



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON
BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN
ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO”**

INFORME

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ALAN OMAR GUERRERO MARTÍNEZ

DIRECTOR: DR. TEODORO IVÁN GUERRERO SARABIA

MÉXICO D.F. , CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015



Prefacio

El objetivo del presente informe es mostrar la experiencia profesional que adquirí durante mi estancia en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) de Pemex Exploración y Producción, trabajando para la compañía Petrolmeca, de enero a diciembre de 2013. Durante este periodo trabajé en la Coordinación de Ingeniería de Producción como diseñador y analista de pozos fluentes y con sistemas artificiales de producción. Esta Coordinación se encarga del diseño de los sistemas de bombeo mecánico, neumático e hidráulico, la toma de información monitoreo de los pozos, y la optimización de la producción.

En el caso de los pozos operando con bombeo mecánico (BM), en la toma de información se mide el nivel de fluido, se obtienen las cartas dinamométricas y se realizan pruebas de válvulas; la información obtenida se analiza para diagnosticar problemas en la operación del sistema, y elaborar recomendaciones para mitigarlos o eliminarlos, e incrementar, o al menos mantener, la producción del pozo.

Con respecto a las actividades profesionales en las que participé, éstas fueron:

- a) Monitoreo y toma de información de más de 120 pozos
- b) Actualización de estados mecánicos
- c) Diseño de 14 sistemas de bombeo mecánico (conversión, CBM; Reacondicionamiento, RBM; complemento de reparación mayor, CRMA; y Complemento de terminación, CTER) :

- 1. Coy. 2614 : CBM
- 2. Hum. 1622: RBM
- 3. Hum. 3233: CBM
- 4. Hum. 4512: CTER-BM
- 5. Furb. 1007: CBM
- 6. Furb. 1009: RBM
- 7. Furb. 157: RBM

8. Furb. 3374: CBM
9. Furb. 1136: RBM
10. Furb. 1037: CBM
11. Taj. 331: RBM
12. Furb. 1158: CRMA-BM
13. Furb. 1075: CBM
14. Furb. 79: CBM

Es importante destacar que aprendí a utilizar el software RODSTAR para realizar los diseños del BM, y el equipo de medición Total Well Management (TWM) para la toma de información y el procesado de los datos.

A continuación presento uno de los estudios en los que colaboré, mostrando detalladamente la secuencia de pasos para:

1. Diseño de un sistema de BM
2. Toma de información
3. Interpretación y análisis de datos recopilados

El trabajo lleva por nombre:

“DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO
MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO
DEL GOLFO”

**DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO
MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO
DEL GOLFO**

Resumen

Los sistemas artificiales de producción son de gran importancia en la producción de hidrocarburos en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG). Debido a la baja energía de los yacimientos, éstos aportan cantidades bajas de crudo y en muchas ocasiones los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a la superficie. Esto hace que el nivel de fluido dentro del pozo genere una contrapresión que inhibe la producción del yacimiento y en muchas ocasiones la nulifique.

Distintas tecnologías han encontrado casos de éxito en el proyecto ATG; sin embargo, todavía no se han alcanzado criterios de selección óptimos para instalar sistemas de bombeo mecánico, neumático, o hidráulico, que son los que Pemex ha reportado como exitosos.

Hasta el momento no se está aplicando un procedimiento de selección del SAP para cada yacimiento que considere la optimización de las principales variables de manera simultánea, como pudiera estimarse con la realización de un análisis nodal, sin embargo el sistema de Bombeo Mecánico es que ha resultado con mayor éxito en el proyecto ATG.

De tal manera, en el presente trabajo se dará a conocer la metodología que se sigue en la Coordinación de Ingeniería de Producción para efectuar el diseño del Sistema de Bombeo Mecánico, ya sea como conversión (CBM), complemento de terminación (CTER), reacondicionamiento (RBM) o bien complemento de reparación mayor (CRMA), así como la toma de información análisis y diagnóstico para la optimización del mismo.

CONTENIDO

Prefacio	ii
Resumen	v
Introducción	1
Objetivos	2
Descripción del trabajo	3
Capítulo I.- Características de los campos del Paleocanal de Chicontepec e importancia del BM para el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG)	4
1.1 Localización y características del Paleocanal de Chicontepec	4
1.2 Campos de Chicontepec y APATG	6
1.3 Importancia del sistema de bombeo mecánico en el APATG	7
Capítulo II.- Sistemas de bombeo mecánico	10
2.1 Generalidades	10
2.2 Componentes de un sistema de bombeo mecánico convencional.....	11
2.2.1 Sistema superficial	11
2.2.2 Sistema subsuperficial	12
2.3 Unidades de bombeo mecánico	12
2.3.1 Unidad de bombeo mecánico convencional	13
2.3.2 Unidad de bombeo mecánico Dynapump	14
2.3.3 Unidad de bombeo mecánico Tieben	15
2.3.5 Unidad de bombeo mecánico rotaflex.....	17
Capítulo III.- Diseño del bombeo mecánico en el APATG	18
3.1 Partes que integran una base de usuario	18
3.2 Diseño del sistema de bombeo mecánico	19
Capítulo IV. Determinación del nivel de fluido	25
4.1 Total Well Managment.....	25
4.2 Determinación del nivel de líquido.....	26

4.2.3 Manómetro WG.....	29
4.2.4 Cables del analizador.....	29
4.3 Medición acústica del nivel de fluido	29
4.3.1 Prueba de restauración de presión	29
4.3.2 Conteo automático de uniones de tubería	30
4.3.3 Presión de fondo del pozo	31
4.4 Procedimiento para efectuar el disparo acústico.....	34
4.5 Determinación del nivel de líquido.....	42
4.5.1 Rastro acústico (RTTT).....	42
Capítulo V.- Cartas dinamométricas	45
5.1 Descripción de las cartas dinamométricas.....	45
5.2 Transductor tipo herradura.....	46
5.3 Transductor tipo barra pulida (PRT).....	47
5.4 Procedimiento para tomar cartas dinamométricas en campo.....	48
Capítulo VI.- Prueba de las válvulas de la bomba subsuperficial.....	58
6.1 Chequeo de cargas en la válvula viajera	58
6.2 Chequeo de cargas en la válvula fija	59
6.3 Procedimiento para efectuar las pruebas de válvulas en campo.....	61
Capítulo VII.- Interpretación básica de la toma de información.....	66
7.1 Problemas típicos de operación en las bombas subsuperficiales	66
7.1.2 Interferencia por gas	67
7.1.5 Fuga en válvula fija	71
7.1.6 Tubería desanclada	72
7.1.7 Golpe de bomba.....	73
7.1.8 Barril de la bomba abollado	74

Capítulo VIII. Caso de aplicación: pozo Furb-1007	76
8.1 Base de usuario para la conversión a BM del pozo Furb-1007	76
8.1.1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo	76
8.1.2 Datos de producción	76
8.1.3 Estado mecánico actual y estado mecánico propuesto	77
8.1.4 Verificación del diseño	77
8.2 Toma de información en el pozo Furb.-1007	83
8.2.2 Carta Dinamométrica	84
8.2.3 Prueba de Válvulas	85
8.3 Optimización de la producción del pozo Furb.-1007	85
8.3.1 Toma de Información	86
8.3.2 Recomendación para corregir fallas	87
8.3.3 Programa de circulación inversa	87
Conclusiones	89
Bibliografía	91
ANEXO A	92
A1. Componentes de un sistema de bombeo mecánico convencional	92
A1.1 Conexiones superficiales y subsuperficiales	92
A1.2 Bomba subsuperficial	97
A1.3 Varillas de succión	99
A1.4 Tubería de producción	100
A1.5 Separadores de gas	101
A1.6 Zapata candado	103
A1.7 Niple de copas	104
A1.8 Ancla tipo “tubing in”	104
A1.9 Ancla mecánica	105
A2 Características del aparejo para el bombeo mecánico	105
A2.1 Ancla Mecánica	106
A2.2 Empacador	107

Lista de figuras

Fig.1.1 Localización geográfica del Paleocanal de Chicontepec.....	4
Fig.1.2 Características del paleocanal de Chicontepec.....	5
Fig.1.3 Campos y sectores del APATG en el Paleocanal de Chicontepec.....	6
Fig.1.4 Porcentaje de pozos del APATG por sistema artificial.....	8
Fig.1.5 Porcentaje de la producción total de aceite por SAP en el APATG.....	8
Fig.1.6 Distribución de SAP por campo en el APATG.....	9
Fig.2.1 Esquema de un sistema de bombeo mecánico convencional.....	11
Fig.2.2 Clasificación de las UBM convencionales.....	13
Fig.2.3 Unidad de bombeo mecánico convencional.....	14
Fig. 2.4 Unidad de bombeo mecánico Dynapum.....	14
Fig.2.5 Unidad de bombeo mecánico Tieben.....	15
Fig.2.6 Parámetros de clasificación de las unidades Tieben.....	15
Fig. 2.7 Unidad de Bombeo Mecánico VSH-2.....	16
Fig. 2.8 Unidad de Bombeo Mecánico Rotaflex.....	17
Fig. 3.1 Información del pozo.....	20
Fig. 3.2 Información de la producción.....	21
Fig. 3.3 Información de la bomba y la tubería de producción.....	21
Fig. 3.4 Diseño de la sarta de varillas.....	22
Fig. 3.5 Giroscópico del pozo.....	22
Fig. 3.6 Información de la unidad de bombeo.....	23
Fig. 3.7 Resultados de la simulación.....	24
Fig. 4.1 Equipo de medición ECHOMETER.....	25
Fig. 4.2 Principio de funcionamiento del disparo acústico.....	26
Fig. 4.3 Identificación del nivel de líquido con ondas acústicas.....	27
Fig. 4.4 Dispositivos de disparo.....	27
Fig. 4.5 Transductor de presión.....	28
Fig. 4.6 Prueba de restauración de presión.....	30
Fig. 4.7 Conteo de cuellos.....	31
Fig. 4.8 Ventana para el cálculo de la presión de fondo.....	32
Fig.4.9 Conexión de la pistola de gas.....	34
Fig. 4.10 Conexión del transductor de presión.....	34
Fig. 4.11 Conexión de cables a la pistola y al equipo de cómputo.....	35
Fig. 4.12 Encendido la computadora portátil.....	35

Fig. 4.13 Pestaña “Equipment Check”	36
Fig. 4.14 Pestaña “Acoustic Sensor”	36
Fig. 4.15 Número de serie del transductor de presión	37
Fig. 4.16 Válvula de purga	37
Fig. 4.17 Llenado de la cámara de gas	38
Fig. 4.18 Pestaña de calibración del sensor	38
Fig. 4.19 Pestaña de selección del pozo	39
Fig. 4.20 Selección de adquisición de datos	39
Fig. 4.21 Apertura y cierre de válvulas	40
Fig. 4.22 Pestaña para realizar el disparo acústico	41
Fig. 4.23 Cuadro de diálogo para guardar los datos	41
Fig. 4.24 Pestaña de selección de nivel de líquido	42
Fig. 4.25 Round Trip Travel Time (RTTT)	43
Fig. 4.26 Determinación del nivel de líquido	43
Fig. 4.27 Cálculo de presiones de fondo	44
Fig. 5.1 Carta dinamométrica ideal	45
Fig. 5.2 Esquema de conexión para la toma de cartas dinamométricas	46
Fig. 5.3 Transductor tipo herradura	47
Fig. 5.4 Transductor tipo PRT	48
Fig. 5.5 Conexión de cables al equipo de cómputo	48
Fig. 5.6 Encendido del equipo de medición ECHOMETER	49
Fig. 5.7 Inicio en modo “Adquisición de Datos”	50
Fig. 5.8 Número de Serie del PRT	50
Fig. 5.9 Unidad de bombeo mecánico	51
Fig. 5.10 Posición del PRT sobre la varilla pulida	51
Fig. 5.11 Conexión del PRT sobre la varilla pulida	52
Fig. 5.12 Conexión del cable al PRT	52
Fig. 5.13 Selección de la base de datos del pozo a analizar	53
Fig. 5.14 Selección de datos de acuerdo al estado mecánico del pozo	53
Fig. 5.15 Selección del tipo de prueba	54
Fig. 5.16 Calibración del transductor	55
Fig. 5.17 Adquisición de datos	56
Fig. 5.18 Cuadro de diálogo para guardar los datos	56
Fig.5.19 Carta dinamométrica obtenida	57

Fig. 6.1 Fuga en válvula viajera.	59
Fig. 6.2 Fuga en válvula fija.	60
Fig. 6.3 Diagnóstico de válvulas fija y viajera	61
Fig. 6.4 Unidad detenida a 1/4 de la carrera ascendente.	62
Fig. 6.5 Unidad detenida a 1/4 de la carrera descendente.	62
Fig. 6.6 Colocación del transductor PRT o HT.....	63
Fig. 6.7 Pestaña para la adquisición de datos.	63
Fig. 6.8 Inicio de la adquisición de datos.	64
Fig. 6.9 Realización de la prueba de válvulas	64
Fig. 6.10 Cuadro de diálogo para guardar datos.	65
Fig. 6.11 Análisis de la prueba de válvulas.....	65
Fig. 7.1 Interferencia por gas.	68
Fig. 7.2 Golpe de fluido.	69
Fig. 7.3 Fuga en la válvula viajera.	71
Fig. 7.4 Fuga en la válvula fija.	71
Fig. 7.5 Tubería desanclada.	72
Fig. 7.6 Golpe de bomba.....	73
Fig. 7.7 Barril abollado doblado-	74
Fig. 7.8 Barril de la Bomba Gastado o Partido.....	75
Fig. 8.1 Estado mecánico actual.	78
Fig. 8.2 Estado mecánico propuesto.....	79
Fig. 8.3 Resultados en RODSTAR para el diseño propuesto.	80
Fig. 8.4 Giroscopio del pozo Furb.-1007	81
Fig. 8.5 Zonas de mayores esfuerzos y severidad de la sarta de varillas	81
Fig. 8.6 Determinación del nivel de líquido del pozo Furb.-1007.	83
Fig. 8.7 Cálculo de presiones de fondo y de la sumergencia de la bomba.....	84
Fig. 8.8 Carta Dinamométrica del Pozo Furb.-1007.....	84
Fig. 8.9 Prueba de válvulas del pozo Furb.-1007 (21-julio-2013).	85
Fig. 8.10 Prueba de válvulas al pozo Furb.-1007 (21-octubre-2013).....	86
Fig. 8.11 Reporte de la circulación inversa efectuada al pozo Furb-1007.	88
Fig. A1 Conexiones superficiales para el sistema de bombeo mecánico.	92
Fig. A2 Varilla pulida.	93
Fig. A3 Estopero preventor.	94
Fig. A4 Tee de Flujo.....	94

Fig. A5 Preventor.	95
Fig. A6 Brida colgadora.....	96
Fig. A7 Grampas.....	97
Fig. A8 Bombas subsuperficiales.....	97
Fig. A9 Descripción API para bombas subsuperficiales.	99
Fig. A10 Varillas de succión.....	100
Fig. A11 Separador de gas integral.	102
Fig. A12 Separador de gas Poor Boy.	103
Fig. A13 Zapata candado.....	103
Fig. A14 Niple de copas.....	104
Fig. A15 Ancla "Tubing In".	105
Fig. A16 Ancla mecánica.	105
Fig. A17 Estado mecánico con ancla mecánica.	107
Fig. A18 Estado mecánico con empacador.	108

Introducción

El Paleocanal de Chicontepec constituye un amplio recurso geológico de hidrocarburos, y representa una de las mayores acumulaciones de petróleo en América; tales recursos petroleros son administrados por el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) de Petróleos Mexicanos (Pemex).

En comparación con los yacimientos del sureste del país, la explotación comercial de los yacimientos de Chicontepec resulta más compleja por sus características geológicas y petrofísicas particulares; de hecho, en algunos casos su explotación no es rentable debido a los altos costos de la tecnología requerida, y los bajos volúmenes de hidrocarburos recuperados. Aun cuando las propiedades y tipo de fluidos de los yacimientos cambian a lo largo del Paleocanal, en general se caracterizan por su baja permeabilidad, alto contenido de arcillas y falta de continuidad. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes de gas disuelto, lo cual inhibe el paso del aceite hacia los pozos y merma la producción de crudo.

En general, la roca almacenadora está conformada por alternancias de lutitas interestratificadas; presenta dos tipos de roca: arenosas y calcáreas (de grano medio y ocasionalmente de grano grueso) con cementante calcáreo, y con permeabilidades que oscilan entre 0.25 a 15 mD y porosidades de entre 8 y 12%; siendo los cuerpos de areniscas los de mayor interés económico, adoptan formas lenticulares o acuñaamientos, lo que dificulta su rastreo y correlación, así como la delimitación de los entrampamientos.

El mecanismo de producción de los yacimientos es por expansión del gas en solución. Las presiones iniciales varían de 80 a 360 kg/cm². Con respecto al tipo de fluido, se trata de yacimientos de aceite negro, con densidades de 18 a 45 °API, presiones de burbuja de 150 a 330 kg/cm², y viscosidades de 0.5 a 17 cp a condiciones de yacimiento.

Debido a las problemáticas antes expuestas, en un lapso de tres a seis meses después de la terminación de los pozos, cerca del 70% requieren de un

sistema artificial de producción (SAP) para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos; aunado a esto, aproximadamente el 20% de las terminaciones y reparaciones mayores también requieren de un SAP debido a la baja presión de fondo.

En este sentido, el bombeo mecánico (BM) constituye el método de levantamiento artificial más importante del APATG. Mediante este sistema ha sido posible mantener o incrementar la producción de los pozos en operación y reincorporar aquellos que han sido cerrados, a través de conversiones, reacondicionamientos, complementos de terminación y complementos de reparación mayor.

Tomando en cuenta la relevancia que representan los sistemas de BM para el Activo, en el presente estudio se describen y ejemplifican los procedimientos para su diseño, toma de información, diagnóstico y optimización.

Objetivos

Los objetivos del presente estudio son: mostrar el procedimiento para diseñar un sistema típico de bombeo mecánico; y describir la metodología para la toma de información y su interpretación, a efecto de diagnosticar posibles problemáticas y generar las recomendaciones para resolverlas.

Para ejemplificar paso a paso los procedimientos, se utiliza como caso de estudio un pozo del campo Furbero. El diseño del BM se realiza en la herramienta de cómputo, RODSTAR; la toma de información, análisis y diagnóstico, se lleva cabo en el programa Total Well Management (TWM).

Descripción del trabajo

En el capítulo 1 se describen las características generales de los campos del Paleocanal de Chicontepec y se indica cómo están distribuidos; también se presentan datos estadísticos sobre los diferentes sistemas artificiales implementados, y se resalta la importancia del BM para el Activo.

Los componentes principales de los sistemas de BM se describen en el capítulo 2; además se indican los diferentes tipos de unidades utilizadas en el APATG.

En el capítulo 3 se describe detalladamente el procedimiento para efectuar el diseño del bombeo mecánico mediante el programa de cómputo RODSTAR.

En el capítulo 4 se indican los accesorios que se requieren para efectuar la toma de información en los pozos con BM, y se explica el procedimiento para hacerlo utilizando la herramienta TWM.

En el capítulo 5 se describen las herramientas utilizadas para obtener las cartas dinamométricas, así como el procedimiento de campo correspondiente para tal efecto.

El procedimiento para efectuar las pruebas de las válvulas subsuperficiales se presenta en el capítulo 6.

En el capítulo 7 se discuten los problemas más comunes que pueden ser identificados a partir de la interpretación de los datos de campo registrados.

El caso de estudio de un pozo del APATG se presenta en el capítulo 8.

Capítulo I.- Características de los campos del Paleocanal de Chicontepec e importancia del BM para el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG)

En este capítulo se describen las características generales de los campos del Paleocanal de Chicontepec y se indica cómo están distribuidos; también se presentan datos estadísticos sobre los diferentes sistemas artificiales implementados, y se resalta la importancia del BM para el Activo.

1.1 Localización y características del Paleocanal de Chicontepec

La Cuenca de Chicontepec se localiza geográficamente en el área Central–Este de la República Mexicana y comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla. Geológicamente pertenece a la Provincia Tampico – Misantla y se ubica entre la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al Este y la Sierra Madre Oriental al Oeste. Abarca una superficie aproximada de 3785 km², orientada de Noroeste a Sureste, de 123 km de largo por 23 km de ancho, cuyo extremo Noroeste se extiende hasta Cerro Azul. (Fig. 1.1)



Fig.1.1 Localización geográfica del Paleocanal de Chicontepec.

El Paleocanal Chicontepec está conformado por una serie de formaciones de areniscas y lutitas alternadas del Terciario, en donde algunos horizontes arenosos se encuentran impregnados de aceite y gas, conformando los yacimientos petrolíferos de Chicontepec. La roca almacenadora es la arenisca, en tanto que las lutitas constituyen la roca sello. La geología estructural es muy variada ya que existen desde fallas normales hasta pequeños anticlinales y fallas laterales.

Por otra parte, el mecanismo principal de empuje en los yacimientos es por gas en solución. Esta característica hace que la producción de los yacimientos decline muy rápidamente; este aspecto debe tomarse en cuenta en el diseño de las nuevas instalaciones superficiales de producción.

A manera de resumen, en la Fig. 1.2 se indican las características generales del Paleocanal de Chicontepec, así como la distribución del tipo de aceite en términos de su densidad API.

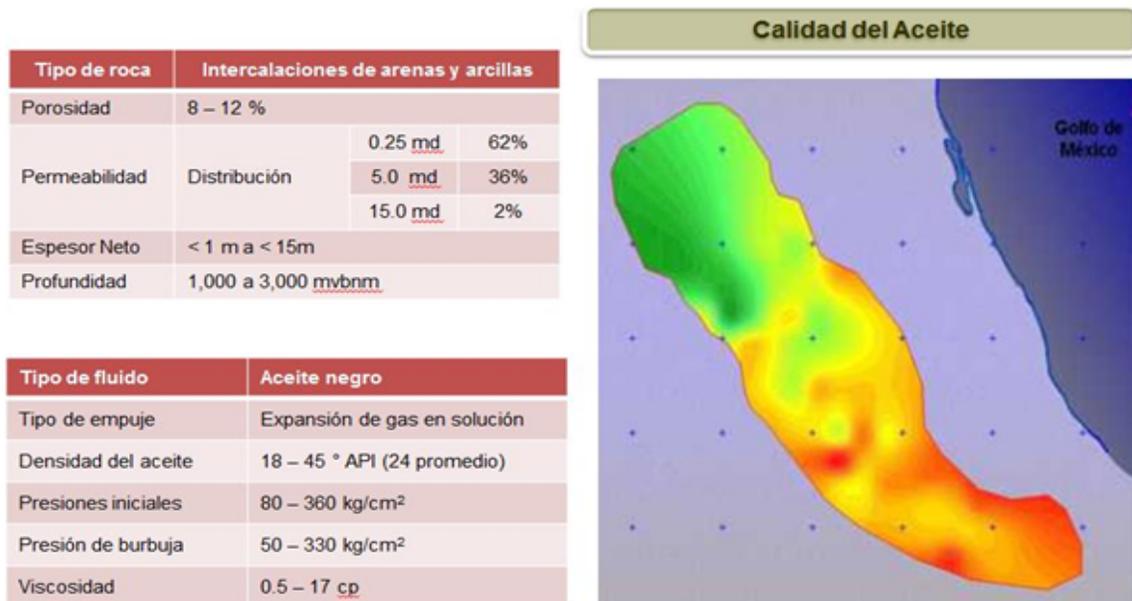


Fig.1.2 Características del paleocanal de Chicontepec. (Pemex 2010)

1.2 Campos de Chicontepec y APATG

En la actualidad, la Cuenca de Chicontepec está constituida por 29 campos, agrupados en ocho sectores como se indica en la Fig. 1.3. Estos campos son administrados por el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG), de Petróleos Mexicanos (Pemex).

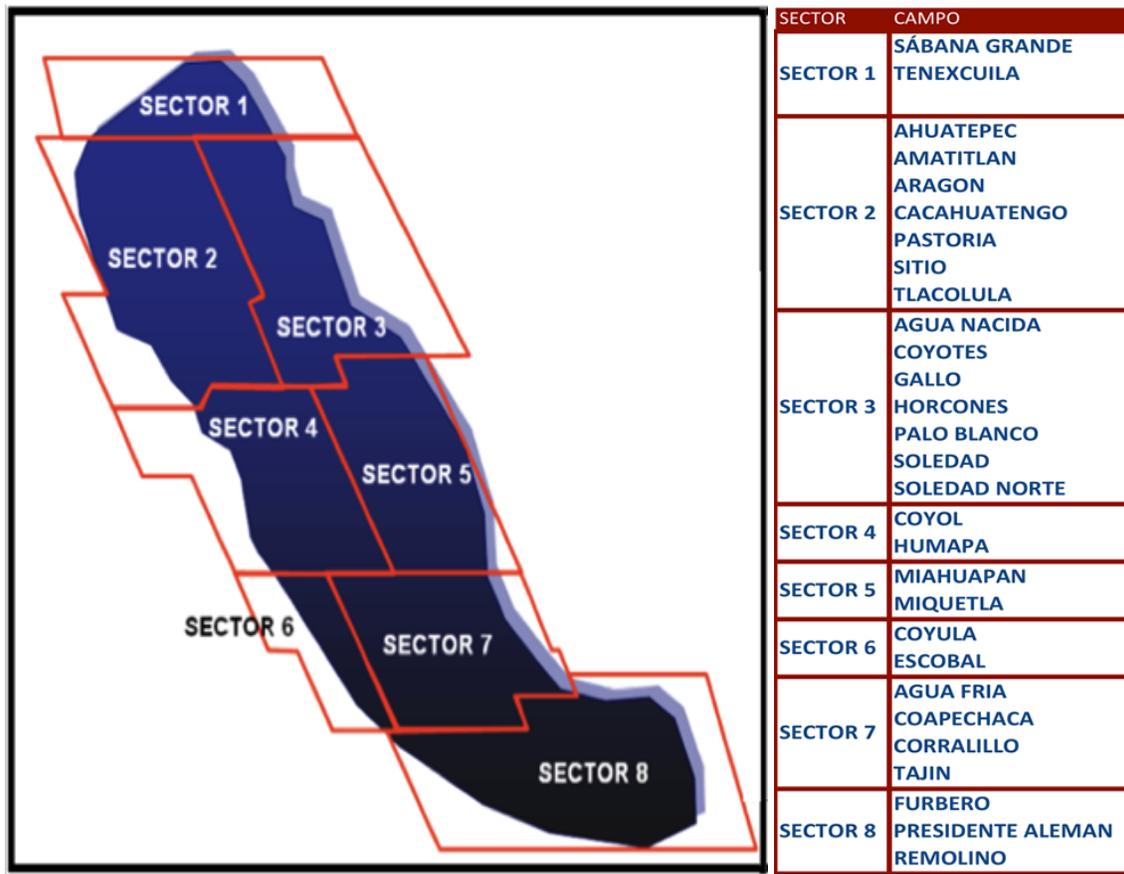


Fig.1.3 Campos y sectores del APATG en el Paleocanal de Chicontepec, (PEMEX, 2008).

De acuerdo al Plan de Explotación del APATG (CNH 2010), se considera la perforación de más de 20,000 pozos en el periodo 2008 – 2023, para lo cual se requiere definir estrategias de explotación que consideren las características particulares de los campos. Uno de los principales retos que se plantea es contar con infraestructura y tecnologías que se adapten a la declinación del campo.

Para tal efecto, a mediados de 2010 fue creado el Grupo de Productividad de Pozos (GPP), actualmente Coordinación de Ingeniería de Producción (CIP), conformado por grupos multidisciplinarios de especialistas cuyo objetivo es incorporar, optimizar y mantener operando los pozos del APATG con el máximo de eficiencia a un mínimo costo. Entre otras funciones, este grupo lleva cabo el análisis de la productividad de los pozos en sus diferentes etapas: perforación, vida fluente, operación con sistema artificial, reactivación por cambio de intervalos, reparaciones mayores, y finalmente su abandono.

1.3 Importancia del sistema de bombeo mecánico en el APATG

Para Febrero del 2014, el APATG contaba con 2448 pozos productores, de los cuales 1710 operaban con un sistema artificial de producción: 1298 con bombeo mecánico (BM), 364 con bombeo neumático (BN) y 48 bombeo hidráulico (BH). Como se observa en la Fig. 1.4, más de la mitad de todos los pozos del Activo opera con bombeo mecánico.

En el mes referido, la producción total de crudo del APATG fue de 53.4 Mbpd; 23.5 Mbpd fueron obtenidos de pozos fluentes, 21.7 Mbpd con BM, 6.5 Mbpd con BN, y 1.7 Mbpd con BH. En la Fig. 1.5 se muestra esta información en términos de porcentajes.

En cuanto a la distribución de los sistemas artificiales de producción por campo, la Fig. 1.6 muestra que en todos predomina el bombeo mecánico.

De acuerdo a la información mostrada en la Figuras 1.4 a 1.6, es claro que el bombeo mecánico constituye el sistema de levantamiento artificial más importante para el Activo.

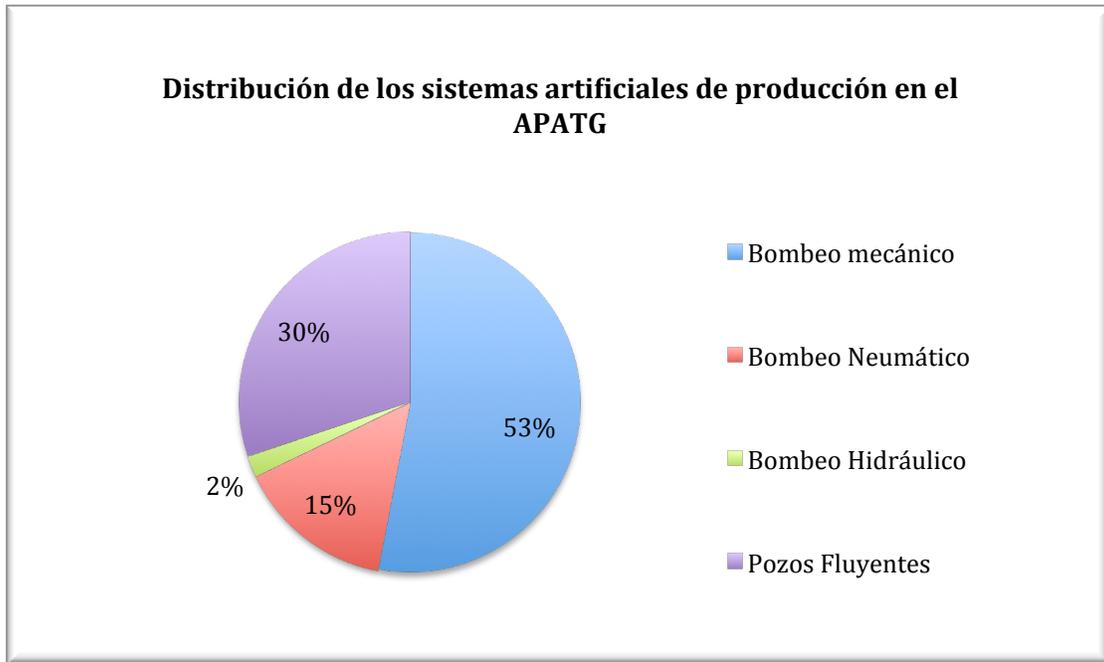


Fig.1.4 Porcentaje de pozos del APATG por sistema artificial (feb., 2014).

