

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL CÁLCULO DEL NIVEL  
DINÁMICO DE FLUIDO DE UN POZO MEDIANTE LOS DATOS DE TORQUE DE  
VARILLA EN UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO  
DE CAVIDADES PROGRESIVAS PCP**

**NATALIA ANDREA GUTIÉRREZ RODRÍGUEZ  
VIVIANA FERNANDA ROJAS CASTRO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018**

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL CÁLCULO DEL NIVEL  
DINÁMICO DE FLUIDO DE UN POZO MEDIANTE LOS DATOS DE TORQUE DE  
VARILLA EN UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO  
DE CAVIDADES PROGRESIVAS PCP**

**NATALIA ANDREA GUTIÉRREZ RODRÍGUEZ  
VIVIANA FERNANDA ROJAS CASTRO**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
ANDRÉS MAURICIO CHARRY VILLALBA  
Ingeniero de petróleos**

**Asesor  
IVÁN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO  
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Ingeniero Iván Peñaloza Cristancho**  
**Orientador del proyecto**

---

**Ingeniera Adriangela Romero Sánchez**  
**Jurado**

---

**Ingeniero Juan David Rengifo Medina**  
**Jurado**

Bogotá D.C., Agosto de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano General Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, esta responsabilidad corresponde únicamente a los autores.

***A mi familia por el apoyo incondicional que me brindaron en toda mi carrera profesional, por formarme como una gran persona, especialmente a mi madre y a mis abuelos, ya que todo esto fue posible gracias a ellos.***

*A Dios por sus bendiciones y tener para mí siempre cosas grandes.*

*A mi hija Martina, por ser el motor de mi vida y la inspiración para ser mejor persona cada día.*

*A mis papás por creer siempre en mí y levantarme cuando caigo.*

*A mis hermanos por apoyarme en cada una de mis decisiones.*

*¡Gracias!*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad de América y sus directivas por siempre brindarnos el apoyo académico necesario para culminar este proyecto.

A la empresa TDA Supply & Services S.A. por brindarnos la confianza de poder llevar a cabo este proyecto y brindarnos la mayor atención posible para poder cumplir todos los objetivos planteados.

Un agradecimiento muy especial a nuestro director de proyecto Andrés Mauricio Charry Villalba que siempre estuvo pendiente de nosotros para cualquier problema que se nos presentara brindándonos su conocimiento y experiencia para sacar adelante este proyecto.

A los Ingenieros Edilberto Escalante Bermeo y William Federico Zapata Vela que siempre nos atendieron en todo momento sin importar la hora para ayudarnos en lo que necesitáramos.

A Jaime Amariz por creer ciegamente en nuestros conocimientos, capacidades y en que culminaríamos este proyecto con éxito.

A nuestro asesor técnico Iván Eduardo Peñaloza Cristancho que siempre nos brindó su conocimiento y apoyo para poder realizar el proyecto de la mejor manera.

A Ricardo Martín Pizarro por sus enseñanzas y apoyo en toda la parte informática.

A todos los docentes de la universidad América que nos ayudaron a solucionar dudas e inconvenientes que tuvimos durante la realización del proyecto y aportaron de una manera u otra para que todo saliera adelante.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	23
1. CARACTERÍSTICAS DEL POZO DE ESTUDIO, GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y NIVELES DE FLUIDO	24
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	24
1.1.1 Breve reseña histórica	24
1.1.2 Geología general de campo	24
1.1.3 Clasificación del Yacimiento	24
1.1.5 Geología del Petróleo	25
1.1.6 Propiedades de roca y fluidos	26
1.1.7 Survey	26
1.1.8 Estado Mecánico	27
1.1.9 Perforados	29
1.1.10 Historia de Producción	29
1.2 FASES DE RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN	30
1.2.1 Sistemas de levantamiento artificial	31
1.2.1.1 Gas Lift	31
1.2.1.2 Bombeo Electrosumergible (BES)	33
1.2.1.3 Bombeo Mecánico (BM)	35
1.2.1.4 Bombeo Hidráulico	37
1.2.1.5 Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)	39
1.3 NIVELES DE FLUIDO	47
1.3.1 Importancia del nivel de fluido dinámico	48
2. PROCEDIMIENTOS ACTUALMENTE UTILIZADOS, PROBLEMAS OPERATIVOS PARA SU MEDICIÓN Y VARIABLES CRÍTICAS	50
2.1 PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR EL NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO	50
2.1.1 Echometer Well Analyzer	50
2.1.1.1 Principio de funcionamiento	50
2.1.1.2 Componentes	51
2.1.1.3 Procedimiento	53
2.1.1.4 Problemas operativos.	58
2.1.2 Sensor de fondo	63
2.1.2.1 Principio de funcionamiento	63
2.1.2.2 Problemas operativos	64
2.1.3 MURAG	64
2.1.3.1 Principio de funcionamiento	64
2.2 VARIABLES CRÍTICAS	65
2.2.1 Torque	65

2.2.1.1 Torque hidráulico	66
2.2.1.2 Torque por fricción	67
2.2.1.3 Torque resistivo	67
2.2.2 Capacidad de levantamiento.	67
2.2.2.1 Presión de entrada.	69
2.2.2.2 Presión de descarga.	69
2.2.3 Presión hidrostática	72
3. DESARROLLO DEL SOFTWARE Y COMPARACIÓN DE LOS NIVELES DE FLUIDO	73
3.1 DESARROLLO DEL SOFTWARE	73
3.2 PRESENTACIÓN DEL SOFTWARE	74
3.2.1 Instalador	74
3.2.2 Menú	79
3.2.1.1 Archivo	79
3.2.1.2 Información	80
3.2.3 Pestaña Survey	83
3.2.4 Pestaña Otros	85
3.2.5 Pestaña Viscosidad	87
3.2.6 Pestaña Torque	89
3.2.7 Pestaña Reportes y Resultados	92
3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	96
4. ANÁLISIS FINANCIERO	100
4.1 COMPARACIÓN DE COSTOS	100
4.1.1 Primer escenario (Procedimiento actual)	100
4.1.2 Segundo escenario (Procedimiento propuesto)	101
4.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	102
4.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	103
5. CONCLUSIONES	104
6. RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS	109

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Torque total de la bomba	66
<b>Ecuación 2.</b> Torque hidráulico	66
<b>Ecuación 3.</b> Desplazamiento de la bomba	67
<b>Ecuación 4.</b> Torque resistivo	67
<b>Ecuación 5.</b> Capacidad de levantamiento	68
<b>Ecuación 6.</b> Presión de entrada	69
<b>Ecuación 7.</b> Presión de descarga	69
<b>Ecuación 8.</b> Presión de líquido	70
<b>Ecuación 9.</b> Presión columna de petróleo	70
<b>Ecuación 10.</b> Presión columna de agua	70
<b>Ecuación 11.</b> Pérdidas por fricción	71
<b>Ecuación 12.</b> Presión hidrostática	72
<b>Ecuación 13.</b> Densidad promedio	87
<b>Ecuación 14.</b> Porcentaje de Error	98
<b>Ecuación 15.</b> Costo mensual Echometer Well Analyzer	101
<b>Ecuación 16.</b> Costo operación del software	102
<b>Ecuación 17.</b> Ahorro en dólares estadounidenses	103
<b>Ecuación 18.</b> Ahorro en porcentaje	103

