



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Diseño de software
dinamométrico para el
diagnóstico del bombeo
mecánico**

TESINA

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Luis Alfonso Ramos Castañeda

DIRECTOR DE TESINA

M.I. Jose Ángel Gómez Cabrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

ÍNDICE

1.Introducción.....	5
2.Justificación.....	6
3.Planteamiento De Problema.....	7
4.Objetivos	9
4.1 Objetivo General	9
4.2 Objetivos Específicos	9
5. Hipótesis.....	10
Capítulo I Marco Histórico Contextual	11
1.1 Situación Actual Del Bombeo Mecánico	12
1.2. Diagnóstico Y Monitoreo En El Bombeo Mecánico	12
Capítulo II. Marco Teórico.....	14
2.1 Conceptualización Del Bombeo Mecánico	15
2.2 Configuración De Un Equipo De Bombeo Mecánico	15
2.2.1 Equipo De Subsuelo.....	16
2.2.2 Equipos De Superficie.....	18
2.3 Diagnóstico De Las Condiciones Del Sistema De Bombeo Mecánico	24
2.3.1 Sistema Analizador De Pozos	24
2.3.2 Interpretación De Cartas Dinamométricas.....	27
2.4 Software Dinamometricos	33
Capítulo III. Marco Metodológico	34
3.1 Tipo De Investigación	35
3.2 Metodología Software Dinamométrico.....	36
3.3 Metodología Software DINASOFT.....	38
3.4 Planteamiento Y Modelado De Problema.....	39
3.4.1 Identificación De Variables	39
3.4.2 Dedución De Ecuación Onda.....	40
3.5 Selección Del Método Numérico	44
3.5.1 Discretización De La Ecuación De Onda Por El Método De Diferencias Finitas	45

3.6 Programación De La Ecuación Utilizando Matlab	49
3.7 Validación Del Código DINASOFT	49
3.8 Diagnóstico De La Carta Dinamométrica De Fondo.....	50
Capítulo IV Validación Y Resultados	51
4.1 Manejo Y Especificaciones Del Programa DINASOFT	52
4.2 Validación Y Resultados Programa DINASOFT	56
4.3 Diagnóstico DINASOFT.....	74
4.4 Conclusiones.....	81
Referencias	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 -. Esquema de la configuración de subsuelo de un sistema de bombeo mecánico convencional.....	17
Figura 2 -. Cabezal y conexiones superficiales en un sistema de bombeo mecánico.....	18
Figura 3 -. Esquema Unidad de bombeo mecánico convencional “C”.....	21
Figura 4 -. Esquema Unidad de bombeo mecánico balancín balanceado con aire “A”.....	21
Figura 5 -. Esquema Unidad de bombeo mecánico unitorque MARK II “M”	22
Figura 6-. Partes esenciales de la Unidad de bombeo hidroneumática UBH.....	23
Figura 7-. Partes de pistola acústica.....	25
Figura 8-. Registro típico del ecómetro.....	26
Figura 9 -. Carta dinamométrica ideal.....	27
Figura 10 -. Llenado completo de la Bomba.....	28
Figura 11 -. Desgaste de válvula viajera o pistón	29
Figura 12 -. Golpe de fluido	29
Figura 13 -. Interferencia de gas	30
Figura 14-. Golpe de Bomba.....	30
Figura 15-. Ancla libre.....	31
Figura 16 -. Otros Problemas.....	32
Figura 17 -. Secciones Sub-Aplicación DINASOFT.....	54
Figura 18 -. Sub-Aplicación Diagnóstico DINASOFT.....	55
Figura 19-38 -. Cartas Dinamométricas de superficie y fondo del artículo técnico, TWM y DINASOFT	57-78
Figura 39-44-. Informes del diagnóstico obtenido por DINASOFT.....	77-82
Esquema 1 -. Fases en la metodología del software DINASOFT.....	37
Esquema 2 -. Fases en la metodología del software dinamométrico.....	38
Esquema 3: Fuerzas y nodos que intervienen en la sarta de varillas en la carrera descendente.....	39

1.INTRODUCCIÓN

La presente investigación tiene como finalidad resaltar la importancia de la interpretación y diagnóstico de las cartas dinamométricas de fondo dentro del bombeo mecánico y como afecta en la producción de los pozos petroleros en México, recordar que este sistema artificial de producción es el método más utilizado en los pozos petroleros mexicanos por su fácil manejo y bajos costos tanto de mantenimiento como de instalación [1]. Por esta razón, se propone realizar una herramienta computacional que permita interpretar y diagnosticar el comportamiento de este sistema de levantamiento, mediante la obtención de cartas dinamométricas de fondo, que, al ser interpretadas permitiría identificar las problemáticas a ser resueltas para optimizar la producción del pozo.

En el siguiente trabajo se propone el uso de un método numérico para calcular cartas dinamométricas de fondo, este es el método de diferencias finitas, el cual es usado para resolver la ecuación de onda (S. Gibbs) que representa las fuerzas que intervienen en el movimiento de la sarta de varillas y así poder realizar la simulación matemática del comportamiento dinámico de la misma. Las condiciones de frontera para esta ecuación surgen de la medición de variables en superficie (esfuerzo y desplazamiento), el resultado de esta medición se denomina cartas dinamométricas de superficie.

Los pozos mexicanos que permiten validar la herramienta computacional generada, se obtienen cartas dinamométricas de fondo a partir de cartas de superficie, con el objetivo de analizar y diagnosticar la problemática obtenida mediante la interpretación cualitativa de la carta dinamométrica.

2. JUSTIFICACIÓN

La industria petrolera es de las principales fuentes de ingreso la economía en México, el incrementar u optimizar la producción de petróleo mediante la innovación tecnológica computacional en pozos existentes, es considerado uno de los retos más importantes.

En el presente proyecto se propone un método de optimización, el cual, pretende dar a conocer nuevas opciones tecnológicas en diferentes pozos. Un software de monitoreo e interpretación nos permitirá adquirir la información de manera más rentable y directa con el fin de resolver los problemas de producción que se generen en el pozo, además de permitimos hacer un análisis íntegro de las condiciones tanto de superficie como en el fondo.

Esta tesina tiene la finalidad de mostrar y comprobar las ventajas de tener un software de seguimiento en pozos que se encuentran produciendo con Bombeo Mecánico en México y que actualmente son utilizados por sus bajos costos de operación. Contribuyendo así, a buscar mejoras en la rentabilidad y adquisición de datos para la optimización de la producción con este tipo de levantamiento artificial.

3. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA

De acuerdo con las últimas cifras sobre los sistemas artificiales de producción dada publicadas por la empresa productiva del estado [1] el 35% de los pozos en México producen con el sistema artificial de Bombeo Mecánico, debido a que su instalación y ejecución son relativamente más económicos y prácticos a comparación de los demás sistemas. La importancia de este sistema en México hace que su estudio sea cada vez más exhaustivo y minucioso.

La operación del bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial implica cierta complejidad, algunos de los problemas más comunes que se pueden observar son el desgaste en la sarta de varillas por efectos de corrosión, fatiga, fricción, excesos en el límite de tolerancia de carga, golpe del fluido, pistón de la bomba desgastado, fugas en la válvula viajera o fija, unidad severamente fuera de desbalance y la falta de mantenimiento de los equipos. Por lo anterior, es de vital importancia que el operador tenga un buen conocimiento del mecanismo de bombeo basado en la correcta interpretación de las cartas dinamométricas, con el fin de diagnosticar a tiempo y ofrecer soluciones inmediatas.

En la actualidad, para lograr este diagnóstico el operador cuenta con herramientas tecnológicas computacionales que en los últimos años han revolucionado la industria petrolera permitiendo mejorar el análisis del sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico, el cual, puede ser representado en 5 partes esenciales; la activación de la bomba de subsuelo mediante el movimiento de la barra pulida, la transferencia de movimiento y potencia a la bomba mediante la sarta de varillas, el cambio de movimiento rotatorio a oscilatorio mediante la unidad de bombeo, la unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad y la potencia entregada por el motor [2].

Uno de estos avances es la generación de las cartas dinamométricas de fondo (CDF) utilizando softwares comerciales ingresando datos conocidos en superficie. Mediante una correcta interpretación de estas cartas se puede evitar e identificar distintas situaciones relacionadas con el estado de funcionamiento de la bomba, las condiciones de producción del pozo y las variaciones de la carga en la sarta de varillas.

El principal objetivo de la industria petrolera es el aumento de la producción de gas y aceite, por lo que se plantea que con la implementación de un software que proveerá los elementos necesarios al ingeniero para el análisis integral del funcionamiento del Bombeo Mecánico, incrementará el aprovechamiento de la producción de aceite en México. De manera general, después de describir la situación actual del bombeo mecánico, se puede hacer el siguiente cuestionamiento ¿El uso de un software especializado en diagnóstico de bombeo mecánico, aumentaría significativamente la producción de aceite a nivel nacional?

4. OBJETIVOS

A continuación, se enlistan los objetivos a alcanzar en esta investigación.

4.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un Software que permita interpretar cartas dinamométricas de fondo a partir de datos de carga y posición obtenidos en superficie, con la finalidad de obtener un diagnóstico del comportamiento de la bomba y componentes de sistema de Bombeo Mecánico.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar el fenómeno de propagación de fuerzas que actúan sobre la sarta de varillas en el Bombeo Mecánico haciendo uso de la ecuación de onda (S. Gibbs).
- Resolver la ecuación de onda (S. Gibbs) mediante el uso del método numérico de diferencias finitas.
- Programar la solución de la ecuación de onda utilizando un lenguaje de programación con el fin de su interpretación y análisis en fondo.

5. HIPÓTESIS

Entre más accesible y completo sea el análisis y el diagnóstico del sistema de bombeo mecánico, se tendrá un mejor aprovechamiento de la producción de aceite en los campos petroleros en México.

CAPÍTULO I MARCO HISTÓRICO CONTEXTUAL

1.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL BOMBEO MECÁNICO

La demanda de producción de hidrocarburos está directamente relacionada con el consumo regional y el constante cambio en el precio del barril. En la actualidad, la demanda de hidrocarburos ha disminuido fuertemente debido a la contingencia sanitaria que sufre el mundo, el avance gradual en la implementación de energía renovables, y esto hace que la industria petrolera busque innovaciones con el fin de volver más atractivos sus proyectos, reduciendo el impacto ambiental, gastos de inversión y al mismo tiempo aumentando la producción de aceite y gas en los pozos [3].

Con base en las últimas cifras cuantificadas por la empresa productiva del estado [1] el 69% de los pozos en México (1,622) producen con un sistema artificial de producción, de esos pozos, el 46 % producen con bombeo mecánico y solo el 50% de esos pozos cuentan con un método de medición indirecta para su constante análisis y mantenimiento, he aquí la importancia de su automatización.

Este trabajo se enfocará particularmente en el activo Poza Rica, el cual, representa el 20% de la producción nacional de aceite con la implementación del sistema de bombeo mecánico [1].

1.2. DIAGNÓSTICO Y MONITOREO EN EL BOMBEO MECÁNICO

Las bajas energías en yacimientos, sea por declinación de presión o por condiciones originales, promueve el uso de SAPs con el fin de incrementar la productividad del pozo mediante tecnologías que ayudan a impulsar la columna de fluido a las líneas de producción y se tenga un aprovechamiento del potencial del pozo.

La instalación de bombeo mecánico como sistema artificial de producción, debe ser monitoreada desde su proceso de instalación hasta el fin de la vida productiva

del pozo, esto se logra mediante el uso de registros sónicos y dinamométricos que se deben realizar directamente en el pozo.

Diferentes compañías de servicio del sector petrolero realizan este tipo de actividades de servicio en sistemas artificiales de producción, dentro de la toma de información, se incluye la toma de carta dinamométrica de superficie, la cual es construida descomponiendo los desplazamientos de cargas en sus elementos más simples (carta ideal), para así, de manera secuencial ir incluyendo los esfuerzos y vibraciones de la sarta de varillas, los efectos de aceleración y las fuerzas de fricción y tensión a los que está expuesta durante el ciclo de bombeo, así mismo, se incluye la toma de nivel de fluido el cual representa la profundidad de fluido que se encuentra almacenado en la tubería de revestimiento (TR).

La medición se realiza mediante la instalación de un dinamómetro de tipo herradura, el cual consiste en una celda con un sensor de carga muy preciso complementado con un sensor de aceleración, para medir la aceleración en la barra pulida y poder calcular así las emboladas. Este tipo de transductor es muy preciso, pero también requiere mayor tiempo y trabajo en su instalación al momento de ajustarlo a la barra pulida. Para la toma de nivel de fluido se hace uso de una pistola sónica que emite y recibe el pulso de presión para transformarlo en un pulso eléctrico a lo largo de la tubería de revestimiento [4].

Una vez obtenida esta información se procede a realizar el diagnóstico y análisis cualitativo y cuantitativo del sistema de bombeo mecánico, esto por medio de la observación de la carta dinamométrica de fondo y el cálculo de los parámetros críticos del sistema.

En la actualidad debido a que el rendimiento eficiente de las unidades de bombeo requiere un monitoreo constante y periódico de las condiciones operativas y de productividad, se contrata a la empresa de servicios para este seguimiento, sin embargo, debido a la gran cantidad de pozos que cuentan con este sistema artificial de producción, el monitoreo se complica debido al alto costo de la toma de

información, lo que ocasiona que existan pozos con bombeo mecánico sin un monitoreo continuo de sus condiciones.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 CONCEPTUALIZACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie produciendo los fluidos que se almacenan en la tubería de revestimiento, esto se logra mediante un movimiento ascendente-descendente que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba que se encuentra colocada dentro de la tubería de producción en el fondo del pozo cerca del yacimiento (WEATHERFORD, 2017).

La bimba o pistón hidráulico de producción en caso de unidades convencionales o hidroneumáticas, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que a su vez mueve el pistón de la bomba colocada en la tubería de producción, ya sea anclada a la tubería o como parte de ella a cierta profundidad del fondo del pozo, donde, las válvulas de la bomba (válvula fija y viajera) permiten que el aceite entre al cilindro de la bomba y posteriormente pase a la tubería de producción. La repetición continua de este movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

2.2 CONFIGURACIÓN DE UN EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO

Con base en visitas guiadas a los activos de estudio, la mayoría de los equipos superficiales de bombeo mecánico utilizados por la empresa productiva del estado PEMEX son de tipo convencional e hidroneumático de la marca Weatherford, por tal motivo a continuación se exponen los equipos del sistema de bombeo tomados del manual de dicha empresa.

2.2.1 EQUIPO DE SUBSUELO

➤ Tubería de Producción

Tubería que conduce el fluido que se encuentra acumulado en la tubería de revestimiento bombeado desde el fondo del pozo hasta la superficie.

➤ Varillas de Succión

La sarta de varillas está hecha de acero inoxidable y sirven para generar el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Las principales funciones de estas son: transferir energía, soportar las cargas y accionar la bomba de subsuelo.

➤ Bomba de Subsuperficial

Es un equipo de desplazamiento positivo desde el fondo hasta la superficie, que funciona mediante presiones diferenciales del sistema de cargas sobre sus componentes. Los principales componentes son: el barril o camisa, pistón o émbolo, 2 válvulas y el anclaje o zapata.

➤ Pistón

Su función en el sistema es bombear de manera indefinida. Está compuesto básicamente por anillos, sellos especiales, lubricante especial. Su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.

➤ Válvula Fija

Está formada por un sistema de bola y asiento que permite la entrada de fluido del pozo al interior de la bomba en la carrera ascendente.

➤ Válvula Viajera

Está formada por un sistema de bola y asiento que viaja durante los ciclos de bombeo la cual permite la descarga de fluido en la carrera descendente.

En la Figura 1, se puede observar un esquema convencional de la configuración de subsuelo del sistema de bombeo mecánico.

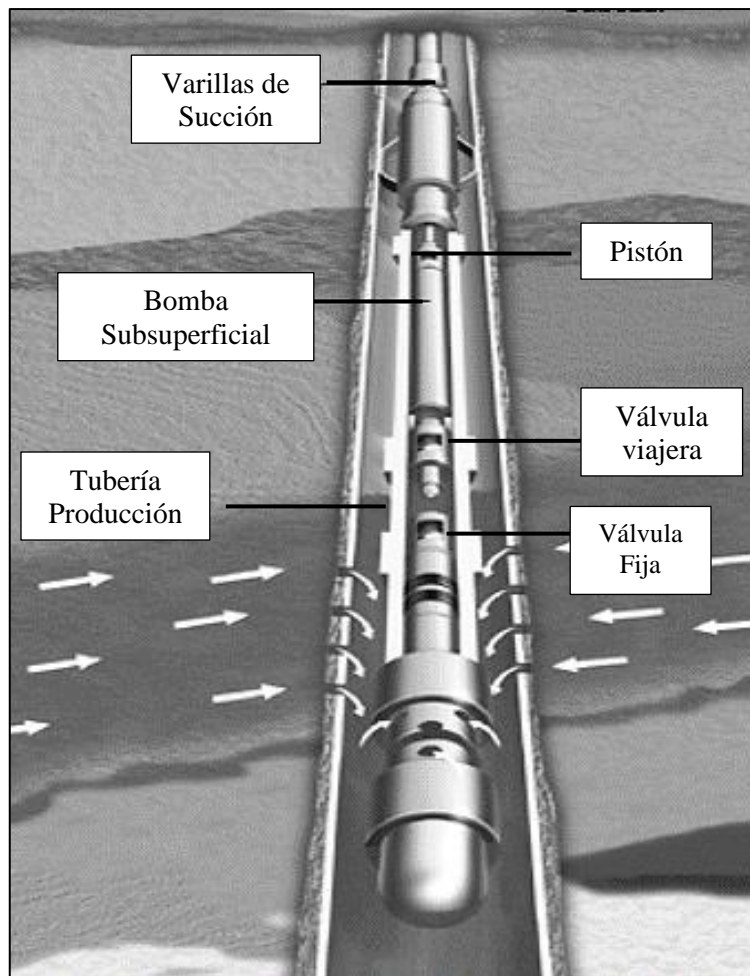


Figura 1 -. Esquema de la configuración de subsuelo de un sistema de bombeo mecánico convencional. *WEATHERFORD. (2017)*

2.2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE

Los equipos de superficie en el bombeo mecánico transmiten la energía producida del motor hasta la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo con la finalidad de elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

➤ 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, a continuación, se muestra un esquema general de las conexiones superficiales en los pozos que cuentan con bombeo mecánico.

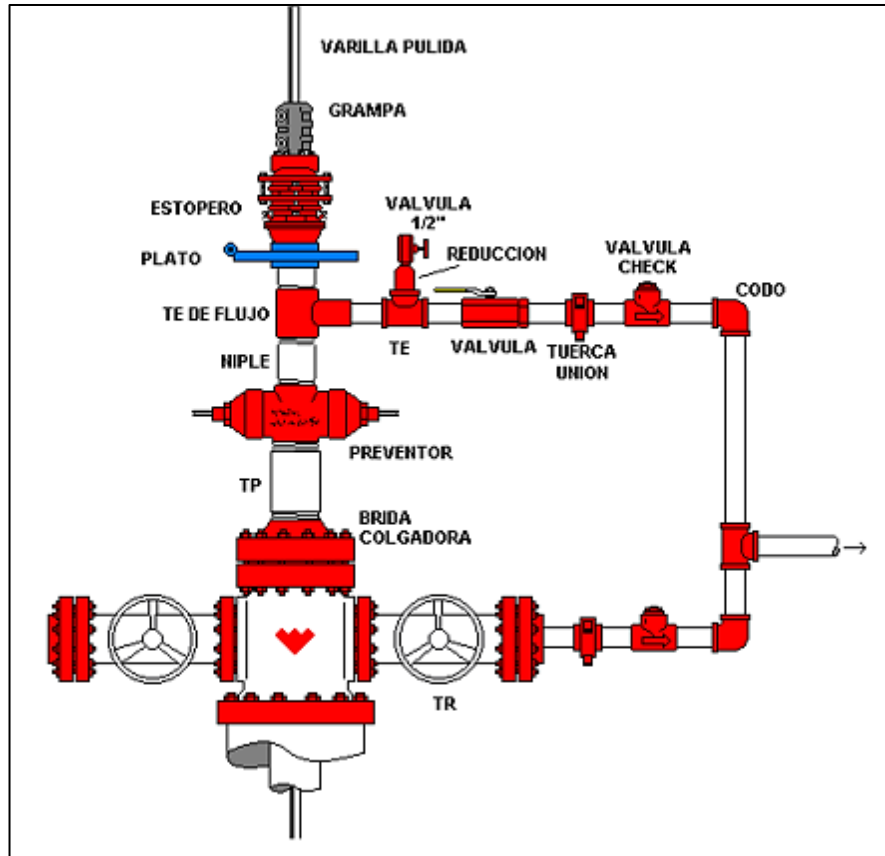


Figura 2 -. Cabezal y conexiones superficiales en un sistema de bombeo mecánico.
WEATHERFORD. (2017)

➤ Barra Pulida

Elemento de conexión entre la unidad de bombeo y la sarta de varillas, está transmite el movimiento reciproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido y generalmente son de acero con buenas propiedades de elasticidad.