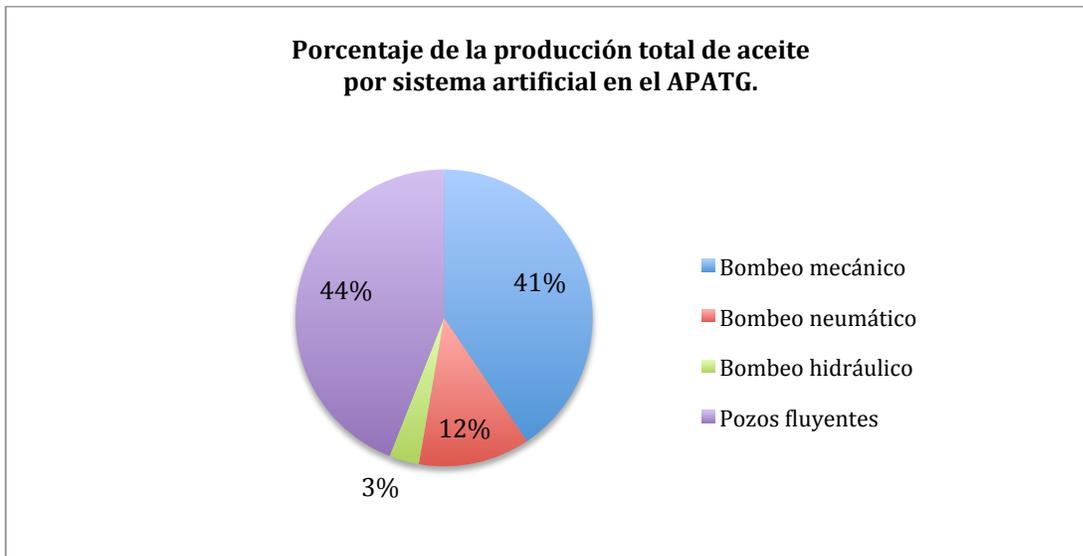


Fig.1.5 Porcentaje de la producción total de aceite, 53.4 Mbdp, (feb., 2014) por sistema artificial en el APATG.

DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO

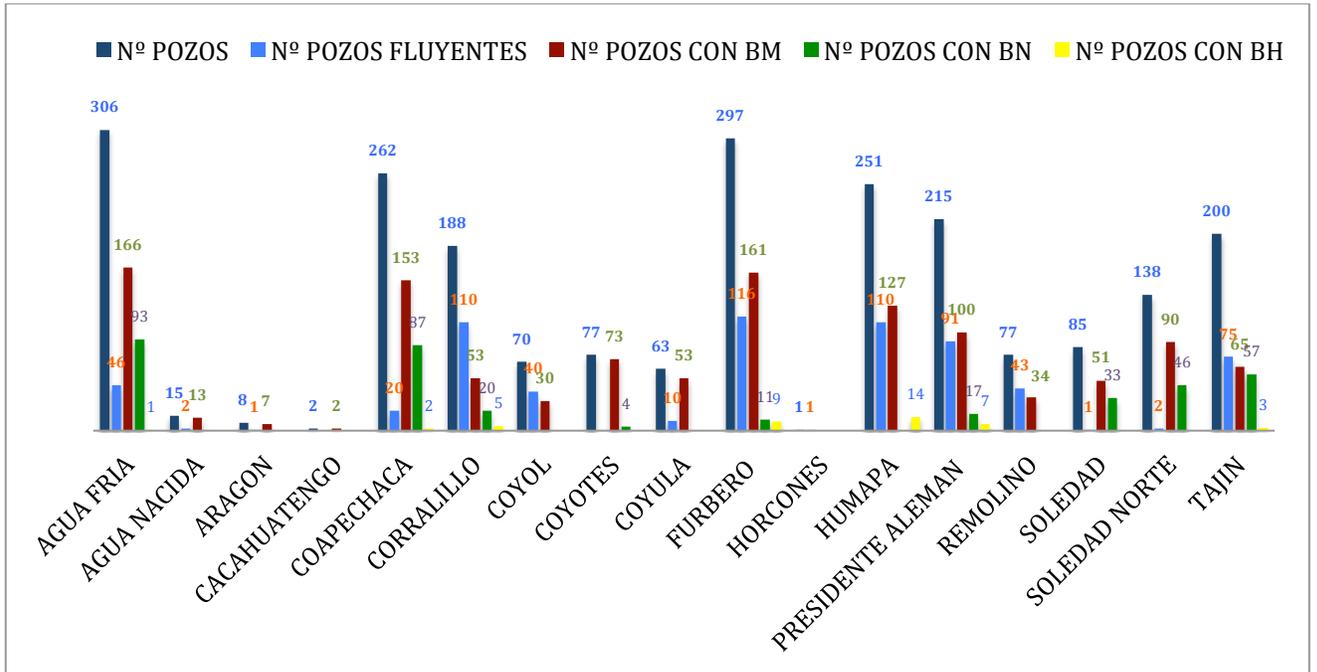


Fig.1.6 Distribución de SAP por campo en el APATG.

Capítulo II.- Sistemas de bombeo mecánico

En este capítulo se describen las características principales de los sistemas de bombeo mecánico, sus componentes principales, y los tipos de unidades utilizadas en el APATG.

2.1 Generalidades

El principio de operación de las unidades de bombeo mecánico es la transformación del movimiento rotatorio de un motor en la superficie, en el movimiento reciprocante de una sarta de varillas que acciona una bomba subsuperficial en el pozo. En la Fig. 2.1 se muestran los componentes principales de un sistema de bombeo mecánico convencional, mismos que se describen en la sección 2.2.

Entre las ventajas y desventajas del BM pueden mencionarse:

Ventajas

- a) Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.
- b) Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.
- c) Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores (POC's) o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.
- d) Los componentes son fácilmente intercambiables.

Desventajas

- a) Susceptible de presentar bloqueo por gas libre en la bomba.
- b) En pozos desviados la fricción entre las varillas y la tubería puede inducir fallas mecánicas.
- c) La unidad de superficie es pesada y necesita mucho espacio.
- d) En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas.

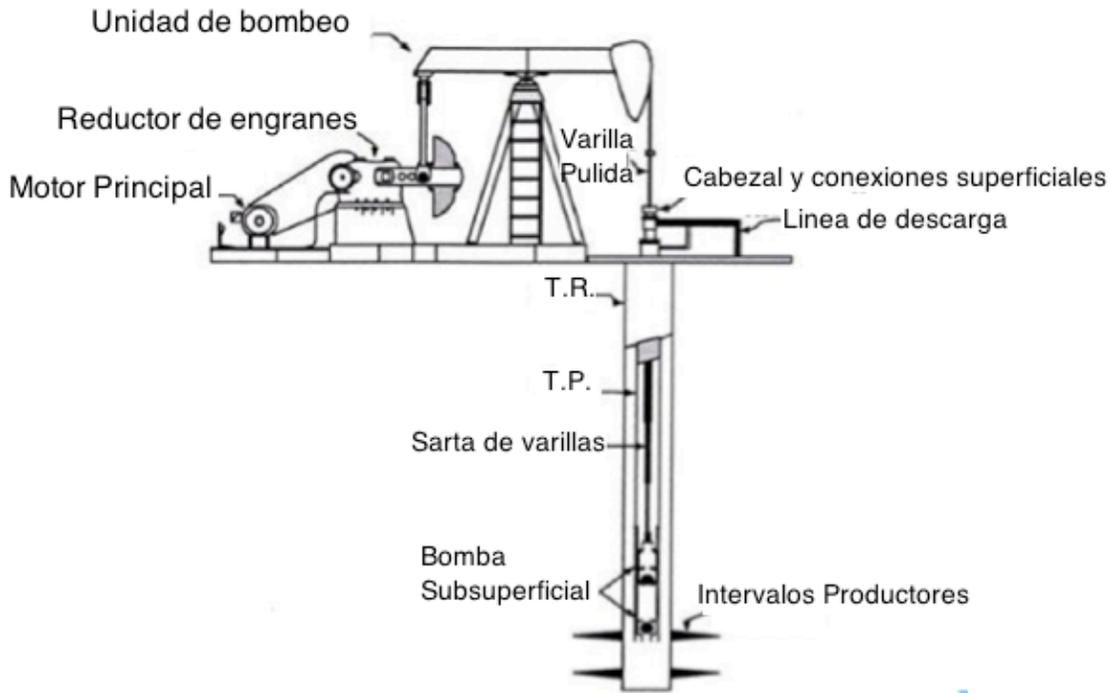


Fig.2.1 Esquema de un sistema de bombeo mecánico convencional.

2.2 Componentes de un sistema de bombeo mecánico convencional

En un sistema de bombeo mecánico convencional pueden diferenciarse dos subsistemas: el superficial y el subsuperficial (Fig. 2.1). En esta sección se describen brevemente algunos de los componentes principales de cada uno de ellos. Más detalles pueden consultarse en el apéndice A.

2.2.1 Sistema superficial

Los componentes principales del sistema superficial son:

- 1) Motor Principal: La función del motor principal es suministrar la energía que el sistema de bombeo requiere para operar. La potencia del motor depende de la profundidad a la cual se encuentre la bomba, el nivel de fluido en el pozo, y la velocidad de bombeo y balanceo de la unidad, entre otros factores.

- 2) Reductor de engranes: Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada.
- 3) Unidad de bombeo superficial: La función de la unidad de bombeo es transferir la energía del motor principal a la sarta de varillas; convierte el movimiento rotatorio del motor en uno reciprocante, y mantiene la verticalidad de la varilla pulida. Sus componentes básicos son el motor, el reductor de engranes los contrabalancesos, el balancín y la varilla pulida
- 4) Cabezal y conexiones superficiales: En el cabezal del pozo se utilizan válvulas para el control y manejo de los fluidos, así como accesorios para la operación del equipo de bombeo mecánico y el aparejo de producción.

2.2.2 Sistema subsuperficial

Los componentes principales del sistema subsuperficial son:

- 1) Sarta de varillas: Las varillas de succión son el elemento que comunica la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial.
- 2) Bomba subsuperficial: Su función es admitir el fluido de la formación al interior de la sarta de producción y elevar el fluido hacia la superficie. Se clasifican en tres tipos: bombas de tubería de producción, bombas de inserción y bombas de tubería de revestimiento. Las bombas son accionadas por una sarta de varillas.

2.3 Unidades de bombeo mecánico

Existen diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico, las cuales son clasificadas de acuerdo a su mecanismo principal, la torsión, carga máximas que soportan, y la longitud de la carrera (Fig. 2.2). En esta sección se describen únicamente los tipos de unidades utilizadas en el APATG.

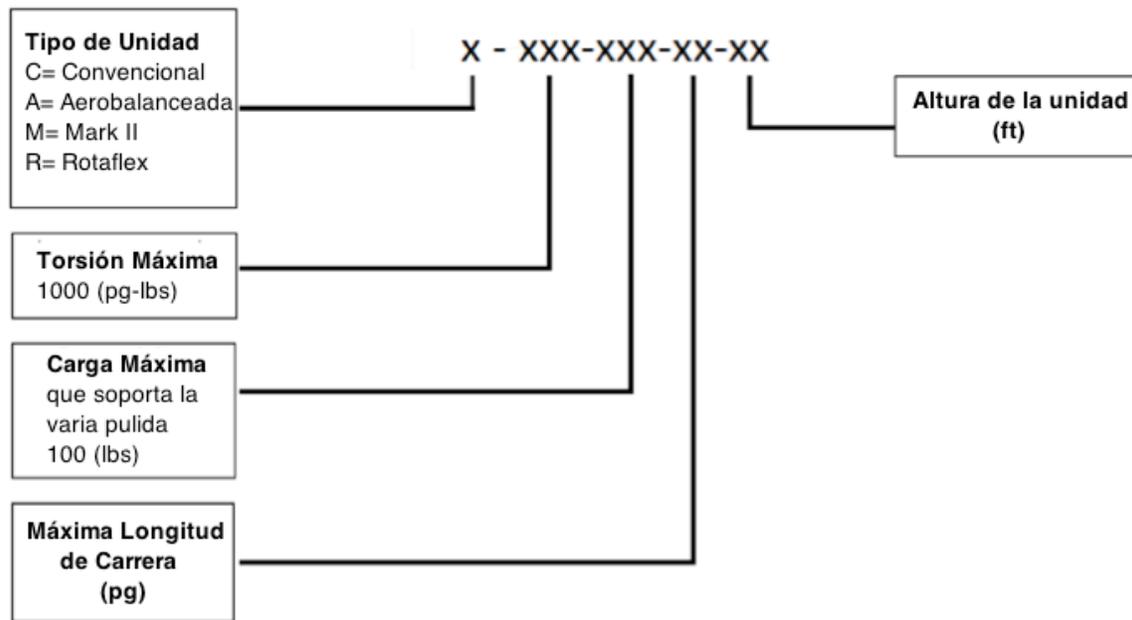


Fig.2.2 Clasificación de las unidades de bombeo mecánico convencionales.

2.3.1 Unidad de bombeo mecánico convencional

En la Fig. 2.3 se muestra una unidad de bombeo mecánico convencional; ésta se caracteriza porque el punto de apoyo está colocado a la mitad del balancín, y tiene un reductor de engranes conectado con la parte trasera del mismo; el esfuerzo del motor principal es aplicado en el extremo de este último, y la resistencia de la carga es aplicada en el extremo opuesto.

La rotación de los contrapesos hace que el balancín gire sobre el eje del rodamiento central, generando un movimiento recíprocante sobre la varilla pulida a través de sus diferentes conexiones; los contrapesos son bloques de hierro fundido, y pueden moverse a lo largo de la manivela para producir mayor o menor efecto de contrapeso.



Fig.2.3 Unidad de bombeo mecánico convencional.

2.3.2 Unidad de bombeo mecánico Dynapump

La unidad Dynapump (Fig. 2.4) utiliza sensores electrónicos, equipo hidráulico y sistemas de monitoreo computarizado, con el propósito de extraer el crudo de la manera más eficiente tanto en pozos someros como en pozos profundos. Consiste de dos componentes principales: la unidad de bombeo y la unidad de potencia. La unidad de potencia constituye el control central del sistema.



Fig. 2.4 Unidad de bombeo mecánico Dynapump.

2.3.3 Unidad de bombeo mecánico Tieben

Esta unidad (Fig.2.5) opera mediante un fluido de potencia que transfiere la energía del motor principal a la sarta de varillas, por lo que también se le conoce como unidad hidráulica; por su mecanismo de operación, su funcionamiento es más complejo que el de las unidades referidas anteriormente. Se clasifican de acuerdo al tipo de motor, montaje y carrera, como se indica en la Fig. 2.6. La capacidad máxima de carga es de 40,000 lb_f. Las partes principales de la unidad son el pedestal y el paquete motriz.

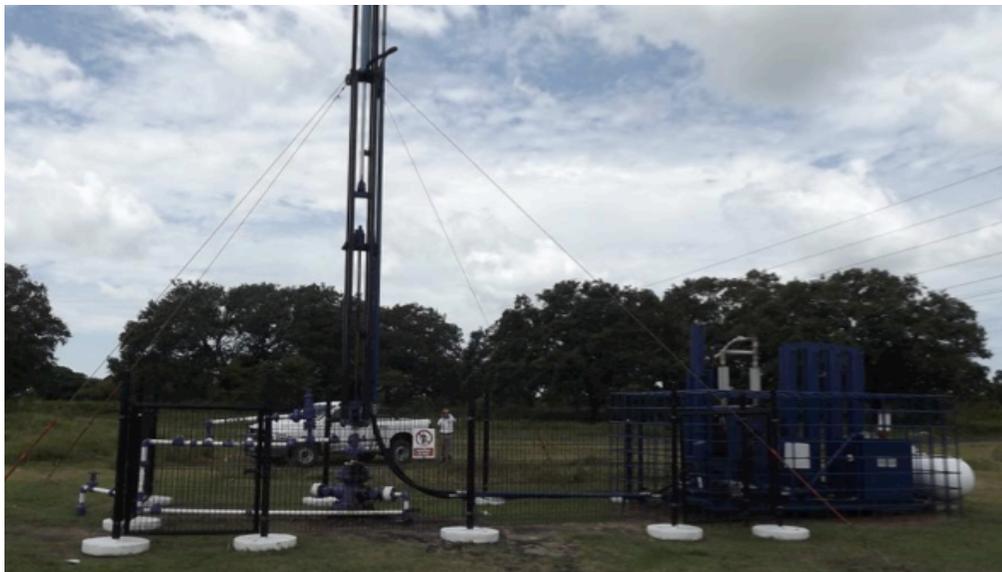


Fig.2.5 Unidad de bombeo mecánico Tieben.

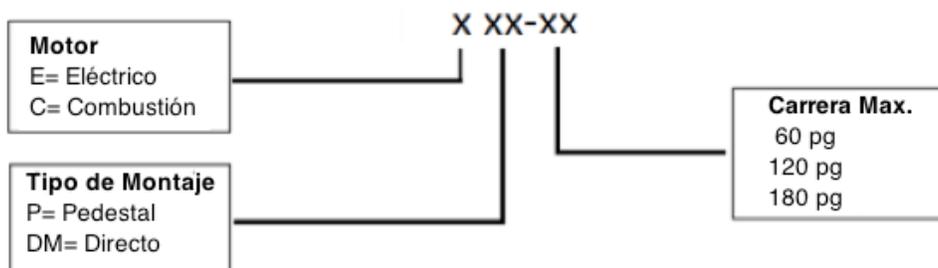


Fig.2.6 Parámetros de clasificación de las unidades Tieben.

2.3.4 Unidad de bombeo mecánico VSH-2

Es una unidad de bombeo hidroneumático, y es considerada como la segunda generación de las unidades Tieben. Se caracteriza por permitir carreras de 120 y 150 pg. Estas unidades son diseñadas para explotar campos de aceite pesado y/o pozos con problemas de desprendimiento de varillas. Con respecto a las unidades convencionales, tiene una mayor capacidad de carga y utiliza menos energía. Tiene la capacidad de levantar cargas de varilla de hasta 40,000 lb_f y profundidades de 11,000 pies; las emboladas por minuto se pueden modificar de manera muy sencilla con un sistema de control. En la Fig. 2.7 se muestra una unidad típica VSH-2.



Fig. 2.7 Unidad de Bombeo Mecánico VSH-2

2.3.5 Unidad de bombeo mecánico rotaflex

Opera con contrapesos de hierro al igual que las unidades de balancín, pero su contrabalanceo es de trayectoria vertical. Estas unidades (Fig.2.8) son diseñadas para manejar altos volúmenes de líquido, y tienen una carrera fija de 306 pg.



Fig. 2.8 Unidad de Bombeo Mecánico Rotaflex.

Capítulo III.- Diseño del bombeo mecánico en el APATG

En este capítulo se describen los pasos para diseñar un sistema de bombeo mecánico, comenzando por la explicación de un base de usuario. El procedimiento de diseño se explica en una de las herramienta de cómputo más utilizadas en el Activo, y con datos de un pozo típico del APATG.

3.1 Partes que integran una base de usuario

En el diseño de un sistema de bombeo mecánico se debe elaborar una “Base de Usuario”, conformada por los siguientes rubros:

a) **Antecedentes y condiciones actuales del pozo.**

Con base en la información del Sistema de Información-Operativa de Perforación (SIOP), se describen aspectos generales del pozo: fechas de perforación y terminación, intervalos disparados, tiempo de flujo después de disparar el intervalo productor, porcentajes iniciales de agua, gas y aceite, diámetro de estrangulador utilizado, detalles sobre fracturamientos posteriores, etcétera. Asimismo, se indica la producción actual de fluidos.

b) **Datos de producción.** En esta sección se indica la producción de aceite esperada, el porcentaje de agua y la relación gas-aceite; las estimaciones deben ser soportadas con resultados de simulación en herramientas de cómputo de diseño.

c) **Recomendaciones al programa operativo.** De acuerdo a las características y requerimientos de cada pozo, se describen los pasos para efectuar la conversión al BM., por ejemplo si se requiere desplazar un tapón para comunicar intervalos, se indican los detalles del diseño, especificando los tipos de tubería de producción, bomba subsuperficial, sarta de varillas y unidad superficial requeridos para el funcionamiento óptimo del sistema. Para el diseño del sistema de BM se debe especificar el tipo de unidad, la

longitud óptima de carrera, el arreglo y tipo de sarta de varillas, y las emboladas a la cual operará el sistema.

- d) **Estado mecánico actual y estado mecánico propuesto.** Se muestran los estados mecánicos antes y después de la conversión al BM propuesto.
- e) **Verificación del diseño en herramientas de cómputo.** Se presentan los resultados de la herramienta de cómputo, para justificar el correcto diseño del sistema de BM propuesto; se especifican los esfuerzos de la sarta de varillas, el torque máximo, el contrabalanceo.

3.2 Diseño del sistema de bombeo mecánico

La información primaria requerida para realizar un diseño de BM, es:

- a) Tipo de pozo (tipo “J” o tipo “S”)
- b) Giroscópico
- c) Estado mecánico
- d) Profundidad de los disparos
- e) Profundidad total del pozo
- f) Nivel de fluido
- g) Densidad del aceite
- h) Corte de agua
- i) Porcentaje de producción de arena
- j) Relación gas-aceite (RGA)

A continuación se describen los pasos para diseñar un sistema de BM, utilizando la herramienta de cómputo, RODSTAR. El procedimiento se explica con base en la información de un pozo típico del APATG, al cual se le realizó su conversión a BM en enero del 2013; cabe mencionar que el diseño se realizó considerando que el nivel de fluido apenas sobrepasa el extremo de la bomba.

3.2.1 Procedimiento de diseño

1) Información general del pozo

En la ventana inicial (Fig. 3.1) se introducen información general:

- Profundidad de colocación de la bomba: 7217.8 ft (2200 m)
- Eficiencia de la bomba: 60 %
- Tiempo que estará operando la unidad: 24 h
- Presión en la TR y en TP: 50 psi
- Corte de agua: 10%
- Densidad del aceite: 22 API

The screenshot shows a software window titled "Well Information" with the following fields and values:

Company name:	PEMEX	Date:	Lunes, 21 de Enero de 2013
Well name:	FURBERO 3374	Pump depth (ft):	7217.8
User name:	OMAR GUERRERO	Run time (hrs/day):	24
Comment:		Stuffing box friction (lbs):	150
Pump condition:	<input checked="" type="radio"/> Full pump <input type="radio"/> Fluid pound <input type="radio"/> Gas interference <input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage	Tubing pressure (psi):	50
Pump efficiency (%):	60	Casing pressure (psi):	50
Pump fillage (%):		Water cut (%):	10
		Water specific gravity:	1
		Oil gravity (API °):	22
		Fluid specific gravity:	
			<input checked="" type="checkbox"/> Calculate

Fig. 3.1 Información del pozo.

2) Información de la producción

En la ventana mostrada en la Fig. 3.2 se introduce:

- Nivel del fluido desde la superficie: 7054 ft (2150 m)
- Emboladas por minuto a la cual operará la unidad: 3 emb/min

Production Information

Enter fluid level Fluid level (ft from surface): 7054

Enter pump intake pressure

Calculate pump intake pressure from target production and IPR data

Enter pumping speed Pumping speed (spm): 3

Enter target production

Calculate production from inflow performance data IPR Data

Fig. 3.2 Información de la producción.

3) Información de la bomba y la tubería de producción

El aparejo de producción es largo, por cual se instala una ancla mecánica. Los siguientes datos de la bomba y la tubería de producción se introducen en la ventana mostrada en la Fig 3.3.

- Diámetro nominal de TP: 2 7/8"
- Profundidad del ancla mecánica: 6939 ft (2115 m)
- Diámetro de pistón: 1.5"

Pump And Tubing Information

Tubing size (in): 2 7/8 O.D. (in): 2.875 I.D. (in): 2.441 Tubing anchored Tubing anchor depth (ft): 6939

Pump type: Insert pump Tubing pump Large bore pump

Calculate plunger size Plunger size: 1.5 (in)

Calculate rod-tubing friction coefficients Upstroke rod-fluid damping coefficient: Downstroke rod-fluid damping coefficient: Pump friction (lbs): 200

Include buoyancy effects Include fluid inertia effects Fluid compressibility index:

Fig. 3.3 Información de la bomba y la tubería de producción.

4) Diseño de la sarta de varillas

Para pozos del APATG se pueden implementar arreglos con varillas telescópicas de 7/8" a 3/4" (arreglo 76) o bien de 1" a 3/4" (arreglo 86) , y se cuenta con varillas de alta resistencia y varillas grado D; el tipo se elegirá de acuerdo a los esfuerzos obtenidos en la simulación del diseño. La selección del tipo de acero de las varillas se registra en la ventana mostrada en la Fig. 3.4. Para el caso analizado, se propone un arreglo 76 con varillas WTF EL (varillas alta resistencia)

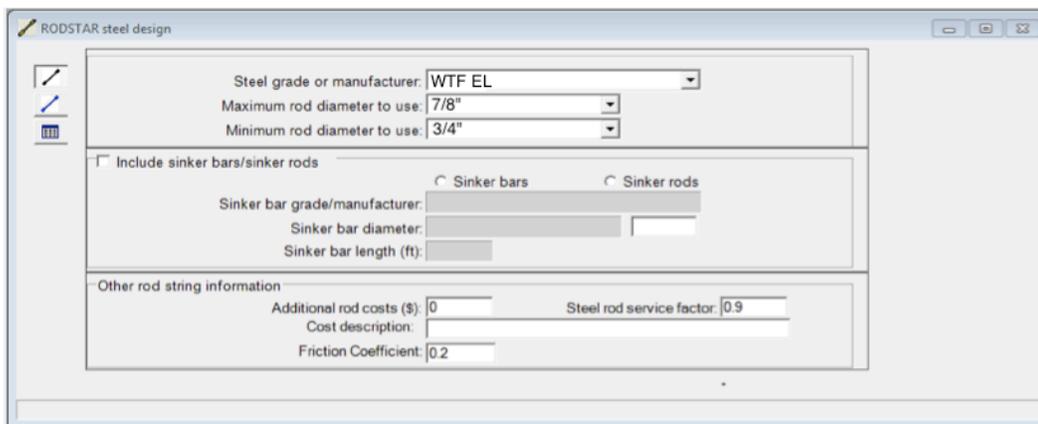


Fig. 3.4 Diseño de la sarta de varillas.

5) Información del giroscópico

Los datos del giroscópico se ingresa en el programa y se grafican como se muestra en la Fig. 3.5. Esta información es utilizada para calcular los esfuerzos en las varillas y el motor superficial.

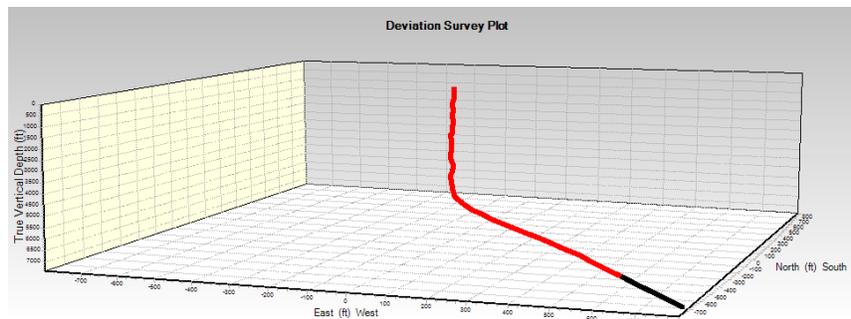


Fig. 3.5 Giroscópico del pozo.

6) Información de la unidad de bombeo

La selección preliminar de la unidad de bombeo se realiza en la ventana mostrada en la Fig. 3.6.

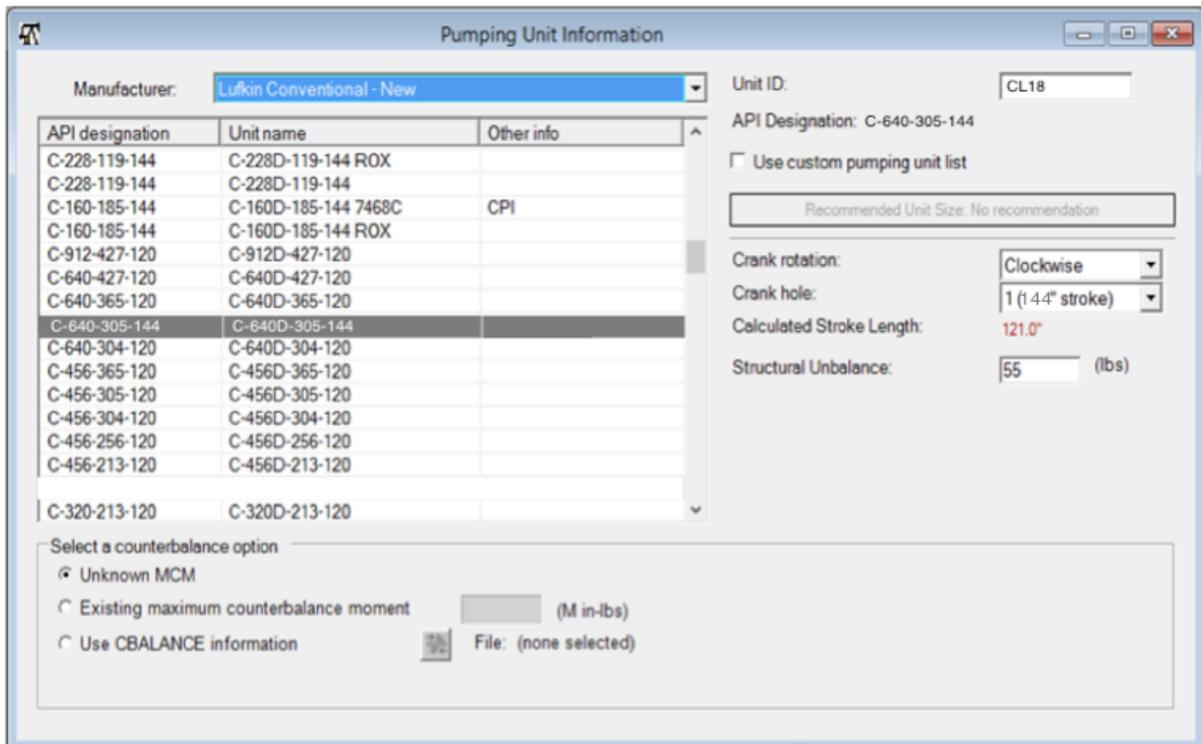


Fig. 3.6 Información de la unidad de bombeo.

