

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS SARTAS DE BOMBEO MECÁNICO  
DEL ÁREA LA CIRA-INFANTAS UTILIZANDO EL SOFTWARE TWM**

**LUIS EDUARDO QUIROGA MANCILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS SARTAS DE BOMBEO MECÁNICO  
DEL ÁREA LA CIRA-INFANTAS UTILIZANDO EL SOFTWARE TWM**

**LUIS EDUARDO QUIROGA MANCILLA**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**JULIO CESAR PÉREZ ANGULO  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## **DEDICATORIA**

A Dios que es mi fortaleza día a día.

A mis padres especialmente a doña Bernarda quien con su esfuerzo y comprensión fue mi apoyo en los momentos difíciles.

A mis hermanas Marcela y Beatriz gracias por su apoyo moral.

A mis amigos quienes a pesar de las circunstancias me brindaron su verdadera amistad día a día.

L.E.Q

## **AGRADECIMIENTOS**

El Autor manifiesta sus agradecimientos a:

El Ing. Willington Gelves por su asesoría y enseñanza de forma incondicional y desinteresada.

Al Padrino Julio Periel Castro por ser mi profesor en campo.

Al Ing. Julio Cesar Pérez Angulo por la oportunidad de darme a conocer en la industria petrolera a través del CIGP.

A la Empresa GOS por las oportunidades de trabajo ofrecidas en la industria.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	1
1. CARACTERIZACIÓN DE LOS CAMPOS LA CIRA-INFANTAS .....	3
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA EXTRACCION DE CRUDO PARA EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS .....	3
1.2 LOCALIZACION.....	5
1.3 DATOS PUNTUALES DE PRODUCCION.....	7
1.3.1 Campo Infantas.....	7
1.3.2 Campo La Cira.....	7
1.4 GEOLOGÍA.....	10
1.4.1 Estructural.....	10
1.4.2 Estratigrafía .....	12
1.4.3 Ambiente de depositación.....	13
1.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO .....	15
1.6 HISTORIA DE PRODUCCION.....	17
1.6.1 Campo Infantas.....	18
1.6.2 Campo la Cira.....	18
1.7 POTENCIAL DEL AREA.....	20
1.7.1 Para la secuencia del terciario .....	21

1.7.2 Para la secuencia del cretáceo .....	21
2. CONSIDERACIONES ACERCA DEL SOFTWARE ANALIZADOR DE POZO .....	25
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SOFTWARE .....	26
2.1.1 Programas .....	27
2.1.2 Uso del teclado y del ratón externo.....	27
2.2 AMBIENTE.....	28
2.2.1 La barra del menú .....	28
2.2.2 La barra del dialogo .....	30
2.2.3 El área de las secciones .....	30
2.3 TOTAL WELL MANAGEMENT .....	31
2.3.1 Metodología.....	31
2.3.2 Inspección básica .....	32
2.3.3 Análisis detallado del funcionamiento.....	39
2.3.4 Índice de productividad .....	39
2.3.5 Carga mecánica sobre varillas y unidad de bombeo .....	40
2.3.6 Reporte de análisis .....	44
2.3.7 Estudio de optimización de diseño.....	44
2.3.8 Estudio de sensibilidad .....	45
2.3.9 Análisis económico.....	46
2.3.10 Implementación y verificación del diseño optimizado .....	47
2.3.11 Resumen del análisis de un pozo .....	47
2.3.12 Compromiso con el software TWM.....	58

2.4 TRABAJO EN CAMPO .....	59
2.4.1 Operación del estudio acústico .....	59
2.4.2 Operación del estudio dinámico en el pozo.....	62
3. CARTAS TÍPICAS DINAMOMÉTRICAS Y CÁLCULO ACÚSTICO DEL NIVEL DE FLUIDO.....	67
3.1 CARTA DINAMOMÉTRICA.....	67
3.1.1 Cartas generalizadas de los diferentes problemas presentados en los pozos.....	68
3.2 REGISTRO ACÚSTICO.....	89
3.2.1 Relación del tiempo acústico y la profundidad del pozo .....	90
3.2.2 Análisis del nivel del líquido .....	90
3.2.3 Detección de anomalías.....	97
3.2.4 Análisis de desempeño del pozo .....	99
4. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA CIRA-INFANTAS A TRAVES DEL USO DEL TWM .....	116
4.1 GOLPE DE FLUIDO .....	117
4.1.1 Recomendaciones .....	119
4.2 INTERFERENCIA DE GAS.....	121
4.2.1 Recomendaciones .....	124
4.3 PISTÓN MAL ESPACIADO .....	126
4.3.1 Recomendaciones .....	128
4.4 MAL FUNCIONAMIENTO DE LA VALVULA VIAJERA.....	130
4.4.1 Recomendaciones. ....	133
4.5 MAL FUNCIONAMIENTO DE LA VALVULA FIJA .....	135
4.5.1 Recomendaciones .....	141

4.6 BOMBA BLOQUEADA POR GAS .....	141
4.6.1 Recomendaciones .....	146
4.7 VARILLA PARTIDA.....	149
4.7.1 Recomendaciones .....	153
4.8 CASOS ESPECIALES .....	155
4.8.1 Bomba afectada por parafinas .....	155
4.8.2 Bomba afectada por arena.....	157
6. CONCLUSIONES.....	158
7. RECOMENDACIONES.....	159
BIBLIOGRAFÍA.....	160
ANEXO.....	162

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización de los campos la Cira-Infantas .....	6
Figura 2. Áreas de división de los campos la Cira-infantas .....	9
Figura 3. Columna estratigráfica .....	13
Figura 4. Tipo braided presentando apilamiento de canales (zona C)-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005 .....	14
Figura 5. Registro tipo .....	16
Figura 6. Historia de producción .....	18
Figura 7. Identificación de estructuras .....	22
Figura 8. Mapa estructural tope formación la Luna .....	22
Figura 9. Ambiente del TWM .....	29
Figura 10. Datos de identificación de un pozo .....	32
Figura 11. Datos del equipo de superficie .....	33
Figura 12. Datos del equipo de subsuelo .....	33
Figura 13. Datos de las condiciones del pozo .....	34
Figura 14. Resultados de una prueba acústica .....	35
Figura 15. Carta dinamométrica de la bomba .....	36
Figura 16. Evaluación del desempeño de las válvulas .....	37
Figura 17. Utilización del IPR de Vogel en los cálculos .....	40
Figura 18. Diagrama modificado de Goodman .....	41

Figura 19. Análisis de torques y carga	43
Figura 20. Datos de identificación del 903	48
Figura 21. Datos del equipo de superficie del pozo LC 0903	48
Figura 22. Datos de subsuelo del pozo LC 0903	49
Figura 23. Datos de las condiciones del pozo LC 0903	49
Figura 24. Selección del nivel de fluido del pozo LC 0903	50
Figura 25. Determinación de la profundidad	50
Figura 26. Resultados de la prueba acústica realizada al pozo LC 0903	51
Figura 27. Conteo de las juntas de la tubería de producción del pozo LC 0903	51
Figura 28. Carta dinamométrica del pozo LC 0903	52
Figura 29. Prueba de válvulas del pozo LC 0903	53
Figura 30. Prueba del recorrido del pistón del pozo LC 0903	55
Figura 31. Registro de cargas y torques del pozo LC 0903	56
Figura 32. Diagrama modificado de Goodman del pozo LC 0903	57
Figura 33. Parámetros que influyen en el análisis dinamométrico	67
Figura 34. Representación grafica de un llenado normal de bomba	68
Figura 35. Carta dinamométrica de un llenado normal de bomba con tubería anclada	69
Figura 36. Representación grafica de un llenado normal de bomba con tubería no anclada.	70
Figura 37. Carta dinamométrica de un llenado normal de bomba con tubería no anclada	70
Figura 38. Tubería anclada	71
Figura 39. Tubería no anclada	71

Figura 40. Carta dinamométrica de f	válvula viajera .....	72
Figura 41. Prueba de válvulas (Válvi	con fuga) .....	73
Figura 42. Comparación de los cálculos y pérdidas de una válvula viajera con fuga.....		73
Figura 43. Tubería anclada .....		74
Figura 44. Tubería no anclada .....		75
Figura 45. Carta dinamométrica de fuga en la válvula fija .....		75
Figura 46. Prueba de válvulas (Válvula fija con fuga) .....		76
Figura 47. Tubería anclada .....		76
Figura 48. Tubería no anclada .....		77
Figura 49. Carta dinamométrica de un golpe de fluido .....		77
Figura 50. Tubería anclada .....		78
Figura 51. Tubería no anclada .....		78
Figura 52. Carta dinamométrica de interferencia de gas .....		79
Figura 53. Tubería anclada .....		80
Figura 54. Tubería no anclada .....		80
Figura 55. Carta dinamométrica de un pistón mal espaciado .....		81
Figura 56. Representación grafica de una bomba gastada .....		81
Figura 57. Representación grafica de demora en el cerrado de la válvula viajera .....		82
Figura 58. Representación grafica de mal funcionamiento del ancla de tubería....		82
Figura 59. Representación grafica de carga extra en la caja de empaques .....		83
Figura 60. Representación grafica de una bomba bloqueada por gas.....		83

Figura 61. Carta dinamométrica de bloqueo por gas .....	85
Figura 62. Representación grafica de .....ida.....	85
Figura 63. Carta dinamométrica de tu .....	86
Figura 64. Carta dinamométrica de hueco en el barril de la bomba.....	87
Figura 65. Prueba de válvulas típica de hueco en el barril de la bomba .....	88
Figura 66. Carta dinamométrica de una bomba atorada o pegada.....	88
Figura 67. Descripción grafica de un registro acústico .....	91
Figura 68. Datos de subsuelo del pozo la Cira 1214 .....	92
Figura 69. Datos de condiciones del pozo la Cira 1214.....	92
Figura 70. Selección del nivel de fluido del pozo la Cira 1214 .....	93
Figura 71. Calculo de la profundidad por velocidad acústica del pozo LC 1214....	95
Figura 72. Corto build up realizado al pozo la Cira 1214 .....	96
Figura 73. Calculo de presiones y nivel del pozo la Cira 1214 .....	97
Figura 74. Carta dinamométrica de tubería rota .....	98
Figura 75. Carta acústica donde se detalla una anomalía de importancia.....	98
Figura 76. Dato de las condiciones del pozo Ocelote 1 .....	107
Figura 77. Selección del nivel de fluido del pozo Ocelote 1.....	107
Figura 78. Calculo de profundidad del nivel de fluido del pozo Ocelote 1.....	108
Figura 79. Corta prueba de PBU realizada al pozo Ocelote 1 .....	108
Figura 80. Resultado de la prueba acústica realizada al pozo Ocelote 1 .....	109
Figura 81. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1030 (octubre 18/2006).....	118
Figura 82. Nivel acústico del pozo la Cira 1030 (octubre 18/2006).....	119
Figura 83. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1030 (octubre 21/2006).....	120

Figura 84. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1030 (diciembre 4/2006).....	121
Figura 85. Carta dinamométrica del pozo la Cira 0166 (diciembre 5/2006).....	122
Figura 86. Nivel acústico del pozo la Cira 0166 (diciembre 5/2006).....	123
Figura 87. Carta dinamométrica del pozo Infantas 0166 (diciembre 11/2006).....	124
Figura 88. Nivel acústico del pozo Infantas 0166 (diciembre 11/2006).....	126
Figura 89. Carta dinamométrica del pozo Infantas I4IJ2 (28 de sept/2006).....	127
Figura 90. Funcionamiento del pistón del pozo Infantas I4IJ2 (28 de sept/2006)	128
Figura 91. Carta dinamométrica del pozo Infantas I4IJ2 (13 de octubre/ 2006) ..	129
Figura 92. Funcionamiento del pistón del pozo Infantas I4IJ2 (13 de octu/2006).....	130
Figura 93. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1666 (29 de agosto/2006).....	131
Figura 94. Prueba de válvulas del pozo la Cira 1666 (29 de agosto/2006).....	132
Figura 95. Registro acústico del pozo la Cira 1666 (29 de agosto/2006).....	132
Figura 96. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1666 (20 de diciembre/2006) ..	133
Figura 97. Prueba de válvulas del Pozo La Cira 1666 (20 de diciembre/2006) ...	134
Figura 98. Nivel acústico del pozo La Cira 1666 (20 de diciembre/2006).....	135
Figura 99. Carta dinamométrica del Pozo la Cira 1176 (16 de agosto/2006) .....	136
Figura 100. Prueba de válvulas del Pozo la Cira 1176 (16 de agosto/2006) .....	138
Figura 101. Carta dinamométrica del pozo La Cira 1176 (26 de sept/ 2006).....	138
Figura 102. Prueba de válvulas del pozo la Cira 1176 (26 de sept/2006).....	139
Figura 103. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1176 (23 de octubre/2006)...	139
Figura 104. Prueba de válvulas del pozo la Cira 1176 (23 de octubre/2006) ....	140
Figura 105. Carta dinamométrica del pozo la Cira I4IP4 (12 de octubre/2006) ...	142

Figura 106. Prueba de válvulas del pozo la Cira I4IP4 (12 de octubre/2006) .....	143
Figura 107. Nivel acústico del pozo I4 (12 de octubre/2006) .....	145
Figura 108. Pbu de 10 minutos al pozo I4IP4 (12 de octubre/2006) .....	145
Figura 109. Carta dinamométrica del pozo la Cira I4IP4 (19 de octubre/2006) ..	146
Figura 110. Prueba de válvulas del Pozo La Cira I4IP4 (19 de octubre/2006) ....	147
Figura 111. Nivel acústico del pozo la Cira I4IP4 (19 de octubre/2006) .....	147
Figura 112. Pbu de 10 minutos al pozo la Cira I4IP4 (19 de octubre/2006).....	148
Figura 113. Carta dinamométrica del Pozo La Cira 1112 (19 de nov/ 2006) .....	151
Figura 114. Prueba de válvulas del pozo La Cira 1112 (19 de noviembre/ 2006)	152
Figura 115. Nivel acústico del pozo La CIRA 1112 (19 de noviembre del 2006)	152
Figura 116. Carta dinamométrica del Pozo La Cira 1112 (12 de diciembre/2006) .....	153
Figura 117. Prueba de válvulas del pozo La Cira 1112(12 de diciembre/2006)..	154
Figura 118. Nivel acústico del pozo La Cira 1112 (12 de diciembre/2006).....	155
Figura 119. Carta dinamométrica de un pozo afectado por parafinas .....	156
Figura 120. Carta dinamométrica de una bomba afectada por arena.....	157

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tabla de decisión.....	38
Tabla 2. Análisis de trabajo seguro (registro acústico) .....	60
Tabla 3. Análisis de trabajo seguro (registro dinamométrico) .....	63
Tabla 4. Datos del pozo Ocelote 1 .....	106
Tabla 5. Datos calculados de la prueba acústica realizada al pozo Ocelote 1115	
Tabla 6. Datos del pozo la Cira 1030.....	118
Tabla 7. Datos del pozo Infantas 0166 .....	122
Tabla 8. Datos del pozo Infantas I4IJ2.....	127
Tabla 9. Datos del pozo la Cira 1666.....	131
Tabla 10. Datos del pozo la Cira 1176.....	135
Tabla 11. Datos del pozo la Cira I4IP4 .....	141
Tabla 12. Datos del pozo la Cira 1112.....	149

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Propiedades de yacimiento del área la Cira-Infantas.....	15
Cuadro 2. Propiedades del fluido del área la Cira-Infantas.....	17
Cuadro 3. Reservas estimadas del área la Cira-Infantas.....	17
Cuadro 4. Pozos productores e inyectores activos del área la Cira-Infantas....	19
Cuadro 5. Historia de producción del área la Cira-Infantas .....	19
Cuadro 6. Capacidad de almacenamiento del área la Cira-Infantas.....	20
Cuadro 7. Prospecto de las posibles reservas Play 1 en el área la Cira-Infantas. ....	23
Cuadro 8. Prospecto de las posibles reservas Play 2 en el área la Cifra-Infantas. ....	24
Cuadro 9. Prospecto de las posibles reservas del área (Terciario y Cretáceo)	24

## ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Desplazamiento de la bomba $Db(B/D)$ .....	163
Anexo B. Carga máxima sobre la barra lisa (PPRL).....	164
Anexo C. Carga mínima sobre la barra lisa (MPRL) .....	165
Anexo D. Carga máxima sobre la bomba (PPUMPL) .....	166
Anexo E. Carga mínima sobre la bomba (MPUMPL) .....	167
Anexo F. Contrabalanceo ideal (Cb) .....	168
Anexo G. Torque de la caja reductora $\tau$ (lbf-pulg) .....	169
Anexo H. Gravedad específica del crudo ( $G_e$ ) .....	170
Anexo I. Porcentaje de líquido (% líquido) .....	171
Anexo J. Flujo de gas en el anular (Q) .....	172
Anexo K. Cálculo de presión y temperatura pseudo crítica.....	173
Anexo L. Cálculo del factor de compresibilidad (Z) .....	174
Anexo M. Cálculo de la presión en la columna de gas .....	175
Anexo N. Cálculo de los gradientes de aceite y agua .....	176
Anexo O. Cálculo de la fracción efectiva de aceite.....	177
Anexo P. Índice de productividad de Vogel .....	178

## GLOSARIO

**ADMINISTRADOR COMPLETO DE POZO ( Total Well Management):** consiste de herramientas y un software para la toma, análisis e interpretación de registros acústicos y dinamométricos.

**ALMACENAMIENTO ( Afterflow):** periodo después del cierre de un pozo en el cual los datos de análisis de la prueba de presión son enmascarados.

**CARRERA COMPLETA DE LA SARTA DE VARILLA ( Stroke):** consiste en un ciclo completo de bombeo, una carrera ascendente y una carrera descendente.

**PRESION DINAMICA DEL POZO ( Producing Bottom-Hole Pressure):** consiste en la presión que presenta el pozo a la profundidad media de perforaciones cuando esta en funcionamiento la unidad de bombeo.

**PRESION ESTATICA DEL POZO ( Static Bottom-Hole Pressure) :** consiste en la máxima presión que puede aportar la formacion después de considerado tiempo de cierre.

**TRANSDUCTOR DE BARRA LISA ( Polished Rod Transducer) :** consiste en una herramienta especial para la toma de pruebas dinamométricas, va instalada por debajo del carrier bar, origina cartas dinamométricas a través del cambio de diámetro que experimenta la barra lisa durante los ciclos de bombeo.

**TRANSDUCTOR HERRADURA ( Horseshoe Transducer):** consiste en una herramienta especial para la toma de pruebas dinamométricas, va instalada entre el carrier bar y la grapa fija de la sarta de varillas, origina cartas dinamométricas a través de la medición de cargas en la sarta de varillas y la bomba.

**VIAJE EFECTIVO DEL PISTON ( Effective Plunger Travel):** consiste en el desplazamiento efectivo que realiza el pistón durante un ciclo de bombeo.

**VIAJE MÁXIMO DEL PISTON ( Maximun Plunger Travel) :** consiste en el desplazamiento que puede alcanzar el pistón sin tener en cuenta ninguna anomalía o problema en la bomba.

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS SARTAS DE BOMBEO MECÁNICO DEL ÁREA LA CIRA-INFANTAS UTILIZANDO EL SOFTWARE TWM\***

**AUTOR: LUIS EDUARDO QUIROGA MANCILLA\*\***

**PALABRAS CLAVES: analizador de pozo, nivel de fluido, carta dinamométrica, unidad de bombeo, campo la cira-infantas**

### DESCRIPCIÓN

La bonanza petrolera de los últimos meses, reflejada en los altos precios del barril del petróleo ha motivado a las empresas productoras de crudo a solucionar en el menor tiempo posible aquellos inconvenientes que afectan la operatividad de los sistemas de levantamiento artificial en pro de lograr la mayor recuperación de crudo posible.

El método de levantamiento artificial mas utilizado es el Bombeo Mecanico, el cual esta sometido constantemente a altas cargas y tensiones que reducen considerablemente su eficiencia. Por tanto es necesario tener a disposición un mecanismo que en poco tiempo y de manera segura determine los inconvenientes que presentan dichas unidades.

El Administrador completo de pozo surge como ese procedimiento que en tan solo 45 minutos de pruebas da orientación, acerca de aquellos factores que no permiten el adecuado funcionamiento de las unidades de bombeo, con su empleo problemas como golpe de fluido, bloqueo por gas, mal espaciamiento de bomba, tubería rota, varilla partida entre otros pueden ser detectados y corregidos en el menor tiempo posible, además datos que describen el desempeño del pozo entre otros pueden ser conocidos por el operador del campo de manera oportuna.

En el presente trabajo, se trató de dar a conocer el procedimiento Administrador completo de pozo de la manera más sencilla, se logró a través de su uso, en el campo la CIRA-INFANTAS, la recuperación de producción en pozos que estaban trabajando a bajas eficiencias.

---

\*\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos, Director: Ing. Julio C. Pérez A.

## **ABSTRACT**

**TITLE: EVALUATING THE PERFORMANCE OF THE STRING PUMPING OF THE AREA CIRA-INFANTAS USING SOFTWARE TWM\***

**AUTHOR: LUIS EDUARDO QUIROGA MANCILLA\*\***

**KEYWORD: analyzer well, fluid level, pump card, pumping unit, CIRA-INFANTAS field.**

### **DESCRIPTION**

The oil bonanza in recent months, reflected in high prices of a barrel of oil has prompted companies producing crude oil to settle in the shortest time possible inconveniences those that affect the operation of artificial lift systems for achieving greater oil recovery possible.

The method of artificial lift pump is the most used mechanism, which is constantly subjected to high loads and stresses that reduce its efficiency. Therefore it is necessary to have available a mechanism which in a short time and safely identify those units which have drawbacks.

He emerges as well complete the procedure in just 45 minutes of evidence provides guidance on factors which do not allow the proper functioning of the pumping units, with their employment problems and blow fluid blockage gas, bad spacing pump, broken pipe, rod heading among others can be detected and corrected in the shortest possible time, plus data describing the performance of the well and others may be known by the operator of the field in a timely manner.

In the present paper, we tried to make the administrative procedure complete well the easiest way is achieved through its use in the field INFANTAS-CIRA, the recovery of production in wells that were working at low efficiencies.

---

\* Undergraduate Project

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Julio C. Pérez A

## INTRODUCCIÓN

Aún con el empleo de las tecnologías modernas, la dependencia que tiene el mundo en el petróleo para realizar las actividades diarias es muy alta, la barrera de los 100 dólares por barril fue superada, y esto solo es un indicio de que pasara mucho tiempo antes que la humanidad sea capaz de encontrar un recurso que brinde la capacidad energética que se consigue a través de la explotación de mencionado hidrocarburo.

Actualmente la industria petrolera busca una mayor producción de los pozos petroleros con un mínimo costo de operación, las tecnologías en el campo han avanzado y hoy en día se cuenta con un método de diagnóstico de análisis de cartas dinamométricas y niveles de fluidos que permiten al operador identificar aquellos pozos bombeados que tienen la capacidad de producir más aceite y están operando a reducidas eficiencias.

El método diagnóstico incorporando análisis computarizado de cartas dinamométricas fue empleado inicialmente en operaciones de producción en Venezuela, estados unidos y Canadá, la SHELL Canadá fue la primera en utilizar esta técnica en octubre de 1963, para mediados de 1966 aproximadamente 800 cartas de mas de 300 pozos en bombeo habían sido analizadas en el oeste de Canadá y la técnica se había convertido en algo indispensable para las operaciones de producción, el cálculo del nivel de fluido data de principios de la década de los 30, en esta época se utilizo exclusivamente para el calculo de sumergencia pero a medida que pasaron los años pruebas como cálculos de presiones y mediciones de caudales de gases fueron incorporados conjuntamente con el calculo de nivel. Hoy en día hay una metodología que permite adquirir datos de desempeño del pozo a través de niveles de fluido, pruebas de presiones, pruebas dinamométricas y pruebas de potencia, esta metodología es el software

“**TWM** (Administrador completo de pozo)”, que es presentado como un criterio para determinar causas de ineficiencia y cuyo objetivo es maximizar la producción y minimizar los costos operativos

Esta herramienta puede ser utilizada en la mayoría de sistemas de levantamiento artificial para la toma de registros acústicos. La metodología de empleo se resume en un dispositivo colocado en la cabeza del casing que graba reflejos de sonidos originado por anomalías detectadas por una señal acústica. Con un adecuado análisis se puede llevar un control adecuado de la sumergencia de la bomba y evitar que esta opere en condiciones inadecuadas. En el sistema de levantamiento mecánico, uno de los sistemas comúnmente mas usado en el ámbito mundial (empleado en el 59% de los pozos de Norteamérica y el 71% de los pozos restantes alrededor del mundo según datos del año 2000), esta herramienta cumple otra función especial, las cargas a las que esta sometida la bomba de subsuelo y la sarta de varillas calculadas a través del uso de un dispositivo ubicado entre la grapa y el portador de barra son plasmadas en cartas dinamométricas. Con el análisis adecuado de dichas cartas problemas como golpe de fluido, interferencia de gas, mal funcionamiento de válvulas, varilla partida entre otros pueden ser detectados y corregidos en un corto tiempo, y así la perdida de producción originada por fallas en el funcionamiento de la unidad de bombeo se limitara a la toma, análisis, interpretación y pronta ejecución de los correctivos para cada caso.

En este trabajo se presenta una descripción característica del yacimiento la Cira-Infantas, una leve explicación de la herramienta Echometer, y las generalidades del software TWM. Se empleo en conjunto la herramienta (aplicando el estudio acústico y dinamométrico) para tratar de solucionar los inconvenientes más comunes que se presentan en el funcionamiento de las unidades de bombeo de los pozos de mencionado campo.

## 1. CARACTERIZACIÓN DE LOS CAMPOS LA CIRA-INFANTAS

### 1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PARA EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS<sup>1</sup>

Cuando hablamos del campo La Cira-Infantas nos compenetramos en el principio de la industria petrolera en Colombia.

El nombre de Infantas, se remonta a 1563 cuando Gonzalo Jiménez de Quesada descubre los manaderos naturales de petróleo, que los indígenas utilizaban para mitigar el cansancio ungiéndolo en sus cuerpos. El conquistador llamó estas tierras así, en honor a las princesas herederas de la Casa Real de España.

A finales de 1904, el coronel José Joaquín Bohórquez, llega a esta región y encuentra un manadero natural de petróleo, el cual reconoce por su olor, y que al untar trapos y prenderlos emitían luz y humo, natural de dicho producto. Después de confirmar su existencia, se relaciona con Roberto de Mares y en junio de 1905 establecen verbalmente las bases para la explotación del campo, comprometiéndose este último, a conseguir la concesión ante el gobierno y el capital para financiar la obra.

De Mares, obtiene la concepción que lleva su nombre en Noviembre de 1905, declarando el gobierno su caducidad en Octubre de 1909 ante la no iniciación de las obras. Sin embargo, Roberto de Mares presentando pruebas de fuerza mayor, consigue nuevamente que se le adjudique la concepción en mayo 17 de 1915, posteriormente viaja a Estados Unidos y logra interesar a la **Tropical Oil Company**, quien inicia la explotación del campo en junio 24 de 1916.

---

<sup>1</sup> ECOPETROL, historia del origen del campo la CIRA-INFANTAS (2003)

Para el 23 de agosto de 1919 el gobierno concede permiso a Roberto de Mares para hacer el traspaso del contrato a la **Tropical Oil Company**, firmándose la correspondiente escritura en Bogotá, a los días siguientes.

El gobierno declara de esta forma el término de duración de la concesión, que según la cláusula del contrato sería de treinta años, contados desde la fecha en que se dio principio a los trabajos de explotación, es decir el 25 de agosto de 1921.

En 1926 bajo el transcurso de las duras faenas del ferrocarril los geólogos de la compañía notaron varios buzamientos discordantes y después de un minucioso estudio de la zona se descubrió el campo la Cira. El 9 de julio de 1926 se completa el primer pozo en este importante campo.

Debido a este nuevo descubrimiento se decide trasladar el campamento a un sitio equidistante a los dos campos, sitio al que se denominó “El Centro”.

Tuvieron que transcurrir 21 años desde que fue otorgada la concesión De Mares para que llegara el primer barril de petróleo crudo al puerto de exportación con destino a los mercados mundiales.

Con la construcción de un oleoducto que unió los campos de la concesión De Mares con la costa del Caribe se inició el primer bombeo de petróleo de crudo al puerto de Mamonal, cercano a Cartagena, el 10 de junio de 1926. El primer embarque de exportación, consistente en 88172 barriles de aceite, zarpo del mismo puerto el 3 de julio de 1926 a bordo del buque-tanque T.J.

Durante la explotación de la concesión de Mares y cuando Colombia ocupaba un lugar prominente en el panorama mundial de la industria petrolera, El Centro era uno de los campos mas conocidos y de mayor prestigio en el mundo.

Desde la perforación del pozo descubridor del campo en 1918, los yacimientos de Infantas y la Cira llegaron a verter durante el periodo de la concesión cerca del 80% de la producción de petróleo crudo en Colombia.

Del conjunto de 1224 pozos perforados hasta marzo de 1946, 1145 se encontraban en producción en aquel año, 447 localizados en Infantas y 698 en La Cira. Al momento de la reversión el total de pozos perforados llegaba a 1386 y los productores a 1036 con una rata promedio de 37500 barriles por día. La mayor producción anual de la compañía fue la de 1939, que llego a los 22112572 barriles. A partir de este año empezó a disminuir, reflejándose 1942 como el año de más baja producción (9335288 barriles).

Con la reversión al estado colombiano de la concesión De mares, el 25 de agosto de 1951 se dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos, que había sido creada en 1948 mediante la ley 165 de ese año.

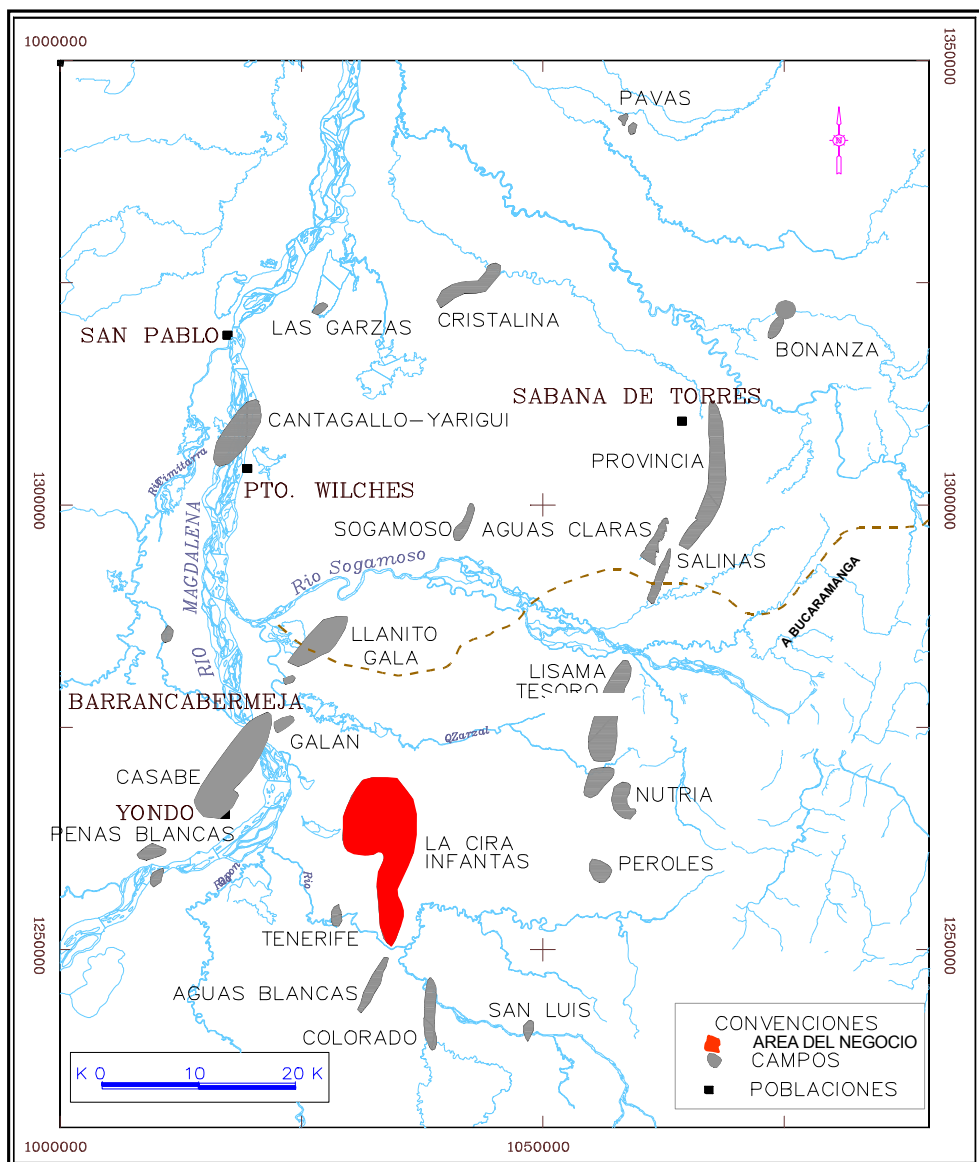
La naciente empresa asumió los activos revertidos de la **Tropical Oil Company** y emprendió actividades en la cadena del petróleo como una empresa industrial y comercial del estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburifero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporo su operación.

## **1.2 LOCALIZACIÓN**

Los Campos La Cira-Infantas se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río

Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km<sup>2</sup> y a una distancia de 22 Km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo estos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La localización de los campos es detallada en la figura 1.

Figura 1. Localización de los campos la Cira-Infantas



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

### **1.3 DATOS PUNTUALES DE PRODUCCIÓN**

**1.3.1 Campo Infantas.** El pozo descubridor del campo fue el Infantas 2, completado en abril de 1918. A finales de 1940, se habían perforado 437 pozos en zona "C", 32 en zona "B" y uno en zona "A". Durante el periodo de 1953 a 1957 Ecopetrol perforo 64 pozos adicionales, el espaciamiento promedio es de 11 acres. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se paso a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) el cual fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema actual de bombeo mecánico. La cantidad total de gas inyectado fue de 113870 millones de pies cúbicos. La máxima producción se alcanzo en 1927, con una tasa de 37900 bpd.

**1.3.2 Campo La Cira.** La perforación del anticlinal de La Cira comenzó en febrero de 1925, con el pozo LC -58 (completado en zona "A"). En este mismo año se descubre la zona "B" y las arenas "116" de la zona "A", mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y el completamiento del pozo LC-125 (Julio/26) se descubre la zona "C", que inicia con una tasa de 2350 BPD.

A finales de 1940 se habían perforado un total de 675 pozos: 610 en la zona "C", 37 en la zona "B" y 28 en la zona "A".

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona "B", suspendiéndose antes de cumplir un año, para reiniciarlo en 1931 y suspenderla en 1936, debido a las altas presiones y la falta de resultados concluyentes. En enero de 1929 se inyecta gas en la zona "A". En mayo 1930, se inició la inyección de gas en la zona "C" y se mantuvo a tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria. Esta se desarrollo principalmente en el área 02. En 1947 se suspende la perforación, habiéndose perforado 857 pozos. El espaciamiento promedio es de 14 acres.

El primer programa de inyección de agua en el campo La Cira se realizó entre 1946 y 1949, a través de siete pozos localizados en su periferia sobre el acuífero, en el sector del área 3W con el propósito de presurizar el yacimiento.

La distribución de las áreas de los campos es detallada en la figura 2.

En 1957, se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona "C" del campo la Cira, en un área de 280 acres, localizado en la parte central del área 3W. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W.

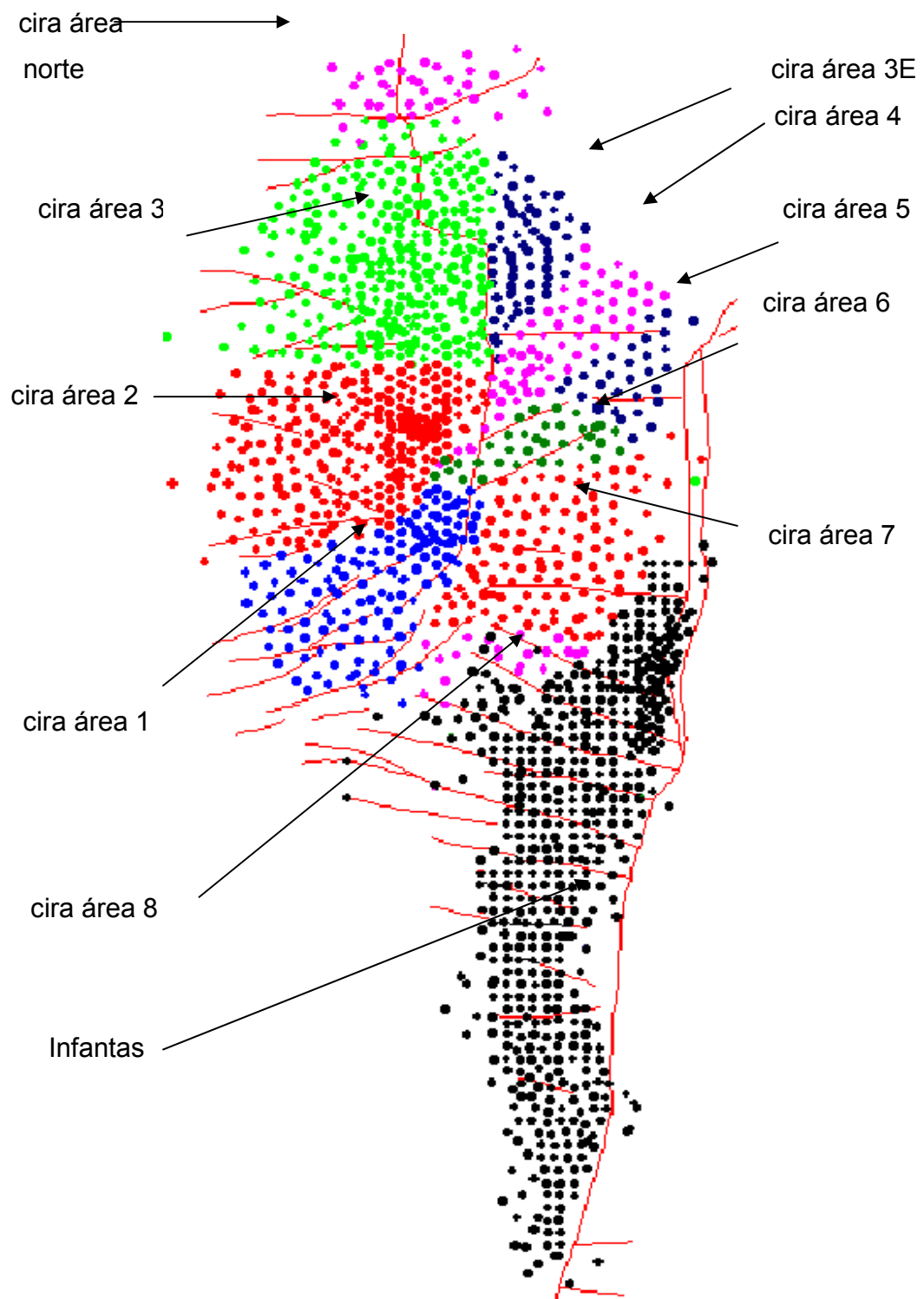
Durante los años de 1964 hasta comienzos de 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del Área La Cira Norte, considerando el pozo LC 1753 como el descubridor del área.

Ecopetrol ha realizado programas de inyección en Zona "A" (Arenas "58") en un sector del área 3W. Entre Febrero/73 y Mayo/77, se inyectaron 2.4 Mbbls de agua y se produjeron 56 Kbls secundarios. En noviembre/78 se reinicia la inyección en esta zona, el volumen de agua inyectado en esta segunda fase es de 6.3 Mbbls y la producción secundaria recuperada es de 375 Kbls. Este programa fue suspendido en septiembre de 1988.

En Zona "B": Se realizaron pilotos de inyección en las arenas "244", "13" y "La Cira" del área 3W que involucró como pozos productores centrales a: LC-892, LC-762, LC-853. La producción máxima del campo se obtuvo en 1939 con un valor de 53000 Bopd, el pico de producción secundaria se alcanzó en octubre de 1974, con una tasa de 11780 Bopd. con una tasa de inyección de 120300 Bwpd.

En la actualidad se han perforado en el área de la Cira - Infantas 1703 pozos (sin tomar en cuenta los nuevos pozos del convenio Oxy-Ecopetrol), de los cuales hay aproximadamente 513 productores, 98 inyectores de agua (82 activos), siendo actualmente la producción promedia de aceite de 7852 Bopd.

Figura 2. Áreas de división de los campos la Cira-infantas



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

## 1.4 GEOLOGÍA

Geológicamente los dos campos están ubicados en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo.

**1.4.1 Estructural.** Los campos la Cira-Infantas se encuentran geológicamente ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios que le han impreso su morfología actual.

Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "**backarc**" detrás de la zona de subducción andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la cordillera occidental al cratón suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea de los campos.

Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera oriental formaban parte de una gran cuenca de "**foreland**", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Terciaria. Y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca.

A continuación se hace una descripción general de cada uno de los campos:

**Campo Infantas.** La estructura del campo Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia aproximada de 12 Km con un ancho de 2-2.5 Km

El anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y un desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la falla de Infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de falla de Infantas es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cierre (plunge).

En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental. La falla de Infantas buza hacia el Este con un ángulo entre 45° y 70° y es evidenciada en superficie por la presencia de resumaderos (**oil seeps**) y por zonas de arrastres y pliegues inversos así como por la expresión morfológica a lado y lado de la falla debido a los cambios en la litología.

**Campo la Cira.** Esta estructura consiste de un anticlinal en forma de domo alargado en dirección N-S al Noroeste del Anticlinal de Infantas, con cabeceo (**plunge**) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortada al Este del eje del Anticlinal por la falla la Cira, que es una falla inversa de alto ángulo (70°-80°) que buza hacia el occidente y cuyo desplazamiento oscila entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura. Hacia el este de la falla la Cira la estructura se hunde un poco en forma de "U" a manera de sinclinal entre esta falla y la falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 Km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el norte y el oeste son de aproximadamente 10° a 15°.

De acuerdo con los datos de producción del campo se puede considerar que la falla la Cira actúa como una barrera efectiva entre el flanco occidental y oriental de la estructura.

Existe en este campo un gran número de fallas transversales al eje de la estructura las cuales son normales con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 pies y que dividen al campo en varios bloques.

**1.4.2 Estratigrafía.** La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los dos campos abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno, el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el occidente de la Cira.

Una columna estratigráfica típica de la zona es representada en la figura 3.

Las características litológicas y estratigráficas del Terciario comprende: La Formación Esmeralda-La Paz (Zona D) constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de éstas últimas.

La Formación Mugrosa inferior (Zona C) constituida por areniscas de grano medio a grueso y composición variable entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas. La Formación Mugrosa superior (Zona B) constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre arcosas y subarcosas.

La Formación Colorado (Zona A) constituida por arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa.

Figura 3. Columna estratigráfica

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
		MUGROSA		
	EOCENO	ESMERALDAS		
		LA PAZ		
	PALEOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
		LISAMA		
	CRETACEO	MAESTRICHIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
		SANTONIANO	LA LUNA	
CONIACIANO				
TURONIANO				
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO		PAJA ROSABLANCA		
VALANGINIANO		TAMBOR		
JURASICO	GIRON			
PREMESOZOICO	BASAMENTO			

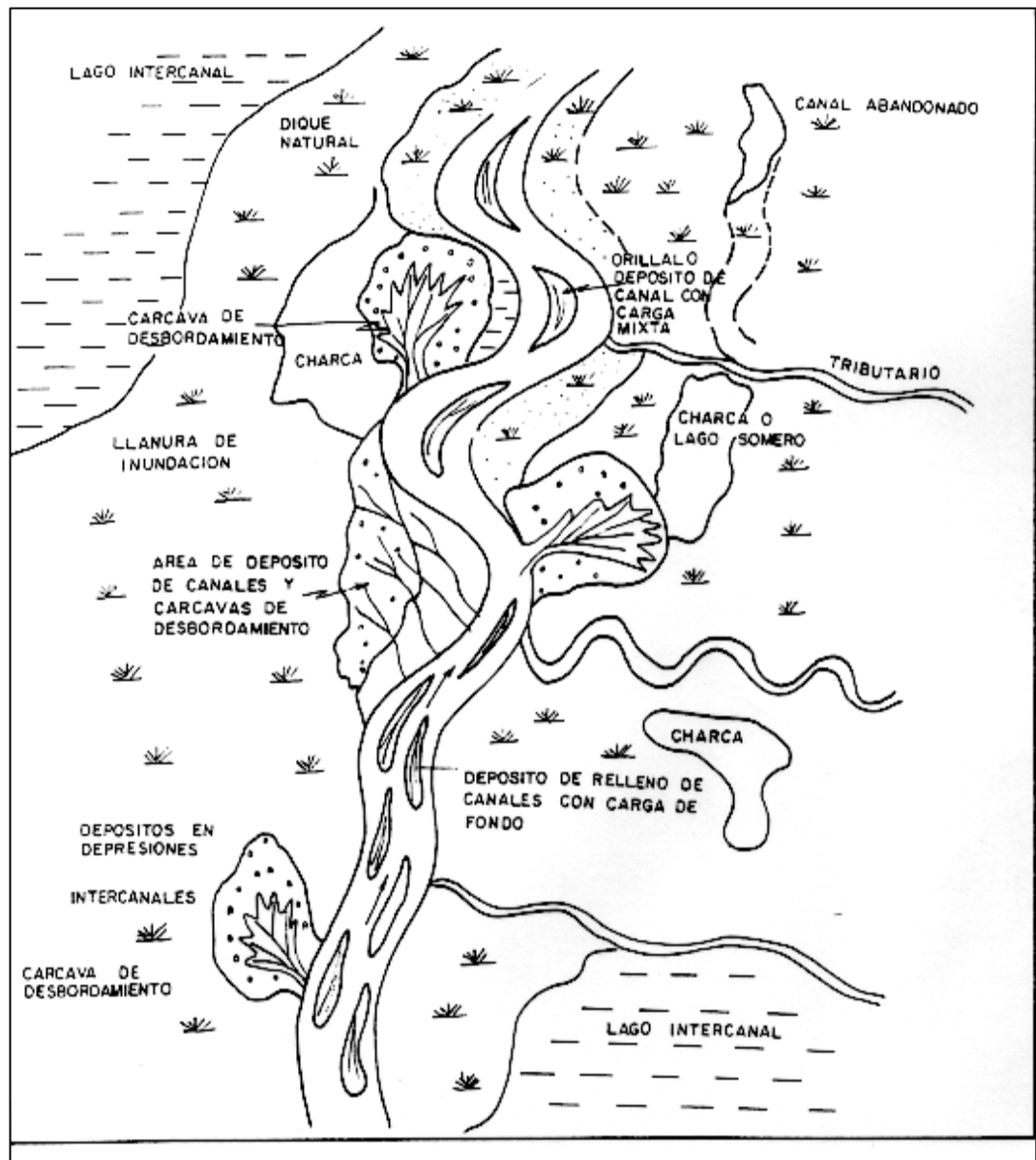
Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

El Cretáceo está conformado por una secuencia marina en la que predominan las calizas y los shales oscuros. Se encuentra discordantemente por debajo de la secuencia del Terciario.

**1.4.3 Ambiente de deposición.** Los cuerpos arenosos presentes en la secuencia terciaria se depositarán en un ambiente Fluvial y se definieron los siguientes subambientes:

Zona A: Es de tipo Meandriforme y Braided.

Figura 4. Tipo braided presentando apilamiento de canales (zona C)



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

Zona B: Está definido como Braided con tendencia Meandriforme, con procesos Bedload y Mixload de base a tope asociados con algunos depósitos paludales.

Zona C: Tipo Braided presentando apilamiento de canales. Un tipo braided es mostrado en la figura 4.

## 1.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

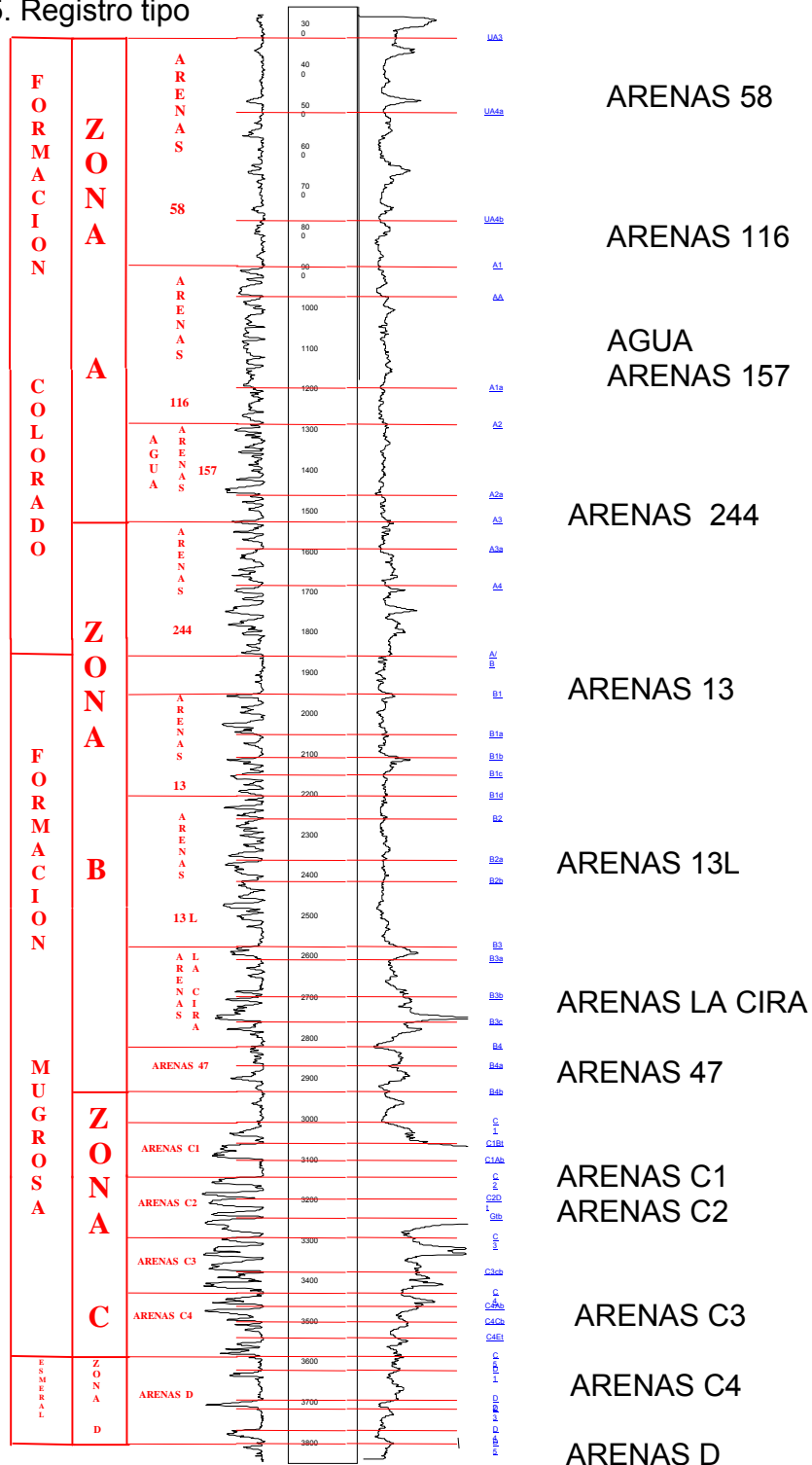
Propiedades petrofísicas. En el campo La Cira-Infantas se realizó la evaluación petrofísica de las formaciones Mugrosa y Colorado en 823 pozos para lo cual se empleo la información de 6 pozos corazonados del campo La Cira (1879, 1880, 1882, 1884, 1888, 1892) y se contó con la información de aprox. 3200 datos de análisis básicos de corazones de dichos pozos corazonados. Con esta información se realizó el cálculo de porosidad y permeabilidad en forma continua a partir de los perfiles disponibles para cada pozo. Además con la información de estudios especiales de corazones (70 muestras presentan propiedades eléctricas y presiones capilares, 24 muestras presentan permeabilidades relativas, 3 de mojabilidad y 11 de sensibilidad), se estableció las correlaciones que permitieron el cálculo de permeabilidades relativas y saturaciones originales basadas en datos de presión capilar, permitiendo por medio de la comparación de esta saturación y la calculada por Archie definir zonas acuíferas y zonas afectadas por inyección de agua dulce para los pozos perforados después de la inyección. Se definieron tres tipos de calidad de roca calibrada con la información de los pozos corazonados, identificando las zonas con mejores propiedades petrofísicas. Un registro tipo es mostrado en la figura 5. En el campo La Cira-Infantas, está probada la acumulación de hidrocarburos con las siguientes propiedades. Véase el cuadro 1. Las Propiedades del fluido del área la Cira-Infantas son mostradas en el cuadro 2. Las Reservas estimadas del área la Cira-Infantas son mostradas en el cuadro 3.

