## 6. Presión para reversar cemento de la sarta de trabajo cuando el cemento alcanza el tope de las perforaciones.

- Tal como se preguntó anteriormente, los problemas de ratas de inyección puede ocurrir cuando el cemento alcanza el tope de las perforaciones. En este caso, solo se puede recuperar el cemento que está dentro del tubing aún y o el cemento que ha salido debajo del packer y está ahora dentro del casing.
- El primer cálculo a realizarse, por lo tanto, es el volumen de cemento remanente en el tubing.
- Para hacer esto, se debe calcular el volumen de cemento en el casing y substrair ese volumen del volumen total de cemento. Para determinar el volumen de cemento en el casing es requerido que se calcule la capacidad del casing desde la profundidad de asentamiento del packer (5000 ft) hasta la profundidad del tope de las perforaciones (5049 ft).
- Usando el Reed Book para encontrar el factor de capacidad (bbl/ft) del casing de 7", 20 lb/ft casing, luego se multiplica este valor por la profundidad del casing entre el packer y el tope de las perforaciones (5094 ft – 5000 ft = 94 ft).

$$94 \text{ ft} \times 0.0404 \text{ bbl/ft} = 3.80 \text{ bbl}$$

- Ahora, se resta este volumen del total de cemento para determinar el cemento remanente en tubing:

$$15.36 \text{ bbl} - 3.80 \text{ bbl} = 11.56 \text{ bbl}$$

- El paso final de este cálculo es multiplicar el volumen de cemento remanente en el tubing por el diferencial de presión por barril de fluido (Calculado en el Punto 2, 67 psi/bbl):

$$11.56 \text{ bbl} \times 67.00 \text{ psi/bbl} = 775 \text{ psi}$$

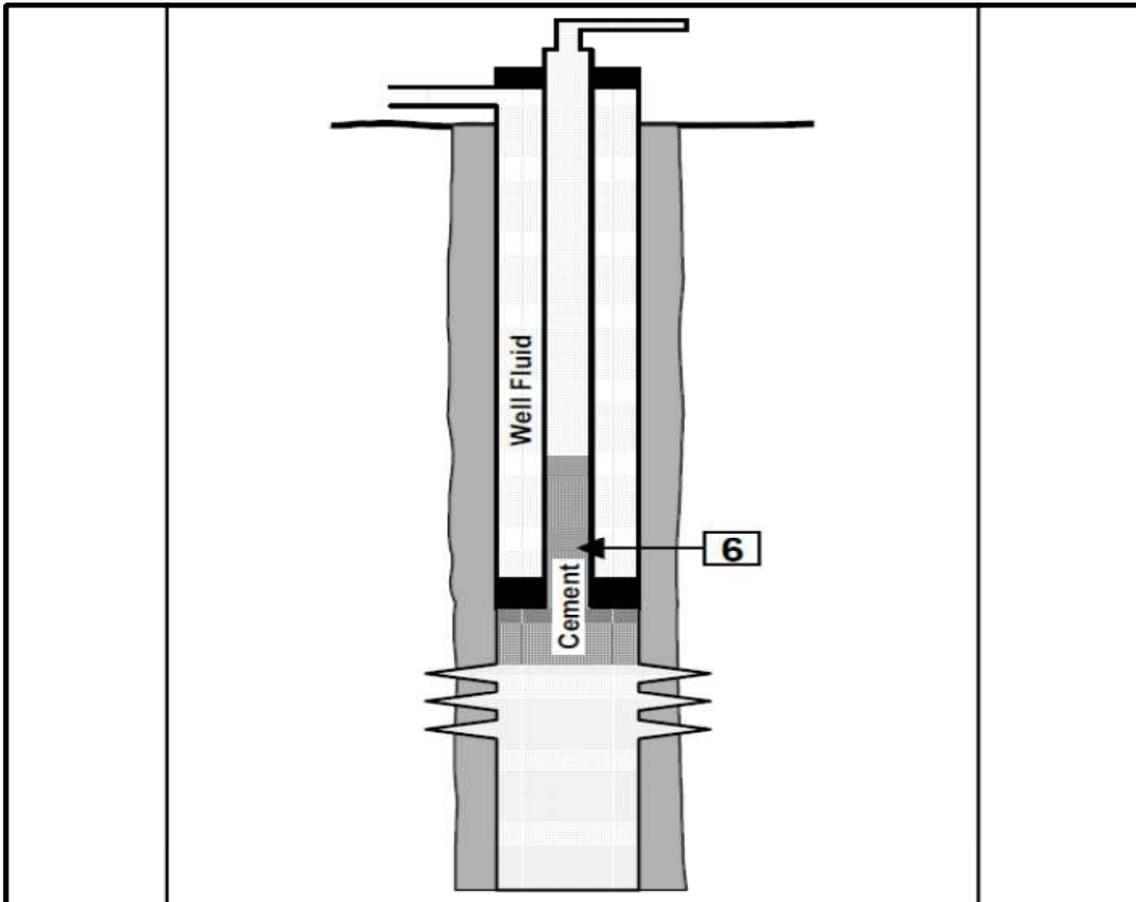


FIGURA 56. Presión para reservar cuando el cemento alcanza el tope de las perforaciones  
Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

### 7. Presión para revertir cemento de la sarta de trabajo cuando el cemento alcanza el fondo o base de las perforaciones.

Este cálculo está basado en el hecho de que el cemento alcance el fondo de las perforaciones, pero no ha entrado aún a las perforaciones. Por lo tanto, se necesita nuevamente calcular el volumen remanente quedado en el tubing.

- Primero, se encuentra el volumen que está en el casing. Esta cálculo ya se realizó en el Punto 3 (5.49 bbl).
- Ahora se resta este volumen del volumen total de cemento:  

$$15.36 \text{ bbl} - 5.49 \text{ bbl} = 9.87 \text{ bbl}$$
- La presión necesaria para revertir hacia afuera este cemento a través del tubing en circulación inversa puede ser calculado multiplicando los

barriles en el tubing (Punto 2) por el diferencial de presión por barril de fluido (calculado previamente en el Punto 3, en el cálculo de la presión para reversar hacia afuera un barril, 67.00 psi/bbl):

$$9.87 \text{ bbl} \times 67.00 \text{ psi/bbl} = 661 \text{ psi}$$

Nota: Los efectos de fricción han sido despreciados en todos estos cálculos.

### **8. Presión para reversar fuera a la culminación del trabajo.**

Para los siguientes cálculos, se tiene que asumir arbitrariamente que cierto volumen de fluido de desplazamiento fue bombeado a continuación del cemento al tiempo que la presión de squeeze fue alcanzada. El volumen escogido para este caso es 24 bbl.

- Encontrar qué cantidad de cemento está en el tubing ahora, dado que 24 bbl de fluido de desplazamiento fue bombeado antes de la lechada de cemento:

$$28.95 \text{ bbl} - 24 \text{ bbl} = 4.95 \text{ bbl}$$

- Ahora multiplicando la cantidad de cemento en el tubing por la presión requerida para reversar un barril del tubing (67.00 psi/bbl)

$$4.95 \text{ bbl} \times 67.00 \text{ psi/bbl} = 332 \text{ psi}$$

### **9. Cantidad de cemento bombeado a través de las perforaciones**

Usando la información obtenida previamente, se puede calcular la cantidad de cemento bombeado a través de las perforaciones durante el trabajo de squeeze.

- El volumen total de la lechada (15.36 bbl) menos el volumen de la lechada que se quedó en el casing (5.49 bbl) y menos el volumen de la lechada dentro del tubing (4.95 bbl) es el volumen de cemento que ingresó a la formación:

$$15.36 \text{ bbl} - 5.49 \text{ bbl} - 4.95 \text{ bbl} = 4.92 \text{ bbl}$$

- Dividido esto para el rendimiento del cemento,  $1.15 \text{ ft}^3/\text{sk}$ , se obtiene la cantidad de sacos (sk) de cemento en la formación:

$$27.62 \text{ ft}^3 \div 1.15 \text{ ft}^3/\text{sk} = 24 \text{ sk}$$

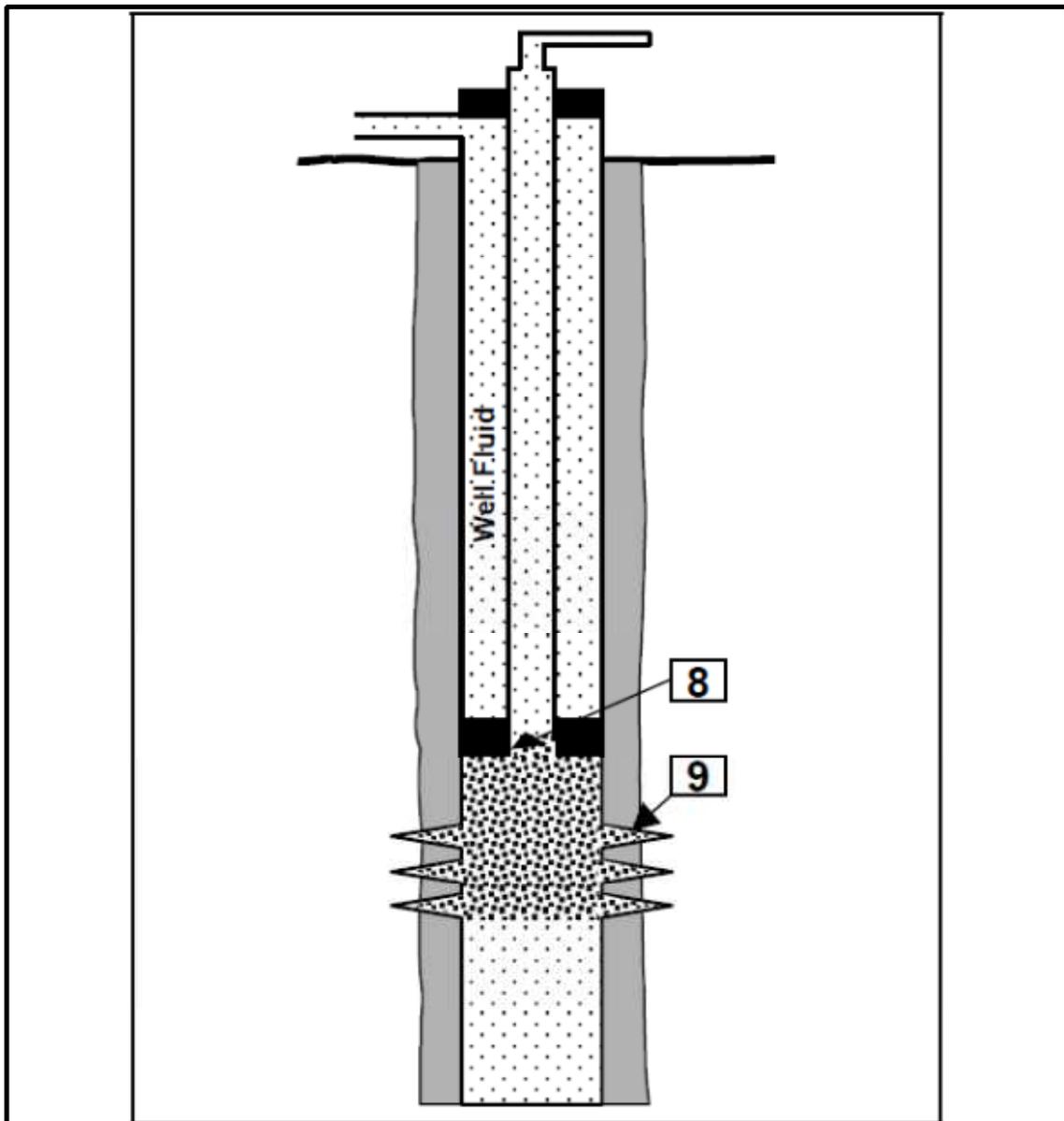


FIGURA 57. Presión para revertir a la culminación del trabajo

Tomado de: Halliburton Company.(2003).Cementing 1- Student Workbook

## Resultados de los cálculos

A continuación se muestran los resultados de los nueve cálculos para este problema:

<b>Squeeze Cementing Calculation Results</b>	
<b>Description</b>	<b>Result</b>
<b>1</b> Volume of cement (bbl).	<b>15.36 bbl</b>
<b>2</b> Pressure to reverse one barrel of slurry from workstring.	<b>67.00 psi/bbl</b>
<b>3</b> Minimum water requirements.	<b>72.32 bbl</b>
<b>4</b> Displacement volume to spot cement one barrel above packer.	<b>12.59 bbl</b>
<b>5</b> Pressure to reverse cement when spotted.	<b>1029 psi</b>
<b>6</b> Pressure to reverse cement from workstring when cement reaches top perforation.	<b>775 psi</b>
<b>7</b> Pressure to reverse cement from workstring when cement reaches bottom perforation.	<b>661 psi</b>
<b>8</b> Pressure to reverse out at the completion of the job.	<b>332 psi</b>
<b>9</b> Amount of cement pumped through the perforations.	<b>24 sk</b>

FIGURA 58. Resultado de los nueve cálculos

Tomado de: Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook

## CAPÍTULO IV

### 4. ALTERNATIVAS NO CONVENCIONALES DE CEMENTACIÓN FORZADA

(Halliburton Company)

#### 4.1. Descripción de la nueva tecnología (Resina Epóxica)

La nueva tecnología a usarse es la resina epóxica (polímero) la cual por primera vez se implementará en el país y será usada como una alternativa más para trabajos de squeeze en zonas apretadas en donde la baja admisión de las mismas ha provocado que un trabajo de cementación forzada normal falle.

La idea de introducir esta nueva tecnología es justamente para mejorar el aislamiento zonal en estas formaciones que presentan ciertas características en donde el cemento no puede ingresar, por presentar sólidos en suspensión como lo es la mezcla de lechada de cemento; es así que la resina, al ser una tecnología líquida libre de sólidos muy probablemente ayude a mitigar y ofrecer ese aislamiento tan buscado y se mejore las operaciones para la empresa.

Normalmente, cuando el cemento no puede ingresar a una formación, se realiza un tapón balanceado presurizado de cemento que únicamente sella los agujeros abiertos del casing y muy pocos espacios detrás del casing, o por otra parte existe la recomendación de usar ácido para trabajar los carbonatos y obtener mayor flujo hacia la formación para luego hacer la cementación forzada hacia la misma, incurriendo en operación adicional y costos por tratamientos ácidos.

La resina epóxica puede funcionar como una segunda barrera impermeable de gas como una envoltura de la cementación primaria. Esto también es ideal para las aplicaciones de squeeze y reparaciones de micro anulares o para tapones de abandono permanentes y definitivos. Puede ser cargado con sólidos o usado como fluido puro y limpio (sin sólidos).

Para servir como barrera secundaria, la resina puede ser colocada en el espacio anular entre el casing superficial y el casing intermedio y/o entre el casing intermedio y el casing o liner de producción, para proveer una función mecánica de un packer anular.

La resina puede ser usada de igual manera en trabajos de squeeze donde puede ser cargada con partículas finas de cemento o cuando se requiera resina pura, libre de sólidos. En operaciones de squeeze con cemento esta resina puede ser aplicada en condiciones donde los fluidos cargados de partículas no son deseables o son incapaces de penetrar áreas anteriormente inaccesibles para lechadas de cemento convencional, tal como fugas apretadas de casing, gravel packs, fracturas pequeñas, canales o micro anulares.

#### **4.2. Propiedades físico-mecánicas de la resina epóxica**

Las propiedades físico-mecánicas de este producto se pueden adaptar para satisfacer una variedad de desafíos de pozos. El producto puede ser controlado a través de una amplia gama de temperaturas desde 60° F hasta 200° F. Las resistencias a la compresión pueden variar desde  $\leq 1,000$  psi a  $\geq 18,000$  psi. Así mismo, la resistencia a la tracción o tensión puede variar desde 100 psi a  $\geq 2,000$  psi. La resina epóxica es químicamente inerte y resistente al ácido, la base, e hidrocarburos. La resina epóxica puede soportar las impurezas en el pozo y lograr un estado con alta fuerza de adherencia. Así, se puede formar un sello hidráulico competente en un entorno donde los fluidos acuosos o hidrocarburos no han sido desplazados de manera eficiente.

La resina Epóxica puede proporcionar algunos beneficios tales como:

- Excelentes Propiedades Mecánicas:
  - Alta ductilidad.
  - Resistencias a la compresión de hasta 18.000 psi.
  - Soportar 100 veces más que la presión típica diferencial requerida dentro del pozo.

- Alta Presión de sello de 1000 psi / pie
  - Resistencia a las impurezas en el pozo y lograr establecer un estado con alta fuerza de adherencia.
  - Sin límite de elasticidad como el líquido.
  - Perforable luego de su compactación o solidificación.
- 
- Flexible en la técnica de desplazamiento y puede ser utilizada en condiciones extremas de pozo y geometrías distintas.
  - Puede tener bajos valores reológicos sin efectos perjudiciales.
  - Compatible con las salmueras y fluidos de hidrocarburos.
  - Puede ser usada como barrera anular secundaria para ayudar a sellar los gases y fluidos de la formación y / o los fluidos del pozo compatibles con los programas de regulación.
  - Cuando la resina es bombeada por delante de cemento, se forma una película de resina que mejora la adherencia del cemento hacia el revestidor de hasta seis veces, tal como se ha demostrado en pruebas de laboratorio.

La resina epóxica presenta las siguientes características:

- Función: Aditivo de Cemento o Material Sellante.
- Forma: Líquida
- Color: Transparente – Marrón



FIGURA 59. Resina Epóxica

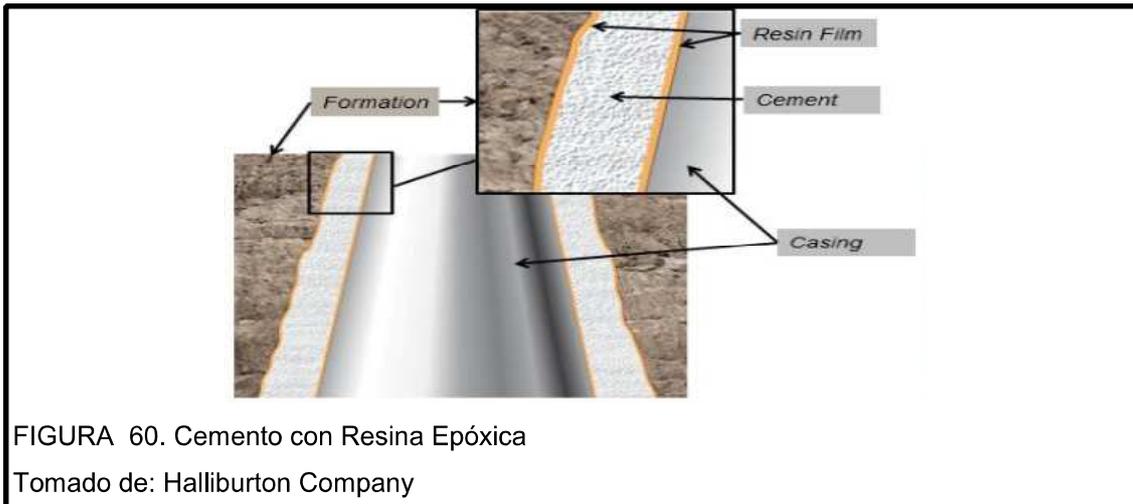
Tomado de: Halliburton Company

### **4.3. Compatibilidad de fluidos de pozo con la resina epóxica**

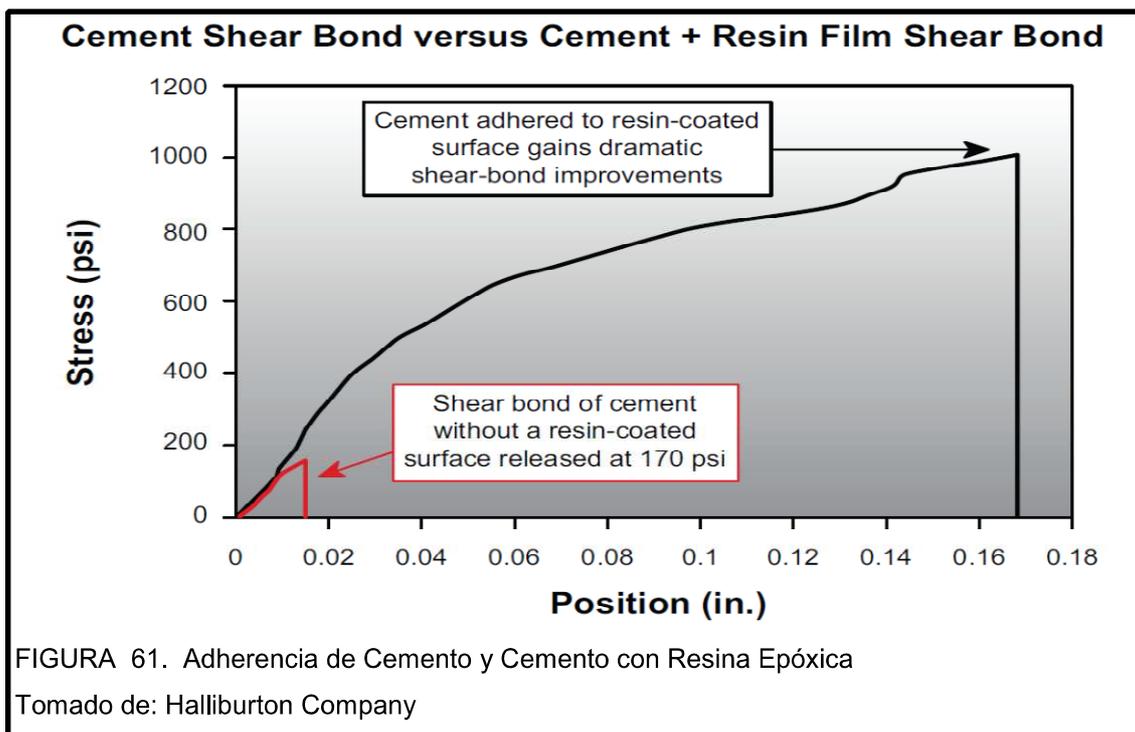
El Sistema de resina ha demostrado compatibilidad con cemento, agua y otros fluidos de base acuosa. Sin embargo, la compatibilidad entre la resina con los fluidos con los que se espera que esté en contacto en el pozo (cementos, fluidos de perforación, espaciadores, Fluidos de pozo) debe ser cuidadosamente evaluada. Primero se debe determinar si hay un efecto de aceleración de la resina. Para determinar este fenómeno se recomienda correr pruebas de tiempo bombeable de la resina contaminada con el fluido de interés. Las concentraciones recomendadas de contaminación son de un 5 y 25% en volumen. Cualquier cambio en tiempo bombeable debe ser debidamente documentado. Adicionalmente, evaluaciones reológicas y de desarrollo de resistencia mecánica deben ser desarrolladas para determinar efectos adversos de contaminación, como gelificación excesiva o aceleración de la reacción. Esto se puede lograr con determinaciones reológicas con contaminaciones del 5, 25, 50, 75, y 95% en volumen. Esfuerzos compresivos destructivos deben ser probados con un 5 y 25% en volumen de contaminación

### **4.4. Comparación físico-mecánica entre el cemento y la resina epóxica**

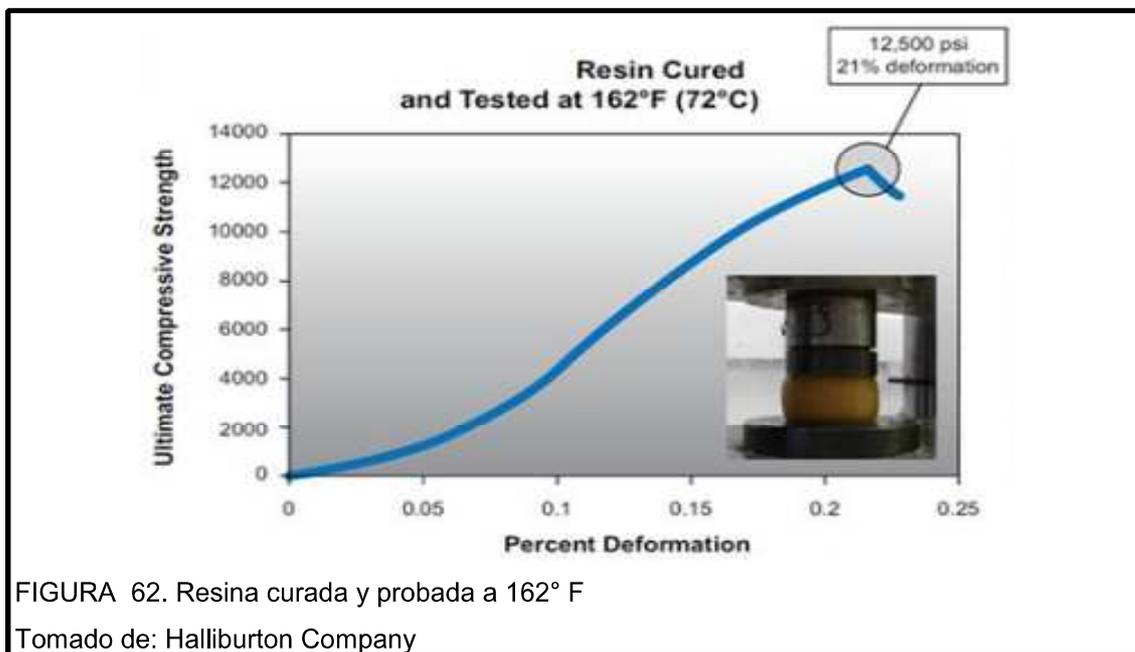
A simple vista e imaginación es fácil determinar ciertas diferencias entre estos dos productos, por un lado el cemento compuesto por una mezcla carbonato de calcio y contenido de óxido y aluminio que es calentado a altas temperaturas y finamente molido con cierta cantidad de yeso que debido a las concentraciones de los mismos se da lugar a la formación de distintos tipos de cemento, es decir que estos contienen ya de por sí partículas que deben ser hidratadas para la consecución de un cemento fraguado que cumpla con ciertas especificaciones. Por otro lado la resina que por su consistencia es una combinación química de sustancias dando lugar a un polímero que se presenta como un fluido viscoso que en definitiva es más amigable por sus propiedades dúctiles hacia formaciones cerradas o apretadas. Cuando se bombea por delante de cemento, la resina se deposita como una película sobre la formación y el revestimiento (casing) exterior que resulta en dramáticas mejoras de adherencia de lechada cemento.



En el siguiente diagrama se muestra la diferencia entre la adhesión de cemento solo y la adhesión de cemento con resina sometidos a fuerzas de tensión, en donde se puede observar que la adhesión del cemento solo (curva roja) es liberada a las 170 psi, no obstante la adhesión de cemento con resina soporta un estrés de hasta 1020 psi (curva negra), demostrando así que la película de resina mejora la adherencia del cemento al revestidor hasta seis veces más.



A diferencia de un gráfico convencional de resistencia a la compresión para el cemento donde la fuerza de compresión es representada a lo largo del tiempo, el siguiente diagrama proporciona datos sobre las propiedades mecánicas de la resina cuando actúa como una barrera secundaria a una temperatura de fondo de pozo de 162° F (72° C). En estas condiciones, no sólo la resina alcanza 12.500 psi, sino que también sigue siendo muy dúctil.



La resina tiene muy alta ductilidad y puede ser mezclada para lograr una amplia gama de resistencias a la compresión (hasta 18.000 psi a 20% de deformación sin fallas); por lo que puede ser adaptada para satisfacer los distintos y específicos parámetros de pozo. Ha sido probado para soportar 100 veces más que la diferencia de presión típica requerida dentro del pozo. Los resultados del ensayo muestran que la mezcla del sistema excede el requisito de los requerimientos específicos del pozo de 4.000 psi a 162° F (72° C).

De acuerdo a los parámetros presentados, se puede resumir lo siguiente entre la resina y el cemento clase "G" normalmente usadas en las operaciones de Andes Petroleum:

Tabla 17. Reología Cemento y Resina

	<b>Cemento Clase "G"</b>	<b>Resina Epóxica</b>
Consistencia a los 15 min [bc]	15	7
Consistencia a los 30 min [bc]	15	7
Consistencia 50 bc (horas:min)	5:03	4:15
Consistencia 70 bc (horas:min)	5:09	4:15
Consistencia 100 bc (horas:min)	5:16	4:15
Resistencia a la Compresión (Sonico) a las 8 horas y 100 °F [psi]	800	NA
Resistencia a la Compresión (Sonico) a las 24 horas y 140 °F [psi]	2100	NA
Resistencia a la Compresión (Destructivo) a las 24 horas y 198 °F [psi]	2940	12298
Resistencia a la tensión [psi]	175	1020

Tomado de: Halliburton Company

Cabe recalcar que las siglas BC corresponden al grado de consistencia y por sus siglas en inglés significa Bearden Consistency que considera que a partir de 70 BC un fluido se convierte en no bombeable.

Para el caso de la resina, como se puede observar en la Figura 63, para 70 BC ocurre a 4 horas y 15 minutos a una temperatura de 198° F.

Para el caso del cemento clase "G", como se puede observar en la Figura 64, para 70 BC ocurre a 5 horas y 09 minutos a una temperatura de 160° F.

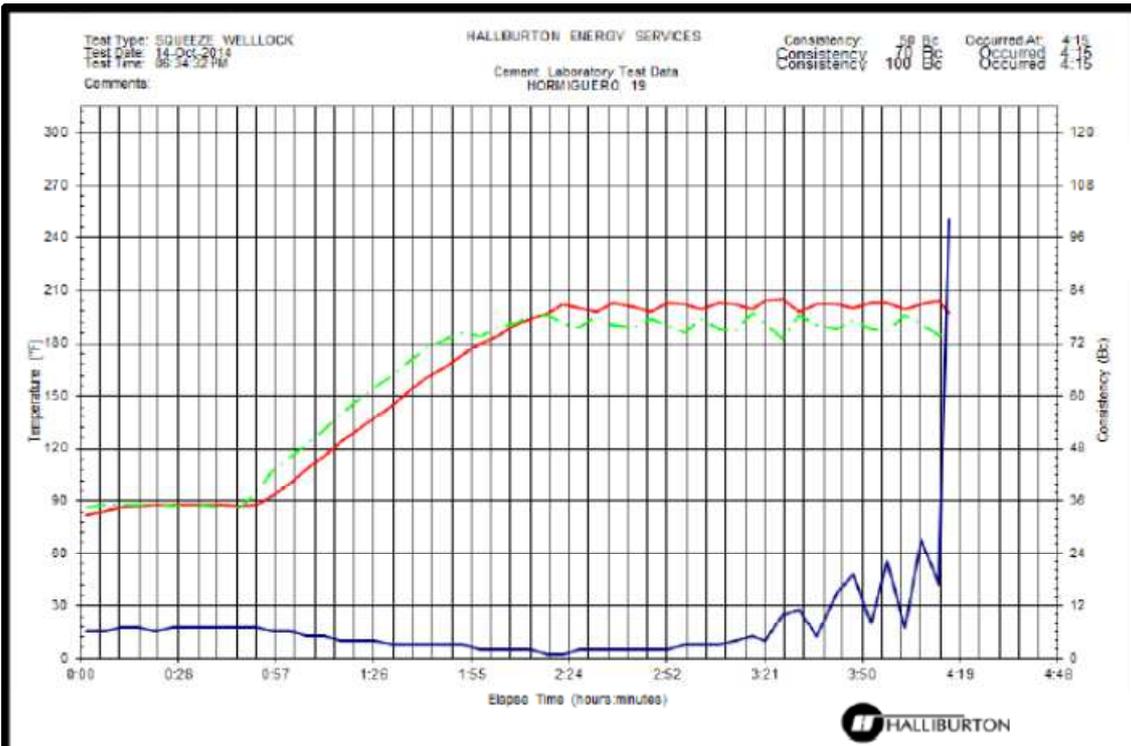


FIGURA 63. Carta de Tiempo de Esparcimiento de la Resina  
 Tomado de: Halliburton Company

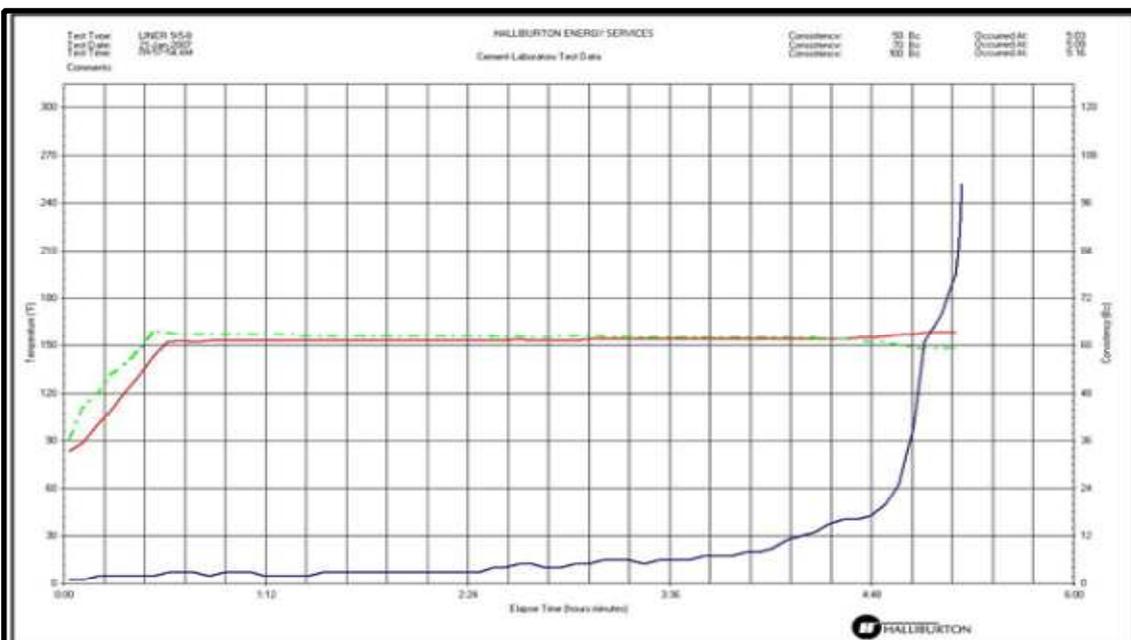


FIGURA 64. Carta de Tiempo de Esparcimiento del Cemento Clase "G"  
 Tomado de: Halliburton Company

#### **4.5. Verificar mejores yacimientos para aplicabilidad de la resina epóxica**

##### **Análisis de la situación actual**

Durante la vida productiva de un pozo existen tres etapas, la primera es cuando se completa por primera vez el pozo en un reservorio identificado como productor, una vez inicia su producción este se somete a caídas de producción de petróleo, incremento de producción de agua y caídas de presión, donde el pozo viene a ser económicamente rentable hasta cuando alcanza los 50 Barriles de petróleo por día (BOPD) o 98% de BSW. Luego el pozo entra a otra etapa que es el reacondicionamiento de pozos o workover en donde se usan varias técnicas para recuperar la producción o de lo contrario se abandona esa zona y se busca una nueva para producirla, es así que una vez que se agotan los reservorios para lo cual fue perforado el pozo se decide abandonar el pozo definitivamente.

Los reservorios tanto para el Bloque 17 como el Bloque 62 corresponden a campos maduros y en definitiva a campos donde la presión ha caído sustancialmente llamándolos campos “depletados”.

De ahí la importancia de realizar trabajos de workover e invertir en pozos inyectores que puedan sostener la presión del campo y así generar un mayor barrido de las zonas productoras. No obstante, si el reservorio ha llegado a su límite de producción, se realizan trabajos de aislamiento ya sea aislamiento mecánico o por medio de los trabajos de cementación forzada.

Los trabajos de cementación forzada han dado buenos resultados al momento de aislar un yacimiento y realizar un cambio de zona, entregando al pozo buena integridad y optimizando la producción de otro reservorio.

Es así que en la práctica de estos trabajos se han venido también identificando ciertas fallas, por lo que al tratarse de un trabajo de altos réditos operativos y económicos, este proyecto se ha enfocado en la búsqueda de tratar de solventarlos. Por lo cual, primeramente se analizará la situación actual, evaluando las características de yacimientos a los cuales se desea abandonar

y trabajos anteriores realizados para definir el uso apropiado de la llamada resina epóxica. Para eso también es importante identificar las actividades involucradas durante las operaciones de una cementación forzada.

### Proceso de un Aislamiento Forzado

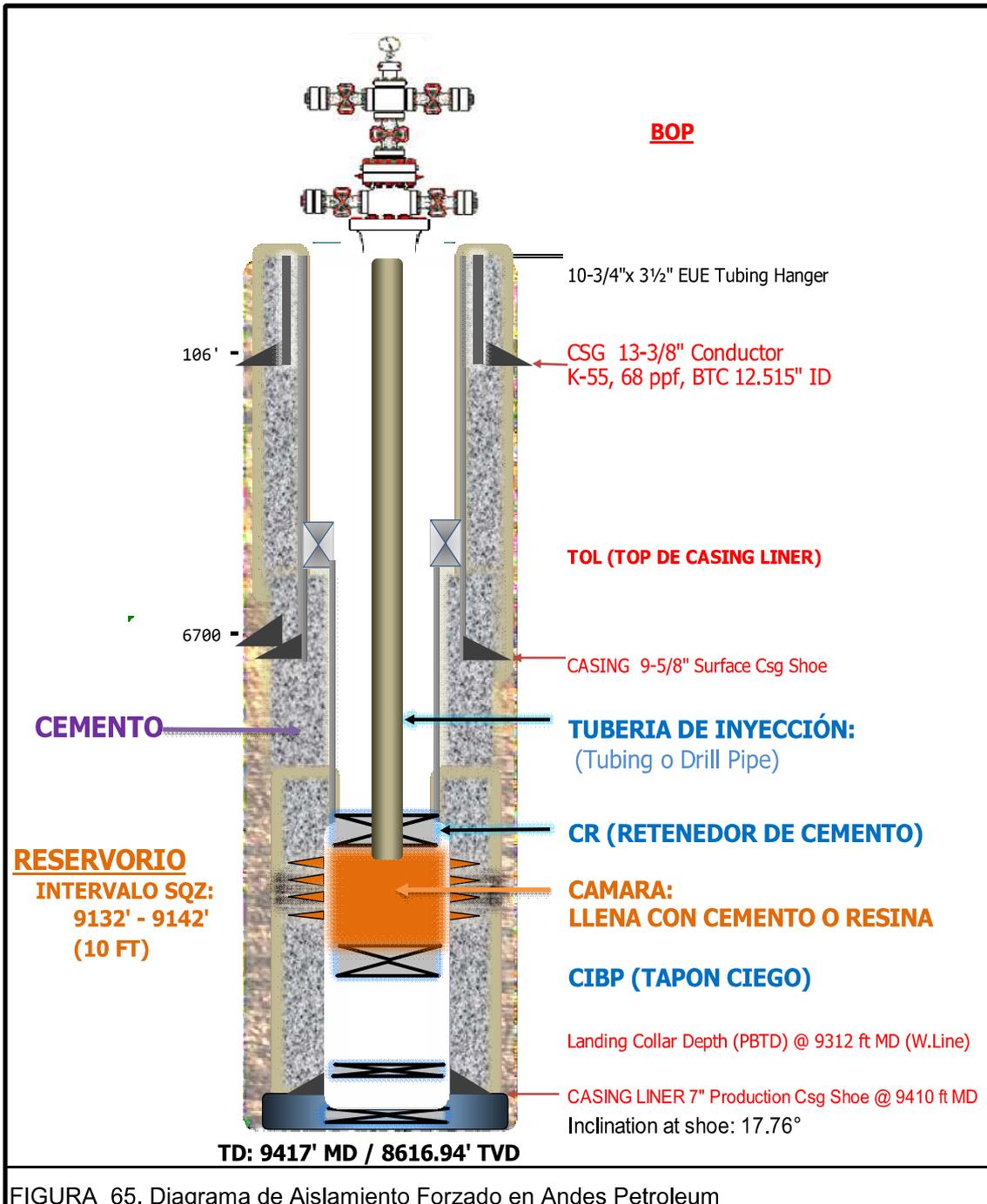


FIGURA 65. Diagrama de Aislamiento Forzado en Andes Petroleum

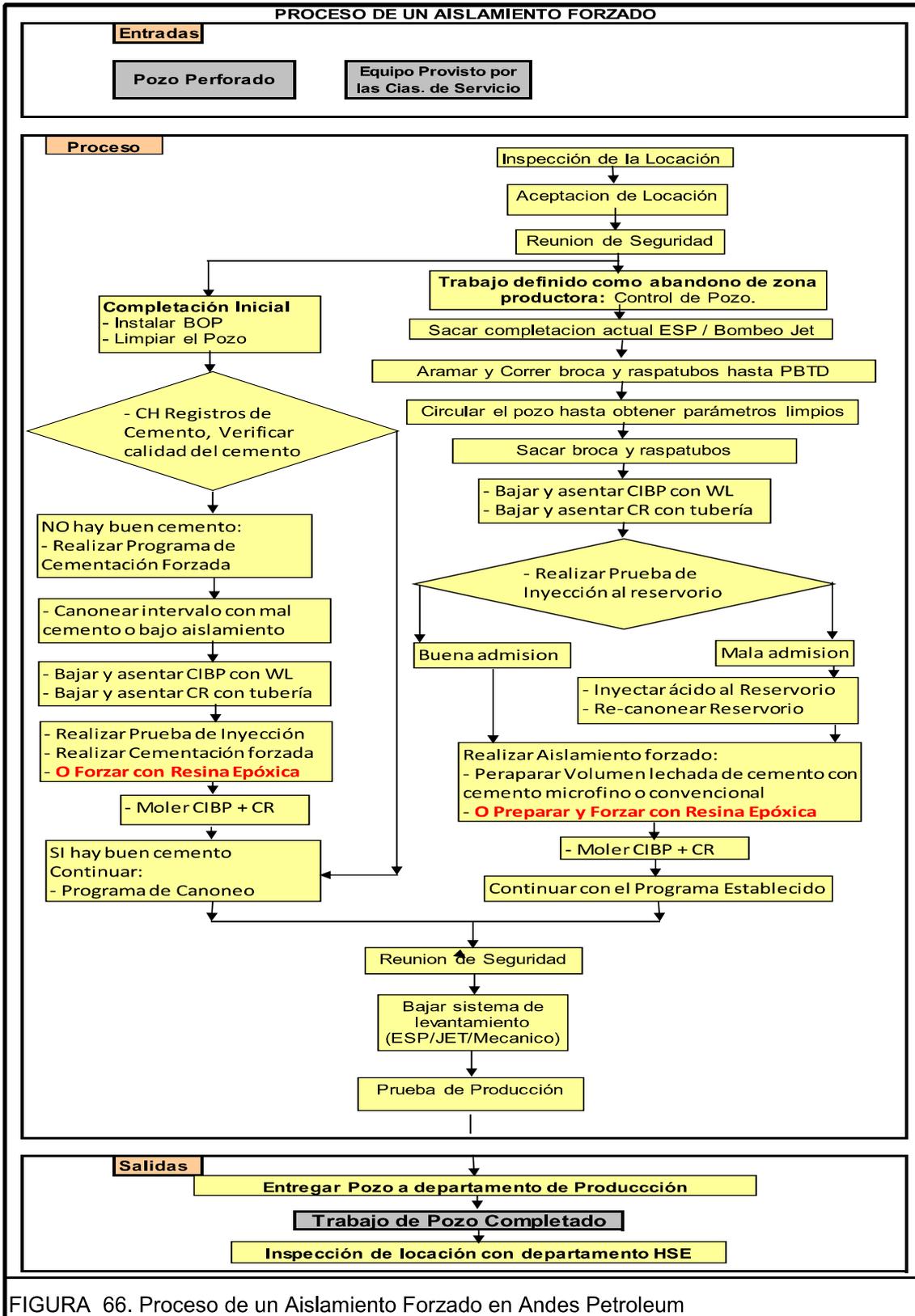


FIGURA 66. Proceso de un Aislamiento Forzado en Andes Petroleum

## **Problemas que con llevan a una falla en la cementación forzada**

Para identificar los problemas más críticos que se suscitan en un trabajo de cementación forzada se ha realizado la aplicación del esquema de hueso de pescado o fish bone, en donde a partir del mismo se realizará una matriz causa – efecto la cual permitirá crear un diagrama de Pareto.

Las construcciones de los diagramas de Pareto se fundamentan en el principio de Pareto que dice que: “Cuando se analizan las causas que producen un efecto se deduce que un pequeño número de causas, contribuyen a la mayor parte del efecto”. En general sucede que aproximadamente un 20% de las causas importantes son responsables aproximadamente del 80% del efecto. El principio es efectivo y muy utilizado para identificar los problemas de mayor importancia dentro de un grupo de problemas, o bien para determinar las principales causas que contribuyen a un problema determinado.

El diagrama de Pareto es un gráfico que representa atributos mediante barras, en donde cada una de ellas representa un problema diferente o diferentes causas de un problema. Estos atributos se ordenan de mayor a menor de acuerdo con su frecuencia de ocurrencia y de izquierda a derecha. En el eje horizontal de dicho gráfico se colocan las causas o factores (atributos) en el orden correspondiente. En el eje vertical, a la izquierda, se coloca la escala correspondiente a la unidad de medida (frecuencia).

La experiencia dice que habrá una razón detrás de cada problema. Es decir, si se tiene un problema grande es necesario desglosarlo en componentes menores para facilitar su análisis. Igualmente se puede desglosar el diagrama de Pareto en componentes más pequeños. La técnica consiste en concentrar la atención en las dos o tres barras más importantes que corresponden a la mayor parte del problema. Seguidamente construir otro diagrama describiendo sus causas. Se procede de la misma forma con las barras más importantes y se elabora otro diagrama de Pareto y así sucesivamente.

## Identificación de problemas en un trabajo de cementación forzada:

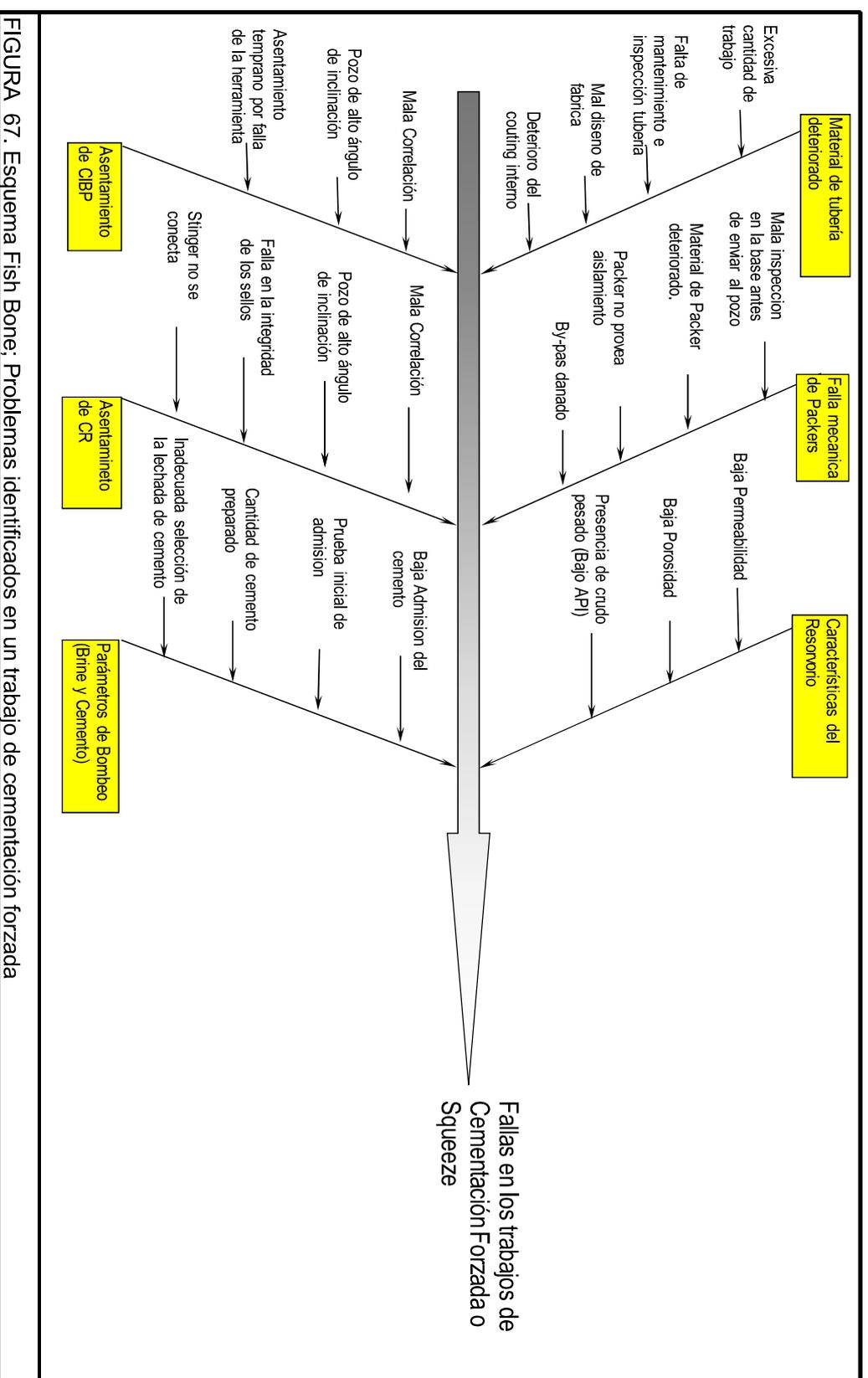


FIGURA 67. Esquema Fish Bone: Problemas identificados en un trabajo de cementación forzada

### Matriz Causa – Efecto en un trabajo de cementación forzada

Alta relación		9		Matriz Causa - Efecto							
Media Relación		5									
Baja Relación		0									
Rango de Importancia				5	8	9	8	8	9		
				1	2	3	4	5	6		
Entradas del Proceso				Material de tubería deteriorado	Falla mecánica de Packers	Características del Resonorio	Asentamiento de CIBP	Asentamiento de CR	Parámetros de Bombeo (Brine y Cemento)		TOTAL
Sub Causa											
1	Excesiva cantidad de trabajo □			5	5	0	0	0	0		65
2	Falta de mantenimiento e inspección de la tubería □			9	0	5	0	0	0		90
3	Mal diseño de fábrica □			5	0	0	5	5	0		105
4	Deterioro del coating interno □			9	0	5	0	0	5		135
5	Mala inspección en la base antes de enviar al pozo □			5	5	0	0	0	0		65
6	Material de Packer deteriorado. □			0	9	0	0	0	0		72
7	Packer no provee aislamiento □			5	9	0	0	0	0		97
8	By-pas danado □			0	9	0	0	0	0		72
9	Baja Permeabilidad □			5	0	9	5	5	9		267
10	Baja Porosidad			5	0	9	5	5	9		267
11	Presencia de crudo pesado (Bajo API) □			0	0	9	0	0	9		162
12	Mala Correlación □			0	0	0	9	9	0		144
13	Pozo de alto ángulo de inclinación □			0	5	0	5	5	5		165
14	Asentamiento temprano por falla de la herramienta			0	0	0	9	9	0		144
15	Falla en la integridad de los sellos □			0	0	0	9	9	0		144
16	Stinger no se conecta □			0	0	0	0	9	0		72
17	Baja Admisión del cemento □			9	0	9	5	5	9		287
18	Prueba inicial de admisión			9	0	9	5	5	9		287
19	Cantidad de cemento preparado			0	0	9	0	0	9		162
20	Inadecuada selección de la lechada de cemento □			0	0	9	0	0	9		162
											0
<b>TOTAL</b>				<b>330</b>	<b>336</b>	<b>657</b>	<b>456</b>	<b>528</b>	<b>657</b>	<b>0</b>	

FIGURA 68. Matriz Causa- Efecto en un trabajo de cementación forzada

Causas:

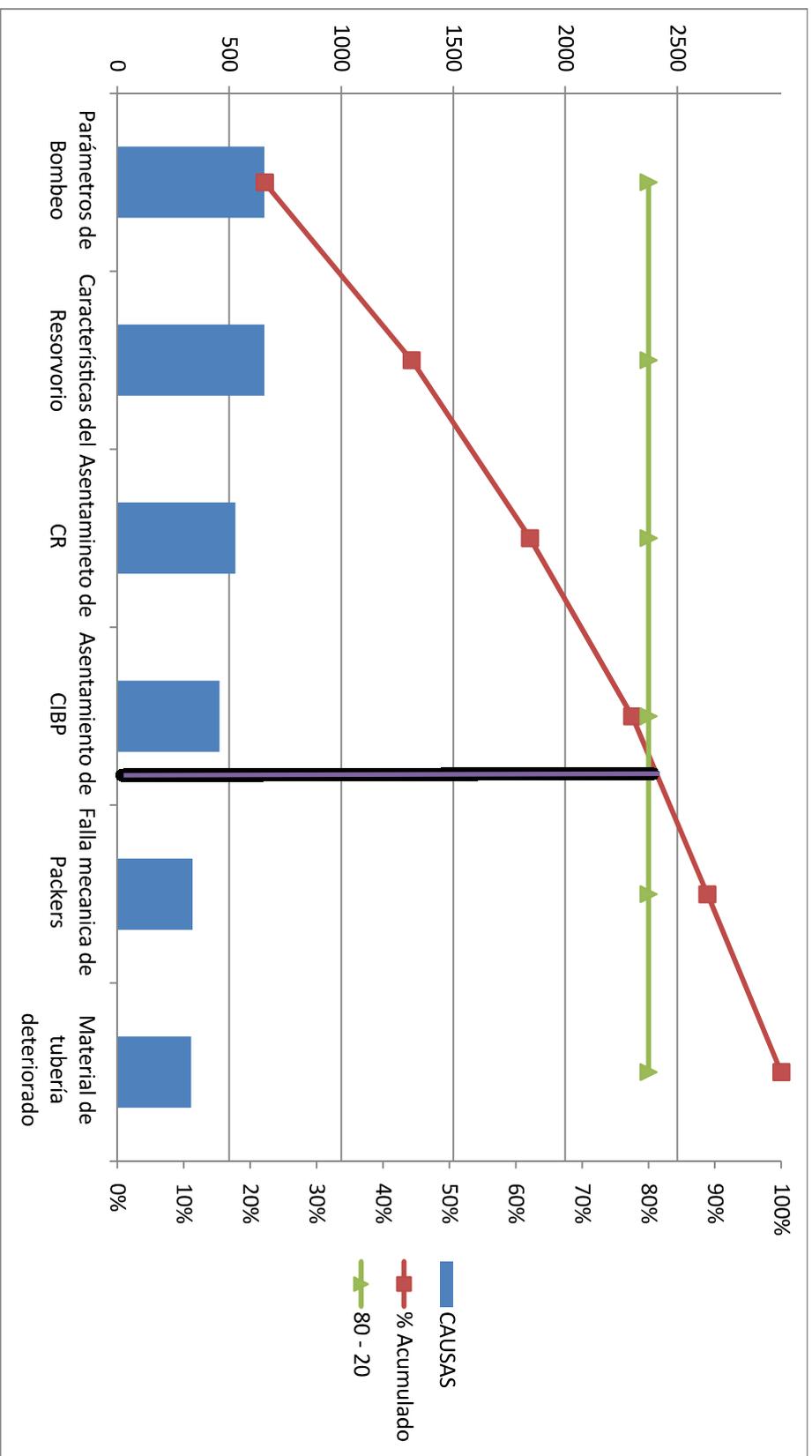


FIGURA 69. Diagrama de Pareto causas-efecto en un trabajo de cementación forzada

Sub-Causas:

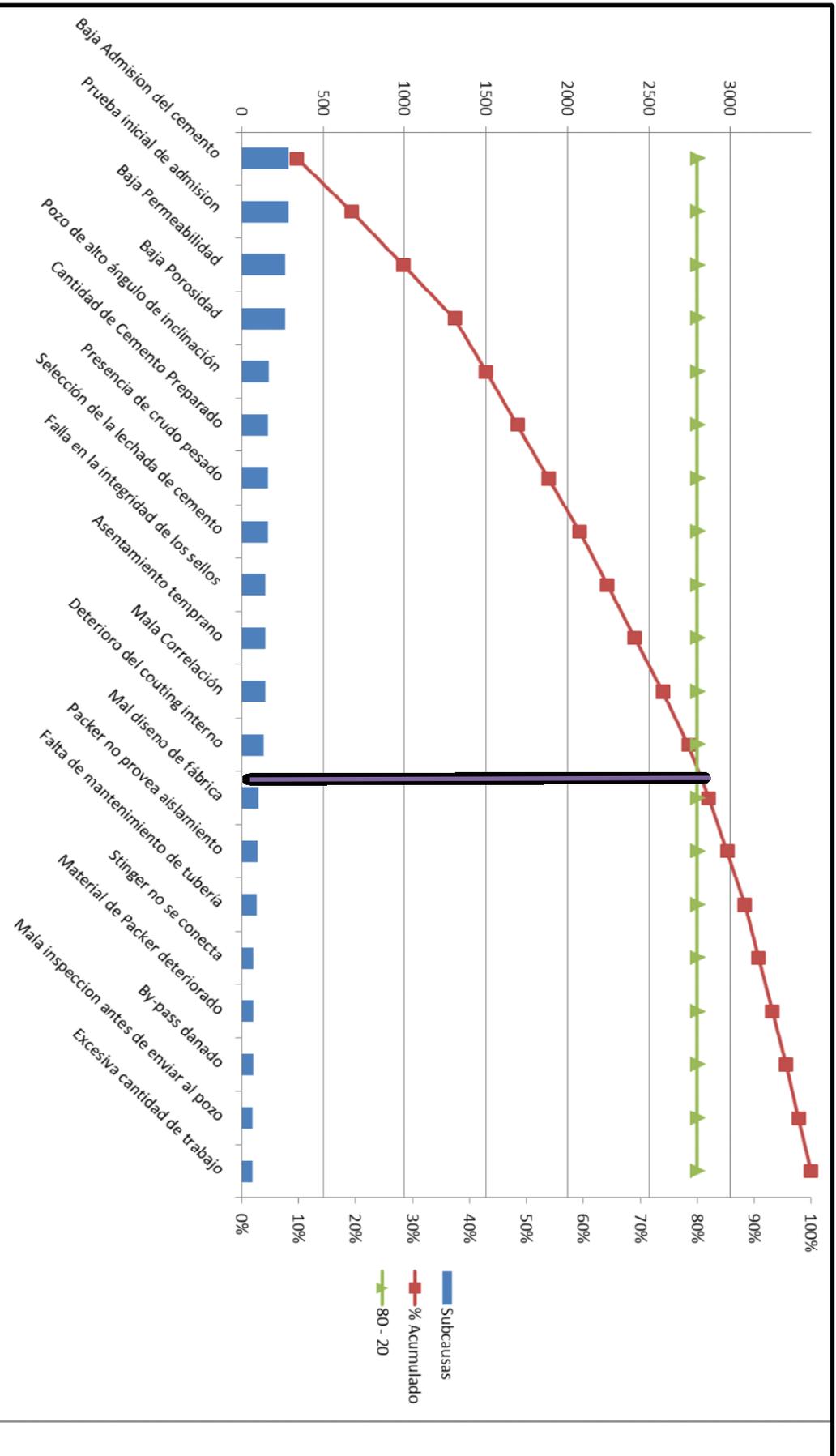


FIGURA 70. Diagrama de Pareto Sub Causa-Efecto en un trabajo de cementación forzada

Una vez evaluado y construido el diagrama de Pareto se puede identificar cuatro CAUSAS sustanciales que generan fallo en un trabajo de cementación forzada, las cuales son: Parámetros de Bombeo, Características del Reservorio, Asentamiento de Retenedor de Cemento (CR) y Asentamiento de Tapón Ciego (CIBP). De estas cuatro causas que generan gran cantidad de falla, existen dos de ellas que son las más importantes y requieren de mucha atención y de un manejo adecuado, estas son los **“Parámetros de Bombeo”** y las **“Características del Reservorio”** a ser intervenidos mediante trabajos de aislamiento forzado.

Así mismo se puede analizar del Diagrama de Pareto de las SUB-CAUSAS en donde se observan 12 Sub causas importantes que generan el 80% de falla, estas están basadas en la correlación realizada en la matriz de causa efecto, pero el análisis se concentrará en las 4 más representativas en cuanto a su puntuación y son: **“Baja Admisión del cemento”**, **“Prueba inicial de admisión”**, **“Baja Permeabilidad”** y **“Baja Porosidad”**. Estas Sub causas están fuertemente atadas a la Causa “Parámetros de Bombeo”, por tal razón, se analizará esta causa para determinar más en detalle, cuáles son los parámetros que se debe controlar para realizar un buen trabajo de aislamiento zonal.

Por lo tanto, si se ataca al 20% de las causas resolveremos el 80% del efecto, el cual corresponde a los Parámetros de Bombeo que será la Causa primordial analizar junto con las 4 sub causas resultantes.