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Mapa de la localización del Campo Dina Terciario	25
<b>Figura 2.</b> Estado mecánico del pozo DT-081	28
<b>Figura 3.</b> Fases de recuperación de producción	30
<b>Figura 4.</b> Esquema Estator-Rotor	40
<b>Figura 5.</b> Bombas PCP	40
<b>Figura 6.</b> Niveles de fluido.	47
<b>Figura 7.</b> Esquema de un pozo en condiciones dinámicas	48
<b>Figura 8.</b> Bomba PCP deteriorada	49
<b>Figura 9.</b> Funcionamiento Herramienta Well Analyzer.	51
<b>Figura 10.</b> Componentes Herramienta Well Analyzer	52
<b>Figura 11.</b> Selección de prueba	53
<b>Figura 12.</b> Adquisición de datos	54
<b>Figura 13.</b> Selección del nivel de fluido	55
<b>Figura 14.</b> Determinación de collares	56
<b>Figura 15.</b> Presión de Casing	57
<b>Figura 16.</b> Presión de fondo de pozo	58
<b>Figura 17.</b> Empaque por encima de la bomba.	59
<b>Figura 18.</b> Colapsos en el Casing.	60
<b>Figura 19.</b> Pozo con presencia de gas libre.	61
<b>Figura 20.</b> Pozo con Ancla de Tubería.	62
<b>Figura 21.</b> Producción por el espacio anular.	63
<b>Figura 22.</b> Herramienta MURAG.	65
<b>Figura 23.</b> Código en Qt Quick.	74
<b>Figura 24.</b> Archivo instalador	75
<b>Figura 25.</b> Programa de instalación	76
<b>Figura 26.</b> Información aplicación	76
<b>Figura 27.</b> Términos y condiciones	77
<b>Figura 28.</b> Ubicación de la aplicación	78
<b>Figura 29.</b> Proceso de instalación	78
<b>Figura 30.</b> Instalación completada	79
<b>Figura 31.</b> Crear nuevo informe.	80
<b>Figura 32.</b> Información.	81
<b>Figura 33.</b> Sobre NAVI.	81
<b>Figura 34.</b> Datos básicos iniciales.	82
<b>Figura 35.</b> Calendario.	83
<b>Figura 36.</b> Información de idioma y sistema de unidades.	83
<b>Figura 37.</b> Pestaña Survey.	84
<b>Figura 38.</b> Pestaña Survey completa.	84
<b>Figura 39.</b> Pestaña Otros datos.	85
<b>Figura 40.</b> Perforados.	87
<b>Figura 41.</b> Pestaña Viscosidad	88

<b>Figura 42.</b> Opción Otro	88
<b>Figura 43.</b> Pestaña Torques	90
<b>Figura 44.</b> Pestaña Reportes y Resultados	93
<b>Figura 45.</b> Resultados	94
<b>Figura 46.</b> Ventana Advertencia	95
<b>Figura 47.</b> Ventana situación critica	95
<b>Figura 48.</b> Pestaña Gráfica	96
<b>Figura 49.</b> Formato PDF	96

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
<b>Grafica 1.</b> Capacidad de levantamiento	68
<b>Grafica 2.</b> Factor de pérdidas	71
<b>Grafica 3.</b> Relación torque y presión diferencial	91
<b>Grafica 4.</b> Calibración Torque de Fricción	97
<b>Grafica 5.</b> Comparación de resultados	99

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades de roca y fluidos	26
<b>Tabla 2.</b> Survey DT-081	27
<b>Tabla 3.</b> Perforaciones pozo DT-081	29
<b>Tabla 4.</b> Rangos de aplicación del Gas Lift.	31
<b>Tabla 5.</b> Componentes Gas Lift.	32
<b>Tabla 6.</b> Ventajas y desventajas del Gas Lift.	32
<b>Tabla 7.</b> Rangos de aplicación del Bombeo Electrosumergible	33
<b>Tabla 8.</b> Componentes del Bombeo Electrosumergible.	34
<b>Tabla 9.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo Electrosumergible..	35
<b>Tabla 10.</b> Rangos de aplicación del Bombeo Mecánico	36
<b>Tabla 11.</b> Componentes del Bombeo Mecánico.	36
<b>Tabla 12.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico.	37
<b>Tabla 13.</b> Rangos de aplicación del Bombeo Hidráulico.	38
<b>Tabla 14.</b> Componentes del Bombeo Hidráulico.	38
<b>Tabla 15.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico.	39
<b>Tabla 16.</b> Rangos de aplicación del Bombeo por Cavidades Progresivas.	41
<b>Tabla 17.</b> Equipo de subsuelo del Bombeo por Cavidades Progresivas.	42
<b>Tabla 18.</b> Especificación de varillas	43
<b>Tabla 19.</b> Requerimientos elastómeros	44
<b>Tabla 20.</b> Equipo de superficie de Bombeo por Cavidades Progresivas.	45
<b>Tabla 21.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas.	46
<b>Tabla 22.</b> Especificaciones bombas MANTL	86
<b>Tabla 23.</b> Especificaciones de tubería de producción	89
<b>Tabla 24.</b> Información inicial pozo DT-081	97
<b>Tabla 25.</b> Nuevos Torques de Fricción	98
<b>Tabla 26.</b> Comparación de resultados	98
<b>Tabla 27.</b> Costos de operación primer escenario	101
<b>Tabla 28.</b> Costo capacitación personal	101
<b>Tabla 29.</b> Costo implementación del software	102
<b>Tabla 30.</b> Comparación costos totales	102

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Survey del pozo DT-81	110

## ABREVIATURAS

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BES</b>	Bombeo Electrosumergible
<b>BFPD</b>	Barriles de Fluido por Día
<b>BM</b>	Bombeo Mecánico
<b>BPPD</b>	Barriles Producidos por Día
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water
<b>CAPEX</b>	Costos de Inversión
<b>CHP</b>	Casing Head Pressure
<b>cP</b>	Centipoise
<b>ft</b>	Pies
<b>gal</b>	Galón
<b>GE</b>	Gravedad Específica
<b>in</b>	Pulgadas
<b>lb</b>	Libra
<b>lbs</b>	Libras
<b>MURAG</b>	Multi Measurement Unit Developed by RAG
<b>OPEX</b>	Costos de Operación
<b>PWF</b>	Presión de Fondo Fluyente
<b>PCP</b>	Progressive Cavity Pump
<b>RGP</b>	Relación Gas Petróleo
<b>RPM</b>	Revoluciones por Minuto
<b>THP</b>	Tubing Head Pressure

**TVD** Total Vertical Depht

**°F** Grados Fahrenheit

## GLOSARIO

**ABRASIÓN:** desgaste o erosión superficial por atribuida a la fricción o el rozamiento.

**BOMBA POR CAVIDAD PROGRESIVA:** bomba que consiste en un estator y un rotor, donde su geometría crea series de cavidades separadas, espirales y lenticulares.

**CASING:** tubería de gran diámetro diseñada con un material resistente para soportar presiones altas que se instala en un hoyo descubierto y se cementa en ese espacio.

**CAUDAL:** cantidad de fluido que fluye por una unidad de tiempo en determinado sistema.

**CRUDO:** describe el petróleo sin refinar apenas es extraído de un pozo y se puede clasificar según la densidad por los grados API.

**DENSIDAD:** relación que existe entre la masa y el volumen de una sustancia específica.

**DESPLAZAMIENTO:** volumen de fluido bombeado por cada revolución del rotor dentro del estator.

**NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO:** nivel al cual desciende el fluido en el espacio anular a condiciones de producción en un pozo.

**NIVEL DE FLUIDO ESTÁTICO:** nivel a la cual llega el fluido dentro de un pozo, a cuando este se encuentra cerrado.

**ELASTOMERO:** polímero que hace parte de la bomba por cavidades progresivas, cuyo comportamiento es elástico.

**ESTATOR:** tubo con hélice simple o múltiple, normalmente de material polimérico, con una conexión a la tubería de producción.