Cuadro 1. Propiedades de yacimiento del área la Cira-Infantas

Parámetros Zona	INFANTAS		LA CIRA		
	B	C	A	B	C
Area (acres)	1171	2778	1492	3444	7438
Tope (pies)	900	2390	820	1600	3070
Espesor neto (pies)	257	290	227	257	290
Porosidad prom. (%)	21	22	24	21	22
Permeabilidad prom. (md)	40	95	111	40	95
Swi (%)	45	45	45	45	45

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPELROL. 2005

Figura 5. Registro tipo



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPELROL. 2005

Cuadro 2. Propiedades del fluido del área la Cira-Infantas

Propiedad	la Cira			Infantas	
	A	B	C	B	C
Temperatura de yacimiento, °F	92	98	105	85	95
Presión de saturación, psi	640	715	1570	500	945
Factor Volumétrico a Ps y Py RB/STB	1.067	1.075	1,08	-	1,0
Rs, SCF/ STB	70	93	181	93	200
Gravedad API	18-24	20-27	16-25	25	24 - 28
Viscosidad, cp (a °F y Psi)	58 cps a 100°F	11.4 cps a 98 y 650	19 cps a 105 y 1570	11.4 cps a 98 y 650	5.5 cps
Salinidad ppm NaCl	(10-15) mil	(15-25) mil	(25-40) mil	(15-25) mil	(20-40) mil
Tipo de Crudo	Nafténico			Nafténico-Parafínico	
Mecanismo de Producción	Gas Disuelto			Drenaje Gravitacional Gas Disuelto	

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2005

Cuadro 3. Reservas estimadas del área la Cira-Infantas

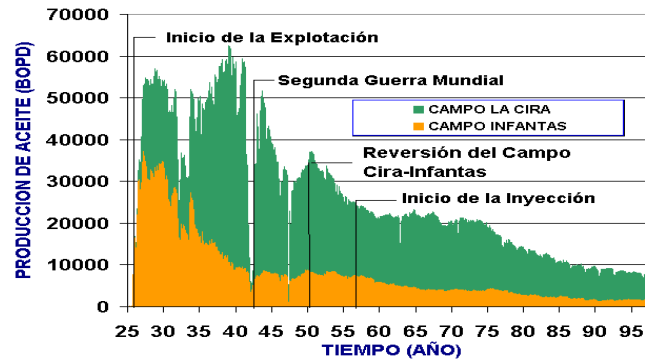
Campo	Zona	Aceite Original (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	Reservas Probadas		Factor de Recobro (%)
				Desarrolladas (MMbbls)	No desarrolladas (MMbbls)	
Infantas	B	211	30	20	0,0	14
	C	777	181	5,0	10,0	27
La Cira	A	327	43	4,7	1,0	13
	B	677	108	17,0	10,2	16
	C	1638	336	10,1	1,0	21

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2005

## 1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La producción promedio actual para La Cira-Infantas es de 7852 BOPD, con 63 % BSW la cual proviene de 513 pozos activos, que producen por Bombeo mecánico. La historia de producción del área es mostrada en la figura 6.

Figura 6. Historia de producción



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

**1.6.1 Campo Infantas.** Inicia su explotación en 1926 con la construcción del Oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal (en la Costa Norte), lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo considerándose en 1931 completo el desarrollo de zona “C” para la estructura de Infantas, con un espaciamiento promedio de 11 acres. Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona “B” completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona “C”, comenzando a declinar su producción con una tendencia hiperbólica que en la actualidad es de 2.5 % anual.

El total de pozos perforados en el campo es de 565, de los cuales 163 se encuentran activos a la fecha. La cantidad de pozos activos es mostrada en el cuadro 4.

La máxima producción se alcanzó en 1927 con una tasa de 37.900 Bopd.

La producción actual es de 1491 BOPD.

**1.6.2 Campo la Cira.** al igual que el campo Infantas en el año 1926 inicia su explotación y se consideró desarrollado en 1947, cuando se habían perforado 857

pozos. La curva de producción presenta una declinación con tendencia hiperbólica, que en la actualidad es de 3 % anual.

El total de pozos perforados en el campo es de 1138, de los cuales permanecen activos 350, con un espaciamento promedio de 14 acres. La máxima producción se obtuvo en 1939 con una tasa de 53000 bpd de petróleo, siendo actualmente de 5530 bpd de aceite. El campo la Cira se encuentra en proceso de recuperación secundaria por inyección de agua desde 1957 (a excepción de Área 01). Las zonas sometidas a recuperación son mostradas en el cuadro 5.

La capacidad de almacenamiento del área es mostrada en el cuadro 6.

Cuadro 4. Pozos productores e inyectores activos del área la Cira-Infantas

Descripción	Infantas	La Cira
Año de descubrimiento	1918	1926
Producción actuald prom. (BOPD)	1491	6361
Número de pozos activos	163	350
Número de pozos inyectores	4	78
Producción prom. Por pozo (BOPD)	9	18
BSW prom. (%)	45	80
Sistema de levantamiento	Bombeo Mecánico	
Recuperación secundaria	Si	Si

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

Cuadro 5. Historia de producción del área la Cira-Infantas

LA CIRA	A	726 *****	100 - 700 *****
	B	920****	100 - 600 *****
	C	1600	800-1200* 200**
INFANTAS	B	700	150 ***
	C	1300-400	150(****)(*)

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

Donde:

\* Zonas sometidas a inyección de agua

\*\* Zonas bajo recobro primario solamente

\*\*\* Zonas sin procesos de recobro secundario o mantenimiento de presión

\*\*\*\* Dato para las Arenas La Cira-Áreas 3W y 01 a -1800 pies (SubSea) aprox.

\*\*\*\*\* Dato a -1471' (SubSea)

\*\*\*\*\* Dependiendo del grado de agotamiento. Se han encontrado algunas arenas de Zona B en el último año a presión inicial de yacimiento, 920 psi.

Cuadro 6. Capacidad de almacenamiento del área la Cira-Infantas

Descripción	Capacidad		
	Instalada	Utilizada	Disponibile
Inyección de Agua, BPD	80000	30000	50000
Almacenamiento de Crudo, BOPD	24000	10000	14000
Tratamiento de Crudo, BOPD	28000	10200	17800
Fiscalización de Crudo, BOPD	377500	100000	277500
Compresión de Gas, KPCD	9000	2700	6300
Proceso de Gas, KPCD	120000	25000	95000

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

## 1.7 POTENCIAL DEL AREA

Entre 1994 y 1995 se realizó la adquisición de un programa sísmico 3D, el cual cubría los dos campos (110 Km). Esta información fue luego amarrada con las

correlaciones a partir de registros de pozos, el estudio petrofísico, análisis de presiones, estudios de los fluidos así como la distribución de la producción e inyección durante la historia del campo. A partir de estos estudios se obtiene el modelo dinámico del yacimiento y se identifican nuevas zonas con potencial de hidrocarburos (Mosquetero, Play 1 y Play 2) y se plantean estrategias para optimizar la explotación del yacimiento. Para el área la Cira–Infantas se han identificado las siguientes opciones de negocio:

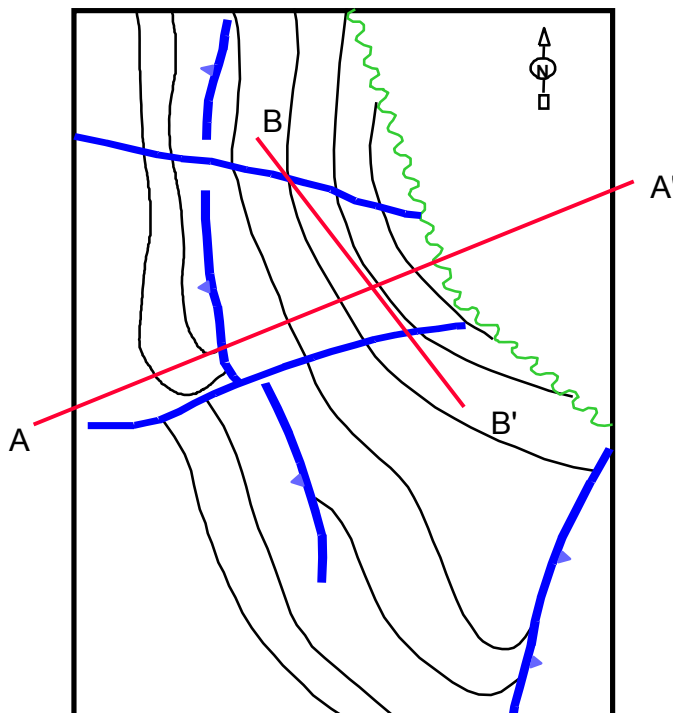
#### **1.7.1 Para la secuencia del terciario**

**Bloque Mosquetero:** ubicado al Noreste del Campo La Cira. En esta estructura se busca probar la existencia de reservas adicionales de petróleo en las Zonas “B” y “C” y desarrollar entre 3 y 8 Mbls de aceite con escenario probable de 5 Mbls.

**Proyecto expansión de la inyección de agua:** Extender el actual sistema de inyección de agua del Campo la Cira a otros sectores actualmente en explotación primaria (Zona A y B) y aplicar esta técnica de recuperación secundaria a la parte norte del Campo Infantas (Zona C) y desarrollar entre 16 y 30 Mbls de aceite con escenario probable de 23 Mbls.

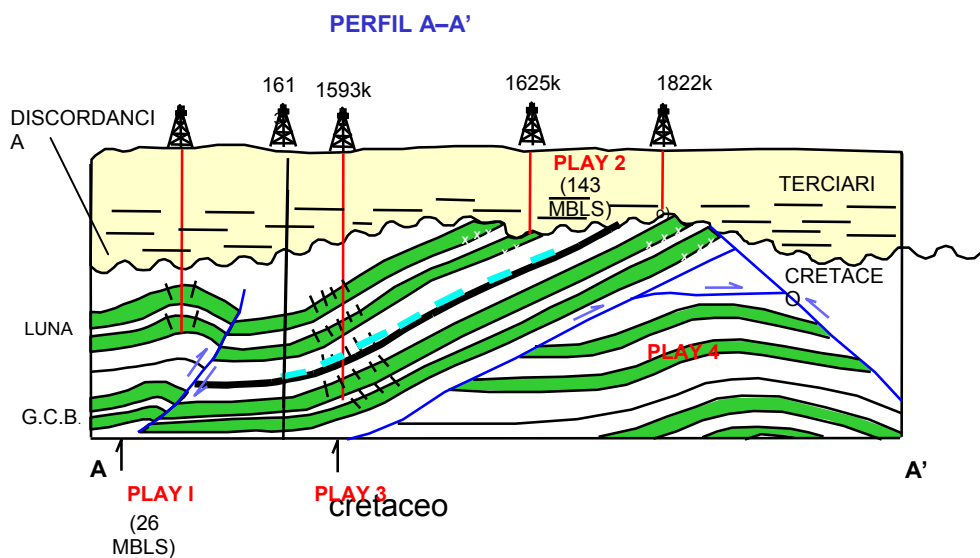
**1.7.2 Para la secuencia del cretáceo.** Diferentes estructuras fueron identificadas en el Cretáceo a partir de la sísmica 3D, como se muestra en el corte A-A'. Las estructuras identificadas son mostradas en el corte A-A de la figura 7.

Figura 7. Identificación de estructuras

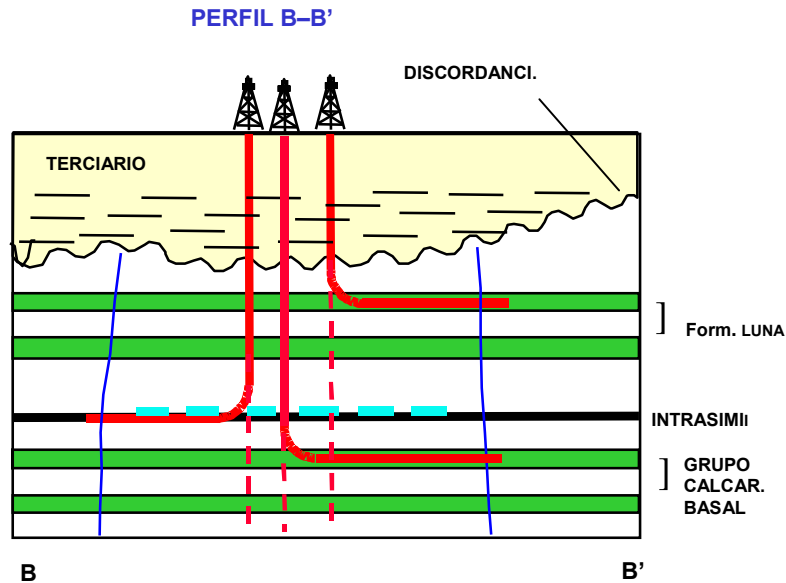


Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2005

Figura 8. Mapa estructural tope formación la Luna



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2005



Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

Play 1: Infantas Sur y Cira Occidente: Dentro de las zonas potencialmente petrolíferas se encuentra el Play 1, el cual corresponde a cierres estructurales ubicados al oeste del área la Cira y al sur de Infantas, moderadamente profundo de 10.000 a 12.000 pies. El play 1 es mostrado en la figura 8 y el prospecto de las posibles reservas en el cuadro 7.

Cuadro 7. Prospecto de las posibles reservas Play 1 en el área la Cira-Infantas.

Prospecto	Mínimas (MMbIs)	Probables (MBLS)	Máximas (MMbIs)
<b>Play 1: Intrasimiti</b>	2	4	8
<b>Play 1: Tablazo</b>	6	14	27
<b>Play 1: Rosablanca</b>	3	8	17
<b>TOTAL</b>	<b>11</b>	<b>26</b>	<b>52</b>

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

Play 2: Formación Tablazo, Formación Intrasimití, Formación Salada: Dentro de las zonas potencialmente petrolíferas se encuentra el Play 2, donde se han

definido tres prospectos por truncamiento de formaciones cretácicas contra la discordancia del Eoceno y cierre contra sistemas de fallas inversas PRE-Eocenas, play somero 2.000 a 7.500 pies. El prospecto de las posibles reservas se observa en el cuadro 8.

Cuadro 8. Prospecto de las posibles reservas Play 2 en el área la Cifra-Infantas.

Prospecto	Mínimas (MMbbls)	Probables (MBLS)	Máximas (MMbbls)
Play 2: Salada	8	14	24
Play 2: Intrasimiti	21	42	72
Play 2: Tablazo	46	87	163
<b>TOTAL</b>	<b>75</b>	<b>143</b>	<b>259</b>

El resumen de los valores utilizados para el cálculo de reservas de los prospectos exploratorios, del Terciario y el Cretáceo, en el Escenario Probable es estipulado en el cuadro numero 9.

Cuadro 9. Prospecto de las posibles reservas del área (Terciario y Cretáceo)

Prospectos	Espesor neto (pies)	Porosidad (%)	Profundidad (pies)
Mosquetero: Mugrosa	280	20	3300
Play 1: Intrasimiti	100 - 300	1 - 5	8000
Play 1: Tablazo	100 - 300	1 - 5	9000
Play 1: Rosablanca	100 - 300	1 - 5	10000
Play 2: Salada	100 - 300	1 - 5	2000
Play 2: Intrasimiti	100 - 300	1 - 5	7000
Play 2: Tablazo	100 - 300	1 - 5	4000

Fuente: Base de Archivos de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

## 2. CONSIDERACIONES ACERCA DEL SOFTWARE ANALIZADOR DE POZO

Históricamente, el primer método de levantamiento artificial fue la técnica del bombeo mecánico la cual, casi cien años después de su introducción en el campo petrolero, continúa siendo un medio muy popular en la producción de petróleo. La importancia de esta técnica se refleja en la cantidad de instalaciones existentes, conformando más de las dos terceras partes de los pozos productores de petróleo a lo largo y ancho de todo el mundo, además las condiciones económicas indican que las máximas eficiencias se presentan usando este sistema de levantamiento.

Hoy en día con la dependencia que posee el mundo en el petróleo es necesario incrementar la producción de los pozos petroleros reduciendo costos de operación. Para lograr esto se requiere de un análisis integrado del sistema de bombeo que incluya además funcionamiento e interacción de todos los elementos: el yacimiento, el pozo, la bomba en fondo, la sarta de varillas, la unidad de bombeo y el movimiento del motor.

Muchos sistemas de análisis pueden hoy en día ser empleados eficientemente usando un sistema de adquisición de datos portátil en conjunto con transductores apropiados y una serie de programas analíticos.

La experiencia en campo empleando análisis semejantes en numerosos pozos ha resultado en el desarrollo de un procedimiento, el cual asegura la obtención de buenos resultados con un mínimo de esfuerzo. Este procedimiento es llamado TWM (**Total Well Management**), administración completa de pozo. El resultado final de este sistema de análisis deberá ser una visualización completa del

funcionamiento de un pozo que opera por bombeo mecánico en un tiempo dado y una serie de recomendaciones a ser implementadas si se desea lograr un mejoramiento significativo en la eficiencia de operabilidad de dicho sistema.

En general deben ser tenidos en cuenta los siguientes pasos:

- Establecer el IP del pozo para determinar si una producción adicional es posible.
- Determinar la eficiencia total del sistema como una medida para identificar los pozos que son ineficientes y así candidatos para cambios electro-mecánicos que mejoren su funcionamiento.
- Análisis del funcionamiento de la bomba y del separador de gas de subsuelo.
- Análisis mecánico de carga sobre las varillas y unidad de bombeo.
- Análisis del desempeño del movimiento del motor.
- Diseño de posibles modificaciones para mejorar los sistemas existentes.
- Implementar cambios con costos efectivos y verificar el mejoramiento.

Aunque este procedimiento es fácilmente realizado con el uso del **software** analizador de pozo, el cual incluye los componentes de sistemas y programas necesarios, este análisis también puede ser realizado por un número de dispositivos y componentes de otros fabricantes que están disponibles comercialmente (diferentes al suministrado por la empresa Echometer).

## **2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SOFTWARE <sup>2</sup>**

El analizador de pozo se controla por medio del computador portátil. El computador opera desde un programa grabado en el disco duro. Se asume que el computador tiene un microprocesador 486 o superior, un disco duro y un portador

---

<sup>2</sup> ECHOMETER. Well analyzer and TWM software operating manual. Texas.2001

de disco de 3 configurado por Echometer Co. Que corra en ambiente **Windows 95, Windows 98 o Windows NT.**

**2.1.1 Programas.** El analizador de pozo se usa en conjunto con varios programas de aplicaciones los programas más comunes son:

**- Programas de adquisición de datos.**

- Programa **TWM** (Acústico, Dinamómetro, Potencia)
- Programa **EBUP** (Transiente de presión)
- Programa **LQTR** (Seguimiento de líquido)

**- Programa de análisis de datos.**

Programa **TWM**

**- Programa para el diseño de la unidad de bombeo:** programa **Q-ROD** (Programa de la ecuación de onda para el diseño del bombeo mecánico para **Windows 3.1**)

**2.1.2 Uso del teclado y del ratón externo.** El programa **TWM** se ha diseñado para ser usado de la manera más simple. La interfase grafica sigue todas las convenciones de Windows. La mayoría de los módulos se ejecutan siguiendo las instrucciones que se muestran en la pantalla, en el que requiere entrar datos u oprimir una tecla función o una combinación de teclas. Las teclas funciones se diseñaron para producir resultados similares en las diferentes aplicaciones. El usuario a menudo escoge las acciones desde el menú.

También es posible usar un ratón externo o un apuntador de seguimiento de acción para moverse dentro de la pantalla y escoger las acciones pertinentes. Los

programas se escribieron para un sistema completamente compatible con IBM, y el computador en uso podría no ser totalmente compatible con IBM. Los programas se diseñaron para no ser sensibles a entradas accidentales como oprimir la tecla equivocada o entrar datos inválidos, sin embargo puede haber una combinación inusual de teclas que se oprimen que causara que los programas no operen como se espera. En estos casos se recomienda que el computador se apague y el programa se reinicie.

## **2.2 AMBIENTE**

El ambiente del TWM esta dividido en tres regiones:

1. La barra del menú
2. La barra de dialogo
3. El área de la sección

Los diferentes ambientes que maneja el **TWM** son mostrados en la figura 9.

**2.2.1 La barra del menú.** La barra del menú está ubicada en la parte superior de la pantalla y permite seleccionar varios comandos en el programa **TWM**.

**Menú file (Menú de archivos).** Permite la creación de reportes que pueden ser impresos.

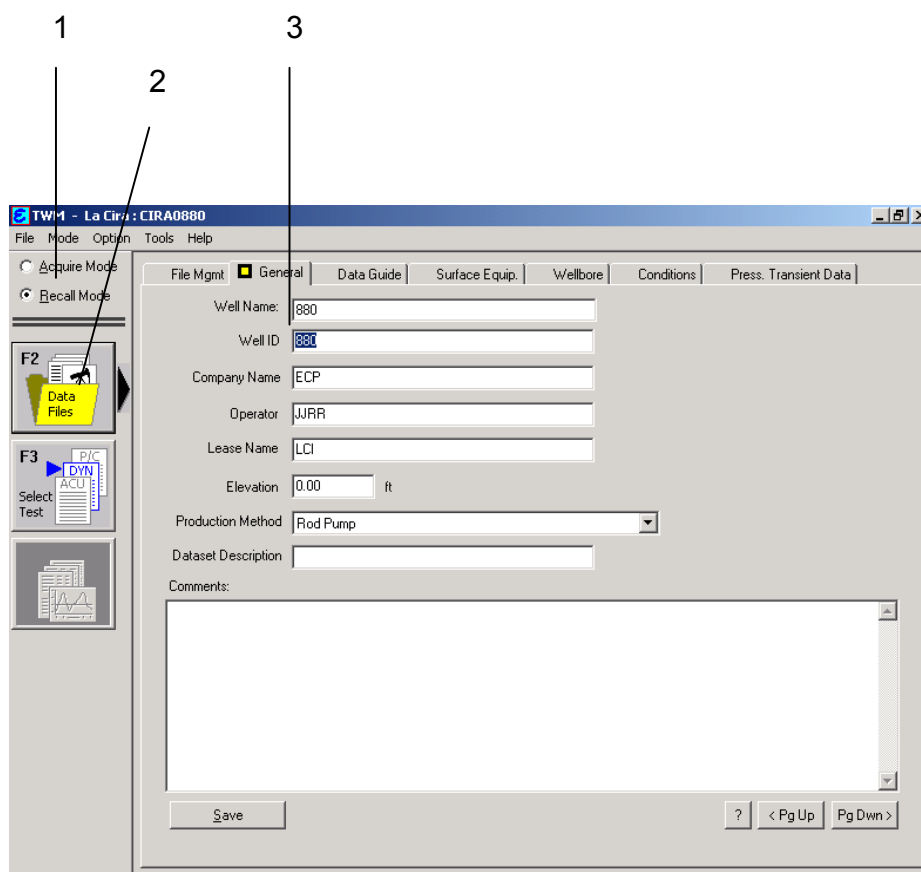
**Menú mode (Menú de modalidad).** Permite cambiar entre dos modalidades del programa, ya sea que se necesite adquirir datos de una nueva prueba o mostrar y analizar los datos de una prueba previamente realizada.

**Menú option (Menú de opción).** Permite elegir la opción que esta disponible en el área de la sección.

**Menú tool (Menú de herramientas).** Permite observar el directorio usado por el TWM, colocar encabezados de reportes, ver y actualizar la información de la biblioteca de las unidades de bombeo, seleccionar el sistema de unidades que se usa a lo largo del programa TWM.

**Menú help (Menú de ayuda).** Muestra los archivos de ayuda, permite escoger el nivel de ayuda que el usuario desee, permite ver la fecha de la versión actual del programa.

Figura 9. Ambiente del TWM



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

**2.2.2 La barra de dialogo.** Está localizada a lo largo del sector izquierdo de la ventana del TWM, está dividida en dos secciones, selección de la modalidad y los botones de las opciones.

**Selector Acquire mode (selector de la modalidad de adquisición).** Se diseña para adquirir información del pozo desde el analizador del pozo.

**Selector Recall mode** (selector de la modalidad de llamado). Se usa para analizar pruebas previamente adquiridas.

**Botones de opciones.** Los botones de opciones representan los pasos en los cuales el **TWM** opera. Los botones están organizados para empezar por el botón superior (el primer paso) y continuar hacia abajo. No es posible pasar al paso siguiente hasta que no se haya completado el paso anterior. Para mostrar que el siguiente paso no está disponible, los botones inferiores se muestran desactivados (el texto del botón se muestra transparente y los botones no se pueden seleccionar).

Cuando se escoge un botón, las secciones en las áreas de sección cambian respectivamente. También se pueden usar las teclas de funciones para seleccionar una función.

**2.2.3 El área de las secciones.** Es la parte del programa donde los datos se pueden ver y en donde la información se puede entrar. Páginas de sección se usan debido a la gran cantidad de datos que el **TWM** debe mostrar.

Los títulos de sección están localizados en la parte superior del área de la sección. También es posible ir a las secciones secuencialmente oprimiendo los botones **pageup/pagedown** que están en la parte inferior del área de sección.

La página activa presenta un cuadrado al lado del título de la página. Puede servir de ayuda el hecho de pensar que el ambiente del **TWM** tiene la forma de espacios de archivos.

Escoja entre los dos espacios de archivos seleccionando la modalidad apropiada. Escoger una opción del gabinete es como seleccionar una de las opciones disponibles.

Finalmente, se escoge el archivo requerido seleccionando una de las secciones disponibles.

### **2.3 TOTAL WELL MANAGEMENT. Una metodología para maximizar la producción de crudo y minimizar los costos de operación.<sup>3</sup>**

**2.3.1 Metodología.** Los pasos a seguir en la definición del funcionamiento del sistema deberán fundamentarse en la recolección de un máximo de información en un tiempo mínimo y sin esfuerzo. Este paso es fácil si se tiene acceso preciso y oportuno a la información sobre las características del pozo, completamiento, pruebas de pozo, etc. Aunque esto puede al principio gastar tiempo, es una labor que se realiza una sola vez. Algunas clases de sistemas administrativos de base de datos ayudan a mantener esta información actualizada y de manera continua. La información deberá ser organizada por pozo dentro de un archivo datos de pozo (que debe ser lo más conciso), al cual puede tener acceso la mayoría de aplicaciones del programa que tienen la posibilidad de ser usadas.

Las pantallas que recopilan la información del pozo son mostradas en las figuras 10,11, 12, 13.

---

<sup>3</sup> McCOY, James et al. Total Well Management: A Methodology for Maximizing Oil Production and Minimizing Operating Cost. Third Annual Symposium. Calgary.1995.

**2.3.2 Inspección básica.** Ciertas mediciones básicas son necesarias para identificar aquellos pozos que son los candidatos más probables para la optimización. La experiencia ha demostrado que esto puede ser realizado con unos costos establecidos por los siguientes parámetros:

- El índice de productividad del pozo (por medición de la profundidad del nivel del líquido y presión en el anular).
- Desarrollo del análisis dinámico.
- Medición de la eficiencia total del sistema de bombeo.

Figura 10. Datos de identificación de un pozo

The screenshot shows the TWM software interface with the following data entered:

Field	Value
Well Name	880
Well ID	880
Company Name	ECP
Operator	WJRR
Lease Name	LCI
Elevation	0.00 ft
Production Method	Rod Pump
Dataset Description	
Comments	

Additional interface elements include a left sidebar with 'Data Files' (F2), 'Select Test' (F3), and 'Analyze' (F4) buttons, and a bottom bar with 'Save', '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >' buttons.

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 11. Datos del equipo de superficie.

TWM - La Cira : CIRA0880 <Shot Trace> acq-[06/12/06 09:05:22] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test  
F4 Analyze

File Mgmt General Data Guide **Surface Equip.** Wellbore Conditions Press. Transient Data

[Alt-1] Surface Unit  
 Manufacturer: Lufkin Mark II  
 Unit Class: Mark II  
 API: M-456D-253-144  
 Stroke Length: 144.000 in  
 Rotation:  CW  CCW  
 Weight Of Counter Weights: 2000 lb

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level) 8.17403 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing) KIn-lb Counter Weights...

[Alt-2] Prime Mover  
 Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating: 100 HP Run Time: 24 hr/day  
 MFG/Comment:

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
 Full Load: 96 Amps  
 Rated RPM: 1200  
 Synchronous RPM: 1200  
 Voltage: 460 Hz 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost  
 Consumption: 5 c/KWh  
 Demand: 8 \$/KW

Save ? < Pg Up Pg Dwn >

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 12. Datos del equipo de subsuelo

TWM - La Cira : CIRA0880 <Shot Trace> acq-[06/12/06 09:05:22] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test  
F4 Analyze

File Mgmt General Data Guide Surface Equip. **Wellbore** Conditions Press. Transient Data

[Alt-1] Tubulars  
 Tubing OD: 3.500 in  
 Casing OD: 6.625 in  
 Ave. Joint Length: 31.720 ft  
 Anchor Depth: ft  
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-3] Pump  
 Plunger Dia: 2.250 in  
 Pump Intake: 3315.00 ft

[Alt-4] Polished Rod  
 Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
 Total Rod Length: 3275 ft  
 Total Rod Weight: 8060.51 lb

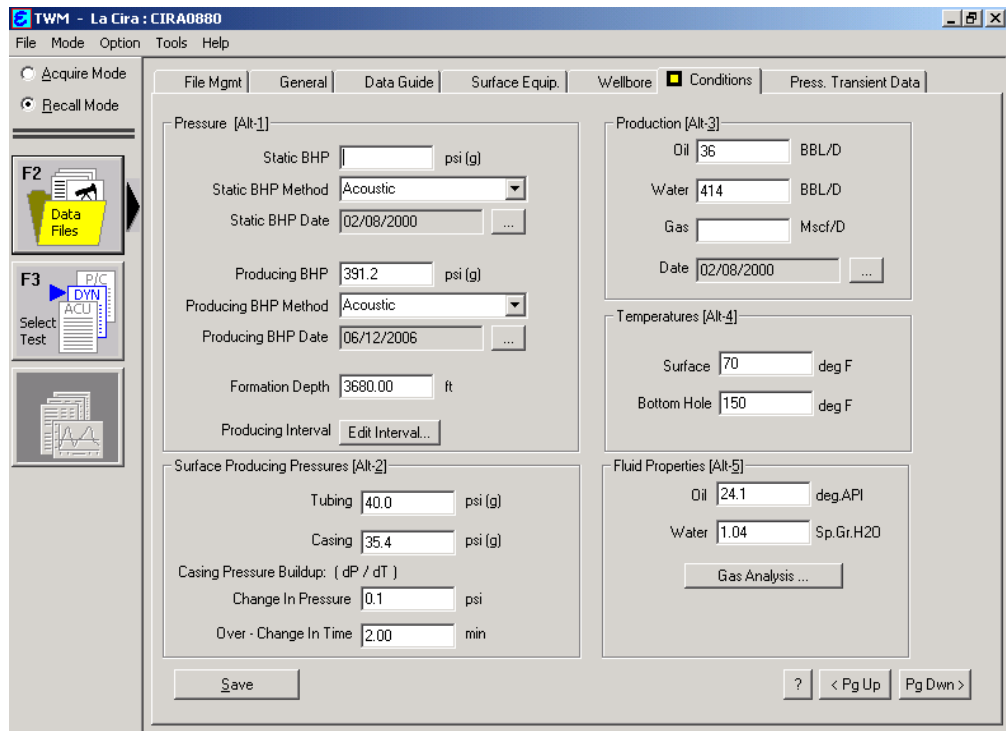
[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	N97	D	N97	D	NONE	NONE
Length	1100.00	100.00	1875.00	200.00		
Diameter	1.000	1.000	0.875	0.875		
Weight	3181.4	289.2	4147.5	442.4		
Damp Up	0.0025					
Damp Down		0.0025				

Save Deviated Wellbore ... ? < Pg Up Pg Dwn >

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 13. Datos de las condiciones del pozo

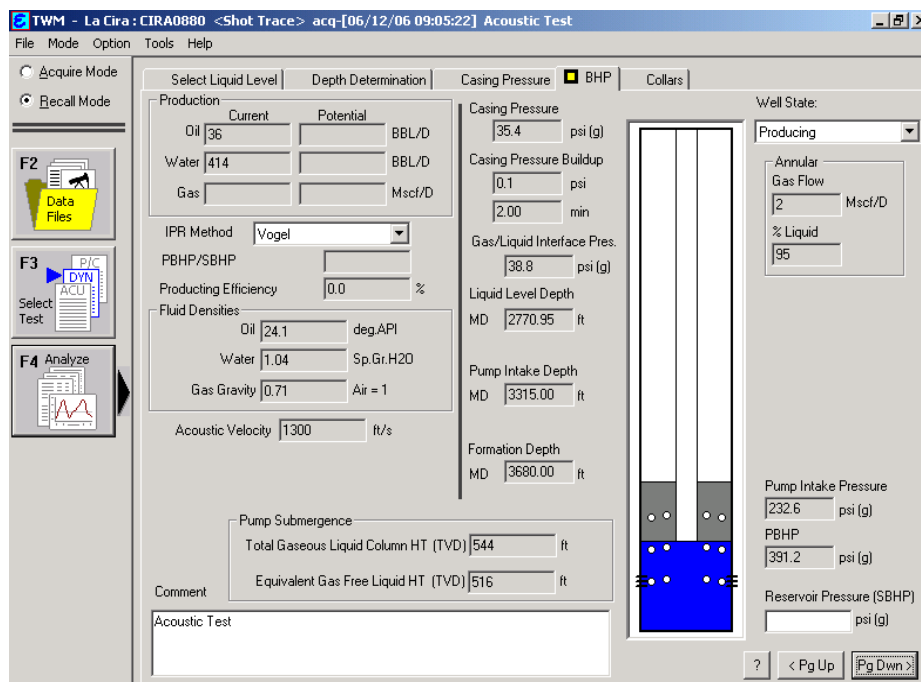


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2006

Estos pasos requieren la medición de la potencia consumida por el motor para originar el movimiento, la adquisición de datos de carga sobre la barra lisa y de su posición, la determinación de la presión dinámica del pozo y datos precisos de pruebas de pozos. La eficiencia total es definida como la relación de la potencia ideal requerida para levantar los fluidos producidos (agua y aceite a la profundidad de entrada a la bomba) dividida por la potencia requerida para el movimiento del motor. Usando el sistema analizador de pozo, es posible obtener potencia y datos dinámicos simultáneamente o por separado. La medida de potencia puede ser también obtenida usando un sistema de medición de potencia disponible comercialmente y usando la eficiencia calculada. La presión dinámica es obtenida de una prueba de nivel de fluido y de la medición de la presión en el anular que luego son computarizadas tomando en cuenta el efecto de la columna liquido-gaseosa en el anular (en el caso que esté presente).

La figura 14 muestra los datos resultantes de una prueba acústica.

Figura 14. Resultados de una prueba acústica



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

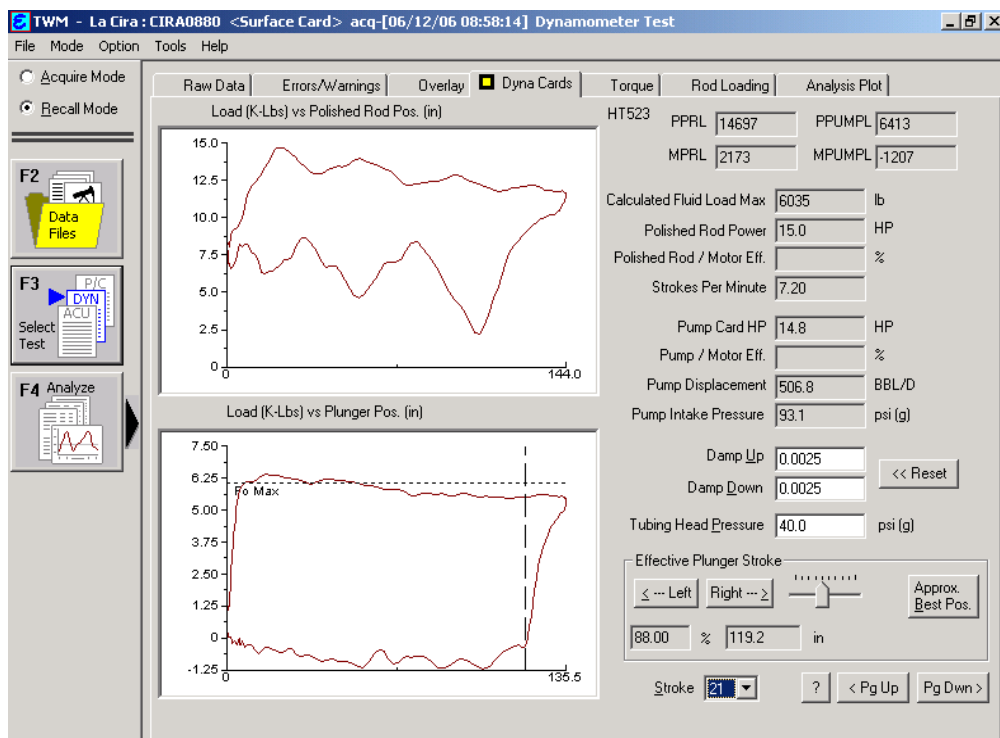
La medición dinamométrica es hecha con un traductor de barra lisa (**PRT**) o una celda en forma de herradura (**HT**). La **PRT (Polished Rod Transducer)** es fácilmente instalada en menos de un minuto por una simple técnica. Las dos herramientas suministran al pozo en estudio la capacidad de determinar el funcionamiento de la bomba en fondo. El análisis de la operabilidad de la bomba en fondo o de subsuelo es comprendido a través del cálculo de la carta dinamométrica de la bomba.

Un ejemplo de una carta dinamométrica tomada a un pozo es mostrado en la figura 15.

Seguidamente a la toma de la carta dinamométrica se realiza la medición de cargas en las válvulas viajera y fija para observar indicios de posible fuga de fluido en la bomba.

Un ejemplo de una prueba de válvulas es mostrado en la figura 16.

Figura 15. Carta dinamométrica de la bomba

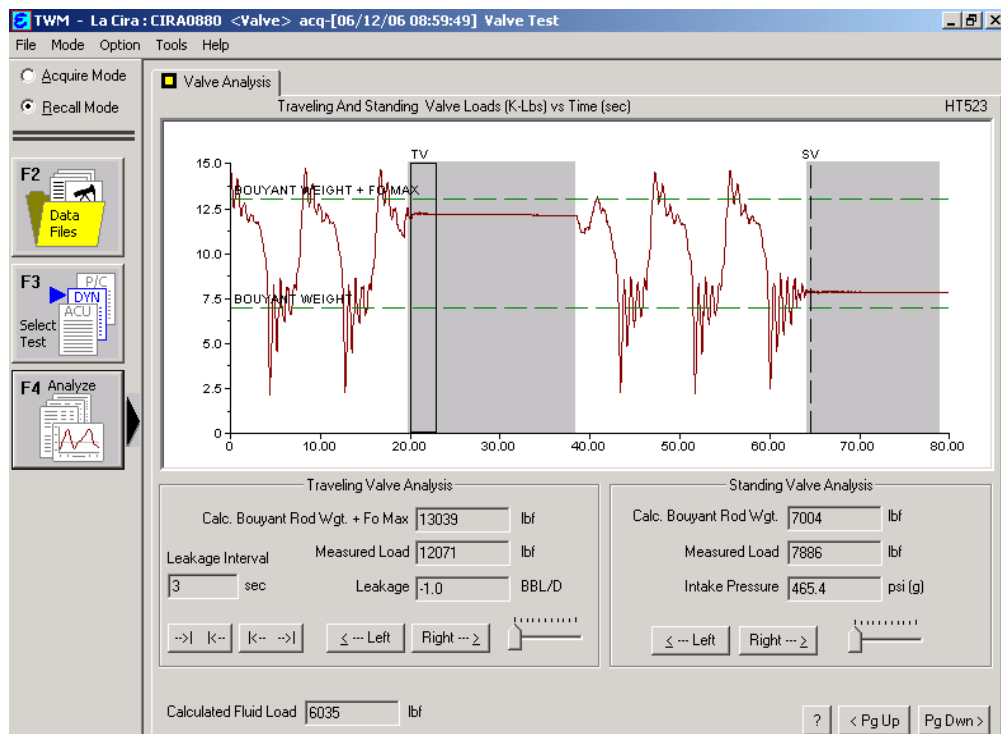


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

En la figura 16 se observa una representación gráfica de carga contra tiempo, la línea superior indica la carga que soporta la válvula viajera en un lapso de tiempo, la línea inferior da indicio del comportamiento de la válvula fija en un lapso de tiempo, un buen funcionamiento de las válvulas dará una línea constante durante todo su recorrido, un decrecimiento de carga en cualquiera de las dos válvulas confirmara mal funcionamiento u operabilidad de ellas. El porcentaje en el cambio de carga (lb. /seg) es convertido a un equivalente porcentaje de fuga en la bomba

y es mostrado en una de las ventanas (parte izquierda inferior) en términos de barriles de líquido por día.

Figura 16. Evaluación del desempeño de las válvulas



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Es aconsejable que tanto la prueba de válvula fija como la de válvula viajera sean realizadas por lo menos dos veces, esto con la intención de hacer una comparación de las respectivas cargas. La **PTR** ofrece un rápido y conveniente análisis dinamométrico con suficiente precisión para el análisis básico. El procedimiento con la **HT** es un poco más tedioso. LA INSPECCIÓN BÁSICA indicará si la eficiencia del sistema de bombeo es adecuada y si una baja presión dinámica de fondo está presente en el pozo. Si una de estas dos condiciones no es satisfactoria hay una indicio de que se debe modificar el sistema o los parámetros de operación. Estos cambios deberán ser benéficos y permitir mejorar la operación.

La tabla 1 puede ser utilizada con el análisis básico para determinar la acción propia a ser ejecutada.

La medida dinamométrica puede indicar separadamente componentes con sobrecarga o bajos en cargas en el sistema de bombeo. Componentes excesivamente sobrecargados experimentaran fallas. Componentes que excesivamente presenten baja carga resultaran en sistemas con bajas eficiencias. EL ANÁLISIS BÁSICO deberá además verificar que el sistema de componentes este apropiadamente cargado.

Tabla 1. Tabla de decisión

EFICIENCIAS MAYORES			EFICIENCIAS MENORES		
AL 35 %			AL 35 %		
Baja presión dinámica de pozo y bajo nivel de fluido	Alta presión dinámica de pozo (alto nivel de fluido o presión en anular)	Alta presión dinámica de pozo (alto nivel de fluido o presión en anular)	Baja presión dinámica de pozo y bajo nivel de fluido	Baja presión dinámica de pozo y bajo nivel de fluido	Alta presión dinámica de pozo (alto nivel de fluido o presión en anular)
Pozo bien	Bomba llena	Bajo llenado de bomba	Bomba llena	Bajo llenado de bomba	Bajo llenado de bomba
	Realice un estudio de potencial de producción de aceite	Realice un estudio de la interferencia de gas	Realice un estudio de los componentes de eficiencia	Realice un estudio de temporización	Realice un estudio de interferencia de gas

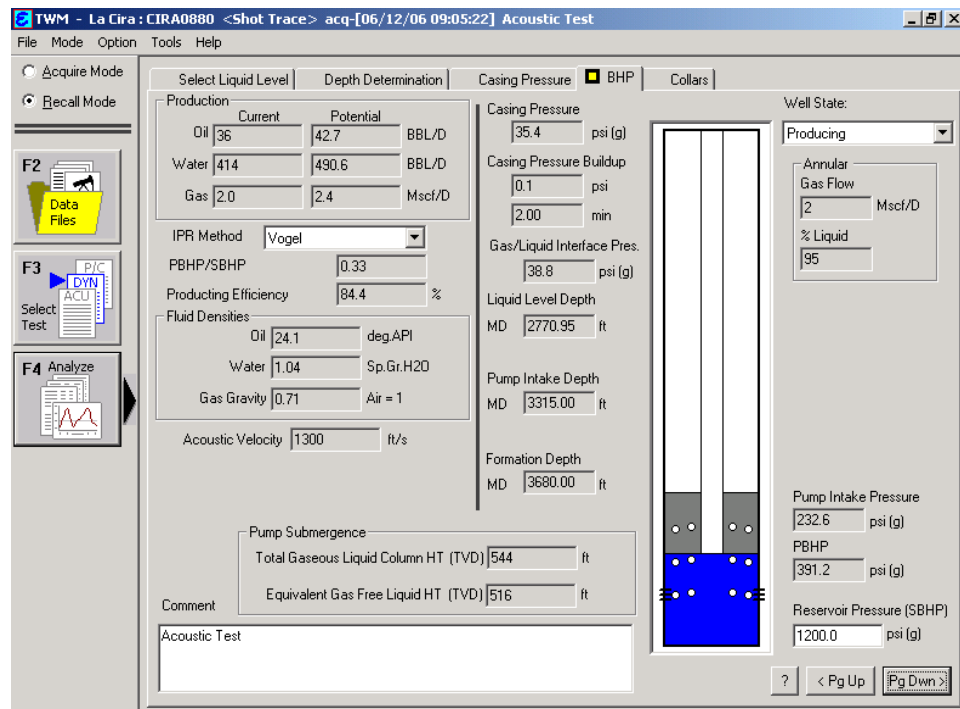
Sin incluir la compilación de los datos de pozo, adquisición y procesamiento del acústico, presión, dinamometría y corriente potencia del motor, los datos pueden ser conseguidos en 45 minutos por pozo. Este rápido análisis básico deberá ser suficiente para analizar apropiadamente el funcionamiento del sistema en un porcentaje mayor al 90% de los pozos que necesitan ser analizados.

**2.3.3 Análisis detallado del funcionamiento.** Algunos pozos requieren un análisis más detallado. Es importante recalcar que la inspección dinamométrica deberá comprometer el uso de una celda de carga herradura calibrada correctamente. Esto permitirá obtener datos que podrán ser importados dentro de un modelo de ecuación de onda computarizada del sistema de bombeo, con el objetivo de ajustar el desempeño medido al desempeño pronosticado por el programa. Este es un paso anhelado si el programa de predicción se usa para explorar diferentes configuraciones de sarta de varilla, tamaños de bombas, parámetros de bombeo, y características del motor. No obstante se recalca que la instalación y remoción del transductor tipo herradura (**HT**) es más difícil y quita más tiempo que el uso del transductor de barra lisa (**PRT**).

**2.3.4 Índice de productividad.** Pueden ser requeridas inspecciones adicionales para caracterizar el comportamiento del índice de productividad del pozo. Esta parece ser una de las áreas más deficientes en los campos. Muy pocos operadores tienen acceso preciso al IPR de sus pozos. Los estudios sobre la presión estática de fondo de pozo son realizados muy pocas veces, debido a que pocos operadores están de acuerdo con el cierre de pozos por extensos periodos de tiempo. Es recomendable que el **TWM**, motive el estudio de las presiones estáticas, de esta forma, cada vez que un pozo este cerrado por un extenso tiempo (por Varilleo o por trabajos realizados después de producción), un estudio de nivel de fluido estático sea desarrollado con anterioridad a la reactivación del pozo. Si este dato es acumulado consecutivamente se puede tener una estimación precisa de la presión estática de fondo de pozo para todo el campo. De igual forma como pruebas multiflujo son desarrolladas con poca frecuencia, un modelo de IPR es adecuado con el objetivo de establecer la eficiencia de producción del pozo. Un modelo común de uso es el IPR de Vogel. Este es utilizado para determinar el caudal máximo de producción que un pozo puede alcanzar.

En la figura 17 se puede observar la utilización del Ipr de Vogel en el cálculo del potencial del pozo.

Figura 17. Utilización del IPR de Vogel en los cálculos



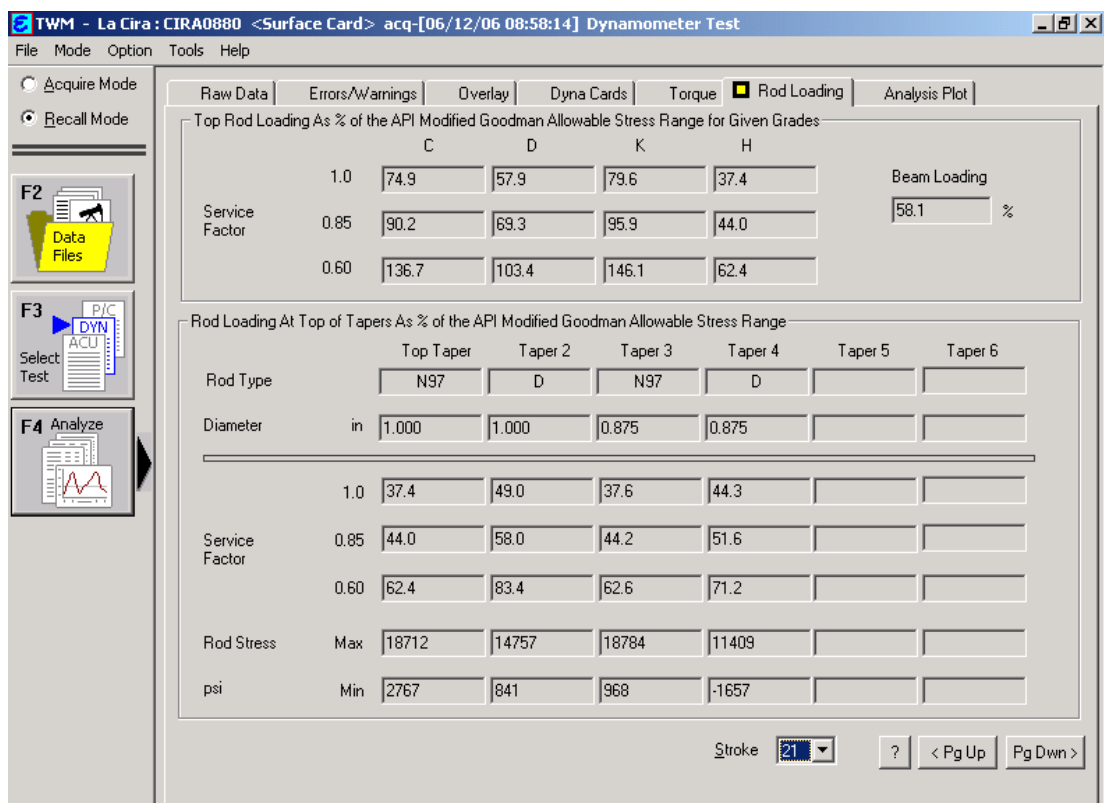
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

**2.3.5 Carga mecánica sobre varillas y unidad de bombeo.** Este estudio es importante para mantener la carga de las varillas dentro de las normas recomendadas por el factor de servicio del pozo y la correspondiente caracterización de las varillas. El análisis del Diagrama modificado **Goodman** es presentado como parte de la carta dinamométrica de superficie para detallar la carga en el tope de las varillas. El operador también puede observar las cargas a las que están siendo sometidas cada tipo de varillas si lo desea. Si un análisis más detallado es requerido debido a la observación de fallas mecánicas, los datos dinamométricos deberían ser exportados a un programa de análisis de sarta de varillas (**Rodmaster, Srod, Roddiag, etc.**).

La figura 18 da los resultados de los porcentajes de cargas a los que están siendo sometidas los 4 tipos de varillas que posee este pozo.