## Identificación de problemas para obtener adecuados parámetros de bombeo

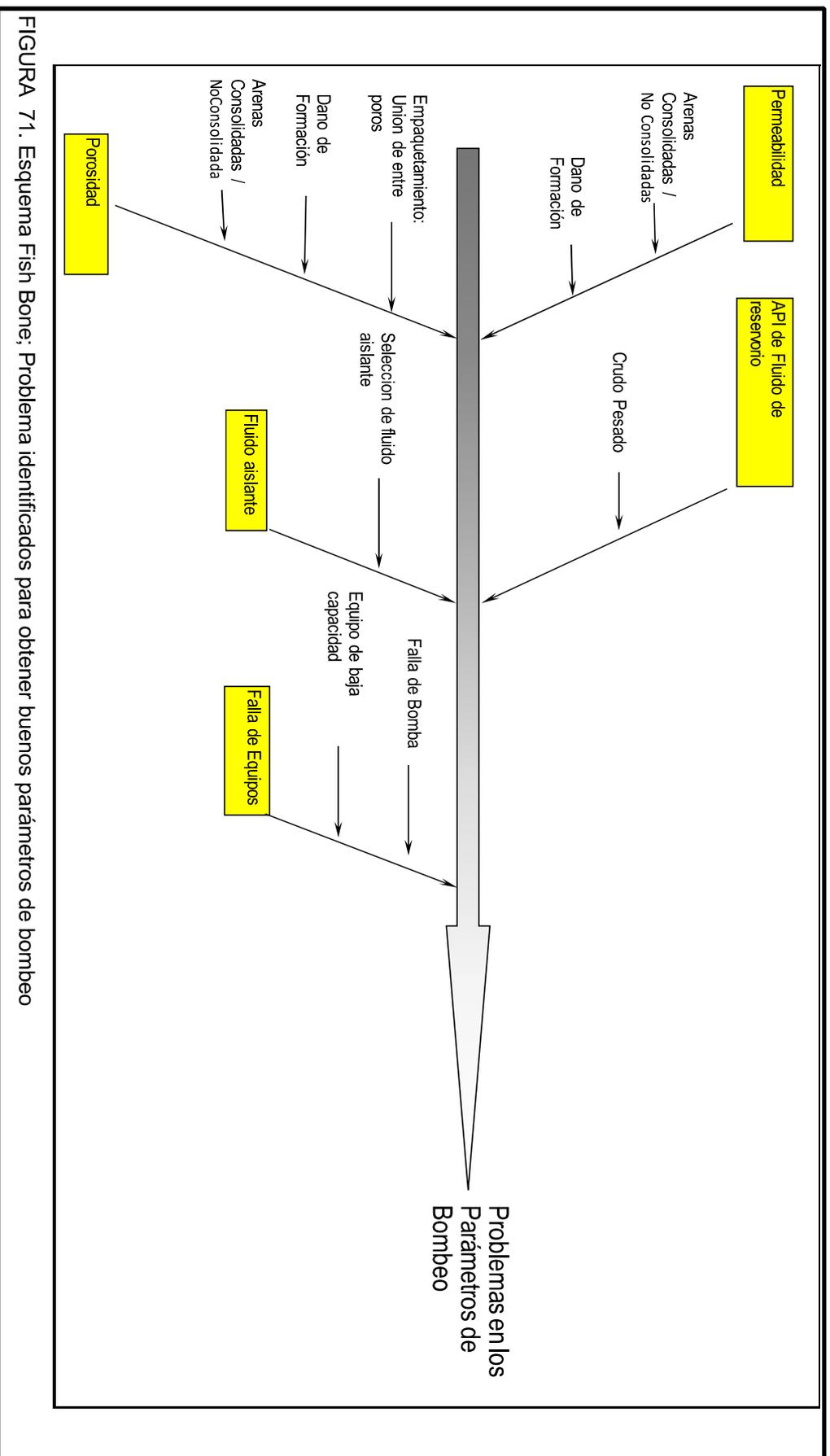


FIGURA 71. Esquema Fish Bone; Problema identificados para obtener buenos parámetros de bombeo

. Matriz Causa – Efecto de parámetros de bombeo

		Matriz Causa - Efecto						
Alta relación		9						
Media Relación		5						
Baja Relación		0						
Rango de Importancia		9	8	9	9	5		
		1	2	3	4	5		
Entradas de Proceso		Permeabilidad	API de Fluido de reservorio	Porosidad	Fluido aislante	Falla de Equipos	Total	
Sub Causa								
1	Arenas Consolidadas / No Consolidadas	9	5	9	9	0	283	
2	Dano de Formación	9	0	9	0	0	162	
3	Crudo Pesado	5	9	5	9	0	243	
4	Empaquetamiento: Union de entre poros	9	0	9	9	0	243	
5	Selección de fluido aislante	9	9	9	9	0	315	
6	Falla de Bomba	0	0	0	5	9	90	
7	Equipo de baja capacidad	0	0	0	5	9	90	
<b>Total</b>		<b>369</b>	<b>184</b>	<b>369</b>	<b>414</b>	<b>90</b>		

FIGURA 72. Matriz Causa-Efecto de parámetros de bombeo

Causas:

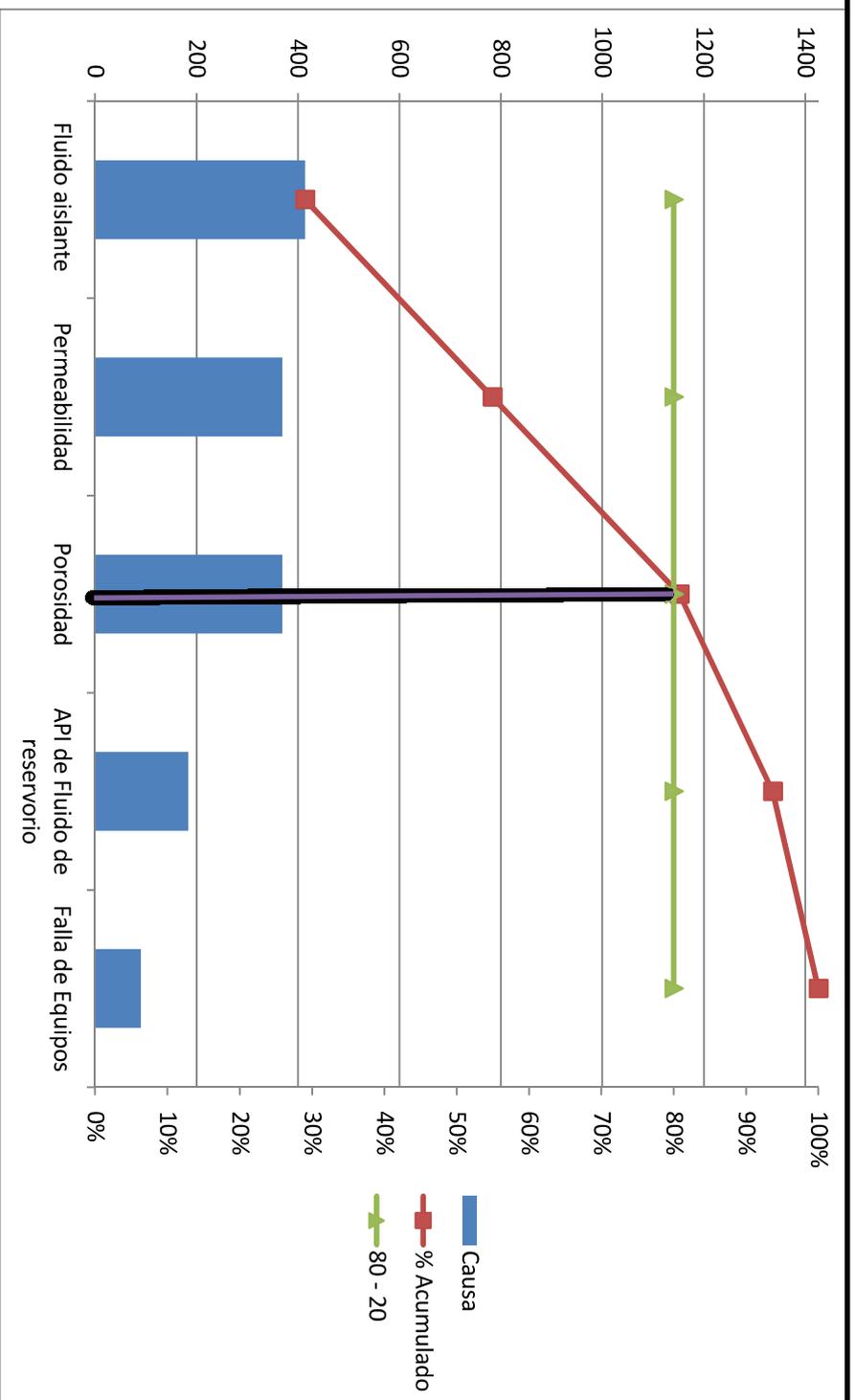


FIGURA 73. Diagrama de Pareto Causas-Efecto de parámetros de bombeo

**Subcausas:**

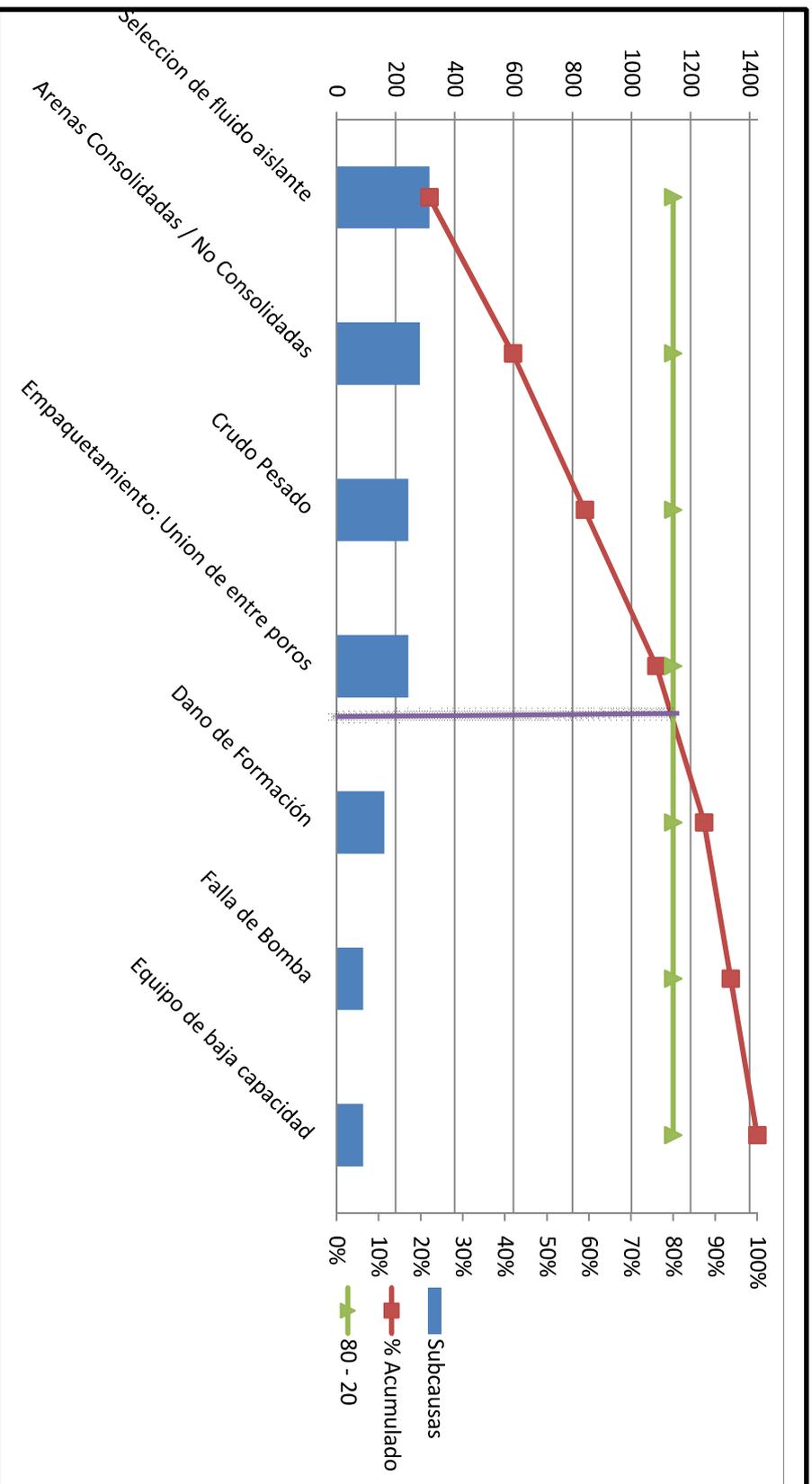


FIGURA 74. Diagrama de Pareto Sub-Causas-Efecto de parámetros de bombeo

Una vez evaluado y construido el diagrama de Pareto para los parámetros de bombeo, se identifican tres CAUSAS sustanciales las cuales son: Fluido Aislante, Permeabilidad y Porosidad, de las cuales dos son las más importantes y generan gran cantidad de falla, estas son: **“Fluido Aislante”** y la **“Permeabilidad del Reservorio”**.

Analizando el diagrama de Pareto de las SUB-CAUSAS se observan cuatro Sub causas sustanciales, basadas en la relación realizada en la matriz de causa efecto; estas son: Selección del Fluido Aislante, Arenas consolidadas y No consolidadas, Crudo Pesado, Empaquetamiento (esta última dada por la porosidad); siendo la más importante la **“Selección del Fluido Aislante”**.

La primera sub-causa está ligada fuertemente al Fluido Aislante la cual es la principal causa de fallo en los trabajos de aislamiento forzado y que van de la mano con las tres sub-causas restantes que se relacionan perfectamente, principalmente con la permeabilidad del reservorio y la porosidad del mismo.

Por lo tanto el análisis se centrará básicamente en la selección del fluido aislante basados en la admisión del reservorio durante las pruebas de inyección y durante el bombeo definitivo de cemento de datos históricos, así mismo analizando las características necesarias de reservorio como la permeabilidad, porosidad y densidad de fluido principalmente.

### **Mejores yacimientos para aplicabilidad de la resina epóxica**

Para este análisis se utilizaron las propiedades de reservorios de un total de 24 pozos, de los cuales 6 pozos son del Bloque 17 del campo H y 18 pozos del Bloque 62 de los campos D, F y M, los más grandes de cada bloque. Para realizar el análisis de las características de admisión de los reservorios de los campos mencionados se tomó la data histórica de 4 años de los reportes diarios de operaciones de pozos donde se realizaron trabajos de cementación forzada, constituyendo un total de 22 pozos. Cabe mencionar que no en todos los reservorios que se producen se han realizado aislamientos zonales debido

a su producción y operaciones, donde un aislamiento zonal no amerita realizar un trabajo forzado sino más bien una intervención de aislamiento mecánico mediante tapones (CIBP), cuando el reservorio está por debajo del reservorio nuevo a producir.

Una vez verificada la información, se procedió a caracterizar los reservorios de cada bloque y campo, conforme con las características relevantes encontradas en la matriz causa efecto de parámetros de bombeo y fallos en trabajos de cementación forzada.

Por lo tanto, a continuación se presentan los yacimientos principales de los campos del bloque 62 de los cuales se ha venido produciendo a lo largo de la toda la historia de este bloque.

## **BLOQUE 62:**

### **CAMPO D**

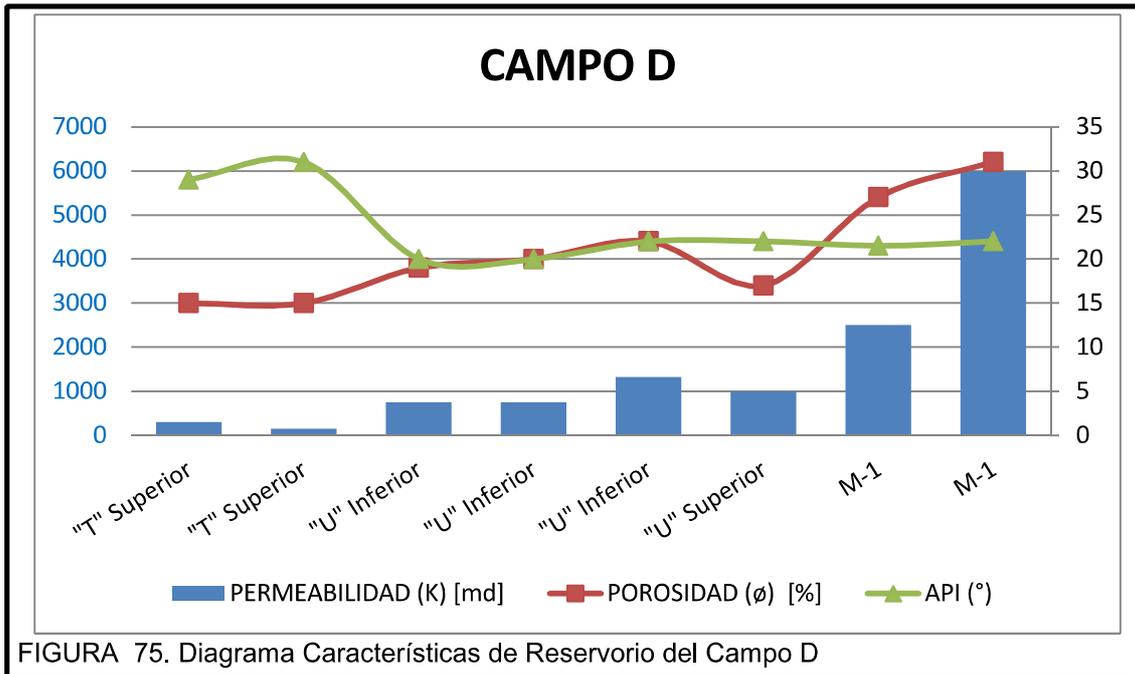
Parámetros por pozo del campo D:

Tabla 18. Característica de Reservorio del Campo D

CAMPO D								
POZO	D-1	D-10	D-10	D-45	D-49RE	D-49RE	D-44	D-57
RESERVORIO	"T" Superior	"T" Superior	"U" Inferior	"U" Inferior	"U" Inferior	"U" Superior	M-1	M-1
POROSIDAD (ø) [%]	15	15	19	20	22	17	27	31
PERMEABILIDAD (K) [md]	300	150	750	750	1320	1000	2500	6000
API (°)	29	31	20	20	22	22	21,5	22

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

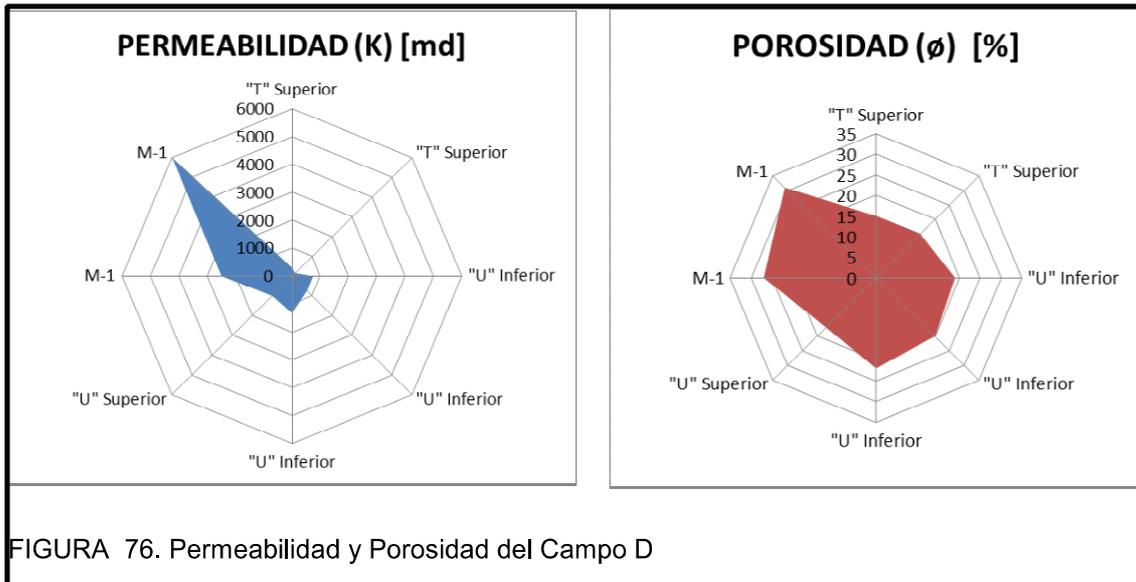
De la información anterior, a continuación se presenta la Figura 75 donde se puede observar que el reservorio con mayor permeabilidad es M-1, que puede en general tener valores desde 750 md hasta 6000 md siendo así el yacimiento con mayor permeabilidad de este campo; así mismo, su porosidad radica entre 25% y 30% que va de la mano con la permeabilidad presentada, viniendo así mismo a ser una arena no consolidada que presenta gran producción de arena que a su vez es perjudicial para las completaciones corridas e instaladas en estas arenas.



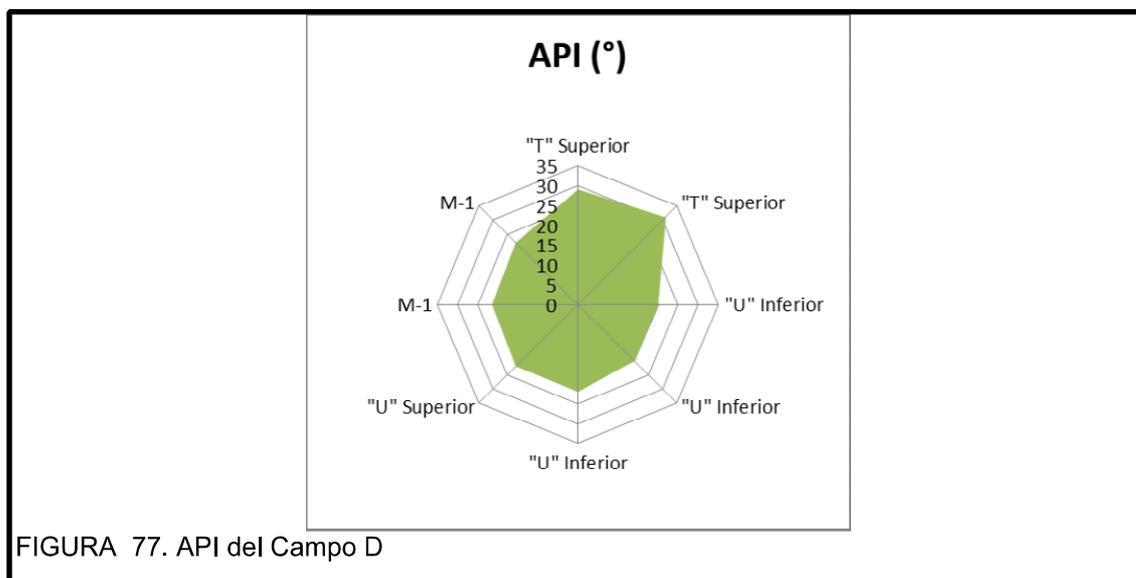
Para el reservorio "U" inferior la permeabilidad radica entre 300 md y 1500 md y su porosidad entre 17% a 23% viniendo a ser una arena consolidada y que a su vez presentaría baja admisión para un fluido extraño.

Para el Reservorio "T" superior la permeabilidad radica entre 100 md y 350 md y su porosidad se encuentra alrededor del 15%, por estos parámetros esta arenisca es muy apretada en este campo; es que si se requiriera un trabajo de forzamiento o aislamiento sería muy complejo realizarlo con cemento.

La tendencia de las propiedades de los yacimientos del Campo D se puede verificar en la Figura 76. Se aprecia que M-1 es el reservorio menos consolidado, luego se muestra que "U" inferior y "T" superior son más apretadas.



En cuanto al grado API del crudo de los reservorios este varía entre 20 a 31° API donde "T" superior muestra el mejor crudo que fluctúa alrededor de los 30° API y para "U" inferior como M-1 varía entre 20 y 23° API, así:



De esta figura se puede inferir que el grado API no será un limitante o una obstrucción para el ingreso de un fluido ajeno al reservorio como es el caso del cemento o de la resina epóxica.

Por otro lado, de la información recolectada de los reportes diarios de operaciones de los pozos donde se realizaron trabajos de cementación forzada se pudo apreciar lo siguiente:

Tabla 19. Trabajos de Cementación forzada del Campo D

CAMPO D					
POZO	DN-2	D-1	DN-2	D-38	D-61
RESERVORIO	"T" Superior	"U" Superior	M-1	M-1	M-1
PRUEBA ADMISION [BLS/MIN]	0,5	1,5	5	4	3,4
PRESION PRUEBA INYECCIÓN [PSI]	3000	1000	1600	1500	1777
CEMENTO PREPARADO [BLS]	8	9	8	25	30
ADMISION DE CEMENTO [BLS/MIN]	0,2	0,3	0,5	0,5	0,5
PRESION CEMENTO ADMITIDO [PSI]	3500	3300	2750	1900	3500
CEMENTO ADMITIDO [BLS]	0,6	3	0,5	21	23,4
CEMENTO EN CAMARA [BLS]	1	2	4,5	1	3,3
CEMENTO REVERSADO [BLS]	6	4	3	3	3,3

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

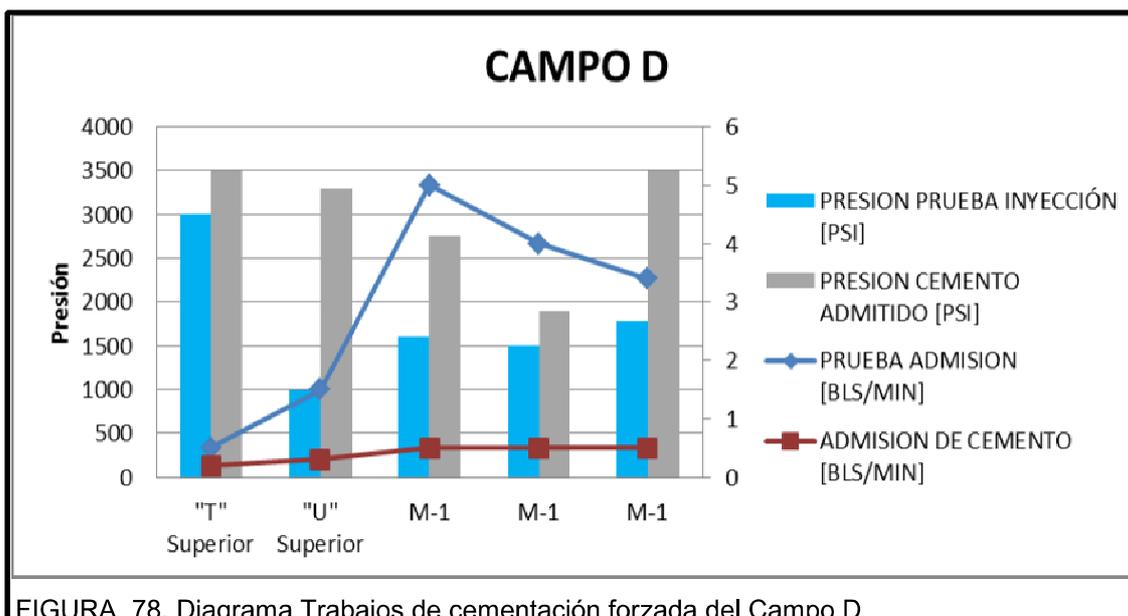
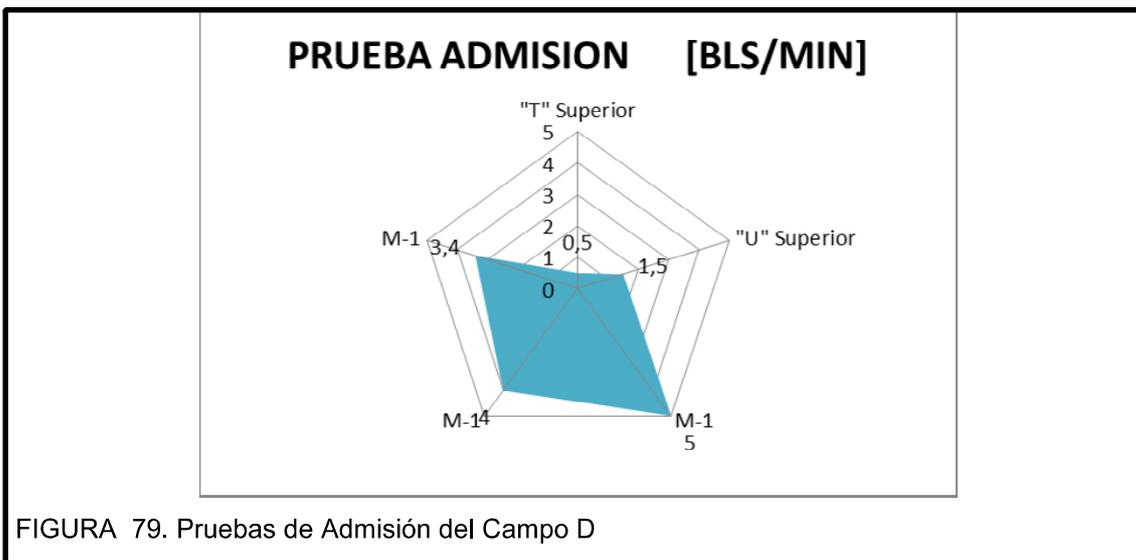


FIGURA 78. Diagrama Trabajos de cementación forzada del Campo D

De esta información obtenida lo más importante de apreciar es que, en general, para cualquier reservorio donde se realizan pruebas de admisión y presión previas al bombeo de cemento, se obtienen ciertos valores de admisión altos y presiones bajas, que luego, al momento de bombear cemento, se verifican radicales caídas de admisión y un aumento considerable en la presión de inyección de cemento, lo que conlleva a mencionar lo que comúnmente se comenta en la industria petrolera que ***“El reservorio al momento de oler***

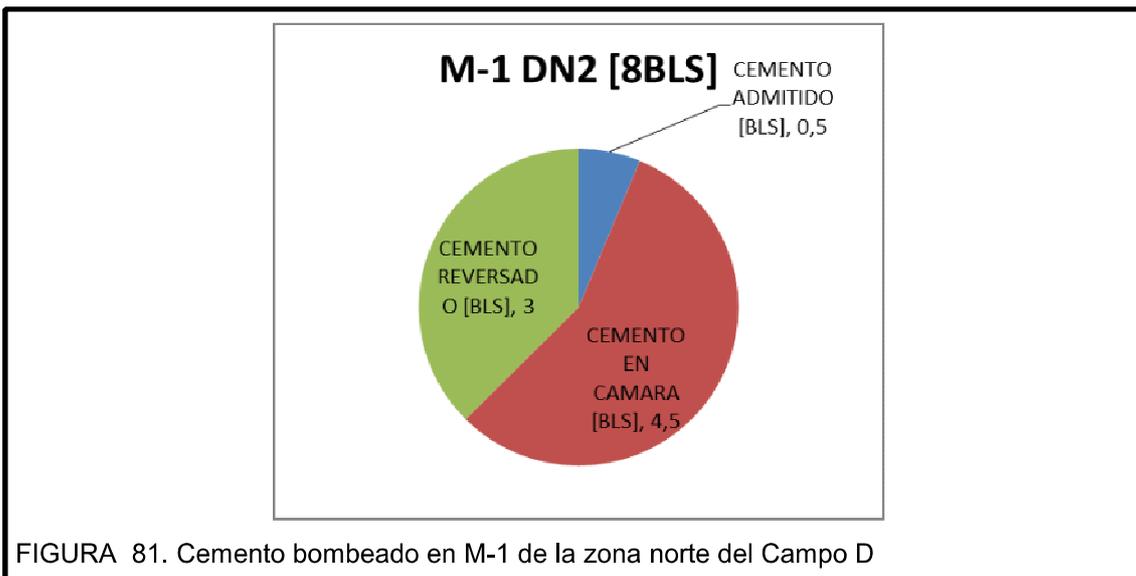
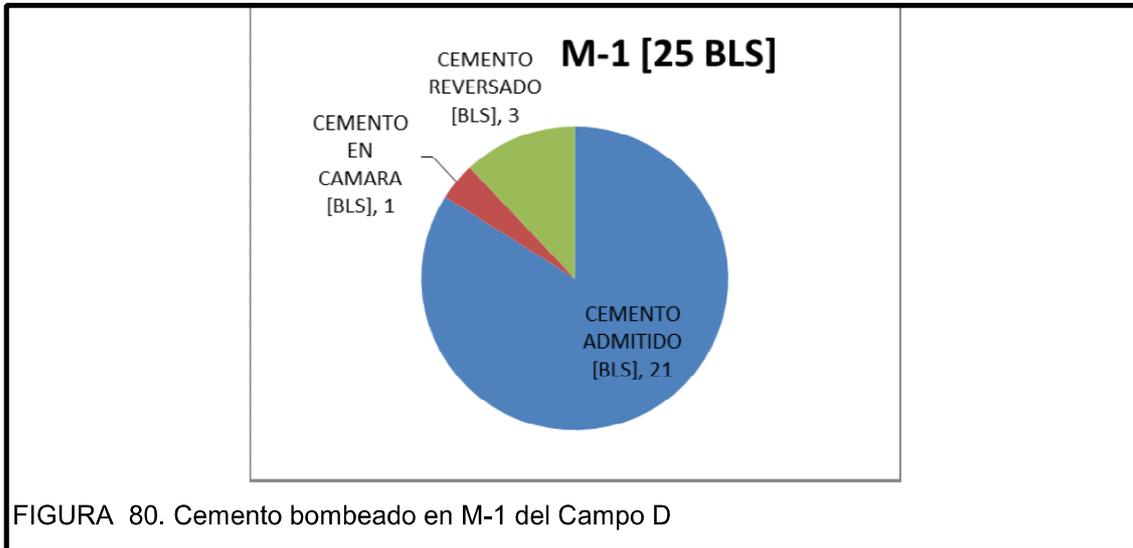
**cemento este se cierra**". Claro está que tienen sus principios lógicos los cuales se los ha venido comentando y es por la permeabilidad, porosidad y calidad de crudo del reservorio frente a la cantidad de sólidos en suspensión que presenta el cemento en comparación con el fluido que se utiliza en la fase prueba de admisión, que no es más que agua mezclada con cloruro de potación (KCl), anticorrosivo y biocida que presenta un peso de 8.4 libras por galón o ppg por sus siglas en inglés (Pounds per galon), lo que constituye un fluido conocido como "BRINE".



Para el caso del reservorio M-1, la prueba de admisión se presenta de 3.5 a 5 [bpm] barriles por minuto con una presión de inyección de 1500 a 1800 psi lo que constituye un reservorio con alta admisión. Pero por otro lado, una vez que se bombea cemento para el trabajo de forzamiento, el análisis de admisión con cemento radica alrededor de 0.5 bpm con una presión de inyección de 2700 a 3500 psi, es decir hay una caída drástica en la admisión y un incremento considerable en la presión, no obstante los barriles que ingresaron de cemento en M-1 son altos de alrededor del 80% del total de cemento preparado.

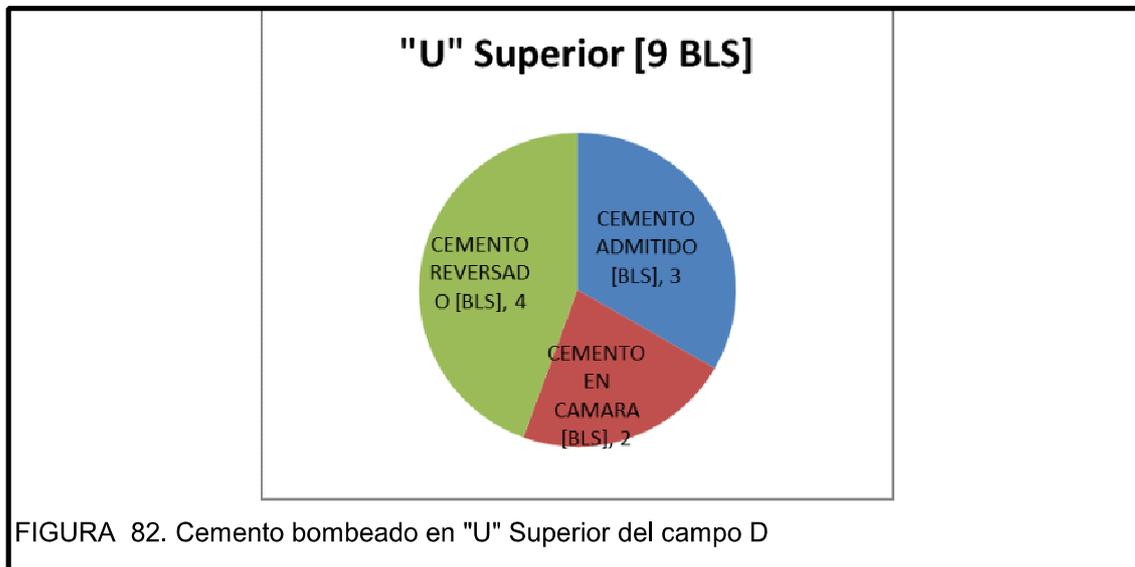
Para el reservorio M-1 de la zona norte del Campo D se tienen valores muy bajos de admisión de cemento, aún cuando la prueba de admisión con fluido brine fue buena; esto se debe a que el crudo de este reservorio en la parte

norte es muy pesado (de alrededor de 12° API), que es el parámetro principal de la baja admisión de cemento, por lo que los barriles que ingresaron de cemento en M-1 de este campo norte del campo D son de alrededor del 6% del total de cemento preparado.

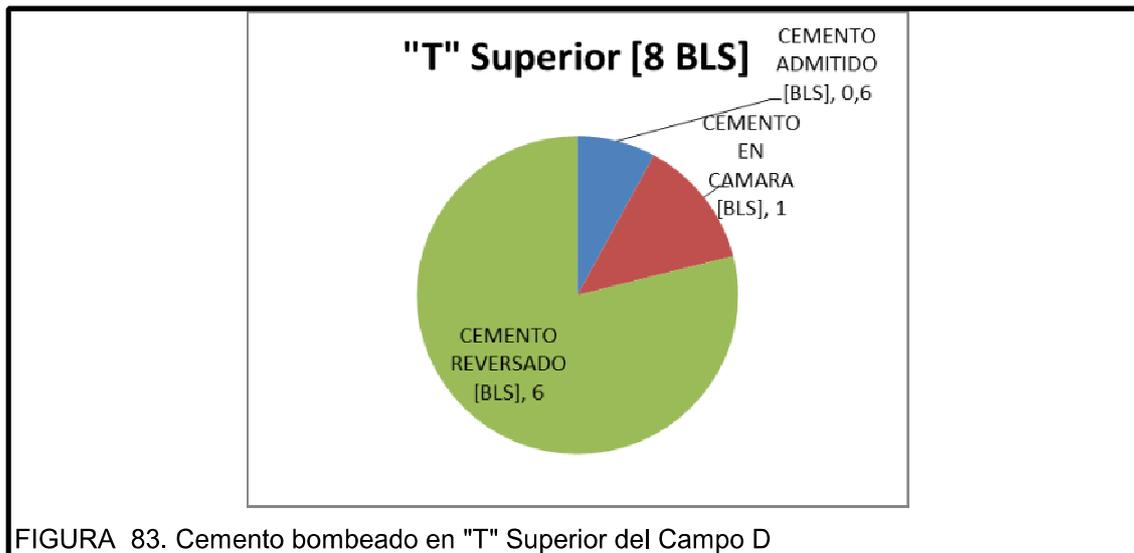


Para la arenisca "U" superior la prueba de admisión se presenta de alrededor de 1.5 [bpm] barriles por minuto, con una presión de inyección de 1000 psi, lo que constituye un reservorio con moderada admisión. Pero, por otro lado, una vez se bombea cemento para el trabajo de forzamiento, el análisis de admisión con cemento radica alrededor de 0.3 bpm con una presión de inyección de 3300 psi; de igual manera, se evidencia una caída drástica en la admisión y un

incremento considerable en la presión, por lo que los barriles que ingresaron de cemento en "U" superior son de alrededor del 33% del total de cemento preparado.



Para la arenisca "T" Superior la prueba de admisión se presenta de alrededor de 0.5 [bpm] barriles por minuto, con una presión de inyección de 3000 psi, lo que constituye un reservorio con una baja admisión. Por otro lado una vez se bombea cemento para el trabajo de forzamiento, el análisis de admisión con cemento radica alrededor de 0.2 bpm con una presión de inyección de 3500 psi, evidenciándose una caída en la admisión y un incremento considerable en la presión; por lo que los barriles que ingresaron de cemento en "T" Superior son muy bajos, de alrededor del 8% del total de cemento preparado.



Por lo tanto, los mejores reservorios del Campo D para el uso de resina epóxica, basándose en los resultados anteriores, se describen a continuación:

Tabla 20. Yacimientos para aplicación de Resina Epóxica del Campo D

RESERVORIO		Permeabilidad (K) [md]	Porosidad (ø) [%]	API (°)	Prueba de Admisión [BLS/MIN]	Presión de Admisión [PSI]	Selección de Fluido para Squeeze
ARENISCA M-1	M-1	750 - 600	25 - 30	20 - 23	3.5 - 5	1500- 1800	CEMENTO CONVENCIONAL
	M-1 D Norte			12	5	1600	RESINA - CEMENTO MICROFINO
ARENISCA "U"	"U" Superior	1000	17	22	0.5 - 1.5	1000 - 2000	RESINA - CEMENTO MICROFINO
	"U" Inferior	300- 1500	17 - 23	20 - 23			
ARENISCA "T"	"T" Superior	100 - 350	15	30	0.1 - 0,5	3000	RESINA

Son mejores yacimientos para la aplicación de la resina epóxica tanto el reservorio "U" inferior y superior así como "T" superior cuando cumplan con los parámetros de admisión bajos. Cabe recalcar que para valores bajos de API, como es el caso de la M-1 en la zona Norte del Campo D, es posible el uso de la Resina Epóxica, más allá de que obviamente la experiencia en los Campos de Andes muestran que M-1 es un yacimiento potencial de elevada admisión y con una arena poco consolidada.

## CAMPO F

Parámetros por pozo del campo F:

Tabla 21. Características de Reservorio del campo F

CAMPO F								
POZO	F-148	F-149	F-163	F-167	F-167	F-164	F-73	F-43
RESERVORIO	"U" Inferior	M-1	M-1	M-1				
POROSIDAD ( $\phi$ ) [%]	20	14	27	16	16	24	21	15
PERMEABILIDAD (K) [md]	500	280	1800	1050	1050	1500	1500	3120
API ( $^{\circ}$ )	20	20	19	20	20	20	20	14

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

El Campo F presenta M-1 como el reservorio con mayor permeabilidad que puede, en general, tener valores desde 1500 md hasta 3120 md; así mismo, su porosidad radica entre 15% y 24%, que va de la mano con la permeabilidad presentada, viniendo así mismo a ser una arena no consolidada.

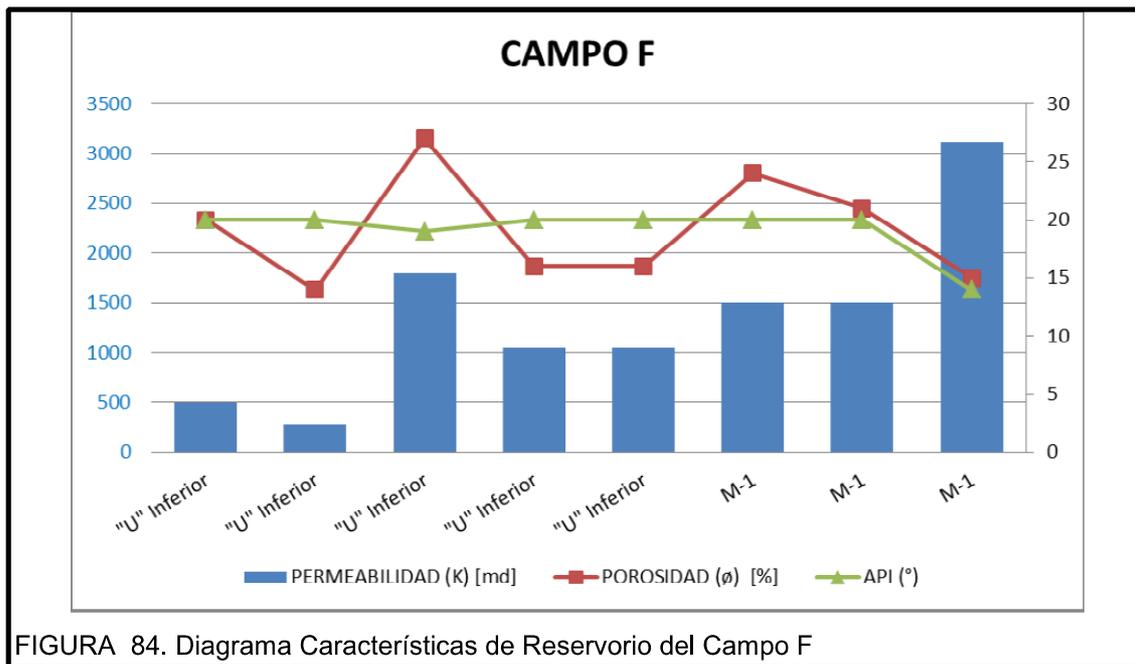


FIGURA 84. Diagrama Características de Reservorio del Campo F

Para el reservorio "U" inferior la permeabilidad radica entre 500 md y 1800 md y su porosidad entre 14% a 27%, viniendo a ser una arena consolidada, es decir, más apretada.

La tendencia de las propiedades de los yacimientos del Campo F se puede verificar en la Figura 85. Se aprecia entonces que M-1 es el reservorio menos consolidado, luego que la arena "U" inferior es más apretada.

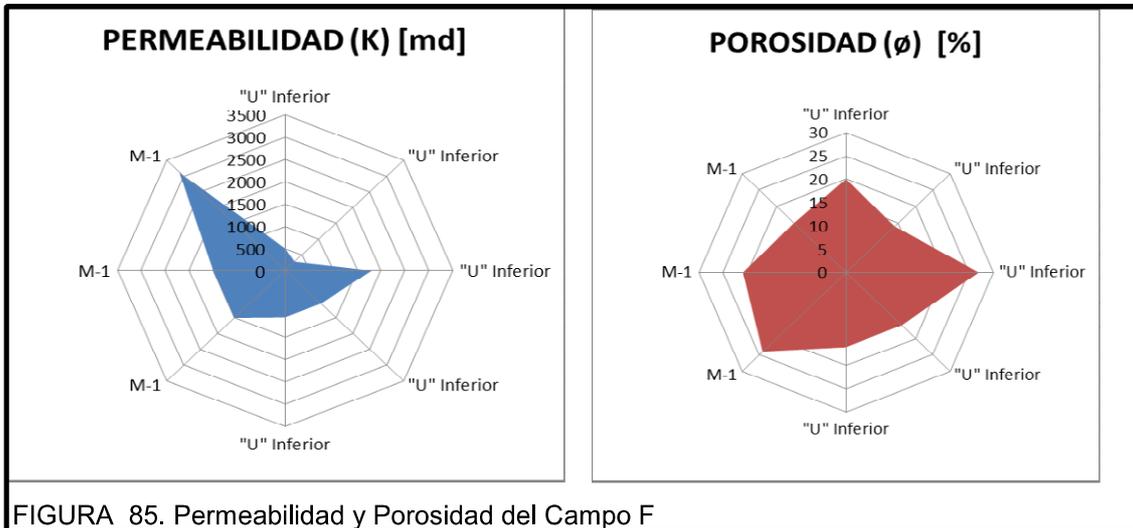


FIGURA 85. Permeabilidad y Porosidad del Campo F

En cuanto al grado API del crudo de los reservorios este varía entre 14 a 20° API donde tanto "U" inferior como M-1 muestran similares características de crudo, donde el valor de 14° API es encontrado en M-1.

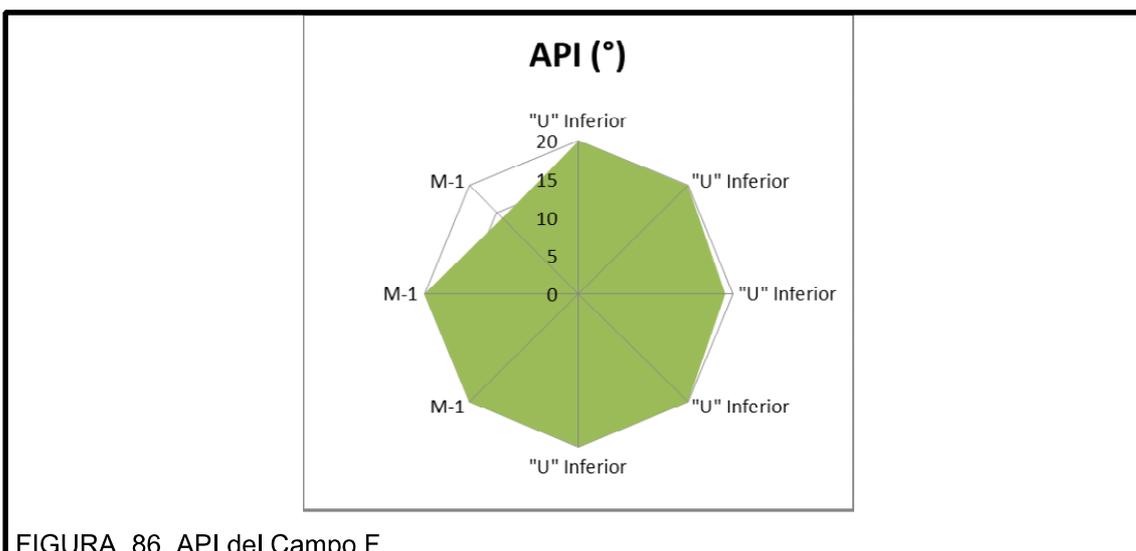


FIGURA 86. API del Campo F

Se puede inferir que el grado API no será un limitante o una obstrucción para el ingreso de un fluido ajeno al reservorio como es el caso del cemento o de la resina epóxica.

A continuación se presenta la información recolectada de los reportes diarios de operaciones de los pozos donde se realizaron trabajos de cementación forzada en el Campo F:

Tabla 22. Trabajos de cementación forzada del Campo F

CAMPO F					
POZO	F-102	F-97	F-2	F-6	F-83
RESERVORIO	"U" Inferior	"U" Inferior	M-1	M1	M-1
PRUEBA ADMISION [BLS/MIN]	2	1,5	3,6	4	2,5
PRESION PRUEBA INYECCIÓN [PSI]	3000	3000	1000	1500	3254
CEMENTO PREPARADO [BLS]	15	10	25	25	16
ADMISION DE CEMENTO [BLS/MIN]	0,1	0,3	0,6	3,5	0,5
PRESION CEMENTO ADMITIDO [PSI]	3500	3200	3000	2600	3150
CEMENTO ADMITIDO [BLS]	1,2	1,4	18	20	14
CEMENTO EN CAMARA [BLS]	1,8	1,3	2	1	1
CEMENTO REVERSADO [BLS]	12	8,3	5	4	1

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

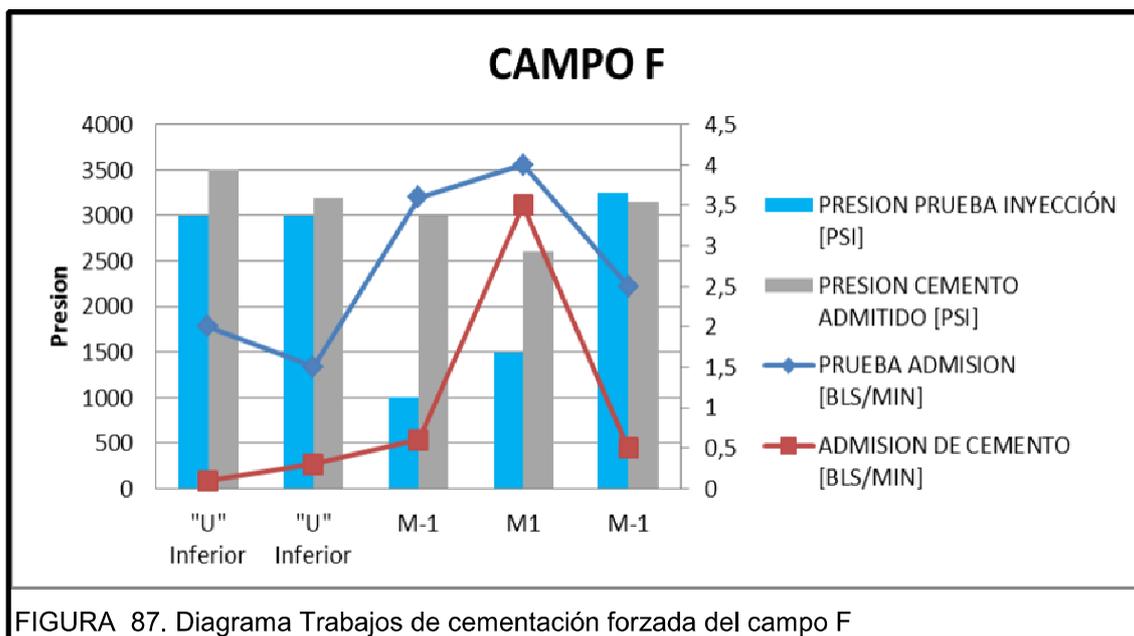


FIGURA 87. Diagrama Trabajos de cementación forzada del campo F

De igual manera, es fácil identificar que durante las pruebas de admisión y presión previas al bombeo de cemento realizadas con fluido Brine, se obtienen ciertos valores de admisión altos y presiones bajas, y que luego, al momento

de bombear cemento, se verifican radicales caídas de admisión y un aumento considerable en la presión de inyección de cemento.

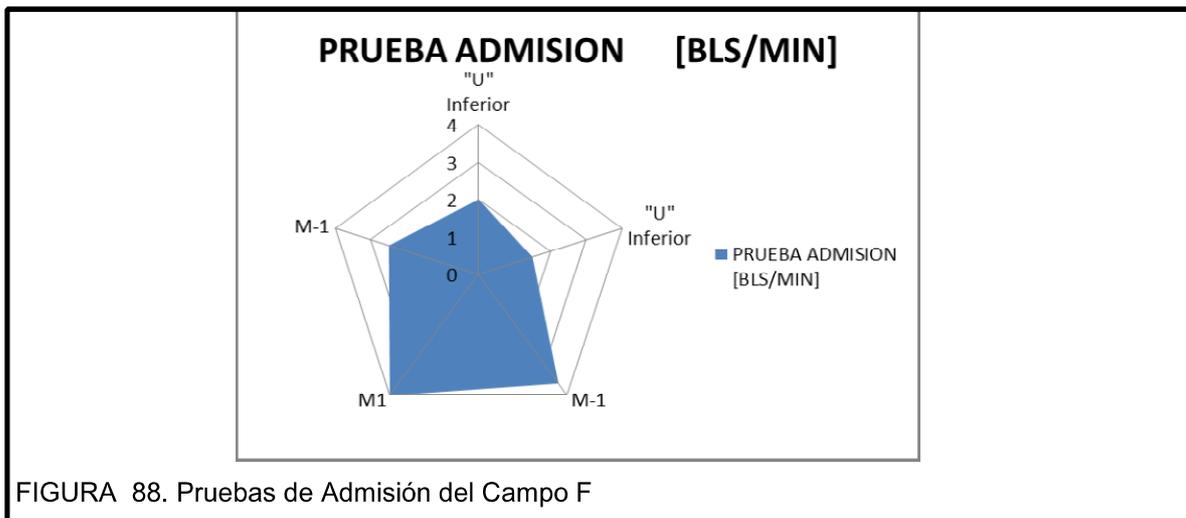


FIGURA 88. Pruebas de Admisión del Campo F

Para la arenisca M-1:

- Prueba de admisión: 2.5 - 4 bpm
- Presión de inyección de 1000 - 3250 psi

Constituye un reservorio con alta admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.5 – 3.5 bpm
- Presión de inyección: 2700 - 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en M-1: 80% del total de cemento preparado.

Para el reservorio M-1 del pozo F-83 se tienen valores de presión de inyección con brine de 3254 psi y que en la inyección de cemento la presión en vez de incrementarse bajó a 3150, o sea 1000 psi menos, es decir, sucedió lo contrario a lo que se venía reportando. Cabe analizar que este evento se suscitó y se tiene referencia de que el fluido brine limpió la cara de la formación antes de realizar la cementación forzada y en base a este evento se obtuvieron estos valores más bajos en la presión de inyección de cemento.

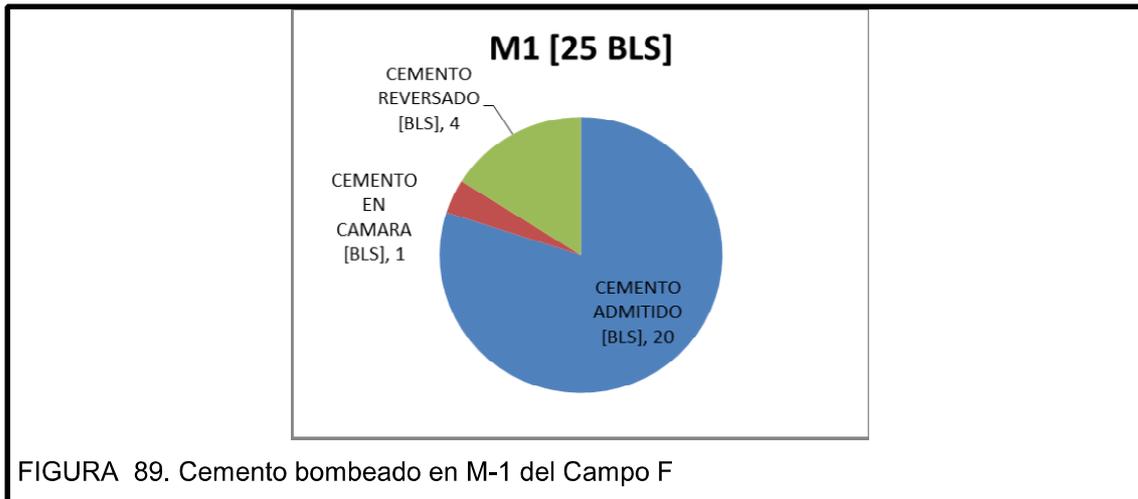


FIGURA 89. Cemento bombeado en M-1 del Campo F

Para la arenisca "U" inferior:

- Prueba de admisión: 1.5 - 2 bpm
- Presión de inyección: 3000 psi

Constituye un reservorio con moderada admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.1 – 0.3 bpm
- Presión de inyección: 3200 - 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en "U" inferior: 8% del cemento preparado.

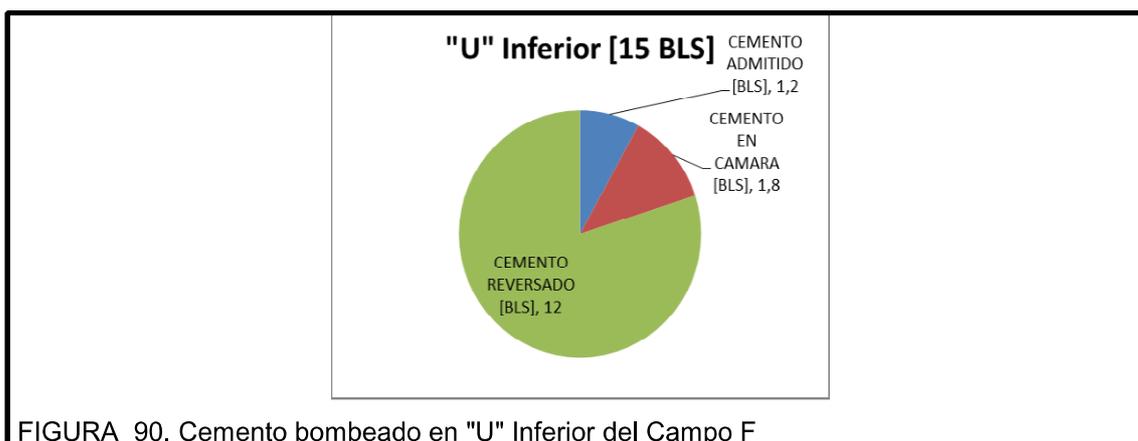


FIGURA 90. Cemento bombeado en "U" Inferior del Campo F

Por lo tanto, los mejores reservorios del Campo F para el uso de resina epóxica basándose en los resultados anteriores, se describen a continuación:

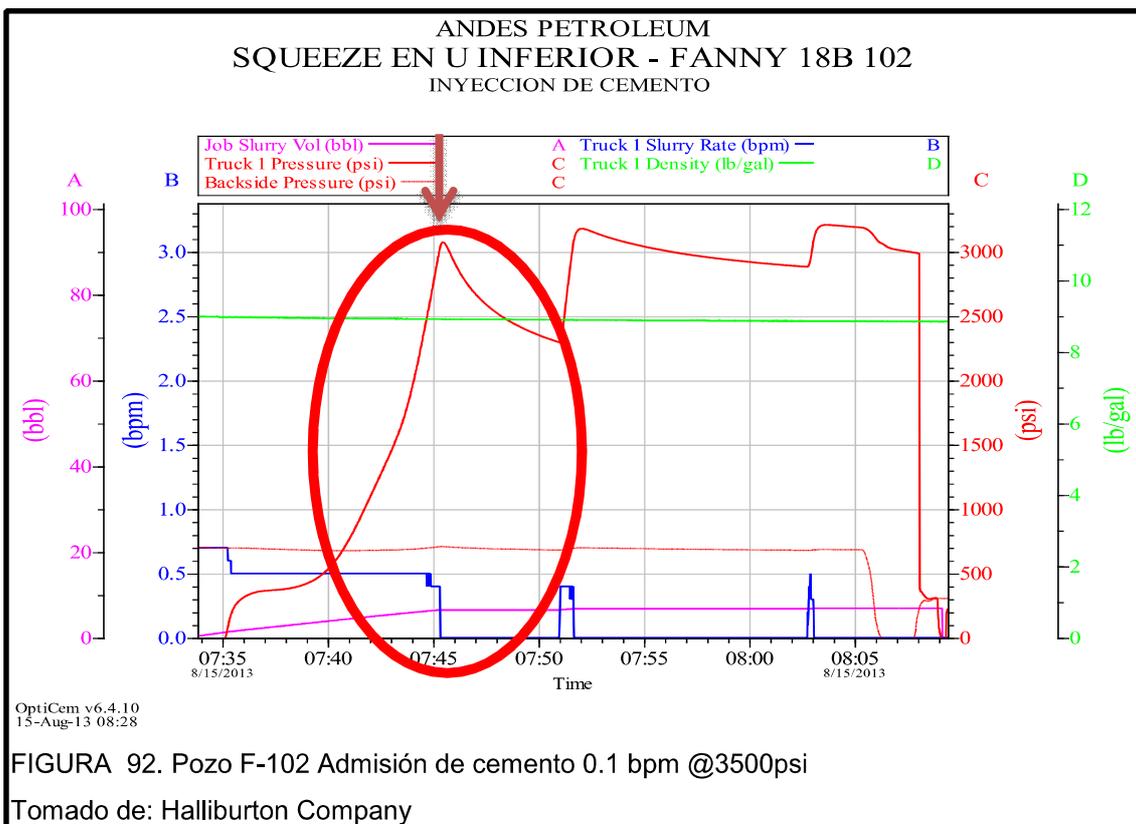
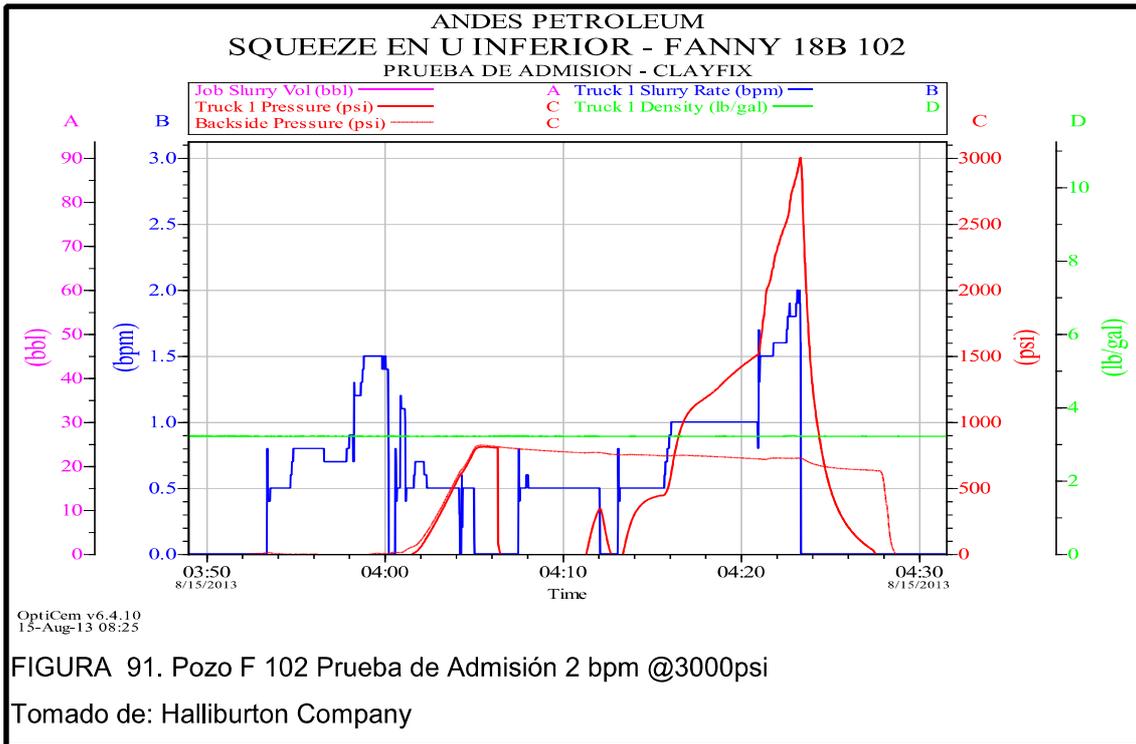
Tabla 23. Yacimiento para aplicación de Resina Epóxica del Campo F

RESERVORIO		Permeabilidad (K) [md]	Porosidad (ø) [%]	API (°)	Prueba de Admisión [BLS/MIN]	Presión de Admisión [PSI]	Selección de Fluido para Squeeze
ARENISCA M-1	M-1	1500 - 3120	15 - 24	14 - 20	2,5 - 4	1000 - 3250	CEMENTO CONVENCIONAL
ARENISCA "U"	"U" Inferior	500 - 1800	14 - 27	20	1,5 - 2	3000	RESINA - CEMENTO MICROFINO

Con la información histórica obtenida de trabajos de cementación forzada realizada en el Campo F, es importante recalcar que estos trabajos forzados se han realizado específicamente en M-1 y "U" inferior, y no se registran este tipo de trabajos para la arenisca "T", aunque siendo el caso si este reservorio "T", al presentar similares características que la "T" del campo D es un potencial reservorio para introducir la resina epóxica siempre que se cumplan los parámetros de admisión.

