



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva,

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Oscar Efrén Serna Loaiza, con C.C. No. 1075251879, Hector Fabio Polania Cuellar, con C.C. No. 1075256372, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “ANÁLISIS INTERPRETATIVO DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL BOMBEO MECÁNICO DE POZOS PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA, BASADOS EN INFORMACIÓN OBTENIDA DE REGISTROS DE NIVEL Y DINAGRAMA”, presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Análisis Interpretativo De Problemas Presentados En El Bombeo Mecánico De Pozos Pertencientes A La Gerencia De Operaciones De Desarrollo y Producción Huila, Basados En Información Obtenida De Registros de Nivel y Dinagrama.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Serna Loaiza	Oscar Efrén
Polania Cuellar	Hector Fabio

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mendez Bohorquez	Adriana Marcela
Ervin	Aranda Aranda

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero De Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: **AÑO DE PRESENTACIÓN:** **NÚMERO DE PÁGINAS:**

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO: Metodología para un mejor diagnóstico de las fallas presentes en el sistema de bombeo mecánico de la GDH

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Analizador de Pozo	Well Analyzer	6. _____	_____
2. Bombeo Mecánico	Pumping Mechanical	7. _____	_____
3. Total Well Management	Administrador Total de Pozo	8. _____	_____
4. Bombeo	Pumping	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En la industria petrolera y debido a la aún dependencia que posee el mundo del petróleo, es necesario incrementar la producción de los pozos reduciendo costos de operación. Una de las alternativas para lograr esto, requiere de un análisis integrado en los sistemas de levantamiento artificial, para este caso particular el sistema de bombeo mecánico, incluyendo funcionamiento e interacción de todos los elementos como son el yacimiento, el pozo, la bomba de 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 con un sistema de adquisición de datos portátil en conjunto con transductores apropiados y una serie de programas analíticos.

El presente trabajo de tesis muestra cómo mediante el uso del software Total Well Management, se logra un mejor diagnóstico de fallas en el bombeo mecánico, integrando más variables a la hora del análisis, reduciendo de esta manera costos operativos al momento de realizar la intervención y reacondicionamiento del pozo en mención.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

In the oil industry and due to greater dependence on the world of oil, it is necessary to increase well production by reducing operation costs. One of the alternatives to achieve this, requires an integrated analysis in artificial lift systems, for this particular case the mechanical pumping system, including operation and interaction of all elements such as the reservoir, the well, the bottom pump, the rod string, the pumping unit and the motor movement.

Many systems of analysis can nowadays be efficiently employed with a portable data acquisition system in conjunction with appropriate transducers and a series of analytical programs.

The present thesis job shows how through the use of Total Well Management software, a better diagnostic of mechanical pump failure is achieved, integrating more variables at the time of analysis, reducing operational costs at the time of the intervention and reconditioning of the mention well.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: ERVIN ARANDA ARANDA

Firma:

Nombre Jurado: LUIS FERNANDO BONILLA

Firma:

Nombre Jurado: CLAUDIA MARCELA HERNANDEZ

Firma:



UNIVERSIDAD
SURCOLOMBIANA



**ANÁLISIS INTERPRETATIVO DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL
BOMBEO MECÁNICO DE POZOS PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE
OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA, BASADOS EN
INFORMACIÓN OBTENIDA DE REGISTROS DE NIVEL Y DINAGRAMA**

**HECTOR FABIO POLANIA CUELLAR
OSCAR EFREN SERNA LOAIZA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2017**

ANÁLISIS INTERPRETATIVO DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL BOMBEO MECÁNICO DE POZOS PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA, BASADOS EN INFORMACIÓN OBTENIDA DE REGISTROS DE NIVEL Y DINAGRAMA

**HECTOR FABIO POLANIA CUELLAR
OSCAR EFREN SERNA LOAIZA**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Director

**ADRIANA MARCELA MENDEZ BOHORQUEZ
Ingeniera de Producción en la Gerencia de Operaciones Huila
ECOPETROL S.A**

Codirector

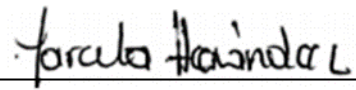
**ERVIN ARANDA ARANDA
Profesor titular de la Facultad de Ingeniería Departamento de Petróleos
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2017**

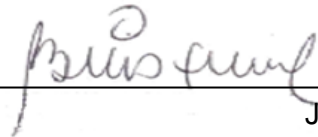
Nota de aceptación



Director



Jurado



Jurado

Neiva, Huila
Junio, 2017

A mi Madre Gabriela del Socorro Loaiza y Mi Padre Luis Efrén Serna, por su apoyo incondicional durante todos los días de mi vida.

A mis hermanos y Sobrino Cristhian Andrés, Angie Lorena y Julián Esteban que siempre creyeron en mí.

A mis amigos Pablo Cesar, Juan Pablo, Yeison, Camilo, Mauricio y Nory Alejandra, por siempre estar dispuestos para todo y hacer de la universidad una grata experiencia.

Esto es por y para ustedes.

Oscar

A Dios, por estar siempre a mi lado y darme fuerzas
para salir adelante en todo momento.

A mis padres FABIO POLANIA Y SILVIA CUELLAR
por enseñarme el valor de la responsabilidad,
por entregarme todo de sí, porque todo lo que soy se lo debo a ellos.

A mis hermanos Otoniel y Faride por su apoyo incondicional,
por acompañarme en todos los momentos de mi vida.
Fortaleza y motivación para conseguir mis propósitos.
Gracias por aguantar a su hermanito.

Hector

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan agradecimientos a:

ECOPETROL S.A. por permitir el desarrollo de este proyecto a lo largo de este último año.

La Universidad Surcolombiana, por vernos crecer durante todos estos años y permitirnos formarnos como profesionales. Orgullosamente surcolombianos.

Adriana Marcela Méndez Bohórquez, Directora de nuestro proyecto, por compartir su experiencia y conocimiento, brindarnos su tiempo, confianza y paciencia.

Ervin Aranda Aranda, profesor de la Universidad Surcolombiana, por su entrega y disposición de guiarnos y apoyarnos en la elaboración de este proyecto de investigación.

Nuestro amigo, Ingeniero Pablo Cesar Gutiérrez Ortiz, por su disposición y ayuda incondicional en la realización de nuestro proyecto.

A todos nuestros compañeros de estudio, con quienes tuvimos la oportunidad de compartir muchas experiencias.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	19
1. GENERALIDADES SOBRE EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: BOMBEO MECÁNICO.....	21
1.1 VENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	22
1.2 DESVENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	23
1.3 DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	23
1.4 EQUIPO DE SUBSUELO	25
1.4.1 Tubería de revestimiento o Casing.....	25
1.4.2 Tubería de producción o Tubing.....	25
1.4.3 Sarta de varillas de succión.....	26
1.4.4 Bomba de subsuelo.....	26
1.5 UNIDAD DE BOMBEO	26
1.5.1 Clasificación de las unidades de bombeo	27
1.6 BOMBA DE SUBSUELO	34
1.6.1 Partes estructurales de una bomba de subsuelo.	34
1.6.2 Tipos de bomba de subsuelo.	41
1.6.3 Selección de la bomba de subsuelo.....	49
1.7 FUNCIONAMIENTO EN FONDO DEL BOMBEO MECÁNICO	50
1.7.1 Funcionamiento de la bomba de subsuelo.....	52
2. INSTALACIÓN Y RECONOCIMIENTO DEL EQUIPO WELL ANALYZER	56

2.1 GENERALIDADES DE ANALIZADOR DE POZO (<i>WELL ANALYZER</i>)	56
2.2 PISTOLA A GAS.....	57
2.3 TRANSDUCTORES	58
2.3.1 Transductor de presión.....	58
2.3.2 Celda de carga tipo herradura (HT).....	59
2.3.3 Celda de carga de la barra lisa (PRT).....	59
3. MODELO MATEMÁTICO.....	61
3.1 DINÁMICA DE LA SARTA.....	62
3.2 MODELO DE DIFERENCIAS FINITAS	65
3.3 SARTA COMPUESTA DE TRAMOS DIFERENTES	67
4. DINAMÓMETRO.....	69
4.1 DINAMÓMETRO ELÉCTRICO DELTA II	71
4.2 DINAGRAMA.....	80
4.3 TIPOS DE DINAGRAMA	82
4.4 INTERPRETACIÓN DE DINAGRAMAS	84
4.4.1 Proceso para identificar las partes de un “ <i>Downhole card</i> ” y sus problemas.....	84
4.5 DINAGRAMAS DE LOS PROBLEMAS MÁS REPRESENTATIVOS.....	86
4.5.1 Buen llenado de bomba con tubería anclada.	87
4.5.2 Buen llenado de bomba con tubería no anclada.	87
4.5.3 Golpe de fluido.	88
4.5.4 Bloqueo de gas.	89
4.5.5 Fuga en la válvula viajera.....	90
4.5.7 Fuga en ambas válvulas.....	91

4.6 PRINCIPIOS DE MOVIMIENTO	93
4.7 MOVIMIENTOS A CONSIDERAR PARA UNA CARTA DINAMOMÉTRICA	95
4.7.1 Alargamiento de las varillas.....	95
4.7.2 Movimiento armónico de las varillas.....	96
4.7.3 Amortiguamiento.	97
5. ANÁLISIS PLOT	99
5.1 VARILLA PARTIDA	99
5.2 GOLPE DE FLUIDO	101
5.3 INTERFERENCIA DE GAS	103
5.4 TUBERÍA ROTA	105
5.5 FUGA EN VÁLVULA VIAJERA.....	107
5.6 FUGA EN VÁLVULA FIJA	109
5.7 BOMBA CON MANEJO DE SÓLIDOS	110
6. ANÁLISIS INTERPRETATIVO DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL BOMBEO MECÁNICO DE POZOS PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA.....	113
6.1 VARILLA PARTIDA	115
6.1.1 Recomendaciones.....	118
6.2 TUBERIA ROTA	118
6.2.1 Recomendaciones.....	122
6.3 GOLPE DE FLUIDO	123
6.3.1 Recomendaciones.....	126
6.4 INTERFERENCIA DE GAS	127
6.4.1 Recomendaciones.....	131
6.5 FUGA EN VÁLVULA VIAJERA.....	131

6.5.1 Recomendaciones.....	135
6.6 FUGA EN VÁLVULA FIJA	135
6.6.1 Recomendaciones.....	137
6.7 FALLA O BLOQUEO EN LA BOMBA.....	137
6.7.1 Recomendación.	140
6.8 BOMBA CON TRABAJO POR SÓLIDOS.....	140
6.8.1 Recomendación.	142
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	143
BIBLIOGRAFIA.....	145
ANEXO A: METODOLOGÍA PARA UN MEJOR DIAGNÓSTICO DE LAS FALLAS PRESENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN LA GDH	148

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificación API 11AX de las bombas de subsuelo	45
Tabla 2. Forma eficiente y deficiente de las regiones de un dinagrama.	86
Tabla 3. Distribución de Pozos Estudiados por Campos	113
Tabla 4. Pozo 20 con problema de varilla partida	115
Tabla 5. Pozo 21 con problema de varilla partida	115
Tabla 6. Pozo 22 con problema de tubería rota	119
Tabla 7. Pozo 25 con problema de golpe de fluido (baja sumergencia)	123
Tabla 8. Pozo 26 con problema de golpe de fluido (obstrucción intake)	125
Tabla 9. Pozo 27 con problema de interferencia de gas	128
Tabla 10. Pozo 28 con problema de interferencia de gas	129
Tabla 11. Pozo 29 con problema de fuga en válvula viajera	132
Tabla 12. Pozo 30 con problema de fuga en válvula viajera	133
Tabla 13. Pozo 31 con problema de fuga en válvula fija	135
Tabla 14. Pozo 32 con problema de bomba bloqueada	137
Tabla 15. Pozo 33 con problema de presencia de sólidos	141

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de un sistema de bombeo mecánico	24
Figura 2. Sistema clase I. unidad de bombeo convencional	29
Figura 3. Esquema unidad de bombeo balanceada por aire	31
Figura 4. Unidad de bombeo unitorque Mark II.....	33
Figura 5. Esquema general de una bomba de subsuelo.....	36
Figura 6. Nomenclatura API para bombas de subsuelo.....	42
Figura 7. Movimientos característicos del recorrido o stroke en la bomba de subsuelo.	51
Figura 8. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena	54
Figura 9. Analizador de pozo.	56
Figura 10. Pistola a gas.	58
Figura 11. Transductor de presión.	58
Figura 12. Celda de carga tipo herradura (HT).	59
Figura 13. Celda de carga de la barra lisa (PRT).....	60
Figura 14. Dinámica de la sarta	63
Figura 15. Representación del desplazamiento, u, en función del tiempo en una sección de la sarta	66
Figura 16. Representación dos tramos de sarta (a) y de la transmisión de fuerzas entre ellas (b).	68
Figura 17. Registro de cargas / desplazamiento Vs tiempo.....	69
Figura 18. Registro de carga vs tiempo	70
Figura 19. Dinamómetro eléctrico delta II	71
Figura 20. Elementos que integran el dinamómetro eléctrico delta II	72
Figura 21. Registro de carga y desplazamiento Vs. tiempo obtenidos con el dinamómetro eléctrico delta II	75

Figura 22. Comparación del sistema de bombeo mecánico con un sistema de comunicación	76
Figura 23. Patrón de cargas en la barra lisa	78
Figura 24. Trabajo neto.....	79
Figura 25. Esquema de los dos tipos de dinagramas y las posiciones de donde son construidas.....	83
Figura 26. Regiones de un dinagrama.....	85
Figura 27. Modificación a la carta dinamométrica por efectos de aceleración	94
Figura 28. Modificación a la carta dinamométrica por efectos de factor de máquina	94
Figura 29. Modificación a la carta dinamométrica por efectos de alargamiento y contracción de las varillas.....	96
Figura 30. Modificación a la Carta Dinamométrica por efectos de Vibraciones de la Sarta	97
Figura 31. Carta dinamométrica por efecto de amortiguamiento	98
Figura 32. Carta dinamométrica – Pozo 20 con varilla partida.	116
Figura 33. Prueba de válvulas – Pozo 20 con varilla partida	117
Figura 34. Carta dinamométrica – Pozo 21 con varilla partida.	117
Figura 35. Prueba de válvulas – Pozo 21 con varilla partida.	118
Figura 36. Carta dinamométrica – Pozo 22 con tubería rota	120
Figura 37. Prueba de nivel – Pozo 22 con tubería rota.....	120
Figura 38. Carta dinamométrica - Pozo 23 con tubería rota (parte media)	121
Figura 39. Carta dinamométrica - Pozo 24 con tubería rota (cerca de la bomba).....	122
Figura 40. Carta dinamométrica - Pozo 25 con golpe de fluido (baja sumergencia)	124
Figura 41. Prueba de nivel - Pozo 25 con golpe de fluido (baja sumergencia)	124
Figura 42. Carta dinamométrica - Pozo 26 con golpe de fluido (obstrucción intake de la bomba).....	125
Figura 43. Prueba de nivel – Pozo 26 con golpe de fluido (obstrucción intake de la bomba).....	126

Figura 44. Carta dinamométrica – Pozo 27 con interferencia de gas	128
Figura 45. Prueba de nivel – Pozo 27 con interferencia de gas.....	129
Figura 46. Carta dinamométrica - Pozo 28 con interferencia de gas	130
Figura 47. Prueba de nivel – Pozo 28 con interferencia de gas.....	130
Figura 48. Carta dinamométrica – Pozo 29 con fuga en válvula viajera	132
Figura 49. Prueba de válvulas - Pozo 29 con fuga en válvula viajera.....	133
Figura 50. Carta dinamométrica – Pozo 30 con fuga en válvula viajera	134
Figura 51. Prueba de válvulas – Pozo 30 con fuga en válvula viajera	134
Figura 52. Carta dinamométrica – Pozo 31 con fuga en válvula fija	136
Figura 53. Prueba de válvulas - Pozo 31 con fuga en válvula fija.....	136
Figura 54. Carta dinamométrica – Pozo 32 con bloqueo de bomba	138
Figura 55. Prueba de válvulas – Pozo 32 con bloqueo de bomba.....	138
Figura 56. Carta dinamométrica – Pozo 32 espaciado 8”	139
Figura 57. Carta dinamométrica – Pozo 32 después de reespaciar	140
Figura 58. Carta dinamométrica – Pozo 33 con golpe de fluido y presencia de sólidos	141
Figura 59. Prueba de nivel – Pozo 33 trabajando con golpe de fluido y presencia de sólidos.....	142

LISTA DE GRÁFICAS

Pág.

Gráfica 1. Dinagrama con buen llenado de bomba y tubería anclada	87
Gráfica 2. Dinagrama con buen llenado de bomba y tubería desanclada.....	88
Gráfica 3. Dinagrama de bomba con alto golpe de fluido	88
Gráfica 4. Dinagrama de bomba bloqueada por gas.	89
Gráfica 5. Dinagrama con fuga de válvula viajera.....	90
Gráfica 6. Dinagrama con mal funcionamiento de válvula fija.	91
Gráfica 7. Dinagrama con mal funcionamiento de ambas válvulas.....	91
Gráfica 8. Dinagrama típico de un pozo con varilla partida.....	92
Gráfica 9. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 1 con varilla partida.....	99
Gráfica 10. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 2 con varilla partida.....	100
Gráfica 11. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 3 con varilla partida.....	100
Gráfica 12. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 4 con golpe de fluido.....	101
Gráfica 13. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del pozo 5 con golpe de fluido	102
Gráfica 14. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 6 con golpe de fluido.....	102
Gráfica 15. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 7 con interferencia de gas.....	103
Gráfica 16. Posición de la barra Lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 8 con interferencia de gas.....	104

Gráfica 17. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 9 con interferencia de gas.....	104
Gráfica 18. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 10 con tubería rota.....	105
Gráfica 19. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 11 con tubería rota.....	106
Gráfica 20. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 12 con tubería rota.....	106
Gráfica 21. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 13 con fuga en la válvula viajera.....	107
Gráfica 22. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 14 con fuga en la válvula viajera.....	108
Gráfica 23. Posición de la barra Lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 15 con fuga en la válvula viajera.....	108
Gráfica 24. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 16 con fuga en la válvula fija.....	109
Gráfica 25. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 17 de bomba con manejo de sólidos	110
Gráfica 26. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 18 de bomba con manejo de sólidos	111
Gráfica 27. Posición de la barra Lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 19 de bomba con manejo de sólidos	111

RESUMEN

TITULO

ANÁLISIS INTERPRETATIVO DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL BOMBEO MECÁNICO DE POZOS PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA, BASADOS EN INFORMACIÓN OBTENIDA DE REGISTROS DE NIVEL Y DINAGRAMA.

AUTORES

OSCAR EFREN SERNA LOAIZA
HECTOR FABIO POLANIA CUELLAR

PALABRAS CLAVE

Bombeo mecánico, dinagrama, Well Analyzer, Total Well Management, GDH.

DESCRIPCIÓN

En la industria petrolera y debido a la aún dependencia que posee el mundo del petróleo, es necesario incrementar la producción de los pozos reduciendo costos de operación. Una de las alternativas para lograr esto, requiere de un análisis integrado en los sistemas de levantamiento artificial, para este caso particular el sistema de bombeo mecánico, incluyendo funcionamiento e interacción de todos los elementos como son el yacimiento, el pozo, la bomba de 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 con un sistema de adquisición de datos portátil en conjunto con transductores apropiados y una serie de programas analíticos.

El presente trabajo de tesis muestra cómo mediante el uso del software Total Well Management, se logra un mejor diagnóstico de fallas en el bombeo mecánico, integrando más variables a la hora del análisis, reduciendo de esta manera costos operativos al momento de realizar la intervención y reacondicionamiento del pozo en mención.

ABSTRACT

TITLE

INTERPRETATIVE ANALYSIS OF PRESENTED PROBLEMS IN MECHANICAL PUMPING WELLS BELONGING TO THE MANAGEMENT OF DEVELOPMENT OPERATIONS AND PRODUCTION HUILA, BASED ON INFORMATION GIVEN FROM LEVEL LOGS AND DINAGRAMA

AUTHORS

OSCAR EFREN SERNA LOAIZA
HECTOR FABIO POLANIA CUELLAR

KEYWORDS

Mechanical pumping; Well Analyzer, Total Well Management, GDH.

DESCRIPTION

In the oil industry and due to greater dependence on the world of oil, it is necessary to increase well production by reducing operation costs. One of the alternatives to achieve this, requires an integrated analysis in artificial lift systems, for this particular case the mechanical pumping system, including operation and interaction of all elements such as the reservoir, the well, the bottom pump, the rod string, the pumping unit and the motor movement.

Many systems of analysis can nowadays be efficiently employed with a portable data acquisition system in conjunction with appropriate transducers and a series of analytical programs.

The present thesis job shows how through the use of Total Well Management software, a better diagnostic of mechanical pump failure is achieved, integrating more variables at the time of analysis, reducing operational costs at the time of the intervention and reconditioning of the mention well.

INTRODUCCIÓN

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.

TWM (*Total Well Management*), es presentado como un criterio para determinar causas de ineficiencias 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 originados por anomalías detectadas por una señal acústica. Con un adecuado análisis se puede llevar un buen control de la sumergencia de la bomba y evitar que esta opere en condiciones inadecuadas.

El sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico, es uno de los sistemas más comúnmente usados en el ámbito mundial, esta herramienta cumple otra función especial, las cargas a las que está 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 por gas, fuga en las válvulas entre otros pueden ser detectados y corregidos en un corto tiempo, y así la pérdida de producción originada por fallas en el funcionamiento de

la unidad de bombeo se limitará a la toma, análisis, interpretación y pronta ejecución de los correctivos para cada caso.

En este trabajo se presenta información general sobre el bombeo mecánico, una breve explicación de la herramienta *Echometer* y las generalidades del software TWM. Se emplearon en conjunto la herramienta (aplicando el estudio acústico y dinamométrico) para analizar los registros de pozos problemáticos de los campos PALOGRANDE (PALG), DINACRETÁCEOS (DK), SAN FRANCISCO (SFRA), TENAY(TN), PIJAO(PIJA), BRISAS(BRIS), PALERMO(PALE), SANTA CLARA (STCL), TELLO(TELL) y CEBU, pertenecientes a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila (GDH) y optimizar el diagnóstico de los mismos, integrando nuevos criterios.

1. GENERALIDADES SOBRE EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: BOMBEO MECÁNICO

El diseño adecuado de una instalación de bombeo mecánico, debe considerar todas las partes del sistema como un todo y de forma individual, con el fin de seleccionar el equipo de superficie y subsuelo necesario para suministrar la energía faltante al yacimiento para levantar el fluido hasta la superficie.

El bombeo mecánico por medio de varillas conocido en inglés como “*Sucker Rod Pumping*” es de los sistemas de extracción el más ampliamente usado. Históricamente, la mayor ventaja ha sido la familiaridad que el personal de operación tiene con el sistema; pero no por ser el más antiguo, más simple, más barato es el más conocido por todos su diseño.

De todos los sistemas de extracción artificial, es el mecánicamente más complejo, debido a que está expuesto a mayores cantidades de esfuerzos y es por estas razones que requiere mayor atención durante su operación. Su empleo data de los albores de la explotación petrolera, en el año 1860 en los Estados Unidos de América. Probablemente fue una adopción del sistema de Explotación de pozos de agua. Aquellos pioneros no imaginaron las Complicaciones a que nos estaban sometiendo a quienes nos toca trabajar hoy con tales aparatos. Es posible que si hubiesen adoptado algún otro sistema, hoy aquel no existiría. Pues al principio se utilizaban máquinas de bombeo que alcanzaban los 100 a 250 metros de profundidad, con un balancín de madera y sarta de varillas de acero y una bomba tipo molino de viento. Lo que sucedió con el transcurso de los años es que la industria petrolera adoptó su sistema y lo fue adaptando para profundidades cada vez mayores y se ubicó entre los primeros lugares como un método de extracción artificial de petróleo.

Durante muchos años se fueron efectuando mejoras a este sistema, especialmente en lo que hace referencia a los materiales empleados, lo que le dio mucha más vida, además se mejoró su diseño para hacerlo adaptable a cualquier tipo de yacimiento y al tipo de fluido que se desee levantar.

Una gran limitante para su diseño ha sido siempre la profundidad, no obstante, unidades de bombeo con mayor capacidad de carga y con varillas de alta resistencia permiten trabajar a mayores profundidades.

1.1 VENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

- Debido a la familiaridad del personal de campo con el bombeo mecánico, las operaciones e instalaciones no resultan complicadas.
- El bombeo mecánico ofrece una amplia gama de tasas de producción que variará de acuerdo a los equipos de superficie y de subsuelo utilizados.
- Los costos de operación y mantenimiento de cada unidad de bombeo son relativamente bajos por la baja energía que consumen, que puede ser el gas del mismo pozo o producida con motores eléctricos o a diesel.
- Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación del combustible para los motores no esté interconectada.
- Los componentes del sistema y las partes de cambio están disponibles rápidamente y son intercambiados en cualquier parte del mundo.
- No se necesita una gran torre para un cambio de bomba o para la intervención del pozo debido a que el peso de las varillas es bajo y de fácil manejo.

1.2 DESVENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

- El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema. La eficiencia volumétrica se reduce por altos valores del GOR, por producción de sólidos, formación de parafinas y por la corrosividad de los fluidos.
- Al inicio la inversión es elevada, principalmente para pozos donde se requieren grandes unidades de bombeo; adicionalmente el análisis económico debe contemplar el costo de la sarta de varillas.
- El mal manejo de las varillas es causa de muchas fallas de la bomba, roturas en las cuplas y costosas pescas.
- La unidad de bombeo en superficie requiere gran espacio.
- Los equipos de una instalación de bombeo mecánico se pueden clasificar básicamente en dos grupos principales: Equipo de superficie y Equipo de subsuelo.

1.3 DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El diseño de un sistema de bombeo mecánico está basado en los boletines de la American Petroleum Institute API:

- API 11L-3 (Sucker Rod Pumping System design Book).
- API 11AX (Subsurface Sucker Rod pumps and Fittings).
- API 11AR (Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps)

Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- Unidad de bombeo
- Motor primario

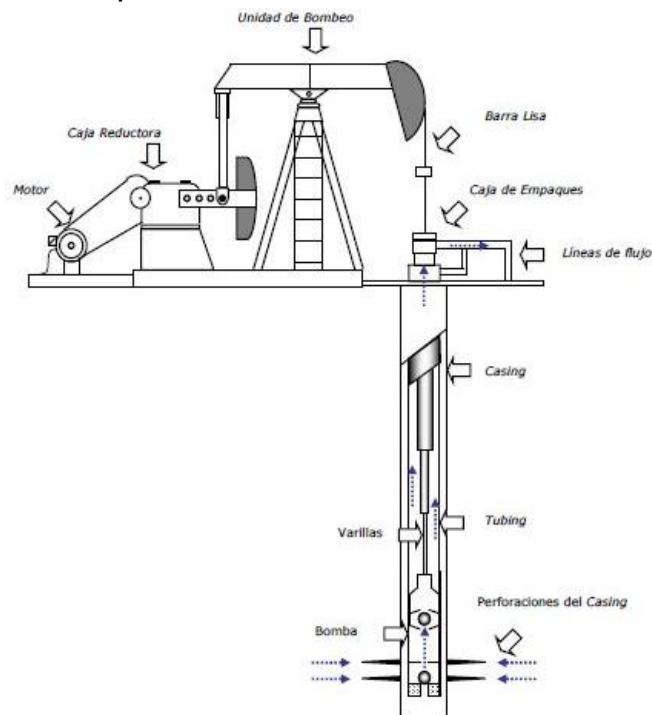
- Varillas
- Bomba de subsuelo

Cualquier diseño que se realice para sistemas de Bombeo Mecánico debe considerar estos cuatro componentes, y ninguno se debe diseñar independiente de los otros.

Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo mecánico se pueden dividir en dos principales grupos: El Equipo de Superficie y El Equipo de Fondo.

Los principales elementos de una instalación de Bombeo Mecánico se pueden apreciar en la Figura 1.

Figura 1. Esquema de un sistema de bombeo mecánico



Fuente: Navarrete, J., Torrez, J. (2000). Tesis de pregrado "Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas".

1.4 EQUIPO DE SUBSUELO

Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede representar limitaciones a su diseño.

Transmite la energía necesaria para levantar fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de un yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

Básicamente está conformado por:

- Tubería de revestimiento (Casing).
- Tubería de producción (Tubing).
- La sarta de varillas (Rod String).
- La bomba de subsuelo.
- Otros accesorios (como anclas o empaques)

1.4.1 Tubería de revestimiento o Casing. La tubería de revestimiento en un pozo de bombeo es la tubería que protege al pozo de colapsos, con lo que permite la libre maniobra y ubicación de la tubería de producción y demás equipos de fondo. Los tamaños más comunes son 5 1/2", 7", 9 5/8", 13 3/8", 20".

1.4.2 Tubería de producción o Tubing. La tubería de producción en un pozo de bombeo, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es

suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse. La tubería se fabrica en tamaños de 1.9", 2 3/8", 3 1/2", 4", y 4 1/2".

1.4.3 Sarta de varillas de succión. Es usada para transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, van dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D, y E dependiendo de la resistencia a la carga.

Las varillas son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores.

1.4.4 Bomba de subsuelo. La función de la bomba de subsuelo es permitir la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y levantarlo desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección.

Básicamente las bombas de subsuelo utilizadas son bombas de barril y se dispone de muchas variaciones en los diseños de los diferentes elementos de la misma. De acuerdo a las condiciones de los pozos se utilizará alguno de los tipos de bombas de subsuelo disponibles.

1.5 UNIDAD DE BOMBEO

Por muchos años hubo alguna confusión acerca de la clasificación de las unidades de bombeo. En 1943 una junta especial del API propuso establecer:

- Una serie simplificada de clasificaciones de torsiones máximas de reductor.
- Una serie de clasificaciones de estructuras, carreras máximas y vástagos.
- Ciertas dimensiones uniformes para algunos componentes estructurales de la unidad.

La principal parte estructural de la unidad de bombeo es la base, que se ubica sobre cimientos de concreto reforzado, la cual se fabrica con perfiles de acero y sirve como miembro rígido que une el poste maestro, reductor de engranajes y motor primario. El poste maestro normalmente se construye de tres o cuatro soportes también de perfiles de acero. Debe tener suficiente rigidez y resistencia para soportar el doble de la carga máxima del vástago pulido. Centrado sobre el tope del poste maestro se encuentra el cojinete central el cual soporta la viga principal, la cual debe ser suficientemente fuerte para resistir las diferentes cargas en uno y otro extremo. El cabezal de la unidad está adherido en un extremo de la unidad y soporta el vástago pulido mediante un cable de acero. En el otro extremo están la biela, manivela y la caja reductora.

1.5.1 Clasificación de las unidades de bombeo. Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca Clase I y de palanca Clase III, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C, (un tipo adicional serían los de serie M que son diseñados con una geometría de palanca clase II y que consideran adicionalmente el torque).

Esta nueva nomenclatura con letras hace referencia a la geometría de la viga. Así los aparatos serie A se construyen con los brazos de la viga principal de la misma longitud, con lo cual la carrera de la cabeza de caballo es el doble del radio R de la manivela. Los aparatos serie B y C se construyen con la dimensión desde el cojinete

central al eje del pozo de mayor longitud que el brazo posterior de la viga, con el objeto de aumentarle la carrera al aparato.

El aspecto físico o tipo de balancín está dado por la clase palanca y el tipo de balanceo. Los de Clase I pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de Clase III en la manivela o por aire.

La geometría de este tipo de unidades Clase III se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín.

Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como *Lufkin Mark II*.

Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

A: Balanceada por aire (*Air Balanced*).

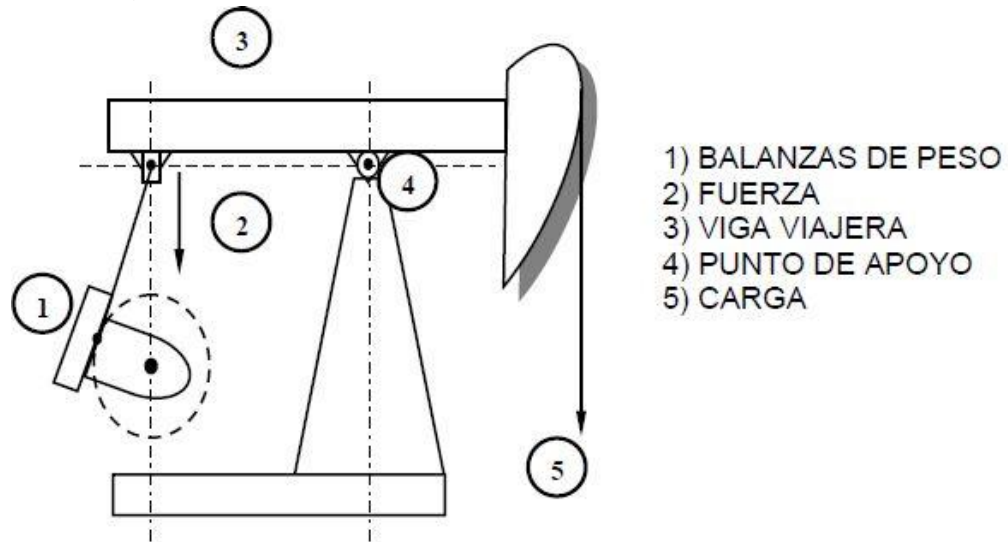
B: Balanceada en la viga (*Beam Balanced*).

C: Balanceada en la manivela o Convencional (*Crank Balanced*).

M: Unitorque Mark II.

1.5.1.1 Unidades convencionales. Clase I. Comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Sistema clase I. unidad de bombeo convencional



Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado "Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa". (Adaptado)

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más universal, conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido.

Para muy diversas condiciones de bombeo en las que la confiabilidad, y la sencillez son factores primordiales, la unidad convencional ha sido siempre la preferida. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

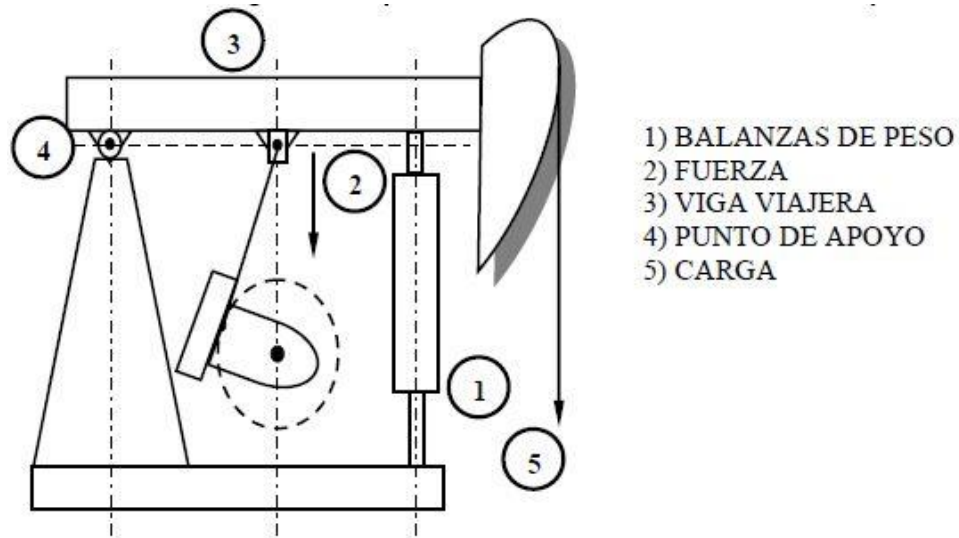
1.5.1.2 Unidades Balanceadas por Aire. Clase III. Este tipo de unidades posee las siguientes características:

- Un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo.
- Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire.
- Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido, tal como se muestra en la Figura 3.

Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela. Adicional, permiten una mayor longitud de carrera del vástago pulido que si se utilizara una unidad convencional del mismo tamaño.

Son aproximadamente 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades de balancín convencional que prestan un servicio equivalente. El costo inicial es mayor que las unidades de bombeo convencionales, pero su uso es interesante en muchas aplicaciones especiales. El uso de aire comprimido en lugar de pesas permite controlar mejor el contrapeso; el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40% y los costos de transporte e instalación disminuyen considerablemente.

Figura 3. Esquema unidad de bombeo balanceada por aire



Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado “Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa”. (Adaptado)

Existen unidades de este tipo de hasta 3648000 Lb-pulg y carreras de hasta 300 pulgadas de longitud. Estas unidades son especialmente indicadas para plataformas costa afuera, en las que el espacio es reducido; debido a que las cargas quedan en el plano vertical, se eliminan las fuerzas dinámicas horizontales que se presentan con las unidades convencionales.