➤ Unidad de Bombeo

Su función es convertir el movimiento rotativo de un motor en un movimiento reciprocante. Existen diferentes tipos de unidades: Rotaflex, hidroneumáticas, balanceadas por aire, MARK II, de balancín convencional (bimba) o hidráulicas, a

continuación se detallan las de tipo convencional e hidroneumáticas, empezando con sus componentes internos.

➤ Motor

La unidad motriz es un motor eléctrico o de combustión. Su función es suministrar la potencia que el sistema necesita. La unidad motriz afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje.

➤ Reductor de engranes

Su función es reducir la velocidad del motor, modificando los torques bajos y altas revoluciones por minuto con la caja de engranaje, para una velocidad de bombeo adecuada.

➤ Contrapesos

Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja de engranaje debe suministrar, estos ayudan a la caja de engranaje en la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las varillas, quedando listos para ayudar de nuevo en la carrera ascendente.

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado un método estándar para identificar y describir las unidades de bombeo con bimba, tomando este ejemplo:

C-320D-256-100

- **C**→ Tipo de Unidad de Bombeo: “C” Convencional , “M” MARK II, “A” Aero balanceada.
- **320**→ Torsión máxima que puede tolerar la flecha del reductor de engranes en 10^3 (psi).

- **D**→ Indica el tipo de reducción del sistema de engranajes “S” simple, “D” doble y “T” triple.
- **256**→ Carga máxima que soporta la varilla pulida en 10^2 (psi).
- **100**→ Máxima longitud de carrera de la varilla pulida (pg).

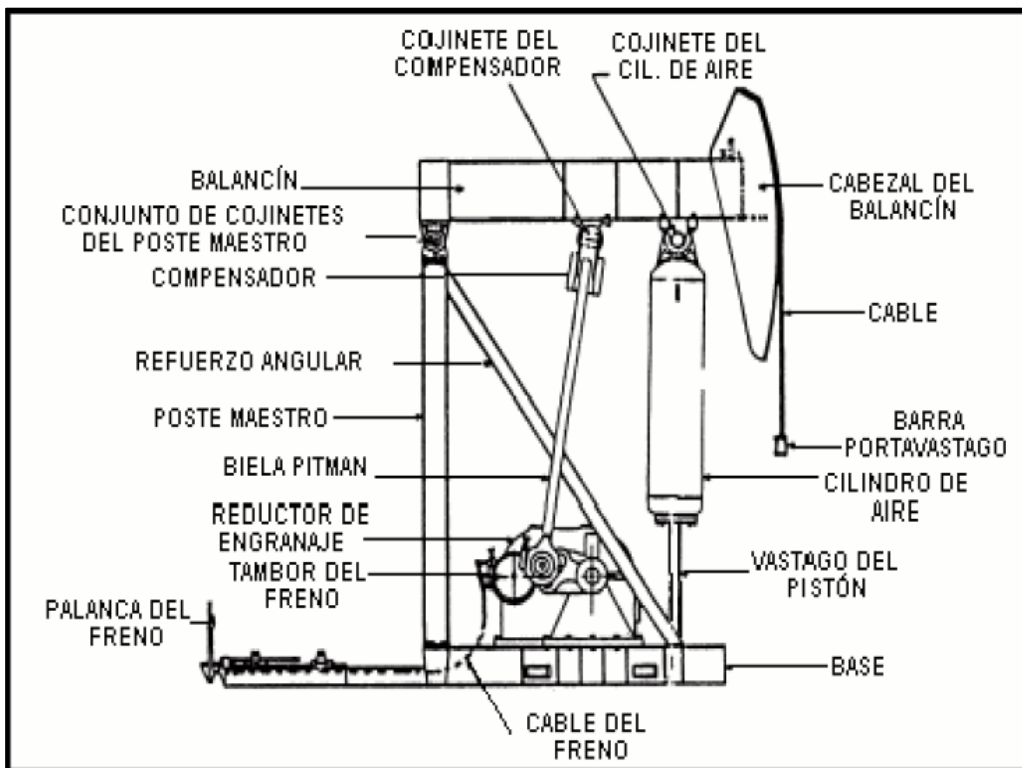


Figura 3 -. Unidad de bombeo mecánico convencional “C”. *Oil Production*. (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production Consulting*: www.oilproduction.net

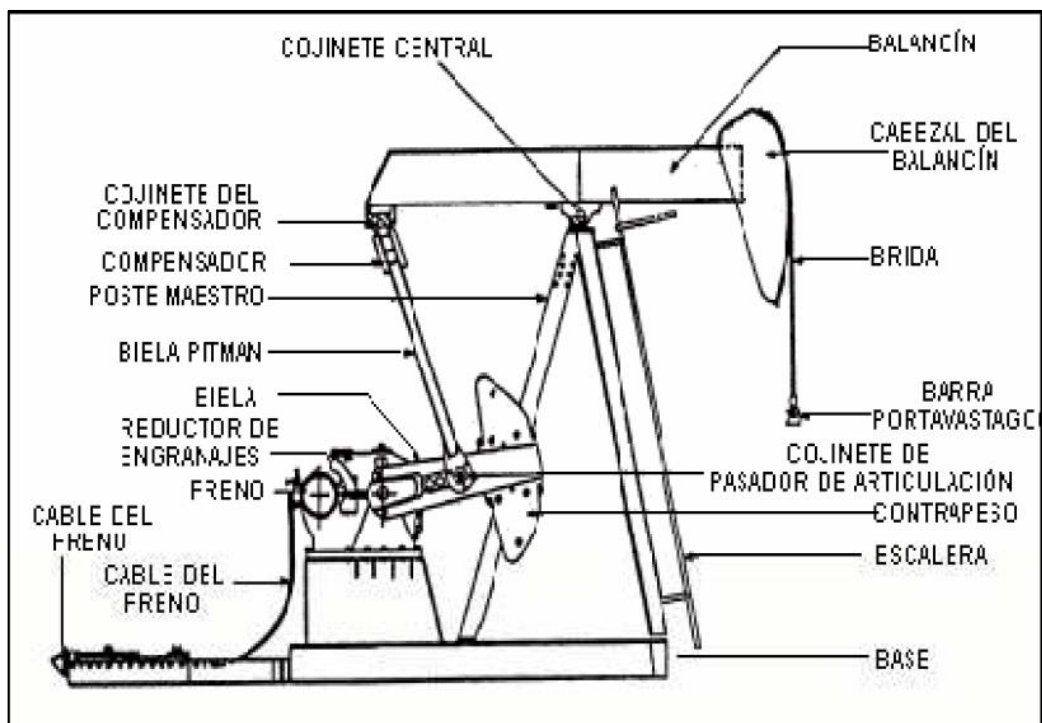


Figura 4 - Unidad de bombeo mecánico balancín balanceado con aire "A". *Oil Production*. (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production Consulting*: www.oilproduction.net

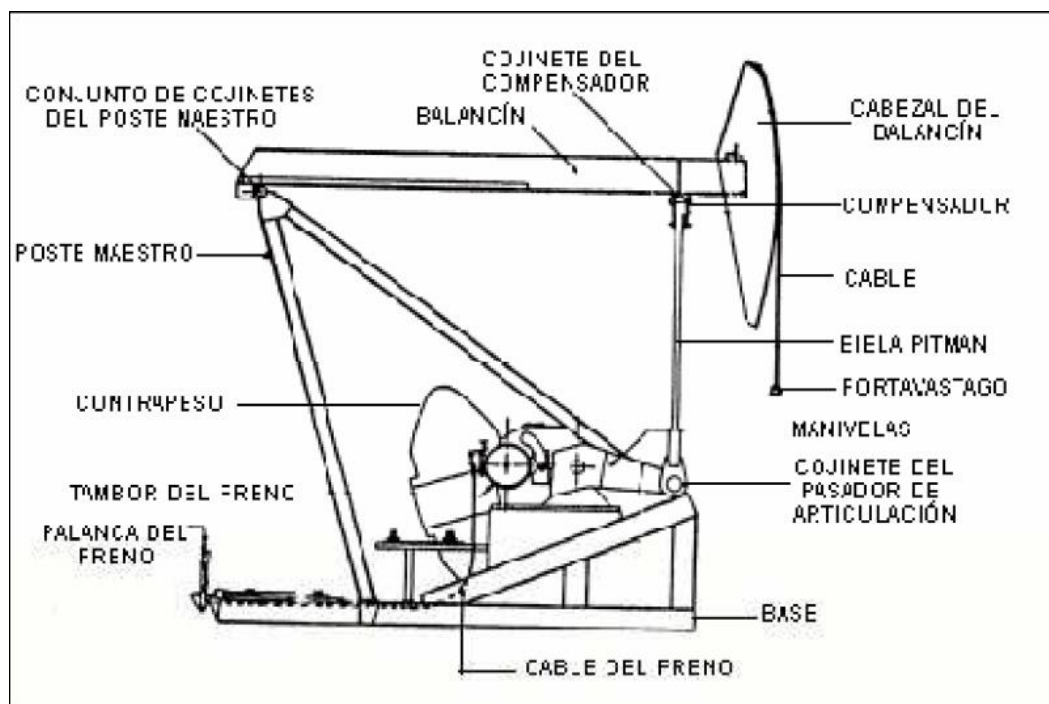


Figura 5 - Unidad de bombeo mecánico unitorque MARK II "M". *Oil Production*. (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production Consulting*: www.oilproduction.net

Las unidades de bombeo hidroneumáticas (UBH) se clasifican de acuerdo al tipo de montaje ya sea de pedestal (P) o directo (DM), longitud carrera y motor eléctrico o de combustión con el que pueden operar, a continuación, se muestra un esquema de las partes esenciales de la UBH.

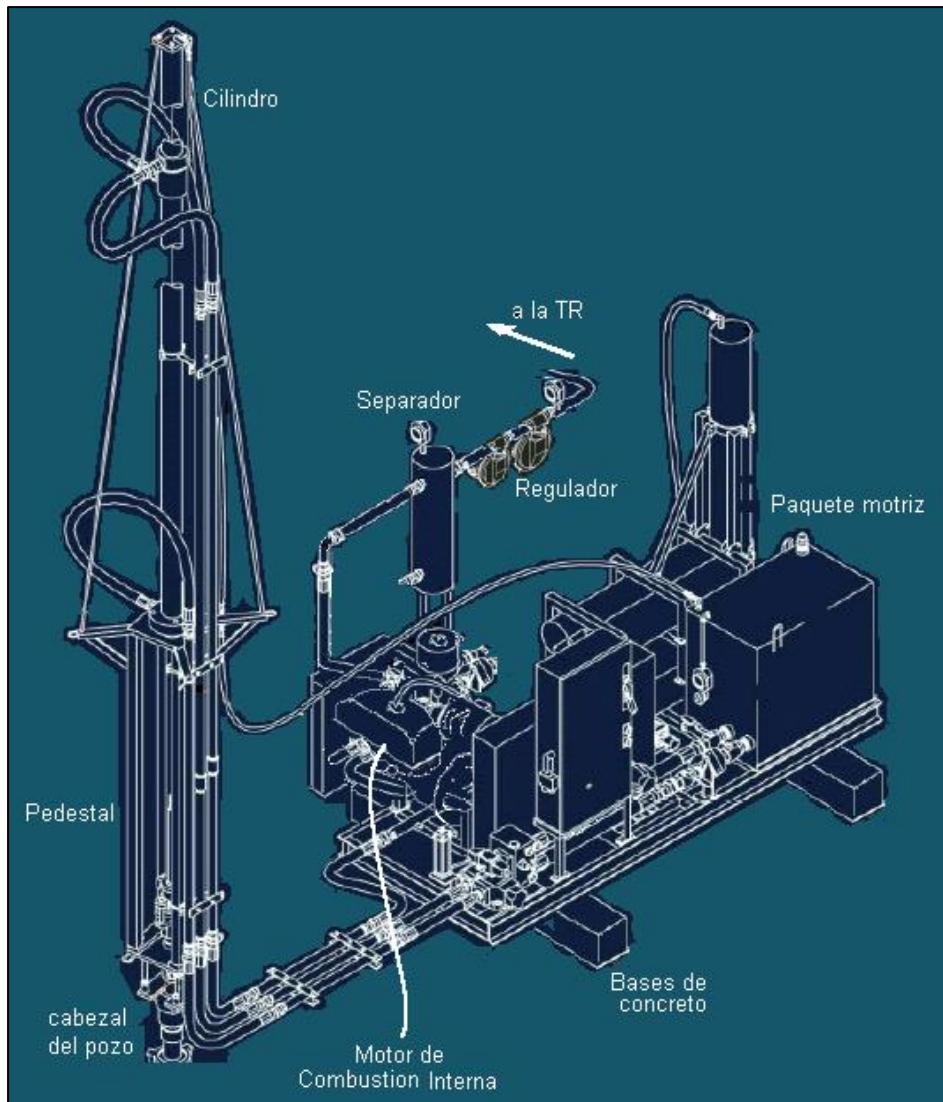


Figura 6-. Partes esenciales de la Unidad de bombeo hidroneumática UBH.
WEATHERFORD. (2017)

➤ Pedestal

Se define como el conjunto de equipos y conexiones que le dan soporte a la UBH tales como el cilindro (acumulador y motriz) , válvula check, arreglo de unión , sensores y plato.

➤ Paquete Motriz

Se define como el conjunto de equipos y conexiones que generan la potencia necesaria para el funcionamiento de la UBH tales como las válvulas direccionales, controlador, maníflod, bomba maestra, bomba auxiliar, tanque piloto, tablero, depósito de aceite, acumulador de nitrógeno y tanques almacenadores de nitrógeno.

Dentro de las ventajas de usar este tipo de unidades de bombeo UBH se encuentra la posible instalación en pozos con cabezales desviados, transporte sencillo, no necesita preparación especial de terreno, permite cambios de carrera y una mayor seguridad en la instalación en zonas pobladas.

2.3 DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El análisis del comportamiento de producción en pozos que cuentan con bombeo mecánico se realiza usando desde un manómetro hasta equipos y sistemas sofisticados. De forma general, para poder realizar un diagnóstico completo del sistema artificial es necesario un equipo que permita, de forma práctica, determinar cualitativa y cuantitativamente el comportamiento de los equipos de subsuelo.

2.3.1 SISTEMA ANALIZADOR DE POZOS

El principal objetivo de estos sistemas es proporcionar los datos necesarios para analizar el comportamiento de los pozos y su sistema de producción. Actualmente

existen diferentes tipos de equipos que van desde los más sencillos (eléctricos) hasta los sistemas completos, análisis con programas de cómputo específicamente diseñados para el estudio de dicho fenómeno.

➤ Ecómetro

Es un instrumento cuyo principio de operación está basado en la acústica, nos permite determinar la profundidad del nivel de líquido en un pozo utilizando una pistola acústica (Figura 7), la cual, emite ,recibe y transforma pulsos de presión a pulsos eléctricos para al final sean grabados en la computadora.

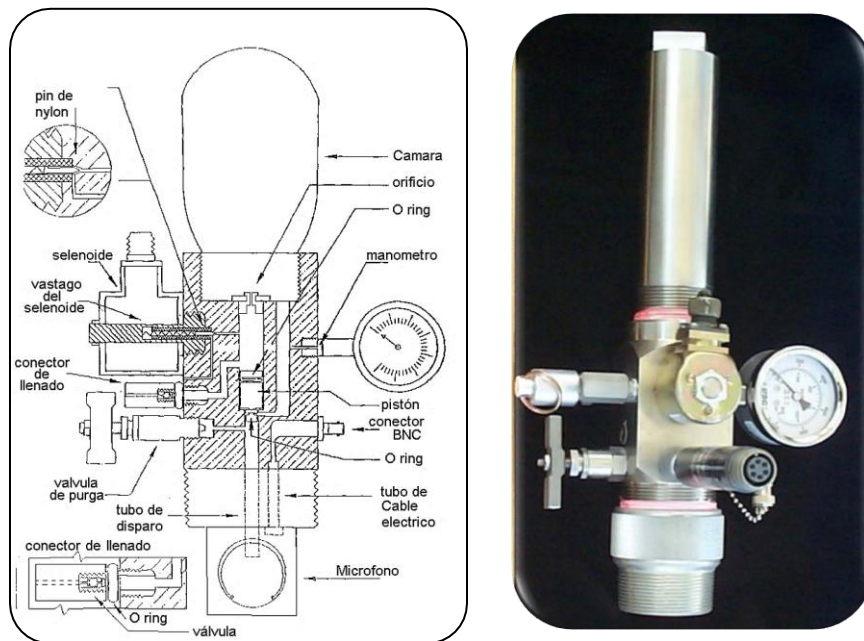


Figura 7-. Partes de pistola acústica. CESIGSA. (2011). Principios básicos y procedimiento del sistema analizador de pozos.

Mediante la interpretación de un registro del ecómetro se puede obtener el nivel del líquido, variaciones en el diámetro del espacio anular, profundidad de colocación de válvulas de bombeo neumático y presiones de fondo. Un registro del ecómetro típico es como el que se muestra en la figura 8, donde la primera cresta,

de abajo hacia arriba, sería el inicio de la onda de presión o disparo y las pequeñas crestas subsecuentes serían los coples de la T.P. y la cresta más grande al final es el nivel de líquidos.

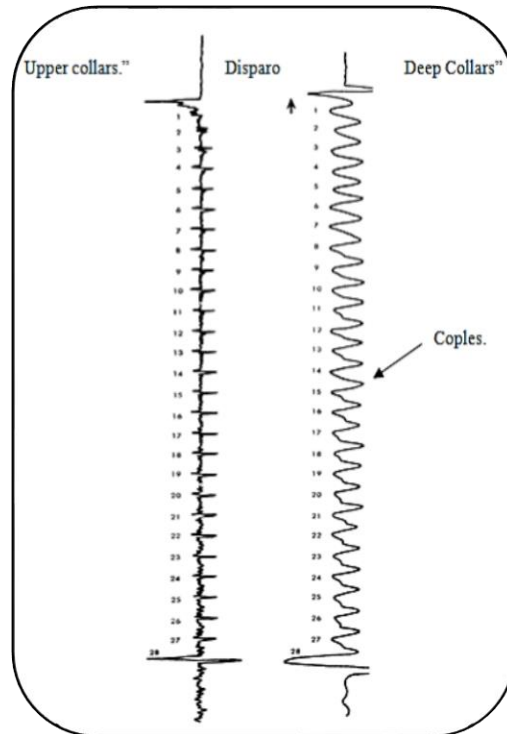


Figura 8-. Registro típico del ecómetro. CESIGSA. (2011). *Principios básicos y procedimiento del sistema analizador de pozos.*

➤ Dinamómetro

Es un instrumento que se integra por un transductor de carga, cable y un registrador el cual capta las fuerzas motrices (cargas) sobre la barra pulida en función de la posición de la barra. Estos pueden ser mecánicos, hidráulicos o electrónicos dependiendo de la instalación más adecuada en el pozo. El registro que se produce es llamado carta dinamométrica, estas cartas son interpretadas para detectar la mayoría de los problemas del sistema de bombeo mecánico.