Igualmente importante es la carga propia sobre la unidad y la caja reductora. Una unidad con baja carga opera con una baja eficiencia mecánica. Una unidad sobrecargada requiere excesivo mantenimiento. La carga del torque es establecida con mayor eficacia de una medición instantánea de potencia en comparación con aquella lograda con una medición dinamométrica. La medición es más simple y más rápida que tener instalada una celda de carga. También es más representativo del funcionamiento de la unidad sin la necesidad de ajustar exactamente la geometría de la unidad de una biblioteca de unidades de bombeo.

Figura 18. Diagrama modificado de Goodman



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Probablemente en años venideros, el análisis de torque usando medidas dinamométricas tendrá un desempeño menor al 5% en los pozos del mundo, principalmente debido a lo costoso y difícil del desarrollo con la prueba dinamométrica y al análisis correcto de los datos.

El objetivo del balanceo de la unidad de bombeo es minimizar la carga en la caja reductora y reducir la energía utilizada para equilibrar la potencia requerida sobre el **stroke** completo.

La unidad debería estar balanceada así que el torque requerido para levantar las varillas y el fluido en la carrera ascendente es igual al torque requerido en la carrera descendente cuando el crank y las contrapesas están levantadas. Cuando se balancea se incrementa las velocidades de bombeo.

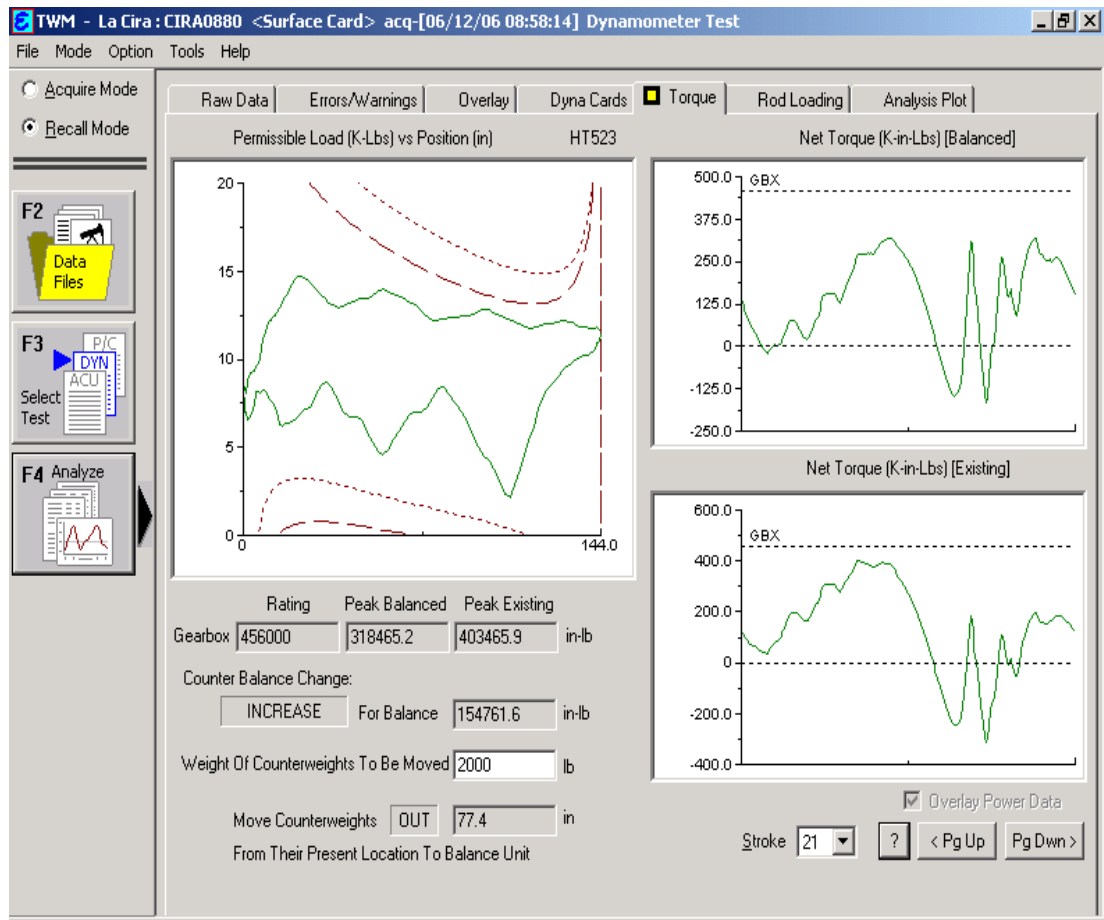
El sistema puede ser balanceado para alcanzar un mínimo uso de potencia en el funcionamiento de la unidad de bombeo.

La medida directa de la potencia de entrada para el motor eléctrico es convertida a torque a través de un simple cálculo realizado por el **software**.

La figura 19 muestra los valores de torque calculados para un pozo.

Arbitrariamente un torque sinusoidal arbitrario de la misma frecuencia de la velocidad de bombeo y en fase con las contrapesas (180 grados fuera de fase con la medida de torque) es superpuesto a los torques máximos de las carreras ascendente y descendente.

Figura 19. Análisis de torques y cargas



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

El torque resultante corresponde al torque que debería ser observado si las contrapesas fueron movidas sobre el crack una distancia igual al torque aplicado dividido por el peso de las contrapesas. El sistema realiza este cálculo automáticamente y ajusta el contrabalanceo en pequeños incrementos hasta que los torques máximos de las carreras ascendente y descendente son iguales.

El torque balanceado resultante es mostrado en la parte superior derecha. El cambio de contrabalanceo (CB cambio para balance) es expresado en miles de pulgada-libra indicando si este debería estar creciendo o decreciendo. El

programa también indica la distancia y dirección del movimiento de contrapeso requerido para cambiar el contrabalanceo por la cantidad de torque recomendada. Cuando múltiples contrapesos son usados, cada contrapeso tiene que ser movido en la distancia mostrada por el sistema.

**2.3.6 Reporte de análisis.** El análisis detallado deberá ser lo más conciso en un reporte escrito que incluya todas las mediciones, datos de funcionamiento, datos de pruebas etc. Conclusiones y recomendaciones se deberán registrar de manera precisa ya que ellas serán la base de futuros análisis. Un estudio de optimización debería ser prioritario en aquellos pozos que lo necesitan. DE NUEVO EL CRITERIO DEBERÁ SER LA PROBABILIDAD DE UN INCREMENTO DE PRODUCCIÓN CON UNA MINIMIZACIÓN DE LOS COSTOS OPERATIVOS.

**2.3.7 Estudio de optimización de diseño.** El objetivo del estudio es en definitiva la modificación del sistema de bombeo para reducir la sobrecarga de algunos parámetros (como torque y tensión de varilla) o la modificación del sistema para un mejor ajuste de la capacidad de bombeo en la productividad del pozo.

El nivel de complejidad del estudio de optimización puede variar en gran escala dependiendo de la disponibilidad del personal, tiempo y programa operativo. Programas predictivos para el diseño de sistemas de bombeo varían en complejidad y flexibilidad. La más simple corresponde a la implementación de procesos, mientras el más complejo incluye solución de la ecuación de onda en pozos desviados. Prescindiendo del modelo que es usado, el primer paso es reproducir con el programa predictivo, el dinamómetro de superficie, que fue medido en el pozo. Un razonable ajuste indicará que el modelo es lo suficientemente complejo para incluir la mayoría de los parámetros que influyen en el funcionamiento mecánico del sistema, en adición, es un buen indicio de que los datos de entrada (varilla delgada, geometría de la unidad etc.) están razonablemente correctos.

El criterio para un ajuste debería incluir las cargas sobre la barra lisa, potencia, viaje del pistón, y desplazamiento de bomba. Si el programa genera un dinagrama de superficie y es capaz de interpretar los datos dinamométricos medidos, entonces la forma del dinagrama deberá ser ajustado como sea posible, en adición al ajuste de los niveles de carga. Con el más complejo sistema operativo es posible modificar un gran número de parámetros (fricción en la bomba, factores de fuga, espacio del pistón, efectos de inercia, fricción en la caja de empaques, llenado de bomba etc.) en virtud para realizar un ajuste aproximado.

El procedimiento de ajuste es generalmente por prueba y error y así es frecuentemente difícil conocer cuando parar la prueba para dar un ajuste aproximado. La experiencia muestra que un buen ajuste de la porción de la curva de la carrera ascendente es más fácil de obtener que la forma de la carrera descendente.

**2.3.8 Estudio de sensibilidad.** Generalmente el tipo de problema indicado por la medida de funcionamiento dará una indicación de que parámetros deberían ser variados. El punto inicial debería ser siempre aquellos parámetros que pueden ser cambiados con un costo mínimo. Por ejemplo si la carga sobre la varilla es excesiva, entonces la dirección de rotación, velocidad de bombeo y longitud de carrera deberían ser variados en este orden. Si esto no produce la reducción deseada, entonces la configuración de la sarta de varilla y pistón de bomba deberían ser variados de manera oportuna.

Actualmente programas avanzados proveen múltiples series de datos con la capacidad de generar cartas dinamométricas con combinación de varios parámetros (tales como Srod, roddiag). Generalmente esto es más práctico para estudiar el efecto de cambios que aquella situación en que solo se puede variar un parámetro en el tiempo. También es recomendable guardar un registro consecutivo de los cambios realizados y de aquellos cambios que resultaron con

la manipulación de la variable de interés. Esto reduciría el riesgo de duplicación y el tiempo para alcanzar la solución correcta a implementarse. La modificación de los parámetros del pozo así como la profundidad de la bomba, el tamaño de la bomba etc., exigirá un ajuste en la presión de entrada a la bomba en función del índice de productividad de la formación. Por lo tanto es muy importante que el IPR sea conocido con buena precisión. Idealmente un estudio detallado debería incluir una prueba de transiente de presión que produjera información acerca del daño del pozo y precisión de la presión estática del pozo. Adquisiciones automáticas de la variación del nivel de fluido y presiones de anular durante una restauración de presión o descenso de presión han sido desarrolladas por varios años y han sido usadas por muchos operadores pero han sido aplicadas con ciertas limitaciones, por causa de la negativa al cierre de los pozos por periodos de tiempo relativamente extensos. Si una predicción precisa del funcionamiento del pozo es requerida, las pruebas de transientes de presión en ciertos números de pozos en determinado campo deberían ser implementadas. El TWM ayuda en la realización de dichas pruebas.

**2.3.9 Análisis económico.** El costo efectivo de los cambios que deberían ser requeridos para mejorar la eficiencia del sistema necesita ser evaluado. En este análisis deberán ser incluidos los incrementos esperados en producción del pozo, como los costos en la reducción de operación y algún otro parámetro resultante del mejoramiento de la eficiencia o costos por reducción de energía.

Se ha observado que la reducción en la utilización de potencia sobre un costo básico esta con frecuencia acompañada por la reducción total de la demanda de poder. Este parámetro puede ser tenido en cuenta por la compañía para lograr un mayor caudal de producción a unos costos energéticos bajos.

Otros efectos de diseños optimizados, como reducción en los trabajos de varilleo, reducción del equipo usado, etc. Son más difíciles de cuantificar pero deberían ser considerados en este análisis.

Se ha observado que operadores que mantienen bases de datos precisas de trabajos hechos después de producción, daños de varillas, reparación de bombas pruebas de pozos etc. tienen una definitiva ventaja en la correlación de fracasos para ciertas condiciones de operación, material usado, abastecedores etc. y es capaz de cuantificar el efecto de estas variables y tenerlas en cuenta en el procedimiento del **TWM**.

**2.3.10 Implementación y verificación del diseño optimizado.** Este paso es tal vez el más importante en el proceso pero con frecuencia es descuidado. Este paso es necesario para asegurar y verificar que el diseño optimizado es implementado sin ninguna modificación arbitraria. Este es un problema que se resuelve principalmente con unas comunicaciones internas adecuadas.

De forma similar comentarios informativos sobre el resultado de los cambios deberán ser recogidos, y registrados en la apropiada base de datos para ser analizados por el operador y personal de diseño.

**2.3.11 Resumen del análisis de un pozo.** La carga, registro acústico, presión y prueba dinamométrica realizados al pozo LC 0903 son mostradas a continuación.

La información general del pozo es mostrada en las figuras 20,21, 22, 23

Figura 20. Datos de identificación del pozo LC 0903

The screenshot shows the 'General' tab of the TWM software interface. The window title is 'TWM - La Cira : CIRA0903 <Shot Trace> acq-[09/03/06 11:18:47] Acoustic Test'. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a sidebar with function keys F2 (Data Files), F3 (Select Test), and F4 (Analyze). The main data entry area contains the following fields:

- Well Name: 903
- Well ID: (empty)
- Company Name: ECOPETROL
- Operator: JJRR
- Lease Name: LC
- Elevation: 0.00 ft
- Production Method: Rod Pump
- Dataset Description: (empty)
- Comments: (empty text area)

Buttons for 'Save', '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >' are located at the bottom of the form.

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 21. Datos del equipo de superficie del pozo LC 0903

The screenshot shows the 'Surface Equip.' tab of the TWM software interface. The window title is 'TWM - La Cira : CIRA0903 <Shot Trace> acq-[09/03/06 11:18:47] Acoustic Test'. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a sidebar with function keys F2 (Data Files), F3 (Select Test), and F4 (Analyze). The main data entry area is divided into several sections:

- [AR-1] Surface Unit:**
  - Manufacturer: Lufkin Conventional
  - Unit Class: Conventional
  - API: TC-3-22
  - Stroke Length: 21.333 in
  - Rotation:  CW  CCW
  - Weight Of Counter Weights: 2000 lb
- For Net Torque Calculations Use:**
  - Counter Balance Effect (Weights level) [ ] Klb
  - Counter Balance Moment (Existing) [ ] Kin-lb [Counter Weights...]
- [AR-2] Prime Mover:**
  - Motor Type:  Electric  Gas
  - Motor Rating: [ ] HP
  - Run Time: 24 hr/day
  - MFG/Comment: [ ]
- [AR-3] Electric Motor Parameters:**
  - Full Load: [ ] Amps
  - Rated RPM: 1100
  - Synchronous RPM: 1200
  - Voltage: 460 Hz [60] Phase [3]
- [AR-4] Power Cost:**
  - Consumption: 5 c/KwH
  - Demand: 8 \$/KW

Buttons for 'Save', '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >' are located at the bottom of the form.

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 22. Datos de subsuelo del pozo LC 0903

The screenshot shows the 'Wellbore' configuration window in the TWM software. The 'Wellbore' tab is selected, and the 'Recall Mode' is active. The interface is divided into several sections:

- [Alt-1] Tubulars:**
  - Tubing OD: 2.875 in
  - Casing OD: 6.625 in
  - Ave. Joint Length: 30.500 ft
  - Anchor Depth: [ ] ft
  - KB Correction: 0.00 ft
- [Alt-3] Pump:**
  - Plunger Dia: 1.063 in
  - Pump Intake: 3225.00 ft
- [Alt-4] Polished Rod:**
  - Diameter: 1.250 in
- [Alt-5] Rod Totals:**
  - Total Rod Length: 3225 ft
  - Total Rod Weight: 5838.88 lb
- [Alt-2] Rod String:**

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	D	D	NONE	NONE	NONE	NONE
Length	11025.00	2200.00				
Diameter	0.875	0.750				
Weight	2267.3	3571.6				
Damp Up	0.05					
Damp Down		0.05				

Buttons at the bottom include 'Save', 'Deviated Wellbore...', '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >'.

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 23. Datos de las condiciones del pozo LC 0903

The screenshot shows the 'Conditions' configuration window in the TWM software. The 'Conditions' tab is selected, and the 'Recall Mode' is active. The interface is divided into several sections:

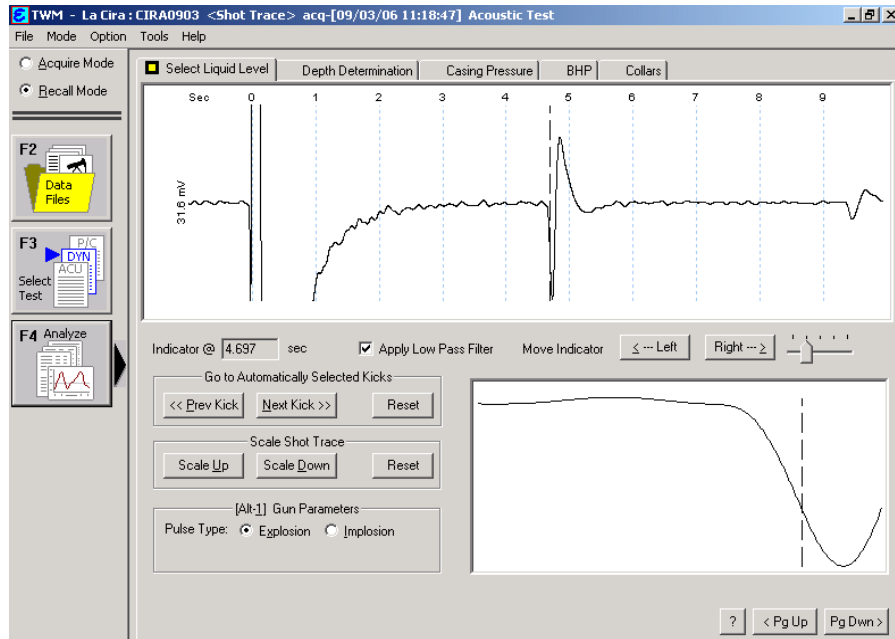
- Pressure [Alt-1]:**
  - Static BHP: 150.0 psi (g)
  - Static BHP Method: Acoustic
  - Static BHP Date: 05/16/2000
  - Producing BHP: 61.5 psi (g)
  - Producing BHP Method: Acoustic
  - Producing BHP Date: 09/03/2006
  - Formation Depth: 3305.00 ft
  - Producing Interval: Edit Interval...
- Production [Alt-3]:**
  - Oil: 9 BBL/D
  - Water: 2 BBL/D
  - Gas: 2.0 Mscf/D
  - Date: 05/16/2000
- Temperatures [Alt-4]:**
  - Surface: 70 deg F
  - Bottom Hole: 150 deg F
- Surface Producing Pressures [Alt-2]:**
  - Tubing: 30.0 psi (g)
  - Casing: 5.3 psi (g)
  - Casing Pressure Buildup: ( dP / dT )
  - Change In Pressure: 0.2 psi
  - Over - Change In Time: 2.00 min
- Fluid Properties [Alt-5]:**
  - Oil: 24.1 deg API
  - Water: 1.04 Sp.Gr.H2O
  - Gas Analysis ...

Buttons at the bottom include 'Save', '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >'.

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

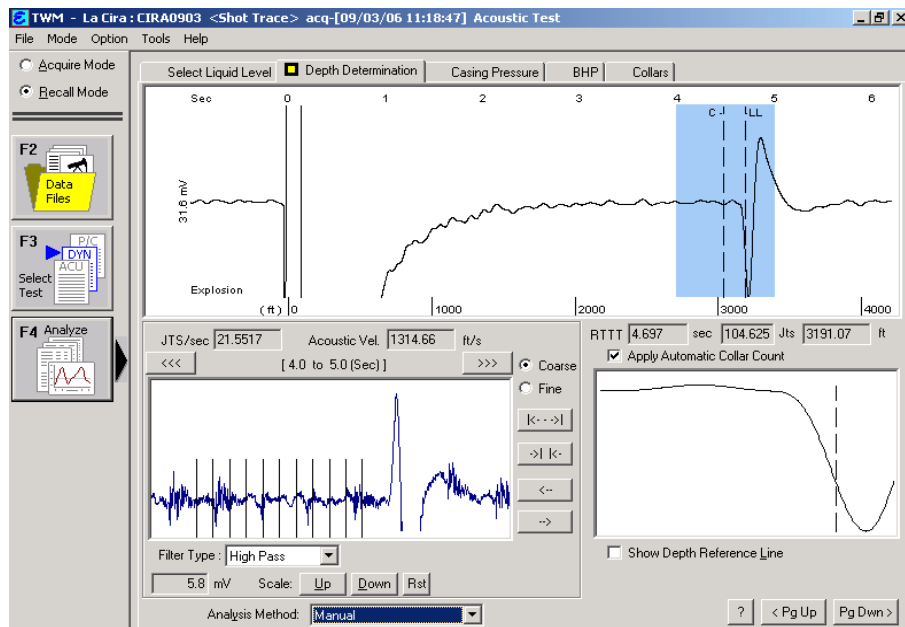
- Prueba acústica. Las figuras 24,25, 26, 27 muestran la prueba acústica.

Figura 24. Selección del nivel de fluido del pozo LC 0903



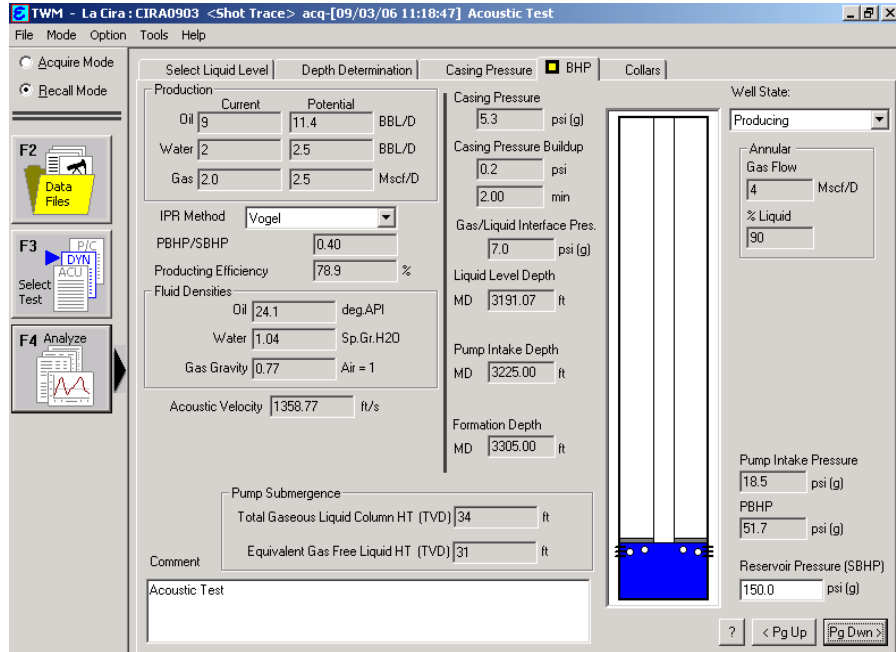
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 25. Determinación de la profundidad



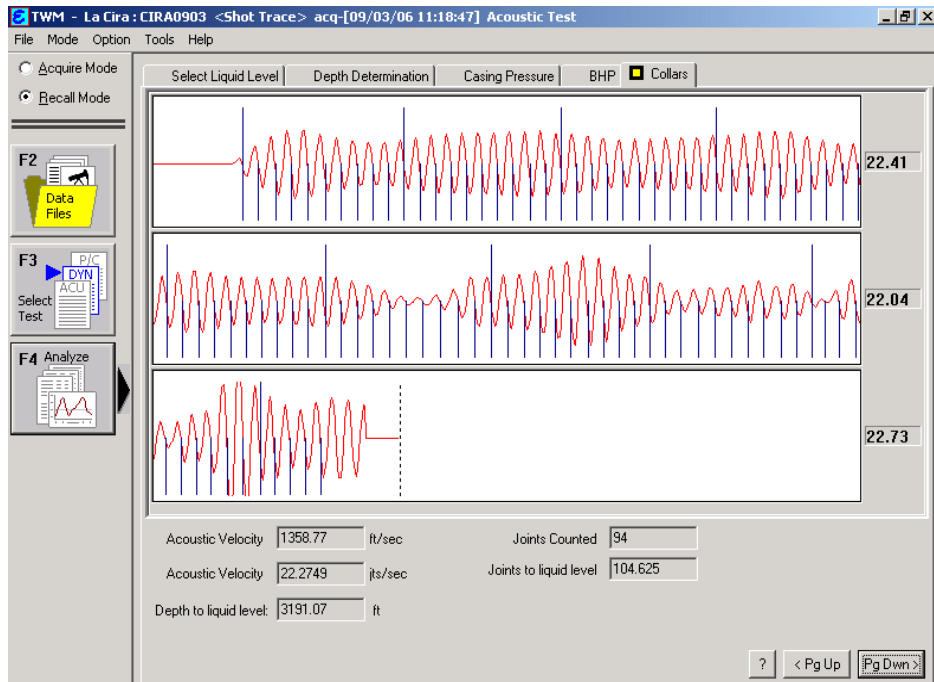
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 26. Resultados de la prueba acústica realizada al pozo LC 0903



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 27. Conteo de las juntas de la tubería de producción del pozo LC 0903



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

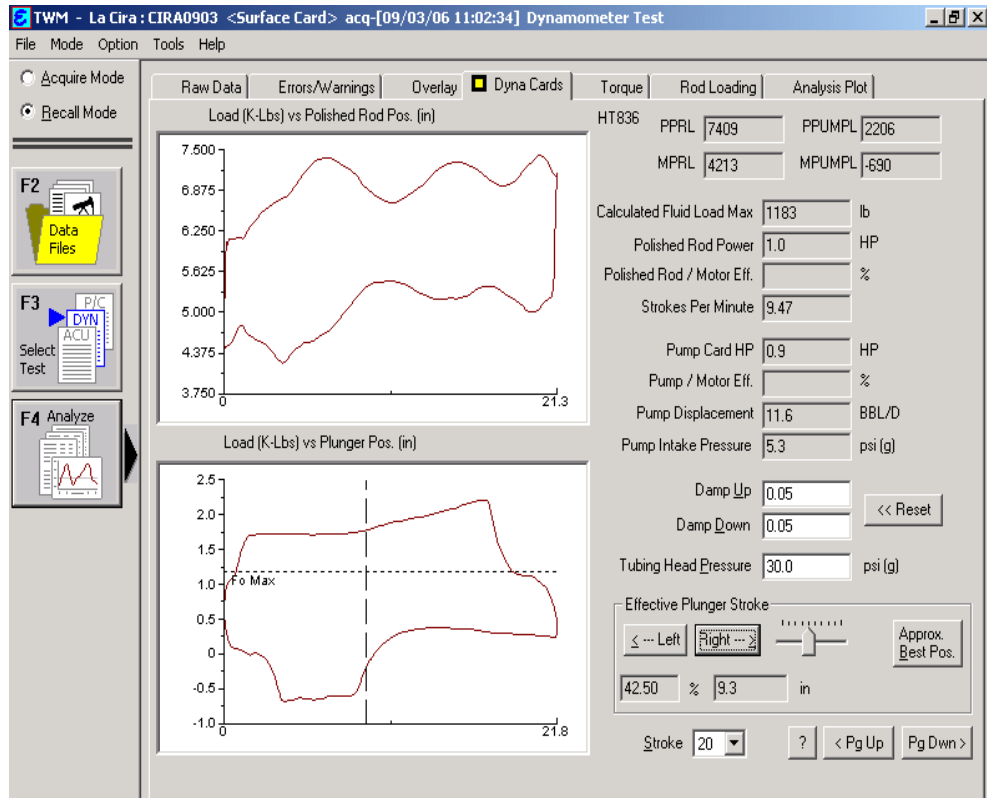
- **CONCLUSIÓN DEL REGISTRO ACÚSTICO**

El registro acústico indica un nivel de 34 pies de columna liquido-gaseosa sobre la bomba. La presión en cabeza de pozo se incrementa en 0.2 psi en 2 minutos. Este caudal de restauración de presión en el anular es usado para calcular que 90% de líquido está presente en la columna liquido-gaseosa. La correspondiente presión dinámica de fondo de pozo es de 150 psi. y la presión de entrada a la bomba es de 18.5 psi. Hay que tomar medidas correctivas inmediatamente, **el pozo esta sin nivel de sumergencia para la bomba.**

- Prueba Dinamométrica

La carta dinamométrica del pozo LC 0903 es representada en la figura 28.

Figura 28. Carta dinamométrica del pozo LC 0903



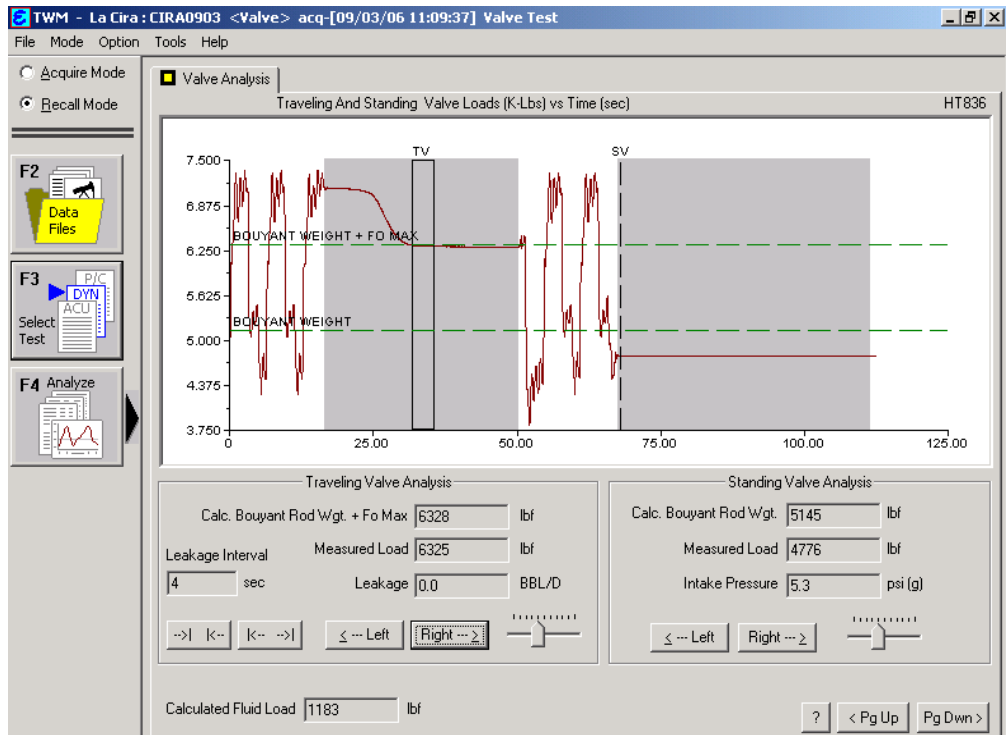
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2006

- Prueba de válvulas y pistón

La prueba de válvulas es realizada seguidamente de la carta dinamométrica. Para su realización se debe parar la unidad en posiciones donde se tenga seguridad que las válvulas deban estar haciendo sello. La prueba de válvulas del pozo LC 0903 es mostrada en la figura 29.

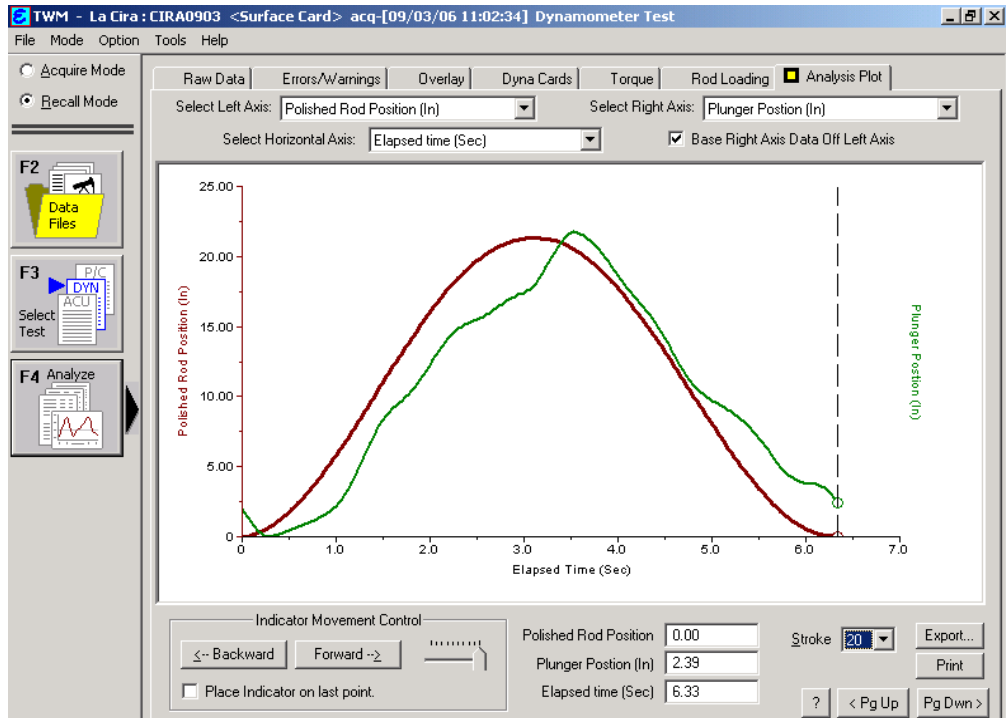
En la prueba del desplazamiento del pistón se detallar como es el movimiento relativo del pistón en relación con el desplazamiento de la sarta de varillas. La prueba de desplazamiento del pistón es mostrada en la figura 30.

Figura 29. Prueba de válvulas del pozo LC 0903



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 30. Prueba del recorrido del pistón del pozo LC 0903



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

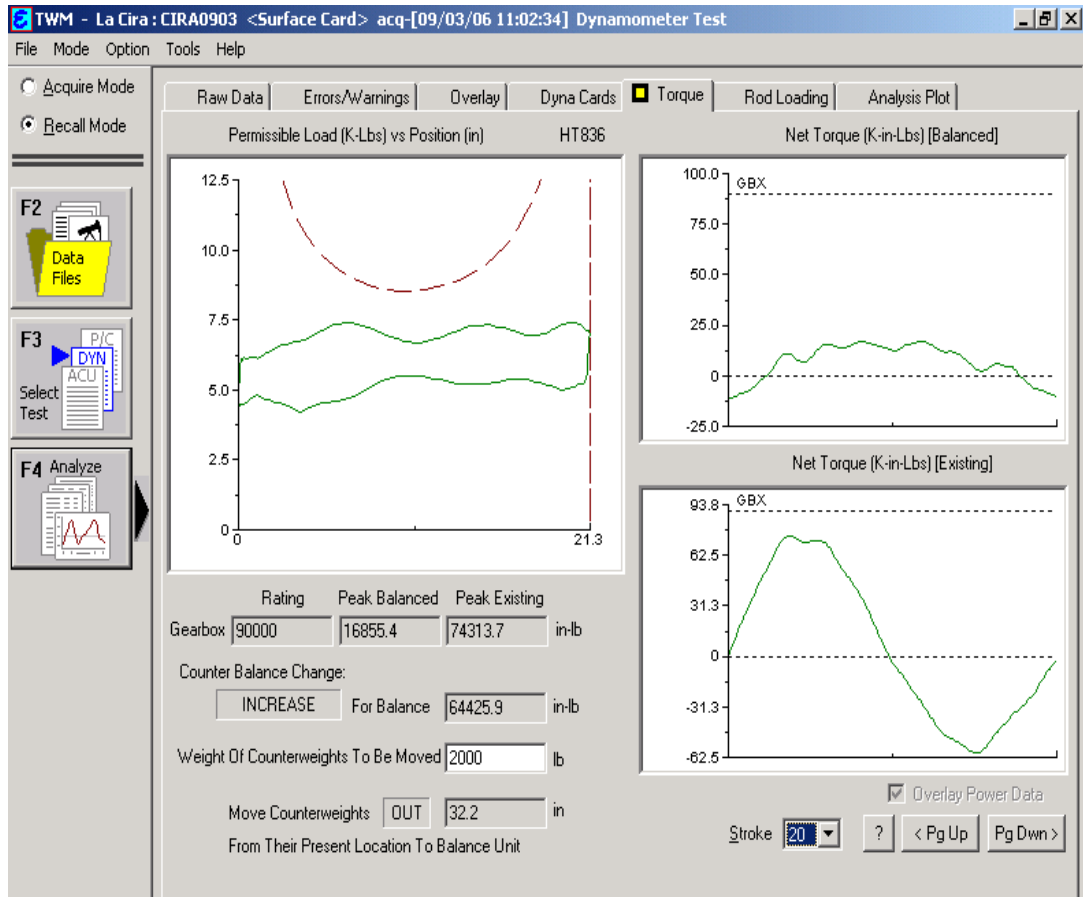
## • CONCLUSIÓN DEL REGISTRO DINAMOMÉTRICO

De la carta dinamométrica de fondo se puede observar que el pozo **Presenta golpe de fluido** debido al bajo nivel sobre la bomba, y al parecer la válvula viajera presenta problemas de operación.

- Prueba de cargas en al caja reductora

La pantalla de la figura 31 representa las cargas a las que esta sometida la unidad de bombeo.

Figura 31. Registro de cargas y torques del pozo LC 0903



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

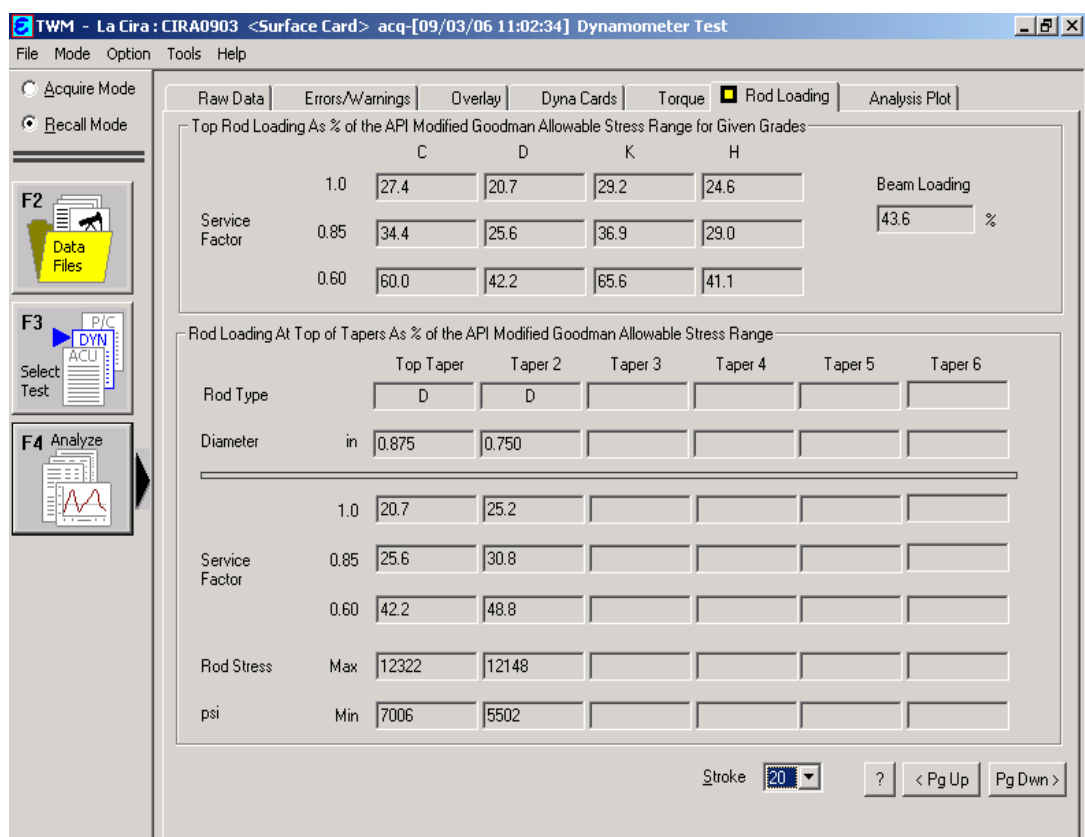
### • CONCLUSIÓN DEL ANALISIS DE CARGAS EN LA CAJA REDUCTORA

La unidad posee una caja reductora con capacidad máxima de torque de 90000 pulgadas/libras. El análisis computarizado de torque en la caja reductora indica que el torque máximo de balance es de 16855 libras/pulgada y que el torque máximo existente es de 74313 libras/pulgada. **La caja reductora no esta sobrecargada pero la unidad no esta balanceada.**

- Prueba de carga en las varillas

La figura 32 muestra el análisis de los porcentajes de cargas que soportan las varillas.

Figura 32. Diagrama modificado de Goodman del pozo LC 0903



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

### • CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS DE CARGAS EN LAS VARILLAS

Se observa que las varillas de grado D están **operando al 26% y 31% de la carga permisible** (Goodman modificado) para un factor de servicio del 85%.

- **Correctivos a realizar en el pozo**

✓ Es fundamental cambiar las condiciones actuales de operabilidad del pozo, el nivel sobre la bomba es mínimo, por lo cual es necesario reducir el tiempo de funcionamiento de la unidad de bombeo (si no es posible, entonces se debe reducir el recorrido de la unidad o los **strokes** por minuto).

✓ Las cargas a las que están siendo sometidas los tipos de varillas son muy bajas, éstas pueden soportar una mayor carga.

✓ Sería aconsejable realizar un nuevo estudio cuando el pozo halla recobrado nivel y verificar de nuevo la eficiencia de la bomba y de las válvulas (si es posible realizar la prueba de válvulas como mínimo dos veces) si continúan los problemas con la válvula viajera lo más recomendable será realizar un cambio de válvula, también hay que analizar el torque máximo sobre la carrera ascendente y descendente, buscando la manera que sean iguales( si no son iguales, hay que realizar los cálculos de torque teniendo en cuenta la adición de contrapesas en la unidad para lograr que esta trabaje balanceada).

**2.3.12 Compromiso con el software TWM.** La operatividad del software TWM por parte del personal operativo requiere que este comprenda el concepto de pozo como un sistema de elementos interrelacionados, cada uno de los cuales puede tener un efecto en los cambios de la eficiencia del sistema. Este concepto es relativamente extraño para la mayoría de los operadores, ya que piensan que un pozo está conformado solo por una unidad de bombeo, o la bomba de subsuelo, o las varillas, dependiendo de su experiencia en el pasado y responsabilidad. De otra manera la aplicación adecuada del concepto de administrador completo de pozo incluye involucra disciplina por parte del personal operativo. Esto es especialmente importante si la aplicación del **software** en la adquisición de datos

está siendo utilizada en una operación en la cual han sido utilizados recursos limitados.

## **2.4 TRABAJO EN CAMPO**

Es muy importante para operar este equipo ( **Echometer**) que se conserven normas de seguridad. Las presiones nominales de la pistola de gas **Echometer** Co. y de todas las uniones, mangueras, etc. deben ser siempre mayores que la presión del pozo. Debido a que la presión del revestimiento siempre se incrementa durante una prueba de restauración, ciertas precauciones se deben tener en cuenta para que la presión del pozo no sobrepase las presiones nominales del equipo.

No use partes corroídas o desgastadas. Un accesorio corroído o desgastado no puede resistir las presiones nominales originales del equipo.

Es importante que el operador del equipo tenga conocimiento básico en cuanto la manipulación o manejo de presiones, características de los materiales, efectos de temperatura, corrosión, desgaste de materiales, propiedades eléctricas, propiedades de los gases, etc. Las pruebas no se deben ejecutar si el usuario, el equipo y el pozo no están en condiciones seguras de operación.

**2.4.1 Operación del estudio acústico del pozo.** Los principales objetivos al hacer los estudios acústicos son las medidas de la profundidad del nivel de líquido, determinación de la presión de fondo de pozo y la estimación de los parámetros de desempeño del pozo.

El analizador de pozo dará resultados detallados acerca de estos tres elementos. La toma del registro acústico se realiza siguiendo el análisis de trabajo seguro (ATS).

La tabla 2 indica los pasos a seguir en la toma de los registros acústicos para evitar accidentes en la realización de la prueba.

Tabla 2. Análisis de trabajo seguro (registro acústico)

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BASICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
1. Asegúrese de que la presión del pozo sea menor a 1500 psi. Verificar que las conexiones donde va instalada la pistola este libre de suciedad ó con aceite.	Lesiones en los ojos y en la cara por la presión de crudo o gas. Caída al contrapozo. Evitar que en el momento de abrir la válvula le caiga mugre, gas o aceite al operador en los ojos	Verificar que la válvula este libre de suciedad. Tomar una postura correcta al agacharse para maniobrar válvulas
2. Conecte la pistola al pozo y revise que las roscas estén buenas; para fijar la pistola gírela al menos 4-1/2 vueltas.	Daños en la pistola por caída al contrapozo	Verificar el estado de las roscas. Enroscar la pistola correctamente
3. Cierre la válvula del anular	Caída al contrapozo	Colocarse en posición correcta y segura para realizar la operación
4. Conectar el transductor de presión a la pistola	No presenta peligro alguno.	
5. Conecte los cables a la pistola y al analizador	No presenta peligro alguno.	
6. Seleccione la opción de iniciación en la modalidad <b>Acquire Mode</b>	No presenta peligro alguno.	

Tabla 2. Análisis de trabajo seguro (registro acústico). Continuación.

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
7. Seleccione la prueba a tomar con F4 ( <b>acoustic</b> ), luego de click en F2 para seleccionar el sensor de presión	No presenta peligro alguno.	
8. Revise los coeficientes del transductor de presión	No presenta peligro alguno.	
9. libere la presión en la pistola antes de tomar el cero		
10. Tome el cero (debe estar la válvula de 2" cerrada para que no haya comunicación <b>casing</b> -pistola ). Ubique el cursor en la celda de cero y dele ENTER 2 veces, asegúrese que el valor del cero sea menor del 10% del que se está usando		Verifique que la válvula opuesta este totalmente cerrada y que no haya fuga por ninguna de las conexiones
11. Cargue la cámara de la pistola con Nitrógeno con 100 psi por encima de la presión estimada del revestimiento	Golpe con la manguera	No agregar más nitrógeno de lo recomendado. Sujetar bien el cilindro a la manguera cuando se está aplicando nitrógeno a la pistola
12. Tomando el cero se procede a abrir la válvula de 2", que se encuentra cerrada por la toma del cero	Caída contrapozo al	Colocarse en posición correcta y segura para hacer la operación
13. Cierre las otras válvulas que conectan el revestimiento y las líneas de flujo.		Verificar válvulas cerradas. Colocarse en posición correcta y segura para hacer la operación

Tabla 2. Análisis de trabajo seguro (registro acústico). Continuación.

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
14. Seleccione la opción adquirir datos F5 " <b>Acquire date</b> ". Revise el ruido generado por el pozo y espere 20 segundos para que se estabilice el sistema	No presenta peligro alguno.	Pulse la tecla indicada. Espere que se estabilice el sistema
15. Pulse la opción <b>fire shot</b> (tiro) y el traductor y la pistola se activaran automáticamente.	No presenta peligro alguno.	No exceder el tiempo que recomienda el <b>software</b> para realizar el disparo
16. Salve la carta.	No presenta peligro alguno.	Estar seguro que a la hora de adquirir el registro o nivel la válvula de la pistola no esté abierta
17. Para analizar los datos vaya a F6. Si no se obtienen datos satisfactorios incremente la presión en la cámara y repita el procedimiento anterior.	No presenta peligro alguno.	Nunca exceda la presión de 1500 psi.

Fuente: Base de Archivos de HSQ de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

**2.4.2 Operación del estudio dinamométrico de pozo.** El principal objetivo al hacer los estudios dinamométricos es la medición de cargas que soporta la barra lisa a través de su carrera ascendente y descendente las cuales son causadas por la variación de las cargas de la bomba, a las que se suman las producidas por el peso del fluido, fricción, aceleración etc. se busca observar el comportamiento de la bomba de subsuelo y sus componentes logrando la ejecución de correctivos que lleven a un funcionamiento eficiente de la misma.

La toma del registro dinamométrico se realiza siguiendo el análisis de trabajo seguro (ATS).

La tabla 3 indica los pasos a seguir en la toma de los registros acústicos para evitar accidentes en la realización de la prueba.

Tabla 3. Análisis de trabajo seguro (registro dinamométrico)

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BASICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
1. Revisar el estado de la locación y de la unidad de bombeo.	Caída al contrapozo. Lesiones en las manos al accionar el freno.	Locación en buen estado y freno de la unidad en buenas condiciones.
2. Verificar que las conexiones para la toma del registro estén en buenas condiciones	Caídas al contrapozo al momento de colocar la herramienta	Se requiere que las conexiones y las válvulas estén en buen estado.
3. Cuadrar el vehículo teniendo en cuenta que el extremo de la rampa de este quede a 30 centímetros de la barra lisa	Golpe con la rampa del vehículo y la barra lisa, ocasionando torcedura de la misma o daño del vehículo.	Reversar con precaución teniendo en cuenta el recorrido de la unidad y evitar golpear las conexiones.
4. Instalación del equipo: Instalar cable al sensor de peso y conectar al <b>Echometer</b> . Liberar peso de la sarta de varilla colocando una grapa de su respectivo diámetro en la barra lisa, parar la unidad en sentido descendente faltando 2' para que termine el recorrido. Colocada la grapa se debe liberar el <b>leuter</b> llevando el crank a la posición vertical.	No presenta peligro de accidente. Lesiones en las manos al momento de maniobrar el freno. Caída al contrapozo al colocar la grapa.	Verificar que las conexiones estén correctamente instaladas. Tener cuidado al momento de accionar la palanca del freno. Limpiar la zona donde se va a colocar la grapa y colocarla en posición correcta para facilitar la apretada y la soltada

Tabla 3. Análisis de trabajo seguro (registro dinamométrico). Continuación

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BASICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
5. Colocar el sensor o celda de carga entre el <b>leuter</b> y el aguilá.	Caída al montarse a la plataforma del vehículo. Machucón de la mano al levantar el <b>leuter</b> .	Subir a la rampa con cuidado verificando que no halla residuos de aceite para evitar resbalones. Utilizar guantes de trabajo y limpiar la zona de trabajo.
7. Soltar la grapa	Caída al contrapozo	Utilizar la herramienta adecuada para dicha operación. Verifique que el cabezal de la unidad no se salga de la guía.
8. Encender el equipo, primero el analizador y luego el computador.	No presenta peligro de accidente	Proteger el equipo de los rayos solares y de la humedad. Transporte el equipo cuidadosamente donde no reciba vibraciones ni golpes.
9. Poner a trabajar la unidad de bombeo.	Descargas eléctricas.	Verifique que no haya fuga de corriente en la caja eléctrica.
10. Entre al programa del equipo <b>echometer</b> (entra en ambiente <b>Windows</b> ), ubique el cursor en <b>Total Well Management</b> (TWM) y de click 2 veces.	No presenta peligro de accidente	
11. Seleccione la opción <b>Acquire Mode</b> que es para el trabajo en campo ( <b>Recall Mode</b> es en oficina)	No presenta peligro de accidente	

Tabla 3. Análisis de trabajo seguro (registro dinamométrico). Continuación.

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
12. Oprimir F3 para buscar el campo y el pozo. Seleccione el pozo analizar (base de datos)	No presenta peligro de accidente	Verificar que estamos ubicados en el pozo correcto y los datos del pozo están actualizados.
13. Con F4 seleccione la prueba a realizar.		
14. Para iniciar la toma del dinagrama, proceda a tomar el cero o línea de partida, teniendo en cuenta que la celda de carga esté libre de peso. Coloque el cursor en la celda del cero y de 2 veces <b>enter</b> .	No presenta peligro de accidente.	Verifique que el dato de los ceros coincida y tenga en cuenta que la fecha y hora estén actualizadas
15 Parar la unidad y quitar la grapa	Caída al contrapozo Resbalar al caminar entre el freno y la caja eléctrica.	Verificar que no haya obstáculos ni pisos resbalosos.
16. Con la unidad trabajando espere un minuto. Pulse F5 para tomar el dinagrama y espere 3 minutos mientras se estabilizan las cargas.	No presenta peligro de accidente.	
17. Pulse <b>start</b> , proceda a tomar la carta y grabar datos.	No presenta peligro de accidente.	

Tabla 3. Análisis de trabajo seguro (registro dinamométrico). Continuación.

ORDEN SUCESIVO DE PASOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL TRABAJO	ACCIDENTES O PELIGROS POTENCIALES	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO RECOMENDADO
19. Espere de 2 a 3 minutos y pulse <b>stop</b> . Coloque los comentarios de la prueba	No presenta peligro de accidente.	
20. Salve la carta	No presenta peligro de accidente.	
21. Con F6 entramos a análisis para observar el registro realizado	No presenta peligro de accidente.	
22. Pulse F4 para seleccionar la prueba de válvulas, seleccione la opción <b>test</b> de válvulas	No presenta peligro de accidente.	
24. Quite el freno, deje que la unidad de 3 recorridos (3 vueltas) y frene lentamente terminando la carrera descendente +/- 2 pies antes de terminar, esto para tomar la válvula fija.	Lesiones en las manos	Utilizar guantes y tener cuidado al momento de accionar el freno.
25. Salve los resultados de las pruebas de válvulas y con F6 se analiza la grafica de válvulas.		La carga de la batería del equipo no alcanza para 3 horas de trabajo continuo, se recomienda terminado el trabajo, dejar el equipo cargando la batería.