**EXCENRICIDAD:** diferencia entre el diámetro mayor y el diámetro menor del rotor.

**HIDROCARBUROS:** compuesto orgánico natural, que está compuesto principalmente de moléculas de carbono e hidrogeno, puede manifestarse en las tres fases como gases, líquidos o sólidos.

**HIDROSTÁTICA:** rama de la mecánica que está relacionado con los fluidos líquidos y gaseosos.

**MOTOR:** provee potencia a la bomba, mediante energía hidráulica, eléctrica o de combustión interna

**PARAFINICO:** compuesto orgánico líquido que se encuentra en el petróleo cuya estructura molecular se compone de una cadena abierta y se solidifica cuando existen cambios de temperatura.

**POLÍMERO:** combinación química de moléculas llamadas monómeros y que poseen comportamiento viscoelástico.

**POZOS PETROLIFEROS:** consta de una perforación con tubería y revestimientos para conectar un yacimiento de hidrocarburos en el subsuelo con la superficie y así facilitar su explotación.

**PRESIÓN:** fuerza ejercida por unidad de área superficial.

**ROTOR:** eje de la bomba, cuya superficie tiene forma de hélice simple o múltiple, se encuentra dentro del estator.

**SARTA:** serie de tuberías de acero unidas entre sí, para formar una tubería uniforme.

**SOFTWARE:** conjunto de programas e instrucciones, las cuales permiten ejecutar diferentes tareas en un computador.

**SUMERGENCIA:** columna de fluido que se encuentra sobre la posición en el pozo de la bomba.

**SURVEY:** medición completa que arroja datos de inclinación y azimuth en el proceso de perforación de un pozo.

**VISCOSIDAD:** es una propiedad de los fluidos que determina la resistencia que posee un fluido al movimiento.

**YACIMIENTO:** cuerpo de roca porosa y permeable en el subsuelo que es capaz de almacenar fluidos y se forman bajo condiciones de temperatura en los cuales se pueden preservar los hidrocarburos.

## RESUMEN

Actualmente, el Echometer Well Analyzer es el método más utilizado para calcular el nivel dinámico de fluido en un pozo con sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas, con algunas limitaciones y sobre todo con un costo elevado para la empresa que requiera el servicio.

Este proyecto plantea una alternativa para el cálculo de dicho nivel, un software que mediante cálculos y ecuaciones permite la obtención del dato sin que se necesite una inversión adicional, éste es explicado con detalle teniendo en cuenta parámetros como su diseño, desarrollo y funcionamiento para un mejor entendimiento.

El software se realizó con el lenguaje QML, basado en Java Script. Para la validación, las pruebas fueron realizadas con dicho software y comparadas con los datos arrojados por el Echometer, logrando así una similitud marcada y un porcentaje de error pequeño.

La validación de datos será realizada mediante una comparación entre los datos arrojados por el Echometer Well Analyzer para la compañía TDA Supply & Service S.A. encargada de prestar el servicio al Pozo DT-081 ubicado en el Campo Dina Terciario en el departamento del Huila; y el Software NAVI creado y desarrollado por las estudiantes expositoras del proyecto.

Finalmente se observará no sólo la utilidad e innovación del software que permitirá economizar gastos para la empresa que requiera utilizarlo, sino la versatilidad y comodidad de su uso.

Palabras claves: Nivel Fluido, Sistema Levantamiento Artificial Cavidades Progresivas, Software, Cuenca Valle Superior Magdalena, Dina Terciario.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente en la industria para la medición del nivel dinámico del fluido, se usa el Echometer Well Analyzer, el cual arroja resultados aproximados, pero posee limitaciones marcadas y representa un alto costo para las empresas que requieren el servicio,

Debido a esto surge la necesidad de crear un software que sea una herramienta alternativa para la medición de dicho nivel, basados en los datos del variador del torque de la varilla y que representa no solo bajos costos sino versatilidad pues puede ser utilizado en cualquier momento ya que su respuesta es inmediata, es de fácil uso y comprensión ya que se emplean las características del pozo y de los fluidos. Los datos arrojados por el software NAVI se acercan mucho a los arrojados por el Echometer, obteniendo así un porcentaje de error muy pequeño.

El presente trabajo de grado se realizó en las oficinas de TDA Supply & Service S.A. y en el Campo Dina Terciario (Pozo DT-081) con el fin de encontrar una alternativa a la hora de tomar el nivel dinámico del fluido en un pozo que tenga sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas (PCP).

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un software para la determinación del nivel dinámico del pozo en sistemas de levantamiento artificial de PCP.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades del pozo y niveles dinámicos de fluido medidos con Well Analyzer.
2. Describir las generalidades del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP).
3. Describir los procedimientos actualmente utilizados en la industria para el cálculo del nivel dinámico de fluido de un pozo.
4. Describir los problemas operativos comúnmente frecuentados al momento de la medición del nivel.
5. Identificar las variables necesarias para el desarrollo del modelo de predicción del nivel dinámico de fluido de un pozo.
6. Desarrollar un software para determinar de manera analítica el nivel dinámico de fluido de un pozo.
7. Comparar los niveles dinámicos conseguidos con el software y los obtenidos del Well Analyzer en un pozo.
8. Realizar una comparación evaluativa de la estructura de costos actual y la propuesta.

## **1. CARACTERÍSTICAS DEL POZO DE ESTUDIO, GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y NIVELES DE FLUIDO**

El presente proyecto fue probado en Campo Dina, ubicado en el municipio de Aipe, en el departamento del Huila, al sur de Colombia; éste campo hace parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, el pozo elegido para la demostración es el DT-081. Operado actualmente por la compañía Ecopetrol.

### **1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO**

**1.1.1 Breve reseña histórica.** El Campo Dina Terciario fue descubierto en el año 1961 por tres compañías: Colbas, Intercol y Tenesse Colombia, es la concesión denominada Neiva 540 quien pasó a ser del estado en noviembre de 1995 y hoy por hoy perteneciente al área de Neiva en la gerencia del Alto Magdalena (de Ecopetrol).

La explotación comenzó en la Formación Honda (1961) con la perforación del Pozo Dina-1, considerado el pozo descubridor del campo. Para el año siguiente fue perforado el Pozo Dina-2 con la producción de las formaciones Honda y Barzalosa. En 1963 se realizó la perforación del Pozo Dina-3, encontrando hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral, en ese año, el campo comenzó la explotación comercial en 1963 de la Formación Honda, su producción fue de 300 BPPD, con una gravedad de 20°API, su GOR de 250 SCF/STB y corte de agua de 0%, su pico máximo de producción de crudo para octubre de 1983 fue de 7361STB/D.

Gradualmente el Campo fue desarrollado en las décadas de los 60 y 70's al perforar los pozos Dina-1 a Dina 13 y DT-1 a DT-8 (Dina Terciario-1 a Dina Terciario-8). Surgió un programa activo de desarrollo en la década de los 80, para la perforación de los pozos DT-9 a DT-54 en aproximadamente para 1987, la producción total del campo fue de 4.700 BPPD, crudo 20oAPI, un GOR de 600 SCF/STB y corte de agua de 20%. Entre 1988 y 1990 se realizó el último desarrollo para el campo, donde fueron perforados los pozos DT-55 a DT-64, para dicha fecha la producción del campo obtuvo niveles de 600 BBPD.