En resume, con la información histórica, el mejor reservorio del campo F para la aplicación de la resina epóxica es el reservorio "U" inferior.

El pozo F-102 es el mejor ejemplo donde se obtuvieron buenos valores de admisión en "U" inferior como es 2 bpm a 3000 psi, donde se prepararon inicialmente 5 bls de cemento microfino y 10 bls de cemento convencional; pero al realizar el trabajo de cementación forzada se registraron valores de admisión de 0.1 bpm a 3500 psi, es decir que de un total de 15 bls preparados sólo ingresaron 1.2 bls a la formación, 1.8 quedaron dentro de la cámara y 12 bls se reversaron a superficie.



## CAMPO M

Parámetros por pozo del campo M:

Tabla 24. Características de Reservorio del Campo M

CAMPO M									
POZO	M-40	M-44	M-23	M4A-14	M-23	M-40	M-44	M-43	M-43
RESERVORIO	"T" Media	"T" Media	"T" Superior	"U" Inferior	"U" Inferior	"U" Superior	"U" Inferior	M-1	Basal Tena
POROSIDAD ( $\phi$ ) [%]	19	18	19	8	22	18	19	22	21
PERMEABILIDAD (K) [md]	350	300	343	150	1500	700	815	3740	1950
API ( $^{\circ}$ )	30	30	30	25	28	20	20	20	15

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

El Campo M presenta M-1 como el reservorio con mayor permeabilidad que puede en general tener valores de alrededor de 3000 md a 3740 md, y su porosidad radica alrededor del 22%. Así mismo Basal Tena presenta alta permeabilidad de 1950 md y 21% de porosidad, ambas se constituyen como no consolidadas.

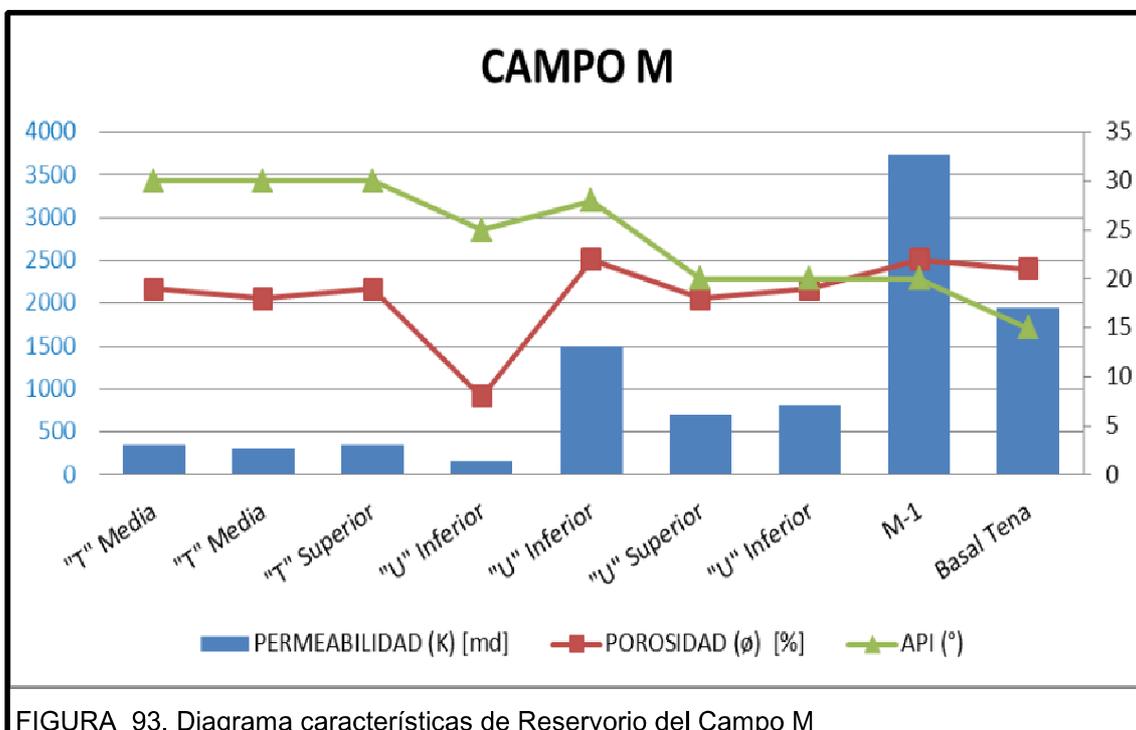


FIGURA 93. Diagrama características de Reservorio del Campo M

Para el reservorio "U" superior la permeabilidad se encuentra alrededor de los 700 md y su porosidad entre 18%, caracterizándose como una arena consolidada y apretada.

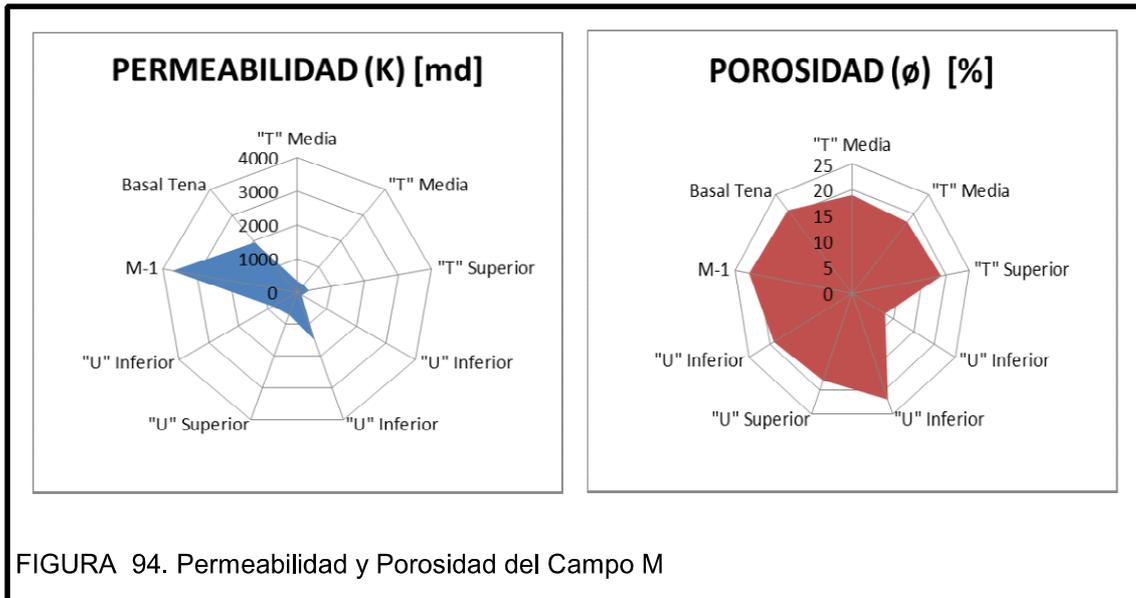
El reservorio "U" inferior muestra una permeabilidad de 815 md a 1500 md y 18% a 19% de porosidad, es una arena consolidada con propiedades altas de permeabilidad debido a su depositación tidal.

Para el caso del pozo M-A14, que se encuentra aledaño al Campo M muestra una permeabilidad de 150 md y una porosidad baja del 8%; en este sector la "U" inferior es muy apretada y pese a que no se tienen datos de cementación forzada anteriores, es una posible candidata para intervención con resina.

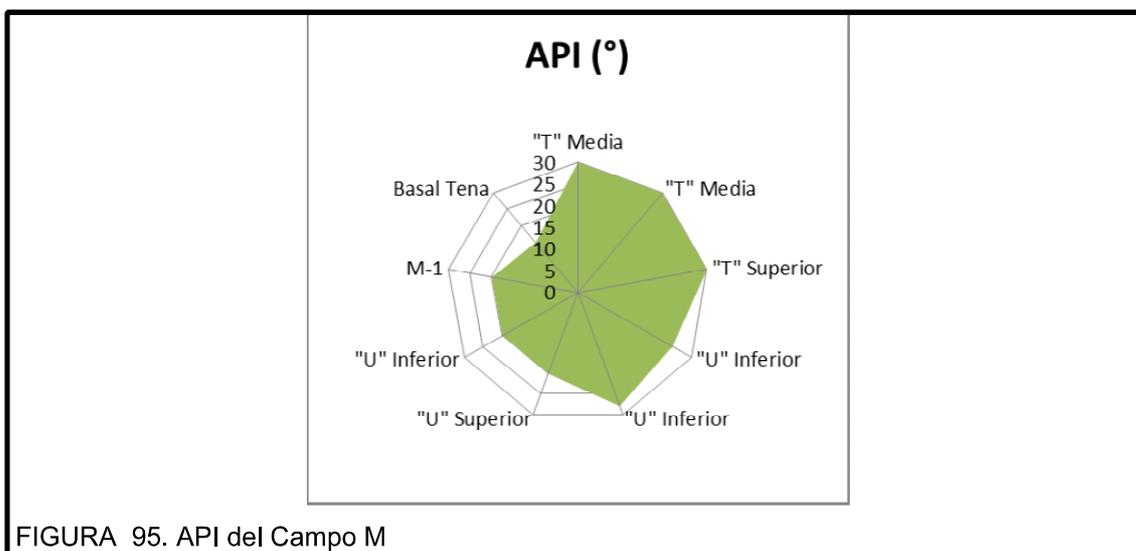
El reservorio "T" superior tiene una permeabilidad de 343 md y 19% de porosidad. Es una arenisca apretada y consolidada.

El reservorio "T" media tiene una permeabilidad de 300 a 350 md y 18% a 19% de porosidad. Es una arenisca también apretada y consolidada.

La tendencia de las propiedades de los yacimientos del Campo F se puede verificar en la Figura 94. Se aprecia entonces que M-1 y Basal Tena son los reservorios menos consolidados y con permeabilidades más altas, luego se presenta a "U" inferior como un reservorio consolidado pero con valores de permeabilidad bastante altos para una arena "U" de otros campos, y finalmente se aprecia que los reservorios "T" superior y "T" media se muestran mucho más apretados.



El grado API del crudo de los reservorios es de 30° API para "T" superior y "T" media, 20 – 28° API en "U" inferior, 20° API en "U" superior, 20° API en M-1 y 15° API en Basal Tena.



El grado API para todos los reservorios no será un limitante o una obstrucción para el ingreso de un fluido ajeno al reservorio, como es el caso del cemento o de la resina epóxica, excepto para Basal Tena que presenta 15° API que es posible que muestre resistencia.

A continuación se presenta la información recolectada de los reportes diarios de operaciones de los pozos donde se realizaron trabajos de cementación forzada en el Campo M:

Tabla 25. Trabajos de Cementación forzada del Campo M

CAMPO M									
POZO	MN-1	MN-2	M-28	M-28	M-32	M-47	M-23	M-25	MS-2
RESERVORIO	"T" Superior	"T" Superior	"T" Inferior	"U" Inferior	M-1				
PRUEBA ADMISION [BLS/MIN]	4	1,5	0,9	0,3	0,3	1	1	0,7	1
PRESION PRUEBA INYECCIÓN [PSI]	3100	2700	3400	3450	3300	3300	3200	3300	3300
CEMENTO PREPARADO [BLS]	20	10	12	7	0	15	6	7	12
ADMISION DE CEMENTO [BLS/MIN]	0,7	0,5	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,8
PRESION CEMENTO ADMITIDO [PSI]	3500	3300	3500	3500	3500	3600	3500	3500	3500
CEMENTO ADMITIDO [BLS]	5,5	6,5	0,5	4	0	1,5	0,5	0,7	9
CEMENTO EN CAMARA [BLS]	3	2	1	2	0	2	2	2,3	2
CEMENTO REVERSADO [BLS]	11,5	1,5	10,5	1	0	11,5	3,5	4	1

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

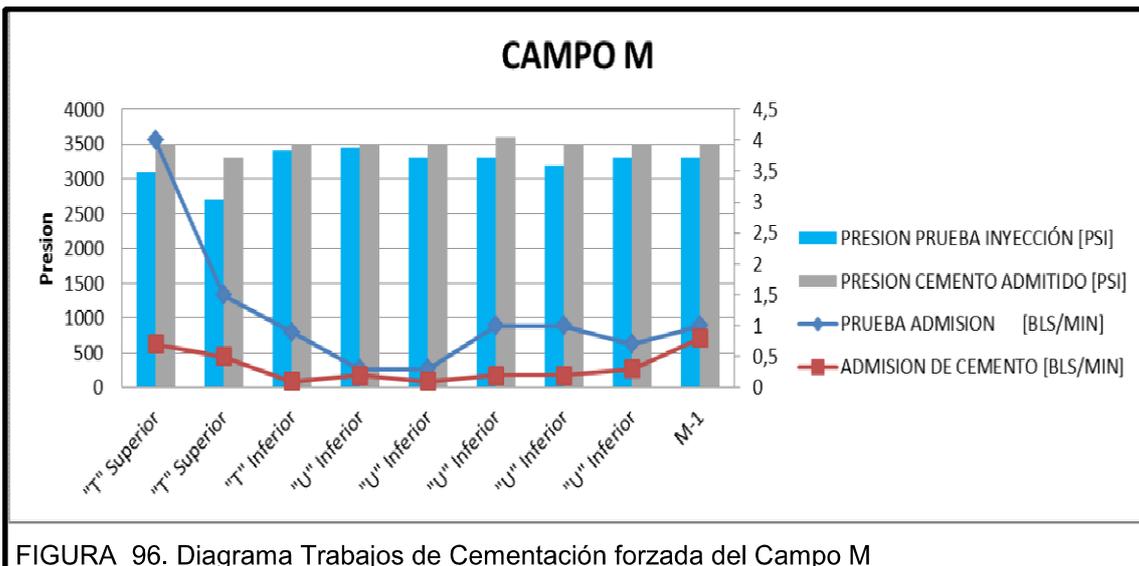
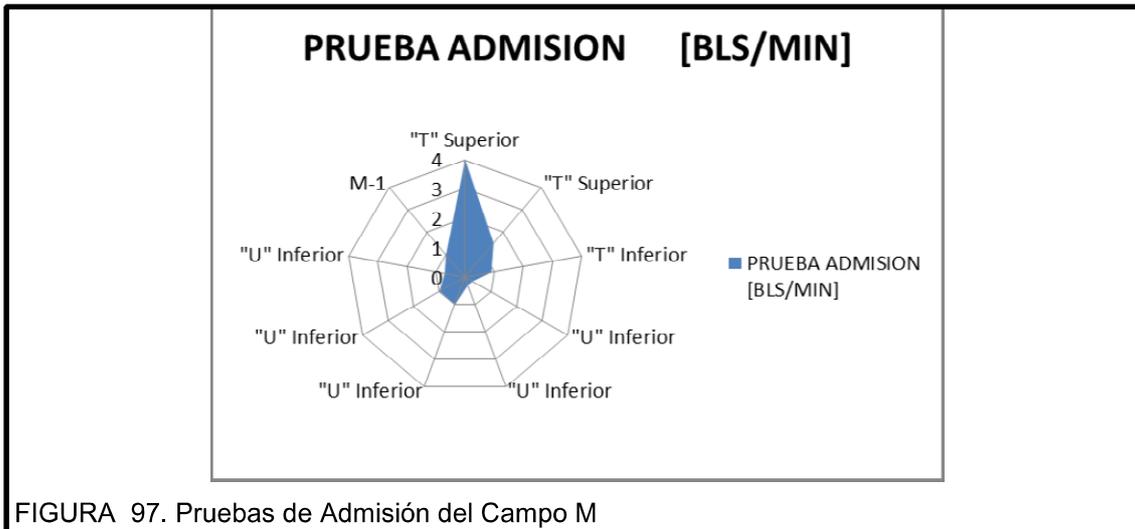


FIGURA 96. Diagrama Trabajos de Cementación forzada del Campo M

Se identifican caídas drásticas en la admisión con cemento y subidas de presión durante la inyección del mismo, en referencia a las pruebas de admisión y presiones previas realizadas con fluido brine.

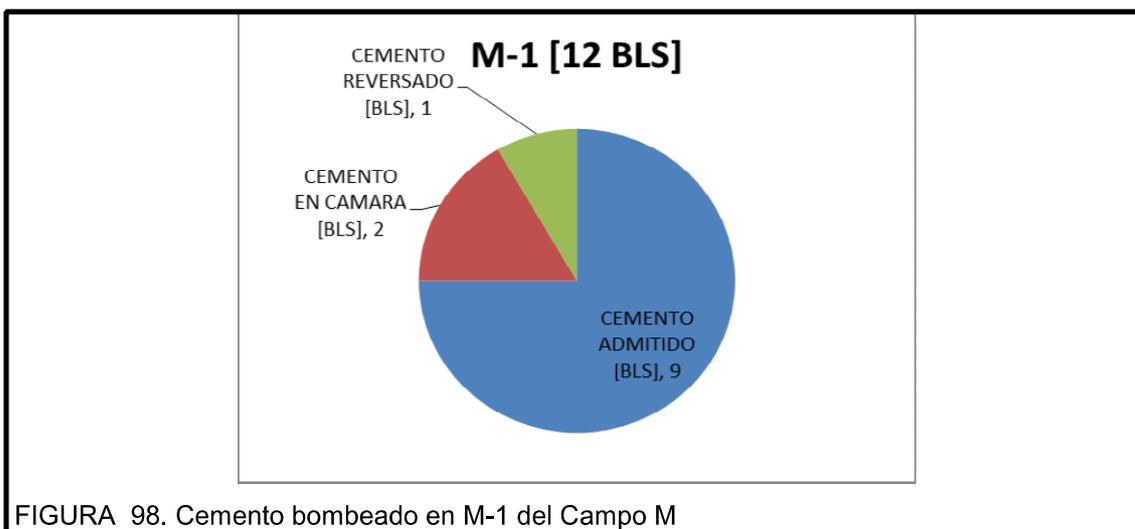


Para la arenisca M-1:

- Prueba de admisión: 1 [bpm]
- Presión de inyección de 3300 psi

Constituye un reservorio con moderada admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.8 bpm
- Presión de inyección de 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en M-1: 75% del total de cemento preparado.



Para la arenisca "U" inferior:

- Prueba de admisión: 0.3 a 1 [bpm]
- Presión de inyección de 3200 – 3400 psi

Constituye un reservorio con baja admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.1 a 0.3 bpm
- Presión de inyección de 3500 a 3600 psi.
- Barriles de cemento admitidos en "U" inferior: 4% del total de cemento preparado.

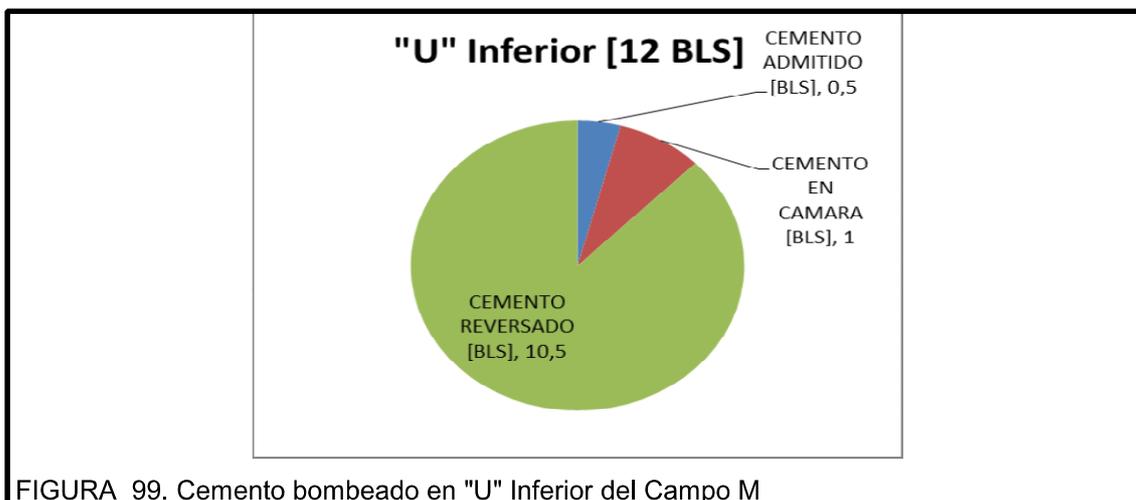


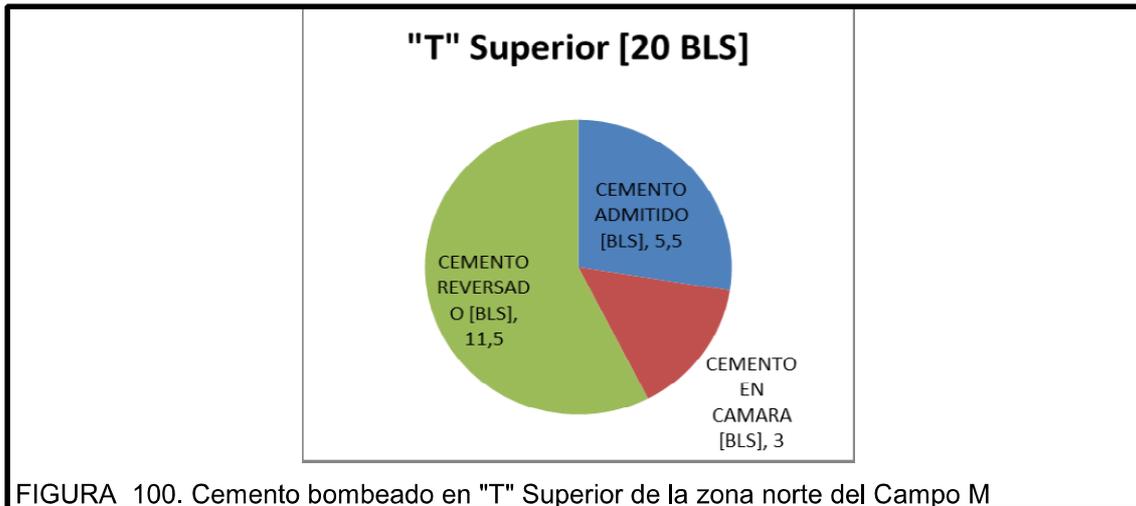
FIGURA 99. Cemento bombeado en "U" Inferior del Campo M

Para la arenisca "T" superior de la zona Norte del Campo M:

- Prueba de admisión: 1.5 a 4 [bpm]
- Presión de inyección de 2700 – 3100 psi

Constituye un reservorio con moderada a alta admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.5 a 0.7 bpm
- Presión de inyección de 3300 a 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en "T" Superior: 27% del total de cemento preparado.

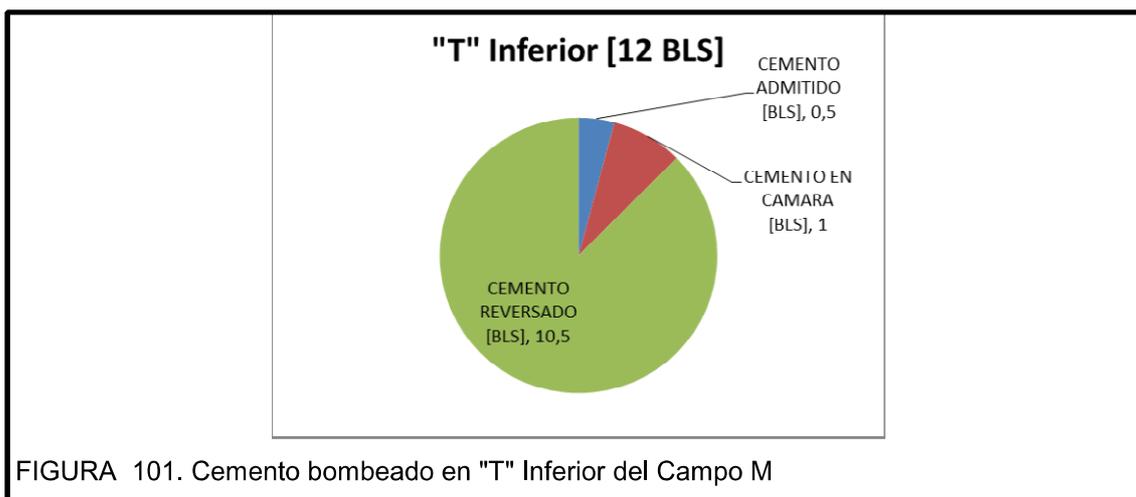


Para la arenisca "T" inferior del Campo M:

- Prueba de admisión: 0.9 [bpm]
- Presión de inyección: 3400 psi

Constituye un reservorio con baja admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.1bpm
- Presión de inyección: 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en "T" Inferior: 4% del total de cemento preparado.



Por lo tanto, los mejores reservorios del Campo M para el uso de resina epóxica, basándose en los resultados anteriores, se describen a continuación:

Tabla 26. Yacimientos para aplicación de Resina Epóxica del Campo M

RESERVORIO		Permeabilidad (K) [md]	Porosidad (ø) [%]	API (°)	Prueba de Admisión [BLS/MIN]	Presión de Admisión [PSI]	Selección de Fluido para Squeeze
BASAL TENA	Basal Tena	1950	21	15	4	1300	CEMENTO CONVENCIONAL
ARENISCA M-1	M-1	3000 - 3740	22	20	1	3300	CEMENTO CONVENCIONAL
ARENISCA "U"	"U" Superior	700	18	20	0,3 - 1	3200 - 3400	RESINA - CEMENTO MICROFINO
	"U" Inferior	815 - 1500	18 - 19	20 - 28			
ARENISCA "T"	"T" Superior	343	19	30	1,5 - 4	2700 - 3100	CEMENTO CONVENCIONAL - MICROFINO
	"T" Media	300 - 350	18 - 19	30	0,1 - 0,5	3300	RESINA
	"T" Inferior	300	18	27	0,9	3400	RESINA

Con la información histórica obtenida de trabajos de cementación forzada realizada en el Campo M, se evidencia que los reservorios con mayor potencial para usar la Resina Epóxica son "U" Superior, "U" Inferior, "T" inferior y "T" media, siempre que cumpla con los parámetros de admisión requeridos.

Para el reservorio "T" superior, de acuerdo a su historial, se evidencia una alta admisión en las pruebas iniciales con brine, por lo que si ésta presenta estos parámetros altos queda descartado el uso de la Resina Epóxica en este reservorio, a no ser que las pruebas en otros pozos muestren otros resultados.

El pozo M-32 es un ejemplo de que el reservorio "U" inferior es muy apretado ya que, al realizar la prueba de admisión, inició con 0.3 bpm a 3300 psi y no se evidenció admisión alguna.

Otro pozo es el M-28, un claro ejemplo donde se obtuvieron valores aceptables de admisión en "T" inferior como es 0.9 bpm a 3400 psi, se prepararon 12 bls de cemento microfino; pero al realizar el trabajo de cementación forzada se registraron valores de admisión de 0.1 bpm a 3500 psi, es decir que de un total de 12 bls preparados sólo ingresaron 0.5 bls a la formación, 1 quedó dentro de la cámara y 10.5 bls se reversaron a superficie.

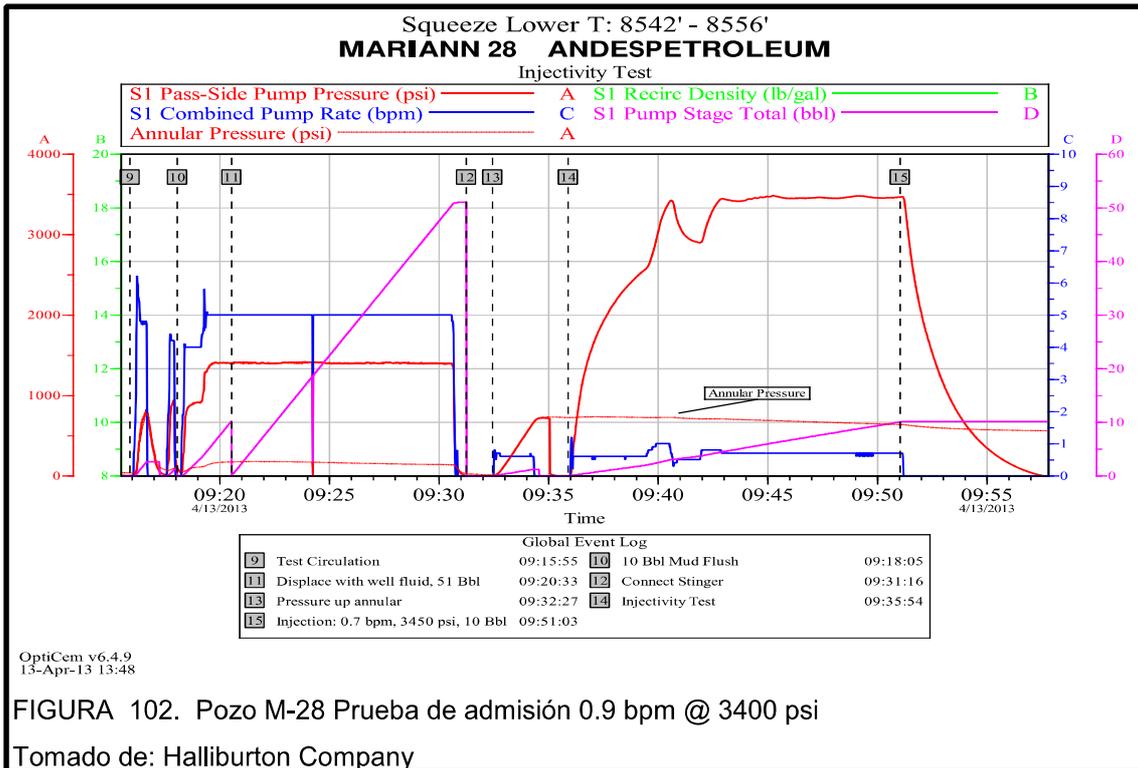


FIGURA 102. Pozo M-28 Prueba de admisión 0.9 bpm @ 3400 psi  
 Tomado de: Halliburton Company

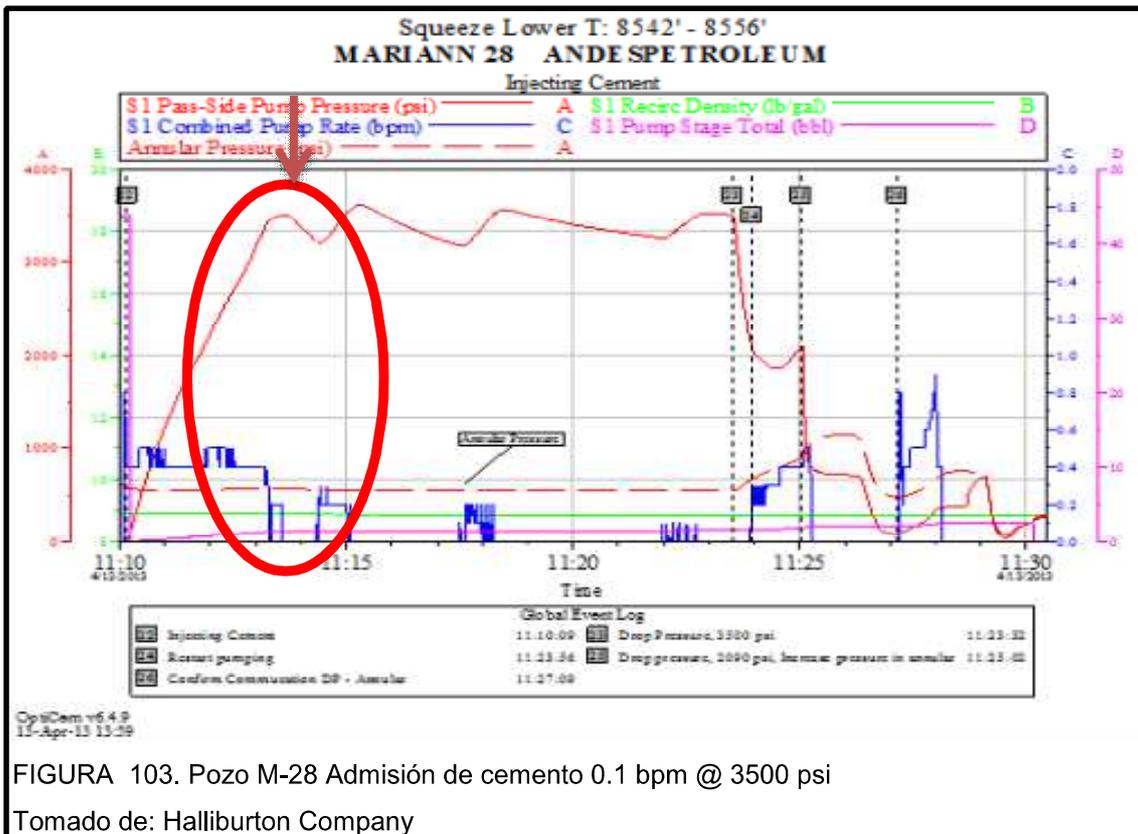


FIGURA 103. Pozo M-28 Admisión de cemento 0.1 bpm @ 3500 psi  
 Tomado de: Halliburton Company

## BLOQUE 17:

### CAMPO H

Parámetros por pozo del campo H:

Tabla 27. Características de Reservorio del Campo H

CAMPO H									
POZO	H-27	H-30	H-28	H-19	H-22	H-29	H-27	H-37	H-28
RESERVORIO	HOLLIN	"T" Inferior	"U" Inferior	"U" Inferior	M-1	M-1	M-1	M-1	M-2
POROSIDAD ( $\phi$ ) [%]	14	15	17	18	20	15	17	18	13
PERMEABILIDAD (K) [md]	150	500	400	412	450	900	600	900	25
API ( $^{\circ}$ )	23	23	26	26	20	20	20	20	16

Adaptado de: Plan de desarrollo del Bloque 17

El Campo H presenta M-1 como el reservorio con mayor permeabilidad pero con valores mucho más que en la de los otros campos, presenta valores entre de 450 md a 900 md, y su porosidad fluctúa entre el 15% y 20%.

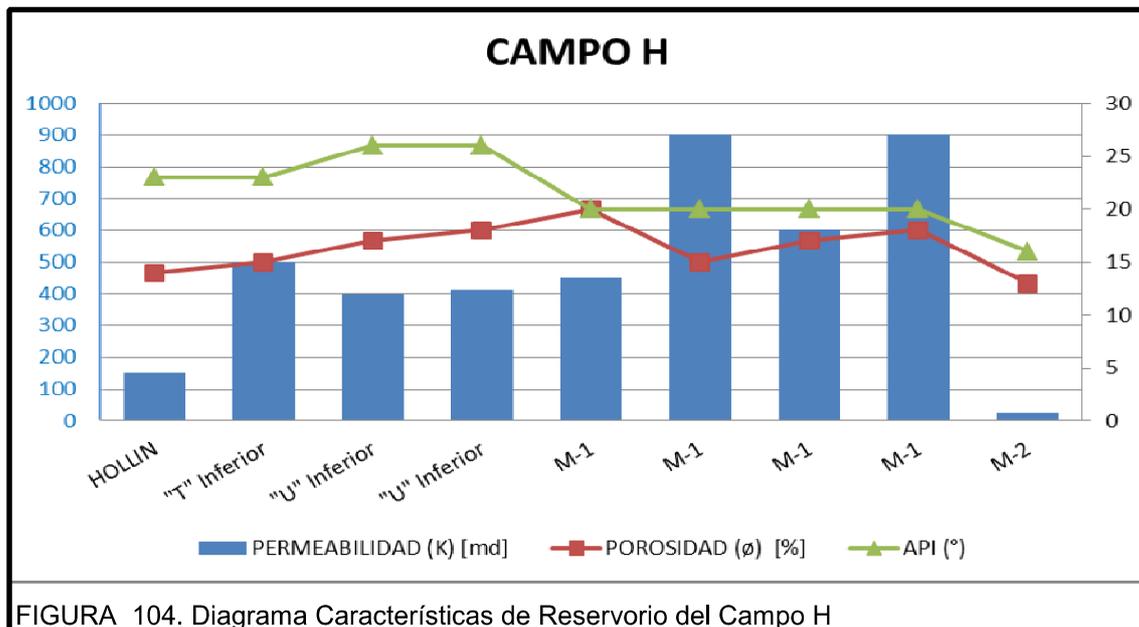


FIGURA 104. Diagrama Características de Reservorio del Campo H

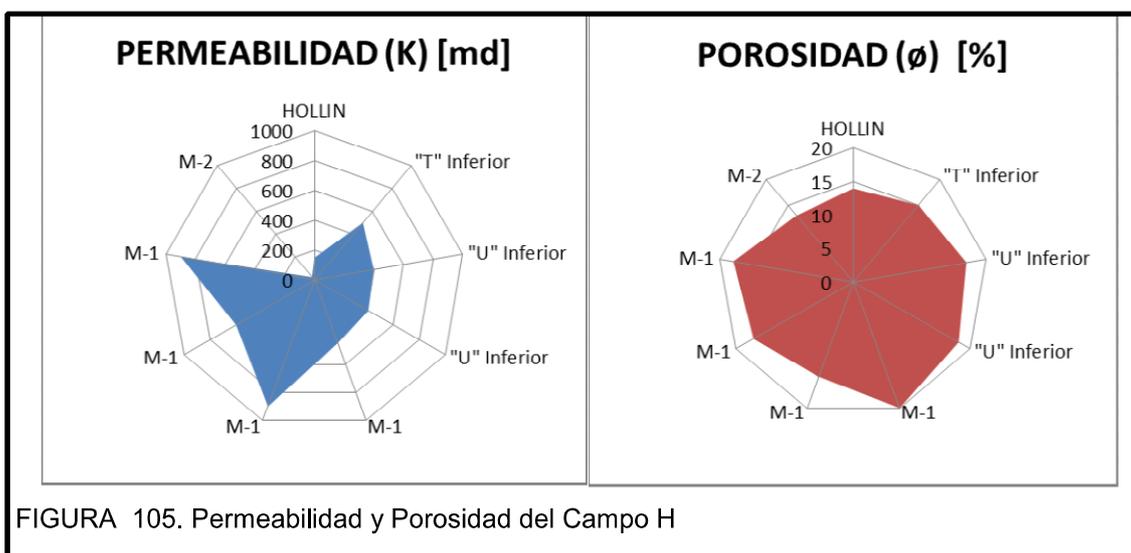
En este campo se hace presente el reservorio M-2 que presenta parámetros de alrededor de 25 md y 13% de porosidad, una arena extremadamente compacta y apretada. Actualmente no se tienen registros de trabajos de cementación forzada en este intervalo, pero basándose en sus parámetros se inferiría que es casi imposible que un fluido ajeno ingrese.

El reservorio "U" inferior muestra una permeabilidad de 400 md a 500 md y 17% a 18% de porosidad, es una arena consolidada. No obstante, presenta incluso en ciertos pozos valores más altos de permeabilidad que en la misma M-1.

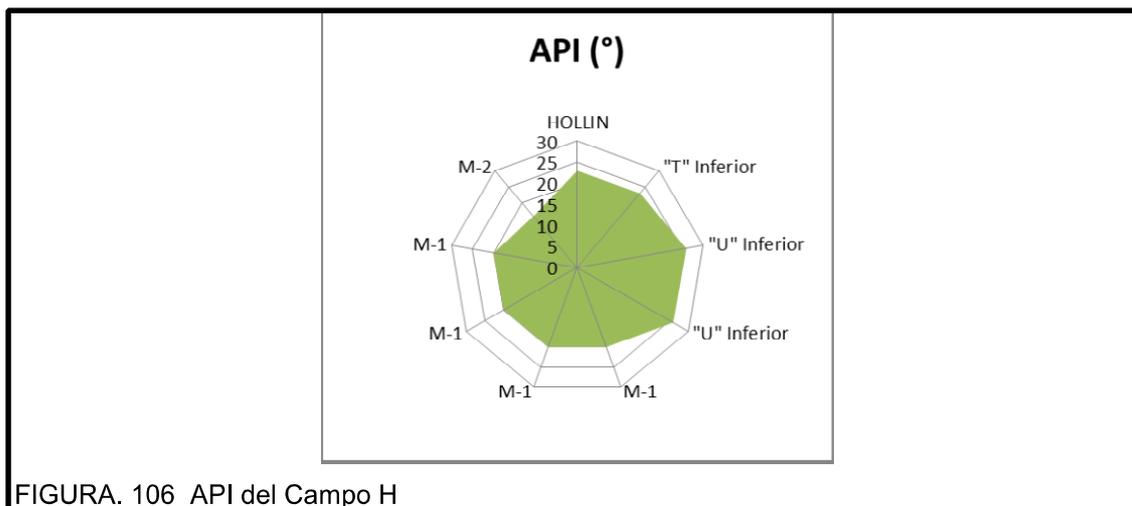
El reservorio "T" inferior tiene una permeabilidad de 500md y 15% de porosidad. Es una arenisca apretada y consolidada.

El reservorio Hollín tiene una permeabilidad de 150 md y 14% de porosidad. Es una arenisca también muy apretada.

La tendencia de las propiedades de los yacimientos del Campo H se puede verificar en la Figura 105. Se aprecia entonces que M-1, a pesar de su permeabilidad tan baja, es el reservorio con mejor permeabilidad de este campo. "T" inferior y la "U" inferior se muestran como reservorios apretados de este campo, y finalmente M-2 y Hollín que presenta parámetros de reservorios muy apretados y muy consolidados que hace pensar admisión cero.



El grado API del crudo de los reservorios es de 26° API en "U" inferior, 23 en "T" inferior y Hollín, 20° API en "U" inferior, 20° API M-1 y M-2.



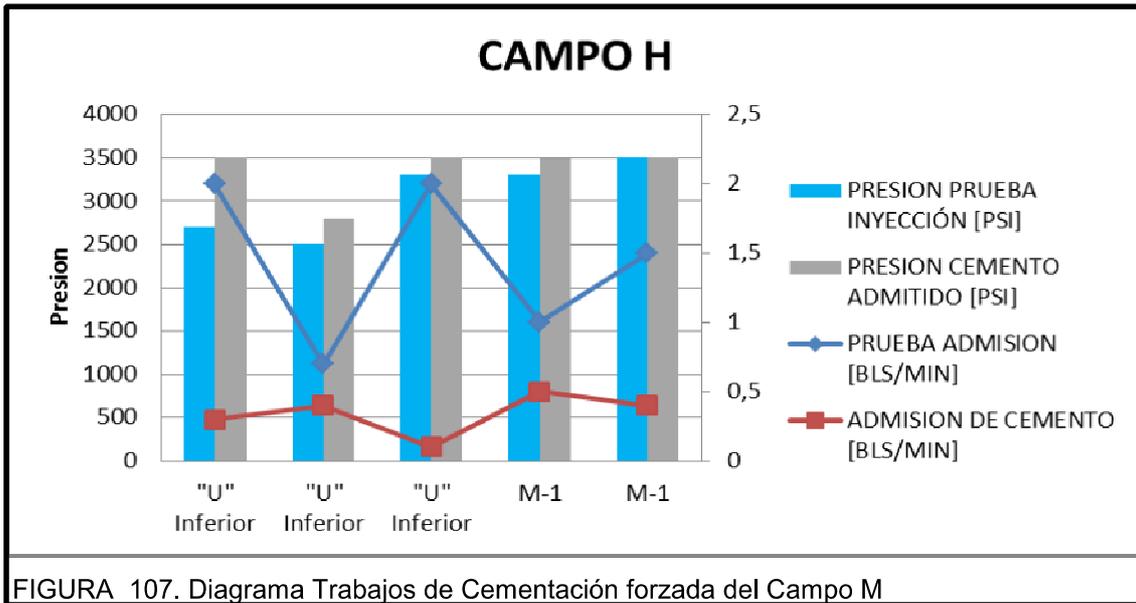
El grado API para todos los reservorios no será un limitante o una obstrucción para el ingreso de un fluido ajeno al reservorio, como es el caso del cemento o de la resina epóxica, excepto para M-2 que presenta 16° API, que posiblemente muestre resistencia además de las propiedades de roca extremadamente bajas.

A continuación se presenta la información recolectada de los reportes diarios de operaciones de los pozos donde se realizaron trabajos de cementación forzada en el Campo H:

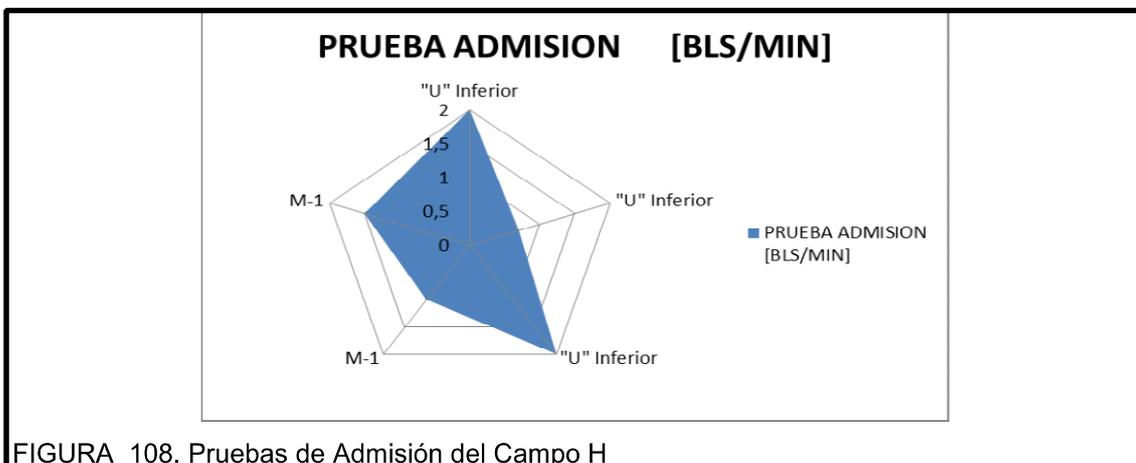
Tabla 28. Trabajos de cementación forzada del Campo H

CAMPO H					
POZO	H-11	H-1	H-10	HS-6	H-27
RESERVORIO	"U" Inferior	"U" Inferior	"U" Inferior	M-1	M-1
PRUEBA ADMISION [BLS/MIN]	2	0,7	2	1	1,5
PRESION PRUEBA INYECCIÓN [PSI]	2700	2500	3300	3300	3500
CEMENTO PREPARADO [BLS]	20	13	12	13	8
ADMISION DE CEMENTO [BLS/MIN]	0,3	0,4	0,1	0,5	0,4
PRESION CEMENTO ADMITIDO [PSI]	3500	2800	3500	3495	3500
CEMENTO ADMITIDO [BLS]	8	4	0,6	7,6	1,5
CEMENTO EN CAMARA [BLS]	1,5	1,9	1	1,4	3
CEMENTO REVERSADO [BLS]	10,5	7,1	10,4	4	3,5

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17



Existen caídas drásticas en la admisión con cemento y subidas de presión durante la inyección del mismo, en referencia a las pruebas de admisión y presiones previas realizadas con fluido brine.

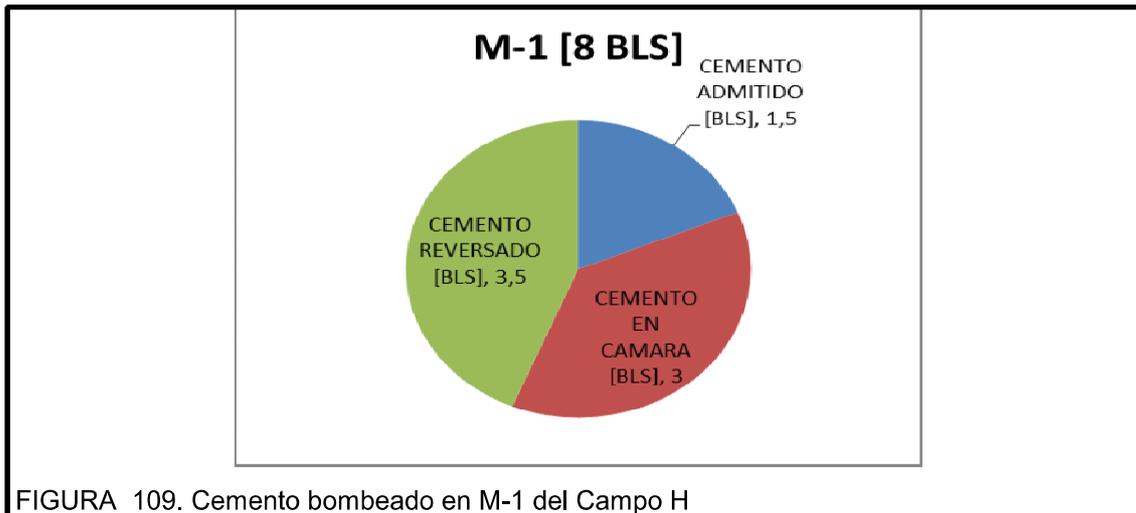


Para la arenisca M-1:

- Prueba de admisión: 1 – 1.5 [bpm]
- Presión de inyección: 3300 - 3500 psi

Constituye un reservorio con moderada admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.4 – 0.5 bpm
- Presión de inyección de 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en M-1: 19% del total de cemento preparado.



Para la arenisca "U" inferior:

- Prueba de admisión: 0.7 a 2 bpm
- Presión de inyección: 2500 – 3300 psi

Constituye un reservorio con baja a moderada admisión con fluido brine.

- Admisión del cemento: 0.1 a 0.4 bpm
- Presión de inyección: 2800 - 3500 psi.
- Barriles de cemento admitidos en "U" inferior: 5% del total de cemento preparado.

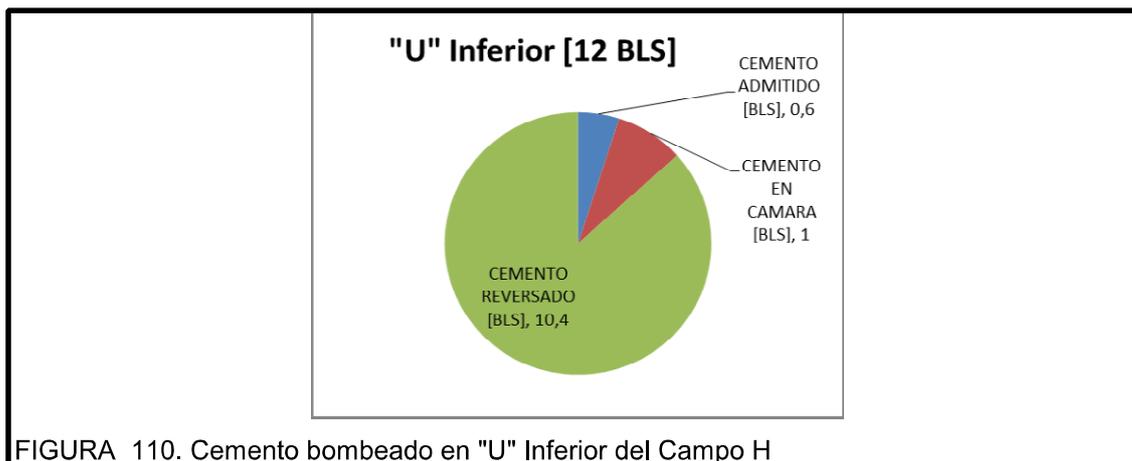


FIGURA 110. Cemento bombeado en "U" Inferior del Campo H

Por lo tanto, los mejores reservorios del Campo H para el uso de resina epóxica, basándose en los resultados anteriores, se describen a continuación:

Tabla 29. Yacimientos para aplicación de Resina Epóxica del Campo H

RESERVORIO	Permeabilidad (K) [md]	Porosidad (ø) [%]	API (°)	Prueba de Admisión [BLS/MIN]	Presión de Admisión [PSI]	Selección de Fluido para Squeeze	
ARENSCA M-1	M-1	450 - 900	15 - 20	20	1 - 1,5	3300 - 3500	RESINA - CEMENTO MICROFINO / CONVENCIONAL
ARENSCA M-2	M-2	25	13	16	< 0,5	3500	RESINA
ARENSCA "U"	"U" Inferior	400 - 500	17 - 18	26	0,7 - 2	2500 - 3300	RESINA - CEMENTO MICROFINO
ARENSCA "T"	"T" Inferior	500	15	26	0,2 - 0,9	3300	RESINA - CEMENTO MICROFINO
ARENSCA HOLLIN	Hollín	150	14	23	< 1	3300	RESINA - CEMENTO MICROFINO

Con la información histórica obtenida de trabajos de cementación forzada realizada en el Campo H, tanto para M-1 como para "U" inferior, se evidencia que los reservorios con mayor potencial para usar la Resina Epóxica son los reservorios M-1, M-2, "U" Inferior, "T" inferior y Hollín, siempre que cumpla con los parámetros de admisión requeridos.

El pozo H-10 es un claro ejemplo donde se obtuvieron valores moderados de admisión en "U" inferior como es 2 bpm a 3300 psi, se prepararon 12 bls de cemento microfino; pero al realizar el trabajo de cementación forzada se registraron valores de admisión de 0.1 bpm a 3500 psi, es decir que de un total de 12 bls preparados sólo ingresaron 0.6 bls a la formación, 1 quedó dentro de la cámara y 10.4 bls se reversaron a superficie.



FIGURA 111. Pozo H 10 Prueba de admisión 2 bpm @ 330 psi  
Tomado de: Halliburton Company

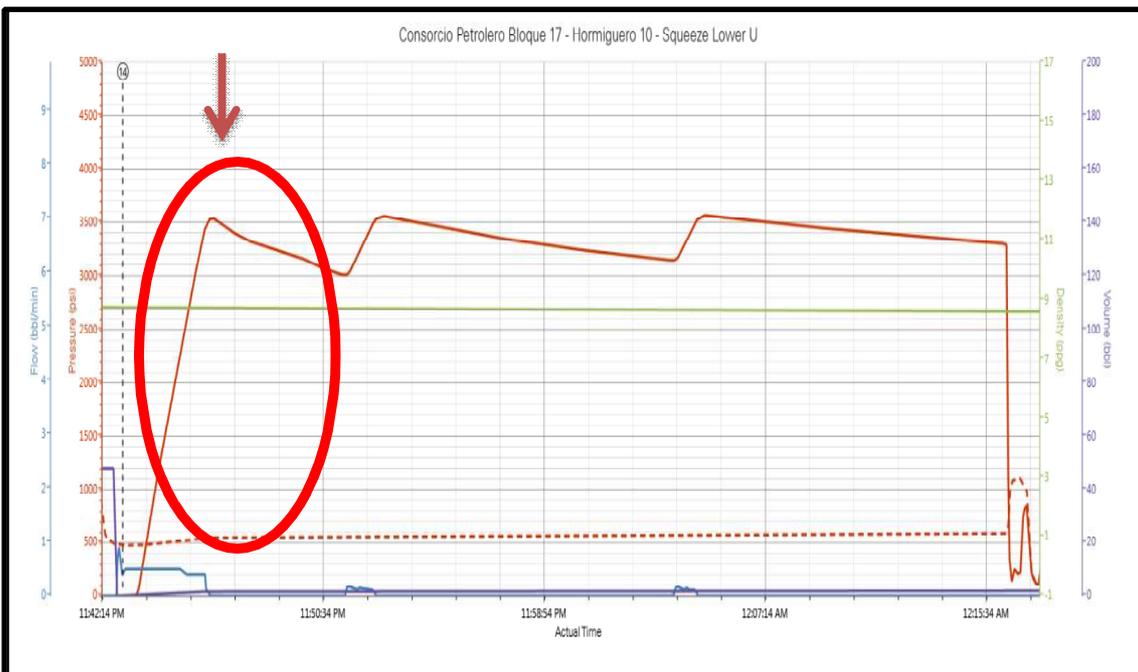
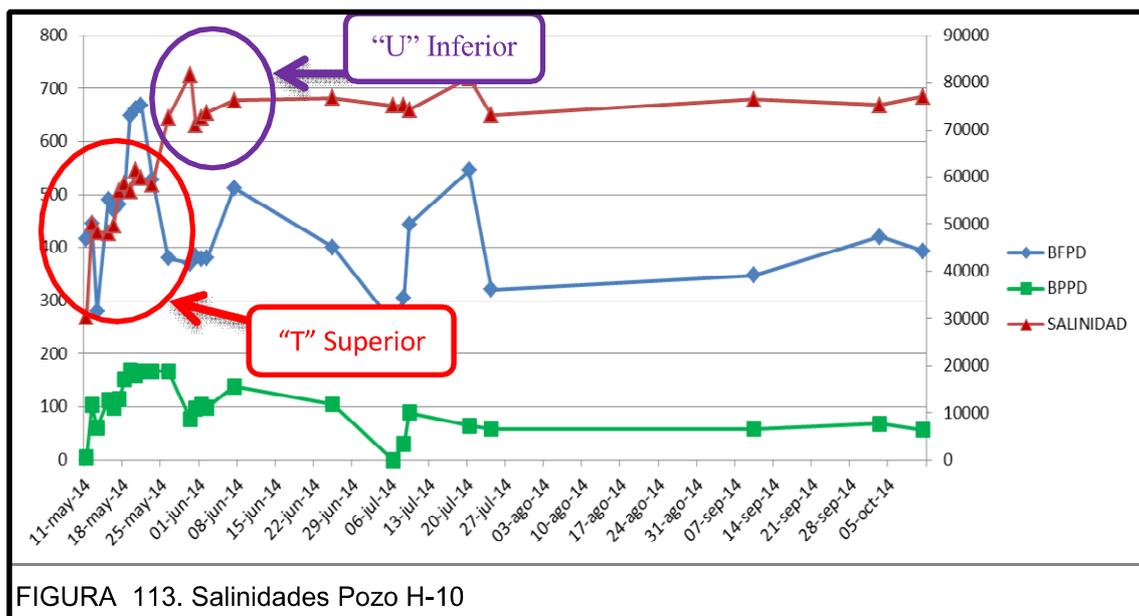


FIGURA 112. Pozo H-10 Admisión de cemento 0.1 bpm @3500 psi  
Tomado de: Halliburton Company

Este pozo H-10 inició su producción el 11 de mayo del 2014 del intervalo “T” superior, luego de realizar la cementación forzada en “U” inferior. El pozo fue completado una bomba electro sumergible que al iniciar el bombeo tuvo producción de “T” superior, pero como el aislamiento en “U” inferior no fue el que se esperaba, se presentaron valores de salinidad del agua proveniente de “U” inferior, es decir que una vez se inició la producción del pozo, el poco cemento que había ingresado se empezó a desprender hacia el pozo debido a la succión de la bomba.

Esto se comprueba con el histórico de producción del pozo, donde se indica que la arenisca “U” inferior tiene valores de salinidad de agua de alrededor de 80,000 ppm NaCl y la “T” superior tiene una salinidad de 50,000 ppm NaCl.



Esto indica que será necesaria una intervención nuevamente a este pozo para estabilizar la producción del crudo y reducir el corte de agua aportado adicionalmente por “U” inferior.

#### 4.6. Análisis FODA para el uso de resina epóxica.

##### Fortalezas:

- La resina epóxica no contiene sólidos en suspensión, por lo tanto, presenta menor resistencia al movimiento.
- La resina es completamente líquida y presenta mayor facilidad de bombeo, mucho menor que la del cemento.
- Alta ductilidad.
- Resistencias a la compresión de hasta 18.000 psi y alta Presión de sello de 1000 psi / pie
- Es muy compatible con las salmueras y fluidos de hidrocarburos.
- Puede ser usada como barrera anular secundaria para ayudar a sellar los gases y fluidos de la formación y / o los fluidos del pozo compatibles con los programas de regulación.

##### Oportunidades:

- Al tener al momento operando tres taladros de perforación y tres taladros de workover en los bloques 17 y 62 la posibilidad de no sólo utilizar la resina como una alternativa de trabajos de cementación forzada es alta, es decir, se podría implementar la misma en trabajos de cementación primaria utilizando la resina en una mezcla con cemento para proveer mayor sello entre las paredes del pozo y el revestidor, a sí mismo permitiendo al cemento mayor adherencia al fraguarse.
- La resina puede ser usada en los reservorios de los bloques 17 y 62 donde las características de los mismos presenten condiciones de baja permeabilidad, porosidad y baja admisión en pruebas de inyección.  
Permeabilidad de reservorio entre: 25 – 1000 md  
Porosidad de reservorio entre: 5 – 20%  
Pruebas de Admisión: 0.1 – 2 bpm con presiones de hasta 3600 psi

API de crudo: 7 - 15° API (El grado API es determinante cuando las propiedades de roca son muy favorables es decir alta permeabilidad y porosidad)

- Reservorios como “T” inferior, “T” superior, “U” inferior son potencialmente atractivos para el uso de la resina epóxica.

#### **Debilidades:**

- Al ser la primera vez que se usará en el país necesita de estudios previos de compatibilidad de fluidos, así como el pozo y reservorio adecuados.
- Al igual que en una cementación forzada el riesgo es alto, ya que al no calcular el volumen exacto de fluido de la tubería usada antes de conectar el stinger al retenedor de cemento, podría conllevar que la resina sea vertida sobre el retenedor de cemento, ocasionando la pega de la tubería de la sarta y, según el volumen, la solidificación interna de la resina en cierta cantidad de tubos del ensamblaje de fondo.
- En yacimientos muy cercanos, de por lo menos 10 pies de distancia y que no consten con un sello o separación de lutitas entre las arenas, al bombear la resina para tratar de sellar uno de ellos se tiene la posibilidad de invadir el otro reservorio aledaño, ocasionando daño en el reservorio a producir, causando daño completo en su permeabilidad.
- No se debe realizar un aislamiento zonal con resina epóxica en un pozo donde exista un reservorio abierto por sobre el yacimiento a aislar debido a que no se conseguiría la integridad requerida en el anular.

#### **Amenazas:**

- Al realizarse el primer trabajo en el Ecuador, se deben tener todas las precauciones necesarias ya que si se suscita un fallo en el procedimiento de aislamiento zonal con la resina es posible que ocurra lo que comúnmente se conoce como **“Matar la tecnología”**, y es posible que no se la vuelva a usar.

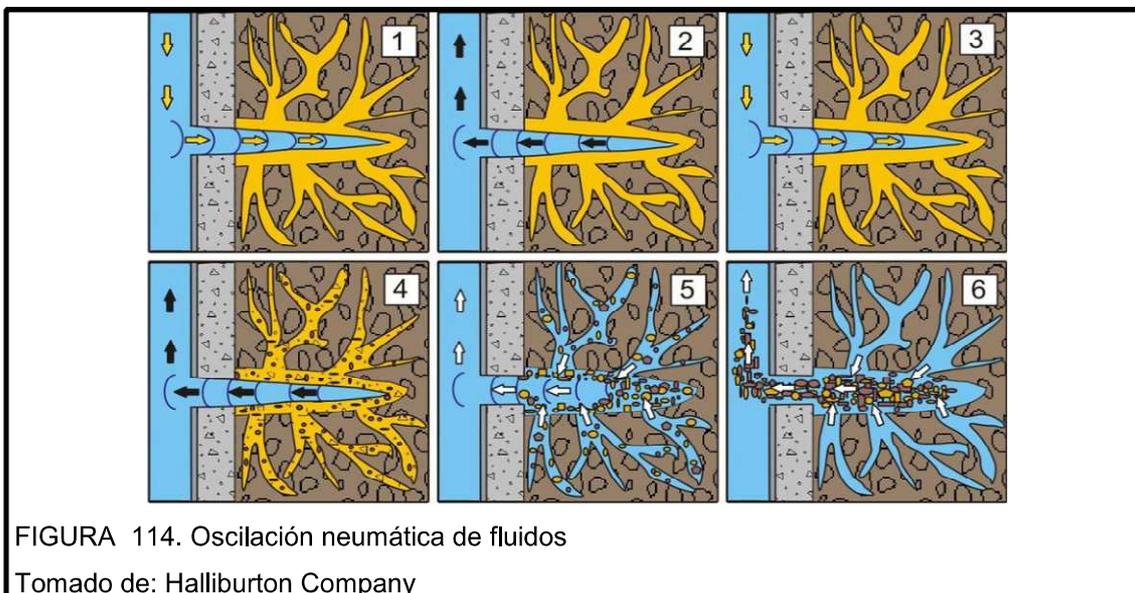
- La cantidad de barriles de resina bombeados debe estar acorde con las propiedades del reservorio y la admisión del mismo, ya que a sabiendas que toda empresa quiere optimizar sus operaciones a bajo costo, este no deberá sobre pasar los costos de rentabilidad del proyecto.
- Al ser el costo del barril de resina el doble de un barril de cemento es muy importante la selección del reservorio y pozo, que a su vez optimice las operaciones y que la inversión cubra los gastos adicionales que se han llevado a cabo por cementaciones forzadas en zonas de baja admisión.
- La resina podría ser reemplazada por el cemento microfino si los malos resultados en zonas de baja admisión aún persistieran.