Debido a que el reductor está colocado entre el poste maestro y el pozo, se pueden utilizar manivelas más cortas reduciendo el “factor torque” de la unidad, que es simplemente un número que multiplicado por la carga sobre el vástago menos el contrabalanceo da como resultado el torque requerido por el reductor.

Este número varía durante las diferentes posiciones de la rotación de la manivela y generalmente se considera su valor máximo el cual ocurre a 75 grados del punto muerto superior y casi siempre es algo mayor que la mitad de la carrera del vástago.

Una unidad con geometría “perfecta” tendría exactamente la mitad de la carrera como su factor de torque.

El factor G de una unidad es la relación de la mitad de la carrera dividido por el factor de torque máximo y representa la medida de la eficiencia de la geometría de la unidad. Al analizar un sistema de bombeo es necesario suponer que el movimiento es armónico simple.

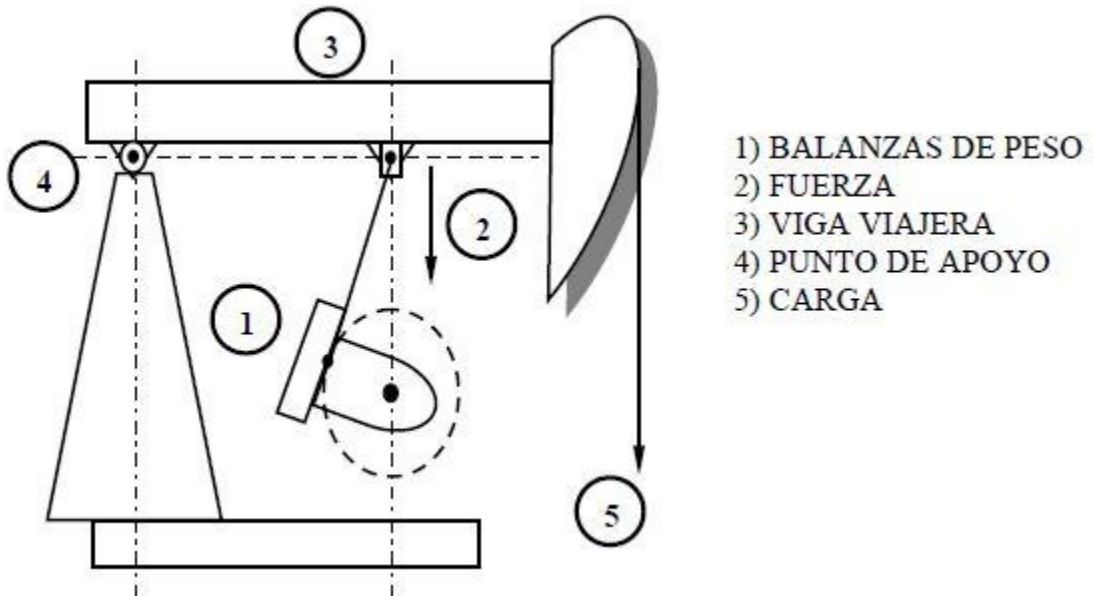
Otra de las condiciones que en numerosas ocasiones se ha comprobado y que presenta este equipo es que bombeando en similares condiciones de velocidad, largo de la carrera y el mismo tamaño del émbolo de la bomba, una unidad balanceada por aire produce más que la unidad convencional. A continuación se citan algunos de los factores que influyen en esto y son los siguientes:

- Una razón se debe a que como la aceleración y la velocidad son menores en el recorrido inferior, la bomba tiene más tiempo para su llenado. Esta condición se torna más importante cuanto más pesado y viscoso es el petróleo.
- Más de la mitad del recorrido vertical se efectúa en la mitad de la carrera descendente. Es decir, que el máximo de la velocidad se produce en menos de la mitad del tiempo del recorrido descendente. Como el resto de la carrera descendente se efectúa en más de la mitad del tiempo, hay un intervalo más largo para que la inercia de las varillas haga bajar el émbolo a mayor profundidad. La elasticidad de la sarta de varillas hace posible el sobre recorrido de tal manera que se consigue un desplazamiento efectivo de la bomba más alto.

- El inconveniente que presentan estas unidades respecto a las convencionales es que requieren un mantenimiento más intensivo por personal especializado lo que redundará en un mayor costo de operación.

1.5.1.3 Unidades Unitorque Mark II. Clase III. Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos cabalaje. La forma poco común del Mark II redonda en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo, tal como se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Unidad de bombeo unitorque Mark II.



Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado "Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa". (Adaptado)

La carrera ascendente disminuye la aceleración donde la carga es más alta y reduce así la carga sobre el vástago pulido. Al encontrarse el travesaño compensador en la posición mencionada, se obtiene una ventaja mecánica menor para la carga reducida de la carrera descendente, es decir, baja el factor máximo de torsión.

1.6 BOMBA DE SUBSUELO

Este es uno de los elementos clave del sistema pues el tamaño de la bomba es uno de los factores que determina la tasa de producción del pozo.

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son de cilindro- pistón.

1.6.1 Partes estructurales de una bomba de subsuelo. Básicamente los elementos que conforman la bomba son cuatro y son:

- Barril o cilindro de trabajo (*Barrel*).
- Válvula fija o de entrada (*Standing Valve*).
- Pistón o émbolo (*Plunger*).
- Válvula viajera o de descarga (*Traveling Valve*).
- Anclaje de fondo (Opcional).

Se observan las partes esquemáticamente en la Figura 5.

1.6.1.1 Barril o cilindro. El barril de trabajo conforma un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón.

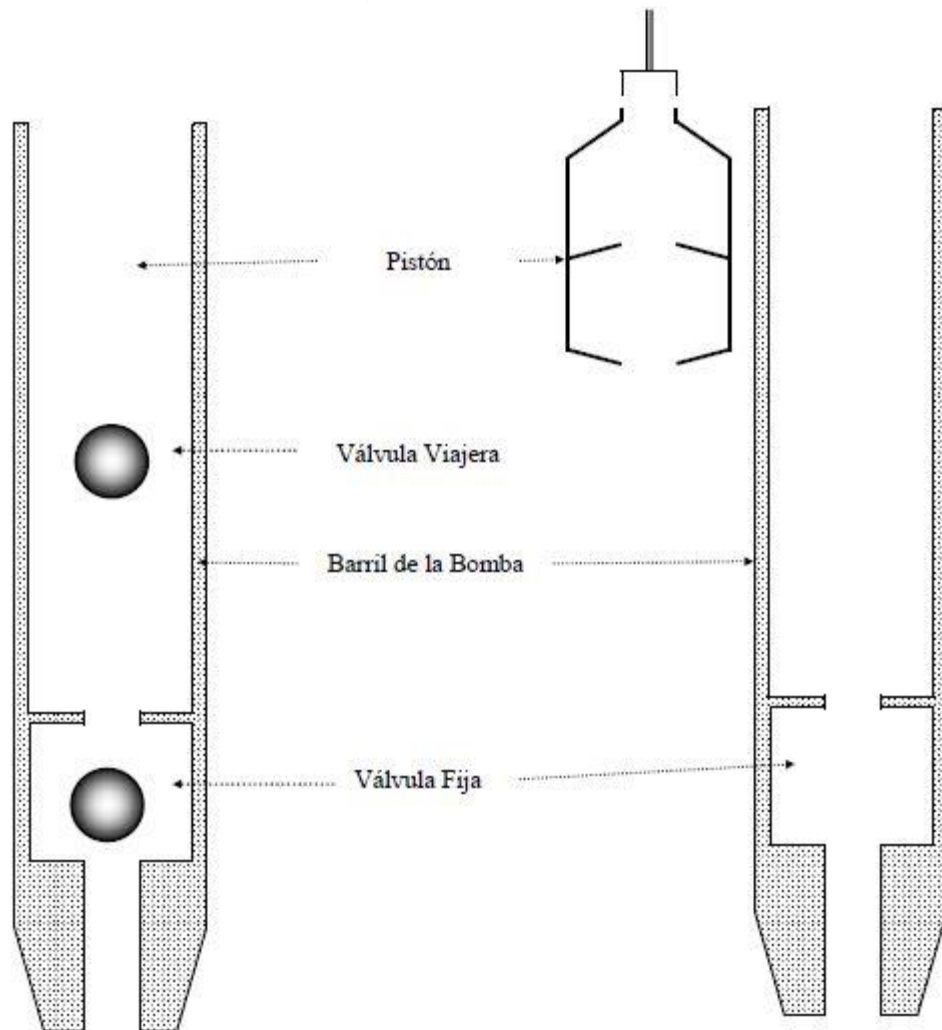
El tamaño nominal de la Bomba es el diámetro interno exacto del Barril. Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen disponibles los barriles con extremo de pin (macho) o de caja.

Existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (1/8") para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas (1/4") para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (*liner*). Los barriles son fabricados en longitudes estándar hasta de 24" (7,2m) y las bombas más grandes usualmente tienen varios barriles unidos, como es el caso de una bomba de 100 pies (30,5 m)

1.6.1.2 Pistón. Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos.

Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico.

Figura 5. Esquema general de una bomba de subsuelo.



Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado "Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa". (Adaptado)

Los primeros tipos de émbolo usados en el Bombeo Mecánico fueron los de empaquetadura flexible, utilizando copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril. Su principal ventaja es la resistencia a la corrosión, sin embargo su utilización en pozos de profundidad media a alta se limita debido a la resistencia de las copas de sellamiento.

Los émbolos con empaquetadura flexible consisten en un mandril interno sobre el cual se instala una serie de elementos de empaque, con anillos metálicos de desgaste colocados sobre la parte superior e inferior. Los elementos de empaque pueden tener la forma de un anillo o una copa y están fabricados con material sintético y una alta resistencia mecánica para trabajar en mayores profundidades.

En pozos relativamente poco profundos, los pistones de empaque flexible son económicos de emplear. Son menos costosos que los émbolos metálicos y son fáciles de reparar en un sitio del pozo, cambiando los elementos del empaque.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca profundidad y han ido desapareciendo del mercado.

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

Los pistones metálicos proporcionan la solución en pozos profundos ya que se obtiene un sello metal-metal más efectivo y un mejor ajuste entre el barril y el pistón. Se fabrican en versiones planas y acanaladas, estas últimas son ventajosas cuando el pozo produce arena, ya que las partículas sólidas quedan atrapadas en los canales, evitando la abrasión del barril y del émbolo.

Un pequeño rayón sobre las superficies pulidas del émbolo origina un alto deslizamiento del líquido después de pasar por el émbolo, como resultado de una alta presión diferencial a través del émbolo. La eficiencia volumétrica de la bomba y la producción de líquido se puede reducir enormemente. Con el fin de observar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de deslizamiento de líquido se debe mantener en

un mínimo. Esta es la razón por la cual se permite una tolerancia muy pequeña entre la pared del barril y el pistón. Generalmente los ajustes disponibles en el barril van desde 0,001 pulgadas (0,03 mm) hasta 0,005 pulgadas (0,13 mm), medidos en el diámetro y están designados como ajustes -1 a -5. La selección del ajuste que se va a utilizar en el émbolo se hace con base en las condiciones actuales del pozo, pero la viscosidad del líquido es un factor dominante. Los crudos con alta viscosidad se pueden bombear eficientemente con un ajuste de pistón -5, mientras que los crudos de baja viscosidad pueden requerir de un ajuste -1. Al igual que los barriles, los pistones también son de tipo pin y tipo caja.

La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad. Una longitud de 6 pies es satisfactoria para más de 6000 pies.

1.6.1.3 Válvulas. Las válvulas son consideradas el corazón de una sarta de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera. Dichas válvulas son simples válvulas de cheque y operan sobre el principio de una bola y un asiento.

Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están fabricados con materiales resistentes a la erosión. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilado para proporcionar un perfecto sellamiento. Las pequeñas imperfecciones iniciales sobre las superficies de sellamiento o los daños posteriores originados por la abrasión o por la corrosión producen un elevado deslizamiento del líquido y un rápido deterioro por la acción de la válvula por el corte de líquido.

Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes materiales, pero las cerámicas exóticas están ganando popularidad. Las bolas y los asientos fabricados en cerámica de Circonio, por ejemplo, son químicamente inertes, totalmente resistentes a la corrosión y a la abrasión y proporcionan una mayor vida útil que las válvulas metálicas.

Durante la operación de la válvula, la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula, las fuerzas de alto impacto a que son sometidos la bola y el asiento por las altas presiones, originan un excesivo desgaste de bola y asiento. Para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento, se utilizan las jaulas o cámaras de válvula para restringir el movimiento de la bola. La cámara restringe la trayectoria lateral y vertical de las bolas de la válvula, mientras proporciona una restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula.

El diseño API para válvulas de bola es el más comúnmente utilizado en bombas de subsuelo. Las especificaciones API de las válvulas y las cámaras de las bombas permiten abrir varias opciones de diseño a los fabricantes. El diámetro interno del asiento, la forma de la superficie de sellamiento del asiento, la construcción de la cámara y los procesos metalúrgicos están entre aquellos factores que varían de fabricante a fabricante y pueden afectar considerablemente el funcionamiento de la válvula. Se debe tener mucha precaución para seleccionar aquellos productos que proporcionen un bombeo óptimo bajo condiciones específicas del pozo actual.

La válvula viajera se puede colocar ya sea por encima o por debajo del émbolo. La posición superior es la recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas. La ubicación de la válvula viajera por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se producen fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de la válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al bloqueo por gas.

Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la Válvula Fija permite el llenado del barril y la Válvula Viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula.

Para prematuro desgaste de válvulas en pozos con problemas de arena se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

1.6.1.4 Anclaje de fondo. Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una bomba de varilla, ya sea el barril o el émbolo a la sarta de producción. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción.

El ancla va dentro de un niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La operación de la bomba imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba; las fuerzas son transferidas directamente al ancla. El mecanismo de anclaje debe resistir dichas fuerzas, porque de lo contrario, la bomba no se asienta y deja de producir. La otra función del ancla es la de evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.

Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copas. Las anclas mecánicas son recomendadas especialmente en pozos profundos ya que se utiliza para condiciones extremas de temperatura, ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copa son de un plástico o material similar por lo que ofrecen menos resistencia para desasentar la bomba que las tipo mecánicas.

1.6.2 Tipos de bomba de subsuelo. Se las puede clasificar en tres grupos principales:

- Bombas insertables o de varilla (*insert pumps*).
- Bombas de tubería de producción (*tubing pumps*).
- Bombas especiales.

Las dos principales categorías de bombas de succión son la bomba de tubería y la bomba de inserción o de varillas. Sus diferencias básicas radican en la forma como está instalado en el pozo el barril de trabajo.

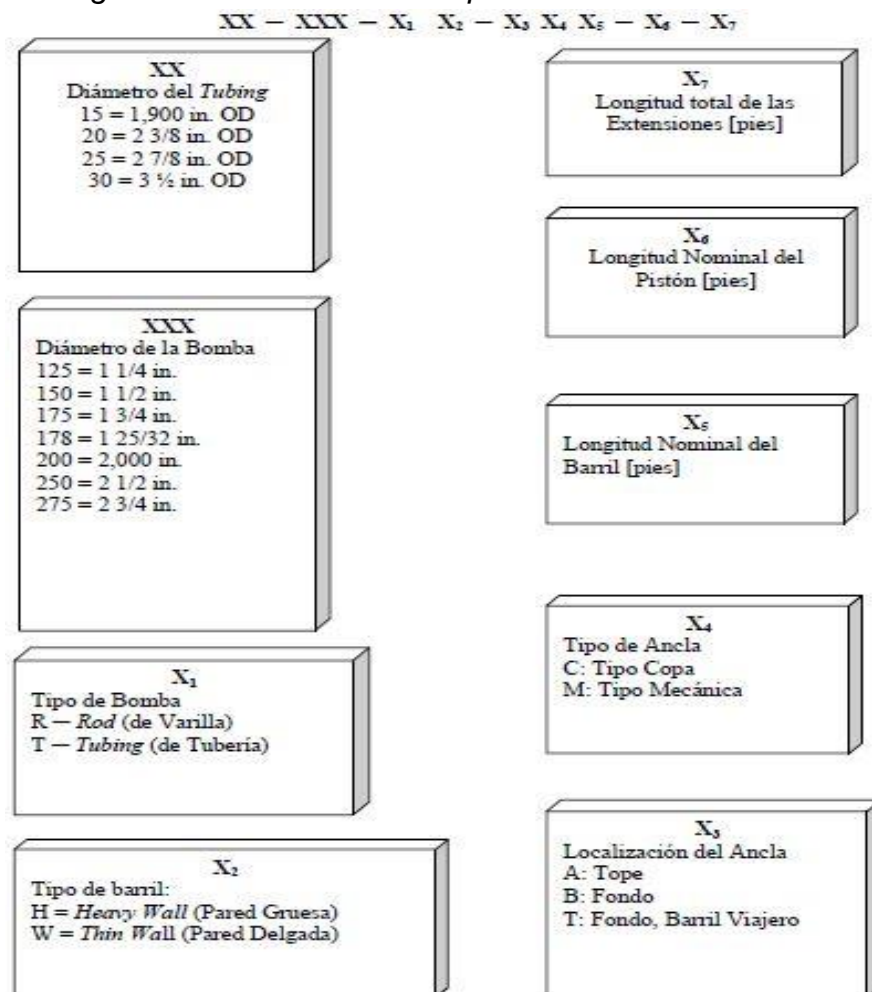
Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico el Instituto Americano del Petróleo (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la especificación API 11AX (Figura 6).

Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

Muchas de las bombas de succión utilizadas en la industria mundial del petróleo se ajustan a las especificaciones de la American Petroleum Institute (API).

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11AX han sido clasificadas y se les ha asignado una letra (Ver Tabla 1).

Figura 6. Nomenclatura API para bombas de subsuelo



Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado "Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa". (Adaptado)

La primera letra se refiere al tipo básico.

R para las bombas de varillas

T para las bombas de tubería

La segunda letra se refiere al tipo de barril o cilindro, es decir, si es de pared gruesa o delgada. Diferentes letras de código son utilizadas para las bombas con émbolos metálicos y con émbolos de empaques flexibles.

Émbolos metálicos

H para pared gruesa

W para pared delgada

Émbolos con empaque flexible

P para pared gruesa

S para pared delgada

La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asentamiento para las bombas de varillas. El conjunto de asentamiento o agarre, siempre va al fondo en una bomba de barril viajero; otras bombas de varillas se pueden asentar en la parte superior o inferior, como se explica enseguida:

A: Para agarre en la parte superior (ancla superior).

B: Para agarre en la parte inferior (ancla inferior).

T: Para el Barril Viajero, agarre inferior.

1.6.2.1 Bombas de tubería (Tubing Pumps). Representan al tipo más antiguo de bombas de succión y tienen una construcción simple. Son usadas para altas tasas de producción. El barril de la bomba se instala como una parte integral del tubing de ahí su nombre. El émbolo se corre y se recupera mediante un dispositivo que se encuentra instalado en la parte inferior del pistón.

Ventajas relativas de las bombas de tubería:

- Proporcionan bombas mucho más grandes para un diámetro específico de tubing por lo que presentan mayor desplazamiento de fluido que otro tipo de bomba.

- Los mayores tamaños de válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.
- Tienen una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al émbolo, sin necesidad de una varilla en la válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varillas.
- Las bombas de tubería usualmente son menos costosas que las bombas de varillas porque tienen menor cantidad de partes.
- Se pueden usar para altas tasas de producción en crudos pesados.
- Se pueden usar para pozos con problemas de producción de arena.
- No presentan problemas cuando hay baja presión de entrada a la bomba

Desventajas en las bombas de tubería:

- No recomendable cuando se presenta producción de gas (Alto GOR)
- Altos costos económicos de mantenimiento porque en caso de problemas con la bomba es necesario sacar completamente la tubería de producción.
- La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas asociadas con las mayores áreas del pistón y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia.

1.6.2.2 Insertas o de varilla (*Insert pumps*). Son aquellas que van introducidas en la tubería de producción y conectadas a la sarta de varillas, usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento. Son más populares por su fácil instalación y mantenimiento.

Existe una gama de cuatro tipos diferentes de bombas de varilla que presentan características útiles para dar solución a determinadas condiciones del pozo a saber:

1. Bomba de varillas con barril estacionario con ancla de fondo (RHB, RWB).
2. Bomba de varillas con barril estacionario con ancla superior (RHA, RWA).
3. Bomba de varillas con barril Viajero con ancla de fondo (RHT, RWT).
4. Bomba de varillas “Casing Pump”.

Tabla 1. Especificación API 11AX de las bombas de subsuelo

Tipo de Bomba	Designación Por Letras			
	Pared del Barril		Pared del Barril	
	Gruesa	Delgada	Gruesa	Delgada
BOMBAS DE VARILLAS				
Barril Estacionario y Ancla Superior	RHA	RWA	-	RSA
Barril Estacionario y Ancla Inferior o de Fondo	RHB	RWB	-	RSB
Con Barril Viajero y Ancla Inferior o de Fondo	RHT	RWT	-	RST
BOMBAS DE TUBERÍA	TH	-	TP	-

Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado “Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa”. (Adaptado)

1. Bomba de varillas con barril estacionario con ancla de fondo (RHB, RWB)

Recomendable para:

- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas).
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba.
- Pozos profundos.

Descartar para:

- Cuando se presenta producción de arena.
- Pozos que tengan controladores de bombeo.
- Pozos corrosivos.

2. Bomba de varillas con barril estacionario con ancla superior (RHA, RWA)

Se recomienda para:

- Cuando se presenta producción de arena.
- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas).
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba.
- Pozos que tengan controladores de bombeo.

Descartar para:

- Pozos profundos.
- Pozos con producción de crudos pesados.

3. bomba de varillas con barril viajero con ancla de fondo (RHT, RWT)

Recomendable para:

- Cuando se presenta producción de arena.
- Pozos corrosivos.
- Pozos con controladores de bombeo.

Descartar para:

- Pozos profundos.
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba.

4. Bomba de varillas “Casing Pump”

Recomendable para:

- Altas tasas de producción.

Descartar para:

- Pozos con producción de gas.
- Pozos desviados.

5. Bombas especiales

Debido a diversas condiciones del pozo los anteriores tipos de bomba no alcanzan la mejor eficiencia, en tales situaciones se debe considerar el uso de bombas especialmente diseñadas para contrarrestar problemas específicos en el fondo del pozo.

Estos problemas pueden ser:

- Golpe de fluido o baja presión de entrada a la bomba.
- Interferencia de gas.
- Sólidos erosivos o arena.
- Crudos pesados.

Es necesario reconocer el problema que se encuentra, como también lo es saber las ventajas y desventajas que ofrece cada tipo de bomba especial para determinar la bomba necesaria para contrarrestar los problemas existentes en el pozo. Hay tres tipos de bomba especial:

- A.** Bomba de varillas PAMPA “Rod Pump Pampa”.
- B.** Bomba de varillas de dos secciones “Rod Pump Two Stage”.
- C.** Bomba de varilla con desplazamiento variable (VSP).

A. Bomba de varillas PAMPA “PAMPA Rod Pump”. Esta bomba fue dispuesta para evitar que la arena o material extraño se coloque en la parte superior o alrededor del émbolo y se pegue en el cilindro.

La bomba pampa tiene un émbolo largo y liso que se extiende a través de una sección de barril que es relativamente corta. Debido a la longitud del émbolo, los extremos no entran en la sección de barril tanto en la parte superior como en la parte inferior del *stroke*. El émbolo se limpia con un trapo limpio en cada *stroke* y el material extraño (arena atrapada, etc.) no se lleva a la sección de barril. Cuando la bomba se apaga, la válvula de desplazamiento en la parte superior de la bomba se cierra y evita que la arena en la cadena del tubing se ajuste dentro de la bomba excepto la bomba de gas pampa que no tiene una válvula de desplazamiento en orden de maximizar la rata de compresión para fluidos cargados de gas.

B. Bomba de varillas de dos secciones “Two Stage Rod Pump”. El problema a solucionar por esta bomba es la alta producción de gas. Esta bomba incorpora 2 (dos) bombas de varilla en serie. Las etapas de funcionamiento de esta bomba son:

- En la carrera ascendente el fluido es introducido en la cámara baja (*lower chamber*).
- En la carrera descendente el fluido pasa a través de la válvula viajera a la cámara menor (*small chamber*).
- En la siguiente carrera ascendente la mezcla es comprimida hasta que ésta abra la válvula viajera y entre a la tubería de producción.

Esta doble acción aumenta el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas. Sin embargo en pozos con producción de sólidos erosivos disminuye tanto su eficiencia como su vida útil.

C. Bomba de varilla con desplazamiento variable (VSP): Es una bomba de desplazamiento positivo que funciona según el principio de ecualización de presión justo antes de que el émbolo alcance la parte superior de los *strokes* ascendentes.

Los diseños de bombas existentes se basan en la capacidad de la bomba para producir alta presión en la cámara de compresión durante los *strokes* descendentes. Esta alta presión es necesaria para abrir la válvula de desplazamiento y permitir que fluya un flujo de gas a través del émbolo para levantar la superficie en los *strokes* ascendentes. El fallo de la válvula de desplazamiento para abrirse en los *strokes* descendentes, en los pozos gaseosos provoca una condición de bloqueo de gas y no produce. La bomba VSP tiene unafilamiento gradual en el cilindro superior. Cuando el émbolo entra en este, cerca de la parte superior de los *strokes* ascendentes, el deslizamiento aumenta más allá del émbolo y la presión se iguala por encima y por debajo del émbolo y de la válvula de desplazamiento. Por lo tanto, cuando el émbolo comienza la carrera descendente, la válvula de desplazamiento se abre silenciosamente, ya que ya se ha alcanzado una alta presión en la cámara de compresión.

1.6.3 Selección de la bomba de subsuelo. En el diseño y operación de un sistema de bombeo mecánico, una de las primeras y más importantes consideraciones es la selección de la bomba de subsuelo. Esto quiere decir, la selección del tamaño de la bomba, longitud de la carrera y los golpes por minuto para proveer la tasa de producción deseada, además de la selección de un adecuado diseño de bombeo, lo cual garantizará una operación confiable con un mantenimiento mínimo, de acuerdo a las condiciones existentes en los pozos.

En los inicios de la industria petrolera era sencillo seleccionar una bomba de subsuelo porque la consideración más importante entonces era maximizar su tamaño de acuerdo al del tubing. Existía solo un diseño disponible que era una

bomba de tubing con un *soft-pack*. Con el devenir del tiempo y cuando la profundidad de los pozos llegó a ser un factor a considerarse, se comenzaron a utilizar las bombas insertables y crecieron en número las diseñadas para ofrecer un trabajo más eficiente para diferentes condiciones en el pozo.

1.7 FUNCIONAMIENTO EN FONDO DEL BOMBEO MECÁNICO

Este método consiste en levantar fluido desde el fondo del pozo hacia los tanques de recolección o a una estación de producción por medio de una bomba de subsuelo ubicada en el fondo del pozo cuya energía es proporcionada por un balancín o equipo de bombeo en superficie y es transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba. El fluido levantado es transportado por la tubería de producción o tubing y luego por las líneas de transferencia hasta el tanque o separador según como estén configuradas las facilidades de superficie.

La bomba va fijada en el extremo inferior de la columna de producción, (*tubing*) que va acoplada o asentada en una parte de la tubería llamado “asiento de válvula” o “niple de asiento”.

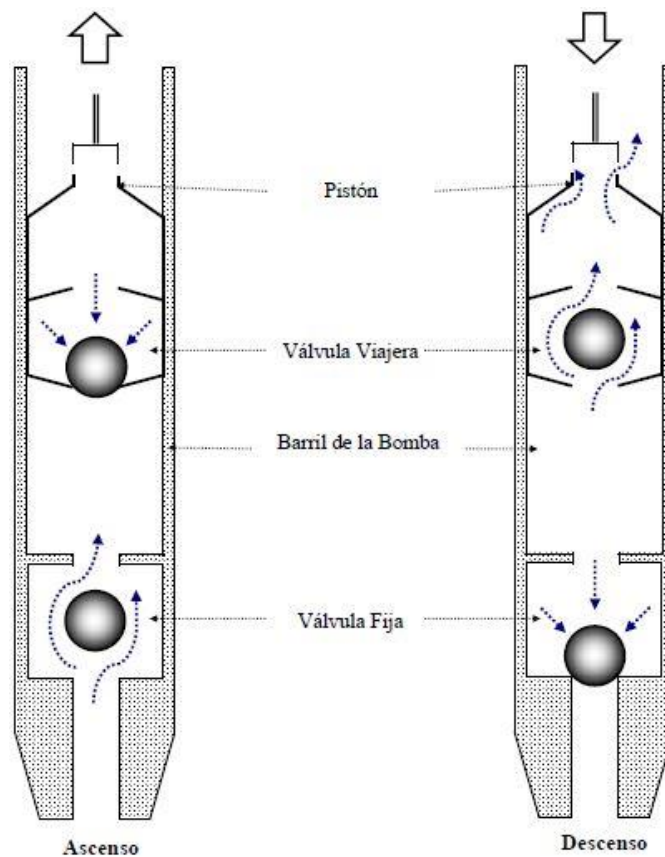
Está formada por una camisa de gran longitud (12’ a 24’) con una válvula de bola, en un extremo inferior, llamada válvula fija (*“standing valve”*). El pistón, que se mueve verticalmente en su interior tiene una longitud que oscila entre 2 a 8 pies, es hueco y también tiene una válvula de bola en el extremo inferior, llamada válvula viajera (*“traveling valve”*).

En el movimiento ascendente del pistón, el fluido que está en su interior más todo lo que está por encima de él se eleva, llegando a superficie, a la vez que por debajo de la válvula del mismo, se está produciendo el llenado de la camisa, debido a la depresión que se produce, ingresando entonces, el fluido por la válvula fija. En la

carrera descendente del pistón, la válvula fija se cierra y se produce la apertura en la válvula viajera transfiriendo el fluido que estaba en la camisa, al interior del pistón (análogo al cilindro de un motor), completándose así el ciclo.

El movimiento del pistón, es transmitido desde la superficie, por una sarta de varillas de acero, con una longitud unitaria entre 6,00 m (20 pies) y 7,00 m (25 pies), enroscadas unas con otras, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie.

Figura 7. Movimientos característicos del recorrido o stroke en la bomba de subsuelo.



Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado “Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa”. (Adaptado)

1.7.1 Funcionamiento de la bomba de subsuelo. Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o nula producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón. Sus partes básicas son el Barril de Trabajo (Cilindro), el Émbolo (Pistón) y las dos válvulas de bola.

La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de succión y se denomina Válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama Válvula Viajera. Dichas válvulas actúan como válvulas de cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

En la carrera ascendente (Figura 8) el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie; creando una depresión sobre la válvula fija, ocasionando la apertura de la misma y por consiguiente el ingreso de fluido desde el revestimiento al interior del barril.

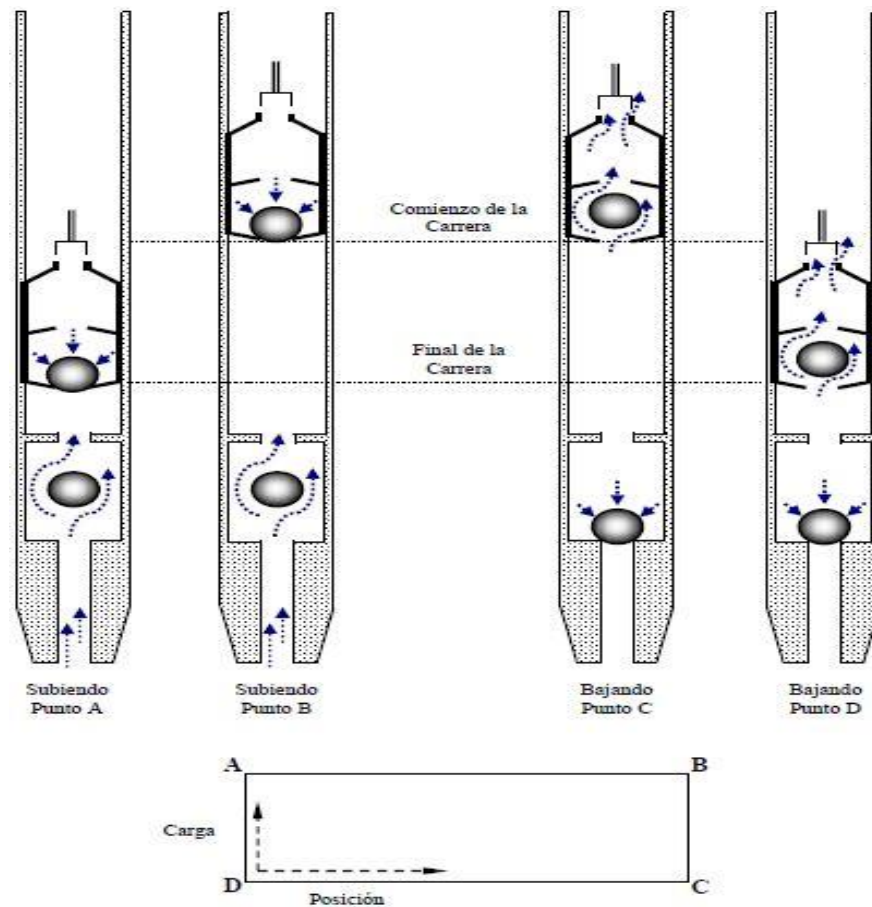
En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Influye en la carga sobre las varillas, la unidad, el torque en la caja reductora y la potencia del motor, por consiguiente, hay que reconocer rápidamente cualquier problema que ocurra en la bomba para de esta forma entrar a encontrar su pronta solución ya que se vería seriamente afectada toda la eficiencia del sistema y por ende la producción del pozo. Para determinar estos problemas es indispensable un correcto análisis de las cartas dinamométricas, tanto cualitativa como cuantitativamente.

1.7.1.1 Acción de las válvulas debido a la carga de fluido. Comprender la función de las válvulas, tanto viajera como fija es de vital importancia, ya que ellas controlan el paso del fluido hasta la bomba y posteriormente al “*tubing*”. El fluido en su migrar a través del sistema de bombeo ejerce una carga sobre el pistón y las varillas. Esto es lo que detecta un dinagrama, que no es más que una gráfica de carga versus posición de la bomba.

En la carta se pueden distinguir cuatro puntos principales y dos movimientos o carreras características: la carrera ascendente y la descendente que forman un recorrido o “*stroke*”.

Figura 8. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena



Fuente: Fuente: Díaz, J. y López, J. (2007). Tesis de pregrado "Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa". (Adaptado)

- **Carrera ascendente:** En el principio de ésta, la válvula viajera se encuentra cerrada (punto A, Figura 8). Es decir. Impide el paso de fluido al tubing, por lo que se dice que levanta el fluido y soporta la carga. Teóricamente la respuesta se debe reflejar inmediatamente, o sea, que la carga se debe transmitir de forma inmediata al principio de la carrera (puntos D hasta A). Mientras tanto la otra válvula se mantiene abierta dejando fluir desde la formación los fluidos que esta contiene hacia el interior de la bomba.

Situación que se mantiene hasta el final de la carrera (punto B). La carga permanece constante en los puntos A y B.

- **Carrera descendente:** Al comenzar ésta, la unidad se encuentra en su punto más alto; como el barril está completamente lleno entonces la válvula viajera se abre permitiendo el paso de fluido hasta el tubing (punto C). De esta manera la válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera (Puntos C a D). Igualmente en ese momento la válvula fija sella el paso de los fluidos de la formación, ocurriendo esto durante el transcurso de la carrera. Cuando la carrera llega a su fin (Punto D) empieza un nuevo ciclo y vuelve nuevamente al punto A. La diferencia entre los puntos A y D o B y C es la carga que ejerce el fluido en el pistón, que de acuerdo con la Figura 8 es transferida de manera instantánea entre dichos puntos.

Esto es cierto si se asume que el fluido es incompresible y que la bomba está totalmente llena, dando un diagrama ideal como el de la Figura 8. Pero en realidad esto no ocurre así, la interferencia de gas o problemas en las válvulas y otros inconvenientes auguran un diagrama más real.

Hasta este punto se ha analizado los diferentes tipos de bomba y enumerado diversos problemas operacionales en el fondo de pozo que determinan de alguna forma la escogencia y utilización de un tipo de bomba en especial. El saber determinar estos problemas da una idea de la solución requerida para solucionarlo. Pero para saber qué tipo de problema o problemas se enfrentan es necesario saber realizar un análisis cualitativo del dinagrama de pozo en cuestión.

2. INSTALACIÓN Y RECONOCIMIENTO DEL EQUIPO WELL ANALYZER

2.1 GENERALIDADES DE ANALIZADOR DE POZO (*WELL ANALYZER*)

El analizador de pozo es un sistema integrado de adquisición de datos, que permite al ingeniero de producción maximizar la producción de gas o petróleo y minimizar los gastos de operación. Combinando las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido, dinamómetro, potencia y respuesta de transientes de presión, se pueden determinar, entre otros parámetros, la productividad del pozo, la presión del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo y el desempeño del pozo.