El principio de operación del dinamómetro radica en la medición de los diferentes esfuerzos y cargas que se presentan durante el movimiento recíprocante de la sarta

de varillas, estos esfuerzos se obtienen mediante los transductores, los cuales, transforman la señal acústica o mecánica en eléctrica.

➤ Carta dinamométrica

Es un registro que presenta las cargas instantáneas en la barra pulida a diferentes posiciones durante el ciclo de bombeo. Mediante el uso de herramientas computacionales se logra obtener la carta dinamométrica de fondo, la cual, nos sirve para detectar problemas relacionados con la bomba de subsuelo, el comportamiento de los equipos de superficie y al mismo tiempo permite mejorar la eficiencia del sistema.

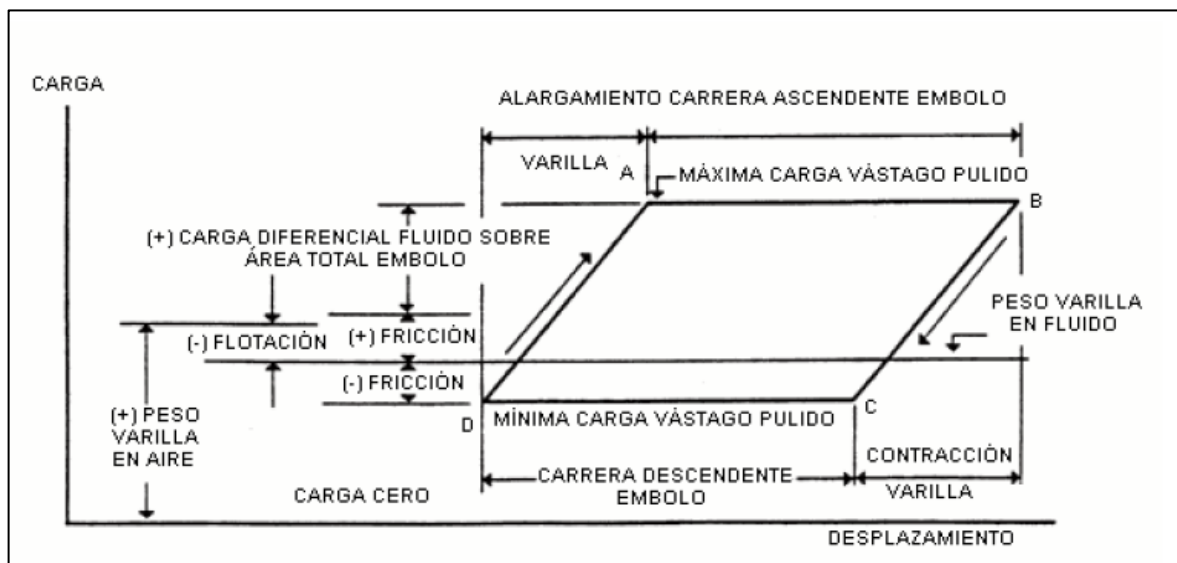


Figura 9 -. Carta dinamométrica ideal. *Oil Production*. (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production Consulting*; www.oilproduction.net

2.3.2 INTERPRETACIÓN DE CARTAS DINAMOMÉTRICAS

La interpretación y diagnóstico se puede realizar de manera cualitativa y cuantitativa.

El análisis cualitativo se basa en la observación y comparación de la carta dinamométrica de fondo calculada, con la forma ideal de la misma [5]. Entre los problemas más comunes podemos obtener:

- Carta dinamométrica de fondo ideal (Llenado completo de bomba) :

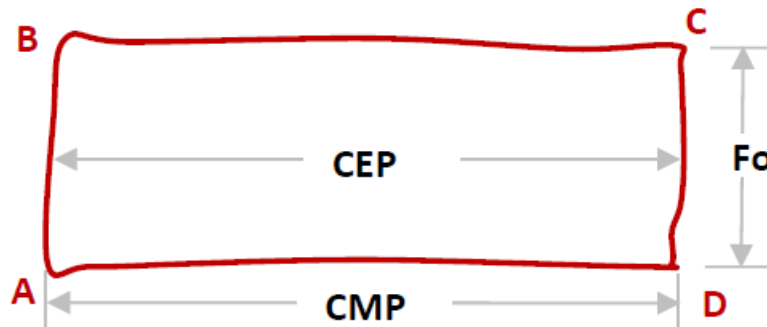


Figura 10-. Llenado completo de la bomba. *Oil Production*. (20 de 06 de 2021).
Obtenido de *Oil Production Consulting*: www.oilproduction.net

Donde

- **CEP (Carrera Efectiva del Pistón):** Longitud de la carrera del pistón cuando la carga total de fluido está actuando sobre la válvula de pie.
- **CMP (Carrera Máxima del Pistón):** Máxima longitud del movimiento del pistón respecto al barril durante una carrera completa.
- **A:** Punto muerto inferior de la carrera.
- **B:** Punto muerto superior de la carrera.
- **Fo (Carga de Fluido):** Es una fuerza que actúa sobre el pistón debido al diferencial de presión que actúa sobre el mismo (Presión de descarga, menos la presión de succión).

- **Desgaste de válvula viajera o pistón**

El pistón comienza su recorrido ascendente tomando la carga de fluido, pero debido a que existe una fuga en la válvula viajera o en el pistón no es posible llenar todo el volumen del barril y es por eso que se observa una ligera inclinación al inicio y termino de la carrera ascendente, así mismo, se puede observar que durante la carrera descendente la fuga no tiene ningún efecto ya que la válvula viajera se encuentra abierta.

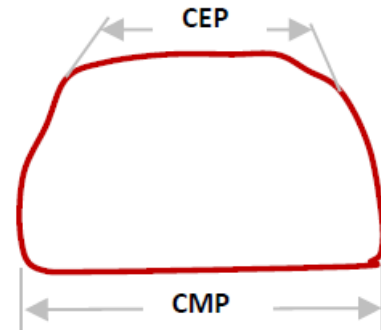


Figura 11-. Desgaste de válvula viajera o pistón. *Oil Production.* (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production. Consulting:* www.oilproduction.net

- **Golpe de Fluido**

El pistón comienza su recorrido ascendente cerrando la válvula viajera y abriendo la válvula fija, debido a que no existe suficiente fluido para llenar el barril en el momento en que el pistón comience la carrera descendente se encontrara con un casquete de gas a baja presión, por lo que generara que la válvula viajera no se abra si no hasta que se encuentre con el nivel de fluido, donde, debido a la velocidad del recorrido descendente se crea un efecto de impacto o golpe de fluido.

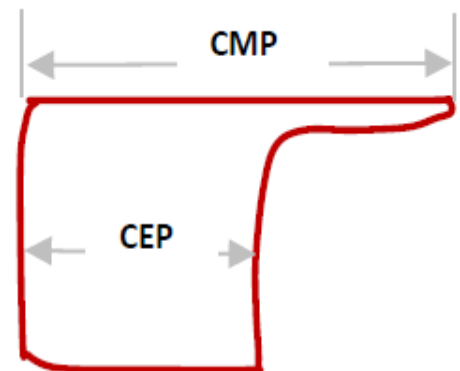


Figura 12-. Golpe de fluido. *Oil Production.* (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production. Consulting:* www.oilproduction.net

- **Interferencia de gas**

El pistón comienza su recorrido ascendente sin que la válvula fija se abra, esto nos indica que durante el recorrido no se produjo fluido de tipo aceite, al momento del recorrido descendente del pistón, debido a que el gas es un fluido altamente compresivo, no se necesita tanta carga para completar la carrera, es por eso que se puede observar un ángulo cóncavo al inicio y fin de la carrera descendente.

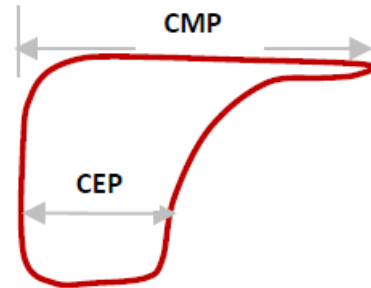


Figura 13-. Interferencia de gas. *Oil Production. (20 de 06 de 2021). Obtenido de Oil Production. Consulting: www.oilproduction.net*

- **Golpe de Bomba**

Este efecto ocurre cuando el pistón se encuentra espaciado muy debajo de manera que en el recorrido de la carrera descendente ocurre un impacto compresivo ocasionando una reducción en la carga, por lo que se observa el pico al final de la carrera.

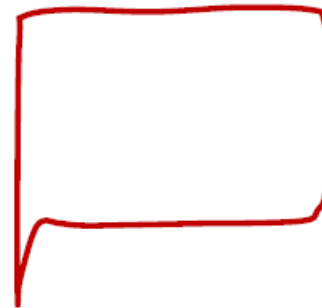


Figura 14-. Golpe de Bomba. *Oil Production. (20 de 06 de 2021). Obtenido de Oil Production. Consulting: www.oilproduction.net*

- **Ancla libre**

El pistón comienza la carrera ascendente con normalidad, pero llega un instante en el recorrido donde el ancla se afloja y asciende a la misma velocidad que lo realiza el pistón de manera que la válvula viajera y fija permanecen cerradas por lo cual no existe producción alguna de fluido, esto ocurre hasta que el pistón logra una mayor velocidad y el ciclo de carrera ascendente se estabiliza. El mismo efecto ocurre en la carrera descendente.

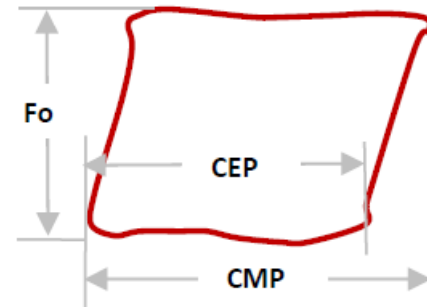


Figura 15-. Ancla libre. *Oil Production*. (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production Consulting*: www.oilproduction.net

Así mismo se tiene conocimientos de otros problemas no tan comunes del mal funcionamiento del sistema de bombeo mecánico como se pueden observar en la siguiente figura.

	BOMBA PEGANDO EN LA CARRERA ASCENDENTE SIN SALIR DE LA ZAPATA
	LA ARENA ATASCA O CASI ATASCA EL PISTÓN EN LA BOMBA
	PISTÓN DE LA BOMBA GOLPEANDO EN ARENA
	VÁLVULA FIJA PESCADA EN BOMBA DE TUBERÍA
	EL NIVEL DE FLUIDO COINCIDE CON LA VÁLVULA FIJA
	POZO BOMBEANDO COMPLETO (PUMPING - OFF)
	LÍNEA DE CARGA MOSTRANDO LA VÁLVULA VIAJERA MALA
	LÍNEA DE CARGA MOSTRANDO LA VÁLVULA FIJA MALA
	TUBO DE SUCCIÓN TAPADO POR ARENA
	PISTÓN EROSIONADO O GASTADO. EL FLUIDO ESTA PASANDO ENTRE EL PISTÓN Y LA CAMISA
	ALARGAMIENTO DE LAS CABILLAS DEBIDO A OBSTRUCCIONES EN LA LÍNEA DE FLUJO
	ALARGAMIENTO DE LAS CABILLAS DEBIDO A OBSTRUCCIONES EN LA LÍNEA DE FLUJO

Figura 16 -. Otros Problemas. *Oil Production*. (20 de 06 de 2021). Obtenido de *Oil Production Consulting*: www.oilproduction.net

2.4 SOFTWARE DINAMOMETRICOS

En la actualidad los únicos softwares para el cálculo de las cartas dinámicas de fondo y la medición del nivel de fluido son; Total Asset Monitor (TAM) y Total Well Management (TWM) ambos incluidos en el analizador de pozos Echometer , el cual, es un sistema integrado para la adquisición y diagnóstico de datos en levantamiento artificial que permite al operador maximizar la producción de petróleo y gas minimizando gastos operativos calculando presión de yacimiento, eficiencia del sistema, cargas en los equipos, desempeño del pozo, niveles acústicos de fluido, pruebas dinámicas , pruebas de potencia, porcentaje de espuma en el espacio anular y rastreo para plunger lift. [6].

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

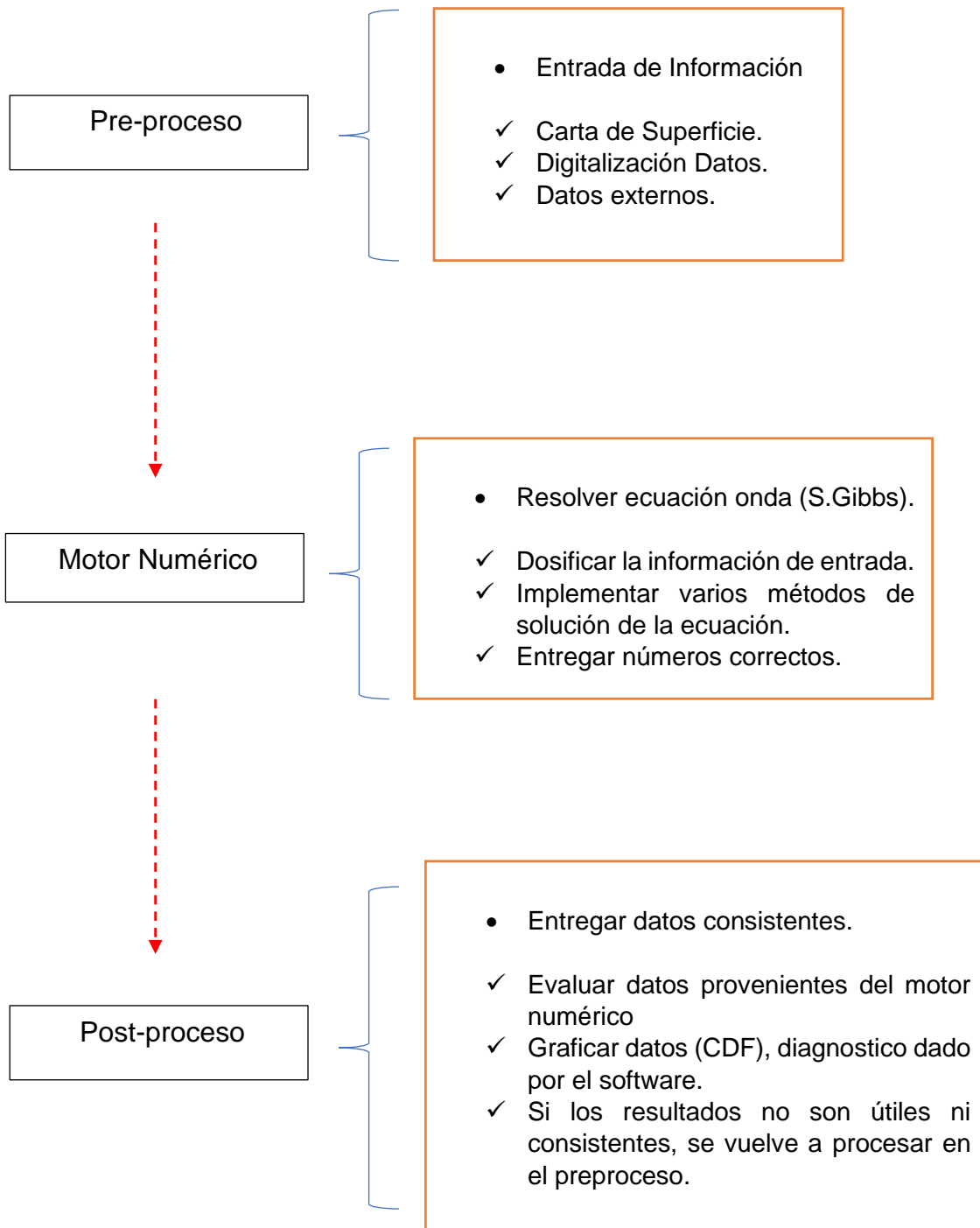
En el siguiente apartado abordaremos conceptos acerca del marco metodológico de la investigación, el tipo y alcance, así como el método que se utilizó para poder recolectar, interpretar, y analizar la información obtenida.

Sabemos que toda investigación está orientada a obtener nuevos conocimientos y poder aplicar, solucionar o simplemente sugerir acerca de aquellos fenómenos o interrogantes, que a veces son relevantes en este caso para la optimización del bombeo mecánico, por esta razón es necesario mencionar que la obtención de la información necesaria para la presente investigación fue realizada por medio de una investigación no experimental, es decir, que después de ocurrido el fenómeno le damos una explicación ha dicho problema, nos limitamos a la observación y se pudo establecer una propuesta de software DINASOFT para un mejor aprovechamiento del sistema. El alcance de esta investigación fue descriptiva-correlacional, es decir, que se logró describir la realidad del fenómeno (carta dinamometrica de fondo) y el diagnóstico que se puede realizar de todo el sistema.

3.2 METODOLOGÍA SOFTWARE DINAMOMÉTRICO.

Lograr la construcción de un sistema informático eficiente, que cumpla con los requerimientos planteados, es una tarea realmente intensa y sobre todo difícil de cumplir. Las metodologías para el desarrollo del software imponen un proceso disciplinado sobre su desarrollo con el fin de hacerlo más predecible y eficiente. Una metodología de desarrollo de software tiene como principal objetivo aumentar la calidad que produce en todas y cada una de sus fases de desarrollo y ejecución. No existe una metodología de software universal, ya que toda metodología debe ser adaptada a las características de cada proyecto exigiéndose así que el proceso sea configurable [7].

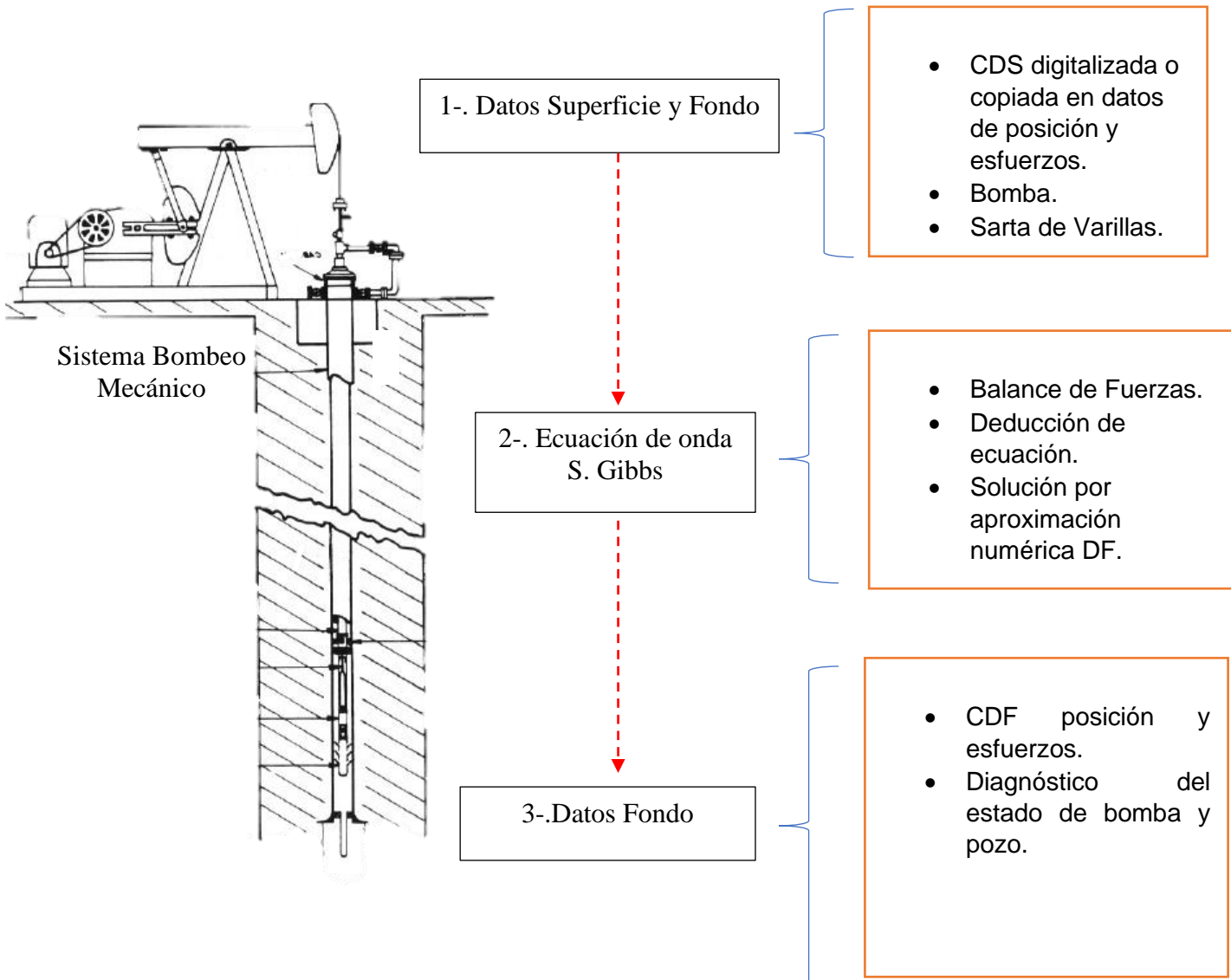
Aplicando este concepto al presente trabajo y con asesoría de expertos en la elaboración de softwares con métodos numéricos, se pudo dividir el proceso de creación en tres principales fases; pre-proceso donde se ingresa y se gestiona la información que alimenta el funcionamiento del programa, la etapa de motor numérico la cual trabaja con la información de la primer etapa para resolver el problema planteado (solución a la ecuación de onda) y por último la etapa de post-proceso encargada de evaluar y verificar los resultados obtenidos del motor numérico. A continuación, se presenta un esquema que ejemplifica de manera general las diferentes fases en la metodología del software dinamométrico.