### **Plan Estratégico**

- Una vez recuperada la completación del pozo y realizado el viaje de limpieza se realizará una corrida con pulsonix con el fin de limpiar la cara de la formación y optimizar el ingreso de la resina a la formación, mediante oscilación neumática de fluidos.
- A la vez, en la corrida del pulsonix sobre éste se instalará una camisa de circulación.
- Se lanzará una bola de esponja para calcular el volumen exacto de la tubería cuando el pulsonix se encuentre al frente de la formación.
- Luego se bajará mediante cable de acero (slick line) a abrir la camisa de circulación y recuperar la bola de esponja, con el fin de salir con tubería seca.
- Una vez obtenido el valor del volumen exacto de tubería, ya cuando se realice la cementación forzada se desplazará el mismo justo antes de conectar el stinger al retenedor de cemento y proceder con la inyección de la resina, evitando así el vertido de resina sobre el retenedor de cemento y así posteriormente evitar la pega de la tubería por solidificación de la resina.

La herramienta Pulsonix está basada en proveer una tecnología de oscilación neumática de fluidos que provoca ráfagas alternas de flujo. Estas explosiones de líquido pulsante crean ondas de presión dentro de la boca del pozo y los fluidos de formación, proporcionando varios beneficios:

- Las ondas de presión se propagan radialmente desde la herramienta y pueden romper muchos tipos de daño cerca del pozo a través de la carga cíclica.
- Mejora la penetración de los tratamientos químicos en la matriz de la formación.
- Mejora la penetración de tratamientos químicos en las fracturas existentes.
- Elimina los requisitos de los separadores de las toberas de chorro.
- Se puede ejecutar en conjunto con otras herramientas.
- Se puede instalar en cualquier lugar de la sarta de tubería articulada.
- Provee sello metal – metal sin partes móviles que puedan fallar.



## CAPÍTULO V

### 5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

#### 5.1. Bases para la selección de pozos candidatos.

En este capítulo se describirán las bases por las cuales se selecciona un pozo a ser intervenido, para la correcta implementación de la nueva tecnología propuesta llamada resina epóxica, basándose principalmente en las propiedades del reservorio que se quiera abandonar y, en lo posible, en datos históricos de pozos aledaños o vecinos.

Cuando un pozo está completado en un reservorio el cual posee suficiente presión como para llevar el fluido de la formación a superficie, se dice que el pozo está produciendo naturalmente, es decir, no necesita equipo adicional para este fin, a este caso se lo conoce como levantamiento natural o primario.

Por otro lado, como es el caso de la mayoría de los yacimientos tanto en el bloque 17 y 62, éstos yacimientos se encuentran ya depletados o sin presión suficiente como para transportar el fluido de la formación hacia superficie, y necesitan de equipo adicional, este tipo de completaciones adicionales se los conoce como levantamiento artificial secundario.

Existen varios tipos de completaciones artificiales mayormente usados en los bloque 17 y 62 los cuales son:

- Levantamiento por bombeo Jet (Power oil o hidráulico), es decir, necesita de un fluido motriz que puede ser petróleo o agua, el cual al ser inyectado produce un efecto Venturi en el jet de la bomba instalada en la camisa de circulación de esta completación.
- Levantamiento por Bombeo Electro Sumergible (BES) o Electrical Sumergible Pump (ESP), donde se baja una bomba que presenta varias etapas en su cuerpo que está anclada a un motor eléctrico, el mismo que es bajado conectado un cable eléctrico que proveerá energía desde

superficie y va grapado o atado a la tubería de producción desde el motor hasta la superficie. Estas bombas son de mayor potencial que las jet y son usadas en pozos con suficiente capacidad de crudo o fluido de reservorio.

- Levantamiento Mecánico, donde baja inicialmente tubería de producción bajo el nivel del fluido del pozo y a continuación se corre o baja dentro de la tubería de producción un sistema de varillas donde va anclada una succión que hace las veces de bomba, la cual abre paso al fluido mediante oscilación y atrapa al fluido en una cámara que luego se abre nuevamente pero esta vez en la parte superior para permitir el paso del fluido hacia superficie. El movimiento oscilatorio es proporcionado en superficie por un equipo conocido como Balancín.

A lo largo de la vida productiva de un pozo, éste es intervenido en varias ocasiones, lo que se conoce como Reacondicionamiento o Workover, y los trabajos dependen de la situación, es decir, si es mecánica o directamente corresponden a baja producción de un reservorio.

Cuando un reservorio necesita intervención ya sea por baja permeabilidad, daño en la formación o presenta crudo extra pesado imposible de recuperar con los métodos comunes, se realiza un trabajo conocido como levantamiento terciario, que ya involucra a la matriz del reservorio como tal, estos trabajos pueden ser fracturamiento hidráulicos, acidificación. Adicionalmente, existen otros métodos que ya se los denomina levantamientos cuaternarios que involucran la inyección de vapor de agua, inyección de CO<sub>2</sub> o Nitrógeno, que aún no se aplican en el país, por razones de rentabilidad y más que nada porque existen reservas de crudo aún recuperables con los sistemas de levantamiento actuales.

Los pozos de los bloques 62 y 17 se encuentran atravesando algunos reservorios y es así que, al realizar la completación inicial, se los prueba y se completa en el que mayor producción reporta, es así que una vez se alcanza su límite de producción de crudo y se llega al límite económico es necesario

realizar un cambio de reservorio. Para tal efecto, se realizan aislamientos zonales, si el cambio es de un reservorio inferior y se quiere producir de un reservorio superior simplemente se baja un tapón CIBP sobre los perforados del intervalo inferior para asilar mecánicamente este reservorio y así posteriormente abrir el intervalo propuesto superior, y continuar utilizando el pozo produciendo de un nuevo yacimiento.

Para cambios zonales de un reservorio superior a un inferior es necesario realizar asilamiento zonal forzado como es una cementación forzada o asilamiento con resina; para tal efecto, se baja un CIBP bajo los intervalos abiertos del reservorio superior, luego se corre un retenedor de cemento con tubería y se lo asienta sobre los intervalos y se procede con las respectivas pruebas de presión y posterior bombeo del fluido sellante o aislante. Para ir al yacimiento inferior se baja un ensamblaje de fondo o Botton Hole Assembly (BHA) molidor para moler el retenedor de cemento, fluido de la cámara y el CIBP. Luego, es corrido un ensamblaje para perforar o disparar el nuevo intervalo inferior y finalmente se baja la completación o levantamiento artificial diseñado.

Bajo este criterio, la selección de pozos se la realiza bajo el conocimiento del reservorio a aislar y el requerimiento de ir hacia un reservorio inferior luego de haber producido un intervalo superior que se lo quiera abandonar definitivamente, como es para el caso de uso de la resina o cemento.

En este sentido, la selección de pozos para el desarrollo de trabajos de aislamiento forzado no es más que la búsqueda de nuevas reservas, por lo que una vez extraído todo el crudo posible de un reservorio se lo abandona ya sea mediante aislamiento forzado o aislamiento mecánico, esto hasta que las reservas de los reservorios encontradas en el pozo se agoten, y es en este instante donde la vida productiva del pozo culmina.

De la información de parámetros de roca y fluido mostrados para el Bloque 17 y Bloque 62, además del conocimiento de los registros de admisión de los

distintos reservorios donde se han realizado trabajos de cementación forzada, existen algunos pozos candidatos tanto en el Bloque 17 como en el Bloque 62. Por lo que, en general, cualquier pozo que se encuentre completado en reservorios apretados y las reservas de los mismos estén agotadas es un potencial candidato. La decisión de abandonar un reservorio se lo decide conjuntamente con el departamento de desarrollo de la compañía y la ejecución a cargo del departamento de perforación y completación de la compañía.

## 5.2. Pozos Seleccionados

### 5.2.1. Estado actual del Pozo X (Plan de desarrollo de los Bloque 17)

El Pozo X es un pozo de desarrollo perforado en Agosto del 2009 y se encuentra localizado en el Bloque 17, específicamente en el Campo H, en la locación o Pad Hormiguero D. Actualmente se encuentra produciendo del reservorio "U" Inferior.

Características Generales:

Tabla 30. Características Generales del Pozo X

POZO :	POZO X	BLOQUE :	Bloque 17	CAMPO :	Hormiguero
CLASIFICACIÓN DEL POZO :	Desarrollo	CUENCA DEL POZO :	Oriente		
PROFUNDIDAD PROGRAMADA :	10966' MD / 10431' TVD	TIPO DE POZO :	DIRECCIONAL TIPO "S"		
FECHA INICIO PERFORACION :	Julio/2009	TIPO DE TRAMPA :	Estructural		
<b>Coordenadas Superficiales UTM</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>			
Superficie	298869.291 mE	9917974.369 mN			

Adaptado de: PetrOriental Company

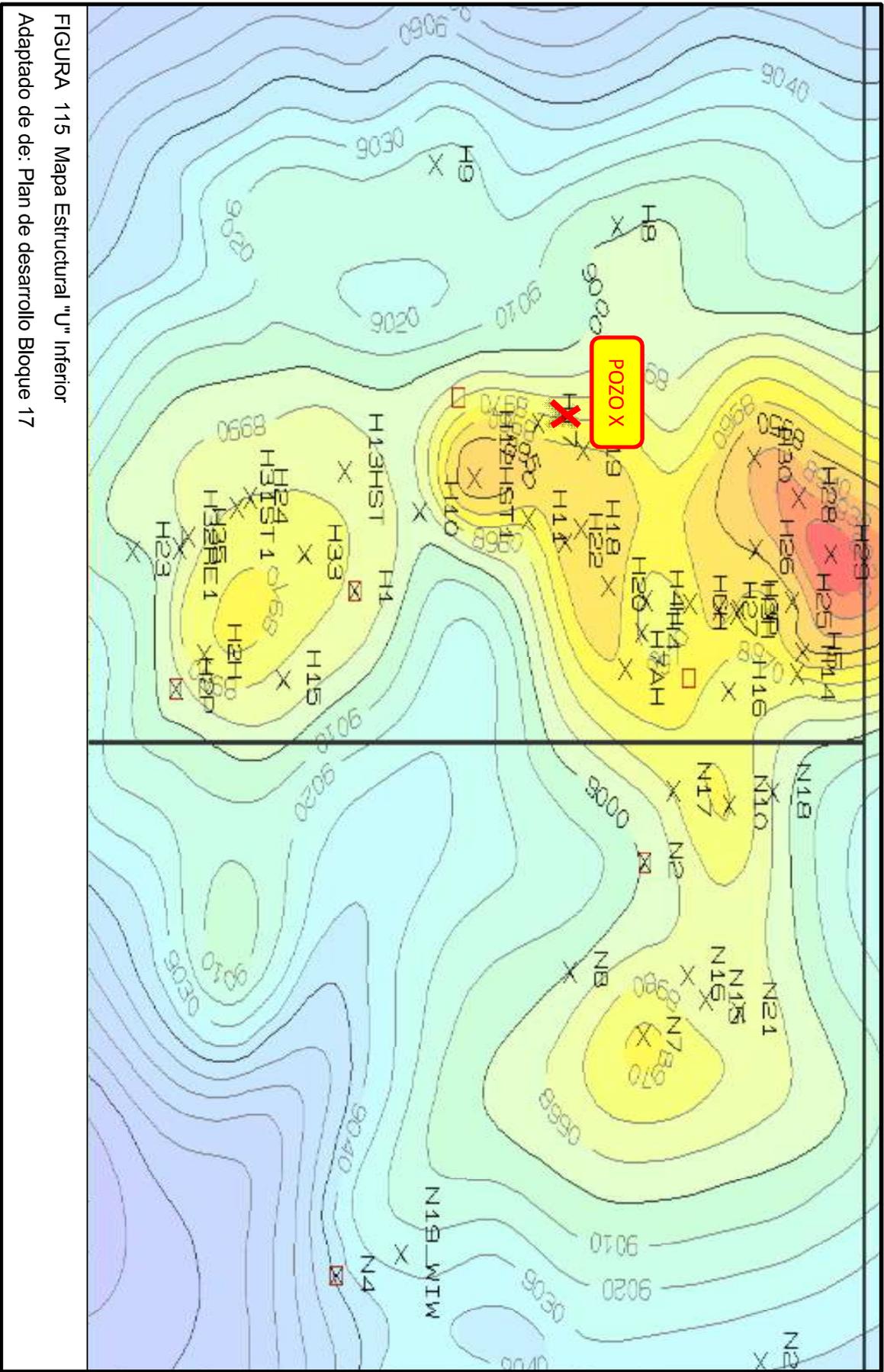


FIGURA 115 Mapa Estructural "U" Inferior  
Adaptado de de: Plan de desarrollo Bloque 17

ESTACIONAMENTO 9  
ZONA  
RECORRIDO H17

ESTACIONAMENTO 9  
ZONA  
RECORRIDO POZOX

ESTACIONAMENTO 22  
ZONA  
RECORRIDO H22

ESTACIONAMENTO 29  
ZONA  
RECORRIDO H11

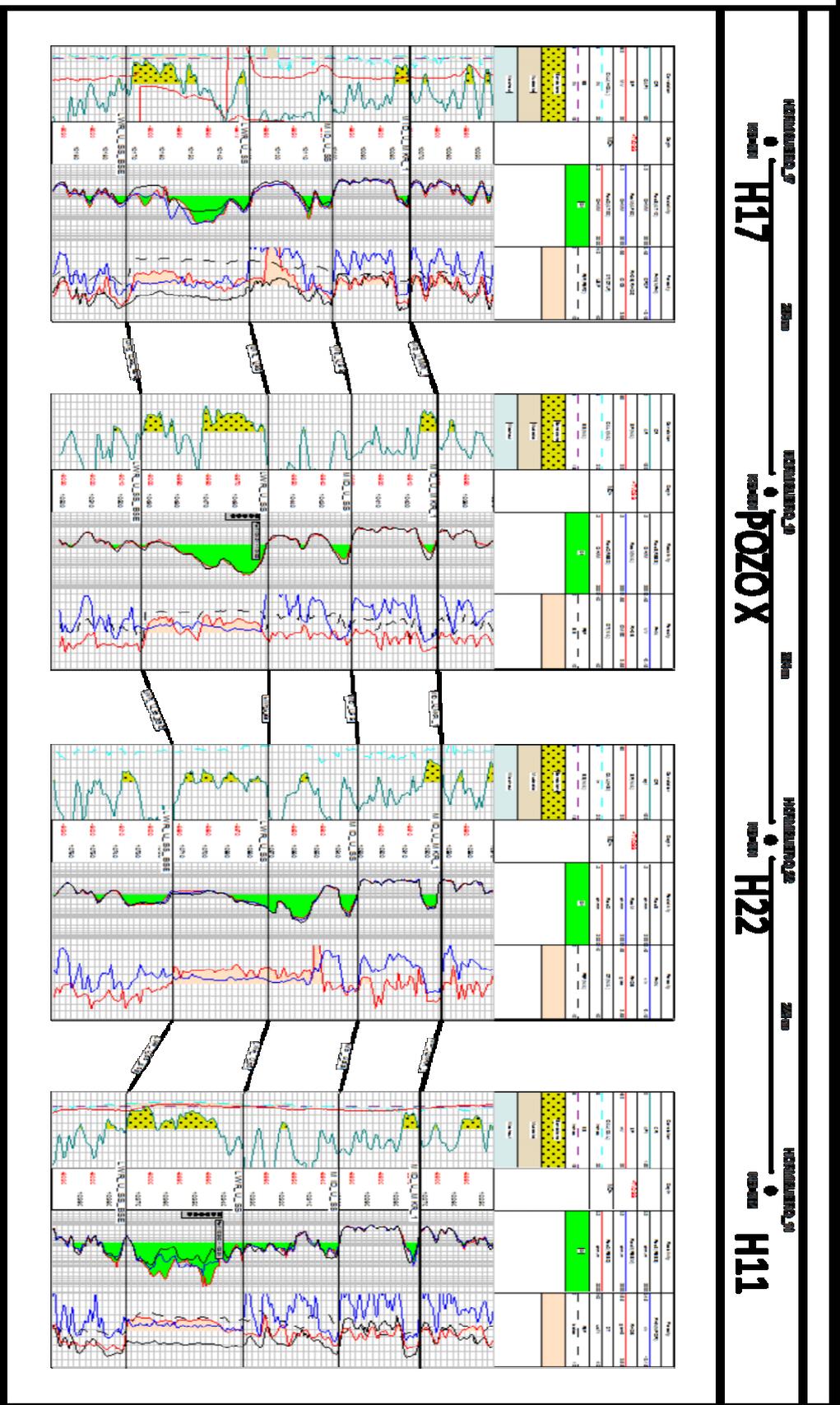


FIGURA 116: Cross Section "U" Inferior  
Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 17

### 5.2.1.1. Descripción y estado mecánico

El Cabezal del pozo X tiene tres secciones, la sección C 3 ½" EUE x 11" x 3M psi, una sección B 11" x 11" 3 M psi, y la sección A 10 ¾" x 11" x 3M.

El Pozo X es un pozo de dos sartas. Presenta un revestidor conductor de 20" de grado de K55, un peso de 94 lb/ft @ 115ft. Un revestidor intermedio de 10 ¾", con un grado de K55, un peso 40.5 lb/ft @ 6,430ft MD/ 5,818ft TVD. Un revestidor de producción de 7", cuya tubería tiene un grado C-95, un peso de 26 lb/ft, @ 11,000ft MD/10,371ft TVD.

Tabla 31 Características Mecánicas del Pozo X

KB = 860.81	Intermediate Casing	Production Casing	Wellhead Info / CPTDC	PBTD	Perforations	Max Deviation
GL = 824.31	10 ¾", K55, 68# BTC	7", 26 ppf, C95	A Section: 10 ¾" x 11" x 3M	Cemented	Lower T 10,702'- 10,712'	32,53 °
Depth (ft MD)	6,430	11,000	B Section: 11" x 11" x 3M	10,890	Upper T 10,641'- 10,652'	2,510
Depth (ft TVD)	5,818	10,371	C Section: 3 ½" x 11" x 3M	10,261	Lower U 10,451'- 10,463'	2,343

Adaptado de: PetrOriental Company

La sarta de producción del Pozo X está formada por:

- 324 joints de 3 1/2" EUE, 9.3 lb/ft, N-80, EUE " C " Condition" + one pup joint 10.07 ft
- 3 1/2" x 2,81" Camisa de Circulación o Sliding sleeve
- 2 joints, 3 1/2" EUE, 9.3 lb/ft, N-80, EUE
- 3 1/2" w/ 2.75" R Nipple.
- 1 joints, 3-1/2" EUE, 9.3 lb/ft, N-80, EUE.
- 7" x 3 1/2" FHL Hydraulic Packer
- X-Over 3-1/2" EUE BOX x 2-7/8" EUE Pin
- 1 joints, 2 7/8" EUE, 6.5 lb/ft, N-80
- 2 7/8" w/ 2.25" R Nipple.
- 1 Pup joint, 2 7/8" EUE, 6.5 lb/ft, N-80.
- Guía de entrada 2 7/8"

Este pozo presenta ya cuatro Reacondicionamientos a su haber, por lo que para aislar las zonas más profundas como son las arenas "T" en este historial se bajaron dos CIBP's que habrá que molerlos y una completación de fondo conocida como Scab Liner que luego de recuperar la completación de producción hay que recuperarla.

- 7" CIBP perdido en el pozo por accidente @ 10,506ft
- 7" CIBP @ 10,510ft
- 7" CIBP @ 10,560ft
- 3-1/2" EUE Locator tubing seal assembly 80-40 top ADP LC 09
- Localizador de sellos 80-40 ADP LC 009 OD 4,020"
- 7" SC-1 Empacadura Baker
- 3 joints x 3-1/2" EUE x 2.992" ID N-80, 9.3 ppf.
- 7" x 3-1/2" EUE FHL Packer Baker
- X- Over 3-1/2" EUE Box x 2-7/8" EUE Pin
- 1 joints 2-7/8" EUE x 2.441" ID N-80, 6.5 ppf
- 2 7/8" Camisa de Circulación 2.31" ID  
1 joints 2-7/8" EUE x 2.441" ID N-80, 6.5 ppf
- 2-7/8" EUE Tapón ciego o Bull Plug

En la figura siguiente se muestra el estado mecánico del Pozo X, su completación y los intervalos perforados para las arenas "U" inferior, "T" superior y "T" inferior.



CURRENT DOWN HOLE SCHEMATIC AFTER WORKOVER # 4, Add 1

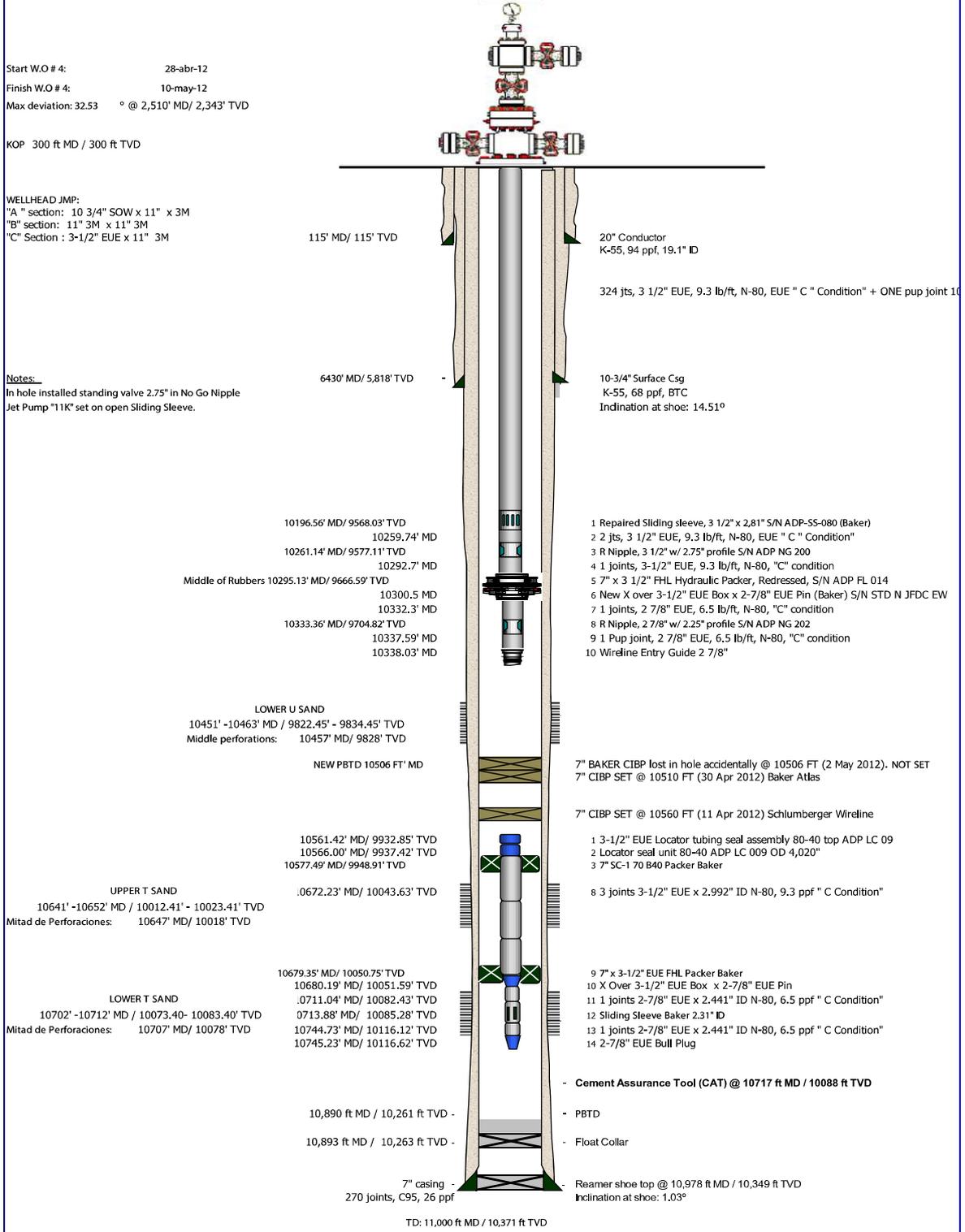
WELL NAME:	POZO X	LOCATION:	Hormiguero D Cellar 9	DATE:	10/May/12
GL (ft):	824,31				
K.B. (ft):	860,81				
KB - GL (ft):	36,50				

Start W.O # 4: 28-abr-12  
 Finish W.O # 4: 10-may-12  
 Max deviation: 32.53 ° @ 2,510' MD/ 2,343' TVD

KOP 300 ft MD / 300 ft TVD

WELLHEAD JMP:  
 "A" section: 10 3/4" SOW x 11" x 3M  
 "B" section: 11" 3M x 11" 3M  
 "C" Section : 3-1/2" EUE x 11" 3M

Notes:  
 In hole installed standing valve 2.75" in No Go Nipple  
 Jet Pump "11K" set on open Sliding Sleeve.



By: Andrés Rosero

FIGURA 117. Estado Mecánico del pozo X

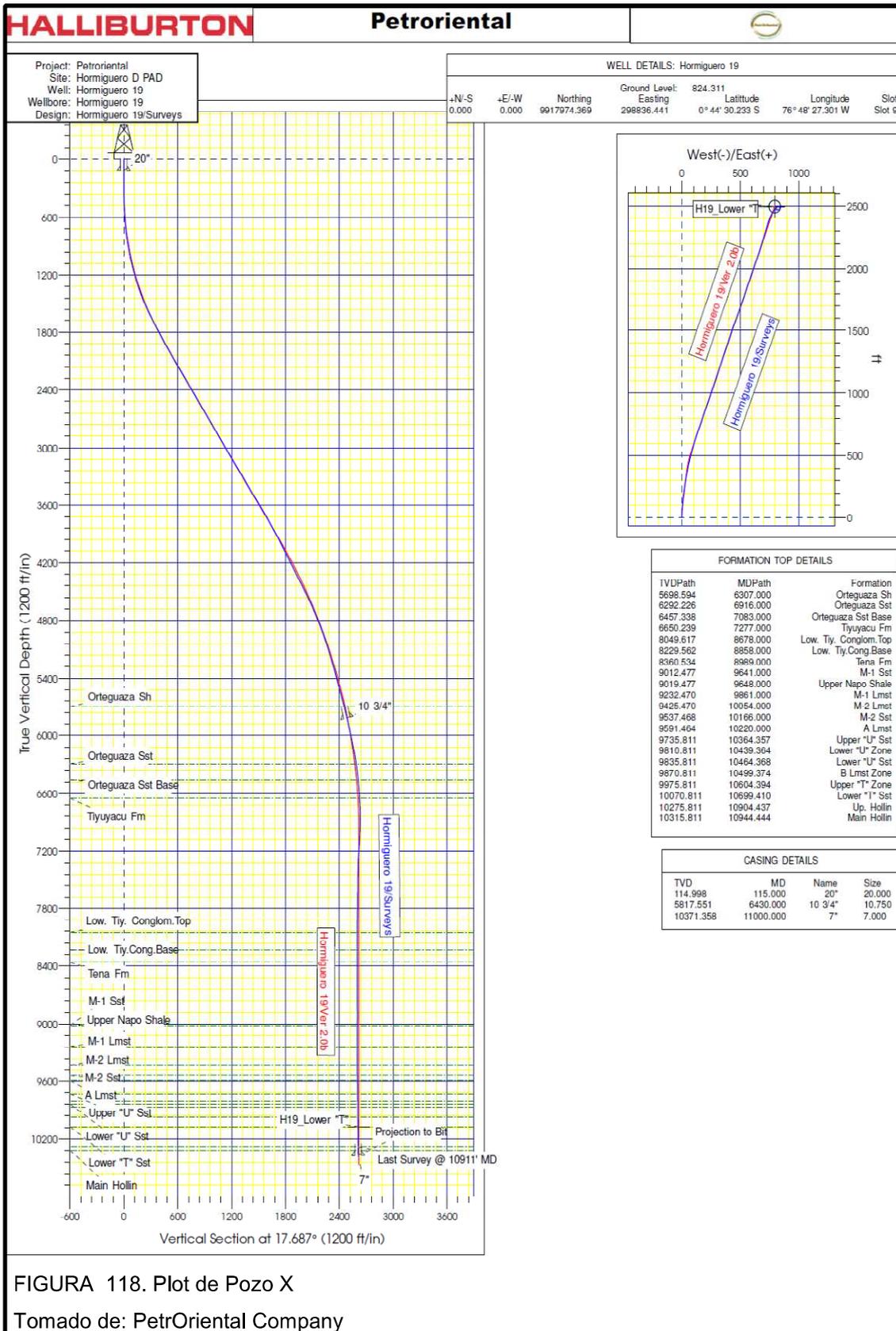


FIGURA 118. Plot de Pozo X  
 Tomado de: PetrOriental Company

### Registros Eléctricos de los Reservorios del Pozo X

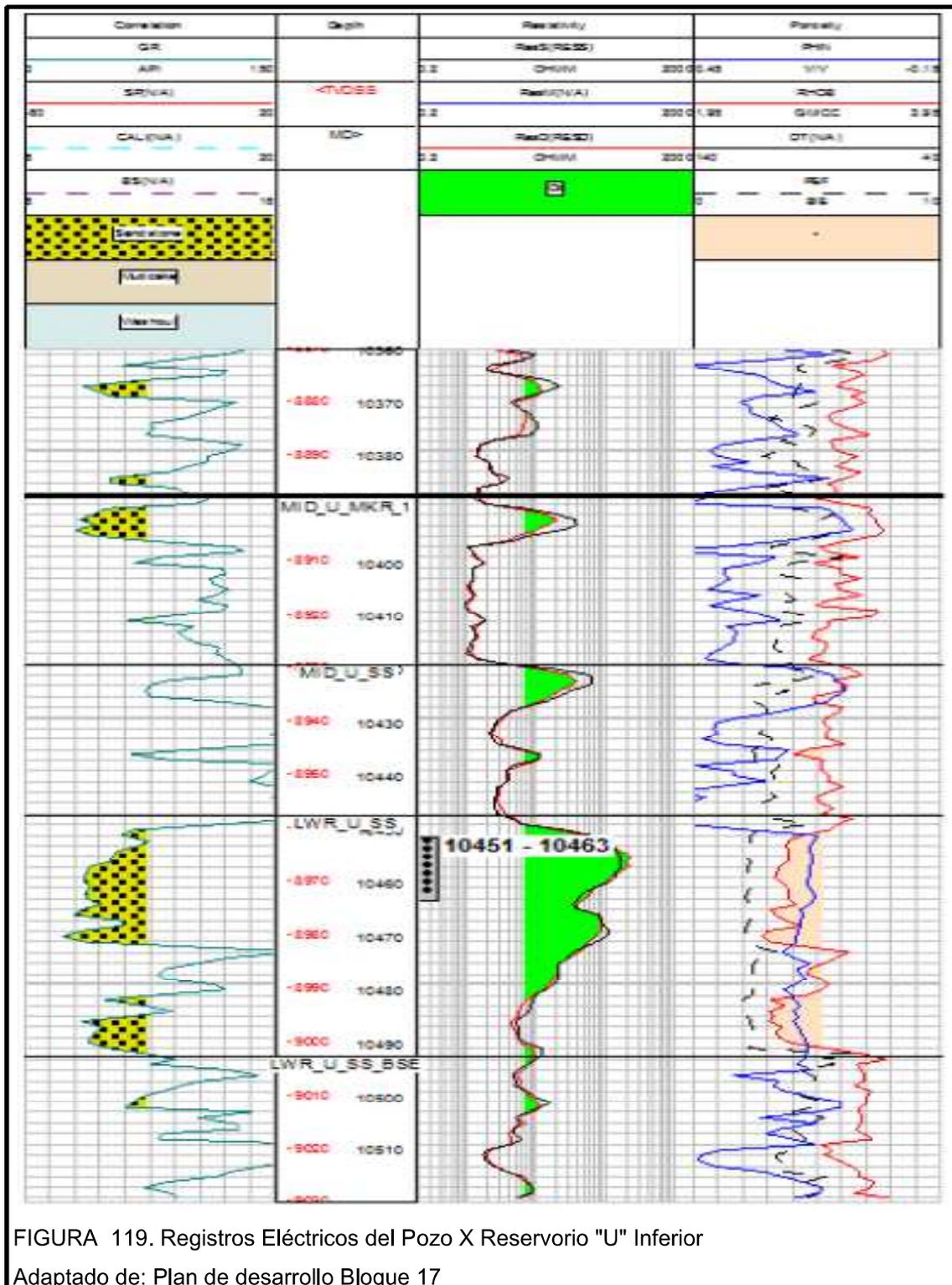


FIGURA 119. Registros Eléctricos del Pozo X Reservorio "U" Inferior

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

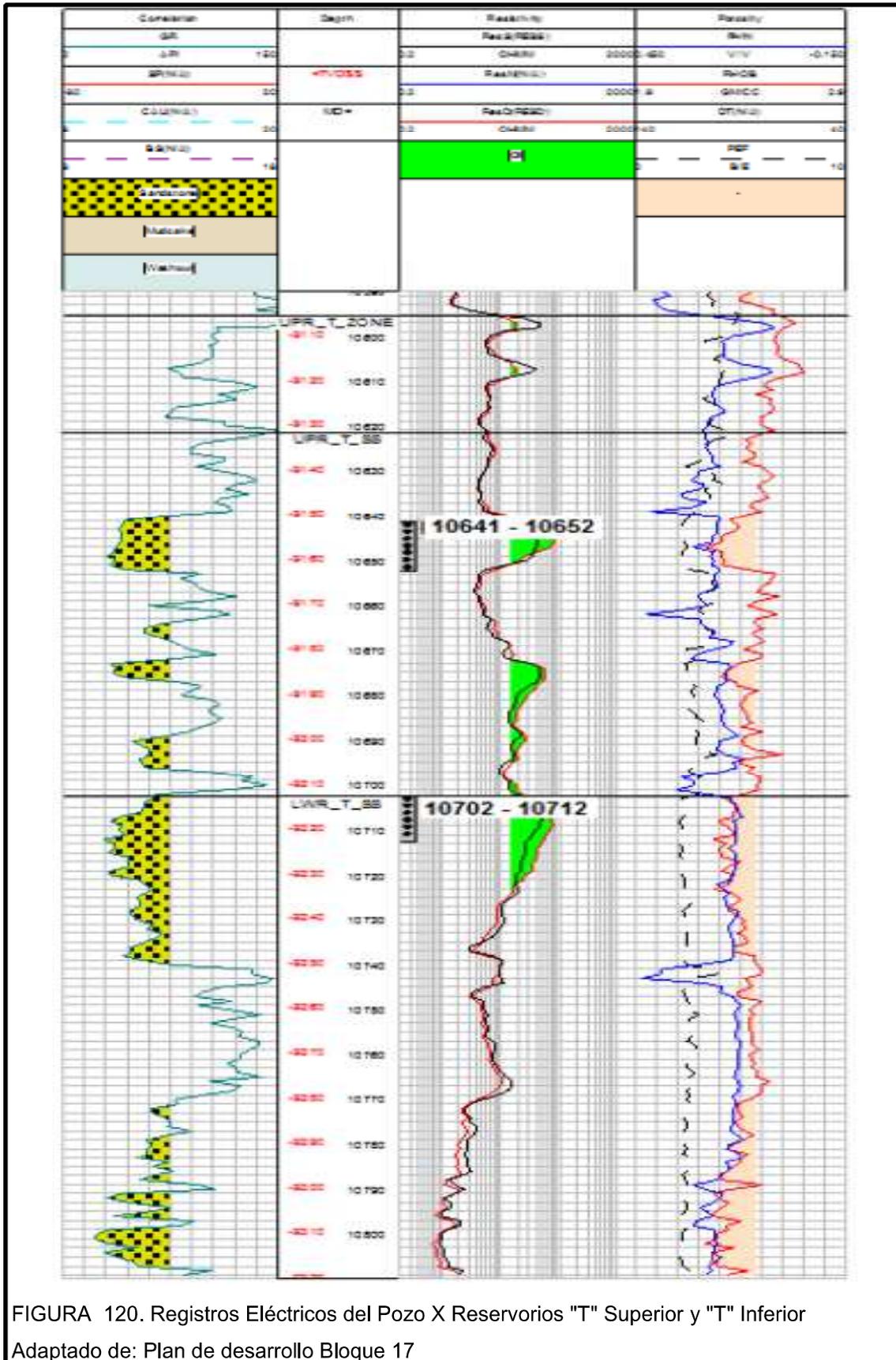


FIGURA 120. Registros Eléctricos del Pozo X Reservorios "T" Superior y "T" Inferior  
Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

### 5.2.1.2. Propiedades de fluido y reservorio

Tabla 32. Propiedades de Roca y Fluido Pozo X

<b>Propiedades Arenisca "U" inferior (10,451' -10,463' MD)</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	213 md	API	18.1
Porosidad	18%	GOR	60 pcd/bbls
Temperatura	210 F	Salinidad Prom.	75,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	2,228 PSI	Producción	60 BOPD
Compresibilidad	7.6E-06 PSI-1	BSW	75.8%
<b>Propiedades Arenisca "T" Superior (10,641' -10,652' MD)</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	412 md	API	26.6
Porosidad	21%	GOR	60 pcd/bbls
Temperatura	230 F	Salinidad Prom.	65,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	2,741 PSI	Producción	350 BOPD
Compresibilidad	7.5E-06 PSI-1	BSW	30%
<b>Propiedades Arenisca "T" inferior (10,702' -10,712' MD)</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	715 md	API	24.5
Porosidad	21%	GOR	N/R
Temperatura	232 F	Salinidad Prom.	50,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	3,700 PSI	Producción	38 BOPD
Compresibilidad	7.5E-06 PSI-1	BSW	96%

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

### 5.2.1.3. Historia de producción del Pozo X

El Pozo X fue perforado en Agosto del 2009 y como estrategia de producción se decidió en la completación inicial evaluar tres intervalos "U" inferior, "T" superior y "T" inferior utilizando un completación hidráulica selectiva de bombeo jet, antes de instalar un sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) en el mejor reservorio evaluado.

Tabla 33. Historial de Producción del Pozo X

POZO	TRABAJO	FECHA FINAL	FORMACION	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	DIAS OPERADOS	COMENTARIOS
POZO X	Completación Inicial	10-oct-09	U Inf, T sup y T inf	Bombeo Jet	-	Completación Inicial con Bombeo Jet. Prueba U Inf, T sup y T inf
	C.I. Add1	19-dic-09	U Inf, T sup y T inf	Bombeo Jet	-	Falla Mecánica en el BHA selectivo, Bajar completación de Bombeo Jet similar para continuar evaluando.
	WO#1	19-may-10	T inferior	BES: P-12, 330 stg, 275 HP	393	Cambio de levantamiento artificial de Bombeo Jet por Bombeo BES P-12 / 330 etapas / 275 HP para producir T inferior.
	WO#2	27-jun-11	T inferior	BES: P-12, 330 stg, 216 HP	90	Cambio de Bomba BES Centriflitt P-12 /330 etapas / 275 HP por una P-12 / 330 stg / 216 HP.
WO#3 Add1	19-abr-12	U inferior	BES: P-6, 360 stg, 135 HP	8	Aislamiento mecánico (CIBP + Scab Liner) de T superior y T inferior. Bajar una Bomba BES Centriflitt P-6 / 360 etapas / 135 HP para producir de U inferior.	
WO#4 Add1	10-may-12	U inferior	Bombeo Jet	-	Se Sacó Bomba BES ES BES Centriflitt P-6 / 360 etapas / 135 HP. Se asejina CIBP @ 10,510' MD, se prueba presión y se baja otra Bomba BES P-6, se obtiene baja producción. Se completa finalmente con Bombeo Jet	

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

Reacondicionamiento # 1: Ya una vez evaluados los yacimientos en la completación inicial se procedió a completar el intervalo “T” inferior con bombeo BES en el Workover # 1 el 19 de mayo del 2010.

Reacondicionamiento # 2: Finalmente a 90 días de haber realizado el WO#2, el 11 de agosto del 2011, la última Prueba de Producción indica un potencial muy bajo de 827 BFPD / 37 BOPD / 96.3% BSW / Prom. Salinidad: 51MPPM NaCl.

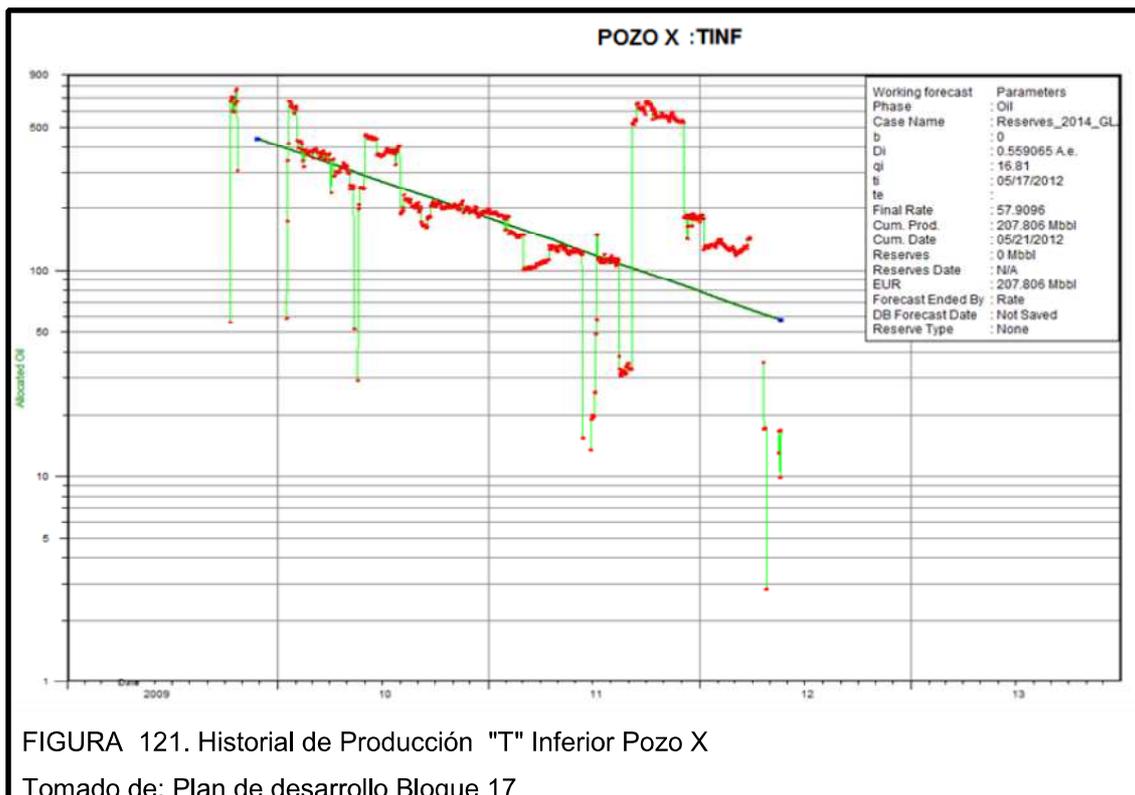


FIGURA 121. Historial de Producción "T" Inferior Pozo X

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 17

La producción acumulada del Pozo X el reservorio “T” Inferior hasta el 19 agosto de 2011 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 34. Producción Acumulada "T" inferior Pozo X

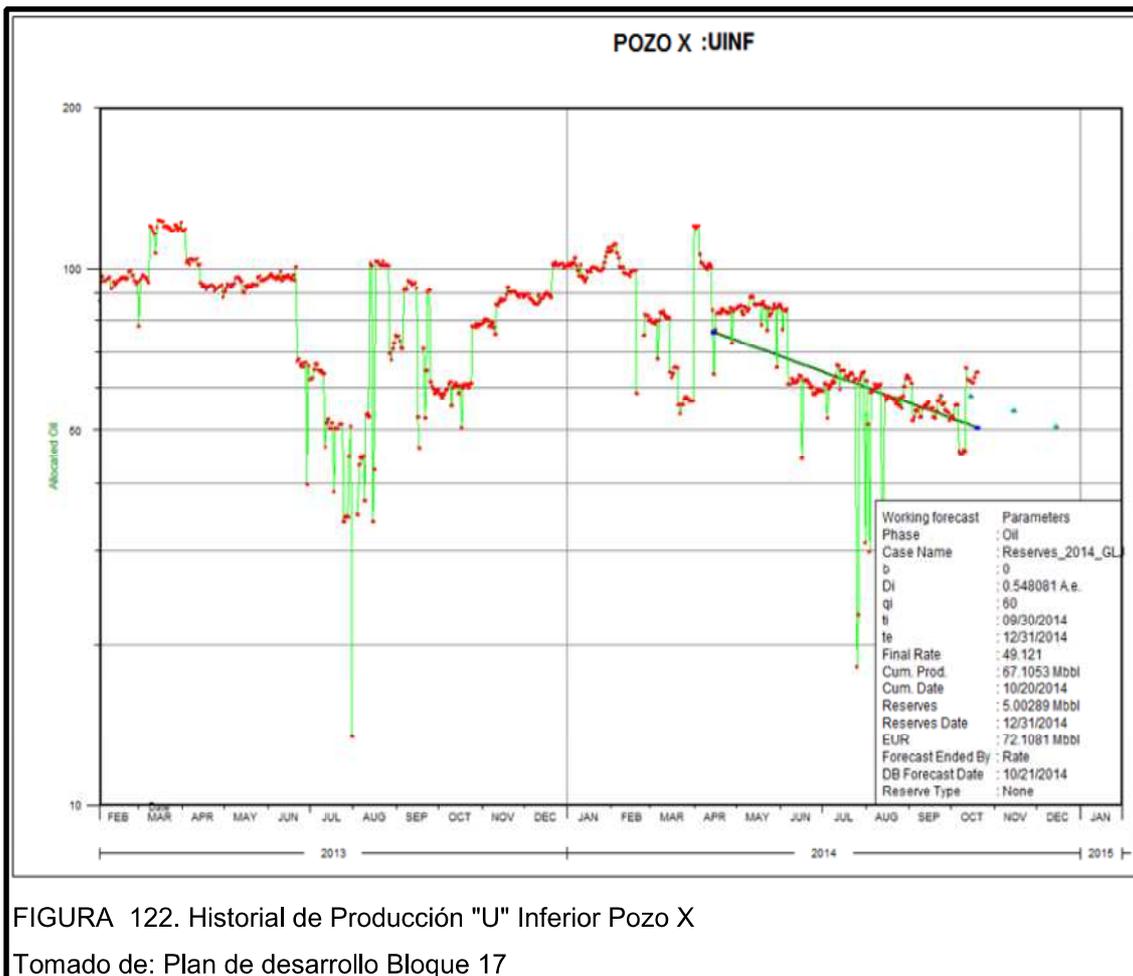
Petróleo	BOPD	BSW %	API seco
Acumulado (Bls)			
207,806	37	96.3	24.5

“T” Inferior: Reservas Remanentes = 0 Mbls

Reacondicionamiento # 3: Una vez evidenciado el potencial de “T” inferior se procede a realizar un aislamiento mecánico (CIBP + Scab Liner) de T superior y

T inferior. Y finalmente se completó el pozo con una Bomba BES Centrilift P-6 / 360 etapas / 135 HP para producir de U inferior, la cual estuvo en producción por tan solo 8 días y con baja producción.

Reacondicionamiento # 4: Se saca la BES Centrilift P-6 / 360 etapas / 135 HP y se baja una nueva BES P-6 con los mismos pésimos resultados por lo que finalmente en el 10 de mayo del 2012 se instala un completación con Bombeo Jet.



La producción acumulada del Pozo X el reservorio "U" Inferior hasta el 20 octubre de 2014 se muestra en la siguiente tabla, siendo su la última producción de 249 BFPD / 62 BOPD / 75.3% BSW

Tabla 35. Producción Acumulada "U" Inferior Pozo X

Petróleo	BOPD	BSW %	API seco
Acumulado (Bls)			
67,105	60	75.3	18.1

"U" Inferior: Reservas Remanentes = 5 Mbls

### Propuesta Reacondicionamiento # 5:

Debido a la baja producción y las reservas remanentes de "U" inferior, es necesario realizar un cambio de zona hacia la última arena por producir de este pozo la cual es "T" Superior para ser evaluada y producida mediante bombeo jet. Cabe mencionar que en noviembre del 2009 en la completación inicial, "T" Superior fue evaluada durante 10 días, su producción durante ese período fue de 452 BFPD / 303 BOPD / 33% BSW.

Tabla 36. Prueba de Producción "T" Superior Pozo X

Date	PUMP	BFPD Bls	BOPD Bls	BWPD Bls	BSW %	GAS Mcf	GOR Mcf/Bls	SALINIDAD NaCl ppm	API	INYECCION Bls	P. INYEC. Psi	CSG Psi
2-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	172	157	15	8,6%	6	39	50.697	24,8	1513	2450	90
3-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	255	245	9	3,7%	9	38	59.298	23,9	2091	2340	130
4-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	184	182	2	1,0%	7	36	67.898	23,9	2057	2260	130
5-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	138	138	0	0,3%	5	37	67.898	23,9	1982	2367	137
6-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	362	237	125	34,5%	9	38	66.660	26,6	2099	3000	165
7-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	467	429	38	8,2%	16	38	65.175	26,6	1917	3000	160
8-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	416	395	21	5,1%	15	37	65.175	26,6	1960	3000	150
9-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	438	385	52	12,0%	14	37	64.969	26,6	1963	3000	153
10-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	388	276	112	28,8%	11	38	75.158	26,6	1973	2963	150
11-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	452	303	149	33,0%	5	16	73.425	26,6	1985	3000	155

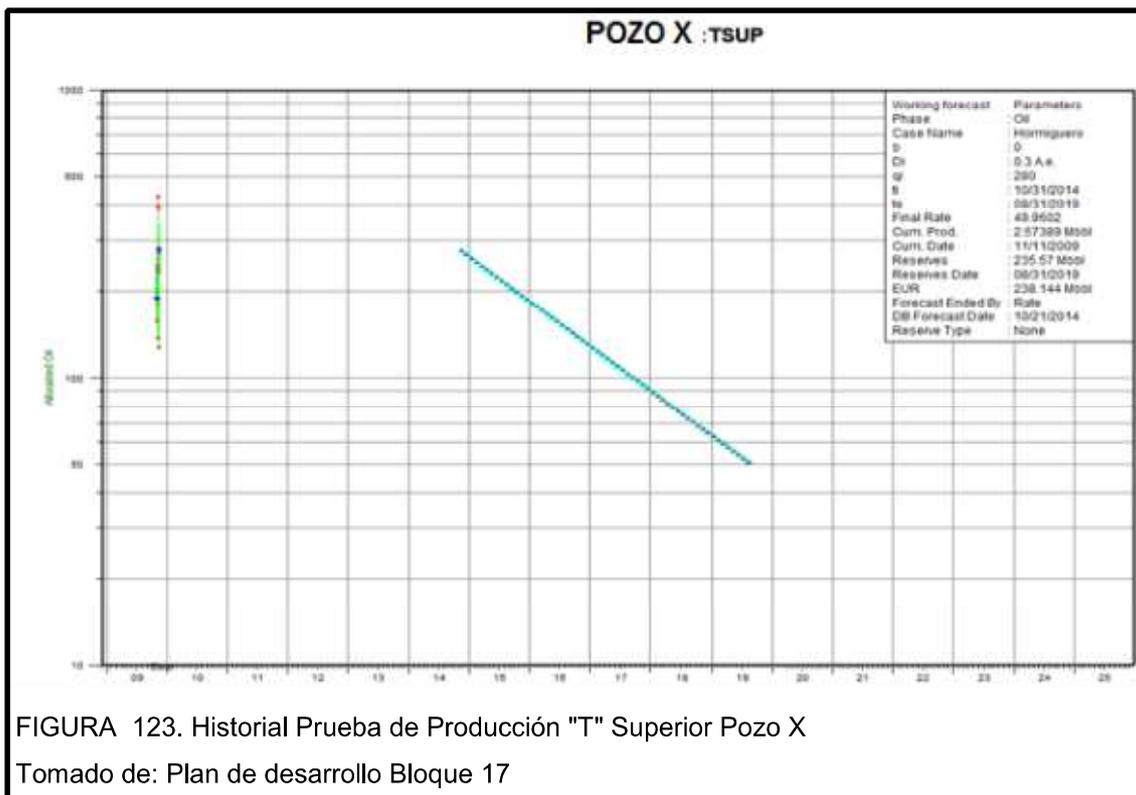
Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

Tabla 37. Producción Acumulada "T" Superior Pozo X

Total Fluido	Petróleo	Agua	BSW %	API seco
Acumulado (Bls)	Acumulado (Bls)	Acumulada (Bls)		
3,014	2,570	444	35	26.6

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

- EUR: 238 Mbls
- Reservas Remanentes = 235.57 Mbls



### Información de reservorio y producción esperada "T" Superior Pozo X

Tabla 38. Información de reservorio y producción esperada "T" Superior Pozo X

<b>POZO X</b>		
Reservoir	T Superior	
Intervalo	10641'-10652'	ft MD
Mitad Perforaciones	10018'	ft TVD
Pr (real a perms.)	2741	psi
IP (fluido)	0,36	b/p/d
BHT	230	°F
<i>Qf esperado (Promedio)</i>	500	bls
BSW expected	35%	%
API	26,6	°
GOR	60	Scf / bbl
Pb	850	psi
Viscosidad @ 80°	340	cp
Viscosidad @ 150°	210	cp
Viscosidad @ Pr (PVT_HOR-	2,6	cp
Permeabilidad Promedio	411,7	mD.

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 17

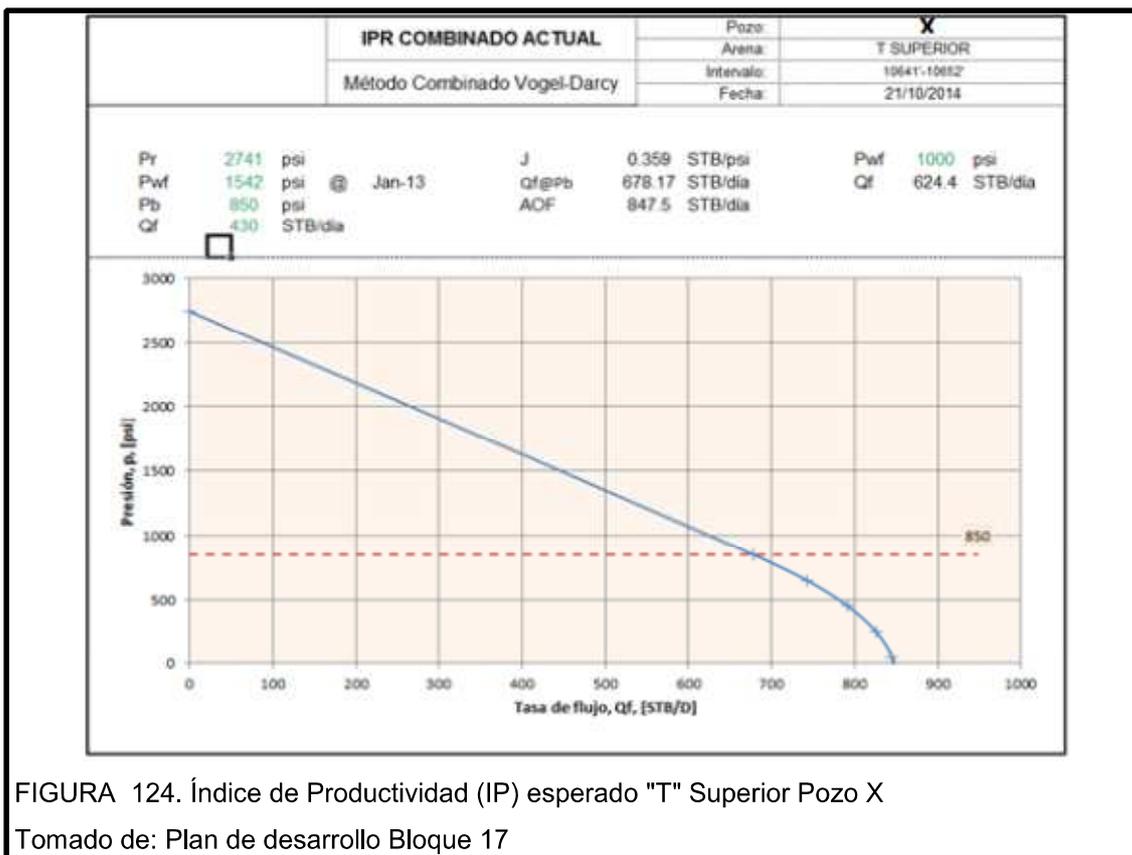


FIGURA 124. Índice de Productividad (IP) esperado "T" Superior Pozo X

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 17

### Cementación actual pozo

Realizada la cementación del Pozo X se registra la calidad y grado de adherencia del cemento al casing con el CBL (Cement Bond Log), así como la adherencia del cemento a la formación con el VDL (Variable Density Log), Observando los resultados siguientes en la zona de interés (10,641 – 10,652 ft MD).

El registro CBL combinado con el VDL muestra que la calidad del cemento es buena ya que la amplitud del CBL es de 4mv (máximo valor aceptable 5mv) y la amplitud del VDL es mínima y continua.

La interpretación del registro de imágenes ratifica la presencia de una buena cementación; de acuerdo a los criterios de interpretación, umbrales café-rojizos presencia de cemento, umbrales amarillo - café presencia de cemento de moderada calidad, umbrales de amarillo a blanco no existe presencia de

cemento, de acuerdo con este criterio el cemento en este intervalo es muy bueno.

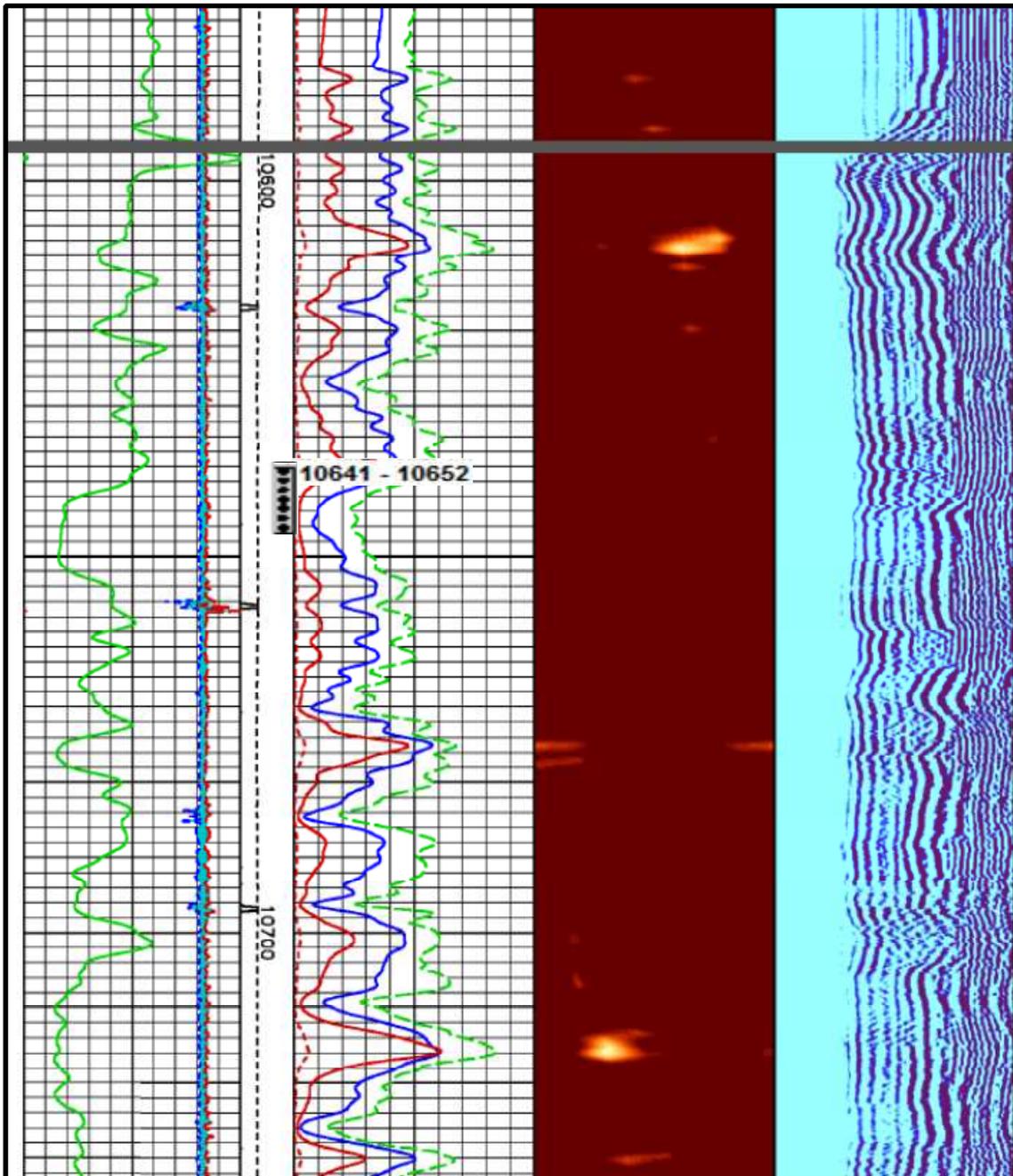


FIGURA 125. Registro de Cemento Intervalo "T" Superior Pozo X

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 17

**5.2.2. Estado actual del Pozo Y (Plan de desarrollo del Bloque 62)**

El Pozo Y es un pozo de desarrollo perforado en Marzo del 2006 y se encuentra localizado en el Bloque 62 específicamente en el Campo D en la locación o Pad Dorine 5. Actualmente se encuentra produciendo del reservorio M-1 mediante Bombeo Jet.