Figura 9. Analizador de pozo.



Fuente: Manual TWM. (2009).

<http://www.echometer.com/Software/TotalWellManagement>

Este sistema portátil está basado en un convertidor análogo a digital de precisión, controlado por un computador con aplicaciones basadas en Windows. El analizador de pozo adquiere, almacena, procesa, despliega y administra los datos en el sitio del pozo para dar un análisis inmediato de las condiciones de operación del pozo. El instrumento es compacto, fuerte y está diseñado para ser usado en condiciones climáticas adversas.

El analizador de pozo es una unidad electrónica compacta que se controla por medio de un computador portátil que opera con el programa Total Well Management (TWM), esta unidad adquiere y digitaliza las señales recibidas por el micrófono y el transductor de presión instalados en la pistola a gas, al igual que las señales emitidas por la celda de carga y el acelerómetro instalados en la varilla lisa, estas señales son enviadas al computador para su procesamiento. Este analizador contiene una batería interna de 12 voltios, esta es una batería de 2.5 Amp-hora.

2.2 PISTOLA A GAS

La pistola a gas es utilizada para realizar el estudio acústico del pozo (Figura 10), contiene una cámara que es cargada con gas comprimido (Generalmente, CO₂), para ser disparada por el anular de los pozos y crear una pulsación acústica, que viaja a través del gas hacia el fondo del pozo; las reflexiones de este pulso son convertidas a señales eléctricas por medio de un micrófono de alta resolución que se encuentra instalado en la pistola y son digitalizadas y almacenadas en el computador. Mediante este procedimiento se obtiene información como presión en cabeza y en fondo, niveles de fluido y conteo de collares de tubería, entre otros.

Figura 10. Pistola a gas.



*Fuente: Manual TWM. (2009).
<http://www.echometer.com/Software/TotalWellManagement>*

2.3 TRANSDUCTORES

A continuidad se presentan los tres tipos de transductores que se emplean en la toma de las pruebas dinamométricas, de nivel y de ascenso de presión.

2.3.1 Transductor de presión. Las medidas de presión del revestimiento se hacen con un transductor electrónico que se instala en la pistola a gas. Ver Figura 11.

Figura 11. Transductor de presión.



*Fuente: Manual TWM. (2009).
<http://www.echometer.com/Software/TotalWellManagement>*

El transductor estándar tiene un rango de operación de 0 a 1500 psi. La placa del transductor de presión tiene un número de serie y seis coeficientes que se usan para calcular la presión a partir de los datos de salida del transductor. Los coeficientes se entran en la pantalla de instalación antes de hacer una prueba.

2.3.2 Celda de carga tipo herradura (HT). La celda de carga tipo herradura es un transductor altamente exacto diseñado para proveer un valor de carga preciso para la toma de dinagramas (Figura 12); esta celda de carga se ubica en la varilla lisa, entre la abrazadera permanente de la varilla lisa y la barra portavarillas.

Figura 12. Celda de carga tipo herradura (HT).



Fuente: Manual TWM. (2009).

<http://www.echometer.com/Software/TotalWellManagement>

Esta tiene también un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla lisa por medio de integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.

2.3.3 Celda de carga de la barra lisa (PRT). El transductor de varilla lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro (Figura 13), este consiste en una abrazadera tipo C la cual se localiza en la varilla lisa.

Figura 13. Celda de carga de la barra lisa (PRT)



Fuente: Manual TWM. (2009).

<http://www.echometer.com/Software/TotalWellManagement>

Este transductor contiene medidores extremadamente sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la varilla lisa debido al cambio en la carga durante una carrera de la bomba. Este transductor también tiene un sensor de aceleración.

3. MODELO MATEMÁTICO

El bombeo mecánico de petróleo es el método de extracción de crudo más ampliamente utilizado en los yacimientos de gran parte del mundo. Se basa, fundamentalmente en una bomba de pistón dispuesta en el fondo de un que recibe el movimiento alternativo generado por un aparato individual de bombeo mecánico (AIBM) situado en la superficie. La transmisión de movimiento desde la superficie al fondo del pozo se hace mediante una sucesión de varillas de bombeo unidas entre sí, conocida usualmente como sarta.

Dado que la relación entre longitud y diámetro de la sarta es de varios órdenes de magnitud, la esbeltez del sistema hace que se comporte como si fuese muy elástico independientemente del material con que esté construido. Además, dado que las varillas se desplazan dentro de un tubo que transporta el fluido bombeado hasta la superficie (tubing), parte de la fuerza ejercida por el aparato de bombeo se disipa en el contacto de la sarta con baño líquido que la rodea y en eventuales contactos con el tubing. Todo ello hace que lo que sucede en la boca del pozo diste notoriamente de lo que ocurre en el fondo del mismo y, si bien lo ideal para conocer lo que sucede en la bomba sería contar con dinamómetros de fondo, esto está lejos de ser económicamente viable.

Desde la década de 1960, los productores han puesto gran énfasis en los métodos matemáticos para predecir, diseñar y diagnosticar sistemas de bombeo mecánico (Liu et al., 2004). En 1963 Gibbs presentó el modelo matemático unidimensional de la dinámica de la sarta, el cual contempla una ecuación diferencial de segundo orden en derivadas parciales y sus correspondientes condiciones de borde. Si bien se han hecho numerosos desarrollos desde su formulación, la ecuación de Gibbs continúa siendo actualmente la base de la mayoría de los cálculos dinamométricos

en sistemas de bombeo mecánico (*Takács, 1993*), y es la base del trabajo que aquí se expone.

En este trabajo se muestran los primeros avances logrados en el desarrollo de instrumentos de diagnóstico para instalaciones de bombeo mecánico de petróleo. Se presenta un método para determinar la CDF a partir de la CDS resolviendo la ecuación de Gibbs mediante diferencias finitas. Se discute, además, la determinación del coeficiente de disipación y se propone su determinación a través del cálculo de la aceleración del baricentro del sistema.

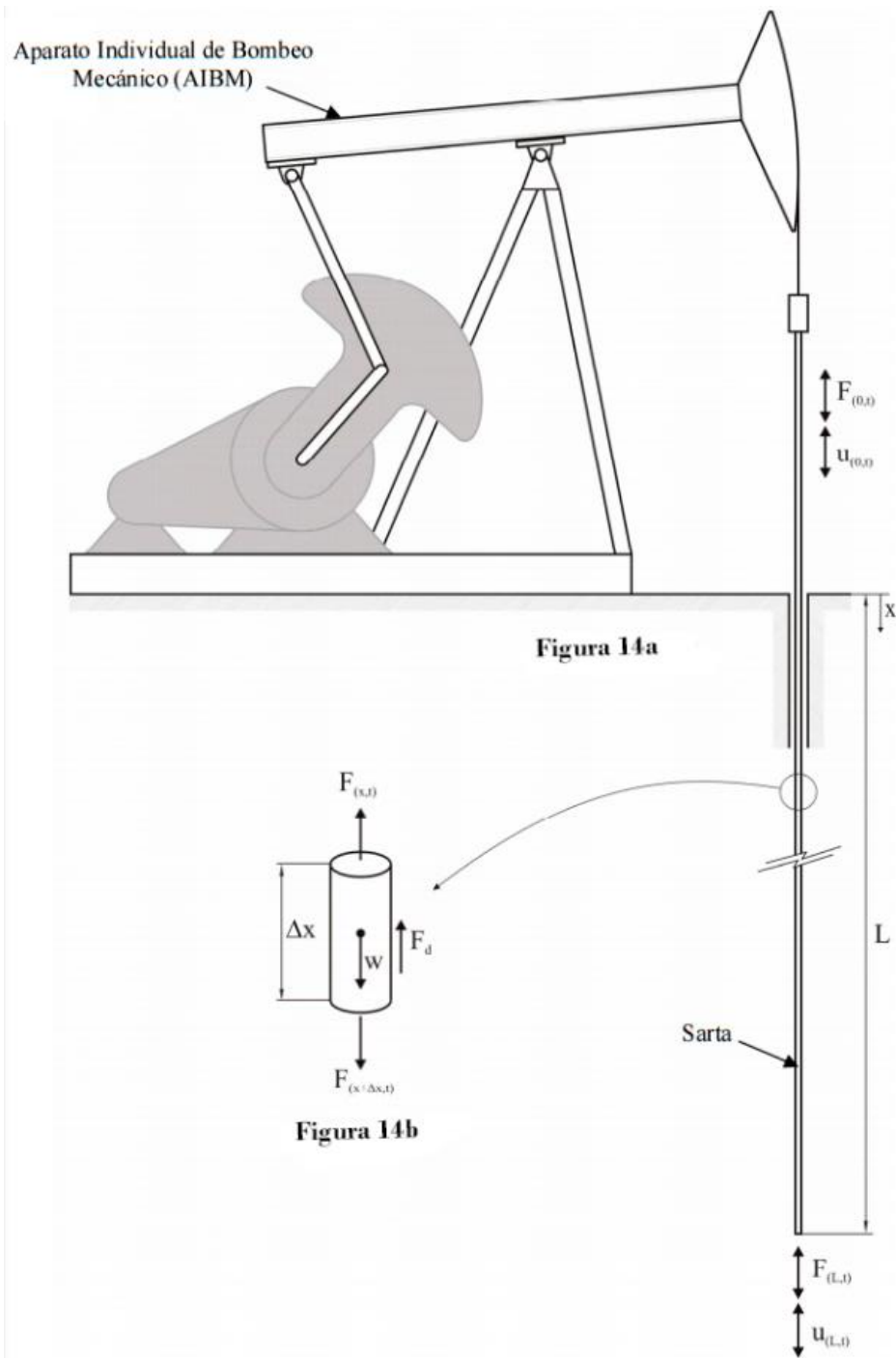
3.1 DINÁMICA DE LA SARTA

La sarta empleada en los equipos de bombeo está formada por una sucesión de varillas unidas entre sí. Se pueden encontrar diferentes tipos y diámetros de varillas dentro de la sarta, ordenadas de modo que su diámetro va disminuyendo a medida que se alejan de la boca del pozo y se acercan a la bomba. Esto se logra conformando la sarta por tramos de distinto diámetro, siendo cada tramo la unión de varias varillas iguales.

El análisis siguiente se hace asumiendo que todas las varillas son de igual diámetro y material, es decir, sobre un tramo, pero el resultado puede extenderse rápidamente a los casos reales mencionados. El objetivo es, haciendo uso de las variables medidas en superficie $F_{(0,t)}$ y $u_{(0,t)}$, inferir sus homólogas en el final del tramo $F_{(L,t)}$ y $u_{(L,t)}$ (Figura 14a).

La ecuación gobernante de la dinámica de la sarta surge de aplicar la ley de conservación de cantidad de movimiento a un segmento de la misma, ilustrado en la (Figura 14b).

Figura 14. Dinámica de la sarta



Fuente: Vignolo, G. y Vásquez J. (2009). Paper "Método de cálculo de cartas dinámicas de fondo a partir de cartas de superficie".

Si se aplica el balance de cantidad de movimiento en la dirección axial a un segmento de sección transversal A y masa m_v y densidad ρ , como el ilustrado en la Figura 1b, se tiene:

$$\begin{aligned} \sum F_x &= m_v a \rightarrow F_d + F_{(x,t)} - w - F_{(x+\Delta x,t)} = m_v a \\ &\rightarrow F_{(x+\Delta x,t)} - F_{(x,t)} + w - F_d = m_v \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \end{aligned} \quad (1)$$

Donde a es la aceleración del elemento en la dirección axial, F es la fuerza que éste trasmite, w es su peso sumergido y F_d es la fuerza de disipación. Además, se sabe que:

$$\frac{\partial F_{(x,t)}}{\partial x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{F_{(x+\Delta x,t)} - F_{(x,t)}}{\Delta x}, \text{ y } m_v = \rho A \Delta x \quad (2)$$

Reemplazando las ecuaciones (2) en la ecuación (1) se tiene

$$\Delta x \frac{\partial F_{(x,t)}}{\partial x} + w - F_d = -\rho A \Delta x \frac{\partial^2 u_{(x,t)}}{\partial t^2} \quad (3)$$

Mediante la Ley de Hooke se puede expresar la fuerza en función de la deformación, de la forma:

$$F_{(x,t)} = \frac{\partial u_{(x,t)}}{\partial x} EA \quad (4)$$

Si se considera que la fuerza disipativa F_d es de origen viscoso y se considera que la porción de varilla está sumergida en un baño de fluido,

$$F_d = b \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} , \quad y \quad w = \rho_{ap} A \Delta x g \quad (5)$$

b es el coeficiente de disipación viscosa y ρ_{ap} es la densidad aparente, resultante de restar la densidad del material de la varilla, ρ , a la del fluido circundante, ρ_L .

Reemplazando (4) y (5) en (6) se tiene:

$$EA \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial x^2} + \rho_{ap} Ag - \frac{b}{\Delta x} \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} = \rho A \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial t^2} \quad (6)$$

Si se llama $B = \frac{b}{\Delta x}$ se llega a la ecuación gobernante, denominada ecuación de GIBBS:

$$EA \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial x^2} + \rho_{ap} Ag - B \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} = -\rho A \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial t^2} \quad (7)$$

3.2 MODELO DE DIFERENCIAS FINITAS

Si bien se han propuesto métodos analíticos para resolver la ecuación (7), su empleo no es usual dado que implican desarrollos en series (*Schafer and Jennings, 1987*). Por ello, el método más comúnmente utilizado es el de diferencias finitas (*Burden and Faires, 2002*), y es el adoptado en este trabajo. La ecuación de diferencias asociada queda determinada por:

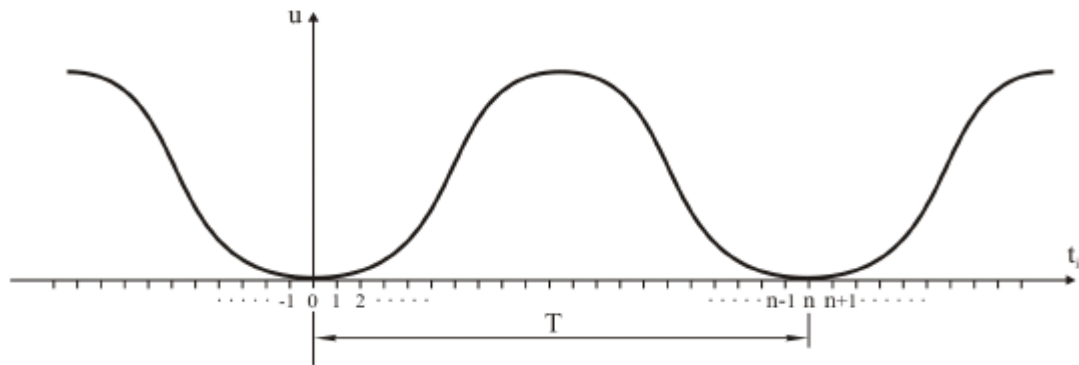
$$\begin{aligned}
E \cdot A \cdot \frac{u(x_{i+1}, t_j) - 2u(x_i, t_j) + u(x_{i-1}, t_j))}{\Delta x^2} + (\rho - \rho_L) \cdot A \cdot g - B(t) \cdot \frac{u(x_i, t_{j+1}) - u(x_i, t_{j-1}))}{2 \cdot \Delta t} \\
= -\rho \cdot A \cdot \frac{u(x_i, t_{j+1}) - 2u(x_i, t_j) + u(x_i, t_{j-1}))}{\Delta t^2}
\end{aligned} \quad (8)$$

El valor de $u(x_0, t_j)$ es un dato (para todo j) de la CDS, mientras que el valor de $u(x_1, t_j)$ puede obtenerse haciendo uso de la misma. El procedimiento usual para la determinación de $u(x_1, t_j)$ hace uso de la ecuación (4). Si se adoptan también en el punto inicial diferencias de segundo orden y se utilizan los datos de la CDS, (x_0, t_j) y $F(x_0, t_j)$, resulta.

$$\begin{aligned}
u(x_1, t_j) = \frac{\Delta x^2}{2 \cdot E \cdot A} \left[(\rho_L - \rho) \cdot A \cdot g + B(t) \cdot \frac{u(x_0, t_{j+1}) - u(x_0, t_{j-1}))}{2 \cdot \Delta t} \right] \\
- \frac{\Delta x^2}{2 \cdot E \cdot A} \left[\rho \cdot A \cdot \frac{u(x_0, t_{j+1}) - 2u(x_0, t_j) + u(x_0, t_{j-1}))}{\Delta t^2} \right] + u(x_0, t_j) + \frac{F(x_0, t_j) \cdot \Delta x}{E \cdot A}
\end{aligned} \quad (9)$$

Como $u(x, t)$ es periódico en t , entonces se cumple que $u(x_i, t_{-1}) = u(x_i, t_{n-1})$ y $u(x_i, t_{n+1}) = u(x_i, t_1)$, como puede verse en la Figura 15.

Figura 15. Representación del desplazamiento, u , en función del tiempo en una sección de la sarta



Fuente: Vignolo, G. y Vásquez J. (2009). Paper "Método de cálculo de cartas dinámométricas de fondo a partir de cartas de superficie".

Para obtener $u(x, t)$ desde x_2 hasta x_m se plantea la ecuación de diferencias (8) desde el punto x_1 hasta x_{m-1} .

$$u(x_{i+1}, t_j) = \frac{\Delta x^2}{E \cdot A} \cdot \left[-\rho \cdot A \cdot \frac{u(x_i, t_{j+1}) - 2 \cdot u(x_i, t_j) + u(x_i, t_{j-1}))}{\Delta t^2} + (\rho_L - \rho) \cdot A \cdot g \right] + \frac{\Delta x^2}{E \cdot A} \left[B_{(t)} \frac{u(x_i, t_{j+1}) - u(x_i, t_{j-1}))}{2 \cdot \Delta t} \right] + 2u(x_i, t_j) - u(x_{i-1}, t_j) \quad (10)$$

3.3 SARTA COMPUESTA DE TRAMOS DIFERENTES

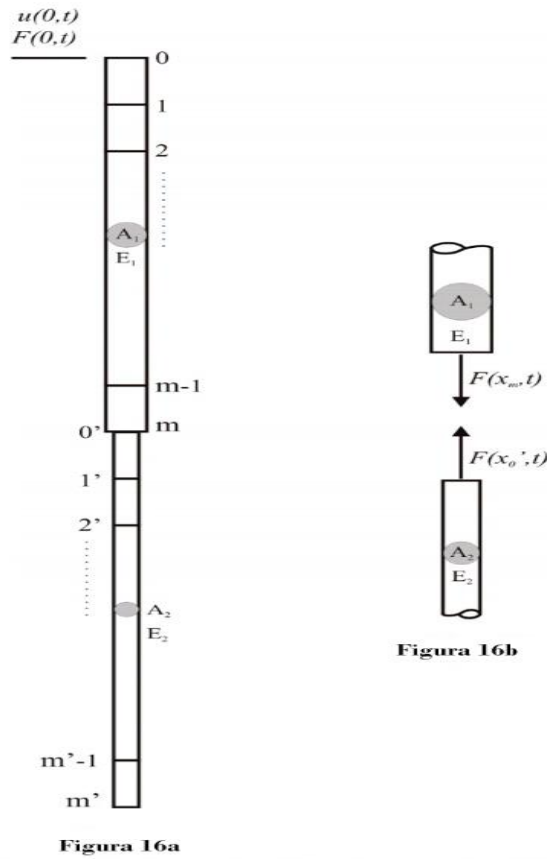
Cuando la sarta está compuesta por tramos diferentes (Figura 16a), debe considerarse la relación entre cada uno de los tramos, es decir, el desplazamiento y la fuerza transmitida al final de un tramo son iguales a los del inicio del tramo siguiente (Figura 16b).

Dado que se conocen las condiciones en el borde superior del primer tramo (a través de la CDS), puede obtenerse $u(x_m, t)$ mediante las ecuaciones. (9) y (10), empleando como datos: $A1$, $E1$, $u(x_0, t)$ y $F(x_0, t)$.

Para poder calcular $u(x', t)$ en el segundo tramo, es necesario conocer $F(x_m, t)$. Esto se logra utilizando diferencias hacia atrás en la derivada primera del desplazamiento en x_m (Burdenand Faires, 2002; Chapra and Canale, 2006).

$$F(x_m, t) = E \cdot A \cdot \frac{3 \cdot u(x_m, t) - 4 \cdot u(x_{m-1}, t) + u(x_{m-2}, t)}{2 \cdot \Delta x} \quad (11)$$

Figura 16. Representación dos tramos de sarta (a) y de la transmisión de fuerzas entre ellas (b).



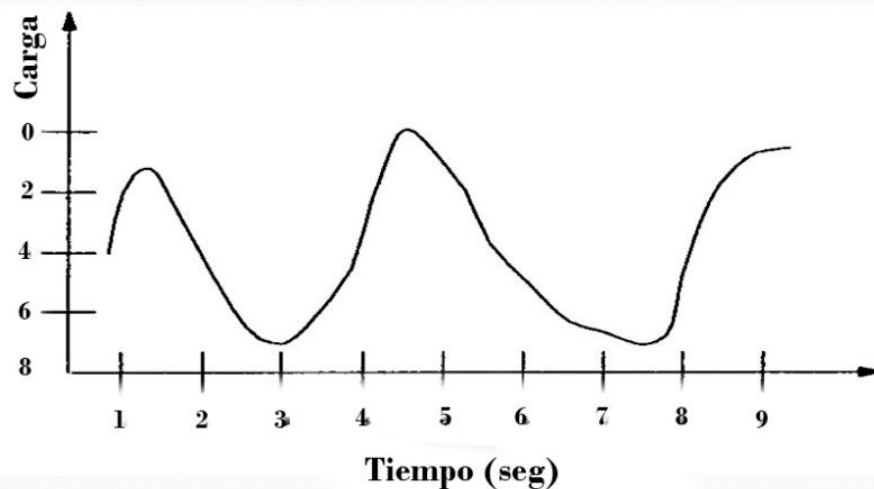
Fuente: Vignolo, G. y Vásquez J. (2009). Paper "Método de cálculo de cartas dinámicas de fondo a partir de cartas de superficie".

Como $u(x_m, t) = u(x_0', t)$ y $F(x_m, t) = F(x_0', t)$ en la Figura 16b, puede calcularse $u(x_{m'}, t)$ y $F(x_{m'}, t)$ con el mismo procedimiento empleado en el primer tramo utilizado como datos: $A_2, E_2, u(x_0', t)$ y $F(x_0', t)$. Este proceso se repite hasta llegar al último tramo de la sarta, donde $u(X_m^{(\cdot)}, t)$ y $F(X_m^{(\cdot)}, t)$ representan el desplazamiento y la fuerza sobre la bomba respectivamente.

4. DINAMÓMETRO

La palabra dinamómetro viene del griego; dina, medición de fuerza y metro, magnitud. Por tanto, un dinamómetro para varilla lisa es un dispositivo con el que se toma un registro continuo del patrón de fuerzas a través del desplazamiento de la misma. Dicho lo anterior, el dinamómetro es un indicador de peso que registra las cargas sobre la varilla lisa y la respectiva posición de la misma; ambos registros se toman con respecto al tiempo.

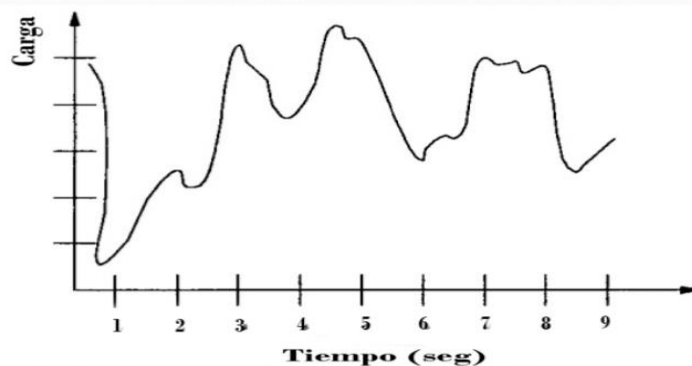
Figura 17. Registro de cargas / desplazamiento Vs tiempo



*Fuente: Recuperado de
<https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>*

Con este tipo de gráficas se toman los datos correspondientes a una carta dinamométrica superficial, la cual debe interpretarse para obtener una carta dinamométrica de la bomba que permita diagnosticar el comportamiento del aparejo de bombeo mecánico.

Figura 18. Registro de carga vs tiempo



Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

Los datos superficiales ya antes obtenidos de carga y desplazamiento contra el tiempo se meten a un software que además requiere información sobre el diseño de la sarta de varillas de succión y otros parámetros relativos al diseño.

Como resultado se obtiene la carta dinamométrica a la profundidad de colocación de la bomba de la cual se determinan sus condiciones de operación.

El dinamómetro se utiliza para hacer dos tipos diferentes de análisis:

- **De rutina del pozo:** El objetivo es evaluar todos los datos obtenidos para mejorar la operación de los equipos de bombeo mecánico, además guiará a una selección más económica del equipo y a una reducción de los costos de operación.
- **De los problemas en el pozo:** La información por si sola del dinamómetro no es suficiente por tanto se necesita de la cooperación del personal para una buena interpretación de datos. El ingeniero de producción tiene como objetivo la determinación y eliminación de la causa de problemas.

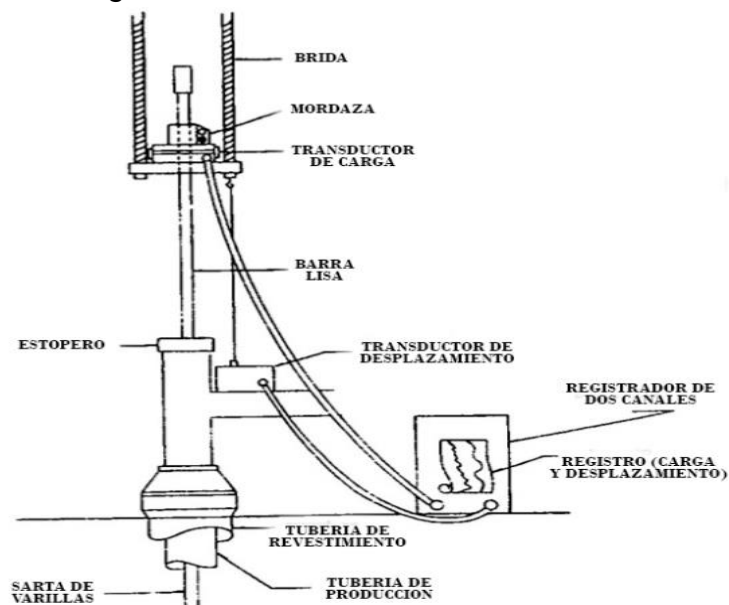
Para llevar a cabo la prueba del dinamómetro en el campo, es deseable que se conozca información referente de:

- La instalación del equipo
- Historia operativa del pozo, del equipo en servicio y el conocimiento de las condiciones del yacimiento.
- Pruebas de los fluidos de producción, preferentemente un día antes de que la prueba del dinamómetro se lleve a cabo.
- Datos de velocidad de bombeo, la longitud de carrera de la varilla lisa, etc.

El conocimiento completo del comportamiento de bombeo con varillas puede reducir los costos de producción e incrementar la proporción de aceite recuperado.

4.1 DINAMÓMETRO ELÉCTRICO DELTA II

Figura 19. Dinamómetro eléctrico delta II

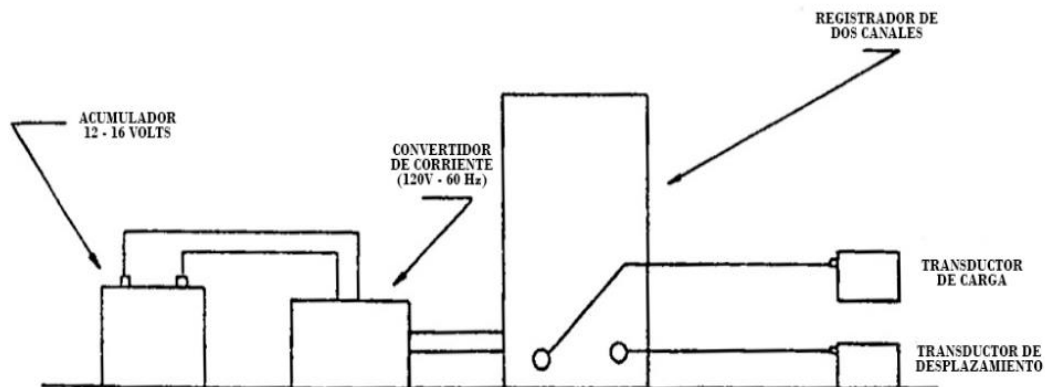


Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

Es uno de los dinamómetros más importantes y desarrollados. Sus principales componentes son:

- **Transductor de carga:** Es un registrador de esfuerzos de alta sensibilidad que mide las cargas debidas a la compresión, las cuales cambian la resistencia del registrador. Las diferencias resultantes de potencial en los registradores son grabadas al lado derecho en forma de Carga Vs Tiempo.
- **Transductor de posición o desplazamiento:** Es un servo-mecanismo el cual acciona a la bobina del potenciómetro. Los cambios de potencial a través de la bobina son grabadas en el lado izquierdo del registrador de dos canales en forma de desplazamiento contra tiempo.
- **Registrador de dos canales:** Es un sistema de grabación portátil diseñada para medir variables tales como esfuerzos, presiones, velocidades, aceleraciones, etc., éste registrador opera a 60 ciclos y con una potencia de 115 v. obtenida de un convertidor que es operado a partir de una batería de automóvil.

Figura 20. Elementos que integran el dinamómetro eléctrico delta II



Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquehorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

Interpretación de la carta dinamométrica: En el año de 1959, el centro de investigaciones de Kansas City, Missouri, desarrolló un procedimiento para una computadora eléctrica analógica, que relacionó el patrón de esfuerzos en la varilla pulida con la carga en la bomba subsuperficial, es decir, la carta dinamométrica que hizo posible el análisis exacto del comportamiento de la bomba.

También S. G. Gibbs, desarrolló una técnica para generar una carta dinamométrica de la bomba subsuperficial muy exacta, a partir de una carta dinamométrica superficial, utilizando un modelo matemático para resolver la ecuación de transmisión de ondas de esfuerzos mediante computadora.

Beneficios: La información que se obtiene con estos métodos, además de ser exacta, permite obtener datos importantes como:

- Existencia de fugas.
- Movimientos de la tubería de producción.
- Cartas dinamométricas a diferentes profundidades a lo largo de la sarta de varillas.
- Mal funcionamiento de anclas o empaques.
- Fricción, etc.

Carta Dinamométrica: Es un diagrama de carga contra desplazamiento resultante del registro de todas las fuerzas que actúan sobre la varilla pulida con respecto a su posición en cualquier instante durante el ciclo de bombeo. El diagrama registrado está dado con la posición de la varilla pulida en la abscisa y la carga en la ordenada.

Mediante el dinamómetro es posible obtener la siguiente información:

1. Cargas en el equipo superficial.

Debido a que el dinamómetro proporciona una gráfica continua de carga y desplazamiento de la varilla pulida vs tiempo es posible determinar.

- a) Cargas máximas y mínimas en la estructura de la unidad de bombeo.
- b) Torsión en el reductor de engranes y en el motor principal, cuando se conocen los factores de torsión.
- c) Trabajo realizado por la varilla pulida para elevar el fluido y vencer la fricción.
- d) Contrabalanceo apropiado.

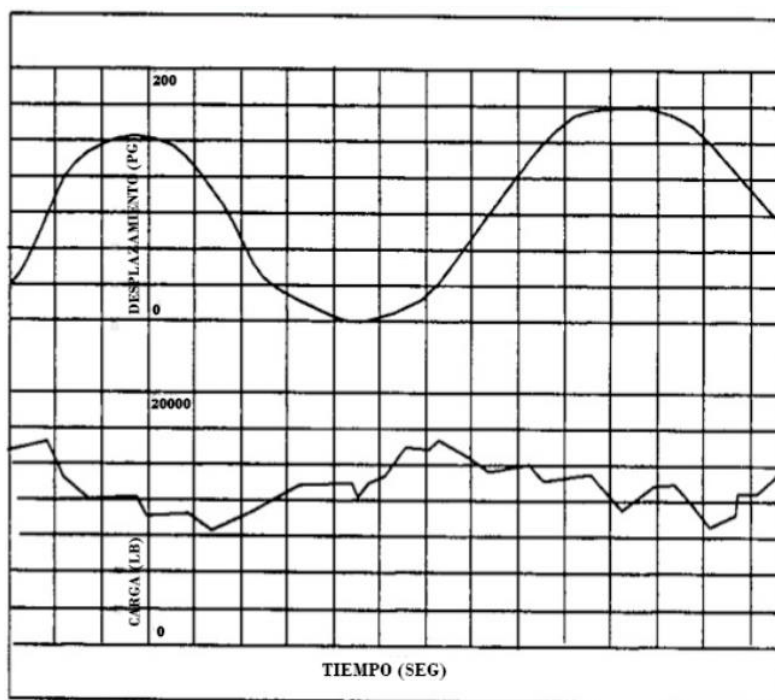
2. Cargas en la sarta de varillas.

- a) Carga máxima, mínima, esfuerzos en las varilla y rango de cargas.
- b) Número de inversiones de carga por ciclo de la manivela.

3. Comportamiento de la bomba subsuperficial.

El sistema de bombeo mecánico puede compararse con un sistema de transmisión, la bomba como transmisor y el dinamómetro en la varilla pulida como receptor.

Figura 21. Registro de carga y desplazamiento Vs. tiempo obtenidos con el dinamómetro eléctrico delta II



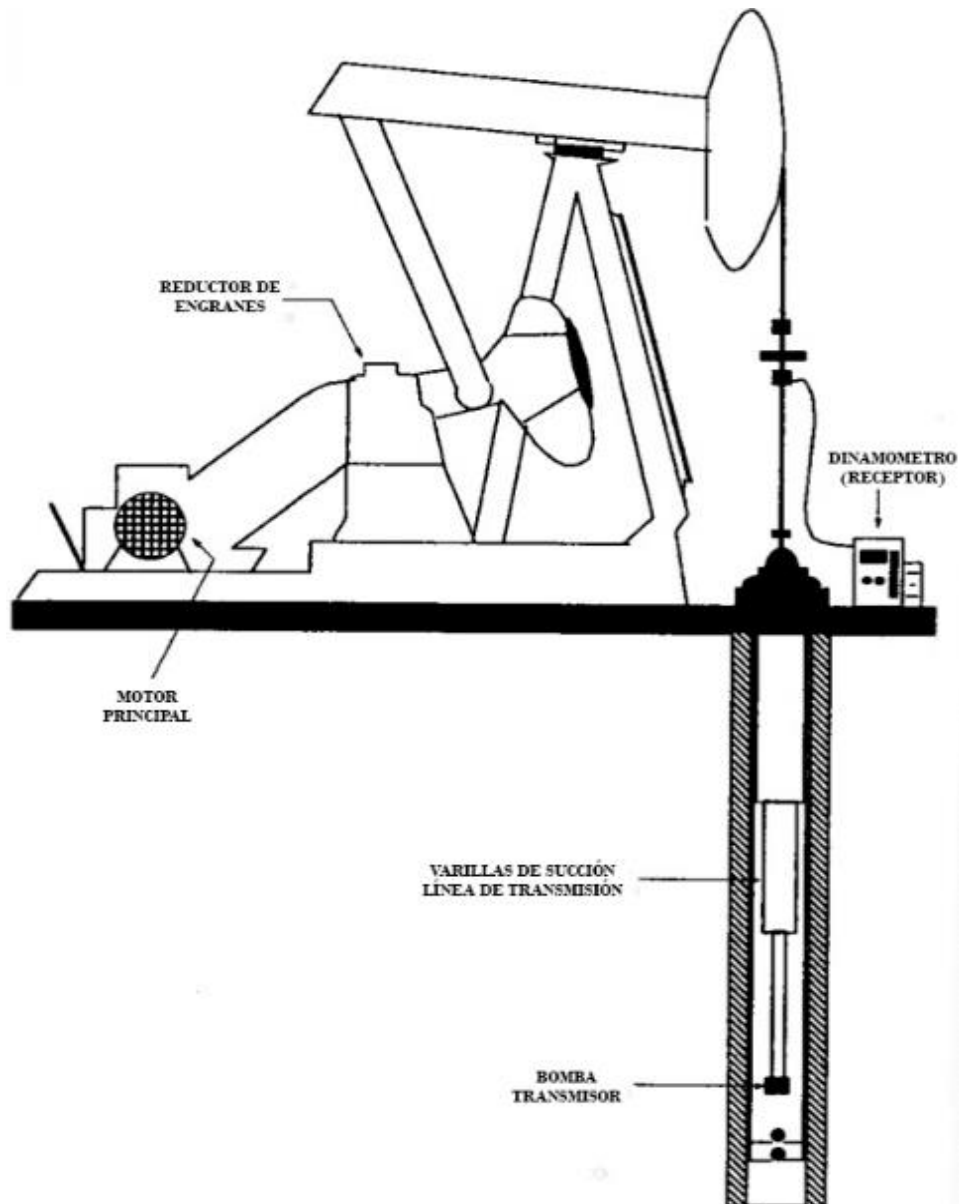
Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

Cada vez que la bomba realiza una carrera, se envía una señal de fuerza a lo largo de la sarta de varillas a una velocidad de 15800 [pies/segundo], hasta la superficie, donde se registra por medio del dinamómetro. Cada condición distinta en el fondo del pozo, envía una señal de fuerza diferente a la superficie y en algunos casos, un analista experimentado, puede determinar el comportamiento de la bomba, e interpretando la forma del perfil de la gráfica dinamométrica para diagnosticar:

- ✓ Condiciones de trabajo de las válvulas viajera o fija.
- ✓ La existencia de golpeteo de fluidos y su magnitud.
- ✓ Candado de gas en la bomba.
- ✓ Fricción excesiva.