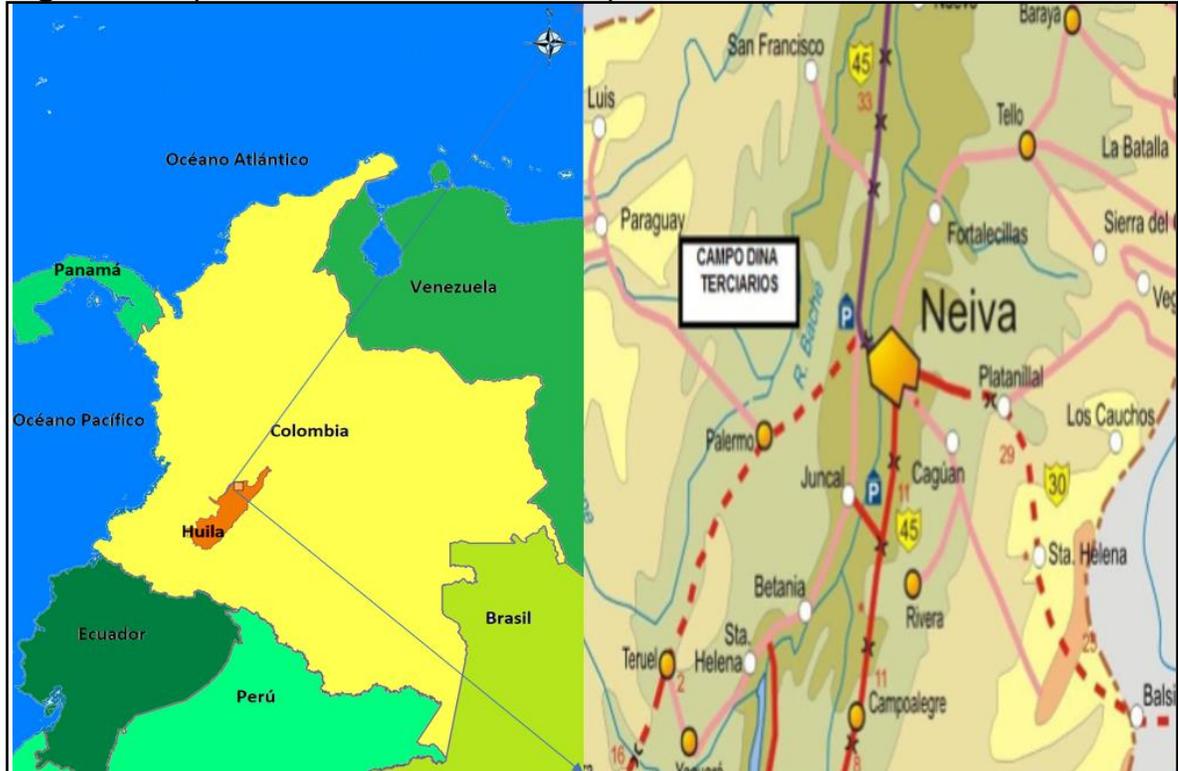
**1.1.2 Geología general de campo.** Para describir los criterios importantes del Campo, de esta forma se tendrá una confianza acerca de la conducta geológica. Los aspectos nombrados serán las formaciones geológicas, la geología estructural y la geología del petróleo.

**1.1.3 Clasificación del Yacimiento.** La producción de hidrocarburos del Campo Dina Terciario está altamente afectada por la presencia de fracturas en las cuales se localiza una roca porosa con un conjunto de fisuras de desarrollo elevado.

Por ser un sistema fracturado, posee una complicación por lo que es tomado como un sistema heterogéneo.

**1.1.4 Localización del campo.** Ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, puntualmente en la Sub-Cuenca Neiva (Figura 1). Se amplía desde el sur de Natagaima en Tolima, Pitalito en Tolima; en medio de las Cordilleras Central y Oriental.

**Figura 1.** Mapa de la localización del Campo Dina Terciario



Fuente: ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombian Sedimentary Basins; INVIAS, Instituto Nacional de Vías, mapas de red vial. Modificado por los autores.

**1.1.5 Geología del Petróleo.** Existen 38 campos productores en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. A continuación, se explicarán las fases geológicas de esta cuenca.

- Roca Generadora. El depósito de lutitas y calizas en las formaciones Tetuán, Bambucá y Luna se deben a eventos sin presencia de oxígeno en el Albiano Medio y Turoniano. El Kerógeno preponderante es de tipo II, con reflectancia de vitrina ( $R_o$ ) entre 0.5 y 1.35. La Temperatura máxima es de  $450^{\circ}\text{C}$  y  $\text{TOC} > 5\%$ .

- Migración. Ocurre justo después del primer caso compresivo del Cretácico Tardío y aún continúa. Las rutas de migración han sido documentadas en toda la extensión de la cuenca (horizontal y verticalmente). Las areniscas de la Formación Caballos son las principales transportadoras de hidrocarburos y en menor proporción las de la Formación Monserrate.
- Roca Reservorio. Las unidades de areniscas se encuentran repartidas en la cuenca de la siguiente forma: Formación Caballos y Monserrate en el Cretácico; y la Formación Honda en el Mioceno. Las rocas calcáreas fracturadas poseen gran potencial de reservorio y finalmente las facies arenosas de la Formación Tetuán quienes actualmente producen hidrocarburos, son objetivo de explotación.

**1.1.6 Propiedades de roca y fluidos.** A continuación, se aprecia un resumen de datos de las propiedades de roca y fluidos del yacimiento el cual produce el pozo DT-081, en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Propiedades de roca y fluidos

<b>PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS</b>	<b>H</b>	<b>Barz</b>	<b>D</b>	<b>M</b>
<b>Porosidad promedio %</b>	17	15	11	18
<b>Rango de porosidad, %</b>	13-21	13-18	9-13	17-20
<b>Permeabilidad Promedio (mD)</b>	50	25	6	75
<b>Rango permeabilidad, mD</b>	6-300	6-300	6-300	35-200
<b>Relación Kv/Kh</b>	0.1			
<b>Reservorio Naturalmente Fracturado</b>	No			
<b>Gravedad API del Aceite</b>	19-22	19	19	18
<b>GE del gas</b>	0.65,	ND	0.58	0.68
<b>Viscosidad Aceite/gas (cp) @ Pb</b>	40	ND	19.5	40
<b>Presión Punto de Burbuja (psi)@ Datum (DT-2, DT-11)</b>	1025	ND	879	1197

Fuente. TDA Supply & Service

**1.1.7 Survey.** Para determinar la orientación del Pozo DT – 081 se realizó la medición del tamaño y dirección de los campos magnético y gravitacional realizados con la herramienta de MWD, para obtener los siguientes datos reflejados en Tabla 2, para más información consultar el Anexo A.