Esquema 1 -. Fases en la metodología del software dinamométrico.

3.3 METODOLOGÍA SOFTWARE DINASOFT.

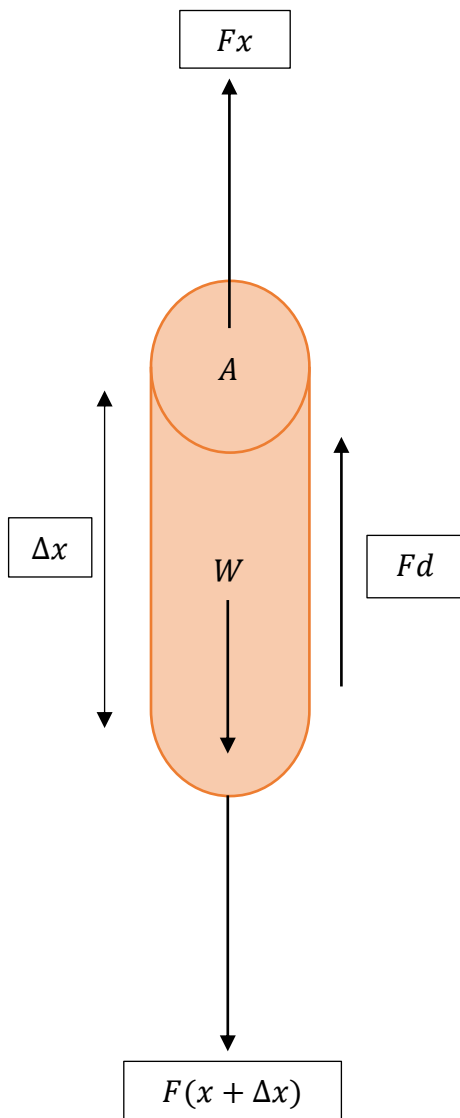
Con base en la metodología de software ya antes mencionada, se describe el proceso de 3 etapas en la elaboración del software especializado en dinamometría, donde, la etapa de pre-proceso se compone por los datos de superficie y fondo del pozo y la sarta de varillas a estudiar, el motor numérico que utiliza aproximación numérica por diferencias finitas (DF) para la solución de la ecuación de onda y por último el post-proceso que entrega la carta dinamométrica de fondo (CDF) y el diagnóstico de las condiciones del sistema, todo esto se puede observar detalladamente en el Esquema 2.



Esquema 2 -. Fases en la metodología del software DINASOFT.

3.4 PLANTEAMIENTO Y MODELADO DE PROBLEMA

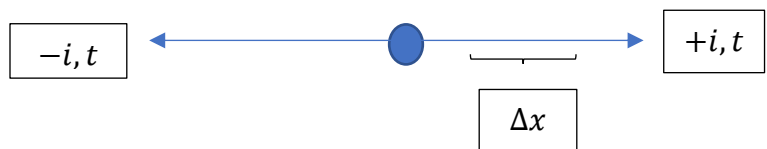
3.4.1 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES



Esquema 3: Fuerzas y nodos que intervienen en la sarta de varillas en la carrera descendente.

Donde:

- **W**: peso de la sarta de varillas.
- **A**: área de la sección transversal de la sarta de varillas.
- Δx : desplazamiento de la sarta de varillas
- **F x** : fuerza de tensión en dirección ascendente la barra.
- **F(x+ Δx)**: fuerza de compresión en dirección descendente a un desplazamiento Δx .
- **F d** : fuerza de amortiguamiento que se opone al movimiento descendente, resultado de la fricción y viscosidad del fluido sobre la superficie de la sarta de varillas.
- **i**: nodo en espacio (+) descendente, (-) ascendente.
- **t**: tiempo.



3.4.2 DEDUCCIÓN DE ECUACIÓN ONDA

El balance de fuerzas surge de la fuerza neta aplicada a un cuerpo, la cual, se puede definir como la masa por la aceleración (2da Ley Newton), por lo que analizando y sumando el conjunto de fuerzas del esquema 3 a un tiempo dado nos resulta como:

$$\sum \bar{F} = m\bar{a}$$

$$\bar{F}(x + \Delta x, t) - \bar{F}(x, t) - Fd + w = m\bar{a} \quad (1)$$

Al analizar el cambio de posición que sufre la sarta de varillas en la carrera descendente definimos el término de la aceleración como la segunda derivada de la posición con respecto al tiempo, la masa como el producto del volumen por la densidad del acero y su peso como el producto de la densidad aparente de las varillas por su masa y gravedad:

$$a = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}; \quad w = \rho_a A \Delta x g; \quad m: \rho A \Delta x$$

Donde:

$u =$ posición.

$\rho_a =$ densidad aparente (densidad de la varilla menos la densidad del fluido).

$g =$ gravedad

$A =$ área de la sección transversal

$a =$ aceleración

$\Delta x =$ desplazamiento

$w =$ peso de la sarta de varillas

Aplicando el límite a una función cuando su incremento (Δx) tiende a cero, en este caso, de la fuerza evaluada en el incremento de x menos la misma fuerza evaluada en x y todo sobre Δx es la derivada de cualquier función :

$$\frac{\partial F(x, t)}{\partial x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{F(x + \Delta x, t) - F(x, t)}{\Delta x}$$

Sustituyendo los términos de aceleración, masa, peso y empleando la definición de derivada en la ecuación (1)

$$\Delta x \frac{\partial F(x, t)}{\partial x} - Fd + \rho_a A \Delta x g = \rho A \Delta x \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (2)$$

Definiendo la fuerza de amortiguación [8] :

$$Fd = \frac{\pi a v}{2Lgc} \left[\frac{(\rho A)_+ + (\rho A)_-}{2} \right] \Delta x \frac{\partial u}{\partial t} \quad (3)$$

Donde:

$a =$ velocidad del sonido en la sarta de varilla – [ft/s] [m/s]

$gc =$ Constante de conversión de unidades – $32.17 \left[\left(\frac{lbm}{lbf} \right) \left(\frac{ft}{s^2} \right) \right] \left[1 \frac{kgm}{Ns^2} \right]$

$u =$ Desplazamiento de un punto en la sarta de varillas desde una posición inicial sin carga, medida positivamente en dirección descendente de la carrera – [ft]

$L =$ longitud del sistema de varillas – [ft][m]

$v =$ factor de amortiguamiento

$\rho =$ densidad de la sarta de varillas $\left[\frac{lbm}{ft^3} \right] \left[\frac{kg}{m^3} \right]$

+ – = lados de estudio del nodo i

Sustituyendo la ecuación 3 en la ecuación 2:

$$\Delta x \frac{\partial F(x, t)}{\partial x} - \frac{\pi a v}{2Lgc} \left[\frac{(\rho A)_+ + (\rho A)_-}{2} \right] \Delta x \frac{\partial u}{\partial t} + \rho_a A \Delta x g = \rho A \Delta x \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (4)$$

La fuerza de tensión y la deformación que sufre la sarta de varillas en la carrera descendente se realiza partiendo de la ley de Hooke y el Módulo de Young para el acero:

$$\text{Ley de Hooke: } F = k(u_1 - u_0)$$

Donde

$u_1 =$ posición $(x + \Delta x, t)$ con fuerza aplicada

$u_0 =$ posición (x, t) sin fuerza aplicada

$k =$ constante para cuerpos elasticos

$$\text{Modulo de Young: } E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{\Delta u}{\Delta x}}$$

Donde:

$\sigma =$ Esfuerzo aplicado.

$\varepsilon =$ Deformación.

$\Delta x =$ Longitud sarta de varillas.

$\Delta u =$ Cambio de posición de la sarta de varillas.

$F =$ Fuerza.

$A =$ Área.

Definiendo en forma de derivada la fuerza de tensión que actúa sobre la sarta de varillas.

$$F = EA \frac{\Delta u}{\Delta x} = EA \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(u_1 - u_0)}{\Delta x} = EA \frac{\partial u}{\partial x} \quad (A)$$

Sustituyendo la fuerza de tensión y acomodando la ecuación 4:

$$\Delta x (EA \frac{\partial u}{\partial x})_+ + (EA \frac{\partial u}{\partial x})_- - \frac{\pi a v}{2 L g c} [(\rho A)_+ + (\rho A)_-] \Delta x \frac{\partial u}{\partial t} + \rho_a A \Delta x g = \rho A \Delta x \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (5)$$

Analizando solamente la carrera descendente despreciando las fuerzas (-) ascendentes podemos reducir la ecuación (5)

$$\Delta x (EA \frac{\partial u}{\partial x})_+ + - \frac{\pi a v}{2 L g c} [(\rho A)_+] \Delta x \frac{\partial u}{\partial t} + \rho_a A \Delta x g = \rho A \Delta x \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (5)$$

Despreciando el efecto de la gravedad, despejando el factor de conversión, dividiendo entre Δx y acomodando la ecuación en la parte espacial y la parte temporal, se obtiene la ecuación de onda unidimensional con amortiguamiento propuesta por S. Gibbs [9].

$$v^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = c \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\rho A}{g c} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (6)$$

Donde:

$$v^2 = \sqrt{\frac{144 E g c}{\rho}} \quad c = \frac{\pi a v}{2 L}$$

$$E = \text{Modulo de Young de la sarta de varillas} \left[\frac{lbf}{ft^2} \right] - [Pa].$$

$$A = \text{Área transversal de la sarta de varillas} [ft^2] - [m^2].$$

$$\rho = \text{Densidad de la sarta de varillas} \left[\frac{lbf}{ft^3} \right] - \left[\frac{kg}{m^3} \right].$$

$$v = \text{Velocidad del sonido en la sarta de varillas} \left[\frac{ft}{seg} \right] - \left[\frac{m}{seg} \right].$$

$u =$ Desplazamiento desde una posición inicial sin tensión [m] – [ft].

$gc =$ Factor de conversión $32.17 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{lbf}} \frac{\text{ft}}{\text{seg}^2} \right] [1 \text{ kg}/\text{Nseg}^2]$.

$L =$ Longitud de la sarta de varillas [ft] – [m].

$x =$ Posición de la sarta de varillas [ft] – [m].

3.5 SELECCIÓN DEL MÉTODO NUMÉRICO

Debido a que la ecuación de onda (6) es una ecuación diferencial hiperbólica lineal que describe las fuerzas longitudinales de vibraciones y esfuerzos que sufre la sarta de varillas, diferentes métodos numéricos podrían utilizarse para resolver esta ecuación. De acuerdo con estudios matemáticos [9] el método más adecuado para la solución de dicha ecuación es el método de diferencias finitas ya que este permite discretizar ecuaciones diferenciales permitiendo un tratamiento más simple del problema diferencial parcial, así mismo, ofrece una considerable flexibilidad en las opciones de mallas en las dimensiones de tiempo y espacio.

El principal objetivo de este método es generar valores discretos de una función en los nodos de una malla que cubre el dominio de solución dentro de una secuencia de niveles de tiempo que son separados por incrementos (Δt , Δx). Este se basa en el análisis de la serie de Taylor, donde, aproximando la ecuación diferencial mediante la serie truncada se obtiene la expresión en diferencias finitas (discretización).

3.5.1 Discretización de la Ecuación de Onda por el Método de Diferencias Finitas

A partir de la serie de Taylor:

$$u(x + \Delta x) = u(x) + \frac{\Delta x}{1!} u'(x) + \frac{\Delta x^2}{2!} u''(x) + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} u^n(x)$$

Indicando las ecuaciones diferenciales y simplificando la notación con nodos:

$$u_{i+1} = u_i + \frac{\Delta x}{1!} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} \frac{\partial^n u}{\partial x^n}$$

Despejando la primera derivada:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{u_{i+1} - u_i}{\Delta x} - e \quad (7)$$

Donde $e = \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}$ es llamado error de truncamiento

Aplicando diferencias progresivas y regresivas a la serie de Taylor.

$$\begin{aligned} u_{i+1} &= u_i + \frac{\Delta x}{1!} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} \frac{\partial^n u}{\partial x^n} \\ u_{i-1} &= u_i - \frac{\Delta x}{1!} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - \dots - \frac{\Delta x^n}{n!} \frac{\partial^n u}{\partial x^n} \end{aligned}$$

Sumando la expresión de diferencias regresivas a la de diferencias progresivas y sin tomar en cuenta el error de truncamiento se obtiene la aproximación en diferencias centrales para la derivada de segundo grado:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \approx \frac{u_{i-1} - 2u_i + u_{i+1}}{\Delta x^2} \quad (8)$$

Utilizando la ecuación (7) y (8) despreciando el error de truncamiento e obtenemos las derivadas parciales dependientes del tiempo y espacio de nuestra ecuación de onda, definiendo los nodos i para la aproximación en espacio y j para el tiempo:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{u_{i,j+1} - u_{i,j}}{\Delta t} \quad (9)$$

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{u_{i,j+1} - 2u_{i,j} + u_{i,j-1}}{\Delta t^2} \quad (10)$$

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{u_{i+1,j} - 2u_{i,j} + u_{i-1,j}}{\Delta x^2} \quad (11)$$

Una vez que se dedujeron las aproximaciones por el método de diferencias finitas tanto en tiempo como en espacio factorizamos y sustituimos las expresiones (9), (10) y (11) en la ecuación de onda (6) considerando un factor de amortiguamiento c constante:

$$\frac{144Egc}{\rho} \left[\frac{u_{i+1,j} - 2u_{i,j} + u_{i-1,j}}{\Delta x^2} \right] = c \frac{u_{i,j+1} - u_{i,j}}{\Delta t} + \frac{\rho A}{gc} \frac{u_{i,j+1} - 2u_{i,j} + u_{i,j-1}}{\Delta t^2} \quad (12)$$

Factorizando $\left(\frac{1}{\Delta x}\right)$ y reagrupando términos similares

$$\begin{aligned} \frac{1}{\Delta x} (EA/\Delta x) u_{i+1,j} &= \left(\frac{\rho A}{144gc} + \frac{\rho A}{144gc} \right) u_{i,j+1} + \left[\frac{1}{\Delta x} (EA/\Delta x) + \frac{1}{\Delta x} \left((EA/\Delta x) - \frac{2\rho A}{144gc\Delta t^2} - \frac{c\rho A}{144gc\Delta t} \right) \right] u_{i,j} \\ &+ \left(\frac{\rho A}{144gc\Delta t^2} \right) u_{i,j-1} - \frac{1}{\Delta x} (EA/\Delta x) u_{i-1,j} \quad (12.1) \end{aligned}$$

Factorizando $\frac{\rho A}{144gc\Delta t^2}$, multiplicando por Δx y $(EA/\Delta x)$ la ecuación (12.1) y sin tomar en cuenta el diámetro variable de la sarta de varillas, para facilitar la programación de la ecuación discretizada, se puede obtener la solución de la

ecuación de onda al espacio futuro $u_{i+1,j}$ (desconocido) calculada mediante el método de solución explícito.

$$u_{i+1,j} = \{[\gamma(1 + c\Delta t)u_{i,j+1} - [\gamma(2 + c\Delta t) - 2(EA/\Delta x)]u_{i,j} + \gamma u_{i,j-1} - (EA/\Delta x)u_{i-1,j}]\} / (EA/\Delta x) \quad (13)$$

$$\text{Donde } \gamma = \frac{\Delta x}{\Delta t^2} \left[\frac{\rho A}{144gc} \right]$$

La ecuación (13) es utilizada para transmitir la posición y carga de superficie a datos en el fondo del pozo calculando los desplazamientos en cada nodo a lo largo de la sarta de varillas con diámetro constante, la cual, fue utilizada para la elaboración del programa en el presente trabajo. Así mismo considerando que la mayoría de los pozos a analizar en el presente trabajo tienen una configuración de sarta de varillas con diámetro variable, al momento que el programa resuelve la ecuación de onda, se realiza el cálculo de un área equivalente considerando los diferentes diámetros y las diferentes longitudes a lo largo de la sarta de varillas.

Debido a que la ecuación de onda contiene derivadas de segundo orden tanto en tiempo como en espacio, es necesario definir condiciones iniciales y de borde para su solución, sin embargo, el problema resuelto en este trabajo no requiere de condiciones iniciales debido a que solo se desean soluciones periódicas de estado estacionario por lo que solo se trabaja con las condiciones de borde o mejor conocidas como condiciones de frontera.

Estas condiciones de frontera se pueden obtener de manera directa haciendo uso del gráfico dinamométrico de la barra pulida contra su desplazamiento (CDS), los cuales son registrados en incrementos uniformes de tiempo. Las cartas dinamométricas de superficie se registran comúnmente como gráficos continuos, sin embargo, estos gráficos no cuentan con puntos en incrementos de tiempo iguales, por lo que en este trabajo se hizo uso del método de análisis cinemático propuesto por Svinos [10] y la derivación de datos hecha por Gray

[11], donde, se utilizó la cinemática de la unidad de bombeo para lograr una relación uniforme entre el tiempo y el desplazamiento de la barra pulida asumiendo una velocidad constante del motor y despreciar los efectos de inercia.

Si analizamos la ecuación (13) se requiere conocer en un inicio los dos desplazamientos en el espacio de los nodos $u_{i,j}$ y $u_{i-1,j}$ anteriores a la solución $u_{i+1,j}$, por lo tanto, para iniciar la solución debemos conocer los desplazamientos $u_{0,j}$ y $u_{1,j}$ para todos los pasos de tiempo. El desplazamiento $u_{0,j}$ se conoce por medio de la carta dinamométrica de superficie y el desplazamiento $u_{1,j}$ se puede calcular utilizando la ley de Hooke (ecuación A):

$$F = EA \frac{\partial u}{\partial x}$$

Sustituyendo la carga de la barra pulida F_{PR} por F y aplicando la relación de diferencias progresivas podemos obtener el desplazamiento en $u_{1,j}$:

$$F_{PR,j} = \frac{EA}{\Delta x} (u_{1,j} - u_{0,j})$$

$$u_{1,j} = \frac{\Delta x F_{PR,j}}{EA} + u_{0,j}$$

Donde F_{PR} es la carga dinámica de la barra pulida (carga tomada de superficie menos el peso flotante de las varillas).