Fuente: Base de Archivos de HSQ de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

### 3. CARTAS TÍPICAS DINAMOMÉTRICAS Y CALCULO ACÚSTICO DEL NIVEL DE FLUIDO.

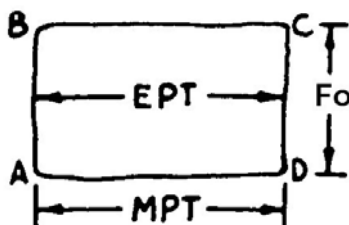
#### 3.1 CARTA DINAMOMÉTRICA.<sup>4</sup>

En el análisis dinamométrico se analiza dos tipos de cartas. La carta de superficie y la carta de subsuelo o fondo. El principal uso de la carta dinamométrica es la identificación y el análisis de los problemas presentes en fondo de pozo. La carta de superficie grafica las cargas medidas por la sarta de varillas para diferentes posiciones a través de una carrera completa. La carga es usualmente expresada en libras-fuerza y la posición en pulgadas. La carta de subsuelo o de la bomba calcula las cargas para diferentes posiciones de recorrido de la bomba y representa la carga de la bomba aplicada a la base de la sarta de varillas. La carta de subsuelo es importante ya que un diagnostico de los problemas que puede presentar la bomba a través de la inspección de la carta de superficie no es suficiente.

#### DEFINICIÓN DE TÉRMINOS EN LA CARTA DE SUBSUELO

Los diferentes parámetros que influyen en el análisis de una carta dinamométrica son mostrados en la figura 33.

Figura 33. Parámetros que influyen en el análisis dinamométrico



<sup>4</sup> <http://www.echometer.com/support/technotes/index.html>.Diagnostic pump shapes.Technotes:pump card shapes.

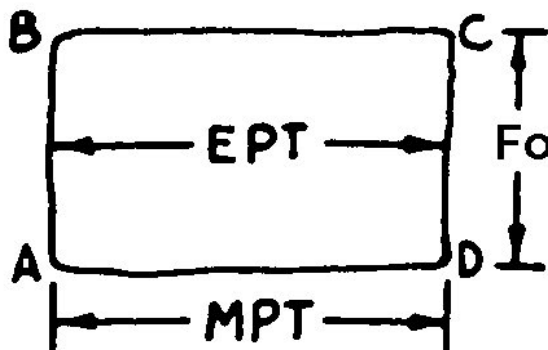
- A. MPT ( Maximun Plunger Travel ): el máximo viaje del pistón es la máxima longitud que se mueve el pistón con respecto al barril de la bomba durante una carrera completa.
- B. Fo (Fluid load): la carga de fluido es una fuerza causada por la diferencia de presión actuando sobre el pistón de la bomba.
- C. EPT ( Effective Plunger Travel): el viaje efectivo del pistón es el desplazamiento de este cuando una carga completa de fluido esta actuando sobre la válvula fija.

Para los análisis de las diferentes cartas dinámométricas se toma en cuenta los valores existentes de MPT, Fo, y EPT.

### 3.1.1 Cartas generalizadas de los diferentes problemas presentados en los pozos

**Llenado normal de bomba (tubería anclada).** La figura 34 muestra la representación grafica de una bomba con llenado normal y tubería de producción anclada.

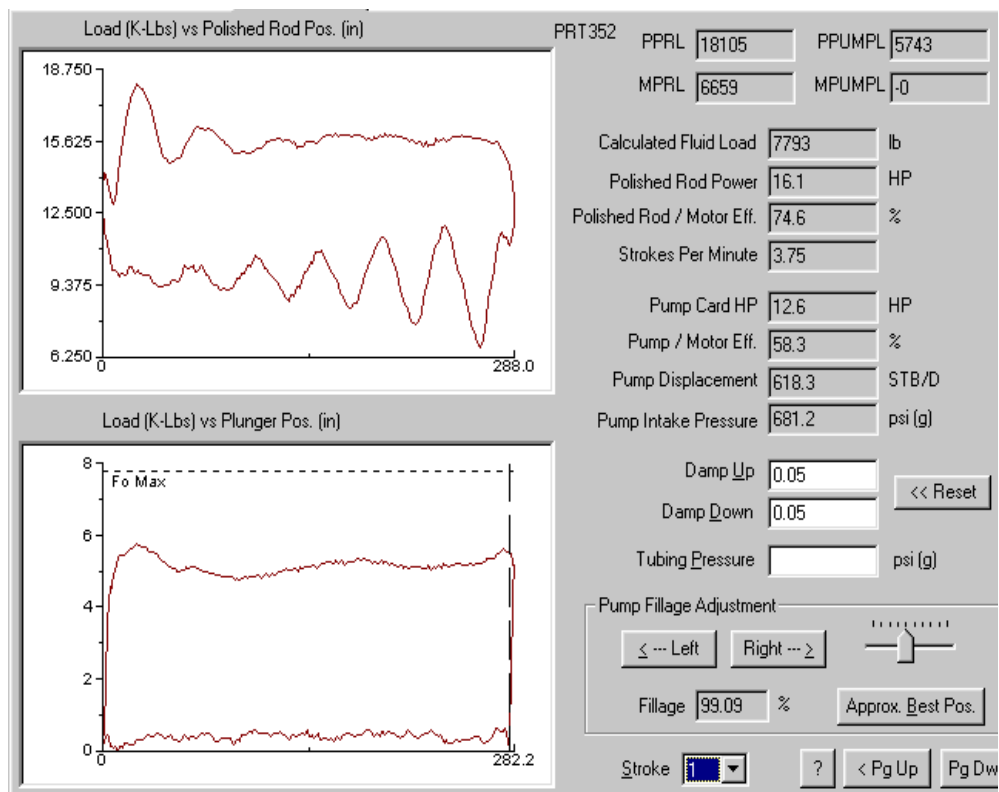
Figura 34. Representación grafica de un llenado normal de bomba



- EPT=MPT
- Llenado normal de la bomba con liquido, no hay presencia de gas
- Bomba funcionando apropiadamente

La figura 35 muestra una carta dinamométrica de una bomba con llenado normal y con ancla de tubería.

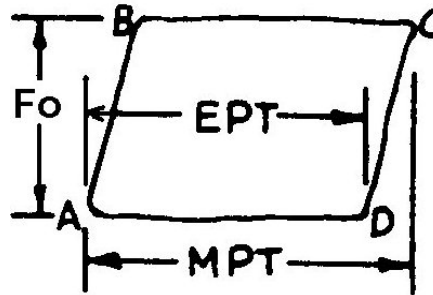
Figura 35. Carta dinamométrica de un llenado normal de bomba con tubería anclada



Fuente: Tomada de TWM Software.

**Llenado normal de bomba (tubería no anclada).** La figura 36 muestra la representación grafica de una bomba con llenado normal y tubería de producción no anclada.

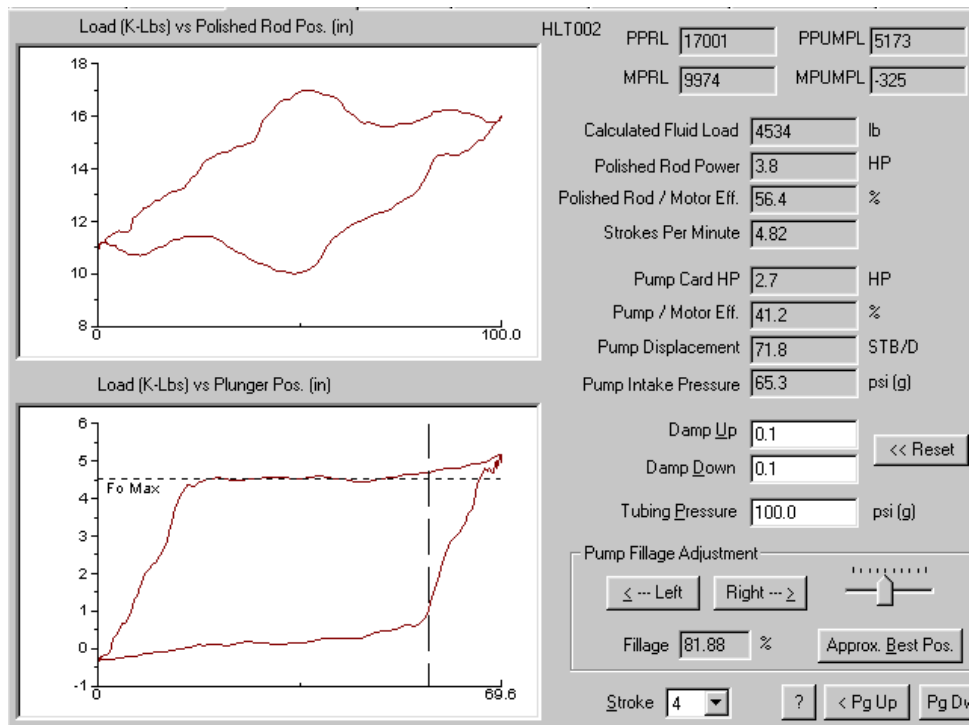
Figura 36. Representación grafica de un llenado normal de bomba con tubería no anclada.



- $EPT < MPT$
- Llenado normal de la bomba con líquido, no hay presencia de gas.
- Bomba funcionando apropiadamente.

La figura 37 muestra una carta dinamométrica de una bomba con llenado normal y sin ancla de tubería.

Figura 37. Carta dinamométrica de un llenado normal de bomba con tubería no anclada



Fuente: Tomada de TWM Software.

## Fuga en la válvula viajera

Figura 38. Tubería anclada

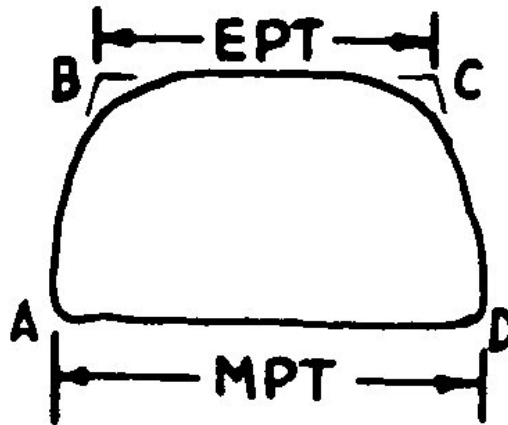
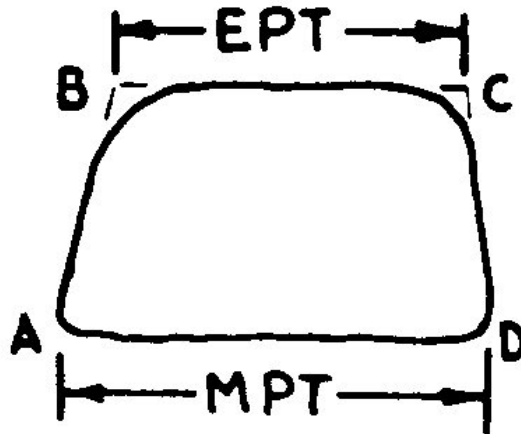


Figura 39. Tubería no anclada



Las figuras 38 y 39 muestran la representación gráfica de una bomba con fuga en la válvula viajera.

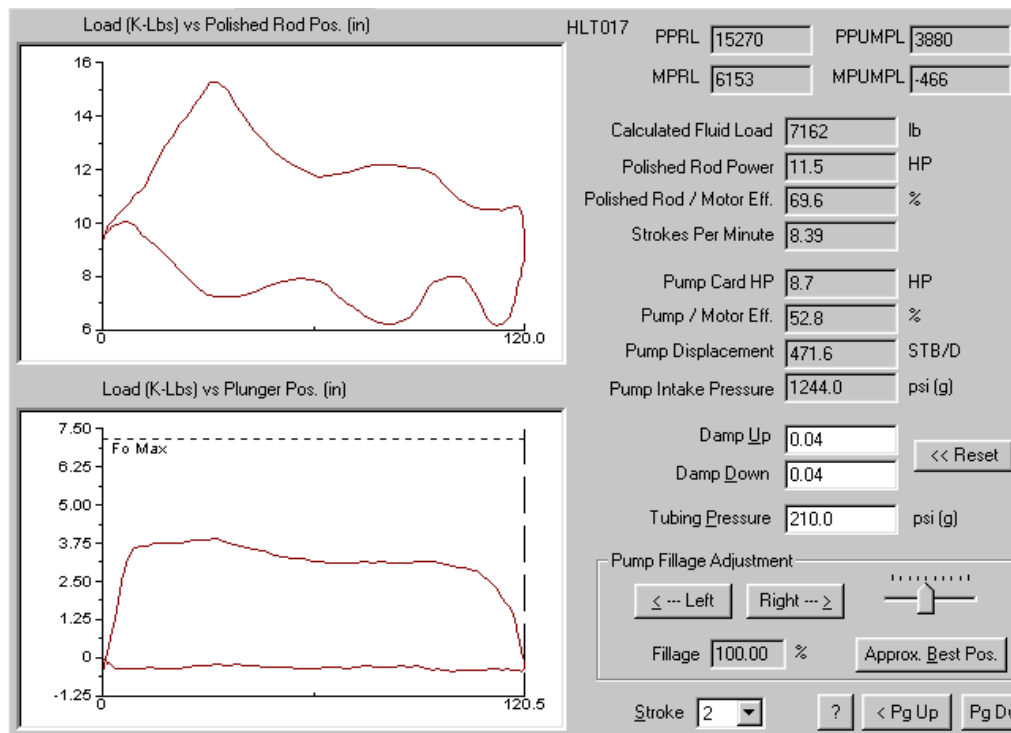
- $EPT < MPT$
- La fuga en la válvula viajera o excesiva deslizadera del pistón, causa demora en recoger la carga de fluido y la prematura descarga del mismo, de esta manera la válvula viajera solo es efectiva durante una porción de la carrera ascendente.

La figura 40 muestra una carta dinamométrica de una bomba que presenta fuga en la válvula viajera.

En la prueba de válvulas se puede detallar la baja eficiencia de la válvula viajera.

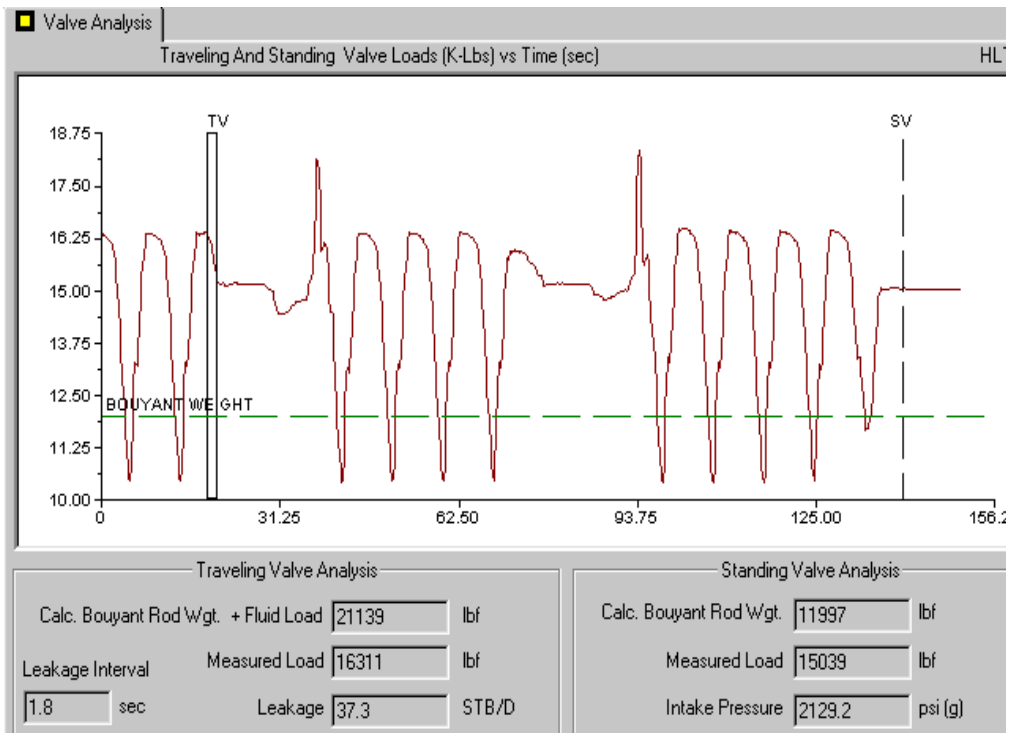
De la figura 41 se puede observar que la carga que esta soportando la válvula viajera tan solo corresponde al 77% de la carga que debería estar soportando para operar en buen estado.

Figura 40. Carta dinamométrica de fuga en la válvula viajera



Fuente: Tomada de TWM Software.

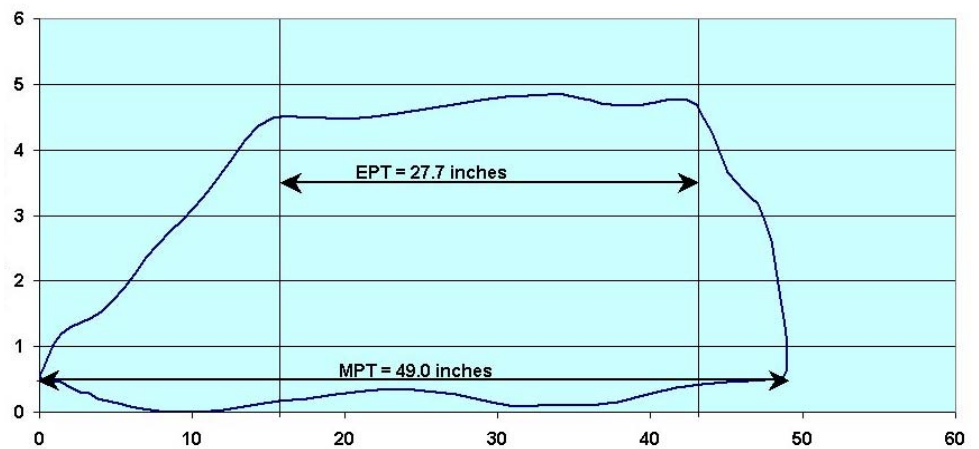
Figura 41. Prueba de válvulas (Válvula viajera con fuga)



Fuente: Tomada de TWM Software.

La figura 42 realiza la comparación de las pérdidas que ocurren cuando una válvula viajera presenta fuga.

Figura 42. Comparación de los cálculos y pérdidas de una válvula viajera con fuga.



Carga (lb-f) **Vs.** Desplazamiento del pistón (pulg)

	Stroke (Pulgadas)	Desplazamiento de la bomba (BPD)
EPT	27.7	113.1
MPT	49	200

La eficiencia de la bomba es del 57%, la fuga en la válvula viajera reduce la capacidad de extracción de la unidad en más del 40%.

**Fuga en la válvula fija.** La figura 43 y 44 muestra la representación grafica de una bomba con fuga en la válvula fija.

- $EPT < MPT$
- La fuga en la válvula fija causa carga prematura sobre las varillas cuando dicha válvula debe cumplir la función de sello y una demora en la descarga cuando esta abierta al paso del fluido a través de la bomba, de esta manera la válvula fija solo es efectiva durante una porción de la carrera descendente.

Figura 43. Tubería anclada

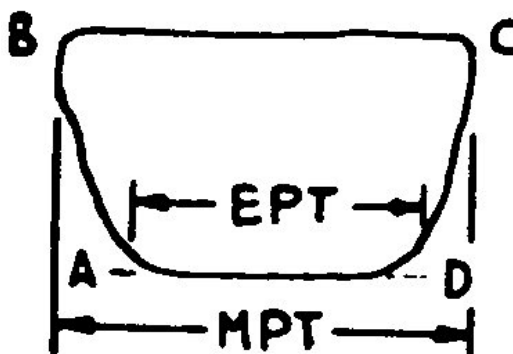
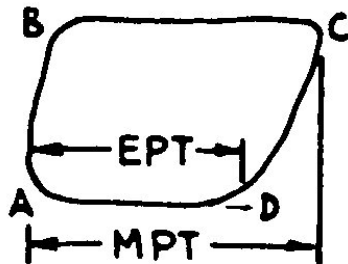


Figura 44. Tubería no anclada

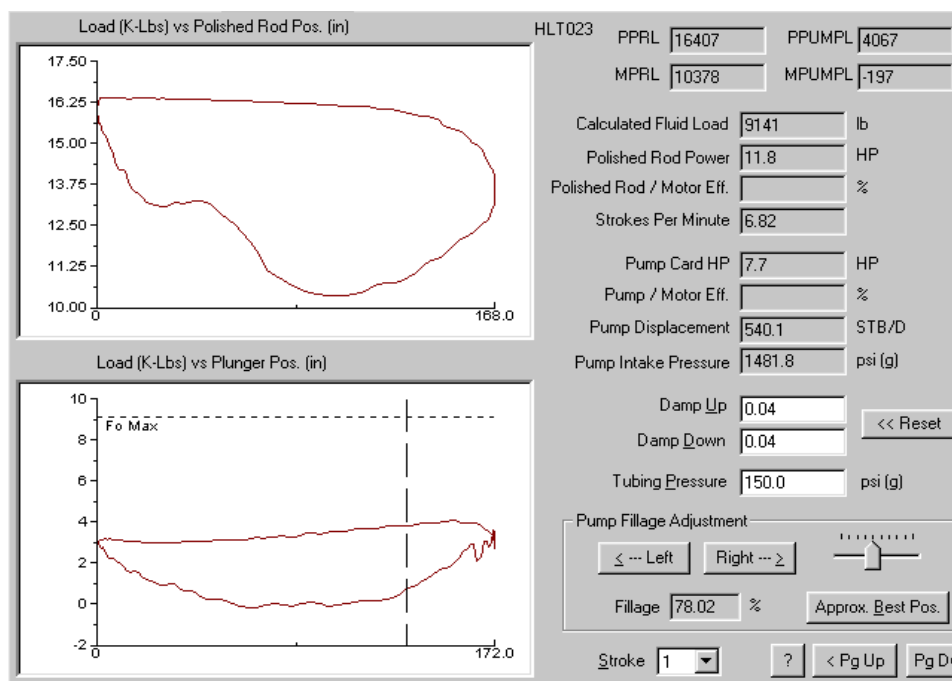


La figura 45 muestra una carta dinamométrica de una bomba que presenta fuga en la válvula fija.

En la prueba de válvulas se puede detallar la baja eficiencia de la válvula fija.

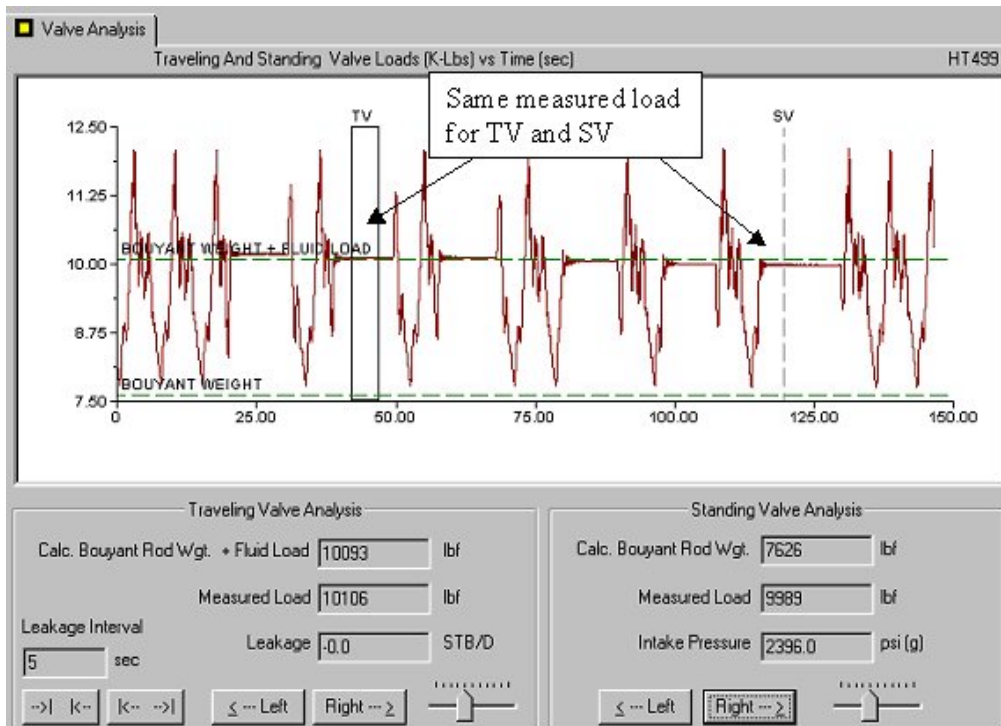
La figura 46 muestra una prueba de válvulas donde la carga medida a la carga fija es igual a la carga que soporta normalmente la válvula viajera.

Figura 45. Carta dinamométrica de fuga en la válvula fija



Fuente: Tomada de TWM Software.

Figura 46. Prueba de válvulas (Válvula fija con fuga)



Fuente: Tomada de TWM Software.

**Golpe de fluido.** Las figuras 47 y 48 son representaciones graficas de golpe de fluido de la bomba.

Figura 47. Tubería anclada

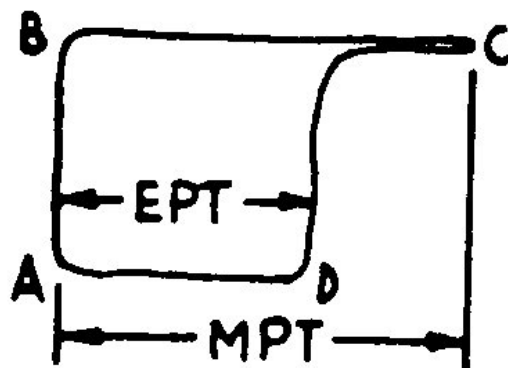
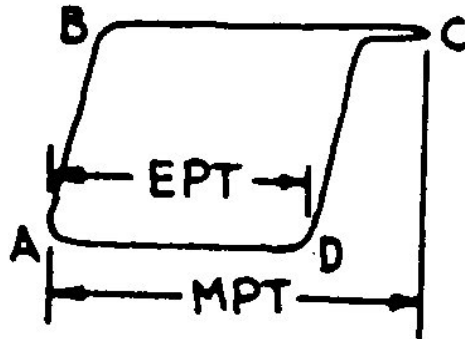


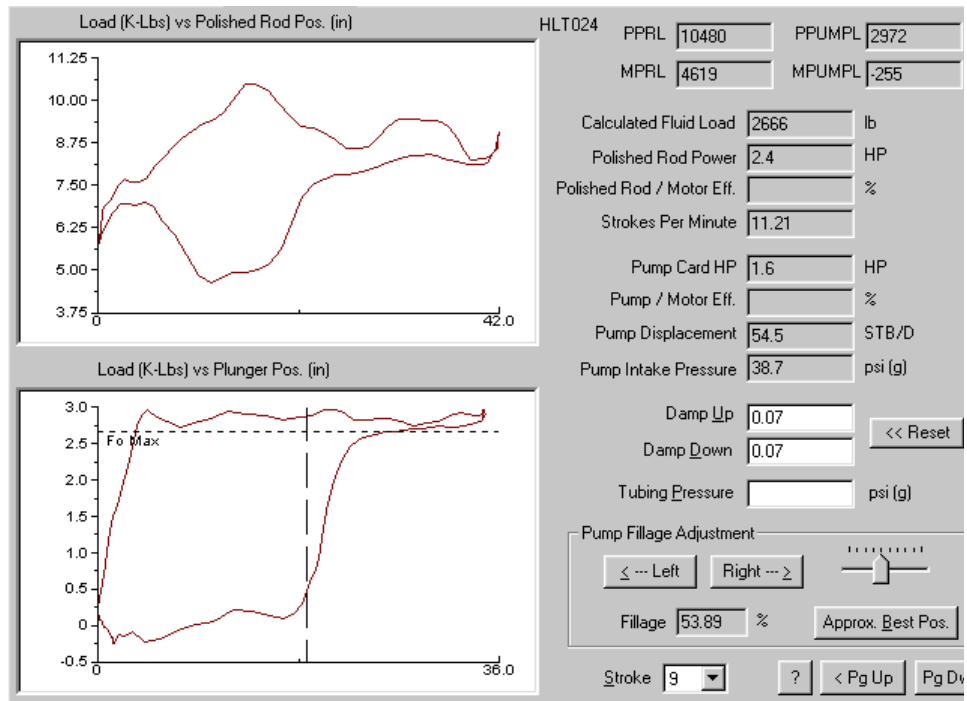
Figura 48. Tubería no anclada



- $EPT < MPT$
- Cuando ocurre el severo golpe de fluido, el pozo no está siendo bombeado, los componentes de la bomba funcionan apropiadamente, pero, una descarga repentina sobre las varillas provocará una reducción en la vida del equipo.

La figura 49 muestra la carta dinamométrica de un golpe de fluido.

Figura 49. Carta dinamométrica de un golpe de fluido



Fuente: Tomada de TWM Software.

**Interferencia de gas.** Las figuras 50 y 51 son representaciones graficas de interferencia de gas.

Figura 50. Tubería anclada

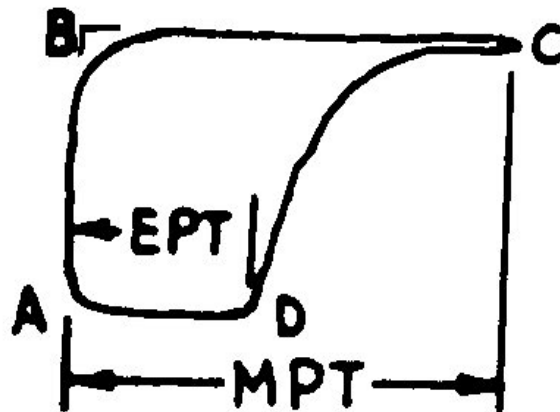
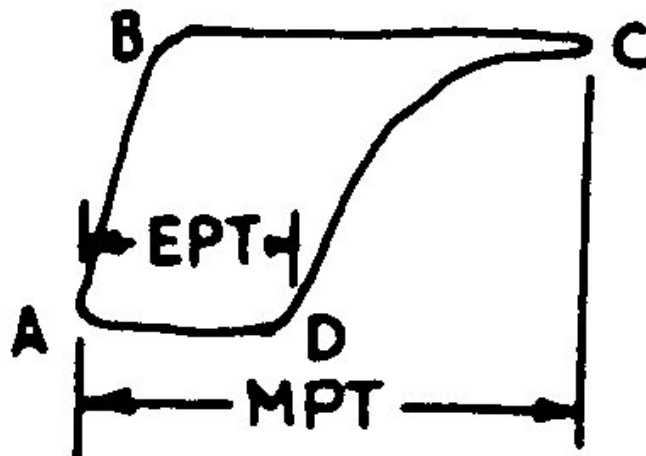


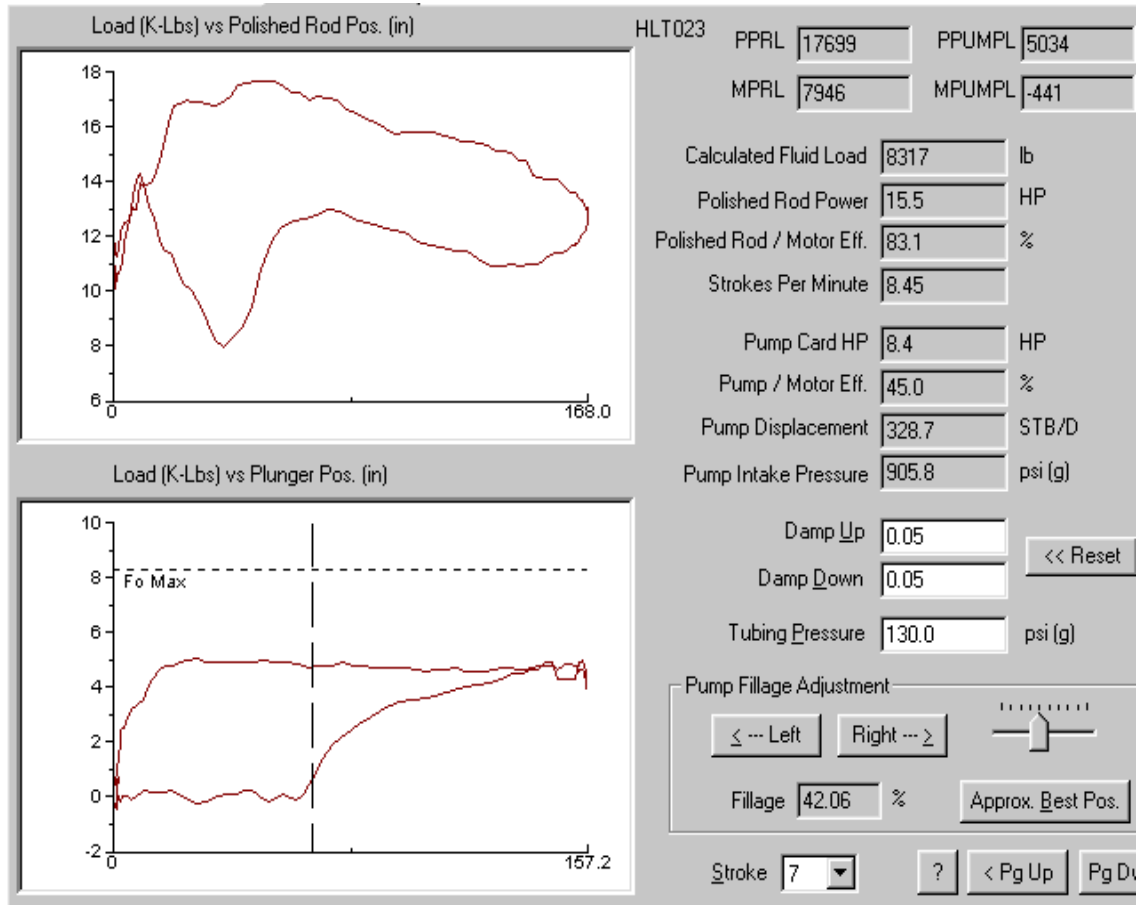
Figura 51. Tubería no anclada



- $EPT < MPT$
- La interferencia de gas causa reducción en el viaje efectivo del pistón. Los componentes de la bomba funcionan apropiadamente. Normalmente inestabilidad de pozo ocurren cuando existen cambios de EPT entre carreras.

La figura 52 muestra la carta dinamométrica de una bomba afectada por la interferencia de gas.

Figura 52. Carta dinamométrica de interferencia de gas



Fuente: Tomada de TWM Software.

**Pistón espaciado inapropiadamente.** Las figuras 53 y 54 son representaciones graficas de pistón mal espaciado

Figura 53. Tubería anclada

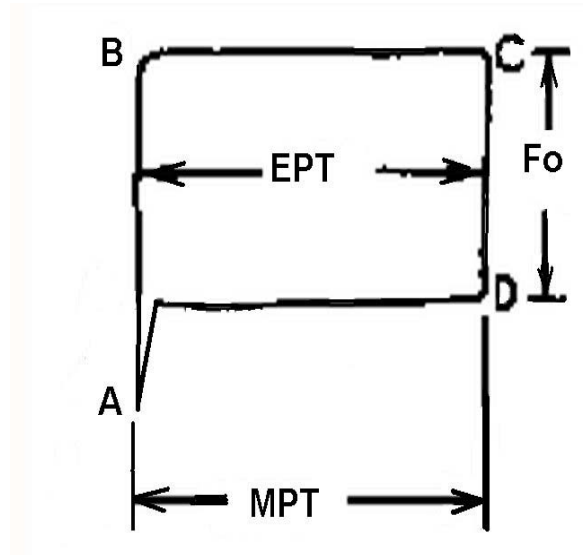
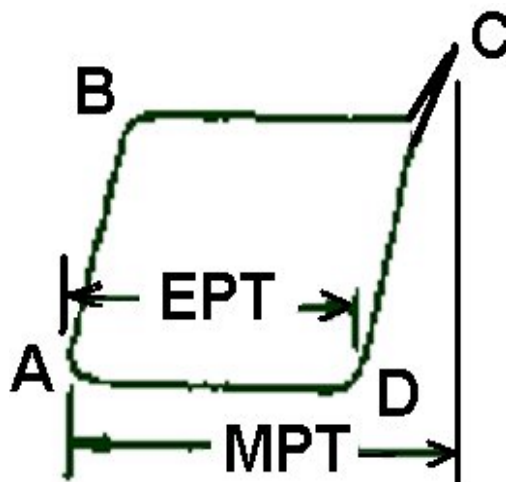


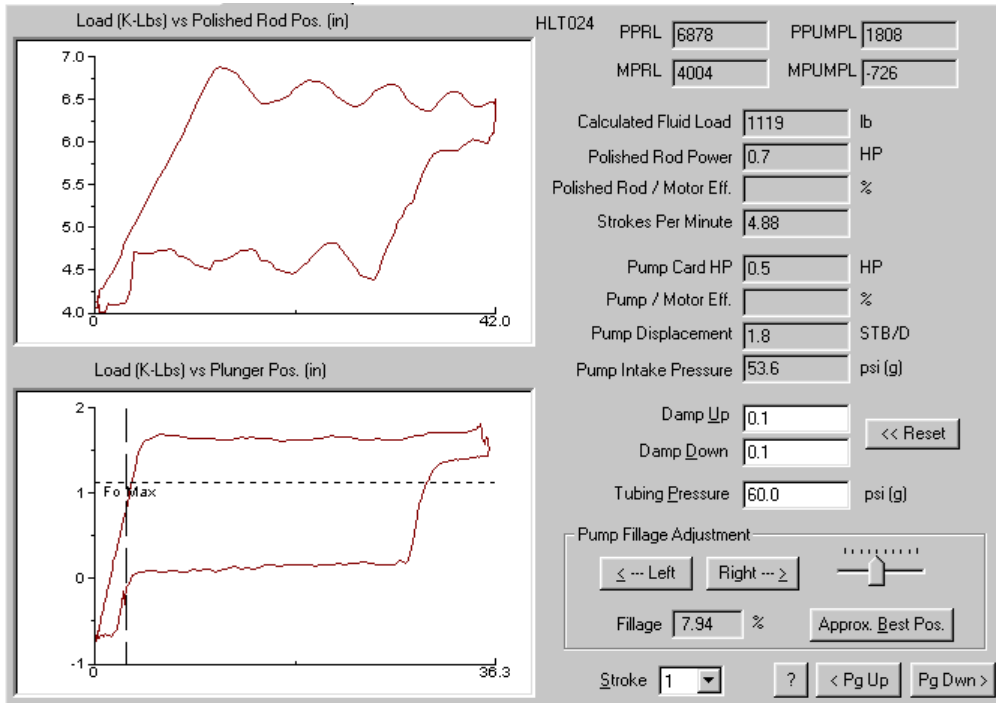
Figura 54. Tubería no anclada



- $EPT = MPT$  (A),  $EPT < MPT$  (B)
- La bomba está golpeando la base de la carrera (Fig. 53), y el tope de la carrera (Fig. 54). Probables daños a bomba, varillas y tubería de producción.

La figura 55 muestra la carta dinamométrica de una bomba con pistón mal espaciado.

Figura 55. Carta dinamométrica de un pistón mal espaciado



Fuente: Tomada de TWM Software.

**Bomba gastada.** La figura 56 es una representación grafica de una bomba gastada

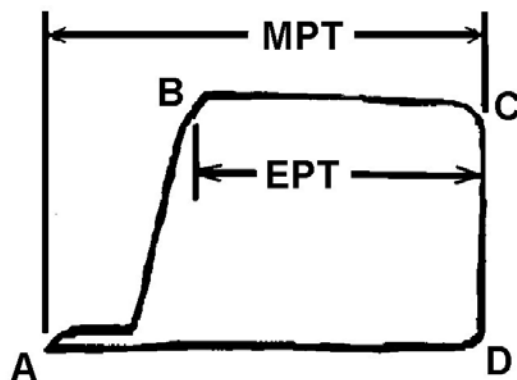
Figura 56. Representación grafica de una bomba gastada



- El comportamiento es el mismo para cuando la tubería está anclada o no.
- El viaje efectivo del pistón es nulo, es necesario un cambio de bomba inmediatamente.

**Demora en el cerrado de la válvula viajera.** Las figuras 57 es una representación grafica de una bomba cuya válvula viajera presenta demora en la acción de cerrado.

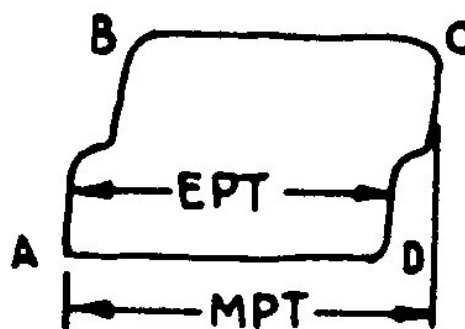
Figura 57. Representación grafica de demora en el cerrado de la válvula viajera



- El comportamiento es el mismo para cuando la tubería esta anclada o no.
- La válvula viajera no cierra apropiadamente; un fluido muy viscoso puede causar la restricción al flujo en la bomba, también ocurre cuando el área de flujo es muy pequeña comparada con el área de barrido del pistón.

**Mal funcionamiento del ancla de tubería.** La figura 58 es una representación grafica de un mal funcionamiento del ancla de tubería.

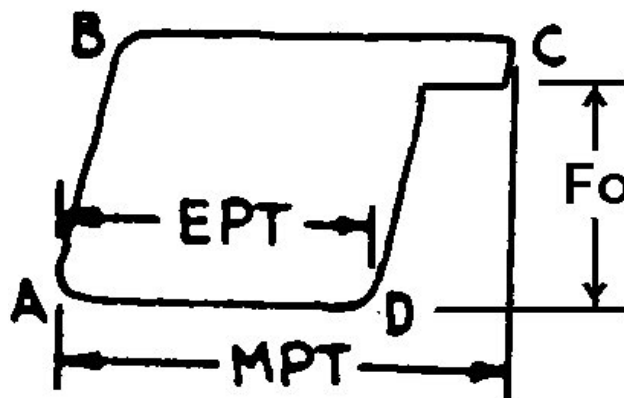
Figura 58. Representación grafica de mal funcionamiento del ancla de tubería



- La tubería de producción puede parcialmente estar atorada o gastada.

**Carga extra sobre la caja de empaques.** La figura 59 es una representación grafica de un pozo que presenta carga extra en la caja de empaques.

Figura 59. Representación grafica de carga extra en la caja de empaques



- El comportamiento es el mismo para cuando la tubería esta anclada o no.
- Un peso extra de carga de fluido se reflejara en la prueba de válvula fija y será mayor al peso teórico de las varillas en boyanza con el fluido. La carga extra de fricción es usualmente liberada en el tope de la carrera.

**Bomba bloqueada por gas.** La figura 60 es una representación grafica de una bomba bloqueada por gas.

Figura 60. Representación grafica de una bomba bloqueada por gas



- El comportamiento es el mismo para cuando la tubería está anclada o no.
- Para un funcionamiento adecuado de la bomba es necesario una adecuada combinación de presiones en 3 puntos elementales:

**Pt , Pd, Pint**    donde:

Pt : Presión estática de tubing

Pd: Presión de descarga de la bomba

Pint: Presión de entrada a la bomba

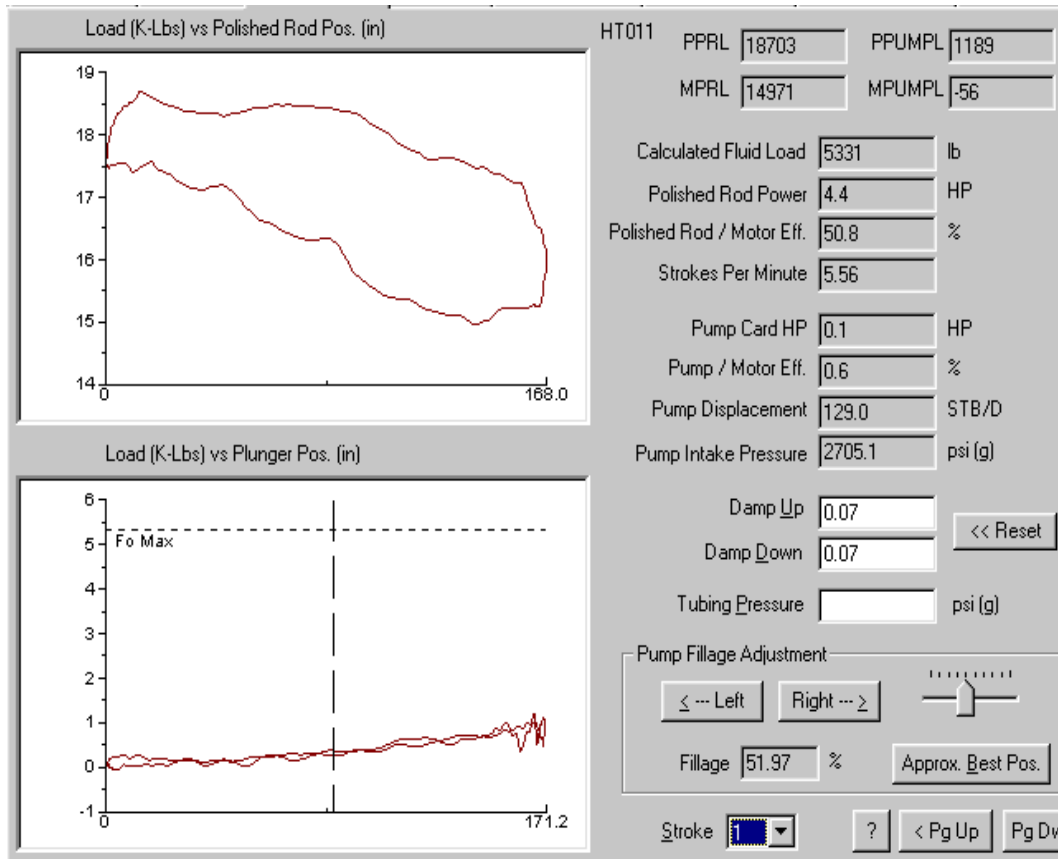
- Cuando la bomba está siendo bloqueada por gas, ambas válvulas permanecen cerradas, la presión estática de tubing (Pt) es mayor que la presión de descarga de la bomba (Pd), la cual es mayor que la presión de entrada a la bomba (Pint) la relación de compresión de muchas bombas es también pequeña, esto trae como consecuencia que ninguna válvula abre hasta que el espacio libre entre las válvulas es llenado por carga de fluido pasado por el pistón.

Un nivel de fluido que sube constantemente origina una pequeña relación de compresión que forza al gas acumulado en la bomba desplazarse hacia la tubería de producción. La relación de presiones es la siguiente:

$$\mathbf{Pt > Pd > Pint}$$

La figura 61 muestra la carta dinamométrica de una bomba bloqueada por gas.

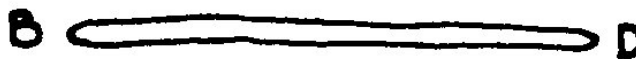
Figura 61. Carta dinamométrica de bloqueo por gas



Fuente: Tomada de TWM Software.

**Varilla partida.** La figura 62 es una representación grafica de una varilla partida

Figura 62. Representación grafica de varilla partida



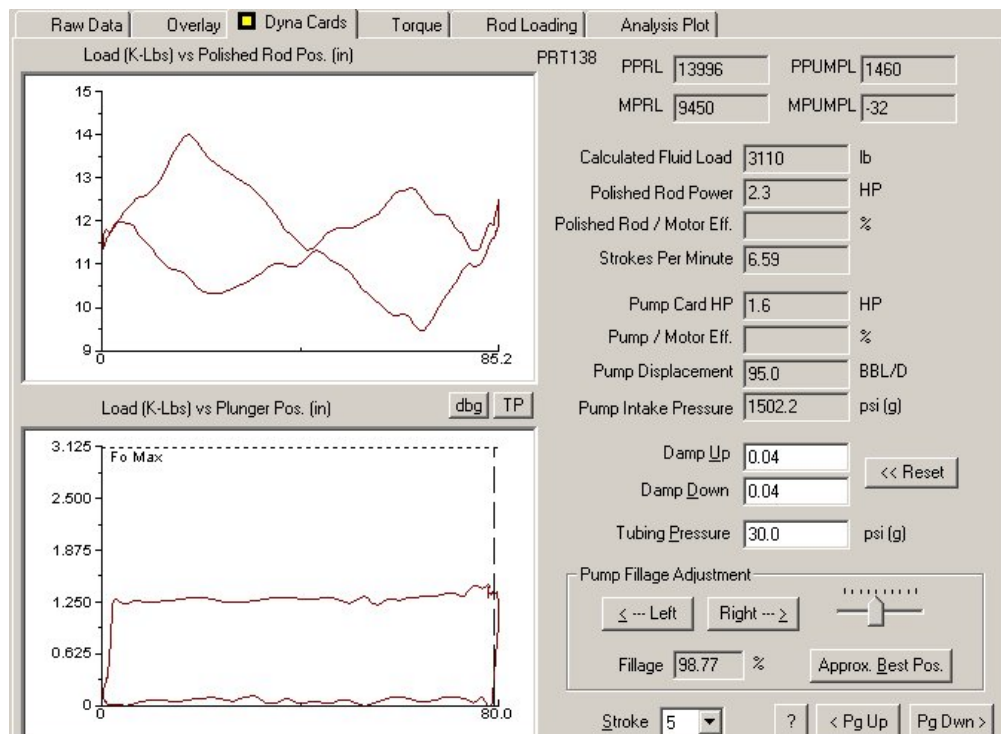
- El comportamiento es el mismo para cuando la tubería esta anclada o no.
- Ambas válvulas permanecen abiertas debido a que la presión estática del tubing es mucho menor que la presión de descarga de la bomba y esta a su vez es menor que la presión de entrada a la bomba. También una varilla partida en lo

profundo puede exhibir este comportamiento, pero con el chequeo de las válvulas este puede ser diagnosticado prontamente. La relación de presiones es la siguiente:

$$P_t < P_d < P_{int}$$

**Tubería rota.** La figura 63 muestra la carta dinamométrica de un pozo que presenta tubería rota.

Figura 63. Carta dinamométrica de tubería rota



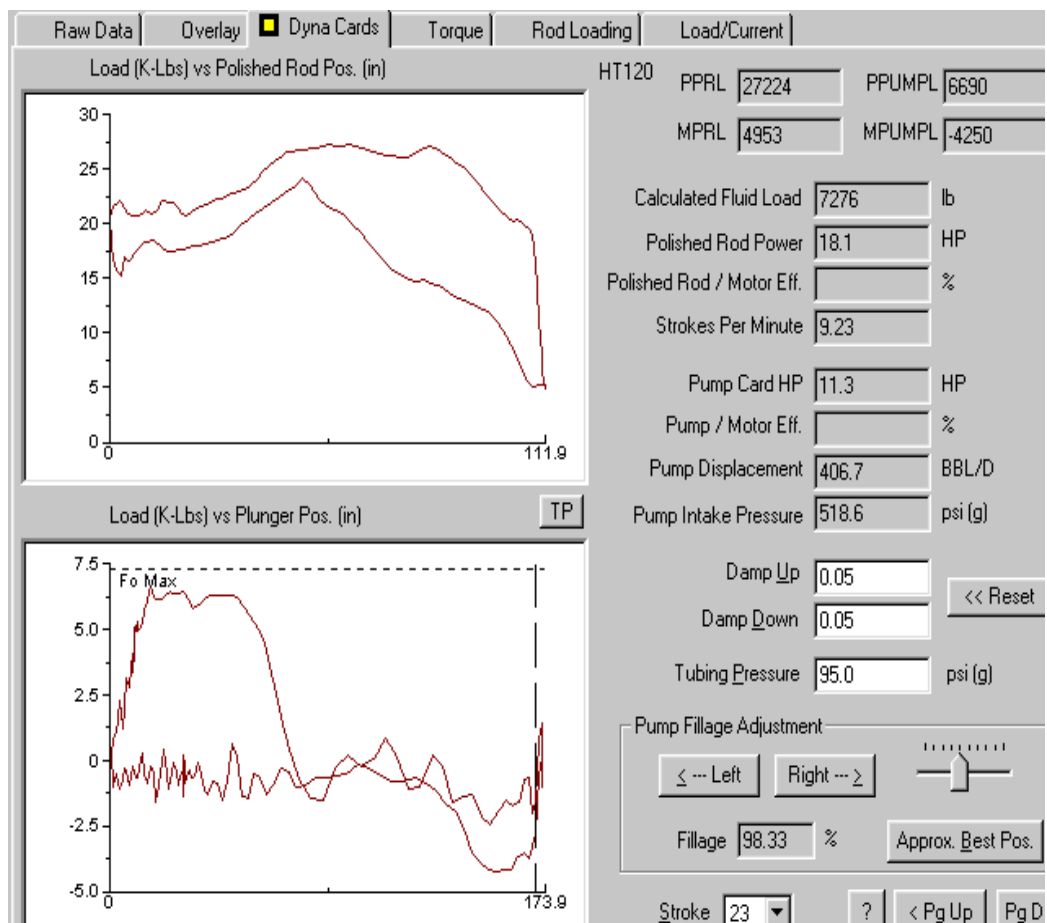
Fuente: Tomada de TWM Software.