**Tabla 2. Survey DT-081**

TVD	MD	INCLINACION	AZIMUTH
0	0	0	0
138	138	0.63	278.21
229.99	230	0.69	273.96
320.98	321	0.88	198.08
412.95	413	2.19	168.83
506.81	507	4.06	159.71
598.43	599	6.31	155.08
738.27	740	8.31	152.58
833.76	837	11.88	148.46
909.78	915	13.94	148.58
994.89	1003	15.5	149.21
1080.25	1092	17.38	148.83
1163.58	1180	20.06	148.33
1245.89	1268	21.38	147.58
1327.35	1356	23.06	146.08
1408.78	1445	24.56	147.96
1488.1	1533	26.75	147.71
1565.18	1620	28.5	150.08
1642.56	1709	30.69	148.71
1716.59	1796	32.69	147.96
1789.71	1883	32.94	147.96
1864.36	1972	33.06	144.46
1937.22	2059	33.19	141.33
2011.76	2148	33.06	138.58
2086	2237	33.88	136.46
2158.26	2324	33.81	136.83
2231.19	2412	34.25	136.58
2304.81	2501	34.13	136.83
2376.83	2588	34.13	137.08
2450.5	2677	34.13	137.83
2520.71	2762	34.5	136.33
2593.25	2850	34.44	136.46
2664.29	2936	34.19	135.96
2737.88	3025	34.25	135.58
2810.67	3113	34.13	135.33
2882.64	3200	34.25	134.58
2955.75	3288	33.38	136.21
3030.06	3376	31.38	135.58
3106.79	3465	29.5	135.3
3183.2	3553	30	136.83
3258.65	3641	31.94	137.33
3332.89	3729	33	137.96
3406.97	3818	34.31	137.21
3477.05	3903	34.63	136.08

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

**1.1.8 Estado Mecánico.** El Pozo DT-081 cuenta con una profundidad de 4177 ft, posee dos secciones la primera con un casing de 95/8 in de diámetro y 36 lb/ft de peso que va hasta 690 ft; la segunda tiene un casing que va de tope a base de 7 in de diámetro y 23 lb/ft de peso que va hasta 4177 ft; y un tubing de 31/2 in de diámetro y 9.3 lb ft de peso, su sistema de levantamiento artificial es bombeo por cavidades progresivas PCP, y cuenta con dos secciones cañoneadas una en la Formación Honda y una en la Formación Monserrate.

Figura 2. Estado mecánico del pozo DT-081

TDA		REPORTE COMPLETAMIENTO PCP				CONSECUTIVO No.	
RO-06.03							
<b>INFORMACION GENERAL</b>							
COMPañIA	PREPARADO POR	TDA		TELEFONO	FECHA		
ECOPETROL				318310563	26-jun-17		
POZO	CAMPO	PAIS		DIPTO.	Nuevo		
DT-081	DINA TERCARIOS	COLOMBIA		HUILA	workover		
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH	
	9-5/8"	36 #/ft					
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH	
	7"	23 #/ft					
LINER Ranurado	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH	
TUBING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH	
	3 1/2"	9,3 #/ft	N-80	EUE		#REF!	
<b>COMPLETAMIENTO EN SUPERFICIE</b>							
DRIVE HEAD (23)		ELECTRIC MOTOR (24)		VSD			
FABRICANTE	WTF	FABRICANTE		FABRICANTE	YASKAWA		
S/N		S/N		S/N	1w0872221030001		
MODELO	MINI G	AMPERIOS		MODELO	F7		
POLEA	144 DIENTES	POLEA		CORRIENTE	33,00		
GEAR RATIO	4,00	HP	40	HP	40		
CORREAS	2530	RPM	1190	VOLTAJE			
<b>(22). BOP COMPOSITE PUMPING TEE 7 1/16" X 3MIL X 3 1/8" X 3000M RAMS 1 1/4" (OIL LIFT), R 31 / R45 .</b>							
<b>COMPLETAMIENTO EN FONDO</b>							
STATOR		ROTOR		DRIVE RODS			
FABRICANTE	MANTL	FABRICANTE	MANTL	FABRICANTE			
MODELO	10M2000	MODELO	10M2000	DIAMETRO	1,00		
S/N		S/N		LONGITUD			
ELASTOMERO	HN 70	SIZE	STD	GRADO			
CONEXIÓN	3 1/2"	CONEXIÓN	1"	PESO			
<b>DESCRIPCION</b>							
SARTA DE PRODUCCION		UMINISTRADO PO	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
MR		XXX	XXX	0,00		0,00	0,00
01. Tubing Hanger Tipo Rotator 7-1/16"	ECP	7,060	7,062	0,31		0,00	0,31
02. 53 Juntas de 3-1/2" EUE N-80 3,3 Usadas	ECP	2,892	3,50	1629,10		0,31	1630,01
03. 61 Juntas de 3-1/2" EUE N-80 3,3 Nuevas	ECP	2,892	3,50	1859,30		1630,01	3489,31
04. Niplezillo 3-1/2" EUE x 2,75"	TDA	2,750	3,50	1,08		3489,31	3490,39
05. Swivel 3-1/2" EUE S/N 31580	ECP	2,892	3,50	1,63		3490,39	3492,08
06. Pcp Joint 3-1/2" EUE N80 3,3#	ECP	2,892	3,50	6,14		3492,08	3498,22
07. Estator 10-2000 4" NU S/N 102103	TDA	XXX	3,50	31,45		3498,22	3529,67
08. X/OVER 3-1/2" EUE (PIN PARO)	TDA	XXX	3,50	1,60		3529,67	3531,27
09. Anchor catcher torquestopper 3-1/2" EUE S/N: 16396	ECP	2,892	3,500	1,14		3531,27	3532,41
10. Separador de Gas 3-1/2" EUE S/N: PC 178	ECP	2,892	3,500	2,75		3532,41	3535,16
SARTA DE VARILLA		UMINISTRADO PO	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
MR		XXX	XXX	N/A	0,00	0,00	0,00
11. Barra Lisa 1 1/4" x 40"	ECP	XXX	1,250	30,00		0,00	30,00
12. (2) Pony Rod 7/8" WFT D x 8x2'	ECP	XXX	0,875	10,00		30,00	40,00
11. (131) Varilla WFT D 7/8" x 25' con Cent PL5 7/8" x 3-1/2"	ECP	0,000	0,875	3393,80		40,00	3433,80
14. (1) Shear Coupling 7/8" x 30Klbs	TDA	XXX	1,750	0,67		3433,80	3434,47
15. (3) Varilla WFT D 7/8" (NUEVO)	ECP	XXX	0,875	75,00		3434,47	3509,47
16. Rotor 10-2000 S/N: R428009	TDA	XXX	2,000	20,00		3509,47	3529,47
<b>FORMACIONES</b>							
			FROM (')	TO (')	THICKNESS	SHOWS	
<b>FECHA</b>							
<b>HISTORIAL INTERVENCIONES (WORKOVER &amp; WELL SERVICE)</b>							
<b>COMENTARIOS</b>							
Nota:							
REPRESENTANTE DE TDA				REPRESENTANTE DEL CLIENTE			

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

**1.1.9 Perforados.** Los rangos de perforados se muestran en un resumen junto a todas sus características principales en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Perforaciones pozo DT-081

5.2. PERFORACIONES								
FECHA PERF.	TOPE (ft)	BASE (ft)	ESTATUS	FECHA	BLOQ.	FORMACIÓN	TPP	COMENTARIOS
23/07/2009	2.275	2.295	OPEN	07/08/2009	E	TH3	6	Skin <u>by-pass</u>
23/07/2009	2.460	2.470	OPEN	07/08/2009	E	TH3A	6	Skin <u>by-pass</u>
23/07/2009	2.550	2.560	OPEN	07/08/2009	E	TH4	6	Skin <u>by-pass</u>
23/07/2009	2.700	2.715	OPEN	07/08/2009	E	TH4	6	Skin <u>by-pass</u>
23/07/2009	2.980	2.990	OPEN	23/07/2009	E	TH6	6	CSG GUN 4.5"
23/07/2009	3.060	3.080	OPEN	23/07/2009	E	TH6	6	CSG GUN 4.5"
23/07/2009	3.218	3.228	OPEN	23/07/2009	E	TH7B	6	CSG GUN 4.5"
23/07/2009	3.339	3.349	OPEN	07/08/2009	W	TH7	6	Skin <u>by-pass</u>
23/07/2009	3.411	3.421	OPEN	07/08/2009	W	TH7B	6	Skin <u>by-pass</u>
23/07/2009	3.563	3.568	OPEN	23/07/2009	W	MONSERRATE	6	CSG GUN 4.5"
23/07/2009	3.585	3.590	OPEN	23/07/2009	W	MONSERRATE	6	CSG GUN 4.5"
23/07/2009	3.596	3.601	OPEN	23/07/2009	W	MONSERRATE	6	CSG GUN 4.5"
23/07/2009	3.655	3.675	OPEN	23/07/2009	W	MONSERRATE	6	CSG GUN 4.5" ARENADO
23/07/2009	3.696	3.710	OPEN	23/07/2009	W	MONSERRATE	6	CSG GUN 4.5"