Características Generales:

Tabla 39. Características Generales del Pozo Y

POZO :	Pozo Y	BLOQUE :	62	CAMPO :	Dorine
CLASIFICACIÓN DEL POZO :	POZO DE DESARROLLO	CUENCA DEL POZO :	Oriente		
PROFUNDIDAD PROGRAMADA :	10614' MD / 8603' TVD	TIPO DE POZO :	DIRECCIONAL ( TIPO "S")		
FECHA INICIO PERFORACION :	24-mar-06	TIPO DE TRAMPA :	ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICA		
Coordenadas UTM	X	Y	Objetivo Primario :	ARENISCA M-1	
Superficie:	347557,81 mE	9986517,16 mN	Objetivo Secundario :	LOWER "U"	

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

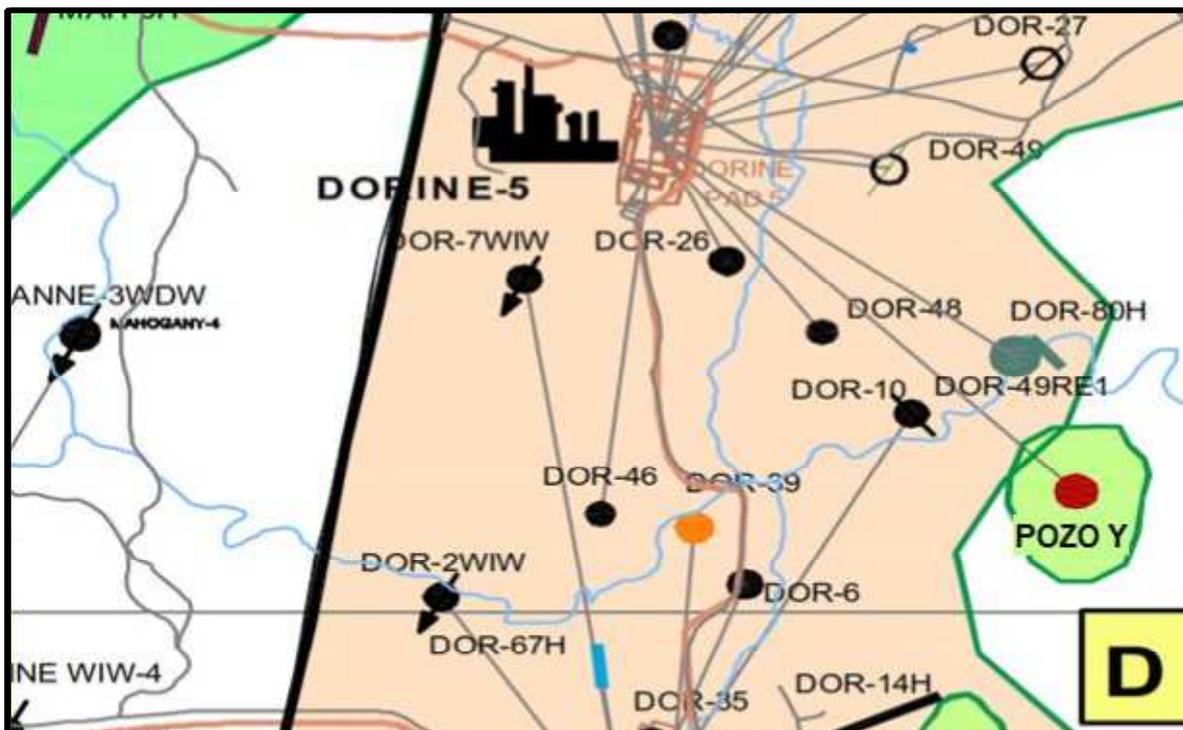


FIGURA 126. Mapa Campo D

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 62

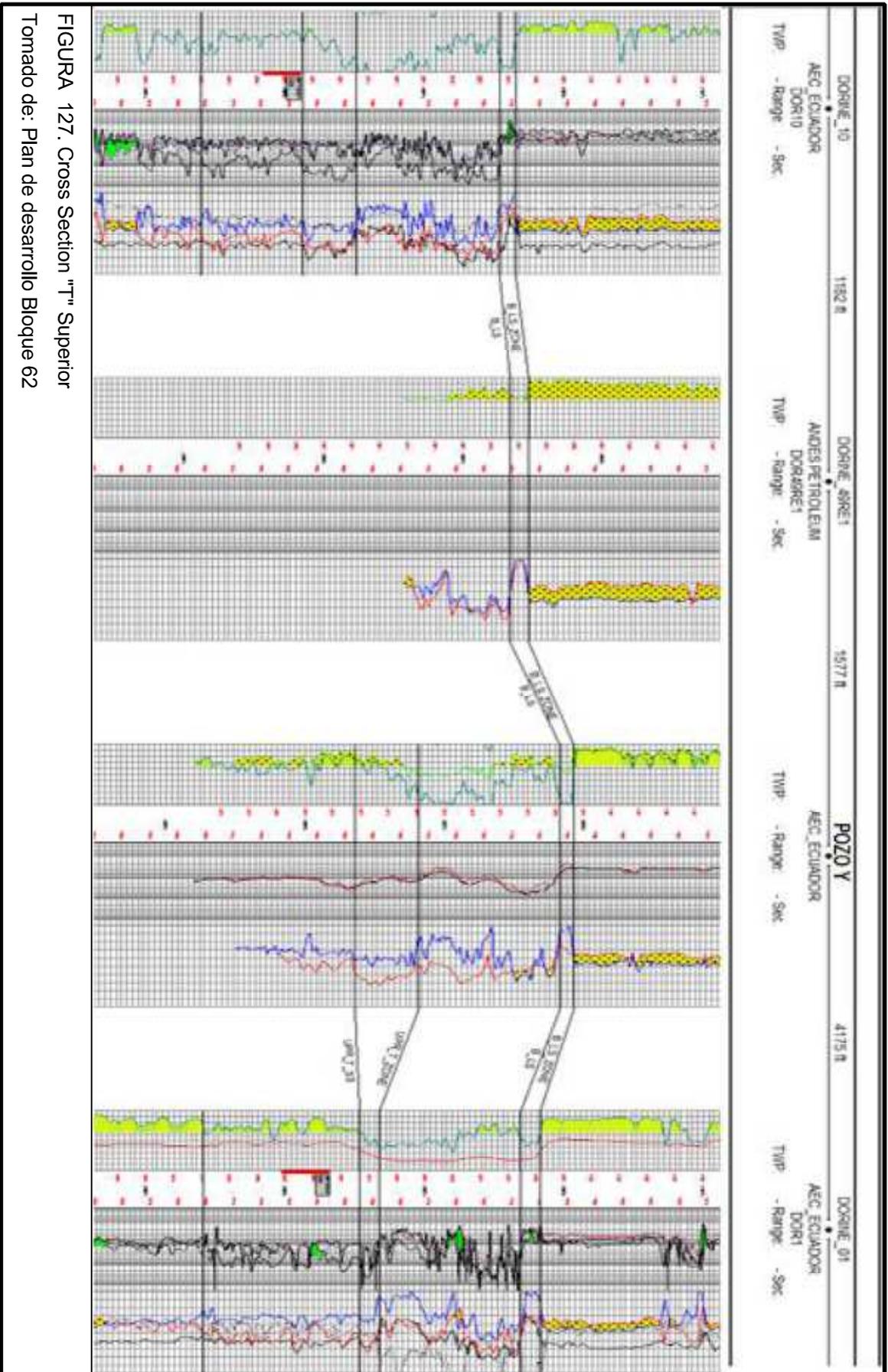


FIGURA 127. Cross Section "T" Superior  
 Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 62

### 5.2.2.1. Descripción y estado mecánico

El Cabezal del Pozo Y tiene tres secciones, la sección C: 3 1/2" x 11" x 3M psi, una sección B: 11" x 11" 3 M psi, y la sección A: 10 3/4" x 11" x 3M.

El Pozo Y es un pozo de dos sartas. Presenta un revestidor intermedio de 10 3/4", con un grado de K55, un peso 40.5 lb/ft @ 5,937ft MD / 4,824 TVD. Un revestidor de producción de 7", cuya tubería tiene un grado C-95, un peso de 26 lb/ft, @ 10,665ft MD/8,640ft TVD.

Tabla 40. Características Mecánicas del pozo Y

KB :	Surface Casing	Production Casing	PBTD	Existing Perforations	Well Head Info. CPTDC	Max Deviation
787.24 ft						
Grd : 755.84 ft	10-3/4", 40.5#, K-55, BTC	7", 26#, C-95, BTC		Lower U SST	C Section: 3-1/2" x 11" x 3M	50.79°
Depth (ft MD)	5,937	10,665	+/- 10,569	10,398 – 10,408	B Section : 11" x 11" x 3M	4,740
Depth (ft TVD)	4,824	8,640	+/- 8,600	8,522 – 8,525	A Section : 10-3/4" x 11" x 3M	4,051

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

La sarta de producción del Pozo Y está formada por una completación de Bombeo Jet sencilla:

- 304 joints of 3-1/2" tubing EUE L-80 9.3 lb/ft
- 3-1/2" Camisa de circulación (2.81"), Abierta w/ Bomba Jet @ 9546.22'
- 1 jt of 3-1/2" tubing EUE L-80 9.3 lb/ft
- 7" x 3-1/2" HS Packer @ 9582.14'
- 1 jt of 3-1/2" tubing EUE L-80 9.3 lb/ft
- 3-1/2" No-Go nipple (2.75" ID), w/ Memory Gauge @ 9617.6 ft
- 1 jt of 3-1/2" tubing EUE L-80 9.3 lb/ft
- Guía de entrada 3-1/2" @ 9650.67 ft

Este pozo presenta un solo Reacondicionamiento desde su completación inicial. Además presenta un CIBP @ 10,364ft que sirve para aislar el intervalo o reservorio "U" Inferior, para producir desde M-1, sin invasión de fluidos de "U" Inferior.



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

## ANDES PETROLEUM LTD POZO Y

### Workover # 1 -- MAY 22 / 2012

NIVEL DEL SUELO (PIES): 755,84  
 K.B. (PIES): 787,24  
 KB - GL (PIES): 31,4

MAX. DESVIACIÓN: 50.79 deg @ 4740' MD (4051' TVD)

COORDENADAS:

LONGITUD: 347557.81 mE  
LATITUD: 9986517 mN

**MITAD DE PERFORACIONES**  
**10403' MD / 8382.86' TVD**

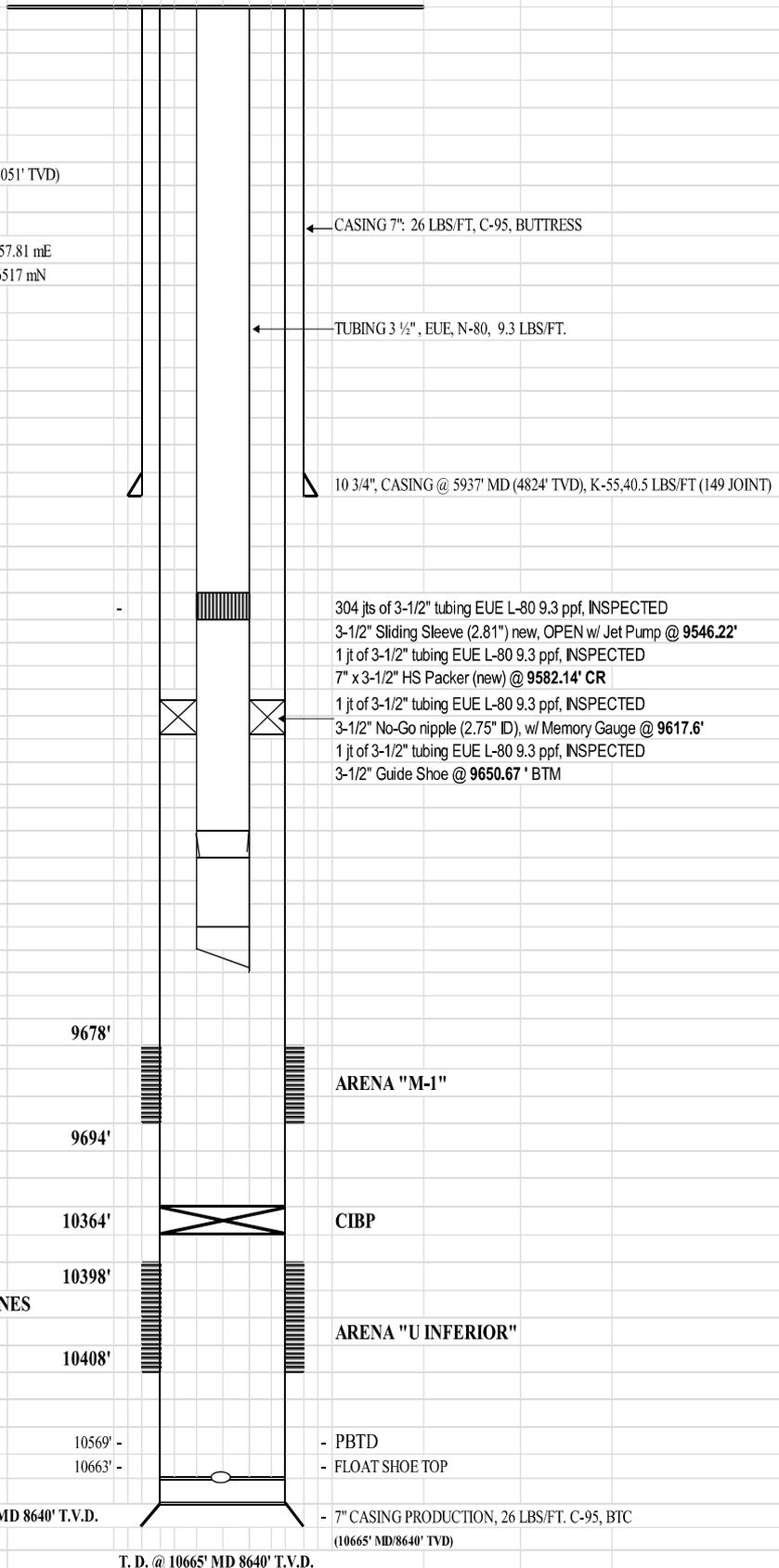


FIGURA 128. Estado Mecánico del pozo Y

Tomado de: PetrOriental Company

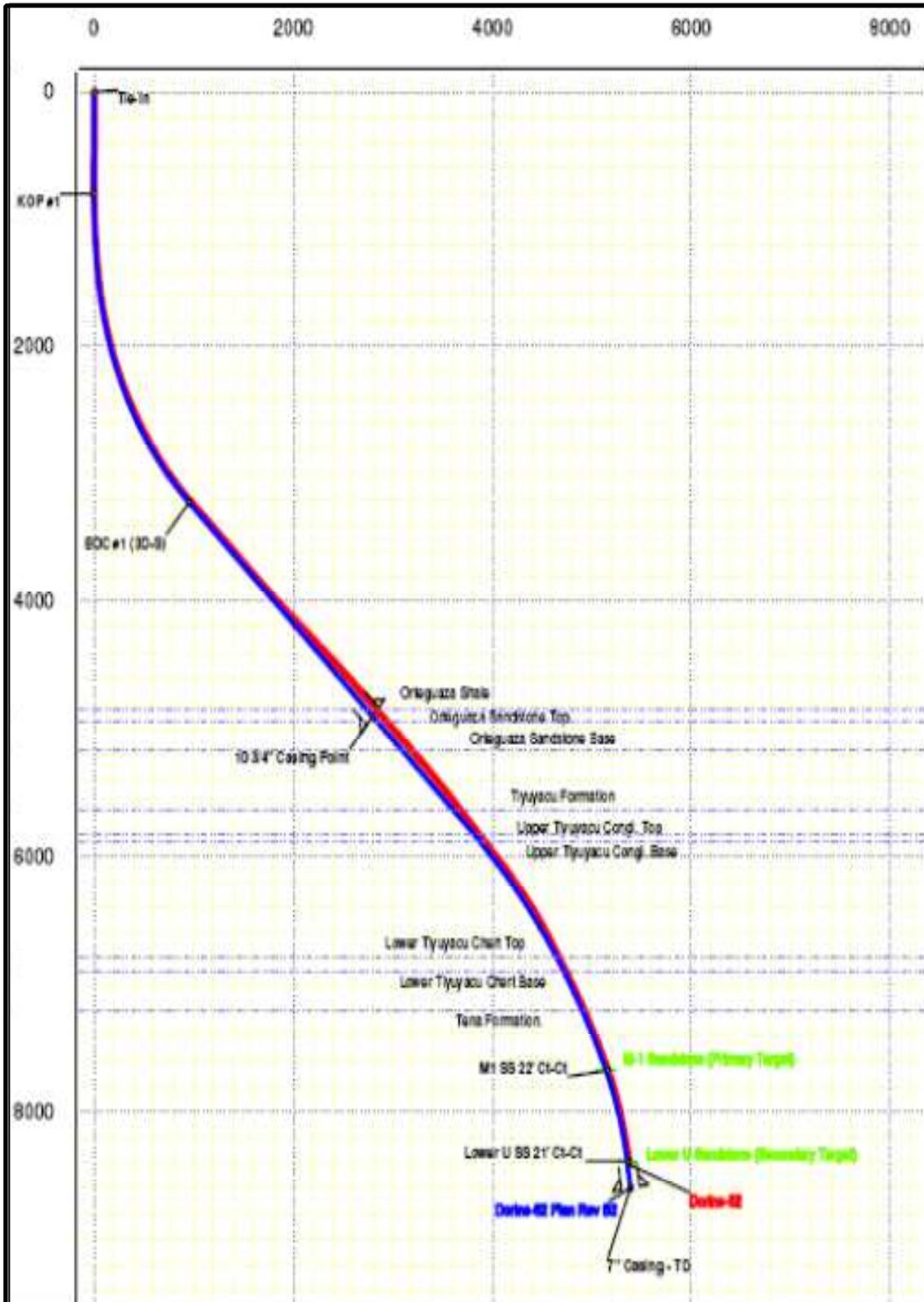
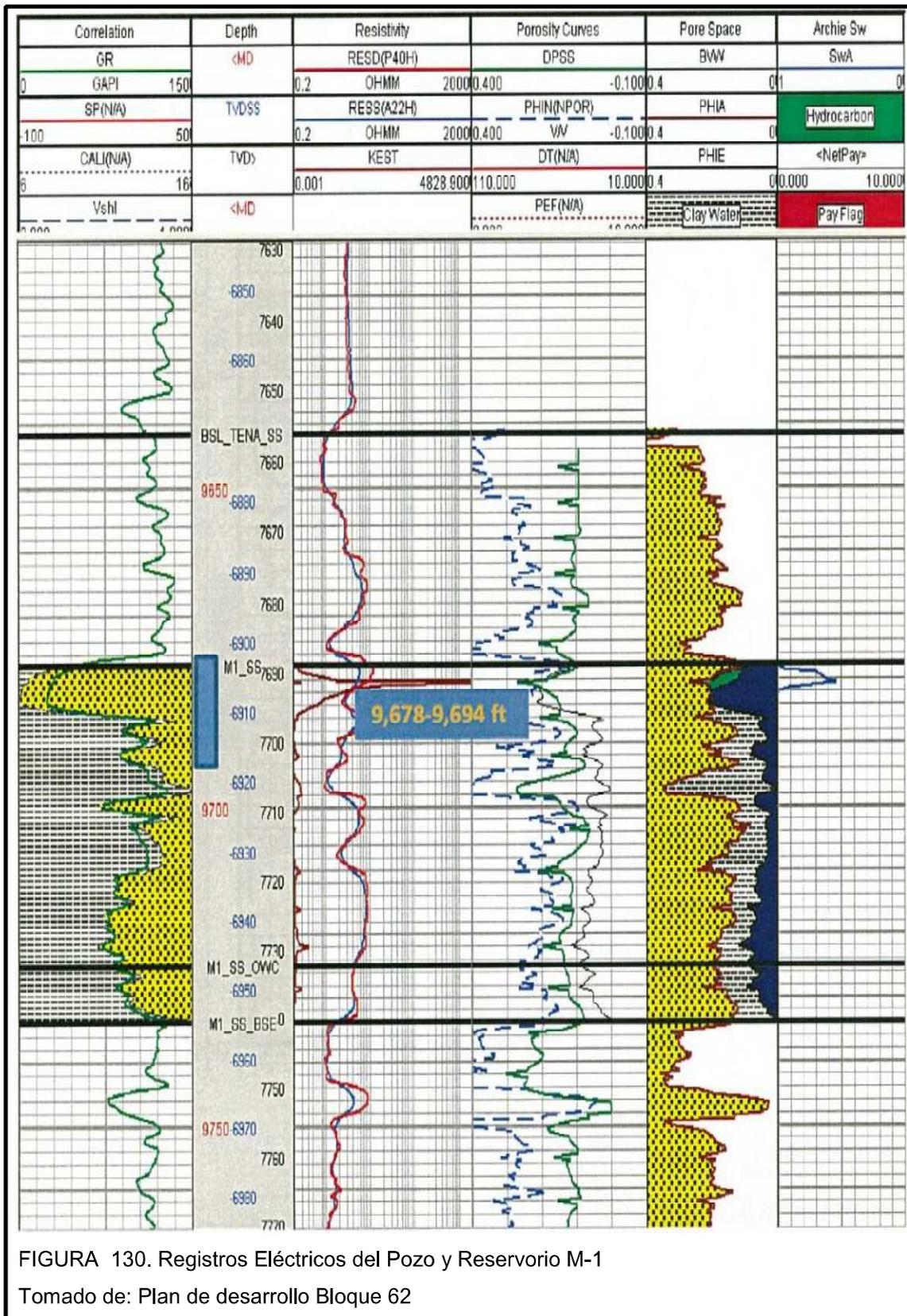


FIGURA 129. Plot de Pozo Y

Tomado de: PetrOriental Company

### Registros Eléctricos de los Reservorios del Pozo Y



### 5.2.2.2. Propiedades de fluido y reservorio

Tabla 41. Propiedades de Roca y Fluido Pozo Y

<b>Propiedades Arenisca M-1 (9,678' -9,694' MD)</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	2500 md	API	21
Porosidad	24%	GOR	N/R
Temperatura	198 F	Salinidad Prom.	13,000 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	2,700 PSI	Producción	49 BOPD
Compresibilidad	6E-06 PSI-1	BSW	97,10%
<b>Propiedades Arenisca "U" inferior (10,398' -10,408' MD)</b>			
Propiedades de Reservorio		Propiedades de Fluido	
Permeabilidad	152 md	API	22
Porosidad	25%	GOR	N/R
Temperatura	210 F	Salinidad Prom.	15,500 ppm equiv. de NaCl
Presión de Reservorio	2,531 PSI	Producción	83 BOPD
Compresibilidad	6E-06 PSI-1	BSW	66%

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

### 5.2.2.3. Historia de producción del Pozo Y

El Pozo Y fue perforado en Marzo del 2006 y como estrategia de producción se decidió en la completación inicial evaluar el reservorio "U" inferior intervalo 10,392ft – 10,408ft MD (16ft), utilizando una completación hidráulica selectiva de bombeo jet.

Tabla 42. Historial de producción del pozo Y

POZO	TRABAJO	FECHA FINAL	FORMACION	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	COMENTARIOS
POZO Y	Completación Inicial	21-abr-06	U Inferior	Bombeo Jet	Completación Inicial con Bombeo Jet en "U" Inferior
	WO # 1	22-may-12	M-1	Bombeo Jet	Aislamiento mecánico con CIBP para aislar "U" Inferior, se abre y dispara M-1 y se baja Completación de Bombeo Jet

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

Reacondicionamiento # 1: El pozo estuvo produciendo con bombeo Jet en “U” Inferior en abril del 2006. Desde 2011 la producción de petróleo ha venido declinando hasta alcanzar una producción menor a 60 BOPD con 76% de corte de agua, alcanzando el límite económico. Debido a esto se recomendó aislar “U” Inferior bajando un CIBP sobre este reservorio, se disparó en M-1 abriendo el intervalo 9,678ft – 9,694ft MD (16ft) y completándolo finalmente con Bombeo Jet.

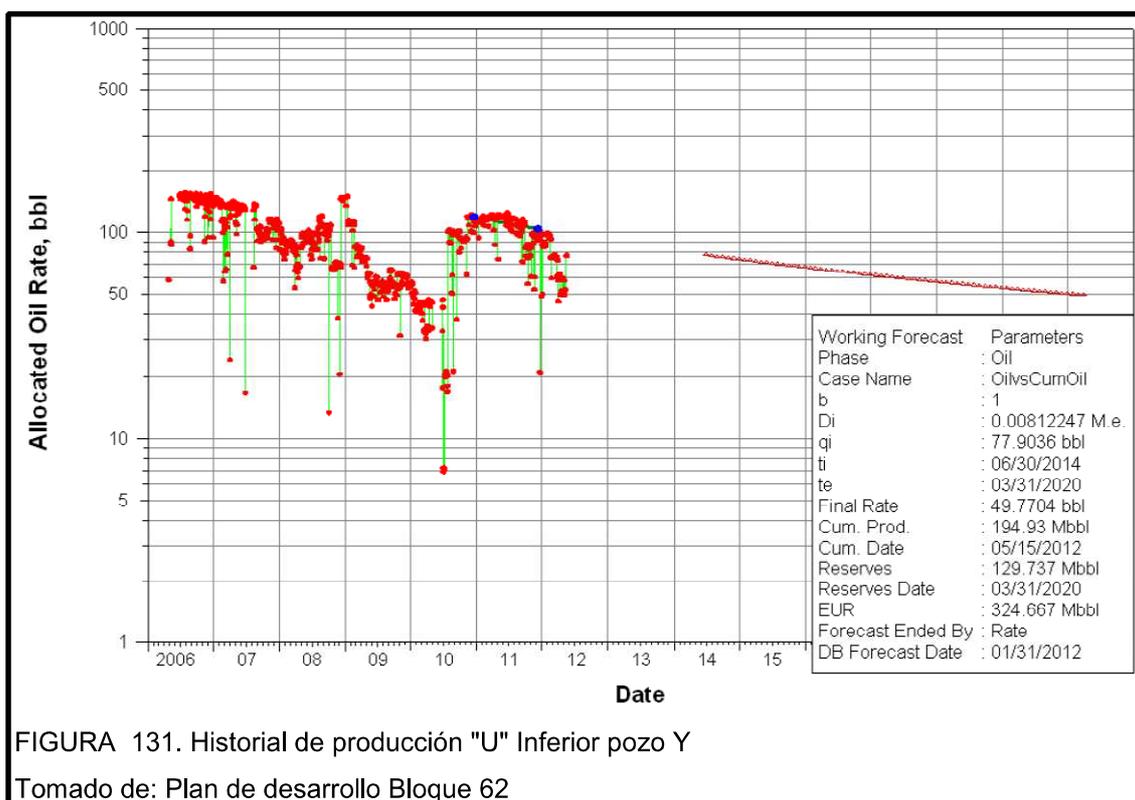


FIGURA 131. Historial de producción "U" Inferior pozo Y

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 62

La producción acumulada del Pozo Y el reservorio “U” Inferior hasta el 30 abril de 2012 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 43. Producción Acumulada "T" Inferior Pozo Y

Petróleo	BOPD	BSW %	API seco
Acumulado (Bls)			
194,023	60	76	22

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

“U” Inferior: Reservas Remanentes = 129 Mbbls

## Propuesta Reacondicionamiento # 2:

Desde el Reacondicionamiento 1 el Pozo Y estuvo produciendo de M-1 del intervalo 9,678 – 9,694ft MD (16ft) y hasta Julio 2014, donde se observó una baja producción de 49 BOPD con 97.10 % de corte de agua, alcanzando de igual manera el límite económico. El reservorio “T” Superior muestra cierto potencial identificado en el intervalo 10,606ft – 10,616ft MD (10ft), que será producido mediante Bombeo Eléctrico Sumergible.

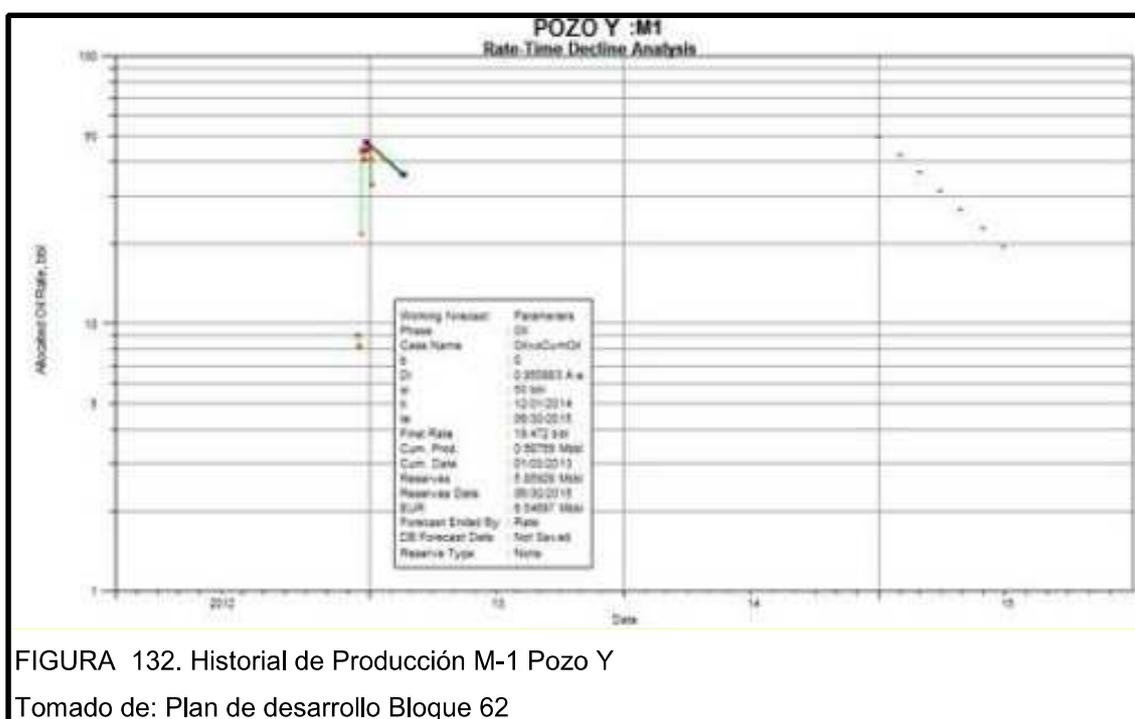


FIGURA 132. Historial de Producción M-1 Pozo Y

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 62

La producción acumulada del Pozo Y, el reservorio M-1 hasta julio de 2014 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 44 Producción Acumulada M-1 Pozo Y

Petróleo	BOPD	BSW %	API seco
Acumulado (Bls)			
687	49	97.10	21.9

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

“U” Inferior: Reservas Remanentes = 5 MbIs

Pozos vecinos completados en "T" Superior como el D-1 muestran una producción acumulada de 63,000 BOPD mientras que el D-10 17,000 BOPD. Por lo que es importante averiguar si este yacimiento presentará similares condiciones de producción en el Pozo Y.

### Información de reservorio y producción esperada "T" Superior Pozo Y

Tabla 45. Información de reservorio y producción esperada "T" Superior Pozo Y

<b>POZO Y</b>		
<b>Reservorio</b>	<b>UPPER T</b>	
Intervalo	10606'-10616'	ft MD
Mid Perf	10611'	ft TVD
Pr (real a perms.)	3200	psi
IP (fluido)	0,11	b/p/d
BHT	210	°F
<i>Qf esperado (promedio)</i>	348	bls
BSW expected	60%	%
API	30	°
GOR	N/R	Scf / bbl
Pb	770	psi
Permeabilidad Promedio	300	mD.

Adaptado de: Plan de desarrollo Bloque 62

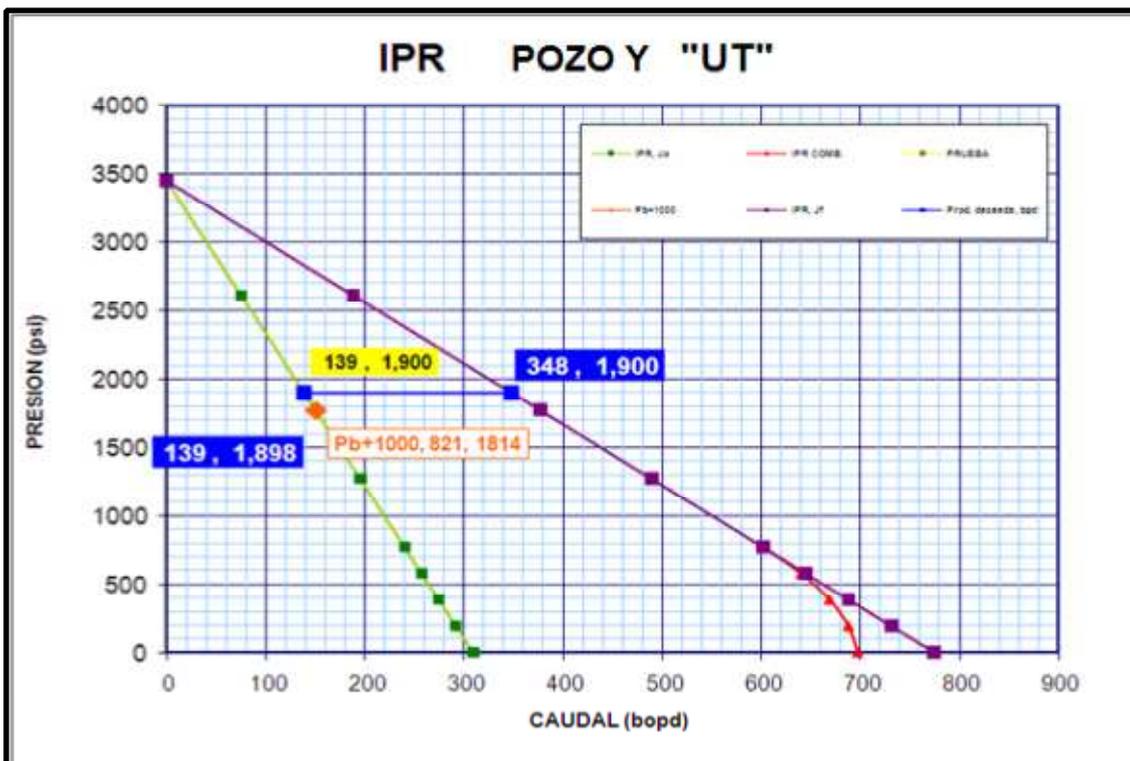


FIGURA 133. Índice de Productividad (IP) esperado "T" Superior Pozo Y

Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 62

### Cementación actual pozo

Realizada la cementación del Pozo Y se registra la calidad y grado de adherencia del cemento al casing con el CBL (Cement Bond Log), así como la adherencia del cemento a la formación con el VDL (Variable Density Log), Observando los resultados siguientes en la zona de interés (10,606 – 10,616 ft MD).

El registro CBL combinado con el VDL muestran que la calidad del cemento es moderada ya que la amplitud del CBL es de 4mv (máximo valor aceptable 5mv) y la amplitud del VDL es mínima y continua, además el BI (Index Bond) es de 0.8 aproximadamente (mínimo valor aceptable 0.8).

La interpretación del USIT (Ultrasonic Imager Tool) al igual que el BI ratifica la presencia de una moderada cementación; de acuerdo a los criterios de interpretación, umbrales rojos presencia de gas, umbrales azules presencia de

fluidos, umbrales de amarillo a café, presencia de cemento, de acuerdo con esto el cemento en este intervalo es moderado, aunque los 16 pies sobre el intervalo de "T" Superior no se muestran bien existe un sello de alrededor de 33ft como para producir sin problema y sin comunicación con otro reservorio.

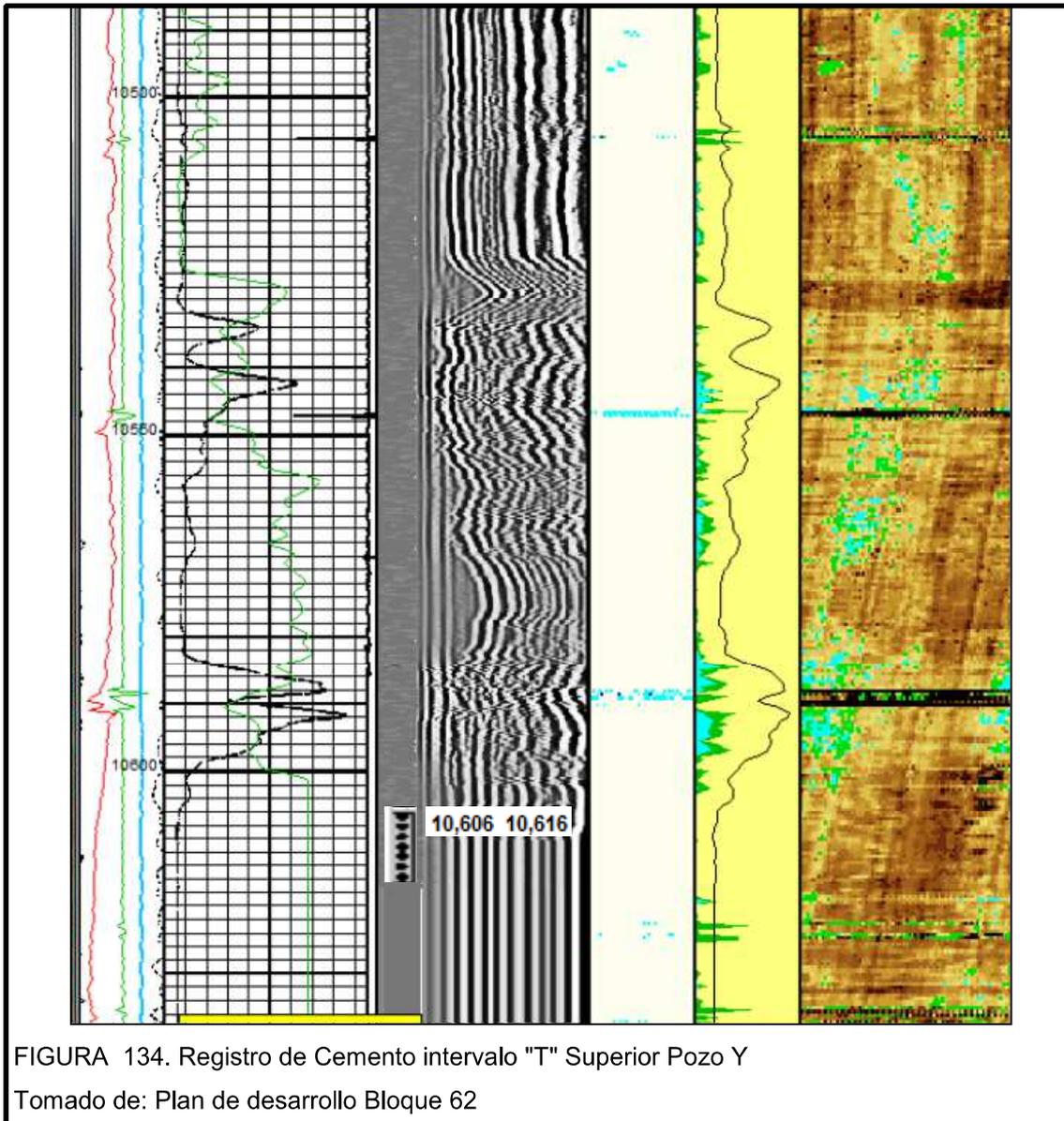


FIGURA 134. Registro de Cemento intervalo "T" Superior Pozo Y  
Tomado de: Plan de desarrollo Bloque 62

## CAPÍTULO VI

### 6. PLANIFICACIÓN, EJECUCIÓN Y RESULTADOS DE LA OPERACIÓN AISLAMIENTO ZONAL EN EL POZO X E Y.

#### 6.1. Descripción del proceso de reacondicionamiento del Pozo X

En el último Reacondicionamiento realizado en Mayo del 2012, el Pozo X fue completado con bombeo Jet para producir de "U" Inferior cuya producción fue de 249 BFPD / 62 BOPD / 75.3% BSW. Debido a la baja producción y a las bajas reservas remanentes de "U" Inferior, es necesario cambiar de zona "T" Superior para evaluar la misma con Bombeo Jet. "T" Superior fue probada en Noviembre del 2009 durante 10 días, la última producción obtenida fue 452 BFPD / 303 BOPD / 33% BSW.

#### 6.1.1. Programa de reacondicionamiento del Pozo X

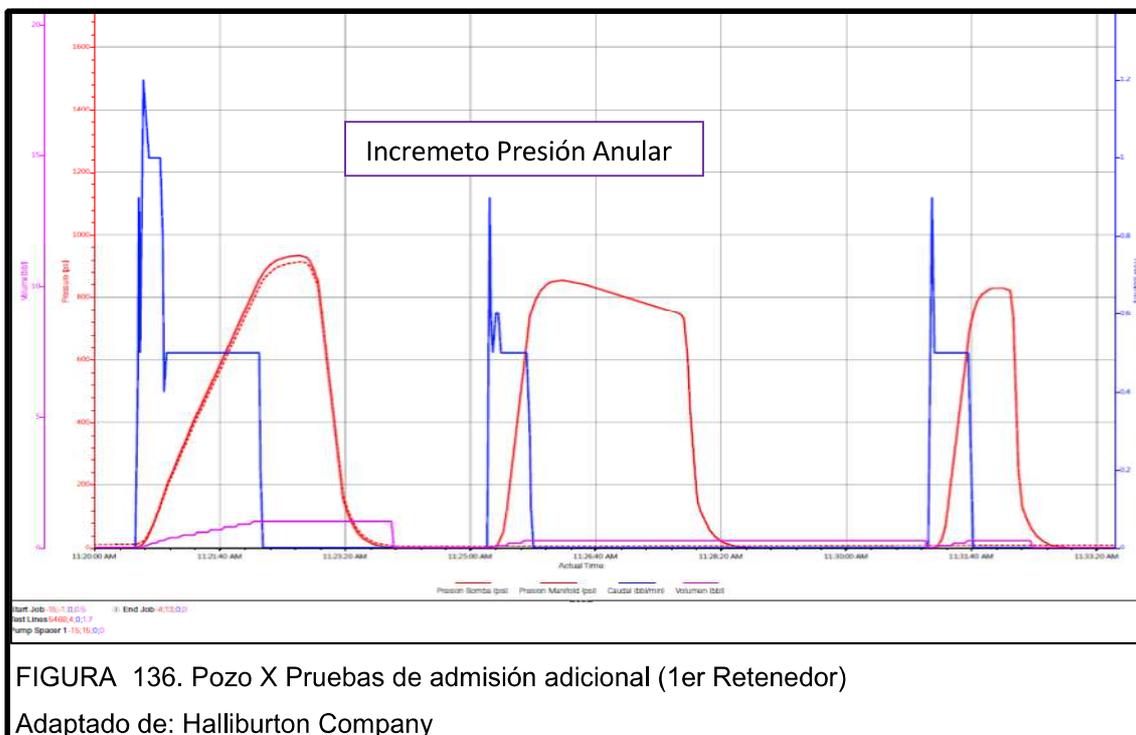
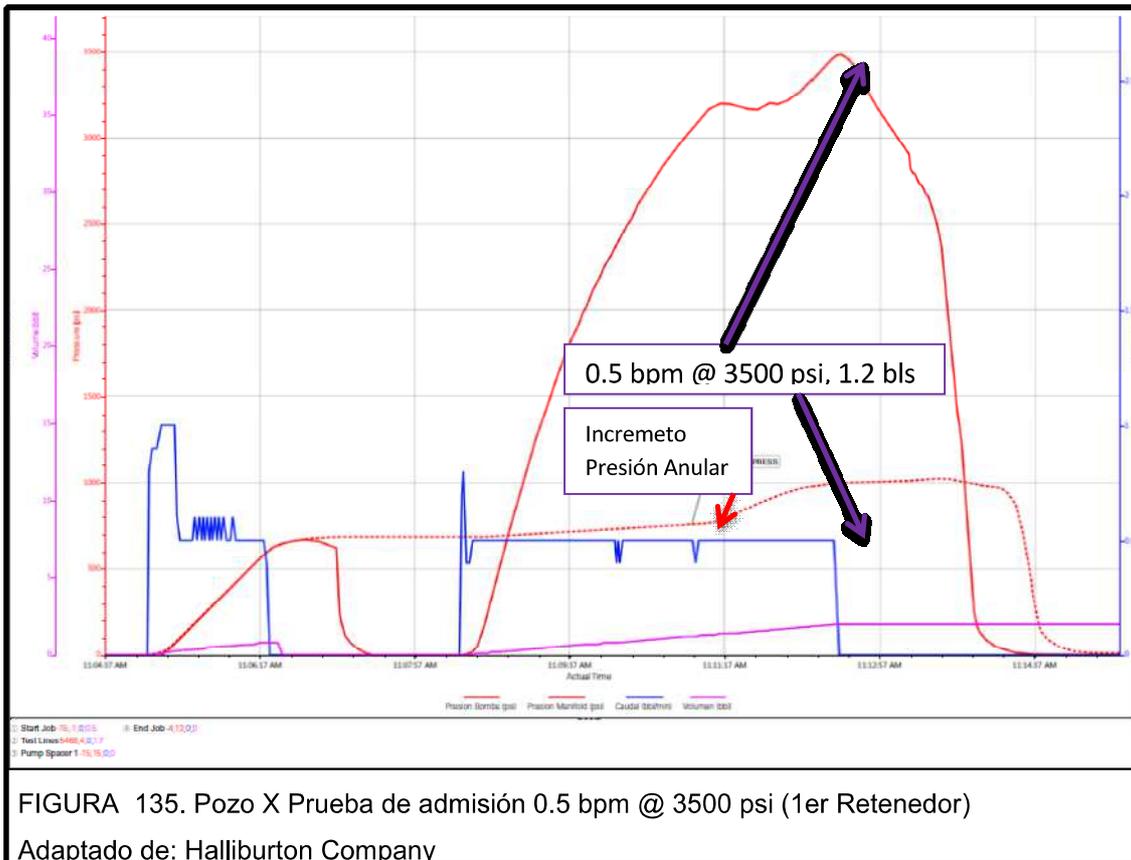
##### Programa Objetivo:

- Mover la torre a la locación sobre el Pozo X, Plataforma Hormiguero D.
- Controlar el pozo con fluido de completación previamente tratado.
- Desarmar árbol de navidad, montar preventor de reventones y probar con 250 y 2,000 psi.
- Sacar la completación actual consistente en una completación de Bombeo Jet con empacadura hidráulica FHL en 3 1/2" tubería de producción.
- Armar y bajar BHA moledor con broca y motor para moler tres CIBP's @ 10,506' / 10,510' / 10,560'.
- Bajar herramienta recuperadora para desasentar y recuperar SC-1 packer @ 10,561.42' y BHA de fondo.
- Armar y bajar broca de 6" más raspatubos de 7" hasta PBTD @ 10,890' MD / 10,261' TVD, circular el pozo hasta obtener parámetros limpios en superficie. Sacar broca y raspatubos.
- Bajar y asentar CIBP @ 10,470' con wire line.
- Armar y asentar Retenedor de Cemento @ 10,440' en 3 1/2" drill pipe para Squeeze en "U" Inferior.

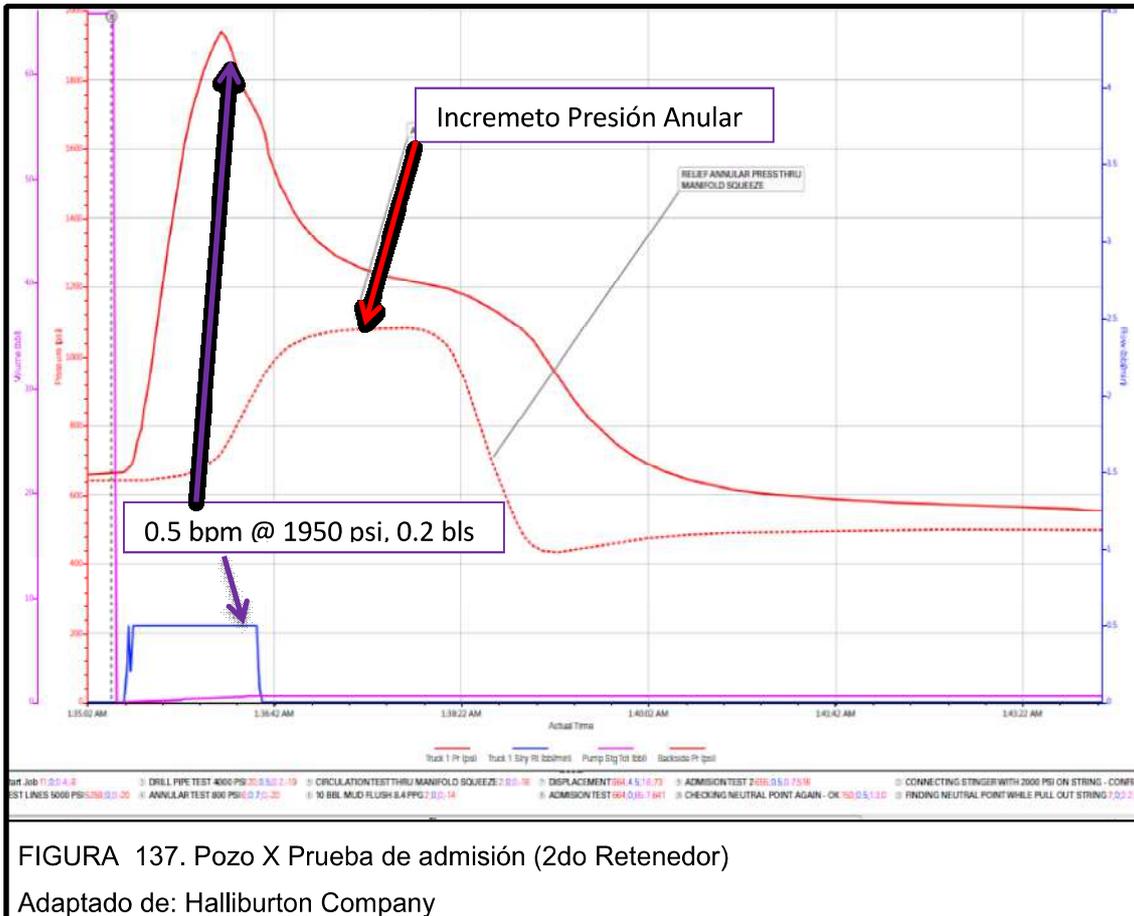
- Realizar squeeze con Resina Epóxica en "U" Inferior intervalo: 10,451' - 10,463' MD.
- Bajar BHA molidor con broca y drill collars para moler el trabajo de Squeeze, CIBP y Retenedor de Cemento. Realizar prueba de presión antes de moler el CIBP.
- Armar y bajar broca de 6" más raspatubos de 7" hasta PBTD @ 10,890' MD circular el pozo hasta obtener parámetros limpios en superficie.
- Sacar broca y raspatubos.
- Armar y bajar a asentar tapón CIBP @ 10,690' con wire line para aislar "T" inferior.
- Armar y bajar 4.5" Cañones con Wire Line y Re-perforar "T" superior intervalo: (10,641' – 10,652' MD) (11') @ 5 spf.
- Completar el pozo con sistema de bombeo Jet con packer hidráulico asentado @ 10,600' en 3 1/2" tubería de producción.
- Asentar colgador de tubería en sección "B" del cabezal.
- Remover preventor de reventones.
- Armar sección "C" del cabezal de producción.
- Dar por terminadas las operaciones del taladro.

#### **6.1.2. Ejecución del programa de aislamiento zonal en el Pozo X.**

Durante la ejecución del programa de aislamiento zonal, se presentaron dos inconvenientes con el asentamiento del Retenedor de Cemento, en donde el primero que fue asentado a 10,400', ya durante la prueba de admisión durante el cual se alcanzó 0.5 BPM @ 3,500 PSI y 1.2 bls bombeados, el retenedor de cemento falló permitiendo la comunicación del casing con el 3 1/2" drill pipe, fallando este intento; posteriormente se llevó a cabo el trabajo de molienda del retenedor para volver a asentar uno nuevo.



El segundo retenedor de lo asentó a 10,421.73', ya durante la prueba de admisión durante la cual se inyectó a 0.5 BPM y 1,950 PSI, el retenedor de cemento nuevamente falló permitiendo la comunicación del casing con el 3 ½" drill pipe; nuevamente se bajó a moler este segundo retenedor.



Finalmente se decidió realizar el squeeze con resina usando una empackadura mecánica recuperable, para proceder con un forzamiento balanceado hacia la formación, es decir bombear la resina al fondo sobre el CIBP, levantar la empackadura, asentar al menos 400 pies más arriba y proceder con la presurización del drill pipe y forzar la resina hacia la formación.

## Forzamiento o Squeeze con resina epóxica a “U” Inferior

Tabla 46. Detalle de la Operación del Aislamiento Zonal en el Pozo X

HORA	CAUDAL	VOLUMEN	PRESIÓN	PROFUNDIDAD	DETALLE DE LA OPERACIÓN
	(bpm)	(barriles)	(psi)	pies (ft)	
<b>23 de Diciembre 2014</b>					
8:00					Equipos y materiales en locación. Verificación de los mismos.
8:30					Reunión de Seguridad personal Halliburton
9:00					Instalando unidad de cementación, armando líneas y el squeeze manifold o múltiple. Propiedades de agua fresca: pH:8, C;< 31 ppm.
9:30				10177	Trabajando la sarta con la empacadura mecánica a la profundidad de asentamiento @ 10177', profundidad de la cola 10167'.
10:00					Reunion de seguridad previo al inicio de operaciones
10:30			5000		Prueba de presión de líneas superficiales @ 5000 psi, OK.
10:50			800		Prueba de circulación en reversa vía anular, através del squeeze manifold o múltiple. 800 psi, OK
11:00	0,5	1,4	3500		Prueba de admision por directo de la tubería de 3 1/2" drill pipe
	0,5	1,9	3500		
11:30					Preparando 10 bls de Mud Flush III - mientras se circula el pozo con las bombas del taladro.
12:00					Mezclando aditivos de la resina epóxica mientras se circula el pozo con las bombas del taladro
12:50	3,5	5	400		Se bombea 5 bls de fluido espaciador Mush Flush 8,4 ppg
12:55	2	5	200		Se bombea 5 bls de resina epóxica 9,17 ppg
13:00	3	5	350		Se bombea 5 bls de fluido espaciador Mush Flush 8,4 ppg
13:15	4	69	700		Desplazando con el fluido del pozo para dejar los fluidos anteriores en el fondo del 3 1/2" drill pipe bajo la empacadura mecánica.
13:20					Verificando balnaceo del tapón: 0 psi en la Unidad y no se observa retorno por anular.
13:45					pipe.)
14:30	4,5	150	950		Se circula con 150bls de fluido brine 2 veces la capacidad del 3 1/2" drill pipe en el pozo.
15:00	4,5	100	950		Se saca 2 paradas secas adicionales, y se circula 1,5 la capacidad del 3 1/2" drill pipe en el pozo
15:15	0,5		600	9752	Trabajando la sarta con la empacadura mecánica a la profundidad de asentamiento final @ 9752', profundidad de la cola 10043'. Prueba de prsion anular: 600 PSI, OK.
15:20	0,5	1,3	3500		Presuriza el sistema por directo de la tubería de 3 1/2" drill pipe, total volumen usado: 1,3 bls. Total Resina Epóxica en la cámara: 3,8 bbl y dentro de la formación: 1,3 bbl.
15:45					Se Mantiene presurizado el pozo por 12 horas: 3500 psi por directa y 600 psi por anular.
16:00					Desconectando líneas superficiales de Halliburton
18:00					Desarmando y desacoplando equipos de squeeze.
20:00					Limpieza de locación asignada
22:00					Finaliza trabajo.
10 bbl Mud Flush: 10 bbl Agua + 10 gal Mud Flush. Propiedades: 8.4 ppg					
5 bbl Resina Epóxica: contiene 118 [gal] Resina R1 + 41 [gal] Resina R2 + 51 [gal] Resina H1 + 5 [gal] Musol A + 1 [gal] D-Air 3000L					

### **6.1.3. Resultados del trabajo**

Una vez asentados el CIBP a 10,470 ft y la empacadura mecánica a 10,177 ft con 9 joints de 3 ½", es decir 150 ft de cola de tubería bajo la empacadura, creando una cámara de 11.2 barriles y teniendo un espacio de 10.5 barriles desde el último perforado en "U" inferior a 10,451 ft hasta la profundidad de asentamiento del retenedor de cemento; se procedió con las respectivas prueba de admisión y finalmente se asentó el packer @ 9,752 ft para proceder con forzamiento de la resina epóxica hacia la formación mediante balanceo presurizado. A esta profundidad de asentamiento se tiene una cámara de 27 barriles y un espacio de 26 barriles desde el último punzado de "U" inferior.

#### **6.1.3.1. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo durante la prueba de inyección.**

El trabajo de prueba de admisión realizado la noche del 23 de diciembre del 2014 arrojó los siguientes datos de inyección en la arenisca "U" inferior con empacadura mecánica.

- Prueba de admisión: 0.5 bpm
- Presión de inyección: 3,500 psi
- Bombeado primera etapa 1.4 bls
- Presión cae a 1,982 psi en 10 minutos

Datos finales de inyección:

- Prueba de admisión: 0.5 bpm
- Presión de inyección: 3,500 psi
- Bombeado total 1.9 bls
- Presión cae a 2,137 psi en 10 minutos

De acuerdo al análisis previo con los parámetros petrofísicos y a los datos históricos de campo, "U" inferior constituye un reservorio con baja admisión con Mud Flush desplazado con fluido brine del pozo.

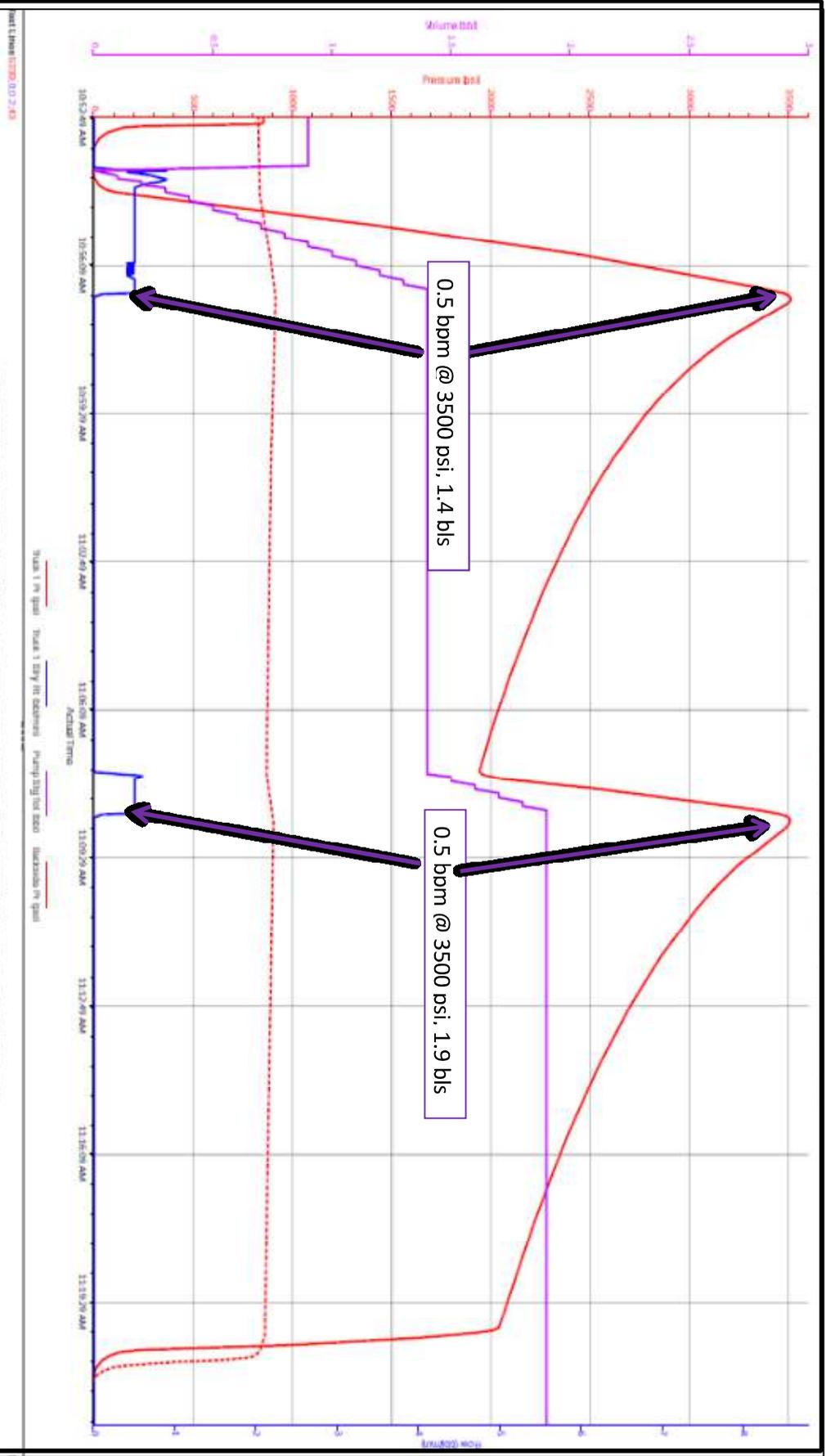
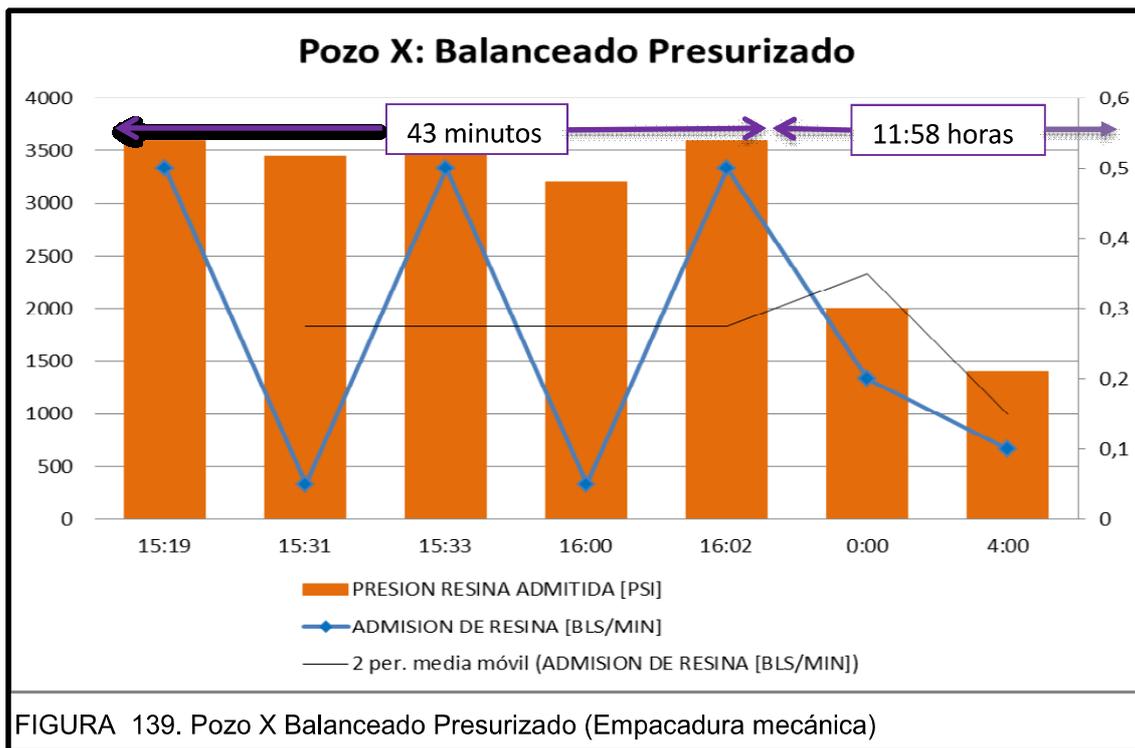


FIGURA 138. Pozo X Prueba de admisión (Empacadura mecánica)  
 Adaptado de: Halliburton Company

La prueba de admisión realizada llevó a la conclusión de que la presión se incrementaba inmediatamente a 3,500 psi luego de iniciar el bombeo del fluido espaciador Mud Flush, por lo que era necesario esperar que caiga la presión para volver a bombear el fluido e incrementar la presión hasta 3,500 psi, volviendo a la práctica de un bombeo intermitente o hesitation squeeze.

#### **6.1.3.2. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo durante el bombeo de la resina epóxica.**

El trabajo de forzamiento intermitente (hesitation), balanceado presurizado en la arenisca “U” inferior realizado la noche del 23 y la madrugada del 24 de diciembre 2014, se lo desarrolló bombeando la resina dejándola en la cara de los punzados o perforados del reservorio, para luego desasentar la empacadura mecánica y asentarla a 9,752 ft mientras se continúa desplazando la resina. Una vez asentada la empacadura se presuriza la resina para que ingrese a la formación mientras la presión alcanza 3,600 psi, luego se paran las bombas y se mantienen el pozo presurizado para permitir el ingreso de la resina al reservorio hasta que la presión vaya cayendo paulatinamente, en este caso cayó a 2000 psi a las 00:00 am del 24 diciembre, finalmente cayó hasta 1,400 psi a las 04:00 am del 24 diciembre, se mantuvo presurizado el pozo durante un lapso de 12.7 horas.