- ✓ Si la bomba está o no bombeando en vacío.
- ✓ Condición de sobreviaje del émbolo o reducción del viaje del mismo.

Figura 22. Comparación del sistema de bombeo mecánico con un sistema de comunicación



Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

Limitaciones en la interpretación visual

En pozos someros, donde la carga de varillas y fluido se comportan como una masa concentrada, la carta dinamométrica superficial es suficiente para determinar las cargas y diagnosticar problemas desde el motor principal hasta la bomba subsuperficial.

En cambio para pozos profundos, la naturaleza elástica de la sarta de varillas presenta un patrón de carga más complejo y la interpretación de la carta para diagnosticar problemas pozo abajo es casi siempre imposible.

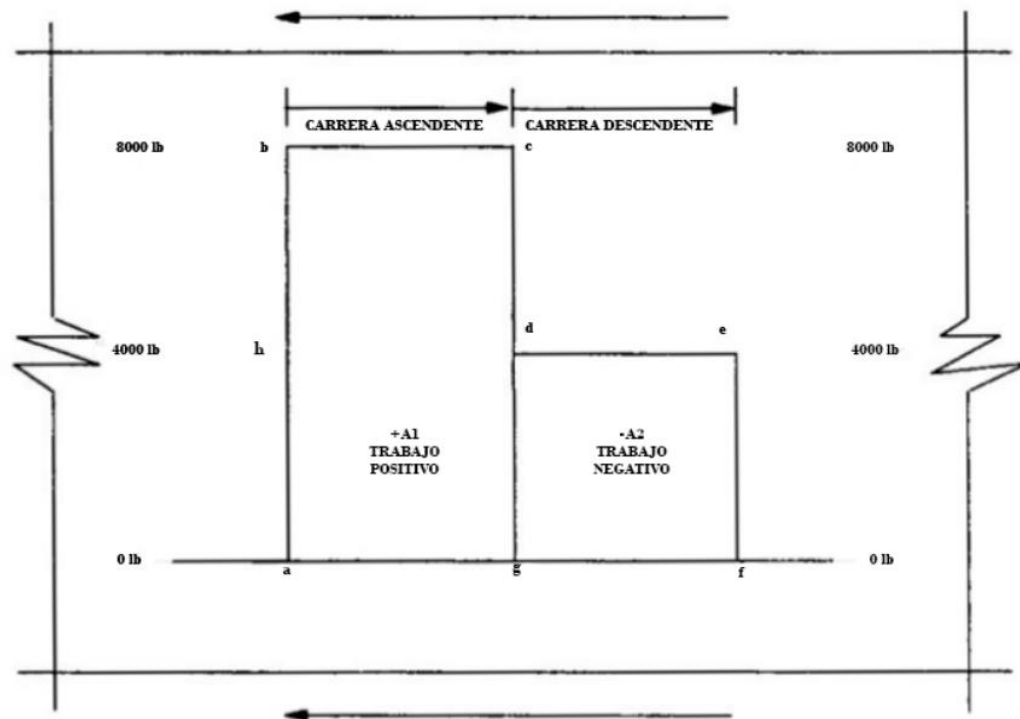
La información que puede obtenerse de la interpretación visual es cualitativa y su éxito depende de la experiencia del analista.

Construcción de una carta dinamométrica típica

La construcción se realiza descomponiendo a la carta en sus más simples elementos y paso a paso se incluyen las deformaciones que sufre, hasta obtener la forma de la carta dinamométrica típica.

Supongamos que la varilla pulida de la unidad de bombeo empieza a levantar la carga lentamente hasta la parte superior de la carrera. En este momento la masa concentrada se cambia por otra más pequeña equivalente al peso de las varillas solas y regresa al fondo de la carrera también lentamente.

Figura 23. Patrón de cargas en la barra lisa



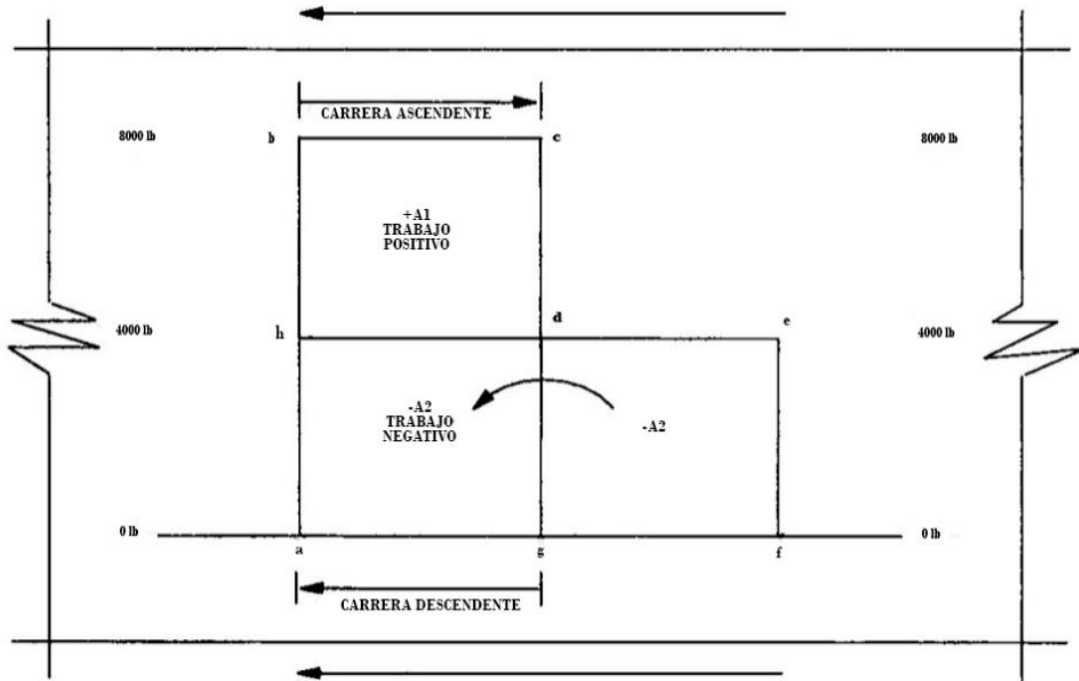
Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

El área A1(a, h, b, c, d, g) es proporcional al trabajo positivo realizado por la unidad en la varilla pulida para elevar a las varillas y al fluido. El área A2 (d, e, f, g) es proporcional al trabajo negativo realizado por las varillas flotando conforme son jaladas hacia abajo por la fuerza de gravedad.

Estas cartas representan movimiento, hacia delante en la carrera ascendente y hacia atrás en la carrera descendente.

La imagen anterior debe doblarse de modo que pueda apreciarse la diferencia entre las áreas (A1-A2), es decir, el trabajo neto realizado.

Figura 24. Trabajo neto



Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

Este rectángulo (h, b, c, d), describe un comportamiento ideal de la operación de la bomba, de acuerdo a la secuencia del ciclo de bombeo.

Comportamiento Ideal.

- a) En el punto h, la válvula viajera se cierra y se inicia la carrera ascendente del émbolo.
- b) Del punto h al punto b, la carga del fluido es transferida de la tubería de producción a la sarta de varillas.

- c) En el punto b, la válvula de pie abre y permite la entrada de fluidos del pozo, al barril de la bomba.
- d) De b a c, la carga de fluido es elevada al embolo, al mismo tiempo que se está llenando el barril de la bomba.
- e) En el punto c, se cierra la válvula de pie y se inicia la carrera descendente del émbolo, permaneciendo cerrada la válvula viajera.
- f) De c a d, la carga de fluido es transferida de las varillas a la tubería de producción.
- g) En el punto d, se abre la válvula viajera y se establece la comunicación entre el fluido del barril y el fluido de la tubería de producción.
- h) De d a h, el embolo desplaza el fluido del barril de la bomba, a través de la válvula viajera, hacia la parte superior del embolo. A partir del punto h el ciclo se repite.

4.2 DINAGRAMA

Es un instrumento indispensable cuando se utiliza bombeo mecánico como levantamiento artificial. Éste registra y mide en forma continua las cargas y las deformaciones que soporta la varilla lisa y como resultado muestra las cartas dinamométricas correspondientes que deben ser interpretadas para determinar los problemas que existen en el fondo del pozo y dar las soluciones pertinentes. El gráfico final representa la Carga vs. Posición y se obtiene conociendo la carrera correspondiente del vástago del balancín.

El bombeo mecánico sigue siendo el método de levantamiento artificial más utilizado. Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert W.E. y

Fagg W., donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición, para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

Los primeros dinamómetros fueron utilizados a principios de los años veinte, desde entonces, tanto el hardware como los métodos de evaluación han mejorado considerablemente haciendo que la medición simultánea de diversos parámetros dinámicos (kilovatios de entrada, factor de potencia, torque del motor, torque de la caja reductora, velocidad, aceleración, carga, etc.) sea económicamente posible, es así que las primeras y más importantes interpretaciones cualitativas, se han convertido en métodos de análisis exactos, sofisticados y altamente confiables.

La característica básica del dinamómetro electrónico es que los transductores electrónicos (en lugar de los dispositivos mecánicos o hidráulicos) son utilizados para medir las cargas del pozo y los desplazamientos de la varilla. Un dinamómetro de este tipo permite no sólo elaborar las cartas dinamométricas de superficie, sino también, suministra datos básicos para construir las cartas dinamométricas de fondo.

Los desarrollos más recientes se han concentrado en refinar las técnicas de interpretación de las características de esta curva de carga-desplazamiento para lograr un análisis detallado del sistema, dentro de estos desarrollos cabe mencionar:

- El porcentaje de llenado de la bomba.
- El desplazamiento de la bomba en barriles por día.
- Operación y fuga de las válvulas de la bomba.
- Distribución de carga en la sarta de varillas.
- Carga de fatiga y colapso de varillas.
- El desplazamiento efectivo del pistón de la bomba.
- La velocidad de bombeo.

- Si la carga máxima y mínima de la barra lisa están dentro de la capacidad de la unidad de bombeo y de las varillas.

4.3 TIPOS DE DINAGRAMA

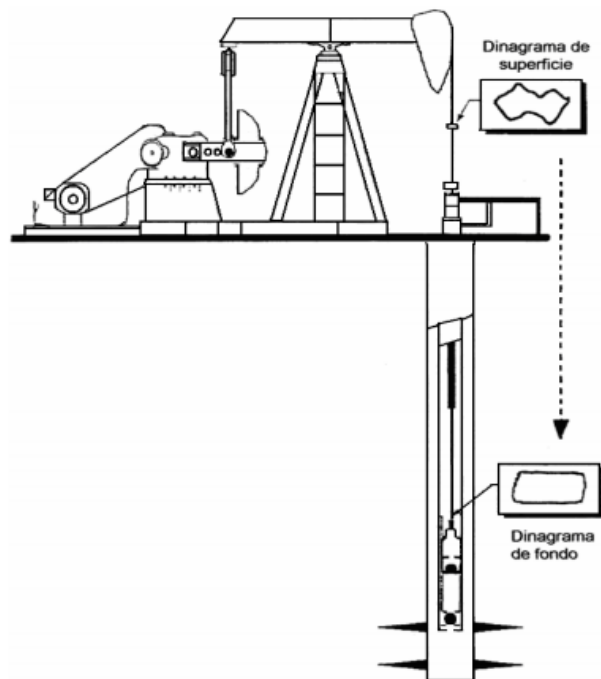
Existen dos tipos de dinagramas: dinagrama de superficie y dinagrama de fondo, siendo este último el más adecuado y más fácil de interpretar ya que su forma depende únicamente de los que esté pasando en la bomba.

4.3.1 Dinagrama de superficie: El dinagrama de superficie es un registro de cargas, sobre la barra pulida para determinar en superficie el comportamiento de la bomba durante cada ciclo de bombeo.

4.3.2 Dinagrama de fondo: Para entender la forma de un dinagrama de fondo es necesario comprender las condiciones físicas en las que está operando el barril, el pistón y las válvulas en el ciclo de bombeo.

Un Downhole card o dinagrama de fondo es un dinagrama de “Carga Vs Posición” de la primera varilla por encima de la bomba y es obtenido por medio de la ecuación de onda mediante la cual se construye la carta de fondo de la bomba y se determina la carga sobre los tramos de varilla donde son construidos

Figura 25. Esquema de los dos tipos de dinagramas y las posiciones de donde son construidas



Fuente: Navarrete, J., Torrez, J. (2000). Tesis de pregrado "Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas".

Gráfica que muestra los dos tipos de dinagramas y las posiciones de donde son construidos. Algunas de las diferencias de estos dos tipos de dinagramas radican en que el dinagrama de superficie depende de factores como:

- Profundidad de la bomba.
- Diseño y material de la sarta de varillas.
- Velocidad de bombeo.
- Tipo de unidad de bombeo.
- Tipo de motor.
- Condiciones de operación de la bomba.

En cambio el análisis y la forma de un dinagrama de fondo solo dependen de las condiciones de operación de la bomba. Esto hace mucho más fácil el análisis cualitativo de la calidad o eficiencia de operación y se puede determinar cuáles son los problemas que disminuyen la producción.

En la actualidad se cuenta con Dinamómetros digitales con software que calculan un dinagrama de fondo a partir de un dinagrama de superficie.

4.4 INTERPRETACIÓN DE DINAGRAMAS

Se ha determinado que la toma de cartas dinamométricas es útil para detectar los problemas que existen en el campo cuando el sistema de bombeo mecánico no produce y también para encontrar las posibles soluciones. La interpretación consiste en un análisis cualitativo de la carta donde además se pueden jugar con algunos parámetros de diseño. Por lo tanto, cualquier variación de alguno modificará la carta dinamométrica correspondiente.

Existe una serie de síntomas que permiten confeccionar un diagnóstico eficiente al pozo que se estudia complementándose en la mayoría de los casos con la medición de nivel usando el ecómetro.

4.4.1 Proceso para identificar las partes de un “Downhole card” y sus problemas. Para estar en capacidad de realizar un análisis cualitativo a un dinagrama de fondo o “Downhole card” se puede lograr de dos maneras posibles.

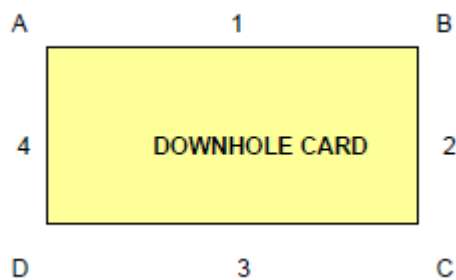
1. Aprenderse todas las formas de los problemas que puede presentar la bomba de subsuelo.

2. Saber identificar las partes de un “*downhole card*” y los problemas que pueden cambiar su forma.

Para la segunda opción se debe comprender las partes que conforman la carta:

4.4.2 Regiones de un dinagrama. Las regiones del dinagrama, están dadas como se muestra en la Figura 26.






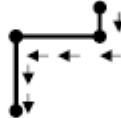








Figura 26. Regiones de un dinagrama



Fuente: Autores del proyecto

1. Carrera ascendente. Tramo 1 de A @ B
2. Fin de la carrera ascendente e inicio de la carrera descendente. Tramo 2 de B@C.
3. Carrera descendente. Tramo 3 de C @ D
4. Fin de la carrera descendente e inicio de la carrera ascendente. Tramo 4 de D@A

Tabla 2. Forma eficiente y deficiente de las regiones de un dinagrama.

EFICIENTE	DEFICIENTE	CAUSA
		Fuga en la válvula viajera, fricción excesiva o en algunos casos es muestra de fuga en la tubería de producción. Tramo A-B
		Un golpe o fricción que aumenta o disminuye la carga sobre el pistón. Tramo A-B
		Golpe de fluido o barril deficientemente lleno de líquido. Tramo B-C
		Golpe de gas o barril deficientemente lleno de líquido. Tramo B-C
		Fuga en la válvula fija o fricción excesiva. Tramo C-D
		Golpe o fricción en el pistón. Tramo C-D
		Fuga en la válvula viajera causada por arena o fluidos emulsificados. Tramo D-A

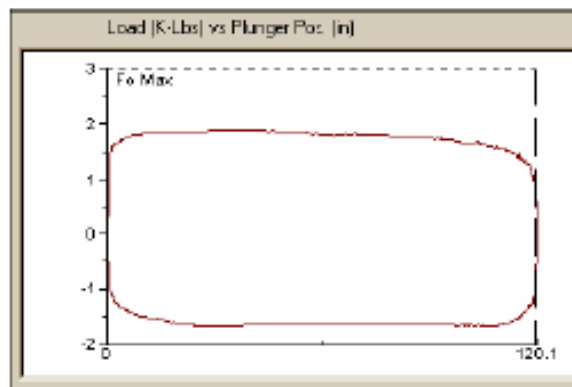
Fuente: Autores del proyecto

4.5 DINAGRAMAS DE LOS PROBLEMAS MÁS REPRESENTATIVOS

Las siguientes gráficas muestran las cartas dinamométricas de fondo y su respectiva interpretación, para ocho casos que se encuentran con alta frecuencia.

4.5.1 Buen llenado de bomba con tubería anclada. Durante el bombeo la tubería de producción suele sufrir el efecto del pandeo, que en ocasiones afecta significativamente la eficiencia de la bomba, por lo cual es necesaria la instalación del ancla de tubería. La figura muestra una carta dinamométrica, de una prueba realizada a un pozo el cual tiene la tubería anclada:

Gráfica 1. Dinagrama con buen llenado de bomba y tubería anclada

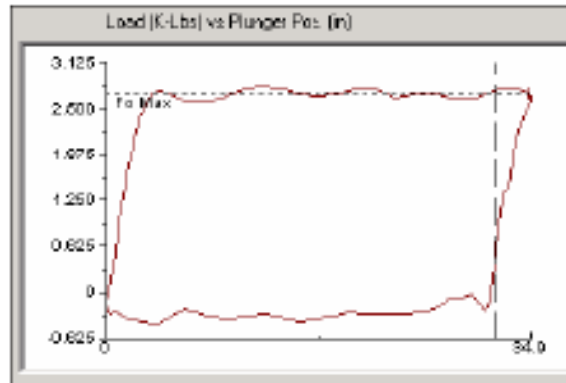


Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

El dinagrama de fondo muestra una gráfica que se asemeja bastante a un rectángulo, esto se debe a que la bomba está presentando un muy buen llenado, y además a que la tubería se encuentra anclada. Del dinagrama anterior se puede decir que el pozo se encuentra operando en óptimas condiciones.

4.5.2 Buen llenado de bomba con tubería no anclada. En ocasiones el efecto del pandeo no afecta considerablemente la eficiencia de la bomba, este es caso que muestra la siguiente figura, como en el caso anterior esta carta dinamométrica también muestra un buen llenado de bomba, pero con la diferencia que la tubería no se encuentra anclada, esto se nota en la inclinación que presenta la gráfica.

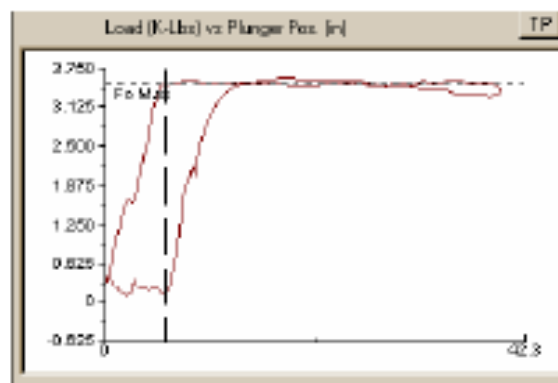
Gráfica 2. Dinagrama con buen llenado de bomba y tubería desanclada



Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

4.5.3 Golpe de fluido. Por lo general existen diseños en los que la producción no se equipara con la restauración del pozo y se puede presentar un golpe de fluido por no poseer un buen nivel en el pozo, es decir que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido.

Gráfica 3. Dinagrama de bomba con alto golpe de fluido



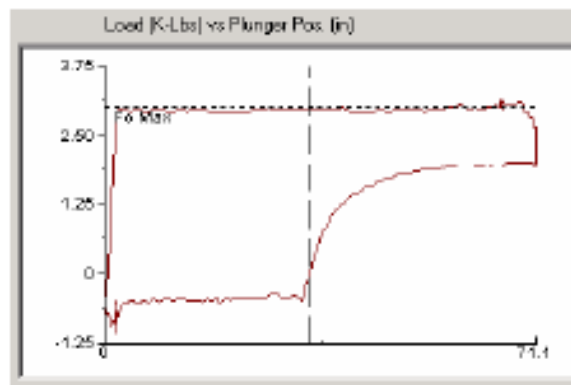
Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

La figura anterior muestra una carta dinamométrica que representa un severo golpe de fluido. Dependiendo de las facilidades que se tengan en el campo se pueden recomendar tres posibles soluciones para este caso:

- Disminución de la velocidad de bombeo.
- Reducción de la longitud del *stroke*.
- Aumento de la profundidad de la bomba para darle mayor sumergencia.

4.5.4 Bloqueo de gas. Las bombas se encuentran diseñadas para manejar el bombeo de líquido y no de gas, por lo cual se presentan problemas cuando el gas penetra en la bomba, este causa un efecto llamado bloqueo por gas, que disminuye la eficiencia de bombeo, este caso se ilustra en la figura a continuación.

Gráfica 4. Dinagrama de bomba bloqueada por gas.



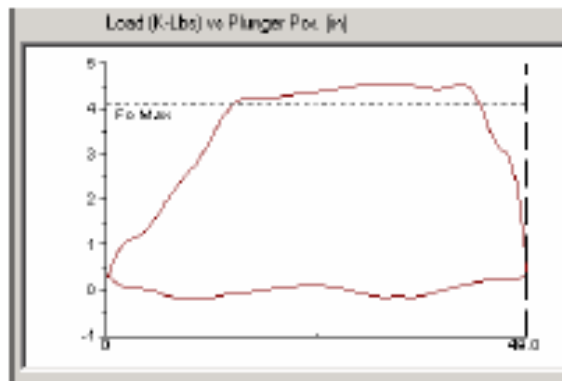
Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

En este caso el problema se debe al bloqueo de la bomba por compresión de gas, el cual reduce significativamente el llenado de la bomba. Para este problema una

solución sería dejar la salida del revestimiento abierta, si con esta medida no es suficiente, debe analizarse la viabilidad de instalar un separador de gas.

4.5.5 Fuga en la válvula viajera. Otro problema que se presenta con bastante frecuencia es la pérdida de carga debida a fugas en la válvula viajera, en la siguiente figura se muestra una carta dinamométrica en la que se evidencia este problema.

Gráfica 5. Dinagrama con fuga de válvula viajera.

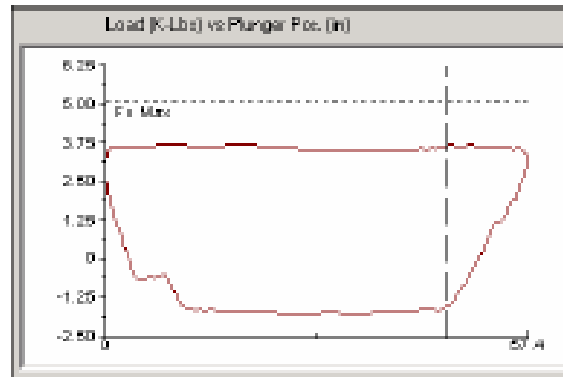


Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

La carta dinamométrica anterior presenta una gran pérdida de carga en la válvula viajera, que se puede notar claramente al inicio y al final de la carrera ascendente.

4.5.6 Fuga en la válvula fija. De igual manera que la válvula viajera, la válvula fija puede presentar fugas, este es el caso que ilustra la figura a continuación.

Gráfica 6. Dinagrama con mal funcionamiento de válvula fija.

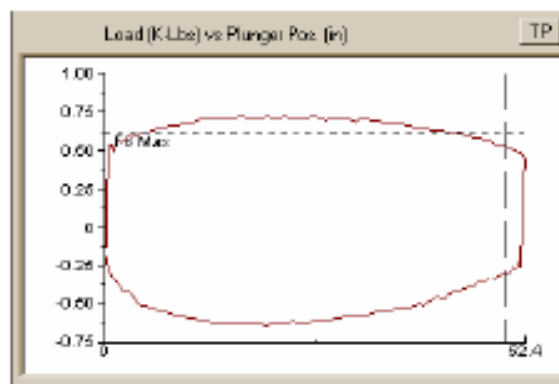


Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

Este dinagrama muestra un mal funcionamiento de la válvula fija, el cual afecta significativamente el llenado de la bomba.

4.5.7 Fuga en ambas válvulas. Este caso presenta simultáneamente la falla de ambas válvulas y puede verse en la Gráfica 7.

Gráfica 7. Dinagrama con mal funcionamiento de ambas válvulas

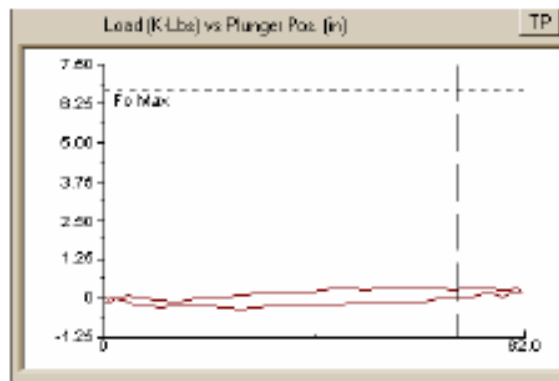


Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

En este caso se presenta mal funcionamiento de las válvulas de la bomba, tanto la fija como la viajera, debido a este mal funcionamiento en la carta dinamométrica se encuentran curvaturas en la parte superior e inferior, correspondientes a las pérdidas en la válvula viajera y a la fija respectivamente.

4.5.8 Varilla partida. Este problema se debe ya sea al rompimiento de la varilla o a que la sarta de varillas se haya desenroscado. La carta típica que se presenta en este caso se muestra en la Gráfica 8.

Gráfica 8. Dinagrama típico de un pozo con varilla partida.



Fuente: Recuperado de Manual TWM. (2009)

El dinagrama anterior muestra el caso en que la sarta de varillas se encuentra partida o desconectada, en esta situación la única solución es sacar y reparar la sarta de varillas.

4.6 PRINCIPIOS DE MOVIMIENTO

Suponiendo que se tienen las mismas consideraciones anteriores, excepto que la velocidad de bombeo tiene algún valor normal. En este caso, el patrón de cargas rectangulares se modifica.

Es necesario recordar dos principios elementales de la física:

- La fuerza requerida para acelerar cualquier masa dada, es directamente proporcional a la aceleración.
- En el movimiento recíprocante generado por el sistema biela-manivela, donde una masa se mueve de A @ B y regresa a A, el mayor valor de aceleración se tiene en el instante en que se inicia el movimiento en A y disminuye a cero en algún punto cercano a la posición media, incrementándose una vez más hasta el máximo en B.
- El arranque desde el fondo con la masa máxima, requiriendo un mayor esfuerzo en la varilla pulida. Conforme esta masa se eleva, está sujeta a menos y menos aceleración hasta aproximadamente la mitad de la carrera ascendente, donde la aceleración es cero. Desde este punto hasta la parte superior de la carrera, la masa desacelera, por lo cual, se resta del peso estático de varillas y fluido.
- Cuando la carga de varillas inicia su descenso desde la parte superior de la carrera, nuevamente la aceleración es máxima y también se resta del peso estático de las varillas, por lo cual, la carga de las varillas pulidas es mínima.
- El componente de aceleración disminuye hasta aproximarse a la mitad de la carrera descendente, donde una vez más comienza a sumarse al peso de las varillas que se desaceleran otra vez hasta llegar al fondo de la carrera.
- Es el movimiento armónico simple en la varilla pulida, que tiende a desarrollar una aceleración lineal.

- En una unidad de bombeo real, la relación biela-manivela nunca se aproxima a infinito, lo cual es necesario para desarrollar el movimiento armónico simple, entonces, el patrón de aceleración en la varilla pulida queda modificado por el llamado factor de la máquina.

Figura 27. Modificación a la carta dinamométrica por efectos de aceleración

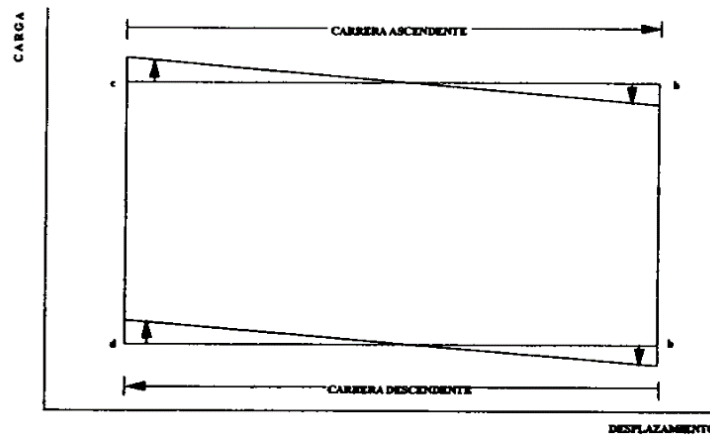
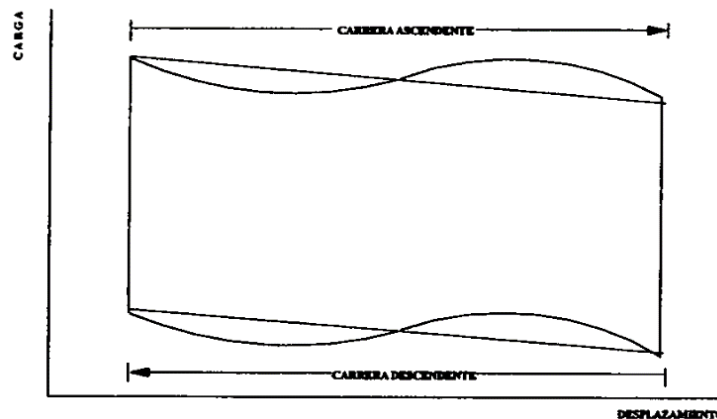


Figura 28. Modificación a la carta dinamométrica por efectos de factor de máquina



Fuentes: Recuperado de
<https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

4.7 MOVIMIENTOS A CONSIDERAR PARA UNA CARTA DINAMOMÉTRICA

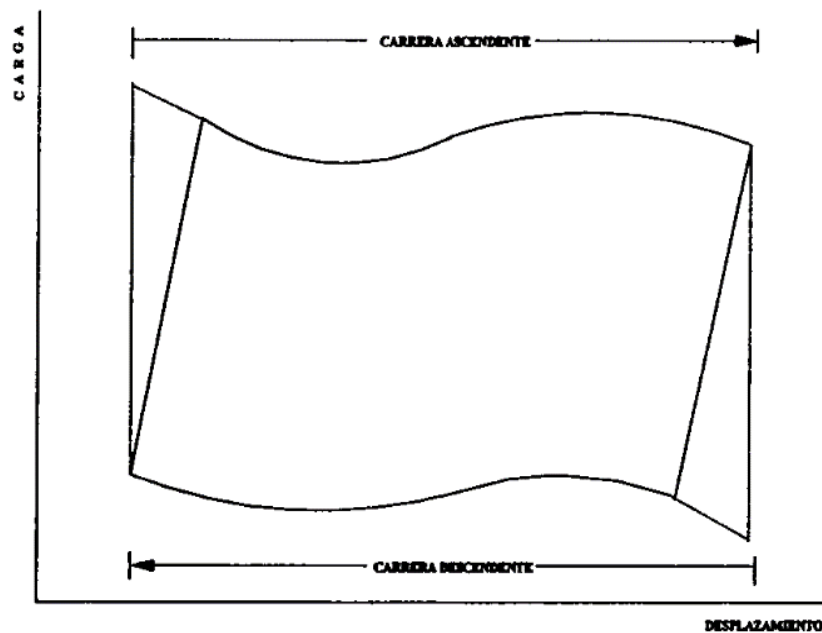
Se deben tener en cuenta los siguientes movimientos en una carta dinamométrica: Alargamiento de las varillas, movimiento armónico de las varillas y amortiguamiento. Lo anterior nos da un idea para entender la naturaleza y estructura de una carta dinamométrica y lo que esta nos dice del comportamiento de la bomba y del sistema de bombeo mecánico.

4.7.1 Alargamiento de las varillas. La sarta de varillas elástica y su carga de fluidos son elevadas por su varilla pulida, pero la carga total no se mueve hacia arriba simultáneamente como una masa concentrada, sino que cada sección de la sarta de varillas, de abajo hacia arriba, tiende a alargarse ligeramente más que la sección inmediata anterior.

Conforme la varilla inicia su movimiento ascendente, las varillas comienzan a alargarse y la carga en la varilla se hace cada vez más grande.

En la parte superior de la carrera, las varillas se contraen con una disminución sucesiva de la carga, la válvula viajera se abre y la carga de fluido se trasfiere a la tubería de producción y la sarta inicia su descenso.

Figura 29. Modificación a la carta dinamométrica por efectos de alargamiento y contracción de las varillas



Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

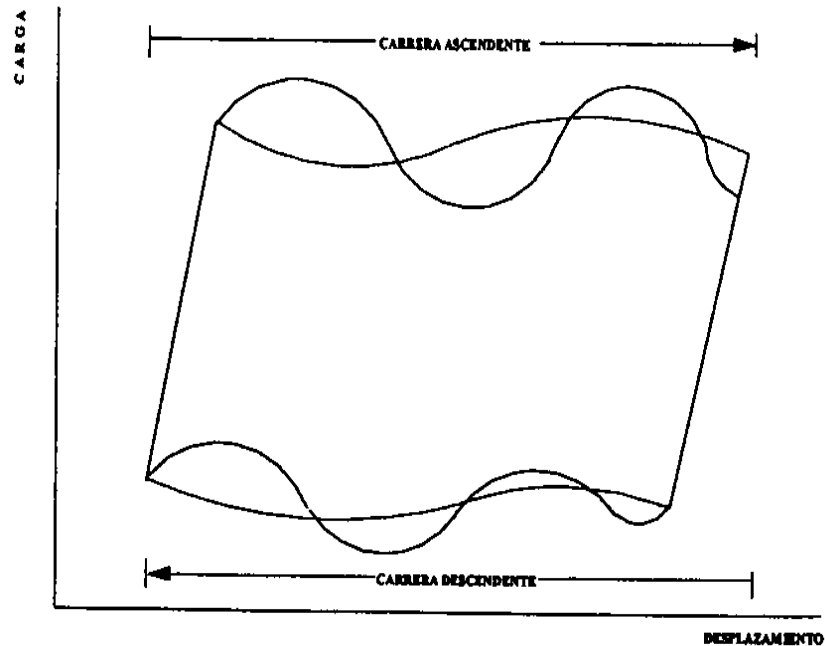
En la imagen se muestra este alargamiento y contracción de las varillas que modifica nuestra carta dinamométrica.

4.7.2 Movimiento armónico de las varillas. Si una masa elástica de varillas está suspendida en el aire desde la parte superior y se le aplica una fuerza en la parte inferior, la sarta tiende a vibrar con cierta frecuencia.

En un pozo productor después de que ocurre el alargamiento de las varillas la válvula viajera se cierra y la sarta empieza a vibrar con una cierta frecuencia natural. Similarmente, cuando las varillas llegan a la parte superior de la carrera, comienzan a bajar y quedan liberadas del alargamiento, entonces, la sarta nuevamente comienza a vibrar.

Por lo tanto, en un sistema elástico, el diagrama de cargas se modifica por el patrón de vibraciones de la sarta de varillas.

