

**MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL ANALIZADOR
DE POZOS**

IVÁN DARÍO LOPESIERRA GUTIÉRREZ

JULIÁN SILVESTRE ÁLVAREZ FERNÁNDEZ

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

2009

**MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL ANALIZADOR
DE POZOS**

IVÁN DARÍO LOPESIERRA GUTIÉRREZ

JULIÁN SILVESTRE ÁLVAREZ FERNÁNDEZ

Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos

JULIO CESAR PÉREZ

Ing. Petróleos

DIRECTOR

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

2009

DEDICATORIA

Trabajo dedicado principalmente a Dios,
a mi madre por su deseo y su lucha incesante por convertirme en lo que soy,
a mi familia por su apoyo eterno e incondicional
y como no dedicárselo a la mujer que fortalece en todo momento mis ganas por
crecer como persona y profesional

Mi novia

Iván Darío Lopesierra Gutiérrez

A quienes me han apoyado y han estado al frente guiándome por el camino correcto, luchando para poder sacar adelante la persona que soy.

A mis padres y hermanos.

“FMFO”

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darnos la oportunidad de compartir con las personas que nos han apoyado y guiado para poder ser lo que somos hoy en día.

A nuestros padres y familiares por la colaboración y apoyo que siempre nos dan.

A los docentes, directores y compañeros de trabajo por la guía y enseñanza que nos brindaron.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. PARTES DEL ANALIZADOR DE POZOS	5
1.1 Consola del Analizador de pozos	6
1.2 Computador y Software.....	7
1.3 Pistola a Gas	9
1.4 Solenoide y válvula de gas.....	10
1.5 Manómetro WG	10
1.6 Transductor de presión.....	11
1.7 Celda de carga tipo herradura.....	12
1.8 Celda de carga de la varilla lisa (PRT)	13
1.9 Tambor espaciador.....	14
1.10 Herramientas menores.....	27
2. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN COMPLETA DE POZO	17
2.1 directorio del programa Administración completa de pozo	17
2.2 Pantallas iniciales.....	18
2.3 Sección de chequeo del equipo	20
2.4 Sección de chequeo acústico.....	22
2.5 Sección del sensor del dinamómetro	24
2.6 Información del archivo base del pozo	25
2.7 Información del archivo general del pozo	28
2.8 Sección general.....	29
2.9 Equipo de superficie	30

2.10 Sección Pozo	37
2.11 Sección de condiciones.....	42
3. ANTECEDENTES Y APLICACIONES DEL EQUIPO	48
3.1 Estudio Acústico de pozo	48
3.2 Estudio con el Dinamómetro.....	51
3.3 Pruebas Transientes de presión	53
3.4 Análisis del balanceo y torque de la unidad de bombeo mecánico.....	57
3.5 Otras aplicaciones del analizador de pozos.....	59
3.5.1 Seguimiento del nivel del líquido	59
3.5.2 Monitoreo del tratamiento por baches	60
3.5.3 Prueba de la válvula de seguridad del subsuelo	60
3.5.4 Levantamiento artificial con gas	61
4.METODOLOGIA PARA LA ADQUISICION DE DATOS DE PRUEBAS, ACUSTICAS, DE PRESION Y DINAMOMÉTRICAS	62
4.1 Adquisición de datos acústicos.....	62
4.1.1 Revisión de la locación y de la unidad de bombeo.....	63
4.1.2 Ubicación del vehículo.....	64
4.1.3 Revisión de las conexiones del equipo.....	64
4.1.4 Calibración del transductor de presión	65
4.1.5 Instalación de la pistola	68
4.1.6 Carga de la información del campo y del pozo.....	70
4.1.7 Adquisición de los datos.....	71
4.1.8 Desinstalación de la pistola.....	78
4.2 Pruebas de Transientes de presión	78
4.2.1 Adquisición de datos de las pruebas de presión	79

4.2.2	Análisis de datos de las pruebas de transientes de presión	89
4.2.3	Análisis de resultados	99
4.3	Adquisición de datos dinamométricos.....	100
4.3.1	Revisión de la locación y de la unidad de bombeo.....	100
4.3.2	Ubicación del vehículo.....	100
4.3.3	Encendido del analizador de pozos e inicialización del software	101
4.3.4	Calibración de la celda	104
4.3.5	Revisión de las conexiones del equipo.....	106
4.3.6	Carga de la información del campo y del pozo	106
4.3.7	Detención de la unidad de bombeo mecánico	108
4.3.8	Instalación de la grapa en la barra lisa	109
4.3.9	Encendido de la unidad de bombeo	112
5.	INTERPRETACION DE DATOS	122
5.1	interpretación de datos acústicos	122
5.1.1	Selección del nivel del líquido filtrando la señal acústica	123
5.1.2	Determinación de la profundidad	126
5.1.3	Determinar el conteo de uniones	139
5.1.4	Sección de presión del revestimiento	141
5.1.5	Sección de presión de fondo de pozo	142
5.2	Interpretación de datos dinamométricos	148
5.2.1	Dinagramas	148
5.2.2	Casos comunes en campos petroleros de Colombia	152
5.2.3	Interpretación de prueba de válvulas	158
5.3	Aplicación del análisis de pruebas acústicas y dinamométrica	162
6.	MANTENIMIENTO DEL EQUIPO.....	207

6.1 Mantenimiento preventivo de la pistola de gas 207

6.2 Mantenimiento preventivo de los transductores 224

6.3 Mantenimiento preventivo de los Cables 225

6.4 Mantenimiento preventivo del computador 227

6.5 Mantenimiento preventivo de las batería 229

CONCLUSIONES 232

RECOMENDACIONES..... 234

BIBLIOGRAFIA 235

ANEXOS..... 237

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Componentes del analizador de pozos.....	6
Figura 2. Ilustración de la consola del Analizador de Pozos.....	7
Figura 3. Pantalla del Software Total Well Management	8
Figura 4. Ilustración de la Pistola a gas con todas sus partes	9
Figura 5. Ilustración del manómetro de la pistola.....	11
Figura 6. Transductor de Presión.....	12
Figura 7.A. Celda de carga tipo herradura.....	13
Figura 7.B. Instalación en la barra porta varillas	13
Figura 8. Celda de carga de la barra lisa (PRT).....	14
Figura 9. Figura del tambor Espaciador.....	15
Figura 10. Fotografía de las herramientas menores	16
Figura 11. Pantalla de condiciones de uso del software TWM.....	18
Figura 12. Ventana de modo de adquisición de datos.....	19
Figura 13. Ventana de modalidad de abrir datos	20
Figura 14. Ventana de chequeo del equipo	21
Figura 15. Ventana del sensor acústico.....	23
Figura 16. Ventana del Sensor del dinamómetro.....	25
Figura 17. Ventana de ingreso a archivo del pozo.....	26
Figura 18. Ventana de modo de abrir archivos de pozo	27
Figura 19. Ventana de información es los archivos del pozo.....	28
Figura 20. Ventana de información de la sección General del pozo	29
Figura 21. Ventana de información del equipo de superficie	33
Figura 22. Ventana de Unidades de bombeo mecánico	34
Figura 23. Ventana de herramientas de la librería de unidades de BM	35

Figura 24. Ventana para editar librería	35
Figura 25. Ventana de edición de unidades de bombeo mecánico.....	36
Figura 26. Ventana de diagrama de unidad de bombeo mecánico.....	37
Figura 27. Pestaña de la selección de pozo	38
Figura 28. Ventana de perfil de pozo desviado.....	41
Figura 29. Ventana de condiciones.....	43
Figura 30. Ventana de análisis de gas.....	46
Figura 31. Foto de la unidad de bombeo	63
Figura 32. Foto del Cabezal de Producción.....	63
Figura 33. Imagen de las conexiones al analizador de pozo y pistola de gas	64
Figura 34. Foto del Transductor de presión	65
Figura 35. Ventana para calibración del transductor de presión.....	66
Figura 36. Ilustración de carga de la pistola de gas.....	67
Figura 37. Instalación correcta de la pistola en el pozo	67
Figura 37.A. Válvula anular cerrada.....	67
Figura 37.B. Instalación de la pistola en anular de pozo.....	67
Figura 38. Instalación correcta de la pistola en el pozo con todos sus componentes	68
Figura 39. Ventana para abrir los archivos de los pozos	69
Figura 40. Ventana de adquisición de datos acústicos	72
Figura 41. Ventana de la señal acústica del nivel de fluido	75
Figura 42. Ventana de instrucciones de las señales acústicas.....	75
Figura 43. Ventana de almacenamiento de datos.....	76
Figura 44. Ventana para adquirir datos de presión (BUILDUP)	77
Figura 45. Ventana de adquisición de la presión del CASING.....	77
Figura 46. Foto de las conexiones de la cables a la pistola	80
Figura 47. Pantalla de selección de prueba de presión	82
Figura 48. Pestaña de modo logarítmico	84
Figura 49. Pestaña de adquisición del disparo	85
Figura 50. Pantalla del programa listo para tomar los datos	87

Figura 51. Pantalla de identificación de disparo	88
Figura 52. Pestaña de progreso de la prueba	90
Figura 53. Pestaña de selección de propiedad a graficar	91
Figura 54. Pantalla de la grafica de velocidad acústica vs tiempo.....	92
Figura 55. Pantalla de superposición de dos graficas.....	93
Figura 56. Pantalla de la grafica log-log.....	94
Figura 57. Pantalla de la grafica log-log suavizado.....	95
Figura 58. Pantalla de reporte de resultados con el método de la derivada	96
Figura 59. Pantalla de reporte de resultado del método MDH	97
Figura 60. Pantalla de grafica de Horner	98
Figura 61. Ubicación del Vehículo para la adquisición de datos	101
Figura 62. Encendido el analizador de pozos	102
Figura 63. Pestaña de ingreso de número de serie y coeficientes para el sensor dinamométrico	103
Figura 64. Coeficientes del Transductor de carga tipo herradura	104
Figura 65. Pestaña de obtención del cero para la auto calibración de la celda de carga	105
Figura 66. Conexión del cable Dual del Analizador a la Celda tipo herradura	106
Figura 67. Pestaña para cargar la información del pozo	107
Figura 68. Pestaña para seleccionar del pozo	108
Figura 69. Forma de detener la unidad de bombeo mecánico	109
Figura 69.A. Apagando el motor eléctrico	109
Figura 69.B. Accionando el freno de la unidad.....	109
Figura 70. Forma de Instalación de la grapa en la barra lisa	110
Figura 70.A. Colocar grapa o abrazadera en la barra lisa	110
Figura 70.B. Atesar la tuerca de la grapa	110
Figura 71 Instalación del tambor espaciador	110
Figura 72. Instalación de la celda de carga en la barra lisa	111
Figura 73. Ventana de selección de prueba dinamométrica.....	112
Figura 74. Pestaña de inicialización de prueba	113

Figura 75. Ventana para guardar los datos dinamométricos	114
Figura 76. Ventana de una carta dinamométrica	115
Figura 77. Pestaña de selección de prueba de válvulas	116
Figura 78. Pantalla de instrucciones para realización de prueba de válvulas	116
Figura 79. Pestaña de adquisición de datos de válvulas	117
Figura 80. Reporte de prueba terminada	118
Figura 81. Pantalla de selección de prueba de contrabalanceo	119
Figura 82. Pantalla de métodos para prueba efecto del contrabalanceo de la unidad (CBE)	120
Figura 83. Botón de análisis y procesamiento de la señal acústica	123
Figura 84. Pestaña de determinación y selección del nivel de liquido	124
Figura 85. Botones de indicador de movimiento	125
Figura 86. Botones de control de señal	125
Figura 87. Pestaña de determinación de la profundidad del nivel de liquido	126
Figura 88. Filtro de señal acústica 1	128
Figura 89. Filtro de señal acústica 2	128
Figura 90. Filtro de señal acústica 3	129
Figura 91. Pantalla de control automático de uniones	130
Figura 92. Pantalla de método de análisis manual	131
Figura 93. Pantalla de aumento de escala.....	132
Figura 94. Pantalla de disminución de escala.....	132
Figura 95. Pantalla de restablecimiento de escala.....	133
Figura 96. Pantalla de la señal de 2 a 3 s y cerca al nivel del fluido	133
Figura 97. Pantalla de Intervalo de señal.....	135
Figura 98. Pantalla de Filtro de la señal.....	136
Figura 99. Pantalla de marcador de la señal de unión.....	136
Figura 100. Pantalla de frecuencia de la unión	137
Figura 101. Pestaña de conteo automático de uniones	138
Figura 102. Pantalla del método de velocidad acústica	139
Figura 103. Pantalla de selección de conteo de uniones.....	140

Figura 104. Pantalla de presión del casing	141
Figura 105. Pantalla de datos de la selección de presión de fondo del pozo	143
Figura 106. Pantalla de datos de producción.....	146
Figura 107. Ciclo del bombeo mecánico.....	149
Figura 108. Dinagrama ideal.....	151
Figura 109. Bomba con buen llenado	152
Figura 110. Bomba con fricción por arenamiento	153
Figura 111. Bomba con presencia de golpe de fluido	154
Figura 112. Interferencia por gas en la bomba	155
Figura 113. Bomba con válvulas golpeadas por gas	156
Figura 114. Bomba con pistón pegado	158
Figura 115. Bomba con varilla partida	158
Figura 116. Válvulas viajeras sin fugas.....	160
Figura 117. Válvula viajera con fuga.....	161
Figura 118. Bomba con fuga en sus válvulas	162
Figura 119. Foto de pozo casabe 1000	164
Figura 120. Imagen de la Selección del modo RECALL para cargar los datos a interpretar	165
Figura 121. Ventana para cargar datos del pozo CBE 1000.....	166
Figura 122. Diferentes Pestañas para verificar la información del pozo	167
Figura 123. Ventana para escoger el registro Acústico	168
Figura 124. Imagen de la señal acústica obtenida del pozo	169
Figura 125. Imagen de la selección del nivel de líquido.....	170
Figura 126. Imagen de la selección del modo de determinación de la profundidad del líquido.....	172
Figura 127. Imagen del ajuste de la profundidad del líquido.....	173
Figura 128. Imagen del conteo de Uniones o Collares	174
Figura 129. Imagen de la prueba de restauración de Presión	175
Figura 130. Imagen de la pestaña de información de la sección de presión de fondo.....	177

Figura 131. Imagen de la selección de de prueba dinamométrica.....	178
Figura 132. Imagen de las pestañas de información de prueba dinamométrica ..	179
Figura 133. Reporte de la carta dinamométrica	180
Figura 134. Reporte de la prueba de válvulas	181
Figura 135. Reporte general de la información del pozo CBE 1000	182
Figura 136. Foto de pozo Cantagallo 13.....	185
Figura 137. Imagen de la Selección del modo RECALL para cargar los datos a interpretar del campo Cantagallo	186
Figura 138. Ventana para Carga datos del pozo CG-13.....	187
Figura 139. Diferentes Pestañas para verificar la información del pozo	188
Figura 140. Ventana para escoger el registro Acústico de Cantagallo	190
Figura 141. Imagen de la señal acústica obtenida del pozo	191
Figura 142. Imagen de la selección del nivel de líquido.....	192
Figura 143. Imagen de la selección del modo de determinación de la profundidad del liquido	193
Figura 144. Imagen del ajuste de la profundidad del liquido.....	194
Figura 145. Imagen del conteo de Uniones o Collares	196
Figura 146. Imagen de la prueba de restauración de Presión	197
Figura 147. Imagen de la pestaña de información de la sección de presión de fondo	198
Figura 148. Imagen de la selección de de prueba dinamométrica	199
Figura 149. Imagen de pestañas de información de la prueba dinamométrica ..	200
Figura 150. Reporte de la carta dinamométrica	201
Figura 151. Reporte de la prueba de válvulas	202
Figura 152. Reporte general de la información del pozo CG-13.....	203
Figura 153. Partes de la pistola	207
Figura 154. Imagen de la rosca del Protector del micrófono de la pistola completamente oxidada	208
Figura 155. Imagen de la aplicación de aceite en la rosca del Protector del micrófono	209

Figura 156. Imagen de la cubierta de plástico en la rosca del Protector del micrófono	210
Figura 157. Ilustración del modo de desenroscar la tuerca de la coraza del solenoide	211
Figura 158. Imagen del retiro de la coraza del solenoide	212
Figura 159. Imagen de la válvula de disparo desmontada y completamente sucia	212
Figura 160. Imagen de la limpieza de la válvula de disparo	213
Figura 161. Imagen de la válvula de disparo completamente limpia	214
Figura 162. Imagen de la extracción de orificio de alojamiento con la ayuda de las pinzas	215
Figura 163. Imagen de la extracción del orificio de alojamiento de la válvula de disparo	215
Figura 164. Imagen de la limpieza del orificio de alojamiento de la válvula de disparo	216
Figura 165. Imagen del procedimiento de extracción de la válvula de gas.....	217
Figura 166. Imagen de la extracción del tornillo WG 2556	218
Figura 167. Imagen de la extracción de la válvula de gas	218
Figura 168. Imagen de la válvula de gas.	219
Figura 169. Imagen de la extracción y lubricación de la válvula de gas	221
Figura 170. Imagen de la aplicación de lubricante en el orificio de la válvula de gas	221
Figura 171. Imagen del conector de llenado de gas	222
Figura 172. Imagen de la extracción del Conector de llenado	223
Figura 173. Imagen de la válvula de carga de gas	223
Figura 174. Imagen de la limpieza de la válvula de carga de gas	224
Figura 175. Imagen de la Conexión al micrófono	226
Figura 176. Imagen de las conexiones del cable Dual	227
Figura 177. Imagen del cargador de corriente del vehículo	231

RESUMEN

TITULO: **MANUAL DE MANTENIMIENTO Y OPERACION DEL ANALIZADOR DE POZOS**

AUTORES: JULIAN SILVESTRE ALVAREZ FERNANDEZ

IVAN DARIO LOPESIERRA GUTIERREZ

PALABRAS CLAVES:

Mantenimiento, Operación, Total Well Management (TWM)

CONTENIDO:

Es un orgullo para los autores presentarles un Manual de Mantenimiento y Operación del Analizador de Pozos, con imágenes y videos, para un mejor entendimiento y aprendizaje.

Todos y cada uno de los capítulos de este Manual de Mantenimiento y Operación del Analizador de Pozos fueron cuidadosamente revisados, investigados y digitados, con el objeto de brindar a los estudiantes de Ingeniería y trabajadores de la industria petrolera en general una excelente obra de estudio y consulta, a la vez facilitarles integrar los conceptos básicos con en el área de producción.

En este Manual de Mantenimiento de Operación el Analizador de Pozos, se trataran temas como la composición y partes que conforman el equipo, describiendo su funcionamiento, también se presenta una breve inducción en el software TOTAL WELL MANAGEMENT (TWM) el cual es el programa que utilizamos para interpretar los registros tomados en el campo a los pozos. Luego se encontrara un ejemplo de interpretación y análisis de los registros en el campo casabe ubicado en el departamento de Antioquia. Igualmente se hace énfasis en el mantenimiento del equipo, principalmente la pistola de gas, para tener un mejor y buen desempeño sin tener errores en los datos tomados, y la metodología que se implementa en el campo para que no ocurran accidentes mediante la aplicación estricta de los procedimientos indicados en el ATS.

Confiamos en que este manual sea de utilidad para estudiantes de nuestra universidad y para la comunidad petrolera en general.

*Proyecto De Grado

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, ingeniería De Petróleos, Director: Julio Pérez Angulo.

SUMMARY

TITLE: MANUAL OF MAINTENANCE AND OPERATION OF THE ANALYZER OF OIL WELLS

AUTHOR: JULIÁN SILVESTRE ÁLVAREZ FERNÁNDEZ

IVÁN DARÍO LOPESIERRA GUTIÉRREZ

CLUE WORDS:

Maintenance, Operation, Total Well Management (TWM)

CONTENT:

It is a pride for the authors to present the manual of maintenance and operation of the analyzer of the oil well, with images and videos, for a better understanding and learning.

Each and every of the chapters of this manual of maintenance and operation of the analyzer of oil wells were carefully checked, investigated and digitize in order to offer to the students of engineering and workers of the petroleum industry in general an excellent work of study and consultation, simultaneously to facilitate them to integrate the basic concepts in the area of production.

In this manual of maintenance of operation and analyzer of oil wells, topics were treating each other as the composition and parts that shape the equipment, describing his operation, also presents a brief induction in the software TOTAL WELL MANEGEMENTE (TWM) which is the program that we use to interpret the records taken in the field of oil wells. Then you will find an example of interpretation and analysis of the records in the field Casabe located in the department of Antioquia. Equally emphasis is done in the maintenance of the equipment, principally the gas pistol, to have a better and good performance without having mistakes in the taken information, and the methodology that is implemented in the field in order that they do not happen injure, by means of the strict application of the procedures indicated in the ATS.

We trust that this manual is of usefulness for the students of our university and for the petroleum community in general.

*Project Grade

** Phisicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Director: Julio Perez Angulo.

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de este proyecto de grado se encontrará un manual de operación general y de mantenimiento del Analizador de Pozo, el cual es una herramienta que permite hacer un seguimiento de la producción de un pozo y el desempeño de la unidad del sistema de levantamiento artificial, ya sea bombeo mecánico, bombeo electrosumergible o cavidades progresivas.

El objetivo principal del Analizador de Pozo es proveer al operador todos los datos necesarios para analizar el desempeño de un pozo de gas o de petróleo, entregando Permeabilidades, Porosidades, Caudal, Temperatura, Presiones, etc. Este objetivo se logra usando combinaciones de equipo y programas de computador, los cuales son específicos para cada medida que se vaya a realizar.

La aplicación y la interpretación de las medidas que se hacen con el Analizador de Pozo pueden dar respuestas a numerosas preguntas relacionadas con la producción de pozos con sistemas de levantamiento artificial anteriormente mencionados.

La siguiente es una lista de algunas de las preguntas que se pueden responder con el uso y la interpretación adecuada de las mediciones del Analizador¹.

A partir de las medidas acústicas en el pozo:

¹ ECHOMETER, Company. Well analyzer and TWM Software, Operating Manual. 3 ed. Texas: 2008, pp.14-15.

- Hay liquido por encima de la bomba? A que profundidad esta el tope de la columna de liquido?
- Está el gas fluyendo por el anular? En caso afirmativo a que tasa?
- Cuál es la presión de cabeza del revestimiento, (CASING)? Esta variando con el tiempo?
- Cuál es el porcentaje de liquido en la columna de fluido en el anular?
- Cuál es la presión en las perforaciones?
- Cuál es el porcentaje de la tasa máxima de petróleo que está siendo producida?
- Cuál es la tasa máxima que puede ser producida por el pozo?
- Cuál es la velocidad del sonido en el anular con gas?
- Cuál es la gravedad específica promedio del gas en el anular?
- Hay alguna restricción o anomalía en el anular por encima del nivel del liquido?

A partir de las medidas del dinamómetro:

- Está el pozo bombeando con la bomba vacía (PUMPED OFF)?
- Cuál es el porcentaje de llenado de la bomba?
- Están las válvulas fija y/o viajera con fugas?
- Cuál es el desplazamiento de la bomba en barriles por día?
- Cuál es el desplazamiento efectivo del pistón de la bomba?
- Cuál es la velocidad de bombeo?
- Cuál es la carga de fluido en la bomba?
- Están las cargas máximas y mínimas en la varilla lisa dentro de la capacidad de la unidad de bombeo y de las varillas?
- Cuantos Caballos de Potencia tiene de la varilla lisa?
- Es el torque máximo, menor que el de la caja reductora?
- Está la unidad bien balanceada?
- Que cambio requieren las contrapesas para balancear la unidad?
- Cuál es el peso de las varillas en el fluido?

- Requiere todo el sistema de bombeo un análisis detallado y/o rediseño?

La realización de este proyecto es de gran utilidad para la capacitación del nuevo personal que va a operar la herramienta, pues brinda una guía completa y detallada para que la operación sea segura y presenta el mantenimiento que se debe hacer para prolongar la vida útil del equipo.

La investigación se desarrolló recopilando toda la información referente al uso y aplicación del analizador de pozo en campos petroleros. Asimismo se indagó con el personal operador de la herramienta acerca del uso adecuado y las mejores técnicas para la obtención de datos de las respectivas pruebas a realizar en varios campos petroleros de Colombia. La selección y análisis de la información recopilada nos arroja como resultado un didáctico manual con ilustraciones y herramientas audiovisuales que facilitan la comprensión de los procesos que aquí se describen.

La limitante clave de esta investigación fue la disposición de la herramienta, que permitió llevar a cabo solo 3 de las 7 pruebas que se pueden realizar con el equipo, las cuales son importantes para estudiar a fondo todas las propiedades del yacimiento. Las pruebas realizadas fueron las pruebas acústicas y dinamométricas.

En el capítulo 1 se encuentran las consideraciones generales acerca del analizador de pozos, mencionando y describiendo con imágenes e ilustraciones todas sus partes.

En el capítulo 2 se muestran generalidades acerca del programa de administración completa del pozo que es el software creado por la compañía ECHOMETER conocido como *TOTAL WELL MANAGEMENT TWM*, que permite tanto la adquisición como la interpretación de los datos adquiridos.

El capítulo 3 hace referencia a los antecedentes y aplicaciones del equipo, donde se describe el desarrollo de todas las pruebas que esta herramienta permite realizar.

En el capítulo 4 se elabora una metodología de adquisición de datos de las pruebas objeto de estudio: prueba acústica de Presión y Dinamométrica, metodología basada en el análisis de trabajo seguro.

Al final de este capítulo se realiza una interpretación completa de los datos adquiridos en las pruebas para dos pozos de diferentes campos petroleros para observar las características más relevantes de las características de cada uno.

En el capítulo 5 se describe el mantenimiento preventivo de cada uno de los componentes del analizador de pozo, haciendo énfasis en la pistola ya que ésta es la más propensa a daño.

1. PARTES DEL ANALIZADOR DE POZOS

El analizador de pozos es una maquina integrada, diseñada para adquirir datos haciendo posible su posterior análisis e interpretación con el fin de diagnosticar posibles problemas que se presenten en un determinado pozo; logrando así minimizar los costos de operación y maximizar la producción de aceite y gas. Combinando las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido, dinamómetro, potencia y respuesta de transientes de presión, se puede determinar la productividad del pozo, la presión y propiedades del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo, el desempeño del pozo.

El analizador de pozos adquiere, almacena, procesa, despliega y maneja los datos en el mismo lugar de adquisición, entregando de inmediato las condiciones de operación del pozo.

En esta sección se describen todos los componentes que forman parte del Analizador de Pozos, componentes que son utilizados para la adquisición e interpretación de los datos en las pruebas que se realizan; algunos son herramientas sencillas, otros son equipos especiales. En la figura 1 se observa la consola del analizador y el computador portátil, una pistola a gas, un transductor de presión y 2 celdas de carga. Las partes del analizador serán descritas en su totalidad y con detalle en la sección que sigue a continuación.

Figura 1. Componentes del analizador de pozos



Fuente: Autores.

1.1 CONSOLA DEL ANALIZADOR DE POZOS

La consola del Analizador de Pozos es una unidad electrónica compacta, que adquiere y digitaliza las señales del micrófono y del transductor de presión. Estas señales se envían al equipo portátil para ser procesadas, la comunicación entre esta unidad electrónica con el computador se hace por puerto USB.

La consola contiene una batería interna de 12 voltios, si se desea, durante la operación, se puede dejar conectada a un cargador apropiado. En la figura 2 se aprecia la consola del analizador de pozos.

Figura 2. Ilustración de la Consola del analizador de pozos



Fuente: Autores.

Cuando el interruptor del analizador de pozos es encendido un indicador amarillo se ilumina, la luz cambiará a verde cuando el procesador se ha inicializado y está listo para comunicarse con el computador portátil y a su vez cambiará a rojo cuando los datos están siendo adquiridos. La luz roja indica que el amplificador está encendido, el computador enciende y apaga el amplificador cuando sea necesario para obtener los datos. El operador de este equipo siempre tendrá que revisar que el amplificador este apagado antes de cerrar la maleta y almacenar la unidad. Se tiene que apagar el interruptor del analizador de pozos al final de cada día. Normalmente, se requieren menos de tres minutos para realizar una prueba.

1.2 COMPUTADOR Y SOFTWARE

El Analizador de Pozos se controla por medio de un computador portátil. El computador opera desde un programa que está en el disco duro, conocido como *TOTAL WELL MANAGEMENT* o *TWM*, el cual fue diseñado por la compañía estadounidense ECHOMETER COMPANY en el año de 1998, Cabe señalar que la

versión utilizada actualmente es una versión moderna y actualizada de los equipos y programas desarrollados por la compañía en sus comienzos.

Figura 3. Pantalla del Software Total Well Management



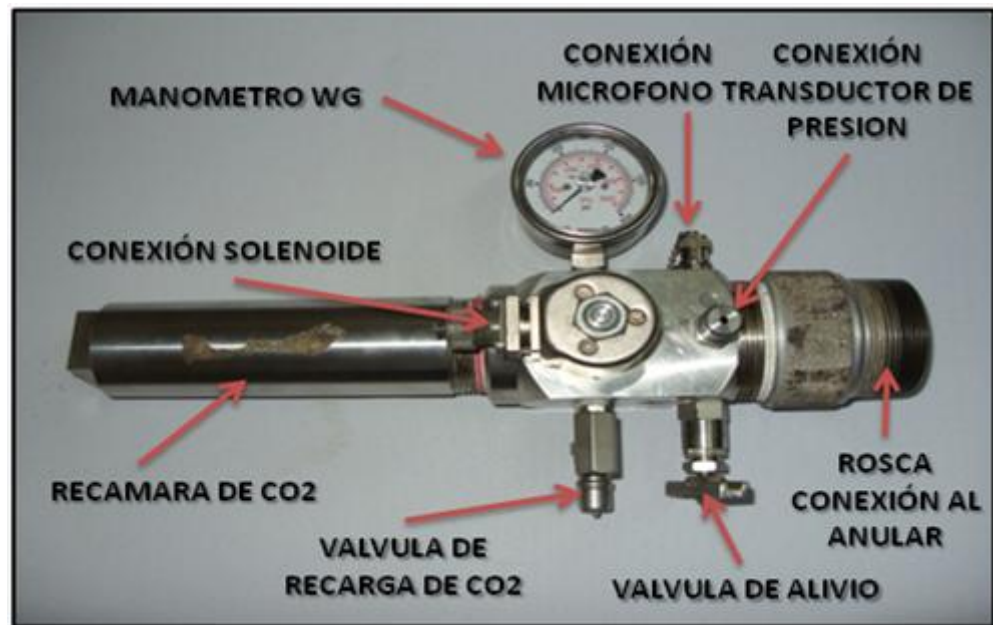
Fuente: Software TWM.

El computador a usar debe ser un equipo portátil comercial con características y requerimientos comunes básicos (microprocesador de velocidad superior a 486 MHz espacio en el disco duro mayor a 20 GB), el programa puede instalarse en cualquier versión de Windows, desde Windows 95 hasta Windows Vista.

1.3 PISTOLA A GAS (WG)

La pistola a gas automática (WG es el modelo de la pistola de gas que es accionada remotamente) es una herramienta que genera un pulso acústico y detecta los ecos del fondo del pozo.

Figura 4. Ilustración de la Pistola a gas con todas sus partes



Fuente: Autores.

Esta pistola a gas contiene una cámara que se llena con CO₂ comprimido para enviar el pulso acústico. La pistola a gas tiene un micrófono que detecta el disparo, las uniones, ecos de ruidos del pozo y el nivel del fluido.

La unidad estándar tiene una presión de trabajo de 1500 psi, pero el diseño se puede modificar para operar hasta 3000 psi.

1.4 SOLENOIDE Y VÁLVULA DE GAS

El solenoide funciona como un gatillo para iniciar el pulso acústico. Cuando el solenoide se carga con energía, se levanta un pistón que alivia la presión en la parte superior de la válvula de gas. La presión del gas hace que la válvula de suba y se abra, causando un pulso acústico que se libera al pozo cuando el gas fluye desde la cámara hacia el mismo. La válvula de gas no mantiene la presión ejercida por el pozo, por lo tanto la presión del gas debe ser aplicada en la entrada para cerrar esta válvula.

Cuando la válvula se deja abierta por un tiempo los fluidos del pozo se moveran hacia la pistola y dentro de la cámara. Este flujo podría permitir la entrada de partículas sólidas originadas por la corrosión o las costras de la tubería del pozo. Estos depósitos pueden hacer que la pistola a gas no funcione correctamente. Para reducir este problema se recomienda cargar la cámara con gas limpio tan pronto como los datos del disparo anterior sean mostrados en la pantalla, esto evitará que los fluidos del pozo entren a la válvula.

1.5 MANÓMETRO WG (*WELL GUM MANOMETER*)

El manómetro mide la presión en la cámara de la pistola a gas. Este se utiliza para determinar si la presión de la cámara es suficientemente alta para generar el pulso acústico y así poder llevar a cabo el disparo y posteriormente la toma del nivel.

Figura 5. Ilustración del manómetro de la pistola



Fuente: Software TWM. Fuente: Autores.

1.6 TRANSDUCTOR DE PRESIÓN

Las medidas de presión en el revestimiento (*CASING*) son hechas con un transductor electrónico, la función de este es convertir las medidas de presión en una señal digital. El transductor de presión estándar tiene un rango de trabajo de 0 a 1500 psi. La presión de estallido es de 3000 psi. El número de serie y los seis coeficientes se encuentran en la placa del transductor. Estos coeficientes se usan para calcular la presión a partir de la señal de salida del transductor. Estos números se deben ingresar en la pantalla de instalación antes de comenzar una prueba.

Figura 6. Imagen del Transductor de presión



Fuente: Autores.

El transductor de presión se instala en la pistola, en la parte frontal al lado del solenoide, el cual va a recibir los datos del pozo que posteriormente serán enviados al analizador de pozos para su interpretación mediante el cable dual que se conecta a él.

1.7 CELDA DE CARGA TIPO HERRADURA

La celda de carga tipo herradura es un transductor preciso diseñado para proveer un valor de carga cuando sea necesario. Esta celda de carga se localiza en la varilla lisa entre la abrazadera permanente de la varilla lisa y la barra porta varillas. Esta tiene también un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla lisa. El programa calcula la velocidad y posición de la varilla lisa por medio de integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.

Figura 7 A. Celda de carga tipo herradura

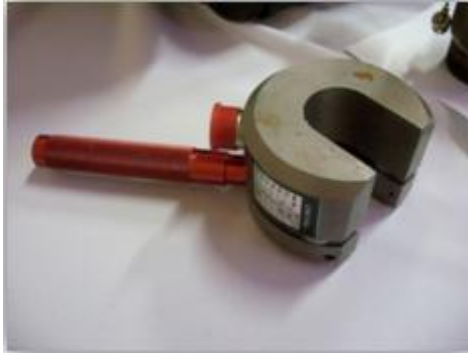


Figura 7 B. Instalación en la barra porta varillas



Fuente: Autores.

1.8 CELDA DE CARGA DE LA VARILLA LISA (PRT)

El transductor de la varilla lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro.

Este consta de una pequeña abrazadera tipo C la cual se localiza en la varilla lisa y que contiene medidores extremadamente sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la varilla lisa debido al cambio en la carga durante una carrera de la bomba. Este transductor también tiene un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla lisa.

Figura 8. Imagen de la Celda de Carga de la barra lisa



Fuente: Autores.

1.9 TAMBOR ESPACIADOR

Este es un espaciador económico que consiste de dos platos en los extremos y un tubo central diseñado para ajustarse de forma precisa a la varilla lisa. La función de esta herramienta es lograr un espacio que permita la instalación de la celda de carga tipo herradura.

Figura 9. Figura del Tambor espaciador



Fuente: Autores.

El tambor se localiza entre las abrazaderas de la varilla lisa y los empaques del cabezal de pozo. Los platos de los extremos están unidos al tubo central. En la figura 9 se observa la forma de colocar el tambor espaciador.

1.10 HERRAMIENTAS MENORES

Las herramientas menores son un conjunto de dispositivos que facilitan la instalación del equipo en el lugar de trabajo, ya sea unidad de bombeo o cabezal de producción, entre las herramientas menores se encuentran: Llaves de tubos para diferentes diámetros, llave alemana y grapas.

Figura 10. Fotografía de las herramientas menores.



Fuente: Autores.

- ✓ Grapas de 1 ½ y de 1 ¼
- ✓ llaves para la instalación de la grapa.
- ✓ Tubos extensores y tubos en forma de "U" para la instalación de la pistola.
- ✓ Llaves de tubo de varios diámetros para la instalación de 10", 12" y 18".

2. PROGRAMA ADMINISTRACION COMPLETA DEL POZO

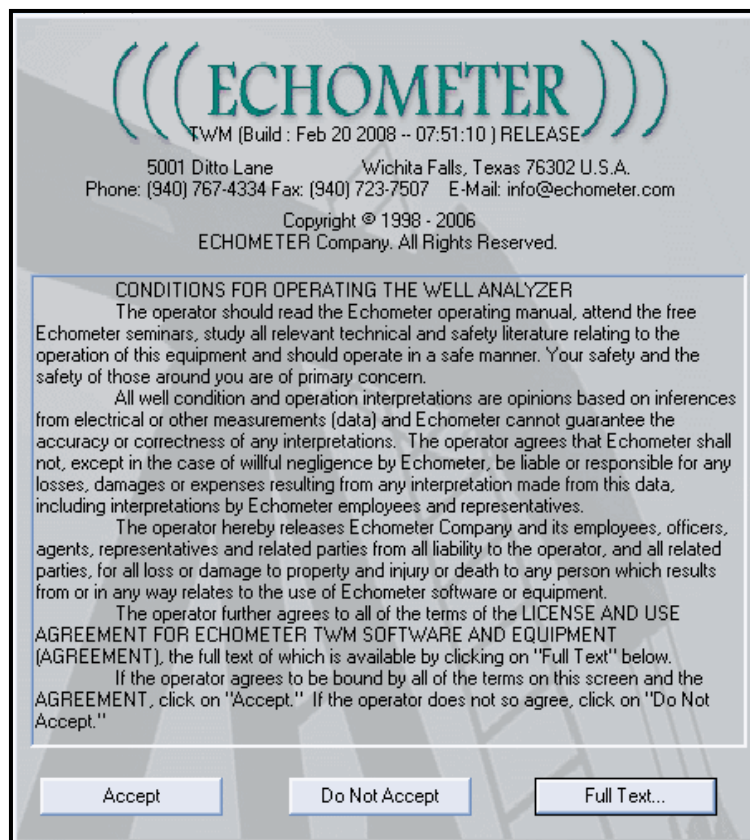
El programa de Administración Completa del Pozo, *Total Well Managment* (TWM) consiste de una serie de rutinas para la adquisición, análisis y presentación de los datos. Cuando es necesario, el programa le pregunta al usuario si desea seguir una acción específica o si desea escoger una de las opciones de varias disponibles que se muestran en el menú de la pantalla. Las opciones se seleccionan por medio de las teclas o por medio del aparato especial de seguimiento. A continuación se describen los principales componentes y rutinas del programa.

2.1 DIRECTORIO DEL PROGRAMA ADMINISTRACIÓN COMPLETA DEL POZO

Para operar el computador varias combinaciones están disponibles, el programa, los directorios del disco duro y los discos portátiles. Los procedimientos recomendados requieren que exista un directorio principal del *TWM* en el disco duro. Este directorio contiene todos los programas necesarios para el uso Analizador de Pozo.

Cada vez que el programa *TWM* se ejecuta en un determinado día, el siguiente texto que contiene las condiciones de operación del Analizador de Pozos, se muestra en la figura 11. Este texto se refiere a los conocimientos previos que debe tener el operador al momento de utilizar la herramienta. Las condiciones de uso son explicadas con mayor detalle en la opción *Full Text*, una vez el usuario acepta las condiciones de uso el programa muestra una pantalla de inicio dependiendo de la última acción que se realizó.

Figura 11. Pantalla de condiciones de uso del software TWM

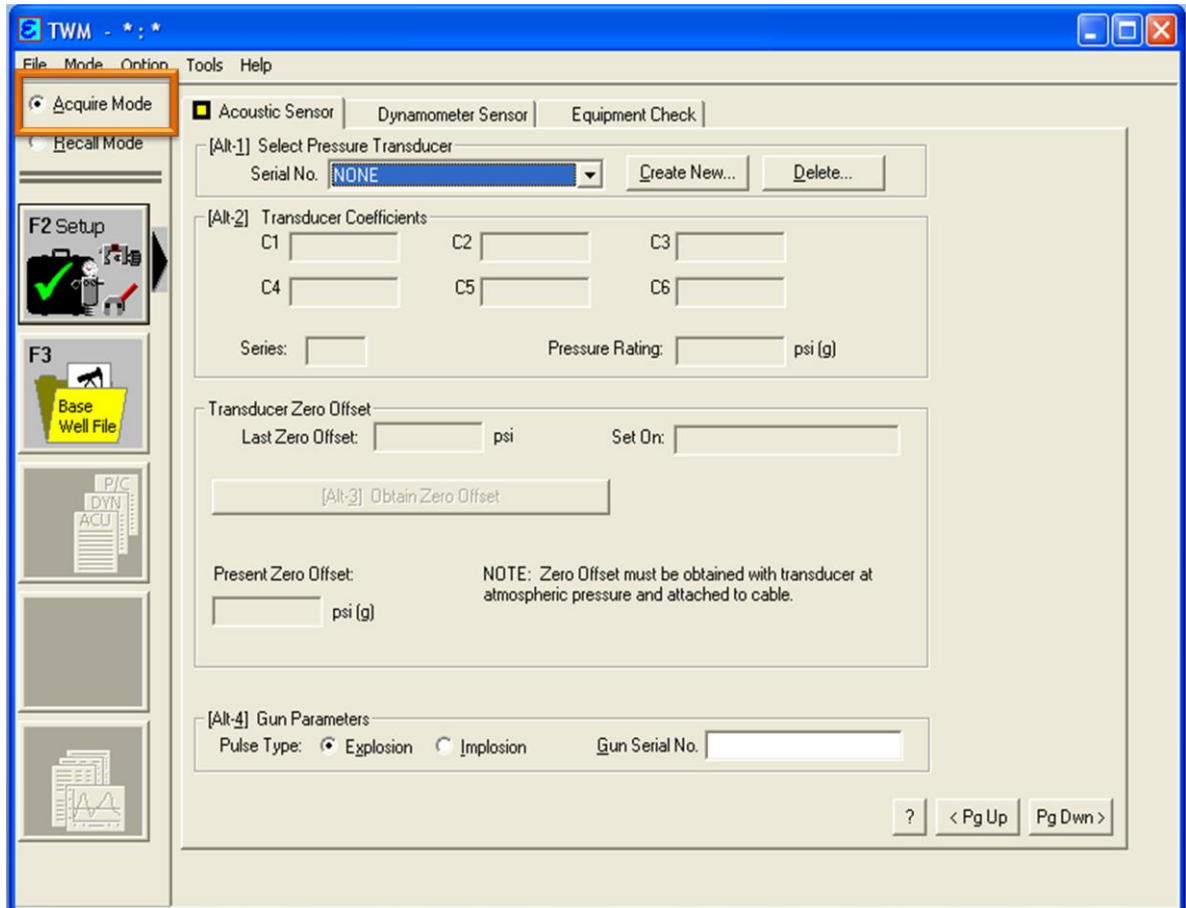


Fuente: Software TWM.

2.2 PANTALLAS INICIALES

El programa se puede usar para adquirir datos nuevos o para abrir y procesar datos que hayan sido adquiridos anteriormente, una vez se acepta las condiciones de uso, aparece la pantalla de Inicialización que se muestra en la figura 12 cuando se activa la Modalidad de Adquisición (*ACQUIRE MODE*).

Figura 12. Ventana de modo de adquisición de datos (ACQUIRE MODE)

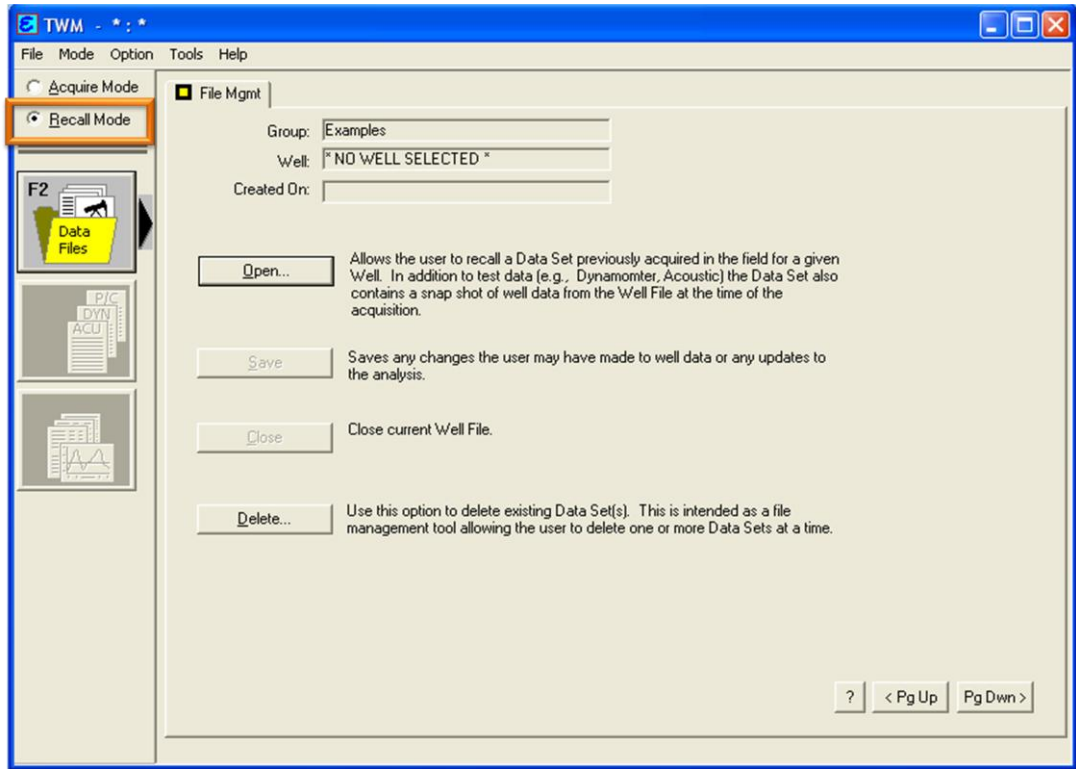


Fuente: Software TWM.

La modalidad de adquisición de datos (*ACQUIRE MODE*) se usa para adquirir nuevos datos en el campo, ingresando todos los registros que van a tomar.

Si la modalidad de abrir datos (*RECALL MODE*) se activa, se muestra la siguiente pantalla de Administración de Archivos (*FILE MGMT*) (Ver figura 13).

Figura 13. Ventana de modalidad de abrir datos (RECALL MODE)



Fuente: Software TWM.

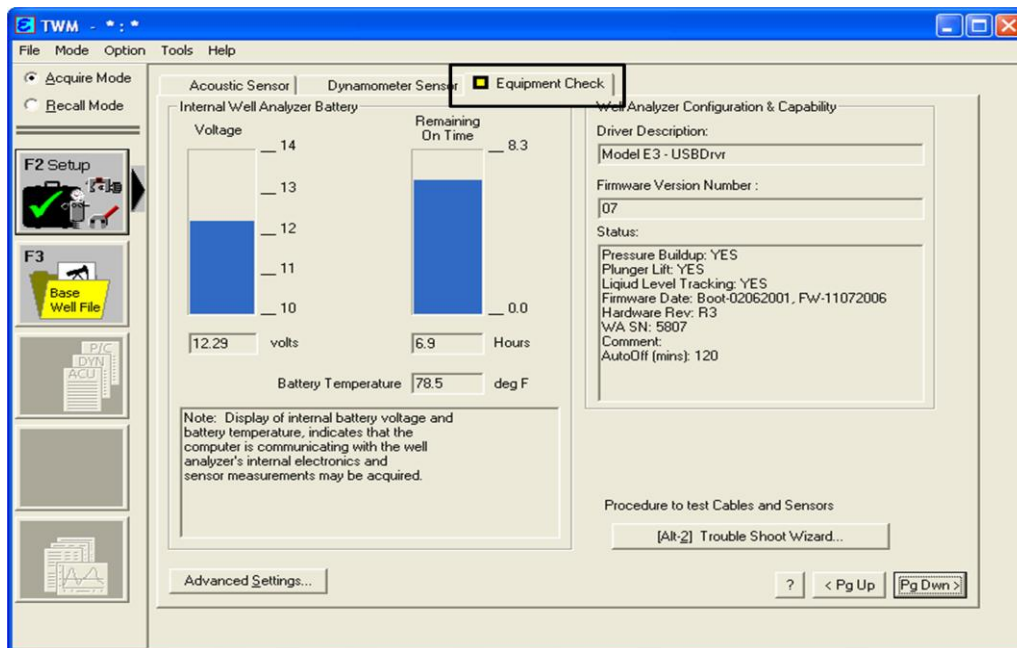
Esta modalidad se usa para que una vez tomados los datos de las pruebas realizadas, estos puedan ser analizados e interpretados.

2.3 SECCIÓN DE CHEQUEO DEL EQUIPO (EQUIPMENT CHECK)

Las secciones de chequeo del equipo tienen las siguientes funciones:

- Revisar la comunicación apropiada entre el computador y la consola del Analizador de Pozos.
- Mostrar al usuario el voltaje de la batería de la consola y su capacidad remanente.
- Informar al operador las fallas de comunicación encontradas entre el equipo portátil y la consola (*COMMUNICATION CHECK WIZAR*).
- Permitir al operador probar los cables y la electrónica de la consola del analizador de Pozos (*TROUBLE SHOOT WIZARD*).

Figura 14. Ventana de Chequeo del equipo



Fuente: Software TWM.

El voltaje y vida de la batería (*REMAINING ON TIME*) que se muestran en la pantalla, se refieren a la batería de la consola y no a la batería del computador. El estado de la batería del computador se muestra cuando se oprime simultáneamente las teclas Fn y F3.

2.4 SECCIÓN DEL SENSOR ACÚSTICO (*ACOUSTIC SENSOR*)

La sección del sensor acústico tiene las siguientes funciones:

- Si hay un transductor de presión, permite ingresar sus coeficientes y número de serie o seleccionarlos desde el menú desplegable. Los coeficientes se utilizan para calcular la presión a partir del voltaje de salida del transductor.
- Fijar el cero en la calibración del transductor de presión. El cero se debe verificar para el primer pozo de cada día. (Podría ser necesario fijar el cero nuevamente si hay altas fluctuaciones de temperatura durante el día). Cierre la válvula del revestimiento (*CASING*) que va a la pistola y abra la válvula “T” para exponer el transductor a la presión atmosférica. Presione Alt-3. Hasta que se estabilice la lectura de cero. Usualmente este procedimiento requiere de dos a tres lecturas.
- Permite seleccionar el tipo de disparo: explosión o implosión. Esto permite al programa procesar correctamente los ecos acústicos. Entre el número de serie de la pistola, por ejemplo WG134 (Disparo remoto).

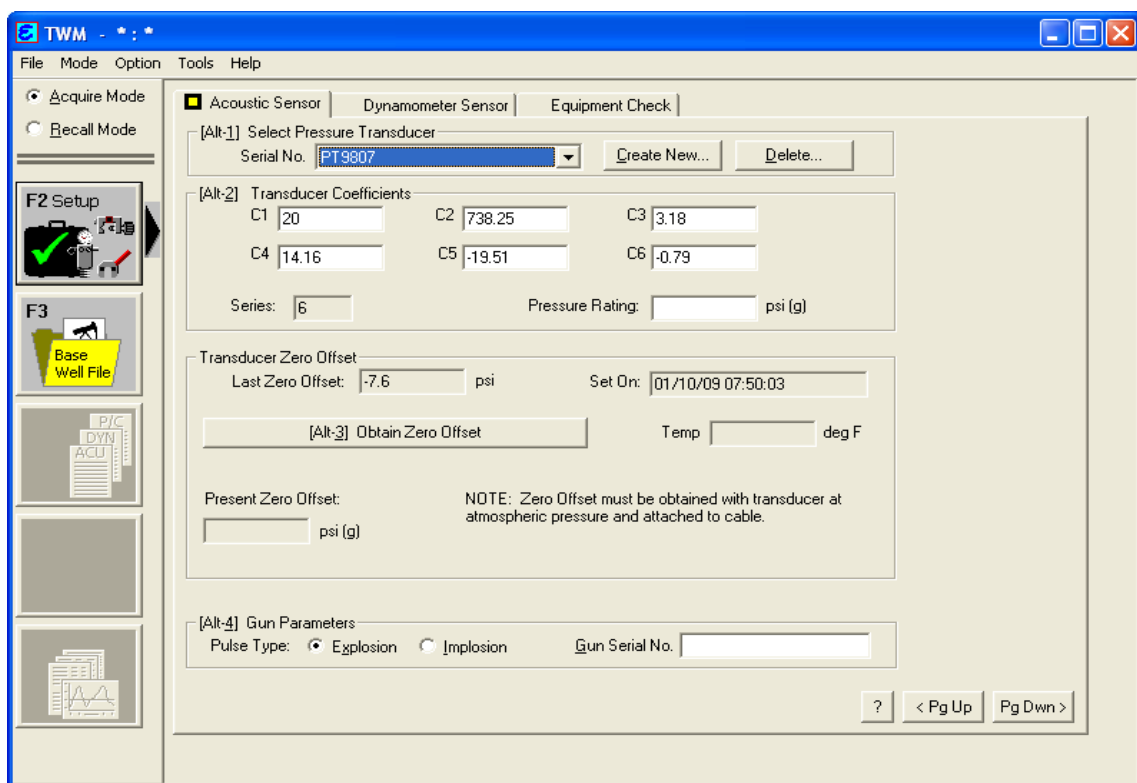
Nota acerca del transductor de presión: Cuando la pistola se instala en el pozo asegúrese que la válvula del revestimiento (*CASING*) esté cerrada y la válvula de alivio este abierta a la atmósfera mientras se fija el cero en el transductor². Si la lectura de cero es grande, ± 100 psi, el transductor puede estar defectuoso. Revise el transductor con un manómetro convencional. La presión máxima de operación del transductor en psi corresponde a dos veces el coeficiente C2 (Este es el segundo coeficiente del transductor el cual se debe ingresar al programa TWM para poder empezar con la prueba, este coeficiente se observa en la placa de que trae en una parte visible el transductor).

² *Ibíd.*, p. 14

Usar el transductor por encima del límite permitido de presión ocasionará severos daños al transductor. Si el transductor no da lecturas apropiadas, este puede estar corroído y su uso es peligroso, la persona que lo manipula está expuesta a lesionarse.

La siguiente figura muestra la pantalla al estar activa la pestaña del sensor acústico.

Figura 15. Ventana del sensor acústico



Fuente: Software TWM

Acerca del Número de Serie. Es muy importante que el número de serie y los coeficientes se carguen correctamente para cada transductor que se utilice debido a que el programa usa esta información para decidir la secuencia correcta de calibración y adquisición de datos, estos coeficientes se encuentran en una placa en cada transductor.

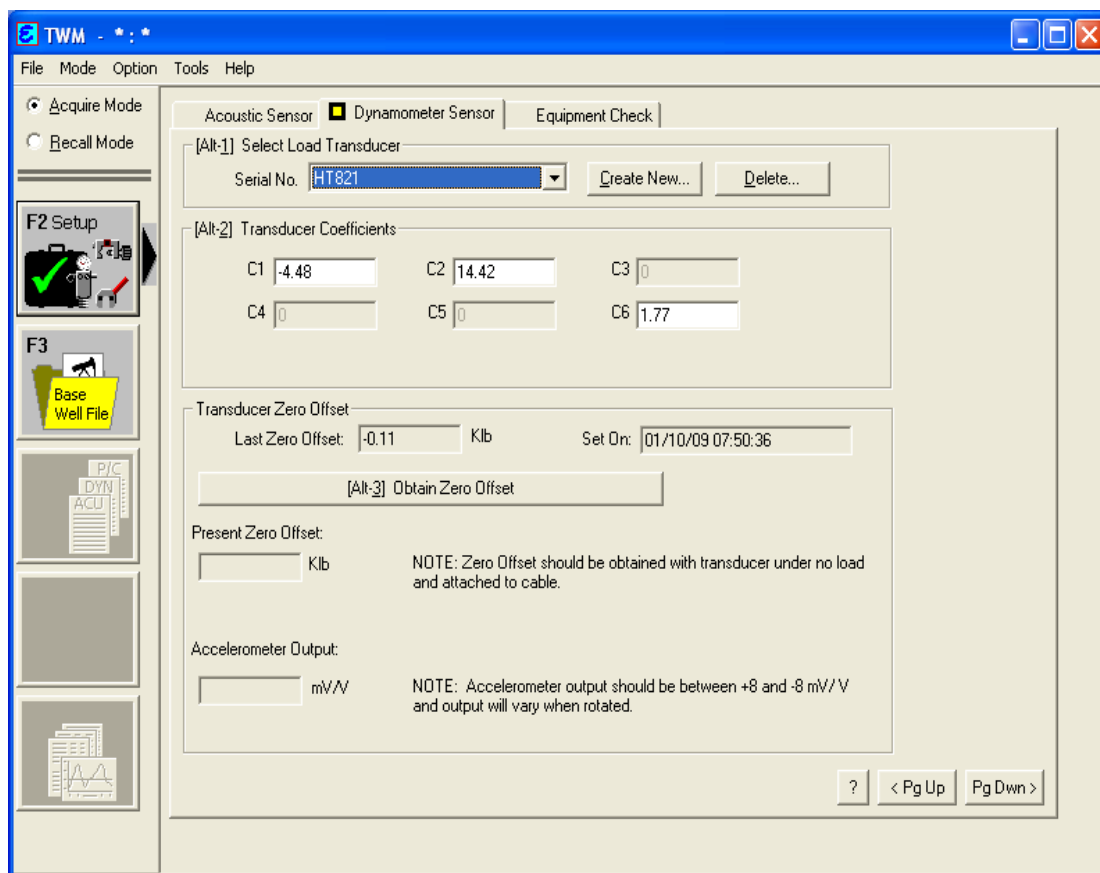
2.5 SECCIÓN DEL SENSOR DEL DINAMÓMETRO (*DYNAMOMETER SENSOR*)

La sección del sensor del dinamómetro tiene las siguientes funciones:

- Permite ingresar el número de serie y los coeficientes de la celda de carga del dinamómetro se deben o seleccionarlos desde el menú desplegable. Los coeficientes se usan para calcular la carga usando el voltaje de salida del transductor.
- Fijar el cero de calibración para el transductor tipo herradura. El cero se debe verificar para el primer pozo de cada día. (Podría ser necesario fijar el cero nuevamente si hay fluctuaciones altas de temperatura durante el día). Asegúrese que la celda de carga no esté cargada cuando se esté haciendo el chequeo de cero.
- Permite ingresar el número de serie y los coeficientes para otros transductores.
- Verifica el valor de la salida del acelerómetro.

Para la adquisición de datos del dinamómetro, se debe ingresar información del transductor de carga y los coeficientes. Los coeficientes 1 y 2 (C1 y C2) se usan para calcular la carga a partir del voltaje de salida del transductor. El coeficiente C6 se usa para calcular la posición a partir de la salida del acelerómetro. C6 es el coeficiente sensitivo con unidades de mV/v/g y se usa para calcular la longitud de la carrera.

Figura 16. Ventana del sensor dinamométrico



Fuente: Software TWM

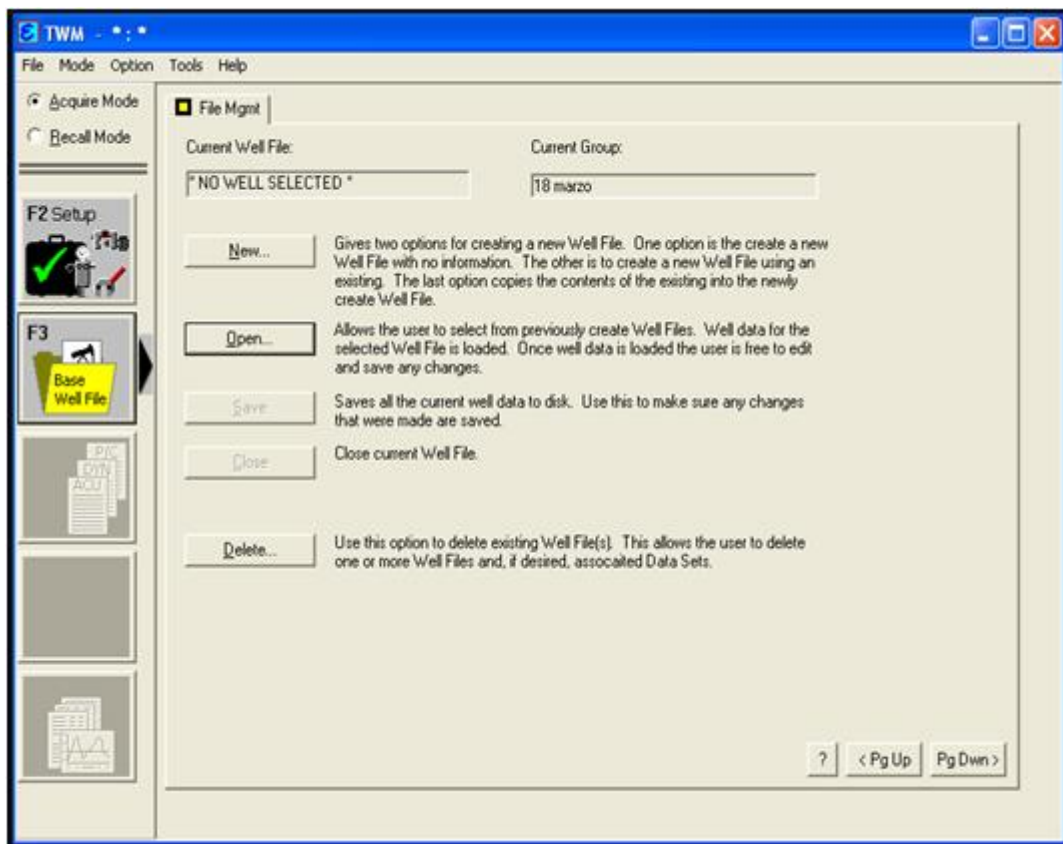
2.6 INFORMACIÓN DEL ARCHIVO BASE DEL POZO

Para usar el programa TWM, es necesario ingresar o cargar la información del pozo almacenada en el Archivo Base del Pozo (*BASE WELL FILE*). Sin importar que tipo de medidas se vayan a tomar, se recomienda que los datos en el Archivo Base del Pozo sean tan completos y exactos como sea posible. Los datos se pueden ingresar directamente en el programa TWM llenando la forma

correspondiente o importándolos si el usuario ha creado un archivo de pozo usando la versión DOS del programa Analizador de Pozo.

El Archivo Base del Pozo se ingresa seleccionando F3 cuando se está en la Modalidad de Adquisición (*ACQUIRE MODE*), mostrando la siguiente pantalla.

Figura 17. Ventana de ingreso a archivos del pozo

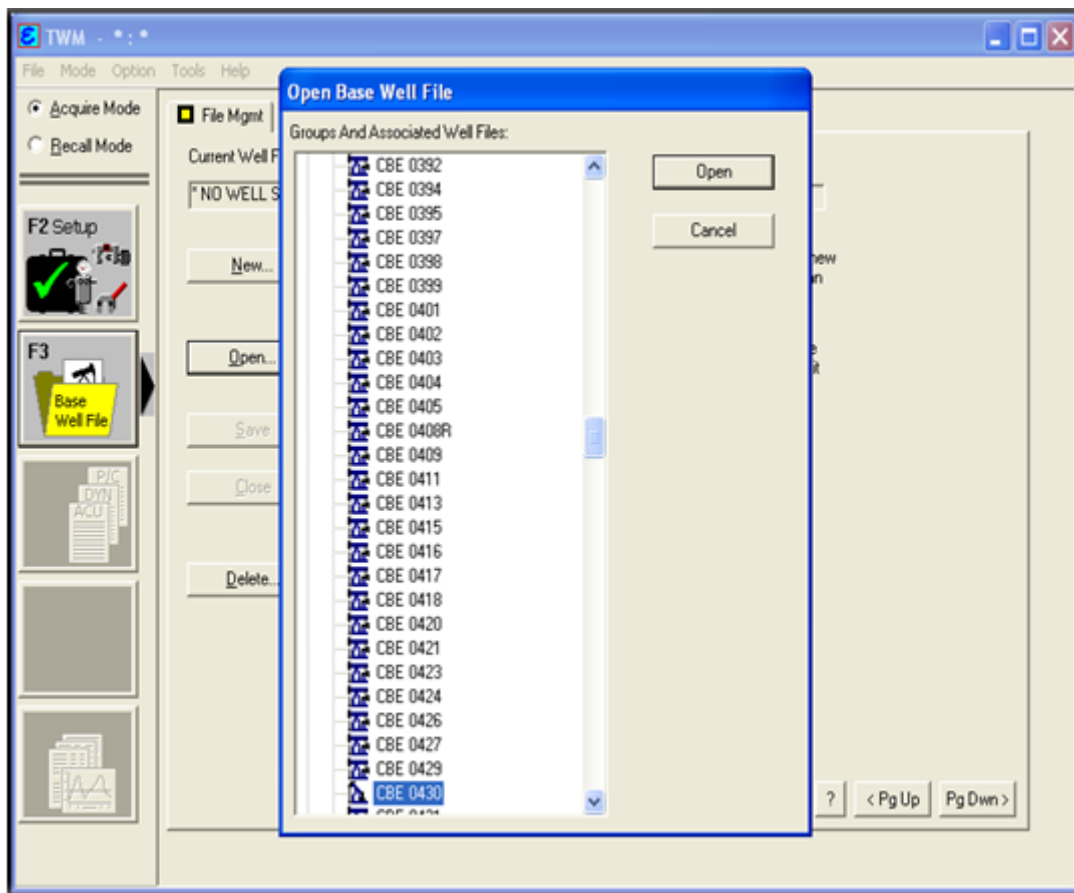


Fuente: Software TWM

Seleccione la opción Nuevo (*ALT+N* o *NEW*) para ingresar los datos de un nuevo pozo. Seleccione Abrir (*ALT+O* o *OPEN*) cuando los datos para un pozo ya están

en el programa. La opción Borrar (*ALT-D* o *DELETE*) permite borrar el archivo de un pozo y sus archivos asociados, todos estos archivos los encontramos por defecto en donde se halla instalado el software *TWM* en la unidad D del disco duro.

Figura 18. Ventana de modo de abrir archivo de pozos



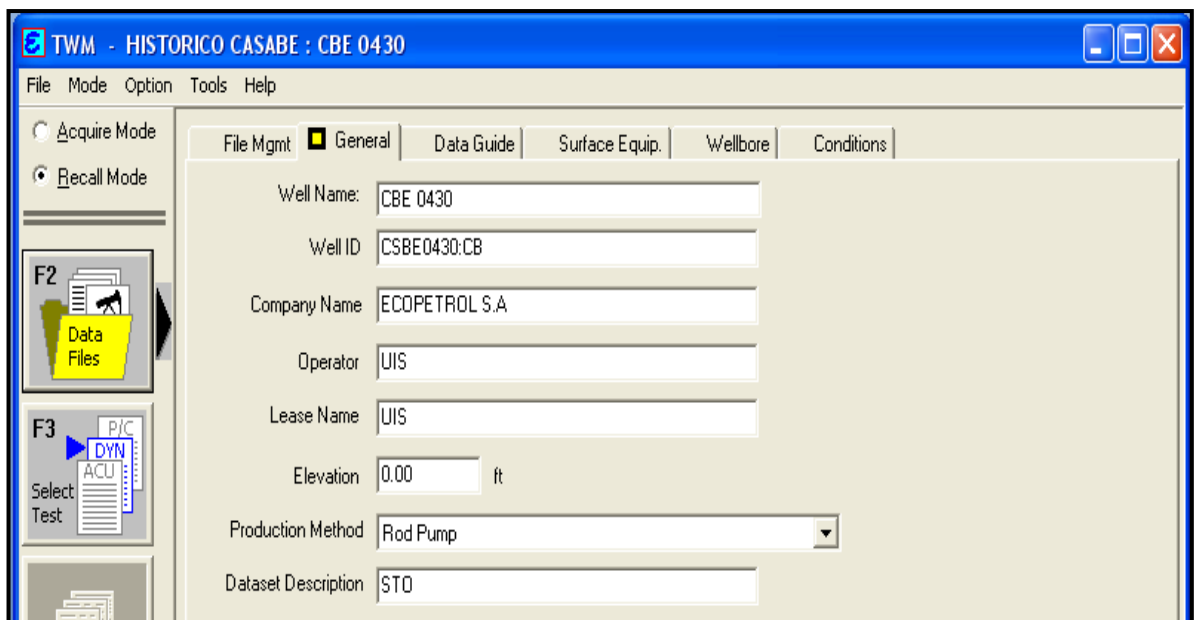
Fuente: Software TWM

2.7 INFORMACIÓN DEL ARCHIVO GENERAL DEL POZO

Los datos del pozo están divididos en cuatro grupos:

- **General (*GENERAL*):** Identifica el pozo, el usuario y el tipo de pozo.
- **Equipo de Superficie (*SURFACE EQUIP*):** Describe el equipo de superficie del pozo.
- **Pozo (*WELLBORE*):** Describe el equipo instalado dentro del pozo, como la tubería que se usó en este, el diámetro de la bomba, del *Tubing* y del *Casing*.
- **Condiciones (*CONDITIONS*):** Describe los parámetros de desempeño del pozo y del yacimiento.