7) Verificación del diseño en herramientas de cómputo

La Fig. 3.7 muestra los resultados de la simulación del diseño propuesto, en RODSTAR. Mediante esta herramienta pueden analizarse diferentes alternativas de diseño, variando por ejemplo el número de emboladas por minuto, la profundidad de la bomba, y el tipo y arreglo de varillas, por mencionar sólo algunos parámetros, con la finalidad de identificar cuál es el que permite operar el sistema en condiciones óptimas, y que cumple con los requerimientos establecidos.

DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows

Company: Quality Laboral Services

Page 1 of 8

Well: Furbero

© Theta Enterprises, Inc.

User:

Disk file: FURBERO 3374 ROD EL 78 Y 34 SUM.rsdX

Tel: (714) 526-8878

Date: 21/01/2013

Comment:

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	3	Fluid level			Production rate (bfpd):	52	Peak pol. rod load (lbs):	21258	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	7054		Oil production (BOPD):	47	Min. pol. rod load (lbs):	9770	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	164		Strokes per minute:	3	Polished rod HP:	7.8	
Casing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100		System eff. (Motor->Pump):	22%	Unit struct. loading:	70%	
Fluid properties					Motor & power meter				
Water cut:	10%	Power Meter	Detent		Permissible load HP:	23.8	PRHP / PLHP	0.33	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$.08/KWH		Fluid load on pump (lbs):	4897	Buoyant rod weight (lbs):	10912	
Oil API gravity:	22.0	Type:	NEMA D		Fluid level TVD (ft from surface):	6876	N/No: .084 , Fo/SKr: .206		
Fluid sp. gravity:	0.9298				Required prime mover size (speed var. not included)				
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-30')					BALANCED (Min Torq)				
API size:	C-640-305-144 (unit ID: CL18)				NEMA D motor:	15 HP			
Crank hole number	#1 (out of 4)				Single/double cyl. engine:	15 HP			
Calculated stroke length (in):	145.9				Multicylinder engine:	15 HP			
Crank Rotation with well to right:	CCW				Torque analysis and electricity consumption				
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown				BALANCED (Min Torq)				
Structural unbalance (lbs):	-520				Peak g'box torq.(M in-lbs):	508			
Crank offset angle (deg):	0.0				Gearbox loading:	79%			
Tubing and pump information					Cyclic load factor:	1.5			
Tubing O.D. (ins)	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100		Max. CR moment (M in-lbs):	1163.86			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100		Counterbalance effect (lbs):	16483			
Pump depth (ft):	7217.8	Tub.anch.depth (ft):	6939		Daily electr.use (KWH/day):	202			
Pump condition:	Full				Monthly electric bill:	\$369			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	60%		Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.234			
Plunger size (ins)	1.5	Pump friction (lbs):	200.0		Electr.cost per bbl. oil:	\$0.260			
Rod string design					Tubing, pump and plunger calculations				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Tubing stretch (ins):	.3			
.875	WFT EL	1900	N/A	0.2	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.1			
.75	WFT EL	5318	N/A	0.2	Gross pump stroke (ins):	109.8			
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					Pump spacing (in. from bottom):	21.7			
Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	Minimum pump length (ft):	22.0			
53%	35399	16298	9501	WFT EL	Recommended plunger length (ft):	6.0			
57%	35222	12637	-453	WFT EL					

Fig. 3.7 Resultados de la simulación.

Capítulo IV. Determinación del nivel de fluido

En este capítulo se describe el procedimiento y los dispositivos utilizados en el APATG para efectuar la toma de información del nivel de fluido en pozos con bombeo mecánico, utilizando el equipo de medición Total Well Management (TWM).

4.1 Total Well Management

En el APATG se utiliza el equipo de medición TWM para la adquisición de datos de pozos con sistema de bombeo mecánico. La interpretación y análisis de los datos registrados permite al ingeniero diagnosticar probables fallas del sistema de BM, y emitir recomendaciones para corregirlas. Con la herramienta puede obtenerse el nivel de fluidos dentro del pozo, cartas dinamométricas, verificar si existen fugas en las válvulas de la bomba subsuperficial (válvula de pie y viajera), entre otras aplicaciones. En la Figura 4.1 se muestra el equipo de medición, utilizado



Fig. 4.1 Equipo de medición ECHOMETER.

4.2 Determinación del nivel de líquido

La determinación del nivel de fluido en el pozo se lleva a cabo mediante la generación e interpretación de un pulso acústico desde la superficie; este pulso viaja a través del gas acumulado en el espacio anular entre las tuberías producción (TP) y de revestimiento (TR), y va reflejando los cambios de diámetros y el nivel del fluido. En la Fig. 4.2 se muestra de manera sencilla el principio de funcionamiento del método.

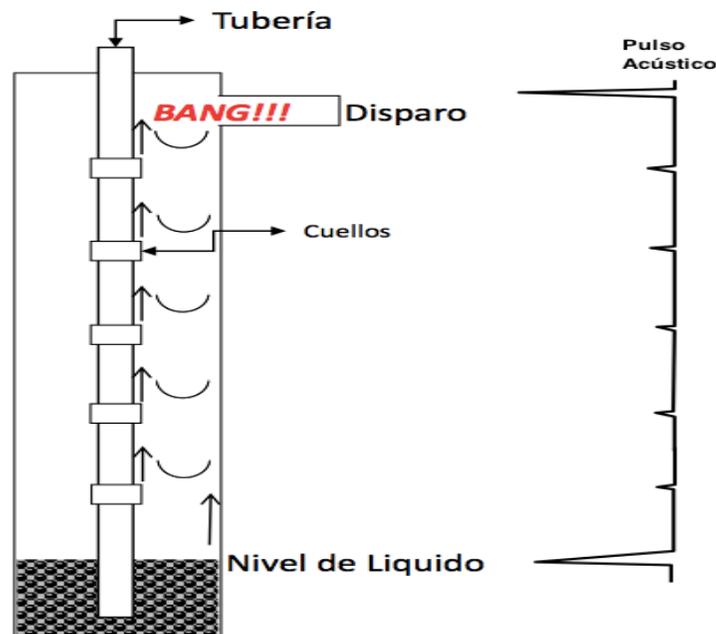


Fig. 4.2 Principio de funcionamiento del disparo acústico.

Con el pulso acústico, los cambios en el área anular o en el medio de propagación (gas o líquido) generan perturbaciones, mismas que son registradas en el micrófono del ECHOMETER. En la Figura 4.3, se muestra un registro acústico típico, en el que las variaciones de mayor amplitud cerca de la superficie están asociadas al disparo; por otra parte, las perturbaciones de menor amplitud y alta frecuencia corresponden a cambios en el área transversal; finalmente, el pico de baja frecuencia se asocia al cambio de un medio a otro, lo cual permite identificar el nivel de fluido los pozos.

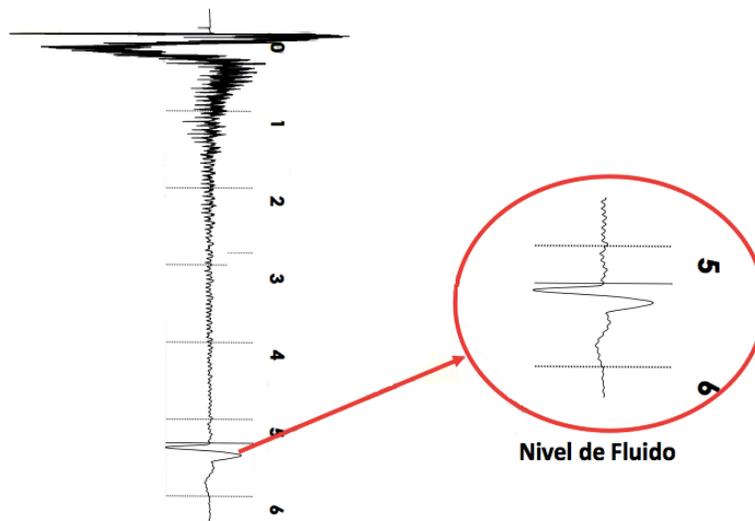


Fig. 4.3 Identificación del nivel de líquido con ondas acústicas.

4.2.1 Dispositivo de disparo acústico

La pistola a gas disparada remotamente (WG) genera un pulso acústico y detecta los ecos del fondo del pozo. Contiene una cámara que se llena con gas comprimido para enviar un pulso acústico al pozo, y tiene un micrófono que detecta el disparo, las uniones, otros ecos del pozo y el nivel de fluido. En la Fig. 4.4 se muestran los dos tipos de pistolas utilizadas para generar el disparo acústico.



Fig. 4.4 Dispositivos de disparo

La pistola compacta de gas tiene un micrófono y una cámara de 10 pulgadas cúbicas con una válvula de salida de $\frac{1}{4}$ de pulgada. Se conecta al pozo con un mínimo de reducción de diámetro. La válvula de salida se abre rápidamente cuando se acciona el gatillo, generando un pulso de presión. Si la presión de la cámara es mayor que la del espacio anular, se genera un pulso de compresión. Si la presión en el anular es mayor que la presión en la cámara, se genera un pulso de vacío. Debe haber una diferencia de presión entre la cámara y el anular para que se genere el pulso. El usuario tiene la opción de escoger un pulso de explosión o implosión.

La opción de explosión usa gas externo para generar un pulso acústico en el pozo, en esta modalidad, la cámara se carga con un suministro de gas externo que está a una presión mayor que la presión del pozo.

La modalidad de implosión se usa si la presión del revestimiento (casing) es mayor que 200 psi. Este método utiliza la presión del gas del mismo pozo para generar un pulso. Para liberar el gas desde la cámara se usa la válvula de alivio/llenado de la pistola a gas. En esta modalidad no se necesita un suministro de gas externo.

4.2.2 Transductor de presión

La medición de la presión en la TR se realiza mediante un transductor electrónico (Fig. 4.5). El dispositivo tiene una placa que indica su número de serie y seis coeficientes; estos últimos se usan para determinar la presión a partir de la señal de salida del transductor, y deben ingresarse en el programa de cómputo del ECHOMETER antes de comenzar una prueba. El transductor se coloca en la pistola en superficie.



Fig. 4.5 Transductor de presión

4.2.3 Manómetro WG

El manómetro mide la presión en la cámara de la pistola a gas. Se utiliza para determinar si la presión de la cámara es suficientemente alta (modalidad de explosión) para generar el pulso acústico. Si la válvula de la pistola a gas y la válvula de la TR están abiertas, el manómetro registra la presión en esta última.

4.2.4 Cables del analizador

Para la realización de las pruebas se utiliza cable de 1.5 o 3 m, de esta manera el computador recibe la señal acústica que registra el micrófono y se mantiene un margen de seguridad entre el operador y el pozo.

4.3 Medición acústica del nivel de fluido

A través de una computadora portátil se controla la operación del sistema de medición del “Echometer”; inicialmente se envía una señal al disparador remoto para accionar la válvula de la cámara de gas (CO₂ o N₂), y generar un pulso acústico que viaja por el espacio anular o tubería de producción hasta el nivel de fluido existente en el pozo.

Los equipos “Echometer”, poseen un límite de operación, el cual está determinado por el fabricante. Las presiones máximas de operación son de 5000 y 1500 psi, para las pistolas manual y automática, respectivamente.

4.3.1 Prueba de restauración de presión

Los datos de presión en la TR se miden por espacio de 15 minutos; después de este tiempo, la adquisición de los datos termina automáticamente. Generalmente, dos minutos son suficientes para medir la tasa de restauración en la TR. En la Figura 4.6 se muestra la prueba de restauración de presión.

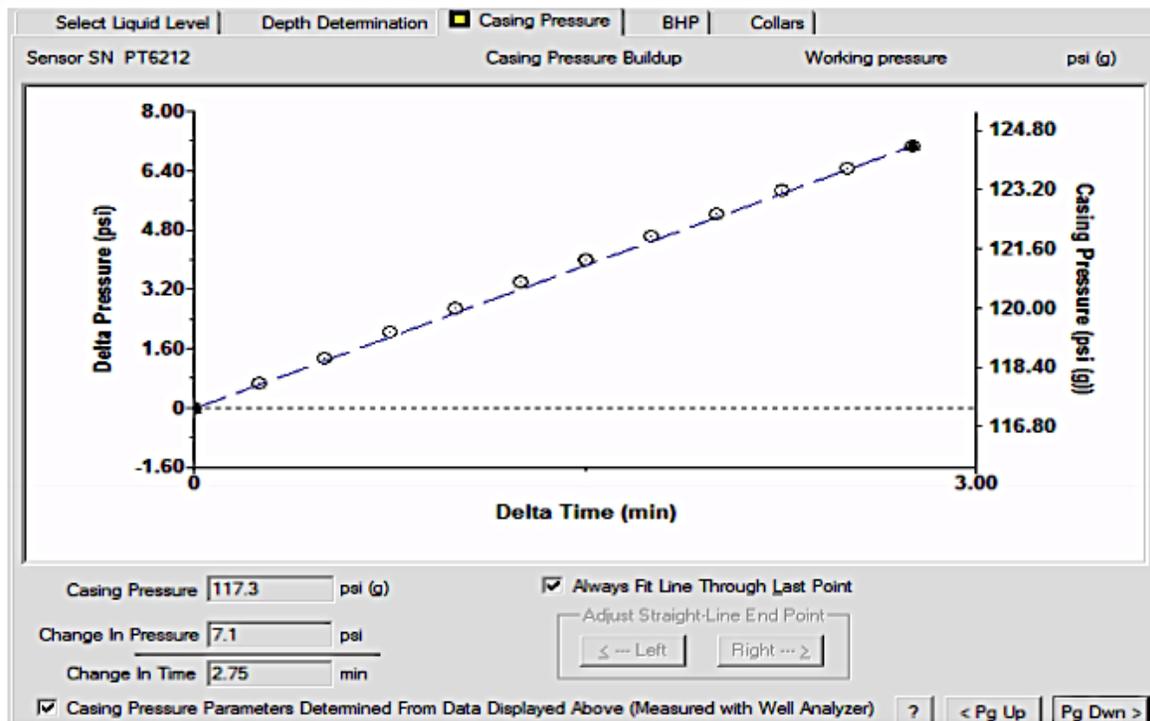


Fig. 4.6 Prueba de restauración de presión.

4.3.2 Conteo automático de uniones de tubería.

Esta opción (ventana “Collars”) permite identificar y contar las uniones de tubería (cambios de diámetro) desde la superficie hasta el nivel de líquido, a partir de los ecos registrados. Para tal efecto, los datos acústicos son filtrados con base en un rango característico de frecuencias asociado a los ecos generados por las uniones de tubería de esta manera se genera una gráfica de la señal filtrada que permite contabilizar el número de uniones (Fig. 4.7).

La cuenta de uniones continúa hasta que la relación señal-ruido disminuye por debajo del límite permitido. La frecuencia del último segmento de uniones se usa para extrapolar la profundidad de la tubería, a partir del tiempo de la reflexión del nivel de líquido, indicada por una línea vertical punteada en el gráfico generado. La última marca muestra el comienzo de la sección extrapolada.

Es recomendable que la cuenta de uniones cubra del 80 al 90% del total de juntas en el pozo, para asegurar una buena precisión en los cálculos de la

profundidad del nivel de fluido y de la presión de fondo de pozo. Un bajo porcentaje de uniones contadas indica que el nivel de la señal es muy bajo y que no es posible diferenciar el ruido, o que se usó una frecuencia incorrecta para filtrar la señal e identificar las uniones. En ese caso se debe repetir el disparo con una presión más alta en la cámara para mejorar la relación señal-ruido.

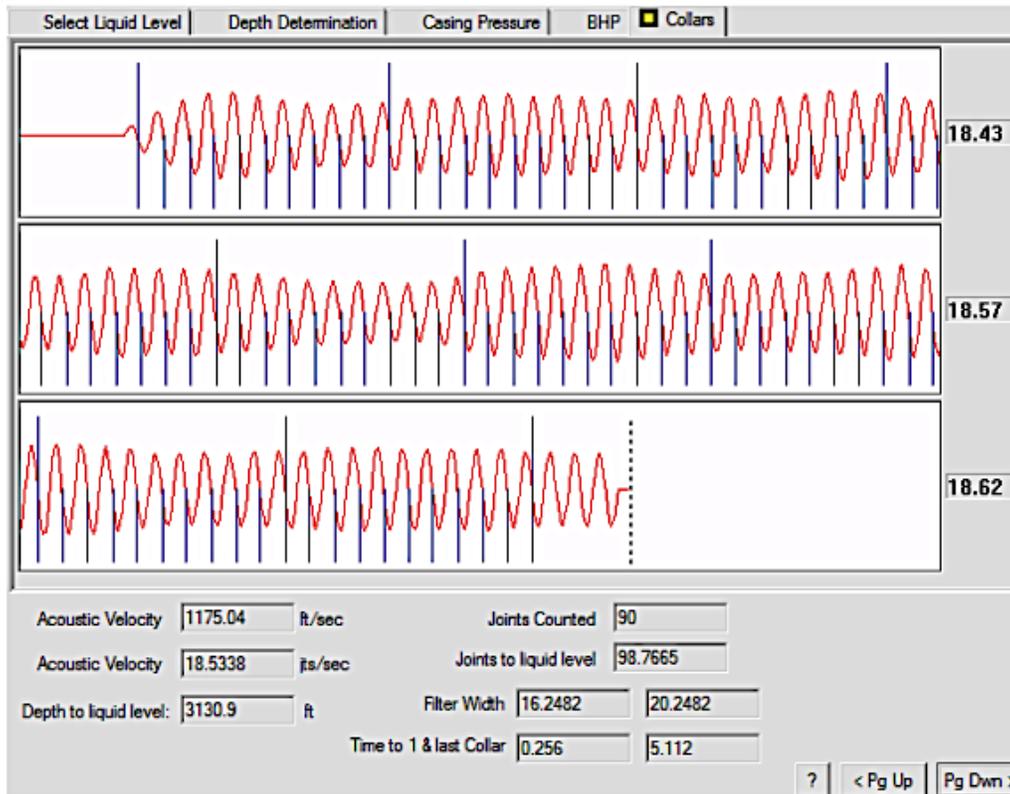


Fig. 4.7 Conteo de cuellos

4.3.3 Presión de fondo del pozo

En la Fig. 4.8 se muestra la opción del programa (ventana “BHP”) correspondiente al cálculo de la presión de fondo del pozo. Esta aplicación permite realizar un análisis de las condiciones del pozo durante la medición. La presión de fondo se calcula a partir de los datos acústicos registrados, la presión en la TR, y la información indicada en la Fig. 4.8.

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure BHP | Collars

Production

	Current	Potential	
Oil	27	31.1	BBL/D
Water	60	69.2	BBL/D
Gas	40.0	46.1	Mscf/D

IPR Method: Vogel

PBHP/SBHP: 0.30

Producing Efficiency: 86.7 %

Fluid Densities

Oil	30	deg.API
Water	1.05	Sp.Gr.H2O
Gas Gravity	0.79	Air = 1

Acoustic Velocity: 1175.04 ft/s

Casing Pressure

Casing Pressure: 127.9 psi (g)

Casing Pressure Buildup: 1.3 psi, 2.00 min

Gas/Liquid Interface Pres.: 140.9 psi (g)

Liquid Level Depth MD: 3130.90 ft

Pump Intake Depth MD: 5115.00 ft, TVD: 5115.00 ft

Formation Depth MD: 5221.00 ft

Well State: Producing

Annular Gas Flow: 28 Mscf/D

% Liquid: 38

Liquid Below Tubing

Oil	0	%
Water	100	%
% Liquid Below Tubing	52	%

Pump Intake Pressure: 411.9 psi (g)

PBHP: 437.0 psi (g)

Reservoir Pressure (SBHP): 1485.3 psi (g)

Pump Submergence

Total Gaseous Liquid Column HT (TVD): 1984 ft

Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD): 749 ft

Comment: V11FEB24.AD1

? < Pg Up Pg Dwn >

Fig. 4.8 Ventana para el cálculo de la presión de fondo.

El significado de algunos de los parámetros mostrados en la interfaz del programa (Fig. 4.8) es:

1. Presión de la TR (Casing Pressure): Es la presión de la TR en la superficie (cabezal), medida automáticamente con el TWM o introducida manualmente por el usuario en la aplicación.
2. Restauración de presión en la TR (Casing Buildup): Es la tasa de cambio de la presión de la TR en la superficie con respecto al tiempo, después del cierre de la válvula del cabezal. Se calcula a partir de la pendiente de la línea de presión vs. tiempo, o se introduce manualmente; se expresa en psi/min.

3. Flujo de gas en el anular (Annular Gas Flow): Es el gasto de gas que fluye en el espacio anular a través del líquido y que sale por la válvula del cabezal, en Mpcd. y el volumen del espacio anular, por lo que debe introducirse el diámetro interno de la TR y el diámetro externo de la TP.
4. Porcentaje de líquido (% Liquid): Es el porcentaje de líquido calculado en la columna de fluido en el espacio anular. Se determina a partir del gasto de gas en el espacio anular
5. Presión de la interfase gas/líquido (Gas/Liquid Interface Pres.): Es la presión calculada a la profundidad de la interfase gas/líquido. Se calcula a partir de la presión en el cabezal de la TR y el peso de la columna de gas.
6. Profundidad del nivel de líquido (Liquid Level Depth): Es la profundidad en pies, a la interfase gas/líquido, tal como se determina con el registro del "Echometer". Corresponde a la profundidad calculada y mostrada en la sección "Depth Determination".
7. Profundidad de la formación (Formation Depth): Es la profundidad desarrollada a la formación, en pies, tal como se introdujo en la pantalla de datos del pozo. A esta profundidad de referencia se calcula la presión de fondo.
8. Presión a la entrada de la bomba (Pump Intake Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la entrada de la bomba (niple de asentamiento de la bomba).
9. Presión dinámica de fondo de pozo (PBHP): Es la presión dinámica, en psi, calculada a la profundidad de la formación.
10. Presión de yacimiento (Reservoir Pressure SBHP): Es la presión estática en el fondo de pozo, tal como se introdujo en el archivo de datos del pozo.

4.4 Procedimiento para efectuar el disparo acústico

A continuación se describe el procedimiento para efectuar la toma de nivel de fluido en campo.

1. Conectar la pistola de gas del ECHOMETER al pozo (Fig. 4.9).



Fig.4.9 Conexión de la pistola de gas.

2. Conectar el transductor de presión a la pistola de gas (Fig. 4.10).



Fig. 4.10 Conexión del transductor de presión.

3. Conectar los cables a la pistola y a la computadora portátil (Fig. 4.11).



Fig. 4.11 Conexión de cables a la pistola y al equipo de cómputo.

4. Encender el analizador y esperar la luz verde. Posteriormente, encender la computadora. (Fig. 4.12).



Fig. 4.12 Encendido la computadora portátil.

5. Seleccionar la opción de inicio (set up) en la pantalla en el modo de adquisición de datos.
6. Seleccionar la pestaña "Equipment Check"; en dicha ventana se visualiza el voltaje de la batería interna y la temperatura, lo cual indica que hay comunicación con la computadora y el transductor de presión (Fig. 4.13).

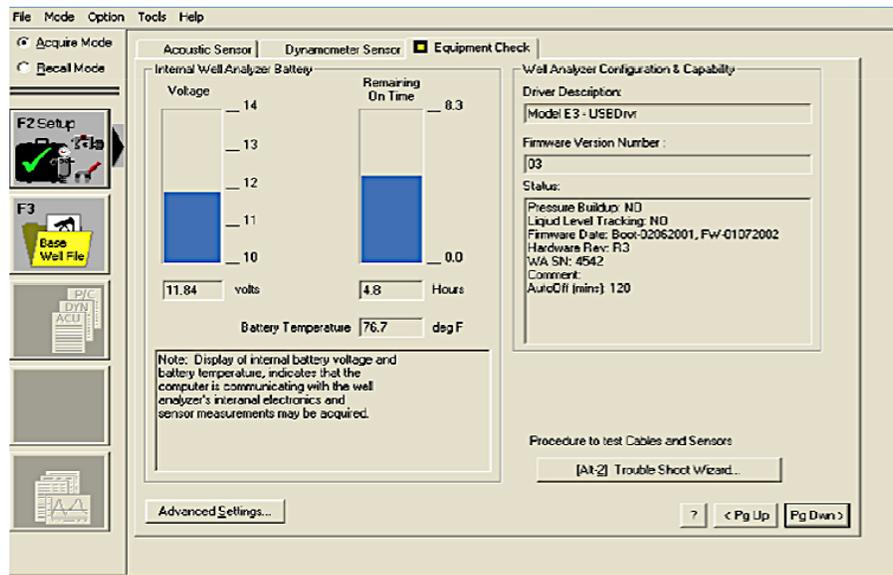


Fig. 4.13 Pestaña “Equipment Check”.

7. Posicionarse en la pestaña “Acoustic Sensor”, y seleccionar el número de serie del transductor de presión (Fig. 4.15); si dicho número no se encuentra registrado en el programa, seleccionar crear nuevo (Fig. 4.14).

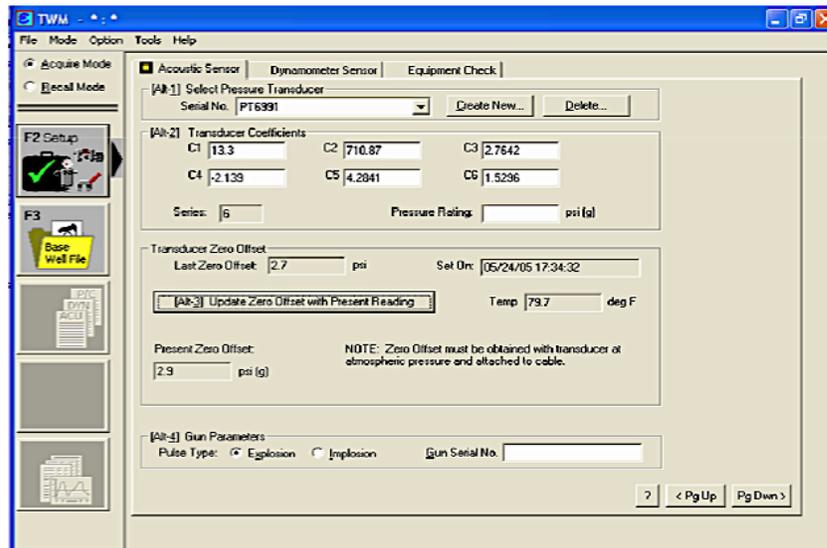


Fig. 4.14 Pestaña “Acoustic Sensor”.



Fig. 4.15 Número de serie del transductor de presión.

8. Verificar que la válvula entre la pistola de gas y la TR se encuentre cerrada. Posteriormente, abrir la válvula de purga para despresurizar el espacio entre la válvula de la TR y la pistola (Fig. 4.16).



Fig. 4.16 Válvula de purga.

9. Llenar el volumen de la cámara con gas; debe llenarse por lo menos a 200 psi sobre la presión de la TR (Fig. 4.17).



Fig. 4.17 Llenado de la cámara de gas.

10. En el TWM iniciar el proceso de configuración en la pestaña “Acoustic Sensor”; presionar “Update Zero Offset” (Fig. 4.18).

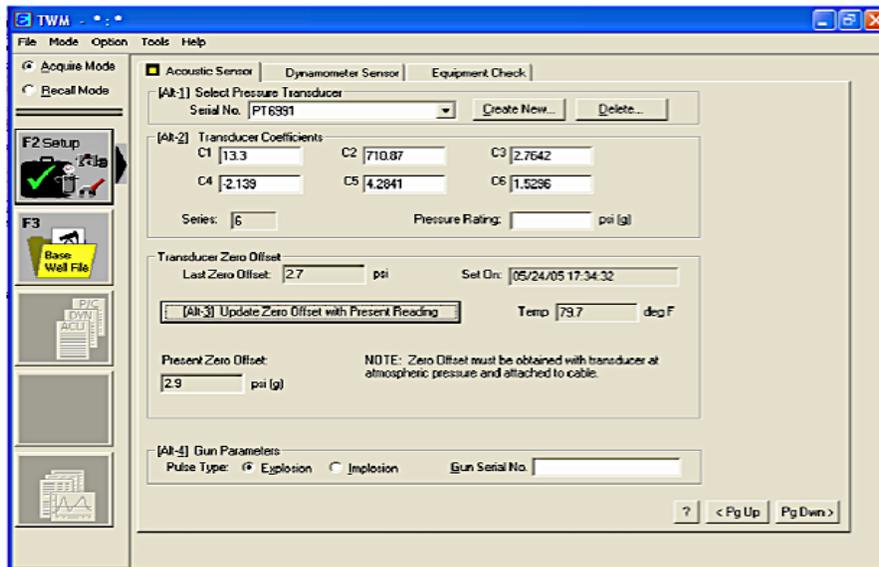


Fig. 4.18 Pestaña de calibración del sensor.

11. Abrir el archivo base del pozo al cual se le tomará el ecómetro; si no se encuentra, presionar la opción “New” para crearlo (Fig. 4.19).

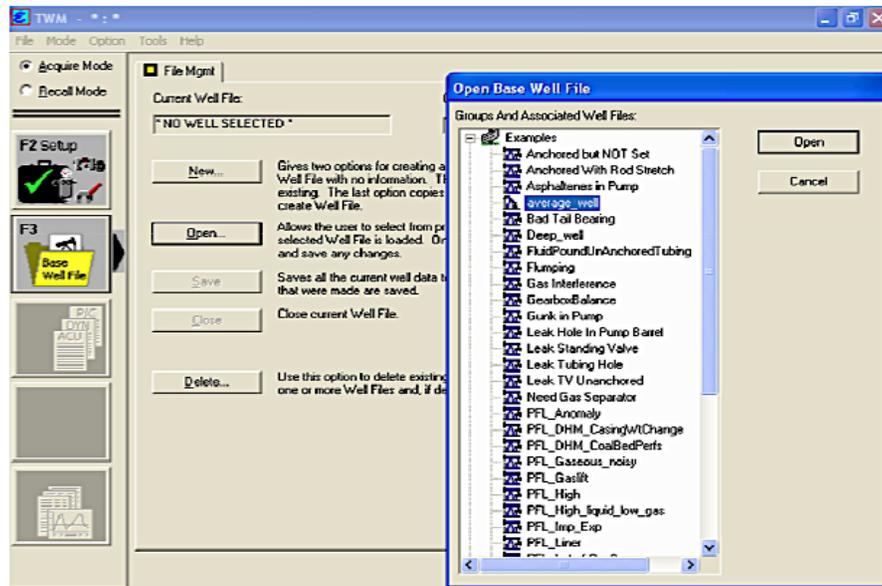


Fig. 4.19 Pestaña de selección del pozo.