Figura 30. Modificación a la Carta Dinamométrica por efectos de Vibraciones de la Sarta



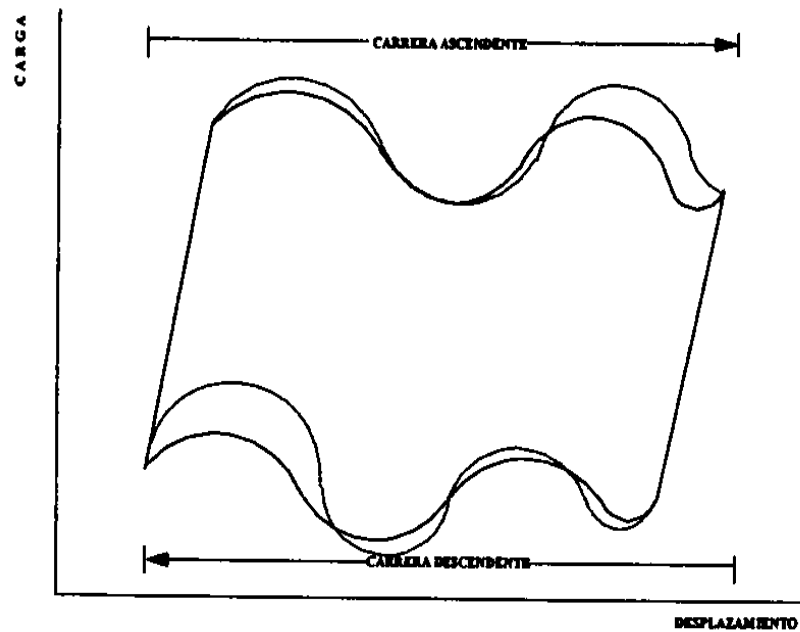
Fuente: Recuperado de <https://es.slideshare.net/adalbertomorquehorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

4.7.3 Amortiguamiento. Para este caso supongamos que la sarta de varillas está vibrando a su frecuencia natural. Ésta seguirá oscilando con su movimiento hacia arriba y hacia abajo hasta que la fricción amortigüe esas vibraciones.

Sin embargo, en realidad la sarta de varillas vibra con una pesada carga de fluido, esto durante la carrera ascendente, contra una considerable fuerza de fricción, por lo que la altura de las ondas de esfuerzo será sucesivamente menor en cada vibración.

No solamente la fricción interna tiende a amortiguar las vibraciones sino que la fricción externa dada por la masa del fluido, también producirá una rápida disminución en el patrón de vibraciones.

Figura 31. Carta dinamométrica por efecto de amortiguamiento



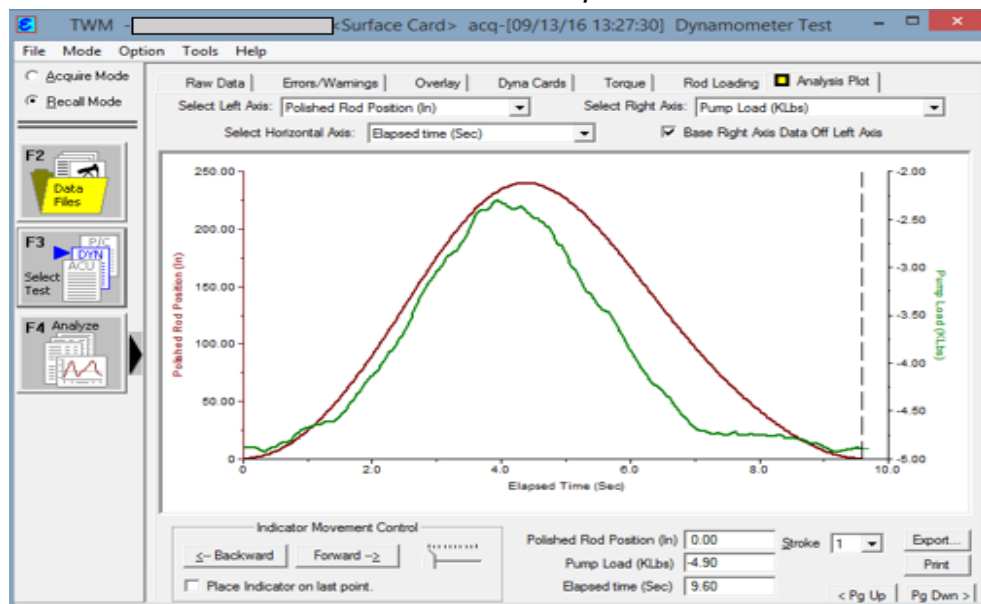
Fuente: Recuperado de
<https://es.slideshare.net/adalbertomorquechorobles/dinamometria-y-cartas-dinamometricas>

5. ANÁLISIS PLOT

Una vez obtenido y cargado el registro en el programa TWM, la opción ANALYSIS PLOT nos brinda la oportunidad de observar de manera gráfica el comportamiento de diferentes parámetros y compararlos, para hacerse una mejor idea de lo que está ocurriendo en el pozo. Así se tiene la posibilidad de interactuar de manera didáctica con las diferentes curvas, del funcionamiento de los componentes que intervienen en el proceso de bombeo, tal como son: carga de la bomba, posición del pistón, posición de la barra lisa, velocidad de la barra lisa, velocidad del pistón, entre otros. Para el caso específico de este estudio se tuvo en cuenta la posición de la barra Lisa (Pulg) Vs Carga de la Bomba (KLbs) en un lapso de tiempo de 10 segundos para los diferentes pozos problemas analizados.

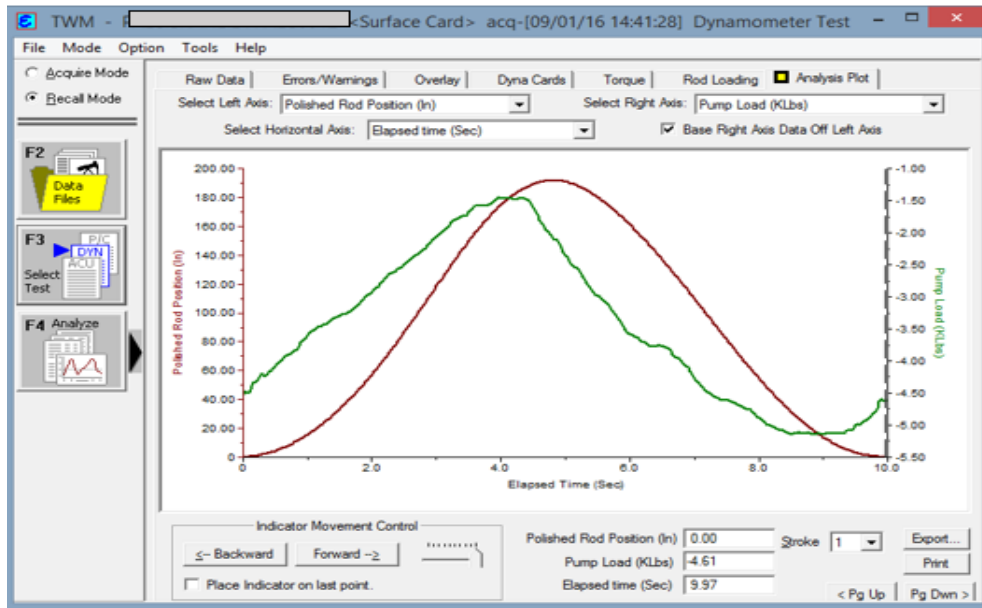
5.1 VARILLA PARTIDA

Gráfica 9. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 1 con varilla partida

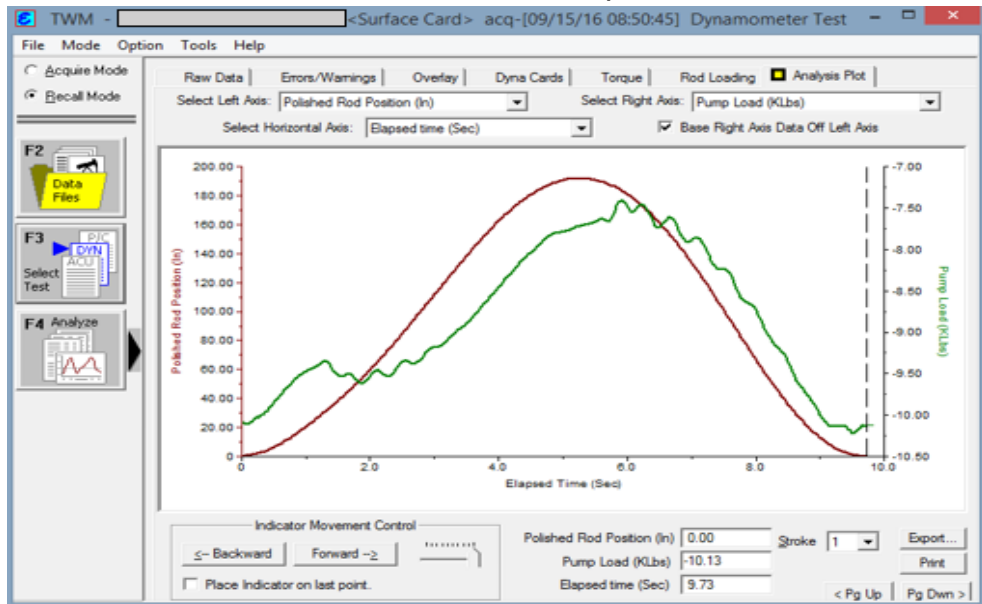


Fuente: Software Total Well Management

Gráfica 10. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 2 con varilla partida



Gráfica 11. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 3 con varilla partida



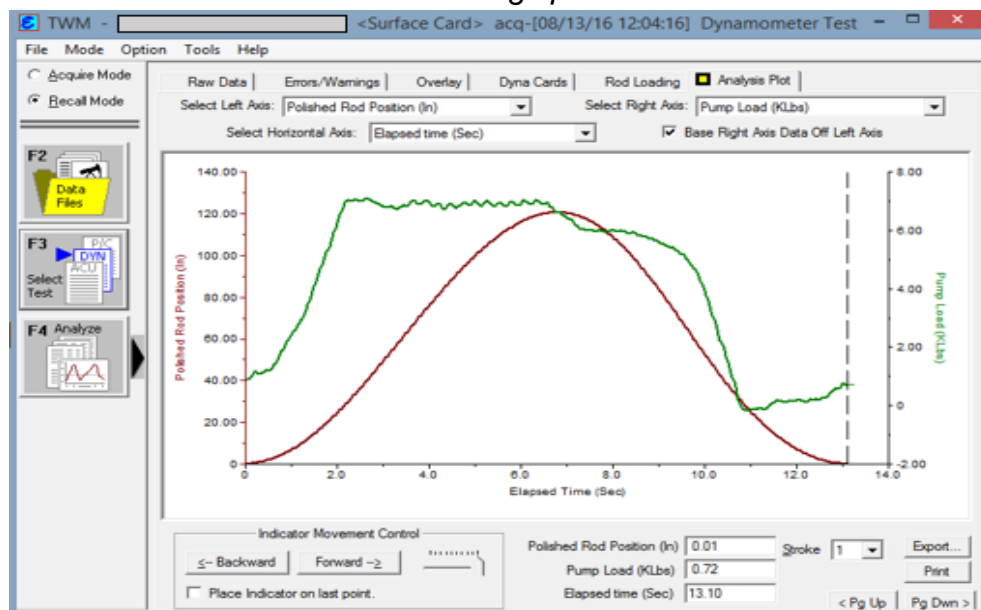
Fuentes: Software Total Well Management

Se tomaron tres pozos problema al azar en los cuales se presentaron fallas por Varilla Partida y como referencia la Posición de la Barra Lisa (rojo) Vs Carga de la Bomba (verde).

Luego de analizar de manera minuciosa cada pozo en cuestión se puede observar que la curva de la carga en la bomba no muestra un comportamiento normal, evidenciando que no hay un óptimo llenado de la misma en toda la carrera ascendente de la barra lisa. De este modo vemos de manera general como las dos curvas tienden a comportarse de la misma manera, con la diferencia que los valores de carga (KLbs) arrojan resultados negativos, lo cuál sería un indicativo de que la varilla está partida, no se está moviendo la bomba y por obvias razones no tendremos fluido de producción en cabeza.

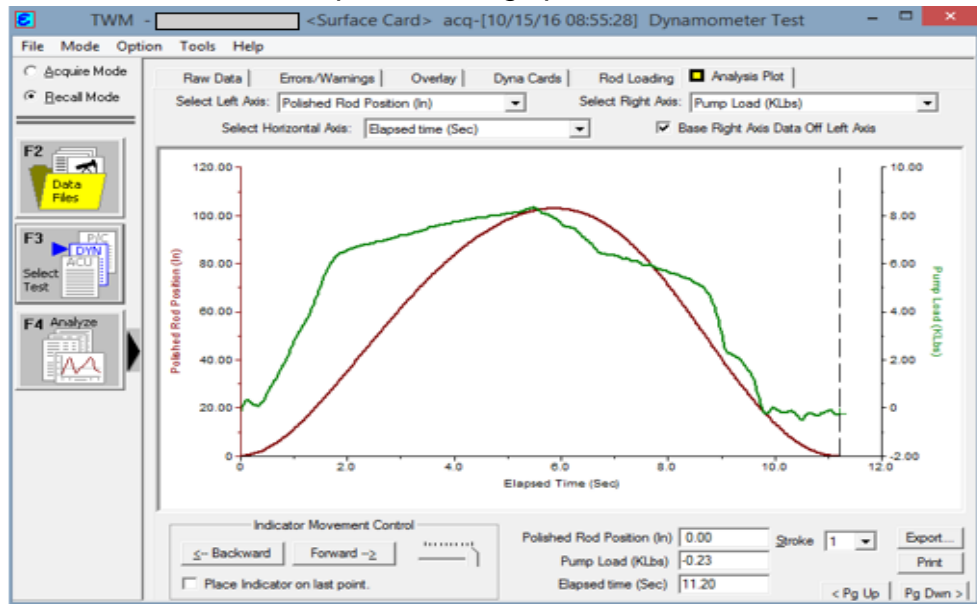
5.2 GOLPE DE FLUIDO

Gráfica 12. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 4 con golpe de fluido

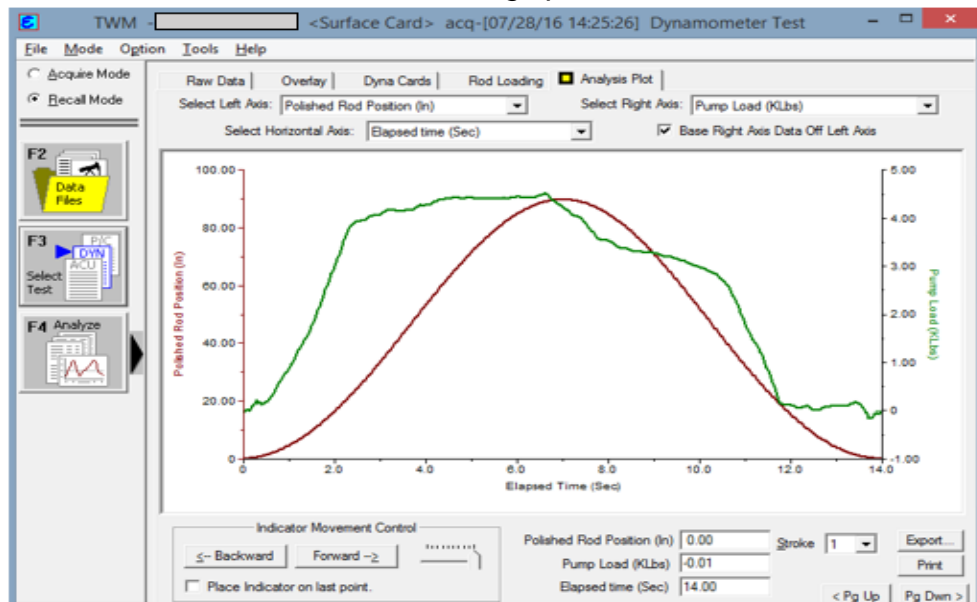


Fuente: Software Total Well Management

Gráfica 13. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del pozo 5 con golpe de fluido



Gráfica 14. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 6 con golpe de fluido

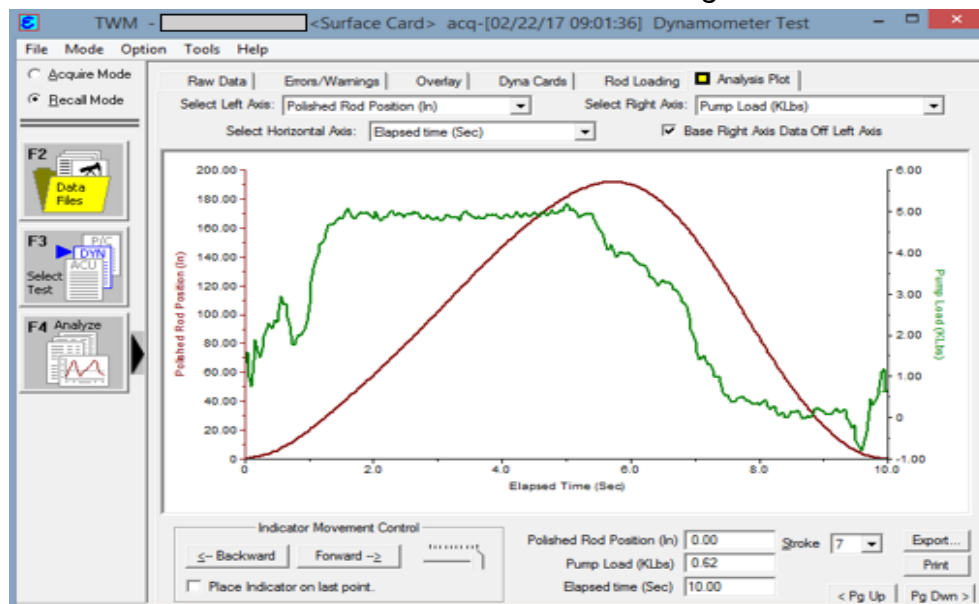


Fuentes: Software Total Well Management

Al graficar posición de la barra lisa (rojo) vs carga en la bomba (verde) en función del tiempo, cuando tenemos golpe de fluido, podemos observar que la liberación de carga de la bomba a la sarta de varillas se hace muy tarde (final de la carrera descendente de la barra lisa) ocasionando que la bomba esté sometida a continuos golpes debido a la 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 que si no se toman medidas correctivas, se reducirá el tiempo de vida de esta o alguna de sus partes. Una de las soluciones para tratar de controlar este problema sería reducir las condiciones de trabajo a la unidad de bombeo mediante la manipulación del recorrido (longitud de carrera) o de los *strokes*. También si 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.

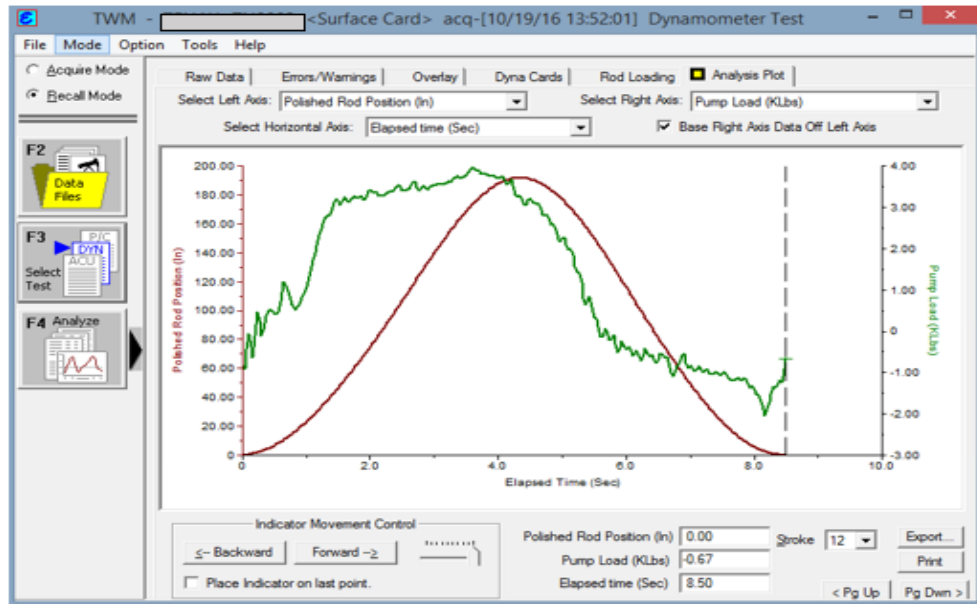
5.3 INTERFERENCIA DE GAS

Gráfica 15. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 7 con interferencia de gas

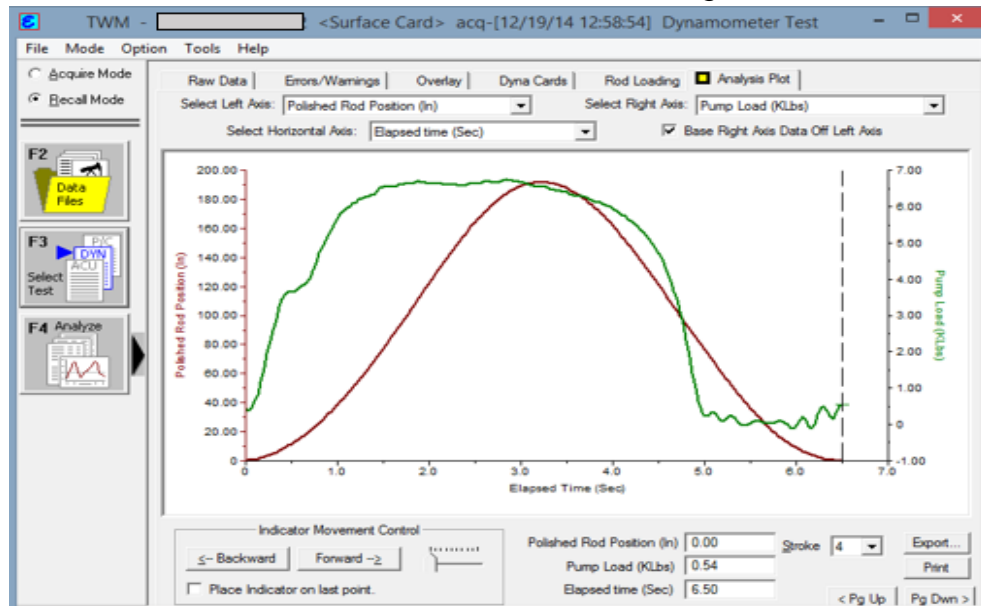


Fuente: Software Total Well Management

Gráfica 16. Posición de la barra Lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 8 con interferencia de gas



Gráfica 17. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 9 con interferencia de gas



Fuentes: Software Total Well Management

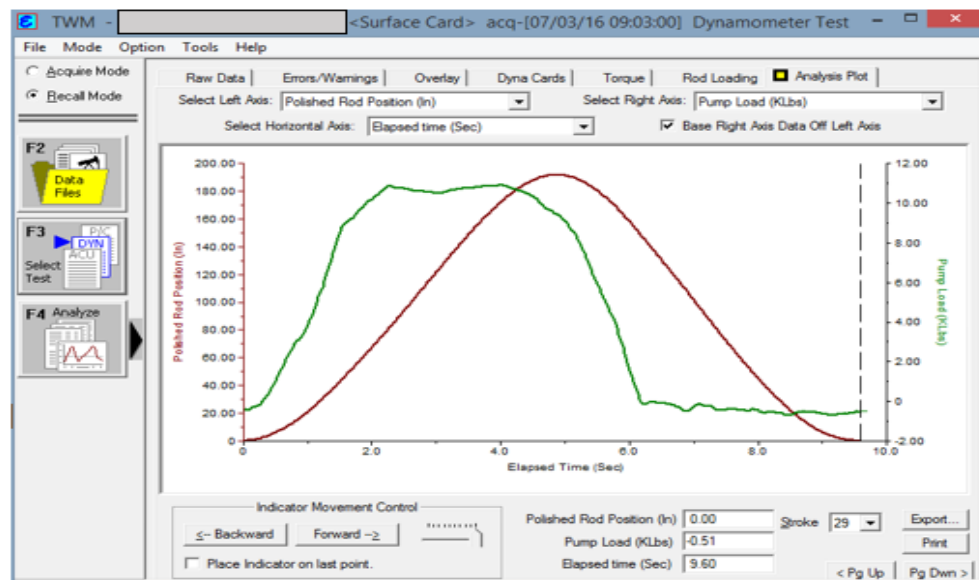
Para este caso concreto se estudió el comportamiento de tres pozos diferentes pertenecientes a la GDH los cuales presentaron interferencia de gas.

A simple vista y basándonos únicamente en las curvas se podría decir que los pozos están operando de manera óptima, ya que la bomba aparentemente se está cargando bien durante el recorrido ascendente y descargando en el descendente.

Pero en realidad lo que tenemos es que debido a que las bombas se encuentran diseñadas para manejar líquido y no gas, esto disminuye la eficiencia de bombeo, evidenciándose en los valores de carga (KLbs) que son mínimos e incluso llegan a tomar valores negativos, lo cual es un fuerte indicativo de que se está presentando una interferencia por gas y habría que buscar una alternativa para que se pueda conseguir un buen llenado de líquido en el barril, para lo que se sugiere una bomba de dos etapas.

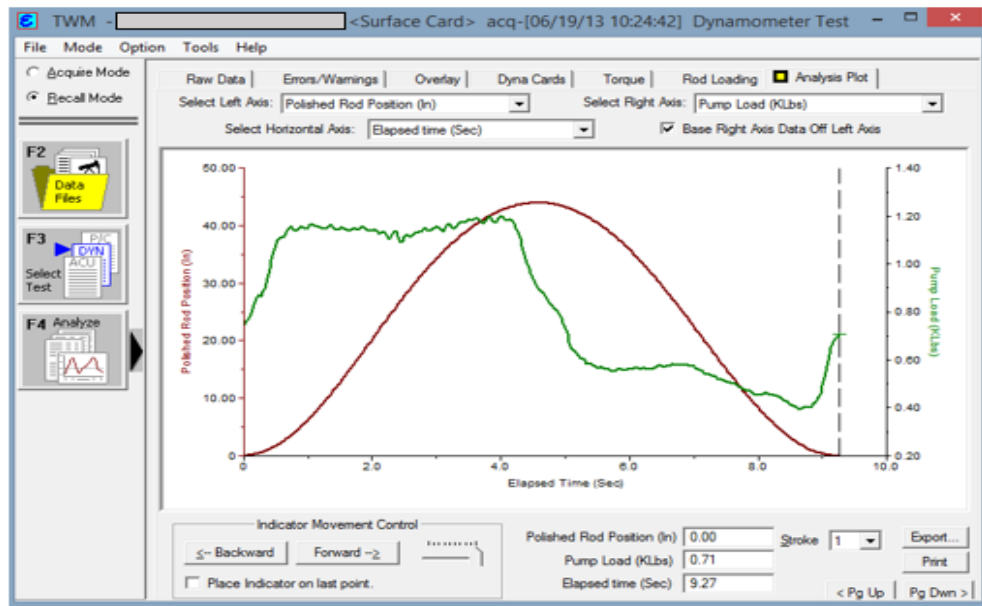
5.4 TUBERÍA ROTA

Gráfica 18. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 10 con tubería rota

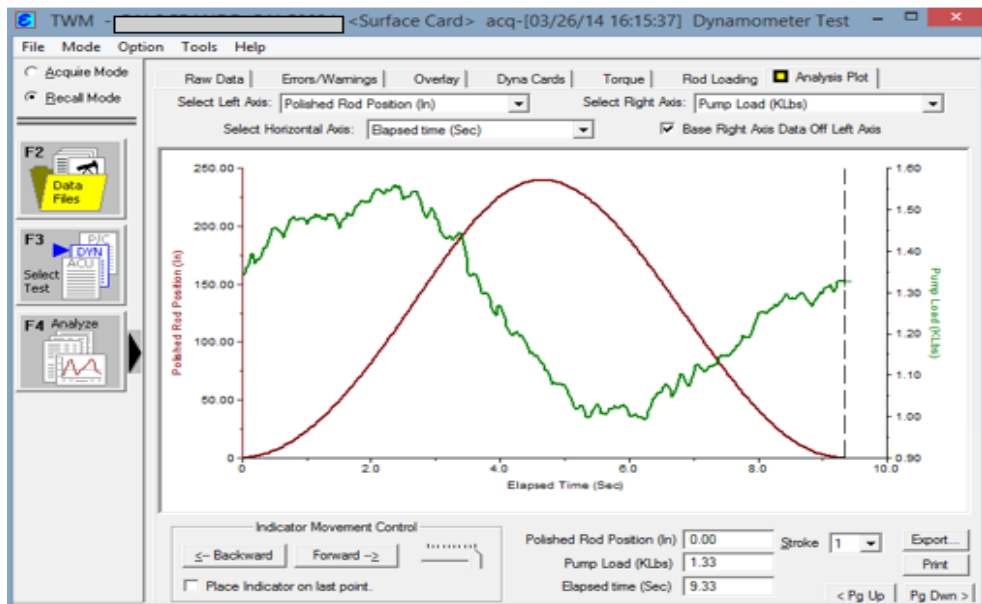


Fuente: Software Total Well Management

Gráfica 19. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 11 con tubería rota



Gráfica 20. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 12 con tubería rota

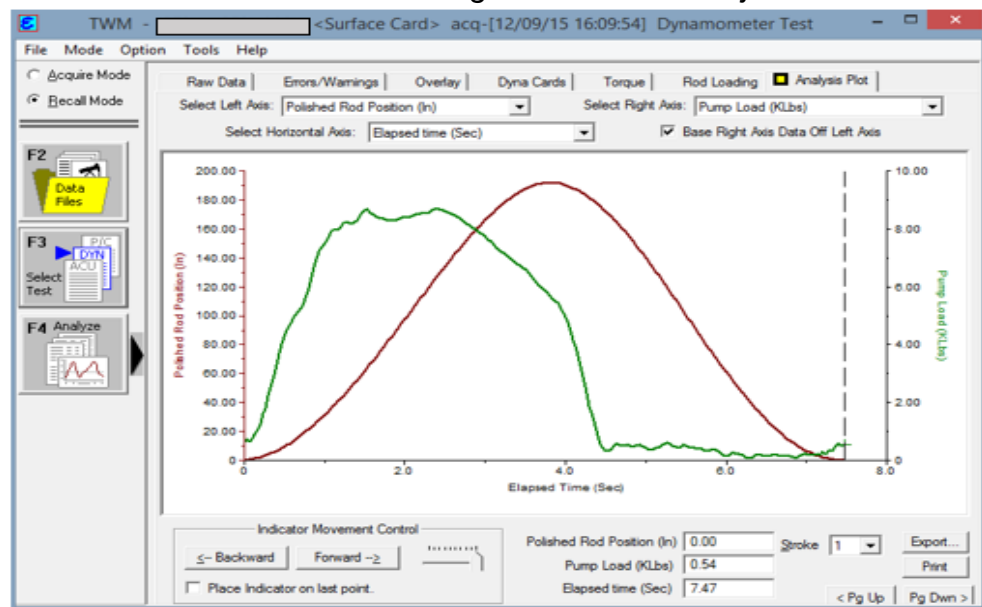


Fuentes: Software Total Well Management

Cuando se presenta Tubería rota, al graficar posición de la barra lisa (rojo) vs carga de la bomba (verde) en función del tiempo, esta última estará influenciada por el lugar donde haya ocurrido la ruptura, es decir, si el rompimiento de la tubería es distante a la bomba vamos a tener un buen llenado, en consecuencia la gráfica va a tener un comportamiento normal (la carga de la bomba es transferida a la sarta de varillas justo en el momento que la barra lisa toma su carrera descendente). Si la ruptura del tubing es aproximadamente en la mitad de toda la longitud de la sarta, la carga de la bomba será inferior a sus condiciones normales y si es cerca al fondo del pozo no tendremos carga en la bomba. Cabe resaltar que independiente de donde sea el daño en la tubería, no va a tener fluido en superficie y en el registro de nivel va a tener una alta sumergencia.

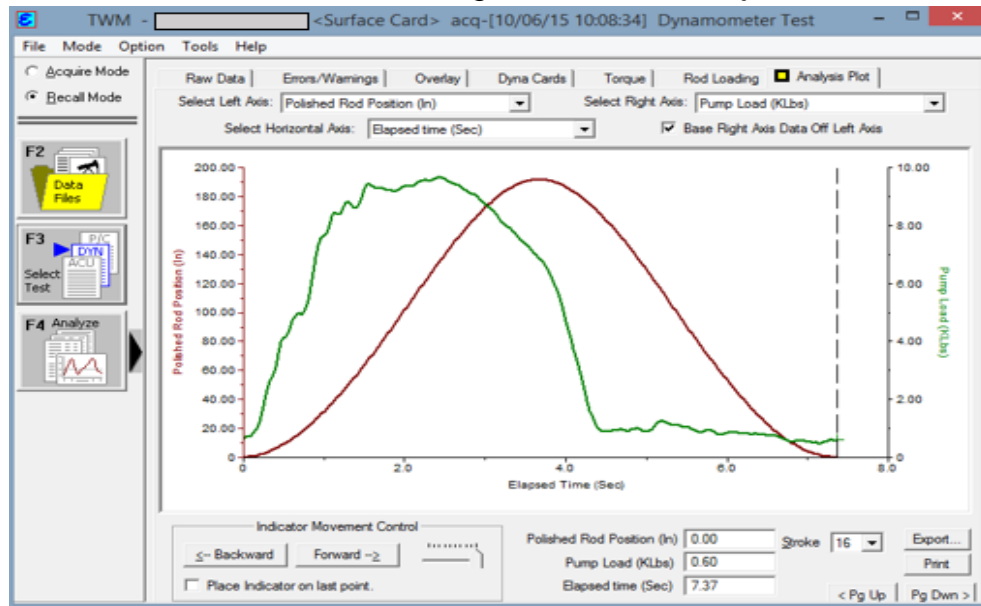
5.5 FUGA EN VÁLVULA VIAJERA

Gráfica 21. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 13 con fuga en la válvula viajera

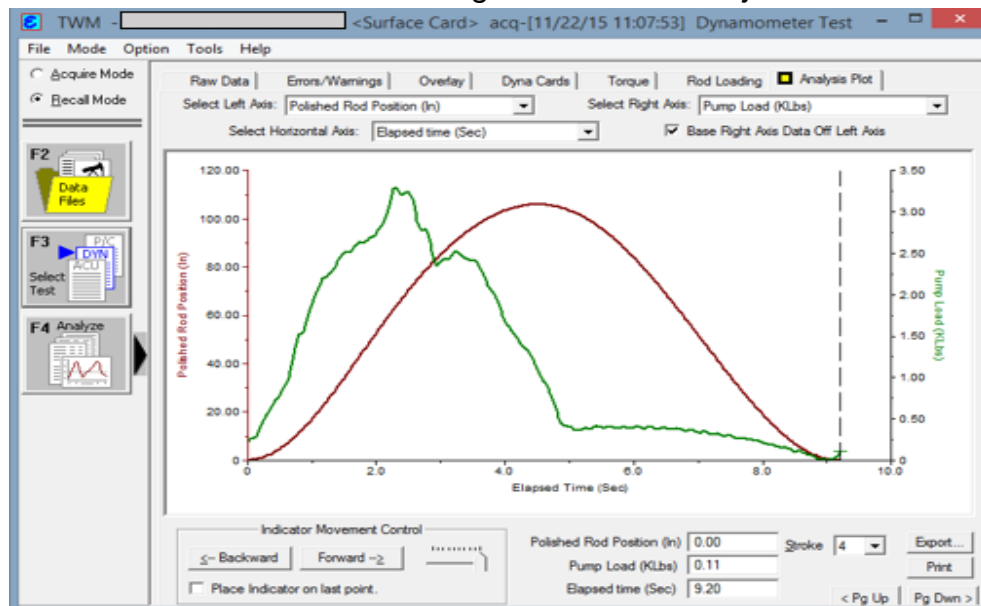


Fuente: Software Total Well Management

Gráfica 22. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 14 con fuga en la válvula viajera



Gráfica 23. Posición de la barra Lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 15 con fuga en la válvula viajera

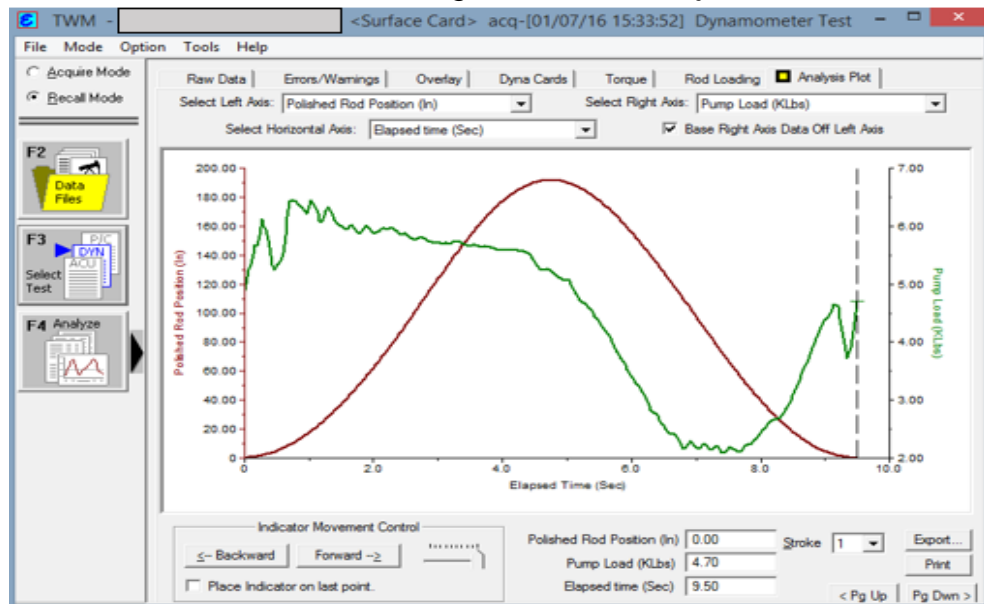


Fuentes: Software Total Well Management

Para realizar el análisis de falla en la válvula viajera se tomaron como referencia tres de los pozos problema en la GDH. Teniendo en cuenta la forma que presentan las curvas se puede deducir de manera general que la bomba se descarga antes de que la barra lisa empiece su recorrido descendente lo cual nos indica que la bomba no está operando de manera adecuada y por consiguiente hay una falla en la válvula viajera ya que no está soportando la carga de fluido.