Figura 19. Ventana de información de los archivos del pozo



The screenshot displays the 'TWM - HISTORICO CASABE : CBE 0430' window. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a left sidebar with 'Acquire Mode' and 'Recall Mode' radio buttons, and function key shortcuts (F2 Data Files, F3 Select Test). The main area has tabs for 'File Mgmt', 'General', 'Data Guide', 'Surface Equip.', 'Wellbore', and 'Conditions'. The 'General' tab is active, showing the following data:

Well Name:	CBE 0430
Well ID:	CSBE0430:CB
Company Name:	ECOPETROL S.A
Operator:	UIS
Lease Name:	UIS
Elevation:	0.00 ft
Production Method:	Rod Pump
Dataset Description:	STO

Fuente: Software TWM

2.8 SECCIÓN GENERAL (*GENERAL*)

Los datos del pozo YR-52 se usan para ilustrar las correspondientes secciones de los datos del pozo. La figura 20 muestra los datos que aparecen en la sección General.

Figura 20. Ventana de información de la sección general del pozo

The screenshot shows the TWM software interface for well YR-52. The 'General' tab is active, displaying the following information:

- Well Name: YR-52
- Well ID: YR-52
- Company Name: ECOPETROL
- Operator: UIS
- Lease Name: UIS
- Elevation: 0.00 ft
- Production Method: Rod Pump
- Dataset Description: STO

The 'Comments' section contains the following data:

THP	40 PSI
CHP	42.7 PSI
NIVEL	4906 ft (NO HAY SUMERGENCIA)
ANNULAR GAS FLOW	57 Mscf/D
VEL ACUST	1370 ft/s ALTA
RELA COLLA	METODO DE VELOCIDAD ACUSTICA
UNIDAD DE BOMBEO	LEGRAND C-912-305-168a
RECORRIDO	2/3
DESPLAZAMIENTO	327 AL 100% BBL/D AL 85% 278 BBL/D

Fuente: Software TWM.

1. **Nombre del Pozo (WELL NAME):** Ingrese el nombre del pozo. No use más de 24 letras para el nombre del pozo y tampoco una extensión, el programa añadirá la extensión apropiada. El nombre que se ingresa se mostrará en los archivos de datos y en las pantallas de análisis.

No Use los Sigüientes Caracteres, para que no se produzcan errores al ser leído los pozo, porque el programa no los reconoce.

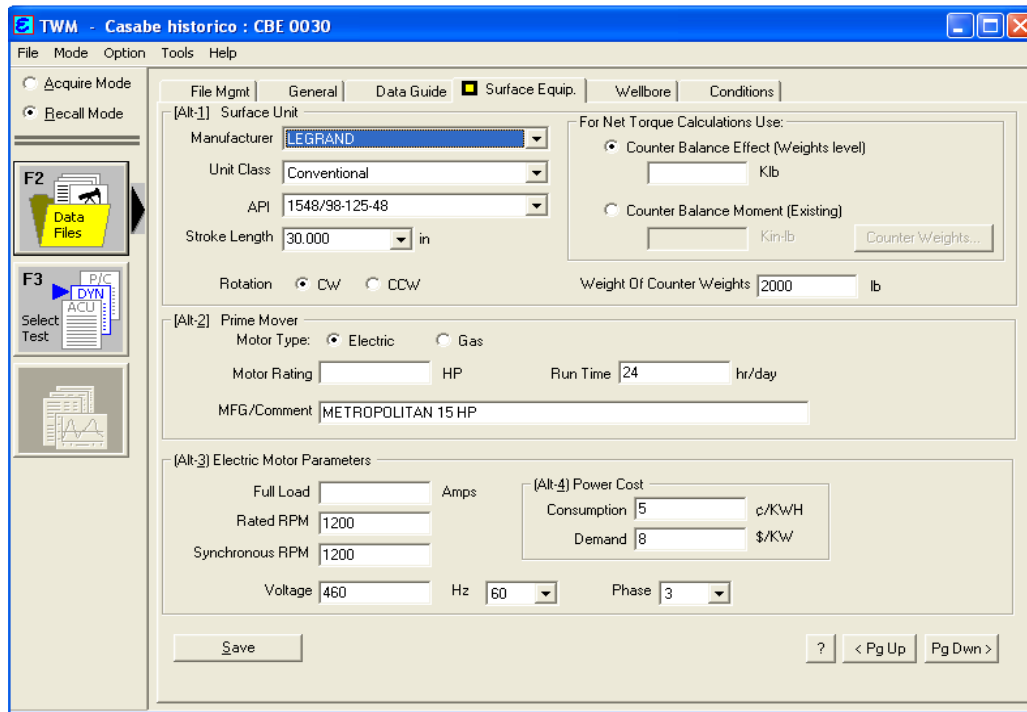
$\backslash , . ? ! ; [] * + =$

2. **Compañía (COMPANY):** Ingrese el nombre de la compañía.
3. **Operador (OPERATOR):** Ingrese el nombre de la persona que está haciendo la prueba.
4. **Nombre del Campo (LEASE):** Ingrese el nombre del campo.
5. **Elevación (ELEVATION):** Ingrese la elevación de la cabeza del revestimiento (CASING).
6. **Tipo de Levantamiento Artificial (ARTIFITIAL LIFT TYPE):** Seleccione el tipo apropiado en el menú desplegable.
7. **Comentarios (COMMENTS):** Este espacio se usa para entrar información importante del equipo o del completamiento del pozo.

2.9 EQUIPO DE SUPERFICIE (SURFACE EQUIP)

La figura 21 muestra los datos que aparecen en la sección Equipo de Superficie.

Figura 21. Ventana de información del equipo en superficie



Fuente: Software TWM.

Datos de la Unidad de Superficie (*SURFACE UNIT*).

- **Modelo de Manufactura (*MANUFACTURER*):** Seleccione el modelo de manufactura de la unidad de bombeo en el menú desplegable. El número del modelo esta en el poste maestro de la unidad.
- **Tipo de Unidad (*UNIT CLASS*):** El tipo de unidad corresponde a la designación de la geometría API.
- **API:** Seleccione el tamaño de esta unidad en el menú desplegable.
- **Longitud de Carrera (*STROKE LENGTH*):** Seleccione la longitud de la carrera de la varilla lisa en pulgadas. Los datos de aceleración se ajustan a la longitud de la carrera que se ingresó si el usuario así lo desea. El usuario debe medir esta longitud con la precisión adecuada.

- **Rotación (*ROTATION*):** Seleccione CW para la rotación en sentido horario de la manivela de la caja de transmisión. Seleccione CCW para la rotación en sentido anti horario de la manivela de la caja de transmisión. La varilla lisa esta a la derecha del usuario cuando se está observando la caja de transmisión. (Tecla F5).
- ***COUNTER BALANCE EFFECT - WEIGHTS LEVEL*:** Efecto de Contrabalanceo — Manivelas Horizontales: Esta carga se ejerce por las pesas, manivelas, etc. sobre la varilla lisa cuando las manivelas están niveladas y la varilla lisa se para en la carrera ascendente y el freno se libera. Este número se determina con medidas en el campo. El usuario puede digitalizar este número o puede ubicar un indicador en la figura de contrabalanceo y presionar *ENTER* para grabar este valor en el archivo del pozo. El efecto de contrabalanceo (CBE) se usa en el análisis de torque.
- **Peso de las Contrapesas (*WEIGHT OF COUNTERWEIGHTS*):** Ingrese el peso total de las contrapesas instaladas en la unidad.

Datos del Motor (*PRIME MOVER*).

- **Tipo de Motor (*MOTOR TYPE*):** Seleccione máquina Eléctrica (*ELECTRIC*) o de Gas (*GAS*).
- **Clasificación del Motor (*MOTOR RATING*):** Para motores eléctricos, entre el valor de la potencia nominal que está en la placa y que corresponde a la instalación eléctrica en uso. Para motores de gas entre la potencia nominal.
- **Tiempo de Uso (*RUN TIME*):** Para las unidades que funcionan de manera intermitente entre las horas por día de trabajo de la unidad.
- **MFG/Comentario (*MFG/COMMENT*):** Ingrese la descripción del tipo y modelo del motor/máquina.

Parámetros del Motor Eléctrico (*ELECTRIC MOTOR PARAMETERS*).

- **Amperaje a Carga Máxima (*FULL LOAD*):** Ingrese el valor correspondiente a la instalación eléctrica en uso, tal como se encuentra en la placa del motor.
- **RPM Nominal (*RATED RPM*):** Ingrese la velocidad del motor correspondiente a la potencia y torque nominal.
- **Voltaje (*VOLTAGE*):** Ingrese el voltaje correspondiente a la caja del interruptor.
- **HZ:** Seleccione la frecuencia de, la línea de voltaje.
- **FASE:** Seleccione el número de fases en la línea de voltaje.

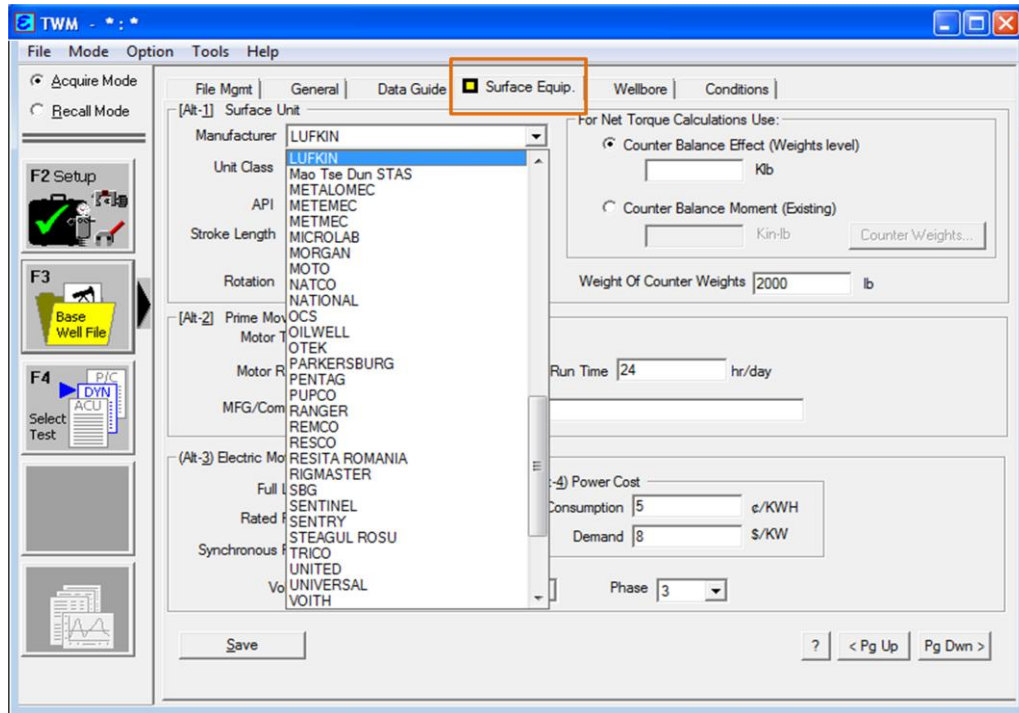
Datos del Costo de la Potencia (*POWER COST*)

- **Consumo en Dólares (*CONSUMPTION*):** Ingrese el costo de la electricidad. Por ejemplo, 8 para 8cents/kwh.
- **Consumo en Dólares (*DEMAND*):** Ingrese el costo de demanda. Por ejemplo, 12 dólares el Kw consumido, 12 \$/kw.

Biblioteca de Unidades de Bombeo. La selección del tipo y tamaño de la unidad de bombeo se puede llevar a cabo refiriéndose a la biblioteca de las unidades de bombeo que forma parte del programa TWM. Esta biblioteca se ingresa por medio del menú desplegable en el que se encuentra una lista de las unidades a partir de la lista del fabricante.

Esto resulta en lo que se muestra la siguiente figura. En la pantalla se listan todos los fabricantes que existen para las especificaciones de las unidades que se ingresaron.

Figura 22. Ventana de Unidades de bombeo mecánico



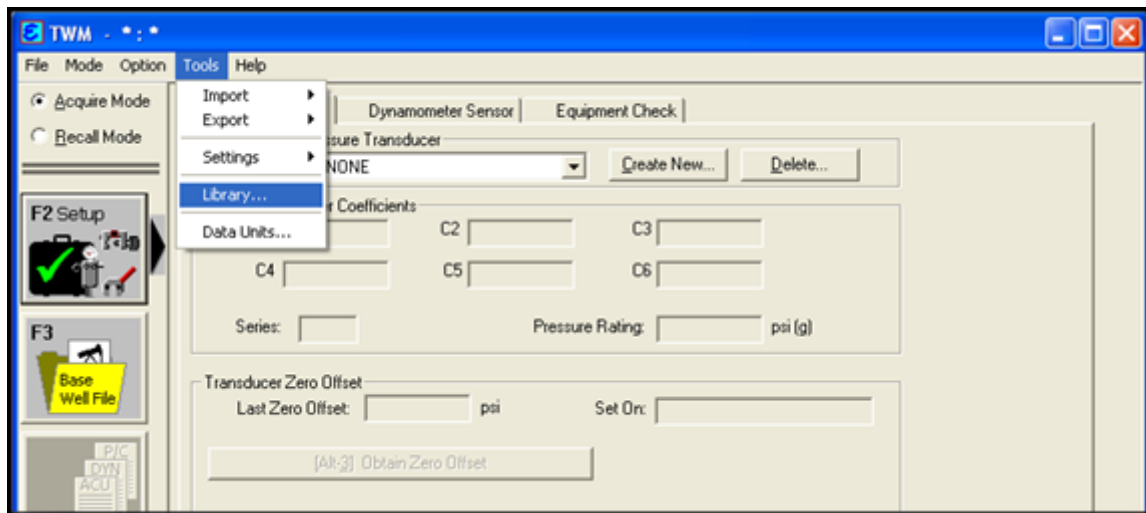
Fuente: Software TWM

Se debe tener particular cuidado en que la unidad que se seleccione sea la correcta, ya que el programa usa las dimensiones y características de la unidad seleccionada para calcular las cargas, desplazamientos y esfuerzos en el sistema de bombeo.

Editar Unidades de Bombeo en la Biblioteca. Esta función es de gran utilidad para el operador, cuando la unidad está compuesta por partes de distintos fabricantes, o lo que se conoce como “unidades de bombeo hechizas” La biblioteca de unidades de bombeo es un archivo que se puede editar siguiendo la siguiente ruta:

TOOLS (Herramientas) → *LIBRARY* (Biblioteca)

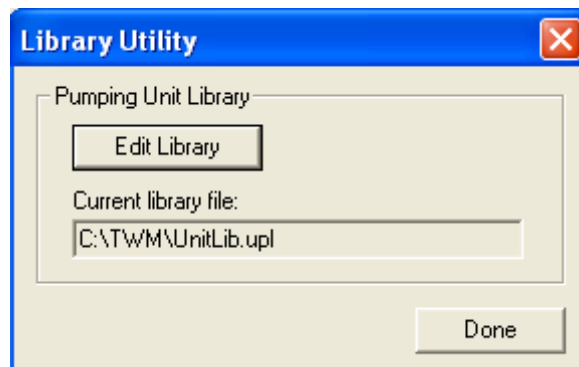
Figura 23. Ventana de herramientas de la librería de unidades de bombeo mecánico



Fuente: Software TWM.

Luego aparece la siguiente pantalla donde presionamos la opción *EDIT LIBRARY* (editar librería).

Figura 24. Ventana con la opción editar librería



Fuente: Software TWM

El siguiente paso es abrir el menú con la dirección de la biblioteca de unidades, tenga en cuenta que el contenido de la biblioteca de las unidades de bombeo se puede modificar solamente si la unidad ha sido ingresada por el usuario. La biblioteca inicial está protegida de modificaciones accidentales.

Figura 25. Ventana de edición de unidades de bombeo mecánico

The screenshot shows the 'Pumping Unit Library Editor' window. At the top, there are three buttons: 'New Unit', 'Delete Unit', and 'Duplicate Unit'. Below these are three dropdown menus for 'Manufacturer' (set to LUFKIN), 'Class' (set to Air Balance), and 'API' (set to A-114D-173-64). To the right of these is a 'Status' field showing 'System Unit. Record Locked'. The main area contains several input fields for technical specifications:

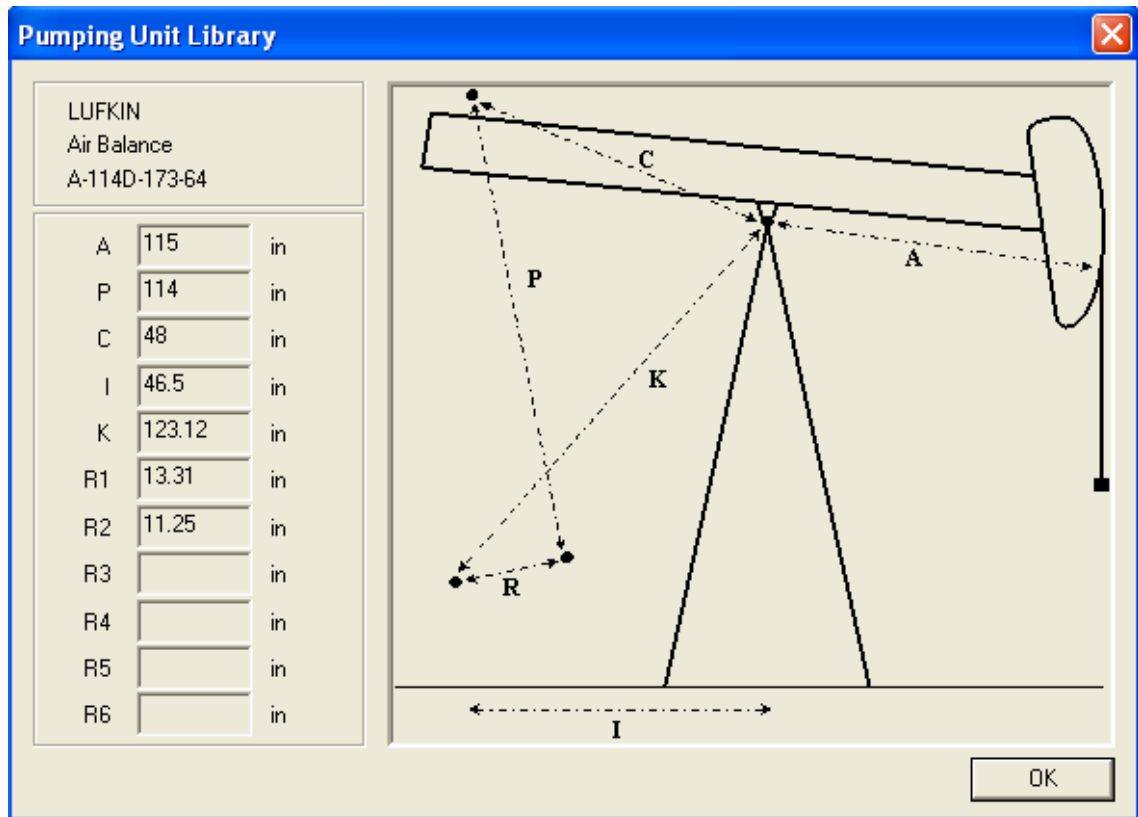
Gearbox	114000	in-lb	Structural Load	17300	lb			Stroke Length	
A	115	in	C	48	in	R1	13.31	in	64
P	114	in	I	46.5	in	R2	11.25	in	54.0947
K	123.12	in	Tau	0	degree	R3			
Structural Unbalance	0	lb				R4			
						R5			
						R6			

At the bottom, there is a 'Comment' field containing 'A-114D-173-64' and three buttons: 'Done', 'Save', and 'Diagram'.

Fuente: Software TWM.

Los datos deben seguir la nomenclatura API y sus convenciones. Un diagrama de una unidad y una forma que permita editar las dimensiones se muestra seleccionando el botón Diagrama (*DIAGRAM*).

Figura 26. Ventana de diagrama de unidad de bombeo mecánico



Fuente: Software TWM.

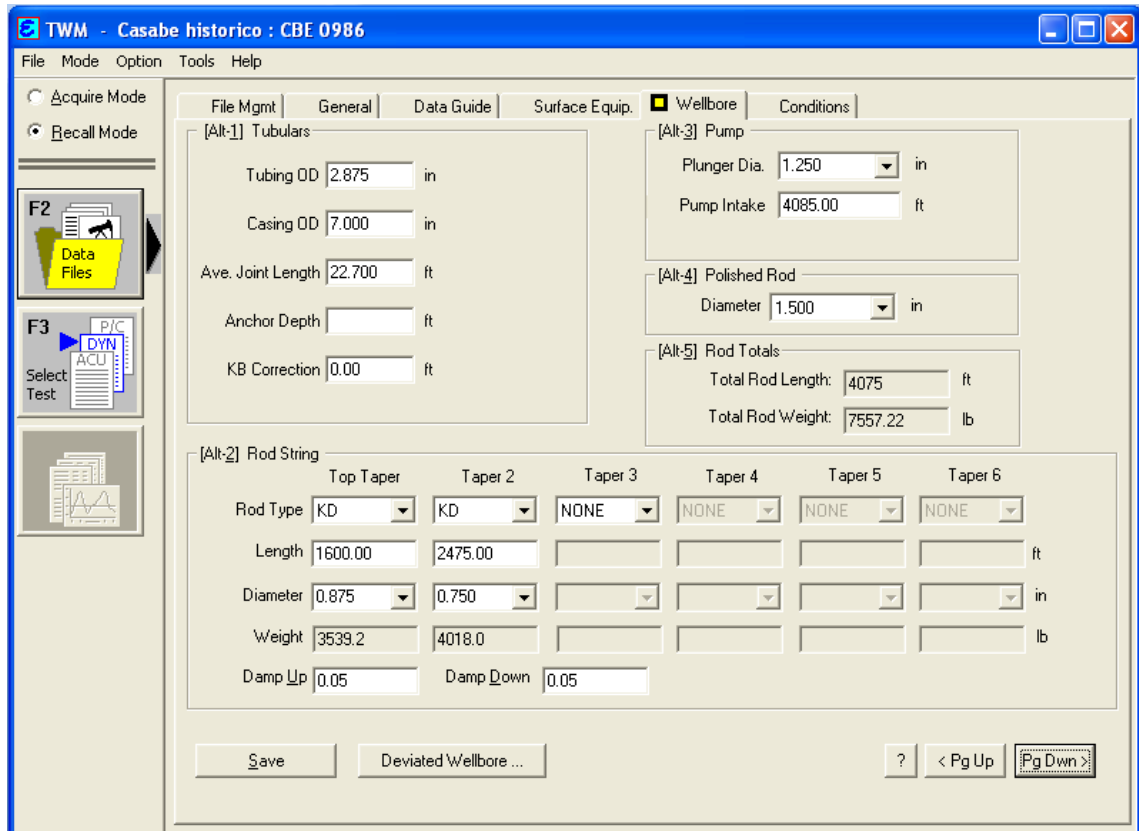
Es importante adquirir y analizar datos usando la descripción correcta de la unidad.

2.10 Sección Pozo (WELLBORE)

En esta sección es donde se puede conocer el estado mecánico de cada pozo, cada dato se puede modificar de acuerdo al cambio que se le haya hecho al pozo.

La siguiente figura muestra los datos que aparecen en la sección Pozo (WELLBORE).

Figura 27. Pestaña de la selección de la sección de pozo (WELLBORE)



Fuente: Software TWM

Datos de los Tubos (TUBULARS). Estos datos se usan para calcular el área anular y las tasas de postflujo de líquido y gas. Por ejemplo, revestimiento de 5.5 pulgadas y tubería de producción de 2.375 pulgadas. (DIÁMETROS EN PULGADAS).

- **Diámetro Externo de la Tubería de Producción (*TUBING OD*).**
- **Diámetro Externo del Revestimiento (*CASING OD*).**
- **Longitud Promedio de los Tubos en Pies (*AVE. JOINT LENGTH*):** Esta longitud se necesita para determinar la profundidad del nivel del líquido y se obtiene del archivo del pozo. No cuente las uniones substitutas cuando determine la longitud promedio de los tubos. Este número se debe calcular con precisión de 1/100 pies. Por ejemplo, 3.27 pies.
- **Profundidad del Ancla de la Tubería de Producción (*ANCHOR DEPTH*):** Este valor se usa para ayudar al usuario a seleccionar la señal que define el nivel de líquido y también se usa como una distancia de referencia cuando el procesamiento de los datos acústicos usa una de las técnicas de procesamiento especial discutidas más adelante. Ingrese este valor como profundidad medida.
- **Elevación del Buje de la Kelly (*KELLY BUSHING*):** En esta sección cargue los datos de la elevación del buje de la Kelly.

Datos de la Bomba (*PUMP*)

- **Diámetro del Pistón (*PLUNGER DIAMETER*):** Ingrese el valor del diámetro del pistón de la bomba en pulgadas. Por ejemplo, 1.25 pulgadas.
- **Profundidad de la Entrada de la Bomba (*PUMP INTAKE*):** Este valor es una medida de la profundidad a la que se encuentra ubicada la bomba, esta medida está dada en Pies, es usada cuando la bomba está ubicada a una

distancia considerable por encima o por debajo de la formación productora. Si se está produciendo agua y aceite, el programa asume que todo el líquido por debajo de la bomba es agua y todo el líquido por encima es aceite. Use las profundidades de las perforaciones en vez de la profundidad de la bomba si una junta de tubería está por debajo de la bomba. Para operaciones eficientes de la bomba una junta larga de tubería no debe ser usada.

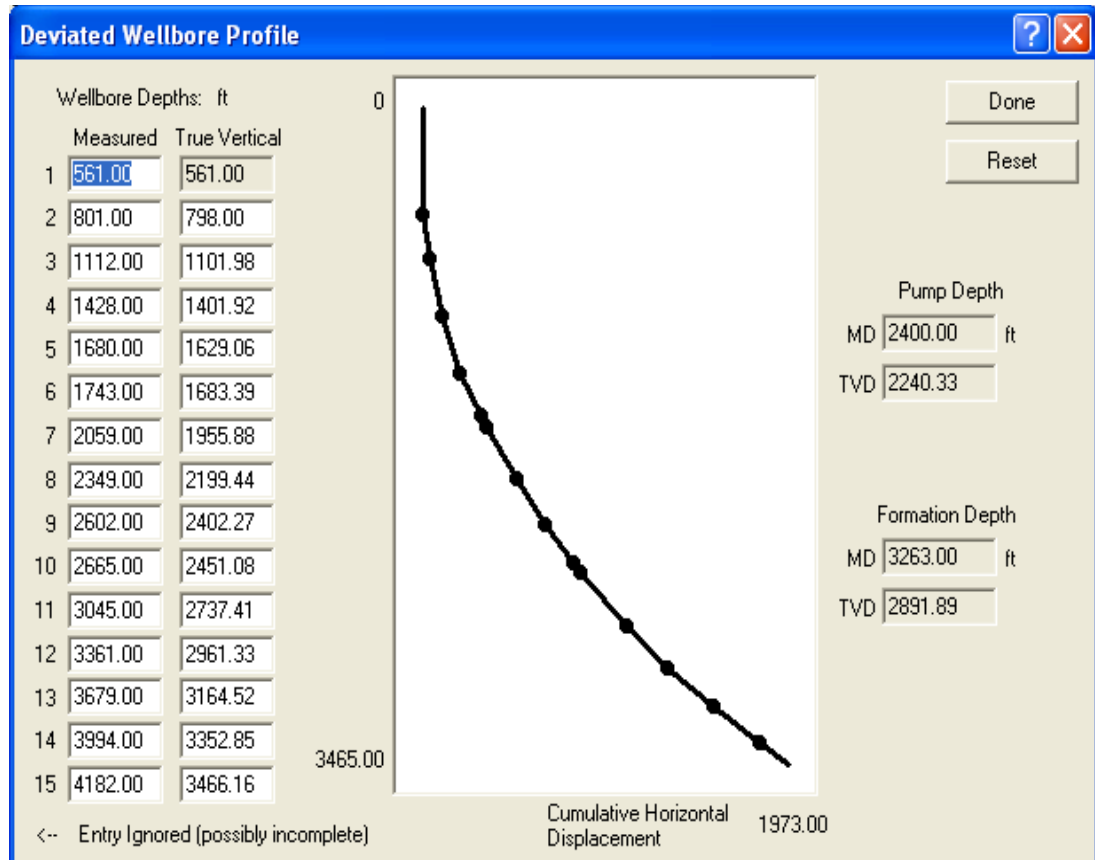
Datos de las Varillas (*ROD STRING*):

- **Arreglo de las Varilla (*TAPER*):** Ingrese la longitud y el diámetro de cada sección de varillas. Por ejemplo: longitud, 1200 pies; diámetro 0.875 pulgadas. También seleccione el tipo de varilla como C, D, K, H para acero, o F para fibra de vidrio.
- **Amortiguación hacia Arriba/Abajo (*DAMP UP/DOWN*):** Este es un factor de amortiguación se usa en el cálculo del modelo de la ecuación de onda para la sarta de varillas. Use el valor que aparece en el programa a menos que la forma de la gráfica que trae la bomba sugiera que este valor se debe modificar. Ajuste este número para corregir la forma del dinagrama de la bomba y así poder analizar las condiciones de la bomba. Un número menor tiende a ensanchar el dinagrama e incrementar la diferencia entre la carga máxima y mínima en la mitad de la carrera.

Pozos Desviados (*DEVIATED WELLBORE*). Seleccione esta opción para ingresar los registros de dirección de pozos desviados. El siguiente formato

muestra las entradas cuando los datos corresponden a la Profundidad Medida y Vertical.

Figura 28. Ventana de Perfil de pozo desviado



Fuente: Software TWM.

El programa usa estos datos para calcular las presiones de entrada de la bomba y de referencia basadas en las profundidades verticales. El formato anterior muestra los valores calculados de desviación que tiene el pozo en su perforación.

2.11 SECCIÓN DE CONDICIONES (CONDITIONS)

La sección de condiciones se divide en 5 grupos que incluyen los datos que describen las características del pozo como las presiones, temperaturas, el completamiento, la formación y los fluidos de producción.

Figura 29. Ventana de Condiciones (CONDITIONS)

The screenshot shows the 'CONDITIONS' window in the TWM software. The window title is 'TWM - Casabe historico : CBE 0403'. The menu bar includes 'File', 'Mode', 'Option', 'Tools', and 'Help'. The 'Conditions' tab is selected, and the 'Wellbore' sub-tab is active. The window is divided into five main sections, each with a color-coded border:

- Pressure [Alt-1] (Orange border):** Contains fields for Static BHP (1550.0 psi (g)), Static BHP Method (Gauge), Static BHP Date (08/20/2004), Producing BHP (647.1 psi (g)), Producing BHP Method (Acoustic), Producing BHP Date (03/02/2009), Formation Depth (4765.50 ft), and Producing Interval (Edit Interval...).
- Production [Alt-3] (Yellow border):** Contains fields for Oil (57 BBL/D), Water (323 BBL/D), Gas (Mscf/D), and Date (01/03/2009).
- Temperatures [Alt-4] (Green border):** Contains fields for Surface (70 deg F) and Bottom Hole (150 deg F).
- Surface Producing Pressures [Alt-2] (Blue border):** Contains fields for Tubing (55.0 psi (g)), Casing (3.0 psi (g)), Casing Pressure Buildup: (dP / dT), Change In Pressure (-0.2 psi), and Over - Change In Time (2.00 min).
- Fluid Properties [Alt-5] (Red border):** Contains fields for Oil (21.3 deg API) and Water (1.02 Sp.Gr.H2O), along with a 'Gas Analysis ...' button.

At the bottom of the window, there is a 'Save' button and navigation buttons: '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >'. On the left side, there are function keys: F2 (Data Files), F3 (Select Test), and a 'P/C DYN ACU' button.

Fuente: Software TWM

Datos de Presión (*PRESSURE DATA*).

- **Estado del Pozo (*WELL STATES*):** Indica mediante la prueba si el pozo está produciendo hidrocarburo, cuando el Analizador de Pozo se está ejecutando, o si el pozo ha sido cerrado por suficiente tiempo, para que la presión y los niveles de fluido estén cerca a la estabilización. Entonces seleccione Produciendo (*PRODUCING*) o Estático (*STATIC*) desde el menú desplegable dependiendo de la prueba que se desea hacer.
- **Presión Estática de Fondo (*STATIC BHP*):** Ingrese la presión estática de fondo, este valor se compara con la presión dinámica para determinar la eficiencia de la tasa de producción y las tasas máximas de flujo disponible.
- **Método de Presión Estática de Fondo (*STATIC BHP METHOD*):** Describe el método usado para obtener la presión estática del yacimiento tal como: valor medio, valor estimado, etc. seleccionado desde el menú desplegable (*GAUGE, ESTIMATE, ACOUSTIC, DTS*).
- **Fecha de la Presión Estática del Yacimiento (*STATIC BHP DATE*):** Fecha en que se obtuvo la Presión Estática de Fondo.
- **Método de Presión Dinámica de Fondo (*PRODUCING BHP METHOD*):** Esta es la presión calculada a la profundidad de referencia.
- **Fecha de la Presión Dinámica de Fondo (*PRODUCING BHP DATE*):** Fecha en que se obtuvo la Presión Dinámica de Fondo.
- **Profundidad de la Formación/Profundidad de Referencia en Pies (*FORMATION DEPTH*):** Es la profundidad en pies a la cual se calcula la presión de referencia. La base del intervalo productor se debe ingresar a

menos, que el usuario decida lo contrario. La presión dinámica de fondo se calcula a esta profundidad y la profundidad de la bomba se compara con la profundidad de la zona productora más inferior como una manera de detectar problemas de interferencia de gas.

Datos de Producción (*PRODUCTION*).

- **Barriles de Petróleo por Día (*OIL*):** Producción de petróleo obtenida de la prueba de pozo más reciente en barriles por día a condiciones de superficie. Este número se usa para calcular la tasa máxima de producción de petróleo.
- **Barriles de Agua por Día (*WATER*):** Producción de agua obtenida de la prueba de pozo más reciente en barriles por día a condiciones de superficie. Este número se usa para calcular el gradiente del líquido y la tasa máxima de producción de agua.
- **Miles de Pies Cúbicos de Gas por Día (*GAS*):** Ingrese el total de producción de gas obtenida de la prueba de pozo más reciente en miles de pies cúbicos por día a condiciones de superficie.

Datos de Temperatura (*TEMPERATURES*).

- **Temperatura de Superficie en °F (*SURFACE*):** Es la temperatura del gas en la cabeza del pozo. Usualmente este valor está entre 60-70°F, este valor no es la temperatura del medio ambiente; es la temperatura a pocos pies de profundidad en el subsuelo.

- **Temperatura de Fondo en °F (*BOTTOM HOLE*):** Se usa en conjunto con la temperatura de superficie para corregir los gradientes de los fluidos a condiciones de fondo. Esta se obtiene a partir de registros de pozo o se calcula a partir de gradientes geotérmicos locales (en promedio 15°F/1000pies).

Propiedades de los Fluidos (*FLUID PROPERTIES*).

- **Gravedad API del Petróleo (*OIL*):** La gravedad API del petróleo producido se necesita para calcular el gradiente del líquido.
- **Gravedad Específica del Agua (*WATER*):** La gravedad del agua tiene que ser ingresada como gravedad específica. Entre 1.05 si esta se desconoce.
- **Gravedad Específica del Gas (*GAS GRAVITY*):** Gravedad del gas relativa al aire.
- **Botón Análisis del Gas (*GAS ANALYSIS*):** Esta pestaña abre una ventana con dos métodos para calcular la composición del gas en el pozo, en la primera introducimos la gravedad del gas que estamos manejando y en la segunda los valores para usar esta gravedad en cada composición.

Figura 30. Ventana de análisis de gas

Gas Analysis

Method To Determine Gas Gravity

Enter Gas Gravity

Gas Composition values used to calculate Gas Gravity

Input

Gas gravity 0.6019 Air = 1

%CO2 0

%N2 0

%H2S 0

OK

Fuente: Software TMW.

Generalmente la composición del gas mostrado en la figura anterior es diferente a la composición de una muestra de gas tomada en la tubería de superficie o del separador. Cuando se selecciona el botón OK, la gravedad del gas se calcula a partir de la composición.

Presiones de Producción de Superficie (*SURFACE PRODUCING PRESSURES*).

- **Presión en la Tubería de Producción en Psi (*TUBING*):** Presión promedio en la tubería de producción cuando se está operando.

- **Presión en la Cabeza del Revestimiento en Psi (*CASING*):** Si no hay un transductor de presión disponible, la presión del revestimiento se debe leer directamente del manómetro e ingresarla en el respectivo espacio.

***CASING PRESSURE BUILDUP* (Restauración de la Presión del Revestimiento):**

- **Cambio en la Presión del Revestimiento en Psi (*CHANGE IN PRESSURE*):**
Si no se utiliza un transductor de presión, el usuario debe ingresar el cambio de la presión en el revestimiento.
- **Intervalo de Tiempo (*OVER-CHANGE IN TIME*):** Ingrese el intervalo de tiempo en el cual se observó el cambio de presión en el revestimiento.

3. ANTECEDENTES Y APLICACIONES DEL EQUIPO

A continuación se explica la evolución y los aportes tecnológicos que han sido necesarios para el desarrollo de esta herramienta, así como una breve descripción de los estudios y aportes realizados por diversos autores.

3.1 ESTUDIO ACÚSTICO DE POZO

Las técnicas acústicas (*ECHO-RANGING*) para realizar sondeos en pozos han ayudado, por más de cincuenta años, en los análisis de pozos de bombeo mecánico³.

Anteriormente las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba. Si esto sucediera, el operador podía tratar de aumentar la producción al instalar una bomba mas grande, o si la bomba no estaba operando apropiadamente ésta bomba sería retirada y reparada. Posteriormente con la actualización de estos instrumentos, algunos operadores se dieron cuenta que con una interpretación adecuada de los registros se podía obtener información adicional. En particular, la presión de fondo del pozo se calcula, sumando la presión de superficie del revestimiento (*CASING*) y las presiones de la columna hidrostática de gas de líquido. Para esto se necesita conocimiento de la densidad, de la distribución del petróleo con respecto al agua en la columna del líquido, especialmente en el caso de pozos cerrados donde las columnas del líquido se observan relativamente altas.

³ *Ibíd.*, p.63

Los operadores también observaron que en los casos en donde el gas se venteaba por el anular, la presión de fondo de pozo calculada era excesivamente alta. Esto se atribuía a la disminución del gradiente efectivo de líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna del líquido por encima de las perforaciones. *C. P. Walker*⁴ patentó un método para determinar la densidad de columnas líquidas en el anular las cuales están aireadas por burbujas de gas que fluyen hacia arriba a través del líquido.

Walker presentó una técnica en donde una válvula de contrapresión se usa para controlar e incrementar la presión de cabeza del revestimiento (*CASING*) haciendo que el nivel de líquido del anular disminuya una distancia correspondiente al incremento de presión. El gradiente del líquido gaseoso se calcula dividiendo los cambios de presión en el tope de la columna líquido gaseosa por la correspondiente caída en el nivel del líquido. Este gradiente posteriormente se usa para calcular la presión de fondo del pozo. Si el ajuste de la válvula de contrapresión se incrementa hasta que el tope de la columna líquido gaseoso se estabiliza en la vecindad de la entrada de la bomba, entonces la presión de fondo dinámica del pozo se puede estimar con más precisión ya que la contribución de la presión hidrostática de una pequeña columna de líquido gaseoso es pequeña con relación a la presión de cabeza del revestimiento (*CASING*), y los errores en el gradiente estimado no afectarán significativamente la presión total resultante.

Este método que se presentó hace más de cincuenta años, es aun el método más usado para obtener con precisión las presiones dinámicas de fondo de los pozos.

⁴ WALKER, C.P.; "Method of Determining Fluid Density, Fluid Pressure, and Production Capacity of Oil Wells, US. Patent Nº 2, 161,7333 filed 26, 1937.

Los estudios realizados por McCoy, y otros⁵ presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas en el anular cuando este se cierra, utilizando la tasa de restauración de presión del gas en el anular y el volumen del espacio anular, la tasa de flujo de gas en el anular se puede obtener con exactitud.

Si la tasa de flujo de gas en el anular se conoce, un estimativo del gradiente de la columna del líquido se obtiene usando una correlación desarrollada con datos de campo. Esto calcula una presión dinámica de fondo del pozo con una exactitud razonable aun cuando haya una columna de líquido gaseoso por encima de la bomba. Adicionalmente a la tasa de flujo de gas en el anular, el operador también puede calcular la gravedad específica del gas si se hace un sondeo acústico del pozo asumiendo que la velocidad acústica y la presión se conocen y que la temperatura se puede estimar. El cálculo de la gravedad específica del gas permite un cálculo más exacto de la presión de la columna de gas.

Con el uso de computadores portátiles el operador puede obtener automáticamente datos acústicos del nivel de líquido y medidas de presión en superficie con los cuales pueden calcular las presiones de fondo del pozo. Por lo tanto, es posible hacer pruebas de restauración vs caída de presión en pozos de bombeo a bajo costo.

Los datos de presiones de restauración le permiten al operador obtener propiedades del yacimiento como permeabilidad, daño de formación, presiones de yacimiento y Otros parámetros a un costo relativamente bajo.

⁵ MCCOY, J.N, PODIO, A. L. and HUDDLESTON K. L. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure: SPE Formation Evaluation, September 1988, p. 617

Con el uso de un computador portátil se obtienen cuatro importantes ventajas:

- Con el computador se puede realizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquido más exactas.
- Se obtienen automáticamente los cálculos de las presiones de fondo de pozo a partir de las medidas acústicas de nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos.
- El computador ofrece una operación automática del equipo gracias a que se puede programar para realizar sondeos y obtener automáticamente medidas de presión del revestimiento (*CASING*), sin la presencia del operador.
- Los datos del pozo se pueden almacenar y administrar eficientemente.

Estas 4 ventajas nos permiten analizar el desempeño de los pozos, analizar el transientes de presiones y obtener un buen desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

3.2 ESTUDIOS CON EL DINAMÓMETRO

El bombeo mecánico sigue siendo el método de levantamiento artificial más usado, porque las condiciones económicas indican que las máximas eficiencias se presentan usando esta tecnología.

Los métodos para analizar el desempeño de este sistema se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert⁶ y Fagg⁷ en donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición para generar una grafica que puede representar el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

Los desarrollos más recientes se han concentrado en refinar las técnicas de interpretación de las características de esta curva de carga-desplazamiento para lograr un análisis detallado del sistema.

Entre los más relevantes se encuentran:

- *Distribución de la carga en la sarta de varillas.*
- *Carga y desplazamiento en la bomba.*
- *Operación y fuga de las válvulas de la bomba.*
- *Torque y eficiencia de contrabalanceo.*
- *Carga de fatiga y colapso de varillas.*
- *Desempeño del motor.*

Con el desarrollo de un sistema de adquisición de datos digitales de alto desempeño, se ha prestado atención a estos análisis más completos para que la eficiencia de la unidad de bombeo mecánico sea mejor. Por esto las mediciones simultáneas de en diversos parámetros dinámicos (kilovatios de entrada, factor de potencia, torque del motor, torque de la caja reductora, posición de la varilla lisa, velocidad, aceleración, carga, velocidad del motor y carreras por minuto de la unidad) son posibles y económicamente posibles.

⁶ GILBERT, W.E., An Oil Well Pumping Dynagraph: API Drilling and Production Practice, 1936, pp.94-115.

⁷ FAGG, I.W, Dynamometer Charts And Well Weighing: Petroleum Transactions, AIME, Vol.189,1950,pp. 165-174.

El Analizador de Pozo permite la adquisición de datos desde los transductores de carga y de aceleración con la finalidad de obtener un análisis simple o avanzado del dinamómetro. El operador puede seleccionar esta modalidad desde el menú principal del Analizador ingresando la opción deseada, cargando la información necesaria de acuerdo a las características de los transductores que se usaran.

El Analizador provee facilidades para adquirir y mostrar los datos del dinamómetro y para grabar la información en un disco de memoria para posterior procesamiento y análisis.

3.3 PRUEBAS TRANSIENTES DE PRESIÓN

Los estudios de presión dinámica de fondo, pruebas de restauración de presión y pruebas de caídas de presión son las principales herramientas para determinar la presión del yacimiento, la permeabilidad de la formación y el factor de daño. Estas técnicas se usan ampliamente en pozos fluyentes y en algunos pozos de levantamiento artificial de gas, en donde la información de la presión se obtiene fácilmente usando registradores de presión bajados con cable dentro del pozo. La presencia de las varillas en los pozos de bombeo mecánico imposibilita las mediciones directas rutinarias y prácticas de presiones de fondo de pozo, eliminando el parámetro más importante para analizar el desempeño del pozo. Las instalaciones permanentes en superficie que registran la presión de fondo de pozo no presentan ventajas económicas al realizan las mediciones a través del espacio anular.

El Sistema Acústico Automático de Presión Transiente, se basa en el Analizador de Pozos Digital “Este es el encargado de adquirir y digitalizar los datos que se toman en el pozo, para poder interpretarlos en un computador con el software TWM” el cual está configurado para una operación larga que no necesita ser monitoreada continuamente. Esto se logra usando una fuente de corriente conectada o con una batería de larga duración, también con una línea de gas continua y utilizando un programa desarrollado especialmente para grabar y analizar datos Transientes de presión automáticamente. El módulo especial del programa TWM, Análisis y Adquisición de Datos Transientes de Presión, tiene múltiples funciones de controlar la secuencia de las pruebas del pozo, adquiriendo, grabando, analizando los datos, generando tablas y gráficas para presentar los resultados.

Los cálculos de presión de fondo se basan en la medida de la presión en cabeza, en las profundidades de la interfase gas/líquido y en los cálculos de los gradientes de los fluidos en el anular. Para obtener con mayor exactitud los cálculos de la presión de fondo de pozo, el Programa Analizador de Pozo tiene en cuenta las variaciones de temperatura y las variaciones de la velocidad acústica como consecuencias de los cambios en la composición del fluido del anular que se originan por las variaciones de presión durante la prueba de transiente.

Durante los días que dura una prueba común en un pozo, el elemento sensitivo del transductor puede experimentar cambios de temperatura mayores a 60 °F⁸. Aunque la temperatura del transductor se compensa por sí solo, los cambios de temperatura pueden originar pequeños errores en la medida de la presión en la cabeza del revestimiento, lo cual sería inaceptable para los análisis de transientes de presión.

⁸ ECHOMETER COMPANY, “Well analyzer and TWM Software”, Operating Manual, 2008, pp.19.

Se puede ingresar correcciones adicionales midiendo la temperatura con una resistencia térmica y calculando la desviación de presión correspondiente a partir de curvas de calibración obtenida para cada transductor y entradas al programa.

Durante una prueba de pozo (restauración o caída), la presión, la temperatura y la composición del gas en el anular pueden manifestar cambios significativos. Esto puede originar variaciones en la velocidad acústica del gas. En un momento determinado la velocidad acústica promedio se calcula con una cuenta automática de las reflexiones de uniones filtradas y con el promedio de la longitud de los tubos. Una tabla de la velocidad acústica en función del tiempo se genera para cada secuencia de la prueba y se almacena con los datos de presión. El programa de reducción de los datos interpola entre estos puntos para calcular la profundidad de la interfase gas/líquido a partir de la medida del tiempo de tránsito del eco del líquido. Si esta variación no se tiene en cuenta y si solo se usa un valor de velocidad acústica para interpretar los datos de tiempo de viaje, un error significativo se obtendría al calcular la presión de fondo de pozo.

Muchos documentos se han presentado acerca de los métodos para el cálculo de la presión de fondo de pozo a partir del nivel del líquido en el anular determinado acústicamente⁹. La presión de fondo de pozo es la suma de la presión de cabeza del revestimiento (*CASING*) y las presiones de la columna hidrostática debidas al líquido y al gas en el anular.

⁹ **PODIO Augusto, McCoy J.N, BECKER, Dieter, ROWLAN, Lynn and DRAKE, Bill Total Well Management II: Echometer Company, SPE 67273, March 2001.**

El gradiente de la columna del gas se calcula en función de la presión, temperatura y gravedad del gas, el de la columna del fluido en el anular es una función de la composición de los líquidos y de la razón de agua/petróleo y gas/líquido in situ.

Las condiciones de bombeo y la geometría del pozo determinan las distribuciones del fluido. Por ejemplo, a una tasa de bombeo en estado estable, el líquido por encima de la entrada de la bomba es petróleo debido a la segregación por gravedad que ocurre en el anular. Cuando el pozo se cierra para una prueba de restauración, el corte de agua se mantiene esencialmente constante durante el periodo posterior al flujo. Estos factores se consideran en el programa para el cálculo de la presión de fondo del pozo. Las densidades in situ del petróleo y del agua se calculan en función de la presión y de la temperatura, usando correlaciones convencionales.

Cuando la presión dinámica de fondo del pozo está por debajo del punto de burbuja, se produce gas libre en el yacimiento y generalmente estos gases se liberan por el anular. Esta producción de gas libre del anular reduce el gradiente de la columna del líquido y por lo tanto debe ser tomada en cuenta para el cálculo de la presión de fondo del pozo.

La experiencia indica que una columna de líquido gaseoso se puede extender por un periodo de tiempo significativo después de que el pozo se ha cerrado. Una correlación obtenida a partir de muchas mediciones en los gradientes de columnas de líquido gaseoso¹⁰ en el campo se usa para tener en cuenta este efecto. Sin embargo, cuando una columna liquido-gas se presenta alta se pueden obtener resultados más precisos.

¹⁰ McCOY, J.N: Acoustic Determination of Bottomhole Pressure in Gas Lift Wells, Petroleum Engineer International, August 1976.

Se recomienda que antes de iniciar la prueba de restauración, el nivel de líquido se debe disminuir hasta unas pocas uniones por encima de la bomba incrementando la contra presión en la cabeza del revestimiento (*CASING*) y a la vez manteniendo una tasa de bombeo estable. Esto se logra fácilmente utilizando un regulador de contra presión ajustable que se instala en la válvula de la cabeza del revestimiento (*CASING*). Es muy importante que el pozo esté estabilizado antes de comenzar la prueba transiente de presión.

3.4 ANÁLISIS DEL BALANCEO DE LA UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO Y DEL TORQUE

Es importante un apropiado contrabalanceo de los vástagos, pues este tiene un efecto directo en los costos de operación y mantenimiento de la unidad de bombeo mecánico. Un apropiado contrabalanceo, se traduce en una operación más suave de la unidad de bombeo, en una reducción de la variación de la carga y la velocidad, reducción en la variación del torque de la caja reductora, reducción de esfuerzos de las varillas y un incremento de carreras/minuto (SPM).

El análisis del torque es el primer paso en el cálculo del contrabalanceo. Los cálculos a partir de las medidas del dinamómetro requieren medidas del efecto del contrapeso transmitido a la varilla lisa. Esto es una función de la posición de las contrapesas en las manivelas y de la geometría de la unidad de bombeo. El efecto del contrabalanceo se puede medir directamente usando el dinamómetro mediante el software TWM en la sección de la Biblioteca de unidades de bombeo. La geometría de la unidad de bombeo se puede determinar a partir de la medida de las dimensiones de los elementos principales, o en general, se pueden obtener desde la base de datos de las unidades de bombeo estándar. El balanceo se obtiene midiendo la posición de las contrapesas en las manivelas¹¹.

¹¹ECHOMETER, Op. cit., p. 248.

Los datos del dinamómetro, como la carga de la varilla lisa en función de la posición, se convierten a torque neto en función del ángulo de las manivelas. La función de torque resultante se examina en términos del torque durante la carrera ascendente y durante la carrera descendente. Un balanceo se considera apropiado cuando el torque se iguala, de tal forma que el torque máximo en la carrera ascendente es aproximadamente igual al torque máximo de la carrera descendente. Una vez que se obtiene la curva de torque, es posible calcular el efecto del cambio de posición de las contrapesas en el torque. Así, el programa genera un aviso que nos dice cómo se va a desempeñar la unidad, si esta se ha balanceado apropiadamente.

Como la mayoría de la unidades de bombeo se operan con motores eléctricos, el contrabalanceo se puede obtener con las medidas de la corriente del motor. Esto se logra gracias a que hay una relación directa pero no lineal entre la corriente del motor y el torque del motor.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que usualmente los medidores de corriente eléctrica no diferencian la dirección del flujo de la corriente. En muchas instalaciones de unidades de bombeo mecánico, la carga cíclica impuesta a la bomba (la carga de las varillas aumenta al peso de las varillas en el fluido mas la carga del fluido y luego disminuye al peso de las varillas en el fluido) es tal que durante ciertos trayectos de la carrera el motor es accionado por la unidad de bombeo, en este momento el motor actúa como un generador y la corriente fluye inversamente. El medidor de corriente indicara la corriente generada sin indicar la dirección de flujo. Esto puede enmascarar los picos de corriente que corresponde al torque máximo dificultando el balanceo de la unidad al usar la medición de corriente estándar.

3.5 OTRAS APLICACIONES DEL ANALIZADOR DE POZOS

Los registros de las medidas del eco o señal se desarrollaron en primera instancia para los análisis y la optimización del bombeo mecánico. Los avances en los computadores portátiles hicieron posible el uso efectivo de las medidas del eco o señal que se maneja en la toma de niveles de fluido, y en otras aplicaciones las cuales involucran la determinación de la distribución de los fluidos y de las presiones en el pozo.

3.5.1 Seguimiento del Nivel del Líquido. La posición del nivel del líquido en el anular es un indicador importante de la condición de balance de la presión del pozo. Particularmente, es muy importante durante los trabajos de reacondicionamiento del pozo en el momento en que el árbol de navidad no está instalado y durante los procedimientos para matar el pozo cuando la condición de la presión del pozo se debe asumir. El Analizador de Pozo se puede usar en la modalidad de registro continuo para medir y seguir automáticamente la posición del nivel del fluido en el anular.

Cuando se necesita matar un pozo, antes de hacer cualquier trabajo de reacondicionamiento, es necesario determinar la mínima cantidad de fluido que se debe usar en el pozo para matarlo. Presiones del pozo muy superiores a la presión de formación originan grandes daños de formación y costos excesivos. Un inadecuado balance de presiones puede originar un reventón del pozo.

Monitoreando continuamente el nivel del fluido en el anular para matar el pozo es posible mantener un control de la contrapresión en la formación.

El módulo de Seguimiento del Líquido (*LIQUID TRACKING*) envía automáticamente pulsos acústicos a intervalos determinados de tiempo tan

frecuente como dos minutos, calcula la profundidad y muestra la posición del nivel del líquido en función del tiempo. Una alarma suena si el nivel de líquido incrementa por encima o disminuye por debajo del intervalo de la profundidad predeterminada¹².

3.5.2 Monitoreo del Tratamiento por Baches. Inyecciones periódicas de químicos en el pozo se usan normalmente en trabajos remediales debido al depósito de parafinas, la inhibición de corrosión y limpieza de las perforaciones. El módulo LT provee un método sencillo para monitorear la posición del fluido durante el tratamiento por baches. El descenso del fluido de tratamiento se puede observar monitoreando la posición de la interface gas/líquido en función del tiempo.

3.5.3 Prueba de la Válvula de Seguridad del Subsuelo. En instalaciones de costa afuera es necesario que periódicamente se revise el funcionamiento de las válvulas de seguridad del subsuelo controladas desde superficie (SCSSV). Este chequeo usualmente se hace cerrando el pozo en el árbol de navidad, permitiendo que la presión se restaure y estabilice, luego cerrando la SCSSV, posteriormente se despresuriza la sección de tubería por encima de la SCSSV. Es común que la válvula no cierre completamente debido a la presencia de arena o de partículas sólidas o debido a la corrosión. Generalmente, la interface gas/líquido en la tubería estabiliza por debajo de la SCSSV. Por lo tanto, un registro de medidas de ecos dará una indicación de que la válvula ha operado apropiadamente y si ha cerrado antes de despresurizar la sección de la tubería. Esto puede ahorrar bastante tiempo siendo que es posible hacer actuar la válvula varias veces hasta que esta opere apropiadamente. Si esto no se logra entonces se debe decidir sacar la válvula lo más pronto posible y repararla.

¹²ECHOMETER, Op. cit., p.20.

3.5.4 Levantamiento Artificial con Gas. La aplicación más común es la determinación del fluido en el anular con respecto a la profundidad de las válvulas de descarga. Esto permite monitorear el proceso de la operación de descarga y determinar cuándo y si la válvula ha sido descubierta y está inyectando gas en la tubería de producción. Las medidas se pueden interpretar en términos de la presión dinámica de fondo de pozo utilizando el procedimiento presentado por McCoy¹³.

¹³McCoy. Op. cit., p.29.

4. METODOLOGÍA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE PRUEBAS ACÚSTICAS, DE PRESION Y DINAMOMÉTRICAS

El objetivo de este capítulo está orientado al desarrollo de una metodología que permita la realización de toma de datos acústicos y dinamométricos con el analizador de pozos, de forma segura y confiable; desarrollando un análisis de la operación buscando con ello crear una guía básica para instruir a los operadores del Analizador de Pozos en todo su procedimiento, haciendo énfasis en la detección de riesgos y la forma de controlarlos en forma apropiada.

La metodología que se presenta a continuación es una guía basada en las experiencias obtenidas en la toma de registros acústicos y dinamométricos en diferentes campos petroleros de Colombia como lo son: Casabe, Cantagallo, Peñas Blancas y Campo Escuela (Colorado) en el Magdalena Medio Colombiano.

Para obtener unos datos correctos y de manera segura los pasos a seguir se listan en la siguiente sección.

4.1 PASOS PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS ACÚSTICOS

Con el fin anteriormente descrito la siguiente es una secuencia de pasos que permitirán obtener datos acústicos en pozos que poseen por sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico, Cavidades progresivas o Bombeo Electrosumergible.

4.1.1 Revisión de la locación y de la unidad de bombeo. Lo primero que se debe hacer al llegar al lugar de trabajo es inspeccionar de forma visual las condiciones en que se encuentra el pozo y la unidad de bombeo.

Figura 31. Foto de la unidad de bombeo mecánico



Fuente: Autores.

Luego se revisa el cabezal de producción, el cual debe tener todas sus herramientas en buen estado y no debe presentar fugas de crudo ni de gas.

Figura 32. Foto del cabezal de producción



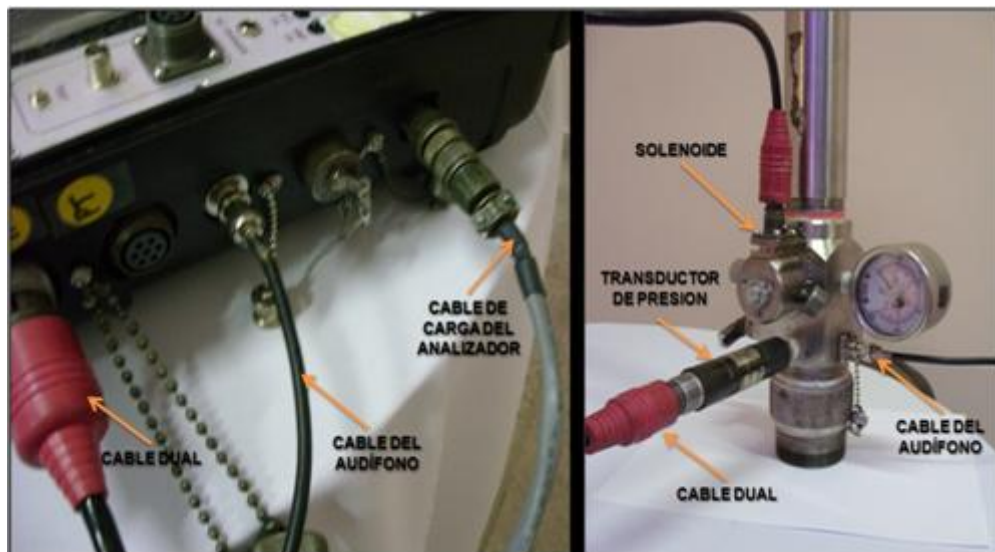
Fuente: Autores.

Revisamos que el contrapozo tenga la rejilla de seguridad, que esté en un buen estado de tal forma que permita a la cuadrilla instalar de manera segura la pistola sin riesgo de sufrir lesiones.

4.1.2 Ubicación del vehículo. El vehículo se debe ubicar teniendo en cuenta que el extremo de la rampa de éste quede cerca a la barra lisa, para no tener accidentes que ocasionen torceduras de la misma o averías en el vehículo, ni lesiones del personal que trabaja en ese momento.

4.1.3 Revisión de las conexiones del equipo. Se tiene que tener en cuenta todas las conexiones del equipo, tanto del computador con el analizador de pozos como la del la pistola de gas y los cables que los unen, para que haya una buena comunicación y los datos que se tomen sean correctos. Se revisa el cable dual, el cable del audífono, el transductor de presión y todos los pines que tienen los cables en sus extremos con sus respectivos empaques, se verifica que estén en buen estado y que no les falte alguna pieza.

Figura 33. Imágenes de las conexiones al analizador de pozos y a la pistola de gas

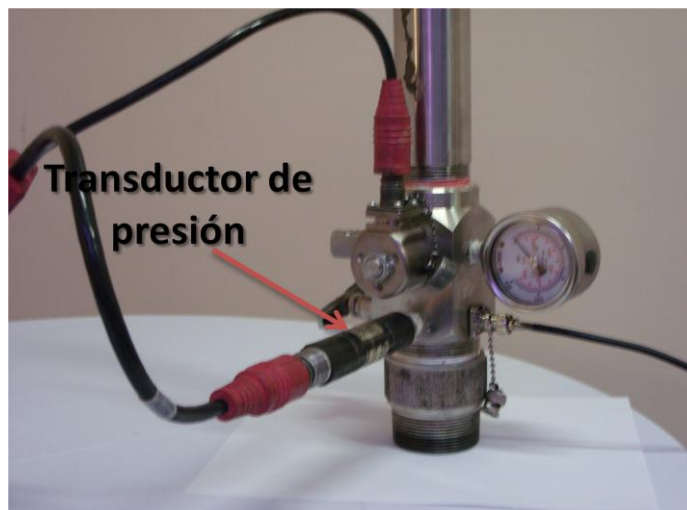


Fuente: Autores.

También debemos revisar el estado del cilindro de CO₂, que este no tenga ninguna clase de escape en la válvula ni en la manguera y que esté cargado con CO₂ suficiente para que la presión exceda la presión del cabezal en 200 psi.

4.1.4 Calibración del transductor de presión.

Figura 34. Foto del transductor de presión

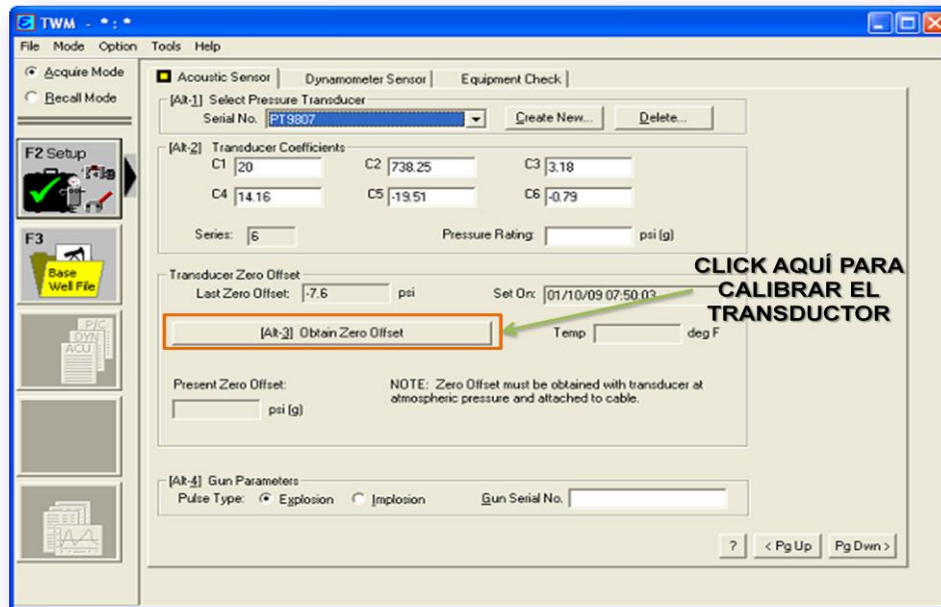


Fuente: Autores

Después de revisar todas las herramientas, se calibra el cero del transductor de presión con la ayuda del Software *TOTAL WELL MANAGEMENT* (TWM) en la opción *SETUP*. Luego de seleccionar esta opción se activa la pestaña *SENSOR ACUSTIC* o Sensor acústico la cual mostrará el botón *OBTAIN ZERO OFFSET* que permite la autocalibración de transductor de presión.

Al presionar *OBTAIN ZERO OFFSET* se mostrará un valor en la casilla *PRESENT ZERO OFFSET* que indica un valor de presión, el cual debe mantenerse a lo largo de la adquisición de los datos, éste valor idealmente debe estar muy cerca al cero, sin embargo, la herramienta permite trabajar en un rango entre -10 y 5 psig. Cualquier valor obtenido dentro de este rango indica que el transductor de presión está calibrado correctamente, posteriormente podemos ingresar los datos del pozo para continuar con la prueba.

Figura 35. Ventana para calibración del transductor de presión



Fuente: TWM SOFTWARE.

Después de los pasos anteriores, se dispone a instalar el equipo en el pozo pero antes se debe cargar la pistola de gas (CO₂) con una presión aproximada de 400 psi, esta presión de carga utilizada en la pistola se hace con la regla del 10% de la presión promedio del campo, la cual será disparada para la adquisición del nivel acústico. En la figura 36 se observa la forma de cargar la pistola de gas.

Figura 36. Ilustración de carga de la pistola de gas



Fuente: Autores.

4.1.5 Instalación de la Pistola en la Válvula del anular del pozo. Lo primero que se debe hacer al iniciar la instalación del equipo en el pozo, es revisar si se necesita un tubo de extensión en la válvula de la cabeza del pozo para colocar la pistola y empezar con la toma. Luego se quita el tapón que se encuentra en el anular de la cabeza del pozo y se instala la pistola enroscándola con mucho cuidado para no dañar la rosca de la pistola ni la del tubo del cabezal.

Figura 37. Instalación correcta de la pistola en el pozo.

Figura 37 A: Válvula Anular cerrada



Figura 37 B: Instalación la de Pistola en Anular de pozo.