12. Seleccionar la pestaña “Acoustic” para indicar que iniciará la adquisición del registro acústico; oprimir la tecla F4 para iniciar (Fig. 4.20).

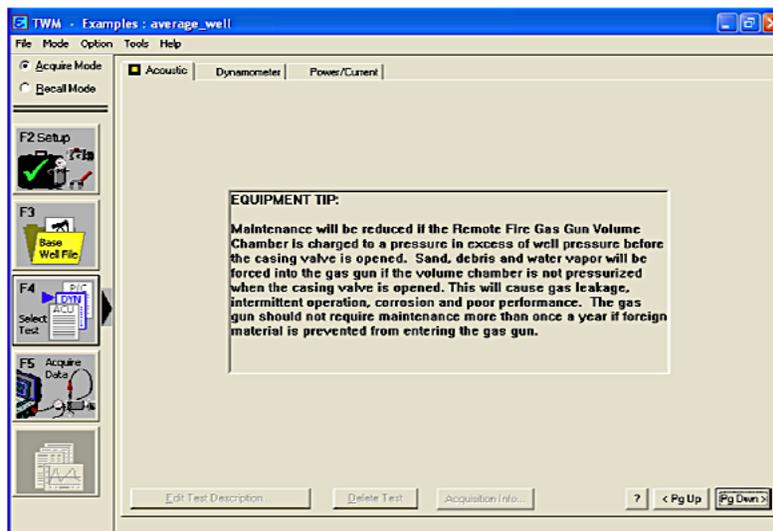


Fig. 4.20 Selección de adquisición de datos.

13. Una vez cargada la pistola:

- a) Cerrar la válvula de purga de la pistola (Fig. 4.21a).
- b) Abrir la válvula de la TR entre la pistola y el pozo (Fig. 4.21b).
- c) Cerrar la válvula que conecta la TR con la línea de descarga (Fig. 4.21c).



a) Cierre de la válvula de purga de la pistola.



b) Apertura de la válvula entre la pistola y el pozo.



c) Cerrado de la válvula de la línea de descarga.

Fig. 4.21 Apertura y cierre de válvulas.

14. Realizar el disparo presionando “Fire Shot” (Fig. 4.22).

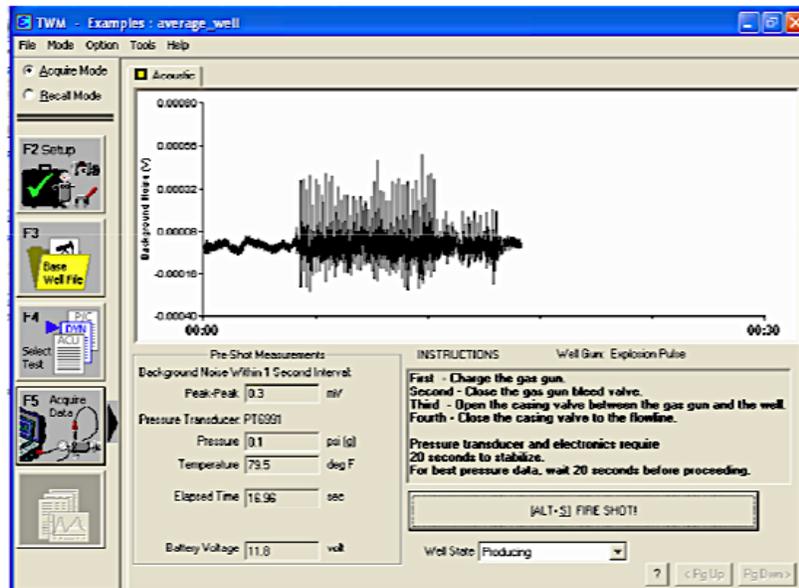


Fig. 4.22 Pestaña para realizar el disparo acústico.

15. Una vez que el registro acústico ha sido adquirido, aparecerá un cuadro de diálogo donde se pregunta si los datos serán guardados (Fig. 4.23).

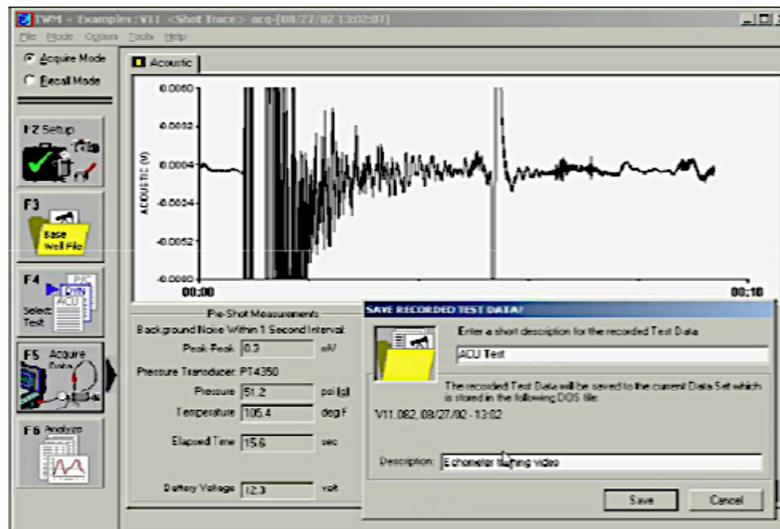


Fig. 4.23 Cuadro de diálogo para guardar los datos.

4.5 Determinación del nivel de líquido

Después de guardar los datos del registro acústico, el programa TWM despliega automáticamente la pestaña para seleccionar nivel de líquido (Fig. 4.24).

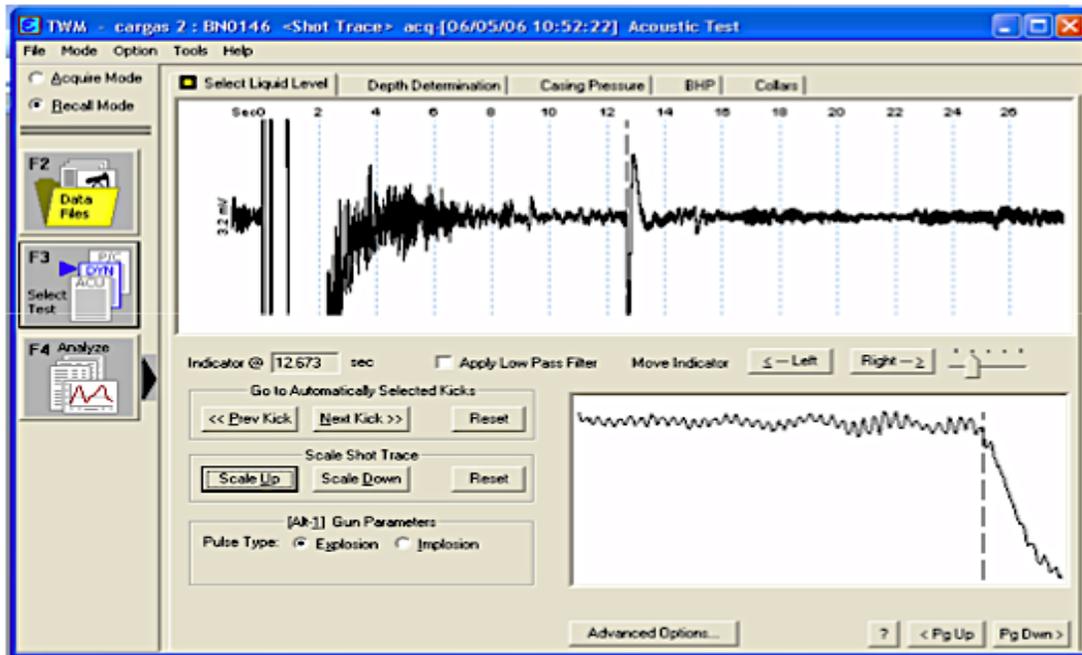


Fig. 4.24 Pestaña de selección de nivel de líquido.

4.5.1 Rastro acústico (RTTT)

El nivel de líquido es determinado automáticamente por la computadora a partir de la reflexión de las señales acústicas filtradas y visualizadas vs el tiempo.

RTTT es el tiempo medido que tarda el pulso acústico para viajar desde la superficie a través del gas en el espacio anular hasta el nivel de líquido y reflejarse de vuelta a la superficie (Round Trip Travel Time); esto se muestra en la Fig. 4.25.



Fig. 4.25 Round Trip Travel Time (RTTT).

La profundidad del nivel de líquido es determinada multiplicando la RTTT (segundos) por la tasa de reflexión de las juntas (Jts/seg), por la longitud promedio de los tubos (pies); por ejemplo, de acuerdo a los datos mostrados en la Fig. 4.26: Profundidad del nivel de líquido= 12.673*17.331*31.51= 6918.52 pies.

Para visualizar los resultados finales, seleccionar la etiqueta BHP (Fig. 4.27).

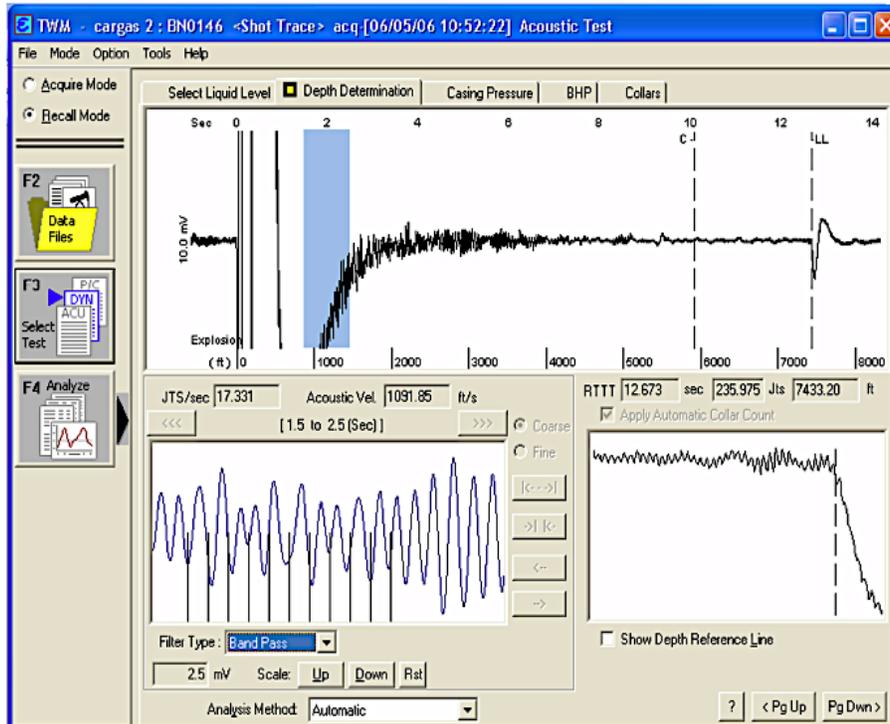


Fig. 4.26 Determinación del nivel de líquido.

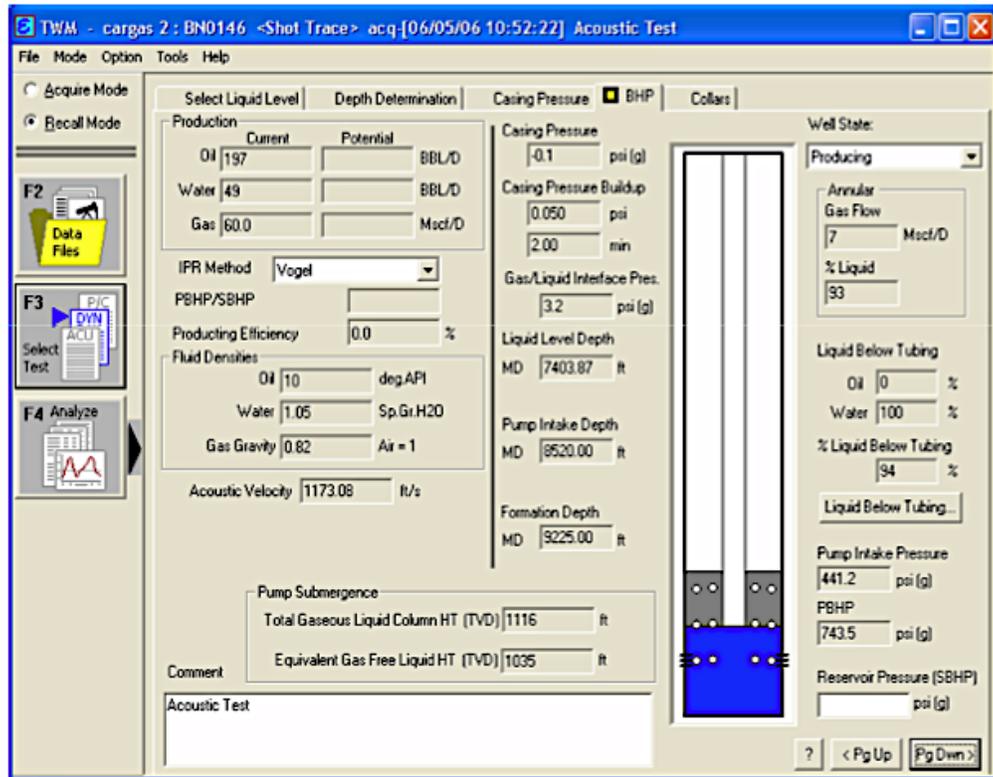


Fig. 4.27 Cálculo de presiones de fondo.

Capítulo V.- Cartas dinamométricas

En este capítulo se describe la función de las cartas dinamométricas, así como las herramientas y metodología para obtenerlas.

5.1 Descripción de las cartas dinamométricas

Una carta dinamométrica es una gráfica de carga vs posición, que muestra la medición de las cargas en la varilla pulida en distintas posiciones a través de una carrera completa; la carga usualmente es mostrada en libras fuerza y la posición en pulgadas. Las cargas se miden mediante un sistema dinamométrico.

Las cartas dinamométricas se obtienen en la superficie, pero se trasladan a las condiciones subsuperficiales mediante herramientas de cómputo desarrolladas para tal efecto. De esta manera, las cartas subsuperficiales representan las cargas calculadas en la sarta de varillas a distintas posiciones de la bomba subsuperficial.

En la Fig. 5.1 se ejemplifica una carta dinamométrica ideal, en la cual se considera que la velocidad de bombeo es aproximadamente cero, la sarta de varillas es inelástica, y no se toman en cuenta fenómenos dinámicos, tales como la fricción o las vibraciones, entre otros. Mediante un modelo matemático se quitan todos los factores que distorsionan la carta para obtener el comportamiento ideal del pistón de la bomba.

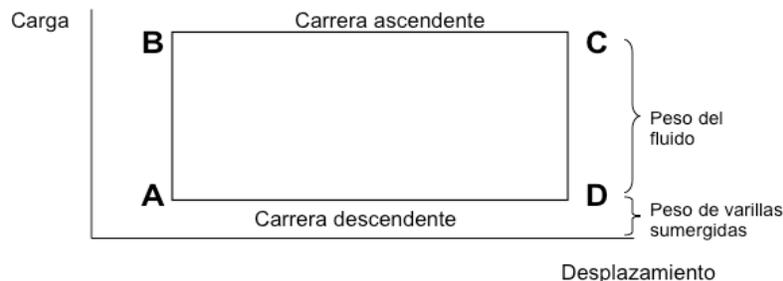


Fig. 5.1 Carta dinamométrica ideal.

A través del análisis de las cartas dinamométricas pueden detectarse diversas problemáticas en el sistema de bombeo mecánico, y resolverlas oportunamente para mantener el sistema en condiciones óptimas de operación; pueden identificarse problemas en la bomba subsuperficial, cargas tensionales en la sarta de varillas, candados de gas, golpes de fluido, desanclado de la bomba subsuperficial, entre otros.

Un sistema dinamométrico moderno tiene una celda de carga, un transductor de posición y un sistema de grabación (computadora), como se muestra en la Fig. 5.2. Los datos se almacenan en la memoria de la computadora para posteriormente efectuar su análisis.

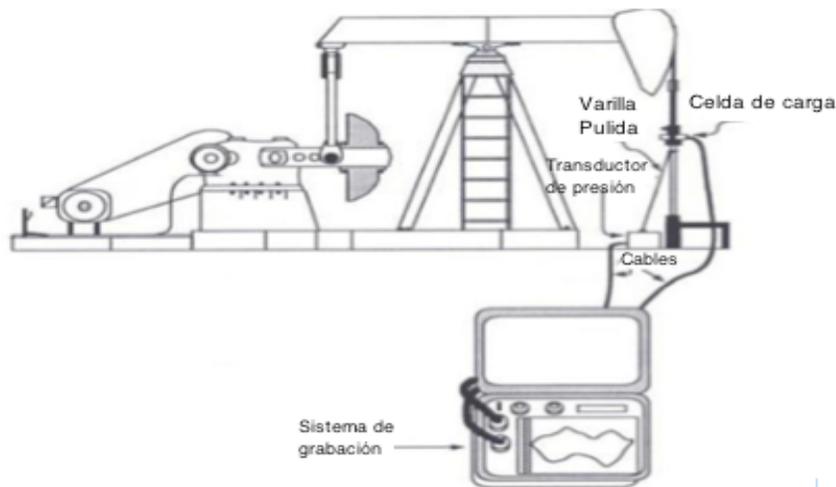


Fig. 5.2 Esquema de conexión para la toma de cartas dinamométricas.

5.2 Transductor tipo herradura

La celda de carga contiene registradores de tensión que trasladan mediciones de resistencia eléctrica de un cable eléctrico a medidas de carga sobre la varilla pulida. Estos registradores se comprimen cuando se aplica una carga, con lo cual se incrementa el área seccional de un cable delgado y se modifica la resistencia al flujo de electricidad; los circuitos electrónicos en la caja dinagráfica

trasladan los cambios en la resistencia, a cargas. En la Fig. 5.3 se muestra el transductor tipo herradura del “ECHOMETER”.

Adicionalmente, se tiene integrado un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla pulida; mediante un programa de cómputo se calcula la velocidad y la posición de la varilla pulida a través de la integración numérica de las señales de aceleración vs tiempo.



Fig. 5.3 Transductor tipo herradura.

5.3 Transductor tipo barra pulida (PRT)

El transductor PRT (Polished Rod Transducer) es un sensor para mediciones dinámicas rápidas y seguras; consiste en una grapa tipo “C” que se coloca en la varilla pulida, aproximadamente a 6” por debajo del elevador. Este instrumento registra los cambios en el diámetro de la varilla pulida debido a la variación de las cargas durante las emboladas; igual que el transductor tipo herradura, contiene un acelerómetro.

Las mediciones con el PRT han probado estar entre un 1 y un 7% de desviación con respecto a las obtenidas con la celda de carga tipo herradura. En la Fig. 5.4 se muestra un transductor tipo PRT.

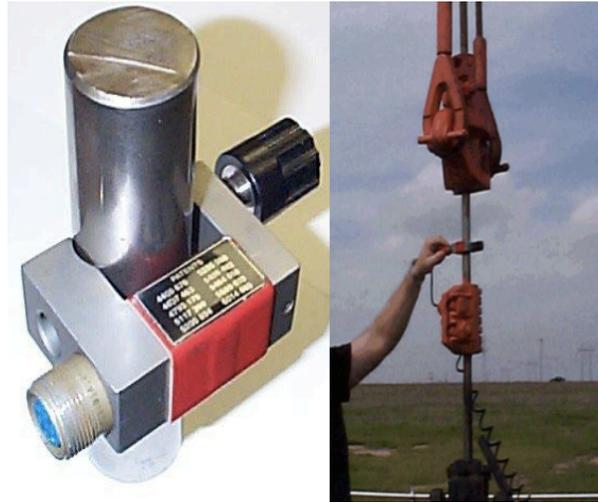


Fig. 5.4 Transductor tipo PRT.

5.4 Procedimiento para tomar cartas dinamométricas en campo

A continuación se describe el procedimiento para efectuar la toma de información de cartas dinamométricas con el transductor PRT.

1. Conectar los cables al equipo de cómputo del TWM. El extremo del cable enrollado se conectará a la entrada principal del equipo (Fig. 5.5).



Fig. 5.5 Conexión de cables al equipo de cómputo.

2. Encender el equipo y esperar la luz verde (Fig.5.6a), y posteriormente encender la computadora (Fig. 5.6b).



a) Encendido del equipo ECHOMETER



b) Encendido de la computadora

Fig. 5.6 Encendido del equipo de medición ECHOMETER.

3. Iniciar el TWM en el modo para adquisición de datos (Fig. 5.7).

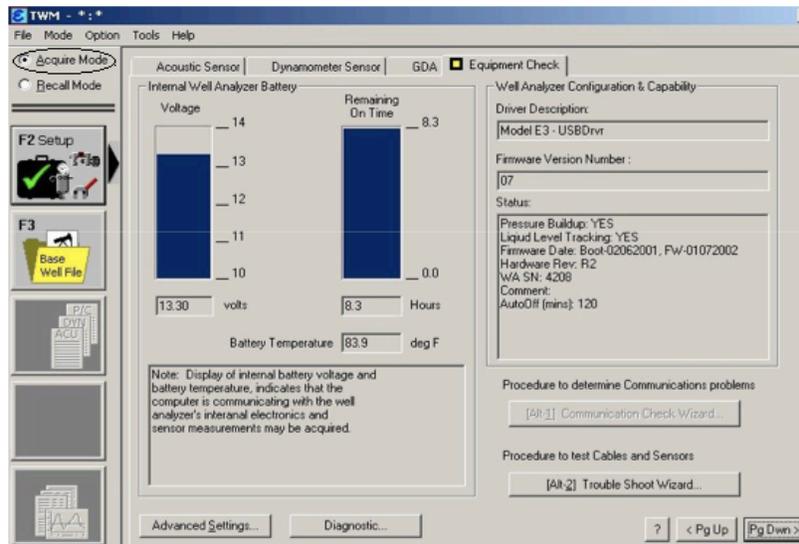


Fig 5.7 Inicio en modo “Adquisición de Datos”.

4. Seleccionar el número de serie del transductor del PRT; si no aparece en la lista, es necesario crear nuevo. Todos los coeficientes del transductor indicados en su placa, deben ser introducidos en la interfaz (Fig. 5.8).

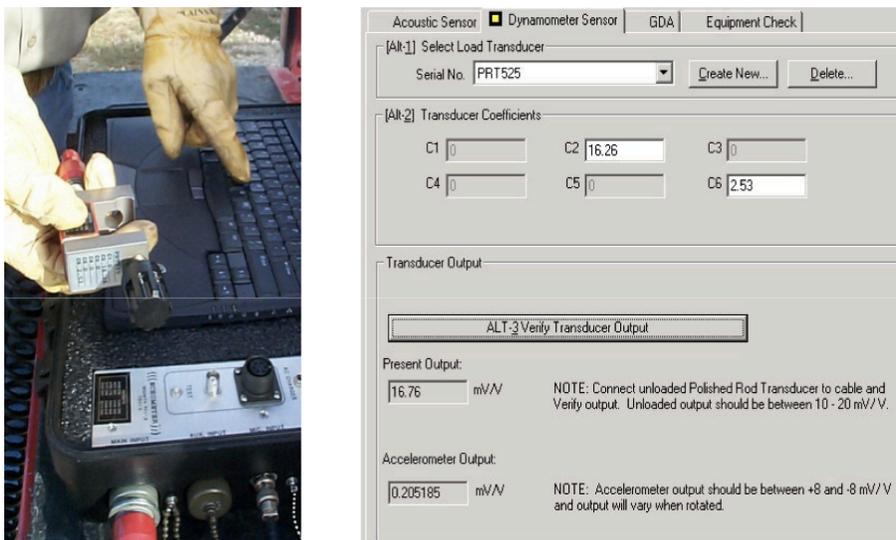


Fig. 5.8 Número de Serie del PRT.

5. Detener la unidad de bombeo mecánico cerca del final de la carrera descendente (Fig. 5.9).



Fig. 5.9 Unidad de bombeo mecánico.

6. Centrar el PRT en la varilla pulida, usando el corte de media luna; no se debe empujar demasiado el PRT hacia delante de la varilla pulida, ya que podrían ocurrir desviaciones en las mediciones de las cargas. El PRT debe ser conectado a la varilla pulida al menos a 6" de distancia del elevador. No debe conectarse en una varilla pulida oxidada; si es el caso, ésta debe lijarse para limpiar su superficie. En las figuras 5.10 y 5.11 se muestra la forma de centrar el PRT sobre la varilla pulida.

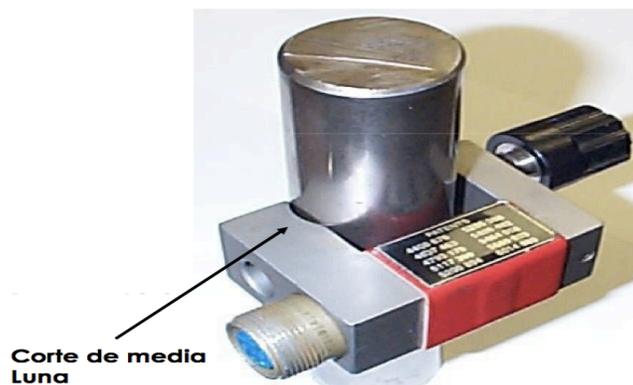


Fig. 5.10 Posición del PRT sobre la varilla pulida.

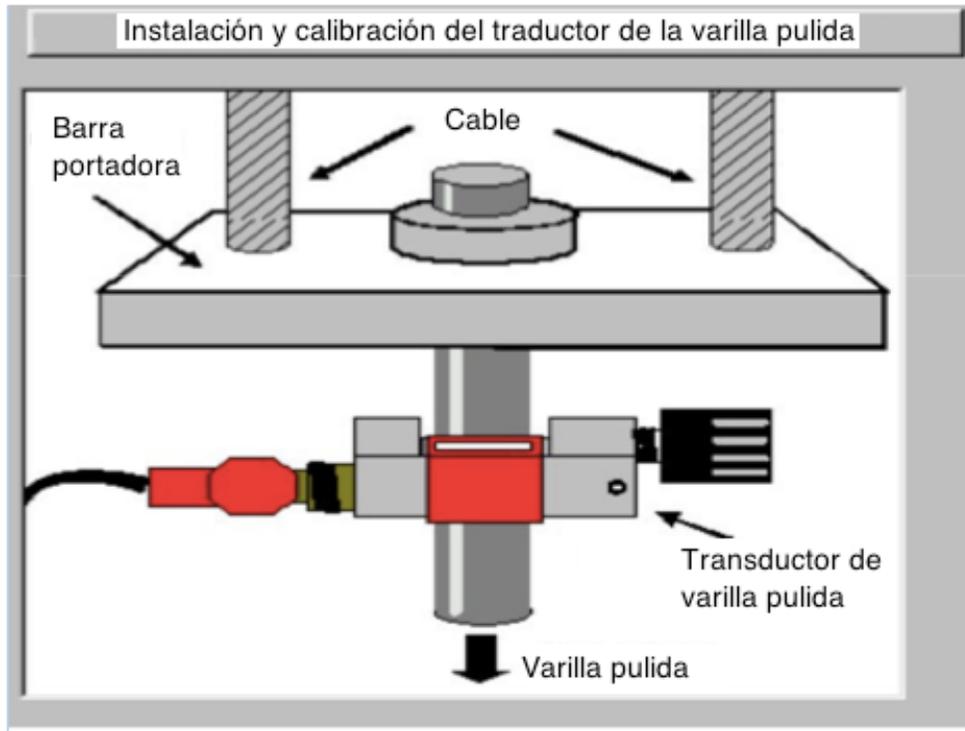


Fig. 5.11 Conexión del PRT sobre la varilla pulida.

7. Conectar el cable en espiral al PRT. El cable en espiral se debe conectar al PRT antes de apretarlo a la varilla pulida; no se debe “sobre-apretar” ya que el transductor es muy sensible y podría destruirse (Fig. 5.12).



Fig. 5.12 Conexión del cable al PRT.

8. Seleccionar (con tecla **F3**) la base de datos del pozo al cual se le tomará información (Fig. 5.13); si el pozo no se encuentra en la base de datos, seleccionar “New” para crear una nueva.

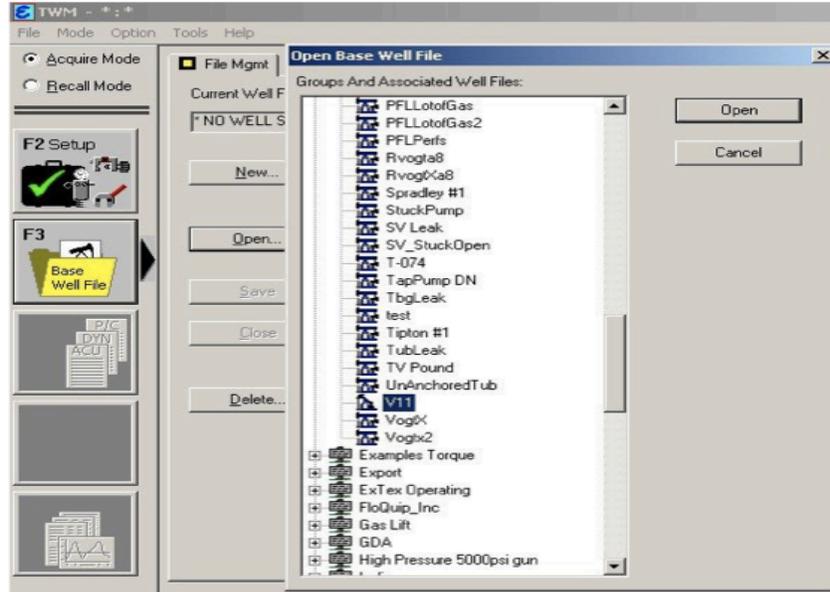


Fig. 5.13 Selección de la base de datos del pozo a analizar.

9. Seleccionar la opción de terminación para verificar los datos del pozo. Verificar que el tipo, diámetro y longitud de las varillas sean los correctos, así como el diámetro del pistón de la bomba y el diámetro de la varilla pulida. Posteriormente, guardar los cambios si es necesario (Fig. 5.14).