La caída de presión observada de 3,600 a 1,400 psi durante las 12.7 horas, corresponden a 0.5 barriles admitidos. Hay que considerar que también la resina al ser líquida se mezcla en pequeñas cantidades con el fluido de lavado Mud Flush contaminando la misma, provocando cierta pérdida de volumen de resina. Por lo tanto de acuerdo a lo contabilizado mediante volúmenes bombeados y presiones de admisión se obtuvo finalmente 1.3 barriles ingresados a la formación. A continuación se presenta el resumen de la operación y los resultados obtenidos:

- Volumen preparado de Resina Epóxica: 5 barriles
- Admisión de resina: 0.5 bpm
- Presión de inyección: 3,600 psi @ 15:19 (23 de diciembre)
- Presión Resina Presurizada: 2,000 psi @ 00:00 am (24 diciembre)
- Presión Resina Presurizada: 1,400 psi @ 04:00 am (24 diciembre)
- Bombeado Total de Resina: 5 bls
- Barriles de resina admitidos: 1.3 barriles.
- Barriles en cámara: 3.7 barriles

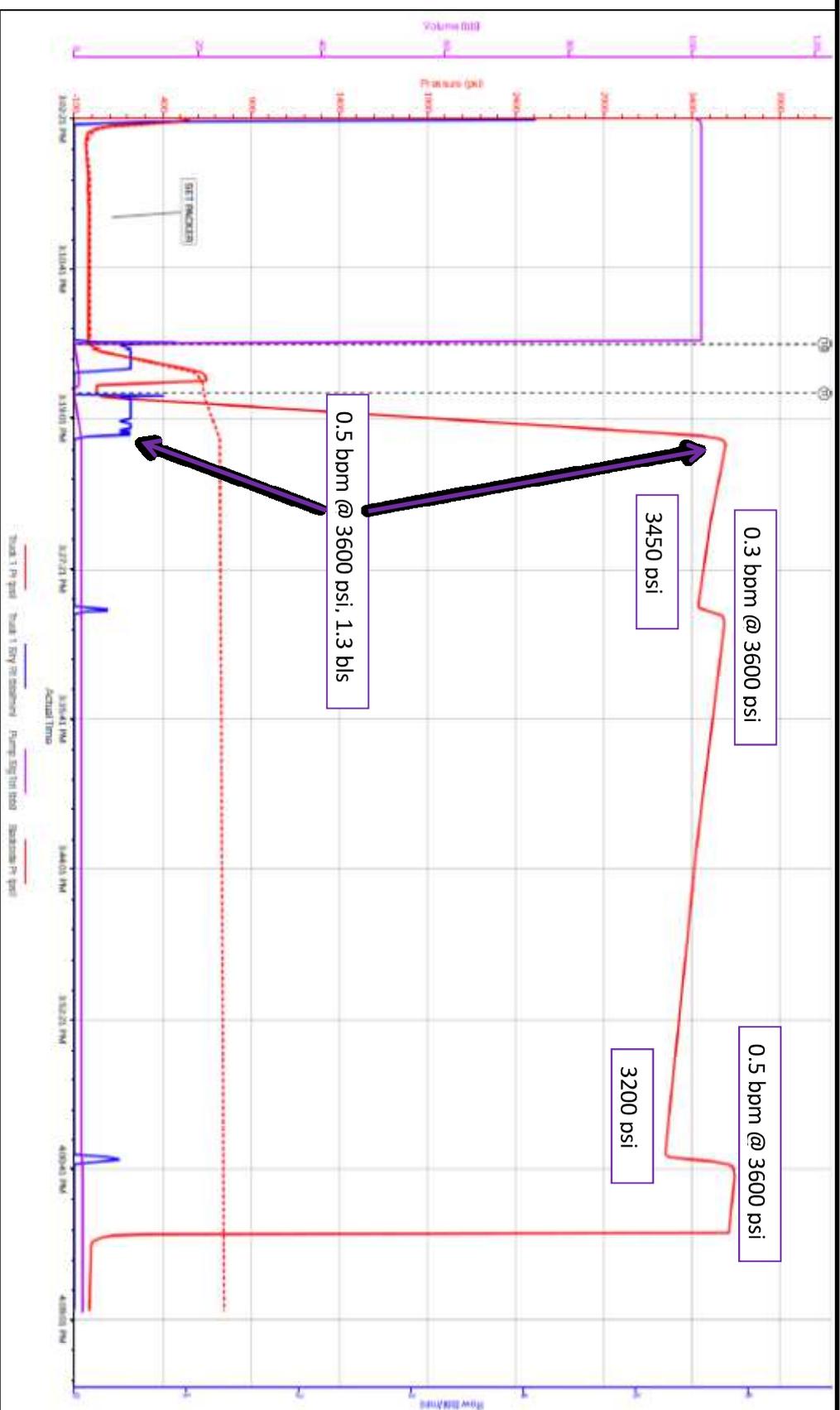


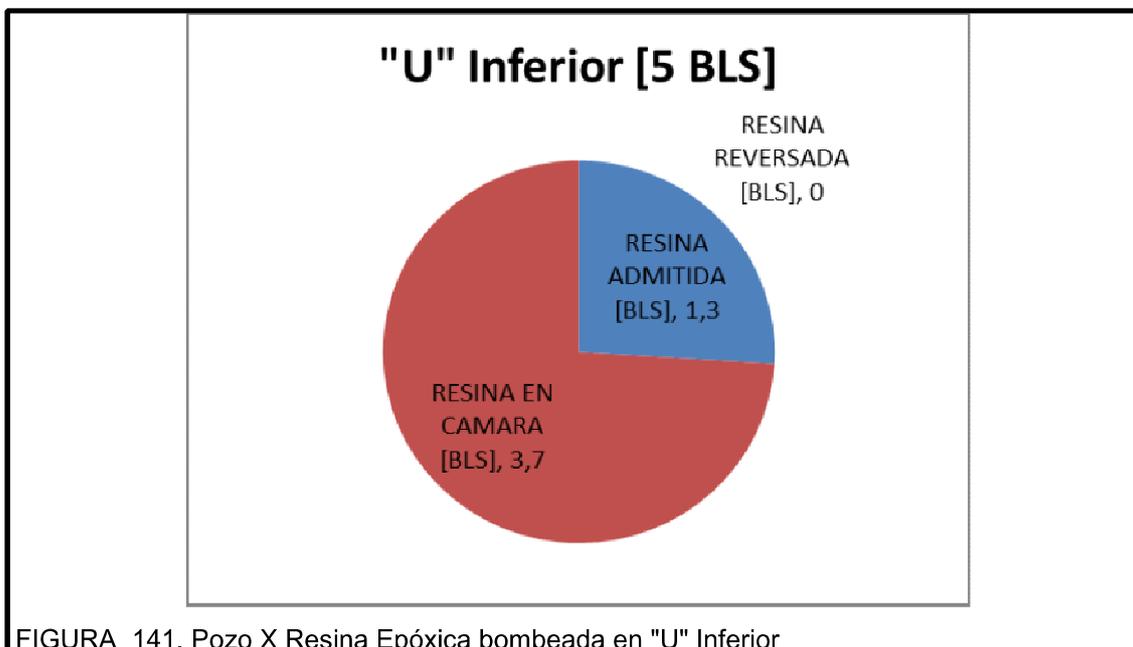
FIGURA 140. Pozo X Admisión de resina Epóxica 0.5 bpm @ 3600 psi (intermitente)  
 Adaptado de: Halliburton Company

### 6.1.3.3. Análisis del volumen bombeado de resina con el volumen planificado

De acuerdo a la planificación y la admisión se pretendía dejar en la cámara 2 barriles de Resina Epóxica, pretendiendo el ingreso de 3 barriles a la formación, es decir, sobre desplazando con 21 barriles de Mud Flush, desde el último asentamiento de la empacadura mecánica a 9752ft.

Debido a los constantes intentos de asentamiento de los dos retenedores y a pruebas fallidas se procedió a balancear y presurizar la resina epóxica, los resultados obtenidos muestran que se trabajó en una arena de muy baja admisión, que aún en este caso la resina, a pesar de la admisión, logró ingresar en 1.3 barriles dentro de la formación, permitiendo un aislamiento efectivo.

De esto se puede deducir que los barriles admitidos en "U" inferior representan 43% de los programados, es decir, inyectando a la formación un 26% del total de resina preparada.



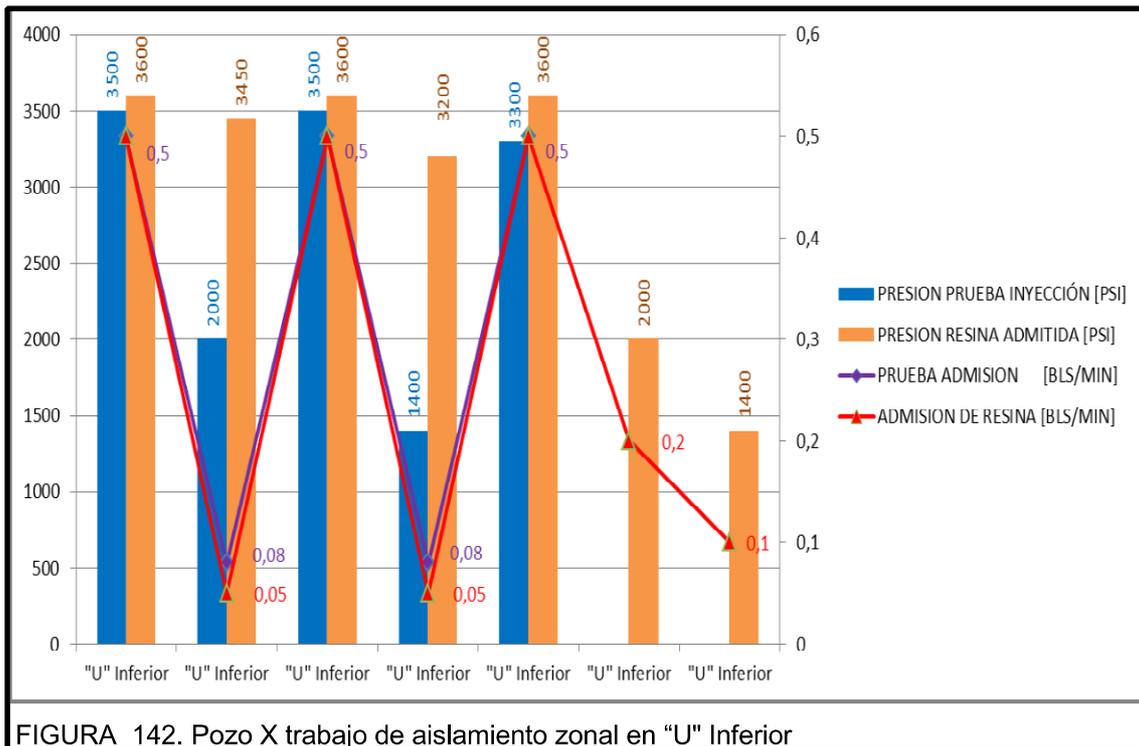


FIGURA 142. Pozo X trabajo de aislamiento zonal en "U" Inferior

No obstante, cabe mencionar que si se lo hubiera realizado con cemento no hubiera habido ninguna posibilidad de éxito.

Como el experimento era intervenir directamente con la resina al reservorio, no se procedió a realizar trabajos adicionales, por lo que como una recomendación breve, se podría mejorar la admisión en cierta manera mediante la utilización o realización de un tratamiento ácido previo al bombeo de la resina para obtener mejores resultados.

#### 6.1.3.4. Prueba de integridad a la formación luego del aislamiento con resina

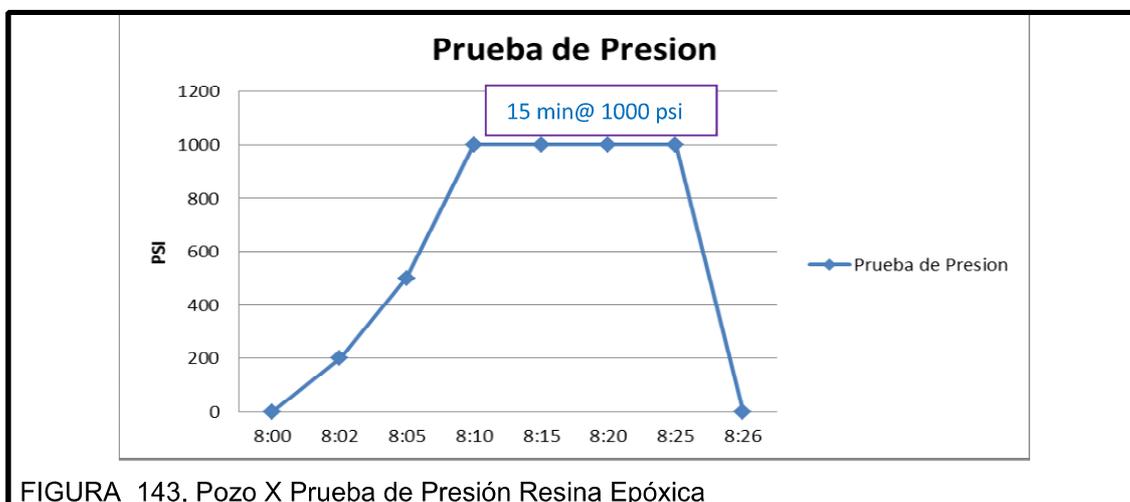
Una vez realizado el trabajo de aislamiento zonal es necesario probar o realizar una prueba al trabajo desarrollado; en este caso, tal como se mencionó anteriormente, existen dos maneras de probar estos trabajos, una de ellas es corriendo registros eléctricos a través del intervalo aislado o realizando prueba de presión contra el intervalo aislado. Para el caso de una prueba con registros eléctricos no se lo podría realizar en este caso ya que lo que se requiere

registrar es resina mas no cemento, por lo tanto el registro no mostraría nada, por lo que el método de prueba será la prueba de presión.

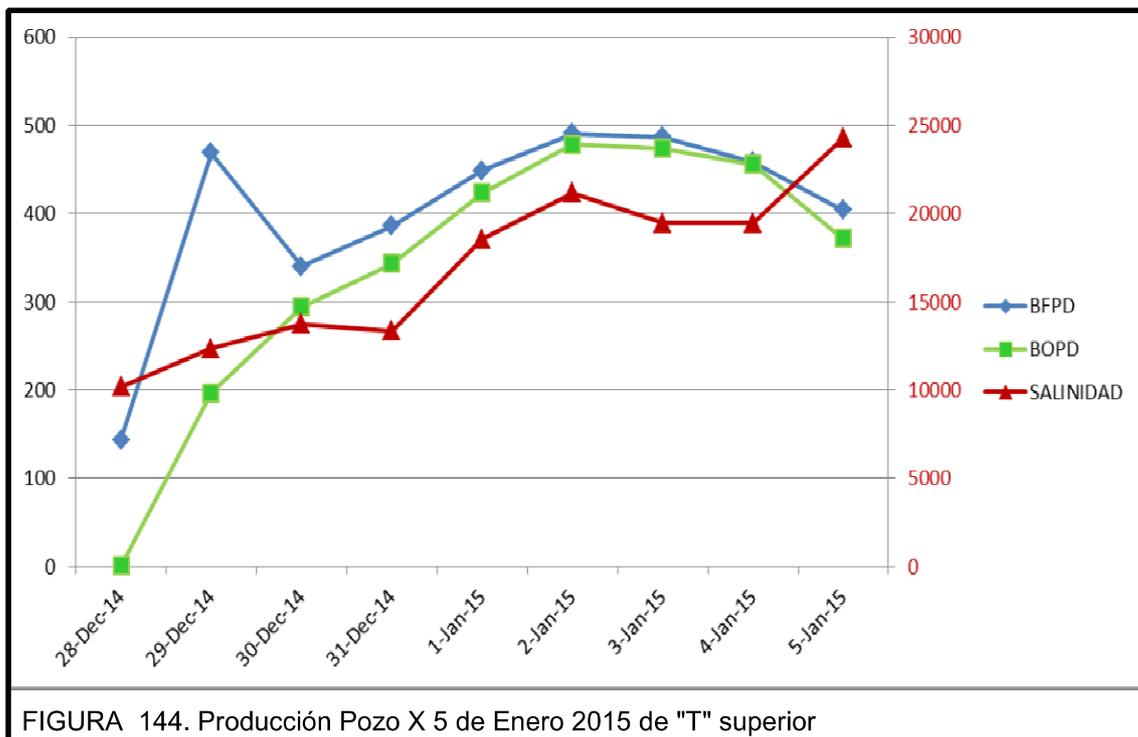
Para tal efecto, es necesario armar y bajar un BHA moledor para moler el trabajo de squeeze o el volumen fraguado o solidificado que se encuentra dentro del pozo, es decir el volumen dentro del revestidor de 7" que se encuentra sobre el CIBP a 10,470ft que en este caso serán los 3.7 barriles. Luego, antes de moler del CIBP se procede a cerrar los rams o preventores del BOP en superficie y se presuriza el pozo con 800 a 1,000 psi por al menos 10 minutos; si no se observa caída de presión es señal de que el pozo se encuentra muy bien aislado, caso contrario, trabajos adicionales habrán que ser realizados.

Una vez corrido el BHA moledor con Junk mill, se inició a moler desde los 10,311 ft hasta 10,465 ft con parámetros normales de molienda: 3 - 4 BPM, Presión 600 Psi y peso sobre BHA entre 2000 – 4000 libras de peso y 250 lb-ft de torque.

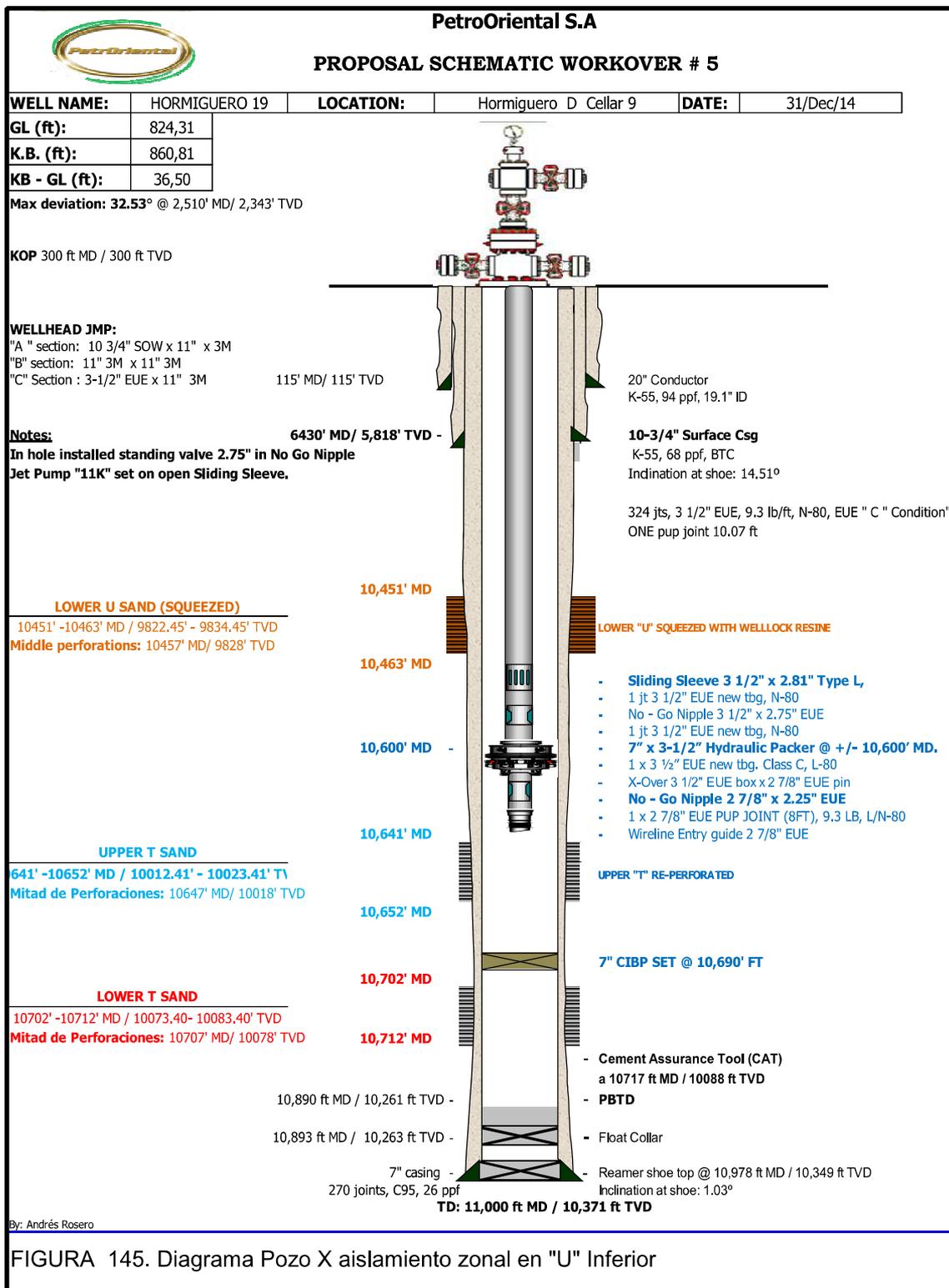
Ya el siendo el 25 de diciembre del 2014, a las 8:00 am, una vez llegado al CIBP y antes de molerlo se procedió a realizar la prueba de integridad o presión durante 15 minutos con una presión de 1,000 psi, obteniendo resultados exitosos.



A continuación se observa la curva de producción del pozo X actualizada hasta el 5 de Enero 2015, se aprecia que tanto la producción de petróleo como la salinidad de la arena de 25,000 ppm NaCl corresponden al comportamiento normal de "T" Superior, dicho sea de paso aún faltan estabilizarse los datos de salinidad a un promedio de 65,000 ppm NaCl. Esto demuestra también que el aislamiento zonal en "U" inferior fue efectivo ya que esta arena presentó salinidad promedio de 75,000 ppm NaCl.



6.1.4. Diagrama de completación final del Pozo X



## 6.2. Descripción del proceso de reacondicionamiento del Pozo Y

De acuerdo al historial de producción mostrado y a los registros tomados en el pozo Y, se identifica lo siguiente:

- La arenisca Basal Tena no muestra potencial alguno para ser explotada.
- La arenisca M1 ha estado produciendo desde el intervalo 9,678' – 9,694' MD y a la fecha fue reportada una baja producción de petróleo además que el análisis petrofísico muestra bajas saturaciones pobres de petróleo.
- La arenisca "U" inferior ha estado produciendo desde 10,398' – 10,408' MD, reportándose también baja producción de donde el potencial identificado de producción fue entre el intervalo 10,392' – 10,408' MD.
- La arenisca "T" superior muestra potencial identificado entre los intervalos 10,606' – 10,616' MD, y es intervalo a ser producido por la compañía.

### 6.2.1. Programa de reacondicionamiento del Pozo Y

#### Programa Objetivo:

- Sacar completación de bombeo Jet.
- Realizar limpieza del pozo hasta tapón CIBP @ 10,364' MD.
- Bajar y asentar CIBP @ +/- 9,710' MD con Wire Line (Cable eléctrico)
- Bajar y asentar Retenedor de Cemento (CR) @ +/- 9,650' MD con 3 ½" tubería de perforación o Drill Pipe (DP)
- Realizar Cementación Forzada en arenisca M-1 interv: 9,678' - 9,694' MD (16')
- Bajar y moler trabajo de Cementación Forzada en M-1 y realizar prueba de presión, continuar moliendo CIBP @ 10,364' hasta profundidad total (PBSD) @ 10,650 Collar Flotador (LC).
- Realizar limpieza del pozo hasta PBSD @ 10,663 (LC)
- Bajar hmta. de limpieza pulsonix y realizar limpieza en la cara de la formación.

- Bombear bola de esponja y tomar el volumen exacto de la tubería.
- Bajar y asentar CIBP @ +/- 10,420' MD con Wire Line.
- Bajar y asentar Retenedor de Cemento (CR) @ +/- 10,365' MD w/DP
- Realizar trabajo de forzamiento o squeeze (SQZ) con Resina Epóxica en la arena "U" inferior intervalo: 10,392' - 10,408' MD (16')
- Bajar y moler trabajo de Cementación Forzada en "U" inferior y realizar prueba de presión
- Realizar limpieza del pozo hasta PBTB @ 10,663 (LC)
- Bajar Cable Eléctrico 4,5" Cañones con cargas 4039 Razor @ 5 disparos por pie (dpp) y perforar la arenisca "T" Superior interv: 10,606' - 10,616' MD (10')
- Completar el pozo con sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible BES P-4 / 465 etapas / 135 HP con 5 1/2" camisa de enfriamiento, profundidad de asentamiento de la succión de la bomba 10,265' MD / 8,250' TVD.

### 6.2.2. Ejecución del programa de aislamiento zonal en el Pozo Y

#### Limpieza con Pulsonix:

- Herramienta en profundidad @ 10415'
- Se realiza reunión de seguridad preoperacional
- Conectar Líneas Halliburton y probar con 4000 psi, ok.
- Bombeo fluido brine con 2 bpm @ 2000 psi.
- Se reciproca sarta de 10410' - 10395' durante 30 minutos.
- Herramienta posicionada a 10346' y colocar 2 Drill Pipe Wiper Ball (Bola de esponja)

Fluido	Nombre	Densidad	Caudal	Volumen	Tiempo
		[lb/gal]	[bpm]	[bbl]	[min]
Brine	Brine	8.4	1.5	74.4*	50

\* Volumen teórico ajustado con 0.00719 bbl/ft capacidad de 3 1/2" Drill Pipe

- Cuantificar el volumen total de la sarta de trabajo, total 75.3 barriles.
- Desconectar líneas y sacar tubería. - Paradas Llenas.



## Forzamiento o Squeeze con resina epóxica a "U" Inferior

Tabla 47. Detalle de la Operación del Aislamiento Zonal en el Pozo Y

HORA	CAUDAL	VOLUMEN	PRESIÓN	PROFUNDIDAD	DETALLE DE LA OPERACIÓN
	(bpm)	(Barriles)	(psi)	pies (ft)	
<b>14 de Diciembre 2014</b>					
7:00					Equipos y materiales en locación. Verificación de los mismos.
9:00					Reunión de Seguridad personal Halliburton
11:00					Instalando unidad de cementación, armando líneas y el squeeze manifold o múltiple.
14:00					Analizando equipos y materiales. Propiedades de agua fresca: pH:8, C;< 31 ppm.
17:00				10350	Retenedor de Cemento a profundidad Final
17:15					Reunion de seguridad previo al inicio de operaciones
17:45			5000		Prueba de presión de líneas superficiales @ 5000 psi, OK.
18:00	4		500		Prueba de circulación en reversa vía anular, através del squeeze manifold o múltiple.
18:20					Asentando retenedor
18:30			4000		Prueba de presión de la tubería de 3 1/2" drill pipe @ 4000 psi, OK.
18:40			800		Prueba de presión del anular entre el 3 1/2"drill pipe y el casing @ 800 psi, OK.
18:45	3	10	500		Bombeando 10 bls de fluido espaciador Mud Flush 8,4 ppg
19:00	4	64,5	900		Desplazando Mud Flush al fondo através del 3 1/2"drill pipe
19:20					Conectando stinger dentro el retenedor de cemento e iniciando inyección
19:30	0,5	4	2080		Prueba de Admision
	0,7	7,5	2800		
19:45					Reunion de discusión con el company man e ingeniero a cargo acerca de la admision
21:10					Mezclando aditivos de la resina epóxica mientras se circula el pozo con las bombas del taladro
21:20	4	5	900		Se bombea 5 bls de fluido espaciador Mush Flush 8,4 ppg
21:25	3	5	850		Se bombea 5 bls de resina epóxica 9,17 ppg
21:30	3,5	5	800		Se bombea 5 bls de fluido espaciador Mush Flush 8,4 ppg
21:45	4	63,5	1400		Desplazando con el fluido del pozo para dejar los fluidos anteriores en el fondo del 3 1/2"drill pipe.
21:50	0,5	6	2500		Se conecta el stinger dentro del retenedor de cemento y se inicia forzamiento o squeeze dentro de "U" inferior.
22:00					Comunicacion de presión entre 3 1/2" drill pipe y el anular. Cuando faltaba 1 barril para finalizar el desplazamiento. Falla del sello del retenedor de cemento.
23:30	4	60	900		Se saca 330 ft de 3 1/2"drill pipe y se circula en reversa 150 bbl para limpiar el drill pipe.
23:40					No se observa retornos a superficie. Total Resina Epóxica en la cámara: 2 bbl y dentro de la formación: 3 bbl.
<b>15 de Diciembre 2014</b>					
0:10					Desconectando lineas superficiales de Halliburton
1:00					Desarmando y desacoplando equipos de squeeze.
1:30					Limpieza de equipos
2:30					Limpieza de locación asignada
3:00					Finaliza trabajo.
20 bbl Mud Flush: 20 bbl Agua + 20 gal Mud Flush. Propiedades: 8.4 ppg					
5 bbl Resina Epóxica: contiene 142 [gal] Resina R1 + 49 [gal] Resina R2 + 61 [gal] Resina H1 + 10 [gal] Musol A + 5 [gal] D-Air 3000L					

### **6.2.3. Resultados del trabajo**

Una vez asentados el CIBP a 10,416 ft y Retenedor de Cemento a 10,350 ft creando una cámara de 2.5 barriles y teniendo un espacio de 2 barriles desde el último perforado en “U” inferior a 10,398 ft hasta la profundidad de asentamiento del retenedor de cemento; se procedió con las respectivas prueba de admisión y finalmente con el squeeze o forzamiento de la resina epóxica hacia la formación.

#### **6.2.3.1. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo durante la prueba de inyección.**

El trabajo de prueba de admisión realizado la noche del 14 de diciembre del 2014 arrojó los siguientes datos de inyección en la arenisca “U” inferior:

- Prueba de admisión: 0.5 bpm
- Presión de inyección: 2080 psi
- Bombeado primera etapa 4 bls

Datos finales de inyección:

- Prueba de admisión: 0.7 bpm
- Presión de inyección: 2800 psi
- Bombeado total 7.5 bls

De acuerdo al análisis previo con los parámetros petrofísicos y a los datos históricos de campo, “U” inferior constituye un reservorio con baja a moderada admisión con Mud Flush desplazado con fluido brine del pozo.

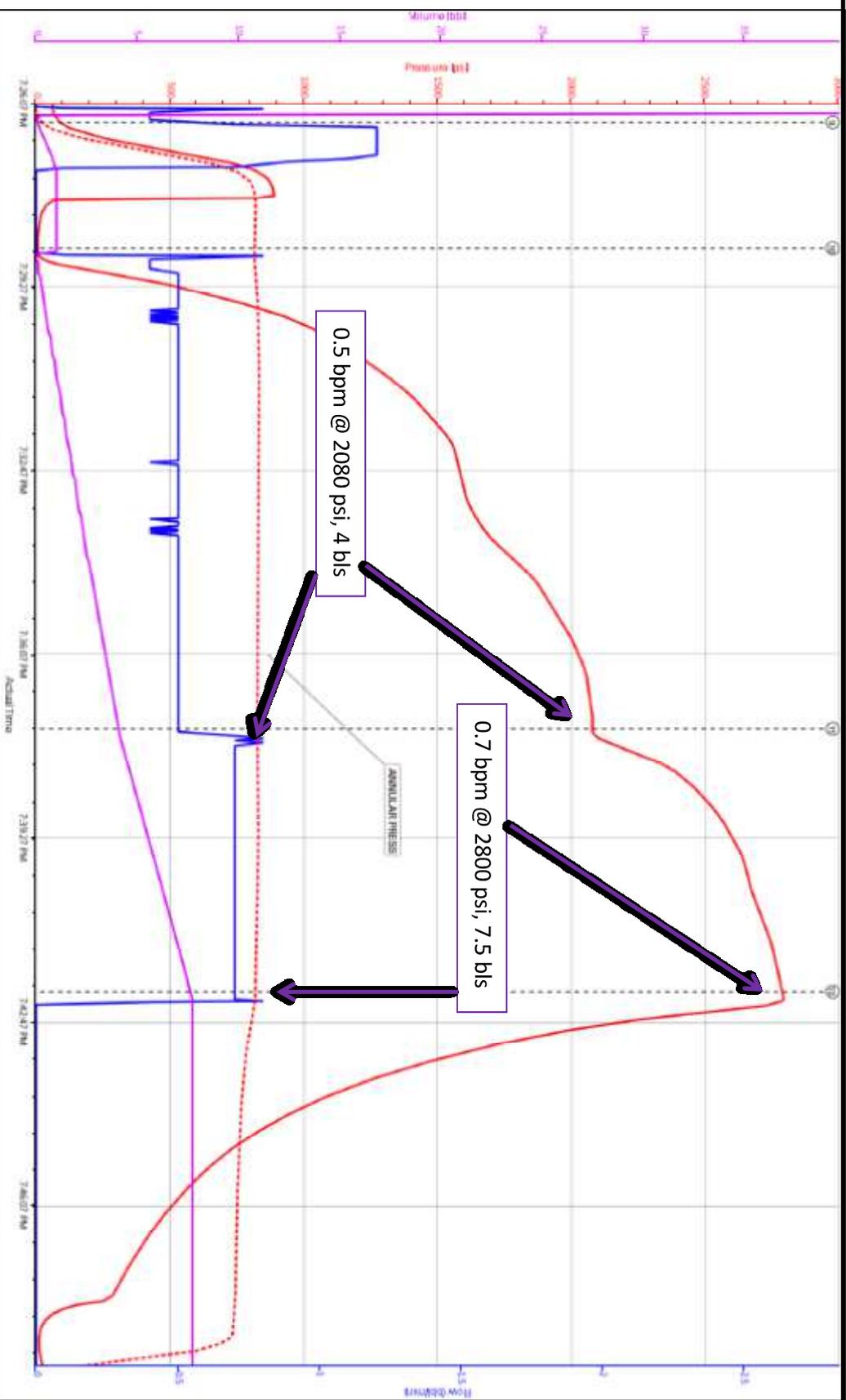


FIGURA 147. Pozo y Prueba de admisión 0.7 bpm @ 2800psi

Adaptado de: Halliburton Company

### **6.2.3.2. Análisis del volumen de admisión y presión de bombeo durante el bombeo de la resina epóxica.**

El trabajo de forzamiento o squeeze en la arenisca “U” inferior realizado la noche del 14 de diciembre 2014 arrojó los siguientes datos:

- Volumen preparado de Resina Epóxica: 5 barriles
- Admisión de resina: 0.5 bpm
- Presión de inyección: 2500 psi
- Bombeado Total de Resina 5 bls
- Barriles de resina admitidos en “U” inferior: 3 barriles.
- Barriles en cámara: 2 barriles

Como se conocía que la cámara entre CIBP y el retenedor de cemento tenía un volumen de 2.5 barriles, la propuesta inicial era sobre desplazar el volumen de la resina epóxica con un barril de Mud Flush para que queden en la cámara 1.5 barriles de resina; pero ya a un barril de finalizar el bombeo para sobre desplazar, el sello del retenedor de cemento falló, permitiendo la comunicación entre la presión de la tubería 3 ½”drill pipe y el anular.

Esto conllevó a dudas finales si la resina saldría del reservorio o si a su vez el reservorio tomaría o admitiría resina más de la cuenta, esto se verificaría luego con la prueba de presión para comprobar el cierre hermético de la misma.

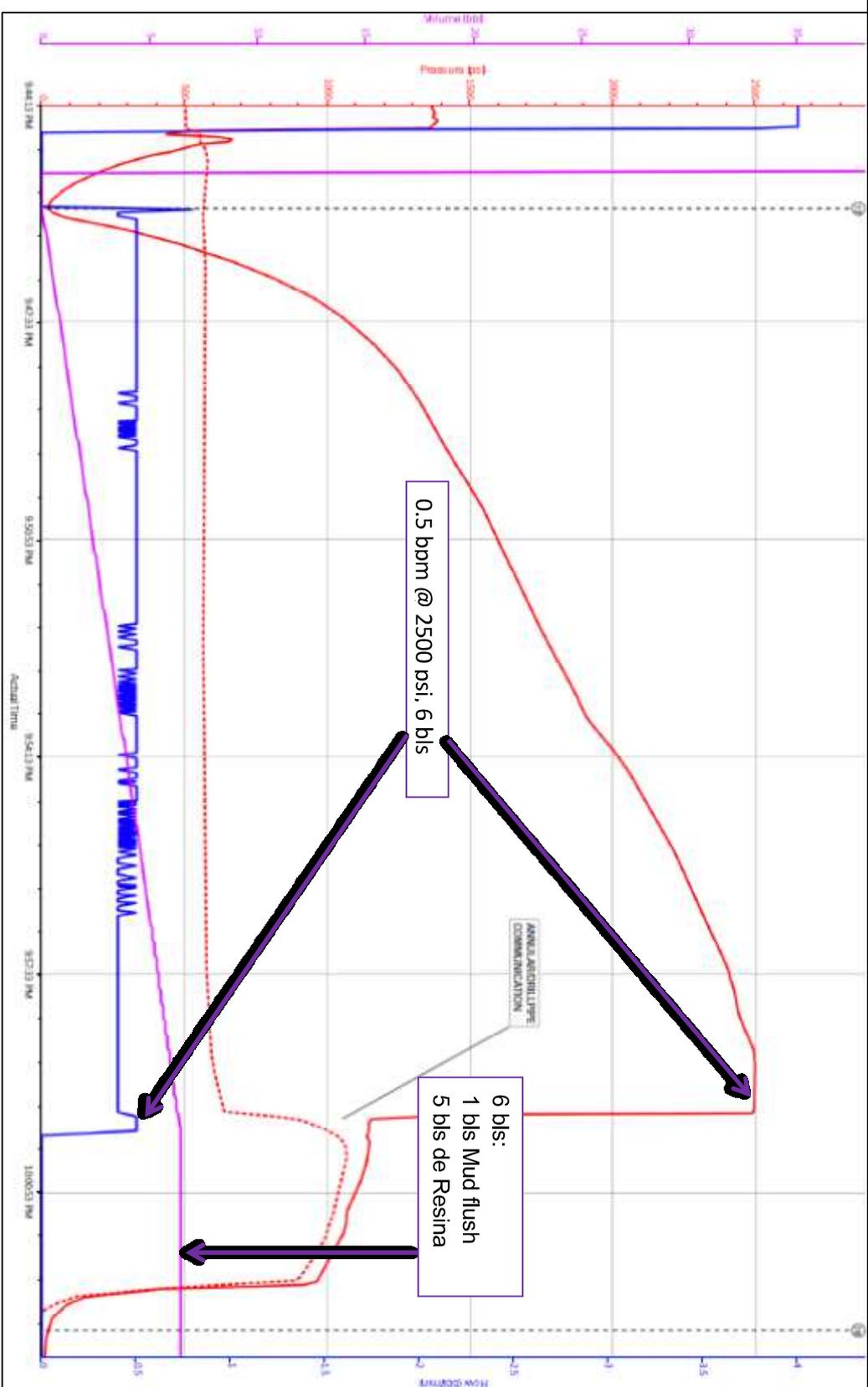


FIGURA 148. Pozo Y Admisión de Resina Epóxica 0.5 bpm @ 2500 psi  
 Adaptado de: Halliburton Company

### 6.2.3.3. Análisis del volumen bombeado de resina con el volumen planificado.

De acuerdo a la planificación se pretendía dejar en la cámara 1.5 barriles de Resina Epóxica, pretendiendo el ingreso de 3.5 barriles a la formación, es decir sobre desplazando con 1 barril de Mud Flush.

Debido a la falla del retenedor de cemento justamente antes de permitir el sobre desplazamiento, se logró ingresar a la formación 3 barriles de la resina y se dejaron 2 barriles en la cámara.

De esto se puede deducir que los barriles admitidos en "U" inferior representan 85.7% de los programados es decir inyectando a la formación un 60% del total de resina preparada.

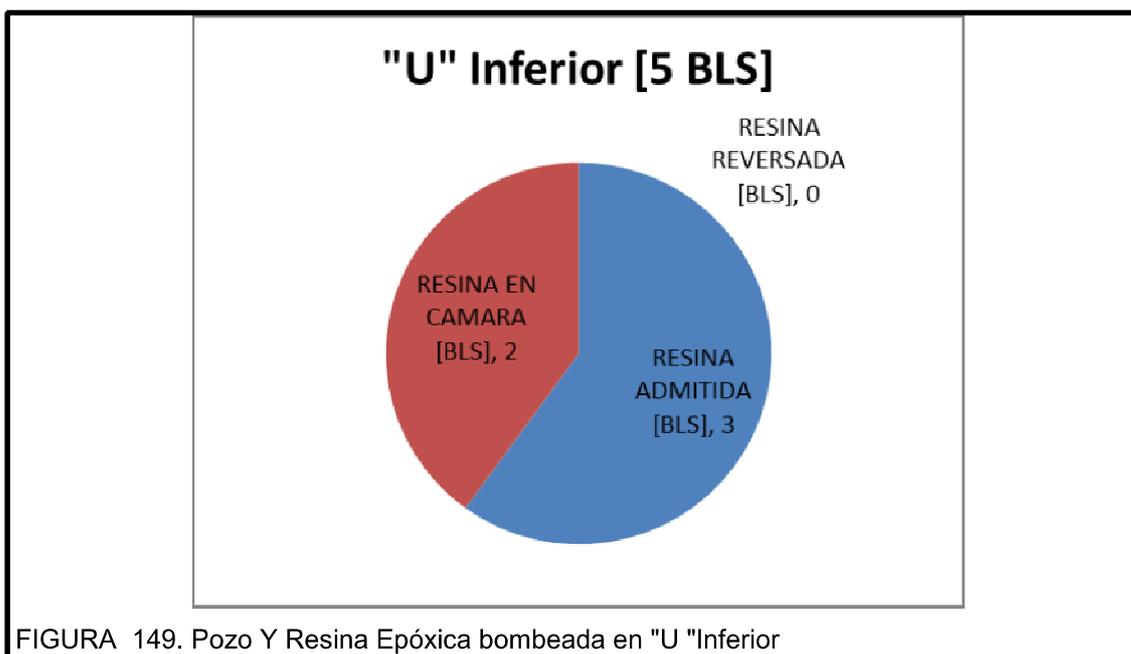
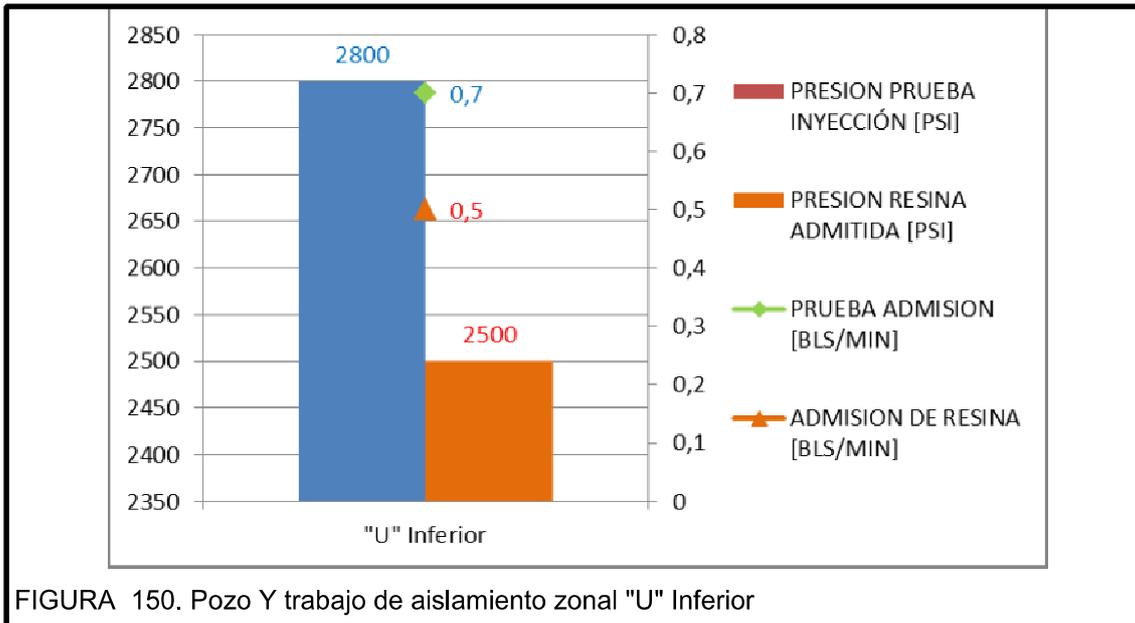


FIGURA 149. Pozo Y Resina Epóxica bombeada en "U" Inferior

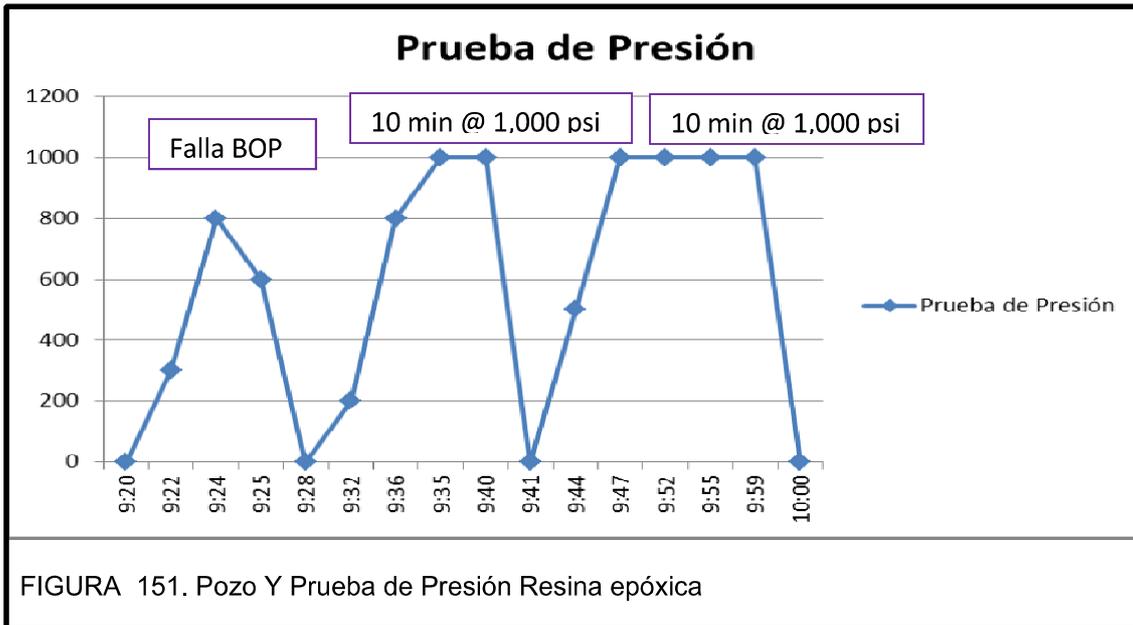


#### 6.2.3.4. Prueba de integridad a la formación luego del aislamiento con resina

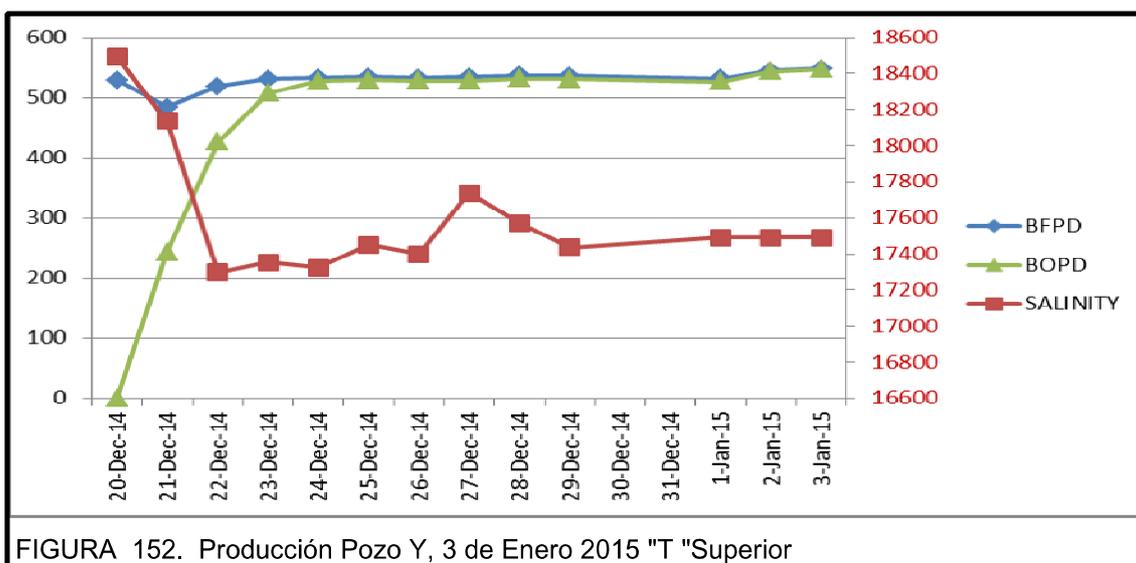
Al igual que en el anterior pozo hay que realizar la prueba de presión para determinar el éxito o fracaso del trabajo de aislamiento desarrollado. Para tal efecto, se bajó un BHA moledor (con 4 ¾" motor de fondo) para moler el trabajo de squeeze o el volumen fraguado o solidificado que se encuentra dentro del pozo, es decir, el volumen dentro del revestidor de 7" que se encuentra sobre el CIBP a 10,416 ft que en este caso serán los 2 barriles.

Una vez corrido el BHA moledor con Junk mill, se inició a moler resina contaminada desde los 10,317 ft, se llegó luego al Retenedor de Cemento a 10,350 ft, se procedió a moler el mismo, se continuó moliendo resina dura hasta 10,415 ft sobre el CIBP.

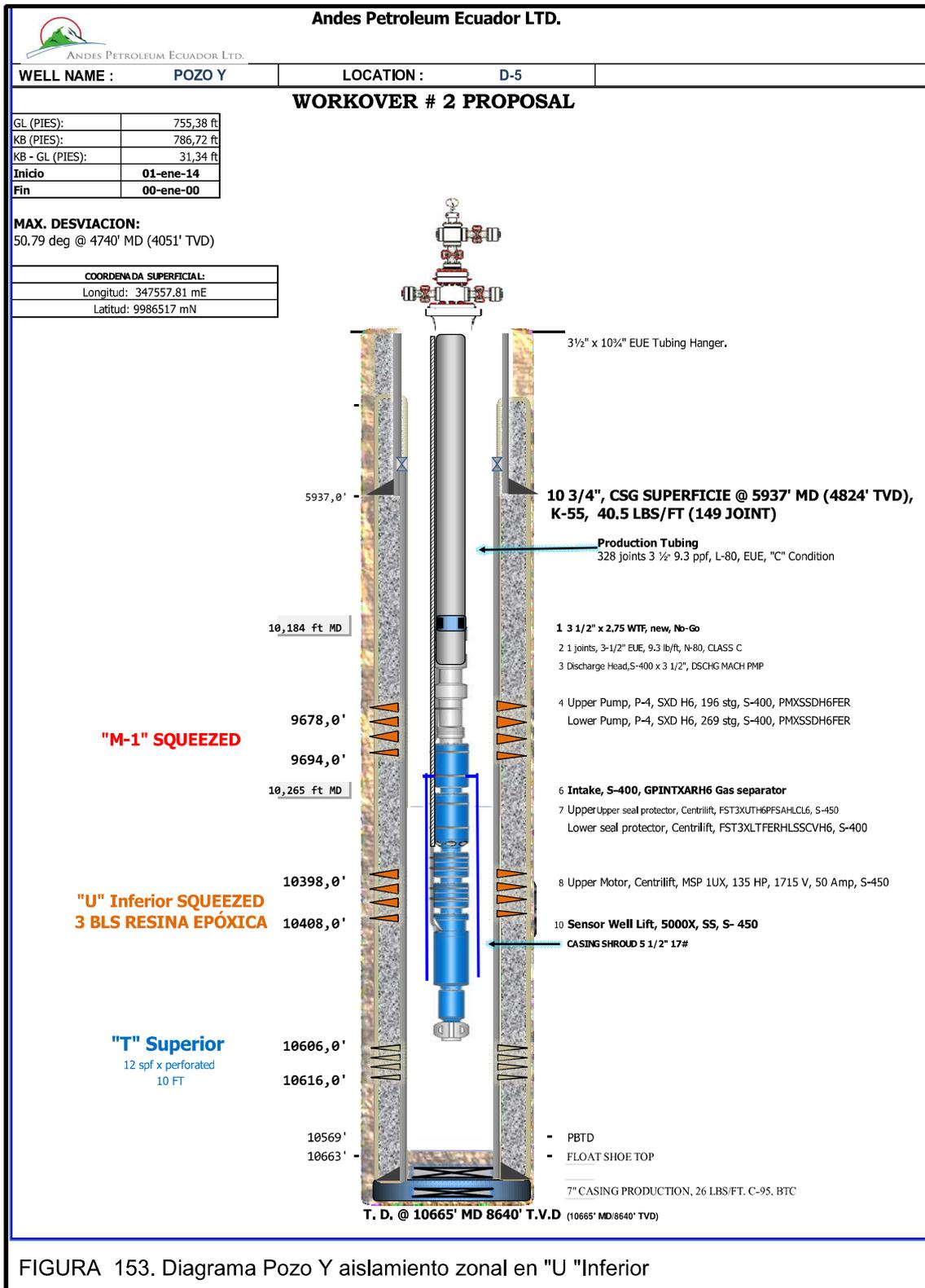
Siendo el 16 de diciembre del 2014, a las 9:30 am, una vez llegado al CIBP y antes de molerlo se procedió a realizar la prueba de integridad o presión, dos veces durante 10 minutos con una presión de 1,000 psi, obteniendo resultados exitosos.



A continuación se observa la curva de producción del pozo Y actualizada hasta 3 de Enero 2015, se aprecia que tanto la producción de petróleo como la salinidad de la arena corresponden al comportamiento normal de "T" Superior. Los datos de producción y salinidad se encuentran estabilizados, la salinidad promedio de "T" superior es 17,500 ppm NaCl. Esto demuestra también que el aislamiento zonal en "U" inferior fue efectivo ya que esta arena presentó salinidad promedio de 14,300 ppm NaCl.



### 6.2.4 Diagrama de completación final del Pozo Y



## CAPÍTULO VII

### 7. ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 7.1. Descripción de costos involucrados en la operación de aislamiento zonal

Para realizar el aislamiento zonal es necesario el uso de equipos y materiales que pueden estar en renta o en compra. Los aislamientos zonales estudiados involucran adicionalmente otros servicios, materiales y equipos para la consecución del final del reacondicionamiento del pozo, que en este caso será un cambio de zona productora.

Por lo regular, los costos de reacondicionamiento dependen de tres factores importantes:

- Costos diarios del equipo de reacondicionamiento.
- Costos de materiales y equipos
- Tiempo empleado en el reacondicionamiento del pozo.

Normalmente para realizar los presupuestos se realiza con cierto estimado de días de trabajo basándose en experiencias anteriores y en tiempos de trabajo de acuerdo a su naturaleza.

Para el trabajo a realizarse en Pozo X se había presupuestado un total de 11 días que a la final fueron 19.25 días debido al trabajo de pesca inicial y a la falla de dos retenedores de cemento que con llevó a la práctica de trabajos de molida así como días adicionales. El Costo Total del Reacondicionamiento en el Pozo X fue de 520,000 USD, y el costo del uso de la resina fue de 40,927 USD que en este caso representa 7.9% de todas las operaciones realizadas en el reacondicionamiento de este pozo. Tal como se representó, en las operaciones de este pozo se bombearon 5 barriles de resina a un costo de 4,950 USD.

Tabla 48. Costos del Reacondicionamiento del Pozo X

Disciplina	Descripción	Cuentas JDE		Costo	Comentarios	
		Object	Sub			
<b>Tangible Costos</b>						
	Tubing	8725	780	-	10500 ft 3-1/2" Tubing "C" condición"	0,0%
	Wellhead and tubing	8725	780	\$ 6,000	Mantenimiento Arbol de Navidad o Sección "C" del cabeza	1,2%
	Safety	8725	384			
<b>Operaciones de Reacondicionamiento</b>						
	Día de Trabajo	8725	346	\$ 134,558	\$ 6990 / day ( 19,25 days )	25,9%
	Movilización	8725	338	\$ 28,000	Rig Move	5,4%
	Campers & Catering	8725	355	\$ 14,438	\$ 750/ day + fumigación	2,8%
	Power / combustible	8725	352	\$ 8,000	200 gal diesel @ \$ 3,2/ gal	1,5%
	Mud/Fluids/Lubrication	8725	354	\$ 8,500	Completación Fluido KCl + Visc. Pildora to mill CIBP's	1,6%
	Brocas	8725	634	\$ 8,500	6" Broca	1,6%
	Renat de tanques / Equipos Superficie	8725	358	\$ 4,620	Frac Tanks	0,9%
	Permanente Completación Equip	8725	743	\$ 52,000	R Niple+ 3 1/2" SL-SL + HYD Packer + CIBP + CR + CIBP aislar "T" Int	10,0%
	Cement / Resine & Additives	8725	618	\$ 40,927	SOZ "U" Inferior formation intervalo: 10,451' -10,463' MD (WellLock)	7,9%
	Fishing Equip/ Service	8725	344	\$ 66,543	Herramientas de pesca para recuperar BHA de fondo	12,8%
	Renta de equipos de fondo	8725	702	\$ 28,000	retrieving tools + Milling BHA (bars + motor)	5,4%
	Tubular Inspection + Repair	8725	842	\$ 10,736	3-1/2" Inspeccion de Tubing	2,1%
<b>Produccion &amp; Evaluacion Formacion:</b>						
	Registros Electricos	8725	704	\$ 32,000	WL Unit Cost+ GR-CCL+ WL set CIBP	6,2%
	Log/Perf/Analysis	8725	368	\$ 25,000	WL to perforate Upper "T" interval: (10,641' - 10,652' MD) (11) @	4,8%
	Slickline Equip/Servicios	8725	716	\$ 2,000	Recover standing Valve	0,4%
<b>General</b>						
	Supervision	8725	376	\$ 15,400	Company man	3,0%
	Transport/Trucking	8725	360	\$ 28,779	Forklift, Vacuum, Water Tank, Fluid Tank, Pick up	5,5%
	Travel	8725	378	\$ 500		0,1%
	Security	8725	590	\$ 2,500		0,5%
	License/Tax	8725	326	\$ 3,000		0,6%
						0,0%
	<b>TOTAL</b>			<b>\$ 520,000</b>		<b>100%</b>

El trabajo de Reacondicionamiento realizado en Pozo Y fue exitoso con un costo Total del Reacondicionamiento de 463,000 USD, y el costo del uso de la resina fue de 36,773, que en este caso representa 7.9% de todas las operaciones realizadas en el reacondicionamiento de este pozo. Cabe recalcar que el costo del trabajo de aislamiento zonal con resina para este pozo tuvo un descuento del 25% introductorio.

Adicionalmente, se realizó un trabajo de cementación forzado a la formación M-1 cuyo costo fue de 37,931 USD, es decir, 8.2% de todas las operaciones. Por lo tanto, el trabajo de squeeze con cemento y resina representa el 16.1% del total.

Tabla 49. Costos del Reacondicionamiento del Pozo Y

Disciplina	Descripcion	JDE ACCOUNT		Costo	Comentarios	
		Object	Subsid			
<b>Tangible Cost</b>						
	Tubing	8725	780		10200 ft 3-1/2" "C" Condicion, o Inspeccionado	0,0%
	Cabezal	8725	780	\$ 6.000	Mantenimiento Arbol de Navidad o Seccion "C" del cabeza	1,3%
	Seguridad	8725	384			
<b>Intangible Cost</b>						
	Lease/Road Maint/Stand	8725	330	\$ 10.000	Re-instalaciones Superficiales	2,2%
	Production Test Equipment/ Serv	8725	714			0,0%
<b>Workover Operations</b>						
	Dia de Trabajo	8725	346	\$ 97.860	\$ 6990 / day (14 days)	21,1%
	Movilizacion	8725	338	\$ 28.000	Movilizacion Dordine 62	6,0%
	Campers & Catering	8725	355	\$ 10.500	\$750 / day + fumigacion	2,3%
	Power / combustible	8725	352	\$ 450	3000 gal diesel @ \$0.15 / gal	0,1%
	Mud/Fluids/Lubrication	8725	354	\$ 12.500	Compl. Fluid and Viscosity Pill	2,7%
	Brocas	8725	634	\$ 8.500	6-1/8" Bits and scraper	1,8%
	Renat de tanques / Equipos Superficie	8725	358	\$ 3.360	Frac Tanks,	0,7%
	Permanente Completacion Equip	8725	743	\$ 26.000	2 CIBP + 2 CR	5,6%
	Cemento / Resina & Additives	8725	618	\$ 37.931	SOZ in M-1 SST Intervalo: 9,678' - 9,694' MD (16')	8,2%
	Cemento / Resina & Additives	8725	618	\$ 36.773	SOZ "U" interior intervalo: 10,392' - 10,408' MD (16')	7,9%
	Renta de equipos de fondo	8725	702	\$ 29.000	Clean tools + Milling BHA (jars + motor)	6,3%
	Tubular Inspection + Repair	8725	842	\$ 11.746	3-1/2" Inspeccion de Tubing	2,5%
<b>Producción &amp; Evaluacion Formación:</b>						
	Electric Logging	8725	704	\$ 38.000	WL Unit Cost+ GR-CCL + WL asentar CIBP (2 runs)	8,2%
	Log/Perf/Analysis	8725	368	\$ 66.050	WL perforar "T" Sup. intervalo: 10,606' - 10,616' MD (10') @ 12spf	14,3%
	Slickline Equip/Services	8725	716	\$ 2.200	Recuperar standing Valve	0,5%
<b>General</b>						
	Supervision	8725	376	\$ 11.200	Company man	2,4%
	Transport/Trucking	8725	360	\$ 20.930	Forklift, Vacuum, Water Tank, Fluid Tank, Pick up	4,5%
	Travel	8725	378	\$ 500		0,1%
	Security	8725	590	\$ 2.500		0,5%
	License/Tax	8725	326	\$ 3.000		0,6%
						0,0%
<b>TOTAL</b>				<b>\$463.000</b>		<b>100%</b>

## **7.2. Impacto del costo de la nueva tecnología al reacondicionamiento del pozo comparado con el uso del cemento**

Para los costos operativos involucrados para ambos casos se observó 7.9% del costo total de la operación, claro está que para el Pozo X es 40,927 USD, es decir, un costo por barril de resina de 4,950 USD/barril y para el Pozo Y es 36,773 USD, es decir, un costo por barril de resina de 3,712.5 USD/barril, para éste último con un descuento introductorio del 25%. Para ambos casos se prepararon 5 barriles de resina donde, a pesar de la baja admisión, se obtuvo buen aislamiento.

El costo promedio de un barril de cemento, de acuerdo al Lump sum que se tiene bajo contrato, alcanza o bordea los 978,36 USD/barril, pero como es la hipótesis de esta tesis, cuando se tienen yacimientos de baja admisión, el cemento no ingresará a estos y no se llegara a aislarlos. Normalmente se preparan 12 barriles de cemento dependiendo del reservorio a ser intervenido, donde al menos 10 barriles son retornados a superficie.

El costo de la resina usada en comparación con el costo de un trabajo normal de cementación forzada se presenta en la Tabla 50, donde se indica que el squeeze con resina en el Pozo Y representa un 23% (6,822.18 USD) más de incremento en referencia al costo promedio de un squeeze con resina, y en el Pozo X representa un 37% (10,975.58 USD) más de incremento en costo.

El éxito de estos trabajos contempla un beneficio enorme al momento de aislar una zona y producir de otra más profunda, lo cual evita que se realiza un nuevo reacondicionamiento por mal sello al futuro, de ahí la importancia de invertir un poco más para evitar trabajos de reacondicionamiento futuros para solventar el mal aislamiento incurriendo a gastos iguales o superiores a los ya invertidos, es decir, +/- 400,000 USD adicionales.