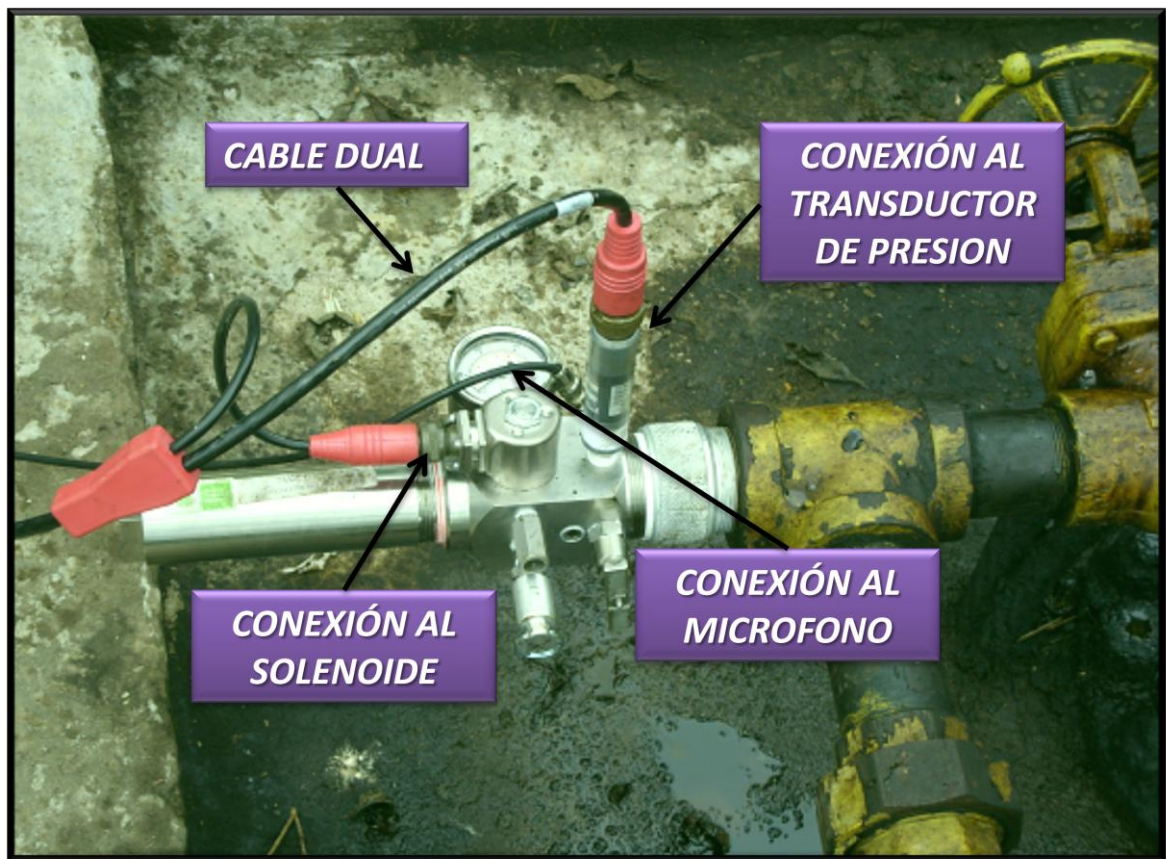


Fuente: Autores.

Seguido de la instalación cerramos la válvula del cabezal y conectamos los cables en la pistola. Se debe mantener cerrada la válvula que comunica la pistola y el anular.

Luego se abre la válvula del *CASING* entre la pistola y el anular, permaneciendo cerradas las otras válvulas que conectan el *CASING* a la línea de flujo. Se enciende el computador y el analizador para empezar a recopilar los datos de *BUILD-UP* y niveles.

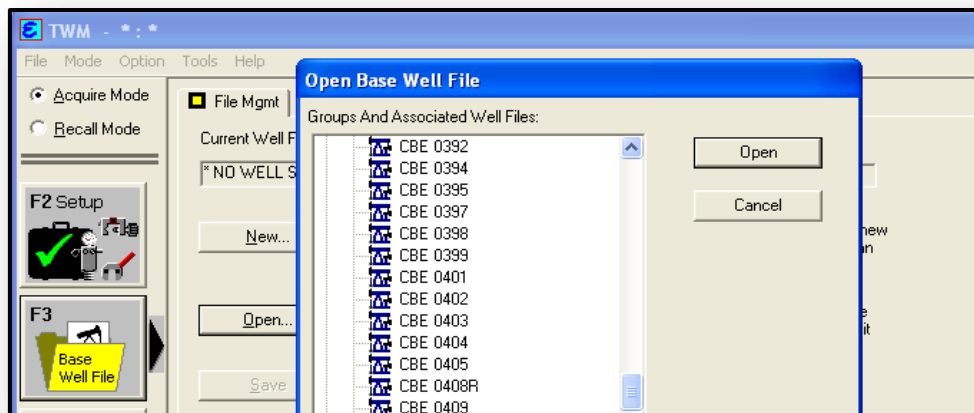
Figura 38. *Instalación correcta de la pistola en el pozo con todos sus componentes*



Fuente: Autores.

4.1.6 Carga de información del campo y del pozo. En este momento se enciende el analizador de pozos, se abre el programa TWM y se selecciona la opción (SETUP) y la opción selección de sensores, con esto la lectura del cero es completada. Luego seleccionamos la segunda opción *OPEN* para abrir el archivo de extensión *.bwf en una base de datos que contiene todos los registros de los pozos del *campo*.

Figura 39. Ventana para abrir los archivos de los pozos



Fuente: Software TWM.

Para empezar con la toma de los niveles se debe tener un mínimo de información acerca del pozo que se irá a analizar.

Los siguientes datos se deben ingresar para Adquirir Datos a partir de pruebas acústicas.

- Nombre del pozo

- Profundidad de la presión referencia
- Profundidad de la bomba
- Longitud promedio de las juntas (el programa tomará 31.7 pies por defecto)

Se recomienda que los datos del pozo se ingresen en el archivo de forma completa, antes de llevar a cabo las pruebas en el pozo. Esto permitirá al usuario analizar los datos en el pozo y asegurarse que los resultados sean correctos.

Los siguientes datos se deben ingresar en el archivo de datos del pozo para realizar un análisis completo de presión de fondo de pozo.

- ✓ Nombre del pozo
- ✓ Profundidad de la presión de referencia (ft)
- ✓ Diámetro externo del revestimiento (in)
- ✓ Diámetro externo de la tubería de producción (in)
- ✓ Barriles de petróleo por día (Bbl/D)
- ✓ Barriles de agua por día (Bbl/D)
- ✓ Temperatura de superficie (F)
- ✓ Temperatura de fondo de pozo (F)
- ✓ Gravedad API del petróleo ($^{\circ}$ API)
- ✓ Gravedad específica del agua
- ✓ Presión del revestimiento (Entrada o Adquirida) (psi)
- ✓ Tasa de restauración de la presión del revestimiento (Entrada o Adquirida) (psi)
- ✓ Presión estática de yacimiento del pozo (psi)

Cuando se abre un archivo de datos de pozo existente, se recomienda que el usuario lo revise para asegurarse que este representa de manera precisa las condiciones actuales del pozo. En particular la información de pruebas de pozo se debe actualizar con los valores obtenidos en pruebas de pozo más recientes.

4.1.7 Adquisición de datos. Una vez se han ingresado o llamado los datos desde un archivo existente, el usuario puede pasar a adquirir un nuevo grupo de datos seleccionando la función F4, “Seleccionar Prueba” (*F4- SELECT TEST*) para especificar el tipo de prueba que se va a realizar.

Se selecciona la prueba en la sección Acústico (*ACOUSTIC*). A medida que los datos se adquieren el programa los muestra en el formato para mantener un registro completo de pruebas.

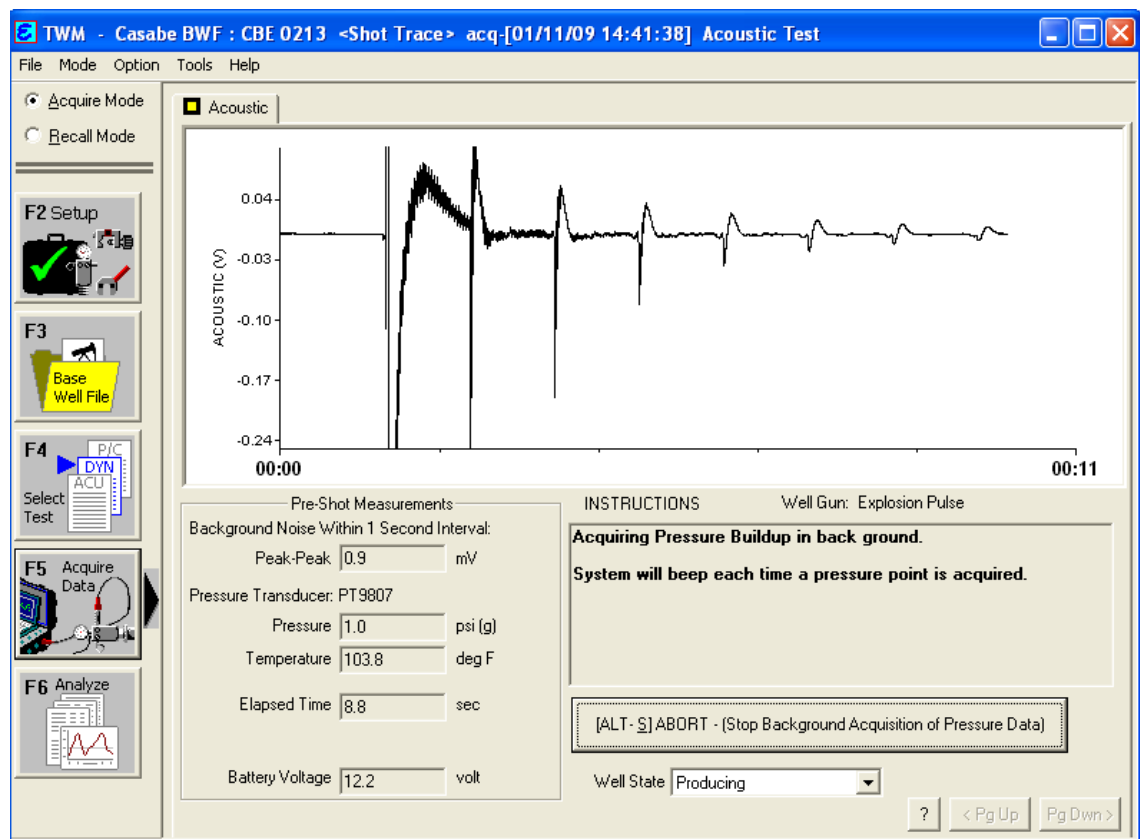
La adquisición de los datos se inicia seleccionando la función F5, “Adquisición de Datos” (*ACQUIRE DATA*). Si el computador no puede comunicarse con el analizador de pozos, AID (esto significa que el interruptor principal está apagado o el voltaje de la batería del Analizador de Pozo esta bajo).

Si el problema persiste vaya a la opción de Inicialización (*SETUP*), chequeo de equipo (*EQUIPMENT CHECK*) y revise las conexiones del equipo.

Luego de probar que el equipo esté conectado con el analizador de pozos seguimos con el procedimiento de para adquirir los datos acústicos con la ayuda

de la pistola a gas disparada remotamente: Seleccione la opción Disparo (*FIRE SHOT*) y espere por el mensaje: “la pistola a gas disparada remotamente se disparo” (*REMOTELY FIRED GUN HAS BEEN FIRED*). Luego el programa nos muestra en la pantalla el progreso de la adquisición de los datos mostrando el ruido de fondo del pozo (*BACKGROUND NOISE*) y los valores de presión (*PRESSURE*), temperatura (*TEMPERATURE*) y voltaje de la batería (*BATTERY VOLTAGE*).

Figura 40. Ventana de adquisición de datos acústicos



Fuente: Software TWM

Esta información se puede usar para verificar que el sistema si está grabando los datos. Si algunos picos grandes se presentan consistentemente, pueden indicar

problemas con las conexiones electrónicas de los cables y el equipo, verifique que estas estén limpias y bien conectadas. En la figura 40 se muestra la ventana de adquisición de datos acústicos. Generalmente, si una amplitud del ruido de pico a pico está por encima de 5 mV indica que el ruido del fondo del pozo es considerable y es causado posiblemente por la presencia de una columna de líquido gaseoso. Al operador se le advierte cuando el ruido del pozo excede los 5 mV y la recomendación que se hace es la de usar una mayor presión en la cámara.

Normalmente la unidad de bombeo se opera durante la adquisición de datos acústicos y de presión. Si existe excesivo ruido, cierre la válvula del revestimiento (*CASING*) entre el pozo y la pistola a gas para determinar si el ruido proviene desde el fondo del pozo o desde la superficie. Si el ruido se debe a vibraciones de la superficie, pare la unidad de bombeo. Si el ruido proviene del fondo del pozo, la razón señal/ruido se puede mejorar incrementando la presión del revestimiento. Las válvulas que conectan el revestimiento con las líneas de flujo siempre deberían estar cerradas. Espere por lo menos 20 segundos para que el amplificador y transductor de presión se estabilicen¹⁴.

Antes de abrir la válvula del revestimiento (*CASING*), la cámara de la pistola a gas se debe cargar con una presión de gas por encima de la presión del pozo de tal forma que la válvula interna de gas y la cámara no sean expuestas a partículas sólidas, las cuales podrían estar presentes en la válvula del revestimiento. Esto reduce la necesidad de mantenimiento de la pistola.

El Analizador de Pozo adquirirá los datos por el periodo de tiempo calculado a partir de la profundidad de referencia previamente entrada o la profundidad de la bomba.

¹⁴ ECHOMETER. Op. cit., p.93.94.

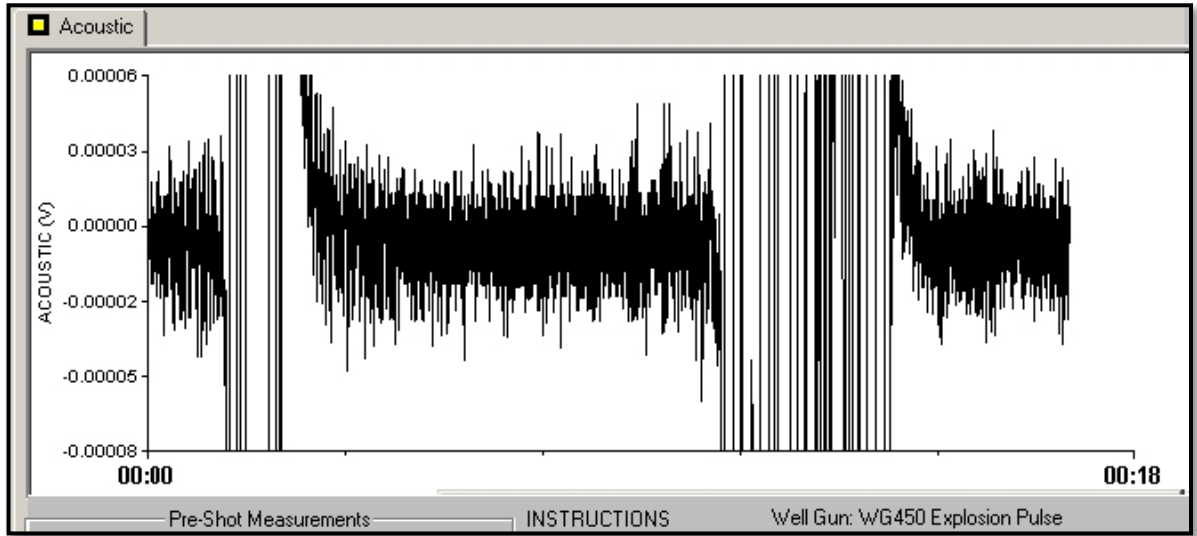
Si la profundidad de referencia no se ingresó, los datos no se grabaran. Si una profundidad de referencia incorrecta se ingresó, la adquisición de los datos acústicos se puede parar prematuramente ya que no da suficiente tiempo para recibir el eco del nivel del líquido.

Una vez los datos son adquiridos se le presenta al usuario una serie de opciones que se describirán posteriormente. La señal acústica se mostrará tal cual como se recibió.

Tan pronto como el disparo se detecta, el programa comienza a adquirir y mostrar los datos acústicos durante tiempo correspondiente a la profundidad del pozo. El programa tratará de ajustar la escala de la gráfica de tal forma que la señal se pueda observar claramente.

Es posible que la amplitud sea tal que la señal quede fuera de escala, como se muestra en la figura 41. Los datos se siguen grabando correctamente y el usuario podrá ajustar la escala una vez la adquisición termina.

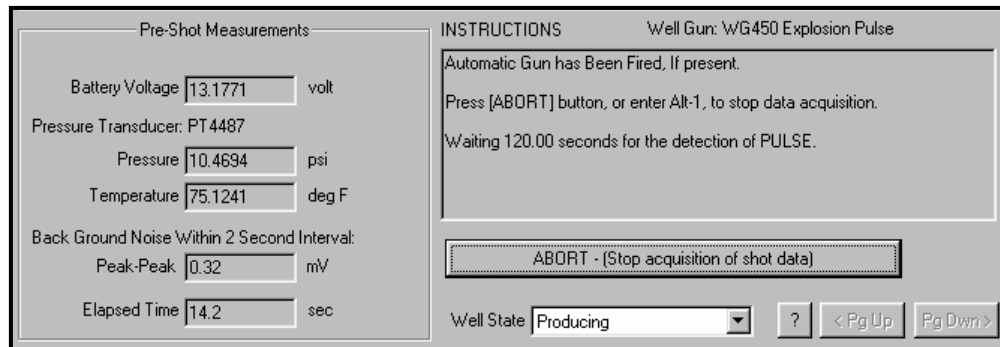
Figura 41. Ventana de la señal acústica del nivel de fluido



Fuente: Software TWM.

La parte inferior derecha de la pantalla describe las instrucciones que el usuario debe seguir y las opciones disponibles.

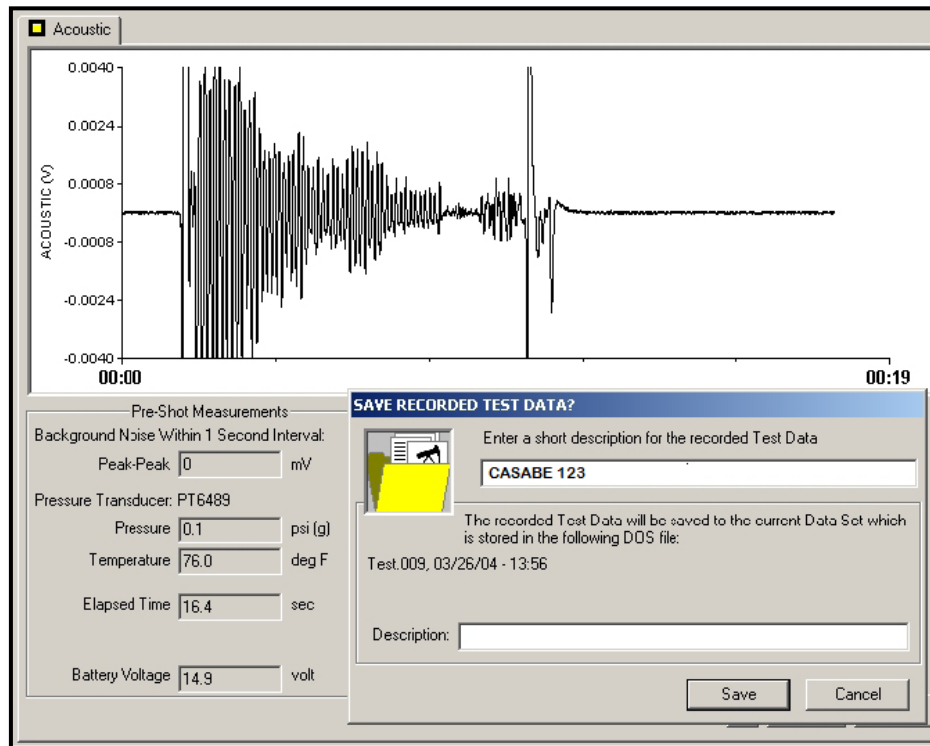
Figura 42. Ventana de instrucciones de las señales acústicas



Fuente: Software TWM.

Las señales acústicas reflejadas se digitalizan y se almacenan en el computador, el mensaje que se muestra en la siguiente figura, aparece cuando la adquisición se ha completado.

Figura 43. Ventana de almacenamiento de datos

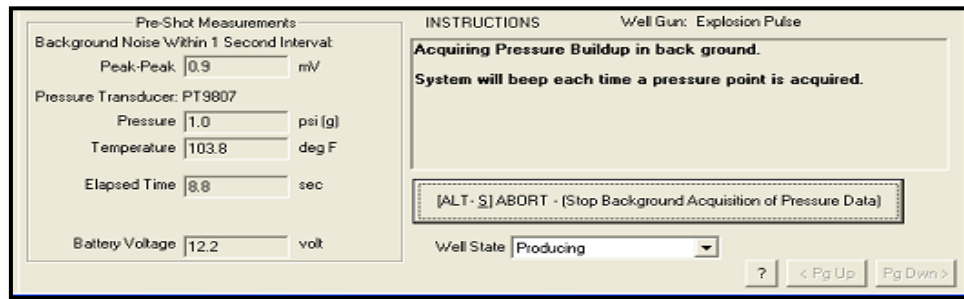


Fuente: Software TWM.

Después de que los datos se adquieren y se graban, se presenta una pantalla de los datos y del nivel del líquido que seleccionó el computador.

Mientras los datos acústicos están siendo adquiridos y grabados, el programa monitorea y graba continuamente la presión del revestimiento (*CASING*) cada 15 segundos como se indica en la figura 44.

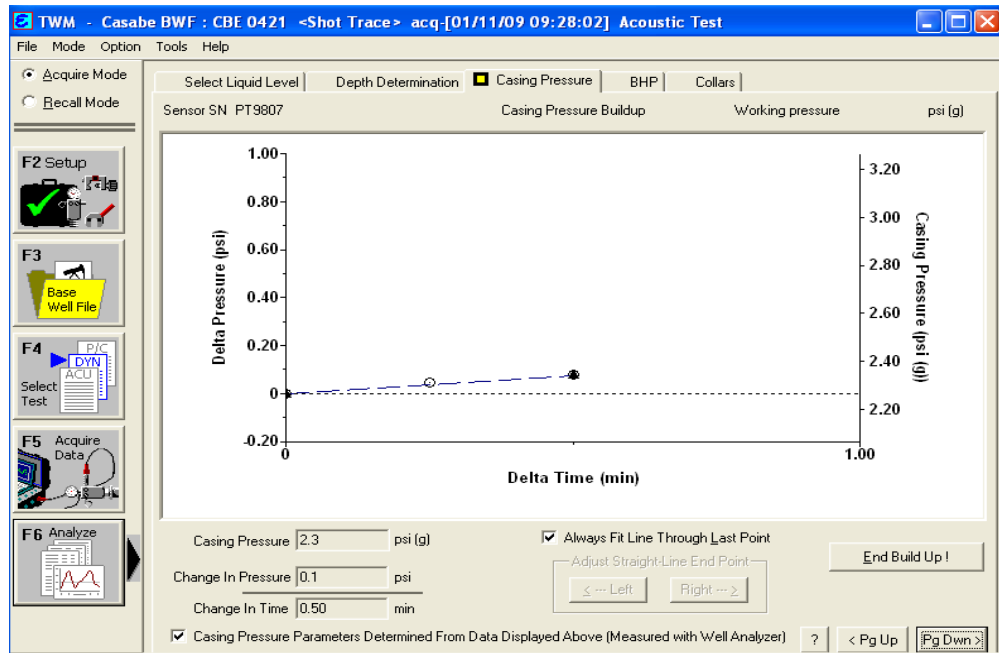
Figura 44. Ventana para adquirir datos presión (BUILDUP)



Fuente: Software TWM.

Generalmente se deja que este proceso continúe por menos 2 minutos mientras se restaura la presión del pozo, para obtener un valor representativo de la tasa de restauración de presión del revestimiento. La presión del revestimiento se puede ver en la sección de presión del revestimiento (*CASING PRESSURE*):

Figura 45. Ventana de Adquisición de la presión del CASING



Fuente: Software TWM.

4.1.8 Desinstalación de la pistola. Lo primero que se debe hacer para desinstalar la pistola de la cabeza del pozo es retirar los cables que están conectados a ella. Para ello se cierra la válvula del CASING entre la pistola y el anular, luego se abre la válvula de alivio de la pistola hasta que se descargue todo el gas contenido en ella; finalmente se abre la válvula del cabezal, para así dejar las válvulas tal como se encontraron antes de realizar la prueba.

Se recogen todos los cables y herramientas utilizadas en esta toma de registros, se guardan en sus respectivos maletines, para que no sufran golpes y de esta forma no se pierda la calibración del transductor durante el recorrido a otro pozo.

4.2 PRUEBAS TRANSIENTES DE PRESIÓN

Pruebas de declinación o restauración de presión, interferencia y de pulso, se usan en todas las etapas de producción.

El análisis de pruebas de presión, tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento, resulta una herramienta excelente para describir y definir el modelo de un yacimiento en un campo petrolero, mediante este tipo de pruebas es posible determinar permeabilidad de la formación, factor de daño, presión de yacimiento, longitud y conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento.

Utilizando el analizador de pozos como herramienta de realización de la prueba es posible obtener datos de manera rápida y económica para estimar variables dependientes del tiempo como el factor de daño y la permeabilidad.

El programa de administración completa del pozo o *TOTAL WELL MANAGEMENT* TWM está diseñado para realizar operaciones no atendidas mientras el analizador de pozos adquiere los datos de una prueba de restauración o de caída de presión.

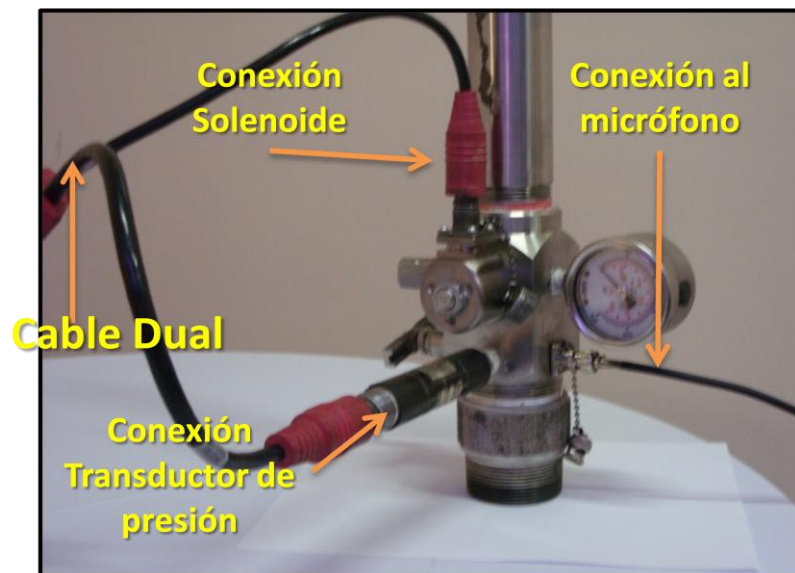
Varías condiciones se pueden ajustar durante el control de la prueba, el tipo de prueba y el tipo de datos que se adquiere. La frecuencia de la adquisición de datos también la puede controlar el operador y se puede modificar durante la prueba.

A pesar de que el programa se diseñó para ser usado en conjunto con unidades de bombeo mecánico, este se puede usar en pozos fluyendo que no tienen un empaque en el anular. También se puede tomar medidas dentro de la tubería de producción en pozos fluyendo tal como se discute en el capítulo de antecedentes y aplicaciones del equipo.

4.2.1 Adquisición de datos de pruebas de transientes de presión. El procedimiento para la adquisición de datos de pruebas de presión, es similar al procedimiento para adquisición de datos acústicos, razón por la cual se va a detallar solo los pasos en que se presente novedad en la operación.

1. Conecte la pistola a gas al pozo. Use un codo de 90 grados de tal manera que la pistola a gas quede en posición vertical. Esto previene que la humedad se acumule en la válvula de gas de la pistola a gas durante una prueba.
2. Conecte el cable Dual al solenoide, el cable del transductor de presión y el cable del micrófono.

Figura 46. Foto de las conexiones de los cables a la pistola.



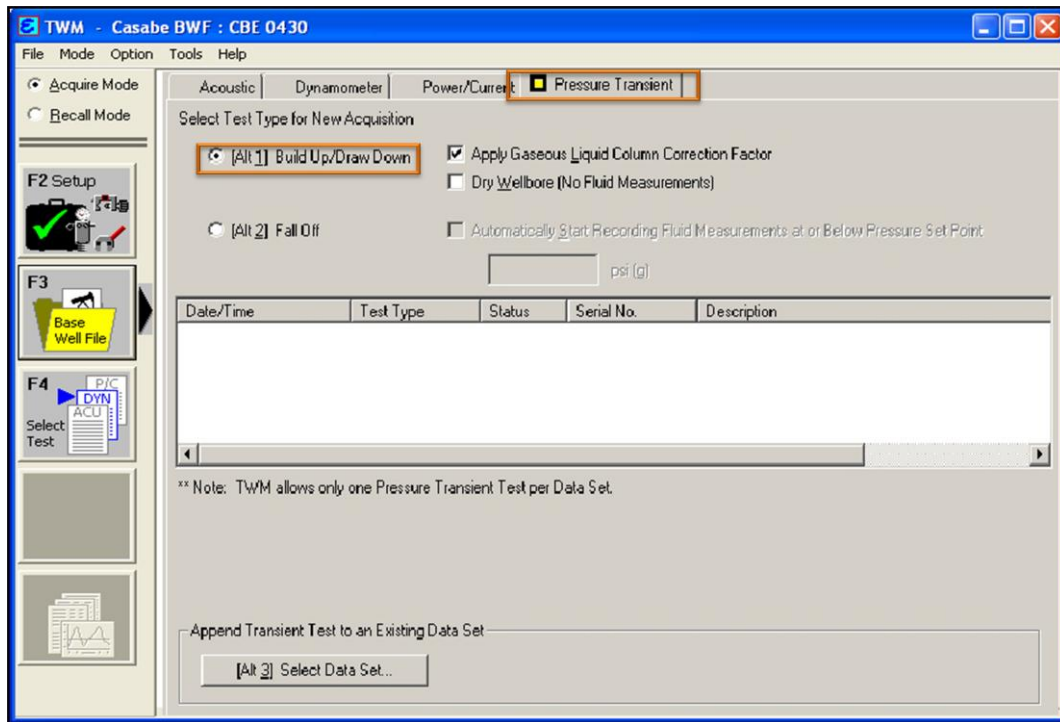
Fuente: Software TWM.

3. Conecte el regulador a la botella de nitrógeno. Conecte la manguera de la pistola a gas al regulador. La conexión de la pistola a gas tiene una rosca

de ¼ de pulgadas que contiene un orificio de 0.006 pulgadas para controlar el flujo de gas hacia la cámara. Ponga el regulador a una presión de 200 psi mayor que la presión máxima de superficie esperada durante la prueba de restauración de presión.

4. Verifique que la válvula del revestimiento (*CASING*) entre la pistola a gas y el revestimiento este cerrada. Abra la válvula de alivio del revestimiento en la pistola a gas.
5. Encienda el computador del Analizador de Pozo. Verifique que la Hora y la Fecha sean correctos. Inicialice el programa TWM. Seleccione la Modalidad de Adquisición (*ACQUIRE MODE*), seleccione los coeficientes de los transductores de presión y obtenga el cero, del mismo modo que en las pruebas anteriores,
6. Abra el Archivo Base de Pozo (*BASE WELLFILE*) y verifique que los datos estén actualizados. Los parámetros en la sección Transiente de Presión (*PRESSURE TRANSIENT*) se usan para el análisis de los datos de transientes de presión. Estos parámetros se pueden entrar más adelante.
7. Escoja la opción Seleccionar Prueba (*SELECT TEST*) y la sección Transiente de Presión (*PRESSURE TRANSIENT*). La pantalla muestra una entrada para especificar el tipo de prueba (Restauración, Caída de Presión) y si la prueba es nueva o es una continuación de la prueba que se está realizando, tal como se ilustra en la imagen:

Figura 47. Pantalla de selección de prueba de presión



Fuente: Software TWM.

El programa le muestra al usuario las siguientes opciones:

Inicialización de una prueba de restauración/caída de presión la cual involucra ingresar los datos necesarios del pozo y fluidos, además especificar las condiciones que van a controlar las opciones de la prueba: Si se desea aplicar factor de corrección por columna gaseosa en un pozo con gas que fluye en el anular, o se es pozo de gas seco, cuando se está probando este tipo de pozos no produce líquido (solamente se necesitan lecturas de la presión de la cabeza del pozo).

Lleva a cabo una prueba de caída de presión (*FALL OFF*) en un pozo inyector de agua.

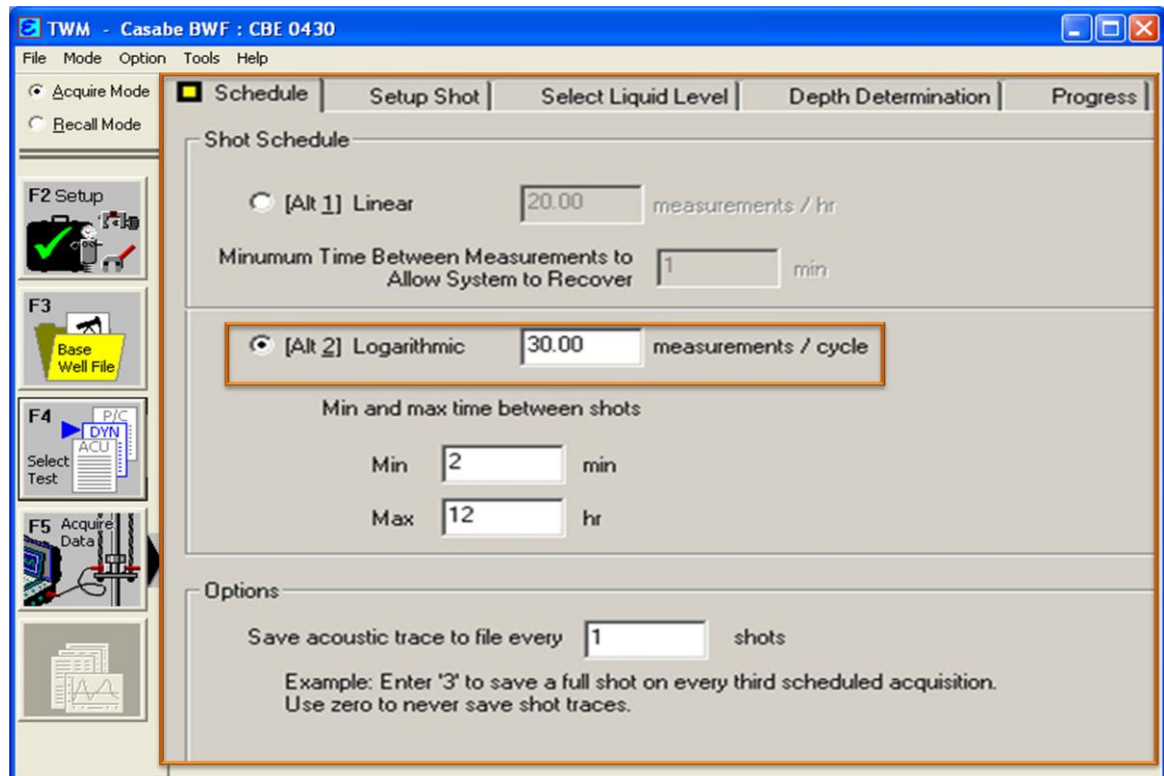
Agrega datos de una prueba a datos existentes. Esta opción permite la continuación en la adquisición de datos cuando el transcurso de una prueba se ha interrumpido (falla de batería, falla de gas). Los datos se graban a continuación de los datos existentes con la respectiva corrección del tiempo para evitar complicaciones de edición y de cálculos de tiempo.

8. Escoja la opción Adquirir Datos (*ACQUIRE DATA*) con la sección Plan (*SCHEDULE*) para seleccionar la frecuencia de disparo y la frecuencia con que las trazas del disparo se registran.

Como se muestra en la figura existen dos opciones para el Plan del Disparo (*SHOT SCHEDULE*). Estas son líneas y logarítmicas.

Lineal se utiliza cuando el usuario especifica el número de medidas que se harán en una hora. El máximo número es 30, correspondiente al mínimo intervalo de tiempo entre disparos de dos minutos. Esta cantidad se puede cambiar durante la prueba. Esto se hace seleccionando la sección plan (*SCHEDULE*) y cambiando los parámetros.

Figura 48. Pestaña de modo logarítmico



Fuente: Software TWM.

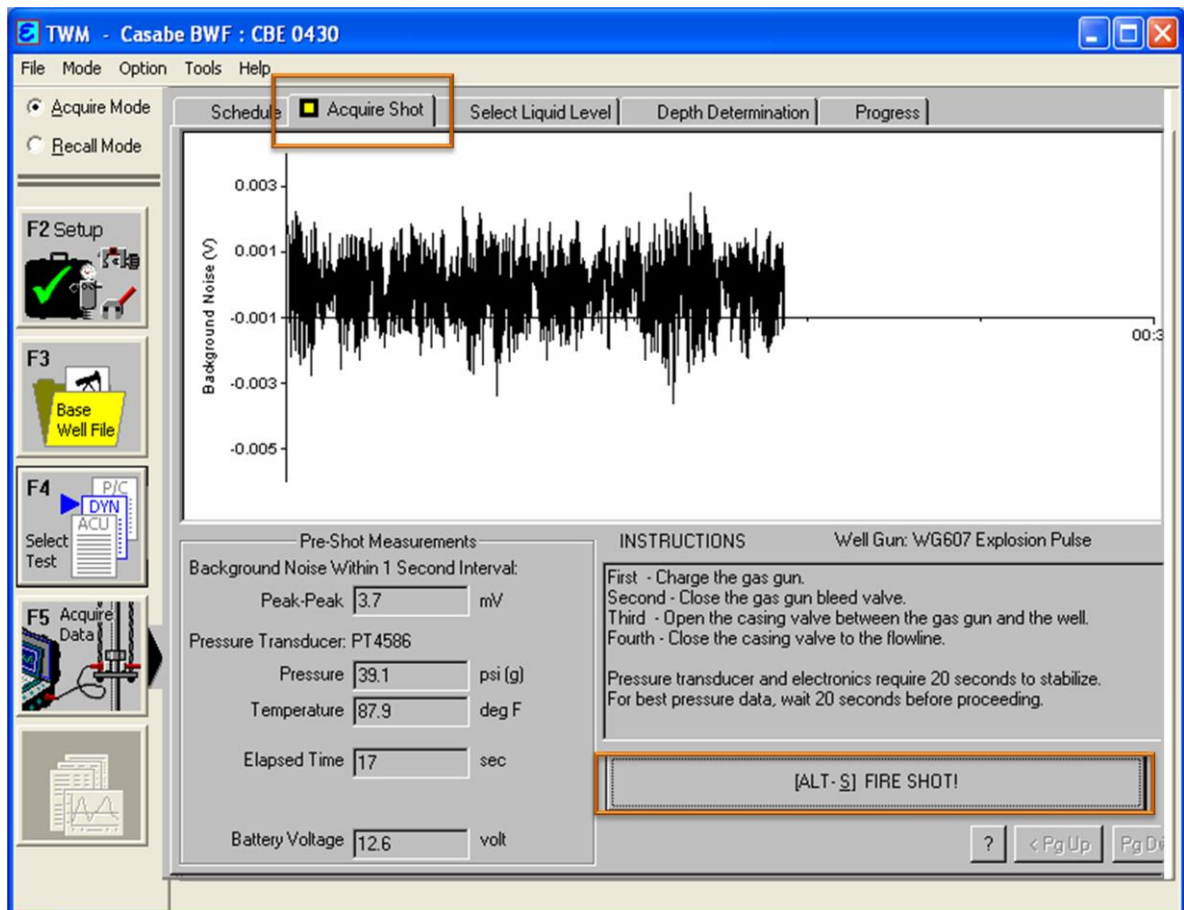
Mientras que la Logarítmica se utiliza cuando el usuario especifica el número de medidas que se harán por ciclo del logaritmo del tiempo en horas. Esto resultará en el mismo número de datos a ser tomados durante la primera hora, a partir de una hora a diez horas, de diez horas a cien horas y así sucesivamente.

Debido a que la mayoría de los análisis de pruebas transientes de presión involucran gráficas logarítmicas, esta opción da una densidad uniforme de datos para toda la prueba. El valor asignado es de 30 medidas por ciclo. El usuario

también puede colocar el mínimo (*MÍNIMUM*) y máximo (*MAXIMUM*) tiempo entre disparos, el cual borrará el programa logarítmico.

9. Seleccione la sección Adquirir Disparo (*ACQUIRE SHOT*), revise la presión del revestimiento (*CASING*) y ajuste el regulador de nitrógeno 200 psi por encima de la máxima presión del revestimiento esperada durante la prueba de restauración de presión. Siga las instrucciones que se muestran y luego realice el disparo.

Figura 49. Pestaña de adquisición del disparo



Fuente: Software TWM.

10. Seleccione la sección de Nivel de Líquido (*LIQUID LEVEL*), identifique el nivel de líquido y ajuste el marcador y la ventana si es necesario.

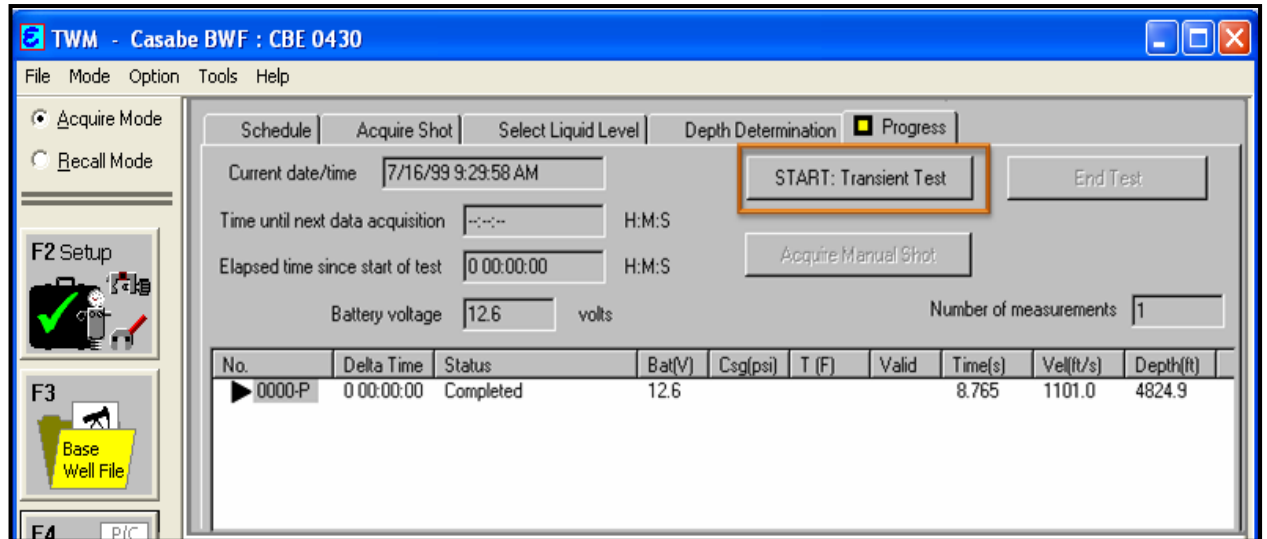
11. Seleccione la sección Determinación de Profundidad (*DEPTH DETERMINATION*). Verifique que el cálculo automático de profundidad sea correcto o seleccione un análisis manual.

12. Seleccione la sección Progreso (*PROGRESS*) y acepte los parámetros. Si el disparo se debe repetir entonces rechace los parámetros y retome al paso número siete (7).

Antes de continuar, revise que todas las conexiones estén aun aseguradas, los cables están protegidos de daños accidentales, se revisa el cable de corriente al Analizador de Pozo y el suministro de gas se conecta (y se revisa por fugas) y la presión de la cámara se regula al valor usado durante la inicialización de la traza acústica.

Después de seleccionar la sección Progreso (*PROGRESS*) se muestra la siguiente pantalla indicando que el disparo de inicialización, se le asignó el número 0000P, ha sido tomado y el programa está listo para empezar a adquirir los datos de la prueba transiente:

Figura 50. Pantalla del programa listo para tomar los datos



Fuente: Software TWM.

En este momento el flujo del pozo se detiene cuando se corre una prueba de restauración, o se inicia cuando se corre una prueba de caída de presión.

La adquisición automática de los datos se inicia presionando el botón Iniciar Prueba Transiente (*START: TRANSIENT TEST*). Esto se coordina con la cerrada del pozo. El reloj del tiempo total de la prueba se inicia, al igual que el contador que indica la demora de la siguiente adquisición.

Mientras esta pantalla esté activa es posible inicializar manualmente la adquisición de datos usando el botón Adquiera Disparo Manual (*ACQUIRE MANUAL SHOT*). Note que el botón Iniciar (*START*) se ha renombrado con Pausar Prueba Transiente (*PAUSE TRANSIENT TEST*). Esto permite parar el plan de adquisición

automático durante la prueba para llevar a cabo modificaciones o reparaciones al sistema, tales como cambiar la botella de gas, reemplazar un cable dañado, etc. sin interferir con el desarrollo de la prueba transiente. También la prueba transiente se termina usando la opción Terminar Prueba (*END TEST*).

Los disparos se identifican por una combinación de números, letras e iconos y comentarios indicando su estado:

Figura 51. Pantalla de identificación de disparo

No.	Delta Time	Status
0000-P	0 00:00:00	Completed
0001-H	0 00:00:00	Completed
0002-H	0 00:02:00	Completed
▶ 0003-H	0 00:04:00	Completed
●))) 0004-H	0 00:06:00	Shot detected

Fuente: Software TWM.

- El número (No.) representa el número del disparo en la secuencia.
- La letra representa el tipo de disparo:
 - P- Disparo de inicialización
 - S- Disparo Suave, la traza acústica no se graba o el nivel de líquido no se identificó.
Solamente el tiempo al nivel del líquido, presión de cabeza y profundidad del líquido se graban.
 - H- Disparo Duro, la traza acústica se graba con todos los demás datos.

M- Disparo Manual, se disparó por el usuario en algún momento durante la prueba.

- Los iconos revelan el estado del proceso:



El triángulo indica que el disparo ha sido seleccionado para análisis o revisión.

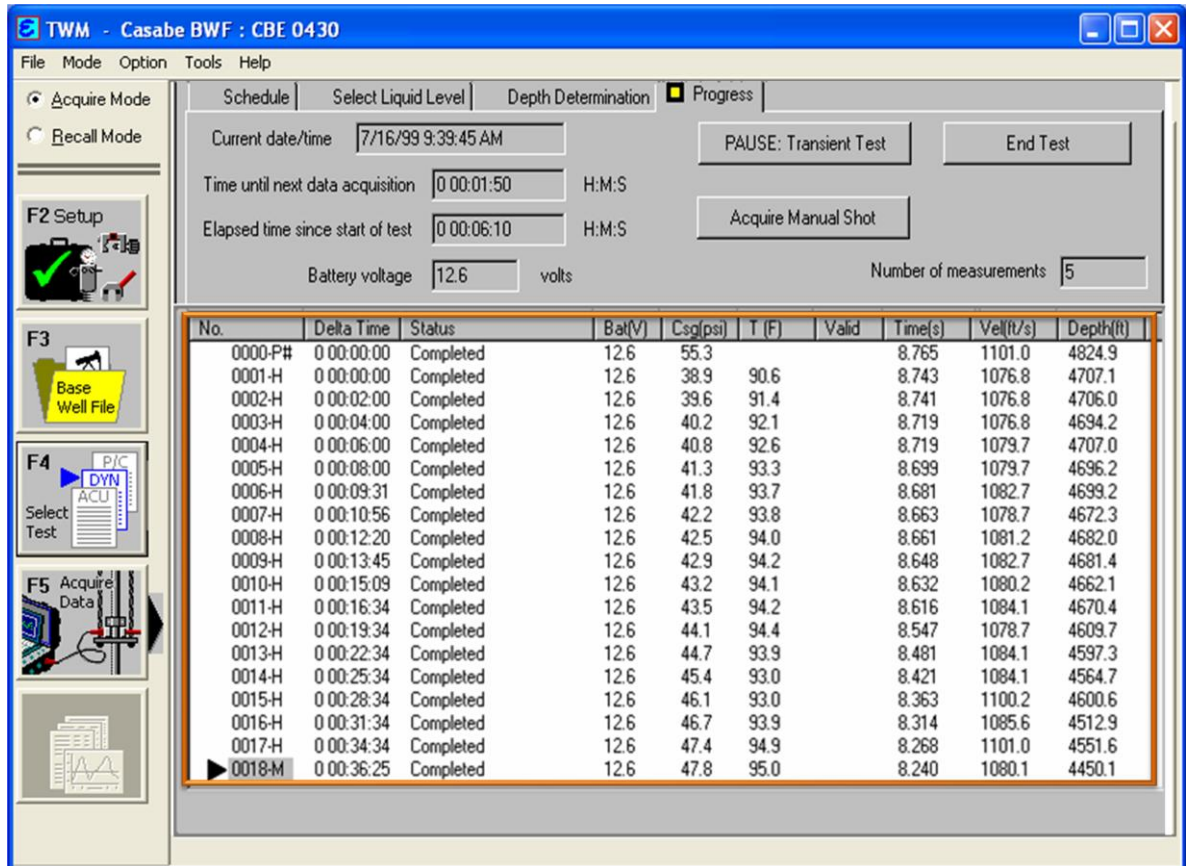


El micrófono indica que el disparo está siendo adquirido y el procesamiento no se ha completado.

4.2.2 Análisis de datos de las pruebas de transientes de presión. El equipo permite el análisis de los datos adquiridos de las pruebas de presión por medio de graficas que ilustran el comportamiento de variables a lo largo de un determinado tiempo, el análisis grafico permite dar al operador la habilidad de ajustar una curva a través de los puntos de datos de presiones (presión de fondo y presión de casing), Velocidad, profundidad, temperaturas, cantidad de fluidos producidos después de flujo (*FLOW AFTERFLOW*) incluso gráficos del voltaje, permitiendo además graficar cualquiera de estas propiedades en función del tiempo incluso en función de las demás propiedades mencionadas.

La siguiente imagen muestra los datos adquiridos de la prueba de presión, el analizador de pozos registra por cada disparo un valor de Voltaje, Presión de Casing, tiempo, velocidad del disparo y profundidad alcanzada, permitiendo en la sección de análisis hacer el posterior análisis grafico de esta prueba.

Figura 52. Pestaña de progreso de la prueba



Fuente: Software TWM.

Aunque las gráficas proveen análisis de los datos de la prueba transiente de presión, primordialmente proveen Control de Calidad de los Datos en el pozo. Un análisis más detallado de los datos de la prueba se debe llevar a cabo usando un paquete especializado de análisis de pruebas transientes de presión el cual se alimenta de los resultados del programa transiente de presión del TWM a través de la característica de Exportar Archivo.

Para el análisis gráfico de la prueba seleccionamos el botón análisis, mostrando un conjunto de pestañas que facilitaran la interpretación, la sección Gráficas de

Tiempo (*TIME PLOTS*), muestra las diferentes propiedades que puedo analizar seleccionando el botón de selección de eje izquierdo (*SELEC LEFT AXIS*) en función del tiempo dado en minutos. La siguiente es una lista de las propiedades que puedo analizar gráficamente:

Presión de Casing.

Presión de Fondo del pozo.

Temperatura del transductor de presión.

Voltaje de la batería.

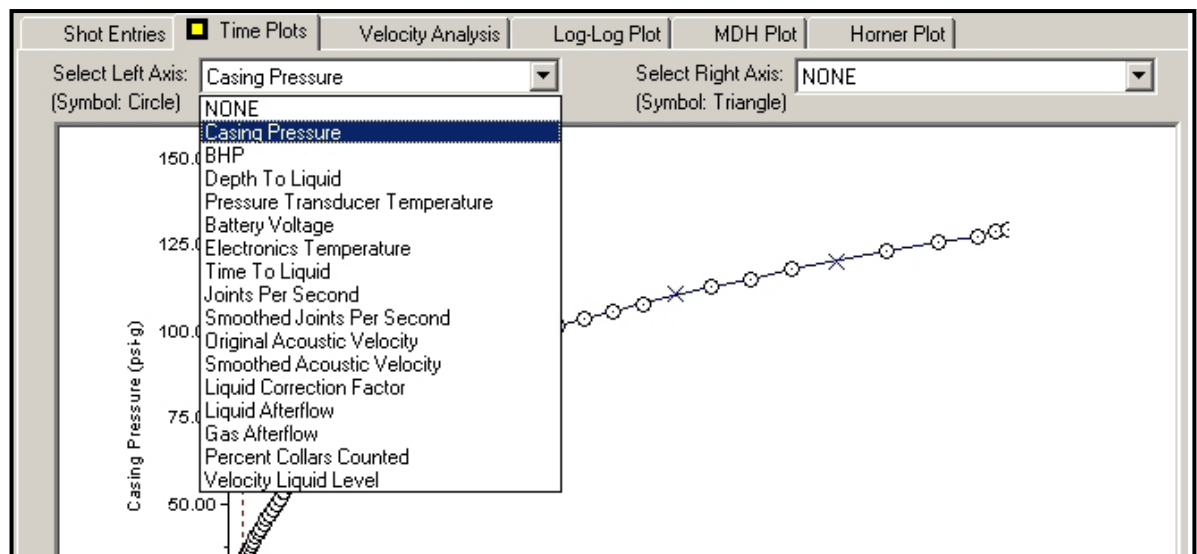
Tiempo en encontrar el nivel del líquido por la onda acústica.

Velocidad acústica de la onda.

Producción de fluidos después de flujo.

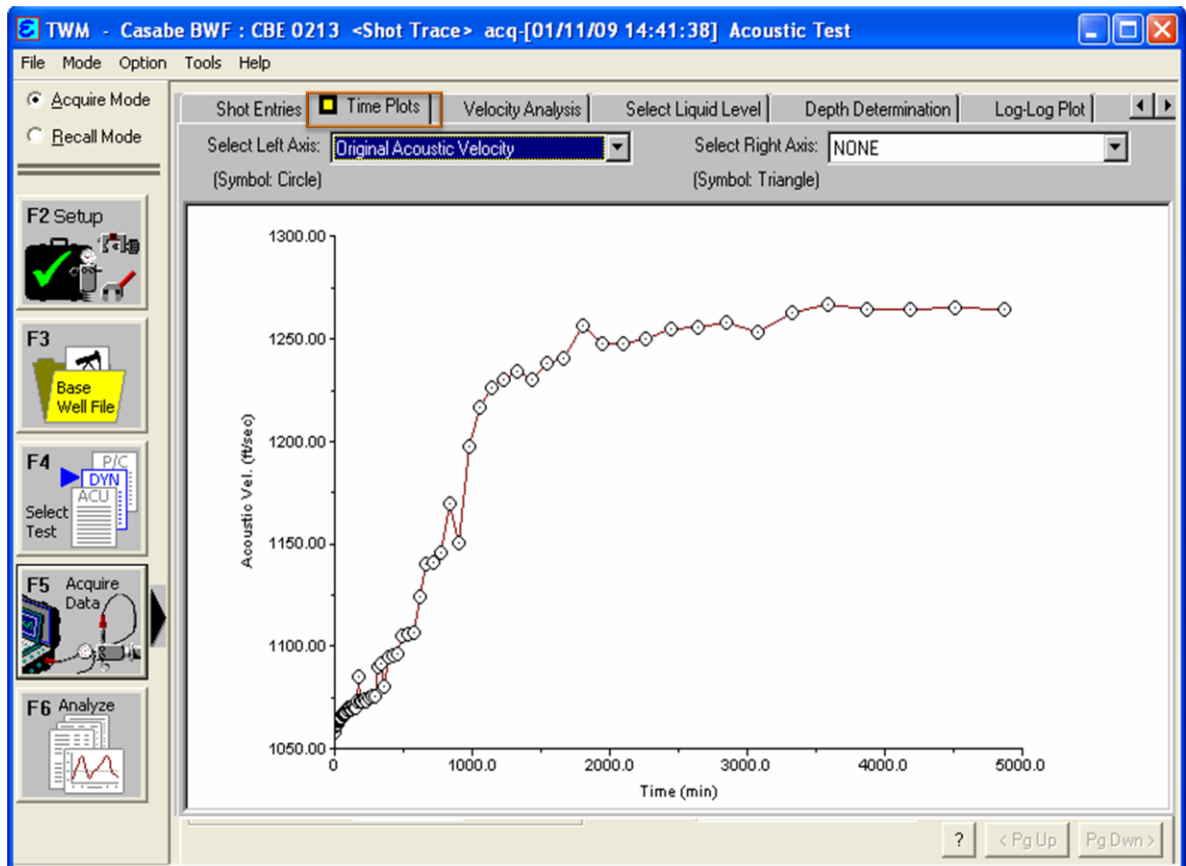
Profundidad del nivel de líquido.

Figura 53. Pestaña de selección de propiedad a graficar



Fuente: Software TWM.

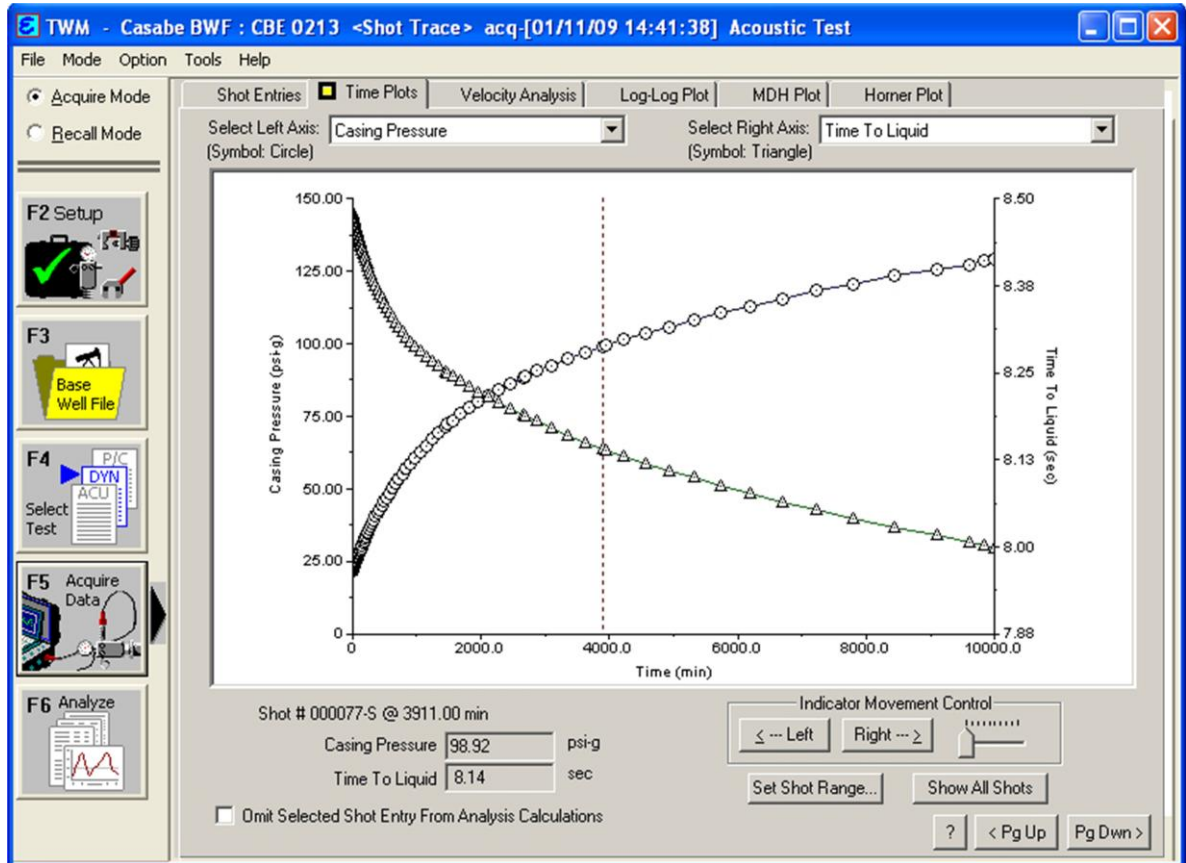
Figura 54. Pantalla de la grafica de velocidad acústica vs tiempo



Fuente: Software TWM.

Si se desea superponer la grafica del comportamiento de otra propiedad basta con seleccionarla en el botón de selección en eje derecho (*SELEC RIGHT AXIS*), tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 55. Pantalla de superposición de dos graficas



Fuente: Software TWM.

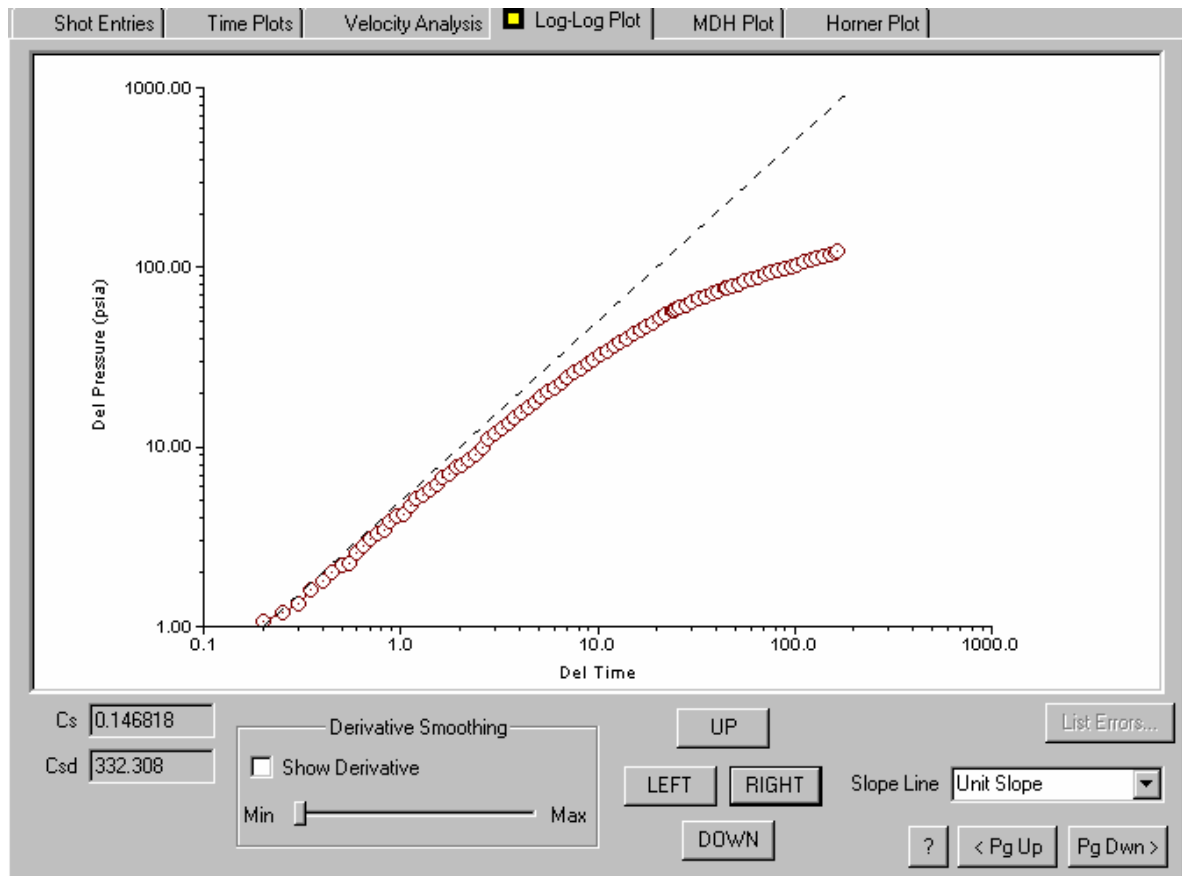
Resultado del Diagnóstico Gráfico. En esta sección aplicamos las ecuaciones que describen una prueba ideal de ascenso de presión, por prueba ideal se entiende una prueba en un yacimiento infinito, homogéneo e isotrópico que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes. Cualquier daño o estimulación se considera concentrado en la cara del pozo; al instante del cierre, el flujo dentro del pozo cesa totalmente. Una prueba de ascenso de presión, no real, está modelada exactamente por ésta descripción idealizada¹⁵, pero los métodos de análisis desarrollados para este caso son útiles para situaciones más

¹⁵ HORNE, Roland. Modern Well Test Analysis. Build Up Test. Cap 2.

reales si se reconoce el efecto de la desviación de algunas de estas suposiciones sobre el comportamiento de pruebas reales. En las pruebas ideales de ascenso de presión, se puede determinar la permeabilidad de la formación (de la pendiente m), presión original del yacimiento, BHP, y el factor de daño, el cual es una medida del daño o estimulación¹⁶.

Gráficas Log-Log. Una pendiente de valor unitario indica el almacenamiento del pozo.

Figura 56. Pantalla de la grafica log-log

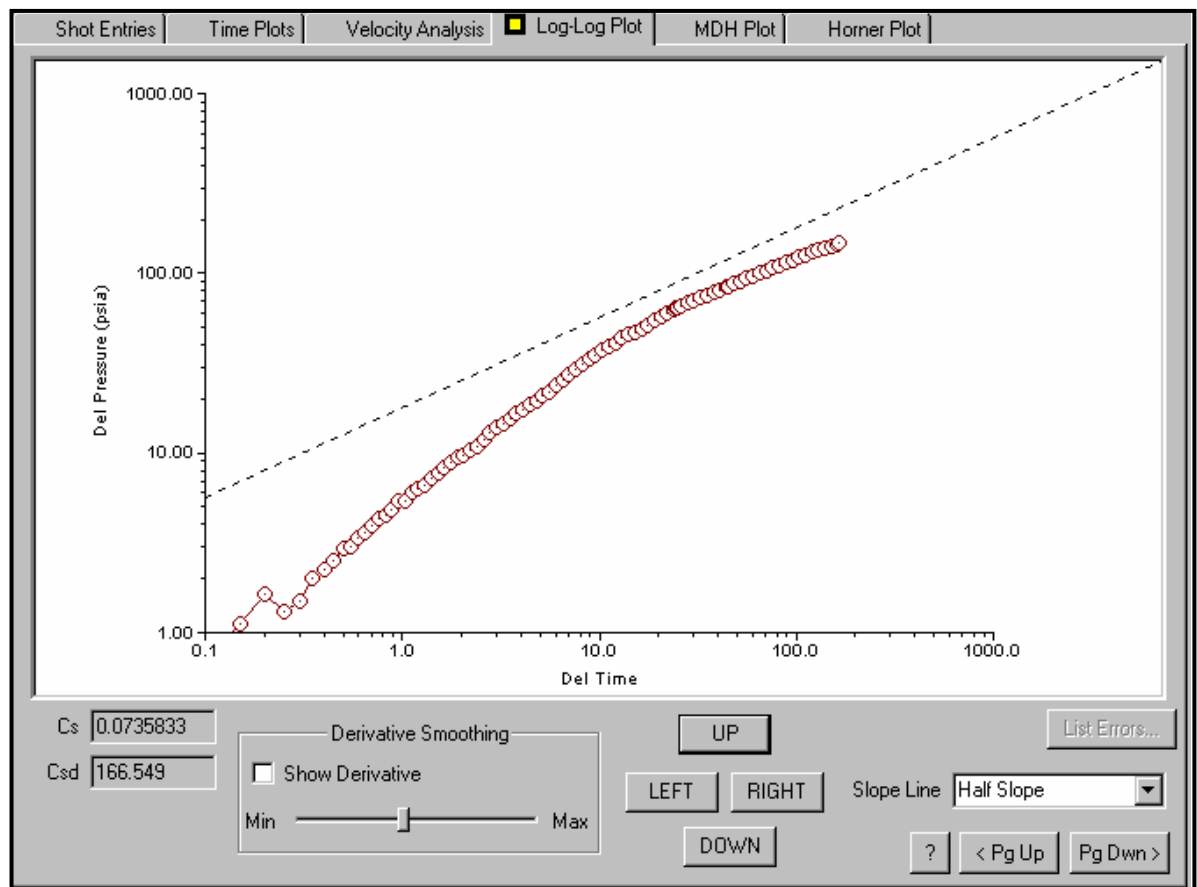


Fuente: Software TWM.

¹⁶ ESCOBAR, Freddy. *Análisis Moderno De Presiones De Pozos: Pruebas de Ascenso de Presión*. Neiva, 2003, p 17.

Una pendiente de valor 0.5 indica una fractura de conductividad infinita.