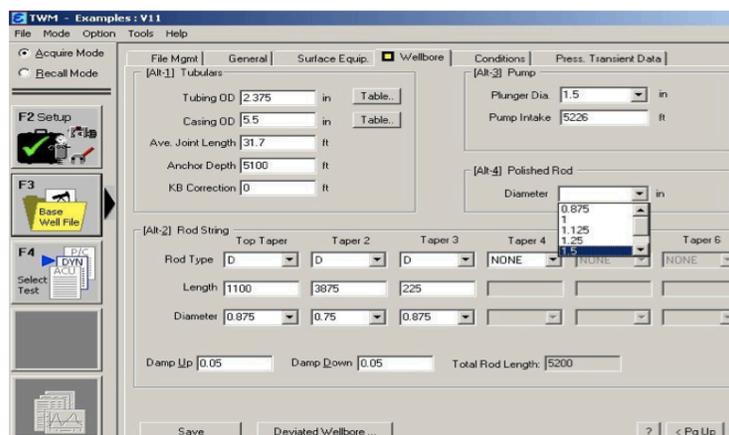


Fig. 5.14 Selección de datos de acuerdo al estado mecánico del pozo.

10. Oprimir la tecla **F4** para seleccionar el tipo de prueba; elegir la opción correspondiente a “Dynamometer Test”, y presionar la tecla **F5** para comenzar (Fig. 5.15).

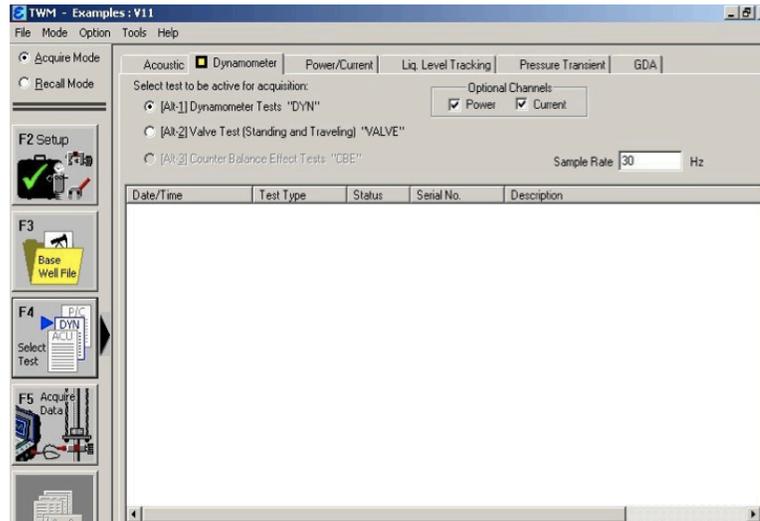


Fig. 5.15 Selección del tipo de prueba.

11. Se visualiza la pantalla “Installation and Calibration”, para calibrar el apretado del transductor (figuras 5.16a-d). El indicador triangular estará inicialmente en el extremo derecho. Realizar los ajustes necesarios en el apretado del PRT hasta que la lectura esté cercana a cero, y cuidando de nunca sobre-apretarlo; oprimir el botón finalizar.

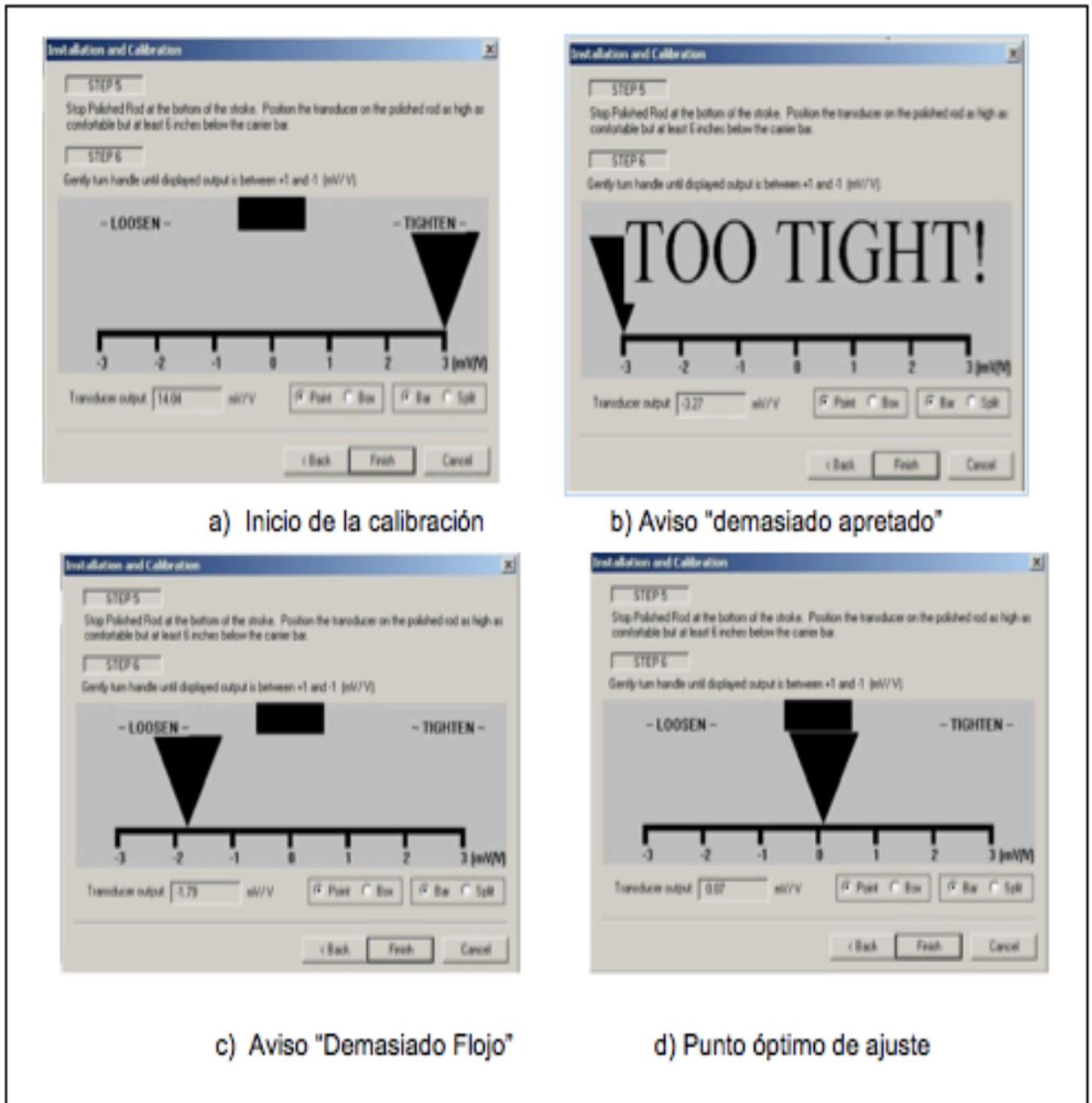


Fig. 5.16 Calibración del transductor.

12. Poner en marcha la unidad de BM y presionar el botón “Start” para comenzar con la adquisición de datos (Fig. 5.17).

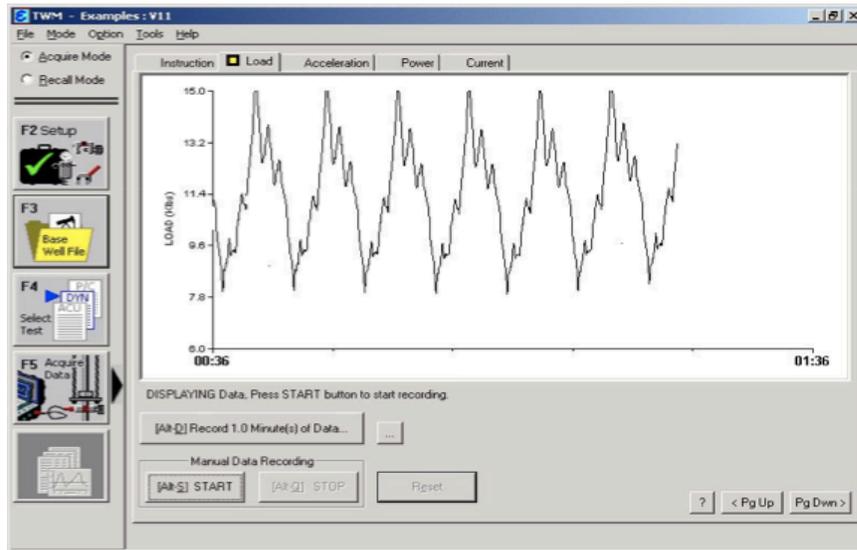


Fig. 5.17 Adquisición de datos.

13. Al terminar la prueba guardar los datos adquiridos (Fig. 5.18).

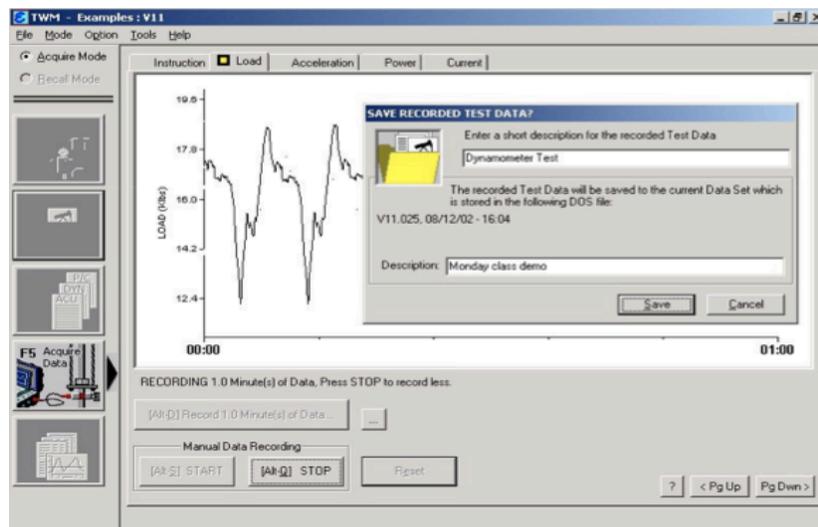


Fig. 5.18 Cuadro de diálogo para guardar los datos.

14. Finalmente, se obtienen las cartas dinamométricas superficial y subsuperficial para su análisis (Fig. 5.19).

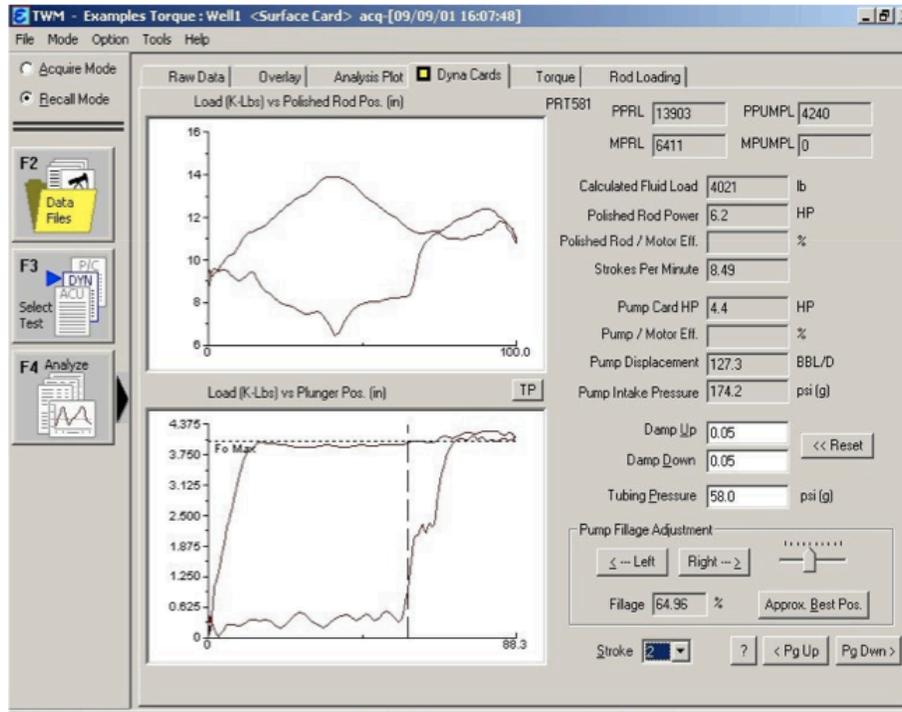


Fig.5.19 Carta dinamométrica obtenida.

Capítulo VI.- Prueba de las válvulas de la bomba subsuperficial.

En este capítulo se describen las pruebas a las válvulas subsuperficiales, así como el procedimiento de campo correspondiente.

6.1 Chequeo de cargas en la válvula viajera

Esta prueba consiste en medir las cargas ejercidas sobre la válvula viajera de la bomba subsuperficial, para determinar su eficiencia de sello y empuje de fluidos.

Durante el chequeo de las válvulas, el ecómetro registra las cargas en las varillas como una función del tiempo; se considera que la válvula viajera opera en condiciones normales si las cargas registradas permanecen constantes por más de diez segundos. Para realizar la prueba, se debe detener la unidad en la carrera ascendente.

En ocasiones puede ocurrir que la válvula viajera presente una fuga severa, y bajo tales condiciones se obtiene una línea plana similar a una condición de operación buena; para constatar este problema se realiza un chequeo adicional para la válvula fija, y se observa la diferencia de cargas obtenidas en ambas pruebas; si existe una diferencia, entonces la bomba presenta dicha problemática.

Una caída de presión mientras se realiza el chequeo de la válvula viajera, indica que el fluido escurre a través del pistón dentro del barril de la bomba; esto puede ser causado por un problema en el asiento o en la bola de la válvula viajera, y/o por desgaste del pistón o del barril. En la Fig. 6.1 se ejemplifica una fuga en la válvula viajera.

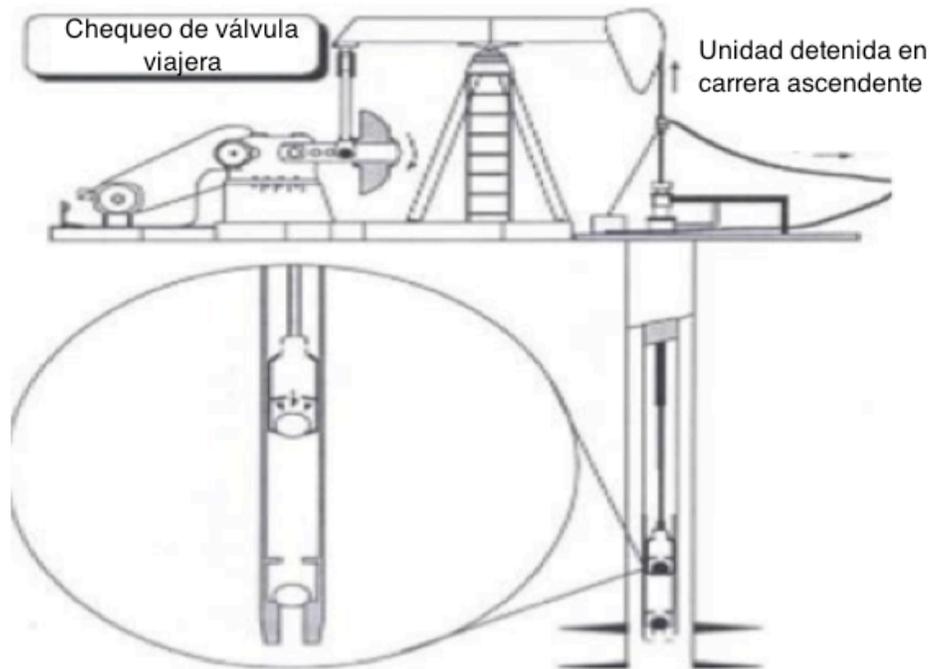


Fig. 6.1 Fuga en válvula viajera.

6.2 Chequeo de cargas en la válvula fija

El chequeo de la válvula fija puede realizarse para detectar fugas debido al desgaste de las válvulas; se lleva a cabo de la misma manera que con la válvula viajera, con la diferencia de que la unidad de BM se detiene en la carrera descendente. Una línea recta en el registro de la carga indica una válvula fija en buen estado.

En el chequeo de la válvula fija se toma en cuenta el efecto de las cargas de la válvula fija sobre la varilla pulida. De esta manera, si la válvula fija se encuentra en buenas condiciones entonces soporta las cargas de fluido en la carrera descendente; si la válvula fija presenta fugas entonces la presión en el barril de la bomba se reduce y las cargas del fluido se transfieren a la válvula viajera, haciendo que las cargas sobre la varilla pulida se incrementen. En la Fig. 6.2 se ejemplifica una fuga en la válvula fija.

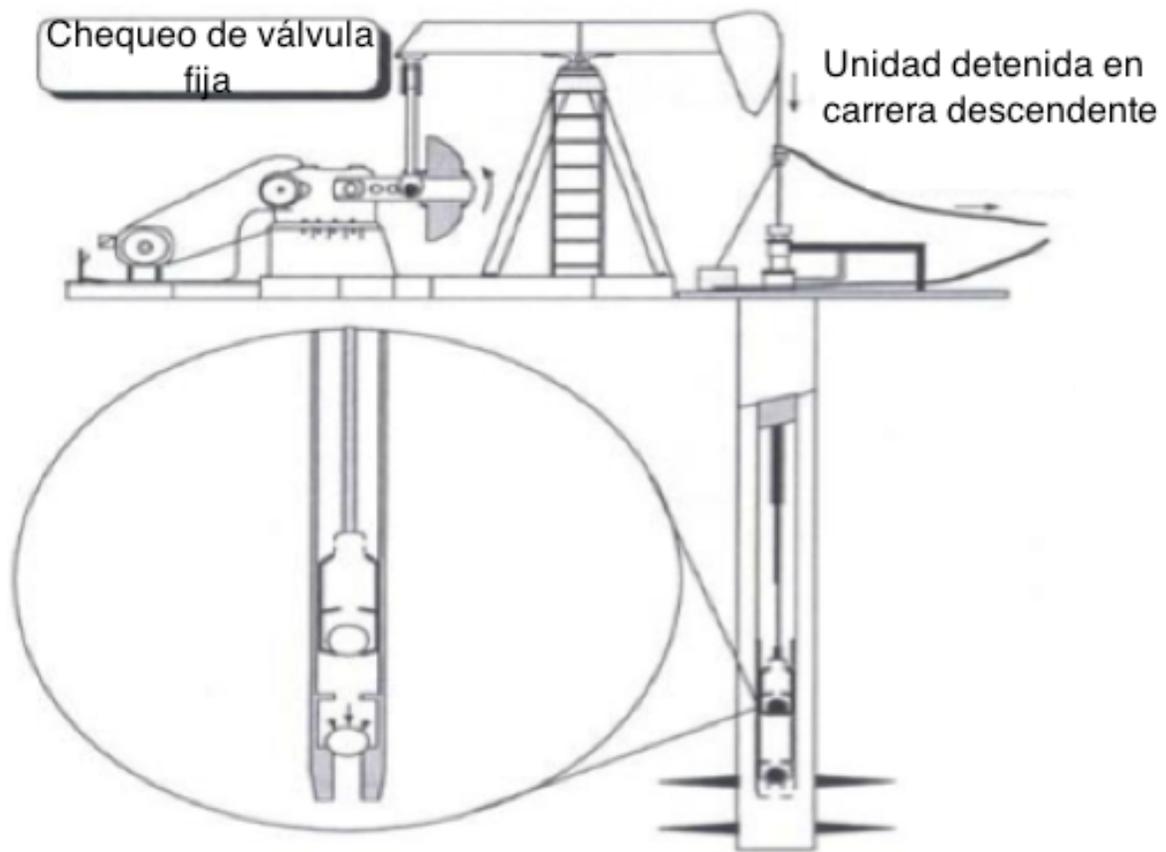


Fig. 6.2 Fuga en válvula fija.

En la Fig. 6.3 se muestran perfiles típicos de cargas en las válvulas viajera (TV) y fija (SV), bajo condiciones normales de operación y cuando presentan fugas.

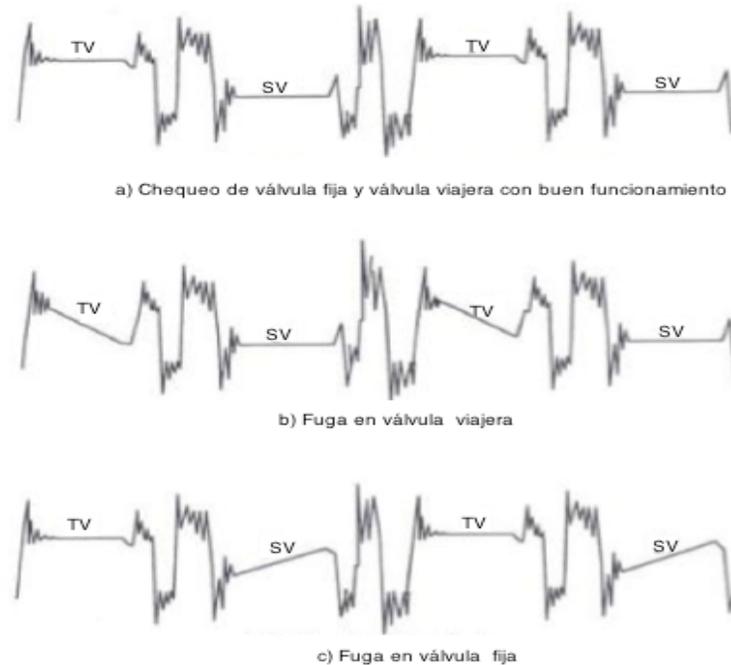


Fig. 6.3 Diagnóstico de válvulas fija y viajera.

6.3 Procedimiento para efectuar las pruebas de válvulas en campo

En la prueba de la válvula viajera se verifica el peso en flotación de la sarta de varillas dentro del fluido en la tubería más el peso del fluido actuando sobre la válvula viajera a través del pistón. Por otra parte, en la prueba de la válvula fija se verifica el peso de la sarta de varillas en el aire, reducido por la flotación en el fluido dentro de la tubería. El procedimiento para realizar el chequeo de ambas válvulas es esencialmente el mismo, y se describe a continuación.

1. Detener la unidad de BM aproximadamente a 1/4 del final de la carrera ascendente para monitorear las probables fugas en la válvula viajera (Fig. 6.4). En el caso de la válvula fija, la unidad debe detenerse a aproximadamente 1/4 del final de la carrera descendente (Fig. 6.5).



Fig. 6.4 Unidad detenida a 1/4 de la carrera ascendente.



Fig. 6.5 Unidad detenida a 1/4 de la carrera descendente.

2. Instalar el transductor PRT o HT para realizar la prueba de válvulas (Fig. 6.6), y verificar su calibración como fue descrito en el capítulo 5.

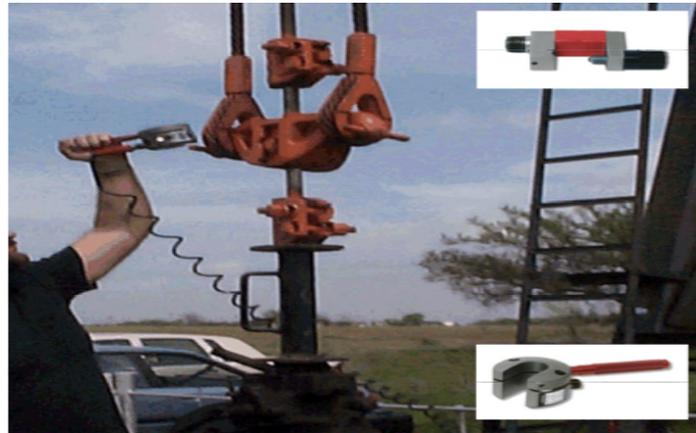


Fig. 6.6 Colocación del transductor PRT o HT.

3. Seleccionar el tipo de prueba en la interfaz de usuario del programa, para la adquisición de datos (Fig. 6.7).
 - a) Presionar **F4** para seleccionar el tipo de prueba que se va a realizar.
 - b) Seleccionar la opción “**Dynamometer**” para indicar que se adquirirán datos dinamométricos.
 - c) Presionar **Alt-2** para seleccionar la opción correspondiente a las pruebas de válvulas.
 - d) Presionar **F5** para adquirir datos.

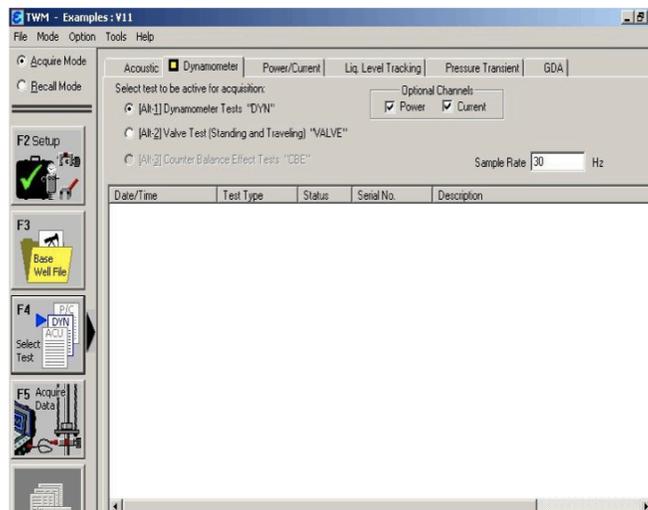


Fig. 6.7 Pestaña para la adquisición de datos.

4. Presionar **Alt-s** para iniciar la adquisición de datos (Fig. 6.8). Se recomienda realizar dos pruebas para cada válvula (Fig. 6.9).

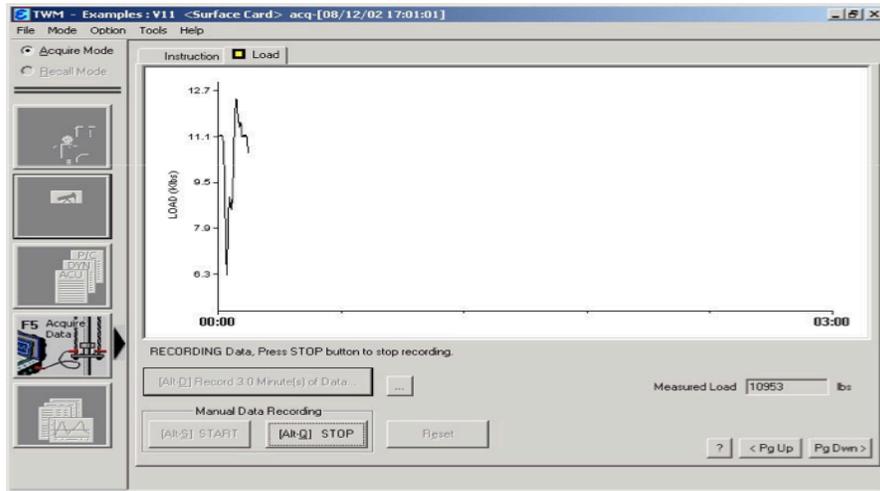
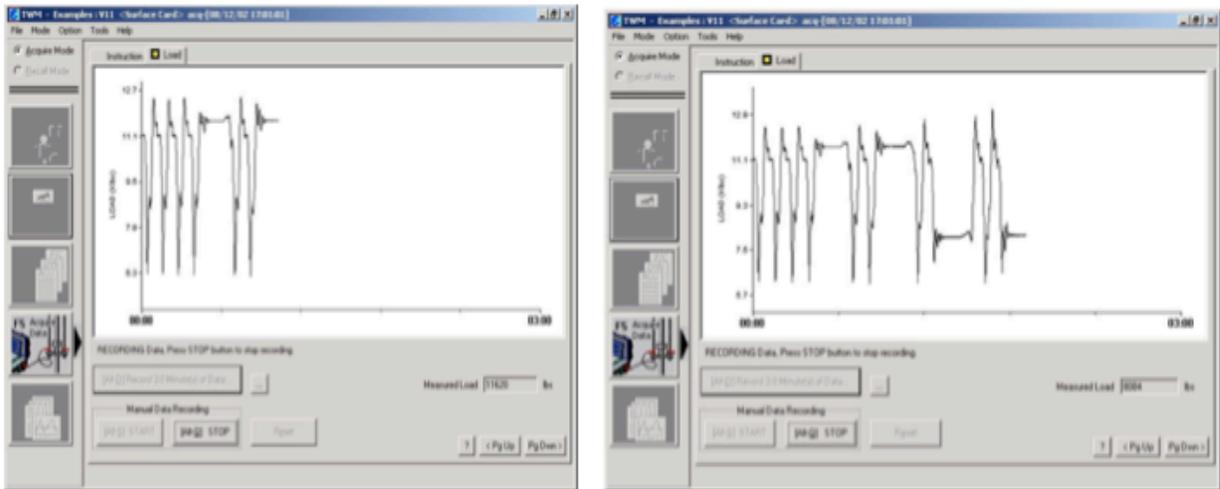


Fig. 6.8 Inicio de la adquisición de datos.



a)

b)

Fig. 6.9 Realización de la prueba de válvulas.

5. Presionar **Alt-Q** para detener la adquisición de datos; posteriormente, guardar los resultados (Fig. 6.10).

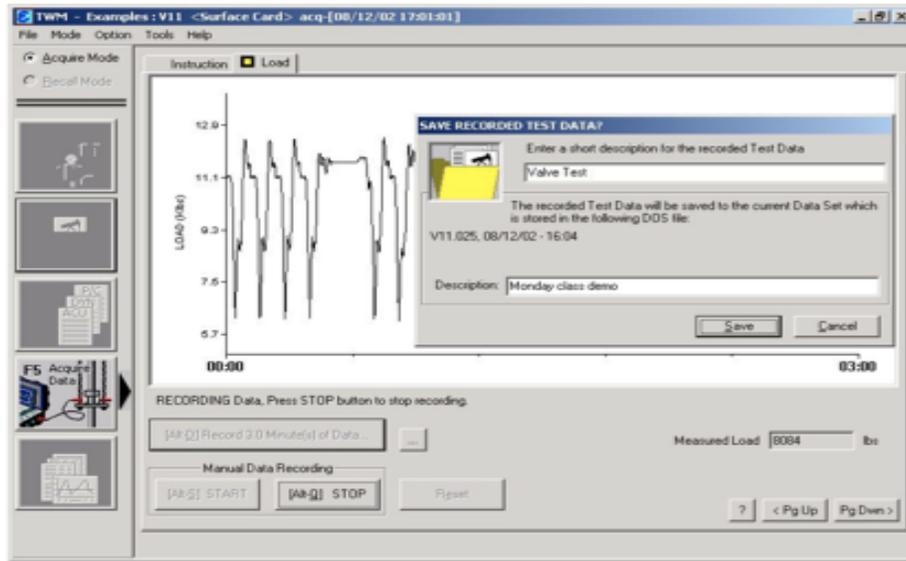


Fig. 6.10 Cuadro de diálogo para guardar datos.