3.6 PROGRAMACIÓN DE LA ECUACIÓN UTILIZANDO MATLAB

Se utilizó la ecuación (13) de diferencias finitas para casos de diámetros constantes de la sarta de varillas. El código para la obtención y validación de cartas dinamométricas de fondo se basó en el procedimiento descrito en el artículo técnico de la SPE “*An Improved Finite-Difference Calculation of Downhole Dynamometer Cards for Sucker-Rod Pumps*” [12] utilizando el lenguaje de programación MATLAB E2021b.

3.7 VALIDACIÓN DEL CÓDIGO DINASOFT

Se utilizaron 3 casos propuestos en el artículo técnico de la SPE “*An Improved Finite-Difference Calculation of Downhole Dynamometer Cards for Sucker-Rod Pumps*” [12] para la validación del procedimiento propuesto en dicho artículo y 8 casos de pozos en el activo de POZA RICA para la validación del código como uso de una aplicación práctica de uso continuo para la toma de información de pozos en los activos petroleros de México, validando el software comparando los resultados con el software comercial Total Well Management (TWM) incluyendo sus respectivas cartas dinamométricas de superficie ,datos del pozo y características de la unidad de bombeo.

Los casos utilizados para validar el programa contienen una sarta de varillas de diámetro constante y variable, diferente longitud de sarta y diferente velocidad de bombeo. Antes de introducir los datos de la unidad de bombeo y del pozo necesarios para la ejecución del programa, se procedió a digitalizar las cartas dinamométricas de superficie de los casos del artículo técnico y a copiar las coordenadas de posición y carga directamente del software TWM para los casos del activo POZA RICA.

A partir de la obtención de la carta dinamométrica de fondo se interpreta y diagnostica mediante un análisis cualitativo las fallas o problemas existentes en el sistema y sus posibles soluciones.

3.8 DIAGNÓSTICO DE LA CARTA DINAMOMÉTRICA DE FONDO.

El diagnóstico puede ser de manera cualitativa y cuantitativa completando cada una de ellas con información sobre el estado de la bomba y condiciones operativas del bombeo mecánico. Este trabajo se enfoca principalmente en el diagnóstico cualitativo, esto debido a la falta de adquisición de datos del pozo y del fluido, con este diagnóstico se puede obtener información acerca de las condiciones y estado de los equipos de subsuelo, entrada de fluido a la bomba, esfuerzos en la sarta de varillas y condiciones de producción en el pozo. Este diagnóstico se basa en el análisis visual de la carta dinamométrica de fondo con la comparación de los problemas comunes en el bombeo mecánico.

CAPÍTULO IV VALIDACIÓN Y RESULTADOS

En el siguiente capítulo se explican las especificaciones y el manejo del software “DINASOFT” .Por otro lado se presenta la validación de la herramienta con 3 de los casos presentados en el artículo técnico “*An Improved Finite- Difference Calculation of Downhole Dynamometer Cards for Sucker-Rod Pumps*” [12] y 7 casos reales de pozos en el activo POZA RICA ,luego de validar, se muestran los diferentes informes de problemas comunes en el bombeo mecánico a través del diagnóstico creado por DINASOFT, esto con el fin que el usuario pueda identificar y resolver cualquier problemática que está afectando al sistema de producción.

4.1 MANEJO Y ESPECIFICACIONES DEL PROGRAMA DINASOFT

El código del motor numérico fue realizado a través del lenguaje de programación MATLAB R2021b basado en la solución de la ecuación de onda mediante el método de diferencias finitas.

DINASOFT es un software convertido a una aplicación de escritorio que permite obtener cartas dinamométricas de superficie y fondo a partir de coordenadas de posición en pulgadas y carga en libras de la CDS, el cálculo de la carta dinamométrica de fondo se realiza utilizando datos de la sarta de varillas y la velocidad de bombeo a la cual fue tomada la CDS, lo cual se logra a través de la solución numérica de la ecuación de onda. Así mismo la aplicación realiza un diagnóstico sobre el estado de la producción del pozo y sus posibles soluciones.

Al momento de abrir la aplicación DINASOFT se desplegará una sub-aplicación (figura 18), la cual se divide en 3 secciones principales, la sección de datos donde al usuario se le pide que de manera manual introduzca los valores correspondientes sobre el sistema de sarta de varillas, el tipo de unidad de bombeo y la velocidad de bombeo del pozo, la sección de cartas dinámicas donde se grafica la carta de superficie y de fondo mediante el cálculo de la ecuación de onda, y por último la sección de panel de control donde se encuentran los botones que activan la importación de los datos dinámicos, el cálculo de las cartas, el diagnóstico completo del pozo y la limpieza de datos para un nuevo diagnóstico.

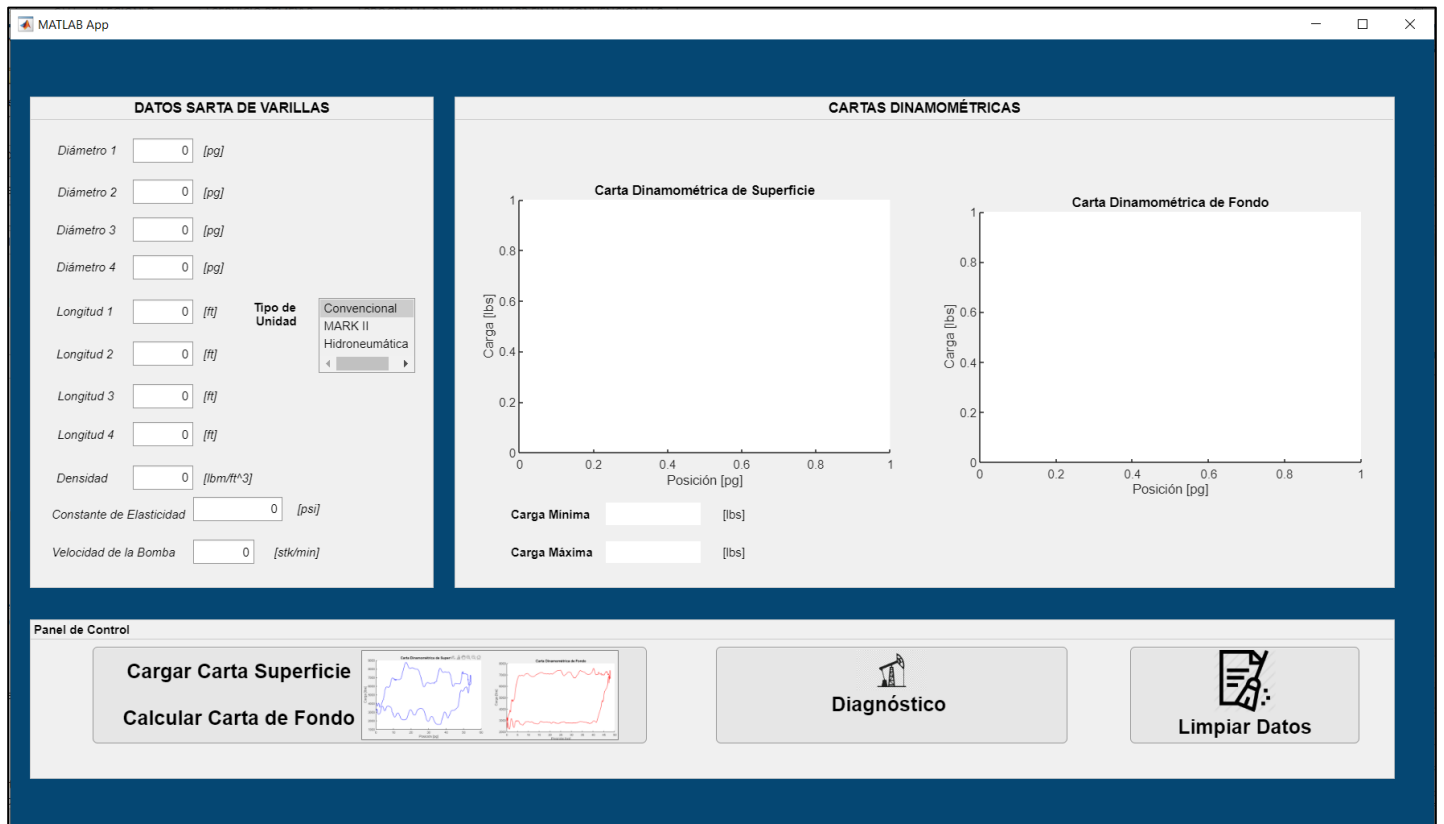


Figura 17 -. Secciones Sub-Aplicación DINASOFT.

Para comenzar a utilizar la aplicación lo primero que debe hacer el usuario es llenar de manera manual los datos del sistema de varillas y bomba del estudio de caso que desea analizar, después , cargar los datos de la carta de superficie (esfuerzos y posiciones en formato xls.) del pozo que desee utilizando el botón de “Cargar Carta de Superficie”, donde, abrirá el explorador de archivos del equipo donde se deberá elegir el archivo en formato xls.

Una vez cargados los datos de la carta de superficie, la aplicación realizará el cálculo interno de la solución a la ecuación de onda con los datos proporcionados por el usuario y nos mostrará los dos gráficos dinamométricos tanto de superficie como de fondo.

Finalmente para completar el análisis cualitativo del comportamiento de la bomba y del sistema de bombeo mecánico se procede a accionar el botón “Diagnostico” donde se desplegara una sub-aplicación (figura 19) que cuenta con los problemas y los elementos más comunes dentro de las cartas dinamométricas para el diagnóstico y análisis del bombeo mecánico, que de manera manual , el usuario deberá seleccionar el grafico del problema que más se asemeje al que este presentando la carta de fondo del pozo a analizar.

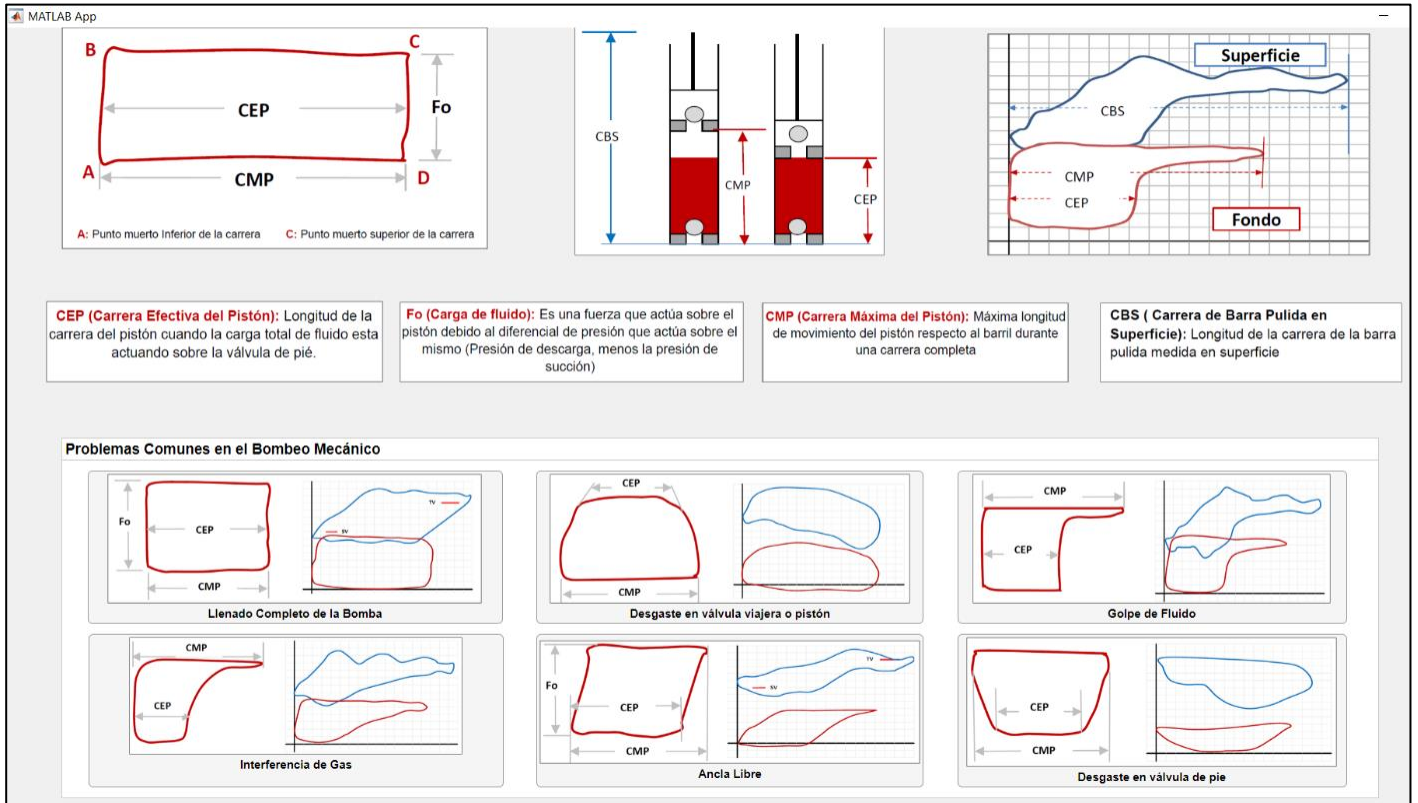


Figura 18 -. Sub-Applicación Diagnóstico DINASOFT.

4.2 VALIDACIÓN Y RESULTADOS PROGRAMA DINASOFT

Para la validación de la aplicación se utilizaron 10 casos (Figuras 19-38), 3 presentados en el artículo técnico “*An Improved Finite-Difference Calculation of Downhole Dynamometer Cards for Sucker-Rod Pumps*” [12], y 7 casos del activo POZA RICA. A continuación, se enlistan cada uno de los casos comparados con los resultados del artículo técnico y del software comercial TWM, en cada uno se presentan los datos correspondientes para su cálculo e indicando el tipo de unidad de bombeo mecánico.

❖ Caso 1- Unidad Convencional:

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="2000"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="15"/>	[stk/min]

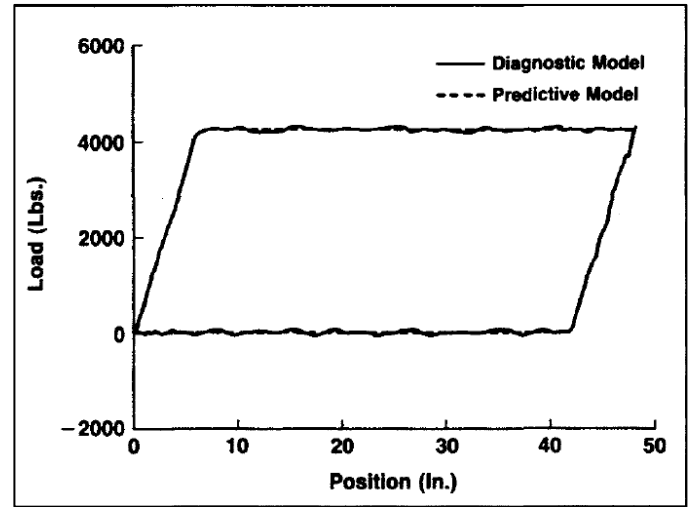
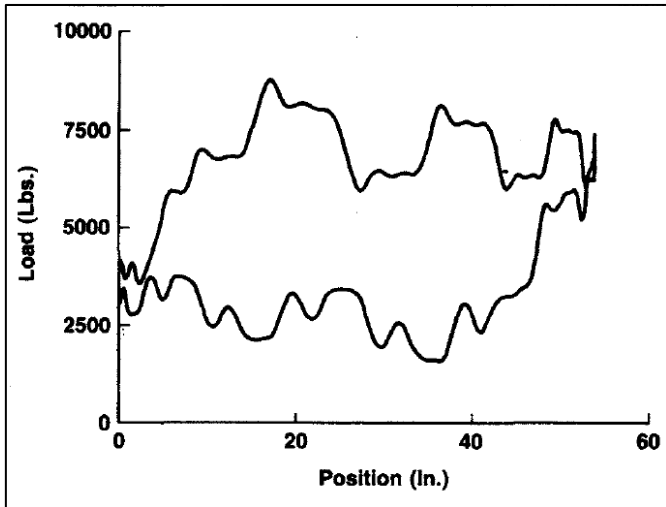


Figura 19 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas en el artículo técnico.

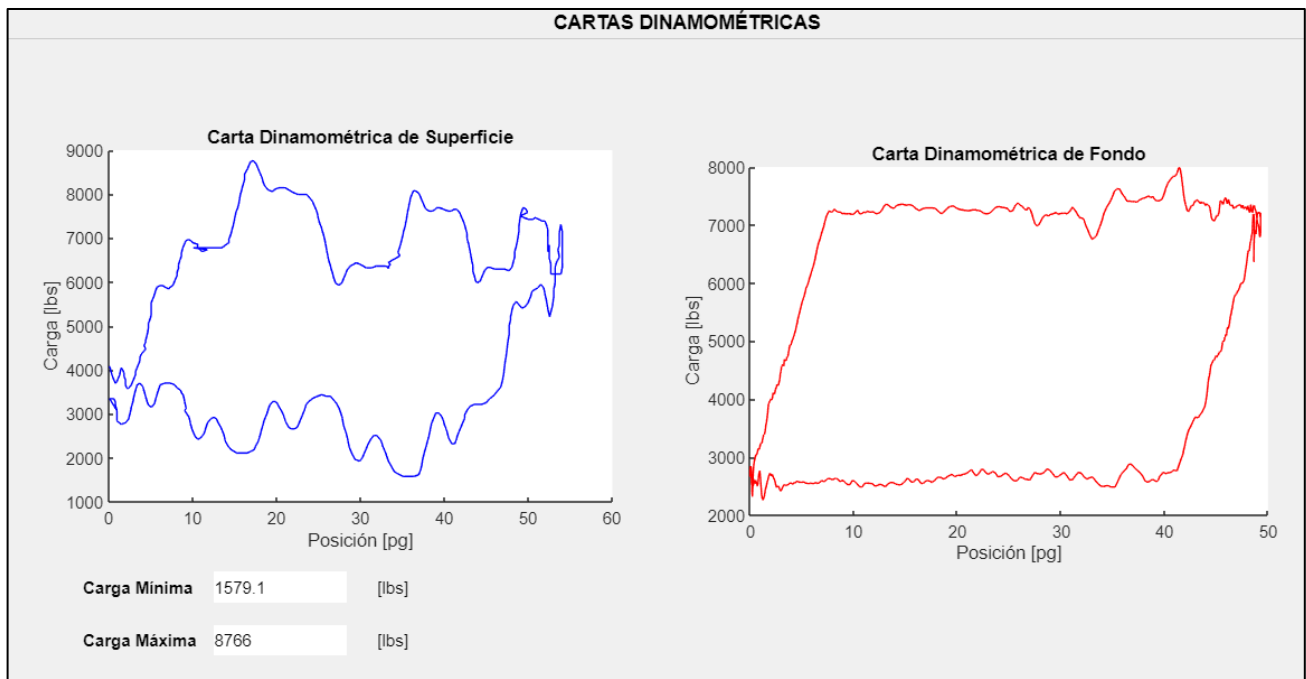


Figura 20 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso 2 – Unidad Mark II

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1950"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1950"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="8"/>	[stk/min]

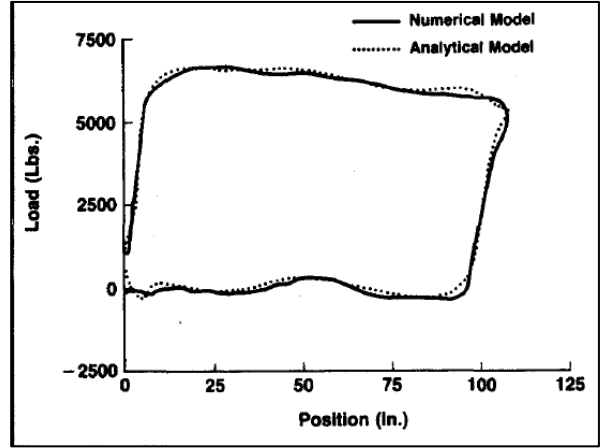
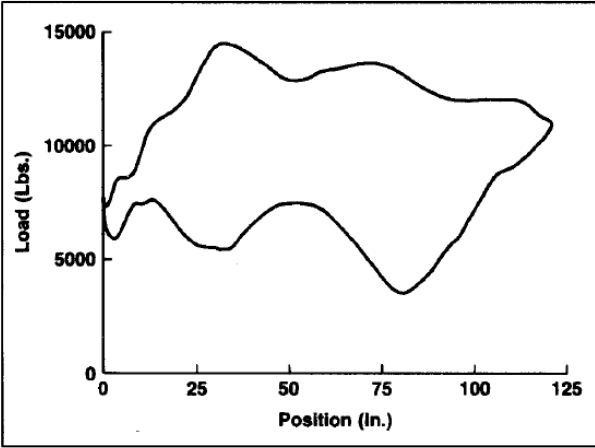


Figura 21 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas en el artículo técnico.