5.6 FUGA EN VÁLVULA FIJA

Gráfica 24. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 16 con fuga en la válvula fija



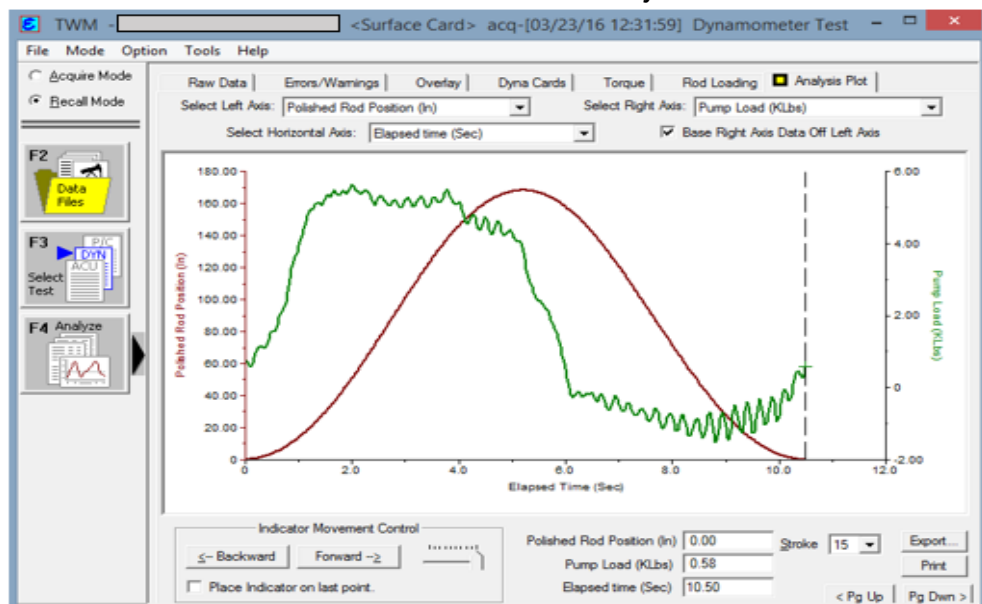
Fuente: Software Total Well Management

Para realizar el análisis de falla en la válvula fija se tomó como referencia un pozo recurrente en dicho problema. Se graficaron la posición de la barra lisa (rojo) vs carga de la bomba (verde) en función del tiempo. Se pudo observar que la bomba

intenta tomar carga pero inmediatamente la pierde debido al mal funcionamiento de la válvula fija la cual deja escurrir el fluido.

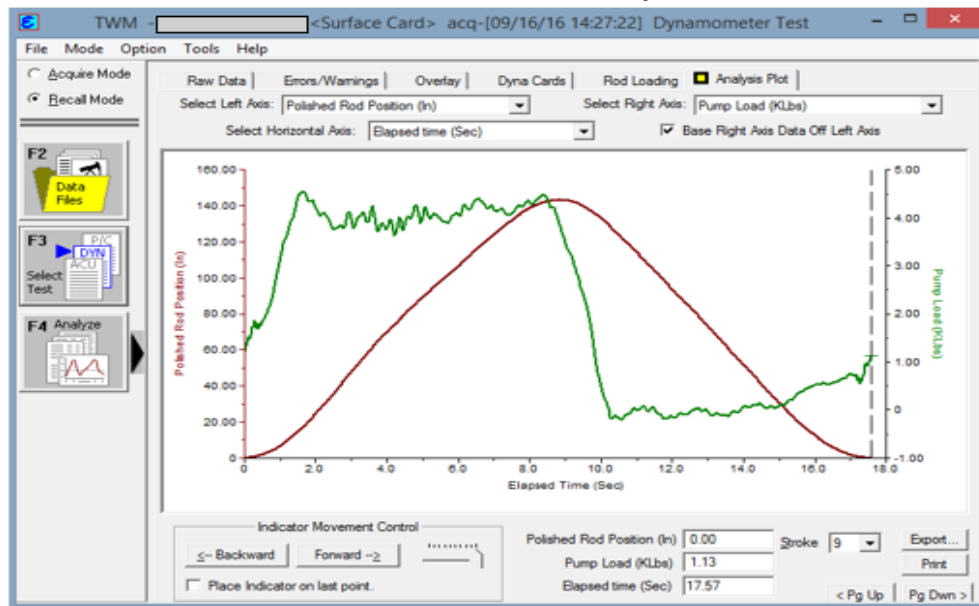
5.7 BOMBA CON MANEJO DE SÓLIDOS

Gráfica 25. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 17 de bomba con manejo de sólidos

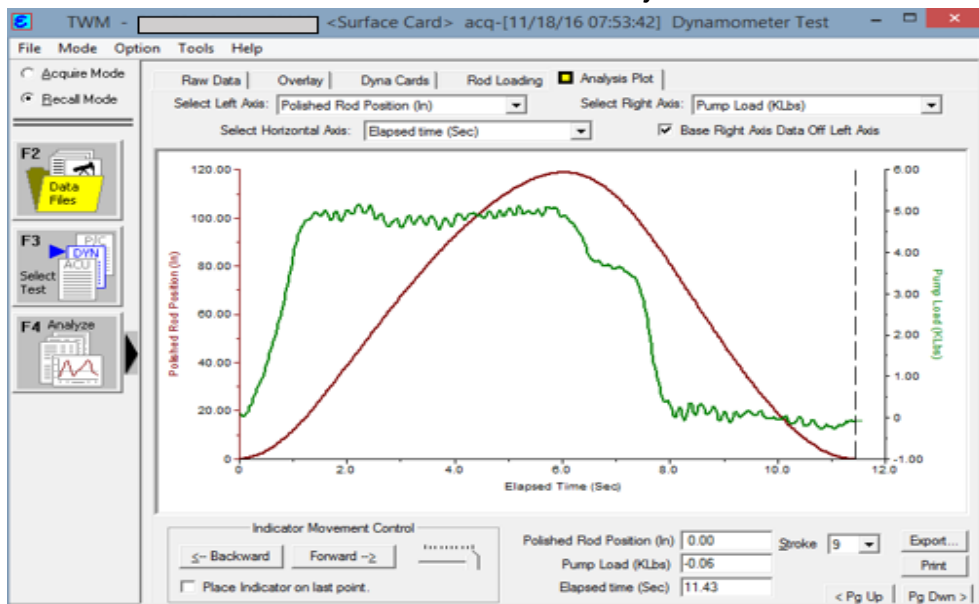


Fuente: Software Total Well Management

Gráfica 26. Posición de la barra lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 18 de bomba con manejo de sólidos



Gráfica 27. Posición de la barra Lisa vs carga de la bomba en función del tiempo del Pozo 19 de bomba con manejo de sólidos



Fuentes: Software Total Well Management

El análisis se llevó acabo con una muestra de tres pozos al azar que se encontraban trabajando con sólidos. En todos los casos se graficó la posición de la barra lisa comparándola con la carga de la bomba, dando como resultado el comportamiento que muestran las Gráficas 25, 26 y 27.

La bomba opera de manera normal, hace la carga de líquido y la mantiene durante su recorrido ascendente, debido a que hay presencia de sólidos, la línea que representa la carga de la bomba (verde), toma forma de pequeños picos en forma de “serrucho”, lo cual indica que por dicho contenido de material la válvula no tiene un sello adecuado y hay posibles fugas. Sin embargo esto no representa una pérdida en la producción.

6. ANÁLISIS INTERPRETATIVO DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL BOMBEO MECÁNICO DE POZOS PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA

El software TWM es una herramienta muy eficaz 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 pertenecientes a la GDH.

En la actualidad la GDH opera de manera directa 27 campos de producción, para este estudio se trabajaron con pozos de los siguientes campos: PALOGRANDE (PALG), DINA CRETÁCEOS (DK), SAN FRANCISCO (SFRA), TENAY (TN), PIJAO (PIJA), BRISAS (BRIS), PALERMO (PALE), SANTA CLARA (STCL), TELLO (TELL) Y CEBU. Este proyecto contó con el estudio de 53 pozos distribuidos del siguiente modo.

Tabla 3. Distribución de Pozos Estudiados por Campos

CAMPO	No. DE POZOS
PALOGRANDE (PALG)	12
DINA CRETÁCEOS (DK)	12
SAN FRANCISCO (SFRA)	7
TENAY (TN)	6
PIJAO (PIJA)	5
BRISAS (BRIS)	1
PALERMO (PALE)	2
SANTA CLARA (STCL)	1
TELLO (TELL)	1
CEBÚ	6
TOTAL	53

La siguiente es una lista de los problemas más frecuentes que se encontraron en los pozos de los campos antes mencionados:

- Varilla Partida
- Tubería Rota
- Golpe de Fluido
- Interferencia de Gas
- Fuga en la Válvula Viajera
- Fuga en la Válvula Fija
- Falla o Bloqueo en la Bomba
- Bomba con Trabajo por Sólidos

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

A. Trabajos en superficie: Cambio de Unidad, aumento o disminución de recorrido o *strokes* por minuto de la unidad, espaciamiento de la bomba, golpe de la bomba para pescar válvulas, despresurización del pozo entre otros según la necesidad que se amerite.

B. Trabajos de subsuelo: Entrada del equipo de varilleo, cambio de tubería, cambio de bomba, entrar a trabajar un pozo arenado etc.

El objetivo de la intervención que se le haga al pozo tiene que ser mantener la producción del pozo parada el menor de tiempo posible, además de ser 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 un equipo que intervenga el pozo.

En el anexo A se muestra la metodología para un mejor diagnóstico de falla de los problemas presentados en la GDH.

6.1 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 las Tablas 4 y 5 se registran los datos de los pozos que presentan este problema en diferentes campos.

Tabla 4. Pozo 20 con problema de varilla partida

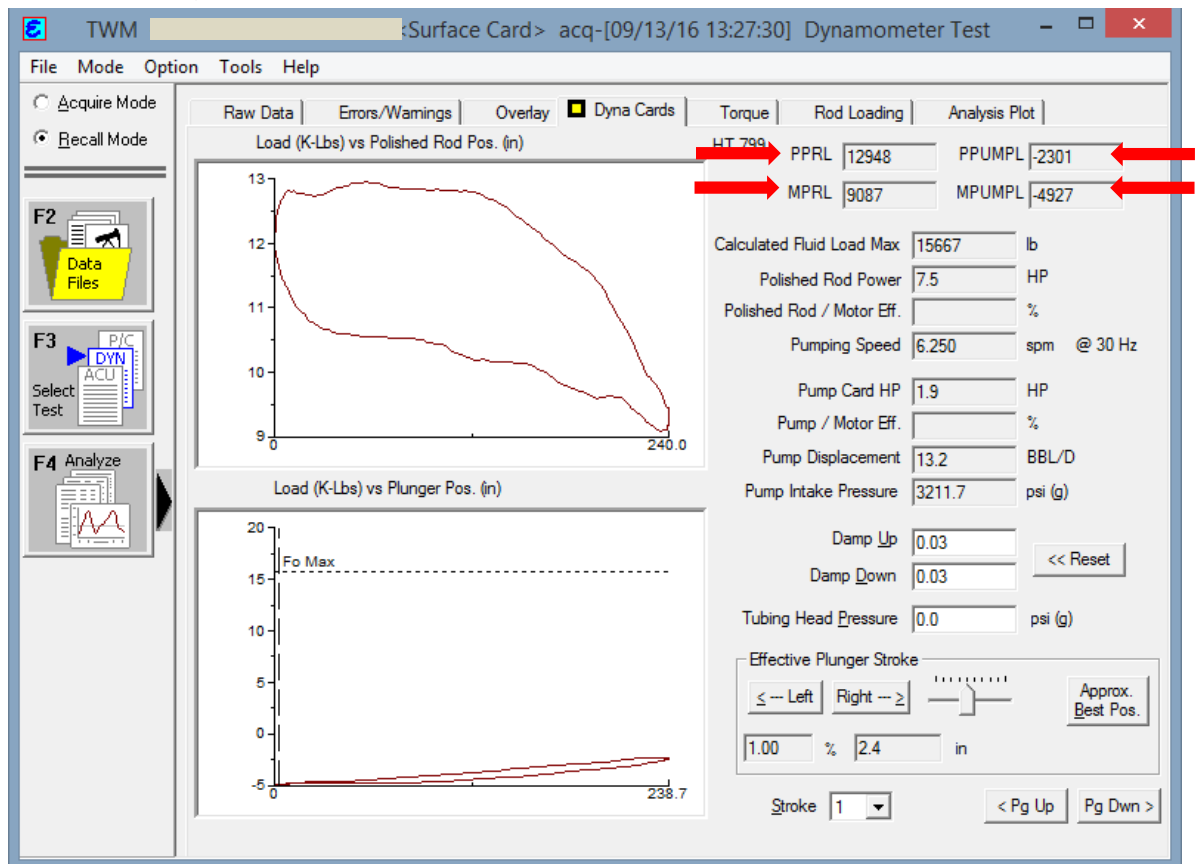
DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-1824-470-240
Longitud de la carrera (in)	240
Diámetro del pistón (in)	2.750
Profundidad de la bomba (Ft)	6128
Producción normal de aceite (BBL/D)	114
Producción de agua (BBL/D)	847
Producción de gas (Mscf/D)	0
BHP Dinámica (Psi)	1878
Presión de entrada a la bomba (Psi)	900

Tabla 5. Pozo 21 con problema de varilla partida

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-1280D-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.250
Profundidad de la bomba (Ft)	5603
Producción normal de aceite (BBL/D)	197
Producción de agua (BBL/D)	262
Producción de gas (Mscf/D)	0
BHP Dinámica (Psi)	561
Presión de entrada a la bomba (Psi)	522

Las Figuras 32 y 34 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 varillas no está soportando el peso total que la componen debido normalmente a la ruptura, las cargas que soportan la bomba se reflejan en valores altos y negativos. Las Figuras 33 y 35 muestran la prueba de válvulas, donde se observa que estas permanecen abiertas y por debajo de la línea de boyansa.

Figura 32. Carta dinamométrica – Pozo 20 con varilla partida.



Fuente: Software Total Well Management

Figura 33. Prueba de válvulas – Pozo 20 con varilla partida

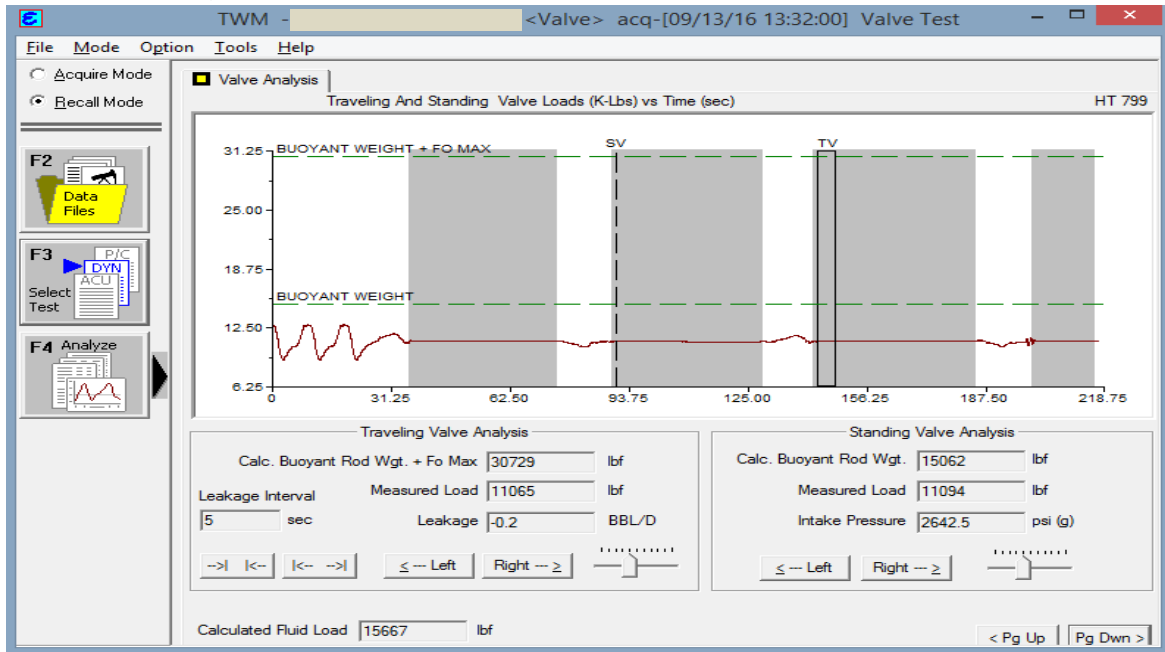
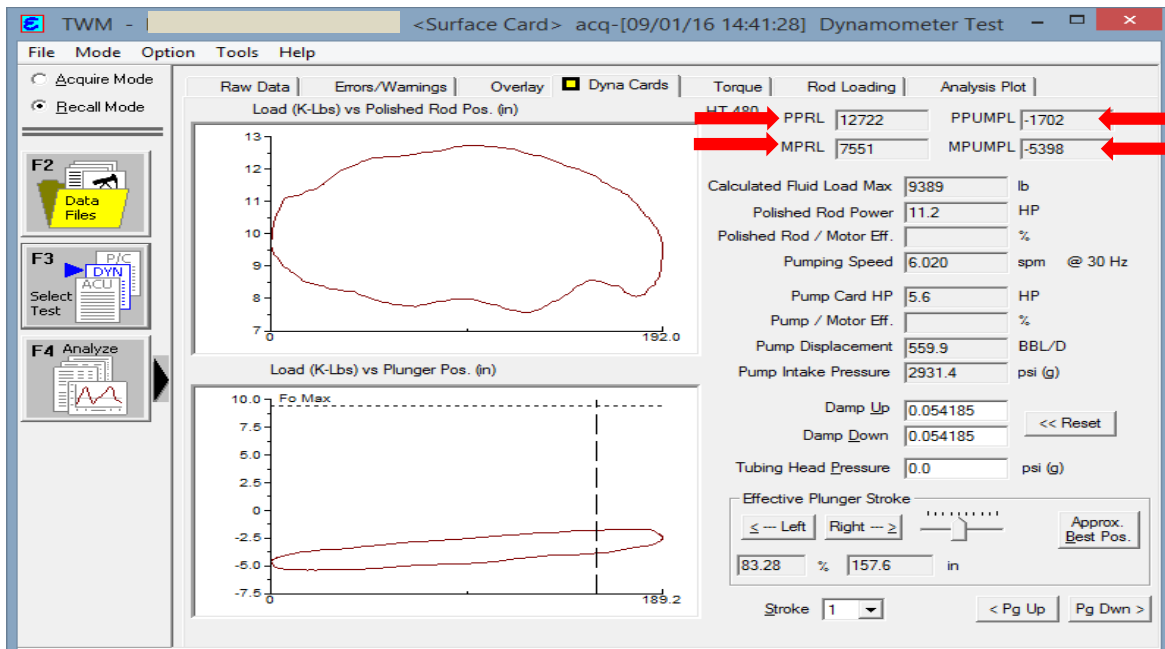
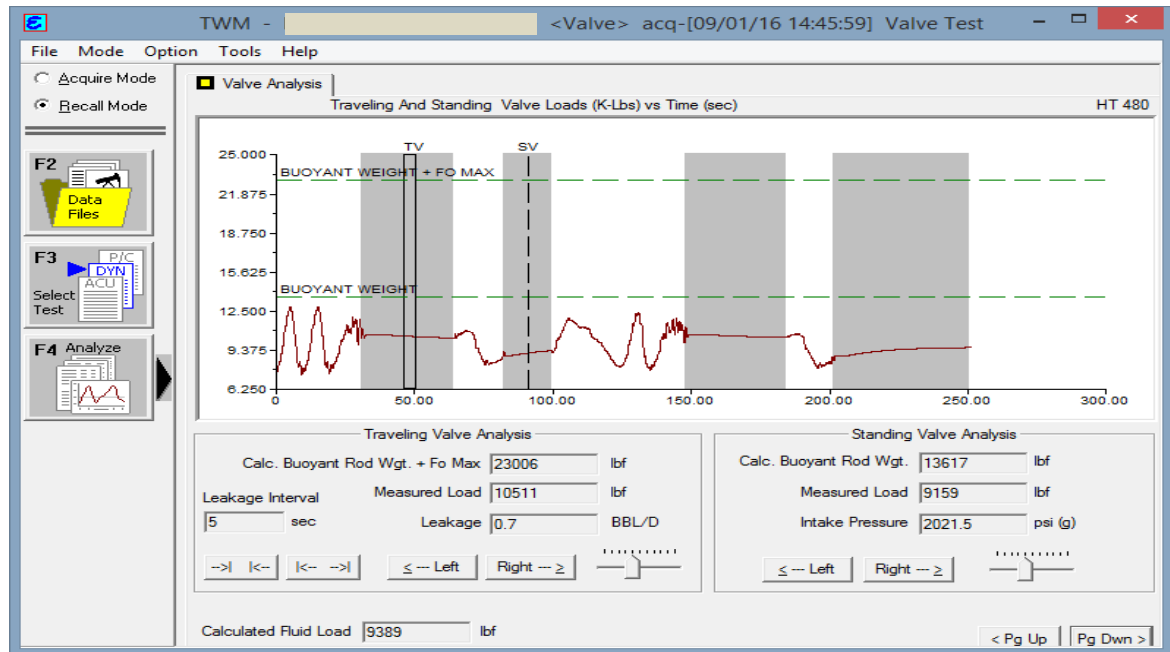


Figura 34. Carta dinamométrica – Pozo 21 con varilla partida.



Fuentes: Software Total Well Management

Figura 35. Prueba de válvulas – Pozo 21 con varilla partida.



Fuente: Software Total Well Management

6.1.1 Recomendaciones. Una vez se verifique y se tienen en cuenta todos los parámetros puestos en la metodología de diagnóstico, se debe hacer un servicio de pozo, donde el equipo de varilleo se encargue de reemplazar la sección de la sarta de varilla dañada o fallada y otras secciones que se identifiquen en mal estado producto de la inspección.

6.2 TUBERIA ROTA

Se presenta por desgaste de la tubería producto de la fricción entre la sarta de varilla y tubería, presencia de Dogleds o cambios abruptos en la dirección del pozo y por fenómenos de corrosión por presencia de CO_2 y H_2S . En cuanto al diagnóstico, la carta dinamométrica muestra un trabajo eficiente de la bomba, evidenciando que hay carga y descarga pero el pozo no produce en superficie, además el nivel de

fluido en el anular aumenta considerablemente lo cual es un fuerte indicativo de que existe un roto en la tubería, este se puede verificar con mayor precisión realizando una prueba manométrica o de hermeticidad.

La Tabla 6 registra los datos del pozo que presenta este problema.

Tabla 6. Pozo 22 con problema de tubería rota

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-1280D-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.500
Profundidad de la bomba (Ft)	6275
Producción normal de aceite (BBL/D)	72
Producción de agua (BBL/D)	228
Producción de gas (Mscf/D)	7
BHP Dinámica (Psi)	2024
Presión de entrada a la bomba (Psi)	2076

La Figura 36, muestra un dinagrama típico de tubería rota y la Figura 37 el registro acústico donde se evidencia el aumento considerable del nivel de fluido.

Figura 36. Carta dinamoométrica – Pozo 22 con tubería rota

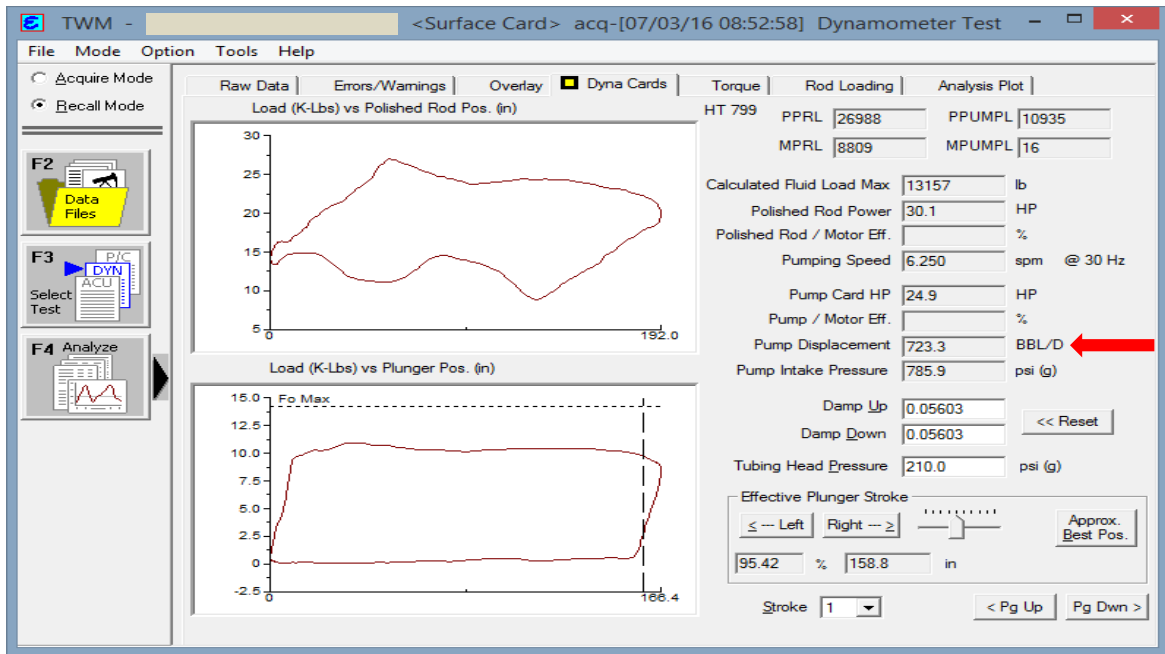
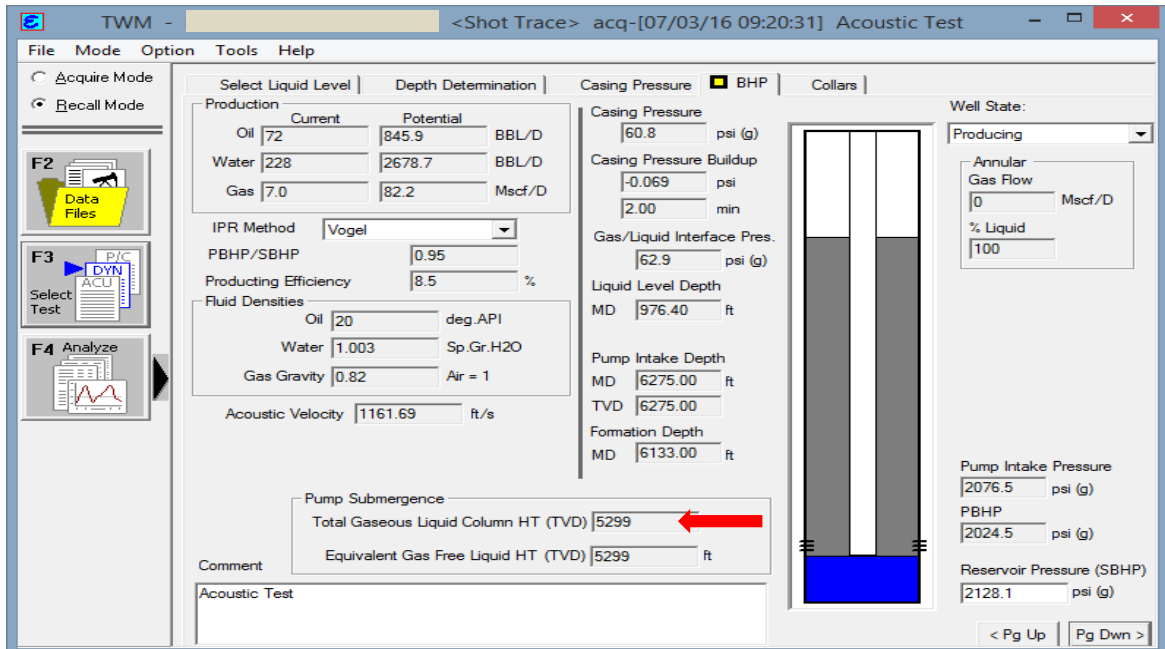


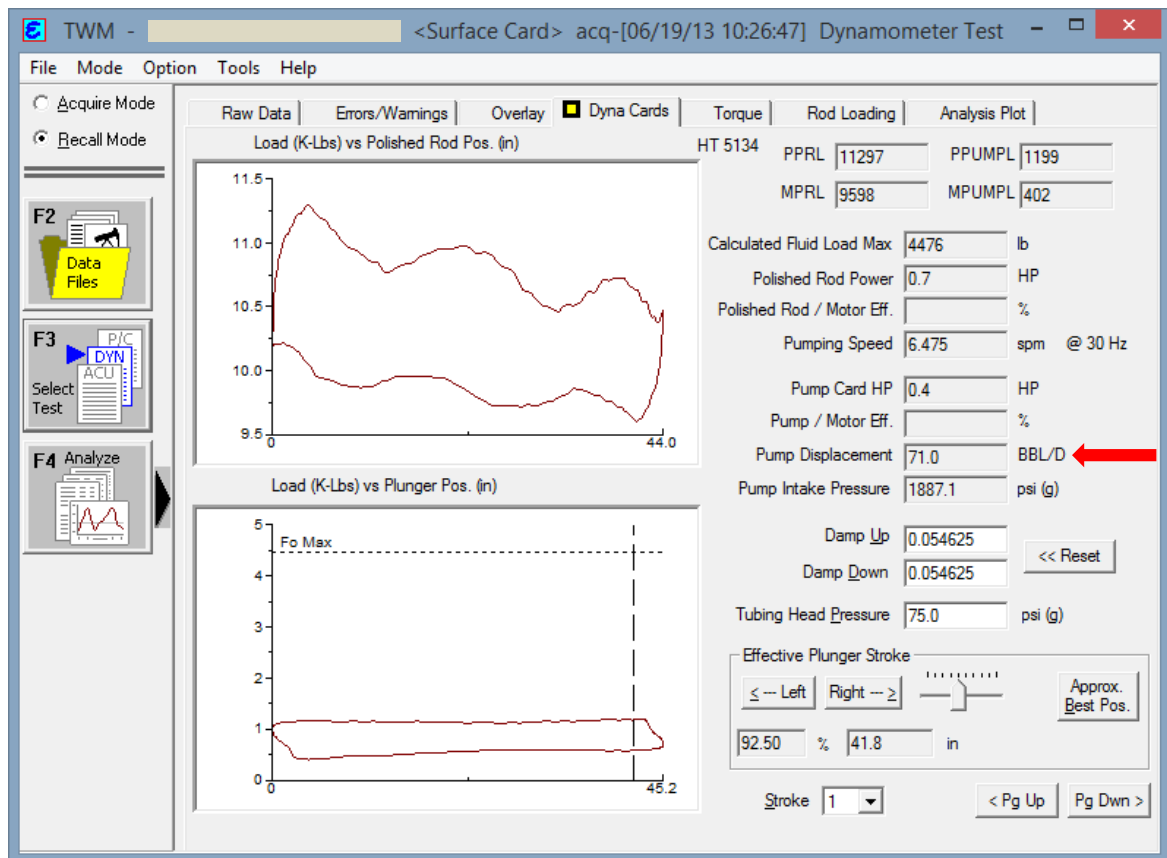
Figura 37. Prueba de nivel – Pozo 22 con tubería rota



Fuentes: Software Total Well Management

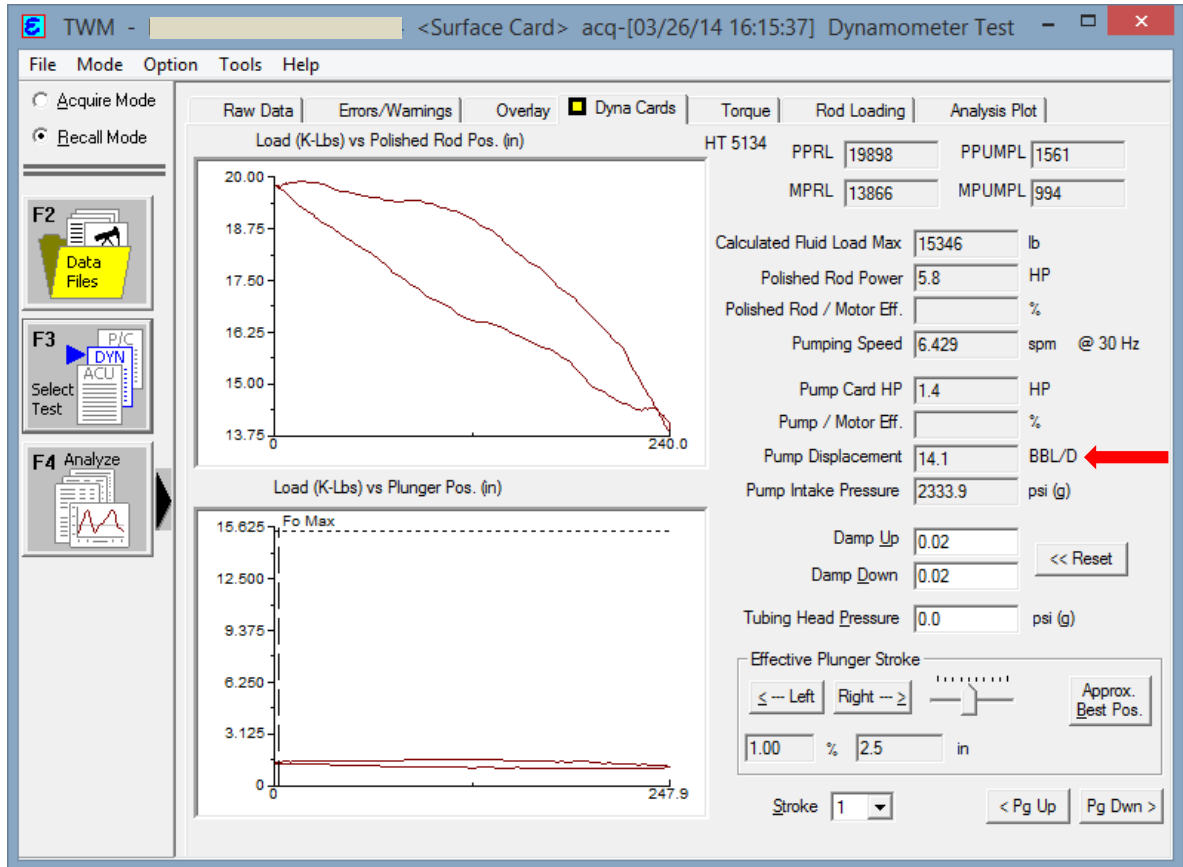
La Figura 38 muestra la carta dinamométrica de un pozo con tubería rota a una profundidad media del pozo. Se evidencia que el dinagrama de fondo toma una forma rectangular delgada, las cargas de la bomba disminuyen moderadamente. La figura 39 muestra la carta dinamométrica de un pozo con tubería rota cerca de la bomba. Este problema se confunde con un problema de bomba por la forma que toma el dinagrama de fondo, pero se comprueba que es un problema de tubería por el aumento considerable del nivel de fluido.

Figura 38. Carta dinamométrica - Pozo 23 con tubería rota (parte media)



Fuente: Software Total Well Management

Figura 39. Carta dinamométrica - Pozo 24 con tubería rota (cerca de la bomba)



Fuente: Software Total Well Management

6.2.1 Recomendaciones. Realizar una operación de well service. En este caso no se puede especificar a qué profundidad ocurre como si pasa con la varilla, pero teniendo en cuenta la forma del dinagrama y sus cargas se infiere si el hueco es en la parte superior, media o inferior de la tubería.