6. Presionar **F6** para analizar la prueba de válvulas (Fig. 6.11).

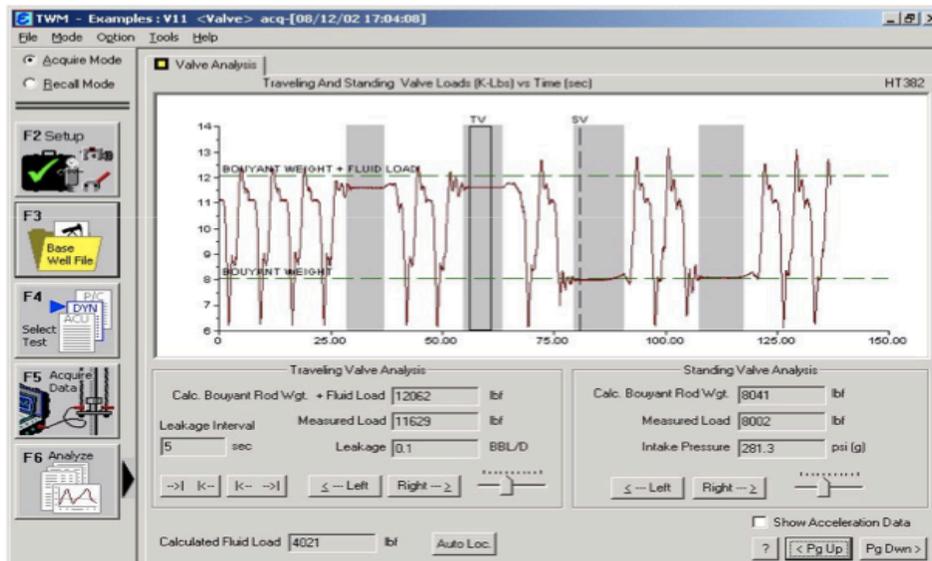


Fig. 6.11 Análisis de la prueba de válvulas.

Capítulo VII.- Interpretación básica de la toma de información

En este capítulo se discute la interpretación de la toma de información en los sistemas de bombeo mecánico, para identificar algunas de las problemáticas más comunes en este sistema artificial de producción.

7.1 Problemas típicos de operación en las bombas subsuperficiales

Algunas de las problemáticas más comunes en las bombas subsuperficiales pueden identificarse al comparar las cartas dinamométricas de fondo calculadas, contra cartas tipo para cada problema; esto es una tarea relativamente sencilla, siempre y cuando la forma de la carta dinamométrica de fondo calculada coincida con una forma conocida. Es claro que debe tenerse un buen conocimiento de cómo la condición mecánica de la bomba y la presión del fluido afectan la forma de las cartas, para detectar con precisión los problemas.

Los problemas de operación más comunes que presenta una bomba subsuperficial son:

- Interferencia por gas
- Golpe de fluido
- Fuga en la válvula viajera
- Fuga en la válvula fija
- Tubería desanclada
- Mal funcionamiento del ancla de la tubería
- Golpe de bomba
- Barril abollado
- Barril dañado

En las siguientes secciones se describe cada una estas problemáticas.

7.1.2 Interferencia por gas

Esta condición de operación afecta severamente la bomba y merma la producción de líquido debido a que las válvulas no operan apropiadamente durante el ciclo de bombeo. En condiciones normales de operación, la presión en el barril de la bomba debe ser mayor que la presión sobre el pistón para abrir la válvula viajera; por otra parte, para abrir la válvula fija la presión en el barril de la bomba debe ser menor a la presión de entrada de la bomba. Cuando existe la interferencia por gas, una mezcla de líquido y gas libre entra a la bomba, lo cual provoca que la carga en el pistón cambie durante la carrera ascendente y la descendente, como se muestra en la Fig. 7.1 y se explica a continuación.

1. En el punto A de la Fig. 7.1, el pistón comienza a subir. Para que la válvula fija pueda abrirse, la presión en el barril de la bomba debe ser menor que la presión a la entrada de la bomba; sin embargo, el pistón comienza a moverse de A a B antes de que la presión del barril disminuya lo suficiente para abrir la válvula fija. Desde A hasta B el gas en la bomba se expande por efecto del movimiento del pistón; si no hubiese gas en el barril la presión caería rápidamente y la válvula fija abriría tan pronto como el pistón comenzara a subir; sin embargo, debido a la presencia de gas libre en la bomba, una parte de la embolada se desperdicia expandiendo el gas en lugar de producir líquido.
2. En el punto B, la carga del fluido es soportada completamente por el pistón, la válvula fija está abierta, y el fluido está entrando al barril de la bomba; esto continúa durante el ciclo del recorrido hasta el punto C.
3. En el punto C, el pistón de la bomba ha alcanzado el tope de su recorrido y se acerca a una parada momentánea antes de empezar a descender.
4. En el punto D, el pistón se está moviendo hacia abajo, y la válvula viajera está cerrada ya que la presión corriente abajo es mayor que la presión corriente arriba.

5. En el punto E, el pistón ha bajado más y ha comprimido la mezcla de gas y líquido en la bomba, a una presión aún mayor.
6. En el punto F, el pistón ha bajado lo suficiente para comprimir el fluido en el barril a una presión mayor que la que está sobre el pistón; en este instante la válvula viajera se abre y el fluido en el barril de la bomba es transferido a la tubería; la válvula viajera permanece abierta durante el resto de la carrera ascendente.

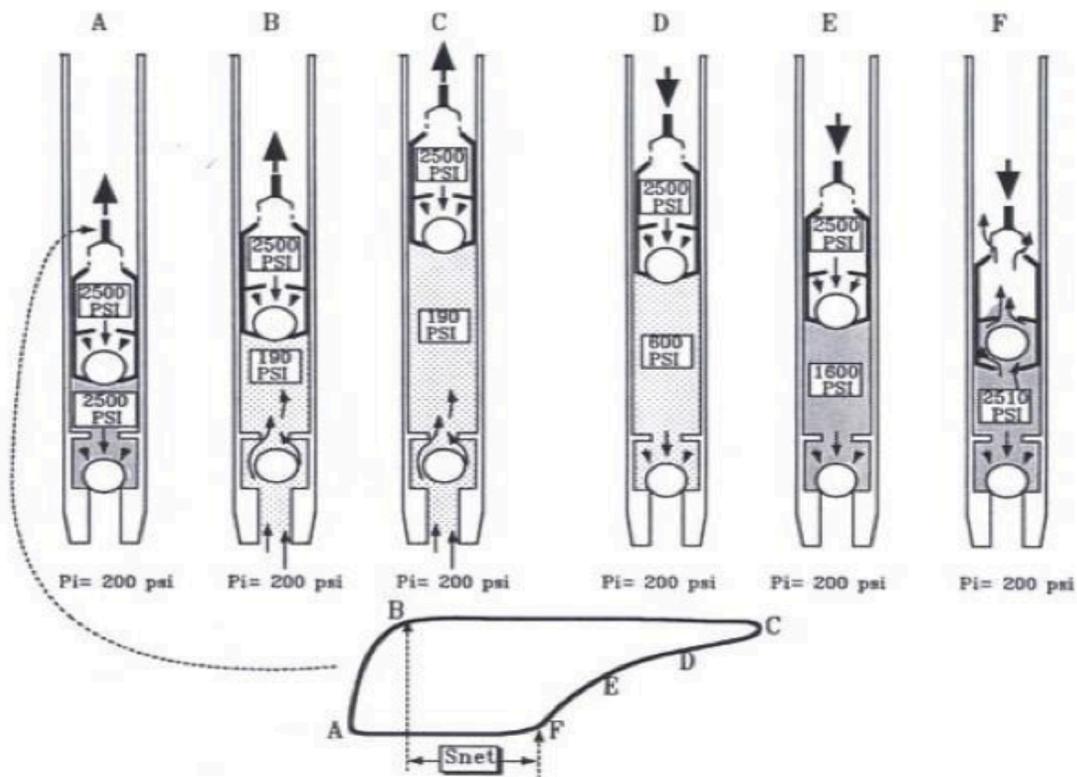


Fig. 7.1 Interferencia por gas.

De acuerdo a lo explicado, durante la carrera ascendente el pistón se movió de A hasta B antes que la válvula fija se abriera y, por lo tanto, no se produjo fluido alguno. Por otra parte, en la carrera descendente el pistón se desplazó de C a F antes de que la válvula viajera se abriera; de nuevo, esta parte del recorrido no produjo fluido. En consecuencia, el recorrido neto es de B a F, ya que es la única

parte del ciclo de bombeo donde se produce fluido. De esta manera, el recorrido neto (de B a F) es pequeño comparado con el recorrido total (de A a C) como consecuencia de la interferencia del gas.

7.1.3 Golpe de fluido

Esta problemática se representa en la Fig. 7.2, y se explica de la siguiente manera.

1. En el punto A, el pistón comienza a subir, la válvula viajera se cierra y la válvula fija se abre.
2. Desde A hasta B, el fluido está entrando en el barril y el pistón soporta toda la carga del fluido; sin embargo, debido a que no hay suficiente fluido para llenar el barril de la bomba, al final de la carrera ascendente la bomba está parcialmente llena con fluido y gas a baja presión.
3. Al iniciar la carrera descendente, al no haber fluido para abrir la válvula viajera, ésta permanece cerrada y la carga en el pistón permanece alta hasta que el pistón golpea el fluido en el punto D; en este instante la válvula viajera abre y el fluido se transfiere del pistón a la tubería. Debido a que en este punto el pistón está viajando cerca de su máxima velocidad, el pistón, el barril de la bomba y las varillas están sujetos a un fuerte impacto.

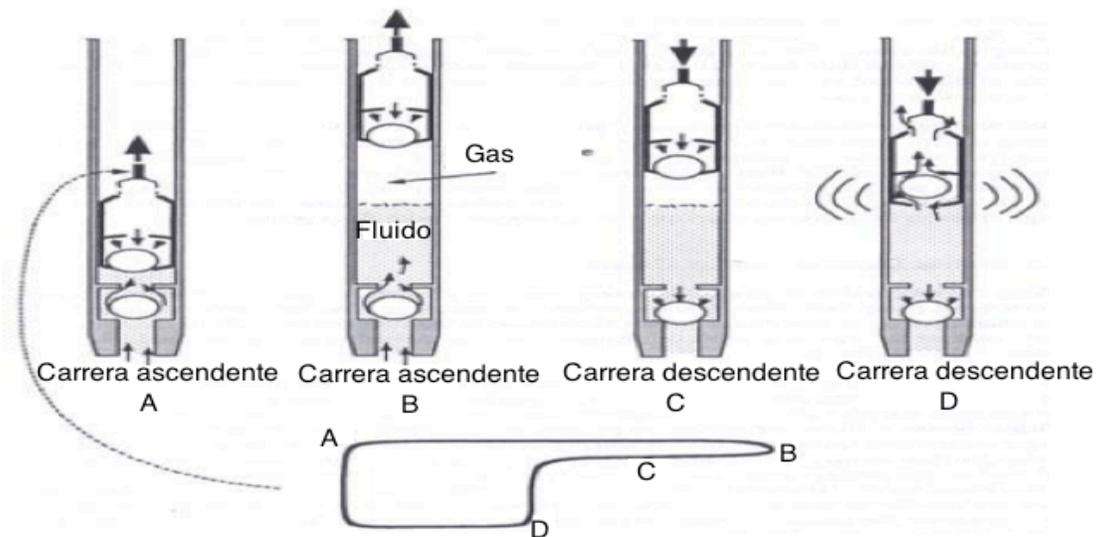


Fig. 7.2 Golpe de fluido.

7.1.4 Fuga en la válvula viajera

Un rasgo característico en las cartas dinamométricas de fondo cuando se presenta esta problemática es lo redondeado de la mitad superior de la curva (Fig. 7.3); esto sucede porque la válvula viajera no puede tomar completamente la carga del fluido, como se explica a continuación.

1. Al iniciar su carrera ascendente, el pistón toma lentamente la carga del fluido; ahora bien, la presión en el barril no cae lo suficientemente rápido debido a la fuga, y el pistón no recoge la carga completa del fluido.
2. La carga máxima de fluido en el pistón ocurre aproximadamente a la mitad de la carrera, momento en el que el pistón viaja a su máxima velocidad; sin embargo, después de este punto, al bajar la velocidad del pistón, la fuga del fluido provoca una pérdida de carga en el pistón.

Esto se traduce en menos y menos carga de fluido sobre el pistón a medida que su velocidad se reduce hacia el final de su recorrido.

3. En la carrera descendente, cuando la válvula viajera se abre y la carga de fluido es transferida a la tubería, la fuga en la válvula viajera no tiene efecto alguno; por lo tanto, la carga del fluido durante la carrera descendente permanece constante e igual a la fuerza de flotación en el fondo de la sarta de varillas.

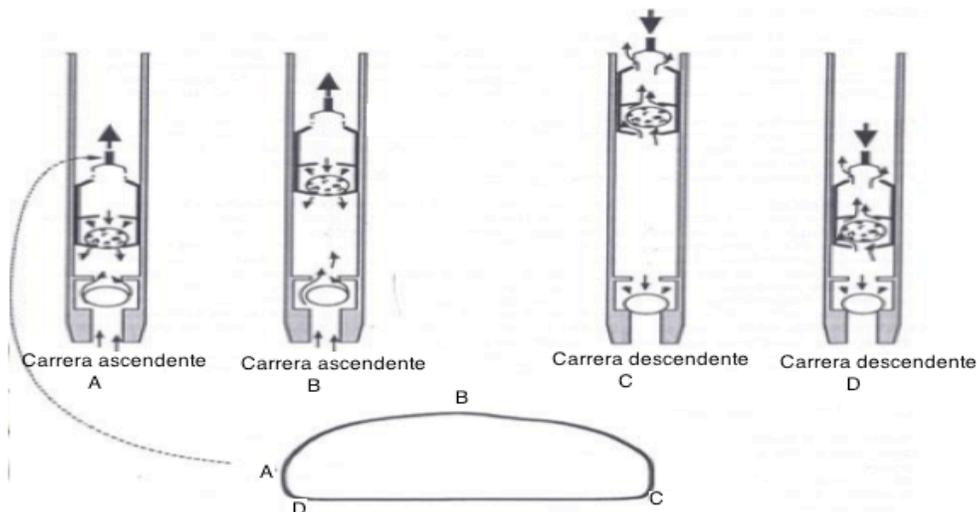


Fig. 7.3 Fuga en la válvula viajera.

7.1.5 Fuga en válvula fija

La forma de una carta dinamométrica de fondo cuando se presenta una fuga en la válvula fija es una imagen de espejo de la correspondiente a una fuga en la válvula viajera (Fig. 7.4).

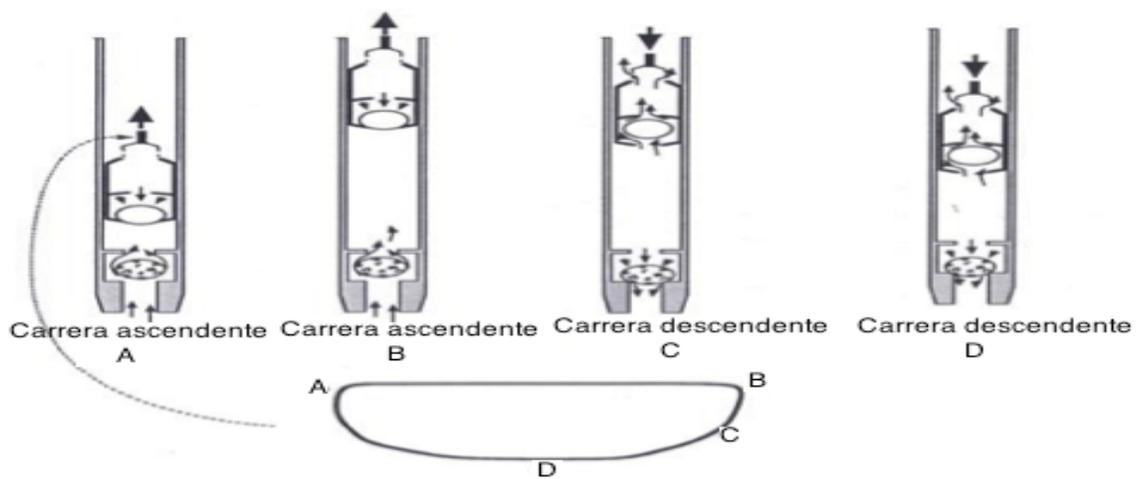


Fig. 7.4 Fuga en la válvula fija.

Con referencia a la Fig.7.4, se tiene que:

1. En la carga ascendente, al iniciar el pistón su movimiento hacia el punto A, la válvula viajera cierra y el pistón recoge la carga del fluido; simultáneamente, la válvula fija abre permitiendo que el fluido entre en el barril de la bomba; hasta este punto la fuga en la válvula fija no tiene efecto sobre la carga en el pistón.
2. Al iniciar la carrera descendente, la válvula fija tiene un impacto significativo sobre la carga del pistón y de allí la forma de la carta. Debido al desgaste de la válvula fija, la presión en el barril de la bomba no puede aumentar con suficiente rapidez ya que el fluido se está fugando a través de dicha válvula

7.1.6 Tubería desanclada

Cuando la tubería no está anclada, la forma de la carta de fondo para bomba llena se inclina a la derecha (Fig. 7.5). Cuando la válvula viajera abre durante la carrera descendente la carga del fluido es transferida del pistón a la tubería, esto provoca estiramiento de la tubería, cuando la válvula viajera cierra en la carrera ascendente se transfiere la carga del fluido de la tubería a la sarta de varillas, esto hace que la tubería regrese a su posición (no estirada).

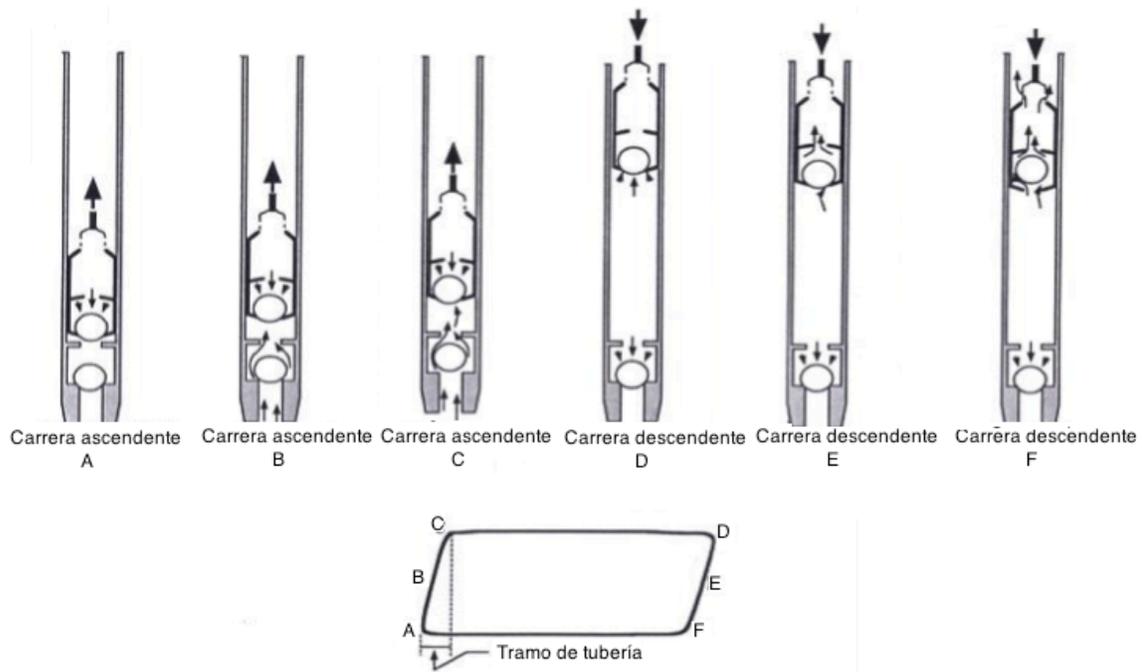


Fig. 7.5 Tubería desanclada.

1. Cuando el pistón comienza a subir en el punto A, la válvula viajera empieza a tomar la carga del fluido y la presión en el barril de la bomba comienza a decrecer; cuando el pistón comienza a tomar la carga del fluido de la tubería, ésta empieza a contraerse
2. Al aumentar la velocidad del pistón, rápidamente alcanza la tasa de contracción de la tubería y en el punto B, el pistón ha recogido más del 50 % de la carga del fluido.

3. Finalmente, en el punto C, la tubería ha retornado a su posición original y el pistón ha recogido la carga del fluido.
4. De C a D la válvula viajera ha cerrado, la válvula fija está abierta, y el pistón soporta la carga del fluido; por lo tanto, la carga de fluido en el pistón permanece constante.

7.1.7 Golpe de bomba

Cuando el pistón está espaciado muy profundo, puede estar golpeando el fondo al final de la carrera descendente. La forma típica de la carta de fondo correspondiente a esta problemática es similar a la mostrada en la Fig. 7.6. En referencia a la figura, al golpear el pistón en el fondo (punto D), el mismo golpe reduce la carga del pistón y explica la punta final de la carrera descendente.

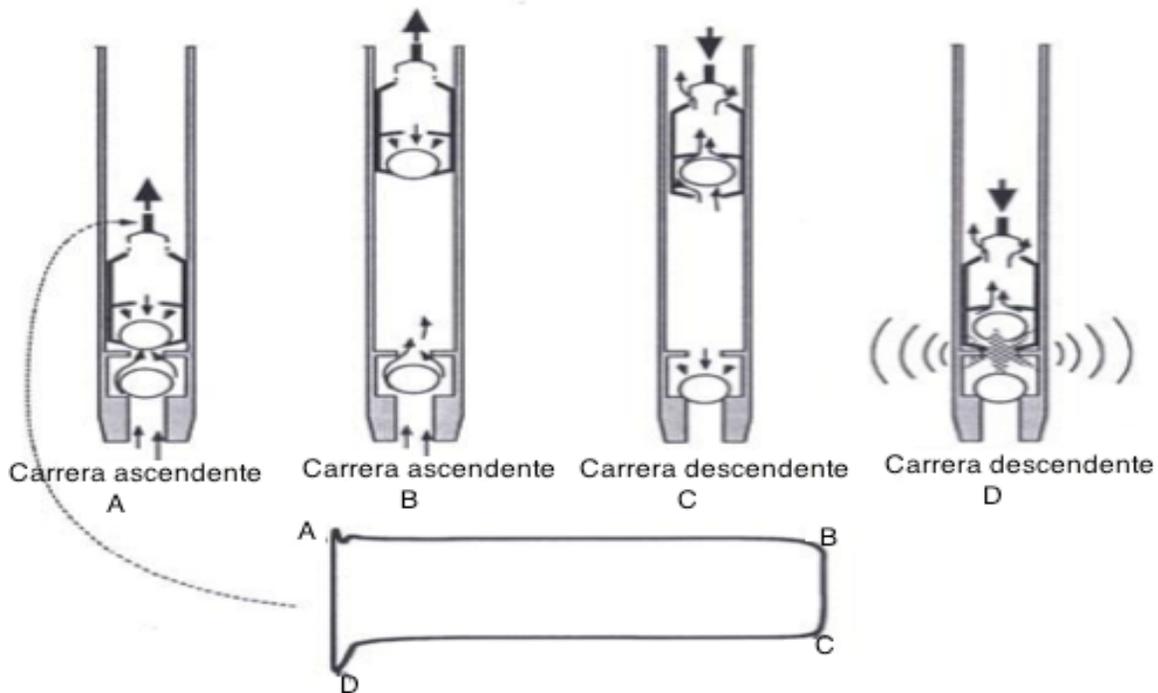


Fig. 7.6 Golpe de bomba.

7.1.8 Barril de la bomba abollado

La Fig.7.7 muestra la forma típica de una carta dinamo-métrica cuando el barril de la bomba está abollado

1. En el punto A, el pistón está por debajo de la sección abollada, y la carga sobre el pistón es la misma que para la bomba llena.
2. Cuando el pistón alcanza el punto B, la carga sobre el mismo aumenta ya que debe pasar por la sección afectada (área transversal disminuida) del barril de la bomba.
3. La carga del pistón llega al máximo en el punto C y luego disminuye mientras el pistón asciende por arriba de la zona afectada.
4. En la carrera descendente, la carga sobre el pistón es normal hasta que llega al punto afectado del barril (punto E), luego de este punto la carga del pistón decrece hasta el punto F, pasando la abolladura la carga regresa a la normalidad.

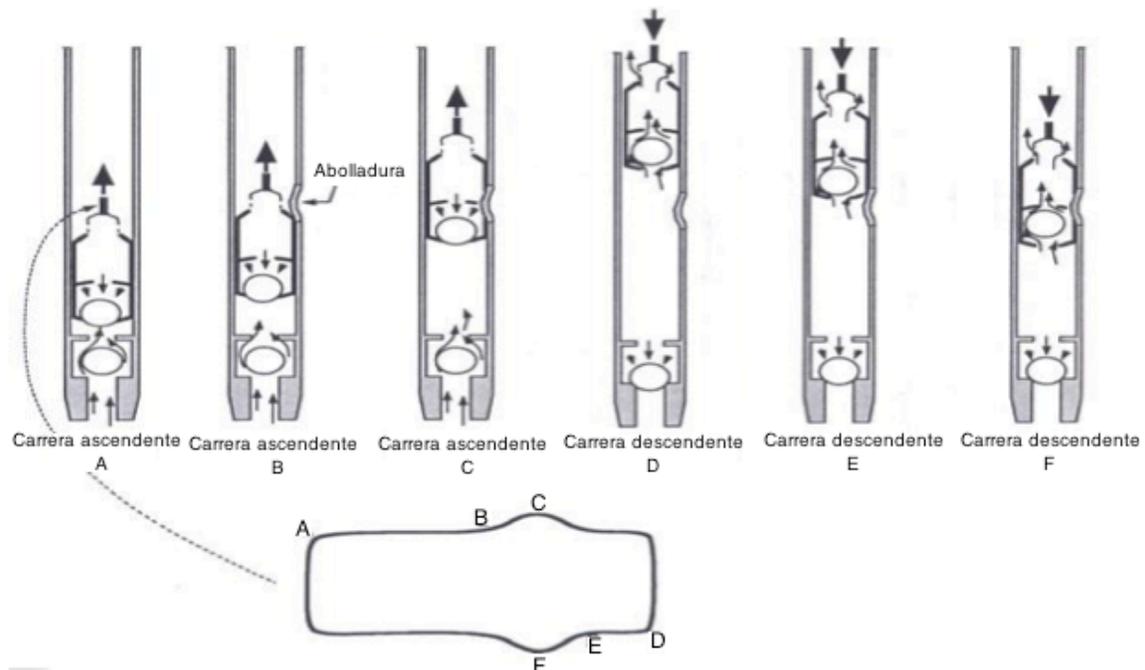


Fig. 7.7 Barril abollado

7.1.9 Barril de la bomba desgastado.

Cuando el barril de la bomba está desgastado, la carta dinamométrica de fondo es similar a la mostrada en la Fig. 7.8.

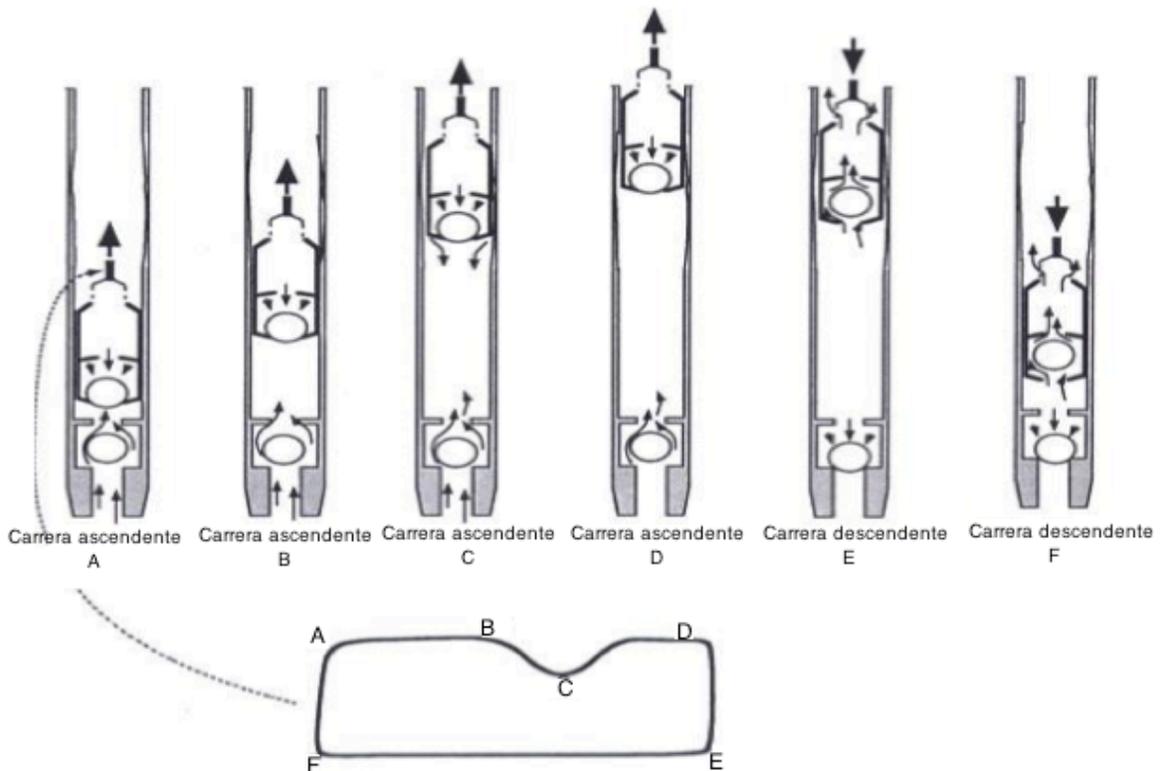


Fig. 7.8 Barril de la Bomba Gastado o Partido

En referencia a la Fig.7.8, se tiene que:

1. Desde el principio de la carrera ascendente en el punto A hasta el punto B (justo antes que el pistón alcance la zona desgastada del barril), las cargas son normales.
2. Cuando el pistón atraviesa la porción desgastada del barril, C la carga sobre el pistón disminuye debido a la fuga de líquido en el claro formado entre el pistón y la pared interna del barril.
3. Durante la carrera descendente, las cargas sobre el pistón son las normales.