La figura 64 muestra la carta dinamométrica de una bomba que presenta un hueco en el barril.

La figura 65 muestra la prueba de válvulas para un pozo cuya bomba presenta un hueco en el barril.

La carga reportada por ambas válvulas es igual, la válvula viajera no presenta carga debido a que la carga del fluido se está escapando por el hueco que presenta el barril.

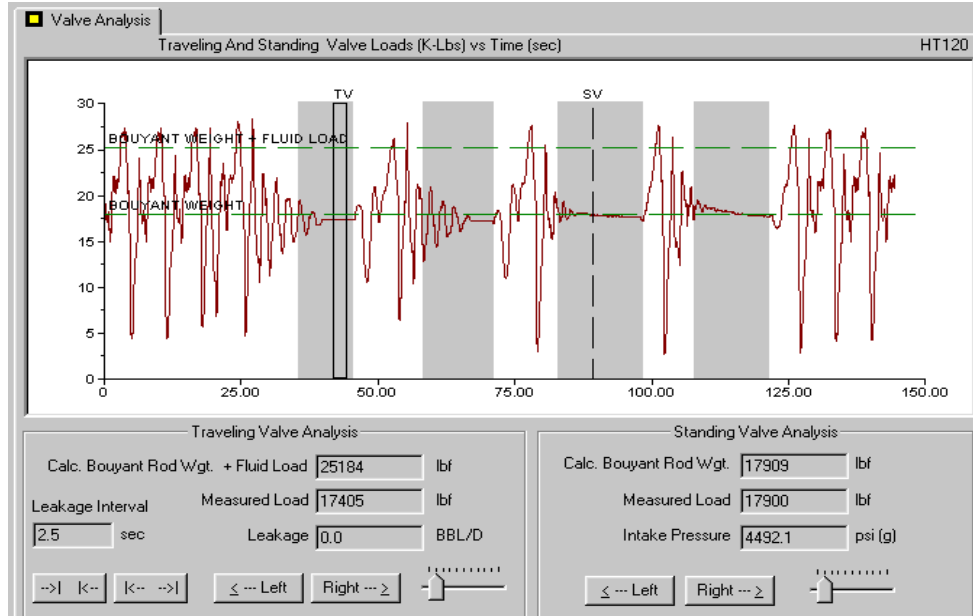
Figura 64. Carta dinamométrica de hueco en el barril de la bomba



Fuente: Tomada de TWM Software.

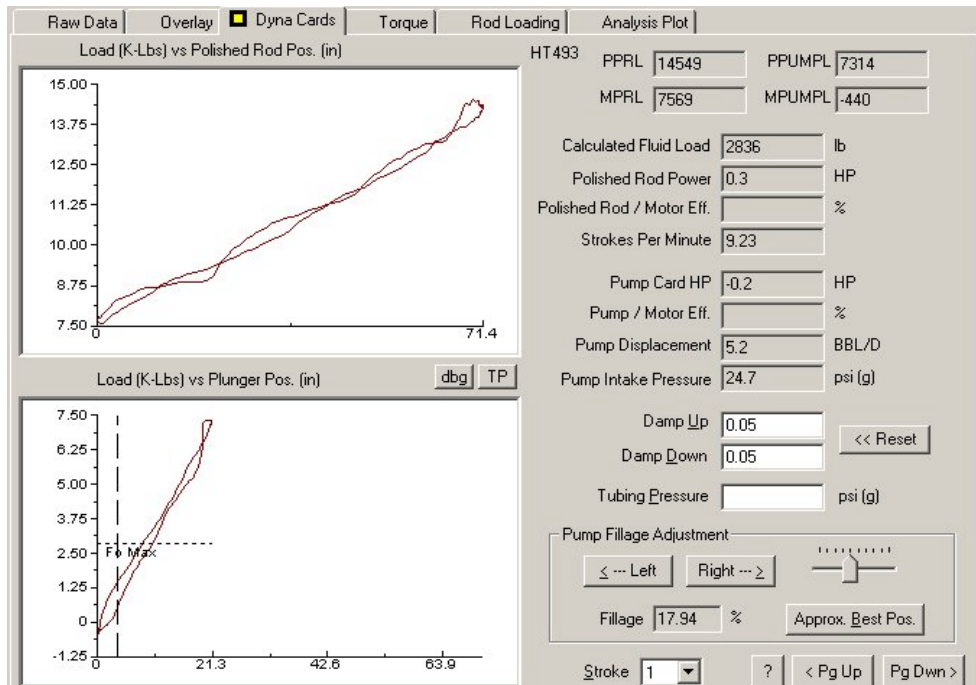
**Bomba atorada o pegada.** La figura 66 muestra la carta dinamométrica de una bomba atorada o pegada

Figura 65. Prueba de válvulas típica de hueco en el barril de la bomba



Fuente: Tomada de TWM Software.

Figura 66. Carta dinámométrica de una bomba atorada o pegada



Fuente: Tomada de TWM Software.

### 3.2 REGISTRO ACÚSTICO.<sup>5</sup>

La aplicación del registro acústico data del año 1938 cuando se utilizaba en la detección de niveles de fluido en pozos que operaban por levantamiento por gas.

Mas adelante con una interpretación adecuada de los registros se podría obtener información adicional:

- Pruebas a través de simples disparos determinaban el índice de productividad del pozo y la máxima tasa de producción.
- Pruebas a través de múltiples disparos (Transiente de presión) determinaban la productividad de la formación, daño y presión de yacimiento, además permitían hacer seguimiento del nivel en **workover** y operaciones de perforación.

Se utilizó un suministro externo de gas para generar un pulso acústico, este pulso reflejaría a través de ondas sonoras todos los cambios de frecuencias que presentara el pulso acústico en su viaje a través del anular.

Este cambio en la frecuencia era una anomalía presente en el pozo entre las que se tienen:

- Collares.
- Liners.
- Perforaciones.
- Nivel de líquido.
- Colapso en la tubería.
- Cambios de diámetro en la tubería de producción.

---

<sup>5</sup> <http://www.echometer.com/support/technotes/index.html>. Acoustic liquid Levels. Technotes.

- Posibles rupturas en la tubería de producción.

Las anomalías son detectadas en superficie por un tipo de micrófono, el cual convierte la presión en voltaje, así:

- Un incremento de presión resulta en un incremento positivo del voltaje.
- Un decrecimiento de presión resulta en un incremento negativo del voltaje.

A través de un computador y un **software** se crean graficas en la adquisición, análisis y procesamiento digital de los datos.

### **3.2.1 Relación del tiempo acústico y la profundidad del pozo**

La figura 67 muestra de manera simple como es el proceso de detección del nivel del fluido a través de un disparo de gas por el anular desde la cabeza del **casing**.

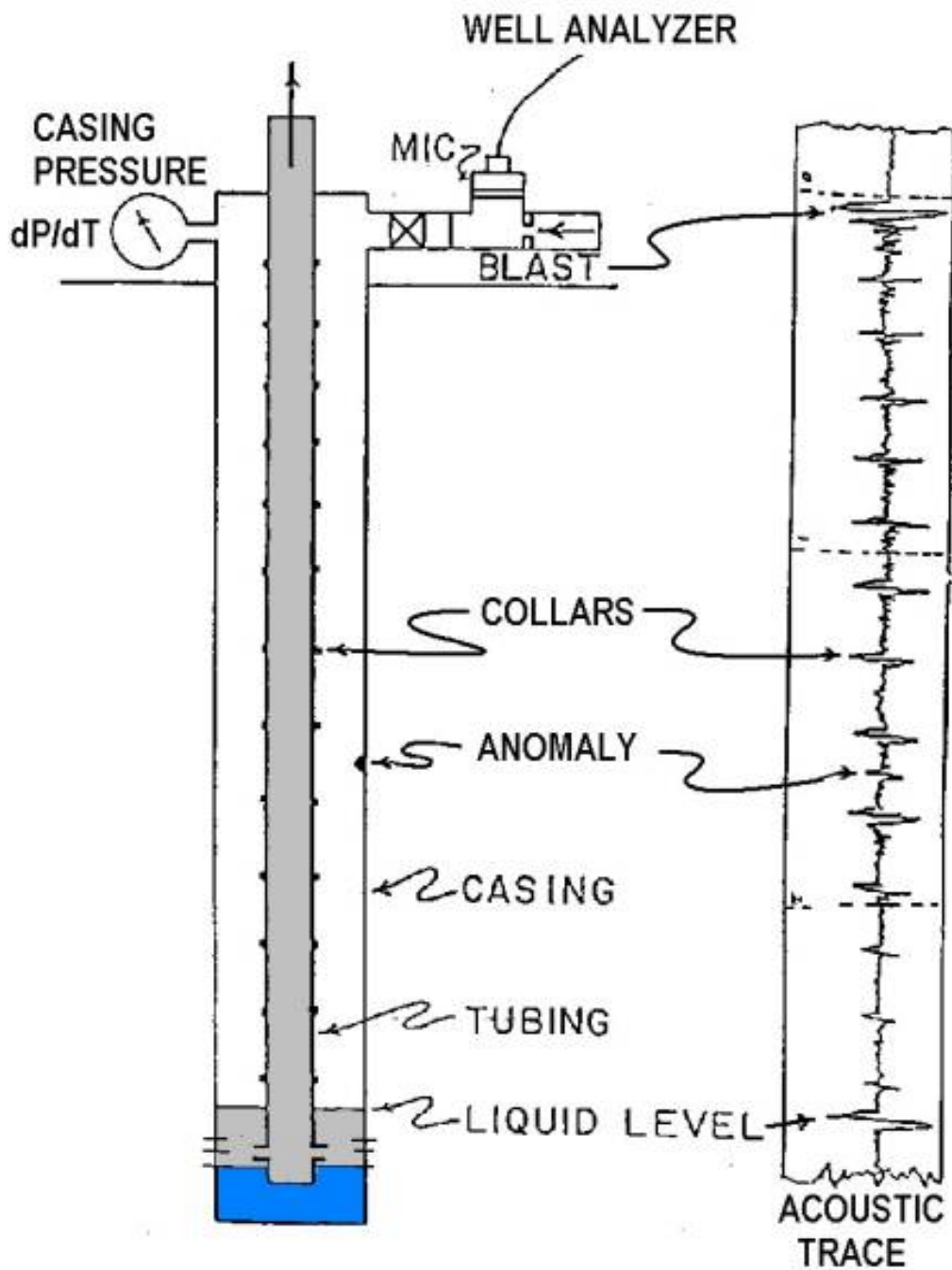
- La profundidad de la pistola a una anomalía en el anular es directamente proporcional al tiempo que gasta el pulso acústico en viajar desde la pistola hasta la anomalía y el reflejo del eco al micrófono.
- La adquisición de datos acústicos por un determinado número de segundos, se basa en la profundidad de la formación.

**3.2.2 Análisis del nivel del líquido.**<sup>6</sup> Este es el estudio de un pozo que está en estado inactivo. (El pozo no posee unidad de bombeo pero aun conserva la sarta de varillas con la que funcionaba anteriormente).

---

<sup>6</sup> ECHOMETER. Well analyzer and TWM software operating manual. Texas.2001

Figura 67. Descripción gráfica de un registro acústico



Las figuras 68 y 69 muestran los datos de un pozo inactivo que esta en proyecto de reactivación.

Figura 68. Datos de subsuelo del pozo la Cira 1214

**TWM - La Cira : CIRA1214**

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions | Press. Transient Data

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

[Alt-1] Tubulars  
 Tubing DD: 2.875 in  
 Casing DD: 6.625 in  
 Ave. Joint Length: 31.600 ft  
 Anchor Depth: ft  
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-3] Pump  
 Plunger Dia: 2.000 in  
 Pump Intake: 2437.00 ft

[Alt-4] Polished Rod  
 Diameter: 1.250 in

[Alt-5] Rod Totals  
 Total Rod Length: 2400 ft  
 Total Rod Weight: 3896.28 lb

[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	D	NONE	NONE	NONE	NONE	NONE
Length	2400.00	25.00				
Diameter	0.750	0.750				
Weight	3896.3					
Damp Up	0.05					
Damp Down		0.05				

Save | Deviated Wellbore... | ? | < Pg Up | Pg Dwn >

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 69. Datos de condiciones del pozo la Cira 1214

**TWM - La Cira : CIRA1214**

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | Wellbore | **Conditions** | Press. Transient Data

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

Pressure [Alt-1]  
 Static BHP: 1073.1 psi (g)  
 Static BHP Method: Acoustic  
 Static BHP Date: 12/13/2004  
 Producing BHP: 955.3 psi (g)  
 Producing BHP Method: Acoustic  
 Producing BHP Date: 03/07/2005  
 Formation Depth: 2846.00 ft  
 Producing Interval: Edit Interval...

Production [Alt-3]  
 Oil: 10 BBL/D  
 Water: 80 BBL/D  
 Gas: Mscf/D  
 Date: 03/27/2000

Temperatures [Alt-4]  
 Surface: 70 deg F  
 Bottom Hole: 150 deg F

Surface Producing Pressures [Alt-2]  
 Tubing: 45.0 psi (g)  
 Casing: 0.0 psi (g)  
 Casing Pressure Buildup: (dP / dT)  
 Change In Pressure: 0.026 psi  
 Over - Change In Time: 2.00 min

Fluid Properties [Alt-5]  
 Oil: 23 deg API  
 Water: 1.04 Sp.Gr.H2O  
 Gas Analysis ...

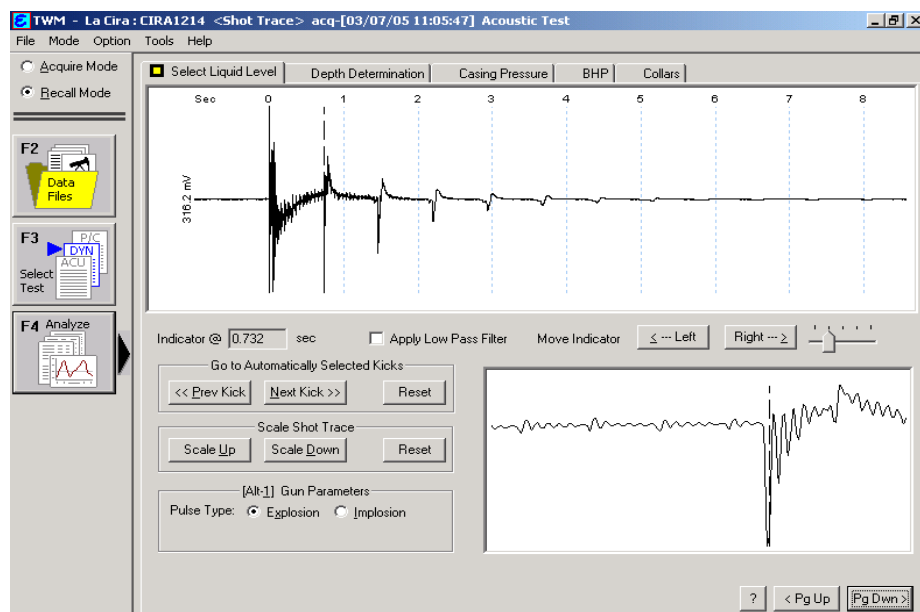
Save | ? | < Pg Up | Pg Dwn >

Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

**Selección del nivel de líquido.** El primer paso es ubicar el nivel de fluido de manera correcta, en la mayoría de casos el nivel de liquido esta representado por una señal en forma de U o V y es ubicado de manera automática por el analizador, como norma esta señal se refleja varias veces y a un mismo intervalo de tiempo. Es prioritario conocer toda la información posible del estado mecánico del pozo para evitar errores a la hora de ubicar el nivel, ya que este se puede confundir con una señal reflejo como un cambio de diámetro en la tubería de producción, con la ubicación de perforaciones, con posibles accesorios que posea la tubería etc.

La figura 70 muestra la selección del nivel de fluido en la prueba acústica tomada al pozo LC 1214 el 7 DE MARZO/05.

Figura 70. Selección del nivel de fluido del pozo la Cira 1214



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

En este caso en particular, se puede analizar de la figura 71 que la sumergencia sobre la bomba es elevada, esto se puede apreciar en el tiempo en que la señal encontró el nivel de fluido. En este caso en específico el nivel fue encontrado a

0.732 segundos de viaje de la onda desde superficie hasta el nivel y su posterior reflejo a superficie. Se observa los respectivos reflejos a una misma cantidad de tiempo.

**Determinación de la profundidad.** El siguiente paso es determinar la profundidad a la que se encuentra el nivel. Para esto hay tres maneras recomendables usadas en su orden:

- **Análisis automático:** este es el análisis que realiza el **software**, por lo general una buena parte de los registros acústicos se analizan por este método. Fundamentalmente lo que se busca es que en el recorrido de la señal acústica al nivel de fluido, el conteo de juntas (uniones entre tramos de tubería de producción) este muy próximo a las juntas reales existentes al nivel de líquido (entre un 85-90% del total de juntas). Este procedimiento se realiza para evitar confundir el nivel con algún tipo de anomalía como un cambio de diámetro, perforaciones etc.
  
- **Análisis manual:** este es un análisis que realiza el ingeniero interpretador, se realiza cuando el registro automático no cumple con las siguientes especificaciones:
  - a. Una velocidad acústica que este entre los estándares, ya sea la velocidad promedio de la zona o una velocidad acorde con la presión en cabeza del pozo (hay que tener en cuenta la gravedad específica del crudo, un crudo pesado maneja altas velocidades acústicas).
  - b. Un conteo de juntas que este entre el 85-90% de las calculadas por el método automático.
  
- **Análisis por velocidad acústica:** esta es la última opción en el análisis del registro acústico, se usa cuando el análisis automático y manual no lograron un adecuado conteo de juntas. Se utiliza la velocidad promedio de la zona en donde este ubicado el pozo y teniendo en cuenta la presión en cabeza que registra el

pozo. LA VELOCIDAD PROMEDIA MAS UTILIZADA EN LA CIRA-INFANTAS ES DE 1150 FT/SEG.

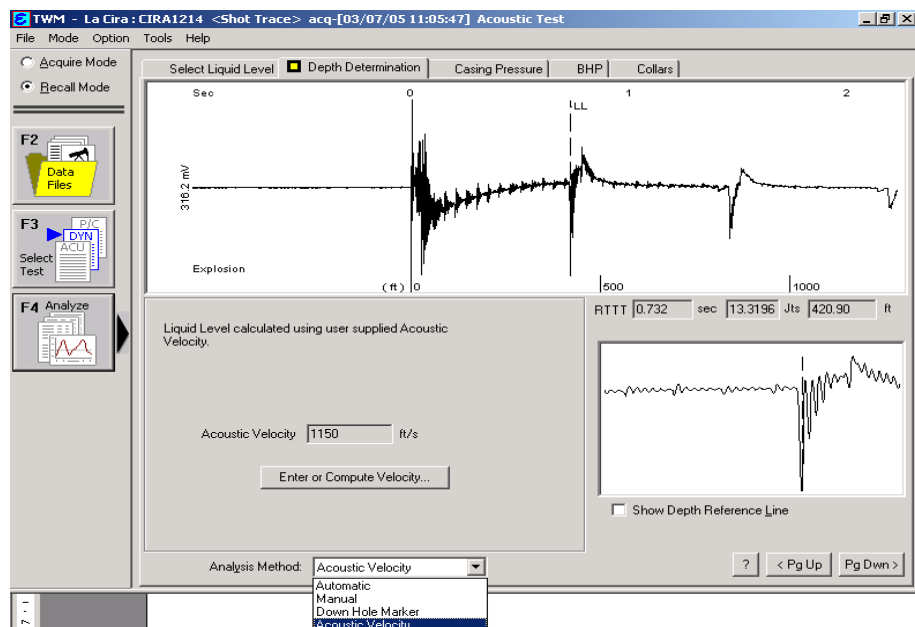
Otra forma de calcular la velocidad acústica es mediante la cromatografía del gas presente en el pozo, si se tiene a la mano estos estudios recientes, la velocidad se puede calcular por este método de manera precisa.

Para este caso en especial la profundidad tuvo que ser calculada por velocidad acústica, ya que tanto el cálculo manual como el cálculo automático no dieron una buena aproximación.

Entrando el dato de velocidad acústica, se puede calcular la profundidad a la cual el nivel de fluido es hallado

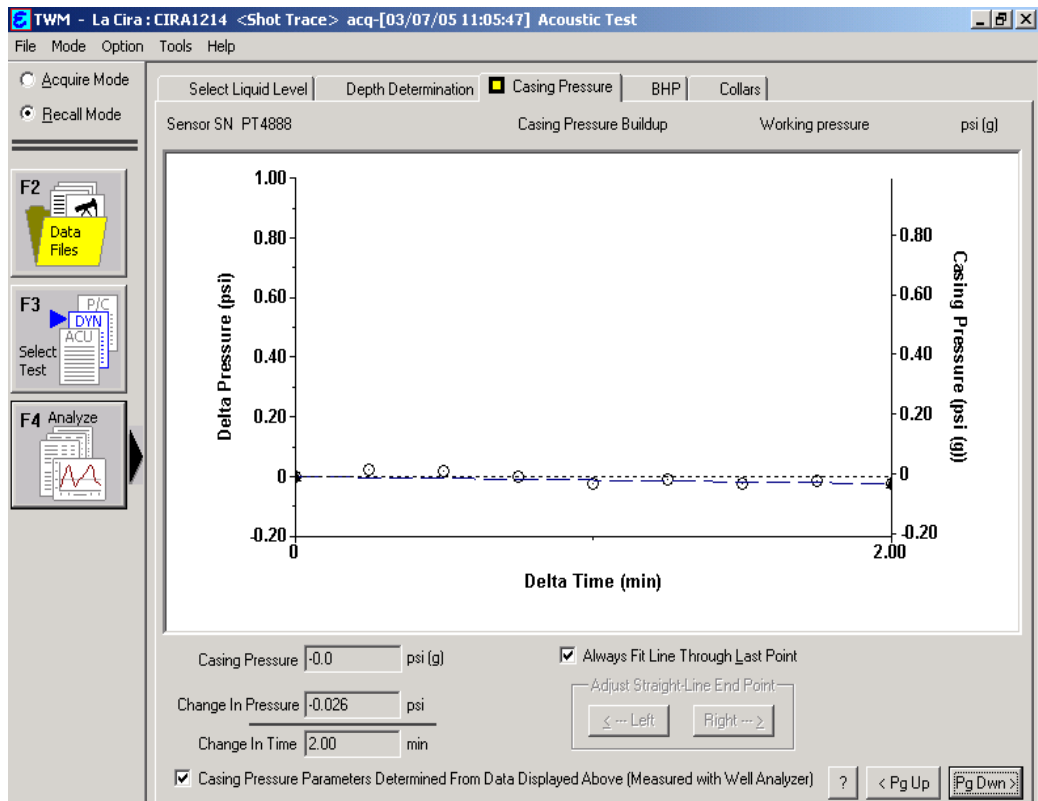
La figura 71 muestra la determinación de la profundidad del nivel. El cálculo se determino usando la velocidad acústica promedio de la zona (1150 fts/seg.), como resultado se obtuvo un nivel a una profundidad de 420 fts.

Figura 71. Calculo de la profundidad por velocidad acústica del pozo LC 1214



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

Figura 72. Corto build up realizado al pozo la Cira 1214

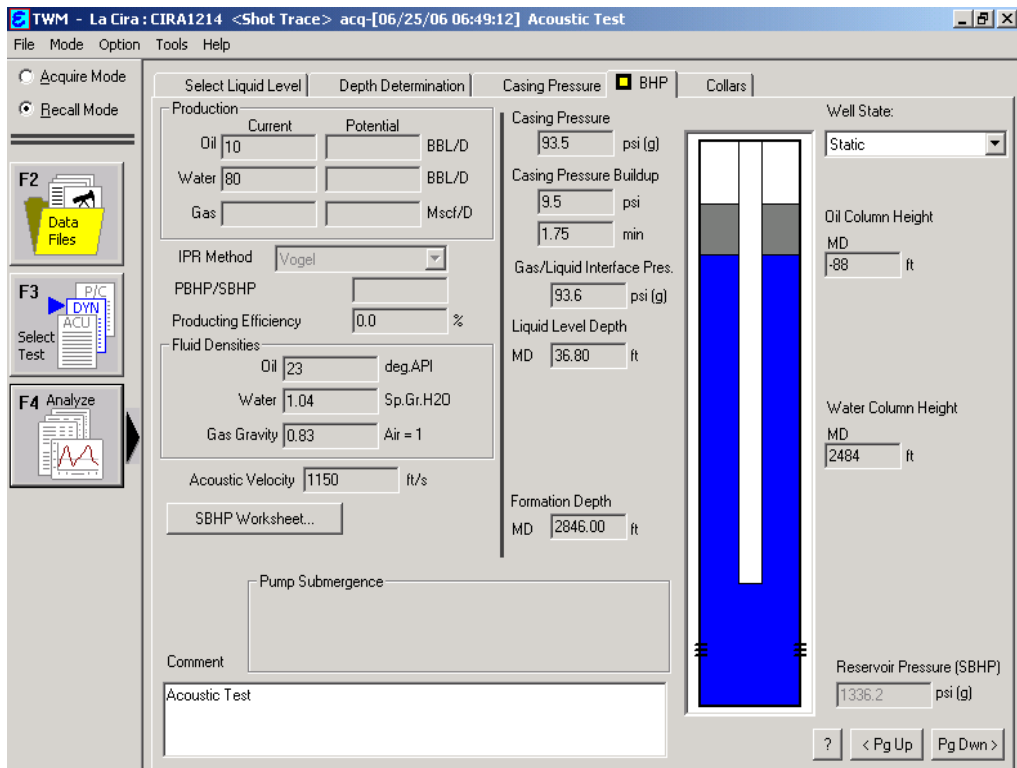


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2005

La figura 72 muestra una prueba de restauración de presión de 2 minutos. La prueba de restauración de presión es importante para poder tener una idea de que porcentaje de gas y líquido posee el pozo. En este caso la presión en cabeza es de 0 psi, la producción de gas del pozo es mínima (Se puede observar que en la toma de la prueba una leve fuga esta presente, esto debido a la presencia de valores negativos en la restauración de presión).

La figura 73 muestra los valores resultantes de una prueba posterior realizada al pozo LC 1214 (EL DÍA 25 DE JUNIO/05) para tomar la decisión final sobre su reactivación.

Figura 73. Calculo de presiones y nivel del pozo la Cira 1214



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

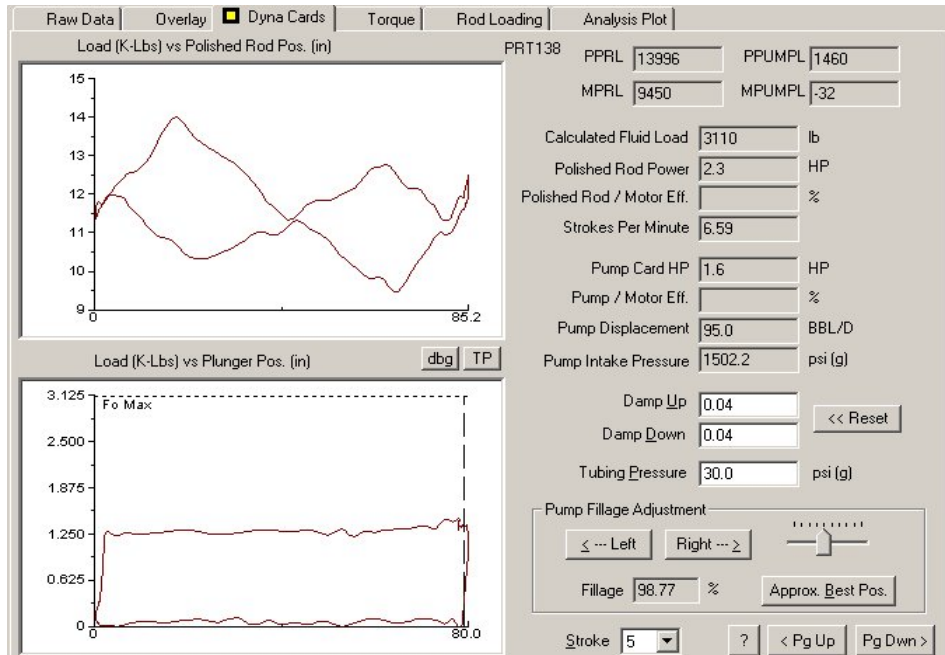
A estas instancias el pozo ha alcanzado una presión en el casing de 93.5 psi y una restauración de presión de 5.4 psi/minuto. Las condiciones del pozo a estas instancias cambiaron enormemente con la prueba realizada 3 meses antes. El nivel de fluido aumento, se encuentra a una profundidad de 36 fts.

**3.2.3 Detección de anomalías.**<sup>7</sup> Muchas veces el registro acústico corrobora los datos calculados por una carta dinamométrica, casos tales como golpe de fluido, posible hueco en la tubería de producción y otros.

Las figuras 74 y 75 muestran que la tubería de producción presenta problemas.

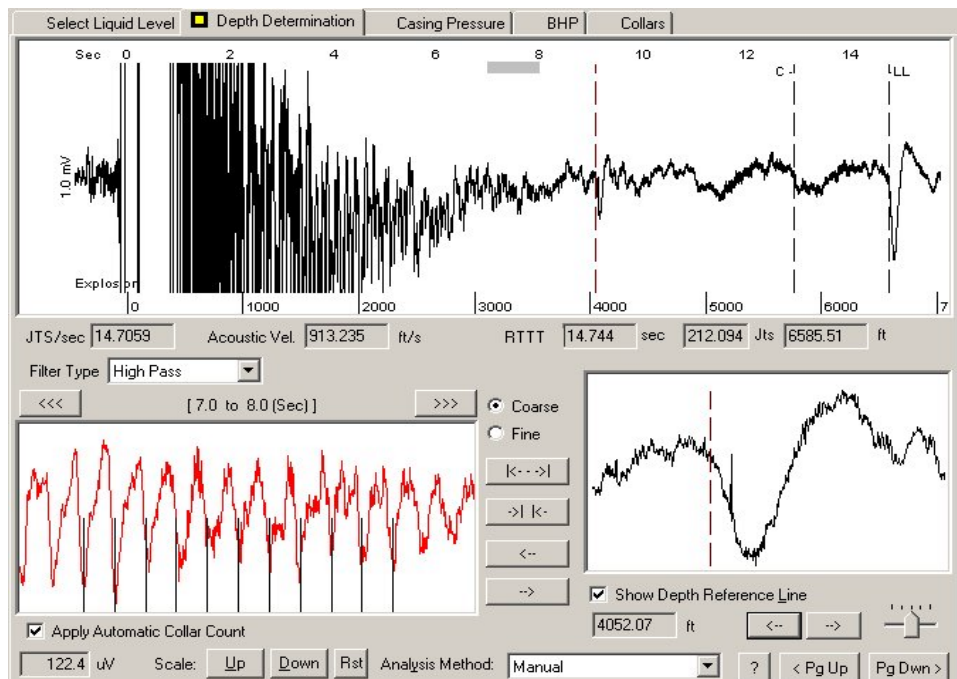
<sup>7</sup> <http://www.echometer.com/support/technotes/index.html>.Diagnostic pump

Figura 74. Carta dinamométrica de tubería rota



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 75. Carta acústica donde se detalla una anomalía de importancia



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

La carta dinamométrica está detectando tubería rota, el registro acústico da certeza de que efectivamente la tubería de producción presenta ruptura.

**3.2.4 Análisis de desempeño del pozo.**<sup>8</sup> El desempeño del pozo está definido como la relación entre caudal de fluido y caída de presión entre el **wellbore** y la presión de formación, esta relación puede tomar varias formas (las cuales se aproximan al comportamiento actual) de las cuales las más comunes son:

$$PI = Q/\Delta P \text{ (Bbl/día psi)}$$

IPR = relación funcional entre caudal, **PBHP (Producing BottomHole Pressure)** y **SBHP (Static BottomHole Pressure)**, la más común es la relación de Vogel

La pregunta que debería ser resuelta es:

**Esta el pozo produciendo todo el fluido que este es capaz de producir sin problemas?**

Para resolver la pregunta en cuestión es necesario poder determinar el desempeño actual del pozo y compararlo con aquel que se considere debería ser el desempeño particular del mismo.

De un caudal obtenido de una prueba precisa y midiendo la correspondiente **PBHP** y **SBHP** se puede determinar el % máximo de producción que esta siendo obtenido por el pozo y estimar la máxima producción que esta disponible por el pozo cuando la **PBHP** es reducida a cero.

---

<sup>8</sup> BECKER Dieter, McCOY J.N Y PODIO A.L, Analyzing Well Performance 98. Southwestern Petroleum short Course-98.

Datos necesarios para el análisis:

- Historia del pozo
- Características del pozo
- Propiedades del fluido del yacimiento
- Desempeño del yacimiento
- Geología
- Leve descripción del **wellbore** (profundidades, tamaños, completamiento, parámetros operacionales)
- Conocimiento de los sistemas de levantamiento artificial.

**Bhp estática.** Es la energía disponible para mover el fluido del yacimiento al pozo, este es uno de los factores importantes en el análisis del desempeño, si este dato no es conocido no es posible determinar que tan eficientemente está produciendo el pozo. Su estimación solo se puede calcular con complicadas pruebas de transiente.

**Bhp dinámica.** Esta cantidad es clave en la determinación del comportamiento de flujo del pozo, un valor estable de este parámetro es un indicador de condiciones estabilizadas, un valor variable indica que el comportamiento del pozo está variando y su desempeño común no puede ser representativo del comportamiento normal del pozo, esto es esencialmente importante en yacimientos que están produciendo por métodos secundarios de recobro.

Un valor estabilizado de **PBHP** combinado con la **SBHP** es necesario para calcular el descenso de presión y estimar el PI o IPR del pozo. Si la **PBHP** es pequeña comparada con la **SBHP**, (es decir esta entre un 10-15%), lo más probable es que se esté produciendo el pozo al 80-90% de su caudal máximo. Si la **PBHP** es solo el 50% de la **SBHP**, el caudal de producción de este pozo se

puede aumentar si se es capaz de incrementar la caída de presión con una disminución del **PBHP**.

**Calculo de Pbhp.** Si el anular esta sin empaques comunicando de manera directa la cabeza de casing con las perforaciones, un cálculo de **PBHP** puede ser basado en la adición de la medida de presión en la cabeza del **casing** más el cálculo de la presión en la columna de gas y presión en la columna de líquido. De esta manera se puede cubrir un porcentaje del 95% de los pozos en producción ya que el restante 5% corresponde a pozos que están completados empacados.

El cálculo de la **PBHP** requiere un conocimiento de la distribución de los fluidos (aceite, agua y gas) en el anular, los siguientes conceptos básicos han sido establecidos de muchos años de experiencia y son generalmente aceptados:

En un pozo produciendo en condiciones de estado estable (caudal, **GOR Y WOR** estable) los siguientes conceptos son aceptados:

- Un nivel de fluido y presión en cabeza de casing estables son indicadores de una **PBHP** estable.
- El líquido por encima de la entrada de la bomba consiste de 100% de aceite, sin tener en cuenta la prueba de **WOR**.
- El líquido por debajo de la entrada de la bomba contiene un % de agua mayor que el estimado por la prueba de **WOR**, debido a que el agua por gravedad permanece abajo (siempre y cuando su densidad sea mayor a la del petróleo). Para propósitos prácticos el gradiente de este líquido puede ser asumido como el gradiente del producido por la salmuera.
- En un pozo produciendo con una válvula en cabeza de **casing** cerrada y mostrando una presión constante en cabeza de **casing**, la columna de fluido en el

anular debajo de la interfase gas/líquido, la cual está arriba de la entrada de la bomba, consiste de 100% líquido.

- En un pozo produciendo con gas fluyendo en el anular en un flujo de constante presión, la columna de fluido debajo de la interfase gas/líquido consiste de una mezcla de gas/líquido con burbujeo de gas a través del líquido en el recorrido de perforaciones a la interfase gas/líquido. Esto es definido como una columna líquido-gaseosa.

- El caudal de burbujeo a través del líquido, el área anular y las propiedades del líquido determinan el % de líquido presente en una columna líquido-gaseosa en el anular. A mayor caudal de gas, menor % de líquido presente en la columna. Para altos caudales de gas, tanto líquido como gas pueden ser producidos fuera de la válvula del **casing** así que no hay una definida interfase líquido/gas en el anular.

- Cerrar la válvula del **casing** en un pozo produciendo gas en la cabeza del **casing**, resultara en un incremento de la presión en la cabeza **del casing**. El incremento de presión contra tiempo es una medida del flujo de gas en la cabeza del **casing**.

A más rápido incremento, mayor es el flujo de gas. A través de cortos periodos de tiempo (menores de 10 minutos) el incremento de presión en el **casing** contra tiempo debería resultar en una línea recta.

- Manteniendo la válvula del **casing** cerrada en un pozo el cual normalmente produce gas por el **casing**, causara que el nivel de fluido en el anular tienda a decaer así como la presión en la cabeza del **casing** a aumentar. En todos los casos el nivel de fluido drenara a la entrada de la bomba si las válvulas del **casing** permanecen cerradas por un periodo suficiente de tiempo.

Durante el decaimiento del nivel de fluido la **BPHP** puede incrementarse significativamente por encima de su valor normal si el flujo en la línea de producción está limitado por la capacidad de la bomba.

- Un alto nivel de fluido en un pozo el cual está produciendo gas por el anular no necesariamente indica una **PBHP** alta. Una correcta estimación de la **PBHP** puede ser hecha tan solo tomando en cuenta el gas presente en la columna liquido-gaseosa en el anular y computarizando un equivalente nivel de fluido de gas libre. Normalmente pueden existir pozos bombeados donde la columna de fluido del anular consista de solo el 10-15 % de líquido.

Los anteriores factores han sido aplicados para desarrollar métodos precisos para el cálculo de la **PBHP**, los cuales son implementados automáticamente en varios instrumentos digitales modernos para el cálculo del nivel de fluido.

**Calculo de Sbhp.** La estimación de la presión estática de formación puede ser obtenida de mediciones de nivel de fluido en pozos que han sido cerrados por un periodo de tiempo suficiente (debido a mantenimiento o reparación, trabajos de **workover**, operaciones de limpieza, requerimiento de densidad de fluido muerto, inyektividad) en el cual se logre que la presión en el pozo se aproxime a la presión en el radio de drenaje del pozo. Idealmente tal presión es mejor obtenida por mediciones continuas de nivel de fluido y presión de **casing** durante una prueba de restauración de presión.

Sin embargo las pruebas de restauración de presión son desarrolladas raramente debido a que pueden conllevar significativas pérdidas de producción las cuales pueden no estar justificadas por el hecho de lograr un conocimiento mejorado de la presión o daño en la formación.

En justificación para calcular la **SBHP** también es necesario conocer la distribución y composición de los fluidos del pozo. Esto requiere que se apliquen los siguientes conceptos que han sido desarrollados a través de la experiencia:

- Cuando un pozo bombeado es cerrado en superficie, los fluidos de formación continuaran fluyendo en el pozo y se acumularan en el anular. El caudal de este “**After flow**” decrecerá así como la **BHP** se incrementara y eventualmente parara. Este efecto contribuye lo que es conocido como efecto de almacenamiento del pozo.
- No es posible precisar adecuadamente el **WOR** durante el periodo de “**After flow**”. Normalmente es asumido que el **WOR** permanece constante a aquel **WOR** determinado de pruebas de pozos.
- La medida del nivel de fluido y presión del casing como función del tiempo de duración del periodo de cierre generara buenos estimativos del liquido y del gas en el periodo de “**After flow**”, los cuales pueden ser usados en la interpretación de la prueba de restauración de presión.
- En general el líquido que estuvo presente en el anular cuando el pozo estuvo en producción permanecerán en el anular durante la prueba de restauración de presión y será añadido al volumen de almacenamiento del pozo.
- Ocasionalmente esto ha sido observado en pozos con altos **GOR** ya que durante la restauración de presión el nivel de líquido en el anular decreció. Esto es causado por el gas del “**After flow**”, el cual causa el suficiente incremento de presión para desplazar el líquido dentro de las perforaciones conectadas a presiones relativamente bajas. Este es especialmente el caso cuando se trata con largos intervalos perforados.

- En justificación a calcular de manera precisa la presión en condiciones estáticas es necesario tener información correspondiente al nivel de fluido dinámico, presión de **casing** dinámica, pruebas de pozo etc. En otras palabras una presión estática de yacimiento solo puede ser calculada si una medición de la presión dinámica del yacimiento ha sido desarrollada con anterioridad al cierre del pozo.

- Como mucha de la incertidumbre acerca del cálculo de la presión dinámica de yacimiento es relacionada a la composición de la columna de líquido en el pozo a condiciones estabilizadas, los resultados más precisos deberán ser obtenidos cuando el peso de cada columna esta en un mínimo. De esta forma, si una prueba de restauración de presión convencional es desarrollada en un pozo es recomendado que en la preparación para la prueba, el nivel de fluido dinámico sea despresurizado cerca de la entrada de la bomba, por medio de un regulador de presión. Si un punto particular de la prueba para el cálculo de la presión estática es desarrollado, una mejor precisión deberá ser obtenida si las válvulas del **casing** son cerradas hasta que el nivel de líquido es despresurizado a la profundidad de la bomba.

Cuando el pozo está cerrado y la presión y nivel de líquido han estabilizado (esto puede tomar varios días), el cálculo de la presión estática deberá ser más preciso debido a que abra un mínimo de líquido en el pozo.

- Debido a que muchos yacimientos no son homogéneos, y con frecuencia fallados, es muy probable que pozos en el mismo yacimiento muestren diferentes presiones estáticas dependiendo de su localización dentro del yacimiento y su posición relativa a pozos inyectores u otros productores. De esta manera la presión estática es considerada más una propiedad de pozo que una propiedad de yacimiento que puede ser expresada como un simple valor promedio.

**Análisis de desempeño del pozo OCELOTE 1.** Se realizaron pruebas acústicas al pozo OCELOTE 1 para analizar el desempeño del pozo, según los resultados obtenidos se procederá o no con un aumento de la producción. Los datos del pozo están registrados en la tabla 4

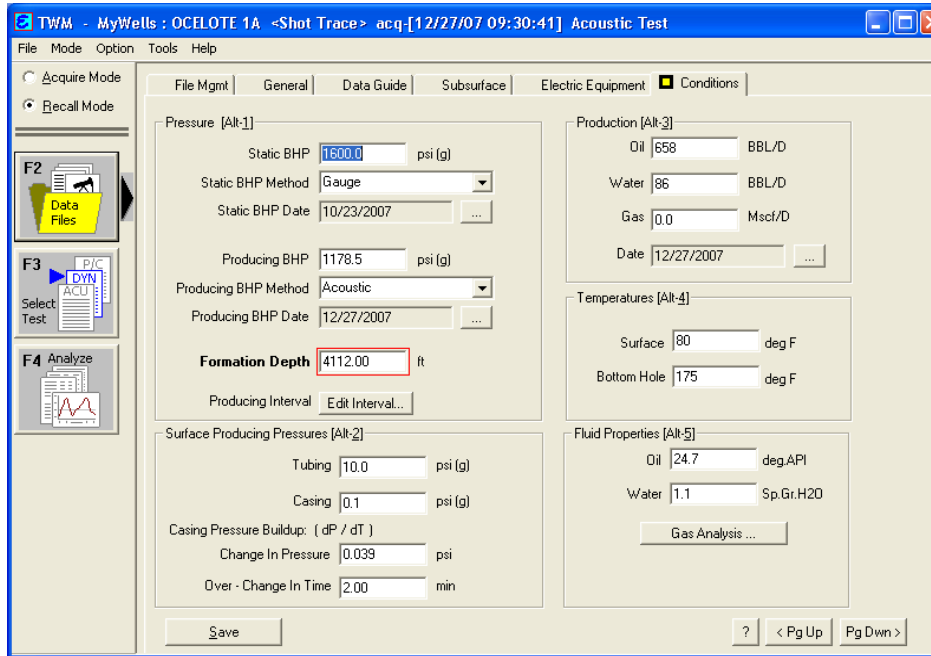
Tabla 4. Datos del pozo Ocelote 1

<b>DATOS DEL POZO</b>	
Pozo	<b>OCELOTE 1</b>
Unidad	<b>ESP</b>
Frecuencia	<b>36 Hz.</b>
Profundidad de la formación	<b>4112 Pies</b>
Profundidad de la bomba	<b>3949 Pies</b>
Producción normal de aceite	<b>658 Bopd</b>
Producción de agua	<b>86 Bapd</b>
Producción de gas	<b>0</b>
BHP Dinámica	<b>1178 Psi</b>
Presión Estática	<b>1600 Psi</b>

Fuente: realización de pruebas acústicas en el campo ocelote. Puerto Gaitán (meta).2007

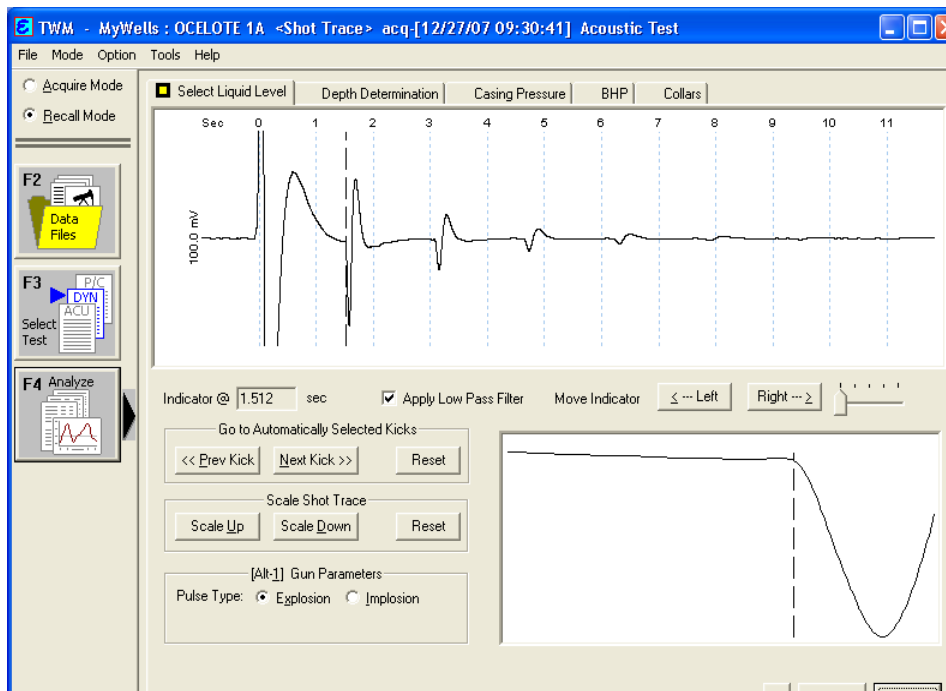
La figura 76 muestra las condiciones a las que está operando el pozo Ocelote 1. La figura 77 muestra la selección del nivel de fluido en una prueba acústica tomada al pozo Ocelote 1.

Figura 76. Dato de las condiciones del pozo Ocelote 1

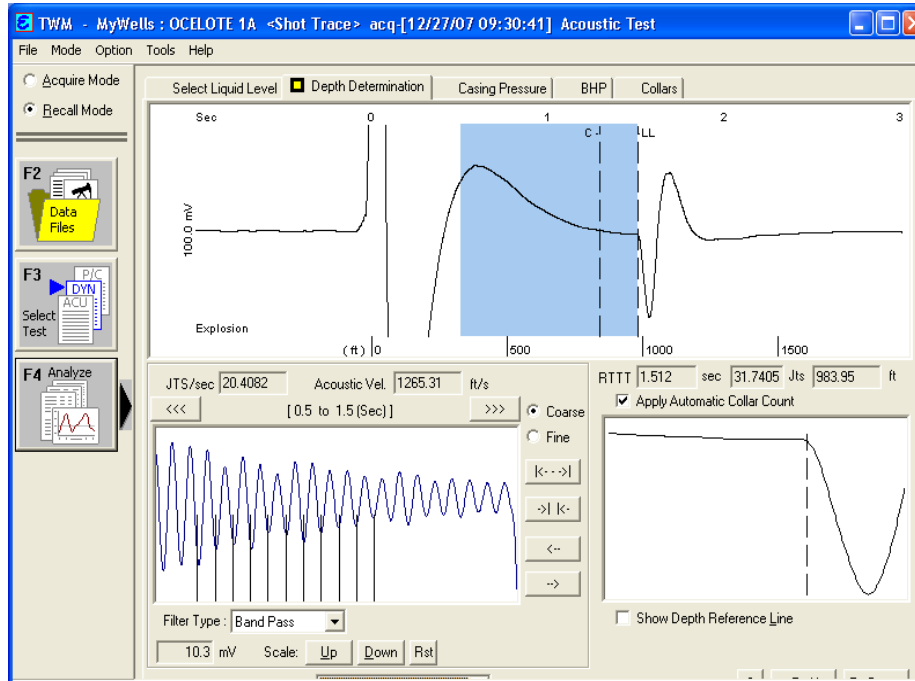


Fuente: realización de pruebas acústicas en el campo ocelote. Puerto Gaitán (meta).2007

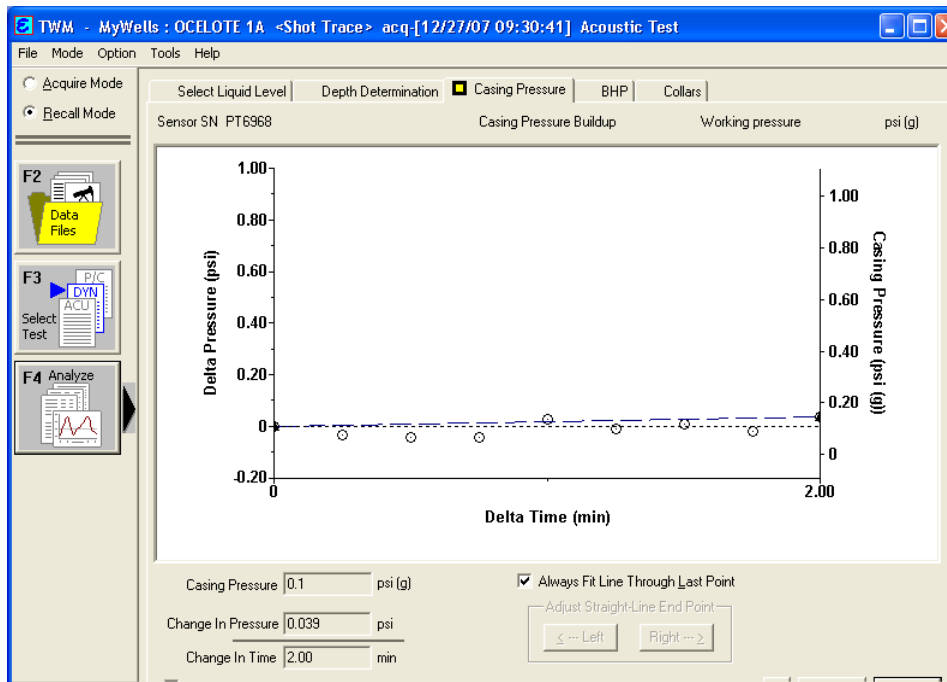
Figura 77. Selección del nivel de fluido del pozo Ocelote 1



Fuente: realización de pruebas acústicas en el campo ocelote. Puerto Gaitán (meta).2007  
 Figura 78. Calculo de profundidad del nivel de fluido del pozo Ocelote 1.