Fuente. TDA Supply & Service

**1.1.10 Historia de Producción.** Como se menciona anteriormente, el inicio de la explotación del Campo Dina Terciario ocurrió en el año 1961 y desde ahí hasta comienzos de la década de los 80's los niveles de producción estaban en el orden de los 2000 BOPD. El incremento significativo se presentó en 1983 pues su producción estuvo en el orden de los 7300 BOPD, éste fue el punto más alto de producción en toda la historia del campo.

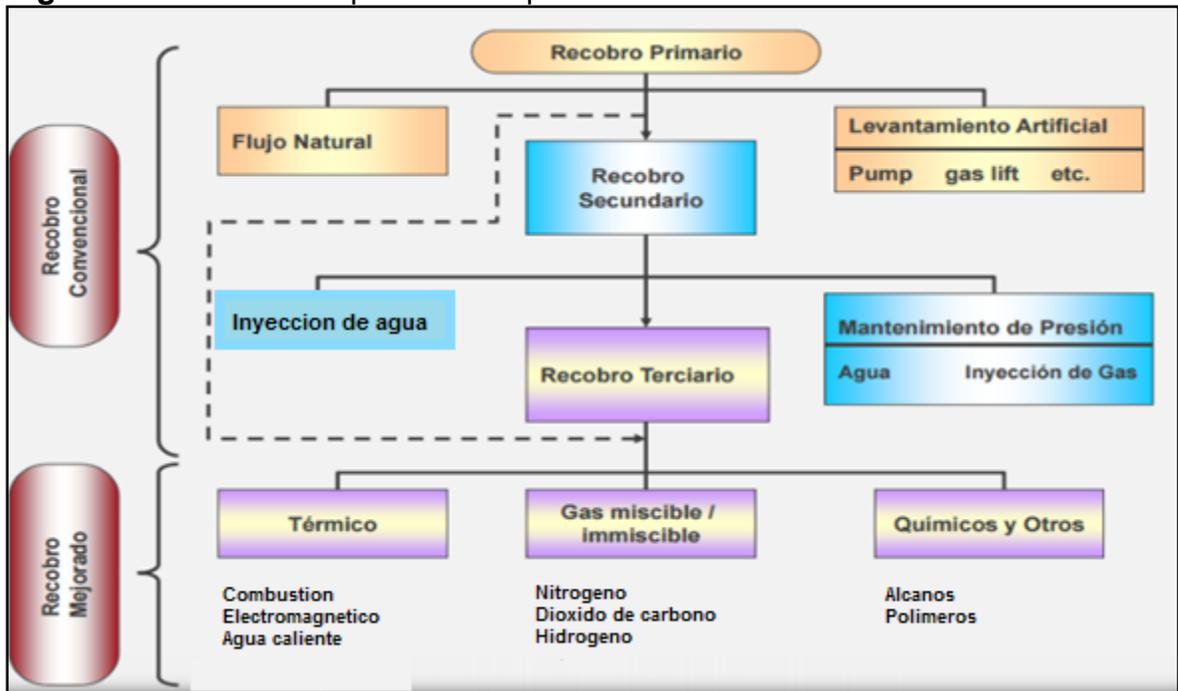
Para mayo de 1997, se tuvo un orden de 4200 BOPD, 7300BWPD, un GOR de 400 SCF/STB y un BSW de 63%, la producción del Campo Dina Terciario en la actualidad es realizada mediante sistemas de levantamiento artificial como el Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas para luego ser transportado por líneas de transferencia a la Batería donde se encuentra el múltiple de producción y luego es distribuido a dos separadores generales de prueba.

En general, el campo tuvo un comportamiento estable debido a que no se presentaron declinaciones muy definidas (entre los años 1968 – 1981 y 1983 – 1991). Luego de 1991 la producción del campo ha descendido alrededor del 8% anual. En cuanto al corte de agua, los niveles nunca sobrepasaron el 30% hasta 1986, luego se presentó un incremento gradual hasta llegar a 60% en 1997.

## 1.2 FASES DE RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN

Al iniciar la explotación y producción en un pozo se cuenta con un proceso, éste consta de tres etapas de recuperación o recobro de hidrocarburos dependiendo de la energía y presión que contenga el yacimiento, la cantidad y rentabilidad de las reservas que queden en el interior del reservorio, las cuales se ilustran en la Figura 3, dichas etapas siguen un orden comenzando con el recobro primario, seguido del recobro secundario y finalizando con el recobro terciario, algunas de éstas fases se pueden saltar si se determina que el proceso no es rentable para la producción de los hidrocarburos presentes en el yacimiento; el método que se utiliza en cada fase obedece los cálculos que los ingenieros de yacimientos y producción realizan para establecer la mejor opción por cada etapa.

**Figura 3.** Fases de recuperación de producción



Fuente. Oil & Gas Journal, Marzo 20, Año 2000. Editado por los autores.

En el pozo a evaluar los hidrocarburos son extraídos por un sistema de levantamiento artificial que hace parte de la recuperación primaria, la cual se explica como la primera etapa de la producción de hidrocarburos por medio de mecanismos naturales de empuje de un reservorio, tales como la expansión de roca y fluidos, gas disuelto, capa de gas, acuífero y drenaje gravitacional los cuales desplazan los fluidos desde el yacimiento a superficie por el efecto del gradiente de presión que existe entre el pozo y el reservorio, el porcentaje promedio de recuperación primaria es del 10 al 15%.

**1.2.1 Sistemas de levantamiento artificial.** A medida que el tiempo pasa la energía natural del yacimiento disminuye, y los fluidos dejan de producirse por esto es importante implementar tecnologías desarrolladas que ayuden a aumentar la presión diferencial o reducir la presión de la columna hidrostática dentro del pozo, según sea el caso; los sistemas de levantamiento artificial son:

- Gas Lift
- Bombeo Electrosumergibles (ESP)
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)

A la hora de tomar la decisión de qué sistema de levantamiento artificial se debe seleccionar es importante tener en cuenta características como los fluidos que se encuentran en el yacimiento, la densidad del petróleo que se está produciendo y profundidades de la zona productora, entre otros. A continuación, se describirán cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, sus componentes, ventajas y desventajas.

**1.2.1.1 Gas Lift.** A continuación, se describen las generalidades del sistema de levantamiento artificial.

✓ **Principio de funcionamiento.** La tecnología de gas lift está basada en la inyección de gas comprimido en la parte inferior de la tubería de producción, con el fin de reducir la presión hidrostática que existe en el pozo y con esto incrementar la producción de crudo.

✓ **Rangos de aplicación.** En la Tabla 4 se describen los criterios y rangos operacionales del sistema de levantamiento artificial gas lift.