Capítulo VIII. Caso de aplicación: pozo Furb-1007

En este capítulo se muestra un diseño real de conversión a bombeo mecánico del pozo Furb-1007 aplicando el software RODSTAR; asimismo se muestra una optimización al mismo pozo basada en la toma de información realizada tiempo después de la intervención.

8.1 Base de usuario para la conversión a bombeo mecánico del pozo Furb-1007.

8.1.1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo

El pozo F-1007 se terminó oficialmente el 6 de julio del 2010, probando el intervalo 1730-1758 mdbmr el 28 de noviembre del mismo año; fluyendo durante 64 horas con 100% aceite.

El 9 de noviembre del 2012 se efectuó una conversión a bombeo hidráulico debido a la baja presión de fondo registrada; el pozo operó con este sistema artificial hasta mayo de 2013, mes en que la producción neta de aceite fue del orden de 3 bpd; debido a su baja rentabilidad se propuso una conversión a bombeo mecánico (CBM) con el objetivo de continuar con la explotación comercial de hidrocarburos.

8.1.2 Datos de producción

Los datos de producción actuales (antes de la conversión al BM), y los esperados se indican a continuación:

Producción antes de la intervención

Bruta: 3 bpd	Agua: 35%;	Neta: 2 bpd	RGA: 78 m3/m3
--------------	------------	-------------	---------------

Producción esperada.

Bruta:56 bpd.	Agua: 35%.	Neta: 39 bpd	RGA: 78 m3/m3
---------------	------------	--------------	---------------

8.1.3 Estado mecánico actual y estado mecánico propuesto

En las figuras 8.1 y 8.2, se presentan el estado mecánico actual y el estado mecánico propuesto (conversión a BM), respectivamente.

8.1.4 Verificación del diseño

La verificación del diseño propuesto para el sistema de BM se llevó a cabo en la herramienta de cómputo RODSTAR. En la Fig.8.3 se presentan los resultados obtenidos.

Las condiciones de operación del sistema de BM de acuerdo a la simulación obtenida son los siguientes:

Torque (pg-lb)	475 000
Carga Máxima (lb)	16 961
Carga Mínima (lb)	6 002
Esfuerzo Varilla 3/4" Grado "EL" (%)	64

Carrera (pg)	144
Velocidad (epm)	3
Contrabalanceo (lb)	13 517
Unidad	C640-305-144

El software RODSTAR nos detalla el giroscopio del pozo (Fig. 8.4) de acuerdo al survey del mismo

Además, en la Fig. 8.5 obtenemos las zonas de mayores esfuerzos de la sarta de varillas con lo cual se requiere el uso de centralizadores donde hay una severidad de mas de 3 %/100 ft para reducir el desgaste de las varillas por fricción con la tubería y prevenir en lo mas posible la ruptura de las mismas.

DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO

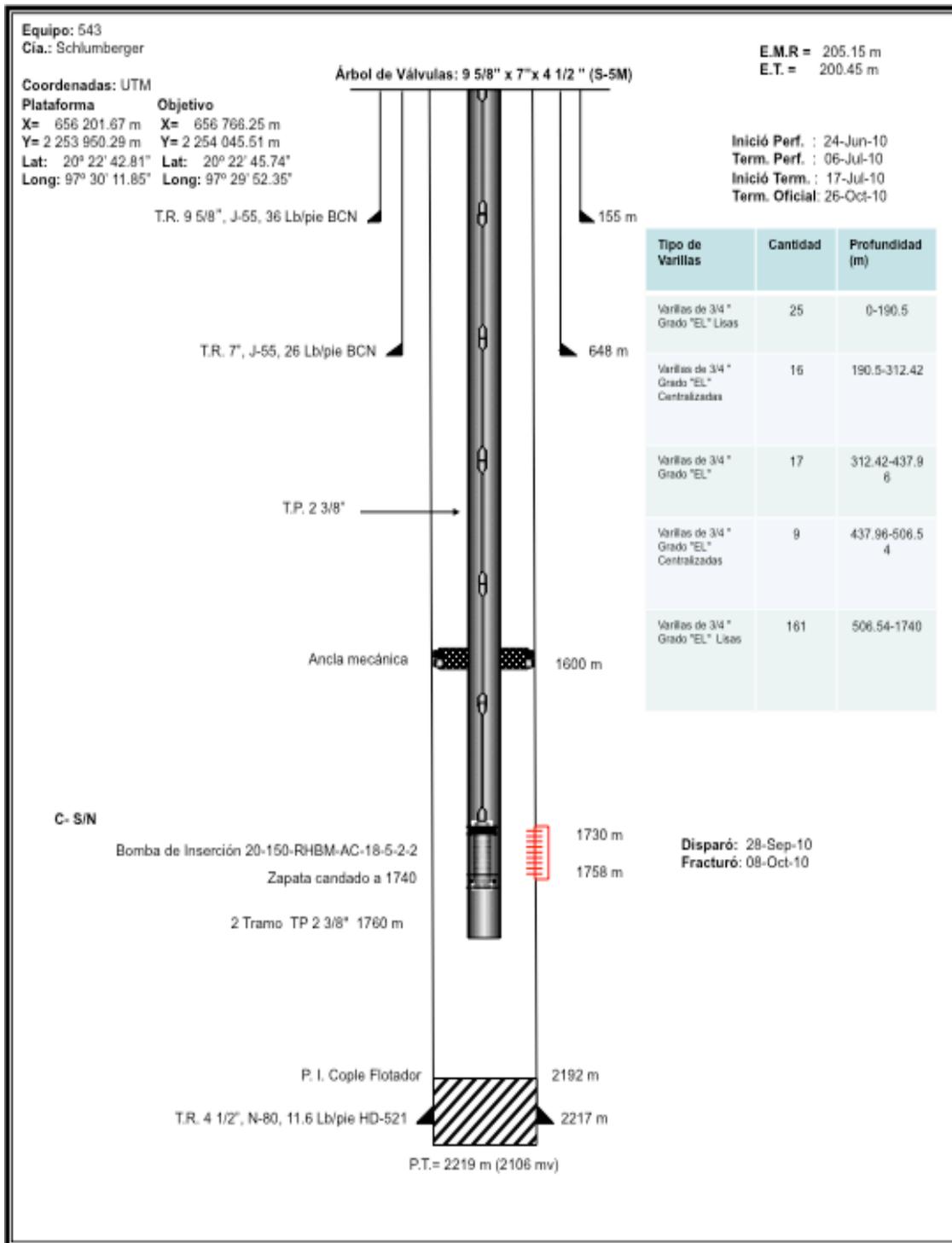


Fig. 8.2 Estado mecánico propuesto.

DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO

En la Fig. 8.3 se muestran los resultados de la simulación en el software RODSTAR.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows

Company: PEMEX
Well: FURBERO 1007
Disk file: FURBERO 1007.rsdX
Comment:

© Theta Enterprises, Inc.
Tel: (714) 526-8878

User: OMAR GUERRERO
Date: 29/05/2013

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS						
Strokes per minute:	3	Fluid level		Production rate (bfpd):	56	Peak pol. rod load (lbs):	16961			
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	5709	Oil production (BOPD):	39	Min. pol. rod load (lbs):	6002			
Tubing pres. (psi):	150	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	3	Polished rod HP:	8			
Casing pres. (psi):	150	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	20%	Unit struct. loading:	56%			
Fluid properties				Motor & power meter						
Water cut:	30%	Power Meter	Detent	Permissible load HP:	24.6	PRHP / PLHP	0.33			
Water sp. gravity:	1.03	Electr. cost:	\$.06/KWH	Fluid load on pump (lbs):	3840	Buoyant rod weight (lbs):	7279			
Oil API gravity:	28.0	Type:	NEMA D	Fluid level TVD (ft from surface):	5347	N/No: .07 , Fo/SKr: .142				
Fluid sp. gravity:	0.93			Required prime mover size		BALANCED	BALANCED			
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-30*)				(speed var. not included)		(Min Ener)	(Min Torq)			
API size:	C-640-305-144 (unit ID: CL18)			NEMA D motor:	15 HP	15 HP				
Crank hole number:	#1 (out of 4)			Single/double cyl. engine:	15 HP	15 HP				
Calculated stroke length (in):	145.9			Multicylinder engine:	15 HP	15 HP				
Crank Rotation with well to right:	CW			Torque analysis and electricity consumption		BALANCED	BALANCED			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			(Min Ener)		(Min Torq)				
Structural unbalance (lbs):	-520			Peak g'box torq.(M in-lbs):	596	475				
Crank offset angle (deg):	0.0			Gearbox loading:	93%	74%				
Tubing and pump information				Cyclic load factor:	1.3	1.4				
Tubing O.D. (ins):	2.375	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100	Max. CB moment (M in-lbs):	808.51	960.85				
Tubing I.D. (ins):	1.995	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100	Counterbalance effect (lbs):	11292	13517				
Pump depth (ft):	5708.7	Tub.anch.depth (ft):	5249.3	Daily electr.use (KWH/day):	191	195				
Pump condition:	Full			Monthly electric bill:	\$350	\$357				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	60%	Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.204	\$0. 8				
Plunger size (ins):	1.5	Pump friction (lbs):	200.0	Electr.cost per bbl. oil:	\$0.291	\$0.297				
Rod string design				Tubing, pump and plunger calculations						
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
.75	WFT EL	5709	N/A	0.2	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
					64%	38393	13587	-453	WFT EL	

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

Fig. 8.3 Resultados en RODSTAR para el diseño propuesto.

Asimismo la figura 8.4 muestra el giroscopio del pozo Furb. -1007

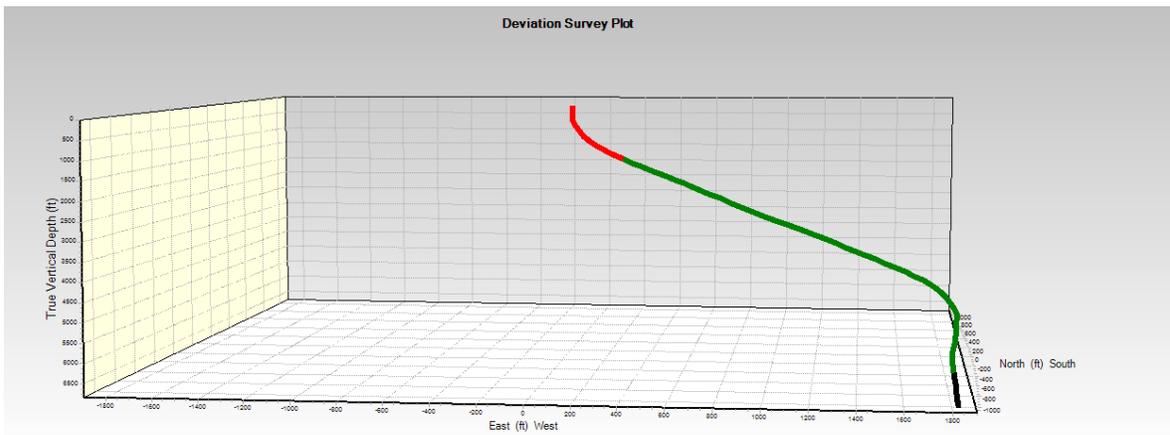


Fig. 8.4 Giroscopio del Pozo Furb-1007.

La figura 8.4 muestra las zonas de mayores esfuerzos de la sarta de varillas, por lo cual se recomienda bajar varillas con centralizadores en las zonas marcadas con mas de 3°/100ft de severidad .

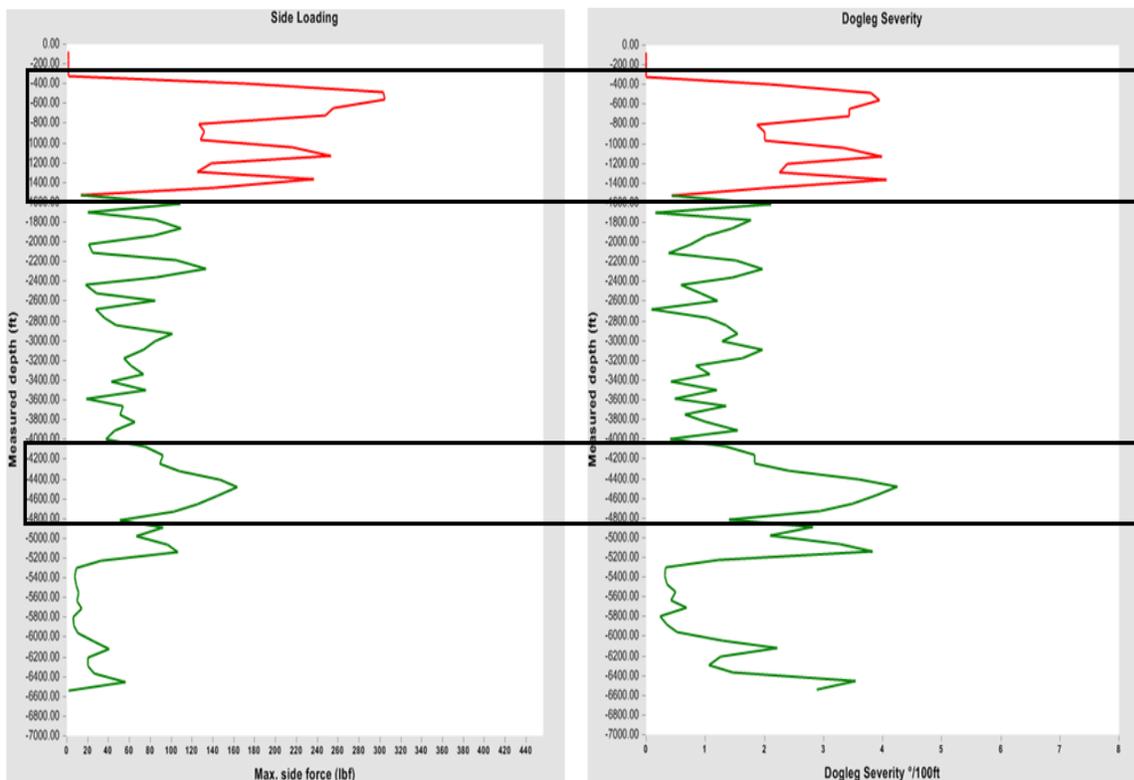


Fig. 8.5 Zona de mayores esfuerzos y severidad en la sarta de varillas.

8.1.5 Recomendaciones al programa operativo.

Una vez realizada la simulación se envía el programa operativo donde se dan especificaciones para la conversión a BM.

Para realizar la conversión del pozo al bombeo mecánico se recomienda realizar las siguientes acciones.

1. Controlar el pozo con fluido de densidad adecuada de acuerdo al requerimiento del pozo.
2. Recuperar el aparejo actual (ver Fig.8.1), que consta de TP 2 7/8" a 1696.14 m.d.b.m.r, cople biselado, empacador "Arrow Set" para TR de 4 1/2", niple de asiento tipo "F" sin válvula de pie a 1695.86 m.d.b.m.r., camisa deslizable con perfil "F" a 1685 m.d.b.m.r.
3. Verificar profundidad a 2192 m.d.b.m.r., y realizar una limpieza garantizando que el intervalo 1730-1758 m.d.b.m.r. se encuentre libre para que el sistema artificial de explotación (SAE) funcione en condiciones óptimas.
4. Bajar TP 2 3/8". con accesorios de bombeo mecánico a la profundidad de 1800 m.d.b.m.r., con 2 tramos de TP de 2 3/8", zapata candado a 1780 m.d.b.m.r., niple de sellos a 1773 m.d.b.m.r. y ancla mecánica a 1600 m.d.b.m.r. .
5. Bajar aparejo de bombeo mecánico (ABM) con bomba de inserción 20-150-RHBM-AC-18-5-2-2, anclaje superior de copas, 228 varillas de 3/4" Grado "EL" distribuidas de la siguiente manera: 161 varillas 3/4" Grado "EL" lisas; 9 varillas de 3/4" Grado "EL" centralizadas; 17 varillas de 3/4" Grado "EL" lisas; 16 varillas de 3/4" Grado "EL" centralizadas; y 25 varillas de 3/4" Grado "EL" lisas con coples "SH" (ver Fig.8.2).
6. Instalar UBM convencional C-640D-305-144", o una unidad que cumpla con los requerimientos de diseño, y desalojar los fluidos remanentes con la acción de la bomba
7. Tomar carta dinamométrica y ecómetro

8.2 Toma de información en el pozo Furb.-1007

El pozo Furb.-1007 fue intervenido para conversión a bombeo mecánico el 15 de julio de 2013, obteniéndose una producción neta de 37 bpd.

Posterior a la intervención (21-Julio-2013) se efectuó toma de información para el pozo Furb. -1007 (nivel de fluido , cartas dinamométricas y pruebas de válvulas) dando como resultado lo siguiente:

8.2.1 Nivel de Fluido

En la Fig. 8.6 se muestra la toma de información del nivel de fluido dando como resultado una sumergencia efectiva de la bomba de 1351 m según la Fig. 8.7.

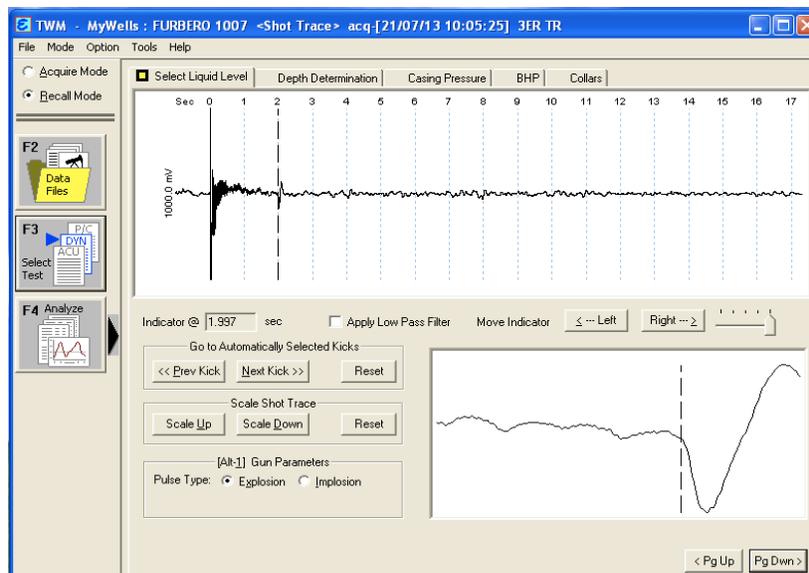


Fig. 8.6 Determinación del nivel de líquido del pozo Furb.-1007.

DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario del Golfo

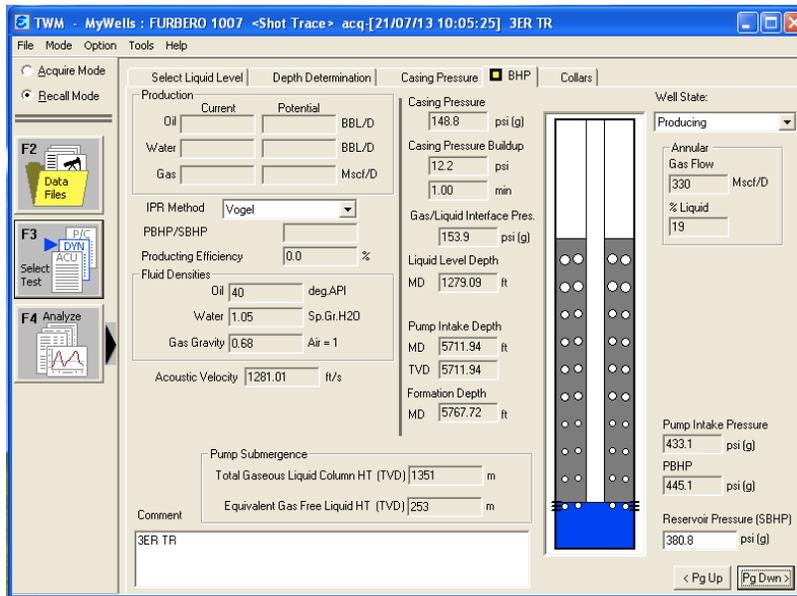


Fig. 8.7 Cálculo de presiones de fondo y de la sumergencia de la bomba.

8.2.2 Carta Dinamométrica

En la Fig. 8.8 se muestra la carta dinamométrica, la cual nos indica que el sistema esta trabajando en condiciones óptimas, a pesar de un ligero golpe de bomba presentado.

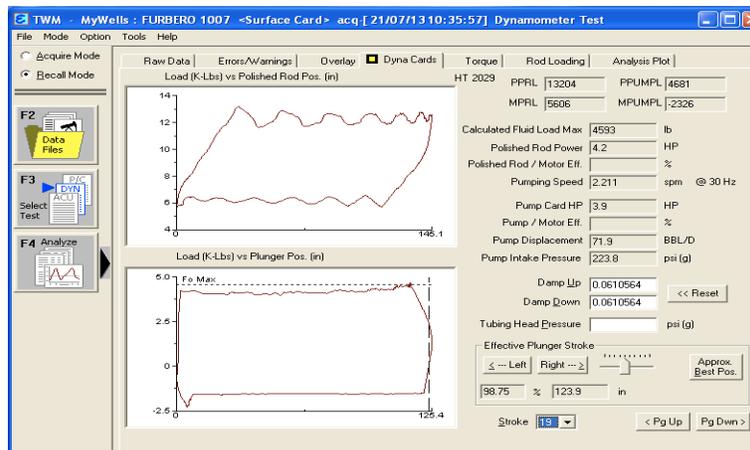


Fig. 8.8 Carta Dinamométrica del Pozo Furb.-1007.

8.2.3 Prueba de Válvulas

La Fig. 8.9 nos muestra el chequeo de válvulas donde observamos que no existe fuga alguna



Fig. 8.9 Prueba de válvulas del pozo Furb.-1007 (21-julio-2013).

8.3 Optimización de la producción del pozo Furb.-1007

Para efectuar la optimización de la producción de un pozo es indispensable tomarle información en cuanto se detecte una disminución de la producción, de acuerdo a los informes diarios de producción.

8.3.1 Toma de Información

A mediados de octubre del 2013 el pozo F-1007 presentó un decremento considerable en su producción, de una producción neta de 37 bpd a 14 bpd. Por lo tanto, se realizó una visita al campo para efectuar una toma de información, realizando le prueba de válvulas y se registró el comportamiento mostrado en la Fig. 8.10.

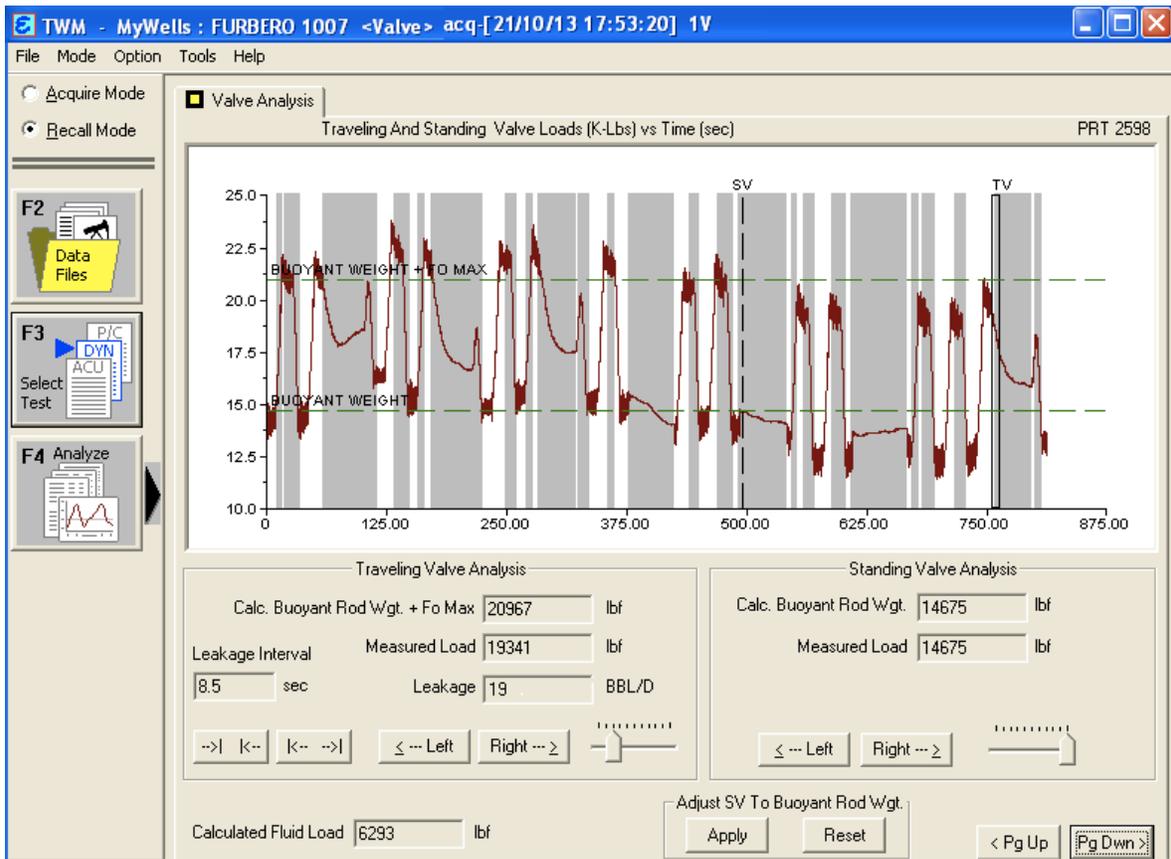


Fig. 8.10 Prueba de válvulas al pozo Furb.-1007 (21-octubre-2013).

En la Fig. 8.10 se nota claramente fuga tanto en válvula viajera como válvula fija, por lo que se propuso enviar una circulación inversa al pozo F 1007, para corregir dicho problema y restablecer la producción.

8.3.2 Recomendación para corregir fallas

Una vez detectada la falla, en este caso fuga en válvula fija y viajera, se efectúa una recomendación la cual será realizar una circulación inversa, para tal caso se debe elaborar un programa, que se muestra a continuación anexando el estado mecánico actual del pozo en cuestión (Fig. 8.11).

8.3.3 Programa de circulación inversa

Poza Rica, Ver., 22 de Octubre del 2013.

Pozo: Furb.-1007 (Macropera Furb.-1005)

Intervalos Productores: 1730-1758 m.d.b.m.r

Estado actual del pozo: Abierto con Sistema de Bombeo Mecánico

UBM C640-305-144 operando @ 3 epm y 144" de carrera con $Q_o=13$ bpd
 Q_w 35 %

Programa: Efectuar circulación inversa con Diesel o Aceite Caliente, debido a severo pase en válvulas de la bomba sub-superficial

Objetivo: Corregir problemas en válvulas y bomba de subsuperficial

Programa operativo:

1. Asegurarse que la unidad superficial de bombeo opere.
2. Conectar y probar conexiones superficiales de control.
3. Conectar líneas a TR e iniciar operación inyectando diesel o aceite caliente a un gasto de inyección de 0.5 bpm. monitorear continuamente las presiones y observar fluido de retorno a presa.
4. Poner en operación la UBM al momento de presentarse la circulación por TP y continuar bombeando el total de fluido de tratamiento (30m3).

DISEÑO Y TOMA DE INFORMACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

5. Si al tener bombeado un volumen de 25 m³ no se observa circulación por TP, poner a operar la unidad de bombeo mecánico para tratar de iniciar la circulación del fluido de tratamiento hacia la bomba y continuar bombeando el total del fluido de tratamiento (30m³).
6. Observar funcionamiento del sistema de bombeo, si O.K. dejar pozo operando alineado a batería.

Enviar a la brevedad el reporte de la operación a la Coordinación de Ingeniería de Producción.

Una vez realizada la actividad, la compañía envía a la Coordinación el informe de la circulación (Fig. 8.11).

Después de la circulación inversa, el pozo F-1007 quedó fluyendo con 33 bpd. Para febrero de 2014 produce 30 bpd (base de datos COPIE).

Nombre y No. Pozo	Furbero 1007	Macropesa	Furbero 1005	No. Página	1	Fecha de Solicitud	23/10/2013	Dímetro de Tubería de Producción	2 7/8"		
Cliente	PEMEX- Coordinación de Residencia de Contrato APATG.			Presión Inicial en. T.P.	50	psi	Dímetro de Tubería de Revestimiento	5 1/2"			
Representante del Cliente	Ing. Edwin González Ruiz			Presión Inicial en. T.R.	100	psi	TOTAL DE HORAS LABORADAS	5.83	UAC	06	
Estado	Veracruz	Municipio	Coatzacoatlán			TOTAL DE HORAS EXTRAS	1.83	Folio Boleta Transporte de Fluidos	16.5		
Personal de Trabajo	Jorge Estuardo Vázquez Pérez, Gilberto Zamora					Orden de Servicio	APATGCRC-CTO1937-NOV- -2013				
FECHA DE OPERACIÓN	Hora de Inicio de Operación	Hora de Fin de Operación	Gasto (BPM)	Temperatura (°C)	Presión (psi)	Fluido Inyectado (m³)	Reporte de Operación Aceite Caliente				
24/10/2013	13:00	-	-	-	-	-	Llegada a locación.				
	13:00	13:10	-	-	-	-	Se realiza Junta de Seguridad.				
	13:10	13:30	-	-	-	-	Se instala U.A.C. al 100% por TP.				
	13:30	14:00	0.5	-	500	1	Se realiza prueba de hermeticidad 500 psi por 30 minutos, prueba positiva.				
	14:00	14:30	-	-	-	-	Se desmantela U.A.C. de TP y se instala por TR.				
	14:30	15:30	0.75	90°	100	7	Se inicia bombeo.				
	15:30	16:30	0.75	90°	100	7	Se continúa bombeo.				
	16:30	17:30	0.75	90°	200	8	Se continúa bombeo.				
	17:30	18:30	0.5	90°	350	7	Se finaliza bombeo.				
	18:30	19:00	-	-	-	-	Se desmantela U.A.C. y se retira de locación.				
OBSERVACIONES: *Presiones finales: TP: 100 psi, TR: 250 psi. *Pozo alineado a batería. *U.B.M se opera desde el inicio. *Pozo circula a los 27 m ³ . *Prueba de producción positiva: 30 Kg/cm ³ en 10 minutos.											
Jorge Vázquez Pérez		Héctor Martínez Valera			José Luis Cuevas			Ing. Edwin González Ruiz			
Nombre del Operador de Unidad Aceite Caliente		Nombre del Supervisor y/o Coordinador de Unidad Aceite Caliente			Nombre del Representante del Cliente			Nombre Supervisor de Contrato Para autorización de Tiempo Extra			

Fig. 8.11 Reporte de la circulación inversa efectuada al pozo Furb-1007.