Fuente: realización de pruebas acústicas en el campo ocelote. Puerto Gaitán (meta).2007  
 Figura 79. Corta prueba de PBU realizada al pozo Ocelote 1



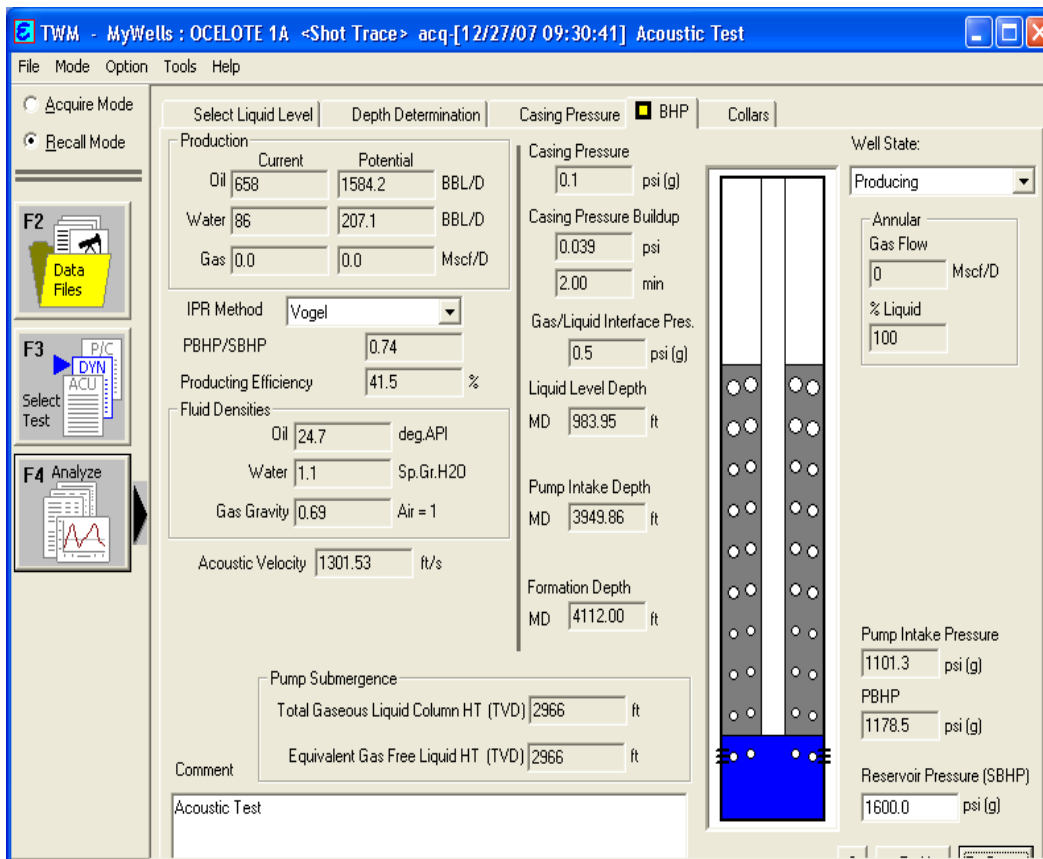
Fuente realización de pruebas acústicas en el campo ocelote. Puerto Gaitán (meta).2007

La figura 78 muestra la determinación de la profundidad del nivel de fluido del pozo Ocelote 1.

La figura 79 muestra la prueba de restauración de presión de 2 minutos realizada al pozo para detallar la producción de gas.

La figura 80 muestra los datos resultantes de la prueba acústica.

Figura 80. Resultado de la prueba acústica realizada al pozo Ocelote 1



Fuente realización de pruebas acústicas en el campo ocelote. Puerto Gaitán (meta).2007

## ANÁLISIS DE RESULTADOS

### Cálculo del nivel de fluido (Nf)<sup>9</sup>

$$Nf = (RTTT) Va/2 \quad \text{Donde:}$$

**RTTT**: tiempo de ida y vuelta de la señal acústica (segundos)

**Va**: velocidad acústica (pies/segundo)

Mirando estos datos en las figuras 79 y 81 tenemos:

$$Nf = 1.512 \text{ segundos} (1301.53\text{ft}/\text{segundos})/2 = \mathbf{983.95 \text{ fts.}}$$

**Nf** = Juntas contadas (juntas) promedio de longitud de las juntas (fts/juntas)

$$Nf = (31.7405 \text{ juntas}) (31 \text{ fts}/\text{juntas}) = \mathbf{983.95 \text{ fts.}}$$

### Cálculo de presiones<sup>10</sup>

- **PIP** (Presión de entrada a la bomba)

$$\mathbf{PIP} = P_c + P_{cg} + \text{gof}L \quad \text{donde:}$$

**P<sub>c</sub>** = Presión en cabeza de **casing** (psi)

**P<sub>cg</sub>** = Presión de la columna de gas (psi)\*

\* Esta presión puede ser calculada por varios métodos que incluyen el efecto de la gravedad del gas, el factor de compresibilidad y la temperatura.

---

<sup>9</sup> <http://www.echometer.com/support/technotes/index.html>. Acoustic liquid Levels. Technotes.

<sup>10</sup> Huddleston Ken, McCOY James y PODIO Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole pressure. Paper SPE 14254. Las Vegas. 1985.

Véase el anexo K, L, M

$g_o$ = Gradiente de aceite libre de gas (psi/pies)

$f_o$ = fracción efectiva de aceite

$L$ = Sumergencia de la bomba (pies)

Para el cálculo del valor  $g_o$ :

Entre en la ecuación del anexo N o haga un promedio con los valores propuestos en el mismo anexo.

El valor de  $f_o$  puede ser calculado mediante un proceso iterativo en la siguiente fórmula:

$D_a = D_I + (1 - f_o) L$       donde:

$D_a$ = Profundidad ajustada al nivel de fluido (se tiene en cuenta las burbujas presentes en la columna líquido-gaseosa) (pies)

$D_I$ = Profundidad desde superficie a columna líquido-gaseosa (pies)

$L$ = Sumergencia de la bomba (pies)

Se empieza con un valor de  $f_o=1$ , se calcula un valor  $D_a$ , el cual se multiplica por el valor obtenido en el corto pbu ( $dp/dt$ ) y se entra a una gráfica, donde se corrobora el  $f_o$  supuesto con el  $f_o$  calculado, la iteración termina cuando el valor de  $f_o$  sea igual en los dos casos.

Utilice el anexo O para el cálculo del factor  $f_o$ .

Calculo de la **Pip** (figura 80)

$$\mathbf{Pip = Pc + Pcg + go \cdot fo \cdot L}$$

$$\mathbf{Pc = 0.1 \text{ psi}}$$

Pcg se aproxima a cero debido a que el pozo produce muy poco gas (no alcanza a producir 1 Mscf/D)

$$Go = 0,392 \text{ psi/ft}$$

Da suponiendo un valor de fo = 1

Da = 984, este valor se multiplica por la restauración de presión

$$(Da) (0.039 \text{ psi/2 minutos}) = 19,18 \text{ (psi-ft/minuto)}$$

Con este valor se va al anexo O, como este valor no aparece en aquellos valores contenidos en el anexo, se supone que el valor de fo esta entre 0.95 y 1, esta suposición se hace debido a la leve producción de burbujas de gas contenidas en la columna, la cual aunque en superficie no reporta flujo de gas está presente, por lo tanto el valor de fo es inferior a 1.

$$Pip = 0.1 \text{ psi} + (0,392 \text{ psi/ft}) (2966 \text{ fts}) = 1162,7 \text{ psi}$$

Asumiendo un valor de fo = 0.95 tenemos:

$$\mathbf{Pip = 1104,6 \text{ psi}}$$

- **PBHP** (Presión dinámica de pozo)

**PBHP =  $P_c + P_{cg} + \rho_o \cdot g \cdot L$**  donde:

L = Altura de la columna de fluido hasta la profundidad de perforaciones (pies)

Hay que recordar que el **software** asume que por debajo de la bomba el líquido que existe es agua. Por lo que hay que calcular una presión de una columna de agua.

Presión Hidrostática =  $0.433(\text{Psi}/\text{ft})$  (gravedad del agua) altura (fts)

Altura =  $0.433(\text{psi}/\text{fts}) (1.1) (4112-3949)$  fts

Altura = 77.64 psi

**PBHP = PIP + Presión Hidrostática**

PBHP =  $1104,6 + 77.64 = 1182,2$  psi

### **Potencial del pozo<sup>11</sup>**

Análisis de IPR

En el cálculo para determinar la producción de un pozo es muy comúnmente asumido que los caudales de producción son proporcionales a las caídas de presión. Usando esta suposición el comportamiento de un pozo puede ser explicado por su índice de productividad.

Haciendo el análisis de IPR al pozo Ocelote 1 tenemos:

---

<sup>11</sup> VOGEL J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. Paper SPE 1476.Dallas.1966.

$P_{wf} = 1178 \text{ Psi}$   
 $P_{est} = 1600 \text{ Psi}$   
 $Q_{actual} = 658 \text{ Bopd}$   
 $Q_{max} = ?$

Donde:

**$P_{wf}$**  = Presión dinámica del pozo (psi)

**$P_r$**  = Presión estática del pozo (psi)

$P_{wf} / P_r = 1178/1600 = \mathbf{0,736}$

Entrando con este valor a la grafica del anexo P tenemos:

$Q_{actual} / Q_{max} = \mathbf{0,415}$  (eficiencia de producción)

$Q_{max} = \mathbf{1585 \text{ BOPD}}$

## **INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

En la tabla 5 están los valores calculados de la prueba acústica realizada al pozo Ocelote 1

**Existe un alto nivel de fluido (apropiadamente 2970 pies de fluido sobre la bomba), el pozo presenta una elevada PIP debido a que la producción de gas es nula, se puede elevar la frecuencia a la unidad ESP pero hay que estar realizando constantemente pruebas de BSW para evitar que este factor llegue a aumentar y pueda causar problemas de arenamiento en el pozo.**

Tabla 5. Datos calculados de la prueba acústica realizada al pozo Ocelote 1

Presión en la interfase liquido/gaseosa	<b>0.5 psi</b>
Presión de entrada a la bomba	<b>1101 psi</b>
BHP dinámica (presión al dato de profundidad)	<b>1178 psi</b>
Flujo de gas en el anular	<b>0</b>
% de liquido en la columna liquido/gaseosa	<b>100%</b>
Columna total liquido/gaseosa sobre la bomba	<b>2966 ft</b>
Columna total de liquido libre de gas sobre la bomba	<b>2966 ft</b>
Eficiencia de producción	<b>42%</b>
Máximo caudal de flujo posible	<b>1585 STB/D</b>

#### 4. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA CIRA-INFANTAS A TRAVÉS DEL USO DEL TWM

El software TWM es una herramienta muy poderosa como se ha podido ver, a través de su utilización se ha dado solución a un sinnúmero de problemas presentados en las unidades de bombeo, sarta de varillas y bomba de subsuelo de los pozos de la CIRA-INFANTAS.

La siguiente es una lista de los problemas más frecuentes encontrados en los pozos de dichos campos:

- Golpe de fluido.
- Interferencia de gas.
- Pozo mal espaciado.
- Mal funcionamiento de la válvula viajera.
- Mal funcionamiento de la válvula fija.
- Bomba bloqueada por gas.
- Varilla partida.

Cuando en un pozo se presentan problemas o inconvenientes de operación que reducen su productividad se puede resolver el problema de dos formas:

A. Realizar trabajos en superficie como: cambio de unidad, cambio de correas, aumento o disminución de recorrido o **strokes** por minuto de la unidad, espaciado de la bomba, golpeo de la bomba para pescar válvulas, despresurización del pozo etc. Según la necesidad que se amerite.

B. Realizar trabajos en subsuelo como: entrada del equipo de varilleo para cambiar una varilla partida, cambio de tubería, cambio de bomba, entrar a trabajar un pozo arenado etc.

La solución a los problemas debe mantener la producción del pozo parada el menor de tiempo posible, además de ser la más económica. Por regla general se busca de todas las formas posibles solucionar los inconvenientes a través de trabajos en superficie y ya por última instancia o fuerza mayor se le mete equipo al pozo.

#### **4.1 GOLPE DE FLUIDO**

Ocurre cuando la sumergencia que posee la bomba no es suficiente. La bomba bajo estas condiciones esta constantemente sufriendo golpes y si no se toman los correctivos a tiempo se reducirá la vida de funcionamiento del equipo.

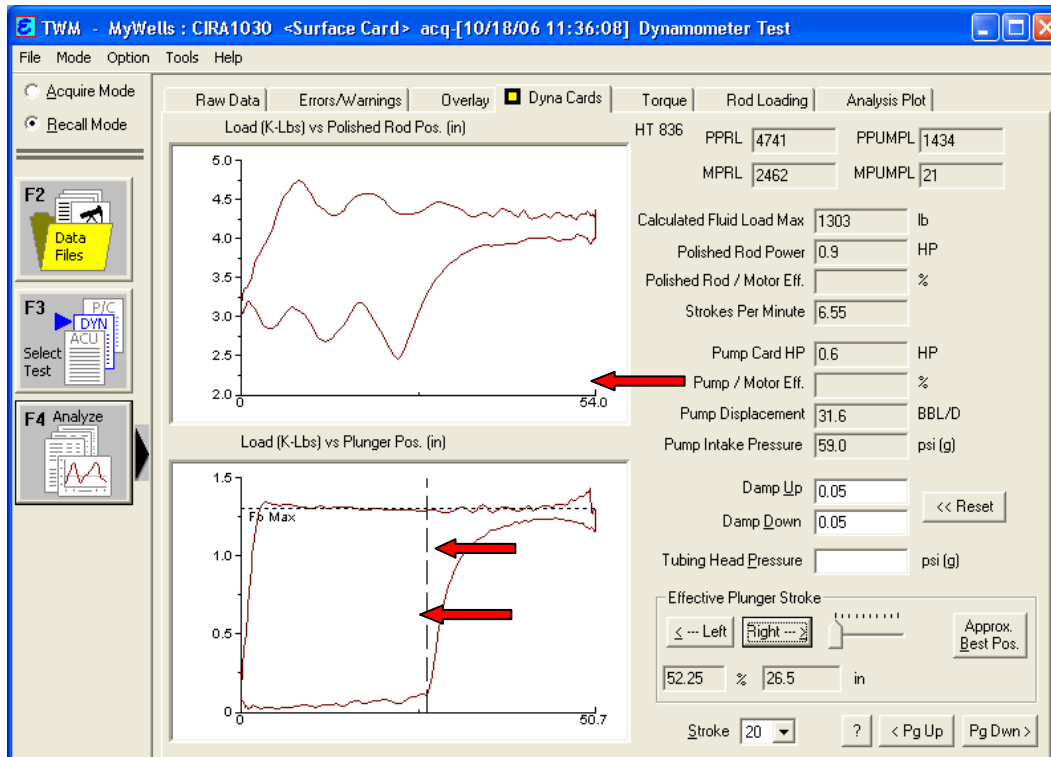
La tabla 6 muestra los valores a los cuales el pozo esta operando.

La figura 81 muestra la carta dinamométrica de la bomba del pozo LC 1030, la cual presenta problemas de golpe de fluido (tomada el 18 de octubre/2006). Al comparar la carta dinamométrica obtenida de la bomba con las cartas modelos características de los variados problemas que afectan el adecuado funcionamiento de la bomba de subsuelo, se detalla que la carta se asemeja a la carta típica de golpe de fluido, de esta manera la bomba esta presentando baja sumergencia, esto significa que durante su recorrido descendente la sarta de varillas no encuentran el suficiente colchón de fluido que amortigüe su caída y por lo cual la bomba termina golpeándose con un bajo nivel de fluido.

Tabla 6. Datos del pozo la Cira 1030

DATOS DEL POZO	
Pozo	la Cira 1030
Unidad	C-80D-133-54
Longitud de la carrera	54(4/4) Pulg.
Diámetro del pistón	1 1/4 Pulg.
Profundidad de la bomba	2669 Pies
Producción normal de aceite	28 Bopd
Producción de agua	20 Bapd
Producción de gas	8 Mpcsd
BHP Dinámica	254 Psi
Presión de entrada a la bomba	83 Psi

Figura 81. Carta dinamo-métrica del pozo la Cira 1030 (octubre 18/2006)

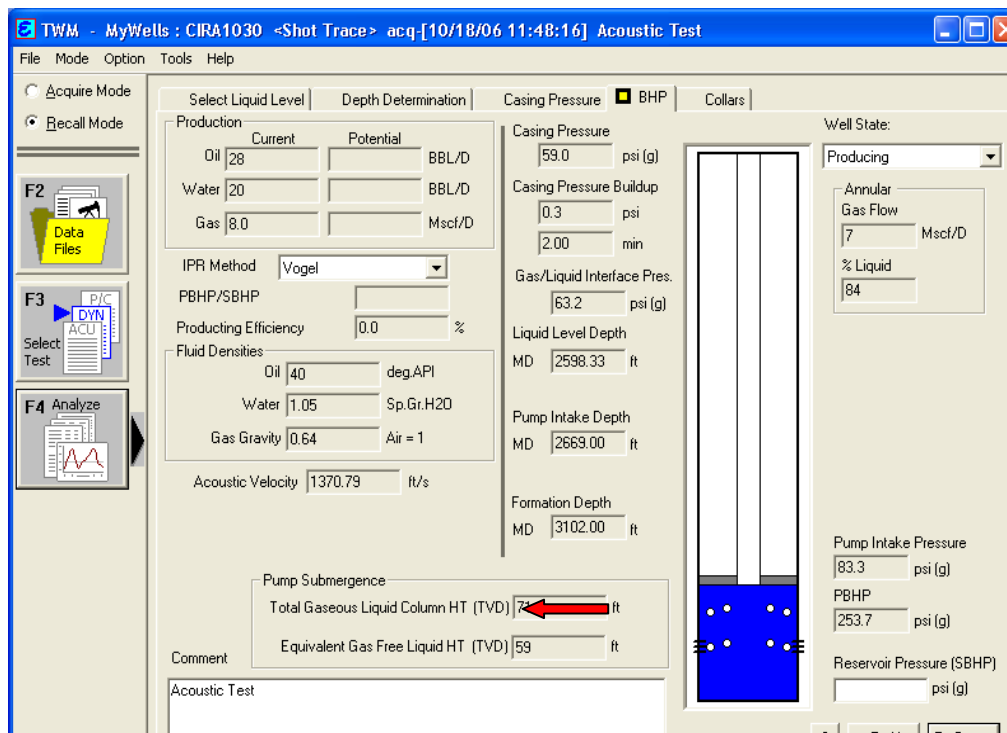


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

La figura 82 muestra los valores resultantes de la prueba acústica realizada al pozo LC 1030 (el día 18 de octubre/2006), se evidencia la baja sumergencia de la bomba.

La figura 83 muestra otra carta dinamométrica de la bomba del pozo LC 1030, (Tomada el 21 de octubre/2006). Se confirma el bajo nivel de fluido

Figura 82. Nivel acústico del pozo la Cira 1030 (octubre 18/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

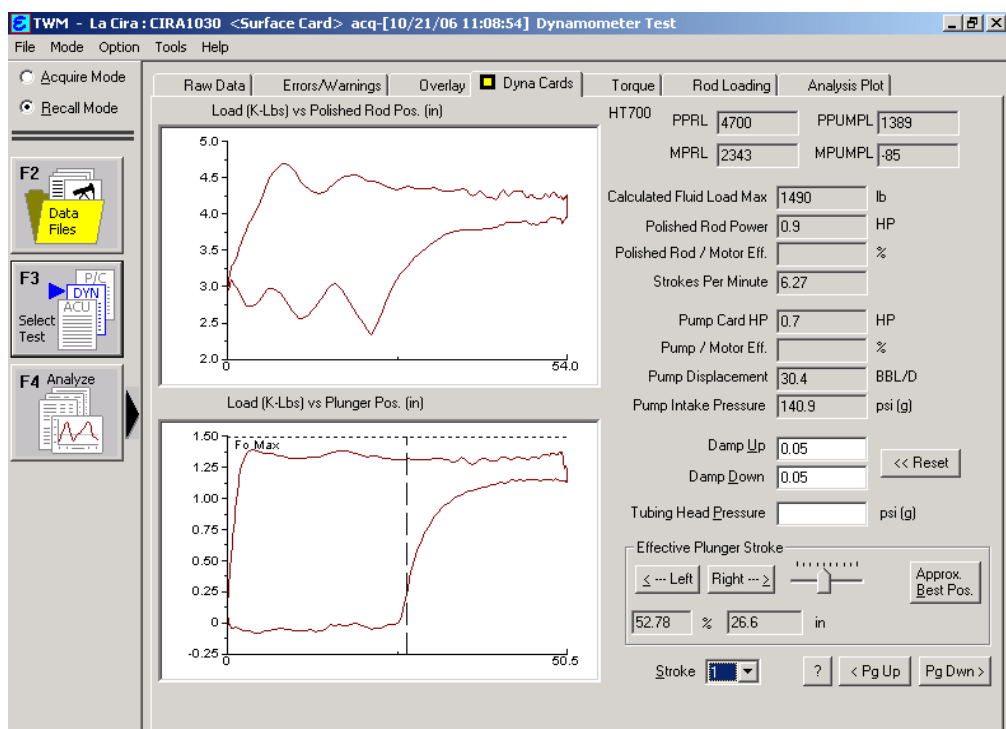
**4.1.1 Recomendaciones.** Entre las soluciones para tratar de controlar este problema tenemos:

A. Sí el pozo está trabajando en función manual (24 horas al día) se puede temporizar y de esta forma se da tiempo a que la formación aporte nivel de fluido al pozo.

B. Se le pueden reducir las condiciones de trabajo a la unidad de bombeo mediante la manipulación del recorrido (longitud de carrera) o de los **strokes**, por lo general se prefiere manipular el recorrido de la unidad para buscar con ello una disminución en el trabajo del motor.

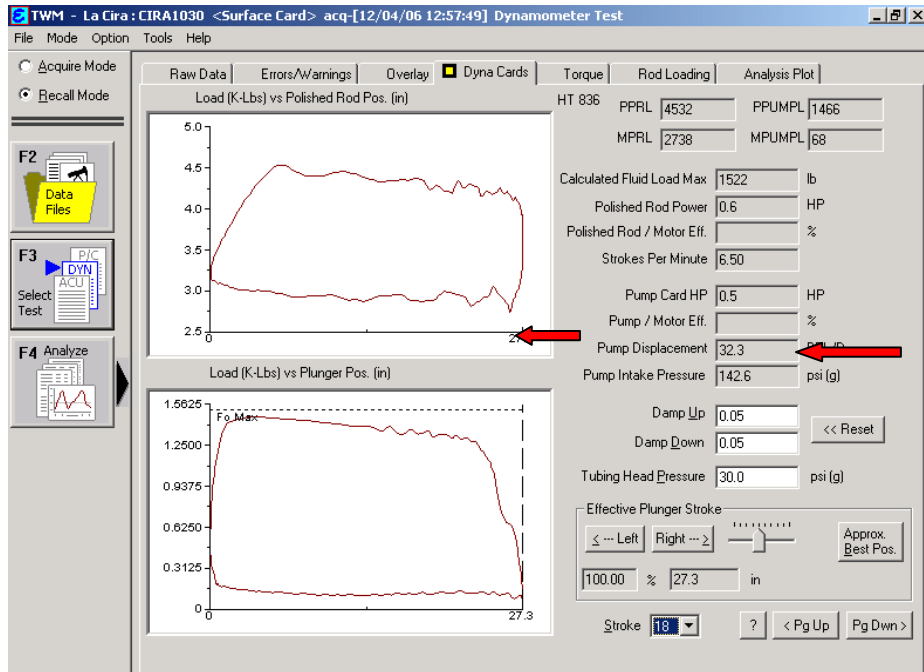
C. Hay que analizar si es posible profundizar la bomba, es decir aumentar la sumergencia de la misma.

Figura 83. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1030 (octubre 21/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 84. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1030 (diciembre 4/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

La figura 84 muestra la carta dinamométrica del pozo la Cira 1030 después de que se redujo el recorrido de la unidad a su mínimo (27 pulgadas de longitud de carrera), se puede observar que aunque el pozo no vario su producción de crudo, el llenado de la bomba ha mejorado notablemente y se elimino el golpe que estaba sufriendo la bomba.

#### 4.2 INTERFERENCIA DE GAS

Ocurre cuando la bomba está operando bajo la influencia de una cantidad considerable de gas. Los componentes de la bomba funcionan bien pero la eficiencia de la bomba cae en un alto porcentaje. Al comparar la carta dinamométrica obtenida de la bomba con las cartas modelos características de los variados problemas que afectan el adecuado funcionamiento de la bomba de subsuelo, se detalla que la carta se asemeja a la carta típica de interferencia de

gas, de esta manera la bomba está afectada por la presencia de gas, esto significa que durante su recorrido descendente la sarta de varillas no encuentran colchón de fluido que amortigüe su caída, lo que encuentra es gas, por lo cual la bomba termina golpeándose de forma leve. La carta se asemeja a la carta típica de golpe de fluido con la diferencia que la caída es menos pronunciada debido a que un volumen de gas sirve como colchón.

En la tabla 7 se registran los datos del pozo INF 0166 el cual presenta interferencia de gas en la bomba.

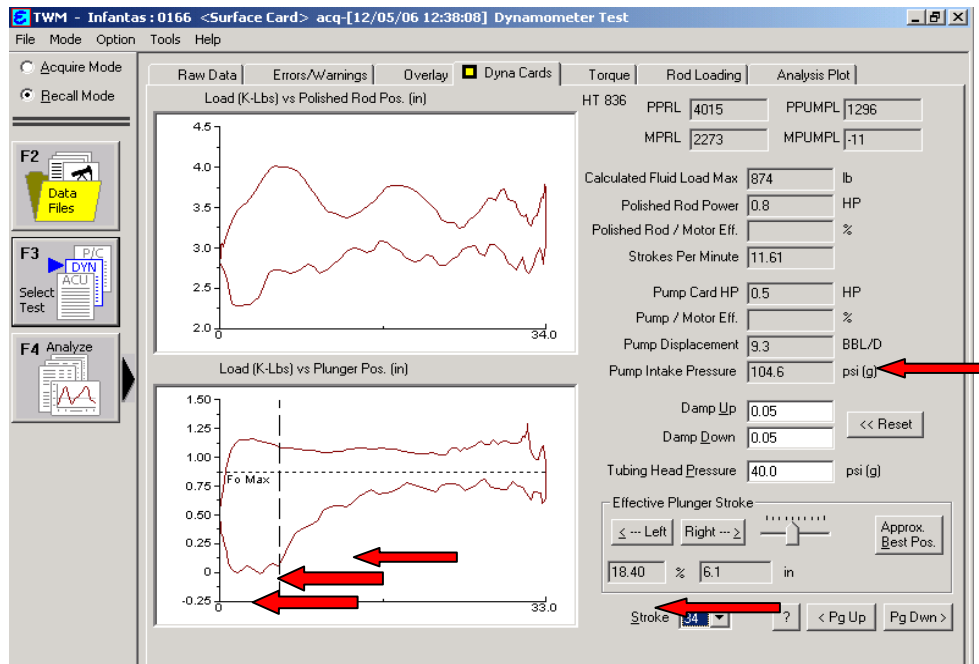
Tabla 7. Datos del pozo Infantas 0166

<b>DATOS DEL POZO</b>	
Pozo	INFANTAS 0166
Unidad	Lk T 6-9
Longitud de la carrera	34 (3/3) Pulg.
Diámetro del pistón	11/16 Pulg.
Profundidad de la bomba	2430 Pies
Producción normal de aceite	20 Bopd
Producción de agua	1 Bapd
Producción de gas	2 Mpcsd
BHP Dinámica	477 Psi
Presión de entrada a la bomba	328 Psi

La figura 85 muestra el dinagrama del pozo INFANTAS 0166, se puede observar que la bomba opera bajo interferencia de gas.

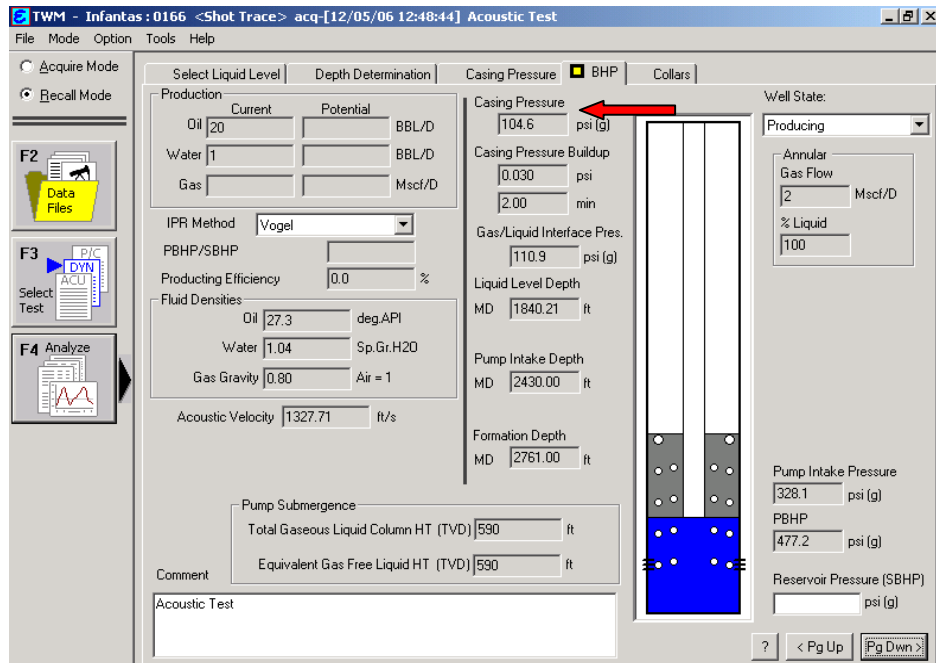
La figura 86 muestra los datos resultantes de la prueba acústica realizada al pozo INFANTAS 0166.

Figura 85. Carta dinamométrica del pozo Infantas 0166 (diciembre 5/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 86. Nivel acústico del pozo Infantas 0166 (diciembre 5/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

**4.2.1 Recomendaciones.** Entre las soluciones para tratar de controlar este problema tenemos:

A. Despresurizar el pozo, por lo general la válvula del anular se deja abierta al medio ambiente hasta lograr que la presión acumulada por gas que afecta la bomba sea liberada y así la bomba actúe con la mínima presencia de gas posible.

B. Se podría pensar en espaciar la bomba buscando con ello ubicar la bomba en un lugar alejado de perforaciones, de esta forma la influencia del gas en la bomba será menor.

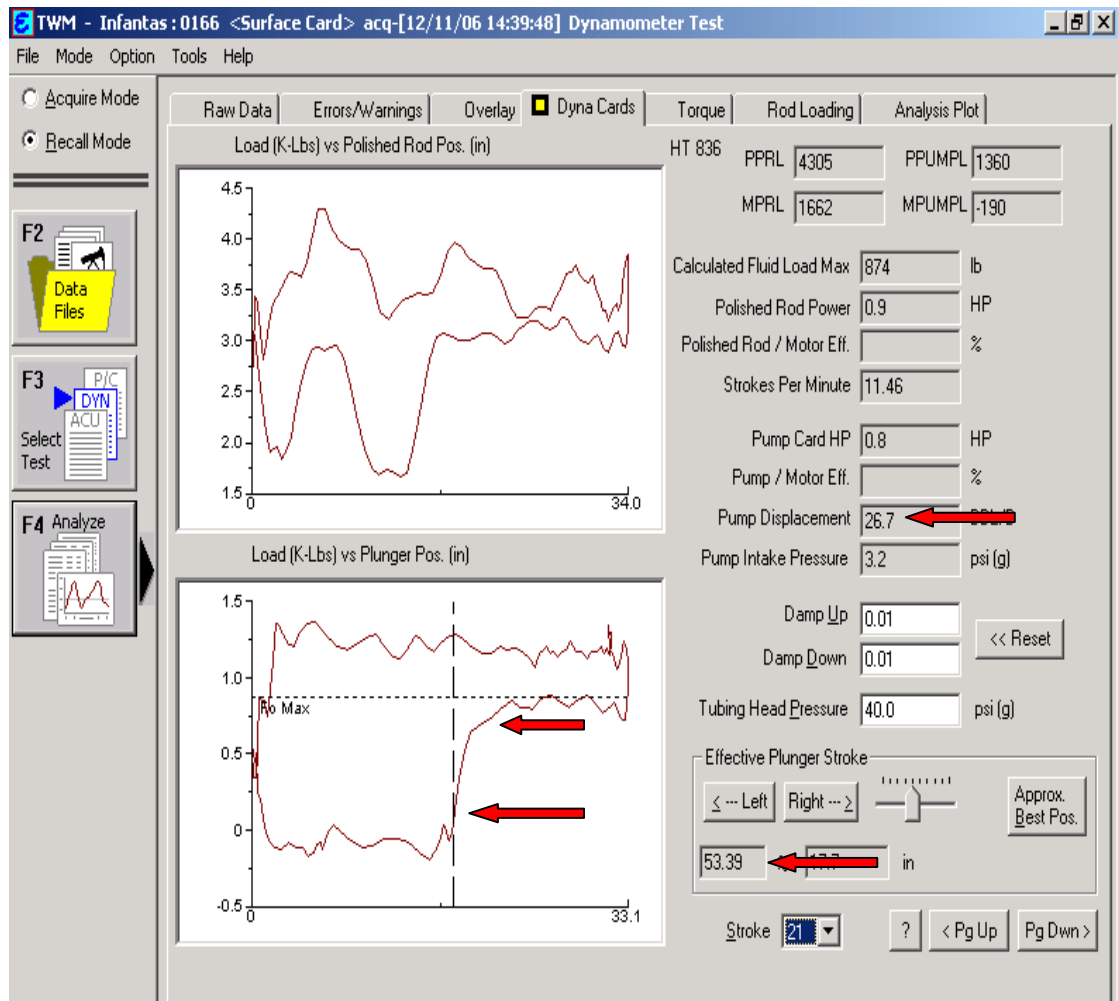
C. De manera preventiva en el momento de bajar una bomba se debe pensar que esta puede ser afectada por gas, existen bombas especiales para operar ante la presencia de altas producciones de gas, un ejemplo de este tipo de bomba es la “**Rod pump two stage**”, esta bomba incorpora 2 bombas de varillas en serie que aumentan el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas.

D. Una opción costosa, es la instalación de separadores de gas en fondo, estos equipos controlan el paso de gas a la bomba de subsuelo y disminuyen los riesgos de que la bomba se vea afectada por compresión y bloqueo de gas.

**Las figuras 87 y 88 muestran el comportamiento del pozo Infantas 0166 después que se le abrió la válvula en cabeza de casing al medio ambiente, la presión en cabeza de casing pasó de 104 psi (de la prueba del 5 de diciembre/2006) a 3.2 psi (en la prueba del 11 de diciembre/2006), como novedad se detalla que el flujo de gas a través del anular se incremento (el pozo pasó de producir 2 Mscf a producir 34 Mscf) pero la eficiencia de la**

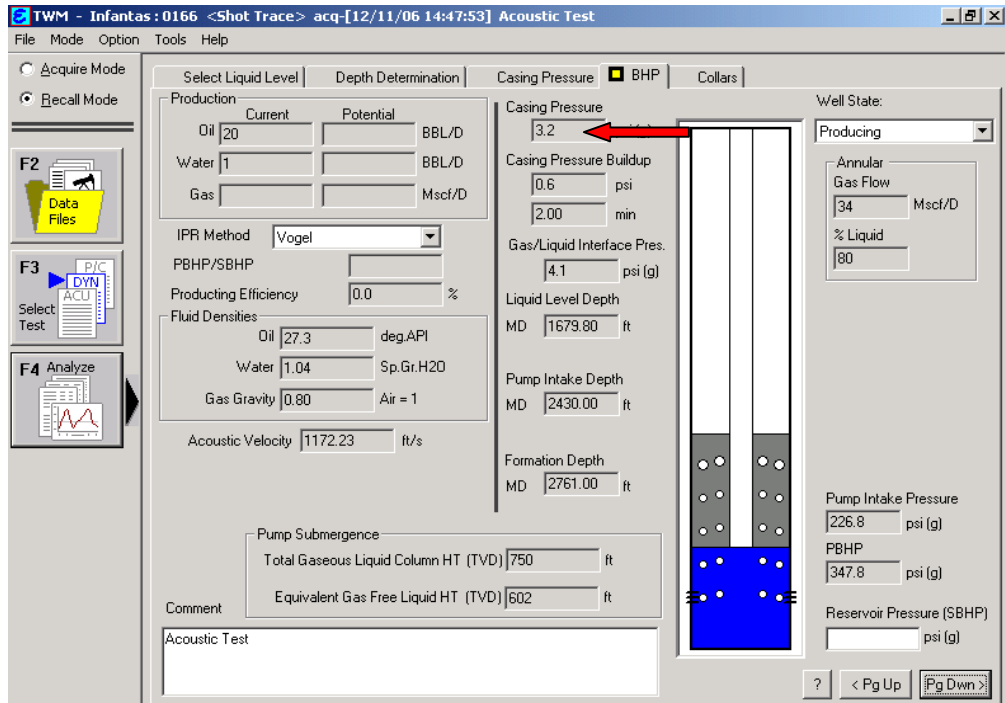
bomba mejoró en casi un 35%, de un desplazamiento de 9 barriles de crudo por día, la bomba pasó a desplazar 26 barriles de crudo por día.

Figura 87. Carta dinámométrica del pozo Infantas 0166 (diciembre 11/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 88. Nivel acústico del pozo Infantas 0166 (diciembre 11/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

### 4.3 PISTÓN MAL ESPACIADO

Ocurre cuando la posición en que está ubicado el pistón no es la adecuada, la bomba presenta golpe y no opera de manera eficiente. La tabla 8 registra los datos del pozo INFANTAS I4IJ2 el cual presenta este tipo de problema.

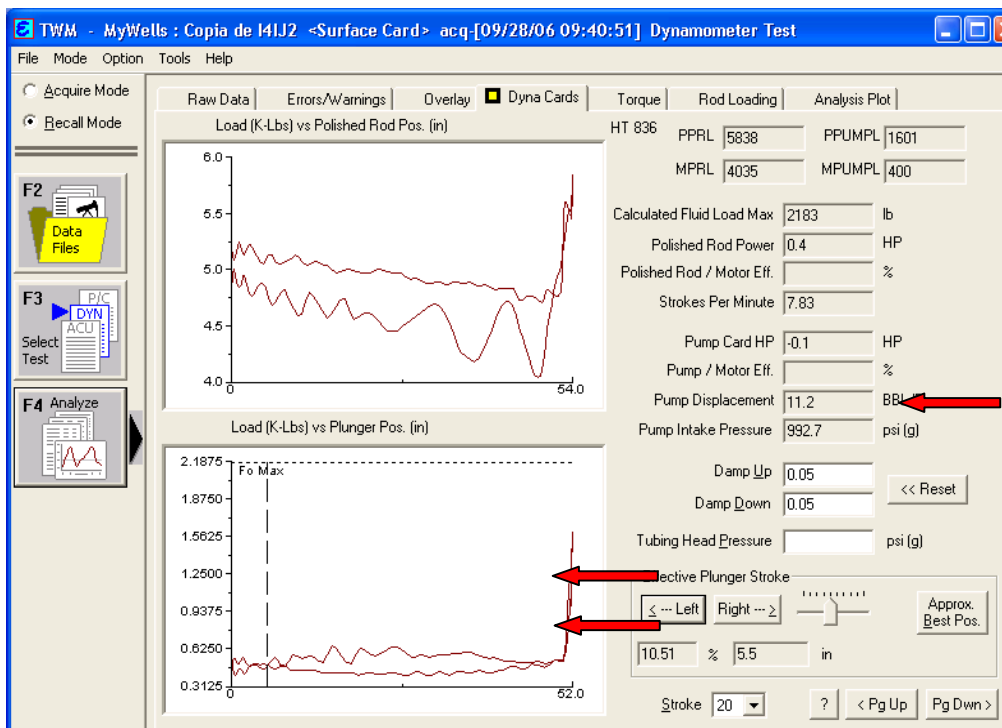
La figura 89 muestra la carta dinamométrica del pozo INFANTAS I4IJ2 con problemas de pistón mal espaciado.

La figura 90 muestra el desplazamiento del pistón en relación con el desplazamiento de la sarta de varillas.

Tabla 8. Datos del pozo Infantas I4IJ2

DATOS DEL POZO	
Pozo	Infantas I4IJ2
Unidad	Lk TC 3-22 B
Longitud de la carrera	54 (3/3) Pulg.
Diámetro del pistón	1 1/2 Pulg.
Profundidad de la bomba	2715 Pies
Producción normal de aceite	30 Bopd
Producción de agua	30 Bapd
Producción de gas	2 Mpcsd
BHP Dinámica	477 Psi
Presión de entrada a la bomba	328 Psi

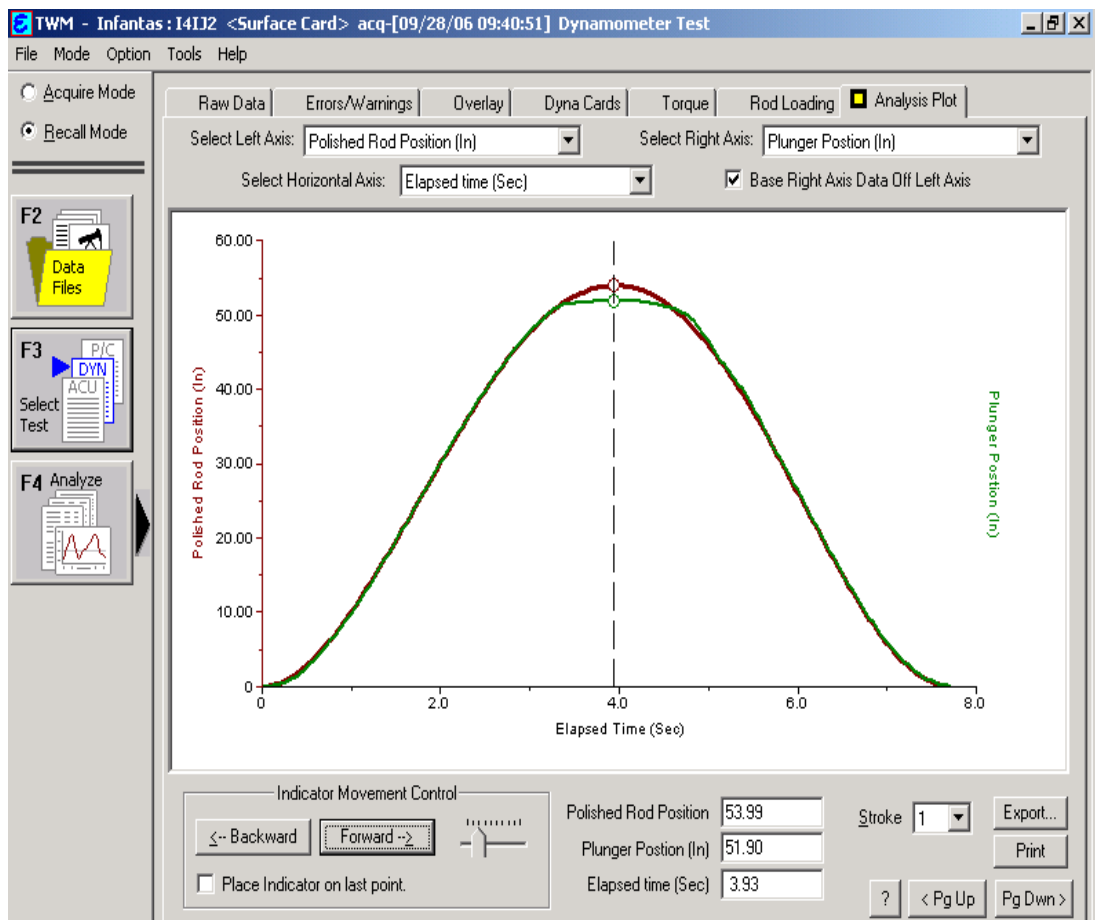
Figura 89. Carta dinámométrica del pozo Infantas I4IJ2 (28 de sept/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

El pistón al finalizar el recorrido ascendente de la bomba, presenta problemas, su desplazamiento (línea de color verde) en este instante con respecto al transmitido por la sarta de varillas (línea de color rojo) es nulo.

Figura 90. Funcionamiento del pistón del pozo Infantas 14IJ2 (28 de sept/2006)



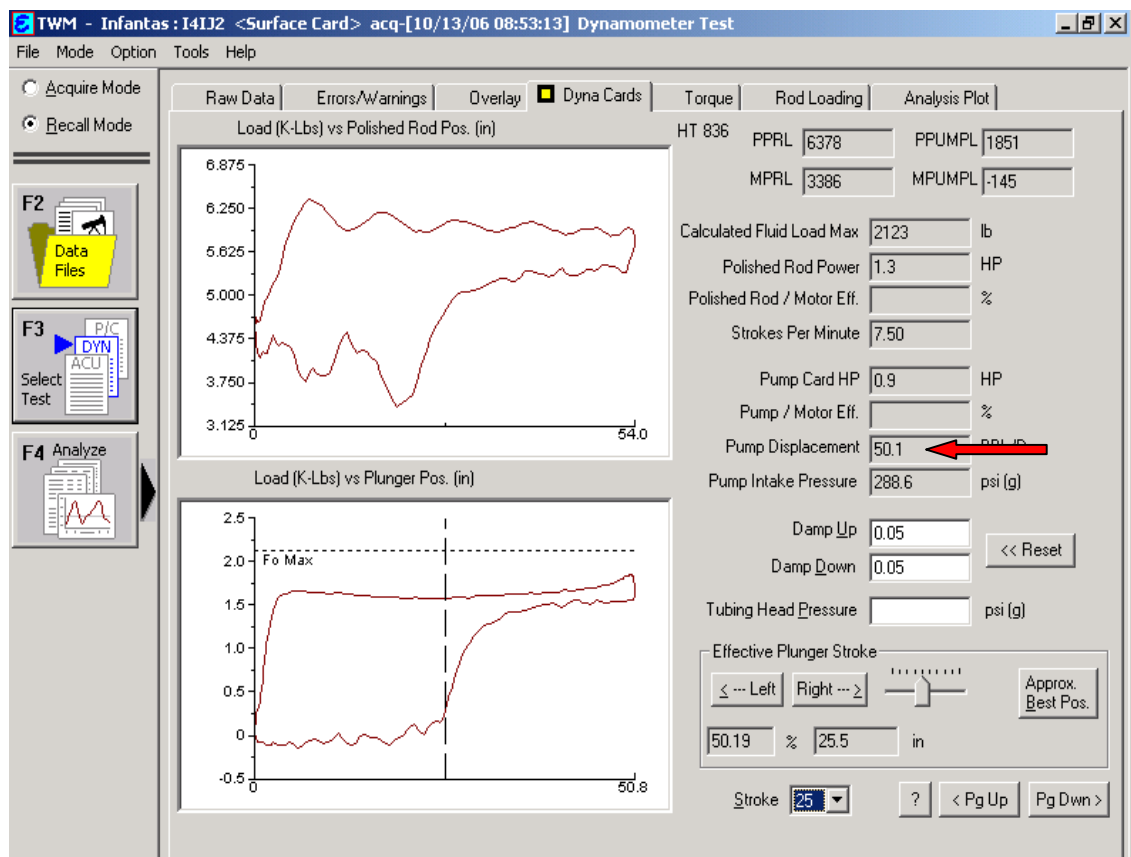
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

**4.3.1 Recomendaciones.** Generalmente cuando se presenta este tipo de problema, se detalla en primera instancia si el golpe se produce al final de la carrera ascendente o al final de la descendente, la recomendación en ambos casos es espaciar el pozo varias veces hasta lograr el espaciamiento adecuado, si

el golpe es al final de la carrera ascendente, la bomba tiene que ser espaciada hacia abajo, si el golpe es al final de la carrera descendente, la bomba tiene que ser espaciada hacia arriba cada espaciamiento tiene que ir de la mano con un registro dinamométrico para ir observando el comportamiento de la bomba con cada uno de los espaciamientos realizados.

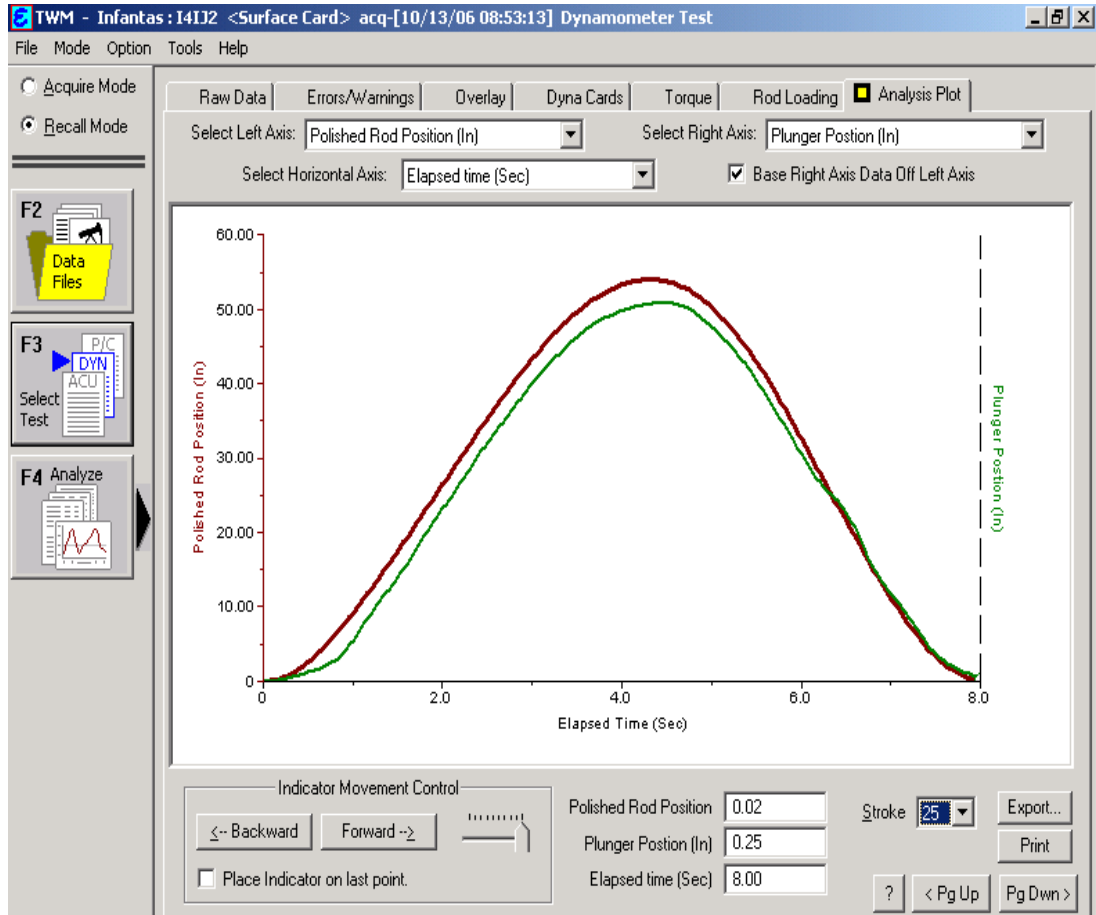
**Las figuras 91 y 92 muestran el comportamiento de la bomba del pozo Infantas I4IJ2 después que se le realizó un espaciamiento del pistón, logrando con ello eliminar el golpe que presentaba la bomba por estar mal espaciada. El pozo pasó de producir 6 barriles netos a 25 barriles netos.**

Figura 91. Carta dinamométrica del pozo Infantas I4IJ2 (13 de octubre/ 2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 92. Funcionamiento del pistón del pozo Infantas I4IJ2 (13 de octu/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

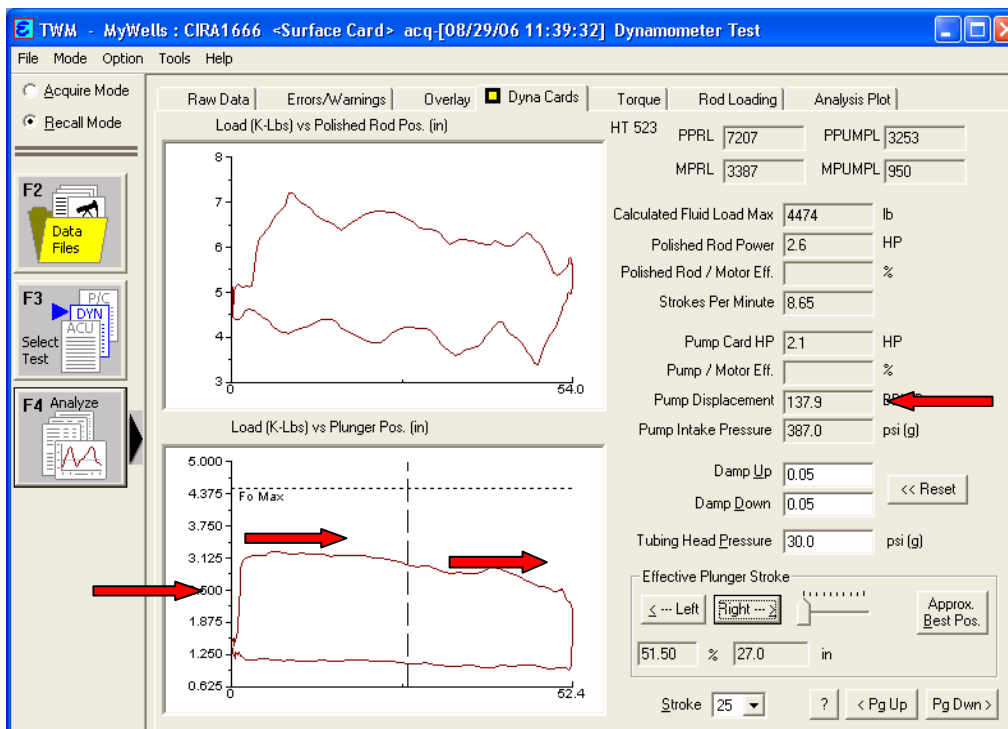
#### 4.4 MAL FUNCIONAMIENTO DE LA VALVULA VIAJERA

Presencia de elementos como gas o sólidos dificultan el cierre adecuado de la válvula, solo se logra efectividad en una porción de la carrera ascendente. La tabla 9 registra datos del pozo LC 1666 el cual presenta este problema.