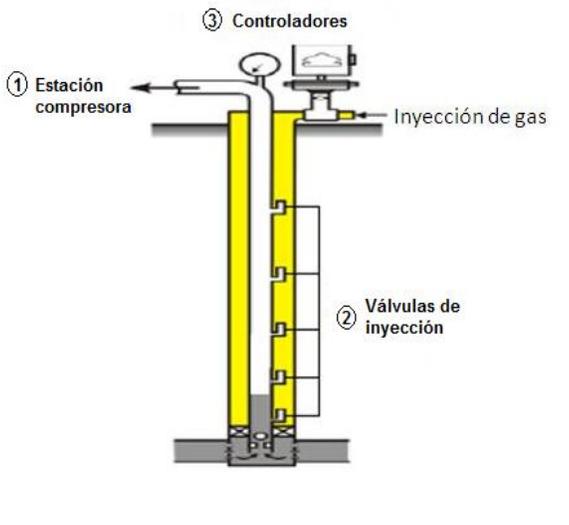
**Tabla 4.** Rangos de aplicación del Gas Lift.

<b>Criterio</b>	<b>Rango operacional</b>
Profundidad (TVD)	Función de cantidad y diámetro de válvulas
Temperatura	300 °F – 320 °F
Volumen	>200 BFPD
Manejo de agua	Regular
Manejo de gas	Excelente
Manejo de sólidos	Excelente
API	>15 °API
Tipo de pozo	Pozos verticales y desviados

Fuente. Elaboración propia.

✓ **Componentes.** El sistema de levantamiento artificial por gas lift consta de un equipo básico compuesto por los elementos que se mencionarán y describirán en la Tabla 5 a continuación.

**Tabla 5.** Componentes Gas Lift.

 <p>El diagrama ilustra un sistema de gas lift en un pozo. En la superficie, se encuentra una estación compresora (1) que suministra gas al pozo. Hay controladores (3) que regulan la presión y el tiempo. Hay válvulas de inyección (2) que inyectan gas en el anular del pozo.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estación compresora: Es un equipo el cual comprime el gas que se produce en el pozo para su reutilización.</li> <li>2. Válvulas de inyección. Su principal objetivo es inyectar el gas anteriormente tratado para la inyección de gas por el anular del pozo.</li> <li>3. Controladores: Se encuentran en superficie para regular, controlar variables como lo son la presión y el tiempo desde superficie.</li> </ol>
--	--

Fuente. Disponible en <http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-con-gas-gas.html>. Citado el 20 de agosto de 2017. Editado por los autores.

✓ **Ventajas y desventajas.** En la Tabla 6 se pueden observar las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial con tecnología gas lift.

**Tabla 6.** Ventajas y desventajas del Gas Lift.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maneja altos contenidos de sólidos y arenas</li> <li>• Aplica para pozos con alto GOR.</li> <li>• Maneja altos cortes de agua</li> <li>• Equipo económico</li> <li>• Aplica para pozos desviados</li> <li>• Aplica para operaciones costa afuera</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se necesita un adecuado suministro de gas</li> <li>• No aplica para crudos pesados y extra pesados</li> <li>• Precipitación de compuestos parafínicos</li> <li>• Puede haber formación de hidratos.</li> <li>• Corrosión en la tubería de producción</li> </ul>

Fuente. Elaboración propia.

**1.2.1.2 Bombeo Electrosumergible (BES).** A continuación se describen las generalidades del sistema de levantamiento artificial.

✓ **Principio de funcionamiento.** Este sistema de levantamiento artificial consiste en energía eléctrica suministrada desde superficie hasta el motor eléctrico que se encuentra en el fondo del pozo por medio de un cable de potencia la cual es convertida en energía mecánica rotacional que a su vez se transforma en energía potencial la cual levanta una columna de fluido desde una profundidad determinada hasta la superficie, este sistema de levantamiento artificial es utilizado en pozos donde se producen altas tasas de crudos livianos y medianos; a probado ser uno de los mejores ya que se puede variar su frecuencia y velocidad rotacional desde superficie<sup>1</sup>.

✓ **Rangos de aplicación.** En la Tabla 7 se describen los criterios y rangos operacionales del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES).

**Tabla 7.** Rangos de aplicación del Bombeo Electrosumergible

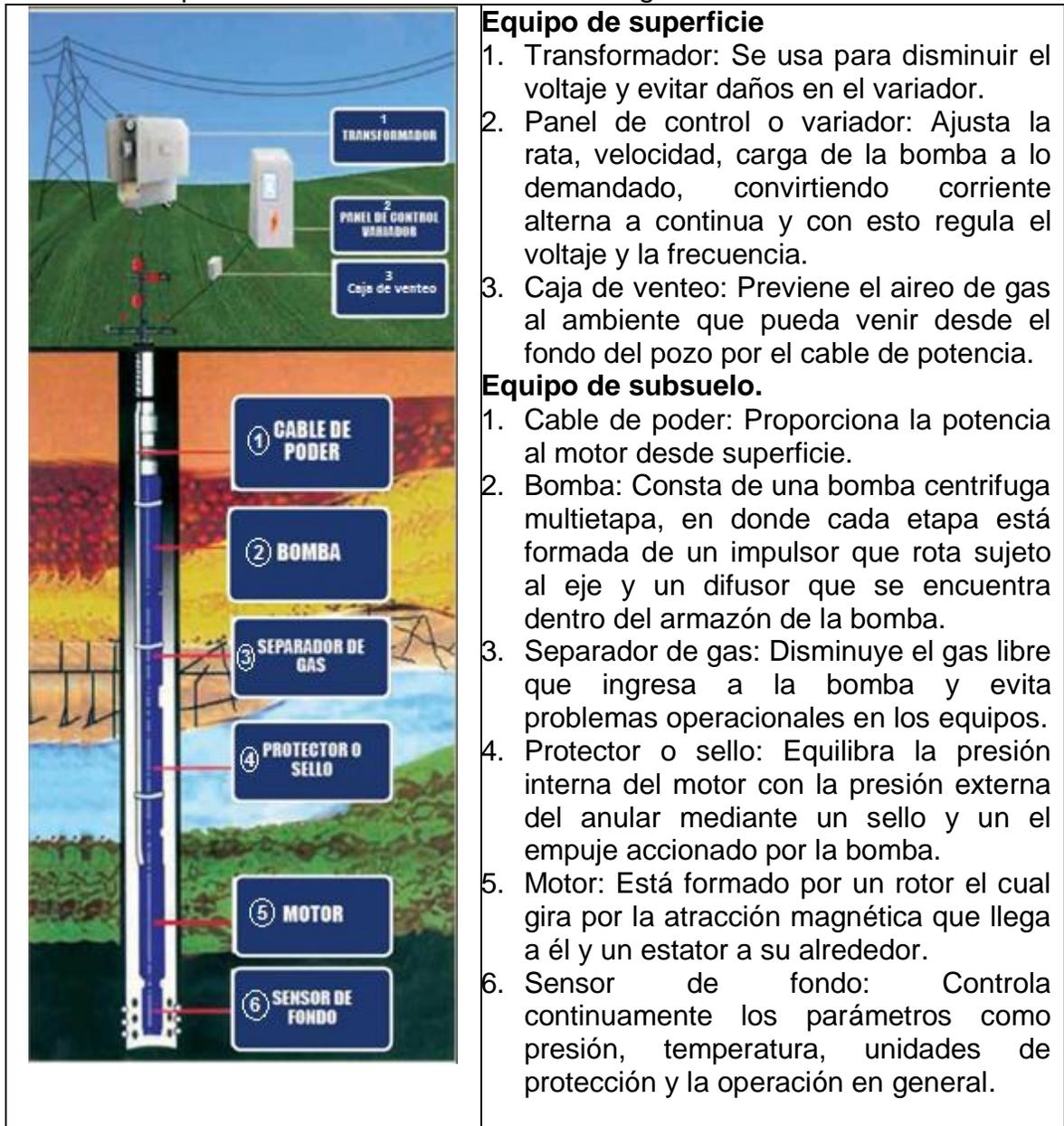
<b>Criterio</b>	<b>Rango operacional</b>
Profundidad (TVD)	6000 ft –10000 ft
Temperatura	250 °F – 300 °F
Volumen	400 BFPD – 20000 BFPD
Manejo de agua	Excelente
Manejo de gas	Malo – Regular
Manejo de sólidos	Malo
API	>10 °API
Tipo de pozo	Pozos verticales y desviados

Fuente. Elaboración propia.