Conclusiones

- Se dijeron las características principales del paleocanal de Chicontepec, así como la importancia que tiene el bombeo mecánico en los diferentes campos que lo conforman y que son administrados por el APATG
- Se señalaron las unidades más comunes del sistema de bombeo mecánico utilizadas en el APATG, así como sus principales características
- Se mostraron los pasos a seguir para el diseño del sistema del bombeo mecánico en el APATG con el software RODSTAR
- Se describieron las partes de la herramienta Total Well Management (TWM) para efectuar la toma de información en los pozos con sistema de bombeo mecánico del APATG.
- Se mostraron los pasos a seguir para efectuar la toma de información en los pozos con sistema de bombeo mecánico del APATG, desde toma de nivel de fluido, pasando por las cartas dinamométricas y finalizando con las pruebas de válvulas.
- Se explicaron los problemas más comunes que se han encontrado en los pozos del APATG, derivados de la interpretación de las cartas dinamométricas obtenidas en campo con la herramienta TWM
- Se mostró un caso de aplicación desde su diseño con el software RODSTAR, toma de información y optimización de un pozo del APATG

- El sistema de bombeo mecánico es muy importante en el APATG, debido a que su diseño , toma de información y optimización son relativamente fáciles de efectuar.
- El software RODSTAR así como la herramienta TWM son altamente útiles para el correcto diseño y diagnóstico de los pozos con sistema de bombeo mecánico.

Bibliografía

- **Asomoza Ángeles Julio César.** “Implementación del bombeo mecánico en el campo Humapa del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo”. Facultad de Ingeniería UNAM, 2014
- **Brown, K.E.** ” The Technology of Artificial Lift Methods”, Vol. 2a; Introduction of artificial lift Systems; Beam Pumping: Desing and Analysis; Petroleum Pubishing Co.; Tulsa, Ok., 1980.
- **Comisión Nacional de Hidrocarburos.** “Proyecto Aceite Terciario del Golfo primera revisión y recomendaciones”. Abril 2010
- **ESP Oil International .** “Bombeo Mecánico , Optimización Diagnóstico y Operación”. Noviembre 2003.
- **Lucero Aranda Felipe de Jesús.** Apuntes del Curso de Sistemas Artificiales de Producción, Facultad de Ingeniería, 2011, México, Universidad Nacional Autónoma de México
- **Petróleos Mexicanos.** PEMEX Exploración y Producción, Base de Datos COPIE. Febrero 2014.
- **Petróleos Mexicanos.** PEMEX Exploración y Producción, Pozos Chicontepec Integrado. Febrero 2014.
- **Petróleos Mexicanos.** PEMEX Exploración y Producción, Reporte Ejecutivo. Febrero 2014.
- **Petróleos Mexicanos.** PEMEX Exploración y Producción, Seguimiento de Movimientos Operativos. Febrero 2014.
- **RODSTAR.** Software de diseño de sistemas de bombeo mecánico para pozos desviados y verticales. Theta Oilfield Services, Inc.
- **Theta Enterprises** “Bombeo Mecánico Optimización”
- **Total Well Management.** Herramienta para efectuar toma de información y diagnosticar problemas en pozos con sistemas de bombeo mecánico.
- **UPCO de Venezuela Consultores S.A.** “Pasos básicos para adquirir datos usando Total Well Managment”
- **Vargas Delgado César.** “Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec”. Facultad de Ingeniería UNAM 2012
- **Weatherford,** 2012, Curso de operación y diseño de bombas reciprocantes, México.

ANEXO A

A1. Componentes de un sistema de bombeo mecánico convencional

A1.1 Conexiones superficiales y subsuperficiales

Las conexiones superficiales están compuestas por varios elementos, los cuales se muestran en la Fig.A1.

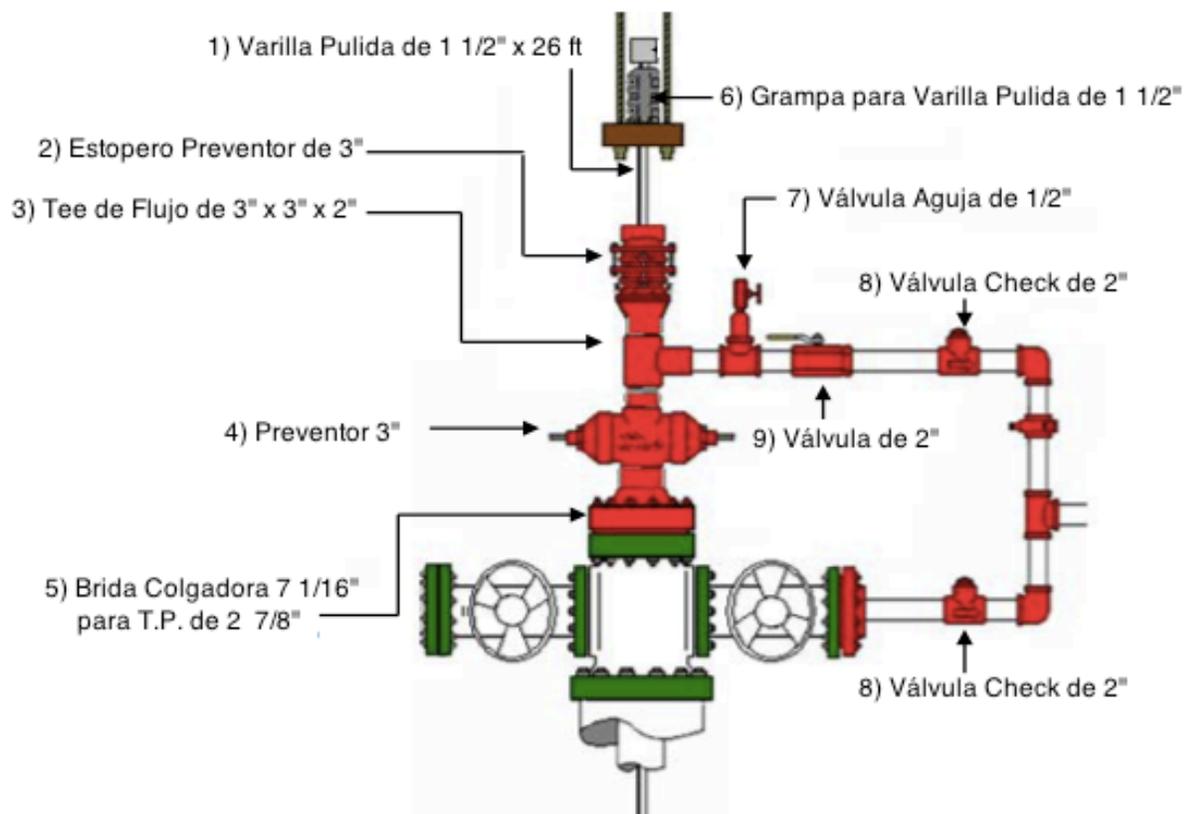


Fig. A1 Conexiones superficiales para el sistema de bombeo mecánico.

- 1) Varilla pulida: Esta herramienta se utiliza para conectar la sarta de varillas y la bomba subsuperficial con la superficie, son elaboradas con material de acero de aleación carbón, manganeso y cromo. En la Fig. A2 se muestra la varilla pulida.

Características:

- Gran capacidad de resistencia a la tensión de 95 000 a 160 000 libras de carga
- Diámetros disponibles de 1 1/8" , a 1 1/4" y 1 1/2"
- Longitud estándar de 16, 22, 26, 30 y 36 ft



Fig. A2 Varilla pulida.

- 2) Estopero preventor: Es un mecanismo de seguridad cuya función principal es la de contener los fluidos para que no se manifiesten al exterior dicho estopero se muestra en la Fig. A3.

La función principal del estopero es sellar sobre la superficie de la varilla pulida por medio de los hules construidos con elastómero resistente al rozamiento, la diferencia del estopero y el preventor, son los hules sellos que son necesarios cambiar cada vez que se presente desgaste .

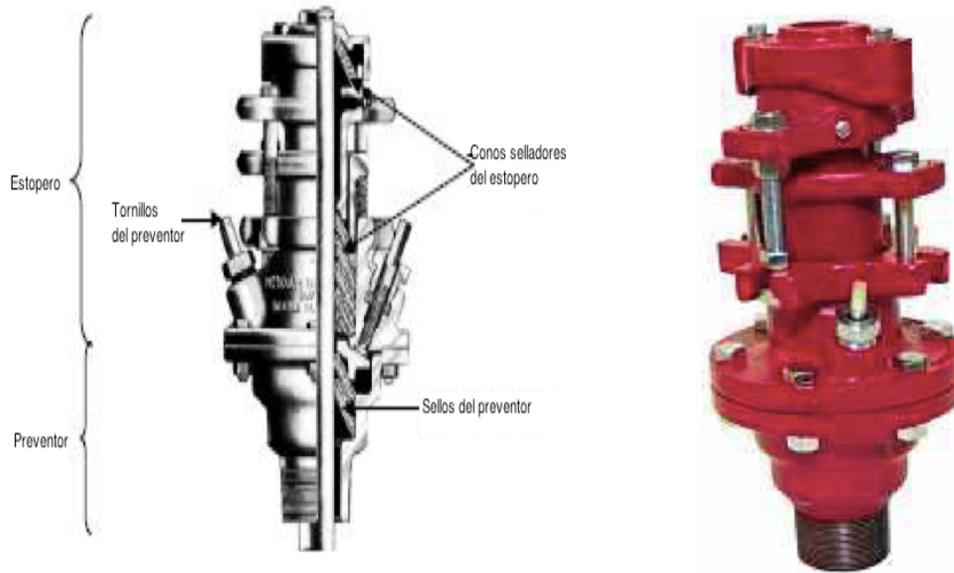


Fig. A3 Estopero preventor.

- 3) Tee de flujo: Esta conexión es una unión entre el preventor (BOP) , el estopero preventor y la línea de producción, la presión de trabajo máxima es de 3 000 psi, el material es acero al carbón se muestra en la Fig. A4



Fig. A4 Tee de Flujo

- 4) Preventor: Es un mecanismo de seguridad que ha sido diseñado para impedir , en caso necesario, el paso de fluidos al exterior. Solo se puede accionar cuando la unidad de bombeo mecánico (UBM) no está operando. En su interior tiene unos sellos llamados “Rams”, que aprietan a la varilla pulida para sellar y evitar el paso del hidrocarburo dicho dispositivo se muestra en la Fig. A5. La presión de prueba es de 4 000 psi y la presión de funcionamiento es de 2 000 psi.

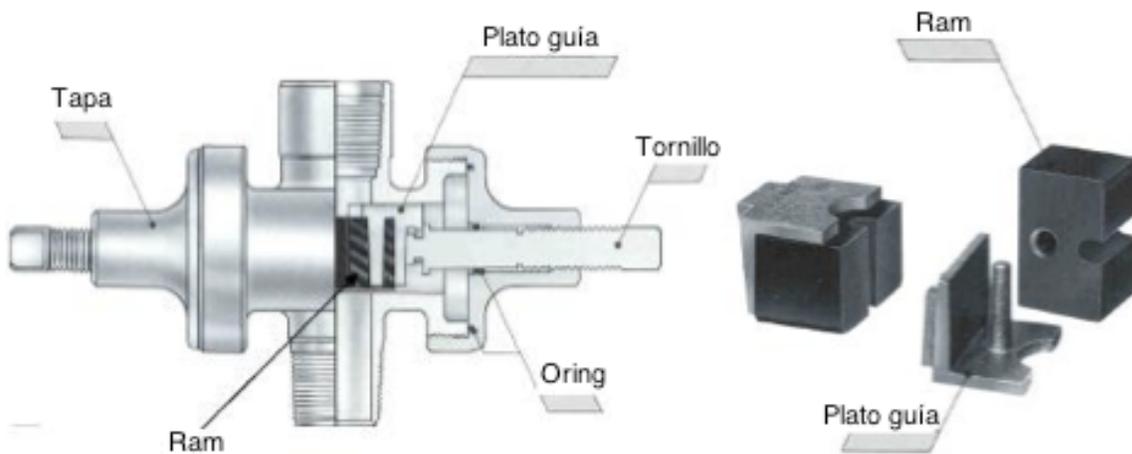


Fig. A5 Preventor.

- 5) Brida colgadora : Este adaptador tiene una cuerda del colgador de tubo que proporciona la suspensión de la tubería del pozo cuando este es requerido, cuenta con ranura para junta de acero, para asentar el árbol del pozo con cabeza de 6” (Fig. A6)

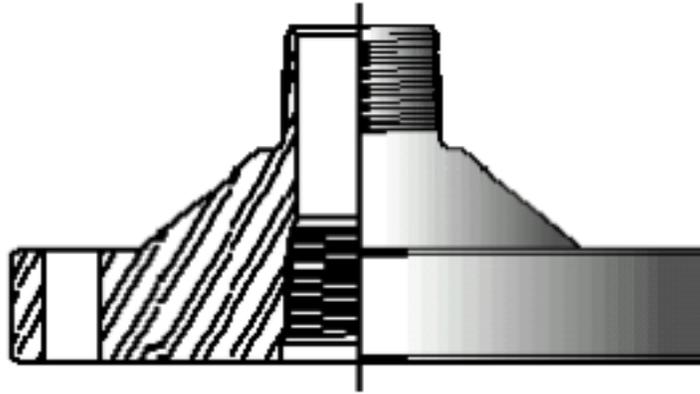


Fig. A6 Brida colgadora.

- 6) Grampa para varilla pulida : Este dispositivo sirve para conectar el block colgador a la varilla pulida, puede ser de uno, dos o tres tornillos. Se recomienda el uso de un solo tornillo para pozos someros y conforme aumenta la profundidad es preferible la utilización de grampas con mayor número de tornillos. Se muestra en la Fig. A7
- 7) Válvula aguja : es una válvula simple que sirve para toma de muestras, o bien toma de presiones acoplando un manómetro.
- 8) Válvula check: Son válvulas que permiten el paso del fluido pero no el retorno del mismo.
- 9) Valvula 2" : Es una válvula esfera convencional de 2" con la cual podemos restringir el paso del fluido producido para hacer alguna toma de presión mediante la válvula aguja.



Fig. A7 Grampas.

A1.2 Bomba subsuperficial

Las bombas subsuperficiales son el componente básico de un sistema artificial de bombeo mecánico, estas tienen una gran variedad de tamaños, materiales y componentes, así como infinidad de combinaciones que se pueden realizar para adecuarlo a las características de cada pozo.

Su función es admitir el fluido de la formación al interior de la sarta de producción y elevar el fluido admitido hacia la superficie. En la Fig. A8 se muestran algunas bombas subsuperficiales.



Fig. A8 Bombas subsuperficiales.

Las bombas subsuperficiales movidas por una sarta de varillas se dividen en tres tipos: bombas de tubería de producción, bombas de inserción y bombas de tubería de revestimiento.

- Bombas de tubería de producción: Por ser de un diámetro mayor pueden manejar grandes volúmenes de líquidos que las bombas de inserción, son embargo, la carga de fluido sobre la unidad de bombeo es mayor.

La desventaja de estas bombas estriba en que el barril forma parte de la misma tubería de producción; por lo tanto, para efectuar alguna reparación o reposición de partes, es necesario extraer la tubería de producción completa.

- Bombas de inserción: Se les denomina así porque el conjunto total de la bomba (barril, émbolo y válvulas) se inserta en un niple de asiento (zapata candado) instalado en la tubería de producción. Esto representa una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que para hacer una sustitución o reparación de la bomba, la bomba se desancla y se extrae junto con la sarta de varillas.
- Bombas de tubería de revestimiento. Este tipo de bombas son una versión más grande de las bombas de tubería de producción.

En la Fig. A9 se muestra la descripción API para bombas subsuperficiales

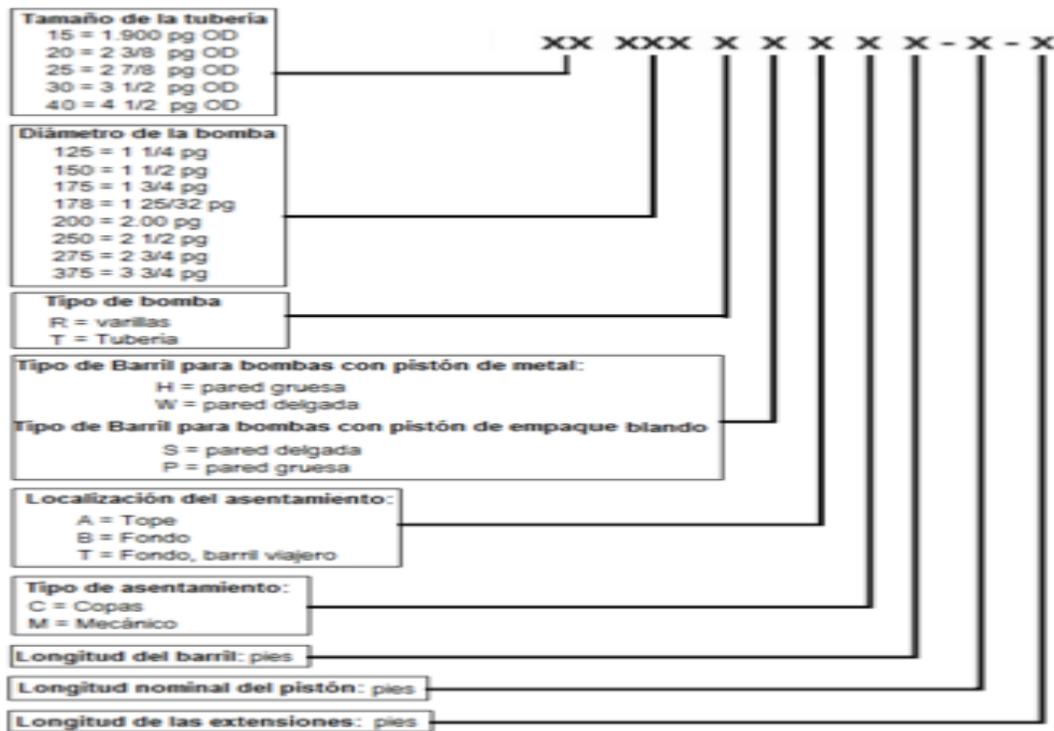


Fig. A9 Descripción API para bombas subsuperficiales.

A1.3 Varillas de succión

Las varillas de succión son el elemento que constituye el enlace entre la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial. El diseño de la sarta de varillas generalmente lleva distintos diámetros (arreglo telescopiado) siendo la varilla de mayor diámetro la que se coloca por arriba, dicho arreglo se ocupa para reducir cargas.

Para identificar este arreglo de varillas se utiliza un código API de dos números, en el cual el diámetro de las varillas se describen en octavos de pulgada y se utiliza el numerador, siendo el de mayor diámetro el primer número y el de menor diámetro el segundo número.

Ejemplo; Si se ocupa un arreglo de la siguiente manera: varillas de 1", 7/8" y 3/4" y esto lo pasamos a octavos de pulgada 8/8", 7/8" y 6/8", el código API lo describiría como un arreglo 86. En la Fig. A10 se muestran las varillas de succión.



Fig. A10 Varillas de succión.

A1.4 Tubería de producción

La tubería de producción es aquella por la cual se conducen los líquidos y gases producidos por el pozo hasta la superficie, tanto en pozos fluyentes como en pozos con sistema artificial de producción.

La tubería de producción debe tener un sello hermético para evitar fugas que comprometan el funcionamiento óptimo del sistema, con la consecuente reducción de la producción. En este sentido, la integridad de las tuberías, incluidas las de revestimiento, se prueba durante las intervenciones con equipo de terminación y reparación de pozos, a presiones altas que excedan la presión normal de operación del sistema.

La tubería de producción, normalmente se presenta en diámetros de 2 3/8 pg, 2 7/8 pg y 3 1/2 pg; el diámetro de tubería más usual en los pozos del APATG es de 2 7/8 pg.

En el diseño de instalación de bombeo mecánico, la tubería de producción se instala con dos mecanismos: ancla mecánica y/o empacador. En ambos casos, se busca que la tubería de producción quede tensionada para darle un buen desplazamiento a la sarta de varillas; esto también permite disminuir el desgaste por fricción de la tubería y de la sarta de varillas, y aumenta la carrera efectiva del pistón.

A1.5 Separadores de gas

La sarta de tubería está compuesta por un separador de gas, anclaje de la bomba subsuperficial y ancla mecánica, el arreglo puede variar según las condiciones del pozo.

El separador de gas se coloca cuando en el diseño se encuentra una zona de disparos por debajo de la zapata candado, existen varios tipos de separadores, actualmente en el ATG se utilizan dos: el separador integral y el separador “Poor Boy”.

El separador de gas integral permite separar el gas en solución, el cual migra por el espacio anular, de esta manera previniendo el bloqueo de gas en la bomba del pozo. La configuración consiste en una cámara y un tubo el cual recolecta el fluido en la parte inferior, tiene orificios en la parte superior lo que permite la entrada del fluido al separador, así alcanza una velocidad de caída y a su vez disponer de tiempo para que el gas en solución migre al espacio anular, en la Fig. A11 se muestra un esquema del separador de gas integral

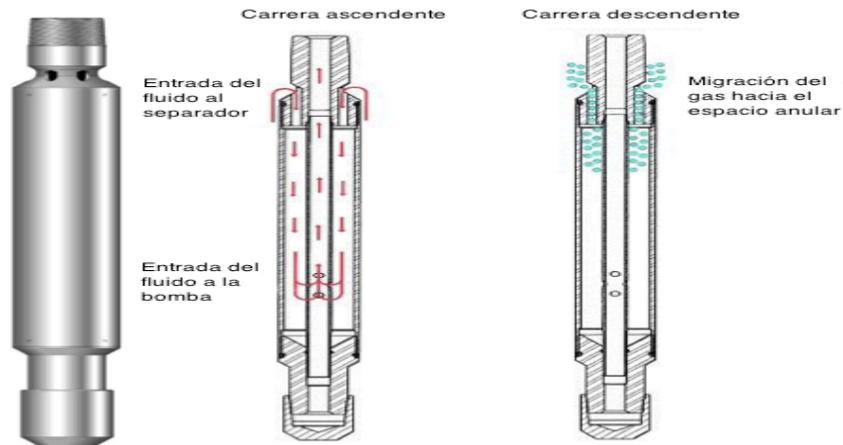


Fig. A11 Separador de gas integral.

- Separador de gas “Poor Boy”: Permite separar mediante diferencia de densidades los gases de los líquidos para asegurar un ingreso a la bomba de fluidos líquidos, evitando así problemas de gasificación. Su configuración es la siguiente se muestra en la Fig. A12

- a) Reducción de 2" x 1 1/4 "
- b) Cople para tubería de separación
- c) Tramo de tubería de separación 1 1/4" x 20 ft
- d) Cople para TP 2 7/8"
- e) Niple perforado de 2 7/8" (longitudes de 6, 8 y 12 ft)
- f) Tramo de TP 2 7/8"
- g) Tapón para TP 2 7/8"

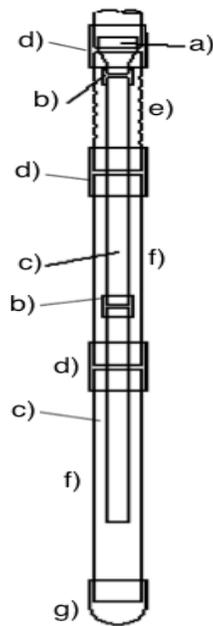


Fig. A12 Separador de gas Poor Boy.

A1.6 Zapata candado

También se le llama niple de asiento mecánico, se utiliza para una sujeción mecánica inferior y sirve como una válvula fija tipo recuperable en las bombas de tubería de producción, y como ancla mecánica para las bombas de inserción, en la Fig. A13 se puede observar la zapata candado.

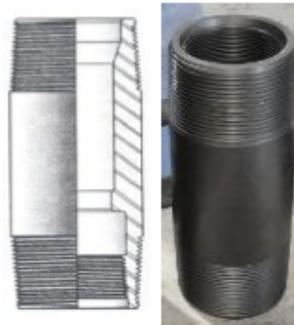


Fig. A13 Zapata candado.

A1.7 Niple de copas

Se utiliza para realizar una sujeción de tipo copas, la cual sella y retiene las bombas de inserción en la parte superior o inferior con copas de fricción. Es recomendable para pozos con bajas presiones de fondo o crudos pesados, en niple de copas se muestra en la Fig. A14

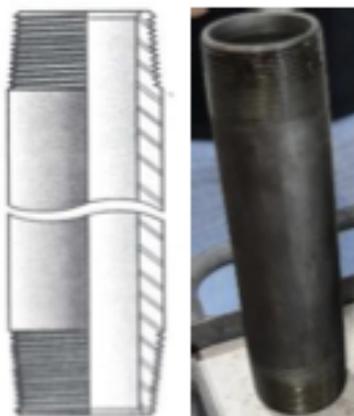


Fig. A14 Niple de copas.

A1.8 Ancla tipo “tubing in”

Esta herramienta de producción (Fig. A15) se coloca en la bomba, y resulta muy útil para anclar y empacar bombas en pozos donde no se cuenta con un niple de asiento (zapata candado).



Fig. A15 Ancla “Tubing In”.

A1.9 Ancla mecánica

Es un mecanismo que va alojado a determinada profundidad del pozo en la sarta de la tubería de producción, por arriba de la bomba, se ancla entre la TP y la TR sin impedir la comunicación a lo largo del espacio anular, e impide el movimiento de la TP durante el ciclo de bombeo. La Fig. A16 muestra el ancla mecánica



Fig. A16 Ancla mecánica.

A2 Características del aparejo para el bombeo mecánico

En el sistema artificial de bombeo mecánico se utilizan dos tipos de equipo subsuperficial con distintos accesorios los cuales se muestran en las Figs. A17 y A18 y son:

- a) Con Ancla Mecánica
- b) Con Empacador

A2.1 Ancla Mecánica

El ancla mecánica es un mecanismo que va alojado a determinada profundidad del pozo en la sarta de Tubería de Producción, ligeramente debajo de la bomba. Este mecanismo no lleva hules como el empacador, por esto existe comunicación entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Su objetivo principal es sujetar la tubería de producción ya tensionada. Esto hace que en el ciclo de bombeo no se mueva la Tubería de Producción, y así aumenta la eficiencia de la bomba por no disminuir la carrera efectiva del pistón. Si la Tubería de Producción no tiene movimiento, entonces disminuye el desgaste de las varillas.

El diseño con ancla mecánica por lo regular se instala en pozos que todavía conservan buena presión de fondo. Esta presión evita que el fluido utilizado en una circulación inversa para el lavado de la bomba, se pierda en la formación, y así se efectúa una circulación franca y por ende un lavado efectivo de la bomba. En la Fig. A17 se muestra el estado mecánico con Ancla mecánica

El diseño con ancla mecánica consta básicamente de:

1. Varillas de succión.
2. Bomba subsuperficial.
3. Tubo barril con niple sello y zapata candado.
4. Ancla mecánica.

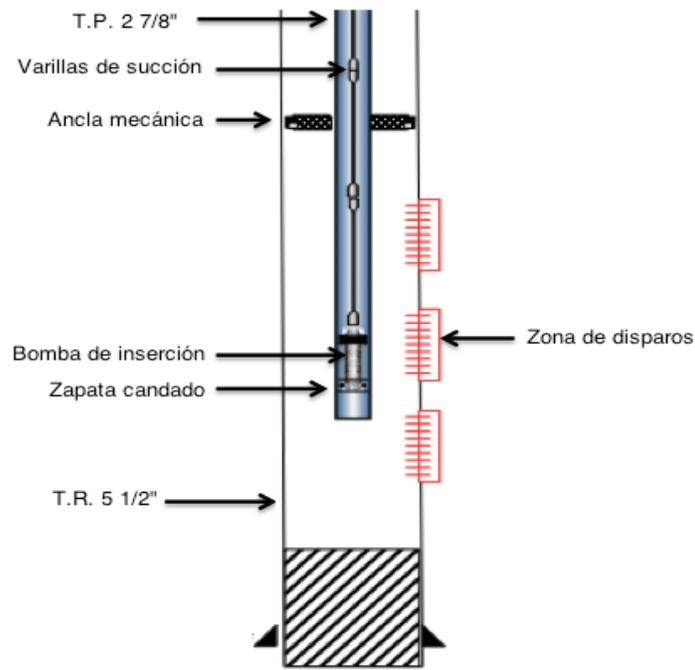


Fig. A17 Estado mecánico con ancla mecánica.

A2.2 Empacador

El empacador es un mecanismo que, en el diseño de la unidad de bombeo mecánico, va a cumplir con el mismo objetivo del ancla mecánica, tener tensionada la tubería de producción, con la diferencia que el empacador lleva hules que no permiten la comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento y esto hace que los fluidos producidos por el pozo fluyan solamente por la tubería de producción.

En el bombeo mecánico se utilizan para aislar una probable rotura en la tubería de revestimiento y en pozos con formación muy depresionada para garantizar una circulación inversa en el lavado de la bomba subsuperficial.

En la Fig. A18 se muestra el estado mecánico con empacador.

El diseño con empacador consta básicamente de:

1. Varillas de succión.
2. Bomba subsuperficial.
3. Tubo barril con niple sello y zapata candado.
4. Niple perforado con tapón ciego.
5. Niple ventana.
6. Zapata conectora.
7. Empacador semipermanente.
8. Niple de asiento con válvula de pie.

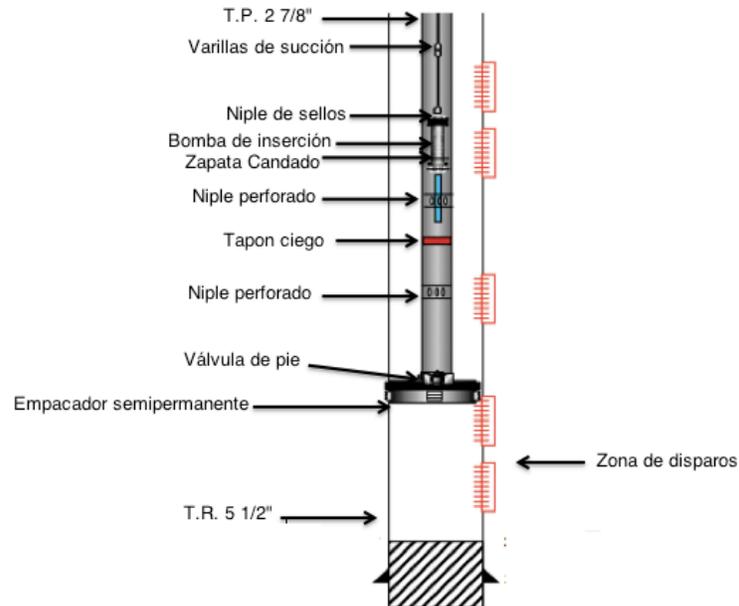


Fig. A18 Estado mecánico con empaquetador.