6.3 GOLPE DE FLUIDO

Ocurre cuando el nivel de fluido en el pozo no es el suficiente para mantener la bomba totalmente sumergida. En estas condiciones la bomba está constantemente sufriendo golpes con el líquido, lo cual ocasiona daños en el funcionamiento de la misma.

Las Tablas 7 y 8 muestran los valores a los cuales los pozos están operando con este problema.

Las siguientes figuras muestran la carta dinamométrica de la bomba de dos pozos diferentes pertenecientes a la GDH los cuales presentan problemas de golpe de fluido. En la Figura 40 la carta dinamométrica presenta baja sumergencia, por lo cual la válvula viajera en el recorrido descendente no va abrir hasta que se encuentre abruptamente con el líquido. Este fenómeno puede ocasionar daño en los mismos componentes de las válvulas y vibración que se transmite a la sarta de varilla. La Figura 42 presenta un dinagrama con golpe de fluido por obstrucción de la entrada de la bomba, este se diferencia del anterior en la prueba de nivel, la Figura 41 presenta un bajo nivel de fluido y la Figura 43 un nivel normal a las condiciones de producción del pozo.

Tabla 7. Pozo 25 con problema de golpe de fluido (baja sumergencia)

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-640D-427-144
Longitud de la carrera (in)	120
Diámetro del pistón (in)	2.500
Profundidad de la bomba (Ft)	5200
Producción normal de aceite (BBL/D)	64
Producción de agua (BBL/D)	110
Producción de gas (Mscf/D)	0
BHP Dinámica (Psi)	125
Presión de entrada a la bomba (Psi)	424

Figura 40. Carta dinamoométrica - Pozo 25 con golpe de fluido (baja sumergencia)

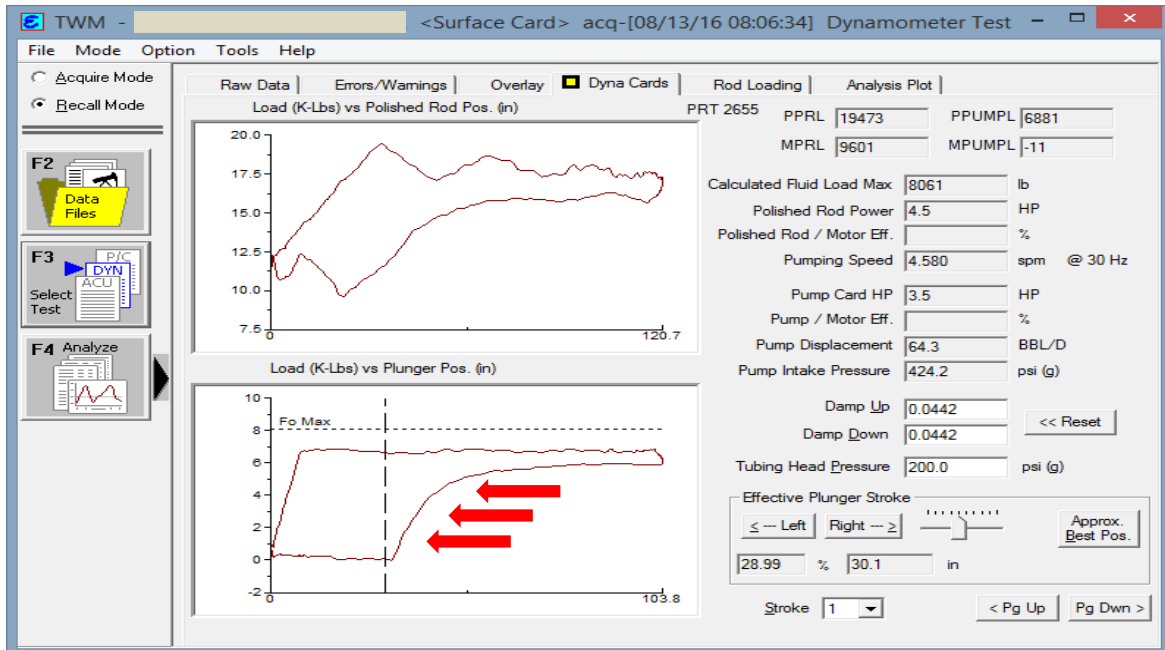
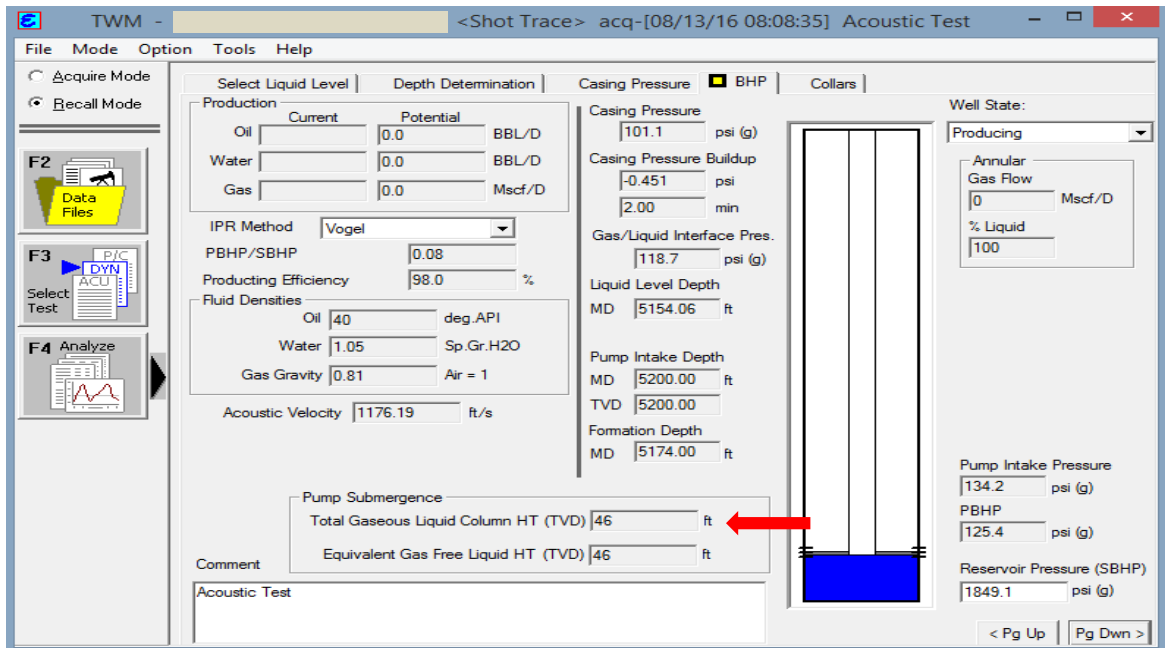


Figura 41. Prueba de nivel - Pozo 25 con golpe de fluido (baja sumergencia)

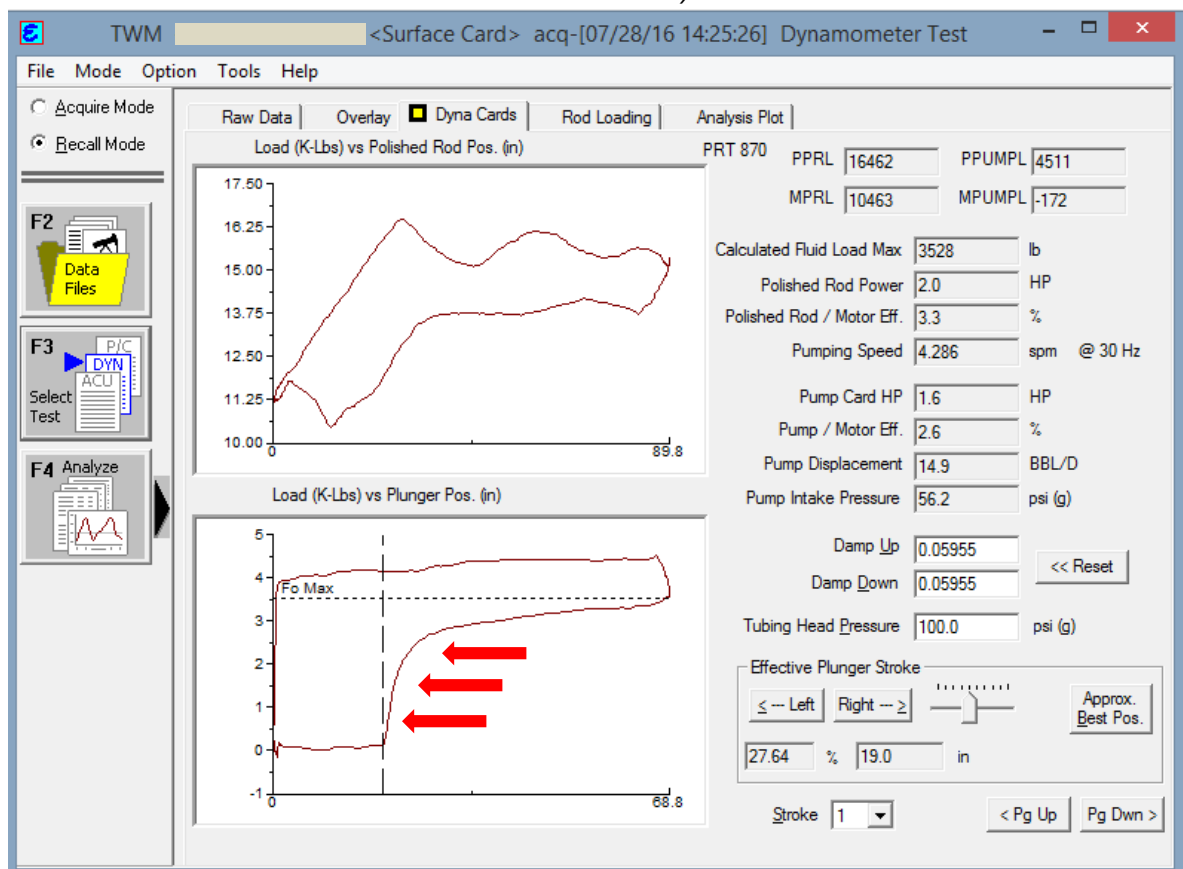


Fuentes: Software Total Well Management

Tabla 8. Pozo 26 con problema de golpe de fluido (obstrucción intake)

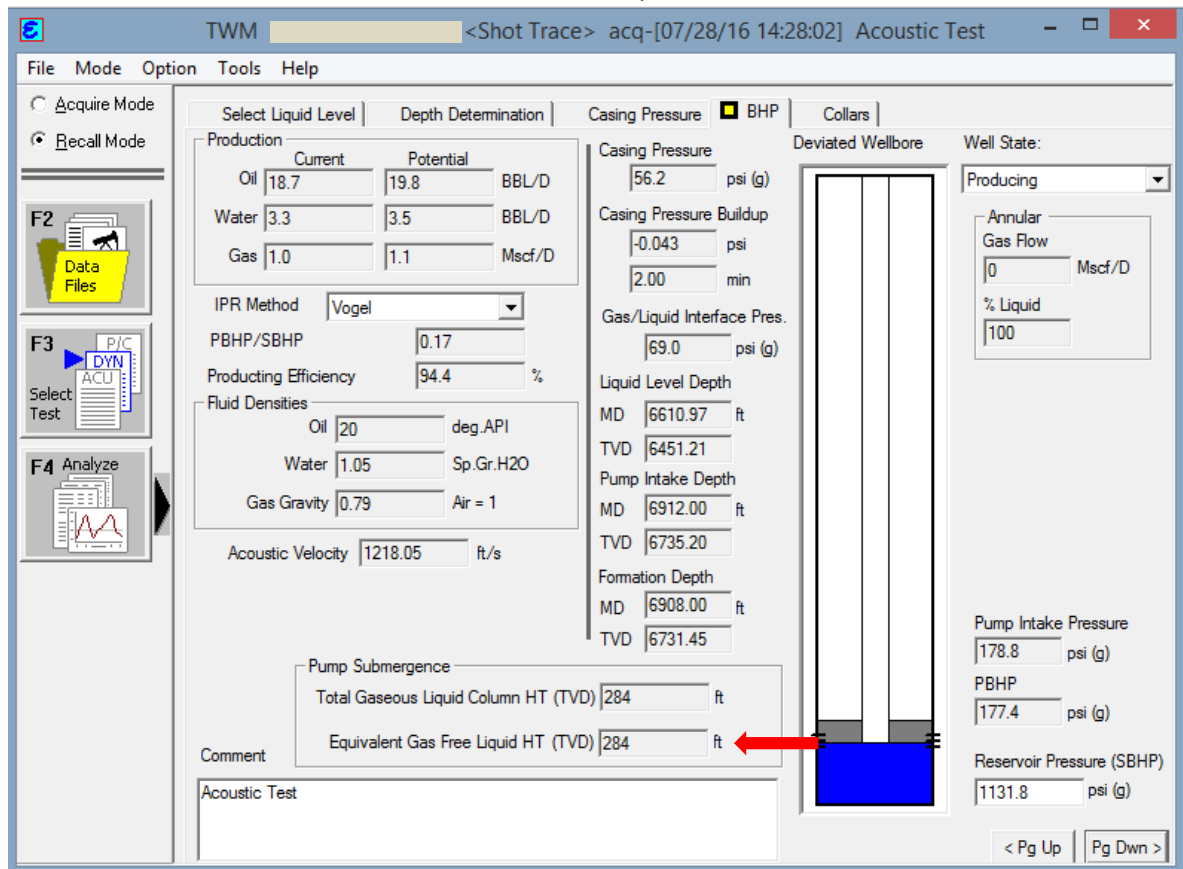
DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-320D-256-120
Longitud de la carrera (in)	89
Diámetro del pistón (in)	1.250
Profundidad de la bomba (Ft)	6912
Producción normal de aceite (BBL/D)	18.7
Producción de agua (BBL/D)	3.3
Producción de gas (Mscf/D)	1.0
BHP Dinámica (Psi)	177.4
Presión de entrada a la bomba (Psi)	56.2

Figura 42. Carta dinamoétrica - Pozo 26 con golpe de fluido (obstrucción intake de la bomba)



Fuente: Software Total Well Management

Figura 43. Prueba de nivel – Pozo 26 con golpe de fluido (obstrucción intake de la bomba)



Fuente: Software Total Well Management

6.3.1 Recomendaciones.

A. Si 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 puede 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

debe manipular el recorrido de la unidad para buscar con ello una disminución en el trabajo del motor.

C. Considerar si es posible profundizar la bomba, para así lograr una mejor sumergencia de la misma.

D. En caso de obstrucción por algún depósito, manejar bacheos frecuentes de inyección de química para controlar la aparición de estos depósitos.

6.4 INTERFERENCIA DE GAS

Ocurre cuando en el pozo productor hay un alto corte de gas y por tanto la bomba está operando bajo la influencia de este. Los componentes de la bomba funcionan bien pero la eficiencia de la bomba cae en un alto porcentaje. 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 dinamométrica se asemeja a la de golpe de fluido con la diferencia que la curva de la transferencia de carga al inicio del recorrido descendente es más suavizada debido a la compresión de gas.

En las Tablas 9 y 10 se registran los datos de los pozos que presentan interferencia de gas en la bomba.

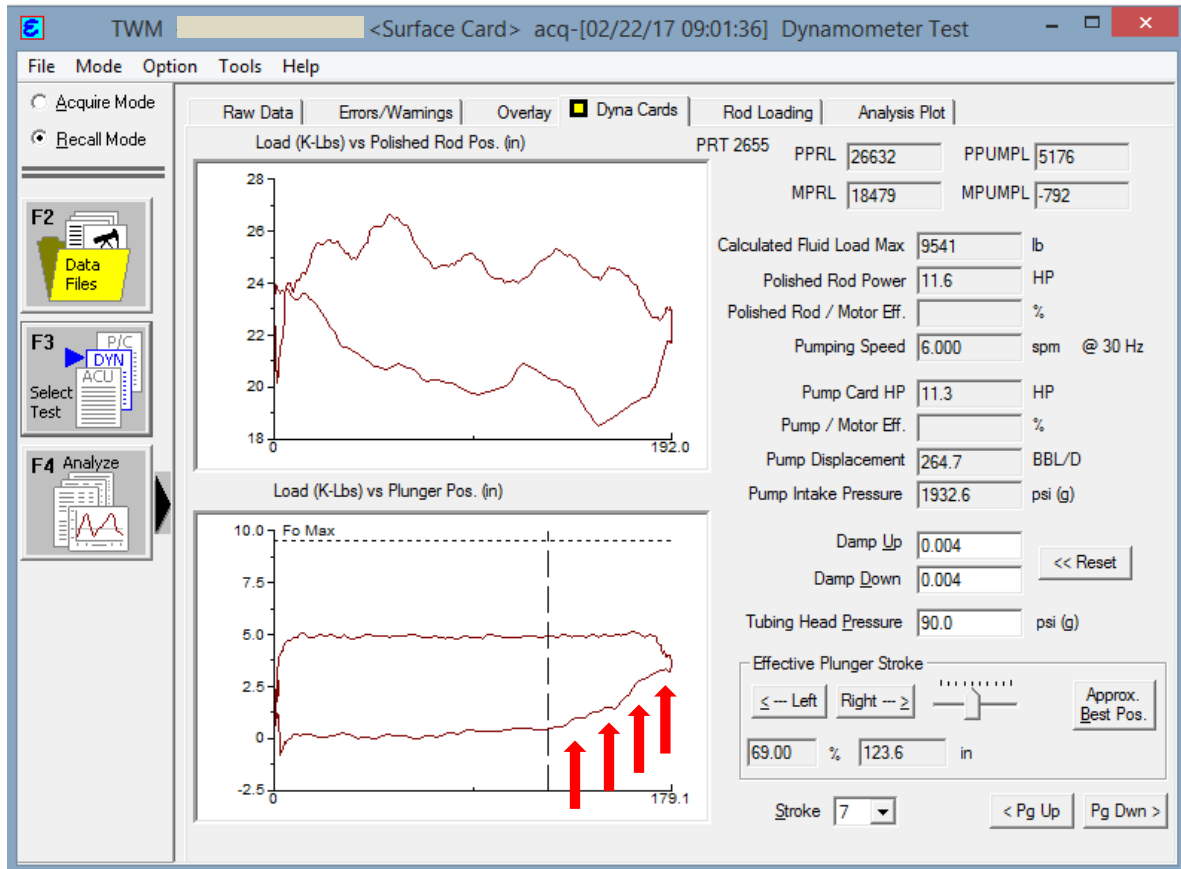
Las Figuras 44 y 46 muestran los dinagramas de dos pozos donde las bombas operan bajo interferencia de gas.

En el registro acústico (Figuras 45 y 47) podemos observar que la sumergencia total muestra un valor grande en comparación con la efectiva, evidenciándose la influencia del gas en la bomba.

Tabla 9. Pozo 27 con problema de interferencia de gas

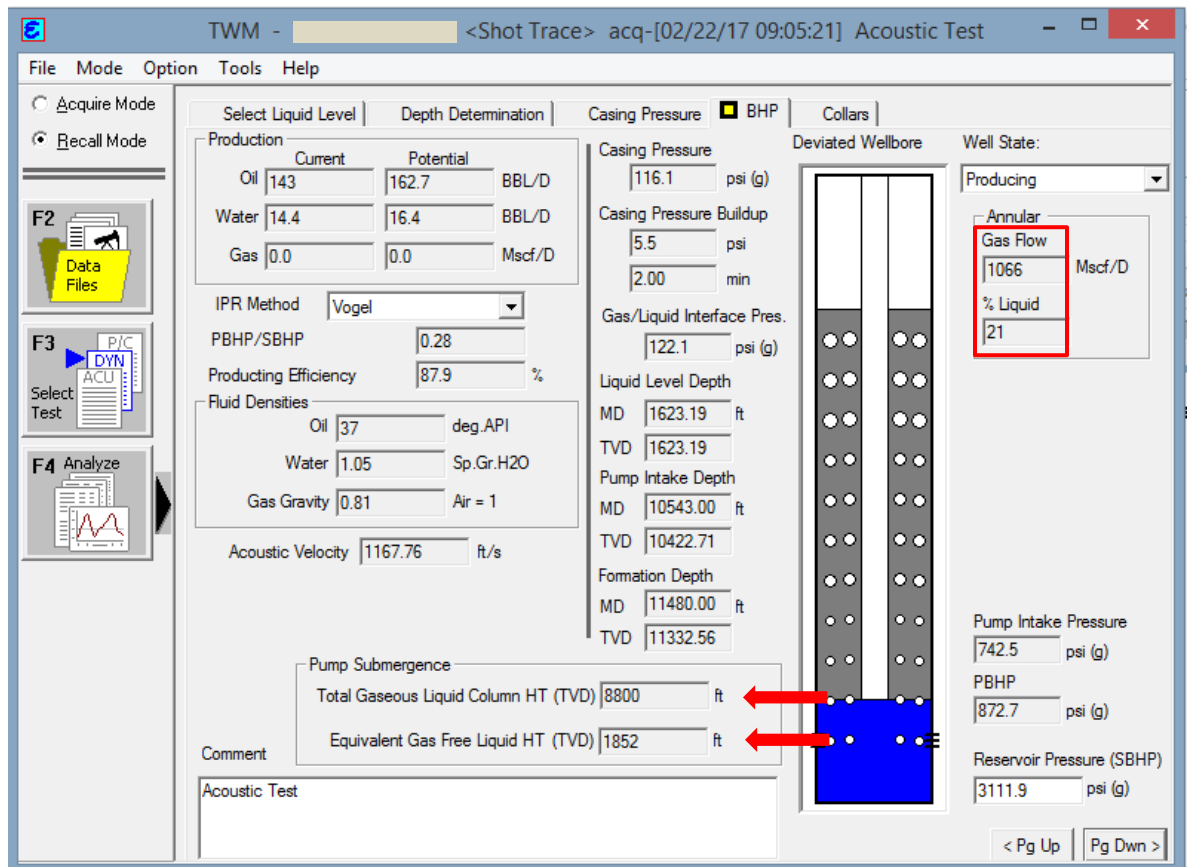
DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-912-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	1.750
Profundidad de la bomba (Ft)	10543
Producción normal de aceite (BBL/D)	143
Producción de agua (BBL/D)	14
Producción de gas (Mscf/D)	900
BHP Dinámica (Psi)	872
Presión de entrada a la bomba (Psi)	1932

Figura 44. Carta dinamométrica – Pozo 27 con interferencia de gas



Fuente: Software Total Well Management

Figura 45. Prueba de nivel – Pozo 27 con interferencia de gas



Fuente: Software Total Well Management

Tabla 10. Pozo 28 con problema de interferencia de gas

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-912D-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.750
Profundidad de la bomba (Ft)	3963
Producción normal de aceite (BBL/D)	24
Producción de agua (BBL/D)	460
Producción de gas (Mscf/D)	13
BHP Dinámica (Psi)	231
Presión de entrada a la bomba (Psi)	682

Figura 46. Carta dinamométrica - Pozo 28 con interferencia de gas

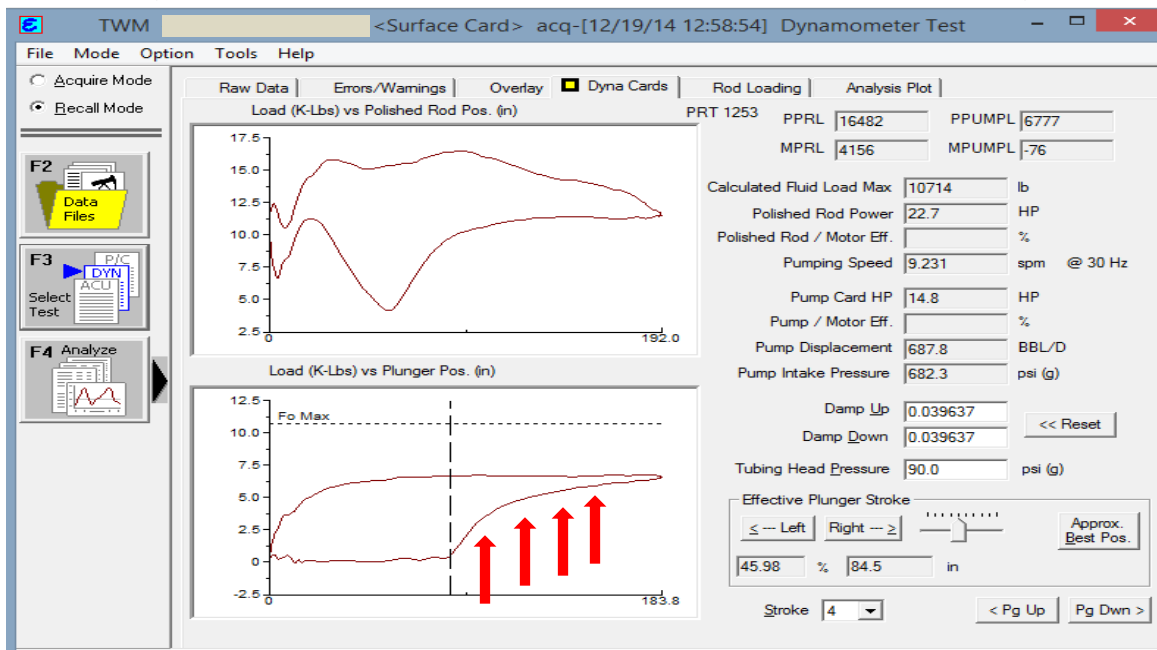
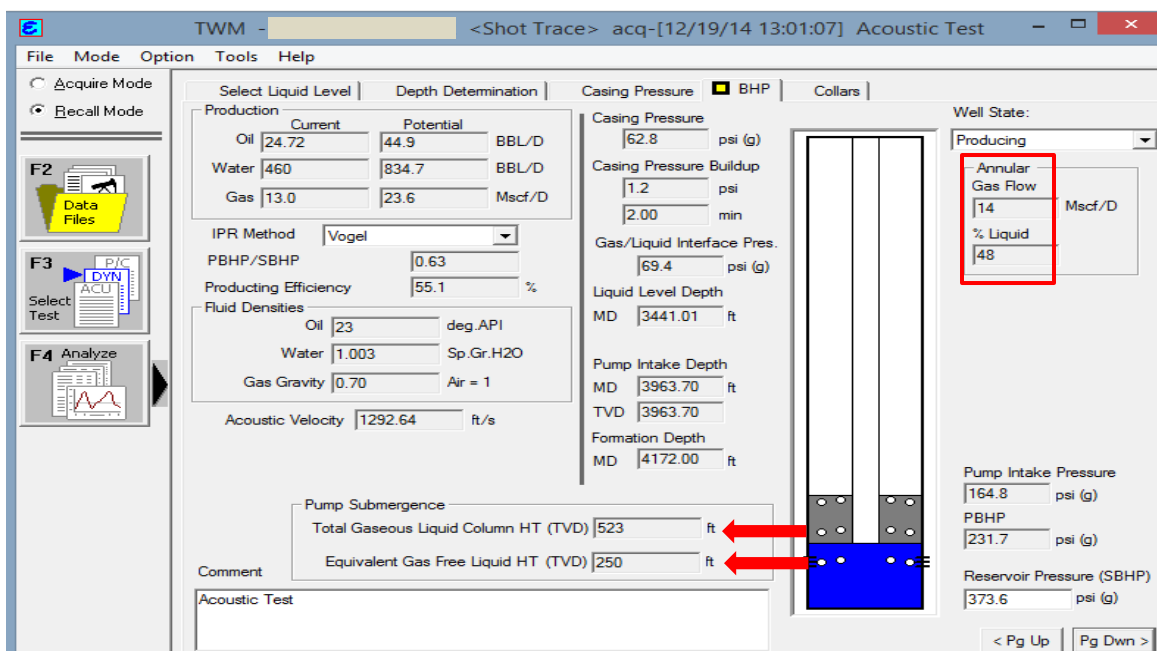


Figura 47. Prueba de nivel – Pozo 28 con interferencia de gas



Fuentes: Software Total Well Management

6.4.1 Recomendaciones.

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

B. Hacer un adecuado estudio del pozo, y de esta manera se seleccione un tipo de bomba adecuada para trabajar con gas, como lo es la de dos etapas.

C. Instalar en la configuración de fondo del pozo herramientas como separadores de gas.

6.5 FUGA EN VÁLVULA VIAJERA

Sucede cuando en el pozo hay presencia de elementos como gas o sólidos que dificultan el cierre adecuado de la válvula, solo se logra efectividad en una porción de la carrera ascendente.

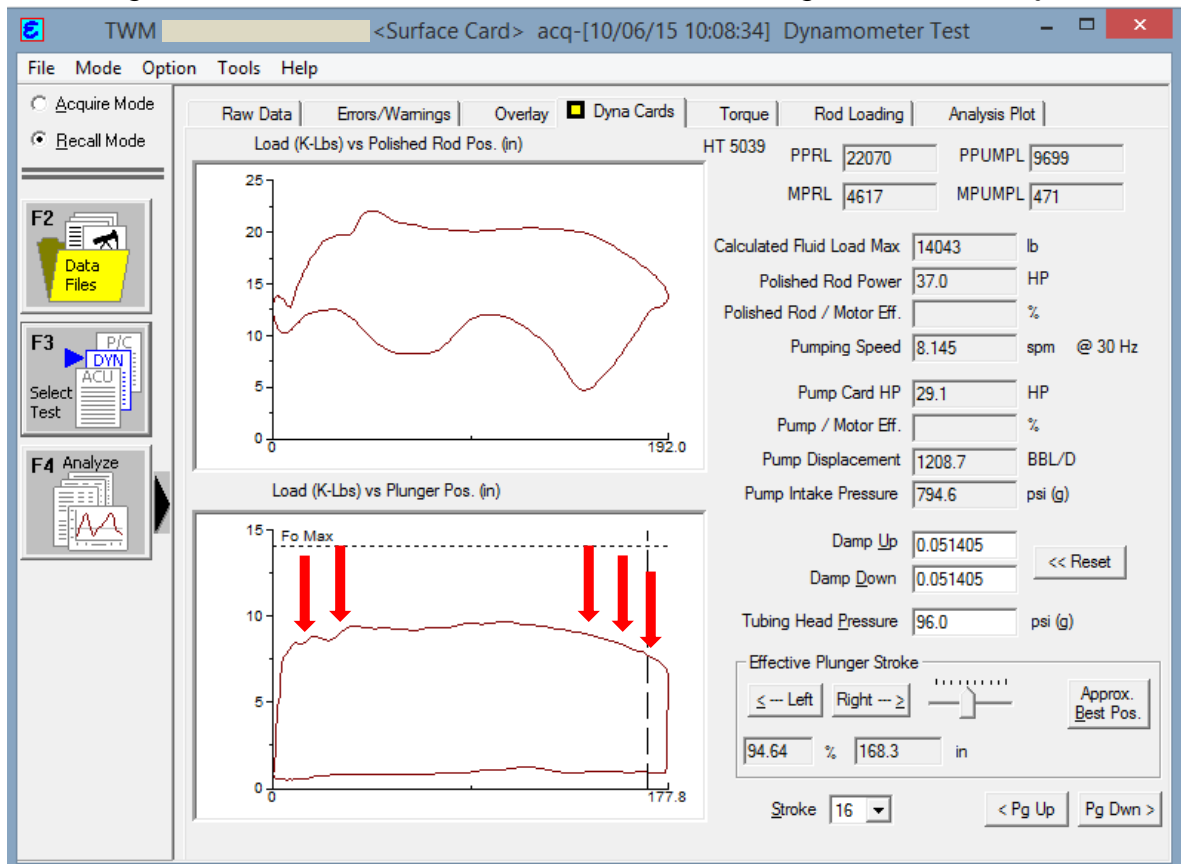
Las Tablas 11 y 12 registran los datos de dos pozos que presentan este problema.

Se observa en la carta dinamométrica el comportamiento inadecuado de la válvula viajera (Figuras 48 y 50). Este problema se corrobora con la prueba de válvulas, donde la porción demarcada de la válvula viajera presenta una caída súbita, el cual debería ser una línea recta horizontal (Figuras 49 y 51), además, en el recuadro de *leakage* toma un valor grande a comparación del que sería si la bomba no tuviera fuga.