Tabla 9. Datos del pozo la Cira 1666

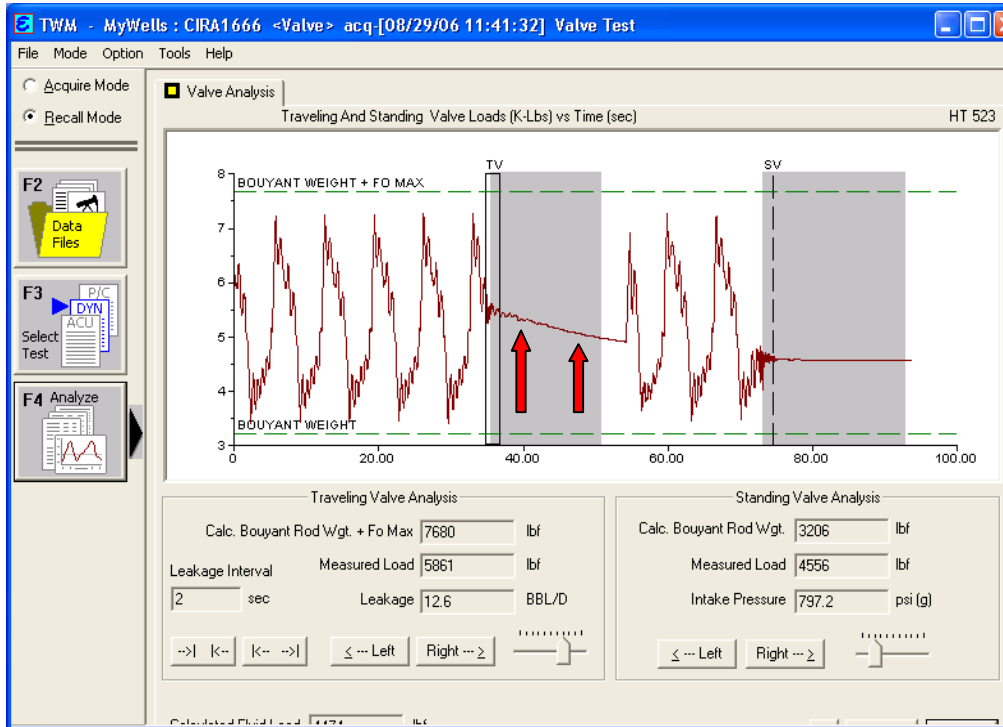
DATOS DEL POZO	
Pozo	la Cira 1666
Unidad	TC 322C
Longitud de la carrera	54(3/3) Pulg.
Diámetro del pistón	21/4 Pulg.
Profundidad de la bomba	2762 Pies
Producción normal de aceite	60 Bopd
Producción de agua	120 Bapd
Producción de gas	1 Mpcsd
BHP Dinámica	1068 Psi
Presión de entrada a la bomba	779 Psi

Figura 93. Carta dinámométrica del pozo la Cira 1666 (29 de agosto/2006)



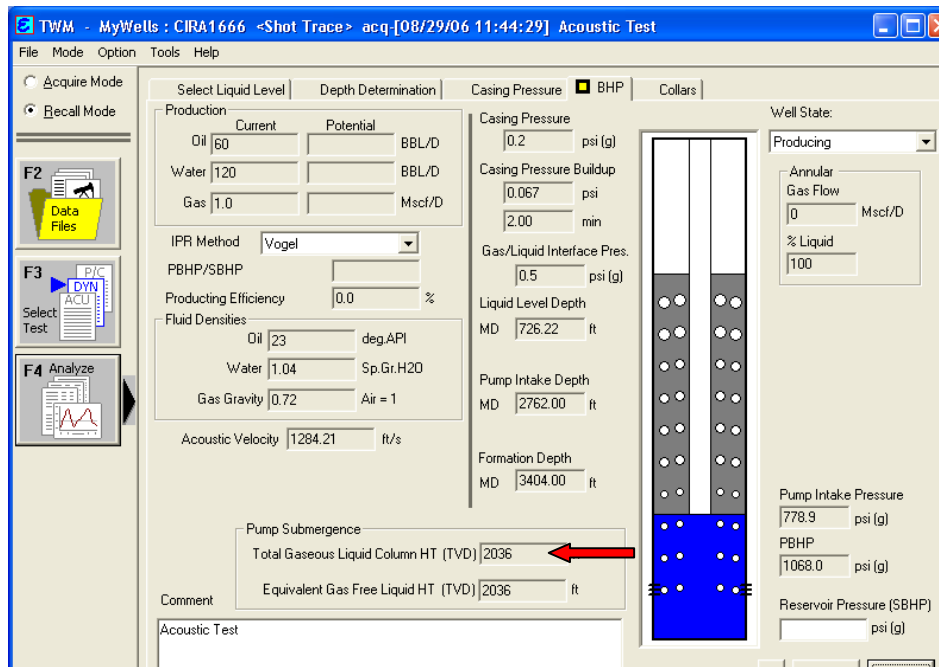
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 94. Prueba de válvulas del pozo la Cira 1666 (29 de agosto/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 95. Registro acústico del pozo la Cira 1666 (29 de agosto/2006)

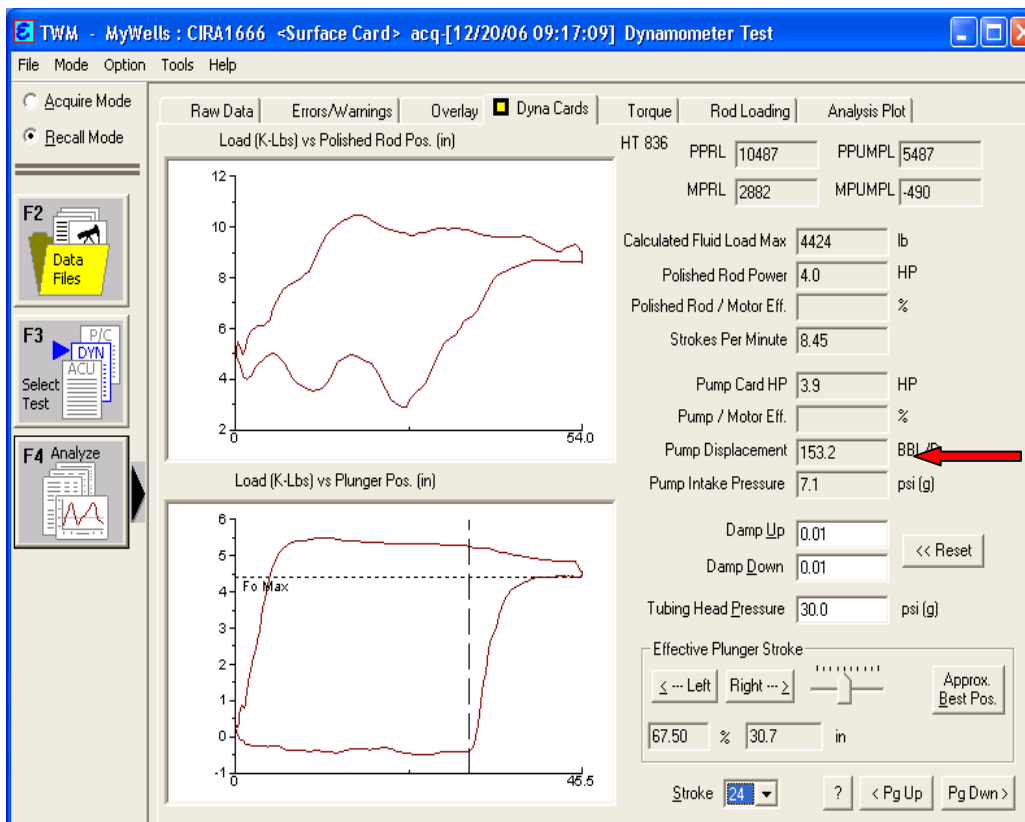


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Las figuras 93, y 94 muestran el comportamiento inadecuado de la válvula viajera: Carta típica de válvula viajera con fuga, prueba de válvulas donde se detalla la fuga. En la figura 95 se detalla un pozo con nivel alto debido a que la bomba no esta operando eficientemente.

**4.4.1 Recomendaciones.** Lo que se puede hacer es un procedimiento poco técnico, dar unos leves golpes a la bomba para lograr que la obstrucción presente sobre la silla de la válvula sea eliminada, seria bueno tomar una muestra de fluido producido del pozo para determinar en laboratorio el tipo de obstrucción. Si la válvula no responde a los golpes no hay otra opción que realizar el cambio de válvula.

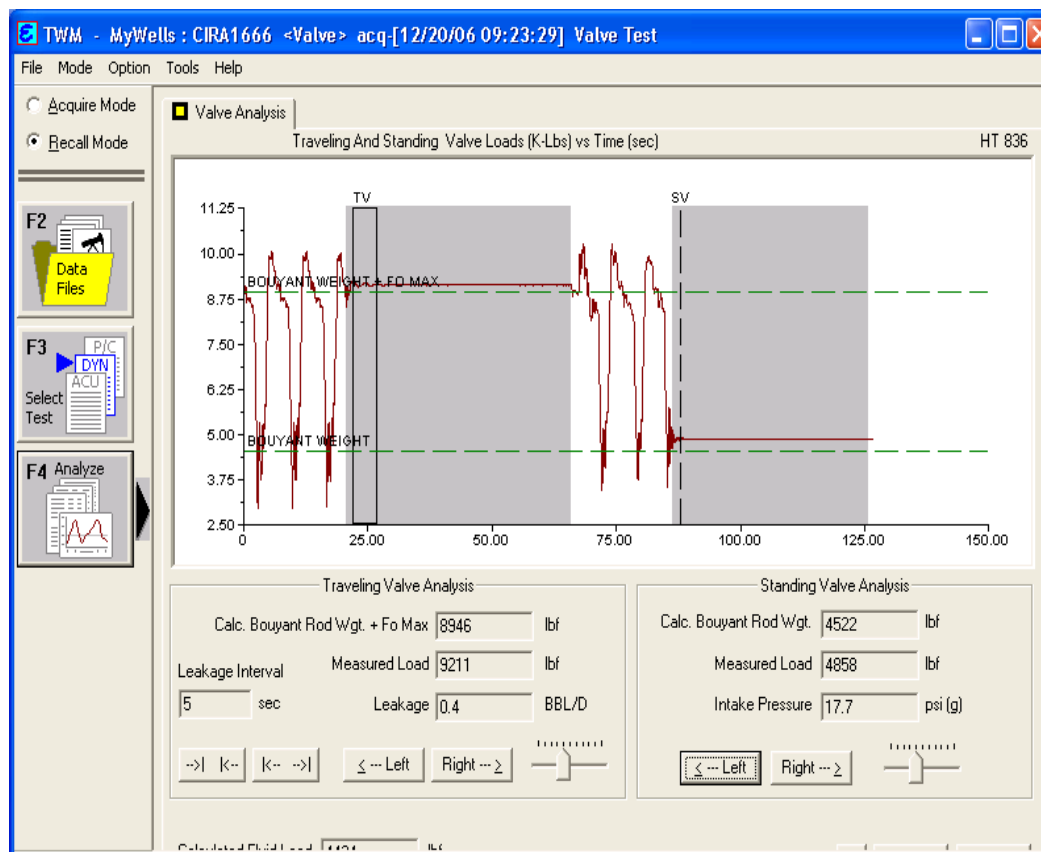
Figura 96. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1666 (20 de diciembre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

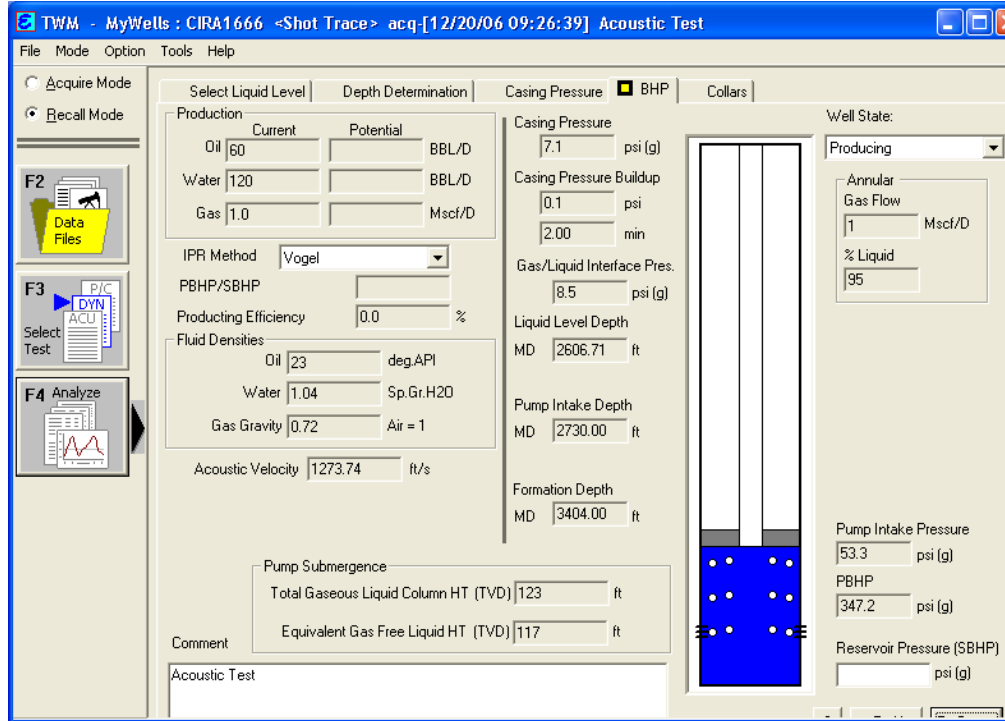
Las figura 96, y 97 muestran el comportamiento de la válvula viajera un tiempo después de que se elimino la fuga que presentaba, se observa a la válvula soportando carga completa sobre ella, se logro una recuperación de 15 Bpd, como novedad se puede detallar de la carta dinamométrica y del nivel de fluido (figura 98) que el nivel de sumergencia de la bomba ha decaído, se esta presentando golpe de fluido, hay que realizar los correctivos del caso para evitar que la bomba trabaje en seco.

Figura 97. Prueba de válvulas del Pozo La Cira 1666 (20 de diciembre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 98. Nivel acústico del pozo La Cira 1666 (20 de diciembre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

#### 4.5 MAL FUNCIONAMIENTO DE LA VALVULA FIJA

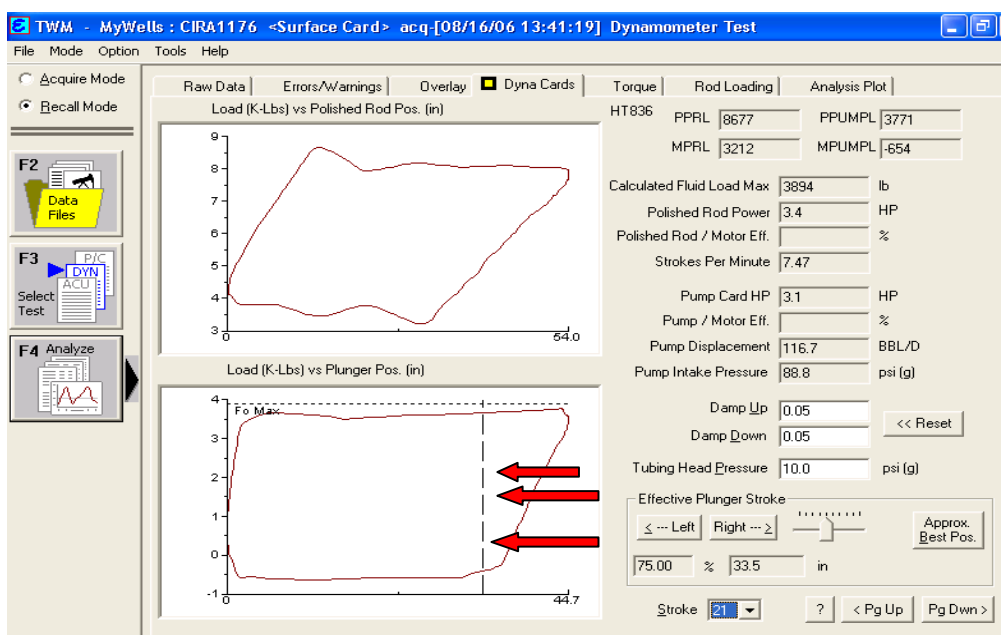
Ocurre generalmente cuando existe algún elemento que no le permite hacer sello o abrirse adecuadamente como gas o sólidos, esto hace que solo sea efectiva en una porción de la carrera descendente. En la tabla 10 se registran los datos del pozo LC 1176, el cual presenta problemas de funcionamiento de la válvula fija.

Tabla 10. Datos del pozo la Cira 1176

DATOS DEL POZO	
Pozo	La Cira 1176
Unidad	TC 322-B

Longitud de la carrera	54(3/3) Pulg.
<b>DATOS DEL POZO</b>	
Diámetro del pistón	2 Pulg.
Profundidad de la bomba	3073 Pies
Producción normal de aceite	60 Bopd
Producción de agua	80 Bapd
Producción de gas	1 Mpcsd
BHP Dinámica	254 Psi
Presión de entrada a la bomba	83 Psi

Figura 99. Carta dinamométrica del Pozo la Cira 1176 (16 de agosto/2006)

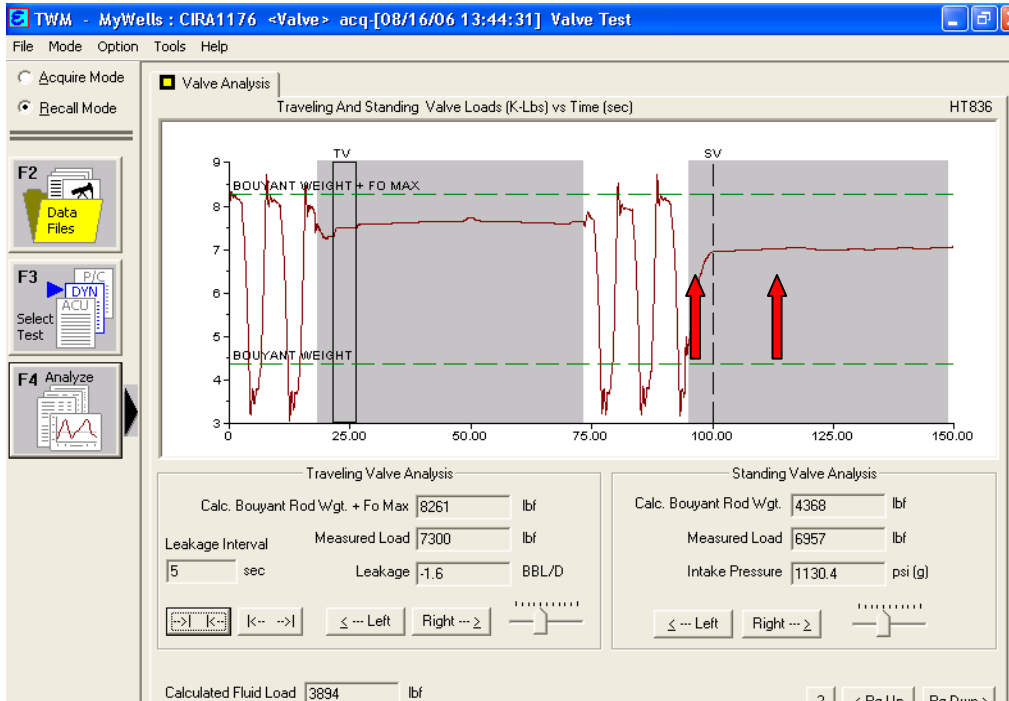


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Las figuras 99 y 100 muestran la carta dinamométrica y la prueba de válvulas realizadas al pozo LC 1176 (el día 16 de agosto del 2006), se puede observar el mal funcionamiento de la válvula fija.

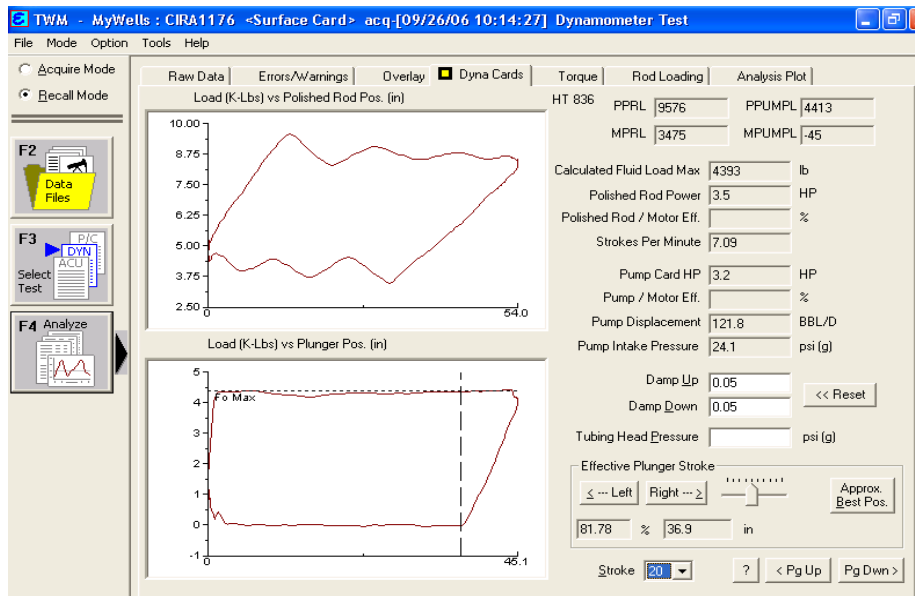


Figura 100. Prueba de válvulas del Pozo la Cira 1176 (16 de agosto/2006)



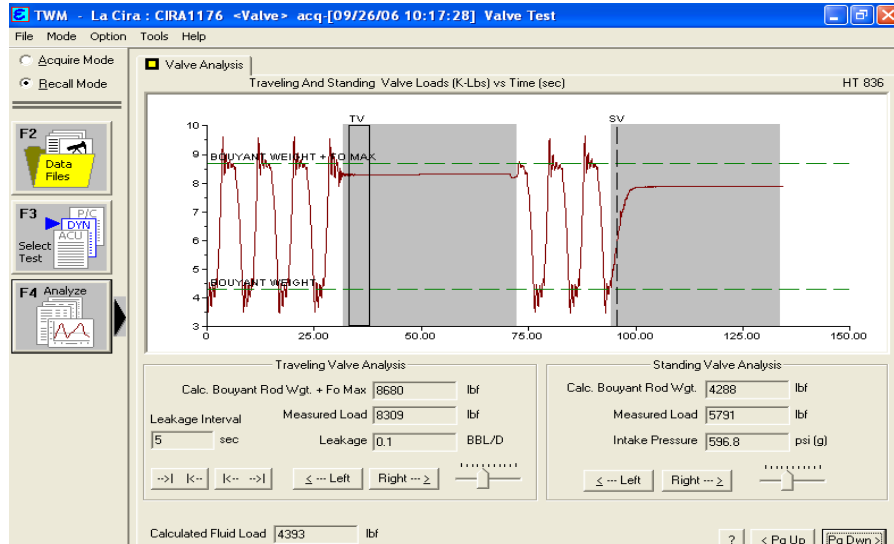
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 101. Carta dinamométrica del pozo La Cira 1176 (26 de sept/ 2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPEPETROL. 2006

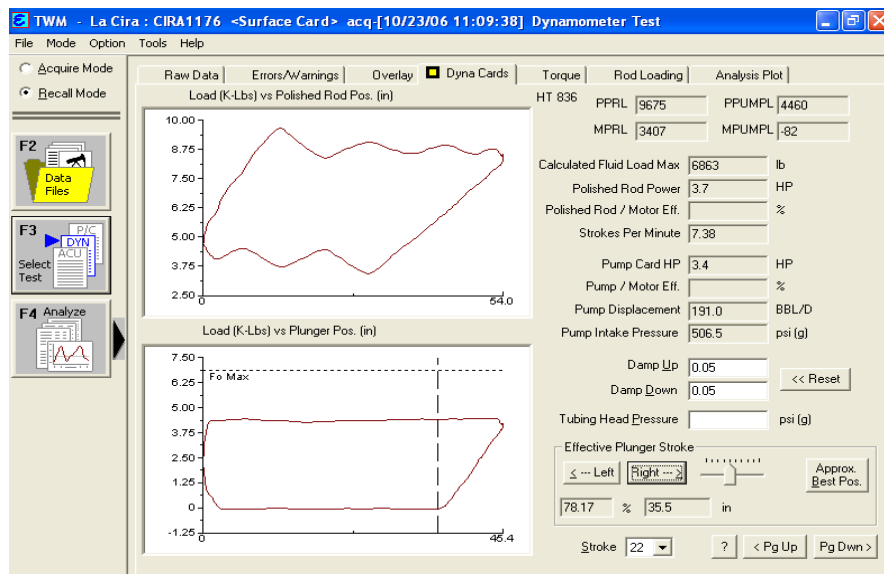
Figura 102. Prueba de válvulas del pozo la Cira 1176 (26 de sept/2006)



Fuente base de archivos de Ecopetrol

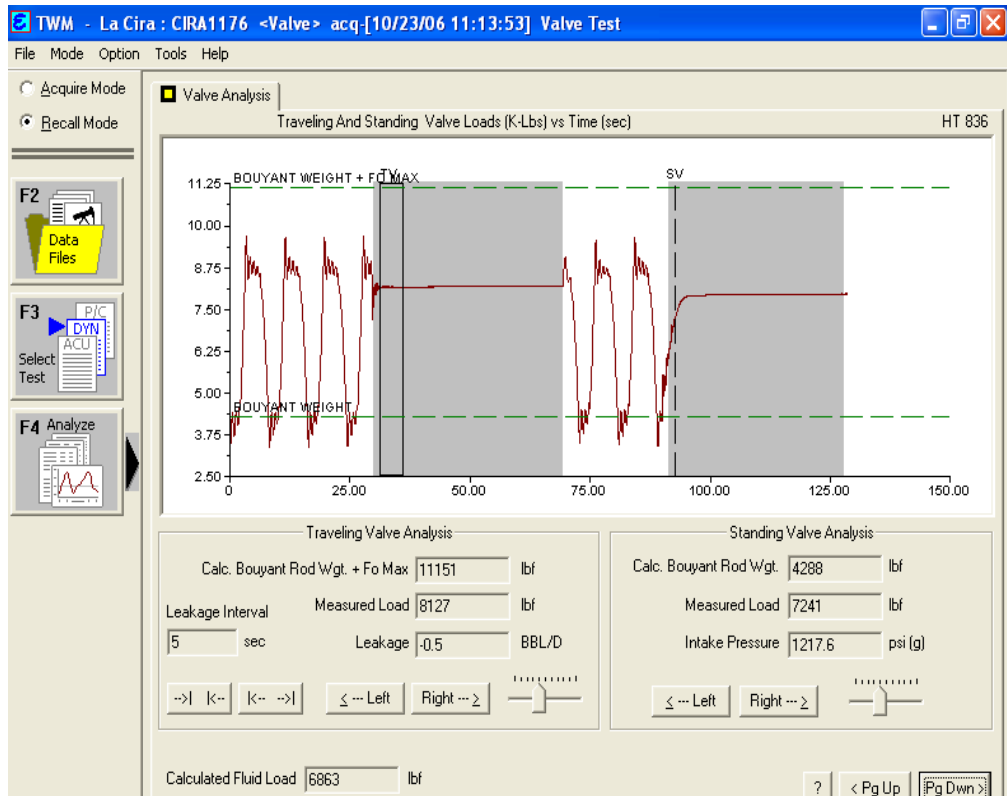
Las figuras 101 y 102 muestran la carta dinamométrica y la prueba de válvulas realizadas al pozo LC 1176 (el día 26 de septiembre del 2006), se puede observar que el mal funcionamiento de la válvula fija continúa.

Figura 103. Carta dinamométrica del pozo la Cira 1176 (23 de octubre/2006)



Fuente base de archivos de Ecopetrol

Figura 104. Prueba de válvulas del pozo la Cira 1176 (23 de octubre/2006)



Fuente base de archivos de Ecopetrol

Las figuras 103 y 104 muestran la carta dinamométrica y la prueba de válvulas realizadas al pozo LC 1176 (el día 23 de octubre del 2006), se puede observar el mal funcionamiento de la válvula fija continua.

**4.5.1 Recomendaciones.** Lo que se puede hacer es como en el caso de la válvula viajera dar unos leves golpes a la bomba para lograr que la obstrucción presente sobre la silla de la válvula fija sea eliminada, sería bueno tomar una muestra de fluido producido del pozo para determinar en laboratorio el tipo de obstrucción. Si la válvula no responde a los golpes no hay otra opción que realizar el cambio de válvula.

**Se busco con unos leves golpes en la bomba lograr que la válvula perdiera la obstrucción a la que estaba sometida. La bomba se dejo con un leve golpe en busca de conseguir que este golpeteo eliminara la posible obstrucción presente en el asiento de la silla, como la bomba no respondió a los golpes hay que realizar el cambio de válvula, si esto no funciona será necesario instalar una bomba nueva que satisfaga las exigencias que este presentando el comportamiento del pozo (bomba especial que maneje gas o arena según el problema que este presentando el pozo).**

#### **4.6 BOMBA BLOQUEADA POR GAS**

Ocurre cuando la presencia de gas en los componentes de la bomba reduce su eficiencia a un mínimo, generalmente ambas válvulas permanecen cerradas. La interferencia de gas se diferencia del bloque por gas en que en el bloqueo por gas la eficiencia de la bomba se reduce en un 60% o más.

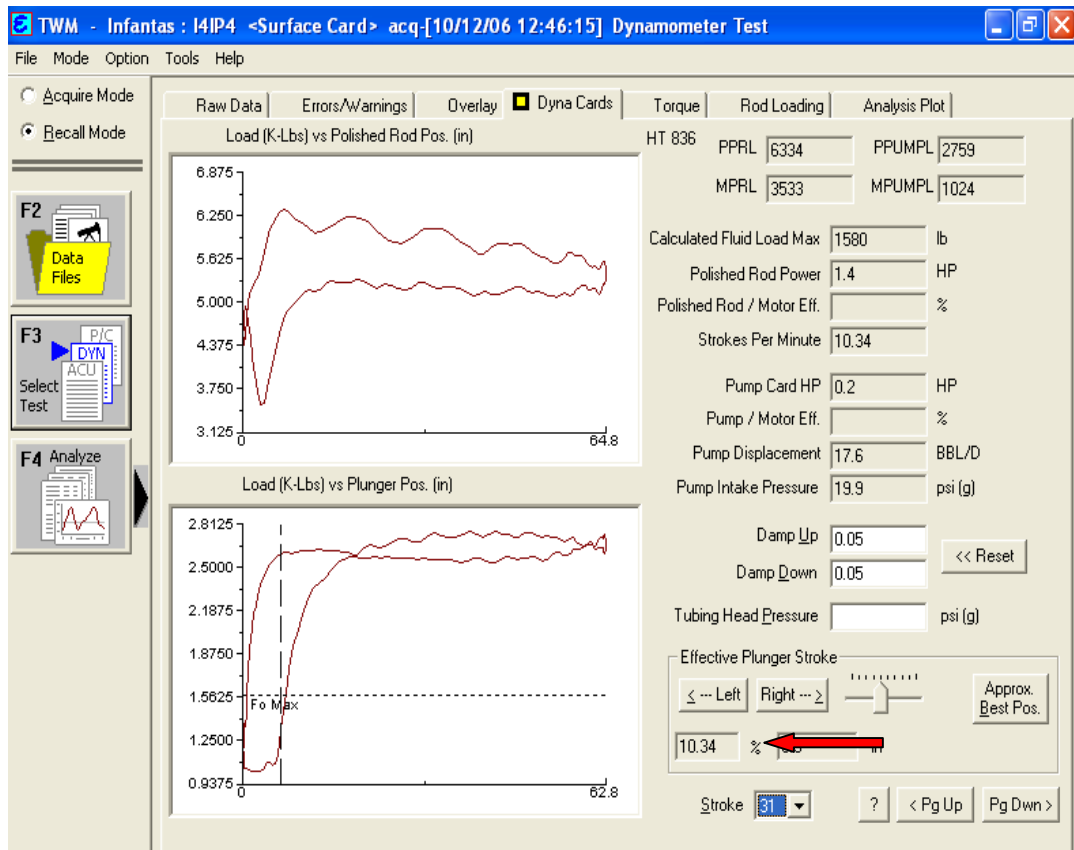
En la tabla 11 se registran los datos del pozo LC I4IP4, cuya bomba presenta problemas de funcionamiento debido a un bloqueo por gas.

Tabla 11. Datos del pozo la Cira I4IP4

<b>DATOS DEL POZO</b>
-----------------------

Pozo	la Cira I4IP4
Unidad	A 228D-246-86
Longitud de la carrera	64.795 (1/3) Pulg.
Diámetro del pistón	1 1/2 Pulg.
Profundidad de la bomba	1965 Pies
Producción normal de aceite	20 Bopd
Producción de agua	85 Bapd
<b>DATOS DEL POZO</b>	
Producción de gas	40 Mpcsd
BHP Dinámica	261 Psi
Presión de entrada a la bomba	24 Psi

Figura 105. Carta dinamométrica del pozo la Cira I4IP4 (12 de octubre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

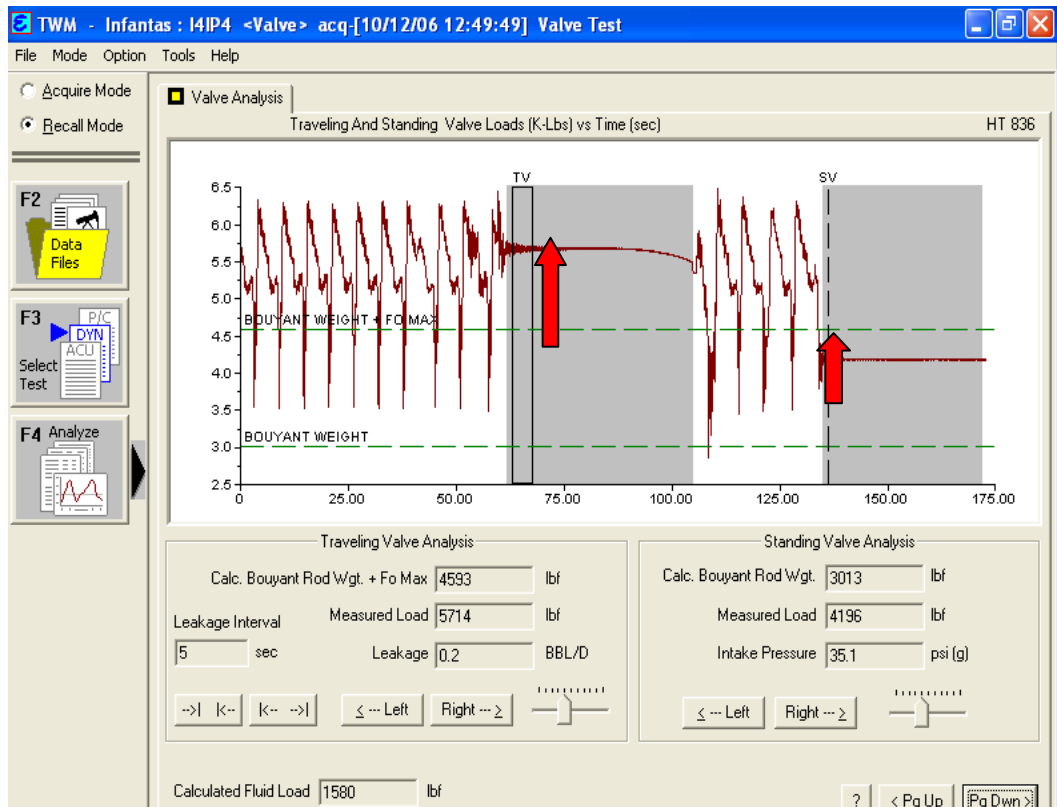
La figura 105 muestra la carta dinamométrica de una bomba afectada por gas, el cual la está bloqueando y está reduciendo su eficiencia a un valor del 10%.

La figura 106 muestra la prueba de válvulas realizada al pozo, ambas válvulas permanecen cerradas por la presencia de gas.

La figura 107 muestra una prueba acústica realizada al pozo, se observa que el pozo adicionalmente esta sin nivel, hay que tomar correctivos de manera inmediata.

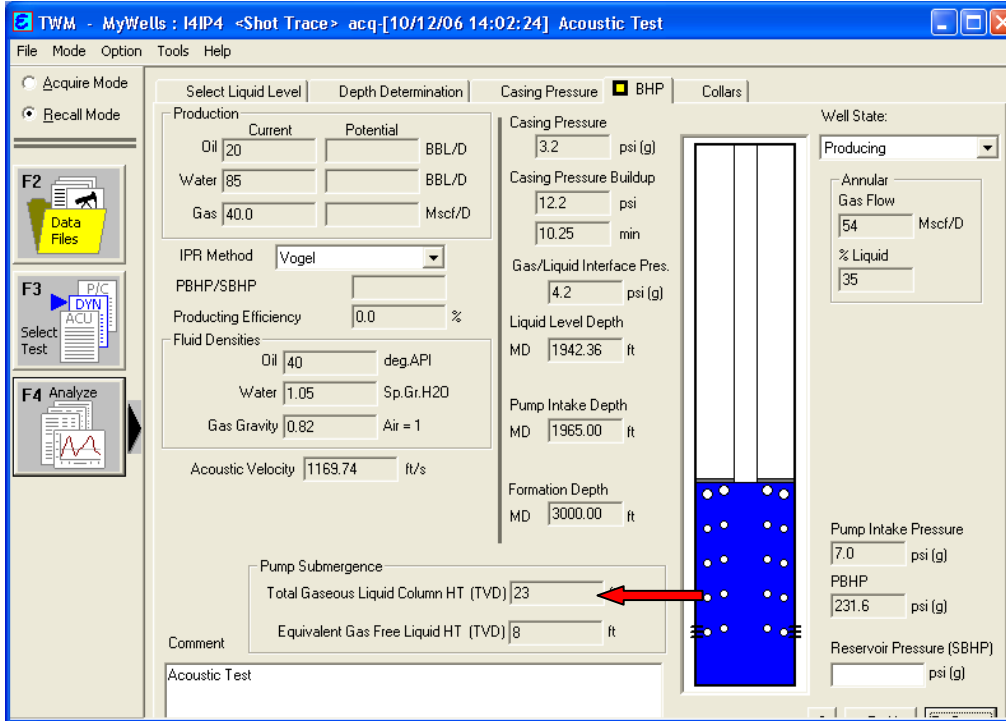
La figura 108 muestra una prueba de restauración de presión de más de 10 minutos, se observa que la recuperación de presión es elevada, y el flujo de gas por el anular alcanza un valor de 54 MSCF/D.

Figura 106. Prueba de válvulas del pozo la Cira I4IP4 (12 de octubre/2006)



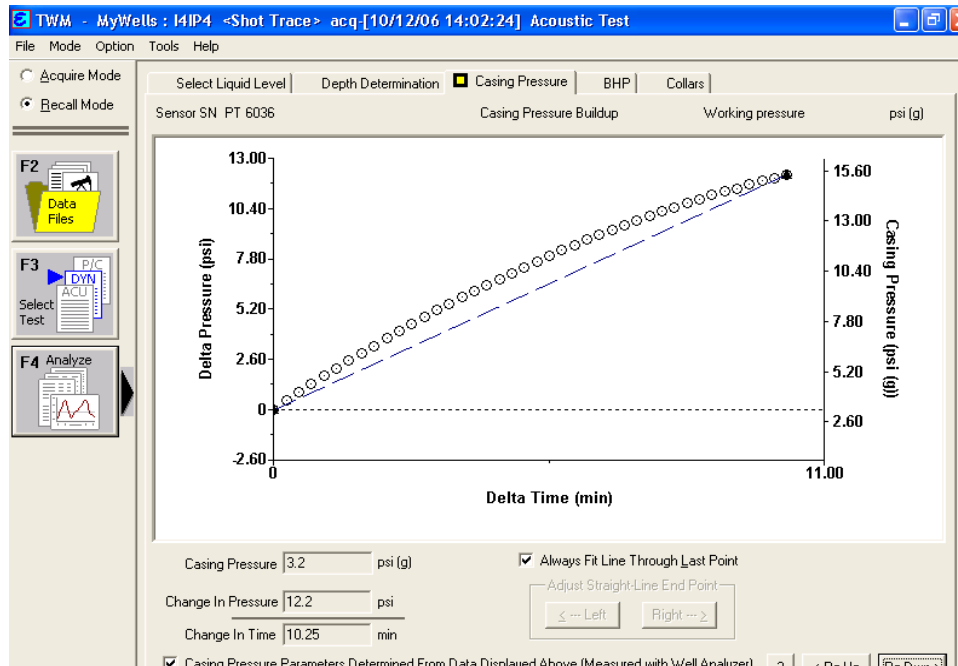
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 107. Nivel acústico del pozo la Cira I4IP4 (12 de octubre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 108. Pbu de 10 minutos al pozo La Cira I4IP4 (12 de octubre/2006)



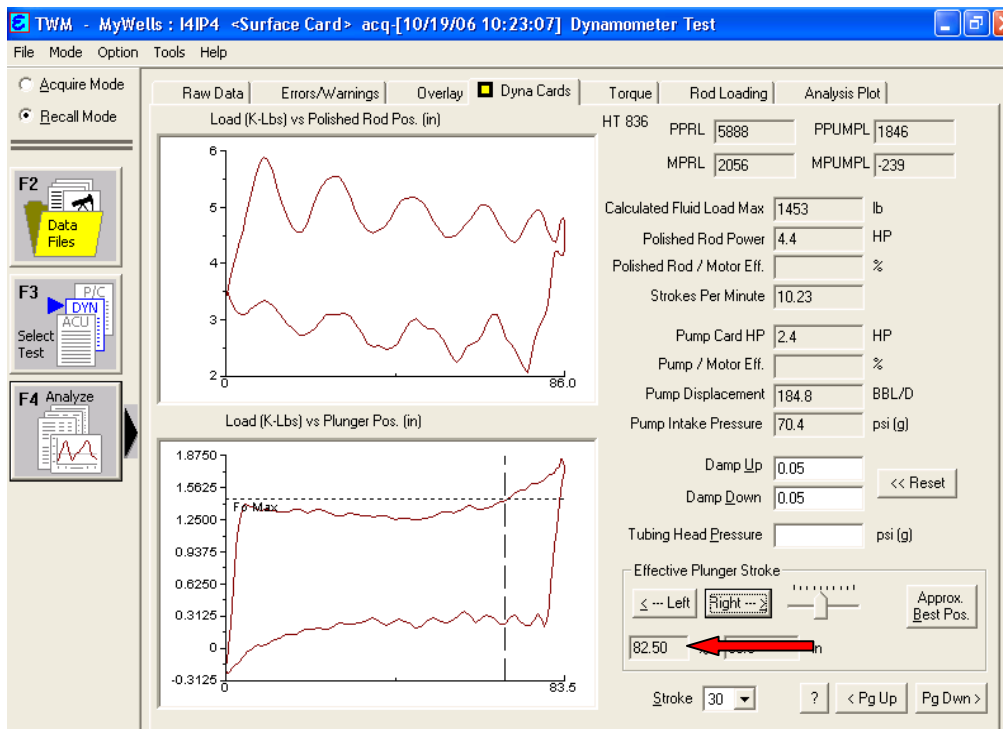
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

**4.6.1 Recomendaciones.** La primera opción para solucionar este problema es descargar el pozo por el anular al medio ambiente, hacer seguimiento por unos días, y observar si la eficiencia de la bomba mejora. En segunda instancia se podría instalar un separador de gas en subsuelo, hay que analizar la ubicación de la bomba con respecto a la ubicación de las perforaciones, buscando ubicarla lo más alejado posible (300 pies de distancia, sería un valor aceptable)

**La figura 109 muestra la carta dinamométrica del pozo LC I4IP4 después de que se abrió la válvula al medio ambiente, el desempeño de la bomba mejoro notablemente, la eficiencia recuperada fue muy alta.**

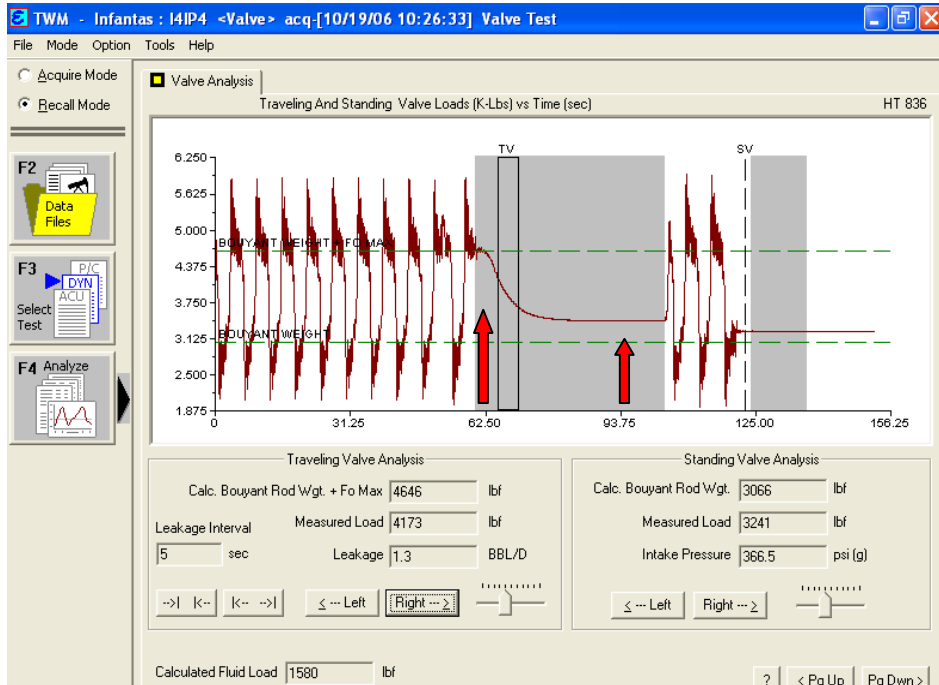
**La figura 110 muestra la prueba de válvulas del pozo LC I4IP4, las válvulas no están bloqueadas pero la válvula viajera presenta problemas para mantener la carga.**

Figura 109. Carta dinamométrica del pozo la Cira I4IP4 (19 de octubre/2006)



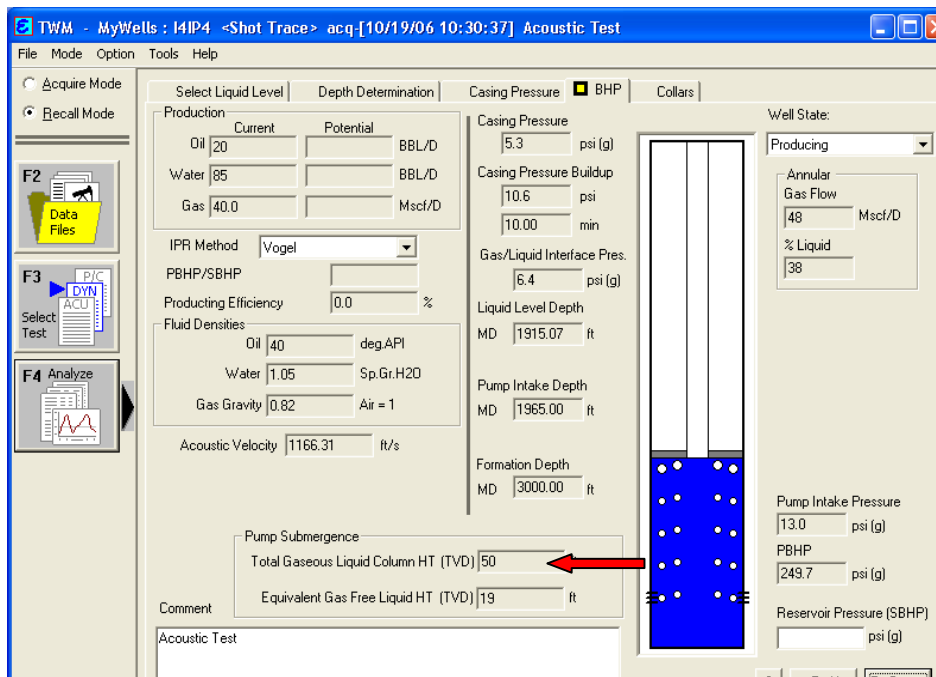
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 110. Prueba de válvulas del Pozo La Cira I4IP4 (19 de octubre/2006)



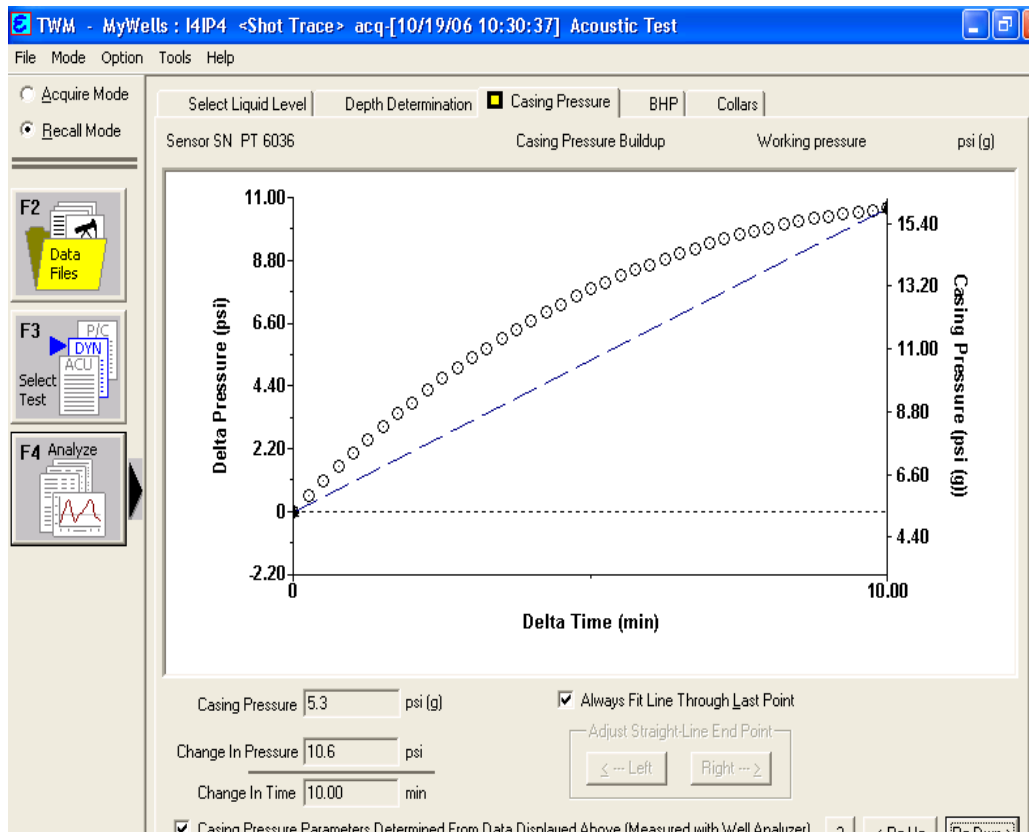
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 111. Nivel acústico del pozo la Cira I4IP4 (19 de octubre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 112. Pbu de 10 minutos al pozo la Cira I4IP4 (19 de octubre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Las figuras 111 y 112 muestran que las condiciones de presión y de restauración de presión variaron muy poco en relación con la prueba anterior, el pozo continuó manteniendo una rata constante de producción de gas y la recuperación de la sumergencia de la bomba es muy poca.