Tabla 50. Comparación de Costos de Squeeze con Cemento vs Resina

COMPARACIÓN SQUEEZE CON CEMENTO VS. RESINA											
Servicio Descripción	UOM	Qty.	Trabajo con Cemento (Avg.)			Trabajo con Resina Pozo X			Trabajo con Resina Pozo Y		25%
			Precio Unit.	Precio Total	Qty.	Precio Unit.	Precio Total	Qty.	Precio Unit.	Precio Total	
Plugging back, spotting cement or Mud	p/day	1	\$ 8,721.37	\$ 8,721.37	1	\$ 8,721.37	\$ 8,721.37	1	\$ 8,721.37	\$ 8,721.37	
Equipo de Cemenación	p/serv.	1	\$ 4,867.50	\$ 4,867.50	1	\$ 4,867.50	\$ 4,867.50	1	\$ 4,867.50	\$ 4,867.50	
Servicio Técnico Especializado	p/day	1	\$ 1,976.32	\$ 1,976.32	1	\$ 1,976.32	\$ 1,976.32	1	\$ 1,976.32	\$ 1,976.32	
Millas Transportacion - Cemento	p/mile	200	\$ 7.11	\$ 1,422.00				200	\$ 7.11	\$ 1,422.00	
<b>SubTotal Servicios</b>				<b>\$ 16,987.19</b>		<b>\$ 15,565.19</b>		<b>\$ 16,987.19</b>		<b>\$ 16,987.19</b>	
Material: Cemento / Resina	barril	12	\$ 978.36	\$ 11,740.32	5	\$ 4,950.00	\$ 24,750.00	5	\$ 4,950.00	\$ 18,562.50	
Mud Flush Ill por barril	p/barril	20	\$ 61.21	\$ 1,224.20	10	\$ 61.21	\$ 612.10	20	\$ 61.21	\$ 1,224.20	
<b>SubTotal Materiais</b>				<b>\$ 12,964.52</b>		<b>\$ 25,362.10</b>		<b>\$ 19,786.70</b>		<b>\$ 19,786.70</b>	
<b>TOTAL (Servicios + Materiales)</b>				<b>\$ 29,951.71</b>		<b>\$ 40,927.29</b>		<b>\$ 36,773.89</b>		<b>\$ 36,773.89</b>	
Diferencia Costo Trabajo Squeeze Resina - Cemento										\$ 6,822.18	
% Diferencia Costo Trabajo Squeeze Resina - Cemento										37%	
Diferencia Costo Por Barril Resina - Cemento										23%	
										\$ 3,971.64	

## Indicadores Económicos

Los indicadores económicos para evaluar este proyecto son:

- a) Valor Actual Neto (VAN)
- b) Tasa Interna de Retorno (TIR)
- c) Relación Beneficio/Costo (B/C)

### a) Valor Actual Neto (VAN) (<http://es.wikipedia.org/wiki/VAN>)

Procede de la expresión inglesa Net present value. El acrónimo es NPV en inglés y VAN en español. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

$Q_n$ : representa los flujos de caja (Ingresos – Egresos).

A: es el valor del desembolso inicial de la inversión.

N: es el número de períodos considerado.

i: tasa de actualización.

Interpretación del VAN:

VAN > 0      La inversión produce ganancias

VAN = 0      La inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas (i = TIR)

VAN < 0      La inversión producirá pérdidas

Cuando el VAN es igual a 0 entonces i pasa a llamarse TIR.

### b) Tasa Interna de Retorno (TIR)

(<http://www.econlink.com.ar/economia/criterios/tir.shtml>)

Es la tasa de descuento que equipara el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos; se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión, para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte.

Por lo tanto la Tasa Interna de Rentabilidad (T.I.R.) hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero. (V.A.N. =0).

$$VAN = VPI - VPE = 0$$

Dónde:

VAN: Valor Actual Neto

VPI: Valor presente de los Ingresos

VPE: Valor Presente de los Egresos

Interpretación de la TIR:

TIR > i	Realizar el proyecto
TIR = i	El inversionista es indiferente si realizar o no el proyecto.
TIR < i	No realizar el proyecto

**c) Relación Beneficio/Costo (B/C)** ([http://www.ecofinanzas.com/diccionario/R/RELACION\\_BENEFICIOCOSTO.htm](http://www.ecofinanzas.com/diccionario/R/RELACION_BENEFICIOCOSTO.htm))

También llamado "índice de rendimiento". Se basa en el "valor presente", y que consiste en dividir el valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos, es decir los Ingresos y los Egresos deben ser calculados utilizando el VAN, de acuerdo al flujo de caja.

Interpretación del B/C:

B/C > 1	Se acepta el proyecto (ingresos mayores a egresos)
B/C = 1	Indiferente al proyecto (ingresos igual a egresos)
B/C < 1	No se acepta el proyecto (ingresos menores a egresos)

“Dentro de Andes Petroleum Ecuador Ltd., a la tasa de 15 % de actualización, la Relación Costo Beneficio es buena para un proyecto cuando se tiene valores mayores o iguales a 0.3.”

Resumiendo, un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (V.A.N) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (T.I.R) es mayor a la tasa de actualización.
- La relación beneficio costo (B/C) es mayor que uno; o mayor o igual a 0.3 @ 15% actualización.

### **Estudio Económico Pozo X**

Para realizar este estudio económico cuando el pozo empiece a producir se deben tomar en cuenta varios parámetros, así como estimaciones de producción., tales como:

- Inversión: 520,000 USD
- Límite económico 50 bls.
- Las reservas usadas: 272,290 bls.
- El costo de producción de un barril de fluido es 5 USD.
- Tasa de actualización del 15 % anual.
- Tasa de declinación: 25%
- Línea Base Bloque 17: 42.37 USD/barril
- Costo de Renta MTU mensual: 1,500 USD

Estos valores son tomados de los costos operativos y de producción de Andes Petroleum Ecuador Ltd.

La evaluación del proyecto se la realizará con el valor de la producción del pozo y para ello se realizó una proyección de la producción actual del Pozo X con una declinación del 25% anual.

A continuación se realizó una proyección, con una producción inicial de 560 BFPD / 350 BOPD @ 37.5% de BSW hasta llegar al límite económico 50 BOPD, es decir desde el 28 de diciembre 2014 hasta septiembre del 2022, donde se trabajó para una línea base de 42.37 USD/barril que es el valor con el que el Estado Ecuatoriano le paga Andes Petroleum Ecuador Ltd., por barril producido en el Bloque 62.

Tabla 51. Análisis económico Pozo X

<b>OPERACIONES</b>		
<b>BLOQUE</b>	<b>BLOQUE 17</b>	
<b>PROYECTO</b>	<b>POZO X</b>	
<b>Ingreso por barril</b>	US\$/bbl	<b>42,37</b>
<b>- OPEX</b>	US\$/bbl	<b>(7,60)</b>
<b>Valor Neto (despues de impue</b>	US\$/bbl	<b>34,77</b>
- DD&A	US\$/bbl	<b>(1,91)</b>
- Trabajo (15%)	US\$/bbl	<b>(4,93)</b>
- Impuesto sobre la renta (22%)	US\$/bbl	<b>(6,15)</b>
<b>Valor Neto Despues de Impuestos</b>	<b>US\$/bbl</b>	<b>21,77</b>
<b>VAN (annual discount rate)</b>	<b>15%</b>	4.533.027
<b>TIR (annual rate)</b>	%	516%
<b>Retorno inversión</b>	Months	<b>3</b>
<b>Retorno inversión</b>	Barrels	21.961
<b>Economico hasta</b>	Months	<b>&gt; 36 Months</b>
<b>Beneficion/ Costo</b>	B/C	<b>9</b>
<b>Total reservas 2025</b>	bbl	<b>443.000</b>
<b>Analisis Reservas Usadas</b>	bbl	<b>272.290</b>



Declinación del Pozo X al límite económico 50 BOPD o 98% de corte de agua (WC).

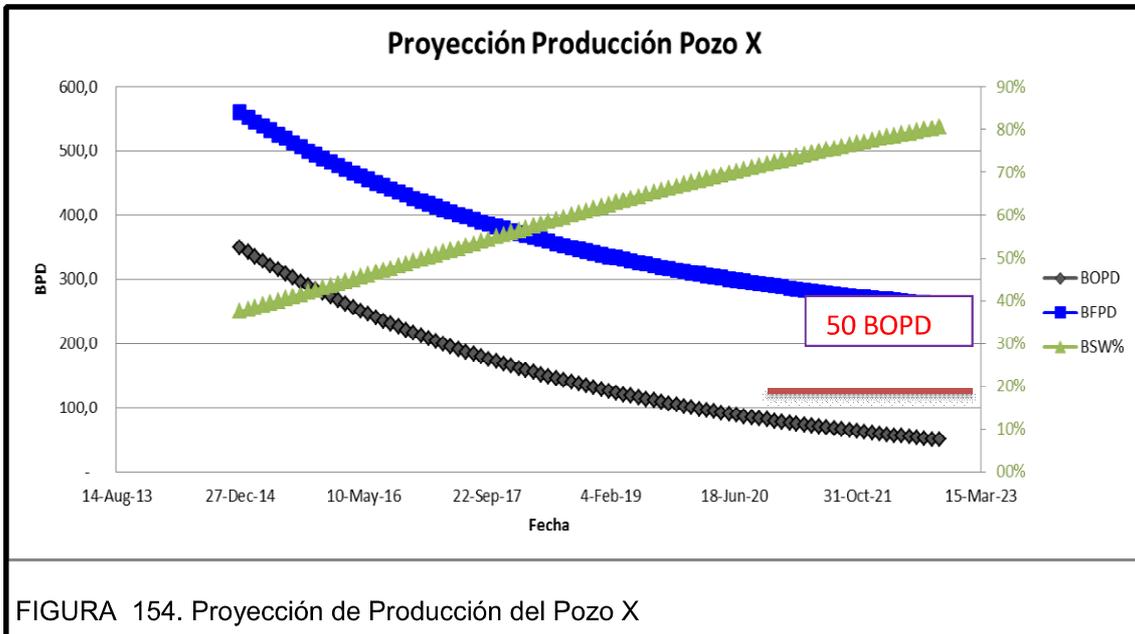


FIGURA 154. Proyección de Producción del Pozo X

La recuperación de la inversión de 520,000 USD será recuperada a finales de marzo del 2015 es decir a 3 meses del inicio de producción, y se recomienda tenerlo en producción hasta septiembre del 2022.

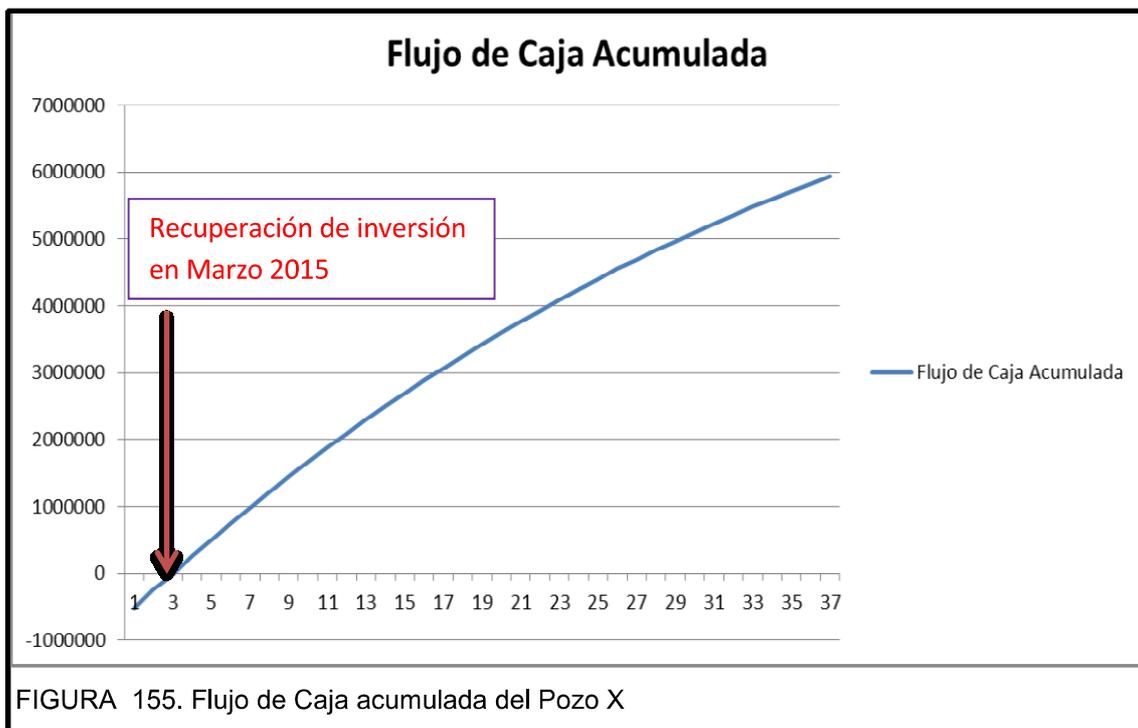


FIGURA 155. Flujo de Caja acumulada del Pozo X

En conclusión realizar el Reacondicionamiento con un costo inicial de 520,000 USD, con una producción inicial de 560 BFPD / 350 BOPD @ 37.5% de BSW y declinación del 25%, se tiene:

VAN = 4'533,027 USD > 0  
 TIR = 516% > i = 15% actualización.  
 B/C = 9 > 1  
 Recuperación de la inversión: 3 meses @ 21,961 Bls de petróleo

Con estos resultados se determina la rentabilidad del proyecto, que analizando hasta 36 meses de pozo en producción, tiempo en el cual se podría realizar otra intervención o reacondicionamiento, se tiene un flujo de caja acumulado de 5'939,334 USD.

### **Estudio Económico Pozo Y**

Para realizar este estudio económico cuando el pozo empiece a producir se deben tomar en cuenta varios parámetros, así como estimaciones de producción., tales como:

- Inversión: 463,000 USD
- Límite económico 30 bls.
- Las reservas usadas: 425,430 bls.
- El costo de producción de un barril de fluido es 5 USD.
- Tasa de actualización del 15 % anual.
- Tasa de declinación: 23% anual
- Línea Base Bloque 62: 36.10 USD/barril
- Costo de Renta MTU mensual: 315 USD

Estos valores son tomados de los costos operativos y de producción de Andes Petroleum Ecuador Ltd.

A continuación se realizó una proyección, con una producción inicial de 533 BFPD / 5 BOPD @ 1% de BSW hasta llegar al límite económico 30 BOPD, es

decir, desde el 20 de diciembre 2014 hasta 31 de marzo 2025, donde se trabajó para una línea base de 36.10 USD/barril que es el valor con el que el Estado Ecuatoriano le paga Andes Petroleum Ecuador Ltd., por barril producido en el Bloque 17.

Tabla 53. Análisis Económico Pozo Y

<b>OPERACIONES</b>		
BLOQUE	BLOQUE 62	
PROYECTO	POZO Y	
<b>Ingreso por barril</b>	US\$/bbl	<b>36,10</b>
<b>- OPEX</b>	US\$/bbl	<b>(1,80)</b>
<b>Valor Neto (despues de impue</b>	US\$/bbl	<b>34,30</b>
<b>- DD&amp;A</b>	US\$/bbl	<b>(1,09)</b>
<b>- Trabajo (15%)</b>	US\$/bbl	<b>(4,99)</b>
<b>- Impuesto sobre la renta (22%)</b>	US\$/bbl	<b>(6,22)</b>
<b>Valor Neto Despues de Impuestos</b>	<b>US\$/bbl</b>	<b>22,01</b>
<b>VAN (annual discount rate)</b>	<b>15%</b>	7.190.752
<b>TIR (annual rate)</b>	%	862%
<b>Retorno inversión</b>	Months	<b>2</b>
<b>Retorno inversión</b>	Barrels	20.045
<b>Economico hasta</b>	Months	<b>&gt; 36 Months</b>
<b>Beneficion/ Costo</b>	B/C	<b>16</b>
<b>Total reservas 2025</b>	bbl	<b>774.000</b>
<b>Analisi Reservas Usadas</b>	bbl	<b>425.430</b>

Tabla 54. Flujo de Caja del Pozo Y

Ingreso por barrel		36.10 US\$/bbl	
Trabajo	15%		
Impuesto sobre la renta	22%		
Tasa de descuento Anual	15.00%		
Tasa de descuento Mensual	1.25%		
<b>PRODUCTION</b>			
Daily production BOPD		Mes 0	Mes 1
Monthly Production	533	523	513
Daily production BWPD	16,523	14,641	15,902
	5	5	5
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>			
	0.078	1.295	1.148
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>			
	10,476	10,476	10,476
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>			
	318	9,765	8,820
cost per barrel oil		1.30	1.40
		1.40	1.35
		1.40	1.40
		1.45	1.45
		1.48	1.48
		1.53	1.53
		1.59	1.59
		1.62	1.62
		1.74	1.74
		1.68	1.68
		1.74	1.74
		1.80	1.80
<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>			
Total Investments	463,000		
Total monthly amortizations	17,892	15,934	17,306
Cumululative Amortizations	17,892	33,916	51,222
<b>DISTRIBUTIONS</b>			
Income	+	596,480	528,529
Annual Costs and expenses	-	21,536	20,444
Annual amortizations	-	17,992	15,934
Net Back		556,952	492,151
LABOR (15%)		63,544	73,823
INCOME TAX (4%)		104,152	100,032
Net Income		369,256	326,296
CASH FLOW		-463,000	387,248
NPV with Annual IRR		7,190,752	342,230
		882.20%	372,179
			352,865
			357,677
			339,098
			343,721
			336,941
			319,411
			323,764
			306,901
			311,083
			304,922
			289,283
			292,990
			277,647
			281,428
			266,708
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180
			33,460
			32,220
			343,210
			766,323
			1,095
			13,994
			425,429.62
			180

Declinación del Pozo Y al límite económico 30 BOPD o 98% de corte de agua (WC).

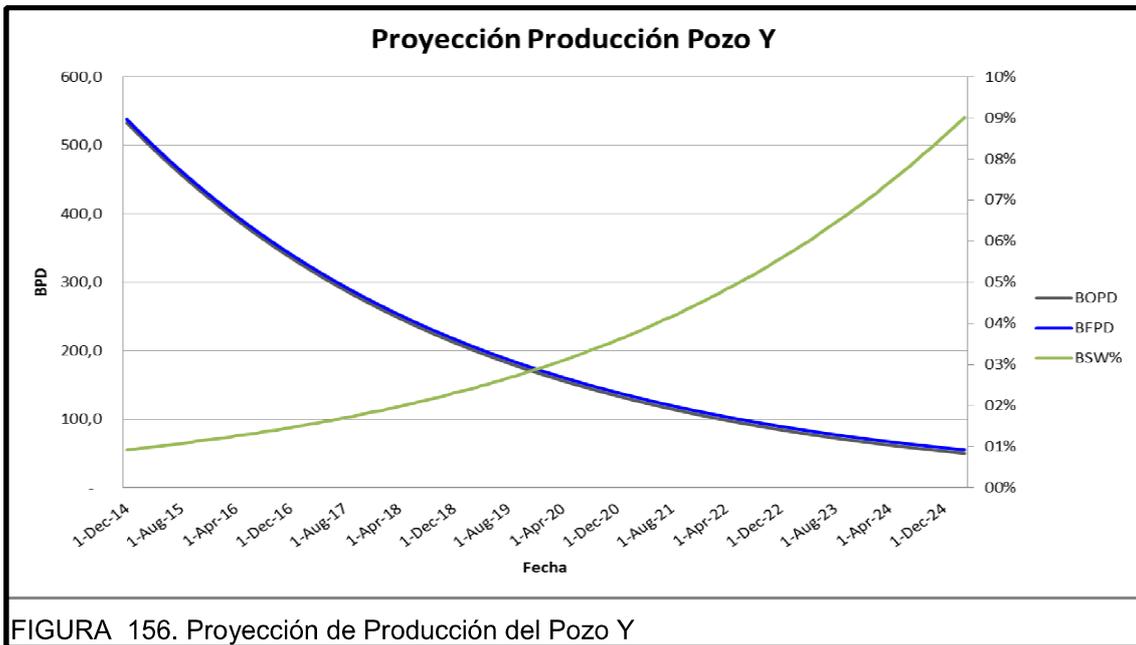


FIGURA 156. Proyección de Producción del Pozo Y

La recuperación de la inversión de 463,000 USD será recuperada a finales de febrero del 2015 es decir a 2 meses del inicio de producción, y se recomienda tenerlo en producción hasta marzo del 2025.

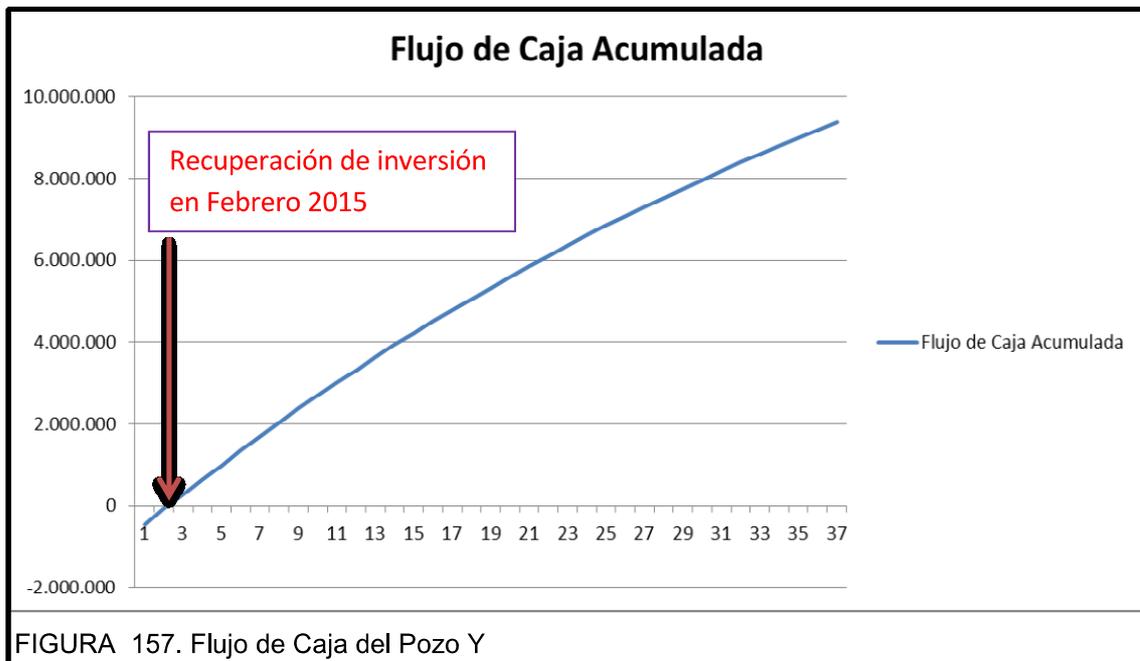


FIGURA 157. Flujo de Caja del Pozo Y

En conclusión realizar el Reacondicionamiento con un costo inicial de 463,000 USD, con una producción inicial de 538 BFPD / 533 BOPD @ 1% de BSW y declinación del 23% anual, se tiene:

VAN = 7'190,152 USD > 0

TIR = 862% > i = 15% actualización.

B/C = 16 > 1

Recuperación de la inversión: 2 meses @ 20,045 BIs de petróleo

Con estos resultados se determina que el proyecto es rentable. El análisis se lo realizó hasta 36 meses de pozo en producción, tiempo en el cual se podría realizar otra intervención o reacondicionamiento, y se tiene un flujo de caja acumulado de 9'374,474 USD.

## CAPÍTULO VIII

### 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 8.1. Conclusiones

El estudio realizado se basó en la implementación y aplicación de la resina epóxica como nuevo material aislante y una nueva aplicación para trabajos de aislamiento no convencionales, realizando previamente estudios basados en la petrofísica de los reservorios y la admisión que de la misma al momento de realizar la prueba de inyección y el forzamiento final. De acuerdo a los resultados obtenidos se pueden establecer las siguientes conclusiones:

#### Conclusiones Problemas frecuentes en trabajos de cementación forzada:

De acuerdo al Diagrama de Pareto y experiencias en trabajos de cementación forzada se identificaron cuatro causas sustanciales que generan fallo en un trabajo de cementación de forzada las cuales son: Parámetros de Bombeo, Características del Reservorio, Asentamiento de Retenedor de Cemento (CR) y Asentamiento de Tapón Ciego (CIBP).

De acuerdo Diagrama de Pareto de las sub-causas para problemas frecuentes de cementación forzada se identificaron 12 Sub causas importantes que generan el 80% de falla, de las cuales las 4 más representativas en cuanto a su puntuación son: Baja Admisión del cemento, Prueba inicial de admisión, Baja Permeabilidad y Baja Porosidad.

De acuerdo al Diagrama de Pareto para los Parámetros de Bombeo se identifican tres causas sustanciales las cuales son: Fluido Aislante, Permeabilidad y Porosidad. De las cuales dos son las más importantes y generan gran cantidad de falla, estas son: Fluido Aislante y la Permeabilidad del Reservorio.

El Diagrama de Pareto de las sub-causas de Parámetros de Bombeo se observan cuatro Sub causas sustanciales, basadas en la relación realizada en

la matriz de causa efecto, estas son: Selección del Fluido Aislante, Arenas consolidadas y No consolidadas, Crudo Pesado, Empaquetamiento, esta última dada por la porosidad.; siendo el motivo de análisis la Selección del Fluido Aislante.

De acuerdo a los problemas suscitados tanto en el Pozo X y el Pozo Y, la siguiente Causa a enfocarse de acuerdo al 80-20 del Pareto de trabajos frecuentes en trabajos de cementación forzada es el Asentamiento de Retenedor de Cemento (CR), que puede ser a su vez asentamiento temprano o falla en el sello de la camisa.

#### Conclusiones de descripción de las técnicas:

Para los trabajos de forzamiento ya sea con cemento o resina se puede utilizar las dos tradicionales y fundamentales clasificaciones basadas en la cantidad de presión usada:

- Cementación forzada a baja presión: La presión del fondo del pozo tratada es mantenida bajo la presión de fractura de la formación.
- Cementación forzada a alta presión: La presión del fondo del pozo tratada excede la presión de fractura de la formación.

Para estas dos diferentes clases de cementación forzada existen dos técnicas de colocación básicas usadas:

- Tapón presurizado desde cabeza, sin packer (Bradenhead squeeze)
- Técnica de cementación forzada con herramienta de fondo

Para cada clase y técnica de cementación existen dos métodos de bombeo:

- Método de squeeze con bombeo continuo o de corrido (walking squeeze)
- Método de squeeze con bombeo intermitente (hesitation squeeze)

La Resina Epóxica puede ser bombeada o trabajada con cualquiera de las clasificaciones, aplicándola con cualquier técnica y método.

Tanto para el Pozo X como par el Pozo Y, se trabajaron con presiones que se encuentran bajo la presión de fractura de cada reservorio, es decir con forzamiento a baja presión.

La técnica usada en los Pozos X y Y, es la técnica de forzamiento con herramienta de fondo; en el Pozo X se utilizó empacadura mecánica mientras que en el Pozo Y se utilizó Retenedor de Cemento

Dadas las condiciones del Pozo X donde la admisión fue de 0.5 Barriles por minuto a una presión de 3,500 psi y debido a que el asentamiento de 2 retenedores de cemento fallaron, se utilizó la empacadura mecánica de fondo y prácticamente se trabajó con el método de bombeo intermitente (hesitation squeeze), ya que la presión se incrementaba rápidamente.

#### Conclusiones de condición de reservorio:

Para el Campo D, son mejores yacimientos para la aplicación de la resina epóxica tanto el reservorio "U" inferior y superior así como "T" superior cuando cumplan con parámetros de admisión bajos. Cabe recalcar que para valores bajos de API como es el caso de la M-1 en la zona Norte del Campo D es posible el uso de la Resina Epóxica, más allá de que obviamente la experiencia en los Campos de Andes dictan que M-1 es un yacimiento potencial de elevada admisión y posee una arena poco consolidada.

Para el Campo F, el mejor reservorio para la aplicación de la resina epóxica es el reservorio "U" inferior. M-1 se muestra poco consolidada y presenta excesiva admisión por lo que no es un buen lente para la aplicación o introducción de la resina epóxica. Para trabajos de forzamiento en los reservorios "T" no se evidencian registros, aunque si este reservorio "T" presentara similares

características que la “T” del campo D es un potencial reservorio para introducir la resina epóxica, siempre que se cumplan los parámetros de admisión.

Para el Campo M, se evidencia que los reservorios con mayor potencial para usar la resina epóxica son los reservorios “U” Superior, “U” Inferior, “T” inferior y “T” media, siempre que cumpla con los parámetros de admisión requeridos. Para el reservorio “T” superior, de acuerdo a su historial, se evidencia una alta admisión en las pruebas iniciales con brine, por lo tanto, se descarta el uso de la resina epóxica en este reservorio, a no ser que las pruebas en otros pozos muestren otros resultados.

Para el Campo H, los reservorios con mayor potencial para usar la resina epóxica son los reservorios M-1, M-2, “U” Inferior, “T” inferior y Hollín, siempre que cumpla con los parámetros de admisión requeridos.

#### Conclusiones de aislamiento zonal mediante Resina Epóxica:

##### **Pozo X:**

El Pozo X es un caso de éxito en el Ecuador ya que se logró el objetivo de aislamiento de la arena “U” Inferior considerada como naturalmente apretada y con admisión.

El yacimiento “U” Inferior en el Pozo X se lo clasifica como como un reservorio de baja admisión al presentar valores de 0.5 bls/min a una presión de 3,500 psi durante la prueba de admisión con Mud Flush.

En el Pozo X, debido a fallas en el asentamiento de los retenedores de cemento y valores de admisión fue necesario realizar un trabajo de tapón balanceado presurizado, que obviamente no es como un squeeze donde involucra mayores esfuerzos de presión, pero que en un resultado como el obtenido es una muy buena aplicación cuando el squeeze no es una opción.

Al ser un trabajo de bombeo de un tapón balanceado presurizado, este trabajo es realizado hasta alcanzar presiones máximas permitidas de hasta 3,600 psi, y luego mantener la presión hasta que esta caiga y nuevamente incrementar la presión hasta que caiga nuevamente, así se realizó este trabajo mediante, hesitación o bombeo intermitente.

El tiempo durante el cual la resina es bombeable de acuerdo a las pruebas de laboratorio fue de 4:30 horas, luego de las cuales la resina se fragua o endurece en una curva de 90° inmediatamente.

Una vez obtenidos los valores admisión de resina epóxica que la arena "U" inferior admitió, se puede concluir que el Pozo X, con 1.3 barriles de resina admitidos de 5 barriles de resina preparados en comparación con el Pozo H-10 con 0.1 barriles de cemento admitidos de 12 barriles preparados, representa un 26% de eficiencia ante un 0.83% del Pozo H-10, convirtiendo a la resina en un fluido más amigable hacia las formaciones apretadas o con baja admisión.

Al realizar la prueba de presión con 1000 psi durante 15 minutos contra el reservorio que contiene 1.3 barriles de resina fraguada, se obtuvo resultados favorables, donde la presión jamás cayó.

Se verificó que, una vez puesta en marcha la producción del pozo hasta el 5 enero 2015 este aportó con 560 BFPD / 350 BOPD @ 37.5% de BSW y una salinidad de 25,000 ppm NaCl aún por estabilizarse a 65,000 ppm NaCl, corresponden al comportamiento normal de "T", mostrando aislamiento efectivo en "U" inferior.

#### **Pozo Y:**

El Pozo Y es un caso de éxito en el Ecuador ya que se logró el objetivo de aislamiento de la arena "U" Inferior considerada como naturalmente apretada y con admisión, realizando squeeze o forzamiento de la resina.

El uso del Pulsonix ayudó a la limpieza de la formación “U” inferior previo al trabajo de admisión, ya que prácticamente dejó el camino libre para fluidos como la resina para que optimice su efecto de penetración e ingreso.

El bombear a través del 3 ½” drill pipe la Wiper Ball (Bola de esponja) para cuantificar el volumen de la sarta a la profundidad requerida, fue un procedimiento que ayudó a confirmar el valor teórico del volumen de la sarta de trabajo.

El yacimiento “U” Inferior en el Pozo Y se lo clasifica como como un reservorio de moderada admisión al presentar valores de 0.7 bls/min a una presión de 2,800 psi durante la prueba de admisión con Mud Flush.

El trabajo realizado en el Pozo Y fue mediante el método de squeeze con bombeo continuo o de corrido (walking squeeze); se evidenció una curva incremental continua, ya que se registró un leve incremento en la presión de alrededor de 20 psi cuando la resina inició a ingresar luego del Mud Flush.

El tiempo durante el cual la resina es bombeable de acuerdo a las pruebas de laboratorio fue de 4:30 horas, luego de las cuales la resina se fragua o endurece en una curva de 90° inmediatamente.

El trabajo con resina epóxica en el pozo Y tuvo un rendimiento total del 60%, es decir, 3 barriles de resina ingresados a la formación de un total de 5 barriles preparados.

Al realizar la prueba de presión dos veces con 1000 psi durante 10 minutos contra el reservorio que contiene 3 barriles de resina fraguada, se obtuvo resultados favorables, donde la presión jamás cayó.

Se verificó que una vez puesta en marcha la producción del pozo actualizada hasta el 3 de enero 2015, este aportó con 533 BFPD / 5 BOPD @ 1% de BSW

y una salinidad de 17,500 ppm NaCl, correspondiente al comportamiento normal de “T”, mostrando aislamiento efectivo en “U” inferior.

El trabajo de molido luego del bombeo de resina epóxica, es muy llevadero y fácil de realizarlo llevando parámetros normales de molienda: 3 - 4 BPM, Presión 600 psi y peso sobre BHA entre 2000 – 4000 libras de peso y 250 lb-ft de torque, evidenciando mayor factibilidad de limpieza ya que la resina molida sale directamente a la zaranda del taladro en pedazos sólidos y es dispuesta inmediatamente en saquillos para disposición final, lo que no ocurre con el cemento que sale húmedo y mezclado con el fluido de control, haciendo ardua la limpieza del tanque de retorno antes de la disposición final.

La resina epóxica es una nueva tecnología no convencional que traerá alentadores resultados en zonas naturalmente apretadas que ya fueron producidas a lo largo de la vida productiva del campo y del pozo y que actualmente se las requiere abandonar o aislar.

Conclusiones de costos involucrados:

**Pozo X:**

El costo de la resina usada en el Pozo X en comparación con el costo de un trabajo normal de cementación forzada representa un 37% (10,975.58 USD) más de incremento en costo.

Realizar el reacondicionamiento del Pozo X costó un total 520,000 con una producción inicial de 560 BFPD / 350 BOPD @ 37.5% de BSW, a una tasa de actualización del 15% y una declinación anual del 25%, se determinó rentabilidad del proyecto:

VAN = 4'533,027 USD > 0

TIR = 516% > i = 15% actualización.

B/C = 9 > 1

Recuperación de la inversión: 3 meses @ 21,961 BIs de petróleo

**Pozo Y:**

El costo de la resina usada en el Pozo Y en comparación con el costo de un trabajo normal de cementación forzada representa un 23% (6,822.18 USD más de incremento en costo).

Realizar el reacondicionamiento del Pozo Y costó un total 463,000 con una producción inicial de 533 BFPD / 5 BOPD @ 1% de BSW, a una tasa de actualización del 15% y una declinación anual del 23%, se determinó rentabilidad del proyecto:

VAN = 7'190,152 USD > 0  
 TIR = 862% > i = 15% actualización.  
 B/C = 16 > 1  
 Recuperación de la inversión: 2 meses @ 20,045 Bls de petróleo

**8.2. Recomendaciones**Recomendaciones Problemas frecuentes en trabajos de cementación forzada:

De acuerdo al Diagrama de Pareto de problemas frecuentes en trabajos de cementación forzada, luego de enfocarse en los Parámetros de Bombeo, Características del Reservorio, es recomendable enfocarse en el aseguramiento del Asentamiento de Retenedor de Cemento (CR) y Asentamiento de Tapón Ciego (CIBP), ya sea el asentamiento con tubería o con Wire Line.

Se recomienda verificar que la herramienta de asentamiento de CR y CIBP se encuentre en buen estado y calibrada y que sea la adecuada para cualquiera de los casos de asentamiento, eléctrico, mecánico o hidráulico.

Durante la corrida del viaje de limpieza con raspa tubos, verificar la excentricidad del revestidor donde se va a asentar un CIBP o CR, para

asegurar que las cuñas de éstos se instalen sobre las paredes del revestidos; reportar y verificar cualquier cambio en la sarta ya sea bajando o subiendo.

Para la selección adecuada del Fluido Aislante es necesario realizar la lectura del pozo, es decir, qué parámetros de admisión muestra, y en base a esto decidir si se realiza un squeeze con resina o con cemento.

#### Recomendaciones de descripción de las técnicas:

En todo momento durante la realización de un trabajo de aislamiento zonal, jamás sobre pasar las presiones de fractura del reservorio a ser aislado.

Se recomienda realizar como mejor práctica el uso de herramientas de fondo para cualquier trabajo de aislamiento zonal, ya sea con retenedor de cemento o con empaadura mecánica.

Es recomendable utilizar el método de bombeo continuo o walking squeeze cuando se bombee o requiera utilizar resina epóxica, para evitar riesgos de pega de tubería o fragüe de la resina dentro de la sarta de inyección.

Para determinar la mejor técnica y método a usarse es conveniente primero bajar y realizar la prueba de admisión con una empaadura mecánica, luego de verificar los resultados se determinará la mejor práctica, si realizar un squeeze o un tapón balanceado presurizado, esto cuando se va a abandonar reservorios apretados como "U" o "T".

#### Recomendaciones de condición de reservorio:

Para cualquier arena M-1 de todos los campos del bloque 17 y 62 (excepto D Norte o ciertos pozos del campo M), no se recomienda el uso de resina epóxica; debido a su alta admisión, es necesario usar cemento convencional y utilizar cierto tipo de acelerantes de fraguado como es el caso del Flo-Check.

Para arenas naturalmente apretadas y de baja admisión, una vez verificados estos parámetros, si la presión se incrementa inmediatamente a una rata de 0.5 bpm o menor, se recomienda el uso inicial del pulsonix para limpiar la cara de la formación y/o realizar un tratamiento ácido previo para mejores resultados de ingreso de resina o cemento según sea el caso.

Recomendaciones de aislamiento zonal mediante Resina Epóxica:

Para el éxito de este tipo de trabajos de aislamiento forzado es recomendable realizar un estudio previo, ya sea con trabajos en pozos cercanos, y realizar estudios de compatibilidad de fluidos de reservorio con la resina, para determinar tiempos de fraguado e identificar el tiempo bombeable de la misma para tal yacimiento.

Es recomendable antes de realizar un trabajo de forzamiento bajar y probar parámetros de admisión del reservorio, luego del cual se debe tomar la decisión de realizar un squeeze o un tapón balanceado presurizado, y seleccionar el fluido aislante.

Si se baja a realizar un tapón balanceado presurizado, es recomendable bajar la empaadura mecánica con una cola de tubería de al menos 150 ft de longitud, con el fin de posicionar la punta justo en la último punzado del reservorio e iniciar a espotear la resina, una vez bombeado los 5 barriles de resina, subir inmediatamente 250 ft y circular uno o dos fondos arriba para asegurar el bombeo de toda la resina y mantener baja temperatura en la punta, asentar la empaadura e inmediatamente presurizar por directa (a través de la tubería de trabajo).

Es recomendable siempre probar la empaadura mecánica por vía anular, para evitar comunicación del revestidor con la sarta de bombeo, en este caso el 3 ½" drill pipe.

Si se va a realizar un squeeze o forzamiento con resina, es importante conocer el volumen de la sarta de trabajo, en este caso 3 ½" drill pipe hasta la profundidad donde estará asentado el retenedor de cemento; esta prueba debe ser realizada con la empaadura previo al squeeze y bombeando la Wiper Ball (Bola de esponja), establecido este volumen, se baja el retenedor, se bombea y circula el pozo sin conectar el stinger, y cuando se encuentre a un barril del stinger, conectar el mismo dentro del retenedor e iniciar el squeeze de la resina hacia un intervalo determinado.

Si durante el squeeze de la resina epóxica no se consigue bombear y desplazar toda la resina, es necesario desconectar el stinger y espotear o soltar toda la resina sobre el retenedor de cemento. Jamás se debe circular la resina a superficie, con el fin de evitar fraguado de la misma dentro de la sarta de trabajo, incurriendo a pegas de tubería y posteriormente entrar eventos de pesca.

Se recomienda circular en todo momento el pozo mientras se prepara y se mezclan todos los químicos para obtener la resina epóxica líquida a ser bombeada, con un tiempo de circulación de al menos 30 minutos.

Se recomienda bombear toda la resina durante la primera hora, para evitar situaciones no programadas de eventos de pega de tubería por fraguado prematuro de resina. Tiempo bombeable 4:30 horas.

Es importante conocer el volumen de tubería exacto con el fin de evitar eventos de pega, para ello se recomienda el uso de la Wiper Ball (Bola de esponja), para determinar el volumen real bombeado hasta la empaadura o retenedor de cemento.

Se recomienda que, una vez realizado el forzamiento con resina epóxica, esperar 24 horas antes de entrar al evento de molido.

Si se va a realizar un tapón balanceado presurizado es necesariamente recomendable mantener el pozo presurizado durante 12 horas y verificar las caídas de presión que pueda tener durante este tiempo.

Todo el personal involucrado debe utilizar su EPP (Equipo de Protección Personal), especialmente el personal que se encuentra involucrado con la actividad de mezcla de la resina, y evitar la inhalación de los vapores producidos.

**SIMBOLOS Y ABREVIATURAS:**

API	Instituto Americano de Petróleo.
Assy	Assembly (Ensamblaje)
bapd	Barriles de agua producidos por día.
bfpd	Barriles de fluido producidos por día.
BN	Barriles Normales.
bpm	Barriles por minuto.
bppd	Barriles de petróleo producidos por día.
BHA	Bottom Hole Assembly
Bo	Factor Volumétrico
BOP	Blowout preventer.
BSW	Bottom sediment and water
Butt	Buttress (threads).
CBL	Cement Bond Log.
csg	Casing
DC	Drill collar
DLS	Dog leg severity
DP	Drill pipe (tubería de perforación)
DST	Drill stem test
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos
EHS	Environmental healthy safety
EPP	Equipo de seguridad personal
EU	External upset
FT	Feet (pies, medida inglesa de longitud)
GOR	Gas Oil Ratio
GPM	gallons per minute
Hgr	Hanger
HP	Horsepower, high pressure.
HW	Heavyweight.
ID	Diámetro interior.
IEU	Internal-External upset
IP	Índice de productividad.

jt	Joint (junta, tubo)
KOP	Kickoff point.
LIP	Límite inferior de Petróleo.
MD	Measured depth.
NPT	Non Production Time (Tiempo No Productivo)
OD	Diámetro externo.
pkp	Packer.
POOH	Pull out of hole
ppg	Pounds per gallon.
ppm	Partes por millon.
Psi	Pounds per square inches
RIH	Run in Hole
S	Daño de formación.
TD	Total depth.
TVD	True vertical depth.
USI	Ultrasonic Imagen.
VDL	Variability density log.
WO	Workover.
YP	Yield point.

## **TÉRMINOS PETROLEROS** (Glosario de la Industria Petrolera de Petroecuador)

**Aceite crudo (Crude oil)** Es el aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería.

**Aceite in situ (OIP Oil in place)** La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

**Acidificación (Acidizing)** Técnica de bombear una forma de ácido hidrociorhídrico dentro del pozo para agrandar el espacio de los poros en las rocas que contienen aceite, en esta forma se incrementa el flujo de aceite y su recuperación.

**Acuífero (Aquifer)** Zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

**Anticlinal (Anticline)** Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo. Las anticlinales constituyen excelentes prospectos para perforación puesto que el aceite en los depósitos se elevará en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua. Véase también sinclinal (Syncline).

**Árbol de Navidad (Christmas tree)** El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite y gas y previenen de reventones.

**Barrena de perforación (Drill bit)** La parte de una herramienta de perforación que corta la roca.

**Barril (Barrel - bbl)** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

**Cabeza de pozo (Wellhead)** Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también Árboles de navidad.

**Emulsión (Emulsión)** Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

**Gravedad API (API/ gravity)** La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

**Gravedad específica (Specific Gravity)** La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

**Reservas (Reserves)** Ver: reservas probadas, reservas probables, reservas posibles y reservas recuperables.

**Reservas posibles (Possible reserves)** Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

**Reservas probables (Probable reserves)** Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

**Reservas probadas (Proven reserves)** La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**Reservas recuperables (Recoverable reserves)** La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

**Roca del yacimiento (Reservoir rock)** Roca porosa que contiene poros interconectados o fisuras en los cuales se encuentra aceite o gas.

**Rocas sedimentarias (Sedimentary rocks)** Rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.

**Sarta de perforación (Drill string)** Tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

**Sinclinal (Syncline)** Plegamiento en la roca estratificada en la forma de palangana. Ver también: anticlinal.

**Trampa estratigráfica (Stratigraphic trap)** Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

**Trampa estructural (Structural trap)** Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

**Yacimiento (Reservoir)** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## REFERENCIAS

- Andes Petroleum Ecuador Ltd. Plan de desarrollo del Bloque 17
- Andes Petroleum Ecuador Ltd. Plan de desarrollo Bloque 62
- Ameful, K.O., Kersey, D.G., Norman, D.K., y Shannon, P.M. (1988). Advances in Formation Damage Assesment and Control Strategies. CIM Paper 88-65.
- Allen, T, y Roberts, A. (1982). Production Operations, Well completions, Workover and Stimulation, (Vol 2) Cap. 5. Oil & Gas Consultants. Tulsa, Oklahoma, 1982.
- Baker oil tools. Engineering Handbook. USA: Teach facts.
- Baños F. y Mayalica D. (2009). Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación. Tesis Publicada. Universidad Central del Ecuador. Quito
- Barber., E. (2001). El Pozo Ilustrado. (Segunda Edición). Venezuela: PDVSA
- Beah., H. Oil Well Cement Manual. USA: Gulf Research and Development Company.
- Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M., Young, F. (1986). Applied Drilling Engineering. (Volume 2). TX USA: SPE Texbook Series.
- Calvert, J. (2012). Primary Cementing – Cementing 1. OK USA: Petroskills
- Craft, B. Hawkins, A. (1965). Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. (2da edición). Madrid: Editorial Tecnos.
- Crowe, C.W. (1971). Evaluation of Oil Soluble Resin Mixture as Diverting Agent form Matrix Acidizing. SPE Paper 3505.
- Devereux, S. (1998). Practical Well Planning and Drilling Manual. Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- Dria, M.A.; Shechter, R.S., y Lake, L.W. (1985). An Analysis of Reservoir Chemical Treatments. SPE Paper 13551, 1985
- Economides, M. (1990). Implications of Cementing on Well Performance. In Well Cementing (First Edition), Amsterdam: Elsevier.
- Erick, N., Dominique, G. (2006). Well Cementing. (Second Edition), TX USA: Schlumberger

- Graves, W., Gordon, O., William, K., Woods, J. (2004). Mature Oil and Gas Wells Downhole Remediation Handbook. Houston TX USA: World Oil Magazine Division of Gulf Publish Company.
- Hall, B.E. (1986). Workover Fluids: Part I. Surfactants Have different Chemical Properties should be Understood to Ensure Proper Application. World Oil, 111-114.
- Hall, L. (1986). Petroleum Production Operation. Austin TX.
- Halliburton Company. (2003). Cementing 1- Student Workbook. USA: Halliburton Energy Institute.
- Halliburton Company. (1994). RedBook – Engineering Tables. (Sixth Edition), USA: Halliburton
- Introduction to Oilwell Services and Workover. Austin TX: University of Texas at Austin.
- King, G.E., Anderson, A., Birgham, M. (1985). A Field Study of Underbalanced Pressures Necessary to obtain Clean Perforations Using Tubing. Conveyed Perforating. SPE Paper 14321.
- Lummus, J. Azar, J. (1986). Drilling Fluids Optimization. Tulsa OK USA: Penwell Publish Co.
- Mckee, J., Calvache, J. (2004). Estudio de la perforación multilateral aplicado en el Campo Cononaco, operado por Petroproducción. Tesis publicada. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil.
- Schlumberger Oilfield Review Invierno 2002-2003
- Paccaloni, G. y Tambini, M. (1993). Advances in Matrix Stimulation Technology. JPT, 256-263.
- Petroecuador. (2000). Glosario de la industria petrolera.
- Quiroga, K. (1991). Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Ecuador.
- Reddy, J., Sandra, A., Mecmechan. D., Gray., D. (2005). Cementing Mechanical Property Measurements Under Wellbore Conditions. Dallas TX USA: SPE (Society of Petroleum Engineers).
- Reyes, F. (1999). Apuntes cátedra de recuperación mejorada de petróleo. Universidad Central del Ecuador.

## **ANEXOS**

## ANEXO 1. TABLA CAUSAS PROBLEMAS EN TRABAJOS DE CEMENTACION FORZADA

CAUSA	Puntuación	Acumulado	% Acumulado
Parámetros de Bombeo	657	657	22%
Características del Resorvorio	657	1314	44%
Asentamineto de CR	528	1842	62%
Asentamiento de CIBP	456	2298	78%
Falla mecanica de Packers	336	2634	89%
Material de tubería deteriorado	330	2964	100%

## ANEXO 2. TABLA SUB-CAUSAS PROBLEMAS EN TRABAJOS DE CEMENTACION FORZADA

SUB CAUSA	Puntuación	Acumulado	% Acumulado
Baja Admision del cemento☐	287	287	10%
Prueba inicial de admision☐	287	574	19%
Baja Permeabilidad☐	267	841	28%
Baja Porosidad☐	267	1108	37%
Pozo de alto ángulo de inclinación☐	165	1273	43%
Cantidad de Cemento Preparado	162	1435	48%
Presencia de crudo pesado	162	1597	54%
Selección de la lechada de cemento	162	1759	59%
Falla en la integridad de los sellos☐	144	1903	64%
Asentamiento temprano	144	2047	69%
Mala Correlación	144	2191	74%
Deterioro del couting interno	135	2326	78%
Mal diseno de fábrica	105	2431	82%
Packer no provea aislamiento	97	2528	85%
Falta de mantenimiento de tubería	90	2618	88%
Stinger no se conecta	72	2690	91%
Material de Packer deteriorado	72	2762	93%
By-pass danado	72	2834	96%
Mala inspeccion antes de enviar al pozo	65	2899	98%
Excesiva cantidad de trabajo	65	2964	100%

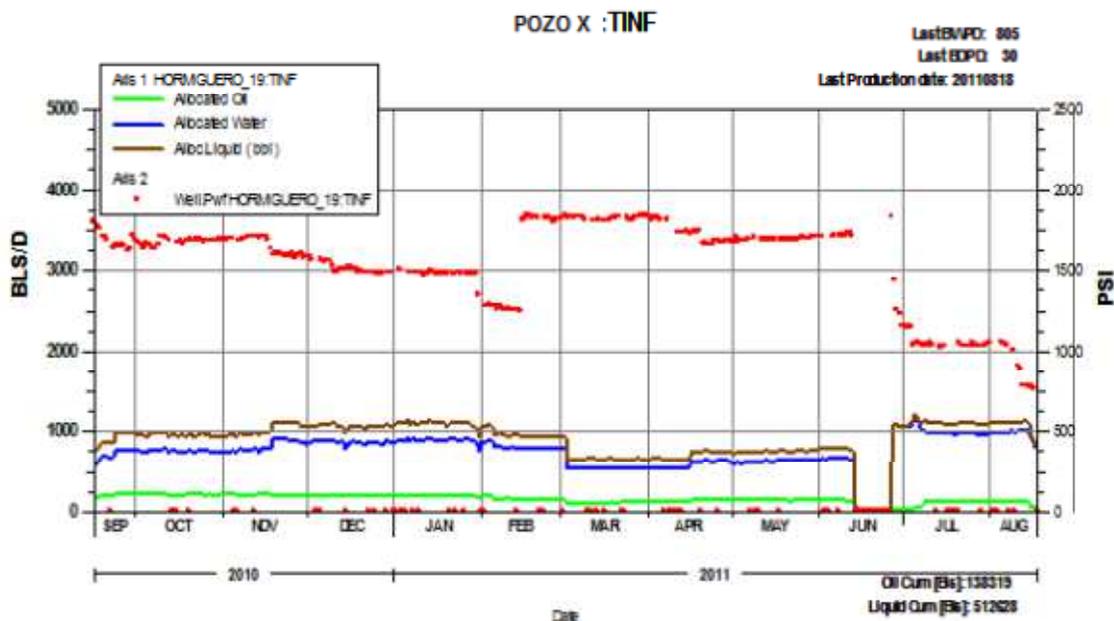
### ANEXO 3. TABLA CAUSAS PARÁMETROS DE BOMBEBO

CAUSA	Puntuación	Acumulado	% Acumulado	80-20
Fluido aislante	414	414	29%	80%
Permeabilidad	369	783	55%	80%
Porosidad	369	1152	81%	80%
API de Fluido de reservorio	184	1336	94%	80%
Falla de Equipos	90	1426	100%	80%
	1426			

### ANEXO 4. TABLA SUB-CAUSAS PARÁMETROS DE BOMBEBO

Subcausa	Puntuación	Acumulado	% Acumulado	80 - 20
Selección de fluido aislante	315	315	22%	80%
Arenas Consolidadas / No Consolidadas	283	598	42%	80%
Crudo Pesado	243	841	59%	80%
Empaquetamiento: Unión de entre poros	243	1084	76%	80%
Dano de Formación	162	1246	87%	80%
Falla de Bomba	90	1336	94%	80%
Equipo de baja capacidad	90	1426	100%	80%
	1426			

## ANEXO 5. CURVAS DE PRODUCCIÓN “T” INFERIOR POZO X



## ANEXO 6. DATOS DE PRODUCCIÓN “U” INFERIOR POZO X

Date	PUMP	BFPD Bls	BOPD Bls	BWPD Bls	BSW %	GAS Mcf	GOR Mcf/Bls	SALINIDAD NaCl ppm	API	INYECCION Bls	P. INYEC. Psi	CSG Psi
3-Jan-14	Jet 10-I (DIRECTA)	226	102	125	55,1%	4	40	75.149	18,1	1632	3100	160
4-Feb-14	Jet 10-I (DIRECTA)	240	111	129	53,7%	2	20	75.218	18,1	1566	3000	160
5-Mar-14	Jet 10-I (DIRECTA)	299	80	219	73,1%	3	35	77.239	18,1	1660	3000	180
5-Apr-14	Jet 10-I (DIRECTA)	325	107	218	67,1%	4	34	74.662	18,1	1697	3000	170
3-May-14	Jet 10-I (DIRECTA)	323	85	238	73,7%	3	40	74.820	18,1	1613	3000	200
4-Jun-14	Jet 10-I (DIRECTA)	331	84	247	74,6%	2	29	73.810	18,1	1566	2950	200
19-Jun-14	Jet 10-I (DIRECTA)	245	62	183	74,8%	5	73	75.818	18,1	1575	3000	210
5-Jul-14	Jet 10-I (DIRECTA)	213	53	161	75,3%	2	47	75.818	18,1	1538	3000	230
6-Aug-14	Jet 10-I (DIRECTA)	231	59	172	74,3%	3	52	74.649	18,1	1569	3000	230
20-Aug-14	Jet 10-I (DIRECTA)	230	57	172	75,0%	3	49	74.649	18,1	1622	3000	220
19-Sep-14	Jet 10-I (DIRECTA)	214	53	161	75,2%	3	62	74.825	18,1	1547	3000	195
3-Oct-14	Jet 10-I (DIRECTA)	214	52	162	75,5%	3	65	74.825	18,1	1530	2950	195
21-Oct-14	Jet 10-I (DIRECTA)	248	60	188	75,8%	3	57	76.478	18,1	1594	3000	200

## ANEXO 7. DATOS DE PRODUCCIÓN “T” SUPERIOR POZO X

Date	PUMP	BFPD Bls	BOPD Bls	BWPD Bls	BSW %	GAS Mcf	GOR Mcf/Bls	SALINIDAD NaCl ppm	API	INYECCION Bls	P. INYEC. Psi	CSG Psi
2-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	172	157	15	8,6%	6	39	50.697	24,8	1513	2450	90
3-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	255	245	9	3,7%	9	38	59.298	23,9	2091	2340	130
4-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	184	182	2	1,0%	7	36	67.898	23,9	2057	2260	130
5-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	138	138	0	0,3%	5	37	67.898	23,9	1982	2367	137
6-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	362	237	125	34,5%	9	38	66.660	26,6	2099	3000	165
7-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	467	429	38	8,2%	16	38	65.175	26,6	1917	3000	160
8-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	416	395	21	5,1%	15	37	65.175	26,6	1960	3000	150
9-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	438	385	52	12,0%	14	37	64.969	26,6	1963	3000	153
10-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	388	276	112	28,8%	11	38	75.158	26,6	1973	2963	150
11-Nov-09	Jet 11-K (DIRECTA)	452	303	149	33,0%	5	16	73.425	26,6	1985	3000	155

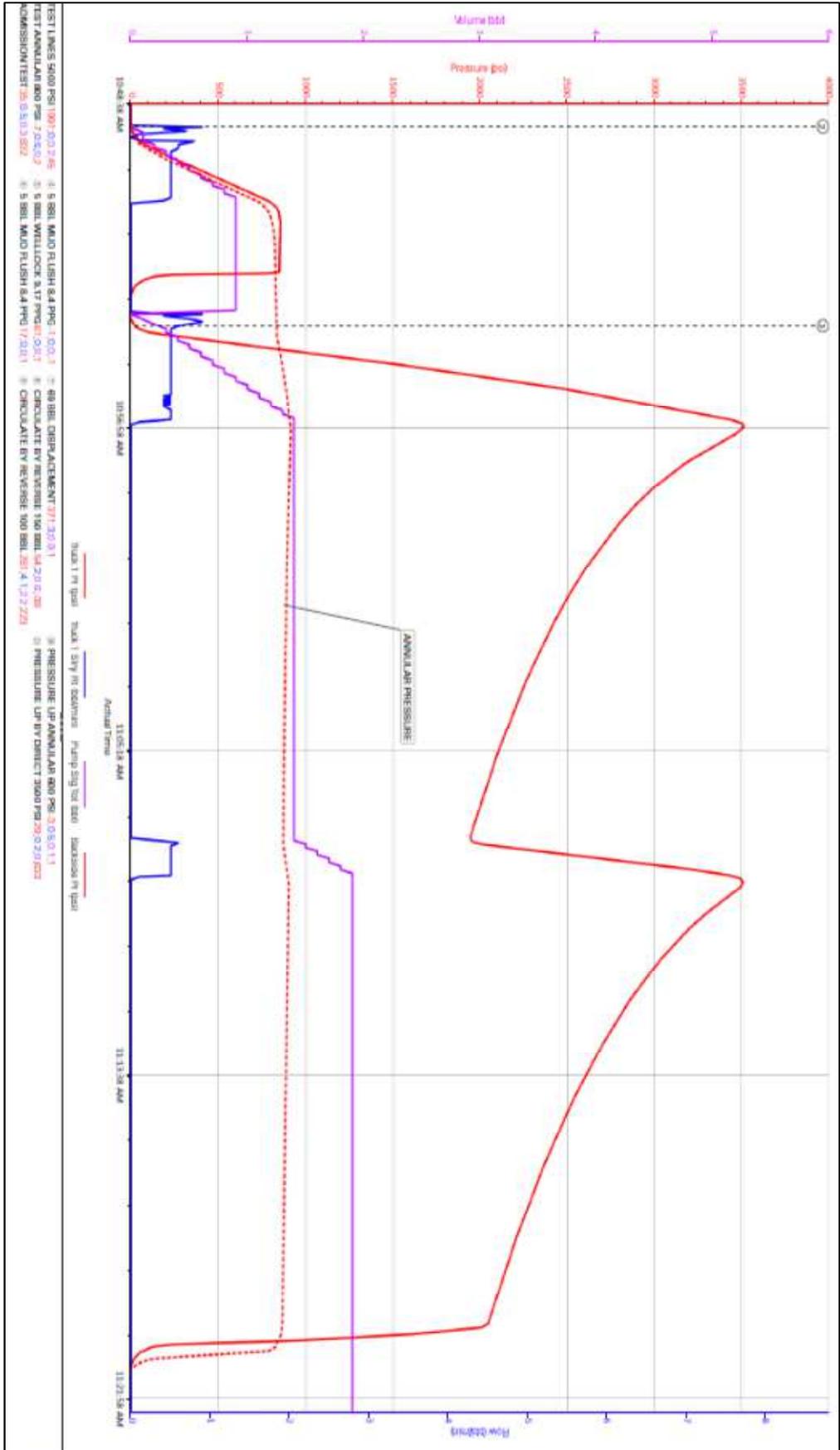
## ANEXO 8. REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO X

DOL	Description
1.00	Installing landing joint on tubing hanger, working string to release the packer.
2.00	RIH Milling BHA in 3 1/2" IF Drill Pipe picking up from pipe racks, drif and measuring. At 6:00 hrs in hole @ 2131 ft. (71 joints + BHA.)
3.00	Milling from 10,498.5 to 10,500 ft with 4 bpm, 80 rpm, 500 psi, 14000 lbs-ft and 4000 - 8000 pounds on the Junk mill
4.00	RIH Milling BHA #2 in 3-1/2" Drill pipe; at 06:00 hrs in the hole 4992 ft
5.00	POOH 6" impression block on 3-1/2" IF Drill pipe. At 06:00 hrs in the hole 1870 ft with 25 stds + 9 jts broken to pipe racks .
6.00	POOH SC-1 Retrieving tool BHA on 3-1/2" IF Drill pipe. At 06:00 hrs out of the hole 8939 ft with 141 stds, Weight up string 70K lbs.
7.00	POOH Milling shoe BHA #5 in 3-1/2" Drill pipe, Filling the well each 10 std 3 bts; at 06:00 hrs out the hole 4775 ft with 75 stds.
8.00	POOH Milling shoe BHA #6 in 3-1/2" Drill pipe, Filling the well each 10 std 3 bts; at 06:00 hrs out the hole 3804 ft with 60 stds, weight up 140K lbs.
9.00	Working string due Fish plug, jarring from 100K - 195K pounds to 240K (activate jar) increase up to 280K.
10.00	RIH BHA cleaning tools on 3 1/2" DP in stands @ 10735 ft in hole.
11.00	RIH 7" Cement retainer SLB on 3 1/2" D.P in stands @ 10400 ft in hole (163 stands)
12.00	RIH BHA to drill on 3 1/2" IF D.P. in stands (161 stands + BHA) @ 10400 ft in hole. Drilling out Cement retainer and Cement @ 10400 ft.
13.00	Perform injection test at "Lower U" interval with Halliburton pumps. REMARK communication tbg-csg. POOH BHA for squeeze, Slinger (Weatherford) on
14.00	POOH & L/D milling BHA. PUJ & MUJ Test BHA with mechanical packer. RIH 7" Mechanic Packer on 3 1/2" IF DP in stands @ 5393 ft in hole
15.00	POOH 7" x 2-7/8" EUE Retrievable Packer on 3 1/2" IF DP in stands. Report Time Depth @ 3400 ft.
16.00	Drilling out Welllock cement from 10326 ft to 10430 ft
17.00	Continue RIH BHA cleaning tools on 3 1/2" DP in stands @ 10730 ft in hole, Pump 50 bts viscous pill by reverse to clean the well. Displace pill & Change w/
18.00	RUJ & RIH BAKER Wireline tools to with Guns 4 1/2" ETA HMX DP CHARGES 60-62" 5 SPF + GR-CCL. Re-Perforate "Upper T" @ 10641 ft - 10652 ft. P/
19.00	RIH HYDRAULIC completion assembly on 3 1/2" EUE Tbg string. Make Up 11" x 3 1/2" EUE Tbg Hanger + install 3 1/2" BPV. Test pressure @ 3000 psi, 10 m
20.00	Waiting on daylight for Rig down.