Tabla 11. Pozo 29 con problema de fuga en válvula viajera

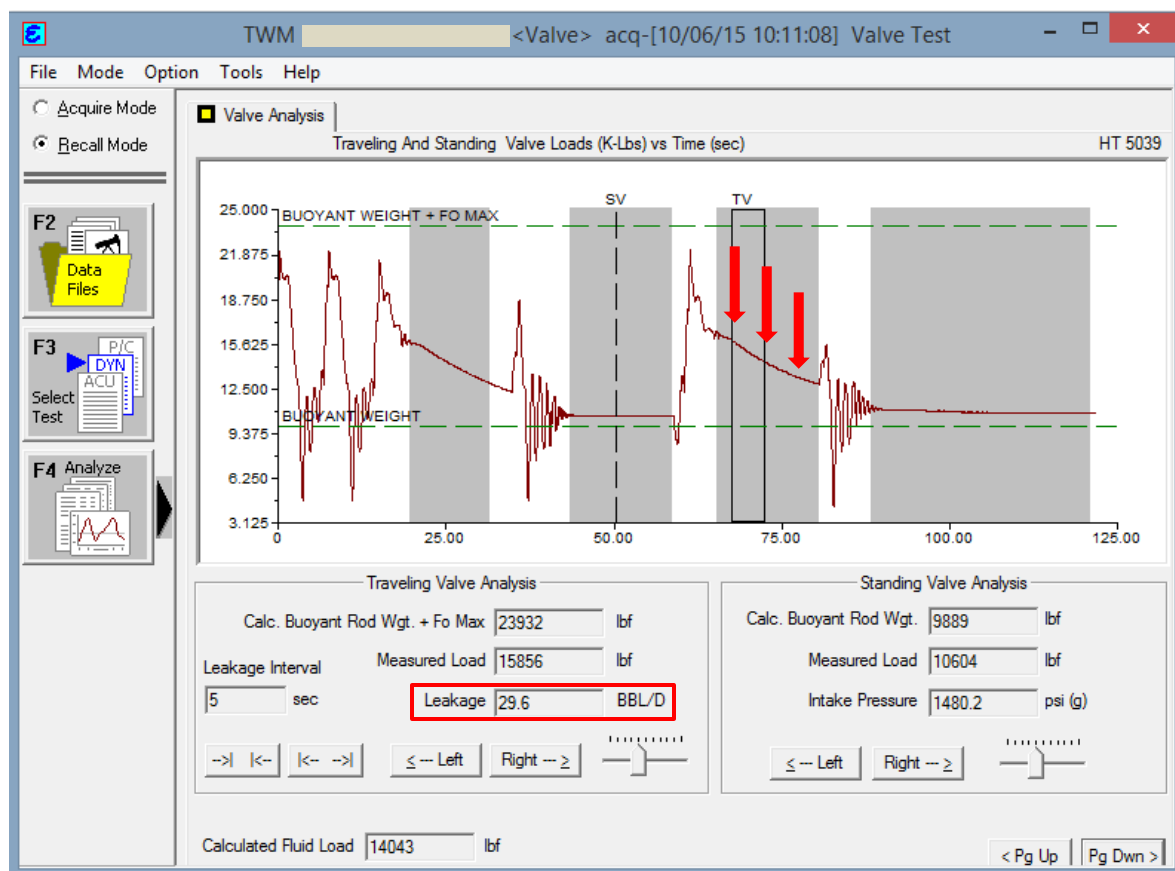
DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-912D-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.750
Profundidad de la bomba (Ft)	5281
Producción normal de aceite (BBL/D)	136
Producción de agua (BBL/D)	714
Producción de gas (Mscf/D)	1
BHP Dinámica (Psi)	849
Presión de entrada a la bomba (Psi)	794

Figura 48. Carta dinamométrica – Pozo 29 con fuga en válvula viajera



Fuente: Software Total Well Management

Figura 49. Prueba de válvulas - Pozo 29 con fuga en válvula viajera



Fuente: Software Total Well Management

Tabla 12. Pozo 30 con problema de fuga en válvula viajera

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-1280D-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.250
Profundidad de la bomba (Ft)	5598
Producción normal de aceite (BBL/D)	197
Producción de agua (BBL/D)	262
Producción de gas (Mscf/D)	0
BHP Dinámica (Psi)	348
Presión de entrada a la bomba (Psi)	797

Figura 50. Carta dinamométrica – Pozo 30 con fuga en válvula viajera

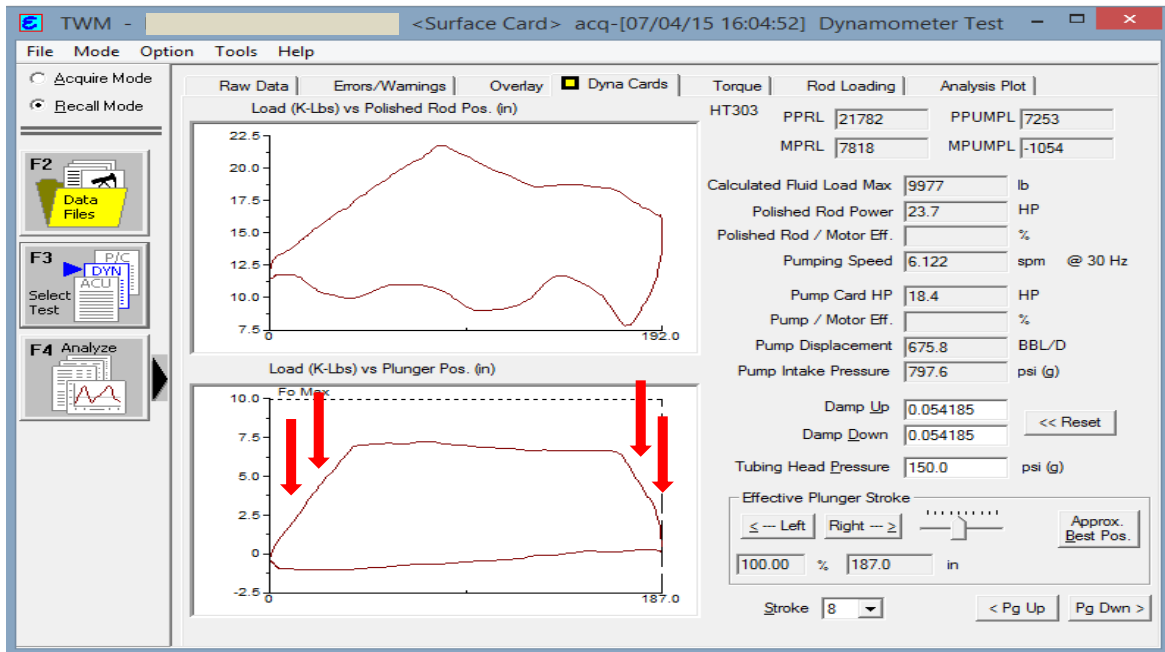
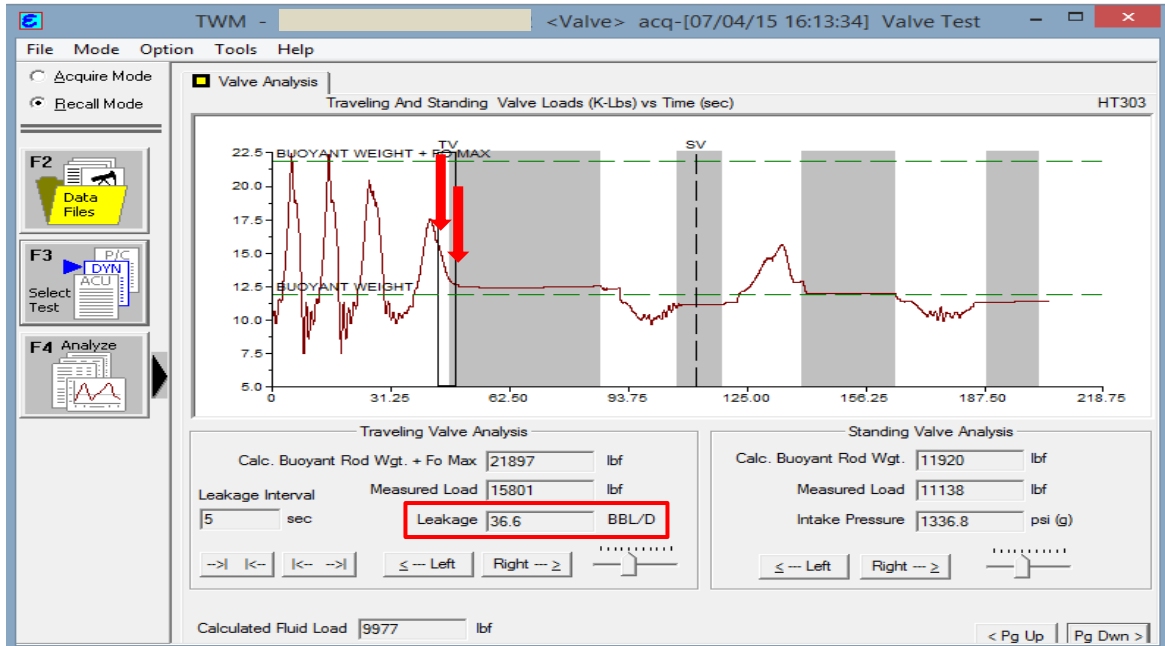


Figura 51. Prueba de válvulas – Pozo 30 con fuga en válvula viajera



Fuentes: Software Total Well Management

6.5.1 Recomendaciones. Se debe analizar minuciosamente el dinagrama, sacar la bomba, reemplazar la válvula y verificar la causa de la falla para así instalar un sistema de doble válvula o válvulas alternas en la misma.

6.6 FUGA EN VÁLVULA FIJA

Sucede 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 13 se registra los datos del pozo que presenta estos problemas.

La Figura 52 muestra la carta dinamométrica donde se puede observar el mal funcionamiento de la válvula fija, el dinagrama en la carrera descendente toma una forma curva hacia abajo. En la prueba de válvulas del respectivo pozo, se evidencia que las cargas que soportan las 2 válvulas tienden a igualarse. Ver Figura 53.

Tabla 13. Pozo 31 con problema de fuga en válvula fija

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	A-1280D-427-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.250
Profundidad de la bomba (Ft)	5598
Producción normal de aceite (BBL/D)	197
Producción de agua (BBL/D)	262
Producción de gas (Mscf/D)	0
BHP Dinámica (Psi)	531
Presión de entrada a la bomba (Psi)	1000

Figura 52. Carta dinamométrica – Pozo 31 con fuga en válvula fija

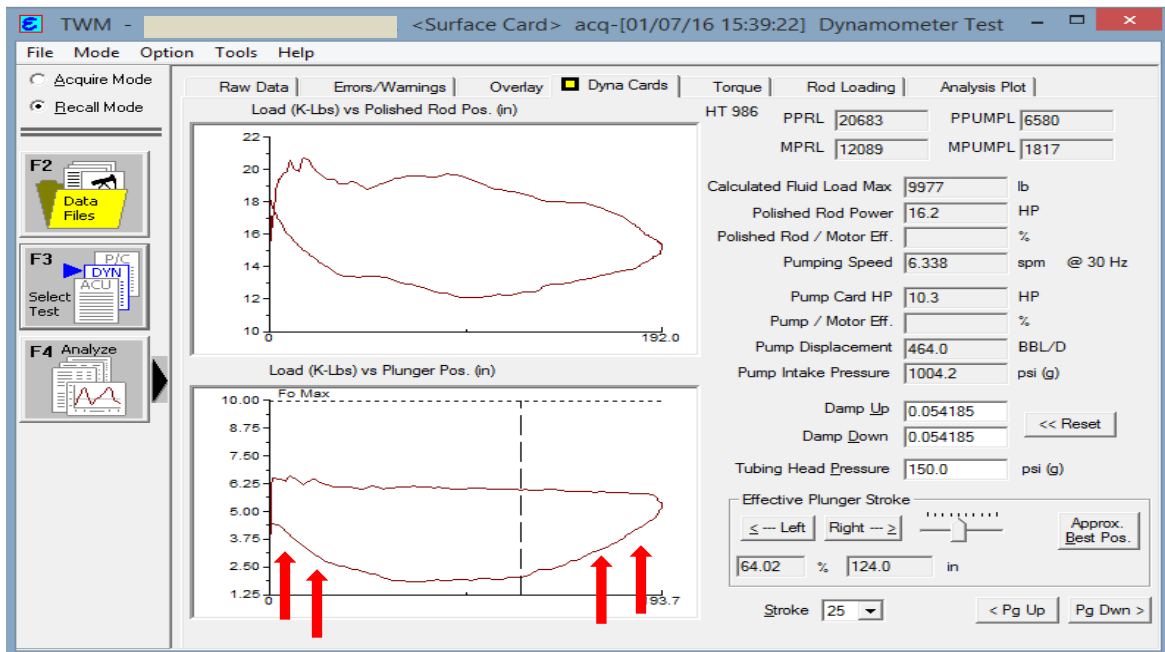
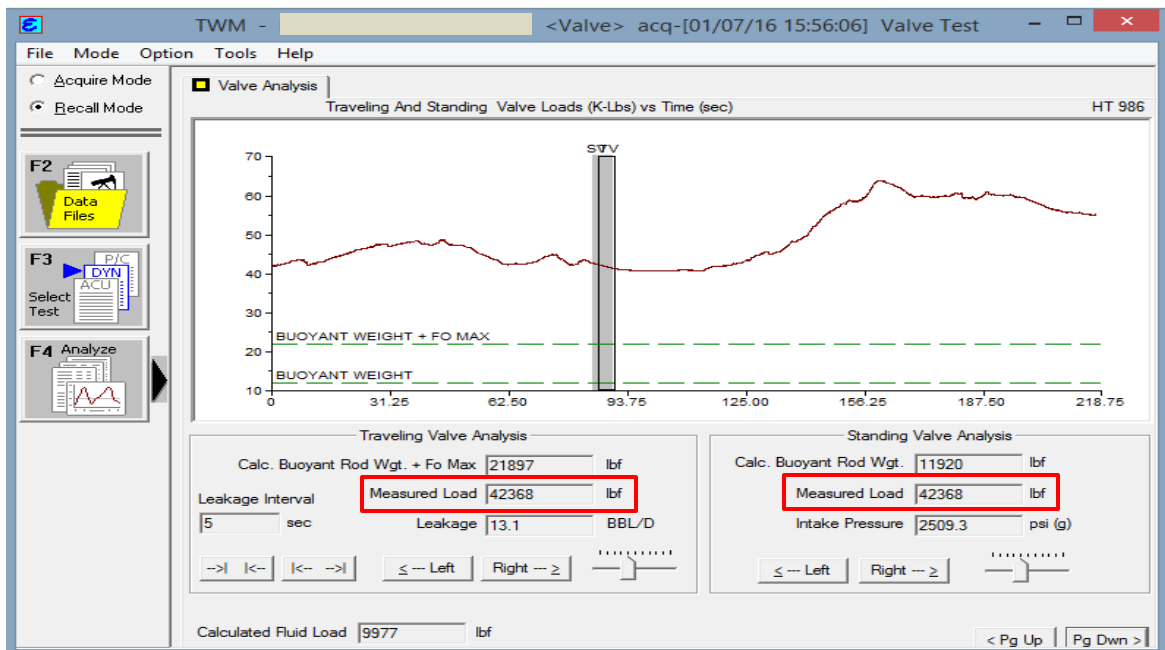


Figura 53. Prueba de válvulas - Pozo 31 con fuga en válvula fija



Fuentes: Software Total Well Management

6.6.1 Recomendaciones. En el caso de la válvula viajera, igual que con la fija, se debe analizar minuciosamente el dinagrama, sacar la bomba, reemplazar la válvula y verificar la causa de la falla para así instalar un sistema de doble válvula o válvulas alternas en la misma.

6.7 FALLA O BLOQUEO EN LA BOMBA

Esto ocurre cuando la bomba presenta excesivo rozamiento con las paredes de la tubería de producción (presencia de sólidos pueden provocar esto).

La Tabla 14 registra los datos del pozo con este problema.

La Figura 54 muestra la carta dinamométrica de un pozo donde se percibe que no hay acción de bombeo, la carta está cerrada y hay pérdida de carga en la carrera ascendente. En estos casos suele confundirse con varilla partida pero en la prueba de válvulas (Figura 55) se evidencia que la pérdida de carga es mucho menor al compararla con varilla partida y está por encima de la línea de boyansa.

Tabla 14. Pozo 32 con problema de bomba bloqueada

DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	C-912D-365-192
Longitud de la carrera (in)	192
Diámetro del pistón (in)	2.500
Profundidad de la bomba (Ft)	2803
Producción normal de aceite (BBL/D)	46
Producción de agua (BBL/D)	415
Producción de gas (Mscf/D)	23
BHP Dinámica (Psi)	809
Presión de entrada a la bomba (Psi)	972

Figura 54. Carta dinamométrica – Pozo 32 con bloqueo de bomba

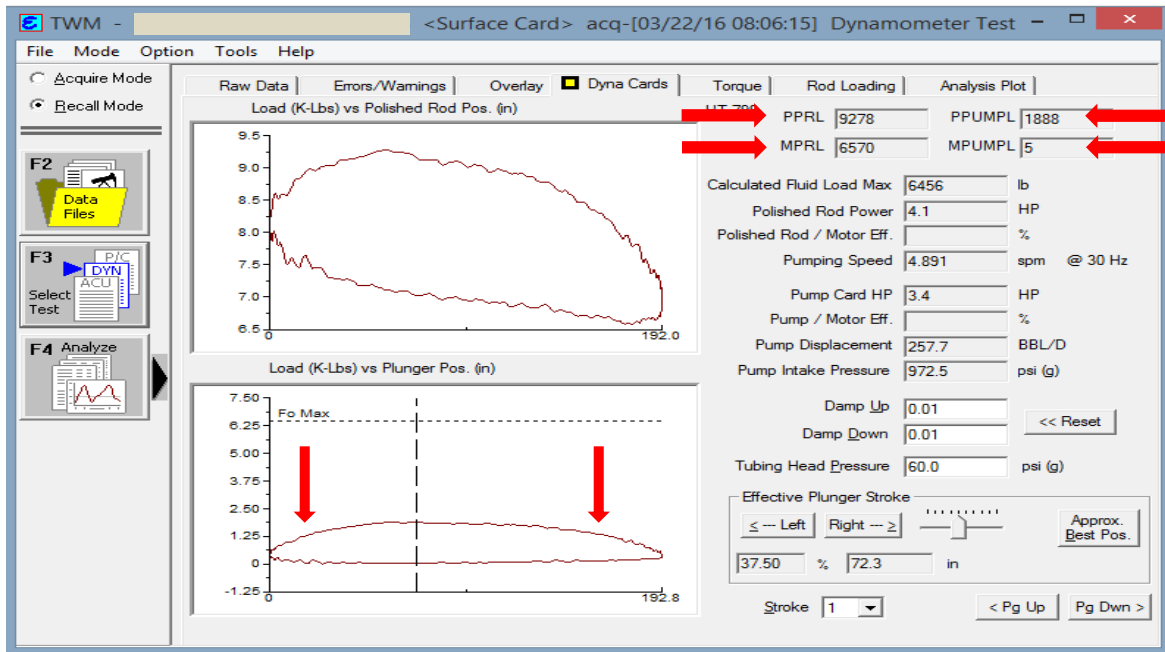
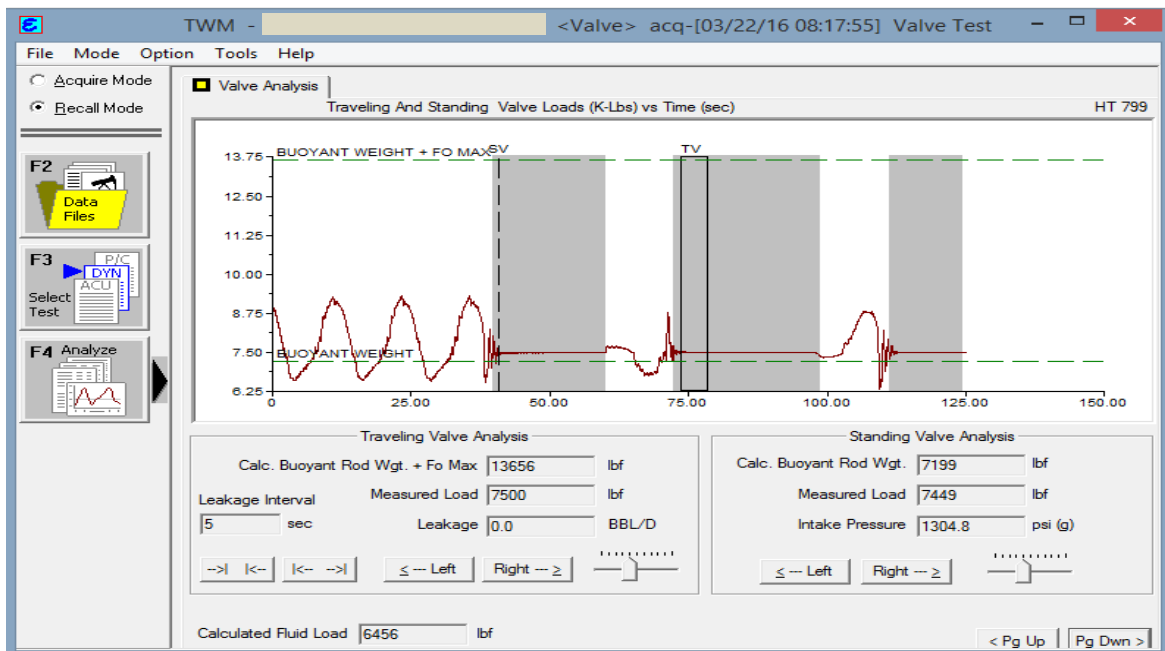


Figura 55. Prueba de válvulas – Pozo 32 con bloqueo de bomba

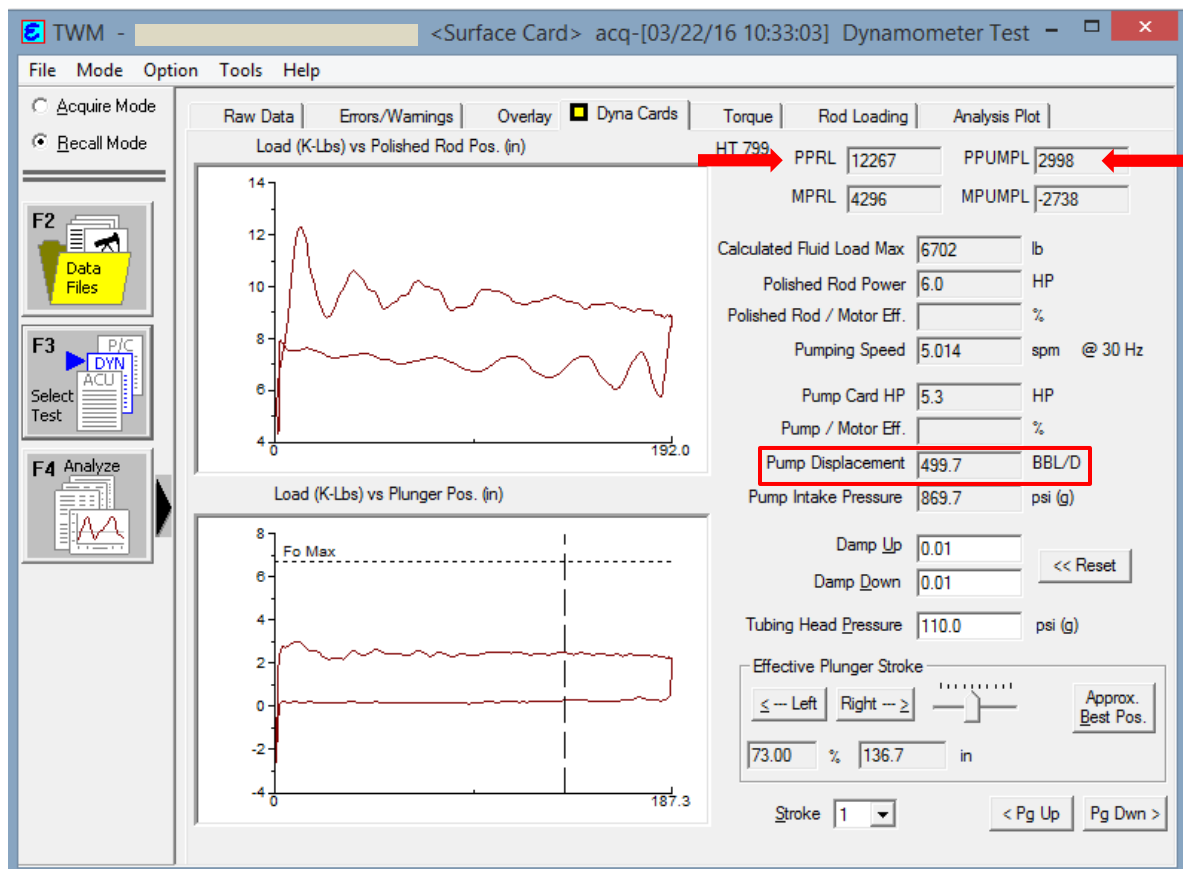


Fuentes: Software Total Well Management

La solución para este problema es respaciar la bomba para tratar de remover con un leve golpe el bloqueo que en la mayoría de los casos es por sólidos.

La Figura 56 muestra la carta dinamométrica del mismo pozo después de espaciar la bomba con ocho pulgadas (8”), presenta golpe de bomba.

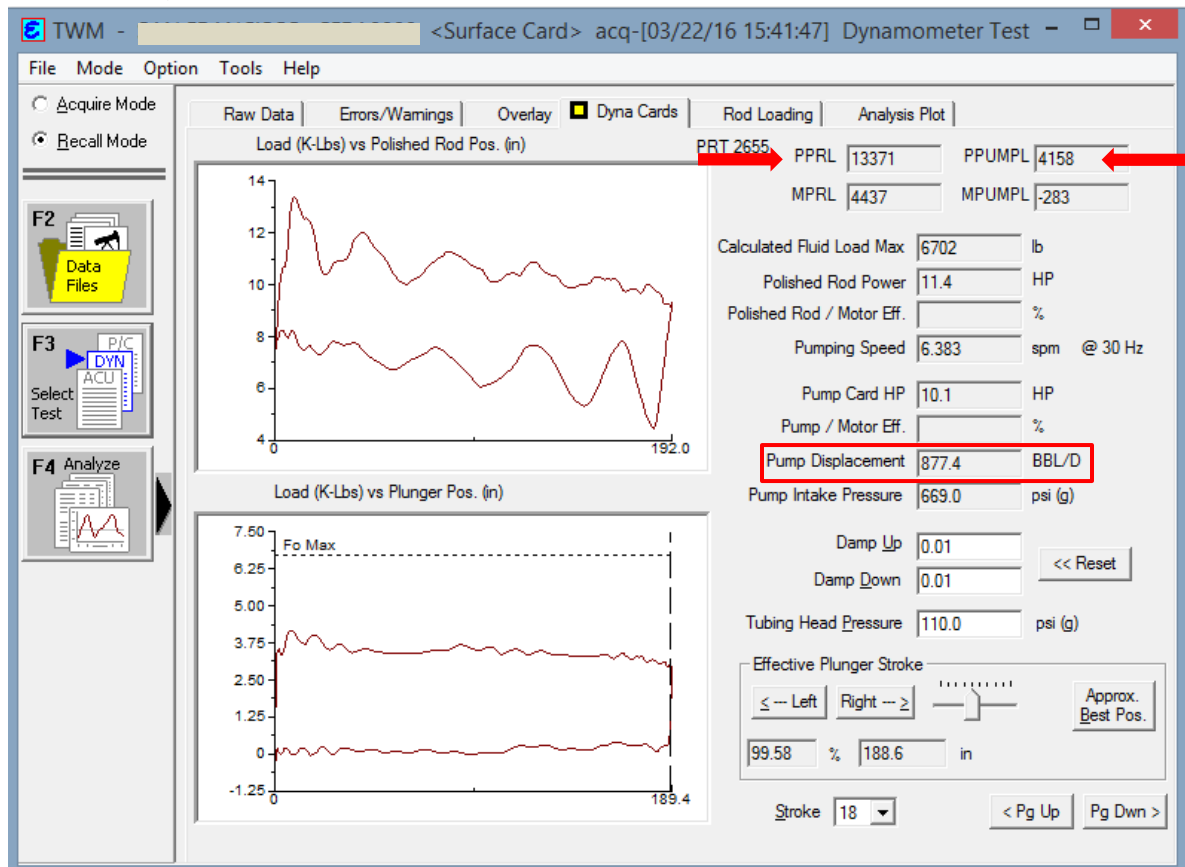
Figura 56. Carta dinamométrica – Pozo 32 espaciado 8”



Fuente: Software Total Well Management

La Figura 56 muestra la carta dinamométrica después de espaciar con 2” y aumentar los golpes por minuto de la unidad llegando a 5.7. Se logró recuperar la acción de la bomba.

Figura 57. Carta dinamométrica – Pozo 32 después de respacear



Fuente: Software Total Well Management

6.7.1 Recomendación. Instalar herramientas en la configuración de fondo del pozo-bomba para manejo de arena. Si después de realizar el respaciamiento de la bomba esta no responde se debe intervenir el pozo y dependiendo del tipo de bomba que se tenga con equipo well service o de varilleo.

6.8 BOMBA CON TRABAJO POR SÓLIDOS

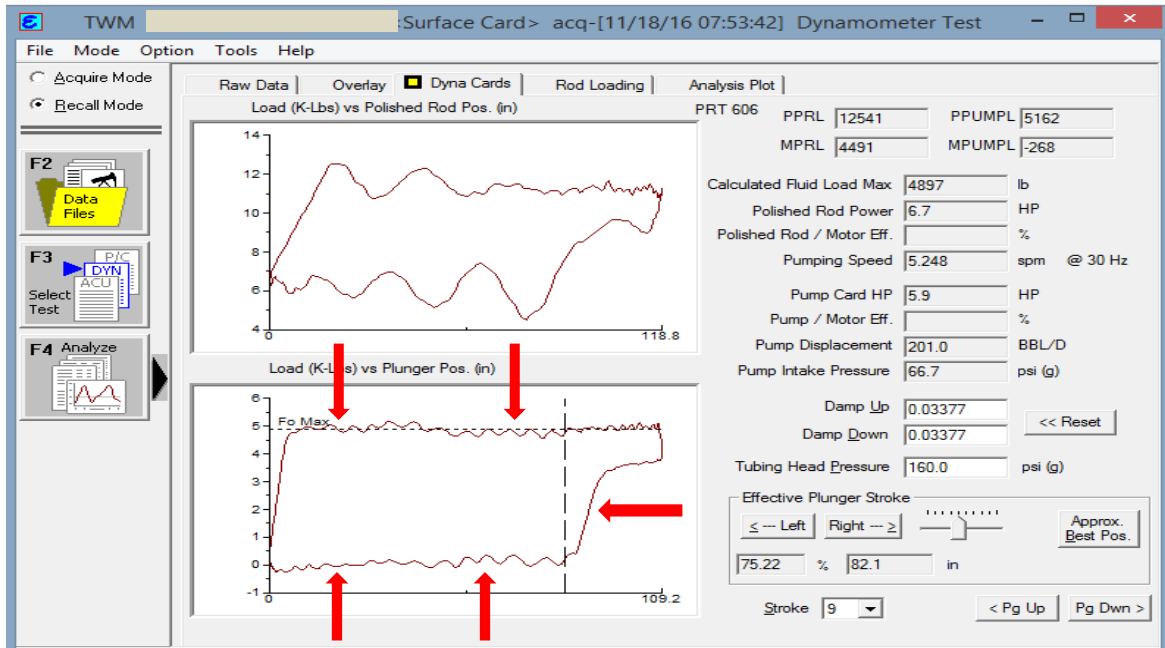
Se presenta en los pozos donde el contenido de sólidos en la producción es elevado. El pozo opera de manera normal, hay producción en superficie pero la eficiencia de la bomba se ve reducida por el rápido desgaste de sus componentes.

La Figura 58 detalla el comportamiento de una bomba afectada por la presencia de sólidos y golpe de fluido debido a la baja sumergencia del pozo. El dinagrama de fondo toma la forma en la carrera ascendente como la descendente de serrucho (ondulaciones) debido a la fricción entre la bomba y las paredes de la tubería de producción. La figura 59 evidencia el bajo nivel del pozo.

Tabla 15. Pozo 33 con problema de presencia de sólidos

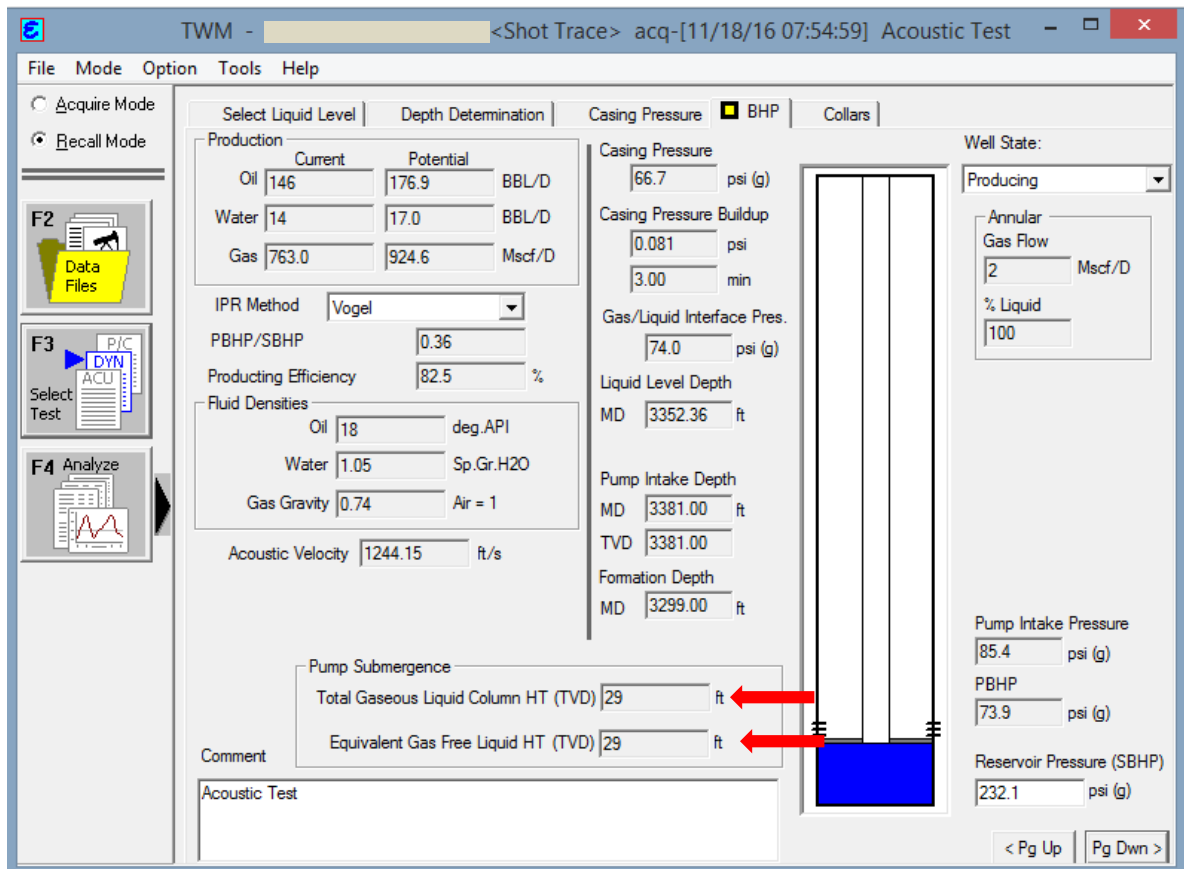
DATOS DEL POZO	
Unidad (API)	C-320-256-120
Longitud de la carrera (in)	118
Diámetro del pistón (in)	2.000
Profundidad de la bomba (Ft)	3381
Producción normal de aceite (BBL/D)	146
Producción de agua (BBL/D)	14
Producción de gas (Mscf/D)	763
BHP Dinámica (Psi)	74
Presión de entrada a la bomba (Psi)	66

Figura 58. Carta dinamométrica – Pozo 33 con golpe de fluido y presencia de sólidos



Fuente: Software Total Well Management

Figura 59. Prueba de nivel – Pozo 33 trabajando con golpe de fluido y presencia de sólidos



Fuente: Software Total Well Management

6.8.1 Recomendación. Programar servicio de limpieza de arena, recircular agua de producción del pozo anular/tubing para removerla.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se logró realizar un reconocimiento del equipo Well Analyzer y su instalación en campo para la toma de registros de nivel, dinagrama y prueba de válvulas, además, analizar los diferentes parámetros de la interfaz TWM para evaluar de manera correcta dichos registros.
- La metodología creada en este proyecto, ayudará a un mejor y minucioso diagnóstico de los diferentes problemas presentados en los pozos con bombeo mecánico en la GDH, esto resultará beneficioso, ya que se logrará establecer con mayor certeza un plan de intervención y recursos requeridos (equipo, unidad de flush-by y materiales), además, la reducción de los tiempos de diferida por paradas de los pozos.
- Gracias a la toma de los registros con el equipo Echometer se han podido evaluar y solucionar problemas que venían afectando directamente la producción de los campos pertenecientes a la GDH, ayudando así en una labor de vital importancia como lo es el control de la producción.
- Aunque el tiempo de realización de las pruebas 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.
- La interpretación actual de los dinagramas de fondo permite el proceso computarizado de una cantidad considerable de información de cada pozo, con lo que se logran mayores aciertos en la detección y corrección de problemas en las bombas de fondo.
- Tener la precaución con el equipo ECHOMETER, ya que un pequeño golpe puede inducir a errores, por ejemplo: el transductor de presión, al tomar el cero

de referencia, este es más de 100 psi, el transductor puede estar defectuoso. Además, se debe tener en cuenta que la presión máxima de operación del transductor es de dos veces el coeficiente C2.

- La opción ANALYSIS PLOT brinda información importante acerca del funcionamiento del equipo de bombeo y muchas veces se pasa por alto a la hora de hacer el diagnóstico, integrar este nuevo criterio logró optimizar de manera significativa la manera en que se escogía la intervención que se le realizaría al pozo y de esa manera se pudo reducir costos por servicio.

BIBLIOGRAFIA

- QUIROGA, L. E. "Evaluación del desempeño de las sartas de bombeo mecánico del área de la Cira-infantas utilizando el software TWM". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 60-66p. 2008
- PORTELA, H. A. "Análisis y optimización de la producción por bombeo mecánico en el campo Andalucía Sur". Universidad Surcolombiana. Neiva, 52-57p. 1992.
- SOLANO, L. A, SALAS, C. A. "Análisis de desempeño de la tecnología Petrovalve Gas Breaker en la extracción de crudos pesados con altos volúmenes de gas, aplicado al sistema de bombeo mecánico del campo Girasol" Universidad Surcolombiana. Neiva, 42-44p. 2013.
- LOPESIERRA, I. D, ALVAREZ, J. S. "Manual de operación y mantenimiento del analizador de pozos". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 48-51p. 2009.
- FLOREZ, P. "Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 20-55p. 2009.
- PODIO, A. L., McCoy, J. N., LYNN ROWLAN, O. and BECKER, D. "Advances in Surface Measurements for Optimization of Artificial Lift Operations". Melbourne, Australia. SPE-77895-MS. 2002. P. 1-11.

- LYNN ROWLAN, O. McCoy, J. N., and BECKER, D. “Advanced Techniques for Acoustic Liquid-Level Determination”. Oklahoma, U.S.A. SPE-80889-MS. 2003. P. 1-12.
- McCoy, J. N., BECKER, D., FERNANDEZ, G. PODIO, A. L. “Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance”. Cartagena, Colombia. SPE-165023-MS. 2013. P. 1-13.
- GALDIR, D., REGES, Jr., SCHNITMAN, L., REIS, R, and MOTA, F. “A New Approach To Diagnosis of Sucker Rod Pump Systems by Analyzing Segments of Downhole Dynamometer Cards”. Bahia, Brazil. SPE-173964-MS. 2015. P. 1-13.
- LIU. Z., WANG. H., YANG, D., “Determination of Real-Time Dynamic Fluid Levels by Analysis of the Dynamometer Card”. Alberta, Canadá. PETSOC-2007-191. 2007. P. 1-8.
- PODIO, A. L., McCoy, J. N. and BECKER D. “Integrated Well Performance and Analysis”. California, U.S.A. SPE-24060-PA. 1992. P. 1-6.
- PODIO, A. L., McCoy, J. N. and BECKER D. “Total Well Management – A Methodology for Minimizing Production Cost of Beam Pumped Wells”. California, U.S.A. SPE-29637-MS. 1995. P. 1-14.
- McCoy, J. N., PODIO, A. L., DRAKE, B. “Modern Total Well Management” California, U.S.A. SPE-62834-MS. 2000. P. 1-11.

- NAVARRETE, J. C., TORREZ, J. E. "Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas". Universidad Industrial de Santander, 2000.
- DIAZ, J. A., LOPEZ, J. E. "Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación campo Payoa". Universidad Industrial de Santander, 2007.
- VIGNOLO, G. y VÁSQUEZ J. "Método de cálculo de cartas dinamométricas de fondo a partir de cartas de superficie". Tandil, Argentina. 2009. P. 1-12

**ANEXO A: METODOLOGÍA PARA UN MEJOR DIAGNÓSTICO DE LAS
FALLAS PRESENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN LA GDH**