Se recomienda temporizar el pozo y verificar el estado de la válvula viajera mediante una prueba con unidad parada en la posición de sello de la válvula.

#### 4.7 VARILLA PARTIDA

Ocurre cuando la sarta de varillas no soporta la carga a la que está sometida y se sobrepasa el límite de resistencia permitido. Hay rompimiento de alguna de las varillas y el pozo pierde totalmente su producción. En la tabla 12 se registran los datos del LC 1112 el cual presenta este problema.

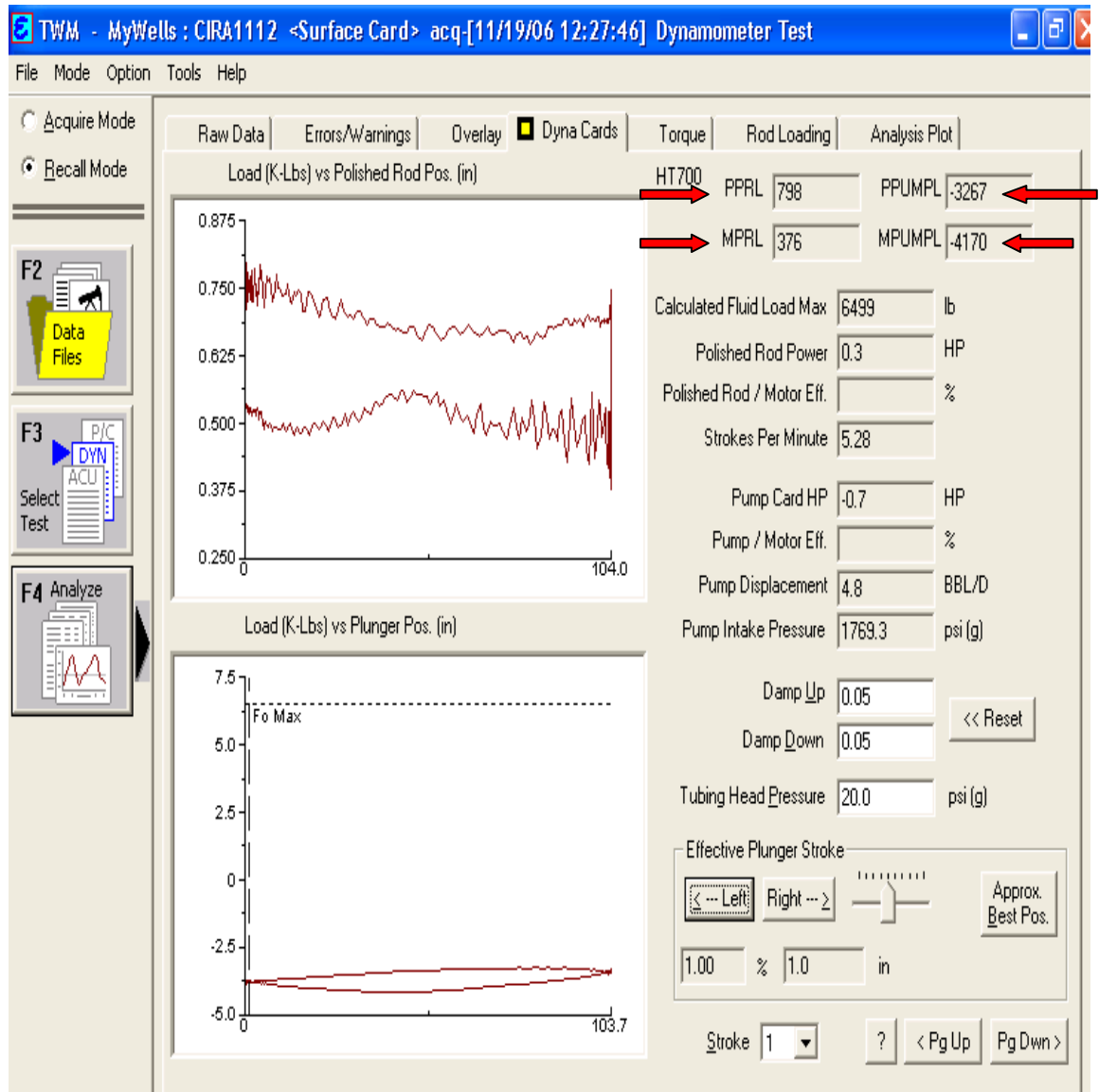
Tabla 32. Datos del pozo la Cira 1112

DATOS DEL POZO	
Pozo	La Cira 1112
Unidad	M 320D-213-120
Longitud de la carrera	104.035 (2/3) Pulg.
Diámetro del pistón	23/4 Pulg.
Profundidad de la bomba	2401 Pies
Producción normal de aceite	20 Bopd
Producción de agua	370 Bapd
Producción de gas	2 Mpcsd
BHP Dinámica	791 Psi
Presión de entrada a la bomba	515 Psi

Las figuras 113 y 114 muestran el comportamiento típico de varilla partida, observe que las cargas soportadas por la sarta de varillas son muy inferiores a aquellos que de manera normal debería estar soportando, esto representa que la sarta de varilla no está soportando el peso total de varillas que la componen debido normalmente a la ruptura, las cargas que soporta la bomba se reflejan en valores altos y negativos y en la prueba de válvulas se observa que las válvulas permanecen abiertas.

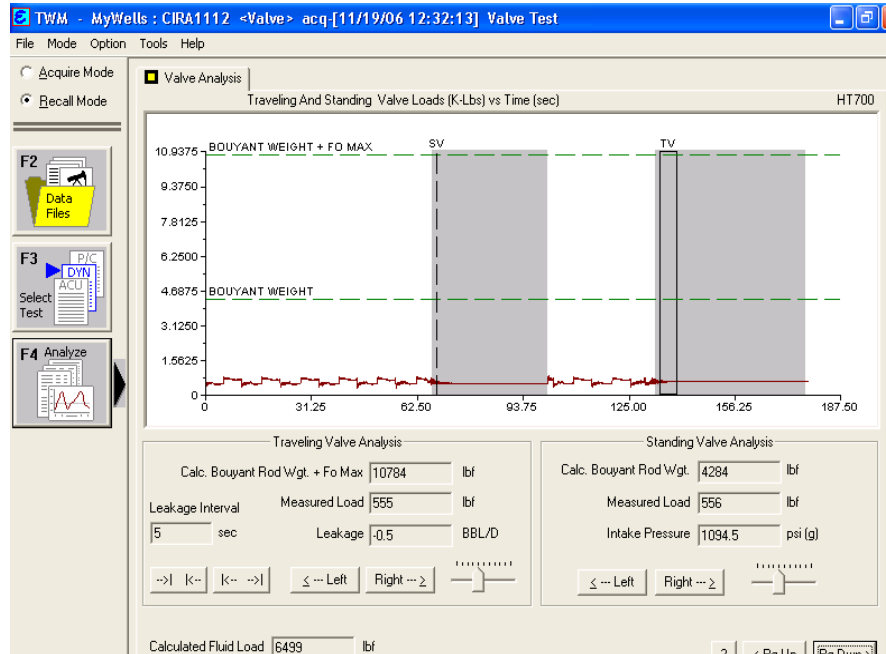


Figura 113. Carta dinamométrica del Pozo La Cira 1112 (19 de nov/ 2006)



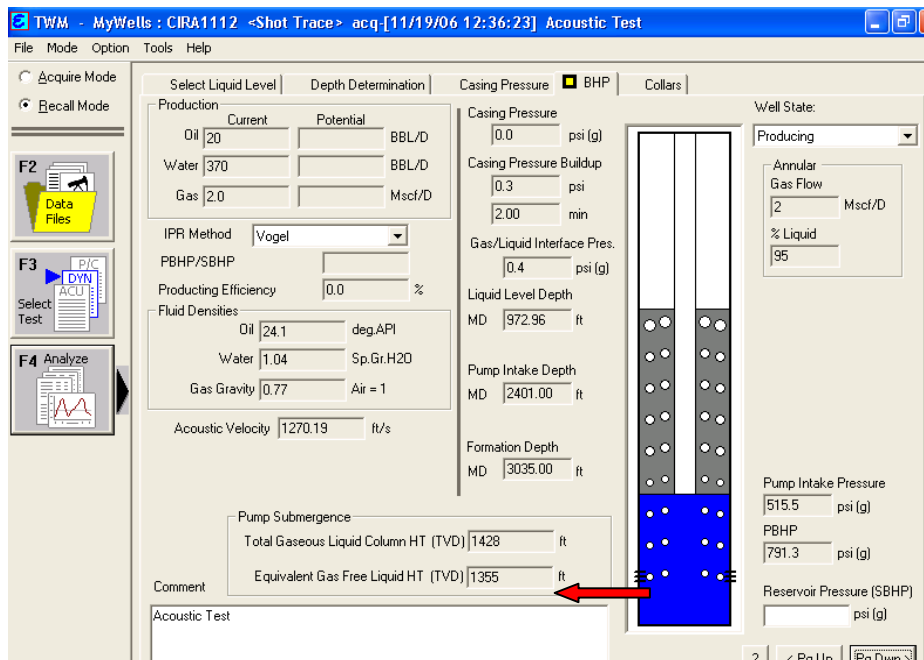
Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 114. Prueba de válvulas del pozo La Cira 1112 (19 de noviembre/ 2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 115. Nivel acústico del pozo La CIRA 1112 (19 de noviembre del 2006)

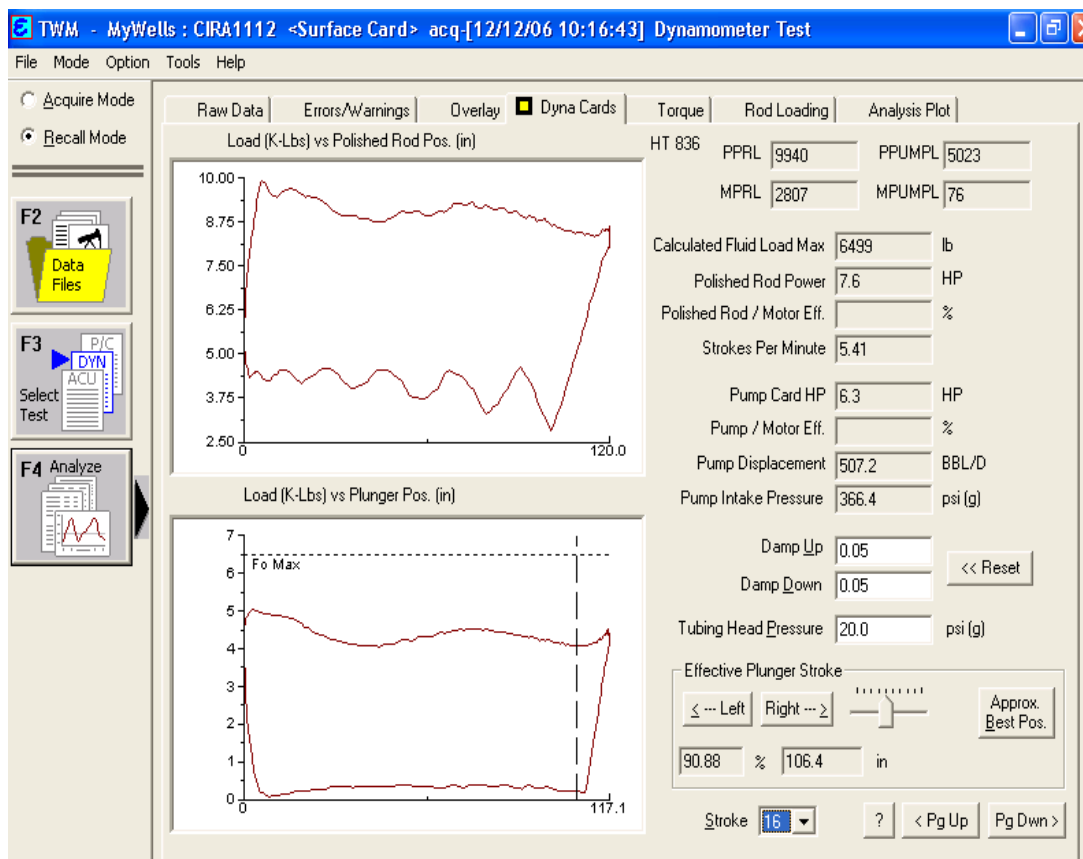


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

La figura 115 representa una prueba acústica realizada al pozo LC 1112, se puede observar que debido a la no producción la sumergencia sobre la bomba es elevada.

**4.7.1 Recomendaciones.** La solución para este problema es que un equipo de varilleo intervenga el pozo, saque sarta de varillas y reemplace la varilla que se partió.

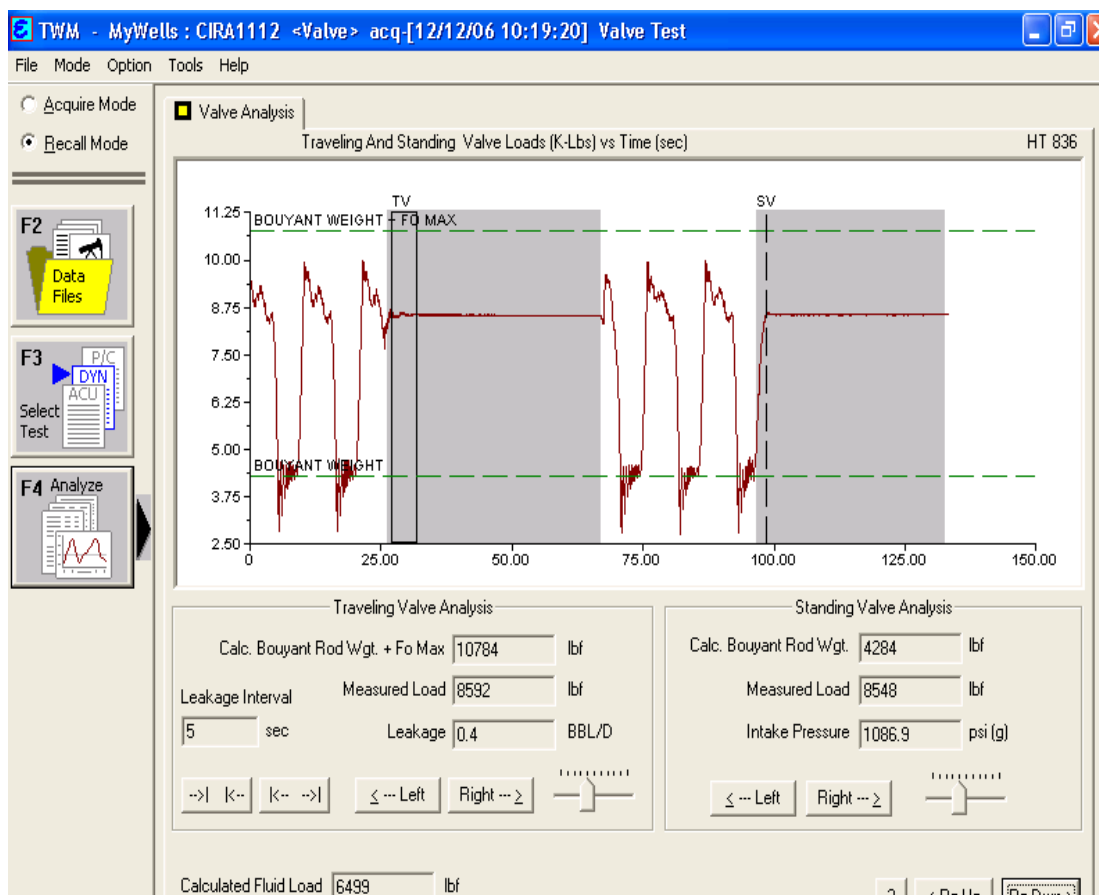
Figura 116. Carta dinamo-métrica del Pozo La Cira 1112 (12 de diciembre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

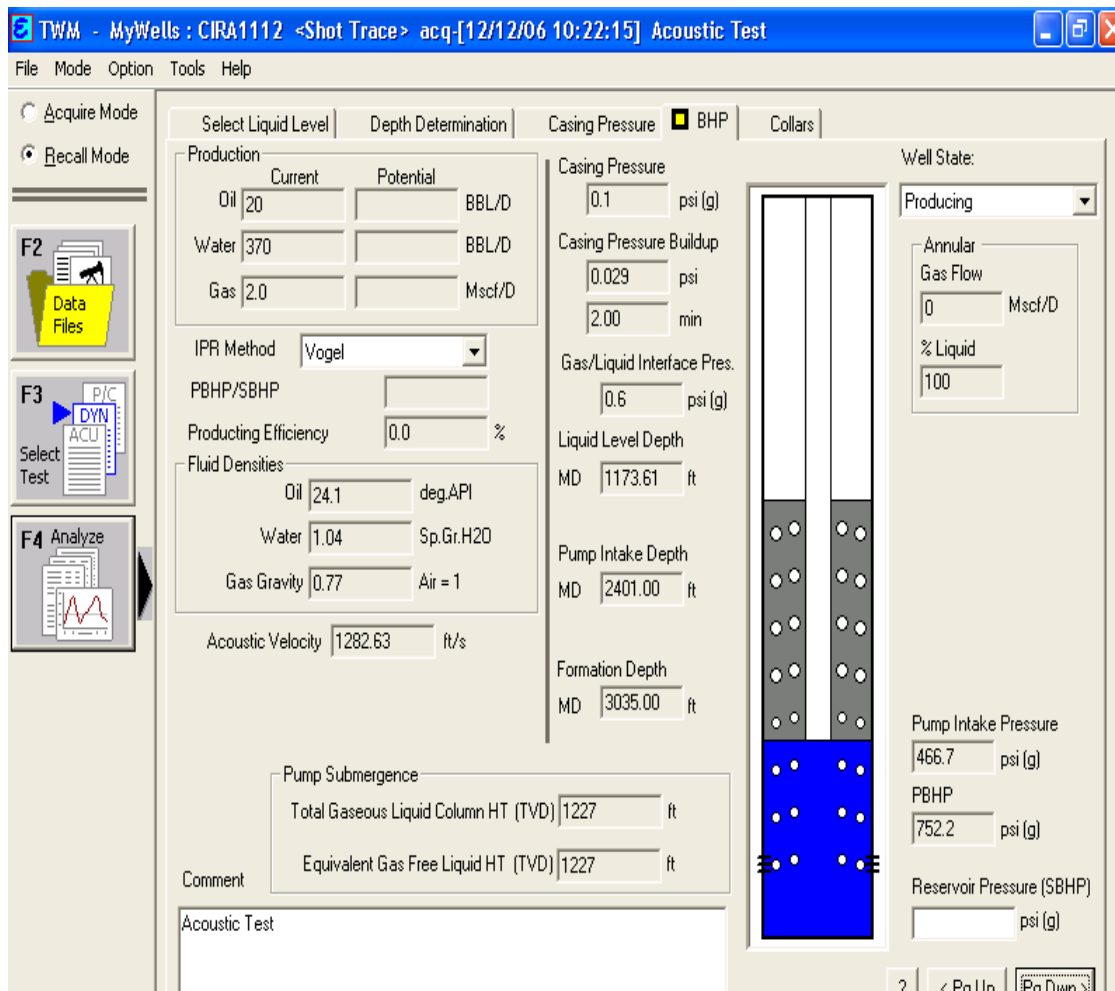
El pozo fue intervenido por el equipo de varilleo el 20 de noviembre, se sacó sarta de varillas y se encontró PR (varilla partida) por acople la varilla numero 9, se realizó el cambio pertinente y se dejó el pozo en producción. Las figuras 116, 117 y 118 detallan el funcionamiento mejorado del desempeño de la bomba.

Figura 117. Prueba de válvulas del pozo La Cira 1112(12 de diciembre/2006)



Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

Figura 118. Nivel acústico del pozo La Cira 1112 (12 de diciembre/2006)

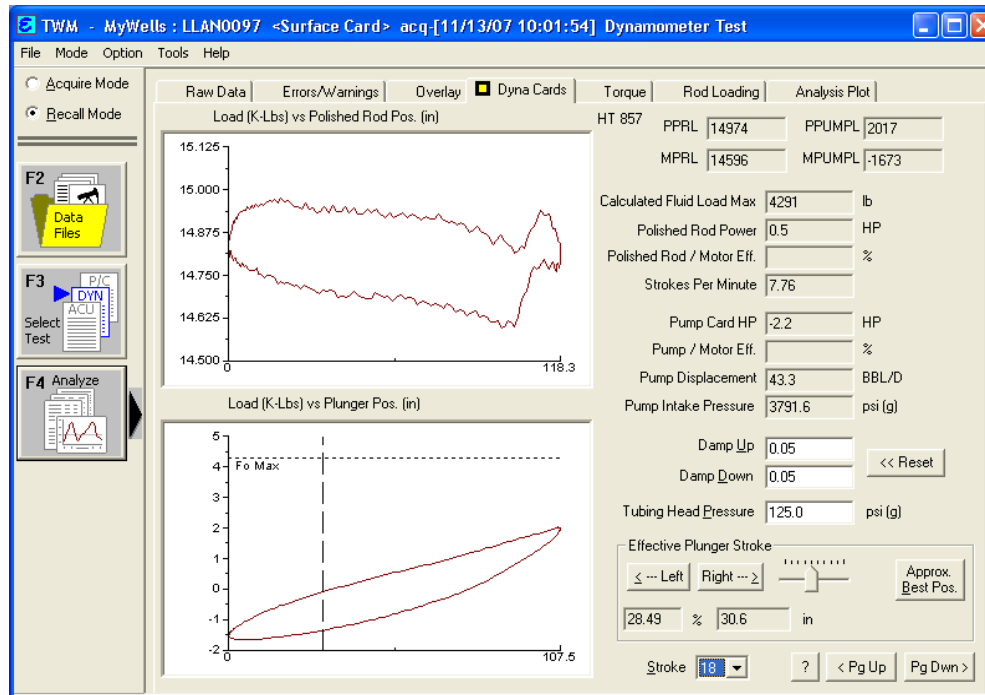


Fuente: Base de Archivos TWM de la Cira-Infantas. El Centro. ECOPETROL. 2006

## 4.8 CASOS ESPECIALES

**4.8.1 Bomba afectada por parafinas.** La figura 119 detalla el comportamiento de una bomba que es afectada por la presencia de parafinas.

Figura 119. Carta dinamométrica de un pozo afectado por parafinas



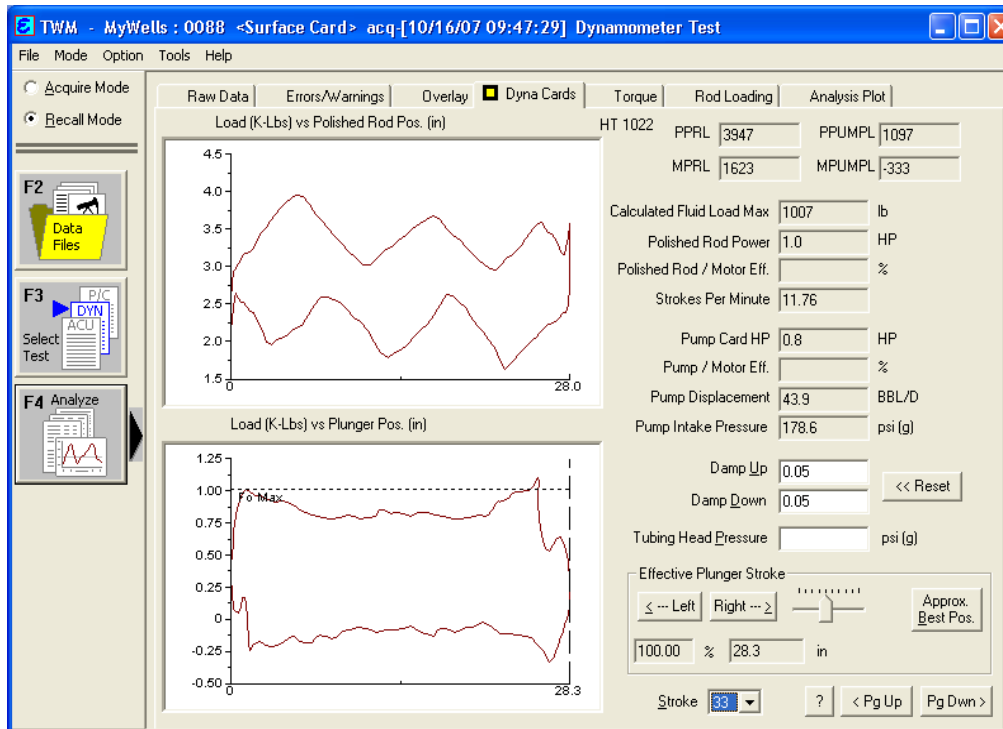
Fuente: Base de Archivos TWM de la SMA. El Centro. ECOPETROL. 2007

El dinagrama muestra abundante presencia de sólidos en el sistema y pistón pegándose, Al comparar la carta dinamométrica obtenida de la bomba con las cartas modelos características de los variados problemas que afectan el adecuado funcionamiento de la bomba de subsuelo, se detalla que la carta se asemeja a la carta típica de bomba atorada o pegada, de esta manera la bomba puede estar presentando excesivo rozamiento con las paredes de la tubería de producción( presencia de sólidos pueden provocar esto) lo que causa que no se desplace adecuadamente y su llenado sea nulo.

**Recomendación.** Se recomienda programar servicio de limpieza de arena o bombear por el anular diluyente y recircular tubing/anular para remover parafina.

**4.8.2 Bomba afectada por arena.** La figura 120 detalla el comportamiento de una bomba afectada por la presencia de arena.

Figura 120. Carta dinamométrica de una bomba afectada por arena



Fuente: Base de Archivos TWM de la SMA. El Centro. ECOPEPETROL. 2007

El dinagrama muestra considerable presencia de arena en el sistema, esto se refleja en fricción entre la bomba y las paredes de la tubería, pérdida de carga en la carrera ascendente y mal funcionamiento de la válvula fija son característicos. Este pozo presenta además fricción excesiva en el stuffing box, a pesar de esto, el llenado de bomba es bueno.

**Recomendación.** Se recomienda programar servicio de limpieza de arena, recircular agua de producción del pozo anular/tubing para removerla.

## 6. CONCLUSIONES

El equipo Echometer y el software TWM pueden ser utilizados en otros tipos de levantamiento artificial como el de bombas de cavidades progresivas y bombas electrosumergibles.

La realización del conjunto de pruebas (nivel y dinagrama) dura en promedio sin contratiempos 25 minutos.

La correcta interpretación de los registros esta en función del conocimiento de los pozos analizados (datos como: características, pruebas, completamiento e intervenciones al pozo entre otras son esenciales).

La PRT es una herramienta fácil de instalar pero tiene como agravante en relación con la HT su alta sensibilidad.

La utilización del equipo día a día se vuelve más indispensable tanto para el ingeniero de campo como para el ingeniero de producción, ya que a través de su empleo en los pozos petroleros, se reduce costos, se aumenta la producción y se optimiza el sistema de bombeo mecánico.

En la mayoría de los casos expuestos se logro conseguir aumentos en la eficiencia de la bomba en un 40%, esto claramente refleja aumento en la producción de cada uno de los pozos.

Es importante reportar al interpretador las anomalías que se encuentre en los pozos petroleros al momento de la realización de las pruebas (pozo no bombea, barra lisa pegando con cabezal, freno de la unidad de bombeo en mal estado, mal estado de correas, unidades desbalanceadas etc.)

## **7. RECOMENDACIONES**

Aunque el tiempo de realización de las pruebas en los pozos sea corto es fundamental tener concentración en la labor realizada ya que se están manipulando presiones y elevadas cargas que en un menor descuido pueden causar accidentes fatales.

En caso que se observen fallas mecánicas los datos deben ser exportados a un programa de sartas de varillas especializado (Rodmaster, Srod, Roddiag, etc.).

El software TWM no esta siendo usado en un totalidad, pruebas de potencia y de torque rara vez son realizadas a las unidades de bombeo mecánico.

## BIBLIOGRAFÍA

BECKER, D., McCOY, J. y PODIO, A. "Pressure Transient Digital Acquisition and Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells". Midland. SPE 23980, 1992.

BRUNINGS, C. et al. "Acoustic Determination of Pump Intake Pressure in Wells Producing Low-API-Gravity Crude". California. SPE 110726, 2007.

DRAKE, B. et al. "Acoustic Static Bottomhole Pressures". Oklahoma. SPE 13810, 1985.

ECHOMETER. "Well Analyzer and TWM Software Operating Manual". Texas. 2001.

EICKMEIER, J. "Diagnostic Analisis of Dynamometer Cards". Edmonton. SPE 1643, 1966.

GIBBS, S. y NOLEN, K. "Quantitative Determination of Rod-Pump Leakage With Techniques". Houston. SPE 18185, 1990.

HUDDLESTON, K., McCOY, J. y PODIO, A. "Automatic Pressure Buildup Data Acquisition and Interpretation Using a Microcomputer-Based Acoustic Liquid Level Instrument". Oklahoma. SPE 16228, 1987.

----- "Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure". Las Vegas. SPE 14254, 1987.

LEA., J. McCOY, J. y ROWLAN, L. "Overview of Beam Pump Operations". California . SPE 110234, 2007.

McCOY., J. y PODIO, A. "Analyzing Well Performance 98". Southwestern Petroleum Short Course, 1998.

----- "Well Visualization and Analysis". Calgary . SPE 21564, 1990.

McCOY, J. et al. "Total Well Management: a Methodology for Maximizing Oil Production and Minimizing Operating Costs". Calgary. SPE : Third Annual Symposium,1995.

NAVARRETE ,J. y TORRES ,J. "Rediseño del Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico Mediante el Análisis de Dinagramas". Bucaramanga, 2000, 234p. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ciencias físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

ROWLAN, L. et al. "Advanced Techniques for Acoustic Liquid-level Determination". Oklahoma. SPE 80889, 2003.

VOGEL,J. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Well". Dallas. SPE 1467,1967.

[WWW.ECHOMETER.COM](http://WWW.ECHOMETER.COM)

WWW.SPE.ORG

# **ANEXOS**

## **Anexo A. Desplazamiento de la bomba $Db(B/D)$**

$Db = 0,1166 (SPM) (Dp)^2(Lc)$  donde:

SPM: Strokes Por Minuto

Dp: Diámetro del pistón (pulgadas)

Lc : Longitud de la carrera (pulgadas)

## **Anexo B. Carga máxima sobre la barra lisa (PPRL)**

PPRL= C\*D1                      donde:

C= Constante de calibración del dinamómetro (lb/pulg)

D1= Máxima defección de la carta dinamométrica de superficie (en el eje y)

### **Anexo C. Carga mínima sobre la barra lisa (MPRL)**

MPRL = C \* D2                      donde:

D2 = Mínima defección de la carta dinamométrica de superficie (en el eje y)

#### **Anexo D. Carga máxima sobre la bomba (PPUMPL)**

PPUMPL = C \* D3            donde:

D3 = Máxima deflexión de la carta dinamométrica de fondo (en el eje y)

### **Anexo E. Carga mínima sobre la bomba (MPUMPL)**

MPUMPL= C\*D4      donde:

D4= Mínima defección de la carta dinamométrica de fondo (en el eje y)

## **Anexo F. Contrabalanceo ideal (Cb)**

$$Cb = (PPRL + MPRL)/2$$

## **Anexo G. Torque de la caja reductora $\tau$ (lbf-pulg)**

$$\tau = F * D \quad \text{donde:}$$

F= fuerza aplicada (lbf)

D= distancia perpendicular del punto de rotación al lugar donde es aplicada la fuerza (pulg)

## **Anexo H. Gravedad específica del crudo (Ge)**

$$Ge = 141.5 / (131.5 + ^\circ API)$$

## **Anexo I. Porcentaje de liquido (% liquido)**

% de liquido= Columna total liquido-gaseosa/liquido equivalente libre de gas

## **Anexo J. Flujo de gas en el anular (Q)**

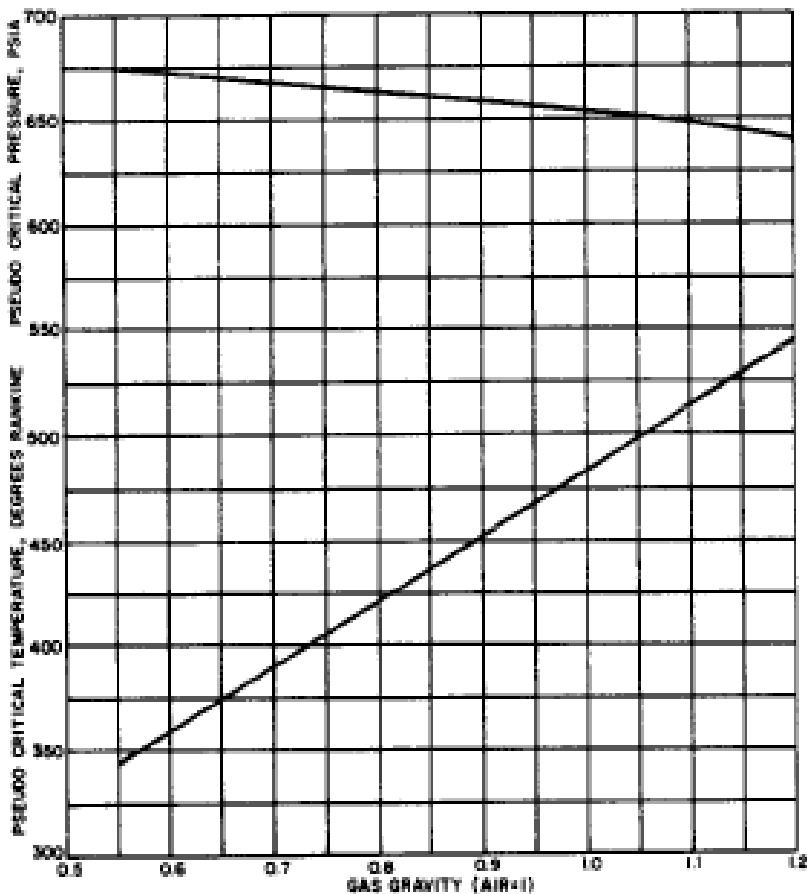
$Q = 0.00068 dpADa/dt$  donde:

A= Área de la sección transversal del anular (pulgadas)

Dp/ dt = Corta prueba de pbu tomada en el registro acústico (psi/minuto)

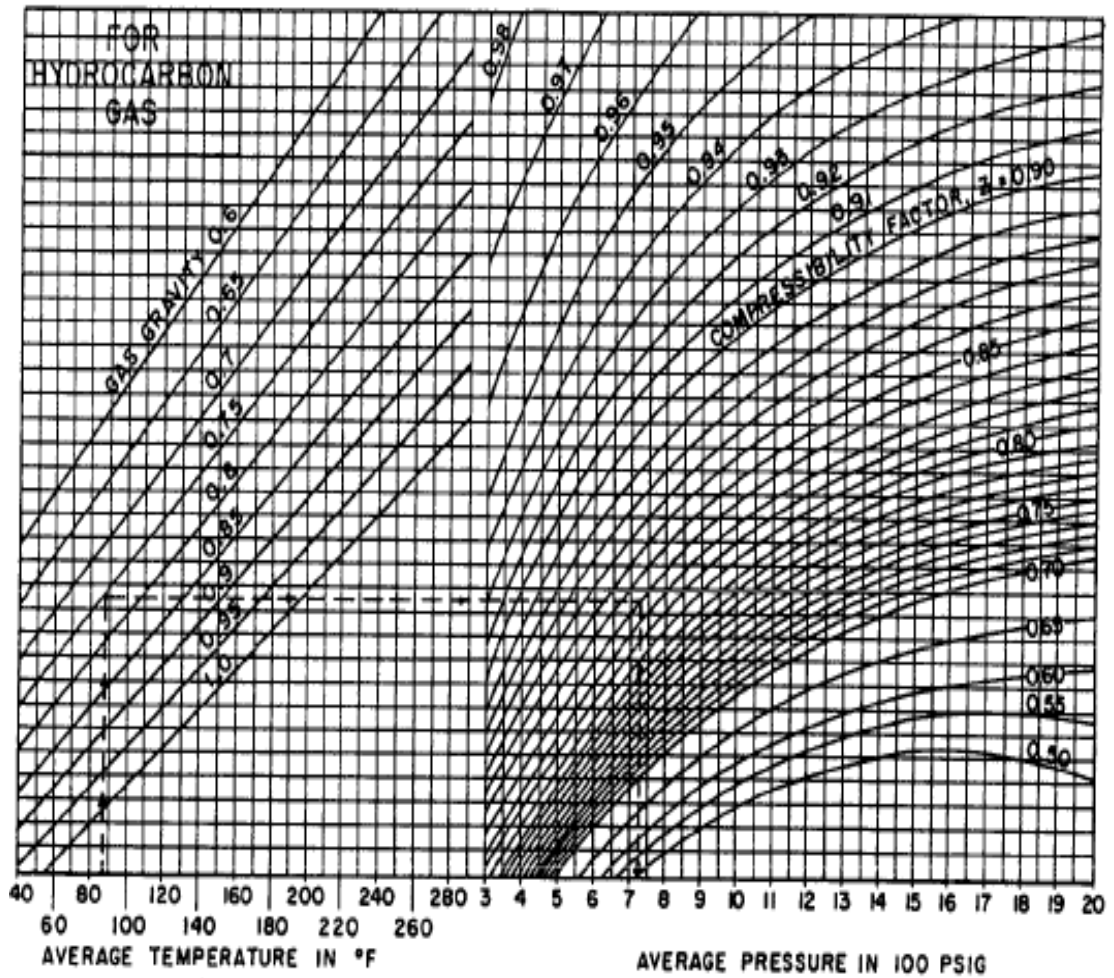
Da= DI + (1-fo) L (pies)

**Anexo K. Cálculo de presión y temperatura pseudo crítica**



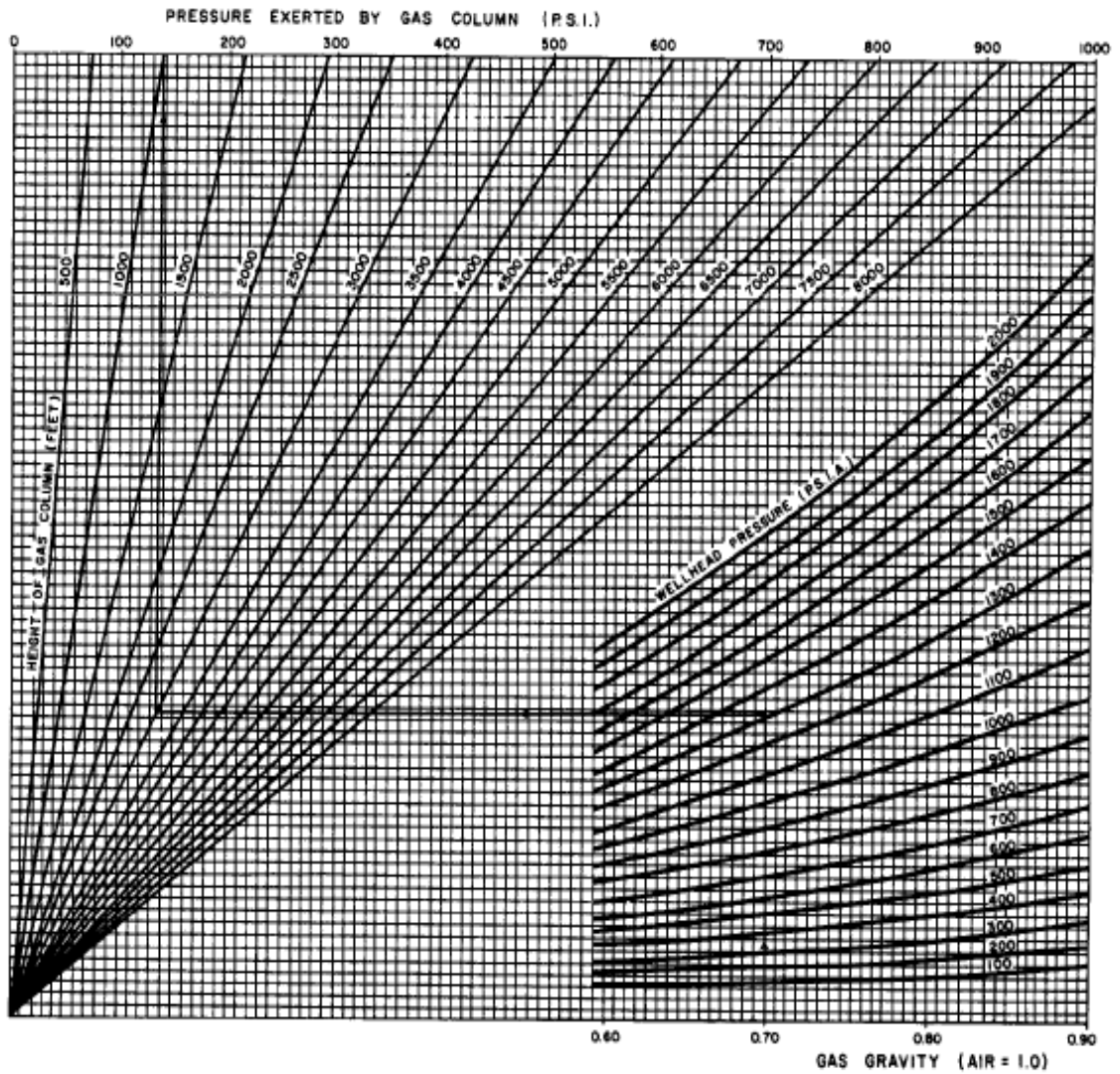
Fuente DRAKE,B.et al. Acoustic static bottomhole pressures. Oklahoma. SPE 13810, 1985

Anexo L. Cálculo del factor de compresibilidad (Z)



Fuente: DRAKE, B. et al. Acoustic static bottomhole pressures. Oklahoma. SPE 13810, 1985

## Anexo M. Cálculo de la presión en la columna de gas



Fuente DRAKE,B.et al. Acoustic static bottomhole pressures. Oklahoma. SPE 13810, 1985

## Anexo N. Cálculo de los gradientes de aceite y agua

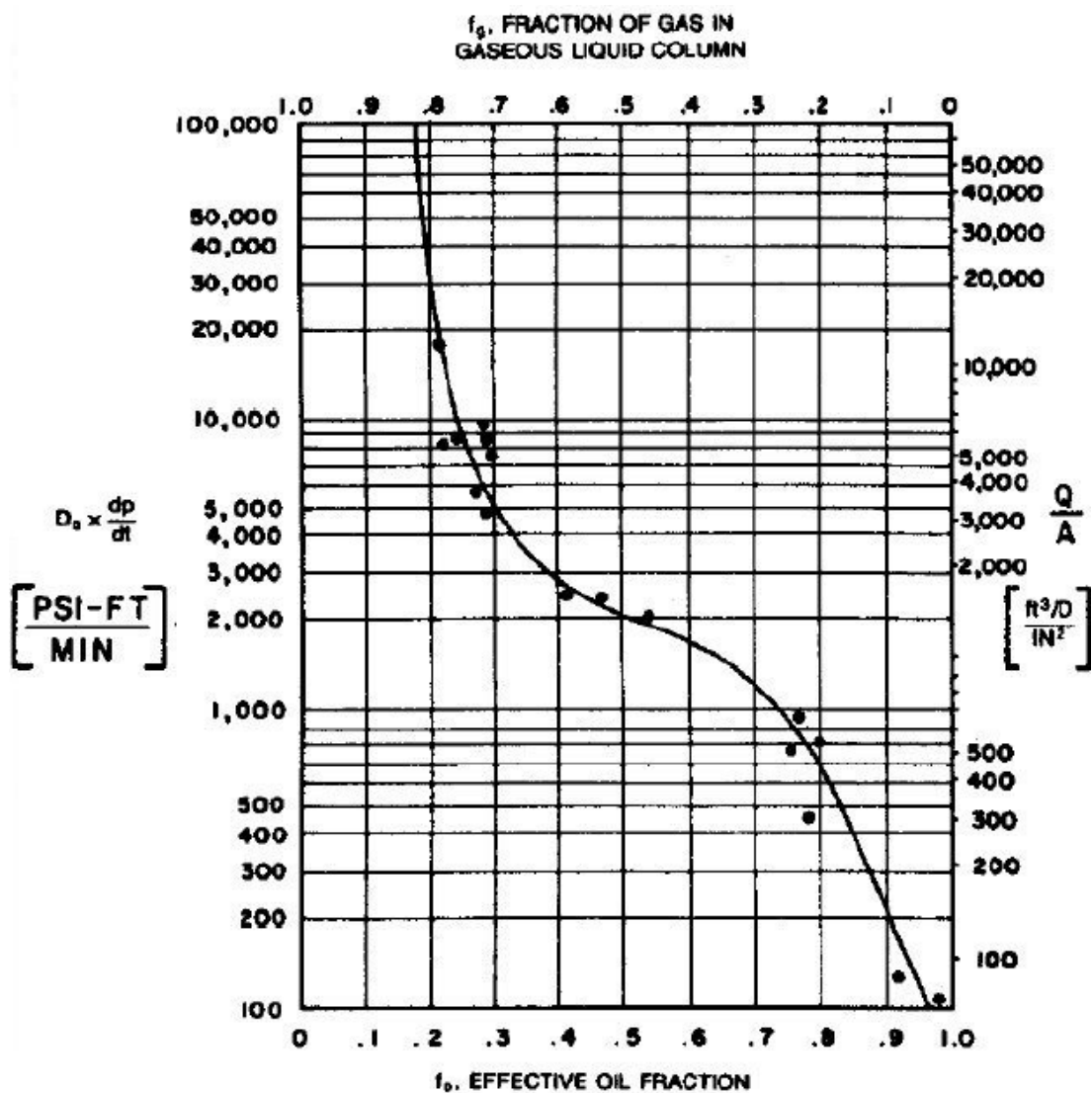
### OIL AND WATER GRADIENTS

<u>API GRAVITY DEGREES</u>	<u>LIQUID GRADIENT PSI/FT</u>
70	0.304
65	0.312
60	0.320
55	0.329
50	0.338
48	0.342
46	0.345
44	0.349
42	0.353
40	0.358
38	0.362
36	0.366
34	0.370
32	0.375
30	0.380
28	0.384
26	0.389
20	0.405
15	0.419
10	0.433
FRESH WATER	0.433
SALT WATER RANGE	0.477
	0.500
	0.520

$$\text{LIQUID GRADIENT, PSI/FT} = \frac{61.3}{\text{DEGREES API} + 131.5}$$

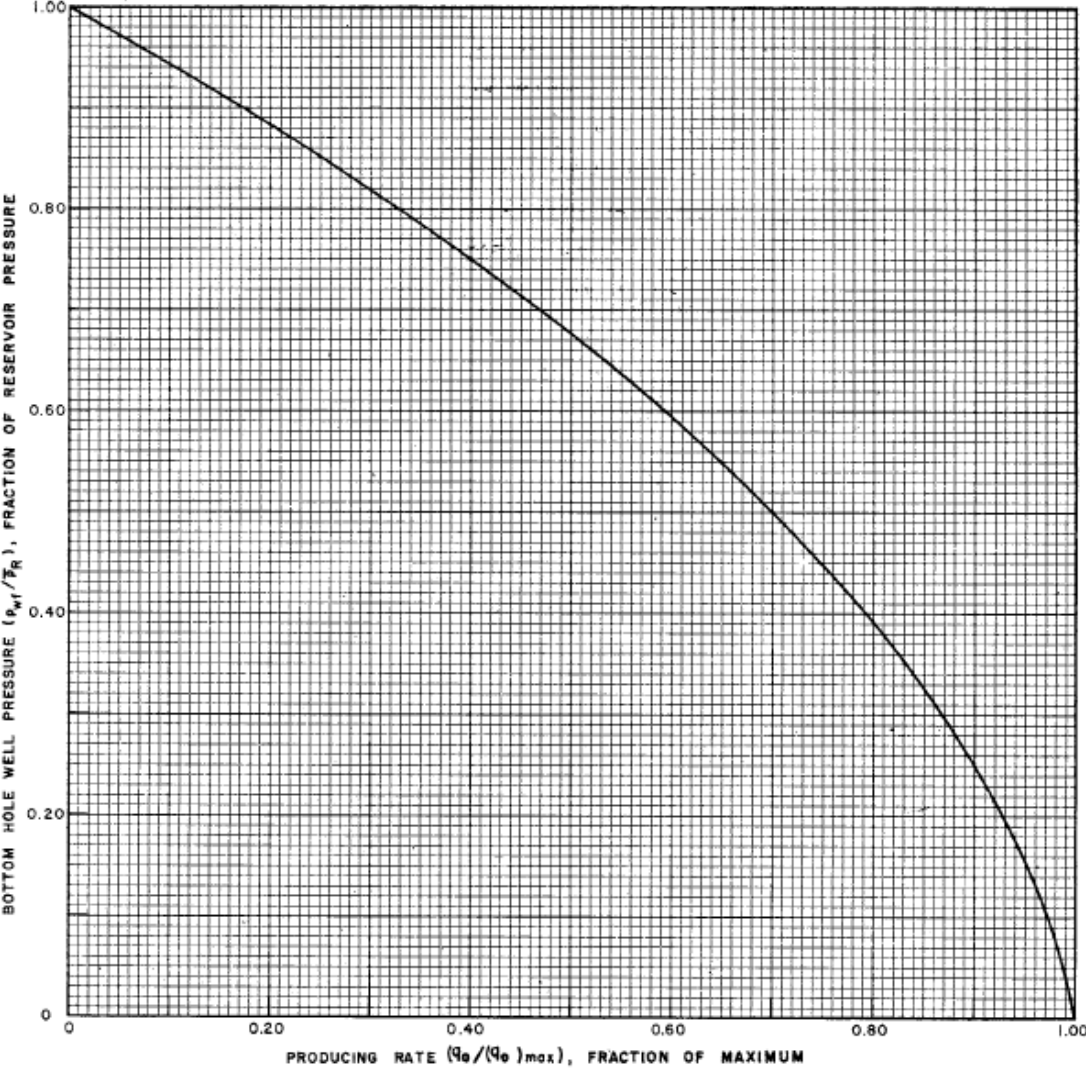
Fuente: DRAKE, B. et al. Acoustic static bottomhole pressures. Oklahoma. SPE 13810, 1985

## Anexo O. Cálculo de la fracción efectiva de aceite



Fuente ROWLAN, Lynn et al. Advanced Techniques for Acoustic Liquid-level Determination. Oklahoma. SPE 80889,2003

Anexo P. Índice de productividad de Vogel



VOGEL, J. Inflow performance relationships for solution-gas drive well. Dallas. SPE 1467, 1967