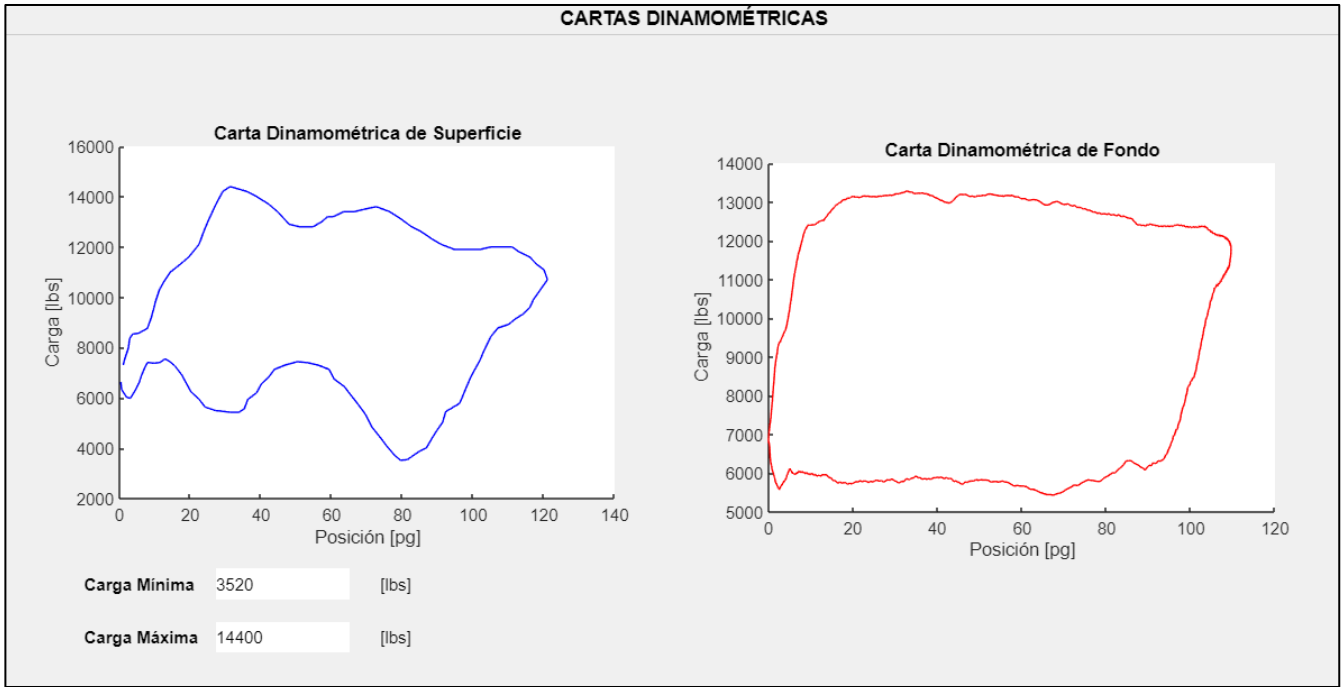


Figura 22 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso 3 – Unidad Convencional

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="3179"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="10"/>	[stk/min]

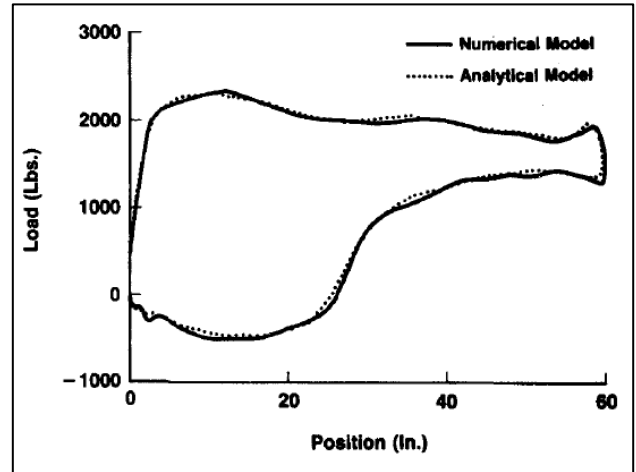
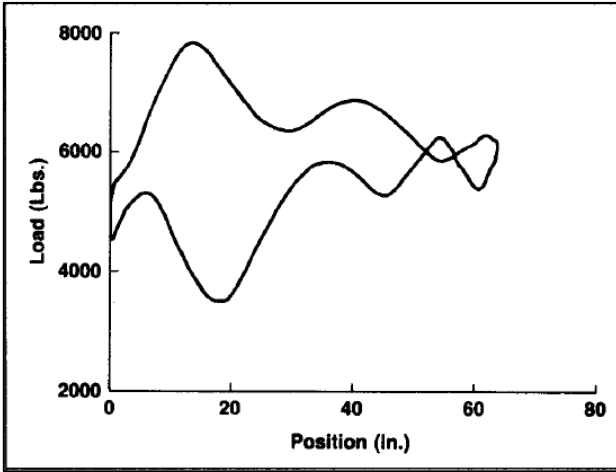


Figura 23 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas en el artículo técnico.

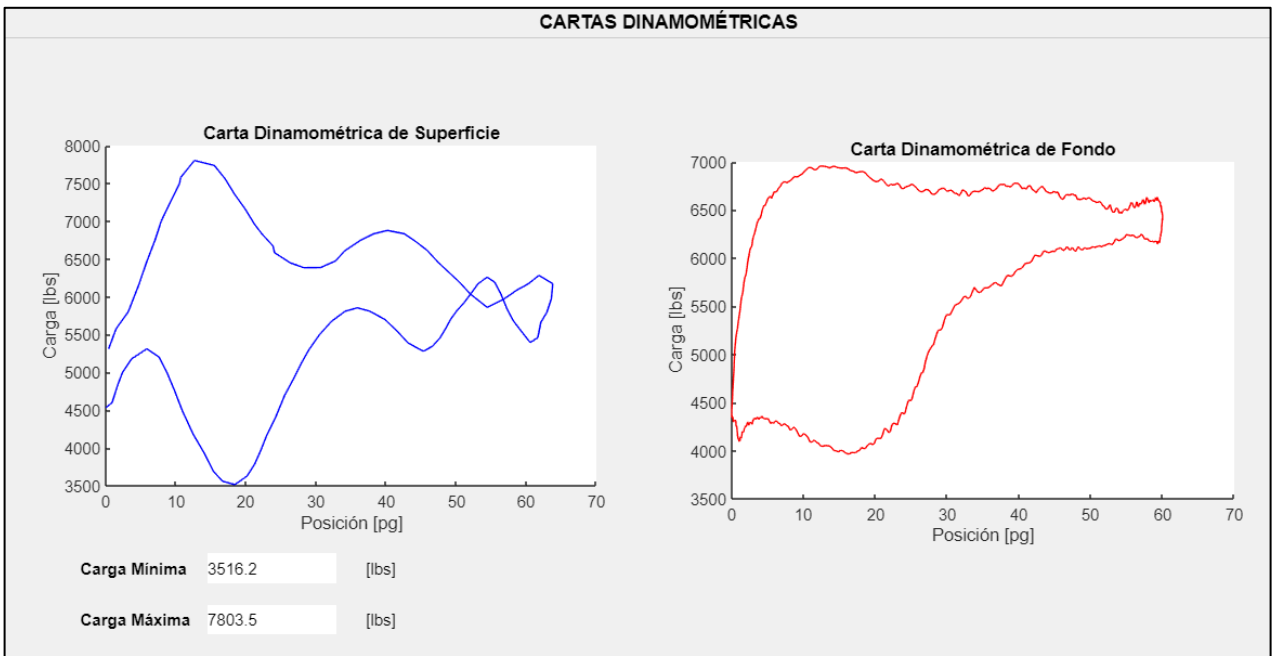


Figura 24 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso ESCOLIN 122 – Unidad hidroneumática (TIEBEN)

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1900"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1900"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="4150"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="3.7"/>	[stk/min]

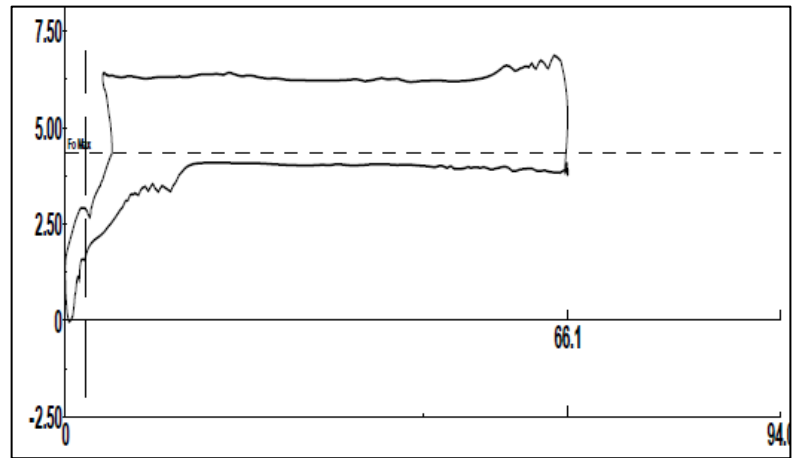
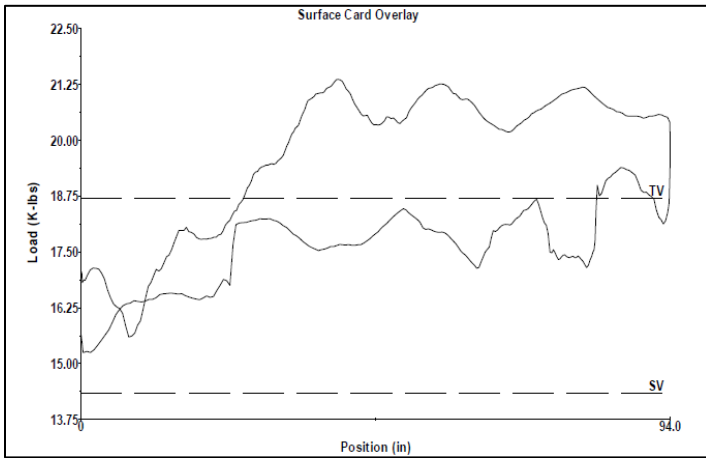


Figura 25 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

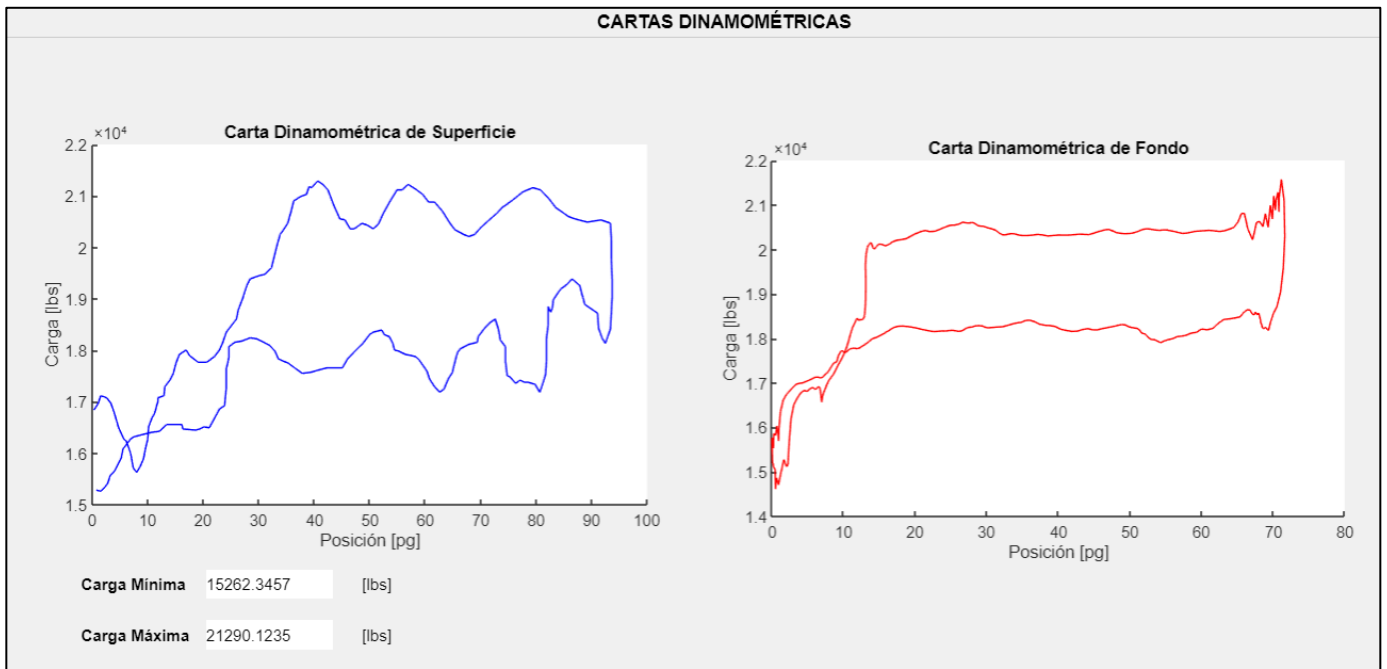


Figura 26 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso ESCOLIN 127 – Unidad Convencional

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1825"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1875"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="3875"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="2"/>	[stk/min]

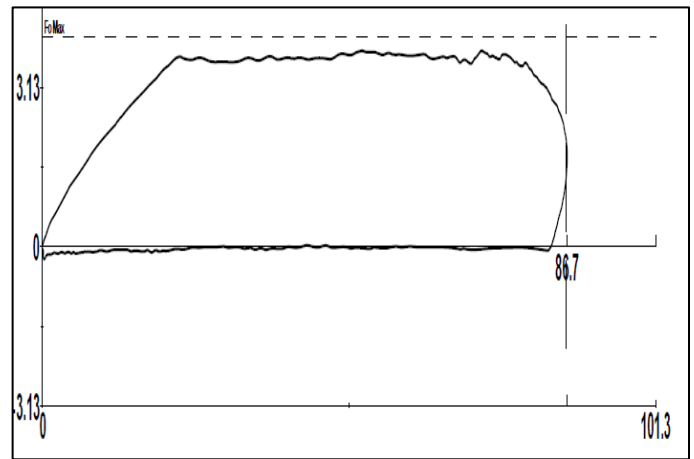
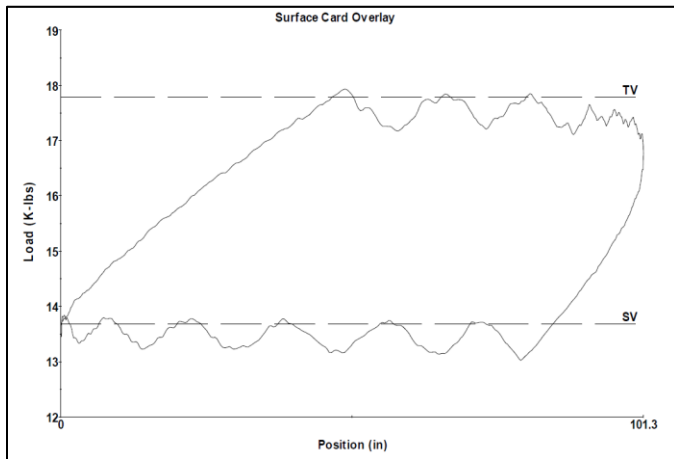


Figura 27 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

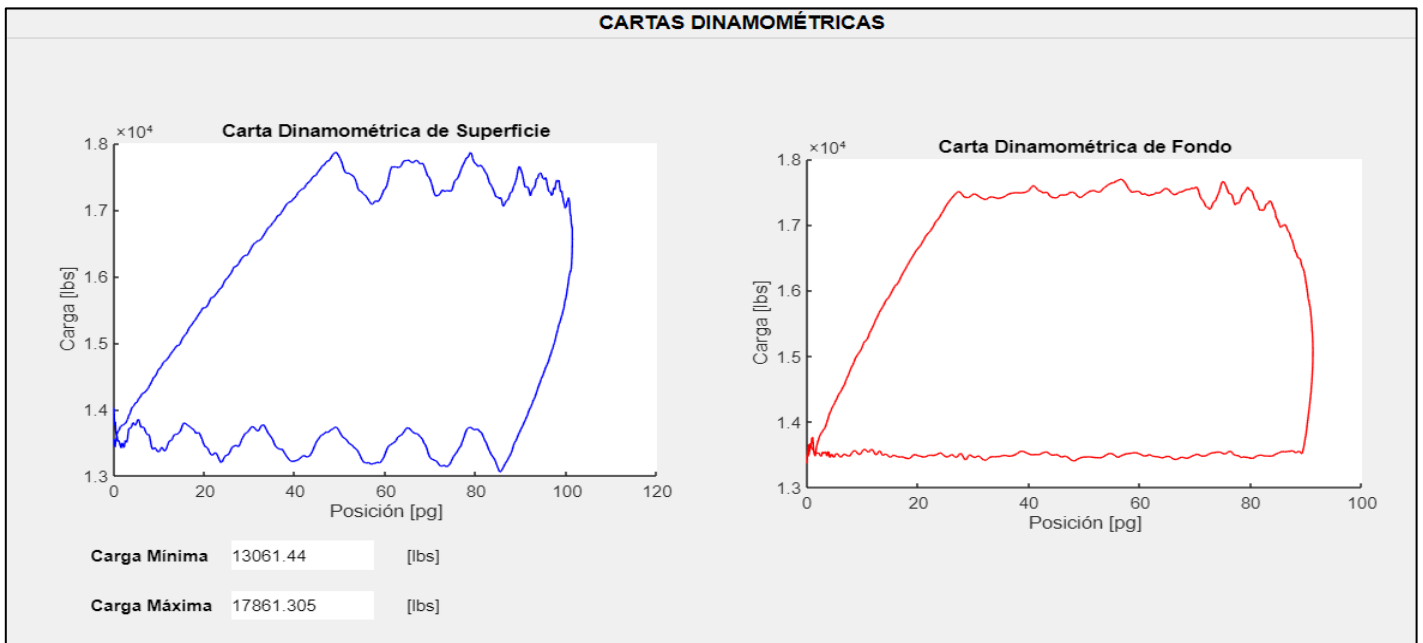


Figura 28 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso POZA RICA 99- Unidad MARK II

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1775"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1950"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="2850"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="6.2"/>	[stk/min]