Figura 57. Pantalla de la grafica log-log suavizado



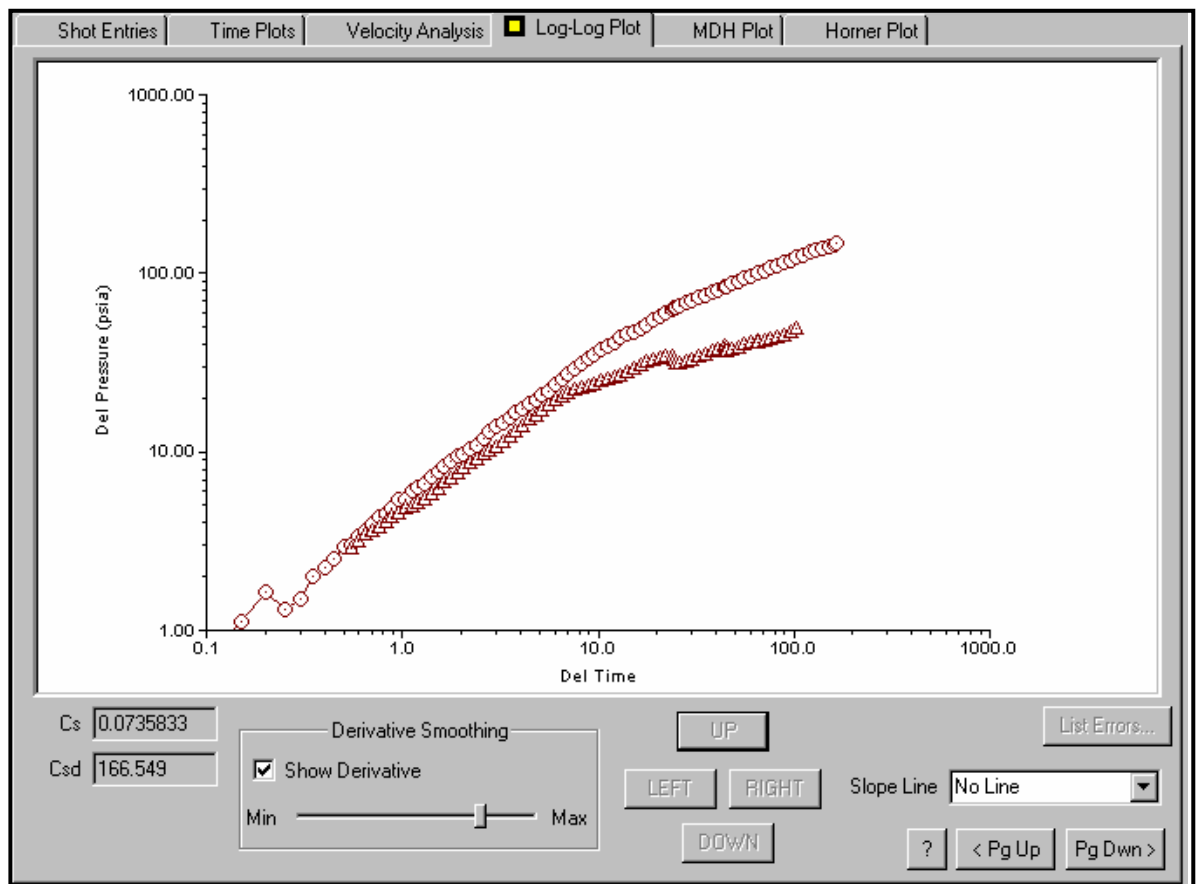
Fuente: Software TWM.

Derivada de Presión. La función derivada se muestra seleccionando Muestra Derivada (*SHOW DERIVATIVE*), en la parte inferior izquierda. Esta función indica

la tasa de cambio del transiente de presión y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba y en Análisis de Curvas Tipo.

La función derivada de presión es muy sensitiva a pequeños cambios en presión de lectura a lectura. Debido a que la tendencia de la derivada es un diagnóstico importante, esta se ve mejor si tiene algún grado de suavización de la gráfica de la derivada. Esto lo controla el usuario usando el control de deslizamiento y ajustándolo entre Mm y Max.

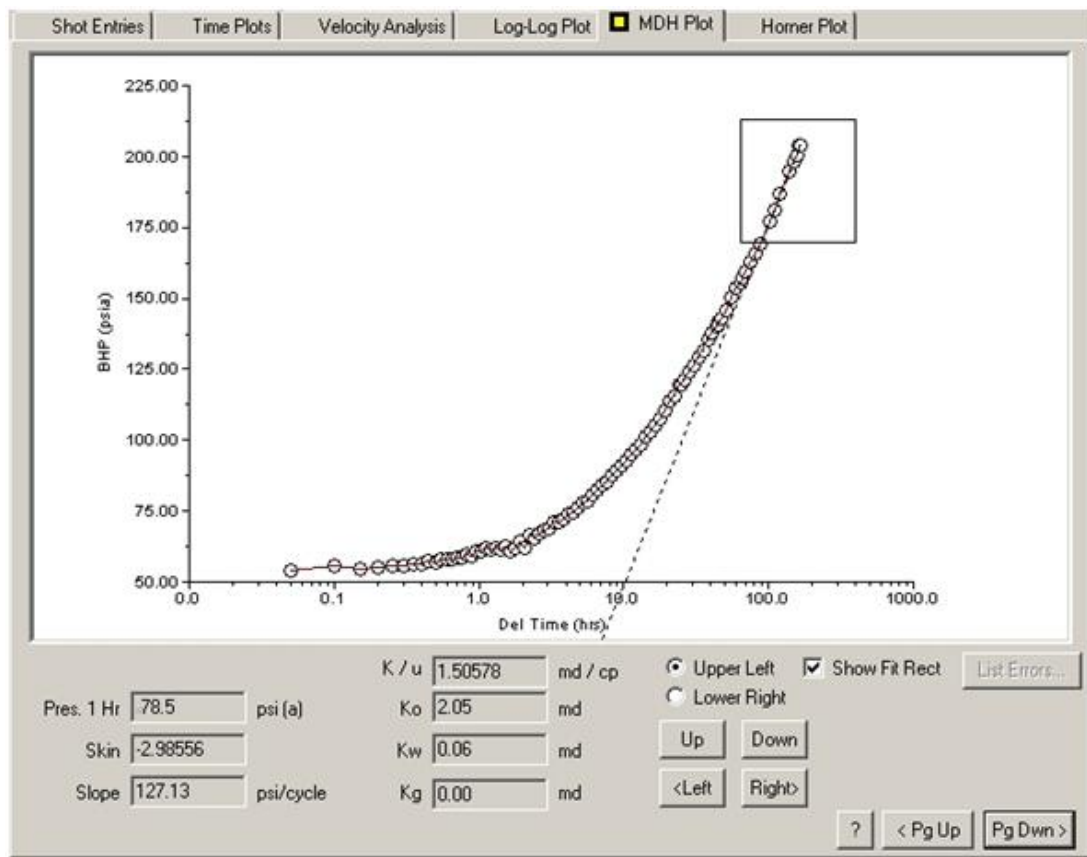
Figura 58. Pantalla de reporte de resultados con el método de la derivada



Fuente: Software TWM.

Gráfica MDH. Esta gráfica resulta de la aplicación del Método de Miller-Dyes-Hutchinson, gráficamente se ilustra el comportamiento de la presión de fondo del pozo en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba transiente de presión. Se considera que el pozo se encuentra en estado Pseudo-estable.

Figura 59. Pantalla de reporte de resultado del método MDH

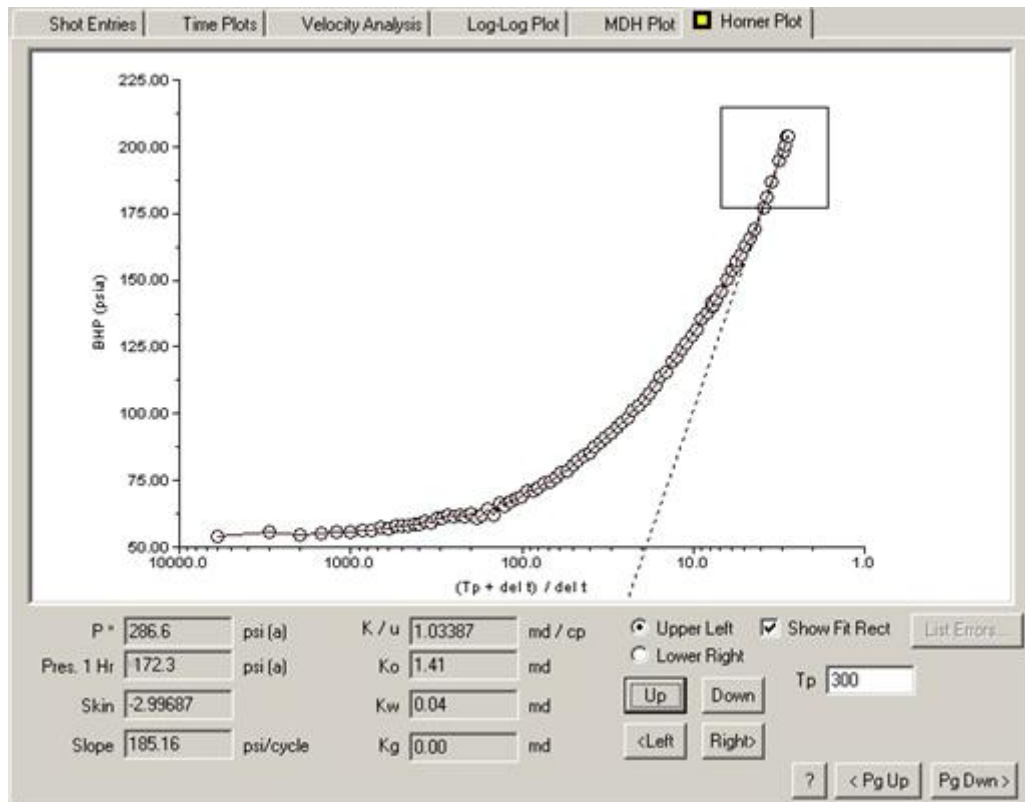


Fuente: Software TWM.

La interpretación involucra analizar la tendencia ajustando una línea recta a los datos. La región y los puntos que se ajustan seleccionando el recuadro Ajuste Disparo en el Rectángulo, y ajustando la posición de las esquinas de la caja usando los botones apropiados (arriba, abajo derecha, izquierda) hasta que los datos sean encerrados por el rectángulo.

Gráfica Horner. Es una gráfica de presión vs logaritmo de $(t+dt)/dt$ donde t es el tiempo de producción (o tiempo *Horner*) y dt es el tiempo desde que se cerró el pozo. El tiempo Horner se puede estimar dividiendo la producción acumulada entre la tasa de producción promedio desde la última vez que el pozo se cerró.

Figura 60. Pantalla de grafica de Horner



Fuente: Software TWM.

4.2.3 Análisis de resultados. Luego de realizar la prueba aplicando 3 métodos diferentes, se muestra una tabla con los valores adquiridos con cada uno de ellos. El método gráfico de Horner brinda mayor cantidad de datos que los demás método. La presencia del Post flujo o *AFTERFLOW* se evidencia por la aparición de una línea recta de pendiente unitaria en la grafica log-log, este tipo de grafico es el mejor indicador del fin de la distorsión por causa del postflujo, razón por la cual este método al igual que el método de la derivada permiten calcular almacenamiento durante este periodo. El fin de la distorsión debida a los efectos del *afterflow* ocurre a uno y medio ciclo logarítmicos después de que los datos se alejan de esta línea de 45°.

Tabla 1. Reporte de resultados de los métodos gráficos

PARAMETRO	METODO GRAFICO UTILIZADO			
	LOG-LOG	DERIVADA	MDH	HORNER
P* (Psi)	*	*	*	286.6
P _{1 hora} (Psi)	*	*	78.5	172.3
Daño <i>Skin</i>	*	*	-2.985	-2.996
K/μ (md/Cp)	*	*	1.5056	1.0338
K_O (md)	*	*	2.05	1.41
K_W (md)	*	*	0.06	0.04
K_g (md)	*	*	0.0	0.0
Cs	0.0735	0.0735	*	*
Cs_D	166.6	166.6	*	*

Los resultados arrojados por el método MDH son muy similares a los obtenidos por el método de Horner, estos muestran un daño a la formación del orden de -3 aproximadamente, muestra una formación estimulada que ha incrementado su permeabilidad.

4.3 PASOS PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE DIAGRAMAS

Para realizar la toma de datos dinamométricos con el analizador de pozos se ha desarrollado un análisis de la operación buscando con ello crear una guía básica que permita instruir a los trabajadores a lo largo de todo el procedimiento, haciendo énfasis en la detección de riesgos y en la forma de controlarlos de manera apropiada.

4.3.1 Revisión de la locación y la unidad de bombeo. En forma visual realice una inspección para revisar el estado de la locación y la unidad de bombeo, la locación debe estar en buen estado incluyendo la unidad de bombeo mecánico, principalmente el freno de la unidad debe estar en condiciones optimas para la adquisición de datos, esto para evitar accidentes como una caída al contrapozo y/o lesiones en las manos al accionar el freno.

4.3.2 Ubicación del vehículo. Se debe Ubicar el vehículo teniendo en cuenta que el extremo de la rampa de este quede cerca de la barra lisa, evite algún tipo de golpe con la rampa del vehículo y la barra lisa, puede ocasionar torcedura de la misma ó daño del vehículo.

Figura 61. Ubicación del Vehículo Para la Adquisición de Datos Dinamométricos



Reversar con precaución, no apagar el motor del vehículo, tener en cuenta el recorrido de las pesas de la unidad de bombeo mecánico y evitar golpear las conexiones.

Fuente: Autores

4.3.3 Encendido del analizador de pozos e inicialización del software. Una vez ubicados en el lugar de trabajo, procedemos a encender el analizador de pozos, esperamos que el sistema operativo cargue y procedemos a ingresar al software que nos permitirá la adquisición de los datos. La figura 61 muestra el encendido del Analizador.

Usando el programa TWM en la Modalidad de Adquisición (*ACQUIRE MODE*) seleccione la opción de Inicialización del Sistema F2 (*SYSTEM SETUP*) para seleccionar la celda de carga del dinamómetro que se va a usar para las medidas. Seleccione la sección de sensores del Dinamómetro (*SENSOR DYN*) y el Número de Serie (*SERIAL N°*) que corresponde al sensor a usar.

Figura 62. Encendiendo el analizador de pozos

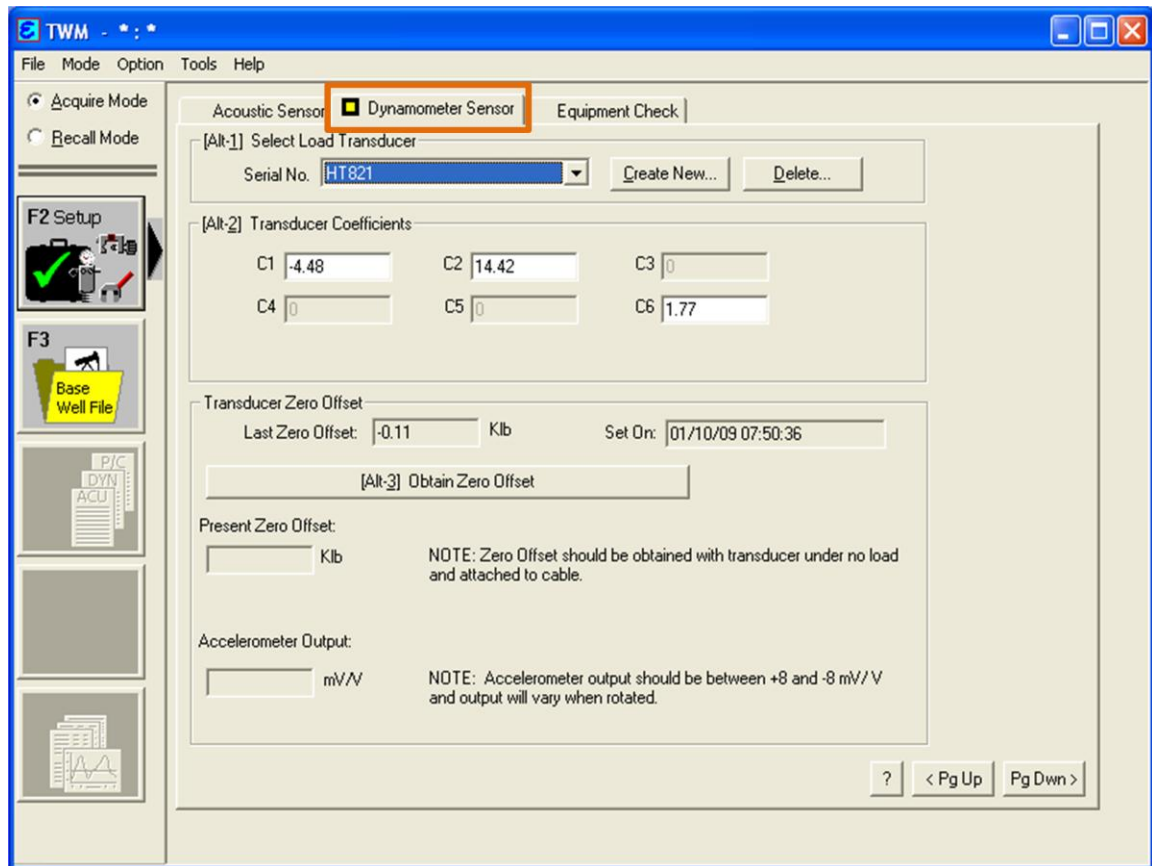


Fuente: Software TWM.

Es importante que se ingresen en el lugar adecuado el número correcto de serie y que además se incluyan todos sus caracteres, ya que el programa usa el número de serie para determinar el tipo de celda de carga que se está usando, es decir, el programa debe diferenciar entre un transductor de la varilla lisa y una celda de carga tipo herradura para poder determinar apropiadamente el cero en el procedimiento de auto calibración el cero. Por ejemplo ingrese la opción HT123 para el transductor tipo herradura o PRT123 para el transductor de la varilla lisa.

El procedimiento de auto calibración para ambos tipos de celdas es igual. En la figura 63 se observa el lugar de ingreso de los coeficientes.

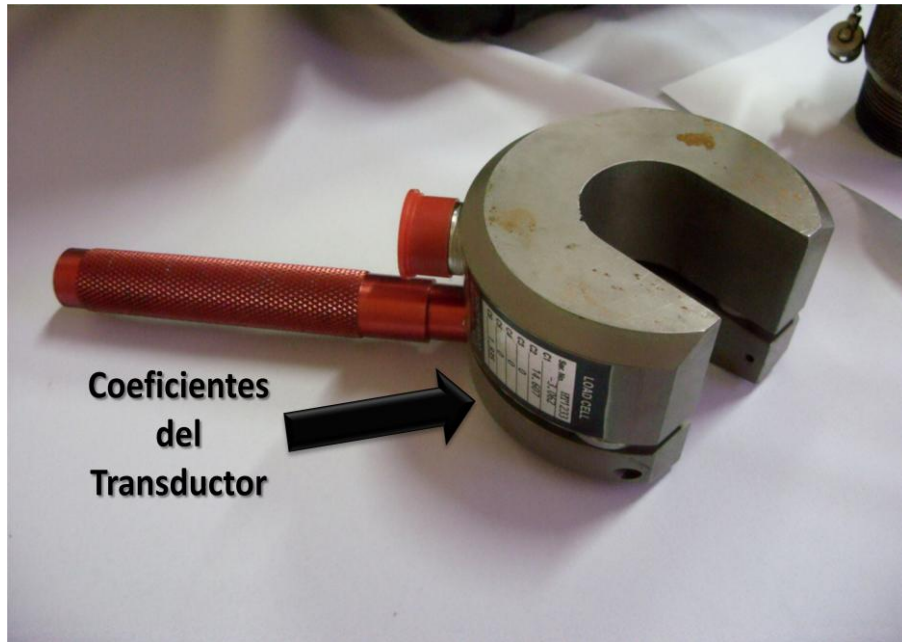
Figura 63. Pestaña de ingreso de número de serie y coeficientes para el sensor dinamoétrico.



Fuente: Software TWM.

Además del número de serie es necesario ingresar los valores correspondientes a los coeficientes de calibración de la celda de carga, los cuales son suministrados por la compañía de fabricación del equipo (ECOMETR CO.) y se pueden observar además en el lado posterior de la celda de carga, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 64. Coeficientes del Transductor de carga tipo herradura



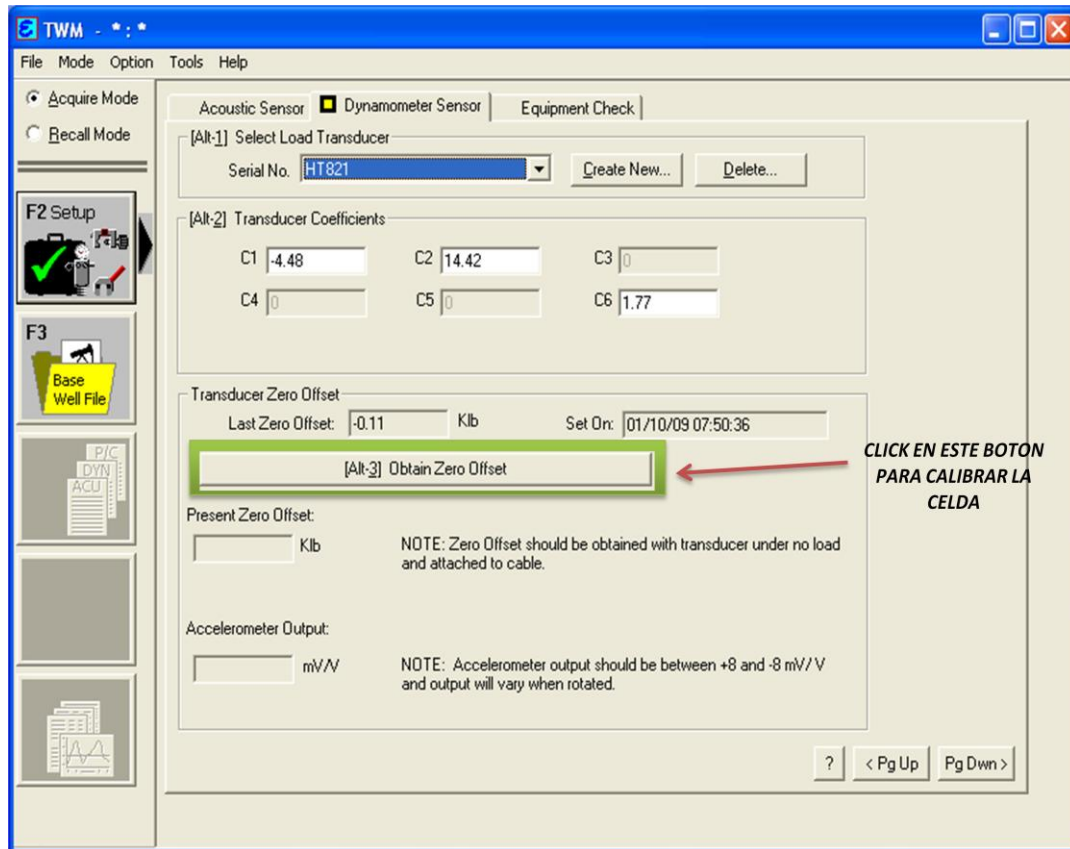
Fuente: Autores

Es necesario ingresar los coeficientes de carga C1 C2 y C6, los coeficientes C1 y C2 se usan para calcular la carga de la varilla lisa. El coeficiente C6 es sensitivo a la aceleración y se puede ajustar para corregir la longitud calculada de la carrera a la longitud verdadera.

4.3.4 Calibración de la celda. Para calcular el cero en la autocalibración de la celda de carga seleccione el botón (*UPDATE ZERO OFFSET WITH PRESENT READING*) o tecla (Alt-3) mientras el transductor está en una superficie plana y sin ninguna carga. El valor mostrado en la pantalla indica el valor actual de la lectura del cero en miles de libras (Klbs). Repita este procedimiento hasta que el valor se

estabilice. Se deben esperar variaciones en esta cantidad cuando la temperatura cambia significativamente de una prueba a otra.

Figura65. Pestaña de obtención del cero para la auto calibración de la celda de carga

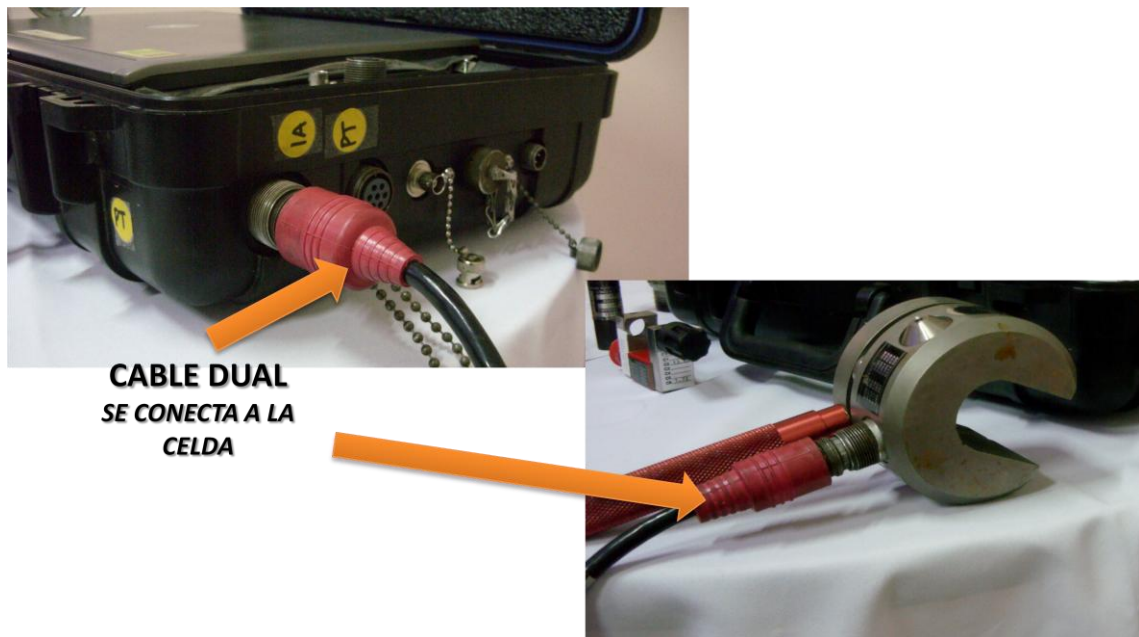


Fuente: Software TWM

La lectura del cero debe estar en el rango de ± 5 klbs. Un valor significativamente diferente a este podría indicar que el transductor, cables o conectores están fallando.

4.3.5 Revisión de las conexiones del equipo. Se deben verificar que las conexiones para la toma del registro estén en buenas condiciones, al igual que las válvulas, se debe transportar el equipo cuidadosamente donde no reciba vibraciones ni golpes, además se debe ser muy precavido para evitar caídas al contrapozo al momento de colocar la herramienta.

Figura 66. Conexión del cable Dual del Analizador a la Celda tipo herradura

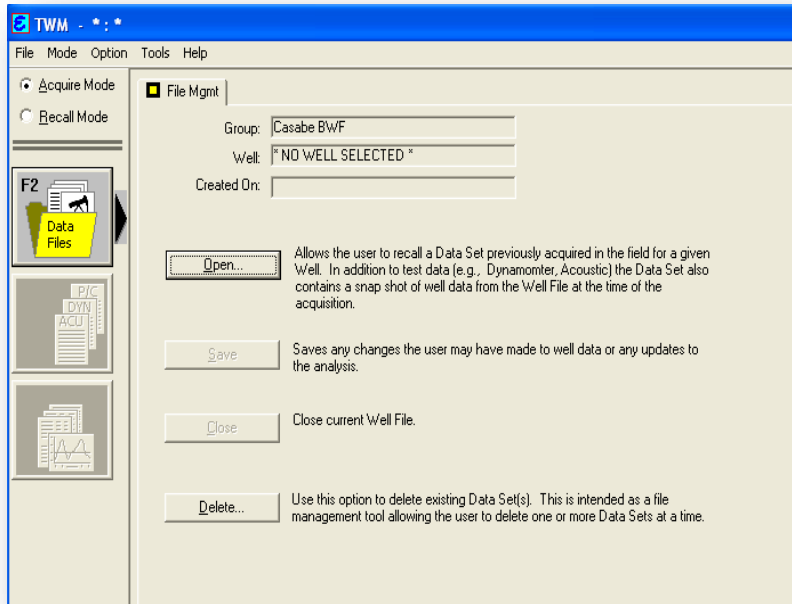


Fuente: Autores

4.3.6 Carga de la información del campo y del pozo. Los datos necesarios para el pozo que se va a tomar la prueba se llaman de la base de datos o se ingresan seleccionando el Archivo Base del Pozo (BASE WELL FILE). Se recomienda que los datos se ingresen antes de ir al campo a probar el pozo. En

este caso los datos del pozo se llaman seleccionando la opción Abrir (OPEN) la cual mostrará el catalogo de pozos y archivos, como se muestra a continuación en la siguiente figura.

Figura 67. Pestaña para cargar la información del pozo

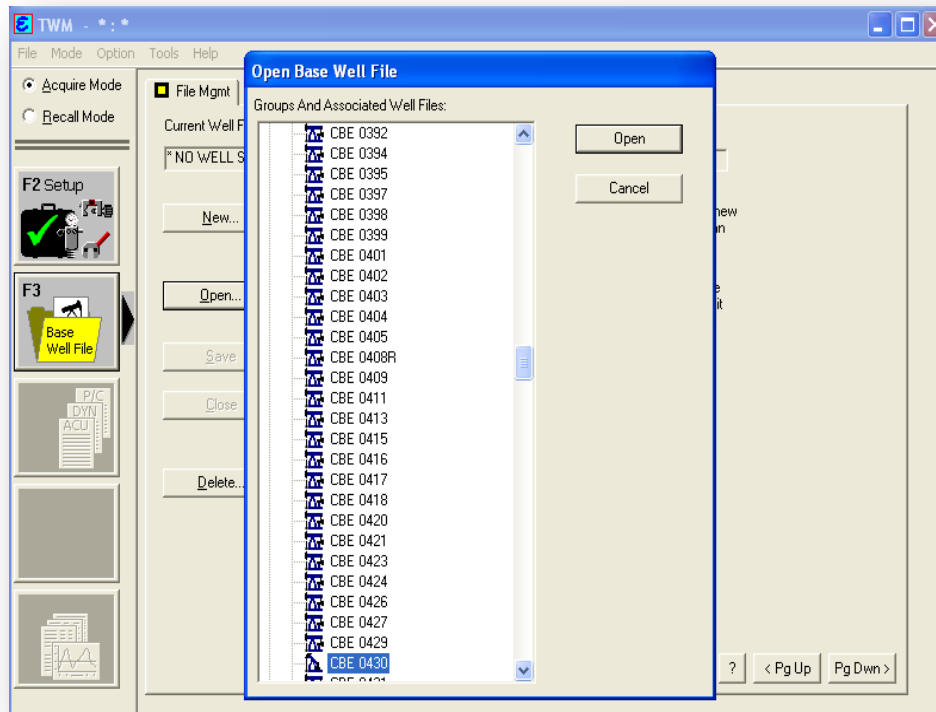


En este caso los datos del pozo se llaman seleccionando la opción OPEN la cual mostrará el catalogo de grupos de pozos.

Fuente: Autores

El pozo específico se selecciona tal como se muestra en la figura 68, Seleccionando Abrir (OPEN) se presentaran la lista de los diferentes pozos del campo que previamente se cargaron la base de datos

Figura 68. Pestaña de selección del pozo



Fuente: Software TWM

4.3.7 Detención de la unidad de bombeo mecánico. Para la instalación del equipo lo primero que se debe hacer es detener la unidad de bombeo mecánico lo cual se logra apagando el interruptor (si la unidad es eléctrica) y accionando el freno de manera sincronizada, de modo que la unidad se detenga totalmente faltando aproximadamente 2 pies de terminar el recorrido descendente.

Figura 69. Forma de detener la unidad de bombeo mecánico.

Figura 69 A: Apagado del motor eléctrico



Figura 69 B: Accionando el freno de la unidad



Fuente: Autores.

4.3.8 Instalación de la grapa en la barra lisa. Luego de detener la unidad, se prosigue a instalar la grapa, éste procedimiento es sencillo; una vez detenida la unidad (faltando 2 pies aprox. de terminar la carrera descendente), se procede a colocar la grapa apretando los tornillos de esta, evitando que se deslice sobre la barra lisa.

El diámetro de la grapa debe ser del respectivo diámetro de la barra lisa. Una vez instalada la grapa, se prosigue a colocar el tambor espaciador como se muestra en la figura 70.

Figura 70 Forma de instalar la grapa en la barra lisa.

Figura 70 A: Colocar Grapa o abrazadera en la barra lisa.

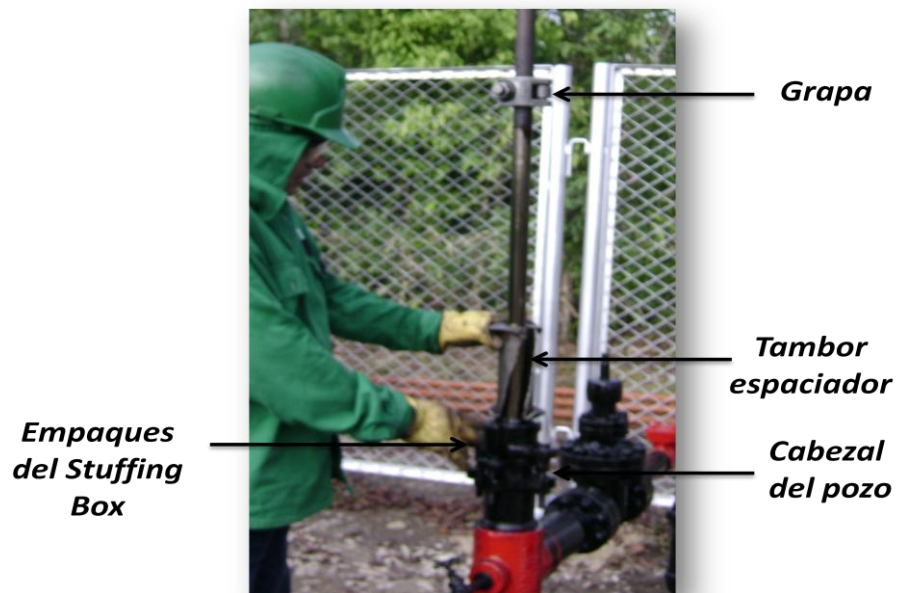


Figura 70 B: Atesar la tuerca de la grapa.



Fuente: Autores

Figura 71. Forma de instalar el tambor espaciador.

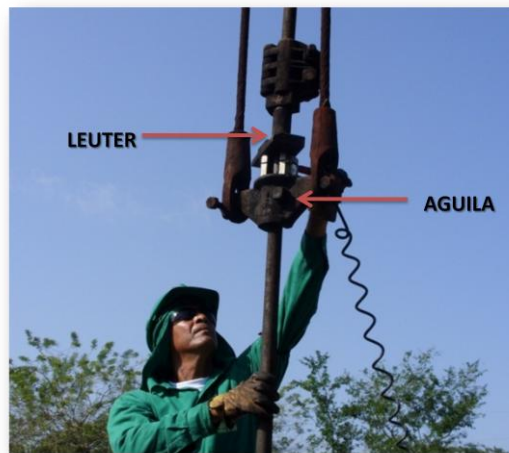


Fuente: Autores.

El tambor se instala de modo que la varilla lisa se ubique en el espacio hueco del tambor. Éste se ubica entre la grapa y por encima de los empaques del Stuffin box del cabezal del pozo.

Ahora se procede a liberar peso de la sarta de varilla lentamente. Cuando la grapa golpea el tambor espaciador libera un espacio en la parte superior de la barra porta varillas que permite la instalación de la celda de carga entre el águila y el Leuter.

Figura 72. Instalación de la celda de carga en la barra lisa



Fuente: Autores.

Luego de instalada la celda de carga, se coloca un pin de seguridad, para evitar que esta pueda caerse. Se suelta lentamente el freno y se le da un pulso al motor eléctrico de la unidad de tal forma que permita iniciar la carrera ascendente.

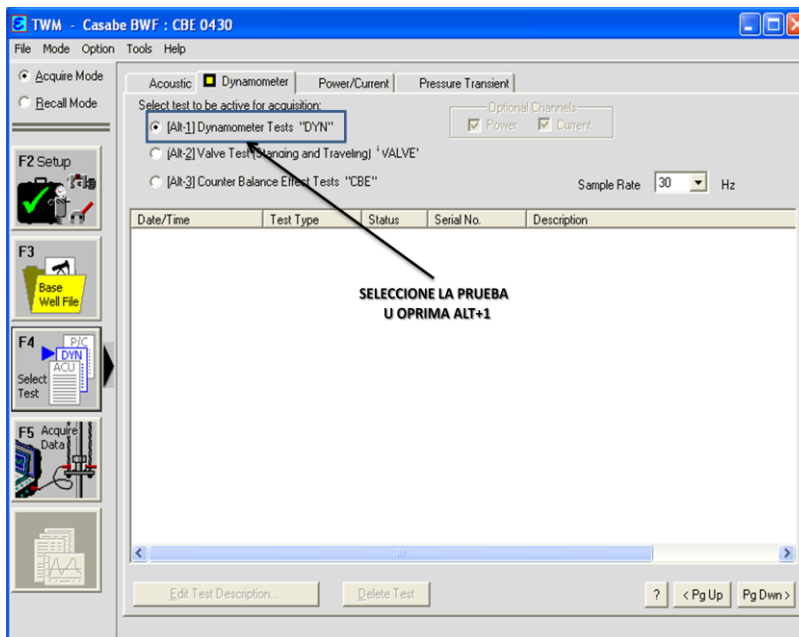
Se espera que la carrera ascendente avance 3 pies, luego de esto vuelva a detener la unidad para retirar el tubo espaciador.

4.3.9 Encendido de la unidad de bombeo. Una vez retirado el tambor de la barra lisa se procede a tomar los datos de la prueba, el operador puede proceder a adquirir los datos usando la opción Seleccionar Prueba (*SELECT TEST*).

En la sección Dinamómetro (*DYNAMOMATER*), el programa guía al operador en la adquisición y análisis de datos del dinamómetro ofreciendo 3 tipos de pruebas.

- Dinamómetro.
- Prueba de Válvulas.
- Prueba de efecto contra balanceo.

Figura 73. Pestaña de selección de prueba dinamométrica

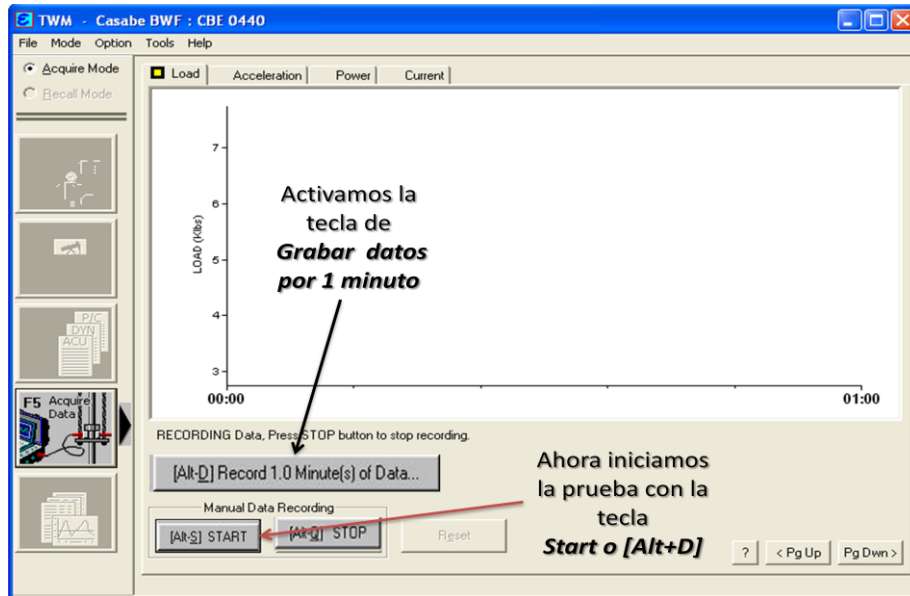


*Inicialmente
seleccionamos la
prueba del
dinamómetro.*

Fuente: Software TWM.

Luego de seleccionar la prueba del dinamómetro, activamos el botón de adquisición de datos **ADQUIRE DATA** o presionar la tecla **F5**.

Figura 74. Pestaña de inicialización de Prueba



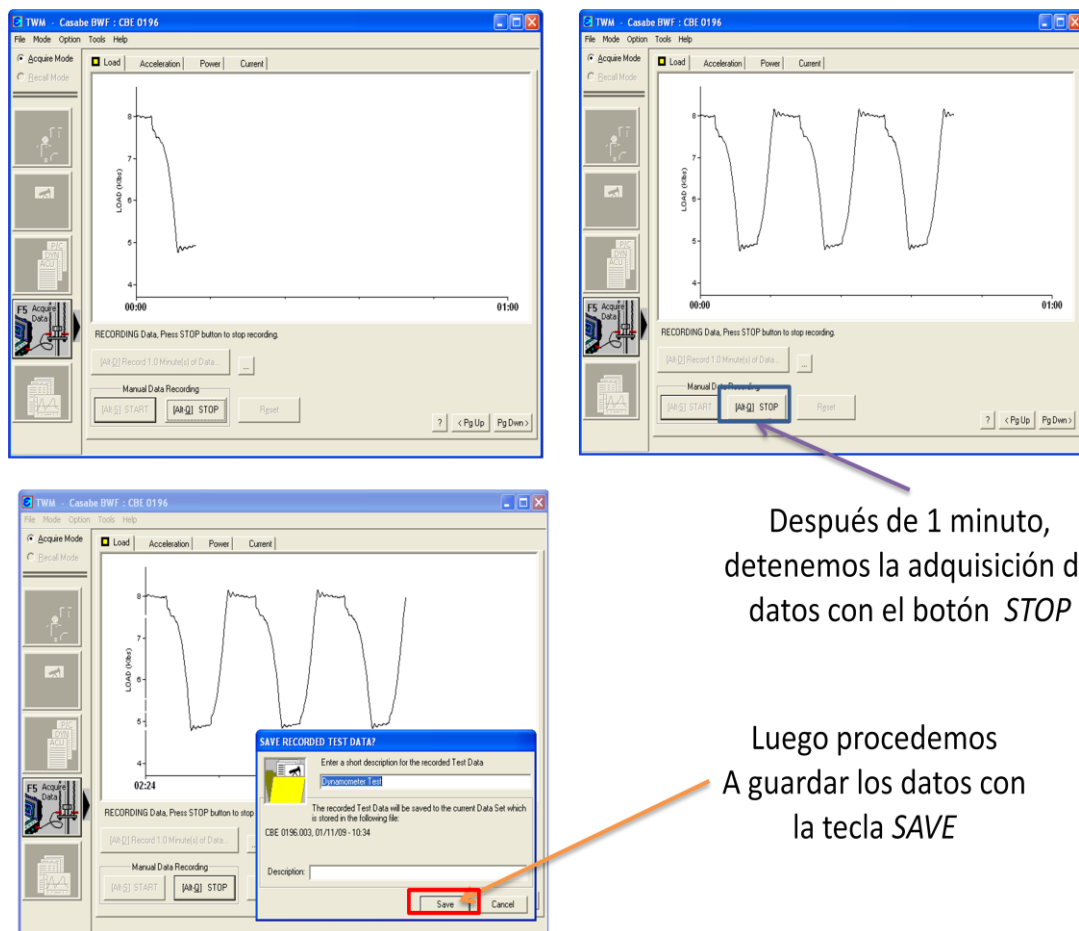
Fuente: Software TWM.

El operador puede adquirir datos de carga de la varilla lisa, aceleración y datos del motor de corriente y/o potencia (Prueba opcional) por al menos 1 minuto. La unidad de bombeo mecánico debe estar en movimiento y operación a lo largo del minuto para la adquisición de los datos. Los datos de aceleración se integran 2 veces para obtener posición. Los datos se muestran al operador para asegurar que el sistema está funcionando apropiadamente. El operador tiene la opción de ver la carga, aceleración o corriente del motor si el sensor de la corriente del motor está instalado. Inicialmente, los datos no se muestran por 15 segundos. Durante los primeros 15 segundos, la escala de la gráfica se ajusta a los datos. Durante este procedimiento la unidad de bombeo se debe colocar en movimiento para que datos

de cargas y aceleraciones típicas se generen y se usen en la determinación de los ejes apropiados de la gráfica.

El operador debe verificar que datos apropiados se están mostrando en las gráficas y en el análisis. El operador puede cambiar la escala de carga si lo desea presionando el botón de Modificar Escala (*RESCALE*).

Figura 75. Ventana para guardado de los datos dinámicos



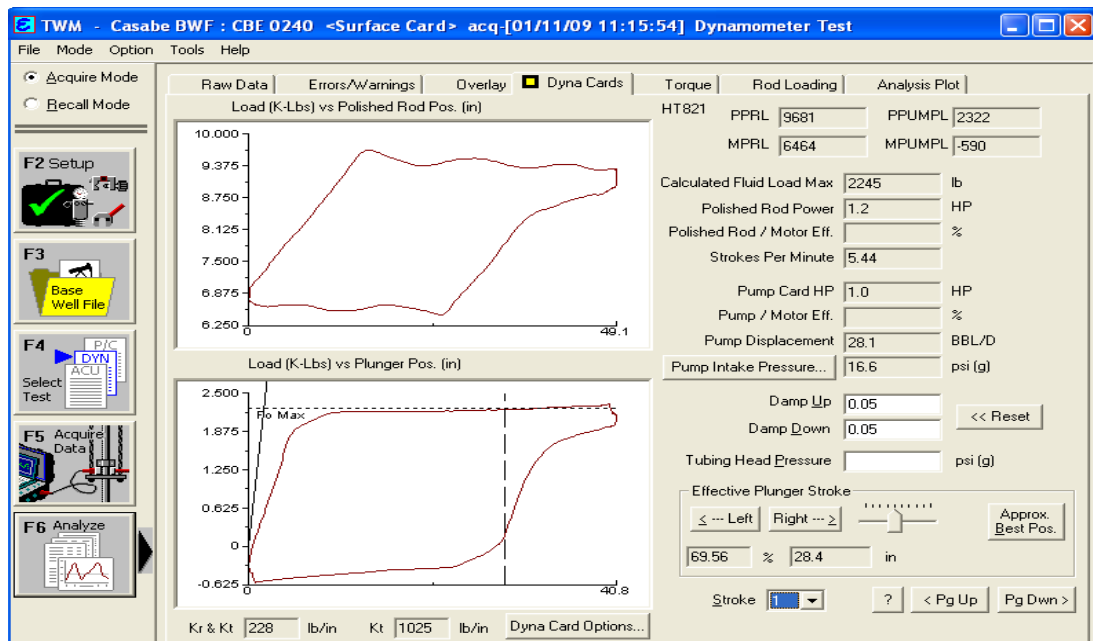
Después de 1 minuto, detenemos la adquisición de datos con el botón *STOP*

Luego procedemos a guardar los datos con la tecla *SAVE*

Fuente: Software TWM.

Los datos adquiridos de los recorridos de la unidad, se graban y se procesan, obteniendo finalmente la carta dinamométrica que estará disponible para el posterior análisis, esta carta es mostrada en la figura siguiente:

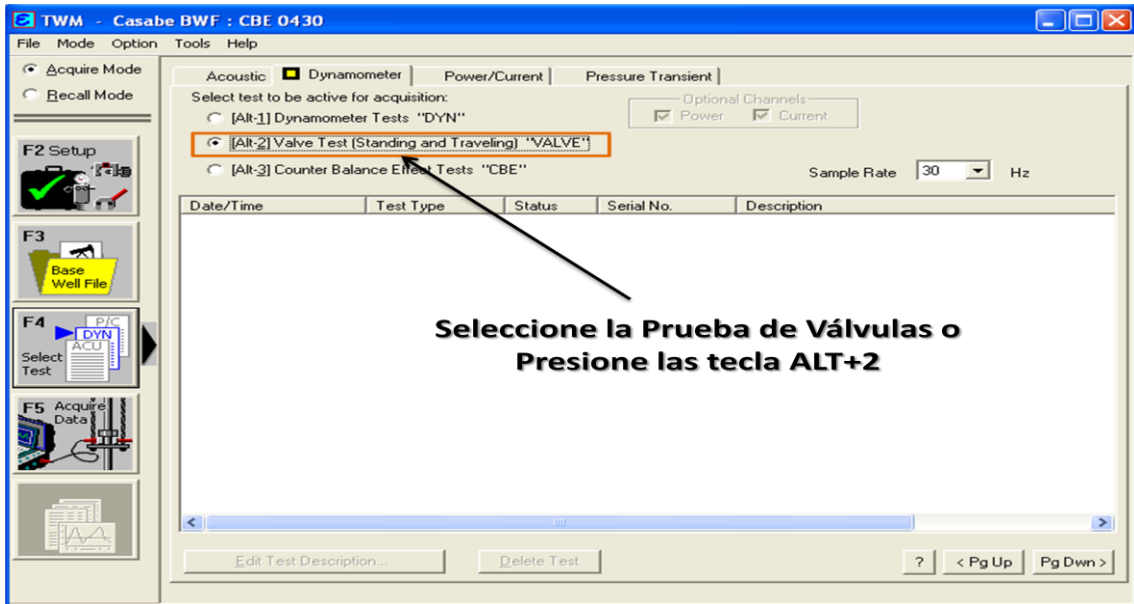
Figura 76. Ventana de una carta dinamométrica



Fuente: Software TWM.

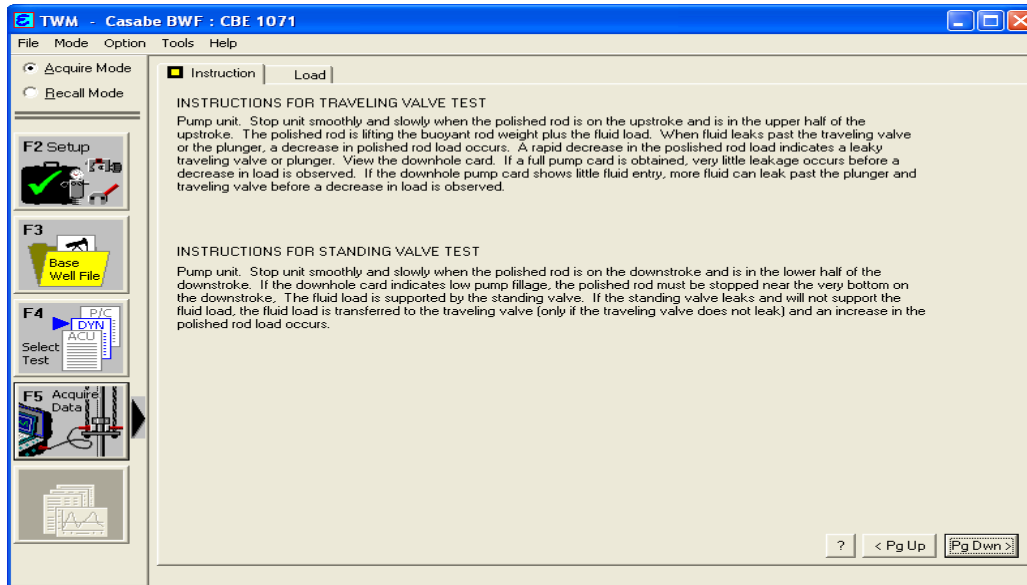
De igual forma el operador adquiere ahora los datos para la prueba de la válvula viajera y de la válvula fija, el procedimiento es ilustrado a continuación:

Figura 77. Pestaña de selección de prueba de válvulas



Fuente: Software TWM.

Figura 78. Pantalla de instrucciones para realización de prueba de válvulas

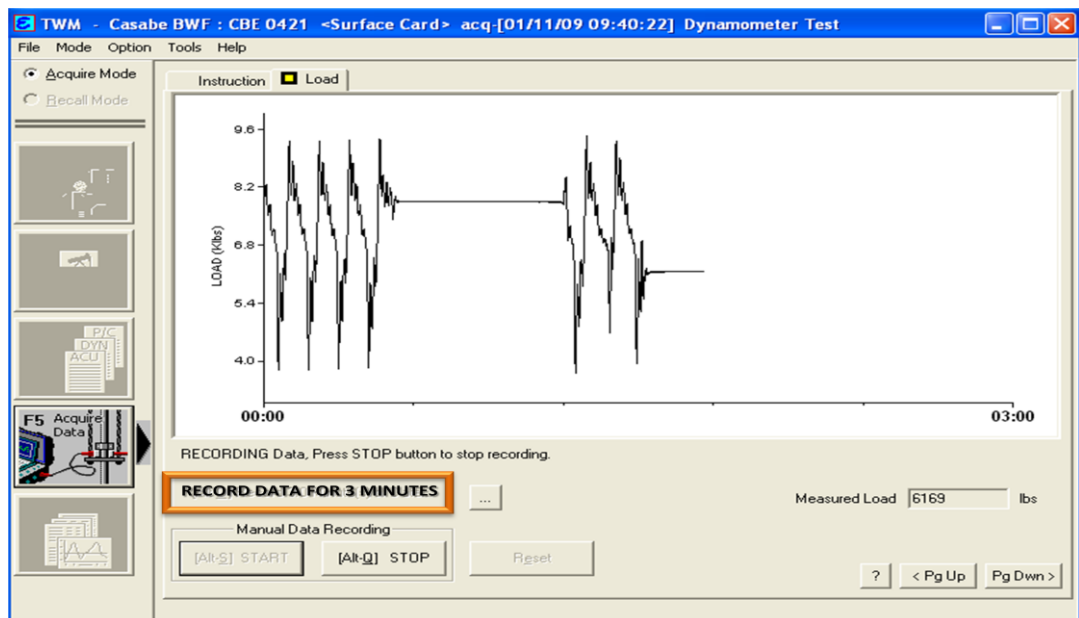


Fuente: Software TWM.

Luego de seleccionar la prueba, presione la pestaña con la opción de Adquirir Datos (ADQUIRE DATA), las instrucciones se muestran en la pantalla describiendo el procedimiento para la adquisición. (Ver figura 78). Asegúrese que el procedimiento de la prueba mostrado en la pantalla, se entienda perfectamente antes de continuar con la prueba. Los datos para ambas pruebas se adquieren en una sola pantalla y se mostraran más adelante.

Seleccione la sección Carga (LOAD) para continuar. Una pantalla que muestra la carga en función del tiempo se presentara al operador. Los datos no se graban hasta el momento que el operador active la opción Grabar Datos Por 3 Minutos (RECORD DATA FOR 3 MINUTES). El operador tiene 3 minutos (180 segundos) para llevar a cabo dos o más pruebas de la válvula viajera y dos más de la válvula fija.

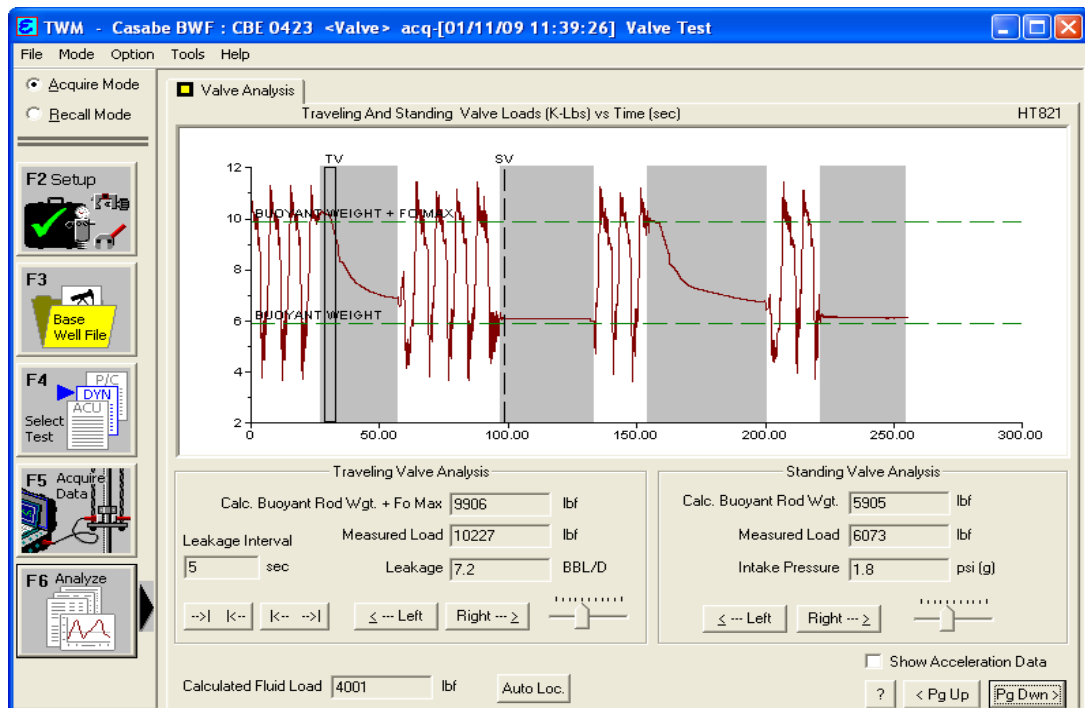
Figura 79. Pestaña de adquisición de datos de válvulas



Fuente: Software TWM.

La adquisición de los datos se puede interrumpir en cualquier momento presionando la tecla STOP, el resultado normal después de hacer la prueba a la válvula viajera se muestra en la siguiente figura.

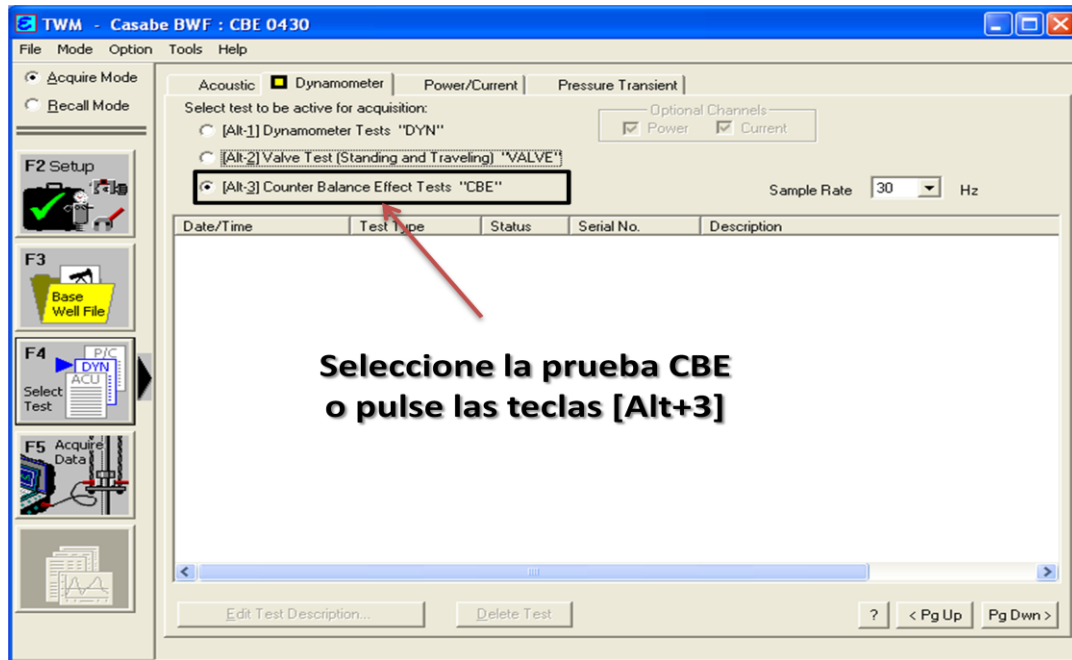
Figura 80. Reporte de prueba terminada



Fuente: Software TWM.

El efecto neto de las pesas del contrabalanceo en la varilla lisa se requiere para calcular correctamente el torque en la caja reductora. Este valor se determina haciendo la siguiente prueba. El resultado se graba automáticamente en el archivo de datos del pozo.

Figura 81. Pantalla de Selección de Prueba de Contrabalanceo.

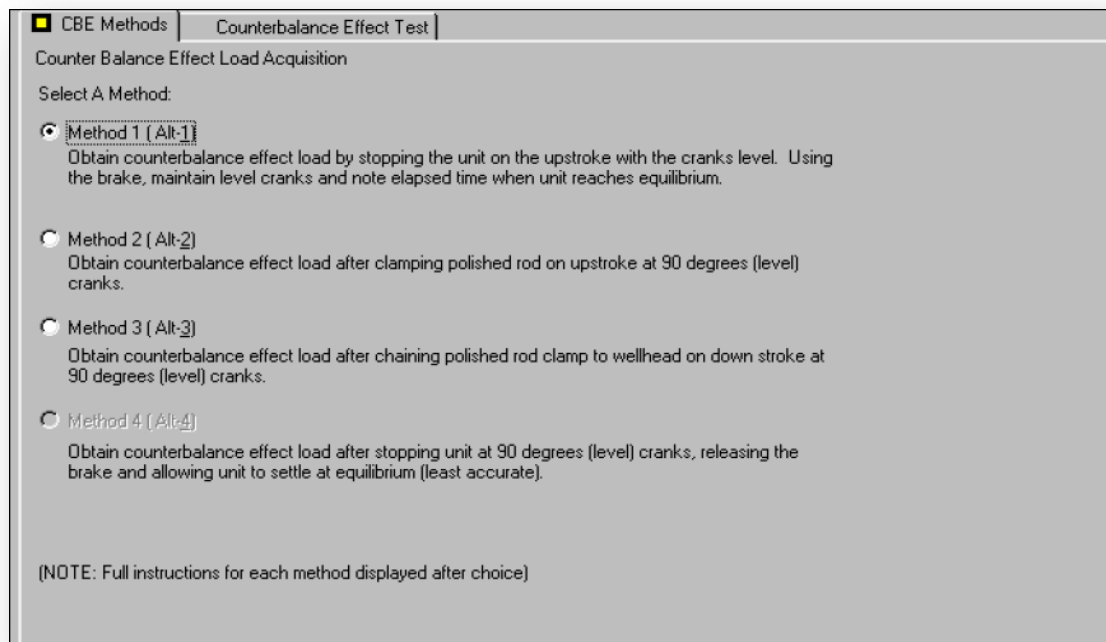


Fuente: Software TWM.

Existen 4 métodos que permiten determinar el balance de las pesas de una unidad de bombeo mecánico, tal como se muestra en la figura 82.

El método 1 permite que el operador obtenga el efecto de contrabalanceo parando la unidad en la carrera ascendente con las manivelas niveladas. Si la carga del efecto de contrabalanceo está entre el peso boyante de las varillas más la carga del fluido y el peso boyante de las varillas, la unidad de bombeo se balanceará momentáneamente ya que la carga se iguala debido a las fugas. Presione Alt+1 para recibir instrucciones acerca de cómo realizar la prueba de efecto de contrabalanceo por medio de este método.

Figura 82. Pantalla de métodos para prueba efecto del contrabalanceo de la unidad (CBE)



Fuente: Software TWM.

El método 2 permite que el operador coloque una abrazadera en la varilla lisa cuando la carga de la varilla lisa excede el efecto de contrabalanceo. Presione Alt+2 para proceder con la pantalla de instrucciones para la prueba mediante este método.

Al operador se le informa que debe parar la varilla lisa en la carrera ascendente cuando las manivelas están niveladas. La abrazadera de la varilla lisa previene el movimiento hacia abajo de la varilla lisa ya que el peso de la varilla lisa excede el efecto de contrabalanceo. Libere el freno. La carga actual se muestra en la pantalla. Presione F6 para entrar la carga del efecto de contrabalanceo en el archivo del pozo.

El método 3 permite que el operador obtenga el efecto de contrabalanceo cuando la carga de contrabalanceo excede el peso de la varilla lisa. La unidad de bombeo se para en la carrera descendente con las manivelas niveladas. Una grapa o abrazadera de la varilla lisa se coloca en la varilla lisa. Una cadena se coloca alrededor de la abrazadera de la varilla lisa y la cabeza del pozo para prevenir movimientos hacia arriba de la varilla lisa. El freno se libera. El transductor tiene la carga del efecto del contrabalanceo. Presione Alt+3 para obtener instrucciones en pantalla. Siga instrucciones previamente discutidas. Después de colocar la carga del efecto del contrabalanceo en el transductor, presione F6 para entrar la carga actual en el archivo del pozo.

El método 4 permite que el operador pare la unidad de bombeo con las manivelas Niveladas. Después de un breve periodo de tiempo, libere el freno y lentamente permita que la unidad de bombeo se equilibre. La distancia desde el fondo de la carrera hasta la posición de equilibrio se mide. Esta distancia se utiliza con la carga medida de la varilla lisa para calcular el efecto de contrabalanceo. Este método no es tan exacto como el 1, 2 o 3. Presione Alt+4 para proceder con la adquisición de datos. Al operador se le informa que debe parar la unidad en la carrera ascendente con las manivelas niveladas. Libere el freno lentamente. Obtenga la carga estática presionando F6. Luego se le pregunta al operador por la distancia desde el fondo de la carrera. La posición y la carga estática se utilizan con la geometría de la unidad para calcular el efecto de contrabalanceo.

5. INTERPRETACIÓN DE DATOS

El Analizador de Pozo está diseñado para proveer la capacidad de procesar datos de los pozos donde existen condiciones poco usuales tales como niveles de líquido muy someros, obstrucciones parciales en el anular, tubería en mal estado, uniones de tubería corta, etc. La siguiente sección describe los procedimientos especiales de procesamiento de datos.

5.1 INTERPRETACIÓN DE DATOS ACÚSTICOS

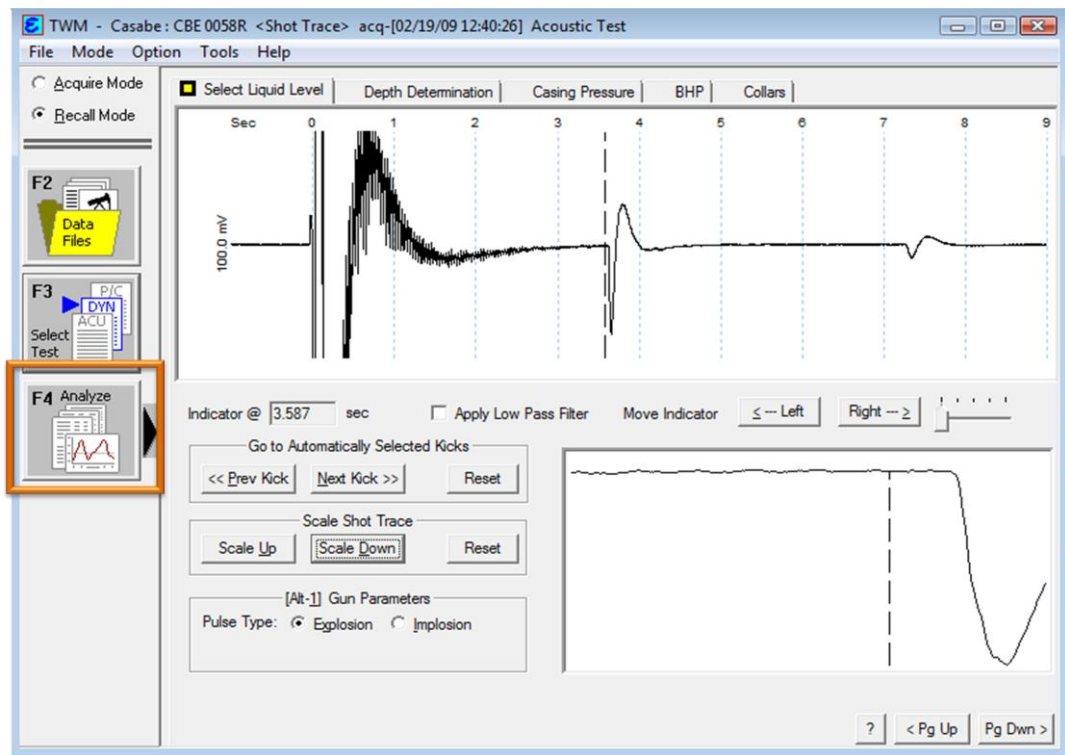
Para la interpretación correcta de los datos obtenidos en las pruebas acústicas, se debe tener en cuenta que algunos de los pozos tienen tuberías extendidas de producción (LINERS), perforaciones superiores, parafinas, diferente longitud de tubería, malas conexiones en superficie, y otras condiciones que resultan en una gráfica acústica que puede ser difícil de interpretar. Normalmente, el computador y el programa ubican el nivel de líquido y luego procesan los ecos de las uniones por uno y dos segundos para obtener la tasa de las uniones. Los datos acústicos son sometidos a un filtro de paso de banda centrado a esta frecuencia y el programa automáticamente trata de contar todas las uniones hasta el nivel del líquido. El análisis automático determinará la profundidad del nivel del líquido para el 95% de los pozos. Es posible que algunos pozos tengan condiciones o anomalías que hacen que estos procedimientos no funcionen como se desea.