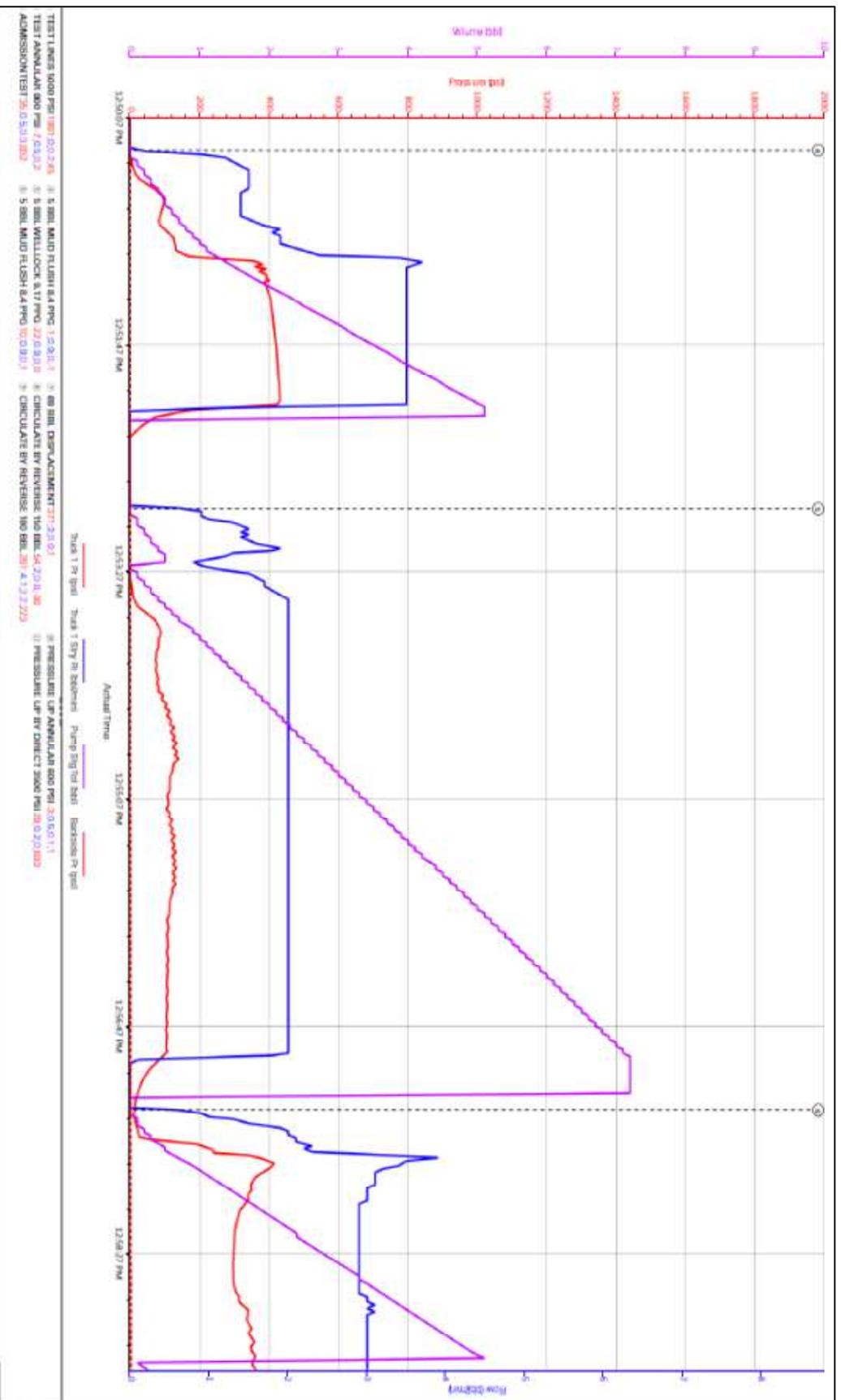




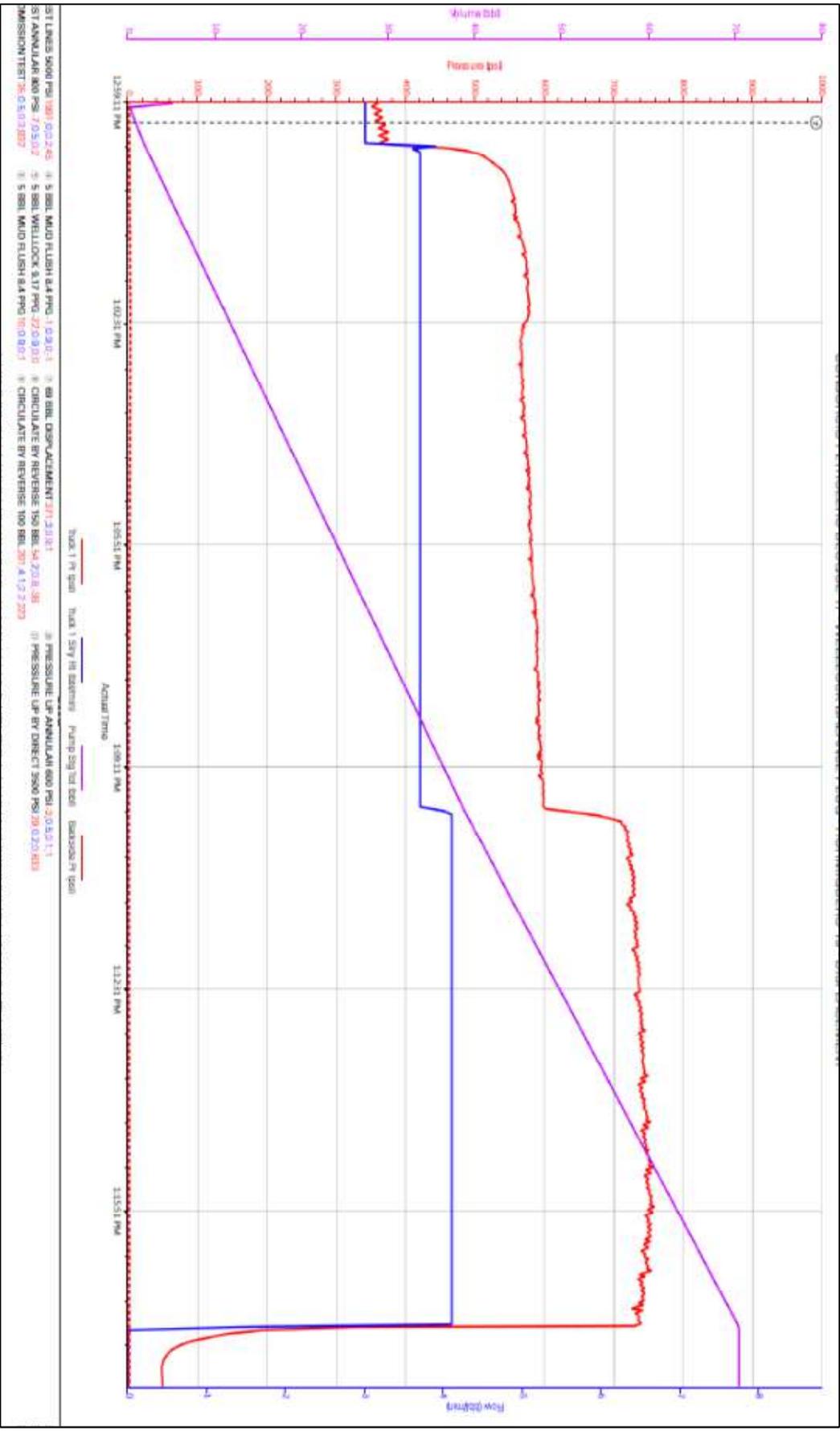
CONSORCIO PETROLERO BLOQUE 17 - RESINA TAPON BALANCEADO PRESURIZADO - POZO X - PRUEBA DE ADMISION



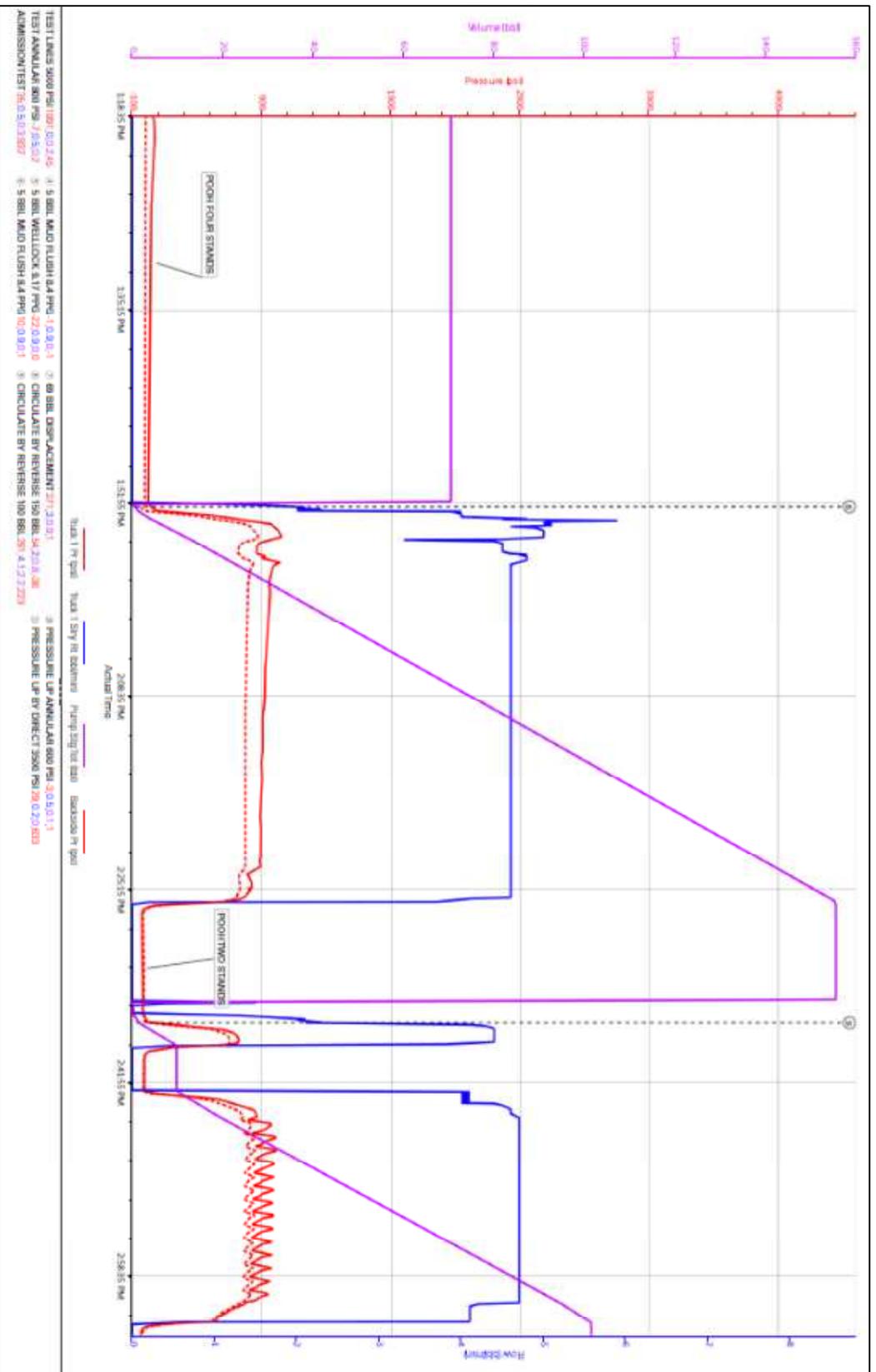
# CONSORCIO PETROLERO BLOQUE 17 - RESINA TAPON BALANCEADO PRESURIZADO – POZO X – BOMBEO FLUIDOS DE FORZAMIENTO



# CONSORCIO PETROLERO BLOQUE 17 - RESINA TAPON BALANCEADO PRESURIZADO - POZO X - DESPLAZAMIENTO



CONSOR. PETROLERO B17 - RESINA TAPON BALANCEADO PRESURIZADO - POZO X - CIRCULANDO EN REVERSA



CONSORCIO PETROLERO BLOQUE 17 - RESINA TAPON BALANCEADO PRESURIZADO - POZO X - PRESURIZA ANULAR -  
 PRESURIZA POR SIRECTA



**ANEXO 10. FOTOS DEL TAPON BALANCEADO PRESURIZADO POZO X  
CAMION DE CEMENTACIÓN Y RIG 904**



**BANO MARÍA**



## SISTEMA PRESURIZADO A 3,500 PSI Y CAYENDO



## TUBERÍA RECUBIERTA CON RESINA



## ZARANDO SEPARANDO RESINA DEL FLUIDO DE RETORNO



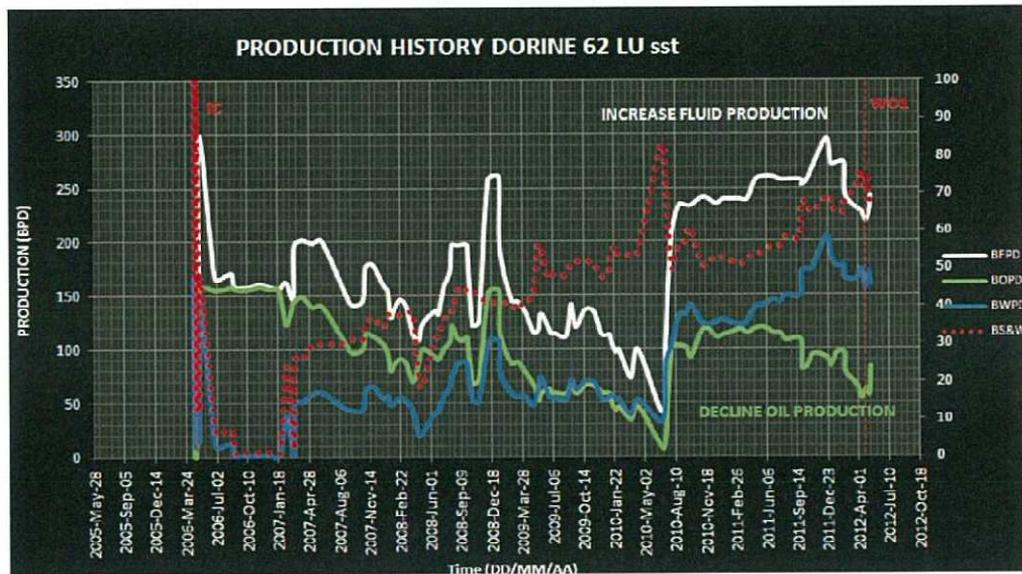
## RESINA A LA SALIDA DE LA ZARANDA



# ANEXO 11. CURVAS Y TABLA DE PRODUCCIÓN “U” INFERIOR POZO Y

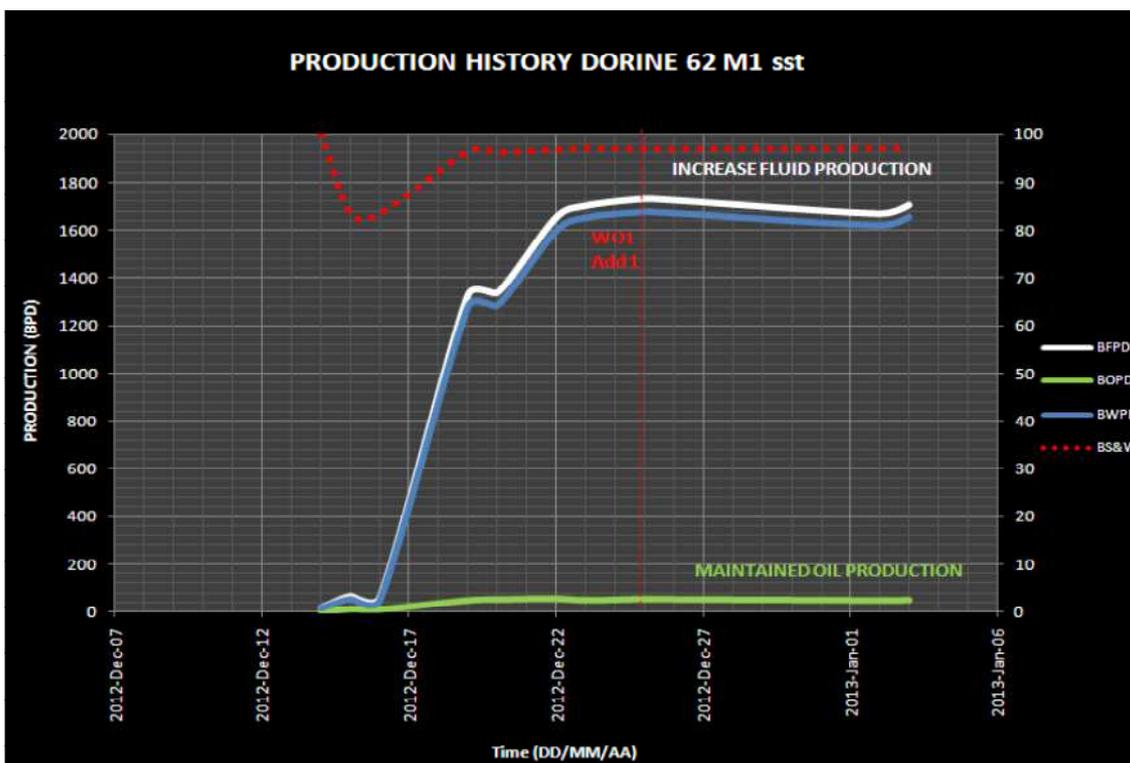
IC: Interval perforated LU sst 10,370 ft – 10,380 ft MD.

Well Name		DORINE 62(LOW U)												
Production Date	BFPD	BOPD	BWPD	BS&W	Gas	API	Salinity	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp	
2006-Dec-20	158	156	2	1.27	0.21	21.4	13750	0	32	3000	0	0	0	
2007-Dec-28	160	105	55	34.38	0.14	20.5	14190	0	32	3000	0	0	0	
2008-Dec-07	258	152	106	41.09	0.21	21.9	14520	0	32	3000	155	0	0	
2009-Dec-13	113	59	54	47.79	0.08	22.3	14190	0	32	3000	150	0	0	
2010-Dec-22	236	111	125	52.97	0.15	21.6	14272	0	32	3000	165	0	0	
2011-Jan-14	240	113	127	52.92	0.15	21.8	14454	0	32	3000	140	0	0	
2011-Feb-05	240	115	125	52.08	0.16	21.8	14355	0	32	2750	145	0	0	
2011-Mar-12	240	118	122	50.83	0.16	21.8	13980	1532	32	2850	130	0	0	
2011-Apr-04	240	115	125	52.08	0.16	21.8	14355	1532	32	2950	145	0	0	
2011-May-27	261	120	141	54.02	0.16	21.8	13912	1532	32	3000	130	0	0	
2011-Jun-27	261	115	146	55.94	0.16	21.8	14025	1532	32	2900	140	0	0	
2011-Jul-22	258	114	144	55.81	0.16	21.8	13980	1532	32	3000	142	0	0	
2011-Aug-07	258	108	150	58.14	0.15	21.8	14025	1532	32	3000	140	0	0	
2011-Sep-30	253	82	171	67.59	0.11	21.8	14850	1532	32	2800	140	0	0	
2011-Oct-17	258	84	174	67.60	0.11	21.8	14850	0	32	2950	140	0	0	
2011-Nov-05	270	95	175	64.90	0.13	22	14438	0	32	2900	130	0	0	
2011-Dec-20	296	92	204	69.00	0.12	22	14520	0	32	3000	140	0	0	
2012-Jan-02	273	84	189	69.30	0.11	22.2	14768	0	32	3000	0	0	0	
2012-Feb-16	273	96	177	65.00	0.13	22.2	16047	0	32	3000	140	0	0	
2012-Mar-27	231	66	165	71.50	0.09	22.1	14684	0	32	3000	135	0	0	
2012-Apr-11	228	54	174	76.40	0.07	22	14684	0	32	3000	135	0	0	
2012-May-12	243	83	160	65.80	0.11	21.9	16500	0	32	3020	135	0	0	



Np = 194,924 bbls; Nw = 166,276 bbls; Ng = 29,637 mpc (July 2014).

## ANEXO 12. CURVAS DE PRODUCCIÓN M-1 POZO Y



## ANEXO 13. TABLA DE PRODUCCIÓN M-1 POZO Y

WO 1: Interval perforated M1 sst 9,678 ft - 9,694 ft MD.

Well Name		DORINE 62(M1)												
Production Date	BFPD	BOPD	BWPD	BS&W	Gas	API	Salinity	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp	
2012-May-23	0.01	0	0	100.00	0	0	14190	0	0	3000	0	0	0	
2012-Dec-14	17.4	0	17	100.00	0	21.9	15262	0	32	15	0	0	0	
2012-Dec-15	66.9	11	56	83.40	0.01	21.9	15262	0	32	15	0	0	0	
2012-Dec-16	61.1	10	51	83.40	0.01	21.9	15262	0	32	15	0	0	0	
2012-Dec-19	1328	48	1280	96.40	0.06	21.9	13407	0	32	2600	0	0	0	
2012-Dec-20	1337	52	1285	96.10	0.07	22.2	13407	0	32	2500	0	0	0	
2012-Dec-22	1653	55	1598	96.70	0.07	21.7	12169	0	32	3000	0	0	0	
2012-Dec-23	1701	49	1652	97.10	0.06	21.7	12169	0	32	3000	0	0	0	
2012-Dec-25	1730	54	1676	96.90	0.07	21.7	11715	0	32	3000	0	0	0	
2012-Dec-26	1724	53	1671	96.90	0.07	21.7	11220	0	32	3000	0	0	0	
2013-Jan-02	1668	48	1620	97.10	0.07	21.7	11770	0	32	3000	0	0	0	
2013-Jan-03	1704	49	1655	97.10	0.07	21.9	11880	0	32	3000	0	0	0	

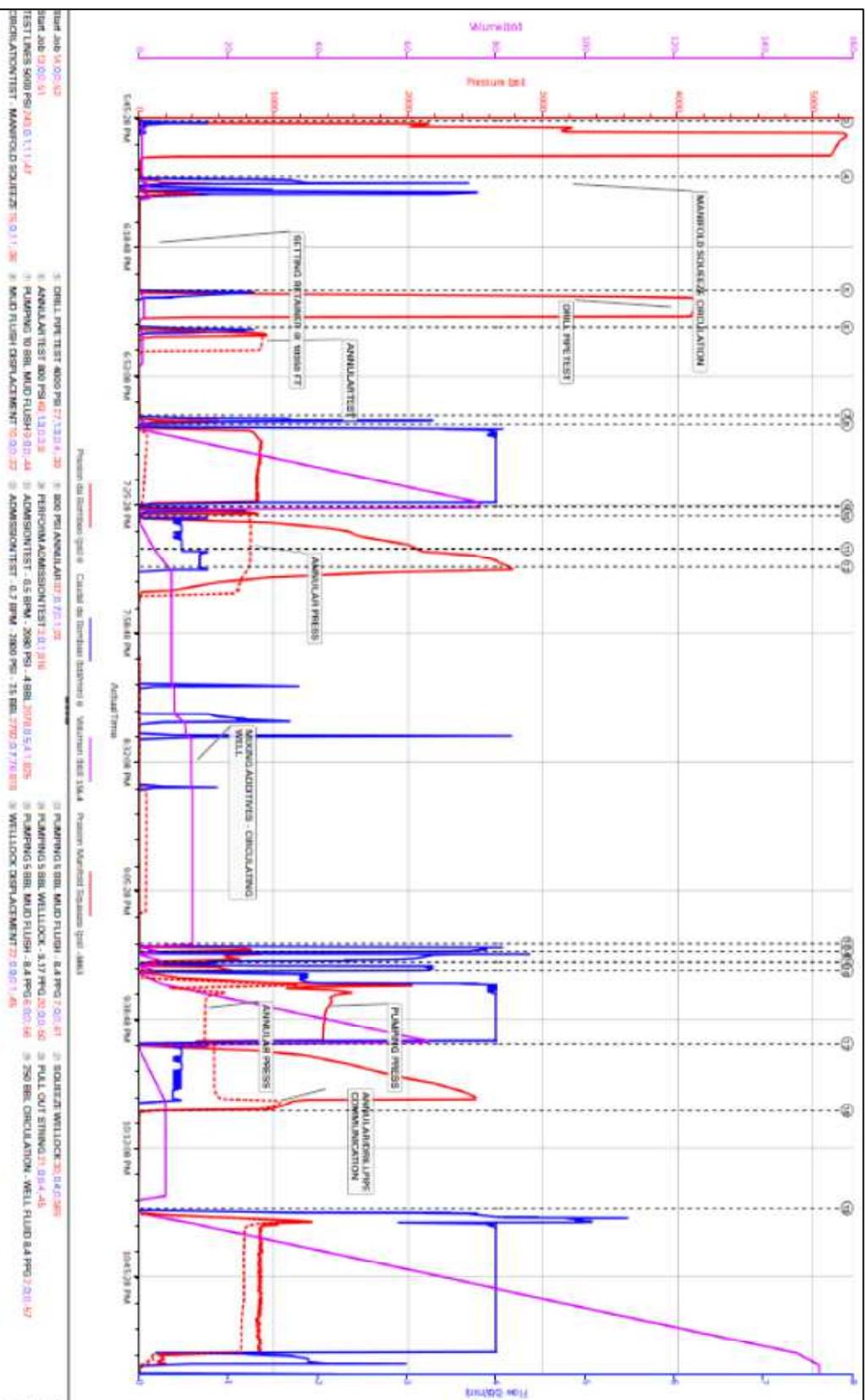
$N_p = 687.69$  bbls;  $N_w = 24,901.95$  bbls;  $N_g = 171$  mpcs (July 2014).

## ANEXO 14. REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO Y

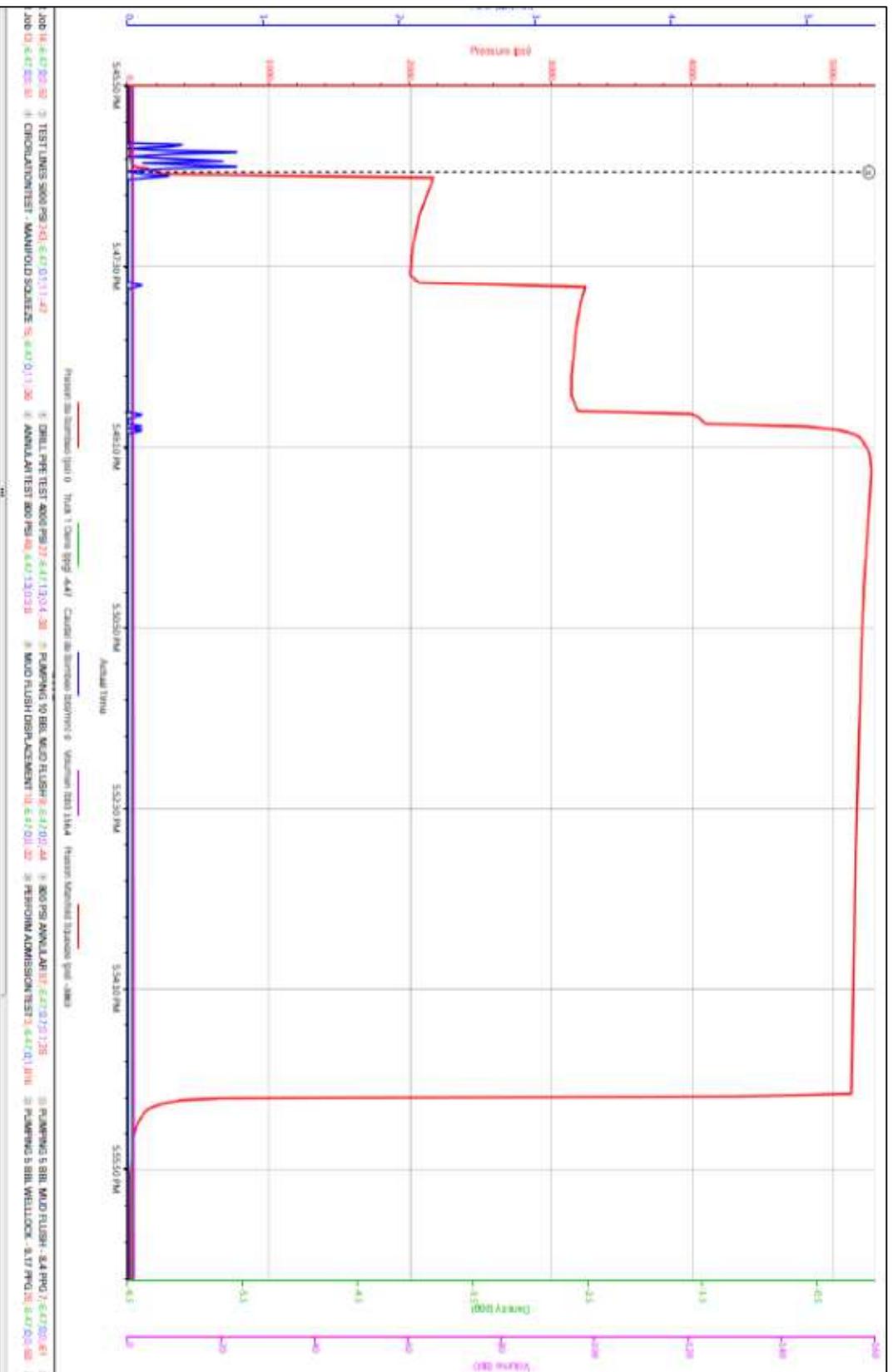
DOL	Description
1.00	Waiting for day light to continue mobilization.
2.00	Kill operations + N/D C section + N/U BOP stack
3.00	Rig down hyd assembly + RIH cleaning assembly.
4.00	Pull and rig down cleaning assembly + running CIBP
5.00	Squeeze operations to M-1 sand + POOH
6.00	Drilling CR and some cement to 9643'
7.00	RIH with new Drilling BHA to clean hole.
8.00	POOH drilling BHA
9.00	RIH with Weatherford CIBP.
10.00	POOH with stinger.
11.00	Milling Resine under CR.
12.00	RIH cleaning BHA
13.00	Finish POOH with cleaning BHA and RIH with Gun to perforate upper T sand.
14.00	RIH with Centrlift ESP P-4
15.00	RIH ESP P-4
16.00	Test Pump and waiting daylight to move rig

# ANEXO 15. CURVAS DEL TAPON BALANVCEADO PRESURIZADO POZO Y

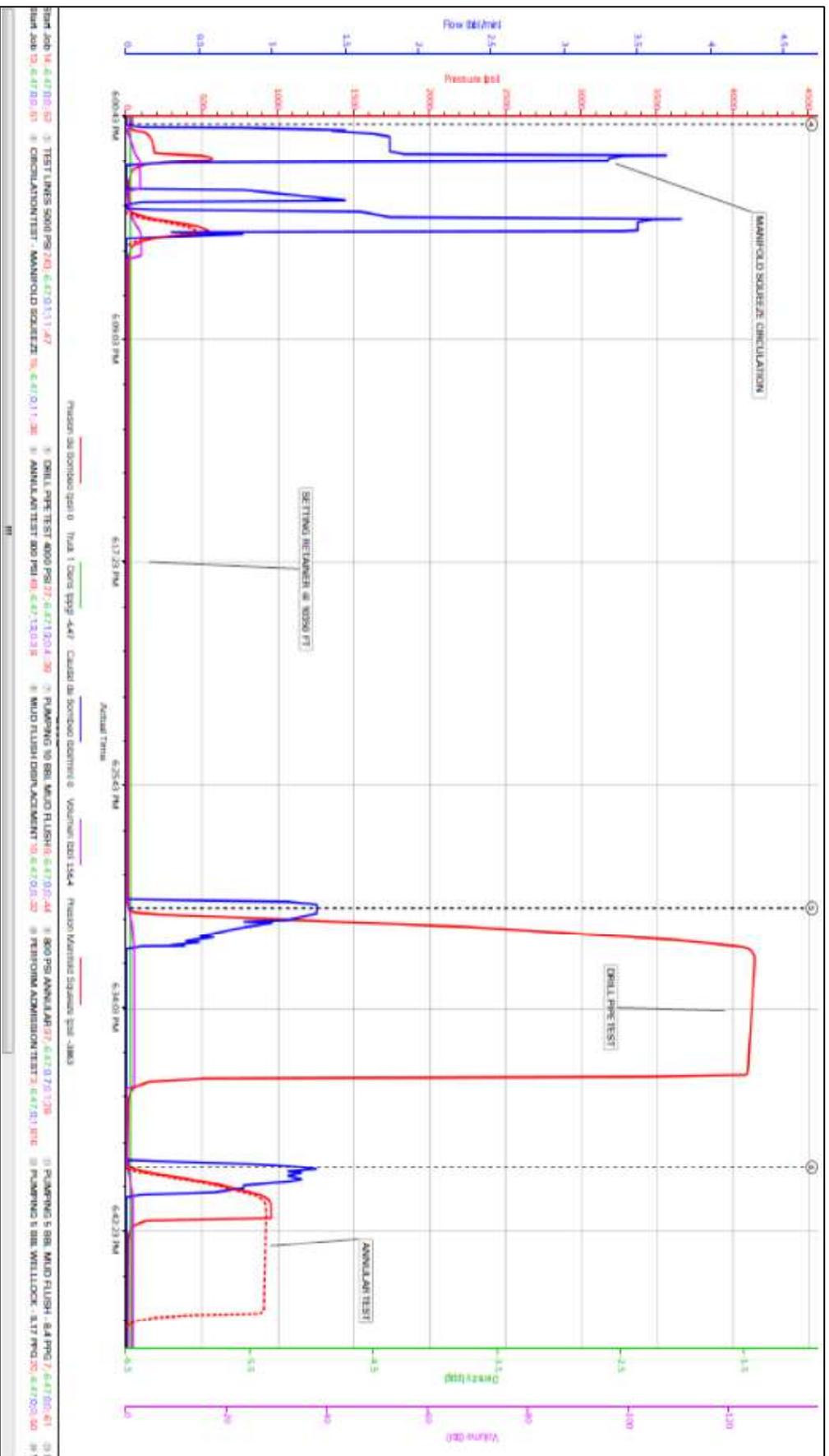
## ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – RESUMEN DE TRABAJO



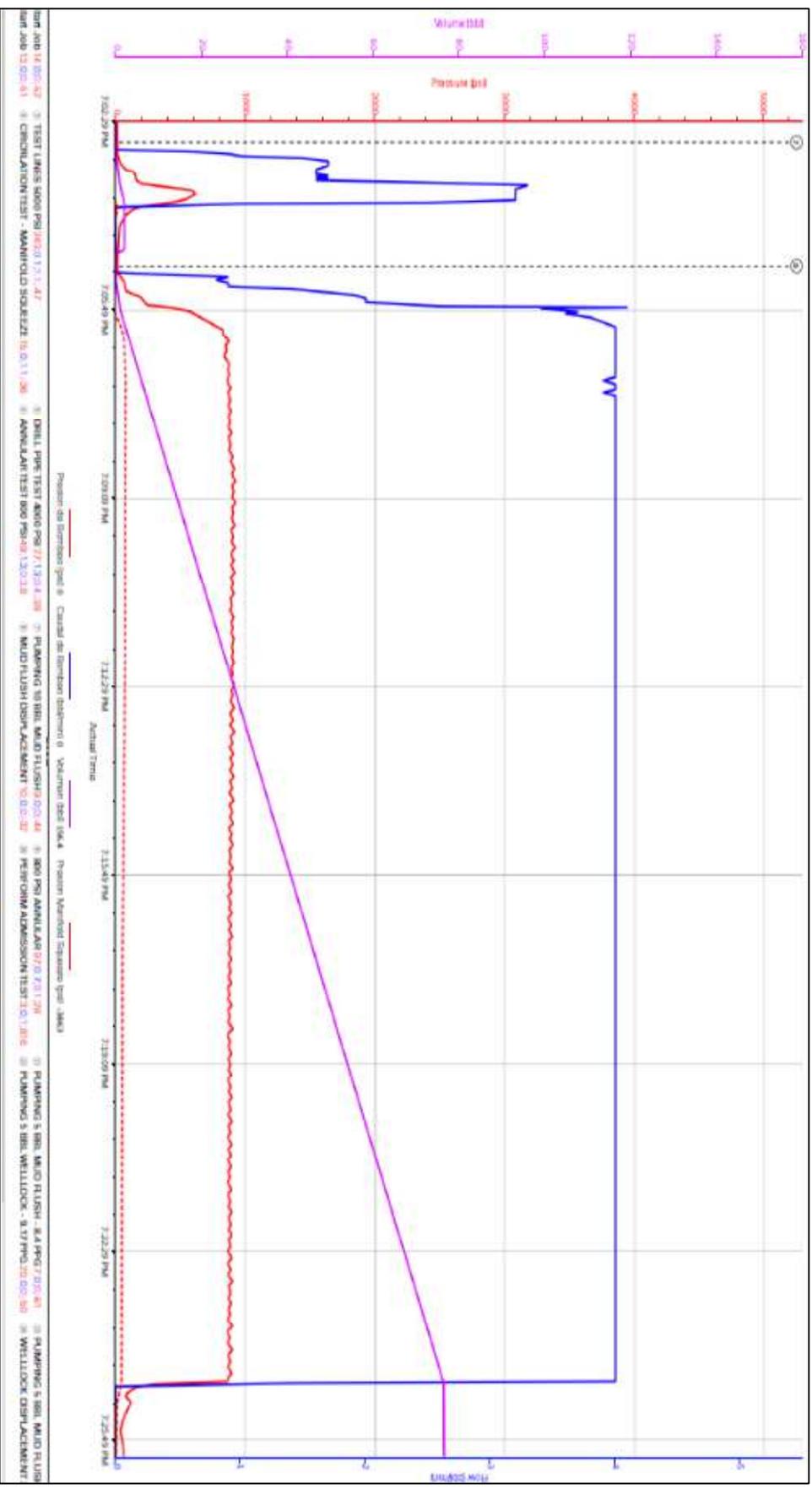
# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – PRUEBA DE LINEAS



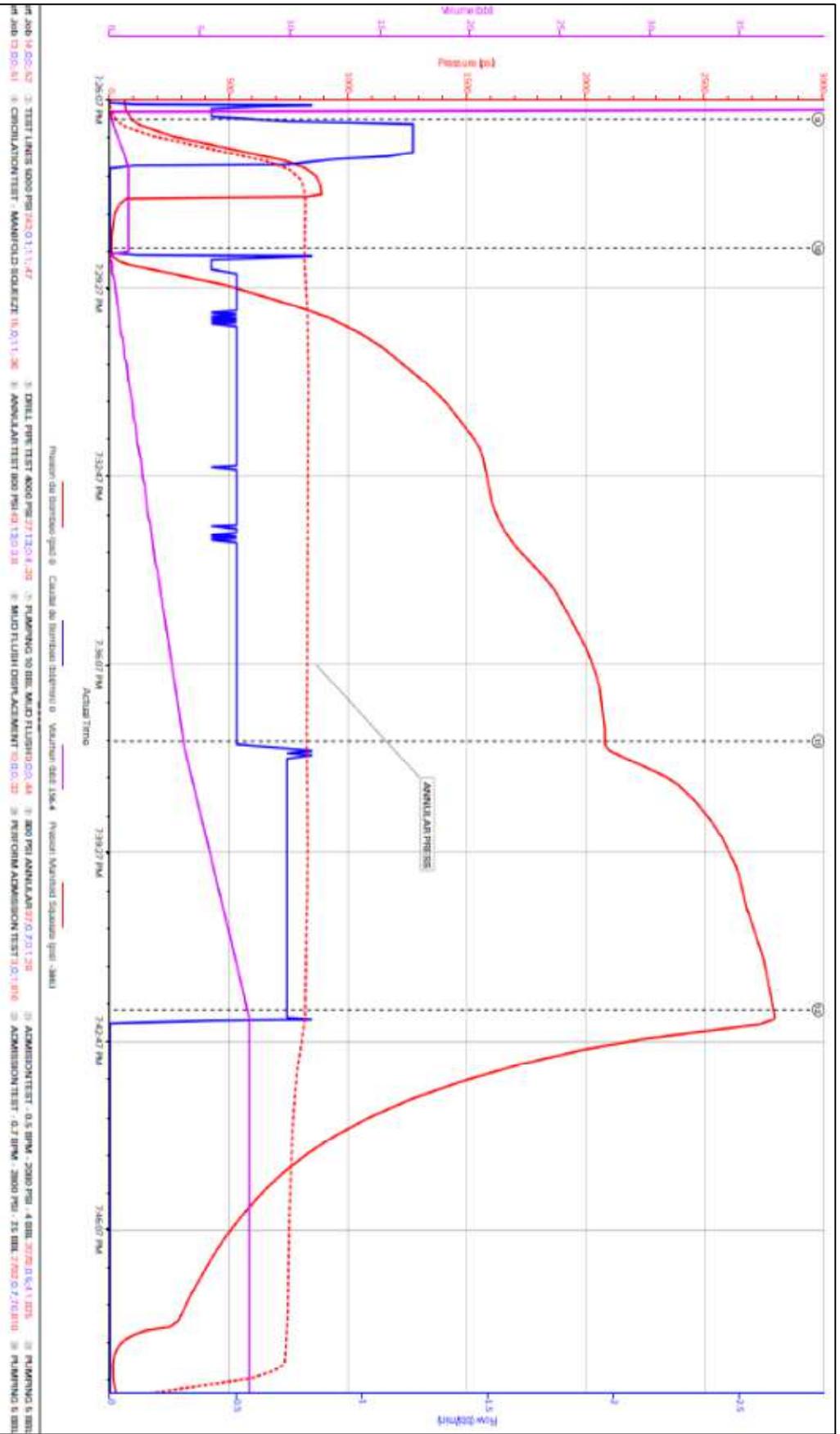
# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – CIRCULACIÓN MANIFOLD + PRUEBA DRILLPIPE + PRUEBA ANNULAR



# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – BOMBANDO + DESPLAZANDO PRUEBA DE ADMISION - 10 BBL MUD FLUSH



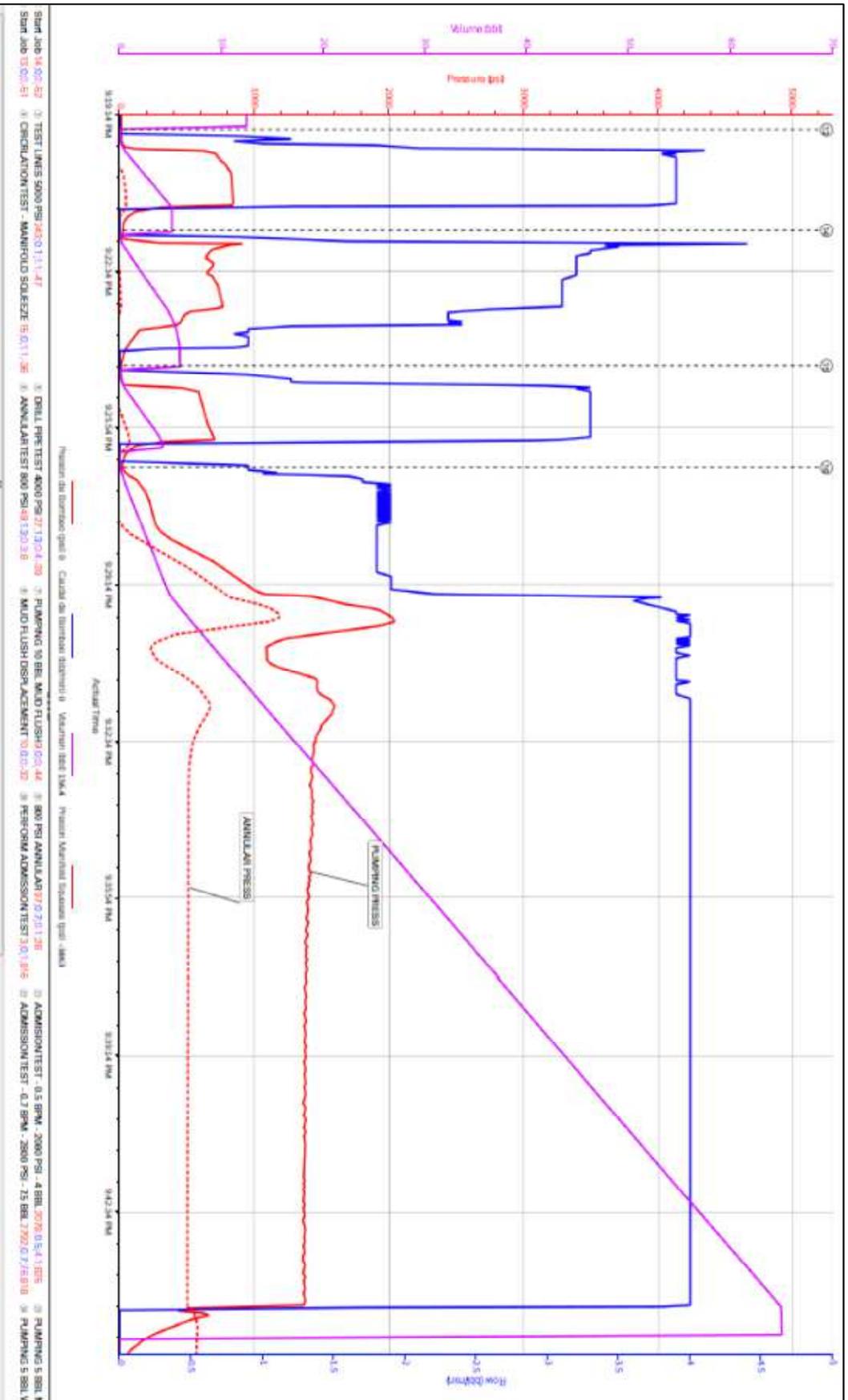
# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – PRUEBA DE ADMISION



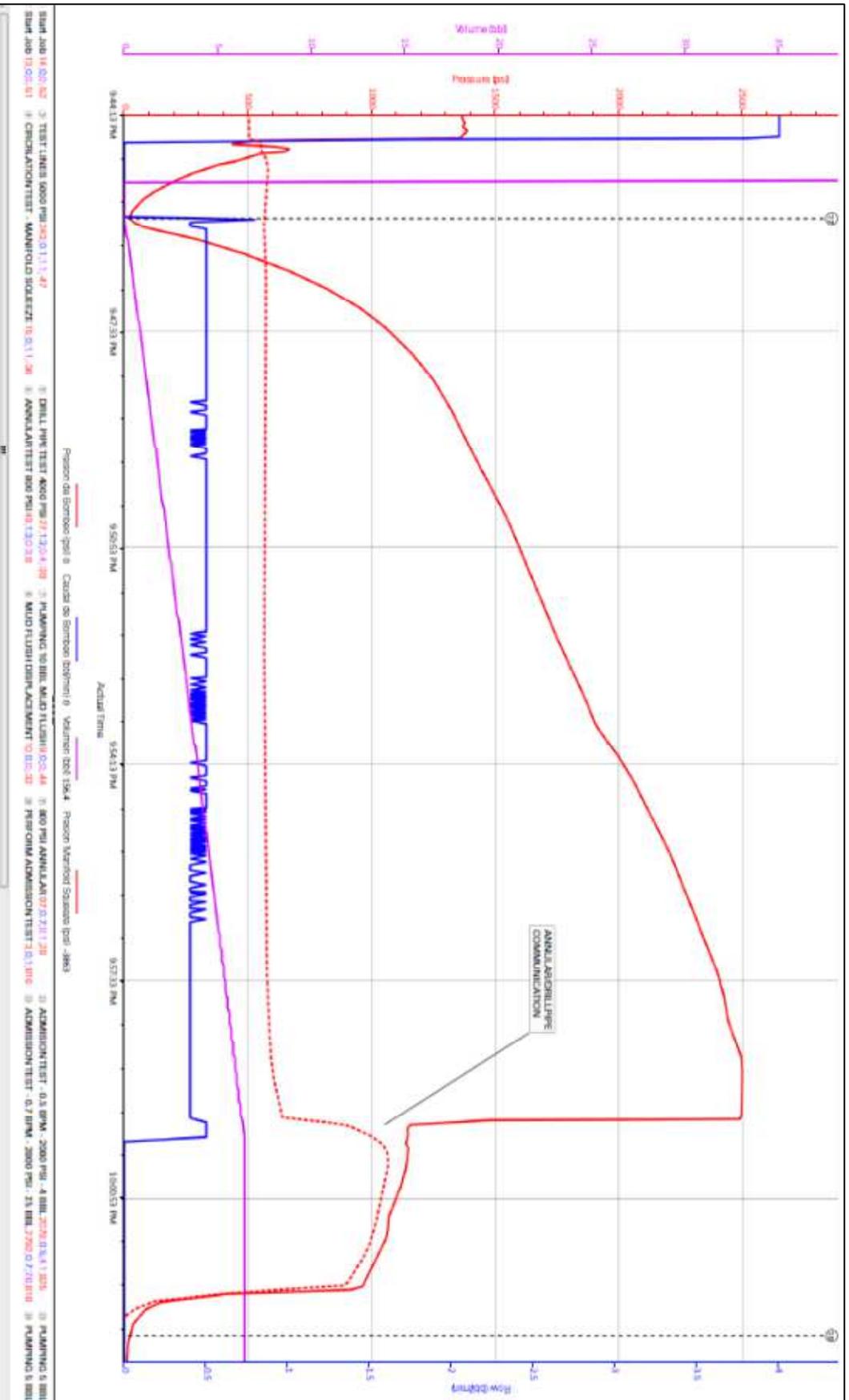
Job ID: 1420512    3 TEST LIMITS 1000 PSI/2011/1/1/47    3 DRILL PRT TEST 4000 PSI/27/12/08/20    3 PUMPING 50 BBL WILD FLUSH/DQ/44    3 800 PSI ANNUAL ATP/7/07/11/28    3 ADMISSTEST - 0.5 BPM - 2000 PSI - 4 BBL/27/02/11/04/1/025    3 PUMPING 5 BBL  
 Job ID: 1420512    3 CRIBULATION TEST - MANHOLES SQUEEZE 18,0/11/30    3 ANNULANT TEST 100 PSI/4/13/03/3    3 MILD FLUSH DRIP/ACCEMENT 10/00/03    3 PERFORM ADMISION TEST 11/07/06    3 ADMISION TEST - 0.7 BPM - 2000 PSI - 15 BBL/7/02/07/10/010    3 PUMPING 5 BBL

Presión de Inyección (psi)    Caudal de Inyección (bbl/d)    Volumen de Inyección (bbl)    Presión Anular Squeeze (psi)

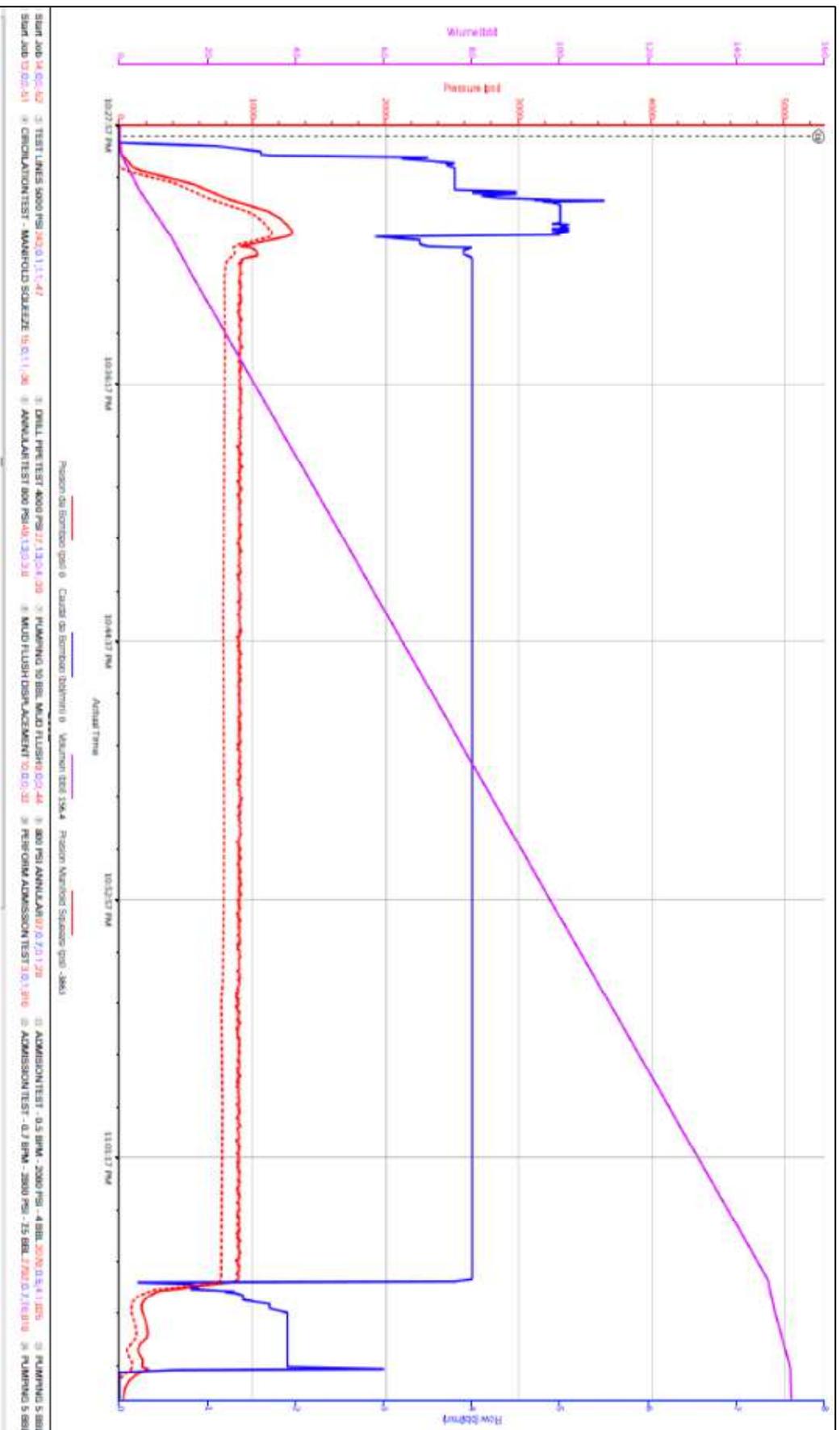
# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – BOMBANDO FLUIDOS DE AISLAMIENTO + DESPLAZANDO



# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE



# ANDESPETROLEUM – POZO Y - RESINA SQUEEZE – CIRCULANDO EN REVERSA



**ANEXO 16. FOTOS DEL SQUEEZE EN EL POZO Y  
WIPE BALL Y EN FONDO PULSONIX**



**CAMION BOMBA Y LINEAS SUPERFICIALES**



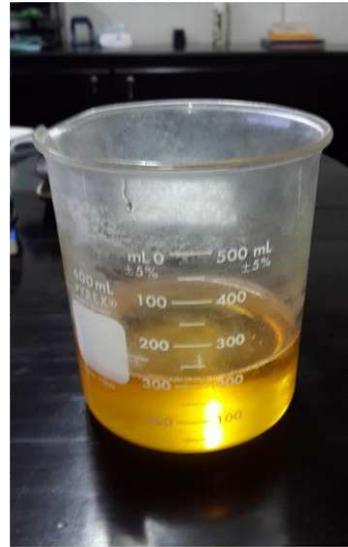
## MUESTRAS DE RESINA INTRODUCIDAS EN BANO MARÍA



10 minutos



30 minutos



8 horas

## BANO MARÍA



# ANEXO 16. ANALISIS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS POZO X

**HALLIBURTON**  
Ecuador, Coca

Lab Results- Squeeze

### Job Information

Request/Slurry	2180862/1	Rig Name		Date	29/OCT/2014
Submitted By	Marco Cayo	Job Type	Perforation Squeeze	Bulk Plant	Coca
Customer	Andes Petroleum Ecuador Ltd.	Location	Fco.Orellana.	Well	POZO X

### Well Information

Casing/Liner Size	7 in / 177.8 mm	Depth MD	3189 m / 10463 ft	BHST	92°C / 198°F
Hole Size	8.5 in / 215.9 mm	Depth TVD	2997 m / 9834 ft	BHCT	78°C / 173°F
Pressure	207 bar / 3000 psi				

### Drilling Fluid Information

Mud Supplier Name		Mud Trade Name		Density	9.6 lbm/gal
-------------------	--	----------------	--	---------	-------------

### Cement Information - Squeeze Design

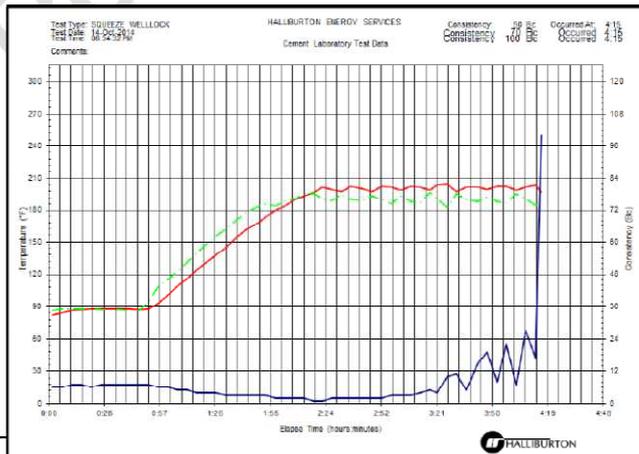
Conc	UOM	Cement/Additive	Sample Type	Sample Date	Lot No.	Cement Properties
100 %	BWOR	WellLock R1	Chemicals	28.05.14		Slurry Density 9.17 lbm/gal
33.3 %	BWOR1	WellLock R2	Chemicals	27.08.14		
38.7 %	BWOR1	WellLock H1	Chemicals	28.05.14		

Water Source Fresh Water  
Water Chloride N/A

### Investigation Test Results Request ID 2180862/1

#### Thickening Time, Request Test ID:31948052

Temp (°F)	Pressure (psi)	Batch Mix (min)	Reached in (min)	50 Bc (hh:mm)	70 Bc (hh:mm)	100 Bc (hh:mm)
173	5232	45	60	04:15	04:15	04:15



This report is the property of Halliburton Energy Services and is not to be used, copied, or distributed without first securing the expressed written approval of Halliburton. It may however be used in the course of regular business operations by any person or concern receiving such report from Halliburton. This report is for information purposes only and the content is limited to the sample described. Halliburton makes no warranties, expressed or implied, as to the accuracy of the contents or results. Any user of this report agrees Halliburton shall not be liable for any loss or damage regardless of cause, including any act or omission of Halliburton, resulting from the use hereof.

**Crush Compressive Strength, Request Test ID:31948053**

Curing Temp (°F) 198      Curing Pressure (psi) 3000      Time 1 (hrs) 24      24 hr SC (psi) 12298psi

Area Cubo: 3.96 in;

Max. Sample Load: 48948 (lbf)

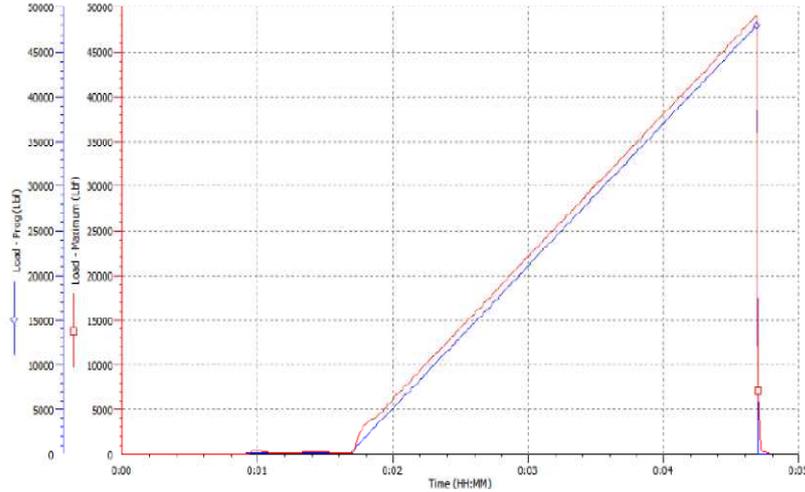
Nota: 48948 es la máxima carga que se puede aplicar a la muestra en el equipo y no se logró romper.

**HALLIBURTON**

Well ID: Hormiguero 19  
 Test Start: 10/22/2014 11:35:06 AM  
 Test Stop: 10/22/2014 11:39:47 AM  
 WellLock AddIns: WellLock R1+WellLock R2+WellLock H1

Customer: AMCES PETROLEUM  
 Cement Class: WELLLOCK  
 Cement Manufacturer: HALLIBURTON

Maximum Sample Load: 48948 Lbf



Test File Name: 420TD-Hormiguero 19\_H\_Squeeze\_WellLock Oct-22-2014.lst  
 Printed: 10/22/2014 12:10:06 PM

Page 1

**FYSA Viscosity Profile & Gel Strength, Request Test ID:31962262**

Test Temp (°F)	300	200	100	6	3	Foam Quality
	173	10	6	3	1	0

YP= 2.708(lbf/100ft2)

PV= 95.733(cP)

**FYSA Viscosity Profile & Gel Strength, Request Test ID:31962263**

Test Temp (°F)	600	300	200	100	6	3	Foam Quality
	80	59	30	20	11	1	0

YP= 0.61(lbf/100ft2)

PV= 318.05 (cP)

## Compatibility Test, Request Test ID:31962264

**Objetivo:** Determinar la compatibilidad entre: WellLock-Salmuera ; WellLock-Mud Flush y la reacción o efecto que produce al entrar en contacto estos fluidos.

- Para las pruebas de compatibilidad se preparó salmuera con cloruro de potasio (KCL) de 8.4 ppg; Mud Flush que de acuerdo al programa será utilizado como preflujado y WellLock en base a las concentraciones indicadas inicialmente.



## WellLock – Mud Flush & WellLock – Salmuera

- Proportion 75-25

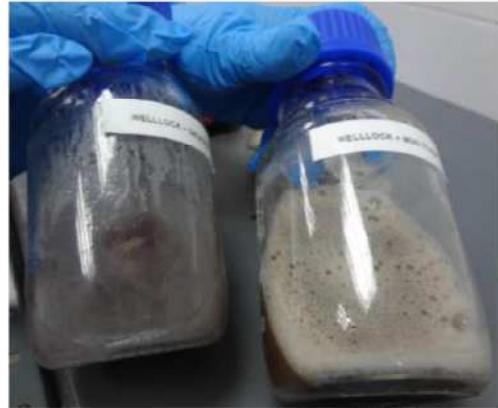


WELLOCK-MUDFLUSH



WELLOC-SALMUERA

**Resultados a los 45min.**



MUESTRA SE MANTIENE FLUIDA

**Resultados a los 1:36 min.**



MUESTRA SE MANTIENE FLUIDA

**Resultados a los 2:21 min.**



MUESTRA CONTAMINADA CON MUD FLUSH MUESTRA LEVE GELIFICACION DEL WELLOCK

Request ID : 2180862



MUESTRA CONTAMINADA CON SALMUERA MUESTRA LEVE GELIFICACION DEL WELLOCK

Resultados a los 3:01 min.



MUESTRA CONTAMINADA CON MUD FLUSH A LAS TRES HORAS GENERA UN GEL VISCOSO



MUESTRA CONTAMINADA CON SALMUERA A LAS TRES HORAS GENERA UN GEL ALTAMENTE VISCOSO

- Proportion 50-50



WELLOCK- MUDFLUSH



WELLOCK- SALMUERA

Resultados a los 00:51 min.



MUESTRA SE MANTIENE FLUIDA

Resultados a las 2:45 min.



MUESTRA CONTAMINADA CON SALMUERA Y MUD FLUSH A LAS 02:45 NO BOMBEABLE