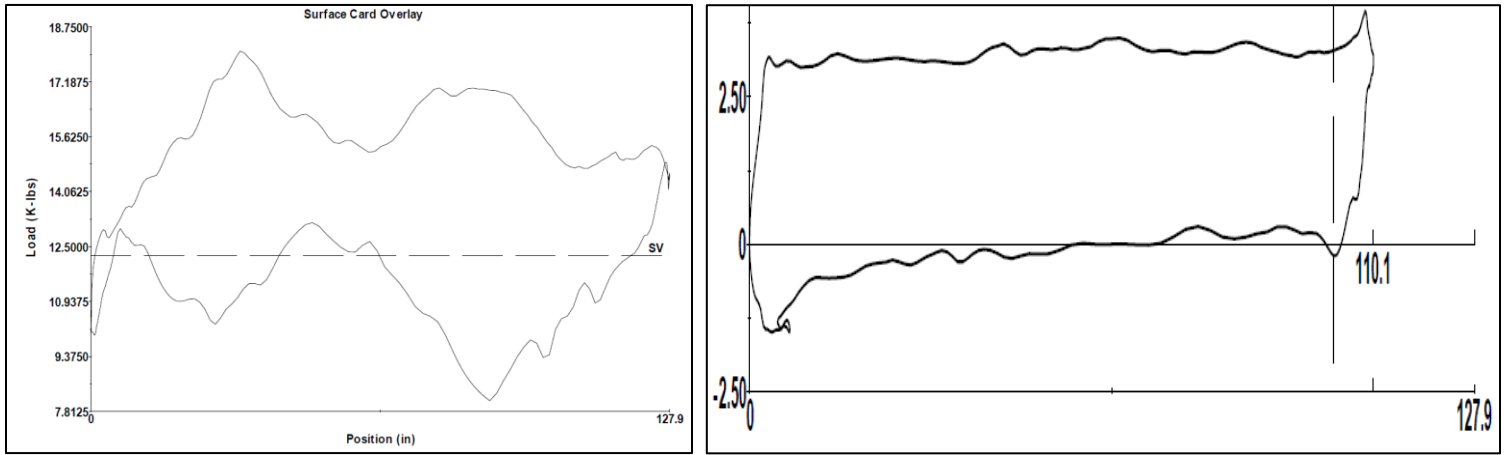


Figura 29 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

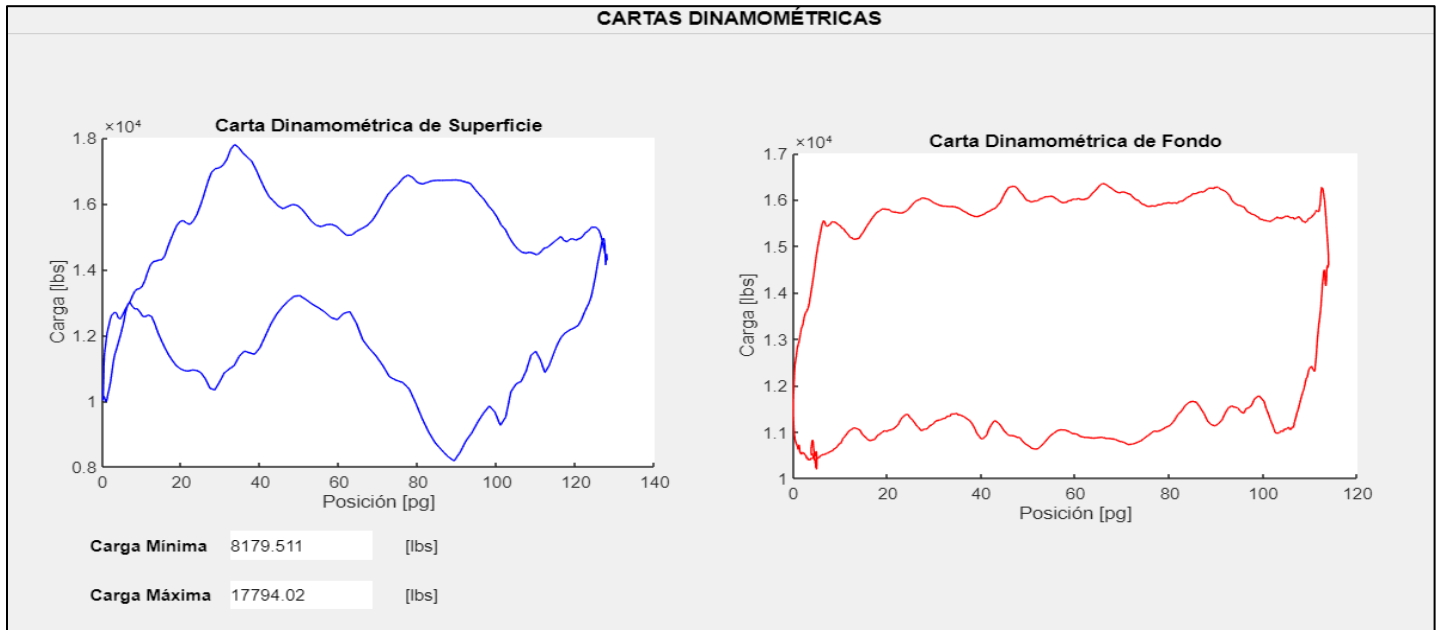


Figura 30 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso POZA RICA 359 – Unidad MARK II

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1425"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1650"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="3200"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="2.476"/>	[stk/min]

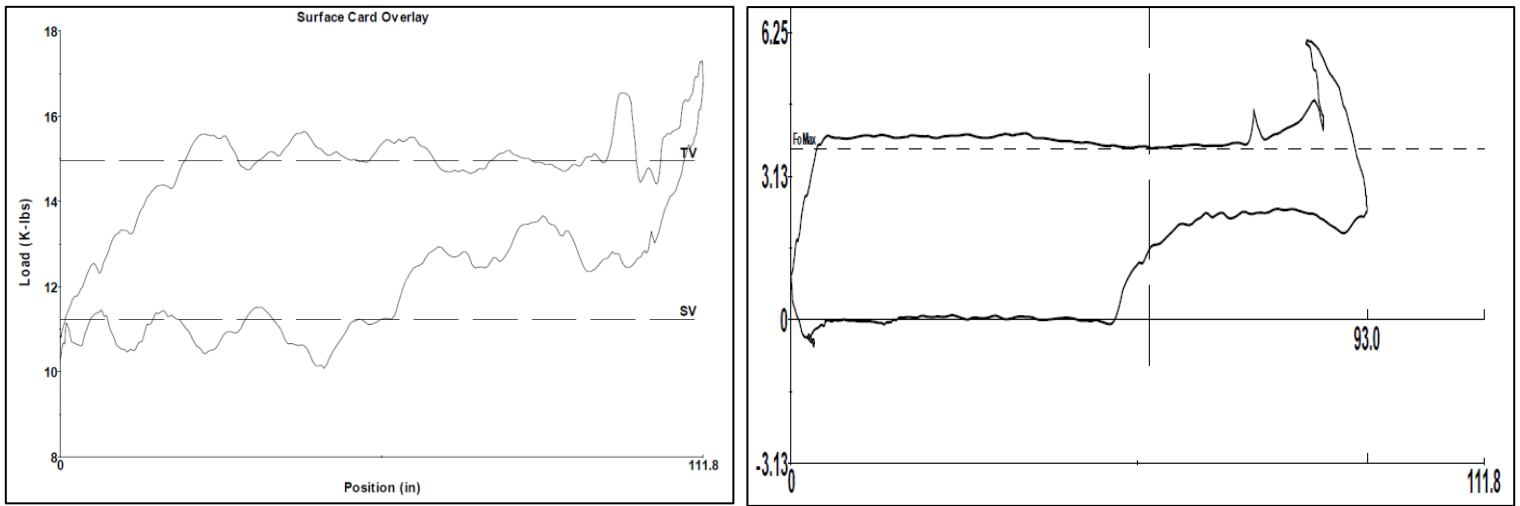


Figura 31 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

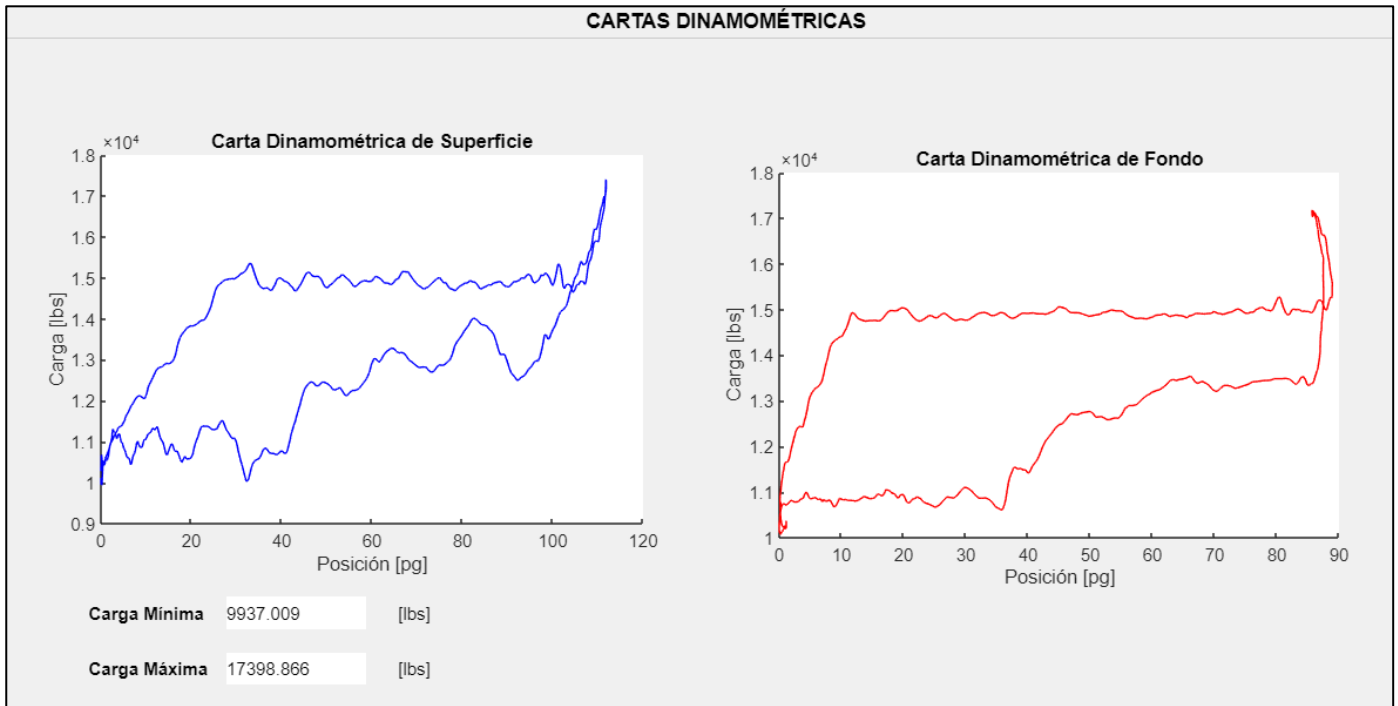


Figura 32 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso POZA RICA 360- Unidad MARK II

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1625"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1750"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="3000"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft^3]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="6.7"/>	[stk/min]

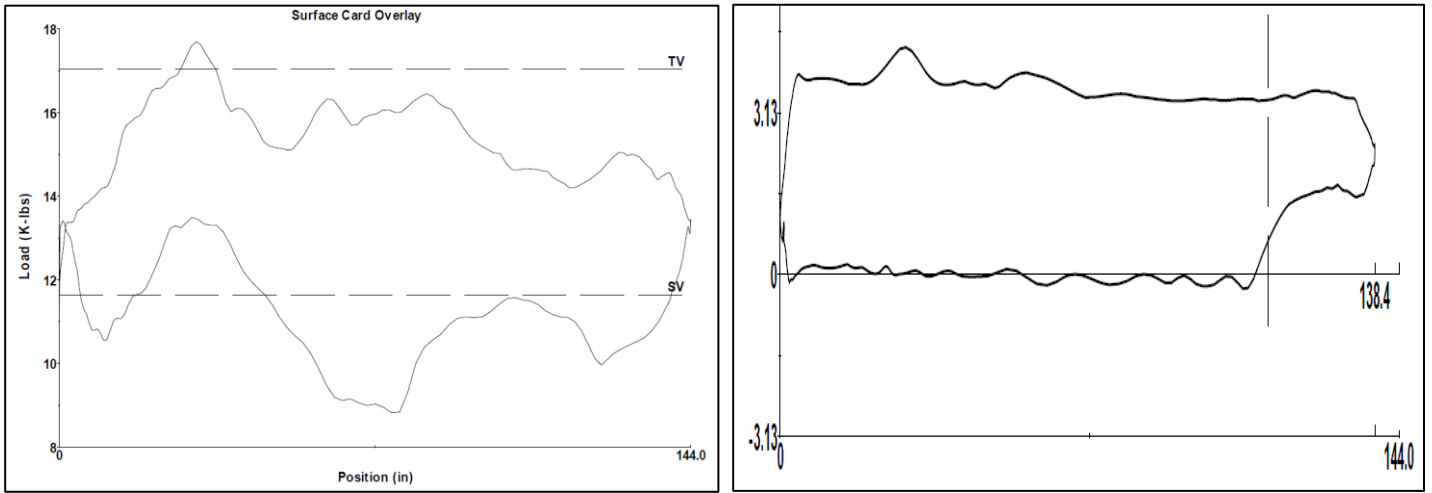


Figura 33 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

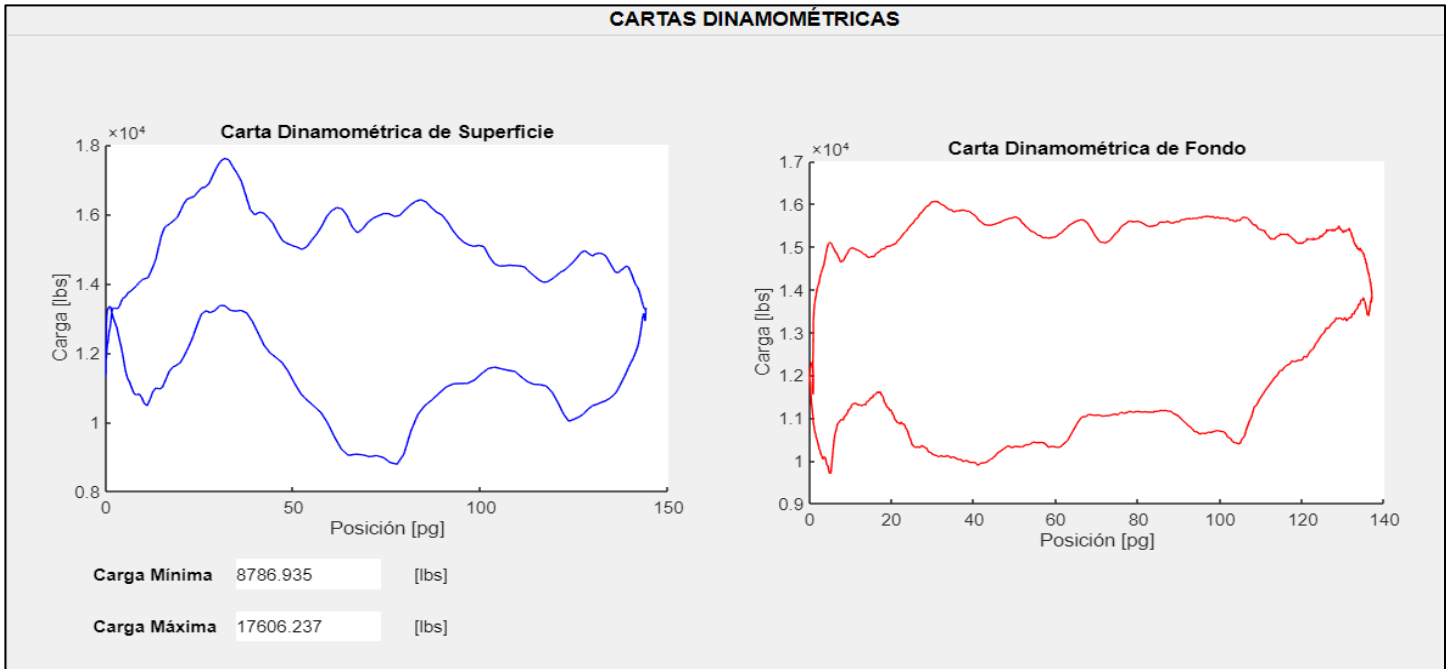


Figura 34 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso POZA RICA 380-Unidad MARK II

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="1750"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="1525"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="3725"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft ³]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="5.6"/>	[stk/min]

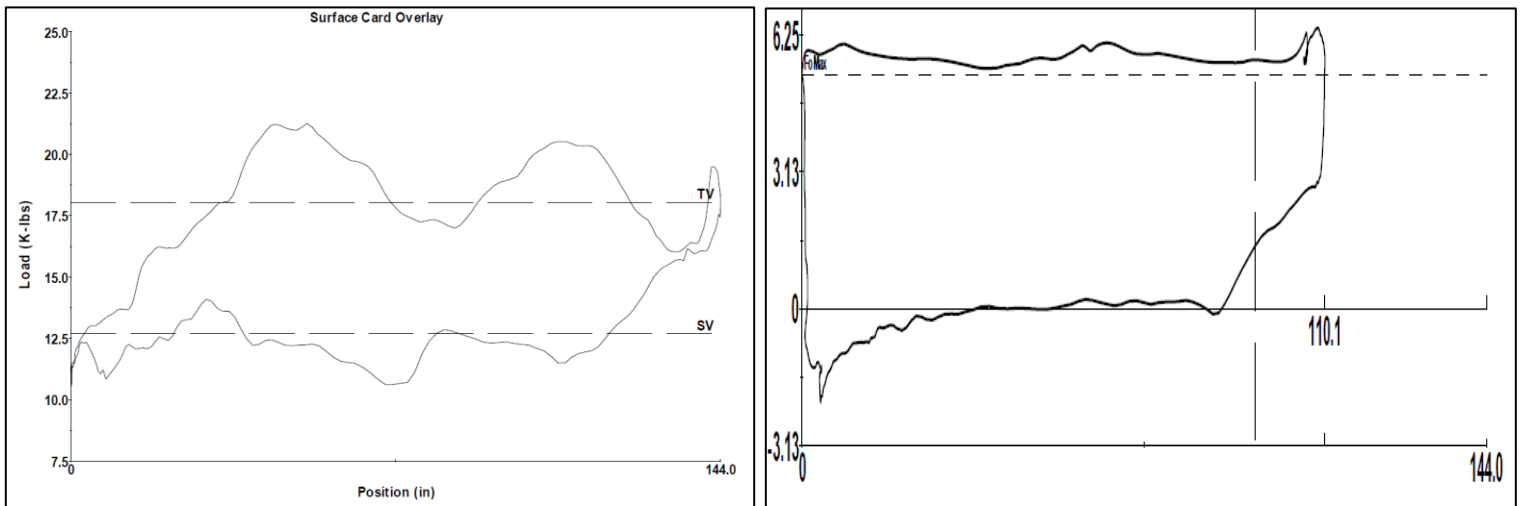


Figura 35 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

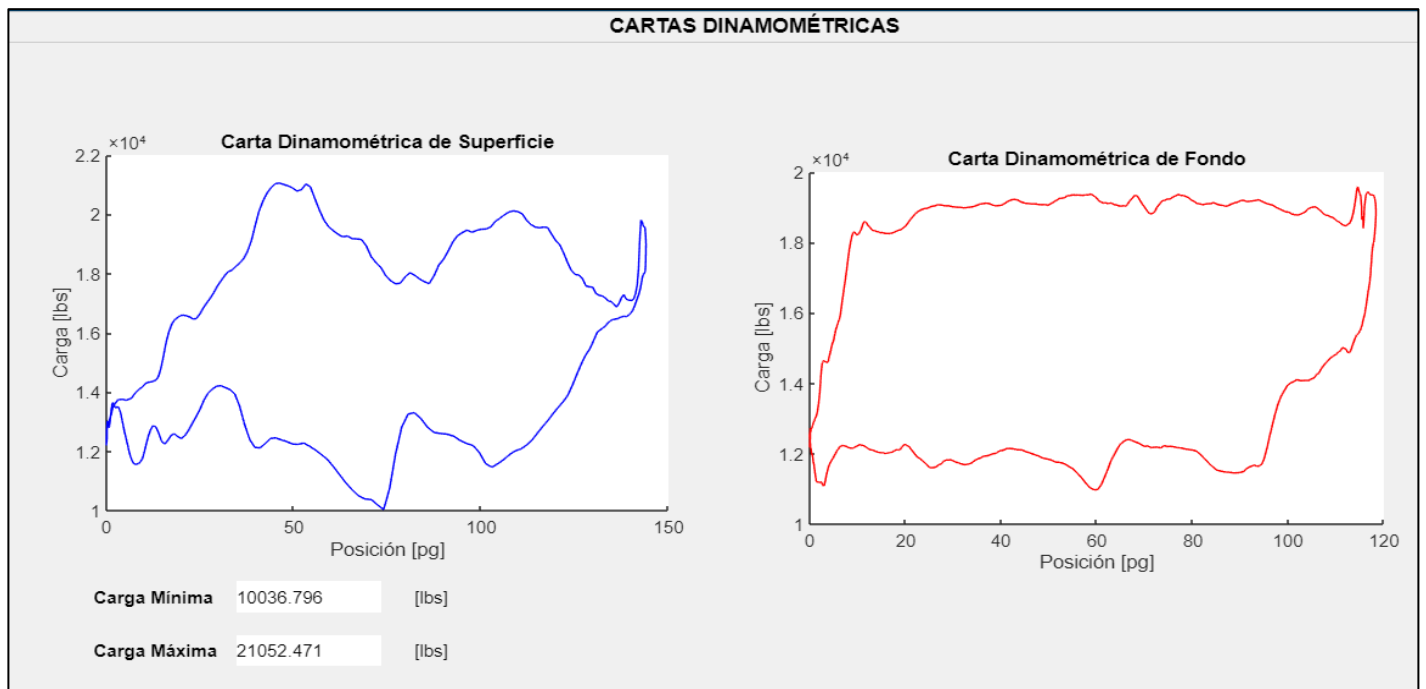


Figura 36 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

❖ Caso PRESIDENTE ALEMAN 195- Unidad Convencional

DATOS SARTA DE VARILLAS		
Diámetro 1	<input type="text" value="1"/>	[pg]
Diámetro 2	<input type="text" value="0.875"/>	[pg]
Diámetro 3	<input type="text" value="0.75"/>	[pg]
Diámetro 4	<input type="text" value="0"/>	[pg]
Longitud 1	<input type="text" value="2400"/>	[ft]
Longitud 2	<input type="text" value="2700"/>	[ft]
Longitud 3	<input type="text" value="3750"/>	[ft]
Longitud 4	<input type="text" value="0"/>	[ft]
Densidad	<input type="text" value="490"/>	[lbm/ft^3]
Constante de Elasticidad	<input type="text" value="3.05e+07"/>	[psi]
Velocidad de la Bomba	<input type="text" value="1.7"/>	[stk/min]