Si el nivel del líquido es encontrado en un tiempo menor que 1.5 segundos, el programa le permite al operador la opción de aplicar en este caso, procedimientos especiales, este procesamiento asume que el operador ya determinó la posición

en tiempo del nivel de líquido posicionando la línea del indicador en la señal del nivel de líquido. Las técnicas especiales de procesamiento están disponibles siempre que la cuenta automática de las uniones no sea satisfactoria.

Después de que los datos acústicos se graban, la señal acústica se analiza para determinar la profundidad del nivel del líquido seleccionando la opción Analizar Datos (ANALYZE DATA).

Figura 83. Botón de Análisis y procesamiento de la señal acústica



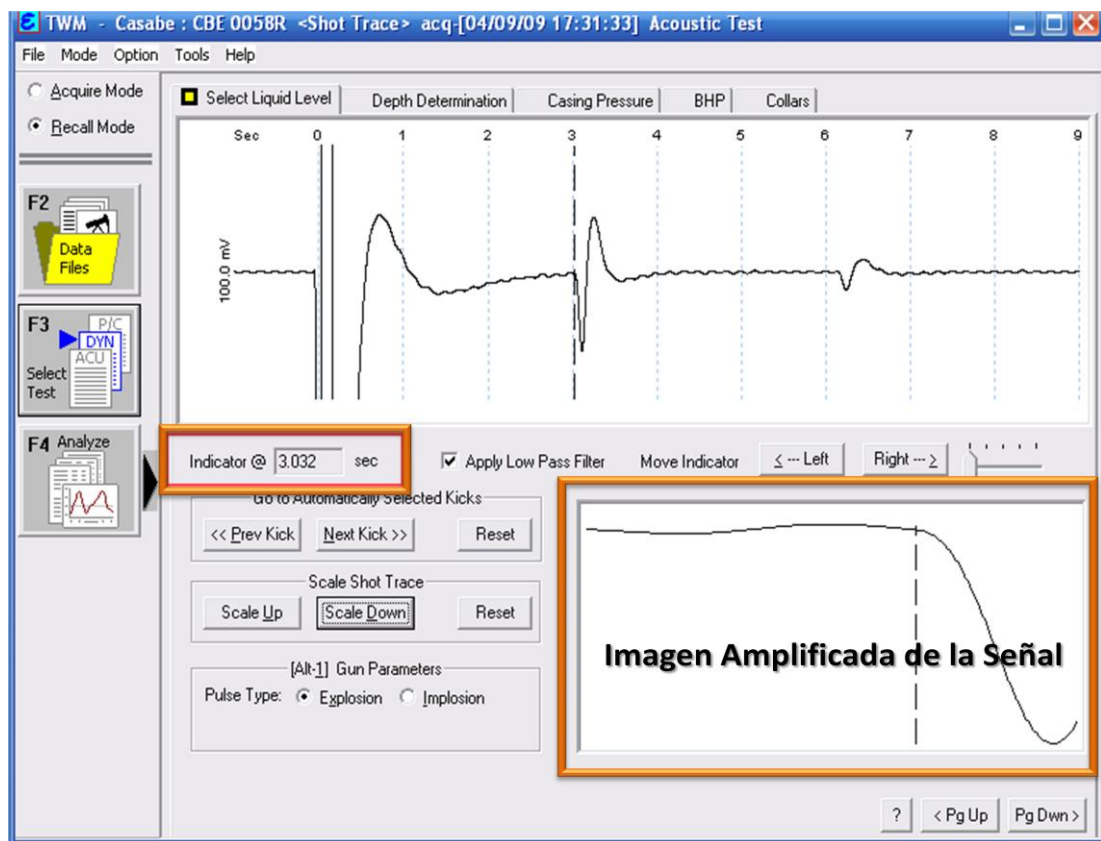
Fuente: Software TWM.

5.1.1 Selección del nivel del líquido filtrando la señal acústica. Lo primero que se debe realizar en la interpretación del nivel acústico es utilizar la opción de filtrado para poder eliminar de la señal acústica la distorsión y el ruido ocasionado

por perforaciones superiores, parafinas, diferente longitud de tubería, malas conexiones en superficie entre otros motivos que serán explicados más adelante, esta opción se encuentra en el botón (APPLY LOW PASS FILTER), luego se observa una línea vertical punteada que marca la señal del nivel de líquido más probable y su correspondiente posición en el tiempo se muestra en el respectivo espacio (INDICATOR @). Una imagen ampliada de la señal cerca del nivel del líquido se muestra en la parte inferior derecha de la figura.

La línea vertical punteada debe ubicarse cuando la señal acústica decrece y pierde su tendencia horizontal, este cambio drástico indica que la señal a encontrado el nivel líquido, esto se muestra en la siguiente figura:

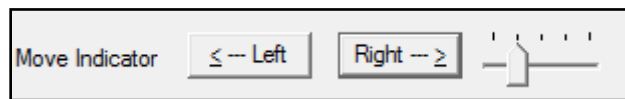
Figura 84: Pestaña de determinación y selección del nivel del líquido



Fuente: Software TWM.

La línea se puede correr tanto hacia la derecha como hacia la izquierda gracias a los botones MOVE INDICATOR (*LEFT/RIGHT*), si deseamos regular la distancia a mover, lo podemos hacer controlando la escala que se ubica al lado derecho de estos botones, estos controles mueven el indicador del nivel de líquido hacia adelante y hacia atrás en incrementos de 0.1 a 0.001 segundos, controlado por el deslizador localizado a la derecha de los botones.

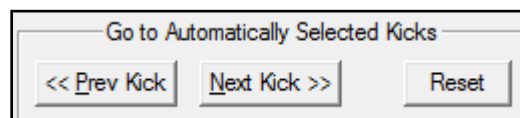
Figura 85. Botones de indicador de movimiento



Fuente: Software TWM.

Además de las técnicas manuales usadas para determinar el nivel del líquido, existen técnicas automáticas con el mismo propósito, las técnicas usadas para seleccionar el nivel de líquido automáticamente fallan por condiciones inusuales en el pozo tales como la presencia de un ancla de tubería de producción, tubería corta de producción, restricciones, etc. El programa podría indicar una señal que no corresponde al nivel del fluido. Por este motivo la selección automática del nivel no es recomendable. El método automático permite determinar el nivel del líquido usando los controles Señal Anterior/Siguiente (*PREV/NEXT KICK*) para ajustar el indicador entre otros puntos automáticamente señalados que podrían indicar un nivel de líquido apropiado.

Figura86: Pestaña de controles de señal

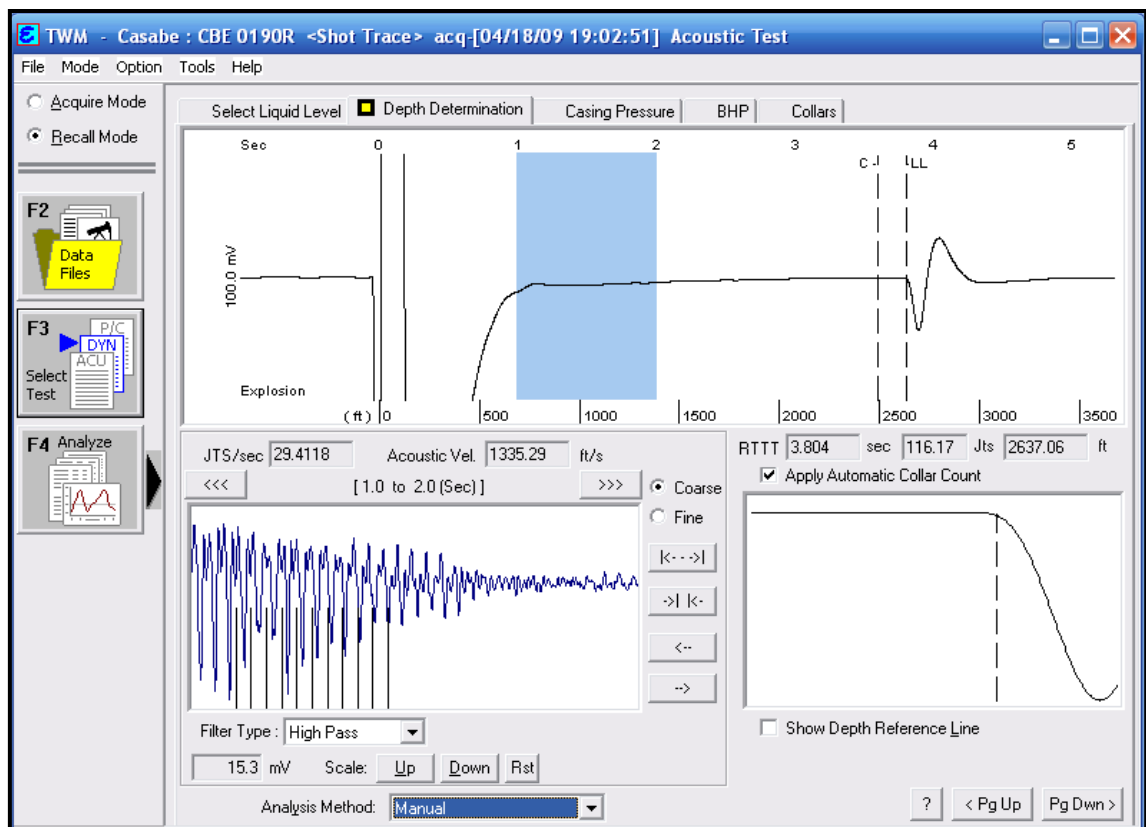


Fuente: Software TWM.

El usuario debe usar una de las técnicas mencionadas anteriormente para relocalizar el indicador en la zona de la señal del nivel del líquido más apropiada y luego cuando la selección de nivel del líquido sea correcta, proseguimos a la Determinación de Profundidad (DEPTH DETERMINATION) para continuar con el procesamiento de datos.

5.1.2 Determinación de la profundidad (DEPTH DETERMINATION). Luego de seleccionar correctamente el nivel de líquido, determinamos su Profundidad. Tres ventanas aparecen en la pantalla, y sus funciones se describen a continuación.

Figura87. Pestaña de determinación de profundidad del nivel de líquido



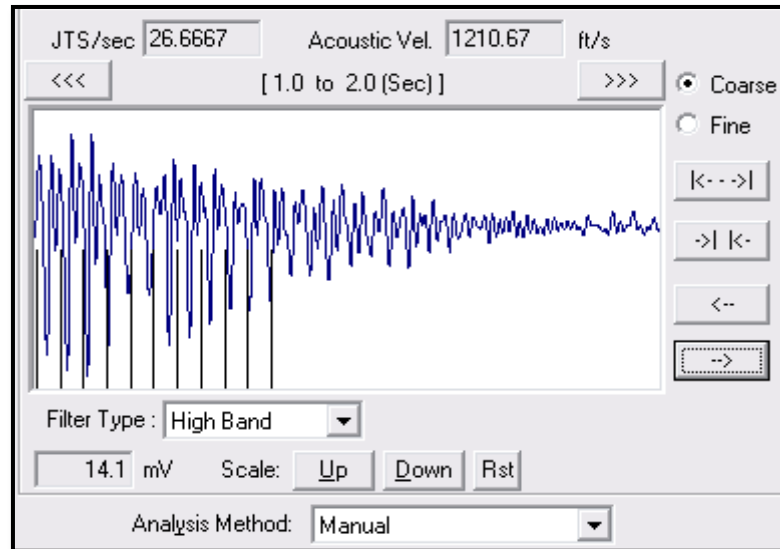
Fuente: Software TWM.

La pantalla superior muestra un registro de la señal acústica original. La duración del registro corresponde al tiempo entre el disparo y un tiempo ligeramente mayor al de la posición del nivel de líquido tal como se seleccionó en el paso anterior.

La selección del nivel de líquido se muestra en detalle en la parte inferior derecha de la pantalla. Una línea vertical punteada marca la señal del nivel de líquido. La selección del nivel del líquido se puede mejorar ajustando el nivel en la sección Seleccionar Nivel de Líquido (SELECT LIQUID LEVEL). El segmento de línea gris, horizontal y gruesa en la escala de tiempo que aparece en las primeras trazas marca la parte de la señal que se analiza para calcular la frecuencia de los ecos provenientes de las uniones. Esta parte de la señal se muestra en el formato del filtro de Paso Alto (FILTER TYPE: HIGH PASS), en la ventana inferior izquierda de la pantalla. La escala vertical en esta pantalla se puede ajustar usando el botón Escala Aumente/Disminuya/Retornar (SCALE UP/DOWN/RST). En este segmento la máxima amplitud de pico a pico también se muestra en mili voltios.

Opciones de filtrado. El cálculo de la frecuencia de las uniones se puede mejorar aplicando un filtro de paso de banda a los datos originales (como se muestra en la figura de abajo). Esto se puede hacer en la modalidad Análisis Manual. Ejemplos de datos con filtro de banda alta (HIGH BAND), datos con filtro de paso alto (HIGH PASS) y datos con filtro de paso de banda (BAND PASS) se muestran a continuación.

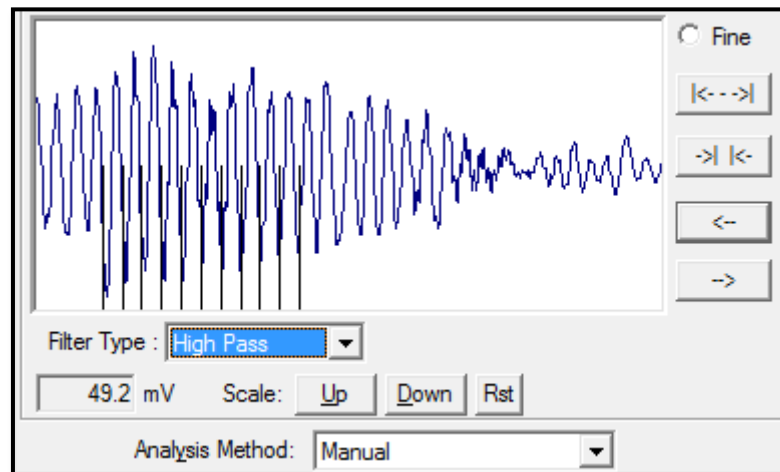
Figura 88. Pantalla de filtro de señal acústica 1



Fuente: Software TWM.

Si se selecciona el filtro de paso alto se eliminan los componentes de bajas frecuencia:

Figura 89. Pantalla de filtro de señal acústica 2

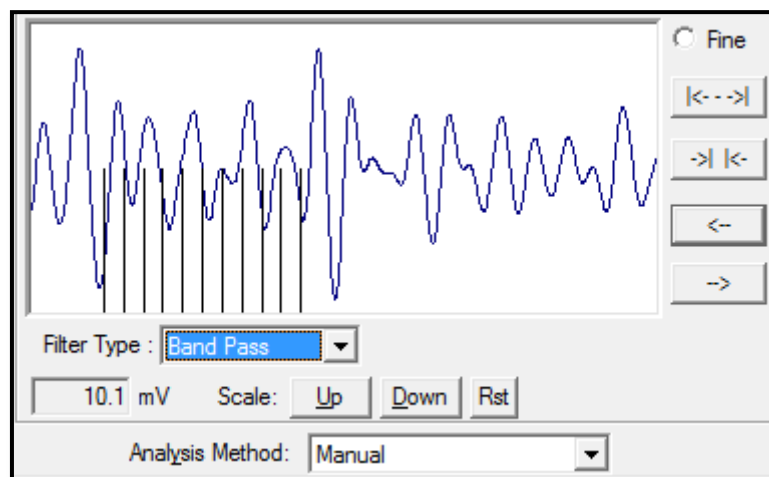


Fuente: Software TWM.

Los datos también se pueden filtrar con un filtro de paso de banda que tiene en cuenta la frecuencia de las uniones con un ancho de banda de $\pm 1\text{Hz}$.

La siguiente figura muestra el resultado cuando se aplica un filtro de paso de banda.

Figura 90. Pantalla de filtro de señal acústica 3



Fuente: Software TWM.

Métodos de análisis:

Análisis Automático. La profundidad y la escala, calcula la profundidad del nivel del líquido que aparece en esta pantalla están muy cerca de las estimaciones obtenidas con el Contador de Uniones Automático (ANALYSIS METHOD: AUTOMATIC) estos datos son la opción por defecto como se indica en la casilla de verificación en la siguiente figura:

Figura91. Pantalla de Control automático de uniones



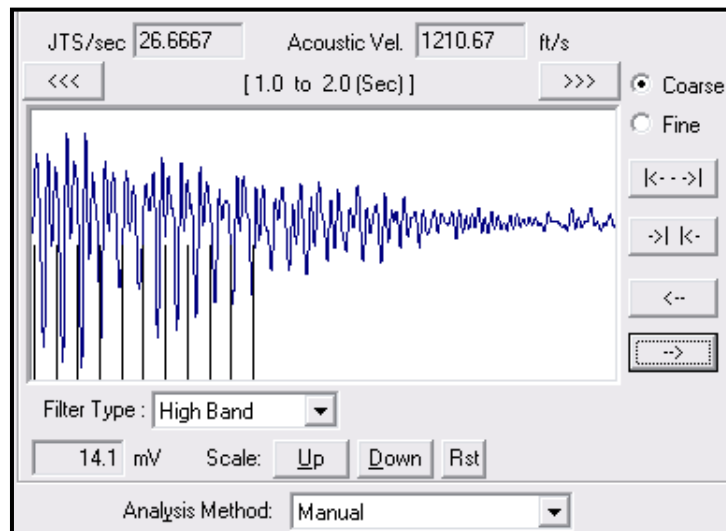
Fuente: Software TWM.

La frecuencia de la señal de las uniones calculada a partir de los datos se usa para filtrar toda señal con un filtro de paso de banda ($\pm 1\text{Hz}$) e identificar y contar las reflexiones de las uniones desde el momento del disparo hasta el nivel de líquido. La cuenta de uniones se hace hasta que la razón señal/ruido disminuye a un valor inferior al nivel de ruido en el pozo. En este punto, una línea vertical punteada (marcada con C al final de la cuenta de uniones) se muestra en la imagen acústica. Idealmente este punto debe estar tan cerca como sea posible del nivel de líquido o al menos un 80% de la distancia al nivel de líquido. Si este no es el caso, el disparo debe repetirse con un incremento en la presión de la cámara con el objetivo de mejorar la razón señal/ruido.

En algunos pozos, la frecuencia de las uniones puede cambiar a lo largo del pozo debido a variaciones de la velocidad acústica con la profundidad. Esta es la razón por la cual es necesario procesar la información lo más rigurosamente posible y contar individualmente cada eco para obtener una cuenta de uniones exacta. Esta cuenta, la cual es una de las patentes del Analizador de Pozo, se hace automáticamente y se puede mostrar seleccionando la sección Uniones (COLLARS) como se muestra más adelante.

Análisis manual. Este método de análisis es el más usado cuando se conoce con detalle el estado mecánico de cada pozo, el análisis manual se usa para los casos en que el programa no puede completar un análisis automático y también para examinar detalladamente los datos acústicos, tal como sucede cuando hay un nivel de líquido muy alto. La pantalla que muestra los datos originales o datos filtrados se usa para examinar la señal cada segundo usando el botón de explorar que permite moverse a traves de la señal:

Figura 92. Pantalla de método de análisis manual

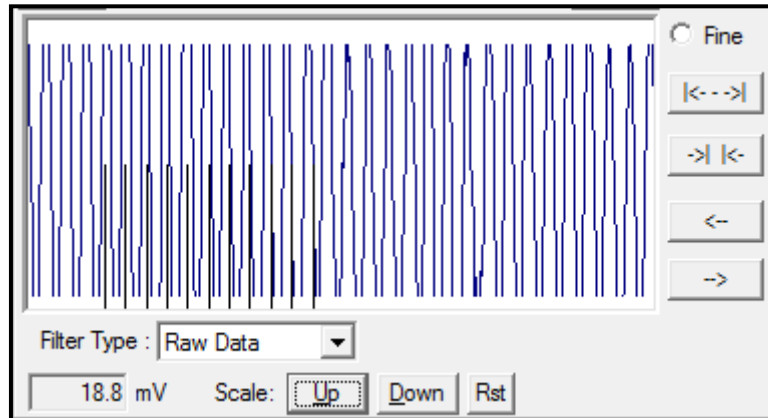


Fuente: Software TWM.

Usando estos controles se puede inspeccionar la señal en gran detalle, para identificar los ecos de las uniones como también las señales generadas por cambios en el área de la sección transversal como tubería corta de revestimiento (LINER), mandriles, niple de asiento, anclas, perforaciones, etc. En cada sección se puede aplicar la opción de filtro para mejorar la apariencia de la señal.

La escala vertical se puede expandir seleccionando Agrandar Escala (SCALE UP):

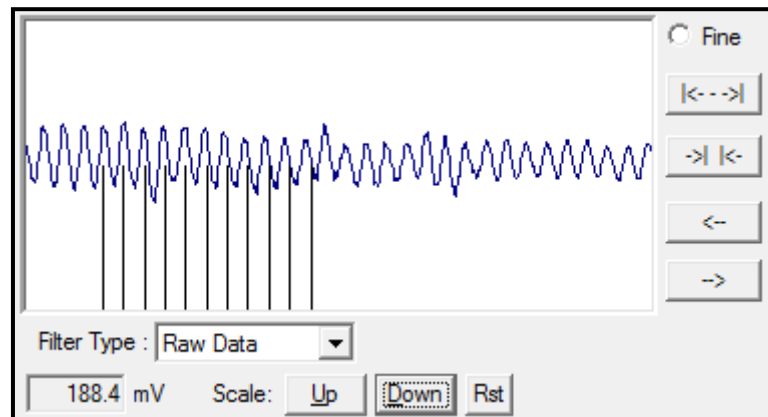
Figura 93. Pantalla de aumento de escala



Fuente: Software TWM.

La escala vertical se puede comprimir seleccionando Disminuir Escala (SCALE DOWN):

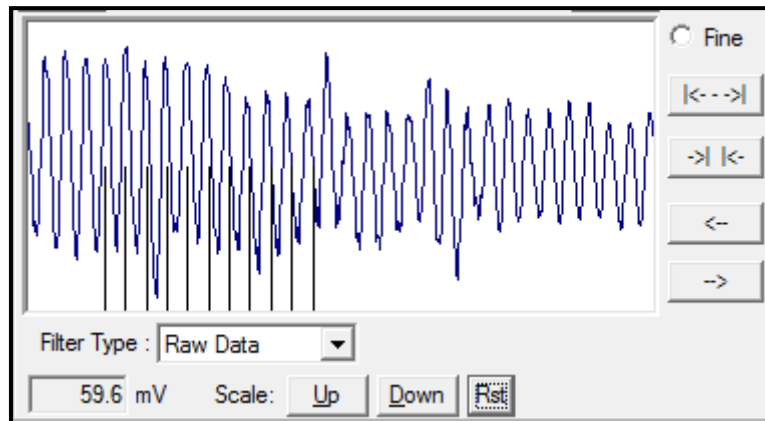
Figura 94. Pantalla de disminución de escala



Fuente: Software TWM.

Seleccionando Restablecer (SCALE RST) la escala vertical retorna a su valor original.

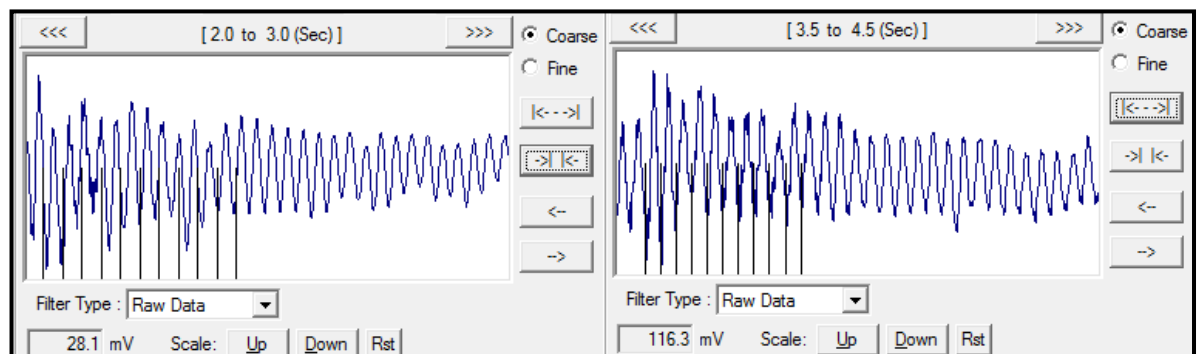
Figura 95. Pantalla de Restablecimiento de escala



Fuente: Software TWM.

La siguiente figura muestra varios ejemplos de señales acústicas de pozo usando la opción Datos Originales:

Figura 96. Pantalla de la Señal de 2 a 3 segundos y señal cerca al nivel del fluido

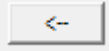
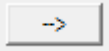


Fuente: Software TWM.

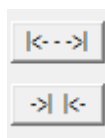
La función Manual se puede usar para:

1. Examinar en detalle la señal acústica después de que el procesamiento de las uniones ha sido realizado.
2. Procesar la señal de las uniones usando la frecuencia contenida en una porción específica de las trazas.

En cada pantalla se muestran marcas verticales (11 divisiones) las cuales se pueden posicionar y alinear con la primera señal de junta identificable usando los botones de control de flecha:

Estos controles mueven las divisiones a la izquierda  o a la derecha .

Las distancias entre las marcas verticales se pueden ajustar usando el control de espacios.



Estos controles ajustan las distancias de las divisiones.

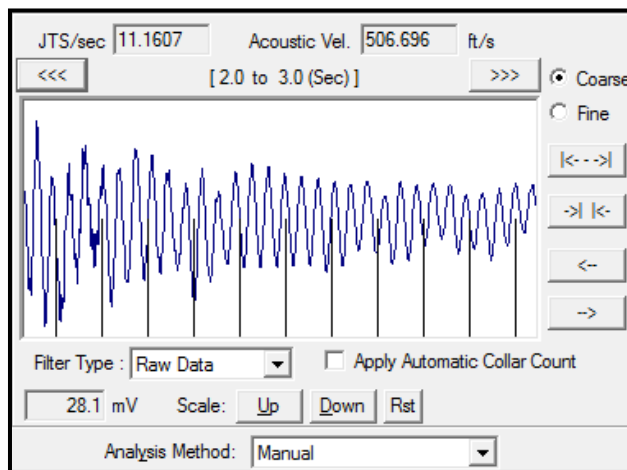
El operador tiene la opción de procesar cualquier intervalo de datos originales que se muestran en la traza superior para determinar la profundidad del nivel del líquido. Ocasionalmente debido a una conexión inadecuada del cañón de gas al pozo, ruido en exceso, tubería corta de revestimiento (LINER), parafina, u otras anomalías, puede presentarse una señal de baja calidad en la porción de la traza acústica que el computador seleccionó para determinar la frecuencia de los ecos

de las uniones. Esta frecuencia incorrecta de los ecos de las uniones da como resultado una profundidad de nivel de líquido errónea. Si este es el caso, un segmento de señal alterna puede ser seleccionado por el usuario donde la señal sin procesar de la unión se presenta más clara, con menos ruido y menos interferencia. La siguiente sección describe el procedimiento para un análisis manual de cuenta de uniones.

En la modalidad de Análisis Manual, sin seleccionar Aplicar Cuenta de Uniones Automática (APPLY AUTOMATIC COLLAR COUNT), examine los datos acústicos y seleccione un intervalo, entre el disparo y el nivel de líquido, que contenga diferentes uniones sin anomalías como se muestra en las siguientes figuras:

- Seleccione el intervalo de la señal que se va a usar.

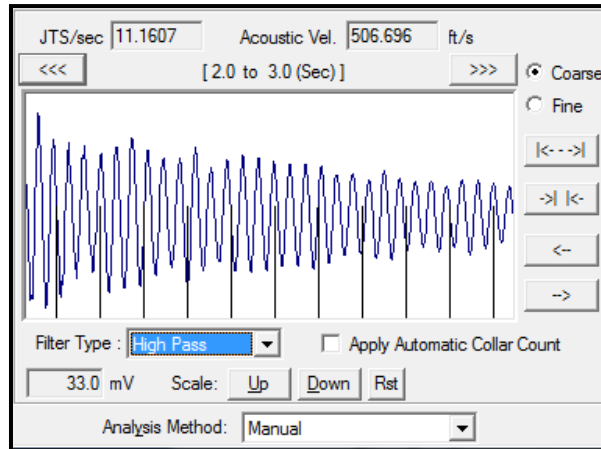
Figura 97. Pantalla de intervalo de la señal



Fuente: Software TWM.

- Filtre la señal si es necesario.

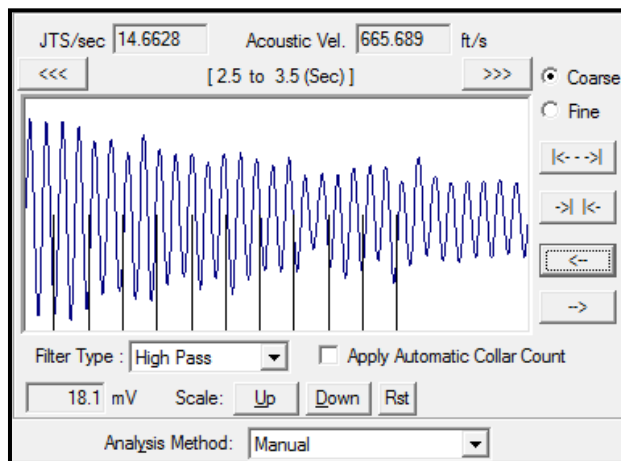
Figura 98. Pantalla de Filtro de la señal



Fuente: Software TWM.

- Alinee el primer marcador con la señal de la unión.

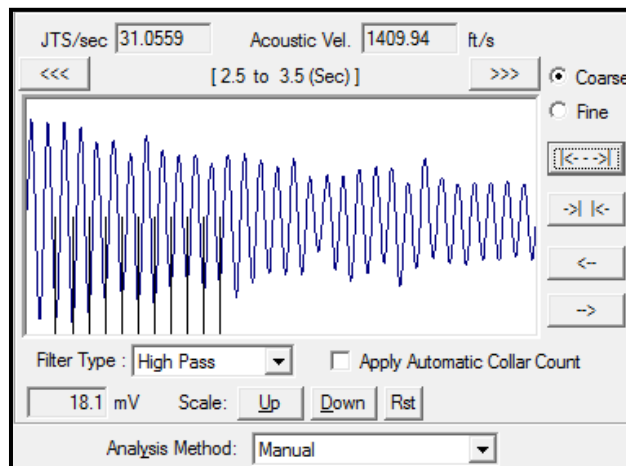
Figura 99. Pantalla de Marcador de la señal de unión



Fuente: Software TWM.

- Ajuste la distancia del marcador para encontrar la frecuencia de las uniones.

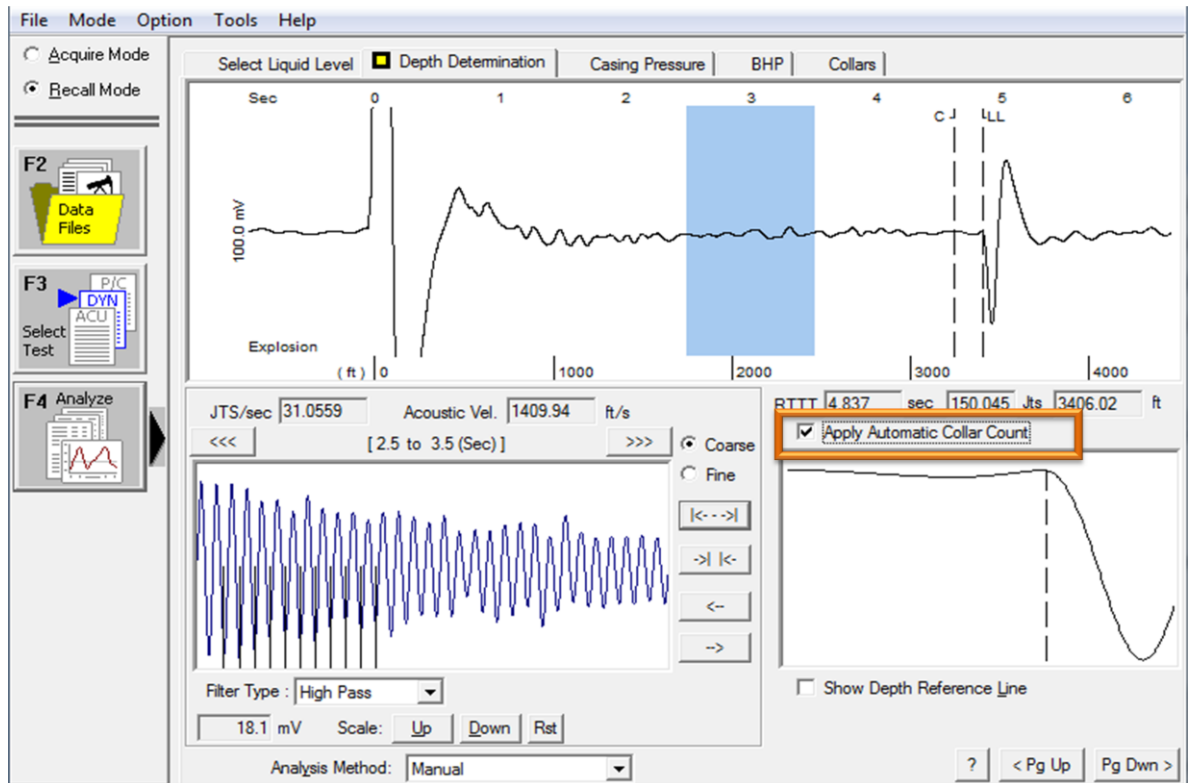
Figura 100. Pantalla de frecuencia de la unión



Fuente: Software TWM.

El cambio en la frecuencia de las uniones (y la velocidad acústica) se observa claramente en los pasos 3 y 4 de 14.66 JTS/seg (Juntas por segundo) al valor más representativo de 31.05 JTS/seg en la última gráfica. Si se desea, todas las trazas se pueden filtrar con un filtro de paso de banda pequeño centrado en la frecuencia de esta tasa de uniones y una nueva cuenta de uniones obtenido seleccionando Aplicar Conteo de Uniones Automático (APPLY AUTOMATIC COLLAR COUNT) como se muestra en la siguiente figura:

Figura 101. Pantalla de conteo automático de uniones



Fuente: Software TWM.

La habilidad del programa para procesar la señal usando varios métodos incluyendo un filtrado preciso, le permite al operador obtener una profundidad de líquido más precisa que la profundidad que se obtenía con el antiguo sistema análogo.

Método de velocidad acústica. Este método es usado cuando la velocidad acústica de la señal es conocida y/o cuando método manual o automático no muestra una relación apropiada entre la señal y el ruido, esto será explicado claramente a continuación en la sección de uniones.

El método consiste en ingresar el valor conocido de la velocidad acústica y el programa se encargará de calcular automáticamente los valores de profundidad, tiempo de encontrado el nivel y gravedad específica del gas, valores requeridos para el análisis, tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 102. Pantalla del método de velocidad acústica

Acoustic Velocity Determination

[Alt-1] Method

Calculate From Gas Specific Gravity

Calculate From Gas Compositional Analysis

Enter Known Value of Acoustic Velocity

Update Wellfile Gas Gravity

Done

Calculate

[Alt-2] Input

Acoustic Velocity ft/s

Use Gas Gravity Entered In Well Data, Otherwise Use Gas Gravity Calculated From Entered Acoustic Velocity (shown in Results below)

Gas Gravity Air = 1

Results

Liquid Level Depth 1319.05 ft

Time to Liquid Level 2.294 sec

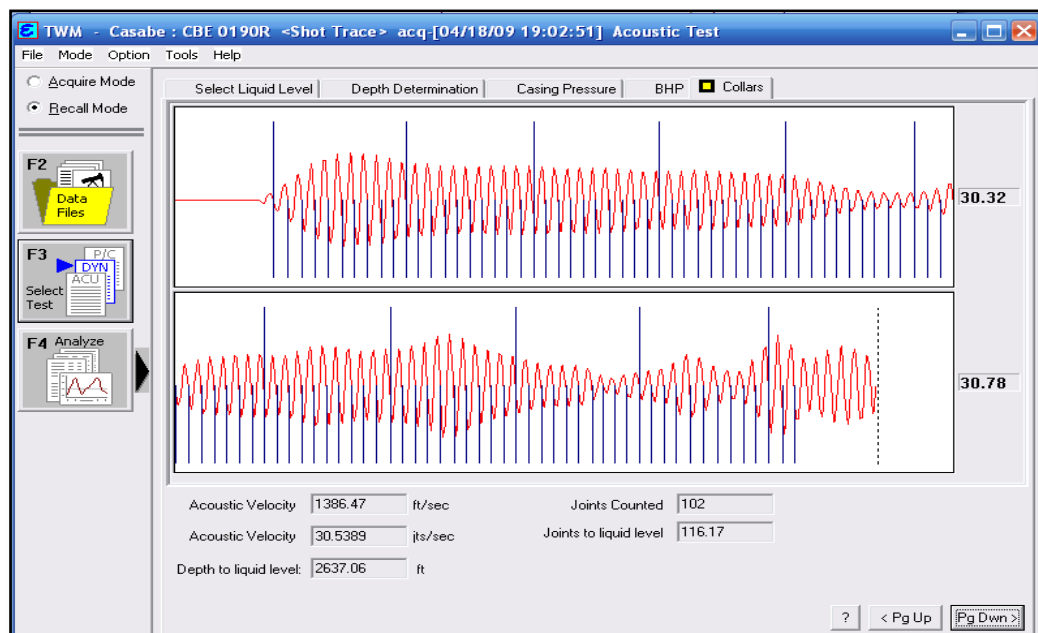
Gas Gravity 0.8497 Sp.Gr.AIR

Fuente: Software TWM.

5.1.3 Determinar el conteo de uniones (COLLARS). Esta opción permite al usuario identificar la totalidad de la señal acústica después de que han sido procesadas para ver en detalle los ecos de las uniones. El programa muestra la señal procesada y cuenta las uniones hasta el nivel del líquido. Marcas verticales se dibujan en cada eco de las uniones al mismo tiempo que se cuentan. La gráfica de uniones que se muestra en la figura se obtiene filtrando los datos acústicos

usando la frecuencia correcta para las uniones que previamente se calculó y que se muestra en la parte inferior izquierda de la sección Determinación de Profundidad. La cuenta de uniones continua hasta que la razón señal/ruido disminuye por debajo del límite permitido. La frecuencia del último segmento de uniones se usa para extrapolar la profundidad a partir del tiempo de la reflexión del nivel del líquido indicada por la línea vertical punteada. La última marca muestra el comienzo de la sección extrapolada.

Figura 103. Pantalla de selección de conteo de uniones



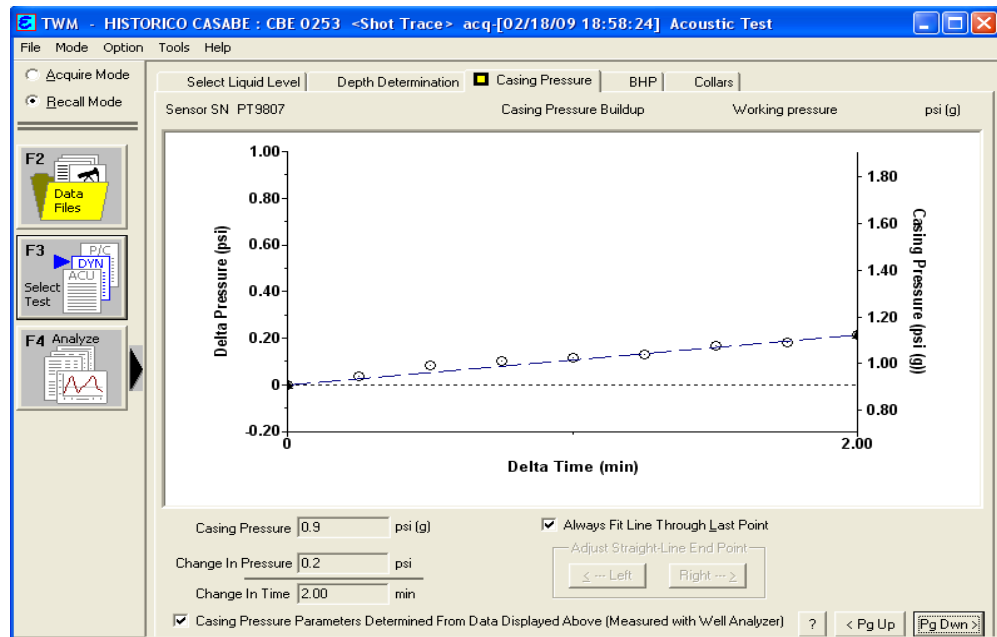
Fuente: Software TWM.

El usuario debe tratar de obtener los mejores datos de uniones posibles para asegurar buena precisión en el nivel de fluido y en el cálculo de la presión de fondo de pozo. En lo posible la cuenta de uniones debe cubrir un 80-90% del total de las juntas del pozo. Un bajo porcentaje de uniones contadas indica que el nivel de señal es muy bajo y cercano a la señal de ruido o que una frecuencia incorrecta

de uniones se uso para filtrar la señal. El usuario debe repetir el disparo con una presión más alta en la cámara para mejorar la razón señal/ruido.

5.1.4 Sección de presión del revestimiento (CASING PRESSURE). Esta sección muestra un gráfico de la presión del revestimiento y el cambio de presión en el revestimiento vs tiempo durante el periodo en que la válvula del revestimiento está cerrada. Este dato se usa para calcular la tasa de flujo de gas en el anular y estimar la cantidad de gas presente en la columna de fluido en el anular. Mientras que los datos de presión del revestimiento se obtienen, una línea facilita al usuario establecer la consistencia de los datos.

Figura 104. Pantalla de Presión del Casing



Fuente: Software TWM.

Esta línea se grafica desde el origen hasta el último punto y los puntos restantes deben estar sobre o cerca de la línea. Este gráfico indica la consistencia de la tasa de restauración de presión. Una tasa de restauración consistente indica que el pozo se está comportando de una manera predecible de estado estable y que los datos son apropiados para ser analizados. Si existe una desviación significativa de los datos con respecto a la línea recta, El pozo podría no estar estabilizado completamente. En la parte inferior central del formato hay botones para ajustar los datos a la línea recta. Ajustar el último punto (ADJUST STRAIGHT-LINE END POINT): Izquierda/Derecha (LEFT/RIGHT) se usa cuando no se tiene en cuenta el ajuste automático (ALWAYS FIT LINE THROUGH LAST POINT) en el caso en el que se obtengan datos irregulares.

Un tono auditivo se puede escuchar cada 15 segundos durante la medición de presión en el revestimiento. Los datos de presión en el revestimiento (CASING) se miden por un máximo de 15 minutos y después de este tiempo, la adquisición de los datos termina automáticamente. El usuario tiene la opción de terminar la adquisición de datos en cualquier momento que él considere apropiado. Generalmente dos minutos son suficientes para medir una tasa correcta de restauración de presión en el revestimiento. La prueba de restauración de presión del revestimiento (CASING) se puede terminar presionando el botón Abortar (ABORT) en la pantalla de adquisición, lo cual a la vez apaga el amplificador y conserva la batería del Analizador de Pozo.

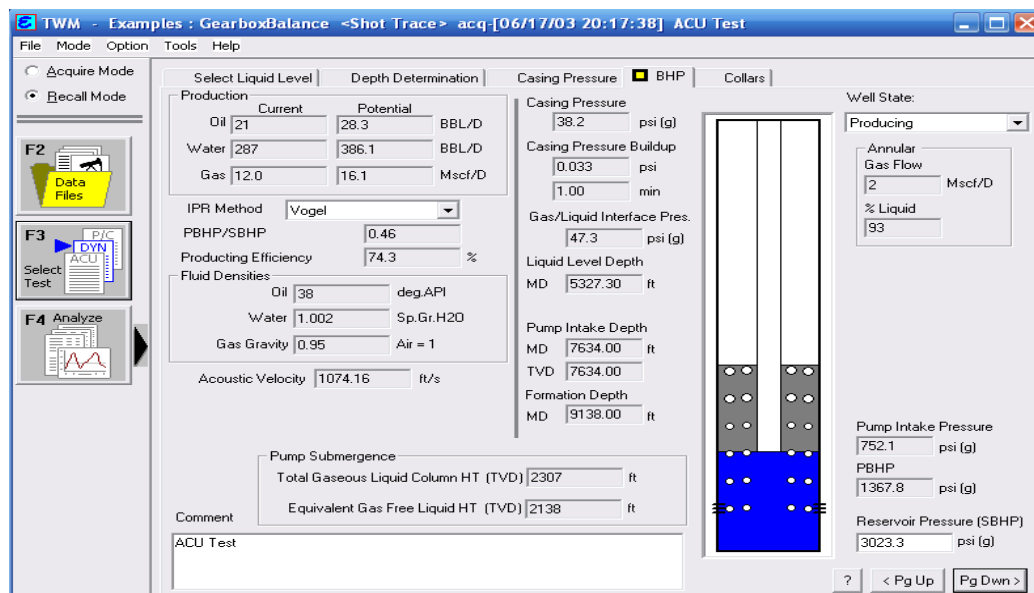
5.1.5 Sección de presión de fondo de pozo (BHP). Finalmente en esta sección podemos analizar todos los datos obtenidos de la prueba acústica y su respectivo análisis, además, en esta sección calcula la presión de fondo de pozo basándose en los datos acústicos medidos y presión del revestimiento (CASING) además de los datos del pozo y fluido en el archivo del pozo. El objetivo de esta sección es

proveer un análisis completo de las condiciones del pozo al tiempo de la medida. Este se divide en dos secciones:

- A la derecha hay una diagrama del pozo indicando si el pozo esta Produciendo o no y si el pozo es Vertical o Desviado y los resultados calculados del flujo y presión.
- A la izquierda hay varios datos acerca del desempeño del pozo. datos del fluido y parámetros del yacimiento.

Una vez la presión dinámica de fondo de pozo se calcula, el valor se compara con la presión estática de fondo de pozo y la relación de VOGEL se usa para determinar la eficiencia del desempeño de afluencia y las máximas tasas de flujo.

Figura 105. Pantalla de Datos de la sección de presión fondo de pozo



Fuente: Software TWM.

En la pantalla de Presión de Fondo de Pozo (BHP), el diagrama esquemático del pozo (en la mitad derecha de la pantalla) muestra la posición del nivel del líquido también como la posición de entrada de la bomba con relación a la formación.

Los siguientes parámetros se muestran en el diagrama de presión de fondo de pozo (BHP) y se describen a continuación:

- **Presión del Revestimiento** (*CASING PRESSURE*): Es la presión en la cabeza del revestimiento ya sea medida automáticamente por el Analizador de Pozo o entrada manualmente en la pantalla de datos del pozo.
- **Restauración de la Presión del Revestimiento** (*CASING PRESSURE BUILDUP*): Es la tasa de cambio en la presión de la cabeza del revestimiento en función del tiempo cuando la válvula de la cabeza del revestimiento está cerrada. Se expresa en psi por minuto. Se calcula a partir de la pendiente de la línea de presión de revestimiento vs tiempo o se entra manualmente.
- **Flujo de Gas en el Anular** (*ANNULAR GAS FLOW*): Es la tasa de gas que fluye a través del líquido del anular y sale a través de la válvula de la cabeza del revestimiento (*CASING*), Mscf/D. Se calcula a partir de la tasa de restauración de la presión del revestimiento y el volumen del anular.
- **Porcentaje de Líquido**: Es el porcentaje de líquido calculado que está presente en la columna líquido gaseosa del anular. Se calcula a partir del flujo de gas en el anular usando una correlación basada en datos de campo (ver el artículo técnico: *ACOUSTIC DETERMINATION OF PRODUCING BHP*).
- **Presión de la Interface Gas/Líquido** (*GAS/LIQUID INTERFACE PRESSURE*, Psi): Es la presión calculada a la profundidad de la interface

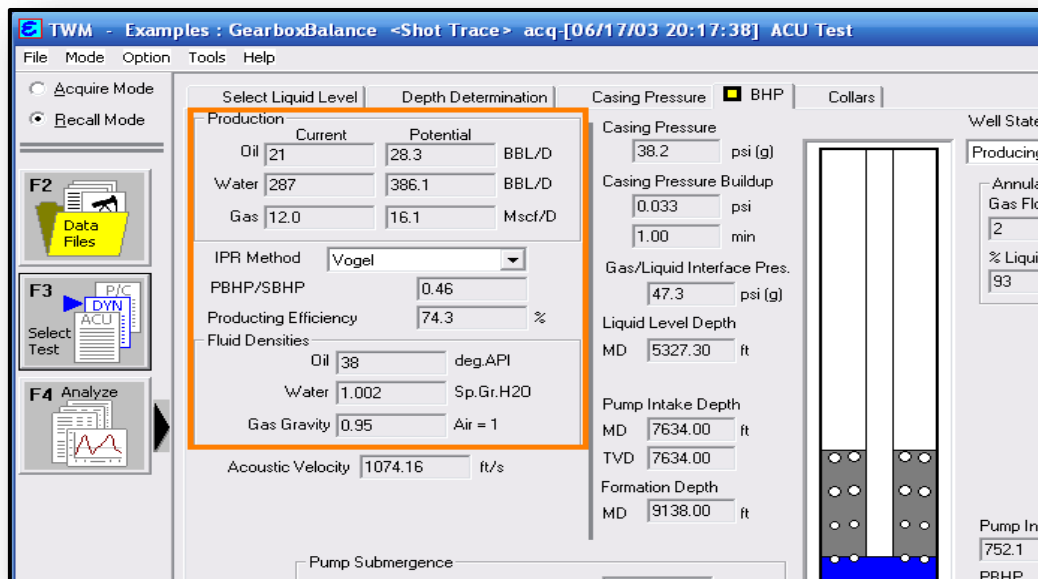
gas/líquido. Se calcula a partir de la presión en la cabeza del revestimiento (*CASING*) y se le agrega el peso de la columna de gas.

- **Nivel del Líquido (*LIQUID LEVEL*):** Es la profundidad, en pies, a la interface gas/líquido. Corresponde a la profundidad calculada y mostrada en la sección Determinación de la Profundidad (*DEPTH DETERMINATION*).
- **Profundidad de la Formación (*DEPTH FORMATION*):** Es la profundidad de referencia, en pies, tal como se entró en la pantalla de datos del pozo. A esta profundidad el programa calcula la presión.
- **Presión de Entrada de la Bomba (*PUMP INTAKE PRESSURE*):** Es la presión calculada a la profundidad de la entrada de la bomba (niple de asentamiento de la bomba).
- **Presión Dinámica de Fondo de Pozo (*PBHP*):** Es la presión dinámica de fondo de pozo calculada a la profundidad de referencia.
- **Presión de Yacimiento (*RESERVOIR PRESSURE, SBHP*):** Es la presión estática de fondo de pozo tal como se entró en el archivo de datos del pozo.

La información de este diagrama es una representación completa de las condiciones de operación del pozo al momento del registro. La parte izquierda muestra la siguiente información:

Sección de Producción (*PRODUCTION*). En esta sección de la información de la presión de fondo de pozo se encuentra la información referente a las propiedades de los fluidos producidos.

Figura106. Pantalla de datos de producción



Fuente: Software TWM.

Los datos de producción de petróleo, agua y gas de la prueba más reciente tal como se entraron en el archivo de datos del pozo. Esta información se usa en los cálculos de desempeño del pozo y deben ser tan recientes y exactos como sea posible.

La tasa potencial máxima de producción si la presión dinámica de fondo de pozo (PBHP) se redujera a cero, basada en el método seleccionado.

- **Método de Relación del Desempeño de Afluencia (IPR METHOD):** El método seleccionado para representar el desempeño del pozo. Índice de Productividad o Vogel (*PRODUCTIVITY INDEX OR VOGEL IPR*).
- **Presión Dinámica/Estática de Fondo del Pozo (PBHP/SBHP):** Es la razón de la presión dinámica actual a la presión estática. Un valor de 1.0

corresponde a un pozo cerrado. Un valor de cero corresponde a un pozo produciendo a intervalo abierto o a la tasa máxima de producción.

- **Eficiencia de la Tasa de Producción** (*PRODUCTION RATE EFFICIENCY %*): Expresa la tasa de producción actual como un porcentaje de la tasa máxima de producción calculada.

Densidades de los Fluidos (FLUID DENSITIES):

- **API de Petróleo** (*API OIL*): Gravedad API del petróleo.
- **Gravedad Específica del Agua** (*WATER SG*): Gravedad específica de la salmuera producida (agua=1.0).
- **Gravedad Específica del Gas** (*GAS SG*): Gravedad específica del gas en el anular (aire=1.0). La gravedad específica se calcula a partir de la velocidad acústica. La gravedad del gas en el anular probablemente es diferente a la gravedad específica del gas en el separador.
- **Velocidad Acústica** (*ACUSTIC VELOCITY*): Es la velocidad del sonido promedio (ft/seg) en el gas del anular, la cual se calculó con las trazas acústicas procesadas en la pantalla principal.
- **Presión de Yacimiento** (*RESERVOIR PRESSURE, SBHP*): Es el mejor estimado de la presión de cierre estabilizada de la formación.
- **Método** (*METHOD*): Anotaciones dando información acerca de cómo se determinó la presión de yacimiento. El mejor método es cerrar el pozo para que la presión del yacimiento incremente mientras se graba automáticamente una prueba extendida de restauración de presión. Alternativamente la presión de fondo de pozo se determina a partir del registro de unos días después de que el pozo ha estado cerrado, cuando el nivel de líquido y la presión del revestimiento se han aproximadamente estabilizado.

- **Profundidad de Entrada de la Bomba** (*PUMP INTAKE DEPTH*): Es la profundidad del niple de asentamiento de la bomba (*PUMP LANDING NIPPLE*).
- **Altura Total de la Columna Gaseosa** (*TOTAL GASEOUS COLUMN HT*): Es la altura vertical de la columna de fluido encima de la entrada de la bomba incluyendo el volumen total de la mezcla de gas libre y líquido.
- **Altura Equivalente de Líquido Libre de Gas** (*EQUIVALENT GAS FREE LIQUID HT*): Expresa la altura vertical encima de la bomba a la cual el líquido presente en el anular existiría si todo el gas libre fuese removido. Esta cantidad se calcula a partir de la geometría del anular y el porcentaje de líquido calculado usando la tasa de restauración de presión del revestimiento.

Es muy importante que los datos del pozo sean tan exactos como sea posible. Todos estos valores los usa el programa en los cálculos de la presión de fondo del pozo y en el análisis de desempeño.

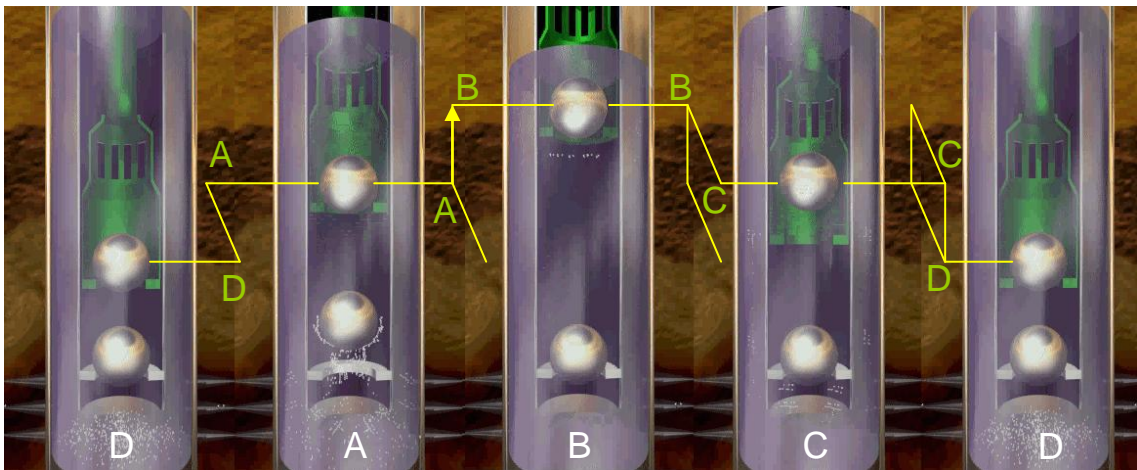
5.2 INTERPRETACION DE DATOS DINAMOMÉTRICOS

5.2.1 Dinagramas. El dinamómetro instrumento que se utiliza para medir directamente las cargas instantáneas que soportan el vástago pulido o barra lisa en función del desplazamiento del embolo de la bomba. Estas cargas se registran sobre una tarjeta describiendo una curva cerrada denominada dinagrama.

El dinagrama es un grafico de las tensiones que soportan el vástago pulido a través de su carrera y las cuales son causadas por la variación de cargas de la bomba durante el ciclo de bombeo, a las cuales se les suman las cargas producidas por el peso del fluido, fricción, aceleración, etc.

Es decir, que si el dinagrama se tomara directamente encima de la bomba, o sea, exento de las cargas extraordinarias, tendríamos entonces una carta como lo indica la figura 108.

Figura 107. Ciclo de Bombeo Mecánico



Fuente: Autores

Lo representado en esta figura no es más que el ciclo normal del bombeo mecánico que es explicado a continuación en la tabla 3.

Tabla 3. Ciclo de Bombeo Mecánico

RECORRIDO		ACCION DE LA VALVULA	FLUIDOS EN LA BOMBA
DE	HASTA		
D	A	Ambas válvulas están cerradas	El gas libre en el espacio muerto expande de la presión estática a la presión del nivel del fluido e al bomba
A	B	válvula estacionaria abre a A y cierra a B	El fluido es arrastrado hacia la bomba
B	C	Ambas válvulas están cerradas	El gas libre en la bomba es comprimido desde la presión del nivel de fluido a la presión estática en la tubería de producción
C	D	Válvula viajera abre a C y cierra a D	El fluido es desplazado a través de la válvula viajera hacia la tubería de producción

La interpretación cuantitativa de un dinagrama proporciona directamente información sobre las cargas que soporta el vástago pulido¹⁷. Con esta información se pueden valorar las cargas de la unidad de bombeo y del motor con respecto a:

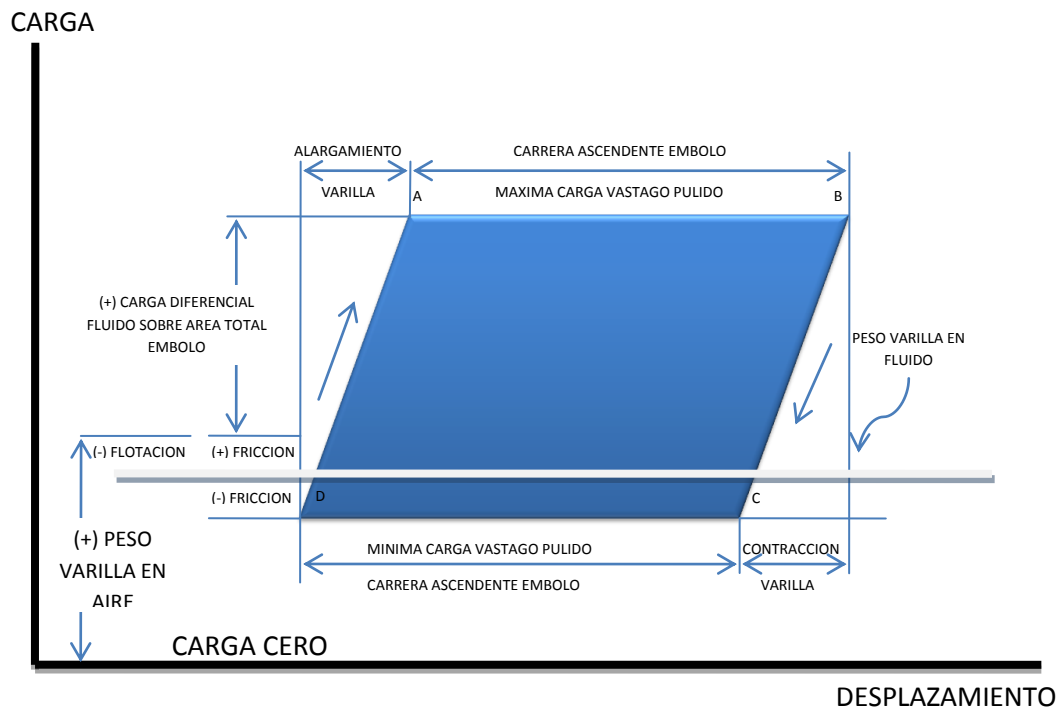
- ✓ Carga que soporta el balancín
- ✓ Momento rotacional de la caja de engranajes
- ✓ Caballaje
- ✓ Eficiencia del bombeo

¹⁷SALAS, Guillermo. Manual de interpretación de dinagramas. 3ª edición. Zulia: 1976, Cap 1.

La interpretación de un dinagrama depende básicamente del conocimiento que se tenga acerca del origen y características de las fuerzas componentes además, del movimiento de la sarta de varillas durante el ciclo de bombeo. En un dinagrama hay que distinguir los siguientes factores de carga que contribuyen a su formación: Máxima carga al vástago pulido, mínima carga al vástago pulido, alargamiento elástico de la varillas, peso de las varillas en fluido, peso de las varillas en el aire, carga friccional y fuerzas gravitacionales.

Las cargas que registra el dinagrafo so la resultante de estas fuerzas y los esfuerzos reflejados debido al cambio en la carga del fluido.

Figura 108. Dinagrama ideal



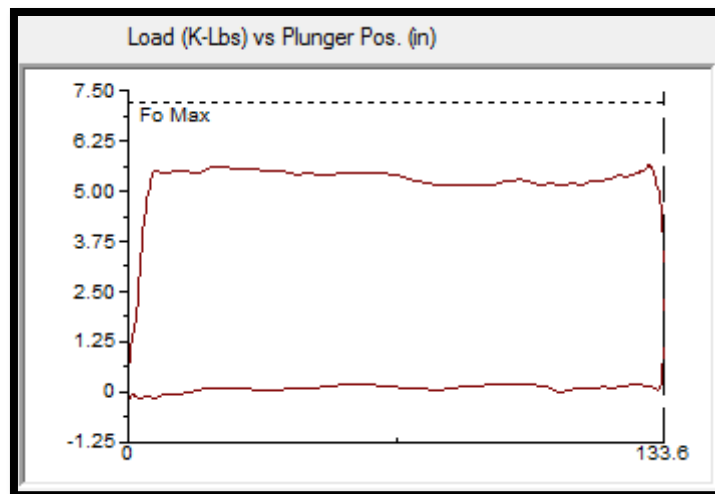
Fuente: Autores.

La figura 108 es un ejemplo de un dinagrama ideal a velocidades de bombeo muy bajas. Se observa el peso de las varillas, flotabilidad, carga de fluido y carga fraccional. Sin embargo las cargas dinámicas o inerciales tienden a modificar la forma ideal de un dinagrama y se registran al vástago pulido a medida que la carga aumenta o disminuye dependiente del cambio de la dirección de velocidad.

5.2.2 Casos comunes en campos petroleros en Colombia. En las páginas subsiguientes se muestran ejemplos de Dinagramas típicos encontrados durante la toma de datos con dinamómetro en los campos de Casabe, Cantagallo, peñas Blancas, Colorado entre otros.

Bomba con buen llenado.

Figura 109. Bomba con buen llenado

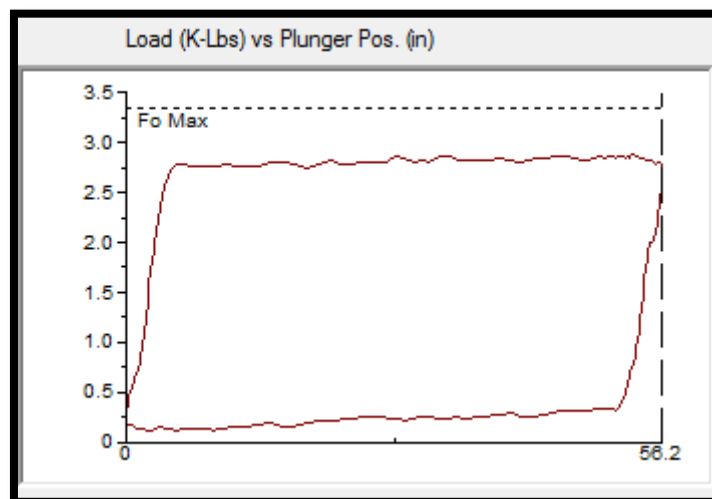


Fuente: Software TWM.

La carta dinamométrica muestra un llenado en forma rectangular, lo que indica que la bomba se encuentra operando de manera normal, los efectos que hacen que el dinagrama no sea totalmente rectangular no causa mayor efecto en el buen llenado de la bomba para este caso, por tanto se puede concluir que este pozo se encuentra operando en buenas condiciones.

Fricción por Arenamiento. La carta dinamométrica muestra un llenado en forma rectangular, al igual que el dinagrama anterior, sin embargo, fíjese que durante todo el recorrido ascendente como en el descendente, se presentan ondulaciones, lo que muestra presencia de fricción de arenas con las paredes del cilindro o pistón, lo que indica que la bomba se encuentra operando con fricción por arenamiento.

Figura 110. Bomba con fricción por arenamiento

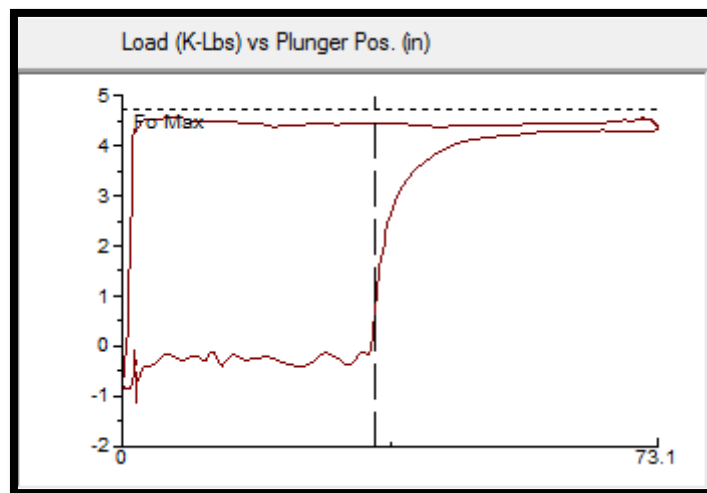


Fuente: Software TWM.

Esta fricción afecta el desplazamiento efectivo de la bomba, en casos que sea severo este rozamiento, es necesario intervenir el pozo con equipo de limpieza.

Golpe de fluido.

Figura 111. Bomba con presencia de golpe de fluido



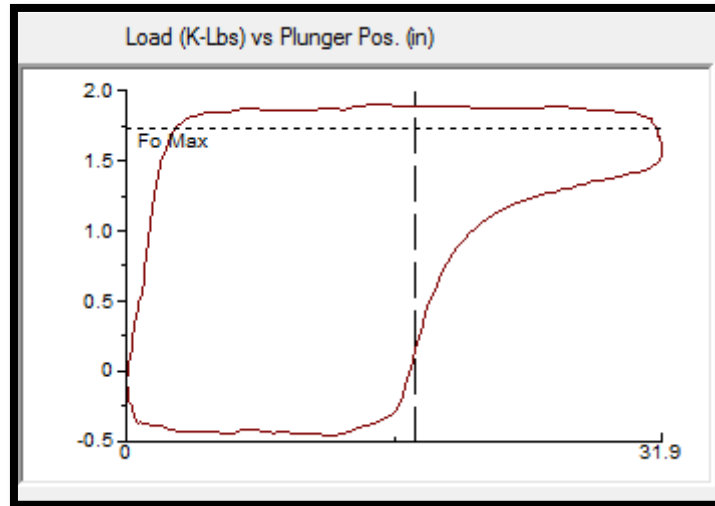
Fuente: Software TMW

El golpe de fluido se presenta cuando la bomba tiene muy baja sumergencia efectiva en la columna de líquido, al momento de descender para cargar el cilindro nuevamente, éste se encuentra de repente con el nivel de fluido mostrando la carta dinamométrica anterior.

Lo que se recomienda en estos casos es disminuir los Strokes de la unidad para que así el pozo pueda recuperar el nivel de fluido y si este persiste como caso extremo sería necesario temporizar el pozo.

Interferencia por gas en la bomba.

Figura 112. Interferencia por gas en la bomba



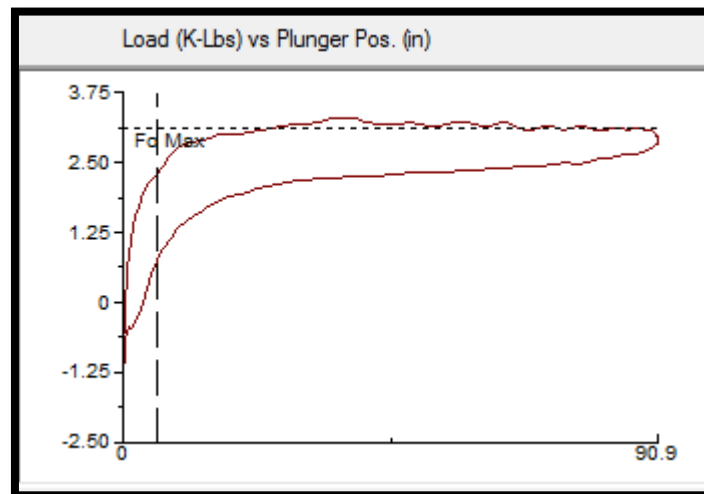
Fuente: Software TMW

Al comienzo de la carrera descendente, cuando el cilindro desciende para cargarse nuevamente de fluido, no se encuentra con el líquido sino con una capa de gas que amortigua el golpe de la bomba cuando esta encuentra el nivel del fluido.

Para solucionar este problema es necesario conectar este pozo a una estación recolectora de gas para retirar todo este gas presente en la tubería de producción.

Bomba con válvulas bloqueadas por gas. Este caso se presenta como una consecuencia del anterior, porque la cantidad de gas en la tubería de producción no permite que el cilindro se cargue de fluido porque ocasiona un bloqueo de válvulas, mostrando la carta una bomba completamente vacía o *PUMPED OFF*.

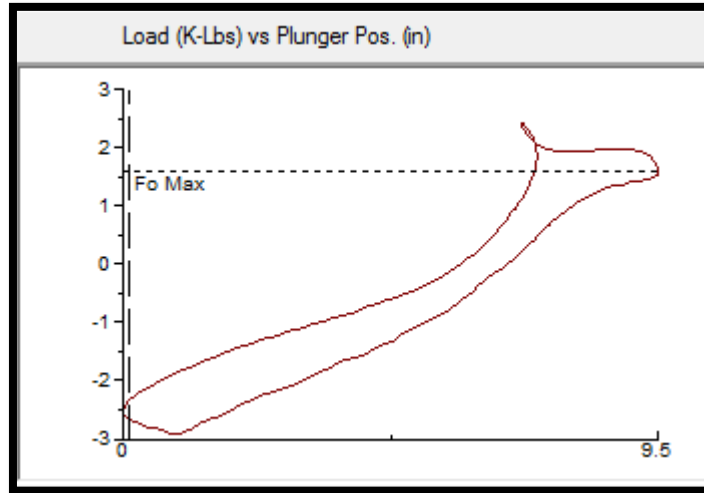
Figura 113. Bomba con válvulas bloqueadas por gas



Fuente: Software TMW

Pistón o Embolo pegado. El Dinagrama muestra la presencia de un alargamiento elástico de varillas, el cual es originado por la presencia de un embolo o pistón atascado por arena o por la obstrucción de la línea de flujo. Interviniendo el pozo con equipo de limpieza para retirar el exceso de arena que origina el atascamiento del pistón, puede ser una solución a este problema.

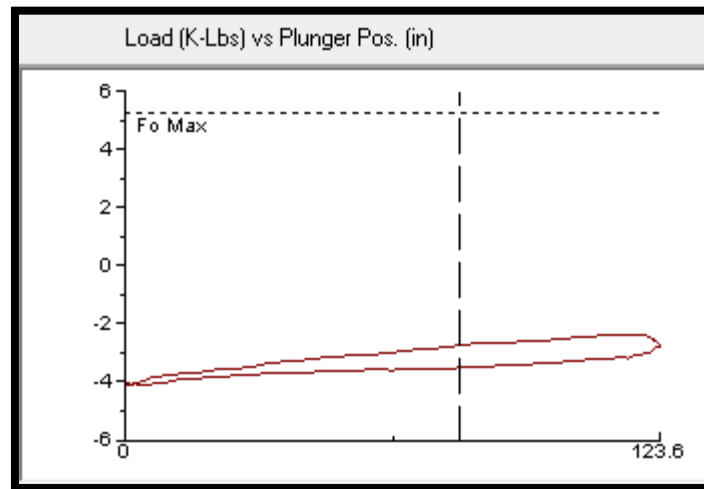
Figura 114. Bomba con pistón pegado



Fuente: Software TMW

Varilla Partida

Figura 115. Bomba con varilla partida



Fuente: Software TMW.

El Dinagrama muestra en este caso que la bomba está completamente sin operación alguna, en superficie no se ven evidencias de que el pozo este bombeando, lo que se confirma observando las lecturas del peso sobre la barra lisa, el dinagrama mostrará un valor mucho menor al que se encuentra registrado en la sección de *WELLBORE*.

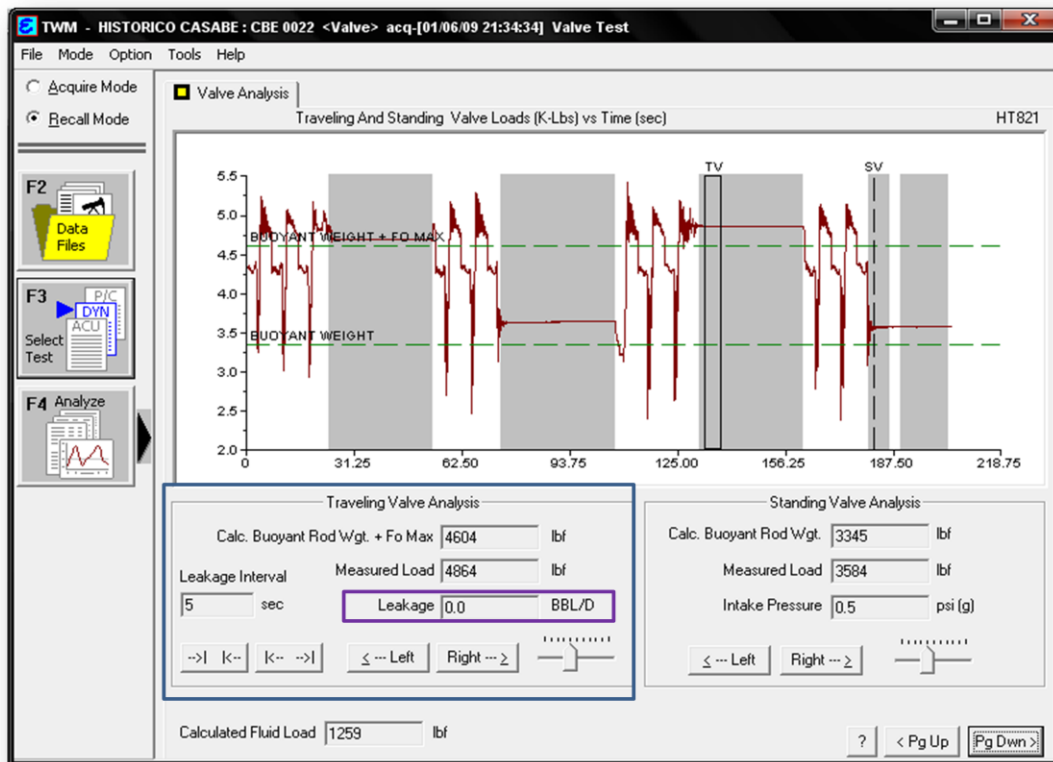
En estos casos para estar completamente seguros se realiza una prueba de presión para probar tubería si definitivamente el manómetro en la prueba no registra presión o no la mantiene, se prosigue a cambiar tubería.

5.2.3 Interpretación de prueba de válvulas.

Fuga en la válvula viajera. La línea de la derecha del indicador vertical doble (marcada TV) indica la carga medida cinco segundos más tarde que la carga indicada por la línea de la izquierda.

Una disminución de la carga es una indicación de que hay fugas presentes. La tasa del cambio de carga (lbs/seg) se convierte a una tasa equivalente de fuga de la bomba en la parte inferior izquierda de la pantalla y se da en barriles de líquido por día.

Figura 116. Válvula viajera sin fugas

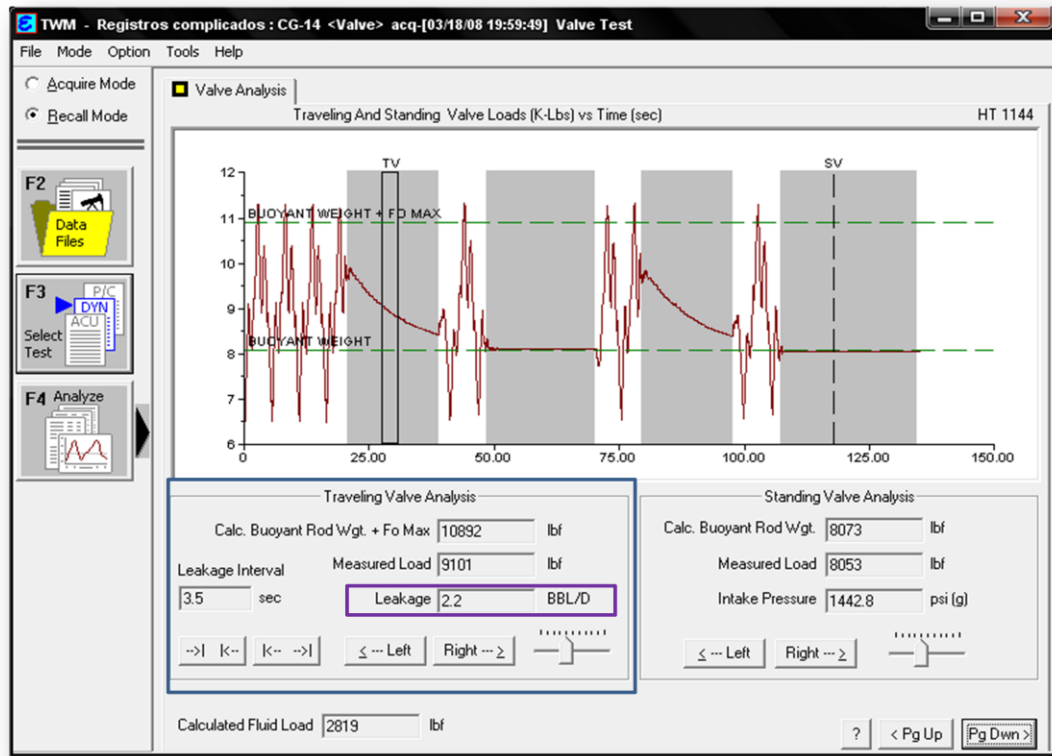


Fuente: Software TMW

Esta prueba muestra que durante los 5 segundos que demora la prueba de válvula viajera, ésta no presenta ningún tipo de fuga, esto se corrobora con los datos mostrados en el recuadro del análisis de la prueba de la válvula viajera ubicado en la parte inferior izquierda donde se encuentra un valor de fuga (*LEAKAGE*), para este caso este valor es de 0.0 Bbl/D mostrando que la válvula viajera no presenta fugas.

Cuando la válvula viajera presenta fuga además de aparecer registrado el valor, visiblemente es notable, durante los 5 segundos de la prueba se muestra que la línea no es horizontal, sino que presenta una drástica caída como se muestra a continuación.

Figura 117. Válvula viajera con fuga



Fuente: Software TMW

Prueba de válvula fija. La línea vertical discontinua se localiza en los datos de la prueba de la válvula fija (SV). El indicador se mueve usando los botones de flechas. Los valores medidos se muestran en la parte inferior derecha de la figura. Cada prueba produce un valor ligeramente diferente de la carga de la válvula fija la cual está muy cerca del peso boyante calculado de las varillas. Esto es un indicativo de que los resultados de la prueba son probablemente exactos.

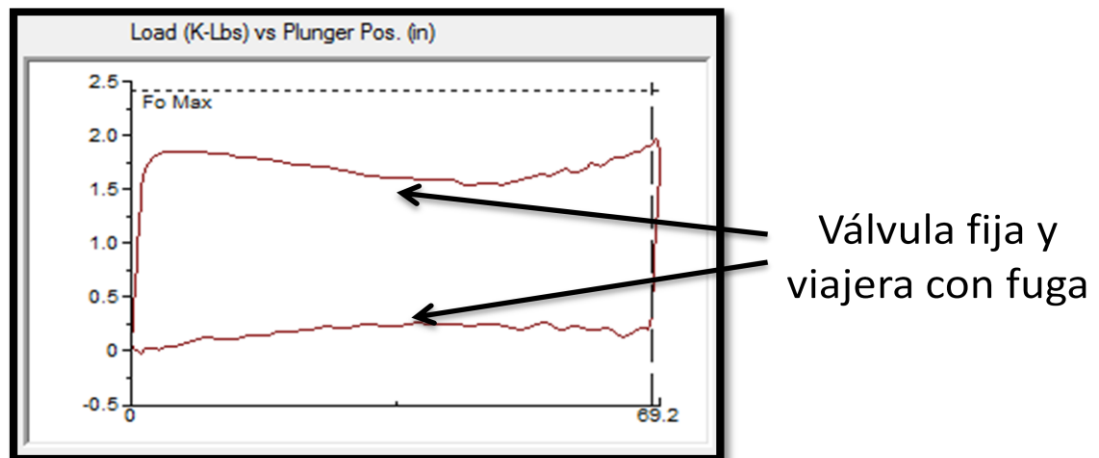
Usando los botones de flechas Derecha/Izquierda (Rigth/Left) el indicador se debe localizar en la sección de la traza que más cercanamente representa la carga de una

prueba de la válvula fija. Cuando varias pruebas se toman, esta correspondería al valor de carga más bajo (para una unidad parada). En la parte inferior derecha de la pantalla se muestra la presión calcula de entrada de la bomba y la carga medida correspondiente a la posición del indicador. Este valor debe ser cercano al valor calculado del peso boyante de las varillas.

Si la presión de la tubería de producción no se ha entrado en el archivo del pozo, aparecerá un mensaje mostrando este caso.

Una manera práctica de determinar si la válvula fija tiene fuga es verificando el dinagrama, el cual, en su carrera descendente mostrará que la línea horizontal no se mantiene, caso típico de un válvula fija con fugas.

Figura 118. Bomba con fuga en sus Válvulas



Fuente: Software TMW

5.3 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS ACÚSTICAS Y DINAMOMÉTRICAS

Pozo CASABE 1000 – (CBE 1000)

El campo de Casabe, ubicado en el departamento de Antioquia en la frontera con Santander, no ha sido ajeno a las labores de recuperación secundaria. Desde principios de los 80, este campo logró aumentar su producción gracias a un programa de inyección de agua.

Casabe fue descubierto en 1941 e inició su producción oficialmente cuatro años después. Su pico lo alcanzó hace casi 50 años (1956), con 46 mil barriles por día, actualmente produce alrededor de 12 mil barriles por día, gracias a la alianza creada en 2001 entre Ecopetrol y Schlumberger, que determinó la posibilidad de construir las bases para celebrar un contrato que tuviera por objeto llevar a cabo un proyecto de aplicación tecnológica que permita incrementar el factor de recobro. Casabe se caracteriza por un bajo nivel de recobro (24%) y la disponibilidad de infraestructura de almacenamiento, tratamiento e inyección de agua, sin contar que se encuentra a unos seis kilómetros de la Refinería de Barrancabermeja¹⁸.

El crudo de este campo se caracteriza por el gran contenido de sólidos en suspensión, la presencia de fricción por arena es evidente en la mayoría de pozos de este campo, la gravedad API de este crudo es de 21°.

En este campo los sistemas de levantamiento artificial utilizados son el bombeo mecánico (*ROD PUMP*) y Bombeo por Cavidades Progresivas (*PROGRESSIVE CAVITY PUMP*).

¹⁸ TELLEZ, Mauricio, Revista Carta Petrolera: Segundo Aire a Casabe. Ed. 108, Abril-Mayo 2003.

Figura 119. Foto de pozo Casabe 1000 - CBE 1000

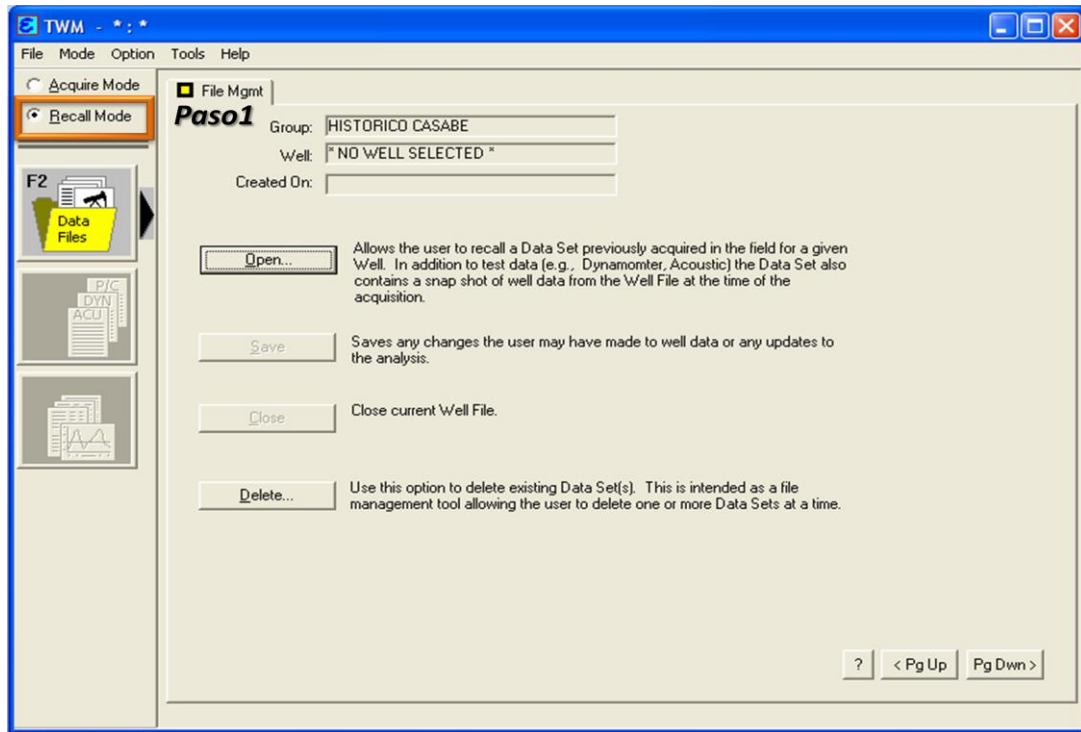


Fuente: Autores.

Pasos para la interpretación

Paso 1. El primer paso para analizar o interpretar los datos adquiridos de este pozo es abrir el software TWM y activar la modalidad de *RECALL*.

Figura 120. Imagen de la Selección del modo RECALL para cargar los datos a interpretar



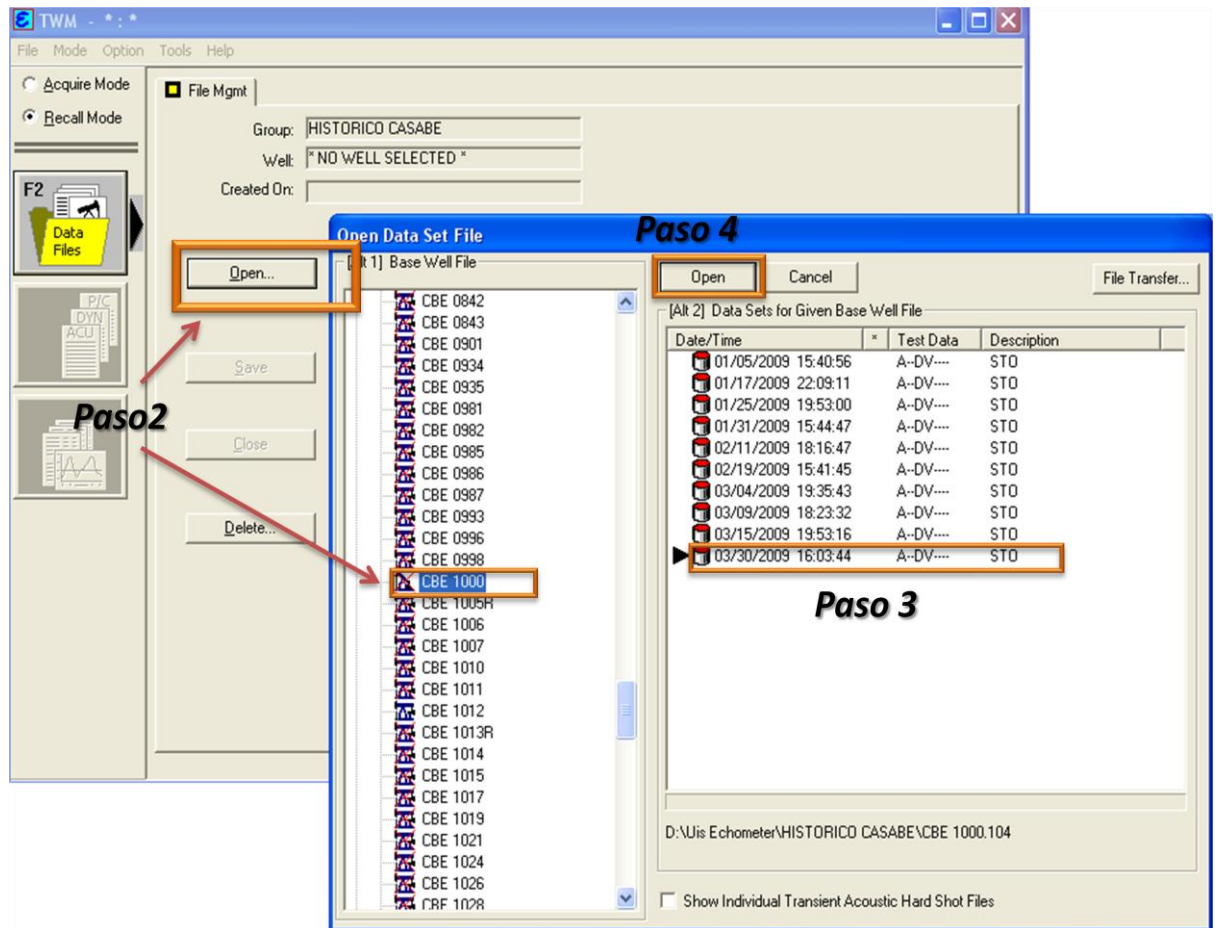
Fuente: TWM software

Paso 2. Luego procedemos a cargar la información adquirida que se encuentra ubicada en la base de datos de los pozos, Oprimiendo la tecla *OPEN* se despliega la lista de todos los pozos que componen el campo Casabe, de esta lista seleccionamos el de nuestro interés: el CASABE 1000 que se encontrará con la abreviatura CBE 1000 abrimos Se selecciona el campo al que se va a interpretar los datos.

Paso 3. Se selecciona el último registro que se ha tomado al pozo.

Paso 4. Al seleccionar el registro se oprime en el botón *OPEN* en la parte superior como se muestra en la figura.

Figura 121. Ventana para Carga datos del pozo CBE 1000

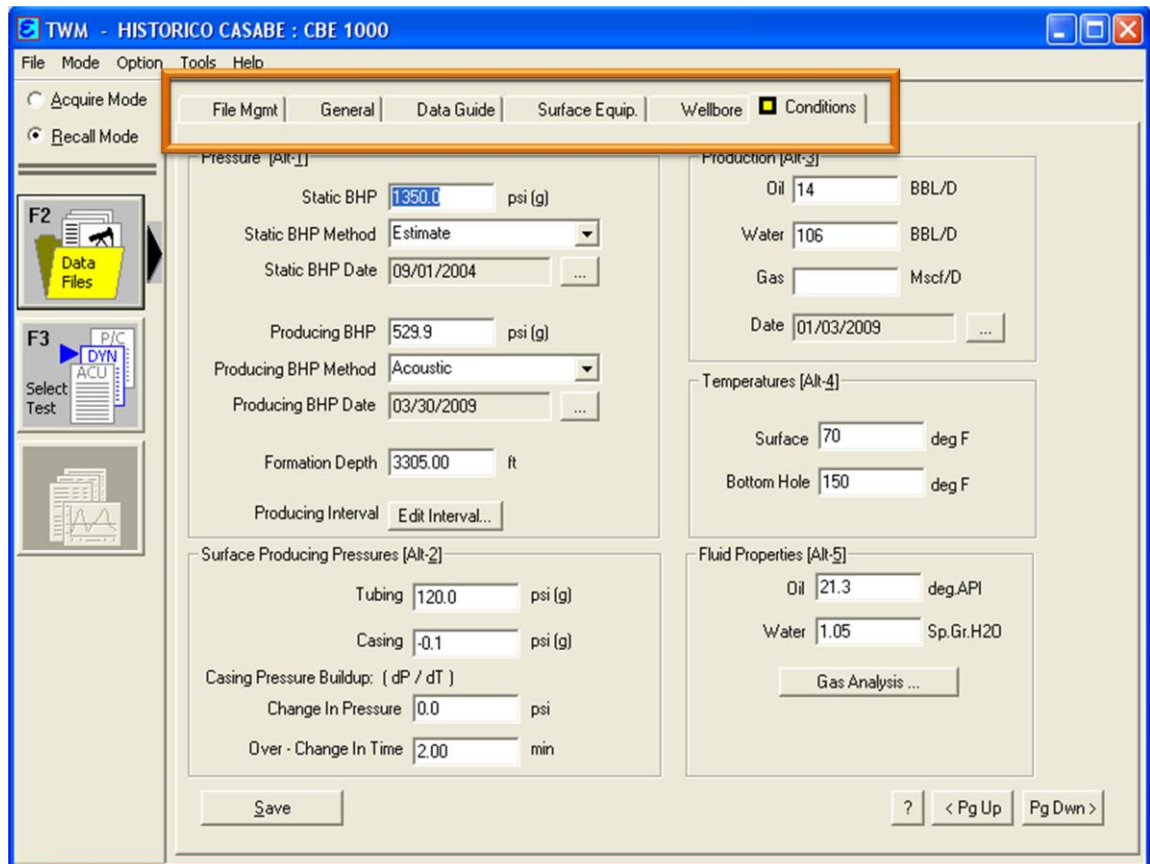


Fuente: TWM software.

En el registro seleccionado vemos las letras: **A-DV**, esto significa que el pozo se le tomo un registro acústico “**A**” además del Dinamométrico “**D**” y la respectiva prueba de válvulas “**V**”, estas tres pruebas son típicas en un sistema de bombeo mecánico, mientras que para el sistema de bombeo por cavidades progresivas solo se toma la prueba acústica, luego será lógico ver los registros solo con la letra “**A**”.

Paso 5. Una vez cargada la información, del pozo, se despliega una pantalla con una con 6 pestañas que detallan la información acerca del pozo como se describió en capítulos anteriores. Lo importante de este paso es observar que el estado mecánico del pozo esté actualizado o no haya sufrido modificaciones en la unidad, recorrido, profundidad de la bomba entre otros, ya que cualquier cambio por mínimo que sea, alterará los datos.

Figura 122. *Diferentes Pestañas para verificar la información del pozo*



Fuente: TWM software.

Paso 6. Luego de revisar la información y estar seguro que no se modificó ningún dato, se selecciona la opción *SELECT TEST* para seleccionar la prueba a realizarle la respectiva interpretación, en esta opción se encuentran los registros que se tomaron los cuales son el registro acústico y el dinamométrico (*ACUOSTIC AND DYNAMOMETER*).

Paso 7. Se mostrará ahora 3 pestañas correspondientes al tipo de prueba que se realizó al pozo.

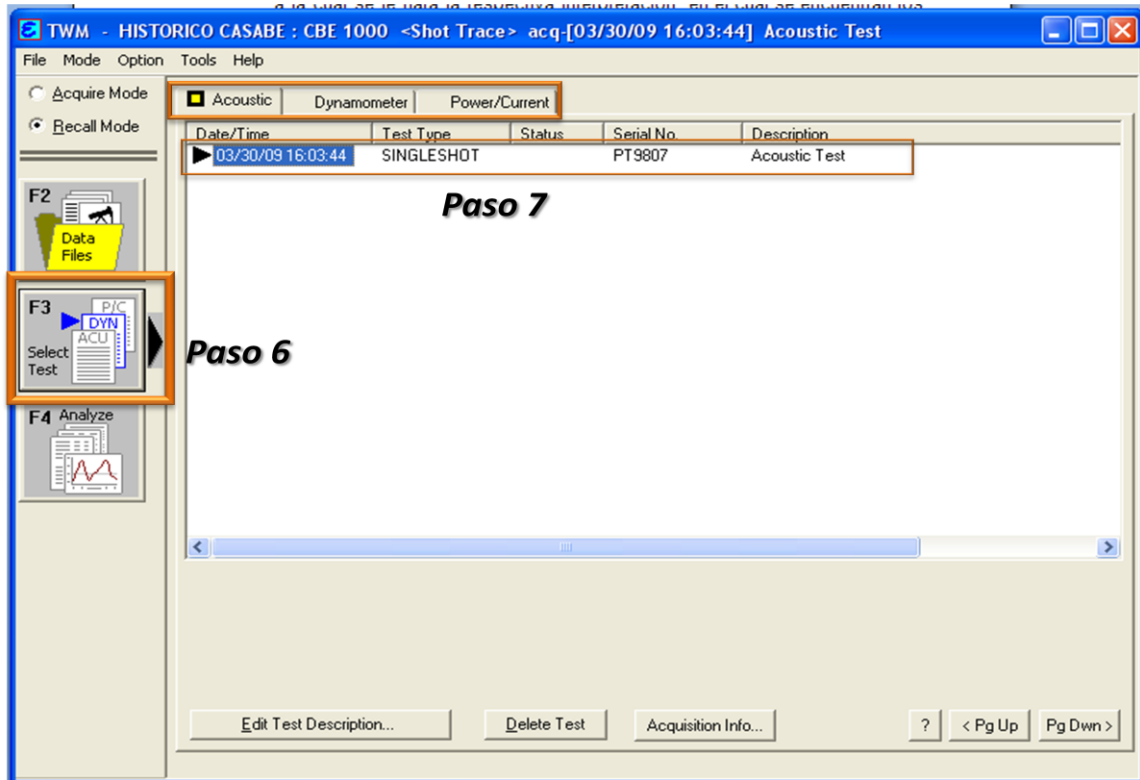
Acoustic: Para la prueba acústica

Dynamometer: Para la prueba dinamométrica

Power / Current: Es una prueba especial de corriente de la unidad de bombeo. En este pozo no es necesario realizar esta prueba ya que se encuentra operando normalmente.

Seleccionamos entonces la primera prueba para el análisis: la prueba acústica como se muestra en la siguiente figura:

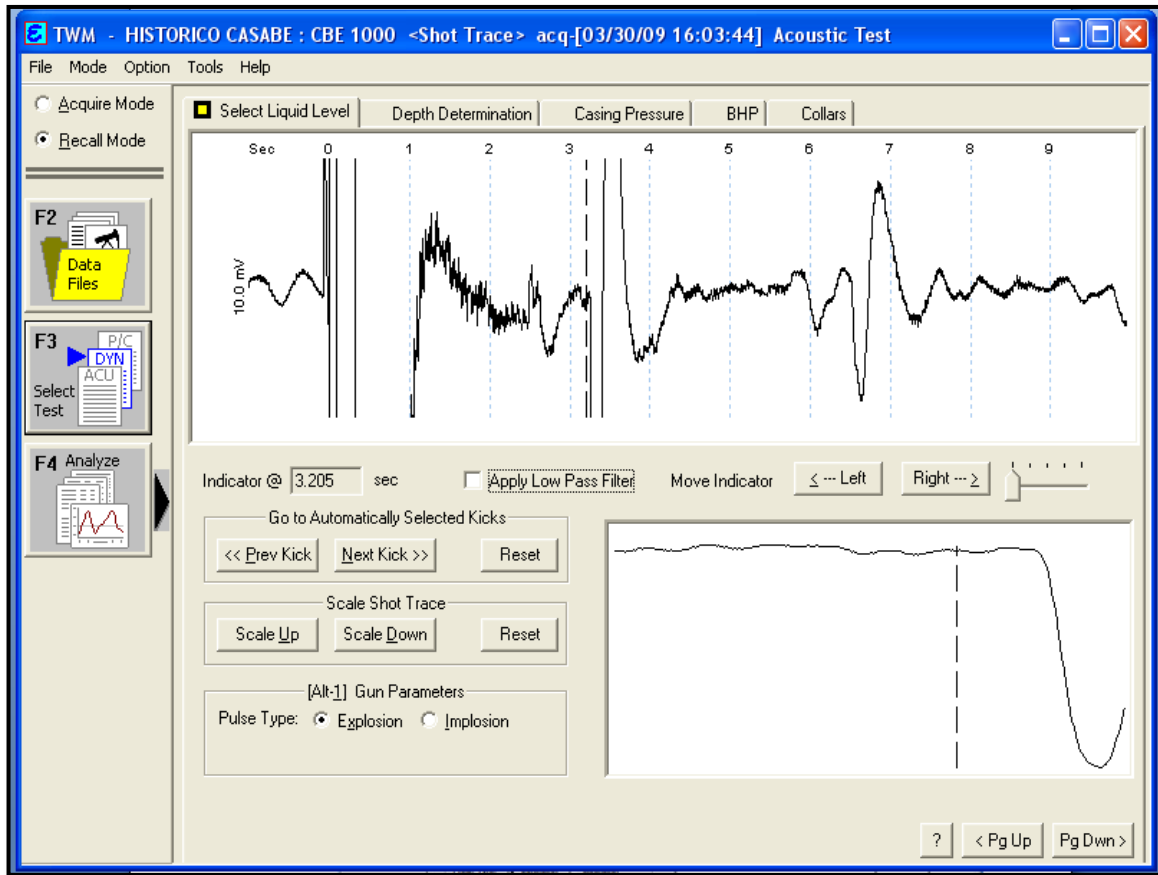
Figura 123 .Ventana para escoger el registro Acústico



Fuente TWM software

Paso 8. Luego de seleccionar la prueba a interpretar, se presenta una pantalla con la señal acústica sin filtro tal cual como se adquiere en del pozo, esta señal es mostrada a continuación.

Figura 124. Imagen de la señal acústica obtenida del pozo



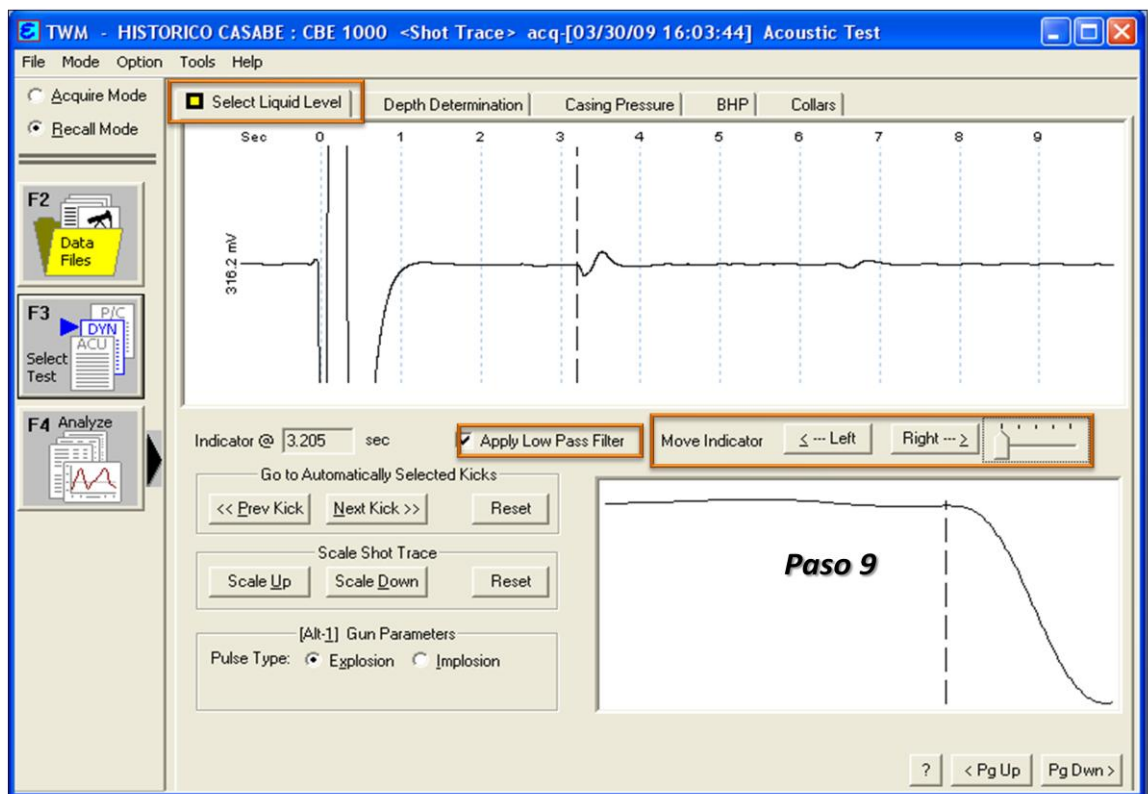
Fuente: TWM software.

Paso 9. Como se indicó anteriormente, el primer paso consiste en determinar el nivel del líquido, para esto es necesario utilizar el botón APPLY LOW PASE FILTER para filtrar la señal de ruidos y/o ecos de perforaciones incluso e golpe de la bomba cuando encuentra el fluido bruscamente, genera distorsión en la señal acústica impidiendo de esta manera ubicar el lugar correcto del nivel del fluido en la tubería de producción.

Ahora es necesario reducir la escala para analizar el transcurso de la onda acústica a través de la tubería de producción hasta que toca el nivel del líquido.

Una vez reducida la escala se ubica la línea vertical punteada hasta el punto donde la señal pierde la tendencia horizontal y comienza a decrecer, esto ocurre porque es el punto donde la señal acústica se encuentra con el nivel del líquido y se regresa, esta línea se puede mover a la derecha o izquierda con las teclas *MOVE INDICATOR* y se puede ver la señal ampliada en la pantalla inferior derecha, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 125. Imagen de la selección del nivel de líquido



Fuente: TWM software

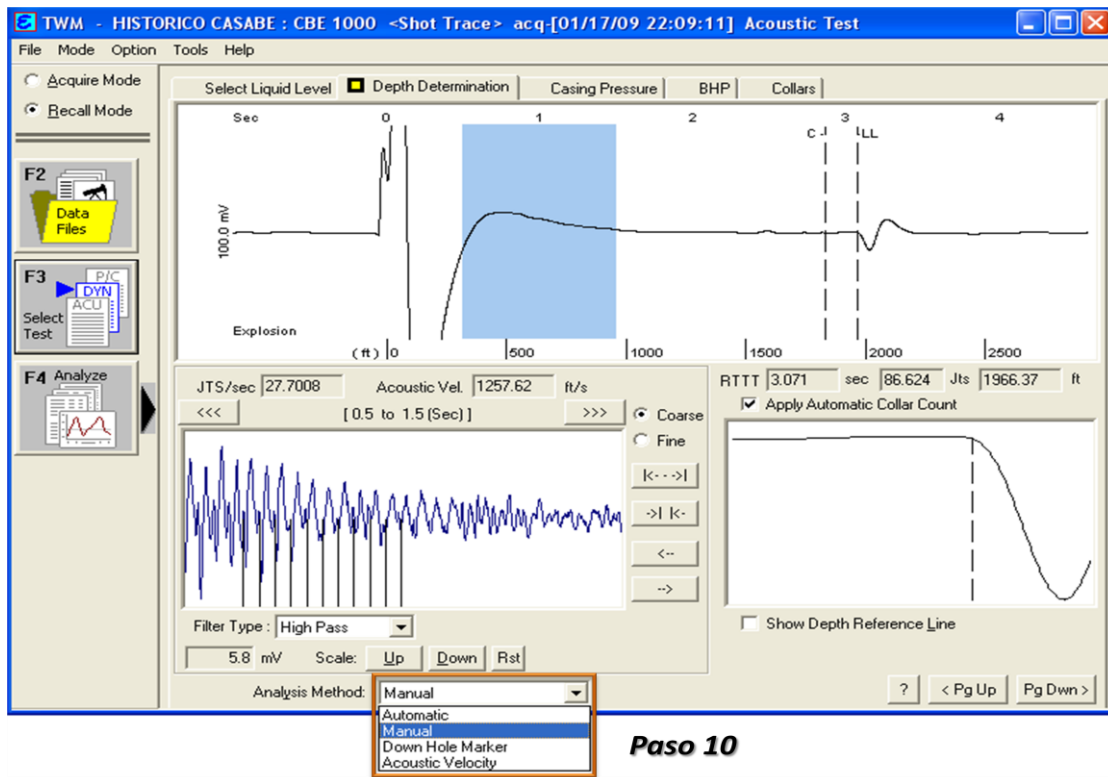
Paso 10. El siguiente paso consiste en la determinación de la profundidad, por esto seleccionamos la siguiente pestaña *DEPTH DETERMINATION*.

Como mencionamos en capítulos anteriores, existen varios métodos para determinar la profundidad del líquido: Método automático, método manual y método de velocidad acústica

El método manual brinda mayor seguridad y exactitud en los datos obtenidos después de ser interpretadas las pruebas ya que el método automático puede confundir el nivel de fluido con perforaciones, anclas, incrustaciones etc., mientras que el método de la velocidad acústica requiere seguridad en este valor para poder determinar los demás.

En la pantalla que se observa en la figura 126 se muestra un par de líneas punteadas verticales, la primera está marcada con la letra C, esta línea representa la cuenta de uniones. La segunda línea representa la línea del nivel de líquido seleccionada en el paso anterior, esta línea tiene como iniciales las letras L.L (*LIQUID LEVEL*).

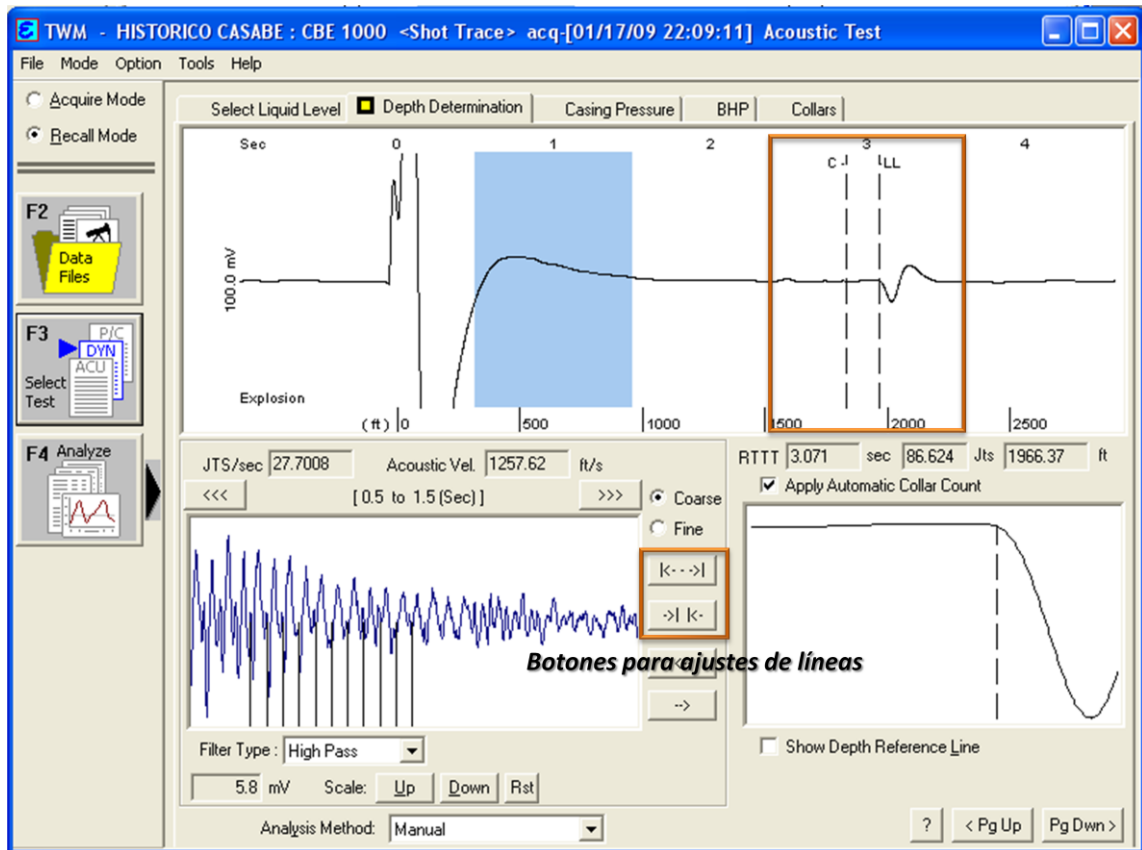
Figura 126. Imagen de la selección del modo de determinación de la profundidad del líquido



Fuente: TWM software

La precisión y exactitud del método radica en disminuir la relación señal/ruido a un valor inferior al nivel de ruido en el pozo, esto se logra acercando al máximo las dos líneas anteriormente descritas mediante el uso de los botones ubicados a la derecha de la pantalla inferior izquierda.

Figura 127. Imagen del ajuste de la profundidad del líquido



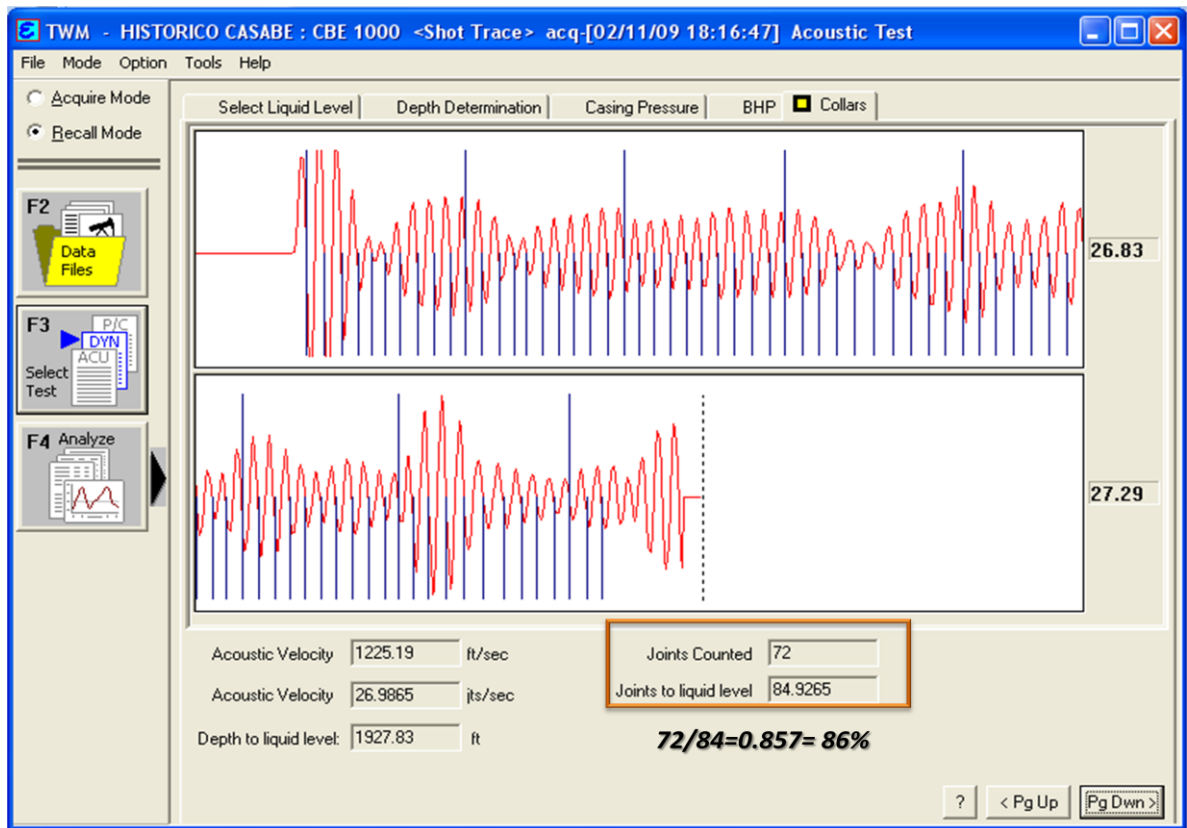
Fuente: TWM software

Idealmente este punto debe estar tan cerca como sea posible del nivel de líquido o al menos un 80% de la distancia al nivel de líquido. Si este no es el caso, el disparo debe repetirse con un incremento en la presión de la cámara con el objetivo de mejorar la razón señal/ruido, si aun con este procedimiento la relación señal/ruido no mejora se recomienda cambiar a otro método descritos anteriormente.

Paso 11. Luego de determinar la profundidad corroboramos en la pestaña de uniones (*COLLARS*) que la razón señal/ruido que se determina en la cuenta de uniones sea mayor del 80%, de este modo podemos tener seguridad que el método es seguro.

En lo posible la cuenta de uniones debe cubrir un 80-90% del total de las juntas del pozo. Un bajo porcentaje de uniones contadas indica que el nivel de señal es muy bajo y cercano a la señal de ruido o que una frecuencia incorrecta de uniones se uso para filtrar la señal.

Figura 128. Imagen del conteo de Uniones o Collares

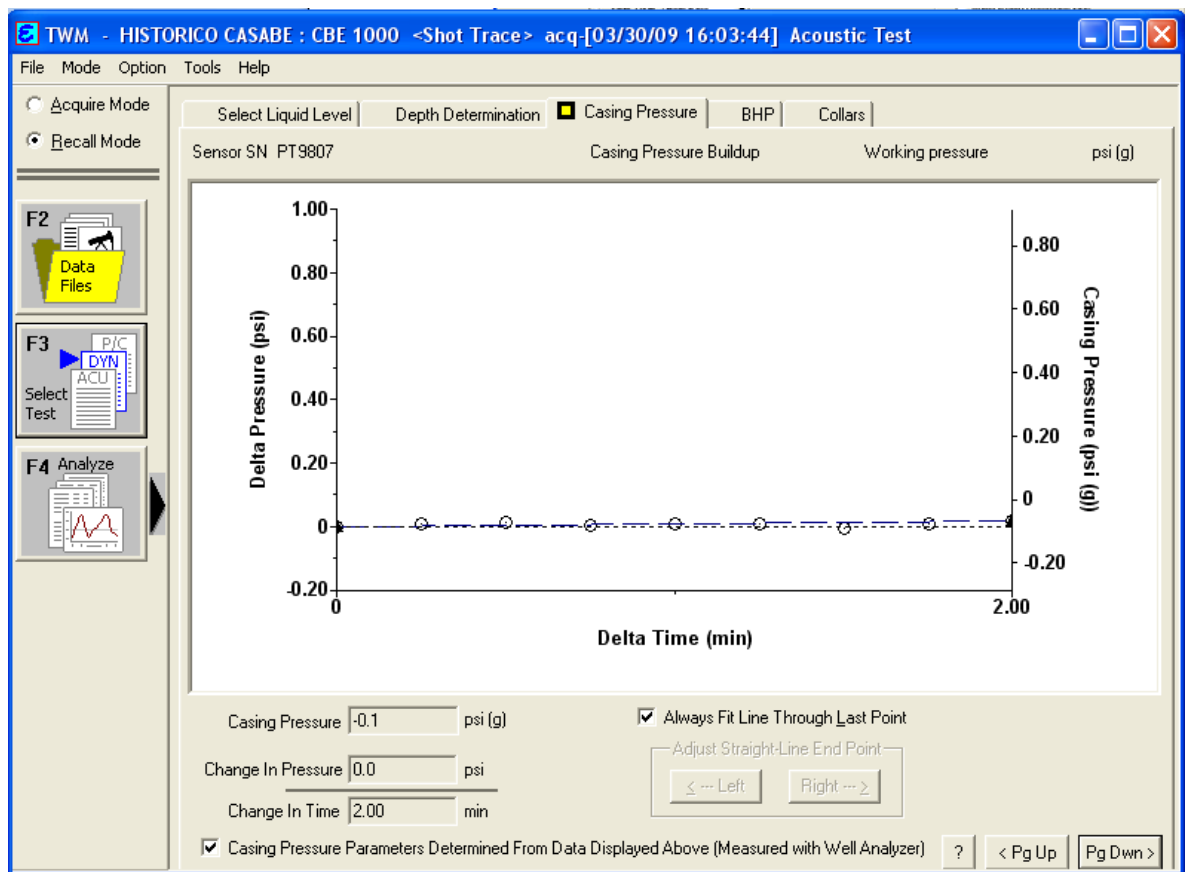


Fuente: TWM software

Paso 11. Luego de verificar que se cumpla el conteo de uniones, desplegamos la pestaña de presión de casing (*CASING PRESSURE*).

En esta pestaña se muestra el grafico de la restauración de la presión del yacimiento, el grafico de delta de presión en función del delta de tiempo muestra una línea recta en donde los puntos que se muestran en la gráfica deben seguir la tendencia de la línea recta.

Figura 129. Imagen de la prueba de restauración de Presión



Fuente: TWM software

Paso 12. Por último la pestaña de la presión del fondo de pozo (*BOTTON HOLE PRESSURE*) muestra toda la información analizada en la prueba acústica.

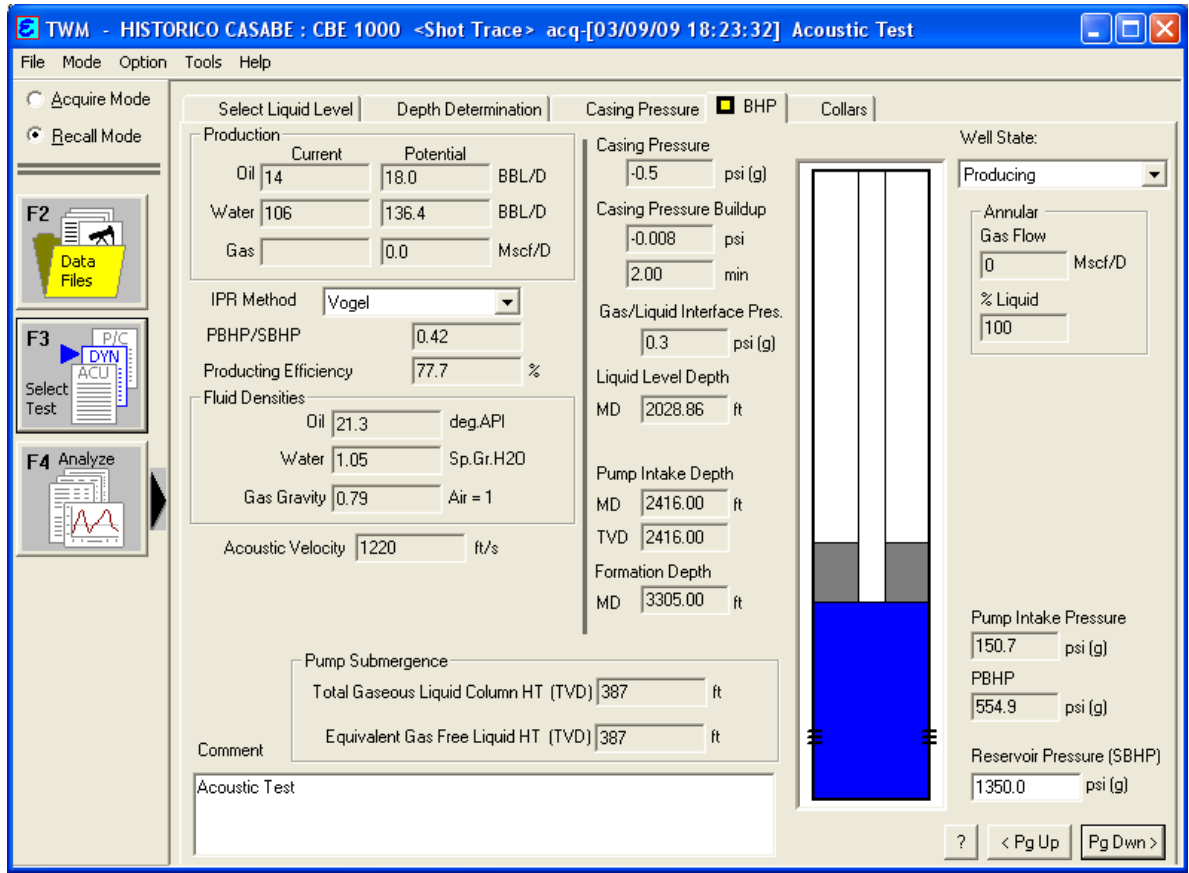
Velocidad del sonido promedio (ft/seg) en el gas del anular. Para este pozo presenta un valor normal 1250 ft/s.

Sumergencia efectiva de la bomba en el fluido, dato necesario para saber cuánto hidrocarburo se encuentra por encima de la bomba y así determinar la profundidad de esta, en ese registro se observa que la sumergencia es de 387 ft.

El nivel de profundidad en el cual se encuentra la interface de gas/liquido, este valor es de 2029 ft).

En esta pantalla además se describe la información en cuanto a valores de las densidades de fluidos, flujo de gas por anular, potencial productor del pozo entre otros.

Figura 130. Imagen de la pestaña de información de la sección de presión de fondo

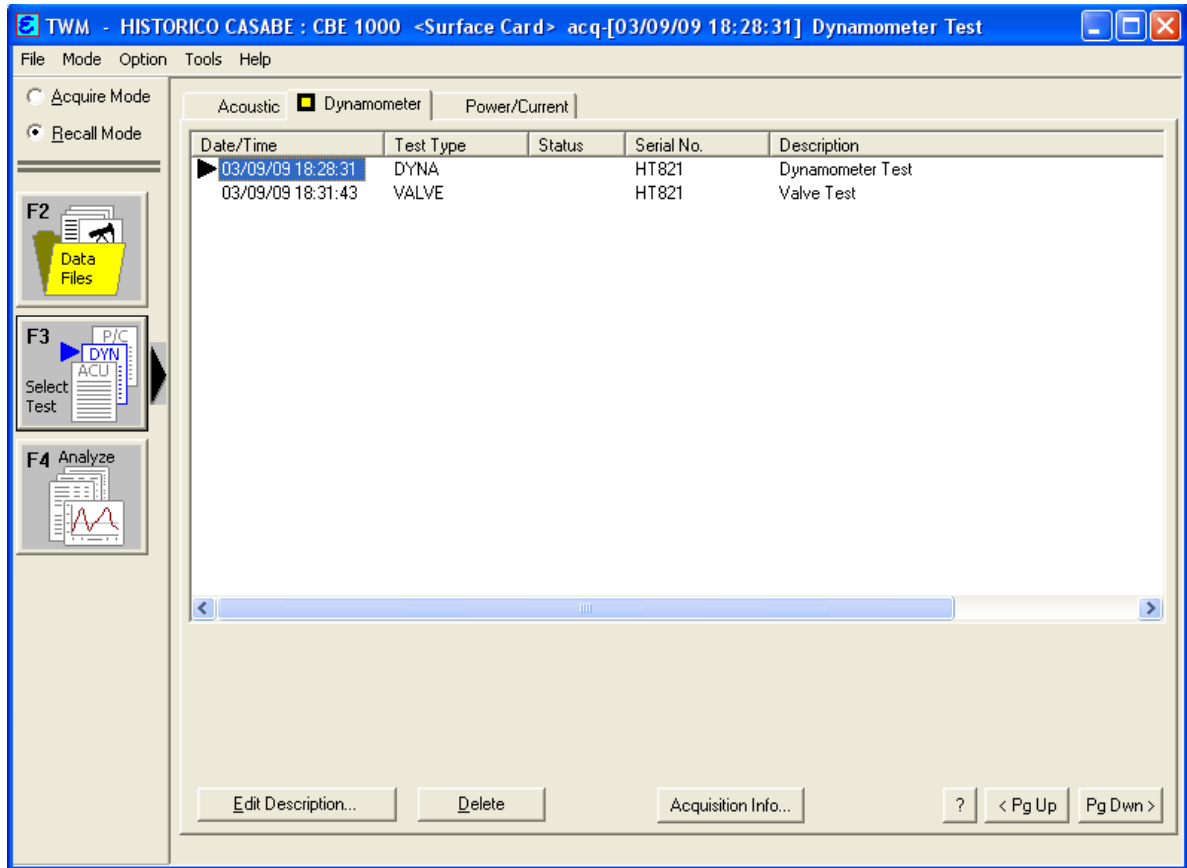


Fuente: TWM software

Paso 13. Con toda la información necesaria de la prueba acústica procedemos ahora a la interpretación de la prueba dinamométrica del pozo.

Para esto volvemos al menú de selección de prueba (*SELECT TEST*), luego seleccionamos la pestaña de la prueba de dinamómetro (*DYNAMOMETER*).

Figura 131. Imagen de la selección de de prueba dinamométrica



Fuente: TWM software.

Al desplegar esta pestaña aparecerán los registros correspondientes a la prueba dinamométrica y la prueba de válvulas, procedemos entonces a la interpretación de la primera presionando el botón de análisis (*ANALYSE*) o la tecla F4.

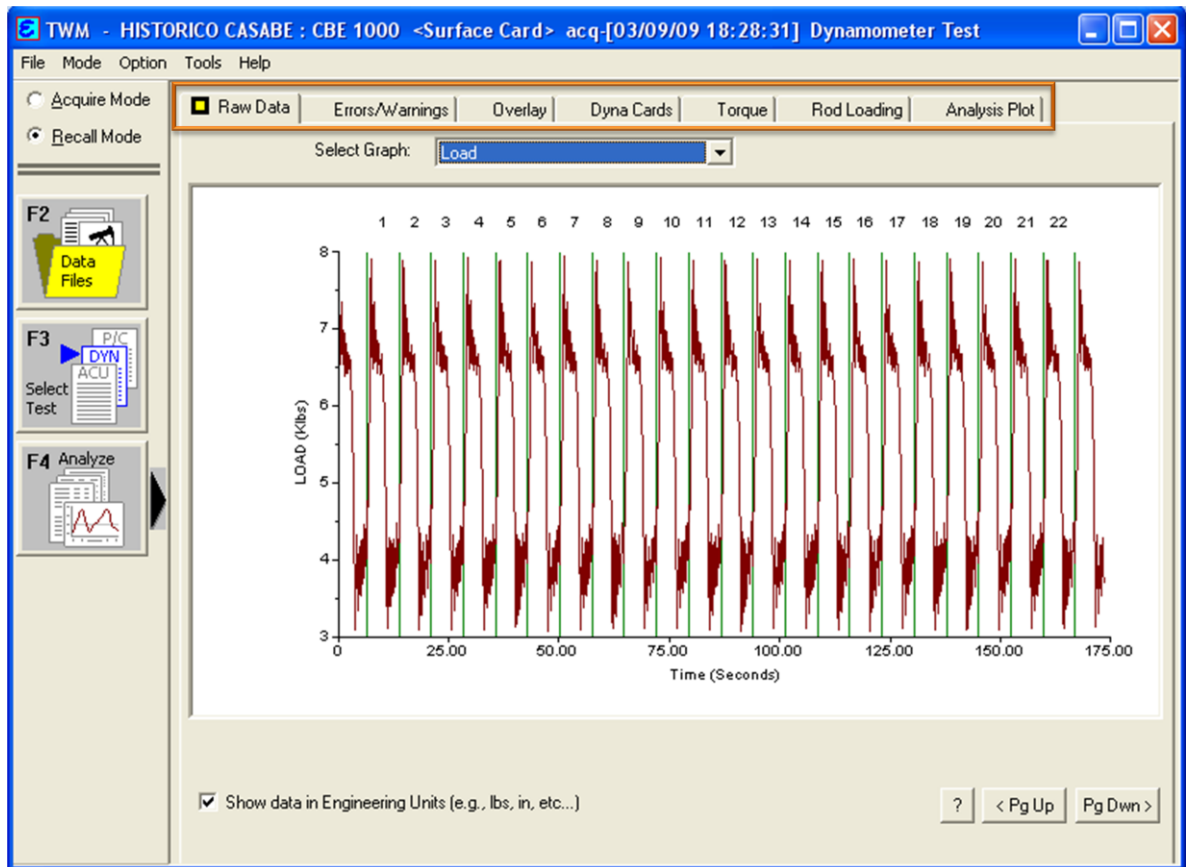
Paso 14. Al presionar la tecla de análisis se muestra una pantalla con muchas pestañas con los datos referentes a esta prueba:

Graficas de carga, aceleración, posición y velocidad en función del tiempo.

Información del torque proporcionado por el motor.

Cargas sobre la barra lisa, entre otros.

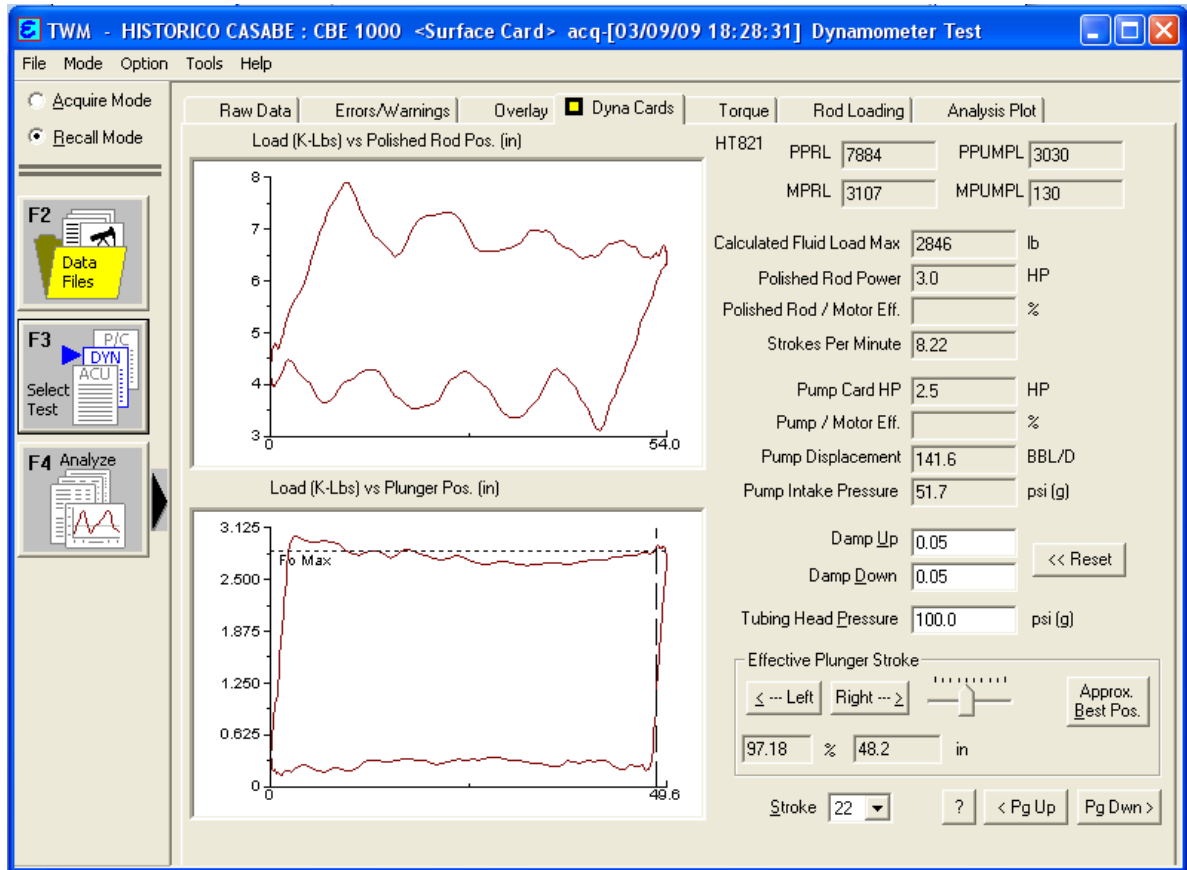
Figura 132. Imagen de las pestañas de información de la prueba dinamométrica



Fuente: TWM software

Para la interpretación de la carta dinamométrica activamos la pestaña DYNA CARDS.