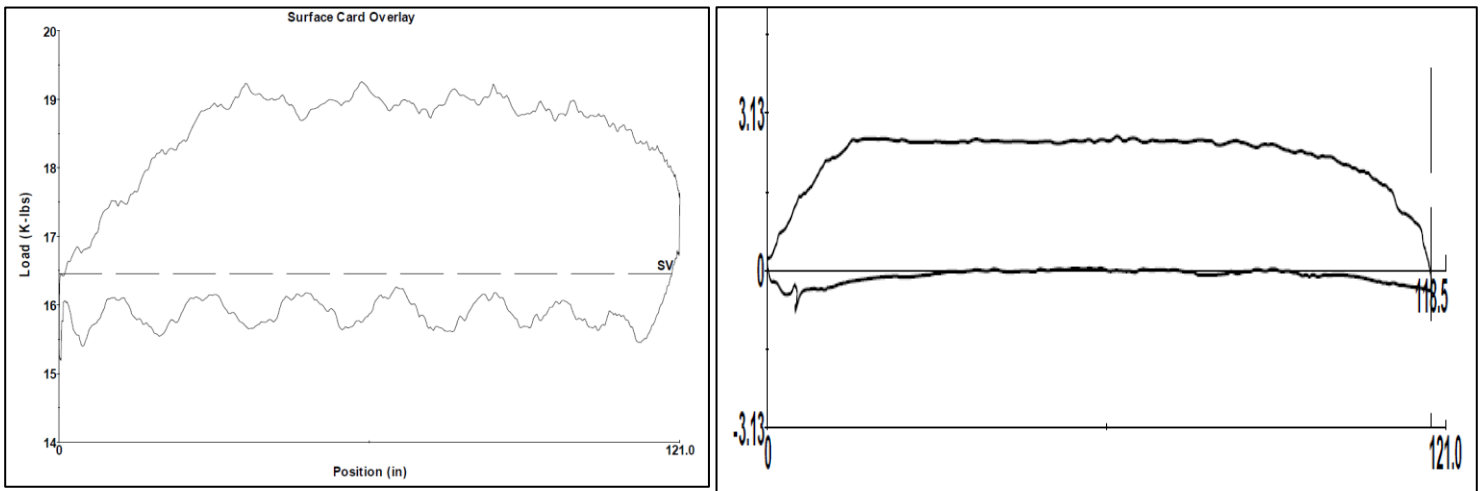


Figura 37 -. Cartas dinamométricas de superficie y fondo obtenidas del software TWM.

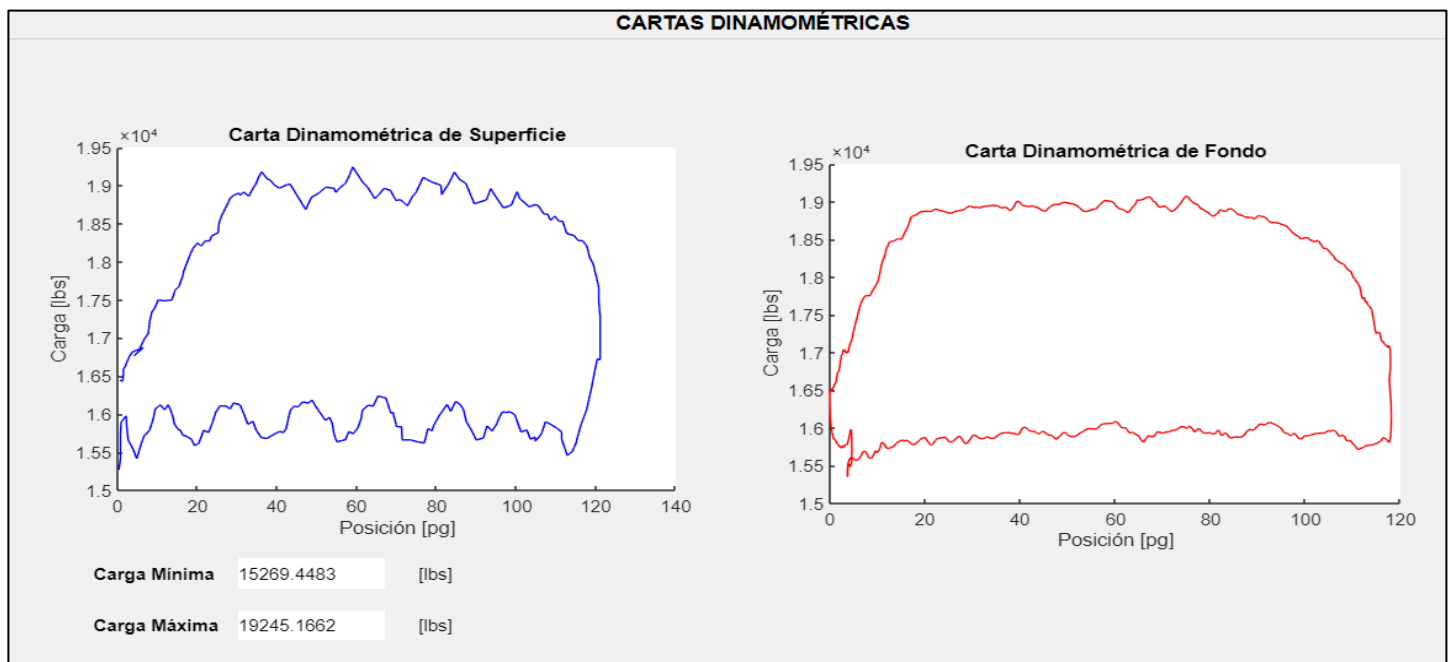


Figura 38 -. Cartas dinamométricas obtenidas por la aplicación DINASOFT.

4.3 DIAGNÓSTICO DINASOFT

Al término del cálculo de la carta dinamométrica de fondo el usuario podrá realizar el diagnóstico cualitativo del caso de estudio oprimiendo el botón “Diagnostico” (Figura 18), se desplegará la sub-aplicación DIAGNÓSTICO (Figura 19), donde, el usuario de manera manual podrá escoger el problema que mas se asemeje a la forma de la carta dinamométría de fondo ya antes calculada. Una vez que el usuario identifique la problemática que mas se asemeje a la carta de fondo, se desplegará un informe en formato PDF que contiene el diagnóstico completo del sistema de bombeo mecánico integrando; problema, posibles causas, recomendaciones y observaciones. A continuación, se muestran los problemas más comunes en el bombeo mecánico cargados en DINASOFT con su respectivo informe(Figuras 39-44).

❖ Interferencia de Gas

Diagnóstico Sistema de Bombeo Mecánico	
Activo: _____	Pozo _____
	Fecha _____
Problema: Interferencia de Gas	
Definición: Recorrido descendente de la sarta de varillas no encuentra suficiente fluido y en su lugar encuentra gas, por lo que no se necesita tanta carga para completar la carrera y la bomba termina golpeándose levemente.	
Causas: <ul style="list-style-type: none">➤ Presión de fondo fluyendo menor a la presión de saturación (entrada de gas).➤ Mal cálculo de sumergencia de bomba.➤ Larga vida productiva sin re-presionamiento.➤ Velocidad de Bombeo inadecuada (velocidad alta).	
Recomendaciones: <ul style="list-style-type: none">✓ Despresurizar el pozo abriendo válvula del anular.✓ Espaciamento de Bomba.✓ Cambiar tipo de bomba que maneje flujos altos de gas.✓ Instalación de separador de gas de fondo (costosa).✓ Calibrar varicheck.✓ Empacar pozo.	
Comentarios/Observaciones:	

Figura 39 -. Informe Interferencia de Gas obtenido por la aplicación DINASOFT.

❖ Golpe de Fluido-Golpe de Bomba

Diagnóstico Sistema de Bombeo Mecánico

Activo: _____

Pozo _____

Fecha _____

Problema: **Golpe de Fluido/ Golpe de Bomba**

Definición:

Recorrido descendente de la sarta de varillas no encuentra suficiente fluido que amortigua su caída y termina golpeándose con un bajo nivel de fluido.

Causas:

- Presión de fondo fluyendo menor a la presión de saturación.
- Mal cálculo de sumergencia de bomba.
- Velocidad de bombeo inadecuada (velocidad alta).

Recomendaciones:

- ✓ Cierre temporal de pozo para que la formación aporte nivel de fluido al pozo.
- ✓ Disminución del trabajo del motor recortando la longitud de carrera del pozo al 75%.
- ✓ Aumentar la sumergencia de la bomba.

Comentarios/Observaciones:

❖ Desgaste de Válvula Viajera o pistón.

Diagnóstico Sistema de Bombeo Mecánico

Activo: _____

Pozo _____

Fecha _____

Problema: **Desgaste de Válvula Viajera o pistón**

Definición:

Recorrido ascendente de la sarta de varillas no toma la suficiente carga de fluido debido a que existe una fuga o daño en la válvula viajera o en el pistón por lo que no le es posible llenar todo el volumen del barril.

Causas:

- Presión de fondo fluyendo menor a la presión de saturación (entrada de gas).
- Presencia de sólidos en la bomba.
- Uso continuo de bomba sin intervenciones.

Recomendaciones:

- ✓ Despresurizar el pozo abriendo válvula del anular.
- ✓ Espaciamento de Bomba.
- ✓ Golpear levemente la bomba para eliminar obstrucción.
- ✓ Cambio de válvula.
- ✓ Realizar Prueba de válvulas.
- ✓ Aumentar velocidad de bombeo.

Comentarios/Observaciones:

Figura 40 -. Informe Golpe de Fluido/Bomba obtenido por la aplicación DINASOFT.

Figura 41 -. Informe Desgaste de válvula viajera obtenido por la aplicación DINASOFT.

❖ Tubería no Anclada

Diagnóstico Sistema de Bombeo Mecánico

Activo: _____

Pozo _____

Fecha _____

Problema: **Tubería no Anclada**

Definición:

Llega un instante en el recorrido donde el ancla se afloja y asciende a la misma velocidad que lo realiza el pistón de manera que la válvula viajera y fija permanecen cerradas por lo cual no existe producción alguna de fluido.

Causas:

- Desgaste del ancla de tubería.
- Mala instalación de bomba en tubería.
- Desgaste o ruptura en la zona de anclaje.
- Mal cálculo de contrabalanceo (cargas excesivas).

Recomendaciones:

- ✓ Cambio de ancla.
- ✓ Prueba de Carga a la bomba para monitorear anclaje.
- ✓ Cambio de bomba de inserción a bomba de tubería (costosa).

Comentarios/Observaciones:

❖ Desgaste de Válvula Fija

Figura 42 -. Informe Tubería no anclada obtenido por la aplicación DINASOFT.

Diagnóstico Sistema de Bombeo Mecánico

Activo: _____

Pozo _____

Fecha _____

Problema: **Desgaste de Válvula Fija**

Definición:

Recorrido ascendente o descendente de la sarta de varillas la válvula fija no permite abrirse o hacer el sello adecuadamente.

Causas:

- Presencia de solidos (arenas) en la válvula fija
- Uso continuo de bomba sin intervenciones.
- Baja velocidad de bombeo.

Recomendaciones:

- ✓ Golpear levemente la bomba para eliminar obstrucción.
- ✓ Aumentar la velocidad de bombeo.
- ✓ Cambio de válvula.
- ✓ Realizar Prueba de Válvulas.

Comentarios/Observaciones:

Figura 43 -. Informe Desgaste válvula fija obtenido por la aplicación DINASOFT.

❖ Llenado completo de la Bomba

Diagnóstico Sistema de Bombeo Mecánico	
Activo: _____	Pozo _____
	Fecha _____
Concepto: Llenado Completo de la Bomba	
Definición:	
La bomba presenta un buen llenado y recorrido tanto en su carrera ascendente como descendente.	
Causas:	
<ul style="list-style-type: none">➤ Nula restricción o fricción considerable entre varillas y tubería.➤ Buen Anclaje de la bomba en la tubería.➤ Buen funcionamiento de válvulas.➤ Buen cálculo de contrabalanceo y sumergencia.	
Recomendaciones:	
<ul style="list-style-type: none">✓ Monitoreo constante de parámetros y condiciones del pozo.✓ Replicar prácticas de diseño e instalación en pozos aledaños.	
Comentarios/Observaciones:	

Figura 44 -. Informe Llenado completo de bomba obtenido por la aplicación DINASOFT.

4.4 CONCLUSIONES

Con base en los objetivos planteados y los resultados en el presente trabajo se pudo concluir que el uso del método de diferencias finitas, como solución numérica a la ecuación de onda, fue adecuado para la aproximación tanto en tiempo como en espacio de dicha ecuación, arrojando datos consistentes y sin dispersión. Así mismo se logró validar el software DINASOFT comparándolo con los resultados del artículo técnico y con el software comercial TWM arrojando datos acertados para su diagnóstico cualitativo, esto con el fin de su uso continuo en el futuro como aplicación de escritorio para todos los pozos que cuenten con bombeo mecánico en los activos de PEMEX y se tenga un impacto favorable en la producción de aceite a nivel nacional.

Con este trabajo de investigación se logra comprobar la necesaria automatización de la industria petrolera en México utilizando lenguajes de programación para entregar soluciones más completas con la menor cantidad de datos posibles. Con el uso de la aplicación DINASOFT la empresa productiva del estado PEMEX podrá volver rentable la adquisición y diagnóstico de información dinamométrica en los pozos que cuenten con el sistema de bombeo mecánico que sufran con algún tipo de problemática a lo largo de su vida productiva.

REFERENCIAS

- [1] PEMEX , "REVISIÓN DE AVANCES DE OPORTUNIDADES EN SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN PEP," Villahermosa, Tab, 2016.
- [2] K. E. Brown, ARTIFICIAL LIFT METHODS, Oklahoma: Penwell Books, 1986.
- [3] International Energy Agency, "Oil-Fuels & Technologies-IEA," IEA, 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/oil>. [Accessed 29 11 2021].
- [4] CESIGSA, "PRINCIPIOS BASICOS Y PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA ANALIZADOR DE POZOS," Poza Rica, Veracruz, 2011.
- [5] Oil Production, "INTERPRETACIÓN DE CARTAS DINAMOMÉTRICAS BÁSICAS," 20 06 2021. [Online]. Available: www.oilproduction.net.
- [6] UPC Global, "SOFTWARE TAM Y TWM," 9 06 2020. [Online]. Available: <https://www.upcoglobal.com/es/software/echometer/total-asset-monitor>.
- [7] EcuRed, "EcuRed," 05 07 2021. [Online]. Available: https://www.ecured.cu/Metodologias_de_desarrollo_de_Software.
- [8] D. Schafer, "AN INVESTIGATION OF ANALYTICAL AND NUMERICAL SUCKER ROD PUMPING MATHEMATICALS MODELS," *SPE*, 1987.
- [9] F. Guzmán, "SOLUCIÓN DE ECUACIÓN DE ONDA COMO UN PROBLEMA DE VALORES INICIALES USANDO DIFERENCIAS FINITAS," *Revista Mexicana de Física*, 2010.
- [10] J. Svinos, "EXACT KINEMATIC ANALYSIS OF PUMPING UNITS," *SPE*, 1983.
- [11] H. Gray, "KINEMATICS OF OIL-WELL PUMPING UNITS," *SPE*, s.f.
- [12] T. Everitt, "AN IMPROVED FINITE-DIFFERENCE CALCULATION OF DOWNHOLE DYNAMOMETER CARDS FOR SUCKER-ROD PUMPS," *SPE*, 1992.
- [13] R. H. Sampieri, Metodología de la Investigación.
- [14] R. H. Sampieri, METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN, Celaya: Mc Graw, 2017.
- [15] WEATHERFORD, "PRINCIPIOS BOMBEO MECÁNICO," Suiza, 2017.
- [16] D. O. Johnson, "COUNTERBALANCING OF BEAM PUMPING UNITS," *SPE*, s.f.
- [17] M. Halderson, "ARTIFICIAL BRAIN IS REQUIRED TO SOLVE THE SUCKER-ROD PUMPING PROBLEM," *SPE*, s.f.
- [18] C. I. Gott, "SUCCESSFUL ROD PUMPING AT 14500 FEET," *SPE*, s.f..
- [19] S. Lekia, "AN IMPROVED TECHNIQUE FOR THE EVALUATION OF PERFORMANCE CHARACTERISTICS AND OPTIMUM SELECTION OF SUCKER-ROD PUMPING WELL SYSTEMS," *SPE*, 1988.
- [20] H. Tripp, "ANALYZING BEAM-PUMPED WELLS," *SPE*, s.f..
- [21] S. Lekia, "A COUPLED ROD AND FLUID DYNAMIC MODEL FOR PREDICTING THE BEHAVIOR OF SUCKER-ROD PUMPING SYSTEMS-PART 1:MODEL THEORY AND SOLUTION METHODOLOGY," *SPE*, s.f.

- [22] T. J. Akkeren, "BACK TO BASICS: LONG AND SLOW IS THE WAY TO GO FOR EFFICIENT, EFFECTIVE SUCKER ROD PUMPING," *SPE*, 2020.
- [23] O. Romero, "NUMERICAL SIMULATION OF THE SUCKER-ROD PUMPING SYSTEM," *INGENIERIA E INVESTIGACIÓN VOL 34*, 2014.
- [24] C. Morini, "BOMBEO MECÁNICO," in *PDVSA Exploración y Producción*, Distrito Lagunas, s.f.