Figura 133. Reporte de la carta dinamométrica



Fuente: TWM software

La carta dinamométrica nos muestra la información completa de la unidad de bombeo mecánico.

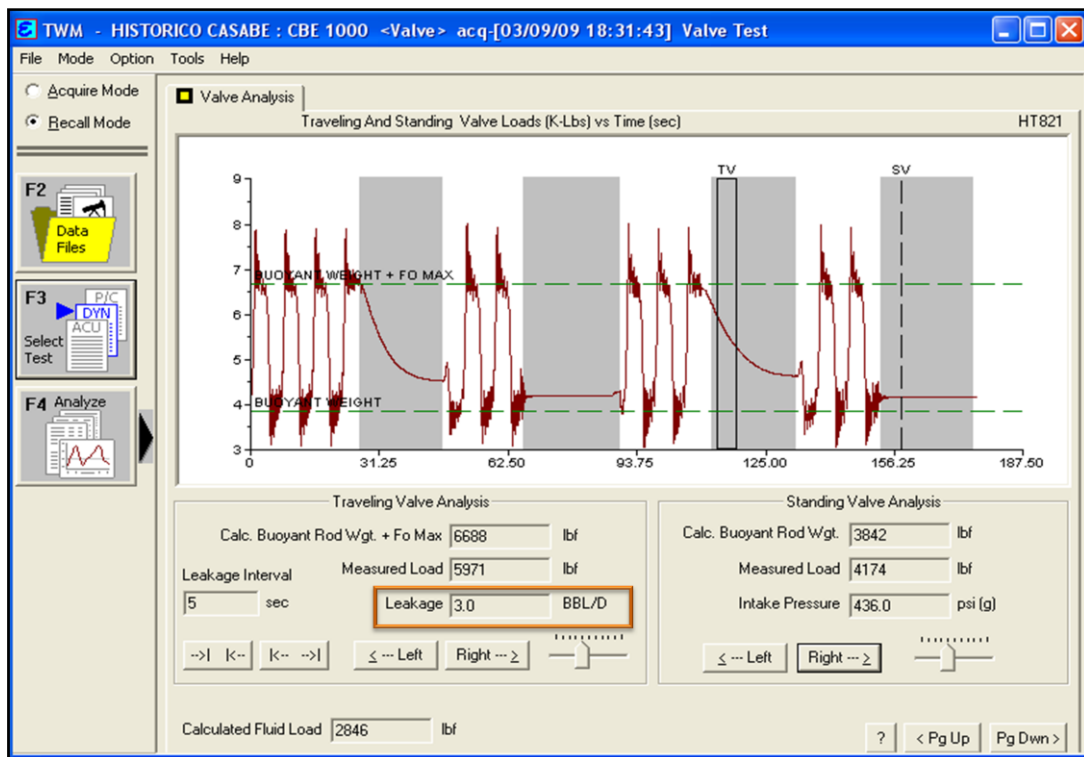
Peso de la sarta de varillas más el fluido cargado por la bomba, Strokes por minuto, máxima y mínima carga sobre la barra lisa, caballos de potencia del motor, desplazamiento de la bomba.

La interpretación del dinagrama muestra una bomba con buen llenado y con buen desplazamiento de fluido en superficie, muestra además fricción por arenamiento

en ambos recorridos siendo esta una característica del crudo de este campo, muestra, además se muestra que la bomba no mantiene la carga de fluido, lo que quiere decir que la válvula viajera en su recorrido ascendente no sella correctamente permitiendo la fuga de fluidos, así como la válvula fija, esta información debe ser afirmada con los resultados de la prueba de válvulas.

Paso 15. Volvemos al menú de selección de prueba (*SELECT TEST*) en la pestaña del dinamómetro (*DYNAMOMETER*), ahora activamos la prueba de válvulas seleccionándola y presionando el botón de análisis, mostrándonos la siguiente pantalla.

Figura 134. Reporte de la prueba de válvulas



Fuente: TWM software

La pantalla afirma lo que mostró el dinagrama: una válvula viajera con fuga de 3 barriles por día además de una válvula fija con daño.

Paso 16. El ultima paso consiste en hacer un breve resumen con el análisis de los datos más relevantes del pozo, resumen que estará disponible en la pantalla de información general (*GENERAL*).

Figura 135. Reporte general de la información del pozo CBE 1000

The screenshot shows the TWM software interface for well CBE 1000. The 'GENERAL' tab is selected, displaying the following information:

- Well Name: CBE 1000
- Well ID: CSBE1000:A
- Company Name: ECOPEPETROL S.A.
- Operator: UIS
- Lease Name: UIS
- Elevation: 0.00 ft
- Production Method: Rod Pump
- Dataset Description: STO

The 'Comments' section contains the following data:

THP	120 PSI
PRUEBA DE ESPEJO	SUBE A 200 PSI EN 10 SEG
CHP	-0.1 PSI
NIVEL	2093' (323' - 323')
ANNULAR GAS FLOW	0 MscfD
VEL ACUST	1302 ft/s, NORMAL
RELA COLLA	75/92 82% NORMAL
DESPLAZAMIENTO	143 BFD @ 100% = 122 BFD @ 85%;
RECORRIDO	3/3
EFF PLUNGER STROKE	98 %

Fuente: TWM software

Este resumen finalmente se presenta de la siguiente forma:

THP	90 PSI
CHP	0.6 PSI
NIVEL	1932'
SUM. DE LA BOMBA	484'
ANNULAR GAS FLOW	0 MscfD
VEL ACUST	1250 ft/s, NORMAL
RELA COLLA	75/92 82% NORMAL
DESPLAZAMIENTO	142 BFD @ 100% = 120 BFD @ 85%;
RECORRIDO	3/3
EFF PLUNGER STROKE	97 %

ANALISIS

FRICCION POR ARENA EN AMBOS RECORRIDOS

BOMBA CON BUEN LLENADO

VALVULA VIAJERA CON ESCURRIMIENTO

Pozo Cantagallo 23 – (CG-23). Ubicado en los límites de los departamentos de Bolívar y Santander, Yariguí-Cantagallo es un campo atípico: sus más de 100 pozos se distribuyen a lo largo de cuatro islas con el río Magdalena como vecino principal.

Siempre bajo la operación directa de Ecopetrol, Cantagallo –como generalmente se le conoce– fue uno de los campos insignia de Colombia en las décadas de los

cincuenta y los sesenta. Su clímax de producción se dio en 1963, cuando de sus pozos se extrajeron 20.000 barriles diarios.

Pero desde 1965 comenzó una declinación continúa que llegaría a su punto más bajo en 2003, cuando produjo menos de 5.000 barriles diarios. Esa situación, y un plan articulado para mejorar el recobro en muchos de sus campos maduros, lo pusieron en el listado de aquellos que entrarían en un proceso de recuperación de los niveles de producción.

Para aumentar el factor de recobro se han aplicado diversas técnicas como perforación infill, cañoneo adicional, fracturamiento hidráulico, optimización de producción en pozos que trabajan por bombeo mecánico e instalación de sistemas de bombeo electrosumergible, optimización que es posible gracias al trabajo realizado por el equipo del analizador de pozos.

Hoy, menos de tres años después y gracias al trabajo coordinador de diferentes áreas de la empresa, como la Superintendencia del Río –encargada del campo–, del instituto Colombiano del Petróleo, de la Gerencia de Producción y de la Dirección de Responsabilidad Integral, la optimización del campo es un hecho. Tanto que, hoy por hoy, Cantagallo es el segundo campo de operación directa de Ecopetrol con los mejores volúmenes de producción.

El proyecto de desarrollo adicional ha permitido que la producción supere los 11.000 barriles por día¹⁹.

¹⁹ CARDENAS, Jeniffer, Revista Carta Petrolera: Re-Producción de crudo en campo Cantagallo. Ed. 114, Abril-Mayo 2004.

Figura 136. Foto de pozo Cantagallo 13 - CG-13

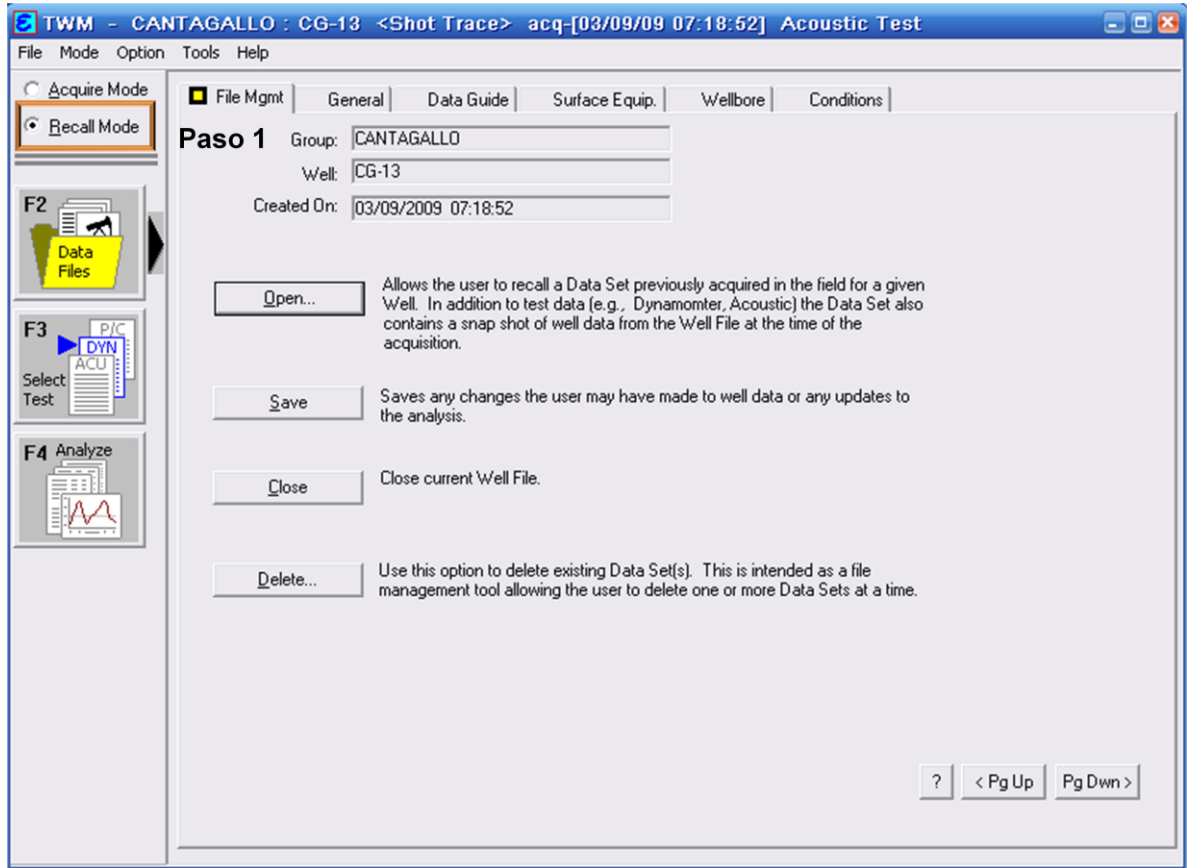


Fuente: Autores

Pasos para la interpretación

Paso 1. El primer paso para analizar o interpretar los datos adquiridos de este pozo es abrir el software TWM y activar la modalidad de *RECALL*.

Figura 137. Selección del modo RECALL



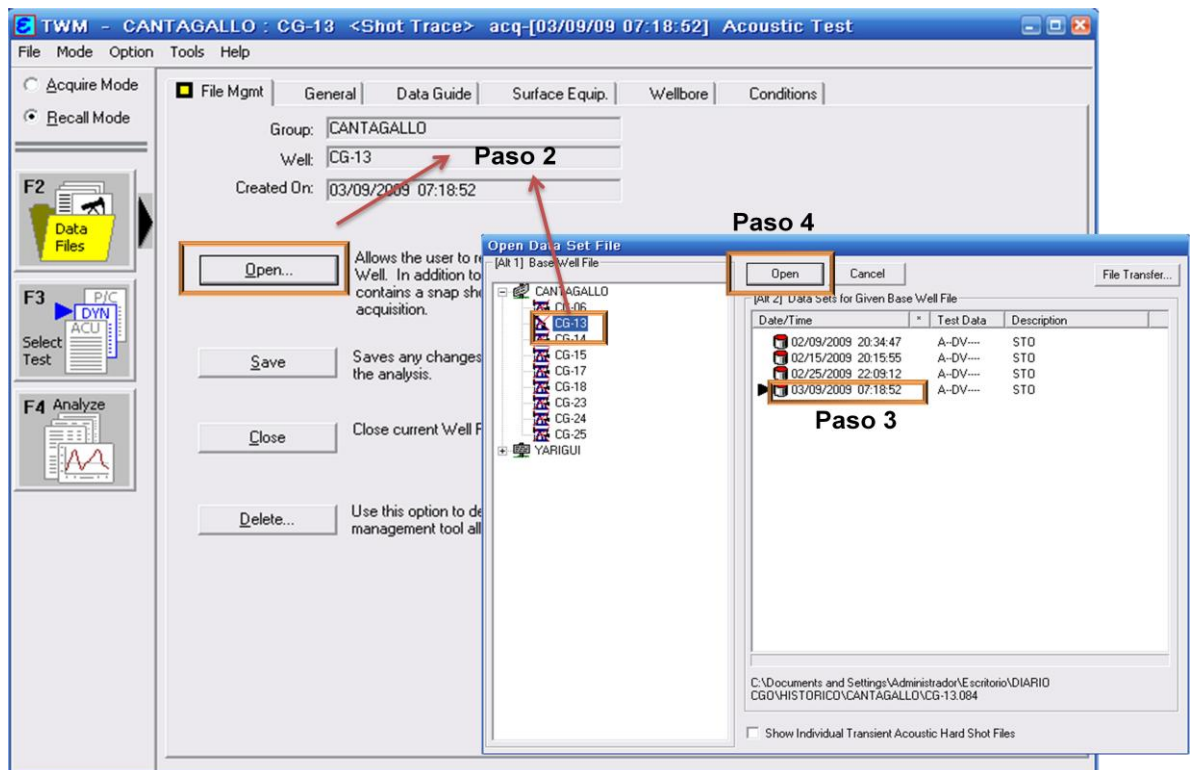
Fuente: TWM software

Paso 2. Luego procedemos a cargar la información adquirida que se encuentra ubicada en la base de datos de los pozos, Oprimiendo la tecla *OPEN* se despliega la lista de todos los pozos que componen el campo Cantagallo, de esta lista seleccionamos el de nuestro interés: el Cantagallo 13 que se encontrará con la abreviatura CG-13, se abre. Luego se selecciona el campo al que se va a interpretar los datos.

Paso 3. Se selecciona el último registro que se ha tomado al pozo.

Paso 4. Al seleccionar el registro se oprime en el botón *OPEN* en la parte superior como se muestra en la figura.

Figura 138. Ventana para Carga datos del pozo CG-13

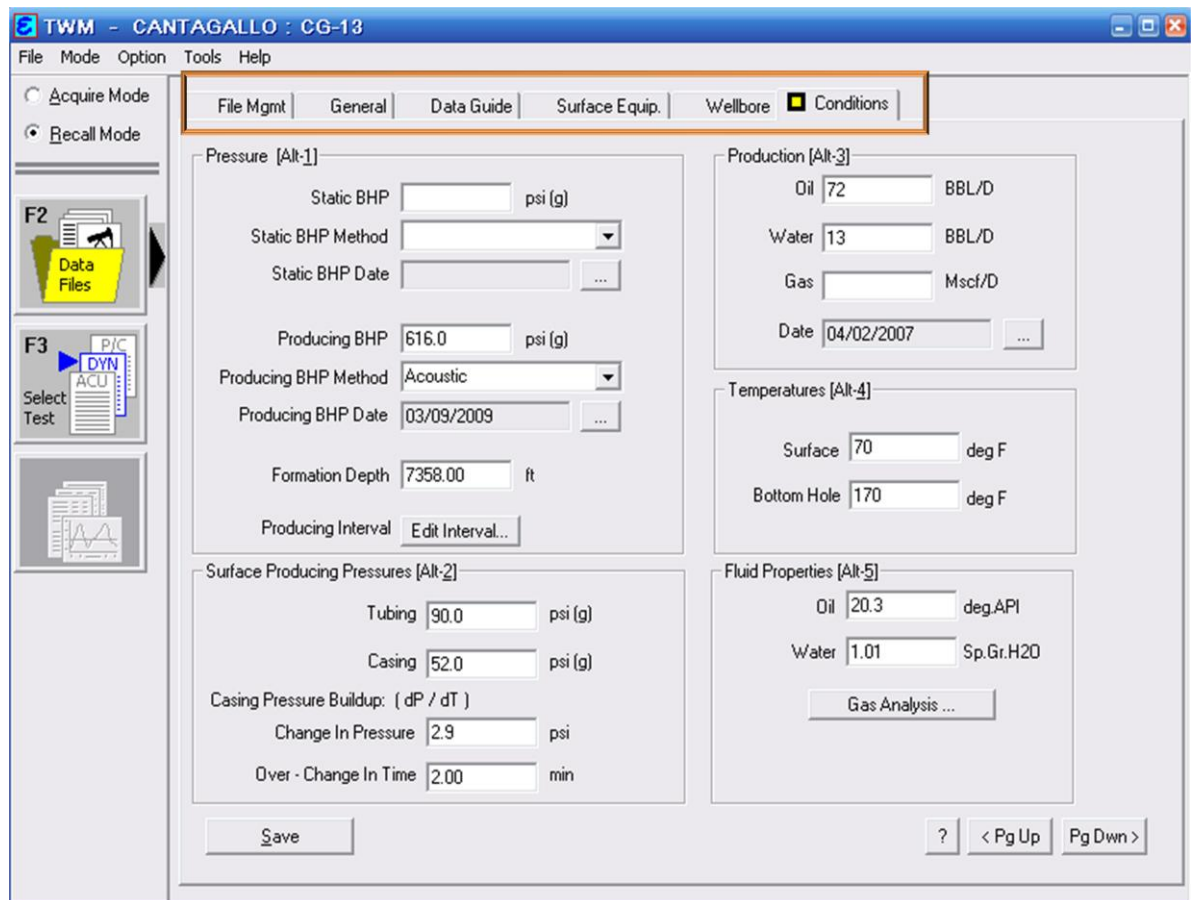


Fuente: TWM software

En el registro seleccionado vemos las letras: **A-DV**, esto significa que el pozo se le tomo un registro acústico **"A"** además del Dinamométrico **"D"** y la respectiva prueba de válvulas **"V"**, estas tres pruebas son típicas en un sistema de bombeo mecánico, mientras que para el sistema de bombeo por cavidades progresivas solo se toma la prueba acústica, luego será lógico ver los registros solo con la letra **"A"**.

Paso 5. Una vez cargada la información, del pozo, se despliega una pantalla con una con 6 pestañas que detallan la información acerca del pozo como se describió en capítulos anteriores. Lo importante de este paso es observar que el estado mecánico del pozo esté actualizado o no haya sufrido modificaciones en la unidad, recorrido, profundidad de la bomba entre otros, ya que cualquier cambio por mínimo que sea, alterará los datos.

Figura 139. *Diferentes Pestañas para verificar la información del pozo*



Fuente: TWM software.

Paso 6. Luego de revisar la información y estar seguro que no se modificó ningún dato, se selecciona la opción *SELECT TEST* para seleccionar la prueba a realizarle la respectiva interpretación, en esta opción se encuentran los registros que se tomaron los cuales son el registro acústico y el dinamométrico (*ACUOSTIC AND DYNAMOMETER*).

Paso 7. Se mostrará ahora 3 pestañas correspondientes al tipo de prueba que se realizó al pozo.

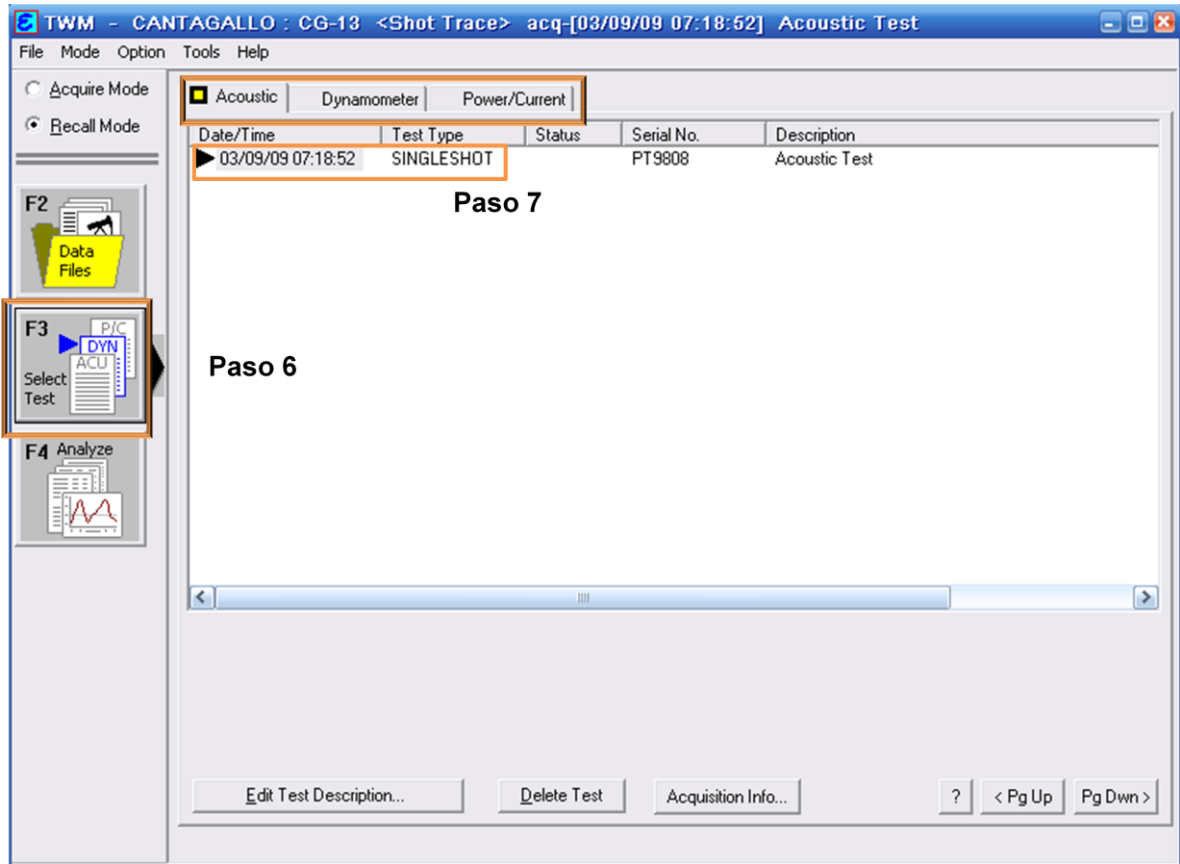
Acoustic: Para la prueba acústica

Dynamometer: Para la prueba dinamométrica

Power / Current: Es una prueba especial de corriente de la unidad de bombeo. En este pozo no es necesario realizar esta prueba ya que se encuentra operando normalmente.

Seleccionamos entonces la primera prueba para el análisis: la prueba acústica como se muestra en la siguiente figura.

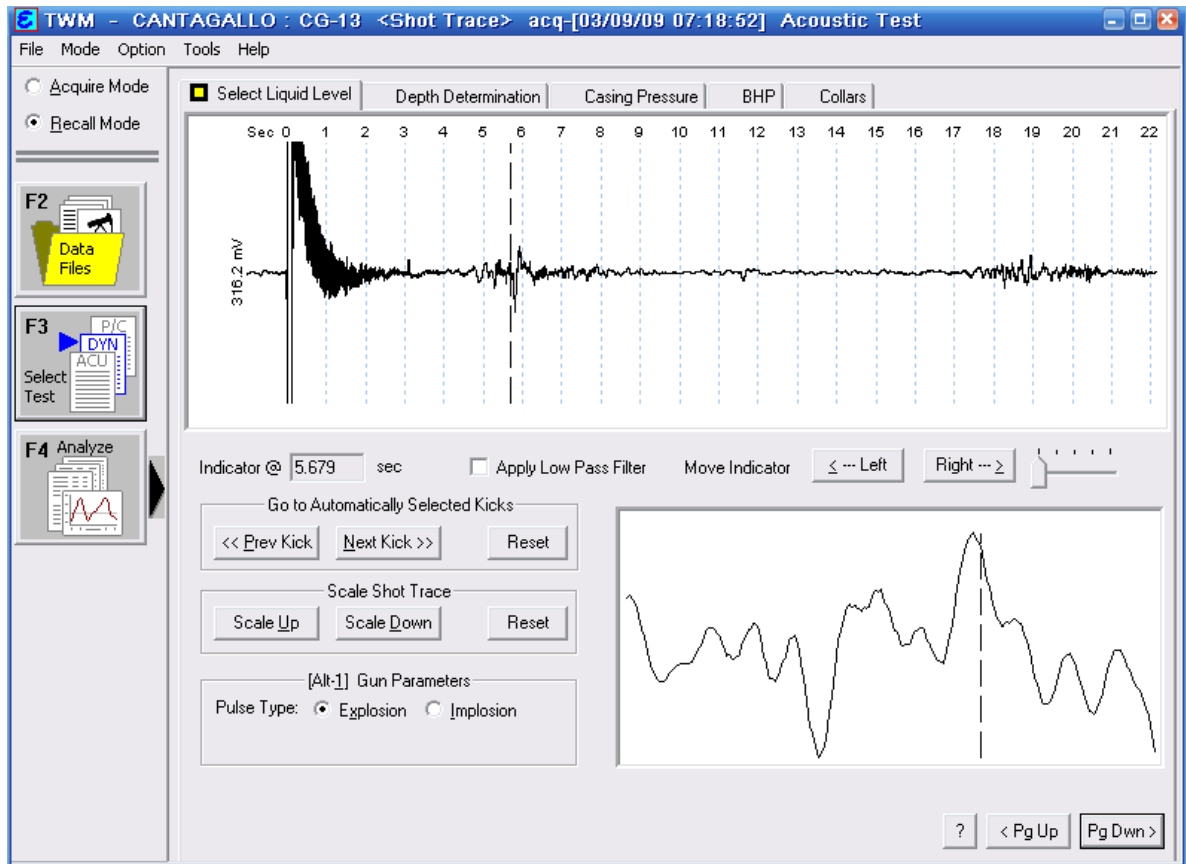
Figura 140. Ventana para escoger el registro Acústico de Cantagallo



Fuente TWM software

Paso 8. Luego de seleccionar la prueba a interpretar, se presenta una pantalla con la señal acústica sin filtro tal cual como se adquiere en del pozo, esta señal es mostrada a continuación.

Figura 141. Imagen de la señal acústica obtenida del pozo



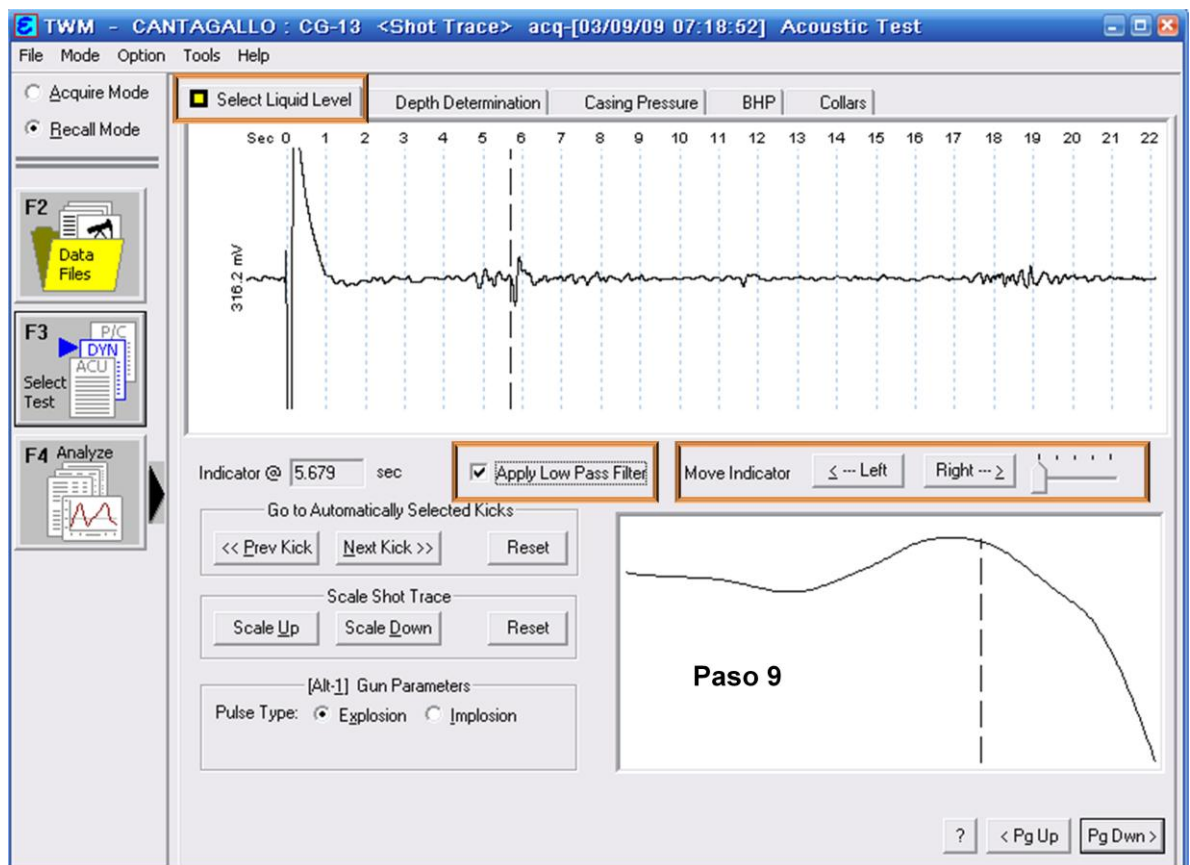
Fuente: TWM software

Paso 9. Tal como se indicó en el capítulo tal, el primer paso consiste en determinar el nivel del líquido, para esto es necesario utilizar el botón APPLY LOW PASE FILTER para filtrar la señal de ruidos y/o ecos de perforaciones incluso e golpe de la bomba cuando encuentra el fluido bruscamente, genera distorsión en la señal acústica impidiendo de esta manera ubicar el lugar correcto del nivel del fluido en la tubería de producción.

Ahora es necesario reducir la escala para analizar el transcurso de la onda acústica a través de la tubería de producción hasta que toca el nivel del líquido.

Una vez reducida la escala se ubica la línea vertical punteada hasta el punto donde la señal pierde la tendencia horizontal y comienza a decrecer, esto ocurre porque es el punto donde la señal acústica se encuentra con el nivel del líquido y se regresa, esta línea se puede mover a la derecha o izquierda con las teclas *MOVE INDICATOR* y se puede ver la señal ampliada en la pantalla inferior derecha, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 142. Imagen de la selección del nivel de líquido



Fuente: TWM software

Paso 10. El siguiente paso consiste en la determinación de la profundidad, por esto seleccionamos la siguiente pestaña *DEPTH DETERMINATION*.

Como mencionamos en capítulos anteriores, existen varios métodos para determinar la profundidad del líquido:

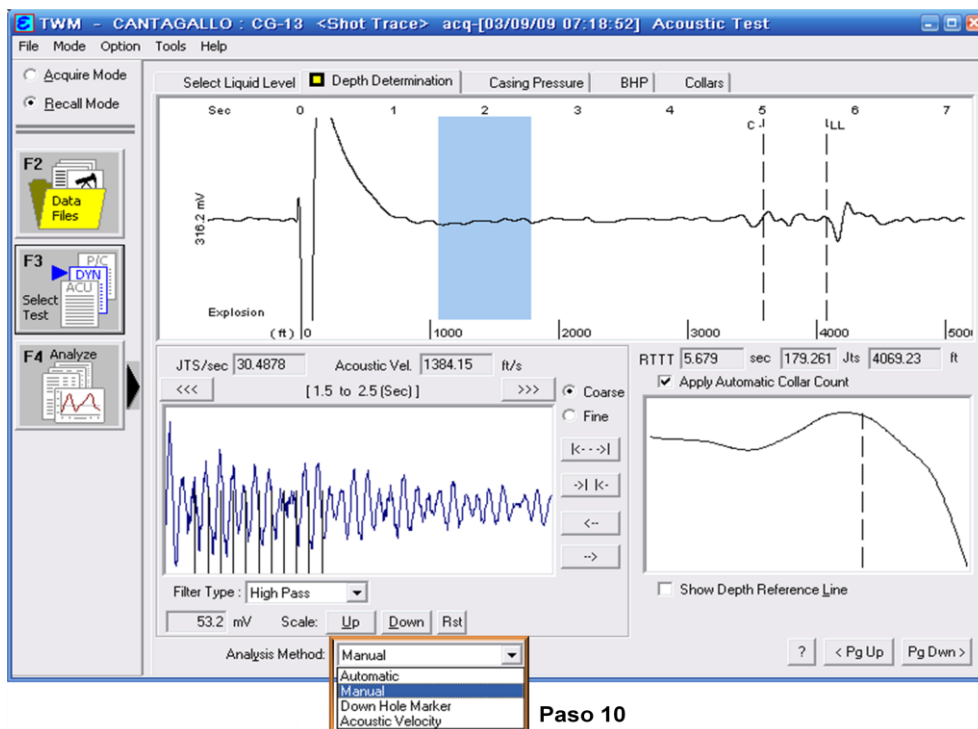
Método automático

Método manual

Método de velocidad acústica

El método manual brinda mayor seguridad y exactitud en los datos obtenidos después de ser interpretadas las pruebas ya que el método automático puede confundir el nivel de fluido con perforaciones, anclas, incrustaciones etc., mientras que el método de la velocidad acústica requiere seguridad en este valor para poder determinar los demás.

Figura 143. Imagen de la selección del modo de determinación de la profundidad del líquido

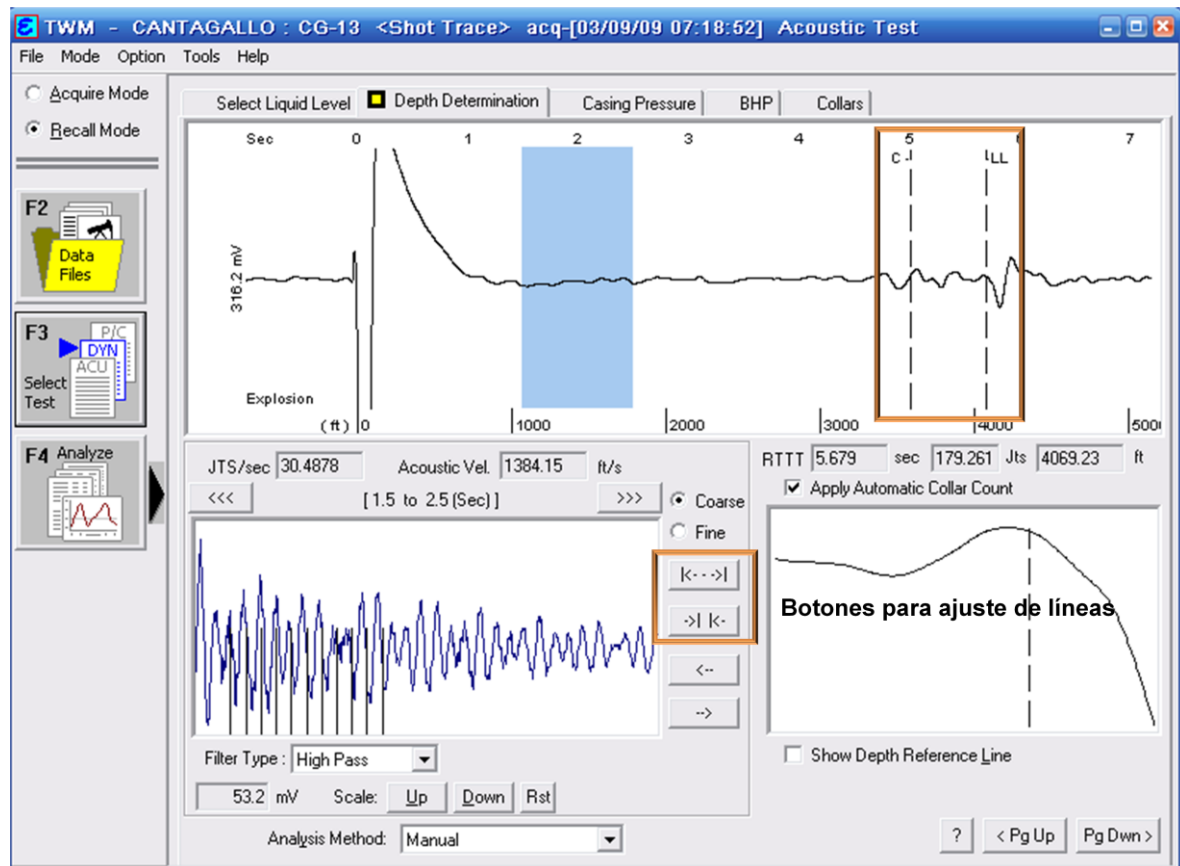


Fuente: TWM software

En la pantalla superior se muestra un par de líneas punteadas verticales, la primera está marcada con la letra C, esta línea representa la cuenta de uniones. La segunda línea representa la línea del nivel de líquido seleccionada en el paso anterior, esta línea tiene como iniciales las letras L.L (*LIQUID LEVEL*).

La precisión y exactitud del método radica en disminuir la relación señal/ruido a un valor inferior al nivel de ruido en el pozo, esto se logra acercando al máximo las dos líneas anteriormente descritas mediante el uso de los botones ubicados a la derecha de la pantalla inferior izquierda.

Figura 144. Imagen del ajuste de la profundidad del líquido



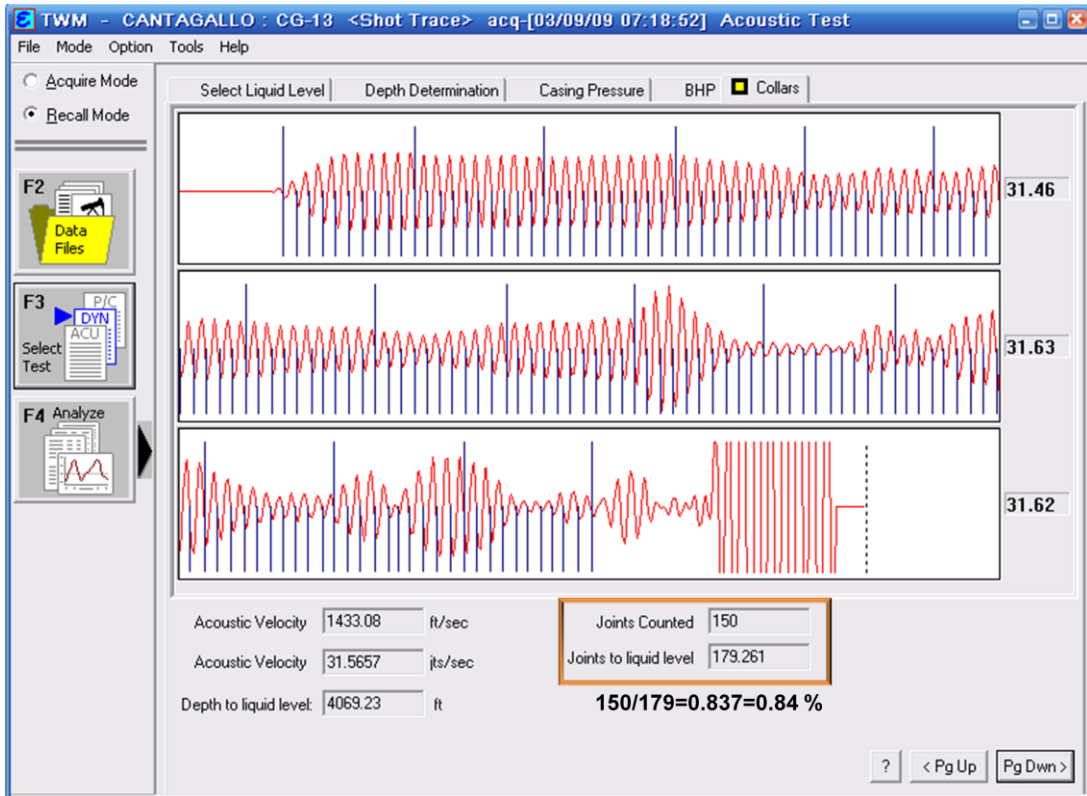
Fuente: TWM software

Idealmente este punto debe estar tan cerca como sea posible del nivel de líquido o al menos un 80% de la distancia al nivel de líquido. Si este no es el caso, el disparo debe repetirse con un incremento en la presión de la cámara con el objetivo de mejorar la razón señal/ruido, si aun con este procedimiento la relación señal/ruido no mejora se recomienda cambiar a otro método descritos anteriormente.

Paso 11. Luego de determinar la profundidad corroboramos en la pestaña de uniones (*COLLARS*) que la razón señal/ruido que se determina en la cuenta de uniones sea mayor del 80%, de este modo podemos tener seguridad que el método es seguro.

En lo posible la cuenta de uniones debe cubrir un 80-90% del total de las juntas del pozo. Un bajo porcentaje de uniones contadas indica que el nivel de señal es muy bajo y cercano a la señal de ruido o que una frecuencia incorrecta de uniones se uso para filtrar la señal.

Figura 145. Imagen del conteo de Uniones o Collares

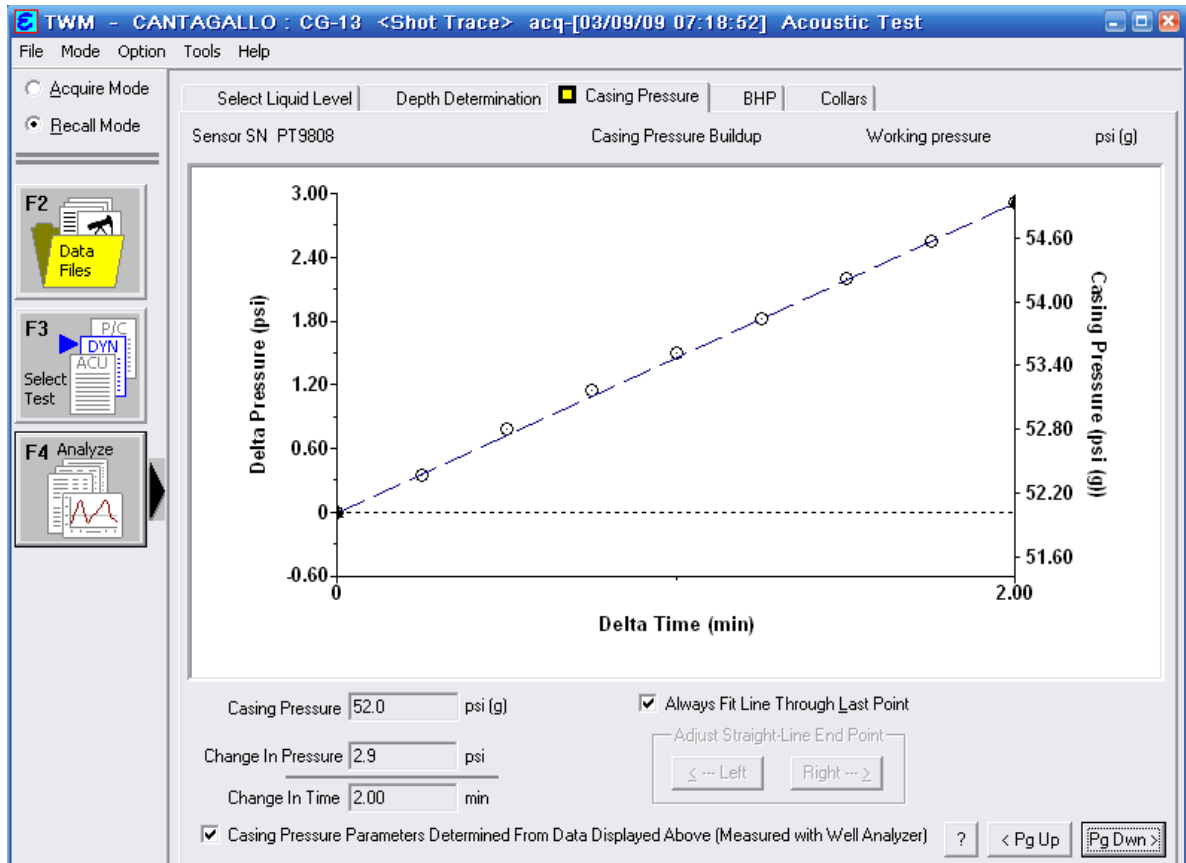


Fuente: TWM software

Paso 11. Luego de verificar que se cumpla el conteo de uniones, desplegamos la pestaña de presión de casing (*CASING PRESSURE*).

En esta pestaña se muestra el grafico de la restauración de la presión del yacimiento, el grafico de delta de presión en función del delta de tiempo muestra una línea recta en donde los puntos que se muestran en la gráfica deben seguir la tendencia de la línea recta.

Figura 146. Imagen de la prueba de restauración de Presión



Fuente: TWM software

Paso 12. Por último la pestaña de la presión del fondo de pozo (*BOTTON HOLE PRESSURE*) muestra toda la información analizada en la prueba acústica:

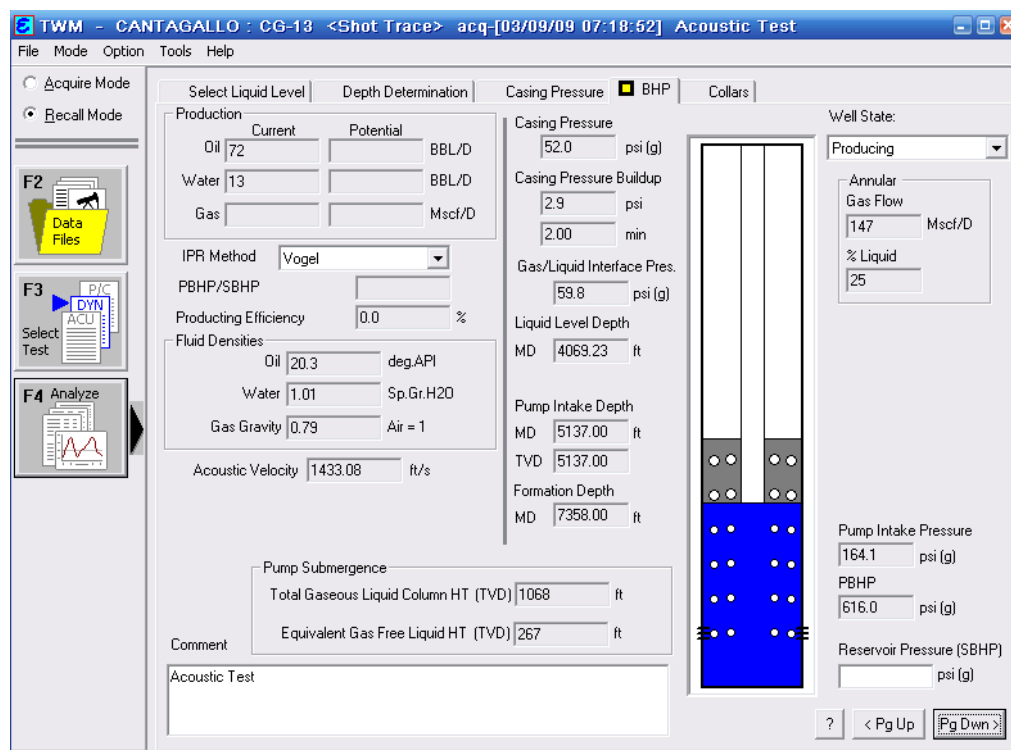
Velocidad del sonido promedio (ft/seg) en el gas del anular. Para este pozo presenta un valor normal 1433 ft/s.

Sumergencia efectiva de la bomba en el fluido, dato necesario para saber cuánto hidrocarburo se encuentra por encima de la bomba y así determinar la profundidad de esta, en ese registro se observa que la sumergencia es 1068 ft.

El nivel de profundidad en el cual se encuentra la interface de gas/liquido, este valor es de 4069 ft).

En esta pantalla además se describe la información en cuanto a valores de las densidades de fluidos, flujo de gas por anular, potencial productor del pozo entre otros.

Figura 147. Imagen de la pestaña de información de la sección de presión de fondo

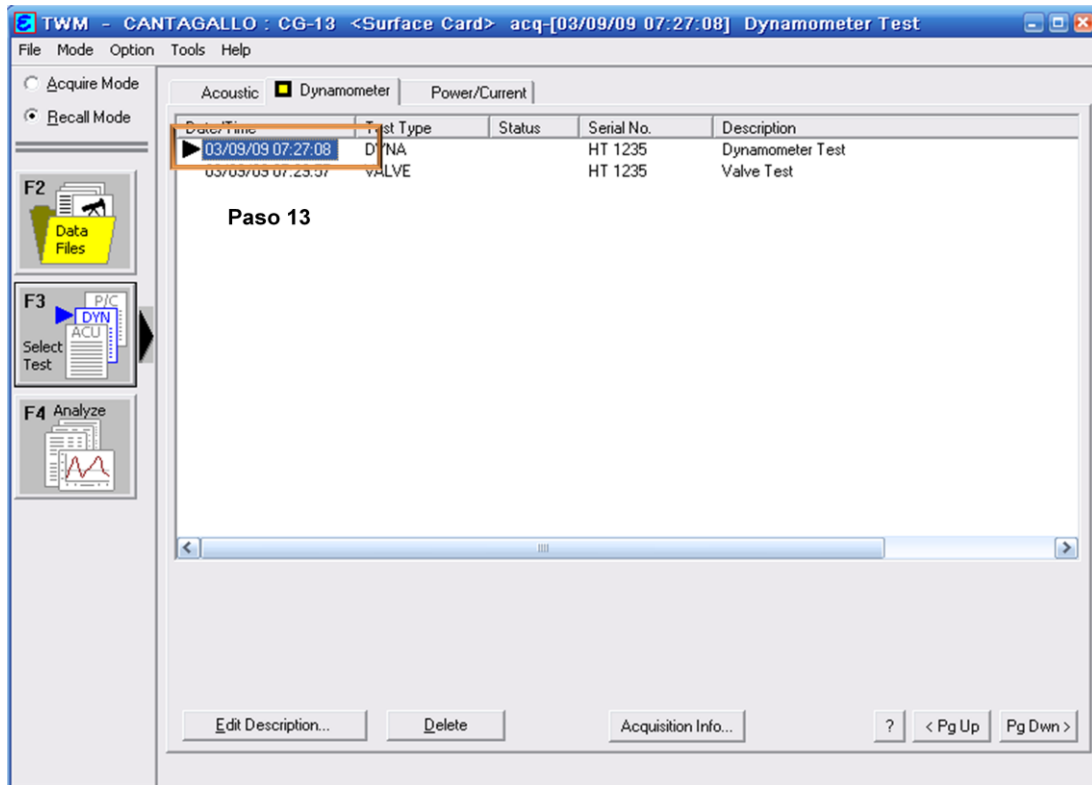


Fuente: TWM software

Paso 13. Con toda la información necesaria de la prueba acústica procedemos ahora a la interpretación de la prueba dinámométrica del pozo.

Para esto volvemos al menú de selección de prueba (*SELECT TEST*), luego seleccionamos la pestaña de la prueba de dinamómetro (*DYNAMOMETER*).

Figura 148. Imagen de la selección de de prueba dinamométrica



Fuente: TWM software

Al desplegar esta pestaña aparecerán los registros correspondientes a la prueba dinamométrica y la prueba de válvulas, procedemos entonces a la interpretación de la primera presionando el botón de análisis (*ANALYSE*) o la tecla F4.

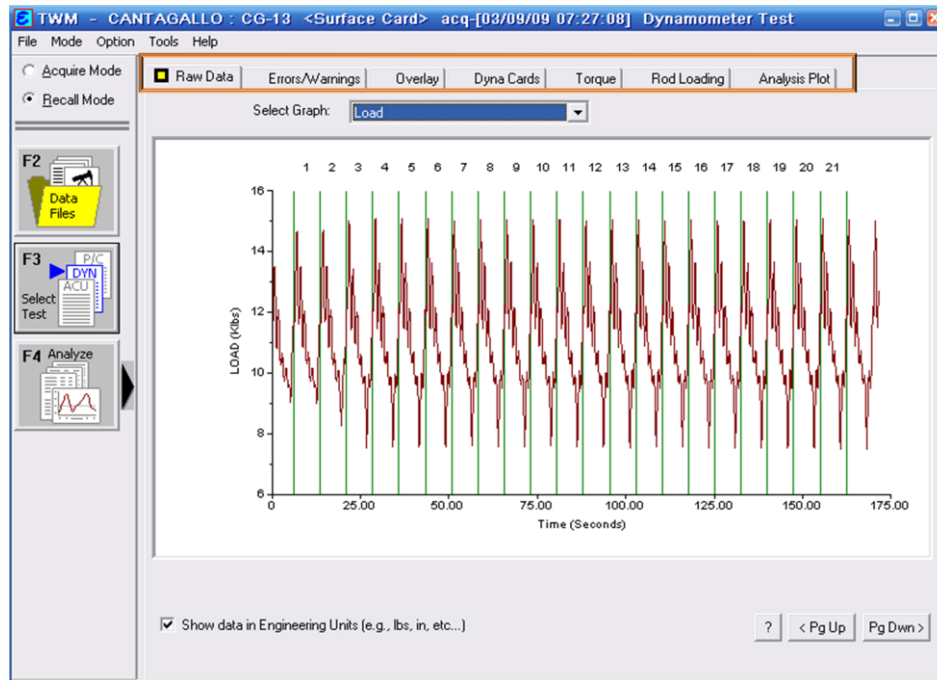
Paso 14. Al presionar la tecla de análisis se muestra una pantalla con muchas pestañas con los datos referentes a esta prueba:

Graficas de carga, aceleración, posición y velocidad en función del tiempo.

Información del torque proporcionado por el motor.

Cargas sobre la barra lisa, entre otros.

Figura 149. Imagen de las pestañas de información de la prueba dinamométrica



Fuente: TWM software

Para la interpretación de la carta dinamométrica activamos la pestaña DYNA CARDS.

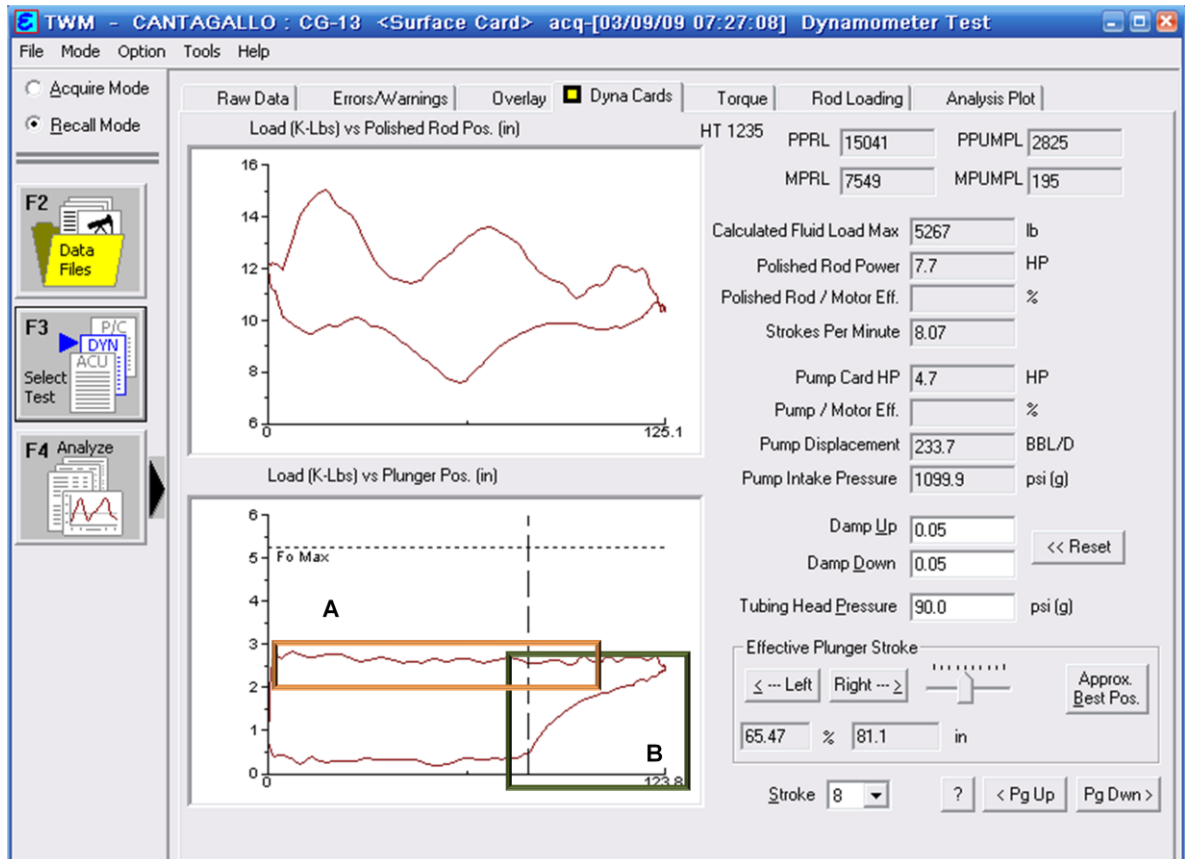
La carta dinamométrica nos muestra la información completa de la unidad de bombeo mecánico:

Peso de la sarta de varillas más el fluido cargado por la bomba, Strokes por minuto, máxima y mínima carga sobre la barra lisa, caballos de potencia del motor, desplazamiento de la bomba.

La interpretación del dinagrama muestra una bomba con buen desplazamiento de fluido en superficie, muestra además fricción por arenamiento en ambos recorridos siendo esta una característica del crudo de este campo (A), también presenta una interferencia por gas en la bomba (B), además se muestra que la bomba mantiene

la carga de fluido, lo que quiere decir que las válvulas sella correctamente, se recomienda conectar el anular a la estación compresora por la cantidad de gas que se produce en el pozo, esta información debe ser afirmada con los resultados de la prueba de válvulas.

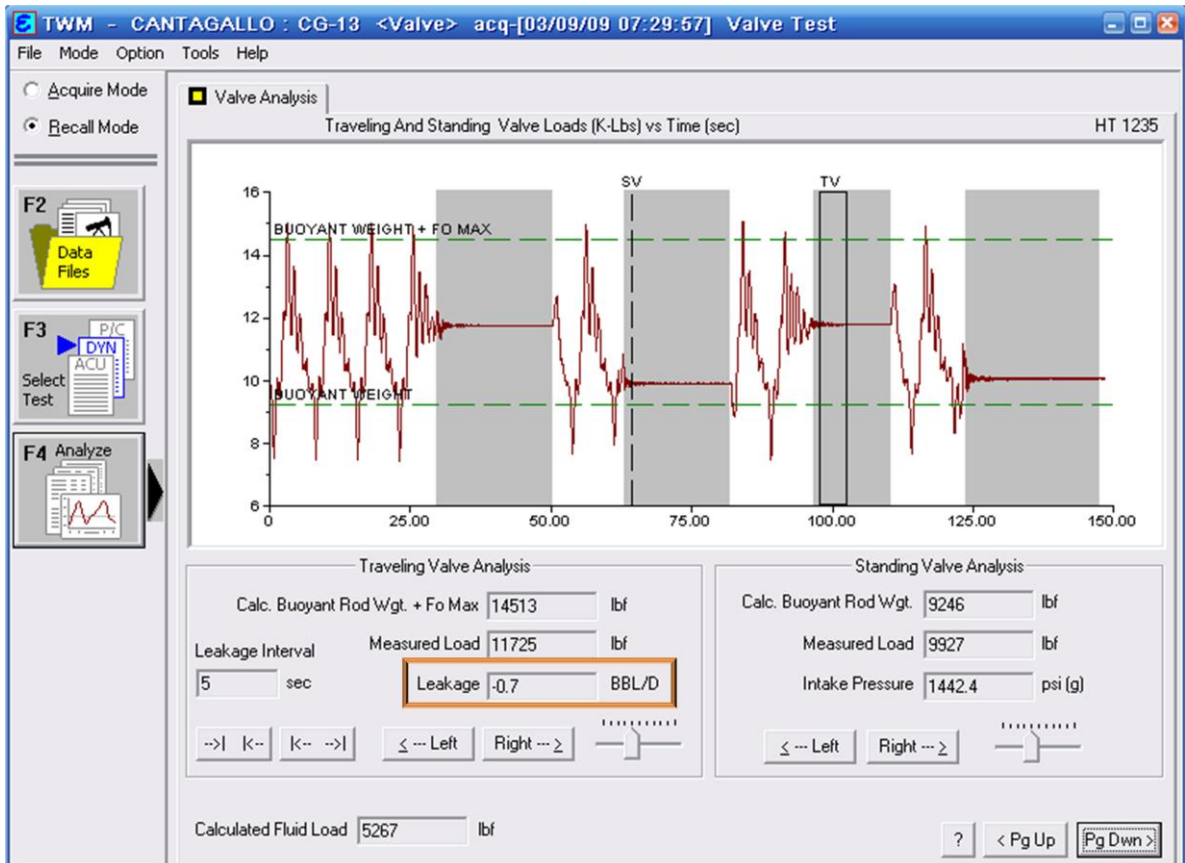
Figura 150. Reporte de la carta dinamométrica



Fuente: TWM software

Paso 15. Volvemos al menú de selección de prueba (*SELECT TEST*) en la pestaña del dinamómetro (*DYNAMOMETER*), ahora activamos la prueba de válvulas seleccionándola y presionando el botón de análisis, mostrándonos la siguiente pantalla.

Figura 151. Reporte de la prueba de válvulas

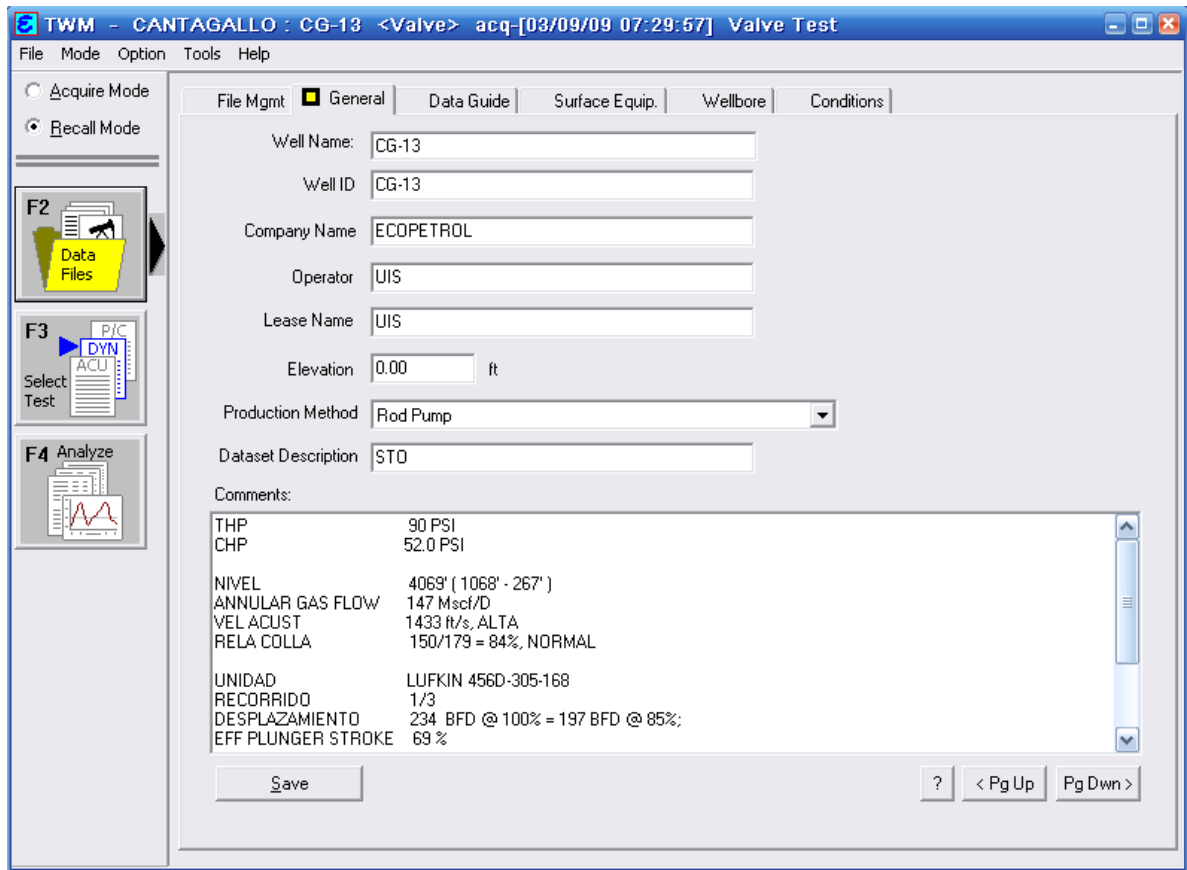


Fuente: TWM software

La pantalla afirma lo que mostró el dinagrama: unas válvulas viajera sin fuga con un leakage de -0.7 barriles por día presentando unas válvulas trabajando normalmente.

Paso 16. El ultima paso consiste en hacer un breve resumen con el análisis de los datos más relevantes del pozo, resumen que estará disponible en la pantalla de información general (*GENERAL*).

Figura 152. Reporte general de la información del pozo CG-13



Fuente: TWM software

Este resumen finalmente se presenta de la siguiente forma:

THP	90 PSI
CHP	52.0 PSI
NIVEL	4069' (1068' - 267')
ANNULAR GAS FLOW	147 Mscf/D

VEL ACUST	1433 ft/s, ALTA
RELA COLLA	150/179 = 84%, NORMAL
UNIDAD	LUFKIN 456D-305-168
RECORRIDO	1/3
DESPLAZAMIENTO	234 BFD @ 100% = 197 BFD @ 85%;
EFF PLUNGER STROKE	69 %

ANALISIS

- FRICCION POR ARENA EN AMBOS RECORRIDOS
- PRESENCIA DE INTERFERENCIA POR GAS EN LA BOMBA
- VALVULAS EN CORRECTA OPERACIÓN
- SE RECOMIENDA CONECTAR EL ANULAR A LA ESTACION COMPRESORA

Luego de realizar la adquisición e interpretación de datos de las pruebas acústicas y dinamométricas con diferentes operadores, se muestra a continuación un cuadro comparativo producto de la operación del personal responsable de la adquisición de los datos, en esta tabla de un lado tenemos la manera correcta como se debe realizar la operación mientras que del lado izquierdo tenemos lo que NO se debe hacer y que por descuido, pereza o desinformación el personal no realiza.

Tabla 2. Tabla comparativa de las mejores prácticas para la adquisición de datos

SE DEBE HACER	NO SE DEBE HACER
1 Cuando se llega a la locación de trabajo siempre se debe parquear en reversa y nunca apagar el motor del vehículo.	Los operadores por costumbre o desinformación en ocasiones apagan el motor de la camioneta, desconociendo que si hay una gran fuga de gas, la simple chispa que genera el motor eléctrico de arranque puede generar explosión.
2 Se debe llenar la planilla en la cual se revisa toda la instalación del pozo que este en buen estado y funcionando normalmente.	Algunos operadores para ahorrarse tiempo empiezan a tomar los registros sin antes revisar toda la estructura del pozo.
3 Para instalar la grapa se debe detener la unidad de bombeo mecánico.	Increíblemente nos encontramos con operadores que instalan la grapa en la barra lisa sin detener el recorrido de la unidad de bombeo mecánico, exponiéndose a un riesgo inminente, además de posibles lesiones en la persona, las herramientas se deterioran por el uso indebido que se les brinda.
4 Cuando se va a instalar la celda o la grapa en la barrilla lisa y el águila o “Panela” se encuentra demasiado alta, se debe ubicar la camioneta cerca al cabezal del pozo para darle uso a la parrilla que estas camionetas tienen adaptadas en la parte trasera, de esta manera se asegura una prueba libre de accidentes y/o descalibración de la celda por caída.	Por pereza o por no perder tiempo no se hace uso de la parrilla de la camioneta, en cambio instalan la celda montándose en el cabezal del pozo, desconociendo los accidentes que pueden suceder ya que el cabezal no está diseñado para tal uso además que se torna muy peligroso si se encuentra sucio de crudo el cual puede hacer resbalar causando daños a la persona ya al equipo.

5

La manera de detener la unidad de bombeo mecánico es sincronizada accionando el freno y apagando el motor eléctrico de la unidad de bombeo mecánico simultáneamente.

Para ahorrarse más tiempo, este paso solo lo hace un operador, apagando el interruptor y frenando al mismo tiempo la unidad, ocasionado daños en el freno y la celda, la cual sufre un golpe fuerte que puede descalibrarla y en el peor de los casos puede sufrir daños irreparables.

6

Por último, la más importante y quizás la práctica más común que no se debe hacer: realizar la prueba sin los elementos de protección personal.

Los elementos de protección son de uso obligatorio para cualquier operación donde el riesgo de accidente es inminente, la operación debe hacerse con los siguientes elemento de protección personal:

- Botas punta de hierro.
- Overol de trabajo o jean acompañado de camisa manga larga.
- Gafas con protección UV.
- Guantes de cuero.
- Casco.
- Tapa oídos.

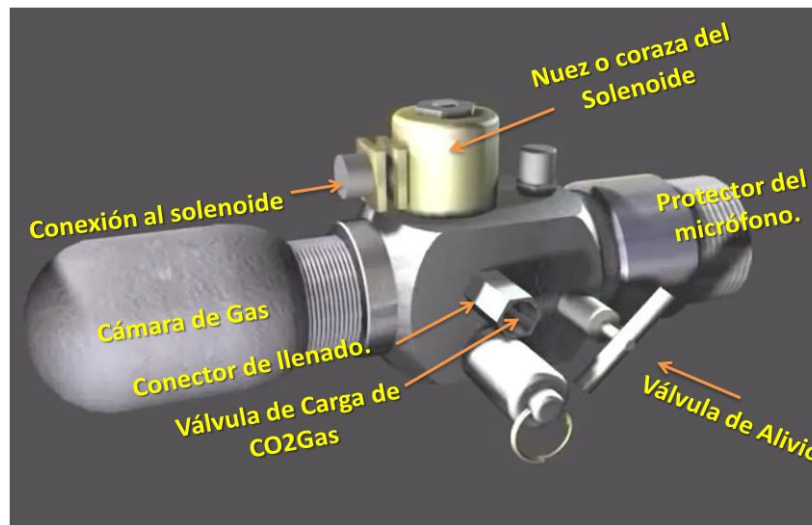
6. MANTENIMIENTO DEL ANALIZADOR DE POZOS

El Analizador de Pozos es un instrumento electrónico de precisión. Aunque es compacto y ha sido probado en ambientes inhóspitos (desde el desierto de Kuwait hasta el norte de Alberta, Canadá) no hay ninguna razón para que el usuario no tenga los cuidados necesarios para la conservación en buen estado de este.

6.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA PISTOLA DE GAS

La herramienta más importancia para la realización de la prueba acústica y de presión es sin duda la pistola a gas, un correcto uso acompañado de un apropiado mantenimiento aseguraran datos exactos y correctos, por esto se ha realizado una metodología de mantenimiento para esta herramienta con el fin de preservar la vida útil de esta.

Figura 153. Partes de la pistola



Fuente: Echometer Co.

La pistola debe limpiarse al final de cada día, porque algunos químicos pueden ser corrosivos para los componentes de la pistola. Para limpiar la pistola, es necesario primero, despresurizarla abriendo completamente la válvula de alivio, Luego utilizar un solvente para hidrocarburos, agua con detergente, alcohol o limpiador domestico, para limpiar la parte de la pistola que está expuesta a los gases del pozo. Permitir a las partes secarse con gas comprimido, preferiblemente.

A continuación explicamos el procedimiento y recomendaciones a tener en cuenta a la hora de hacer mantenimiento adecuado de la pistola

Proteja la rosca del protector del micrófono de la corrosión.

Figura 154. Imagen de la rosca del Protector del micrófono de la pistola completamente oxidada



Fuente: Echometer Co.

La rosca del protector del micrófono de la pistola de gas puede dañarse o corroerse. Proteja la rosca aplicando una capa de grasa o aceite. Luego de recubrir la rosca con aceite, se usa una cubierta plástica sobre la ésta para protegerla de cualquier golpe al momento de transportarla.

El protector del micrófono es un complemento de la pistola que si está disponible, debe instalarse y remplazarse con regularidad.

Figura 155. Imagen de la aplicación de aceite en la rosca del Protector del micrófono



Fuente: Echometer Co.

Figura 156. Imagen de la cubierta de plástico en la rosca del Protector del micrófono



Fuente: Echometer Co.

Cuidado con la válvula de disparo del solenoide. Algunas partes de la herramienta vendrían a ser inoperables, si la arena y los ripios del pozo entran en la cámara de gas.

La pistola deberá cargarse a una presión en exceso de la presión del pozo con CO₂, esto con el fin de prevenir la entrada de gases y ripios provenientes del pozo. Hay que tener en cuenta que los gases también contienen vapor de agua. Este vapor de agua empujara el vapor hacia la cara de la pistola, si esta no está a una presión por encima de la presión del pozo. Esta cantidad de agua puede causar corrosión y oxidación al mecanismo, además, los ripios y la arena impedirán a la válvula de disparo sellar apropiadamente permitiendo que el gas se fuge continuamente de cámara de la pistola cuando esta se conecte al pozo. Si esto ocurre, es necesario que la pistola se desmonte, se limpie y se vuelva a ensamblar.

Para desmontar la válvula de disparo, con la ayuda de la llave inglesa desenroscamos la tuerca ubicada en la parte superior de la nuez o coraza del solenoide como se muestra en la figura:

Figura 157. Ilustración del modo de desenroscar la tuerca de la coraza del solenoide



Fuente: Echometer Co.

Luego de soltar la tuerca, retiramos la nuez o coraza protectora del solenoide y desenroscamos la válvula de disparo.

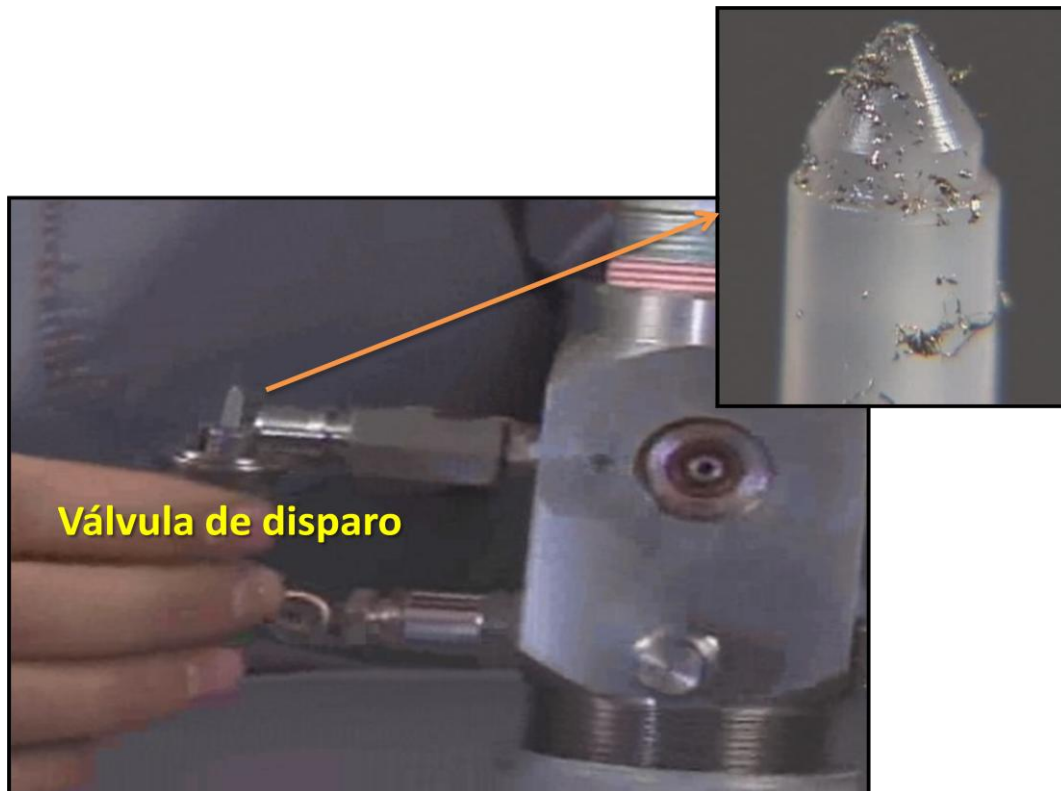
Se debe examinar visualmente la punta de la válvula de disparo, buscando residuos, cualquier residuo puede impedir a la válvula hacer un sello firme de gas en el asiento de esta; solo un grano de arena, un pedazo pequeño de metal, u otros residuos pueden ubicarse entre la válvula y el asiento e impedir un sello firme de aire.

Figura 158. Imagen del retiro de la coraza del solenoide



Fuente: Echometer Co.

Figura 159. Imagen de la válvula de disparo desmontada y completamente sucia



Fuente: Echometer Co.

La válvula debe ser limpiada para retirar la cantidad de sólidos, con la ayuda de un paño normal elaborado de un material que no suelte hilos ni motas, como se muestra en la siguiente ilustración:

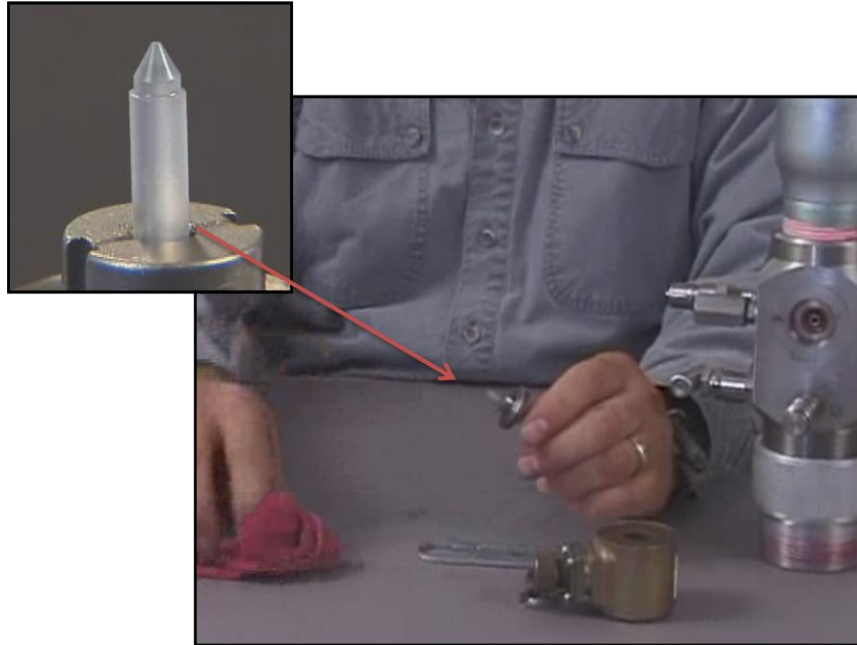
Figura 160. Imagen de la limpieza de la válvula de disparo



Fuente: Echometer Co.

La imagen presentada a continuación muestra la manera como la válvula de disparo queda totalmente limpia y libre de ripios o arenas provenientes del yacimiento.

Figura 161. Imagen de la válvula de disparo completamente limpia



Fuente: Echometer Co.

Una vez la válvula dardo este limpia, entonces re ensamble el solenoide.

Si la punta de la válvula dardo está dañada, reemplazarla. La válvula dardo se puede remover del embolo. Reemplace la válvula dardo con la nueva y re ensámblela al solenoide y ajuste con la llave inglesa.

Limpieza del orificio de alojamiento de la válvula de disparo. El orificio tiene 0,015 pulgadas de diámetro y se encuentra incrustado en la pistola.

El orificio de alojamiento de la válvula de disparo cuando se tapona con residuos debe ser limpiado ya que estos restringen el paso flujo del gas cuando se envía a presión desde la cámara hacia el pozo.

Para limpiar correctamente el orificio de alojamiento de la válvula de disparo es necesario primero que todo removerlo de la pistola, con la ayuda de las tenazas tal como se muestra en la figura:

Figura162. Imagen de la extracción de orificio de alojamiento con la ayuda de las pinzas



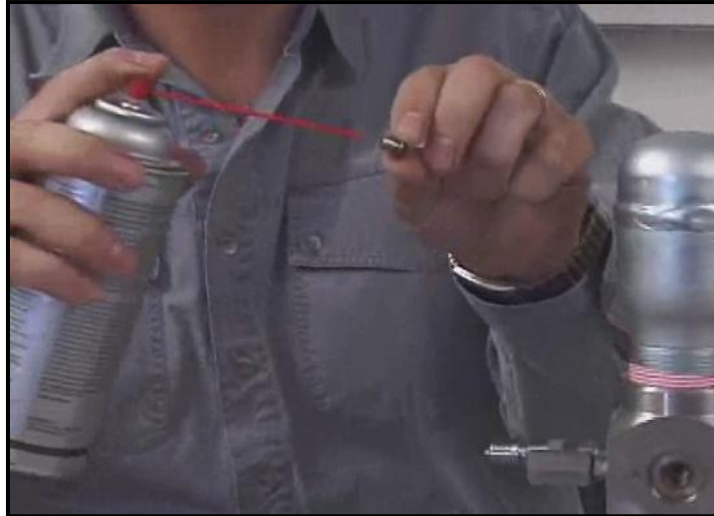
Fuente: Echometer Co.

Figura 163. Imagen de la extracción del orificio de alojamiento de la válvula de disparo



Fuente: Echometer Co.

Figura 164. Imagen de la limpieza del orificio de alojamiento de la válvula de disparo



Fuente: Echometer Co.

El líquido con que se limpia es el rociador WD 40 que es un limpiador dieléctrico de contactos. El orificio es removible y puede ser reemplazado por uno nuevo, sin embargo el orificio es normalmente fiable y libre de problemas.

Reemplazar los anillos de la válvula de gas. El síntoma de un escape de presión de gas, es mostrado por el medidor de presión cuando este no mantiene una presión positiva. El problema más probable es causado por el más pequeño de los anillos (WG 1700) de la válvula de gas.

Algún corte o desgaste en el anillo permite a la presión de gas fugarse a través de este, la solución para este problema es remover la válvula de gas y reemplazar el anillo.

El procedimiento para esto es explicado a continuación:

- Remueva la cámara de volumen para extraer la válvula de gas del orificio, para esto es necesario retirar el tornillo conocido por la serie WG 2556, este procedimiento es ilustrado con las siguientes imágenes:

Figura 165. Imagen del procedimiento de extracción de la válvula de gas



Fuente: Echometer Co.

Figura 166. Imagen de la extracción del tornillo WG 2556



Fuente: Echometer Co.

- Remueva la válvula de gas usando un destornillador.

Figura 167. Imagen de la extracción de la válvula de gas



Fuente: Echometer Co.

El más pequeño de los dos anillos es el que más trabaja y más sella, porque este encaja en el agujero en el fondo del alojamiento y es el sello de la cámara. La válvula de gas está continuamente trabajando arriba y abajo conforme la pistola de gas es disparada, así el pequeño anillo se desgasta demasiado.

Al Inspeccionar el anillo WG-1750 reemplácelo si está cortado o gastado, el anillo se muestra en la siguiente imagen:

Figura 168. Imagen de la válvula de gas



Fuente: Echometer Co.

Cuando la válvula de gas es removida, el lubricante o la grasa del anillo puede ser aplicada a los anillos. La lubricación ayuda a la válvula de gas a deslizarse más libremente y alarga la vida de los anillos.

Lubricar los anillos en la válvula de gas. Agregue una pequeña cantidad de lubricante alrededor de la válvula de gas incluso dentro de la pistola donde se aloja esta válvula, asegurándose que la cámara en su interior este limpia.

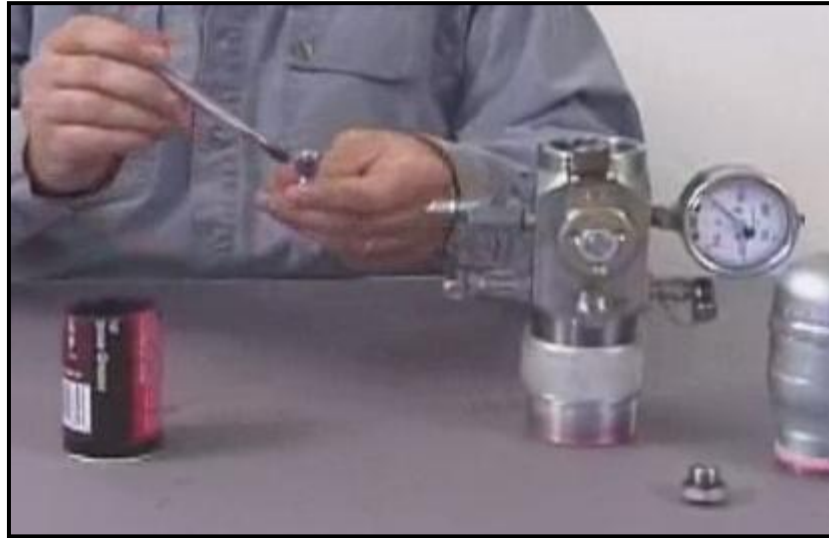
No es recomendable esperar largos periodos para hacer un mantenimiento de la válvula de gas. La falta de mantenimiento apropiado permitirá que los anillos u o-ring se sequen y la fricción puede prácticamente pegar la válvula de gas dentro de la pistola. Los anillos soportan suficiente fricción sobre las paredes de la pistola que si se tornan secos, pueden pegar la válvula e impedir la realización de la prueba acústica y de trasientes de presión.

Si se va a realizar una prueba de presión en pozo, la práctica recomendada es inspeccionar tanto la válvula de disparo como la válvula de gas antes de empezar la medición.

Luego de lubricar tanto la válvula de gas como el orificio donde esta se ubica procedemos a ensamblar nuevamente la pistola.

El procedimiento para la lubricación de la válvula de gas y el orificio de esta, es ilustrado con las siguientes imágenes:

Figura 169. Imagen de la extracción y lubricación de la válvula de gas



Fuente: Echometer Co.

Figura 170. Imagen de la aplicación de lubricante en el orificio de la válvula de gas



Fuente: Echometer Co.

Mantener los residuos fuera de la cubierta de conector de llenado del CO₂. Si hay presencia de residuos en la válvula de llenado, como sabemos estos pueden ocasionar fugas en la pistola, se recomienda limpiar y lubricar el núcleo de la válvula con aceite liviano o con el limpiador dieléctrico de contactos.

Se debe reemplazar la cubierta del conector de llenado si se encuentra averiado ya que el desgaste o el doblado de dicho tubo evitan que el CO₂ sea cargado en la cámara de la pistola. La solución es reemplazar la cubierta del conector de llenado.

Figura 171. Imagen del conector de llenado de gas



Fuente: Echometer Co.

El procedimiento consiste en remover la cubierta del conector de la valvula de llenado del gas y añadir el limpiador directamente en el núcleo de la válvula tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 172. Imagen de la extracción del Conector de llenado



Fuente: Echometer Co.

Cerciorarse que la válvula esté bien sujeto mientras el conector de llenado es removido.

Figura 173. Imagen de la válvula de carga de gas



Fuente: Echometer Co.

Figura 174. Imagen de la limpieza de la válvula de carga de gas



Fuente: Echometer Co.

Luego de la limpieza de la válvula de carga del gas se ensambla la pistola nuevamente.

6.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS TRANSDUCTORES

El transductor de presión que se use con el sistema de restauración es un instrumento de precisión. Por lo tanto se debe ser usar y mantener en buena condición. Las siguientes sugerencias se deben seguir para asegurar la máxima exactitud de la medida de los datos de presión:

- Proteja el transductor de presión de los rayos directos del sol y de la lluvia (use tubos de aislamiento de espuma)
- Proteja el transductor y los cables de vibraciones o movimientos
- No permita que los conectores de los cables se mojen

- Use baterías de buena calidad y mantenga una buena carga en las baterías.

En ambientes extremos (Canadá o el trópico) se aconseja colocar el Analizador de Pozo y la batería externa dentro de una caja aislada para protegerlos de las temperaturas extremas o humedades.

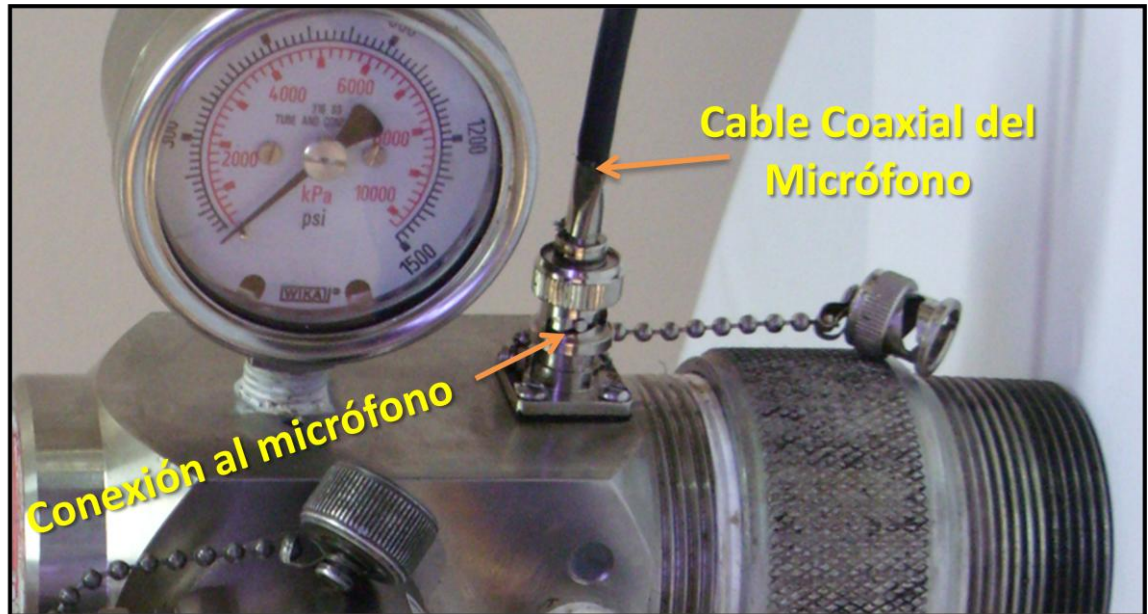
Para maximizar la precisión use un transductor de presión cuya lectura de escala completa este lo más cercana posible a la presión máxima esperada durante la prueba.

6.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS CABLES

Todos los conectores y cables se deben limpiar después de cada operación y mantenerlos en un lugar limpio y seco. Los cobertores de los conectores se deben reemplazar después de cada uso.

El cable interno del micrófono BNC de la pistola se puede dañar. Halando el conector BNC del micrófono demasiado fuerte, se puede romper el cable interno. Si el cable coaxial de la conexión al micrófono se torna pegado al conector del micrófono, no intentar soltarlo a tirones.

Figura 175. Imagen de la Conexión al micrófono



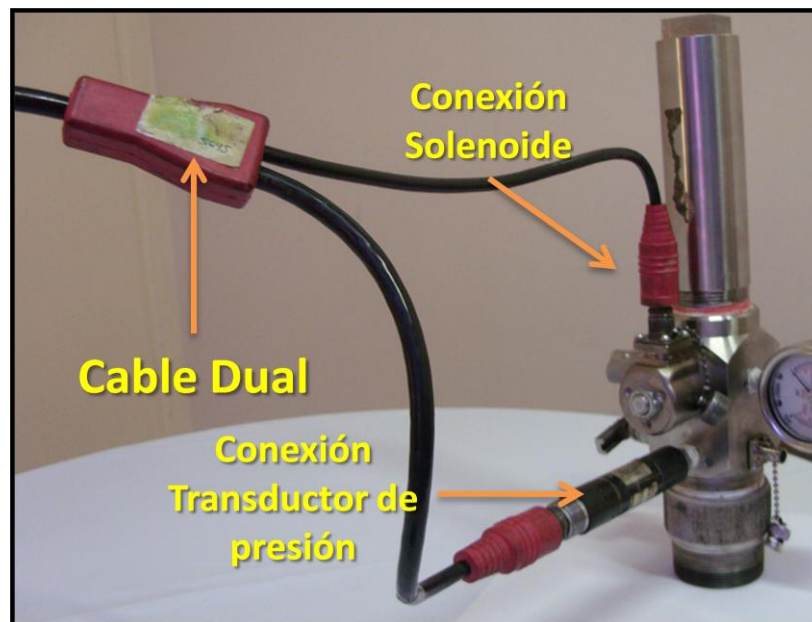
Fuente: Autores.

El micrófono no puede ser reparado en campo, no desmontar. Si algún tipo de fluido entra al micrófono este se dañara. Agua en suspensión causará inmediata falla en el micrófono si se permite que entre. Limpiar la parte inferior roscada de la pistola después de cada jornada de uso con un limpiador suave como el agua con detergente, el alcohol o un limpiador de contactos dieléctricos presurizado, que puede obtenerse en un almacén de suministros eléctricos.

Si se remueve el micrófono de la pistola, siempre reemplazar el anillo u o-ring con uno nuevo que encaje en la conexión eléctrica entre el micrófono y la pistola. Asegurarse de lubricar el anillo con el lubricante apropiado, grasa o aceite.

El cable coaxial del micrófono es el que presenta mayores inconvenientes, y dificultades a la hora de la adquisición de datos en las pruebas, sin embargo el cable Dual encargado de la conexión al solenoide y al transductor de presión a la vez sufre y presenta averías cuando se golpea fuertemente contra el piso, por esto se recomienda mantener siempre que sea posible este cable enrollado.

Figura 176. Imagen de las conexiones del cable Dual



Fuente: Autores.

6.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL COMPUTADOR

Instalar otras aplicaciones en el computador del Analizador de Pozo puede causar problemas cuando se adquieren datos. Siempre resulta en datos erróneos y/o operación errática para el Analizador de Pozo. Estos problemas se originan

porque los archivos config.sys y autoexec.bat se modifican al instalar programas diferentes. Si se presenta este problema, se recomienda re-instalar la versión original de estos archivos.

Los problemas más comunes que se presentan con el computador son los siguientes:

- El computador no prende. Asegurarse que las baterías estén cargadas. Cuando use el cargador AC asegúrese que el cable de potencia este bien conectado en el cargador. En algunos modelos es posible que un mal contacto evite que el cargador trabaje apropiadamente.
- Los programas del Analizador de Pozo han sido borrados del directorio TWM. Use el disco de instalación suministrado por Echometer Co. para cargar o actualizar todos los programas en el disco duro. Siga las instrucciones que aparecen en la pantalla cuando se ejecuta el programa de instalación.
- Los programas de análisis no corren o no responden. Revise que el computador este trabajando correctamente. Encienda el interruptor del Analizador de Pozo y espere que la luz verde aparezca en el panel del Analizador de Pozo antes de cargar los programas de Adquisición de datos.

El mantenimiento que se debe realizar al computador portátil, es el mismo que se debe realizar a un computador portátil comercial, es decir, para el óptimo funcionamiento del computador se recomienda:

No instalar programas que no se necesiten.

Mantener un buen antivirus activado que permita la eliminación de cualquier virus que ponga en riesgo la información y el desempeño correcto del equipo.

Mantener el equipo provisto de un material protector de polvo y evitar la manipulación de este con restos de crudo.

Tenga presente que el computador debe encenderse solo cuando el analizador indique que las baterías están completamente cargadas

6.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS BATERÍAS

La batería permanecerá tibia durante la carga y descarga, tenga en cuenta que el tiempo de vida depende de la demanda de potencia, comentarios tales como “2 horas” de batería se refieren a pruebas de laboratorio de uso simple del equipo. El uso de características y accesorios especiales demanda más potencia y disminuye el tiempo de trabajo de la batería. En el caso de computadores portátiles. las características que hacen que se consuma más potencia son el uso de unidad de CD o DVD u otras aplicaciones como programas que usan audio o música, al igual que la intensidad de brillo de la pantalla.

Para el desempeño correcto de las baterías tenga en cuenta que:

- La vida de la batería bajo condiciones normales puede ser tan larga como 1000 ciclos carga-descarga.
- Baterías nuevas requieren cuatro o cinco ciclos de carga-descarga antes de alcanzar su capacidad máxima.
- Las baterías níquel-cadmium del computador se deben almacenar máximo por un período de 2 o 3 años. Sin embargo, para mejores resultados deben ser cargadas periódicamente y almacenadas en un lugar fresco y seco.
- Las baterías selladas plomo-ácido pueden almacenarse por un periodo de 12 a 18 meses. Para mejores resultados se deben cargar después de 8 meses de almacenadas y almacenarlas en un lugar fresco y seco.

- Es normal que una batería se descargue durante el tiempo que esta almacenada. Siempre cargue la batería completamente antes de usarla si esta ha sido almacenada por más de una semana.
- La batería del computador se debe descargar y cargar completamente al menos una vez al mes.

La siguiente es una lista de procedimiento que ayudaran al mantenimiento de las baterías:

- Cargue antes de usar el equipo. Lea el manual del equipo para las instrucciones de carga. Use solamente el cargador que el equipo provee.
- Cuando no esté en uso por un periodo largo de tiempo, remueva las baterías del equipo y almacénelas en un lugar fresco y seco.
- No haga corto circuito en los terminales de la batería. Algunas baterías están protegidas con fusibles, luego un corto circuito puede causar un daño severo en la batería.
- Mantenga las baterías alejadas del fuego y no las incinere, estas pueden explotar.
- Bajo ninguna circunstancia destape la cubierta de la batería.
- No esponga la batería a la humedad o a la lluvia
- No bote, golpee o abuse de la batería, esta puede romperse y liberar electrolitos los cuales son corrosivos.

Para recargar las baterías tanto de la consola del analizador como la del computador portátil, el sistema cuenta con un cable para conectarse a la batería de 12 V de un vehículo a través del encendedor de cigarrillos. Este cable se usa para recargar las baterías mientras se maneja o para energizar el sistema en el campo durante pruebas de larga duración.

Figura 177. Imagen del cargador de corriente del vehículo



Fuente: Autores.

CONCLUSIONES

- Como herramienta de seguimiento de la producción de pozos, el analizador de pozos resulta ser una herramienta útil ya que no es necesario detener la producción del pozo para realizarle las pruebas acústicas ni dinamométrica, solo en la prueba de presión se debe detener la unidad de bombeo durante un lapso de tiempo que no resulta relevante y que no afecta la producción de pozo.
- Mientras no se cuente con los medio necesarios para implementar todas las operaciones que el equipo permite realizar, se estará desaprovechando la oportunidad de optimizar de mejor manera los equipos de levantamiento artificial así como un mejor seguimiento de la producción
- El personal operador del equipo debe concientizarse del riesgo que corren cuando no realizan las operaciones siguiendo el análisis de trabajo seguro, averiando y deteriorando los componentes del analizador de pozos mostrando por resultados datos incorrectos.
- El nuevo personal que necesite inducción en el manejo y mantenimiento el equipo, encontrará en esta investigación herramientas suficientes para realizar con éxito cualquier prueba, ya que el manual cuenta con una

metodología explícita apoyada en un material audio visual que lo guiará a través de todo el procedimiento.

- Después de realizar la toma de las diferentes pruebas en distintos campos petroleros de Colombia se concluye con una tabla donde se describe la correcta operación del equipo comparándola con el procedimiento que comúnmente realizan los operadores desconociendo que son incorrectas dichas prácticas.

RECOMENDACIONES

- En la elaboración de este trabajo de investigación la principal limitante que se presentó fue la disposición tanto del equipo técnico como el personal humano en la realización de otras pruebas que permiten un estudio y seguimiento más completo del pozo, estuvimos limitados al desarrollo de únicamente de 3 pruebas cuando es posible obtener datos de 4 pruebas más. estas pruebas son:

Prueba de Seguimiento del nivel.

Prueba de Adquisición general de datos.

Prueba de corriente y potencia del motor.

Prueba Plugger Lift.

Se recomienda la continuación de esta investigación desarrollando el análisis e interpretación de las pruebas mencionadas.

- La información acerca de la operación para el mantenimiento adecuado del equipo es limitada por la compañía creadora del equipo, es muy difícil encontrar por medio de otras fuentes información acerca de éste.

BIBLIOGRAFÍA

1. ECHOMETER, Company. Well analyzer and TWM Software, Operating Manual. 3 ed. Texas: 2008, pp.14-15.
2. WALKER, C.P;"Method of Determining Fluid Density, Fluid Pressure, and Production Capacity of Oil Wells, US. Patent N° 2, 161,7333 filed 26, 1937.
3. MCCOY, J.N, PODIO, A. L. and HUDDLESTON K. L. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure: SPE Formation Evaluation, September 1988, p 617
4. GILBERT, W.E., An Oil Well Pumping Dynagraph: API Drilling and Production Practice, 1936, pp.94-115.
5. FAGG, I.W, Dynamometer Charts And Well Weighing: Petroleum Transactions, AIME, Vol.189,1950,pp. 165-174.
6. PODIO Augusto, McCoy J.N, BECKER, Dieter, ROWLAN, Lynn and DRAKE, Bill Total Well Management II: Echometer Company, SPE 67273, March 2001.
7. MCCOY, J.N: Acoustic Determination of Bottomhole Pressure in Gas Lift Wells, Petroleum Engineer International, August 1976.

8. HORNE, Roland. Modern Well Test Analysis. Build Up Test. Chapter 2.
9. ESCOBAR, Freddy. Análisis Moderno De Presiones De Pozos: Pruebas de Ascenso de Presión. Neiva, 2003, p 17.
10. SALAS, Guillermo. Manual de interpretación de dinagramas. 3ª edición. Zulia: 1976, Cap 1.
11. TELLEZ, Mauricio, Revista Carta Petrolera: Segundo Aire a Casabe. Ed. 108, Abril-Mayo 2003.
12. CARDENAS, Jeniffer, Revista Carta Petrolera: Re-Producción de crudo en campo Cantagallo. Ed. 114, Abril-Mayo 2004.

ANEXOS

1. Analisis de trabajo seguro en la toma de datos acústicos y dinamométricos.

	ECOPETROL S.A.	ECP-DRI-F-034
	FORMATO DE ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO - ATS	RAM:
	VICEPRESIDENCIA:	FECHA (dd/mm/aa)
	PRODUCCIÓN	Elaboración:
	GERENCIA: <u>REGIONAL MAGDALENA MEDIO</u>	02/06/2008
<small>Consulte el Instructivo para Análisis de Riesgos ECP-DRI-I-003</small>		Aplicación:
PLANTA Y/O LUGAR: Pozos Campo Casabe.		Desde:
EQUIPO OBJETO DEL TRABAJO: Unidad de bombeo		05/01/2009
TRABAJO A REALIZAR: Toma de nivel y dinagrama		Hasta:
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS: Echometer, llave expansiva, llave boca fija, camioneta.		30/06/2009

SECUENCIA ORDENADA DE PASOS (Procedimiento)		PELIGRO (Fuente o Situación)	CONSECUENCIAS	CONTROLES REQUERIDOS (Preventivos, Protectivos y Reactivos)	CARGO RESPONSABLE						
A	Realizar movilización de personal y equipo en Campo	1 Tránsito vehicular en carretera.	1.1 Golpes, lesiones múltiples, fracturas, Heridas, Contusiones, Muerte. Daño en Equipos.	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; vertical-align: top;">1.1.1</td> <td>Reunión preoperacional: difusión de las actividades a desarrollar, los riesgos y controles durante la operación, y el plan de evacuación médica en caso de emergencia.</td> <td style="text-align: center; vertical-align: top;">Técnico de operaciones</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; vertical-align: top;">1.1.2</td> <td>Manejo preventivo: advertir, prever condiciones y actos inseguros durante la</td> <td style="text-align: center; vertical-align: top;">Técnico de operaciones</td> </tr> </table>	1.1.1	Reunión preoperacional: difusión de las actividades a desarrollar, los riesgos y controles durante la operación, y el plan de evacuación médica en caso de emergencia.	Técnico de operaciones	1.1.2	Manejo preventivo: advertir, prever condiciones y actos inseguros durante la	Técnico de operaciones	
1.1.1	Reunión preoperacional: difusión de las actividades a desarrollar, los riesgos y controles durante la operación, y el plan de evacuación médica en caso de emergencia.	Técnico de operaciones									
1.1.2	Manejo preventivo: advertir, prever condiciones y actos inseguros durante la	Técnico de operaciones									

						conducción con el fin de tomar las medidas necesarias para evitar situaciones no deseadas.	
						1.1.3 Evitar colocar las manos en sitios de atrapamiento, como las puertas de los vehículos.	Técnico de operaciones
						1.1.4 Gerenciamiento de viajes: inspección del vehículo, verificación del estado físico y anímico del conductor, verificación del estado de la vía y las condiciones de seguridad física.	Técnico de operaciones
						1.1.5 Respetar normas de tránsito reglamentarias, preventivas e informativas. No exceder los límites de velocidad de 60 km en carretera y 30 km dentro del municipio.	Técnico de operaciones
						1.1.6 Ubicar camioneta paralelamente a la dirección de la unidad de bombeo	Técnico de operaciones

						mecánico.	
						1.1.7	Uso de cinturón de seguridad por parte de todos los pasajeros. Técnico de operaciones
						1.1.8	Póliza de Seguro Obligatorio contra Accidentes de Tránsito. Contratista
						1.1.9	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia. Técnico de operaciones
		2	Emisiones de gases provenientes de proceso de combustión interna del vehículo.	2.1	Contaminación atmosférica por HC, NOx y CO.	2.1.1	Revisión técnico mecánica al día. Contratista
						2.1.2	Certificado de gases vigente. Contratista
						2.1.3	Mantenimiento correctivo Contratista
		3	Consumo de combustibles: ACPM.	3.1	Agotamiento de los recursos naturales, calentamiento global.	3.1.1	Revisión técnico mecánica al día. Contratista
						3.1.2	Certificado de gases vigente. Contratista
						3.1.3	Mantenimiento correctivo. Contratista
		4	Chispa generada al encender vehículo	4.1	Incendio-Explosión de vehículo. Quemaduras en personal de campo	4.1.1	Mantener encendido el vehículo mientras se realizan las pruebas Técnico de operaciones
						4.1.2	Mantener una distancia prudencial entre el vehículo y el cabezal en pozos que Técnico de operaciones

					manejen alto gas			
B	Instalar y desinstalar pistola para la toma del nivel del pozo.	1	Superficies lisas, húmedas, obstruidas o sin rejillas.	1.1	Caidas	1.1.1 1	Revisión de la locación, entorno y estado de los equipos del área en donde se va a operar: presencia de rejillas, condiciones de las válvulas, profundidad del contrapozo.	Técnico de operaciones
						1.1.2	Orden y aseo en el área de trabajo	Técnico de operaciones
						1.1.3	Evitar los cuatro estados generadores de errores. (Prisa, frustración, fatiga, complacencia).	Técnico de operaciones
						1.1.4	Mantener las manos y el cuerpo lejos de las partes en movimiento.	Técnico de operaciones
						1.1.5	No realizar la toma del nivel sin la presencia de rejillas cuando el pozo supere una Profundidad de 30 cm.	Técnico de operaciones
						1.1.6	Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de la pistola, incrementado o el cuidado	Técnico de operaciones

						cuando no haya rejilla.					
						1.1.7 Uso de botas de seguridad con suela antideslizante.	Técnico de operaciones				
						1.1.8 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Contratista/Técnico de operaciones				
		2	Gases provenientes del pozo y sustancias químicas líquidas.	2.1	Irritaciones, afecciones al Sistema respiratorio, náuseas, infecciones, cefalea, mareo, cáncer.	2.1.1 Revisión de la locación, entorno y estado de las válvulas de bloqueo.	Técnico de operaciones				
						2.1.2 Cerrar válvula del anular.	Técnico de operaciones				
						2.1.3 Conocer hoja de seguridad de las sustancias.	Técnico de operaciones				
						2.1.4 Uso de mascarilla contra vapores orgánicos, guantes, gafas, braga, botas.	Técnico de operaciones				
						2.1.5 Disponer de kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones				
B	Instalar y desinstalar pistola para la toma del nivel del pozo.					3	Exposición a flora, animales y microorganismos.	3.1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamientos.	3.1.1 Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales. Si se detecta la presencia	Técnico de operaciones

				to, muerte.		de animales en el área, no se realiza la operación.	
						3.1.2 Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
						3.1.3 Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
						4.1.1 Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
						4.1.2 Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
						4.1.3 Disponer de Kit de primeros auxilios activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		4	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	4,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.		
						5.1.1 Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
		5	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica	5,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	5.1.2 Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
						5.1.3 Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones

	6	Manipulación de material, equipos y herramienta.	6.1	Golpes, fracturas, contusiones, cortaduras, machucones.	6.1.1	Inspección previa a la operación de los equipos y herramientas a utilizar.	Técnico de operaciones
					6.1.2	Uso de overol, casco, gafas, guantes y botas de seguridad.	Técnico de operaciones
					6.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	7	Proyección de partículas	7,1	Lesión ocular.	7.1.1	Revisión de válvulas.	Técnico de operaciones
					7.1.2	Uso gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
					7.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	8	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	8.1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	8.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones
					8.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
					8.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
9	Generación de residuos no	9.1	Contaminación del suelo y el agua,	9.1.1	Uso racional de los materiales disponibles	Técnico de operaciones	

			peligrosos: plástico, papel.		alteración del paisaje.		para la operación.	
						9.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones
						9.1.3	Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones
						10.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
		10	Generación de residuos peligrosos: trapo impregnado de producto.	10.1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	10.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa gris (material contaminado de hidrocarburo).	Técnico de operaciones
						10.1.3	Disposición final adecuada de los residuos especiales generados.	Técnico de operaciones
C	Generar pulso acústico para la toma del nivel.	1	Exposición a flora, animales y microorganismos.	1,1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamientos.	1.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales. Si se detecta la presencia	Técnico de operaciones

			to, muerte.		de animales en el área, no se realiza la operación.	
					1.1. 2 Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
					1.1. 3 Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
2	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	2,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	2.1. 1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
				2.1. 2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				2.1. 3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
3	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	3,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	3.1. 1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
				3.1. 2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				3.1. 3	Suministro de sales de hidratación oral.	Técnico de operaciones
4	Posturas inadecuadas	4,1	Afección del sistema	4.1. 1	Higiene postural.	Técnico de operaciones

			de trabajo, posturas prolongadas de pie.		osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	4.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
						4.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		5	Generación de residuos no peligrosos: plástico, papel.	5,1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	5.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
						5.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones
						5.1.3	Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones
D	Instalar y desinstalar grapas en la barra lisa.	1	Superficies lisas, húmedas, obstruidas o sin rejillas.	1.1	Golpes, lesiones múltiples, fracturas, heridas, contusiones.	1.1.1	Revisión de la locación, entorno y estado de los equipos del área en donde se va a operar: presencia de rejillas, profundidad del contrapozo.	Técnico de operaciones
						1.1.2	Orden y aseo en el área de trabajo	Técnico de operaciones

					1.1.3	Evitar los cuatro estados generadores de errores. (Prisa, frustración, fatiga, complacencia).	Técnico de operaciones
					1.1.4	Mantener las manos y el cuerpo lejos de las partes en movimiento.	Técnico de operaciones
					1.1.5	No realizar la toma del nivel sin la presencia de rejillas cuando el pozo supere una Profundidad de 30 cm.	Técnico de operaciones
					1.1.6	Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de la pistola, incrementado el cuidado cuando no haya rejilla.	Técnico de operaciones
					1.1.7	Uso de botas de seguridad con suela antideslizante.	Técnico de operaciones
					1.1.8	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	2	Exposición a flora, animales y microorganismos.	2.1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones	2.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales.	Técnico de operaciones

			en la piel, intoxicaciones, envenenamiento, muerte.	Si se detecta la presencia de animales en el área, no se realiza la operación.	
				2.1.2 Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				2.1.3 Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	3	Instalaciones eléctricas en mal estado	3.1	Electrocución, arritmias, quemaduras, conato de incendio.	
				3.1.1 Verificar el buen estado de la caja eléctrica de la unidad de bombeo antes de su manipulación. Si la caja eléctrica está en mal estado no se realiza la labor.	Técnico de operaciones
				3.1.2 Uso de casco dieléctrico, botas dieléctricas.	Técnico de operaciones
				3.1.3 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	4	Mecanismos en movimiento	4,1	Atrapamientos, golpes, contusiones, heridas, amputaciones.	
				4.1.1 Desenergizar y frenar la unidad de bombeo antes de instalar las	Técnico de operaciones

					grapas en la barra lisa. Si la caja eléctrica y el freno de la unidad están en mal estado no se realiza la operación.	
					4.1.2 Verificar puntos de pellizco y aplastamiento o antes de instalar las grapas.	Técnico de operaciones
					4.1.3 Comunicación permanente con el compañero de trabajo.	Técnico de operaciones
					4.1.4 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
5	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	5,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	5.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
				5.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				5.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
6	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	6.1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	6.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
				6.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular,	Técnico de operaciones

					descanso de 5 a 15 min.	
					6.1.3 Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones
7	Manipulación de material, equipos y herramienta.	7,1	Golpes, fracturas, contusiones, cortaduras, machucones.	7.1.1	Inspección de equipos y herramientas.	Técnico de operaciones
				7.1.2	Uso de overol, casco, gafas, guantes y botas de seguridad.	Técnico de operaciones
				7.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
8	Proyección de partículas	8.1	Lesión ocular.	8.1.1	Revisión de válvulas.	Técnico de operaciones
				8.1.2	Uso de gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				8.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
9	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	9.1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	9.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones
				9.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				9.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones

					10.1 .1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones	
		1 0	Generación de residuos sólidos no peligrosos: plástico y papel.	10. 1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	10.1 .2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones
						10.1 .3	Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones
						11.1 .1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
		1 1	Generación de residuos peligrosos: trapo impregnado de producto.	11, 1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	11.1 .2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa gris (material contaminado de hidrocarburo).	Técnico de operaciones
						11.1 .3	Disposición final adecuada de los residuos especiales generados.	Técnico de operaciones
E	Instalar o desinstalar celda o PRT en la barra lisa.	1	Superficies lisas, húmedas, obstruidas, a desnivel o sin rejillas.	1.1	Golpes, caídas, lesiones múltiples, fracturas, heridas, contusiones.	1.1. 1	Revisión de la locación, entorno y estado de los equipos del área en donde se va a operar:	Técnico de operaciones

	presencia de rejillas, profundidad del contrapozo.	
1.1.2	Orden y aseo en el área de trabajo	Técnico de operaciones
1.1.3	Evitar los cuatro estados generadores de errores. (Prisa, frustración, fatiga, complacencia).	Técnico de operaciones
1.1.4	Mantener las manos y el cuerpo lejos de las partes en movimiento.	Técnico de operaciones
1.1.5	No realizar la toma del nivel sin la presencia de rejillas cuando el pozo supere una Profundidad de 30 cm.	Técnico de operaciones
1.1.6	Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de la pistola, incrementado o el cuidado cuando no haya rejilla.	Técnico de operaciones
1.1.7	Uso de botas de seguridad con suela antideslizante.	Técnico de operaciones
1.1.8	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en	Técnico de operaciones

					caso de emergencia.	
2	Exposición a flora, animales y microorganismos.	2.1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamiento, muerte.	2.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales.	Técnico de operaciones
				2.1.2	Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				2.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
3	Mecanismos en movimiento	3.1	Atrapamientos, golpes, contusiones, heridas, amputaciones.	3.1.1	Desenergizar y frenar la unidad de bombeo antes de instalar las grapas en la barra lisa.	Técnico de operaciones
				3.1.2	Verificar puntos de pellizco y aplastamiento antes de instalar las grapas.	Técnico de operaciones
				3.1.3	Comunicación permanente con el compañero de trabajo.	Técnico de operaciones
				3.1.4	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
4	Exposición a radiaciones no ionizantes:	4,1	Deshidratación, estrés térmico,	4.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones

		rayos UV.		lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	4.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
					4.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
5	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	5,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	5.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones	
				5.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones	
				5.1.3	Suministro de sales de hidratación oral.	Técnico de operaciones	
6	Manipulación de material, equipos y herramientas.	6.1	Golpes, fracturas, contusiones, cortaduras, machucones.	6.1.1	Inspección de equipos y herramientas.	Técnico de operaciones	
				6.1.2	Uso de overol, casco, gafas, guantes y botas de seguridad.	Técnico de operaciones	
				6.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones	
7	Proyección de partículas	7,1	Lesión ocular.	7.1.1	Revisión de válvulas.	Técnico de operaciones	
				7.1.2	Uso de gafas de seguridad.	Técnico de operaciones	
				7.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y	Técnico de operaciones	

						activar Medevac en caso de emergencia.		
		8	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	8.1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	8.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones
	8.1.2					Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones	
	8.1.3					Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones	
		9	Generación de residuos peligrosos: trapo impregnado de producto.	9.1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	9.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
	9.1.2					Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa gris (material contaminado de hidrocarburo).	Técnico de operaciones	
	9.1.3					Disposición final adecuada de los residuos especiales generados.	Técnico de operaciones	
F	Realizar medición de la carga de la unidad para la toma del dinagrama.	1	Exposición a flora, animales y microorganismos.	1,1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamiento, muerte.	1.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales.	Técnico de operaciones
						1.1.2	Uso de botas, overol manga larga,	Técnico de operaciones

						guantes, gafas de seguridad.	
						1.1. 3 Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		2	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	2,1	Deshidratación , estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimient o o modificación del tejido. Cambios retinales. Cancer de piel.	2.1. 1 Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
						2.1. 2 Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
						2.1. 3 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
F	Realizar medición de la carga de la unidad para la toma del dinagrama.	3	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	3,1	Quemaduras , deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	3.1. 1 Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
						3.1. 2 Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
						3.1. 3 Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones
		4	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	4,1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	4.1. 1 Higiene postural.	Técnico de operaciones
						4.1. 2 Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones

					4.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones	
					5.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones	
		5	Generación de residuos no peligrosos: plástico, papel.	5,1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	5.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos : bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones
					5.1.3	Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones	

EQUIPO QUE ELABORA EL ATS			
Nombre	Registro o CC	Cargo	Firma
Adriana Marcela Mendez	37,722,329	Analista	
Luis Eduardo Quiroga Mancilla	13,541,789	Técnico de Echometer	
Rafael Ignacio Molina Ricardo	13,881,849	Técnico de Echometer	
Alex Maria Rodriguez	91,448,031	Técnico de Echometer	
Rafael Eduardo Martínez Pérez	91,449,751	Auxiliar de Echometer	
Oscar Guzmán Menco	91,324,333	Auxiliar de Echometer	
Pedro Elias Rincon	5,727,439	Auxiliar de Echometer	
Olga Patricia Ortiz	63,482,198	Coordinador HSE	
Paola Andrea De Sales Bastos	63,551,931	Analista	
Rafael Garcia Chavez	13,887,441	Auxiliar de	

		Echometer	
APROBACIÓN		Fecha Aprobación (dd/mm/aa):	
Nombre	Registro	Cargo	Firma
Jorge Luis Serrano		Interventor	
DIFUNDIDO A:			
Nombre	Registro o CC	Cargo	Firma
Adriana Marcela Mendez	37,722,329	Ingeniera	
Luís Eduardo Quiroga Mancilla	13,541,789	Analista	
Rafael Ignacio Molina Ricardo	13,881,849	Técnico de Echometer	
Alex Maria Rodriguez	91,448,031	Técnico de Echometer	
Rafael Eduardo Martínez Pérez	91,449,751	Auxiliar de Echometer	
Oscar Guzmán Menco	91,324,333	Auxiliar de Echometer	
Pedro Elias Rincon	5,727,439	Auxiliar de Echometer	
Paola Andrea De Sales Bastos	63,551,931	Analista	
Rafael Garcia Chavez	13,887,441	Auxiliar de Echometer	
Olga Patricia Ortiz	63,482,198	Coordinad or HSE	

**Actualización 03,
Febrero 24
de 2009**

2. Análisis de trabajo seguro para espaciamento y manipulación del equipo.

	ECOPETROL S.A. FORMATO DE ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO – ATS VICEPRESIDENCIA: PRODUCCIÓN GERENCIA: REGIONAL MAGDALENA MEDIO		ECP-DRI-F 034	M
	RAM:		FECHA (dd/mm/aa)	
PLANTA Y/O LUGAR: Pozos Campo Casabe.		Elaboración:		02/06/2008
EQUIPO OBJETO DEL TRABAJO: Unidad de bombeo		Aplicación:		Desde:
TRABAJO A REALIZAR: Espaciamento de pozos y dinagrama		Hasta:		05/01/2009
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS: Echometer, llave expansiva, llave boca fija, camioneta.				30/06/2009

SECUENCIA ORDENADA DE PASOS (Procedimiento)	PELIGRO (Fuente o Situación)	CONSECUENCI AS	CONTROLES REQUERIDOS (Preventivos, Protectivos y Reactivos)	CARGO RESPONSABLE
A Realizar movilización de personal y equipo en Campo	1 Tránsito vehicular en carretera.	1.1 Golpes, lesiones múltiples, fracturas, Heridas, Contusiones, Muerte. Daño en Equipos.	1.1. 1 Reunión preoperacional : difusión de las actividades a desarrollar, los riesgos y controles durante la operación, y el plan de evacuación médica en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
			1.1. 2 Manejo preventivo: advertir, prever condiciones y actos inseguros durante la	Técnico de operaciones

--	--	--	--

	conducción con el fin de tomar las medidas necesarias para evitar situaciones no deseadas.	
1.1. 3	Evitar colocar las manos en sitios de atrapamiento, como las puertas de los vehículos.	Técnico de operaciones
1.1. 4	Gerenciamiento de viajes: inspección del vehículo, verificación del estado físico y anímico del conductor, verificación del estado de la vía y las condiciones de seguridad física.	Técnico de operaciones
1.1. 5	Respetar normas de tránsito reglamentarias, preventivas e informativas. No exceder los límites de velocidad de 60 km en carretera y 30 km dentro del municipio.	Técnico de operaciones
1.1. 6	Ubicar camioneta paralelamente a la dirección de la unidad de bombeo mecánico.	Técnico de operaciones
1.1. 7	Uso de cinturón de seguridad por parte de todos los pasajeros.	Técnico de operaciones
1.1. 8	Póliza de Seguro Obligatorio contra Accidentes de	Contratista

						Tránsito.	
						1.1.9 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		2	Emisiones de gases provenientes de proceso de combustión interna del vehículo.	2.1	Contaminación atmosférica por HC, NOx y CO.	2.1.1 Revisión técnico mecánica al día.	Contratista
						2.1.2 Certificado de gases vigente.	Contratista
						2.1.3 Mantenimiento correctivo	Contratista
		3	Consumo de combustibles: ACPM.	3,1	Agotamiento de los recursos naturales, calentamiento global.	3.1.1 Revisión técnico mecánica al día.	Contratista
						3.1.2 Certificado de gases vigente.	Contratista
						3.1.3 Mantenimiento correctivo.	Contratista
		4	Chispa generada al encender vehículo	4.1	Incendio- Explosión de vehículo. Quemaduras en personal de campo	4.1.1 Mantener encendido el vehículo mientras se realizan las pruebas	Técnico de operaciones
						4.1.2 Mantener una distancia prudencial entre el vehículo y el cabezal en pozos que manejen alto gas	Técnico de operaciones
B	Instalar y desinstalar pistola para la toma del nivel del pozo.	1	Superficies lisas, húmedas, obstruidas o sin rejillas.	1.1	Golpes, lesiones múltiples, fracturas, heridas, contusiones.	1.1.1 Revisión de la locación, entorno y estado de los equipos del área en donde se va a operar: presencia de rejillas, condiciones de las	Técnico de operaciones

					válvulas, profundidad del contrapozo.	
					1.1.2 Orden y aseo en el área de trabajo	Técnico de operaciones
					1.1.3 Evitar los cuatro estados generadores de errores. (Prisa, frustración, fatiga, complacencia)	Técnico de operaciones
					1.1.4 Mantener las manos y el cuerpo lejos de las partes en movimiento.	Técnico de operaciones
					1.1.5 No realizar la toma del nivel sin la presencia de rejillas cuando el pozo supere una Profundidad de 30 cm.	Técnico de operaciones
					1.1.6 Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de la pistola, incrementado el cuidado cuando no haya rejilla.	Técnico de operaciones
					1.1.7 Uso de botas de seguridad con suela antideslizante.	Técnico de operaciones
					1.1.8 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Contratista/Técnico de operaciones
	2	Gases provenientes del pozo y sustancias	2.1	Irritaciones, afecciones al Sistema respiratorio,	2.1.1 Revisión de la locación, entorno y estado de las	Técnico de operaciones

			químicas líquidas.		náuseas, infecciones, cefalea, mareo, cáncer.		válvulas de bloqueo.	
						2.1.2	Cerrar válvula del anular.	Técnico de operaciones
						2.1.3	Conocer hoja de seguridad de las sustancias.	Técnico de operaciones
						2.1.4	Uso de mascarilla contra vapores orgánicos, guantes, gafas, braga, botas.	Técnico de operaciones
						2.1.5	Disponer de kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
B	Instalar y desinstalar pistola para la toma del nivel del pozo.	3	Exposición a flora, animales y microorganismos.	3.1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamiento, muerte.	3.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales. Si se detecta la presencia de animales en el área, no se realiza la operación.	Técnico de operaciones
						3.1.2	Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad. Casco	Técnico de operaciones
						3.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		4	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	4.1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento.	4.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
						4.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones

			o o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	4.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
5	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica	5,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	5.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
				5.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				5.1.3	Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones
6	Manipulación de material, equipos y herramienta.	6.1	Golpes, fracturas, contusiones, cortaduras, machucones.	6.1.1	Inspección previa a la operación de los equipos y herramientas a utilizar.	Técnico de operaciones
				6.1.2	Uso de overol, casco, gafas, guantes y botas de seguridad.	Técnico de operaciones
				6.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
7	Proyección de partículas	7,1	Lesión ocular.	7.1.1	Revisión de válvulas.	Técnico de operaciones
				7.1.2	Uso gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				7.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
8	Posturas inadecuadas de trabajo,	8.1	Afección del sistema osteomuscular	8.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones

		posturas prolongadas de pie.		r y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	8.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
					8.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	9	Generación de residuos no peligrosos: plástico, papel.	9.1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	9.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
9.1.2					Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos: bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones	
9.1.3					Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones	
	10	Generación de residuos peligrosos: trapo impregnado de producto.	10.1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	10.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
10.1.2					Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos: bolsa gris (material contaminado de hidrocarburo).	Técnico de operaciones	
10.1.3					Disposición final adecuada	Técnico de operaciones	

						de los residuos especiales generados.		
C	Generar pulso acústico para la toma del nivel.	1	Exposición a flora, animales y microorganismos.	1,1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamiento, muerte.	1.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales. Si se detecta la presencia de animales en el área, no se realiza la operación.	Técnico de operaciones
						1.1.2	Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad. Casco	Técnico de operaciones
						1.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antifúngico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		2	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	2,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	2.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
						2.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
						2.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		3	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	3,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	3.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
						3.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones

					3.1. 3	Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones	
		4	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	4,1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	4.1. 1	Higiene postural.	Técnico de operaciones
	4.1. 2					Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones	
	4.1. 3					Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones	
		5	Generación de residuos no peligrosos: plástico, papel.	5,1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	5.1. 1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
	5.1. 2					Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos: bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones	
	5.1. 3					Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones	
D	Instalar y desinstalar grapas en la barra lisa.	1	Superficies lisas, húmedas, obstruidas o sin rejillas.	1.1	Golpes, lesiones múltiples, fracturas, heridas, contusiones.	1.1. 1	Revisión de la locación, entorno y estado de los equipos del área en donde se va a operar: presencia de rejillas, profundidad del contrapozo.	Técnico de operaciones

				1.1. 2	Orden y aseo en el área de trabajo	Técnico de operaciones
				1.1. 3	Evitar los cuatro estados generadores de errores. (Prisa, frustración, fatiga, complacencia)	Técnico de operaciones
				1.1. 4	Mantener las manos y el cuerpo lejos de las partes en movimiento.	Técnico de operaciones
				1.1. 5	No hacer espaciamiento sin la presencia de rejillas cuando el pozo supere una profundidad de 30 cm	Técnico de operaciones
				1.1. 6	Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de las grapas, incrementado el cuidado cuando no haya rejilla.	Técnico de operaciones
				1.1. 7	Uso de botas de seguridad con suela antideslizante.	Técnico de operaciones
				1.1. 8	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	2	Exposición a flora, animales y microorganismos.	2.1		Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel,	
				2.1. 1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales. Si se detecta la presencia de animales en el área, no	Técnico de operaciones

			intoxicaciones , envenenamiento, muerte.		se realiza la operación.	
					2.1.2 Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
					2.1.3 Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
3	Instalaciones eléctricas en mal estado	3.1	Electrocución, arritmias, quemaduras, conato de incendio.	3.1.1	Verificar el buen estado de la caja eléctrica de la unidad de bombeo antes de su manipulación. Si la caja eléctrica está en mal estado no se realiza la labor.	Técnico de operaciones
				3.1.2	Uso de casco dieléctrico, botas dieléctricas.	Técnico de operaciones
				3.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
4	Mecanismos en movimiento	4,1	Atrapamientos, golpes, contusiones, heridas, amputaciones .	4.1.1	Desenergizar y frenar la unidad de bombeo antes de instalar las grapas en la barra lisa. Si la caja eléctrica y el freno de la unidad están en mal estado no se realiza la operación.	Técnico de operaciones
				4.1.2	Verificar puntos de pellizco y aplastamiento	Técnico de operaciones

					antes de instalar las grapas.	
					4.1.3 Comunicación permanente con el compañero de trabajo.	Técnico de operaciones
					4.1.4 Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
5	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	5,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	5.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
				5.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad. Casco	Técnico de operaciones
				5.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
6	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	6,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	6.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
				6.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				6.1.3	Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones
7	Manipulación de material, equipos y herramienta.	7,1	Golpes, fracturas, contusiones, cortaduras, machucones.	7.1.1	Inspección de equipos y herramientas.	Técnico de operaciones
				7.1.2	Uso de overol, casco, gafas, guantes y botas de seguridad.	Técnico de operaciones
				7.1.3	Disponer de Kit de primeros	Técnico de operaciones

					auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	
8	Proyección de partículas	8.1	Lesión ocular.	8.1.1	Revisión de válvulas.	Técnico de operaciones
				8.1.2	Uso de gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				8.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
9	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	9.1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	9.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones
				9.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				9.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
10	Generación de residuos sólidos no peligrosos: plástico y papel.	10.1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	10.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
				10.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos: bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones
				10.1.3	Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos	Técnico de operaciones

				1.1.5	No realizar la toma del nivel sin la presencia de rejillas cuando el pozo supere una Profundidad de 30 cm.	Técnico de operaciones
				1.1.6	Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de la pistola, incrementado el cuidado cuando no haya rejilla.	Técnico de operaciones
				1.1.7	Uso de botas de seguridad con suela antideslizante.	Técnico de operaciones
				1.1.8	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
	2	Exposición a flora, animales y microorganismos.	2.1	2.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales.	Técnico de operaciones
2.1.2				Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones	
2.1.3				Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones	
	3	Mecanismos en movimiento	3.1	3.1.1	Desenergizar y frenar la unidad de bombeo antes de instalar las grapas en la barra lisa.	Técnico de operaciones

				3.1.2	Verificar puntos de pellizco y aplastamiento antes de instalar las grapas.	Técnico de operaciones
				3.1.3	Comunicación permanente con el compañero de trabajo.	Técnico de operaciones
				3.1.4	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
4	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	4,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	4.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
				4.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				4.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
5	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	5,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	5.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
				5.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				5.1.3	Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones
6	Manipulación de material, equipos y herramienta.	6.1	Golpes, fracturas, contusiones, cortaduras, machucones.	6.1.1	Inspección de equipos y herramientas.	Técnico de operaciones
				6.1.2	Uso de overol, casco, gafas, guantes y botas de seguridad.	Técnico de operaciones

				6.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
7	Proyección de partículas	7,1	Lesión ocular.	7.1.1	Revisión de válvulas.	Técnico de operaciones
				7.1.2	Uso gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
				7.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
8	Posturas inadecuadas de trabajo, posturas prolongadas de pie.	8.1	Afección del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	8.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones
				8.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
				8.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
9	Generación de residuos peligrosos: trapo impregnado de producto.	9.1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	9.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
				9.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos: bolsa gris (material contaminado de hidrocarburo).	Técnico de operaciones
				9.1.3	Disposición final adecuada de los	Técnico de operaciones

						residuos especiales generados.		
F	Instalar o desinstalar para quitar o poner golpe a la bomba.	1	Exposición a flora, animales y microorganismos.	1,1	Infecciones, problemas respiratorios, alergias, enfermedades infectocontagiosas, lesiones en la piel, intoxicaciones, envenenamiento, muerte.	1.1.1	Revisión de la locación y entorno verificando la no presencia de animales.	Técnico de operaciones
						1.1.2	Uso de botas, overol manga larga, guantes, gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
						1.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios, suero antiofídico y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
		2	Exposición a radiaciones no ionizantes: rayos UV.	2,1	Deshidratación, estrés térmico, lesiones en la piel, insolación, endurecimiento o modificación del tejido. Cambios retinales. Cáncer de piel.	2.1.1	Uso de bloqueador solar.	Técnico de operaciones
						2.1.2	Uso de overol manga larga y gafas de seguridad.	Técnico de operaciones
						2.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
F	Realizar medición de la carga de la unidad para la toma del dinagrama.	3	Exposición a radiaciones no ionizantes: térmica.	3,1	Quemaduras, deshidratación, estrés térmico, desgaste físico.	3.1.1	Hidratación permanente con agua apta para consumo humano.	Técnico de operaciones
						3.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
						3.1.3	Suministro de sales hidratación oral.	Técnico de operaciones
		4	Posturas inadecuadas	4,1	Afección del sistema	4.1.1	Higiene postural.	Técnico de operaciones

		de trabajo, posturas prolongadas de pie.		osteomuscular y circulatorio, agotamiento, estrés, pérdida de la capacidad física.	4.1.2	Pausas activas: cambio de postura, estiramiento muscular, descanso de 5 a 15 min.	Técnico de operaciones
					4.1.3	Disponer de Kit de primeros auxilios y activar Medevac en caso de emergencia.	Técnico de operaciones
					5.1.1	Uso racional de los materiales disponibles para la operación.	Técnico de operaciones
	5	Generación de residuos no peligrosos: plástico, papel.	5,1	Contaminación del suelo y el agua, alteración del paisaje.	5.1.2	Segregación en la fuente de acuerdo al código de colores establecidos: bolsa verde (material reciclable), bolsa negra (material no reciclable).	Técnico de operaciones
					5.1.3	Disposición final adecuada en relleno sanitario de los residuos generados.	Técnico de operaciones

EQUIPO QUE ELABORA EL ATS			
Nombre	Registro o CC	Cargo	Firma
Adriana Marcela Mendez	37,722,329	Ingeniera	
Luís Eduardo Quiroga Mancilla	13,541,789	Analista	
Rafael Ignacio Molina Ricardo	13,881,849	Técnico de Echometer	
Alex Maria Rodriguez	91,448,031	Técnico de Echometer	
Paola Andrea De Sales Bastos	63,551,931	Analista	
Rafael Garcia Chavez	13,887,441	Auxiliar de Echometer	
Rafael Eduardo Martínez Pérez	91,449,751	Auxiliar de Echometer	

Pedro Elias Rincon	5,727,439	Auxiliar de Echometer	
APROBACIÓN			Fecha Aprobación (dd/mm/aa):
Nombre	Registro	Cargo	Firma
Jorge Luis Serrano		Interventor	
DIFUNDIDO A:			
Nombre	Registro o CC	Cargo	Firma
Adriana Marcela Mendez	37,722,329	Ingeniera	
Luís Eduardo Quiroga Mancilla	13,541,789	Analista	
Rafael Ignacio Molina Ricardo	13,881,849	Técnico de Echometer	
Alex Maria Rodriguez	91,448,031	Técnico de Echometer	
Rafael Eduardo Martínez Pérez	91,449,751	Auxiliar de Echometer	
Oscar Guzmán Menco	91,324,333	Auxiliar de Echometer	
Pedro Elias Rincon	5,727,439	Auxiliar de Echometer	
Paola Andrea De Sales Bastos	63,551,931	Analista	
Rafael Garcia Chavez	13,887,441	Auxiliar de Echometer	
Olga Patricia Ortiz	63,482,198	Coordinador HSE	

Actualización 03, Febrero 24 de 2009