✓ **Componentes.** El sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (BES) consta de un equipo de superficie de transmisión eléctrica y el equipo de subsuelo de bombeo de fluidos, como se muestra en la Tabla 8, los cuales se mencionaran y definirán a continuación.

<sup>1</sup> ESP OIL ENGINEERIG CONSULTANTS. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Venezuela. ESP OIL International Training Group, 2004.

**Tabla 8.** Componentes del Bombeo Electrosumergible.



Fuente. ENERPET, Bombeo Electrosumergible (ESP). Editado por los autores.

✓ **Ventajas y desventajas.** En la Tabla 9 se pueden apreciar las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (ESP).

**Tabla 9.** Ventajas y desventajas del Bombeo Electrosumergible.<sup>2</sup>

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Maneja altos volúmenes de fluido</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Inversión relativamente alta</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Maneja altos cortes de agua</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• No aplica para bajos volúmenes de fluido</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Trabaja con bajas presiones de fondo</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Altas temperaturas pueden dañar los cables</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• No posee partes móviles superficiales</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• No aplica en pozo con alto GOR</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Aplica para pozos desviados</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• No aplica para pozos con alta producción de arena</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Bajo impacto ambiental</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• No aplica para profundidades someras</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Aplica para operaciones costa afuera</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se requiere una intervención Work-Over en caso de reparación o mantenimiento</li></ul>

Fuente. Elaboración propia.

**1.2.1.3 Bombeo Mecánico (BM):** A continuación, se describen las generalidades del sistema de levantamiento artificial.

✓ **Principio de funcionamiento.** El funcionamiento de éste se basa en la extracción de fluido, por medio de una unidad de bombeo que genera un movimiento reciprocante, que a través de la sarta de varillas transmite energía a la bomba, ubicada a determinada profundidad, donde la tasa de producción aumenta, debido a un mayor diferencial de presión entre la formación y el fondo de pozo<sup>3</sup>.

✓ **Rangos de aplicación.** En la Tabla 10 se describen los criterios y rangos operacionales del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

<sup>2</sup> MAROTO.Holger, VINLASACA. Danilo. Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área libertador. Escuela Politécnica Nacional. 2012. 95p.

<sup>3</sup> PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Primera Edición. Venezuela. PDVSA CIED, 2001.

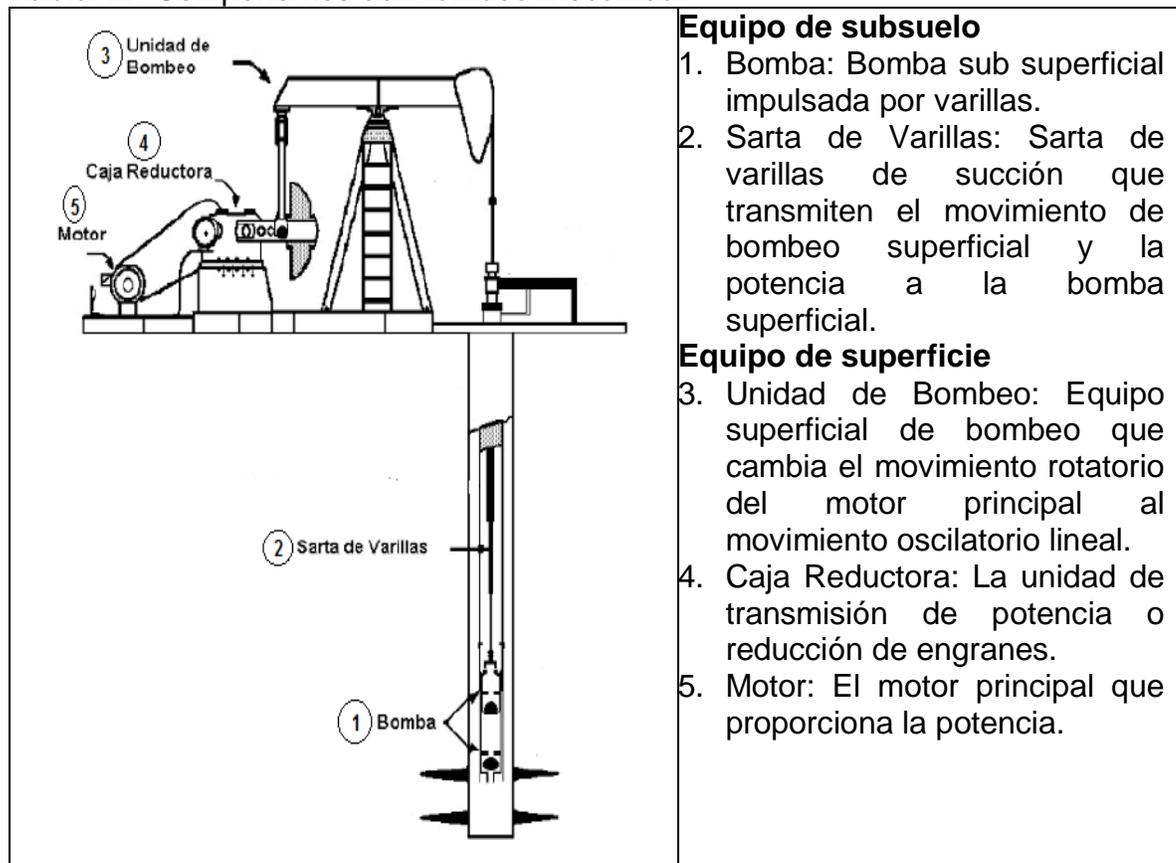
**Tabla 10.** Rangos de aplicación del Bombeo Mecánico

criterio	Rango operacional
Profundidad (TVD)	< 9000 ft
Temperatura	< 500 °F
Volumen	20 - 2000 BPPD
Manejo de agua	Excelente
Manejo de gas	Bueno
Manejo de sólidos	Malo
API	> 8°API
Tipo de pozo	Pozos verticales

Fuente. Elaboración propia.

✓ **Componentes.** El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico consta de los siguientes equipos y accesorios que se ilustran en la Tabla 11.

**Tabla 11.** Componentes del Bombeo Mecánico.



**Equipo de subsuelo**

1. Bomba: Bomba sub superficial impulsada por varillas.
2. Sarta de Varillas: Sarta de varillas de succión que transmiten el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba superficial.

**Equipo de superficie**

3. Unidad de Bombeo: Equipo superficial de bombeo que cambia el movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal.
4. Caja Reductora: La unidad de transmisión de potencia o reducción de engranes.
5. Motor: El motor principal que proporciona la potencia.

Fuente. Theta Enterprise, Inc. Manual de Bombeo Mecánico: Optimización de Bombeo Mecánico. 2005. p. 28.

✓ **Ventajas y desventajas.** En la Tabla 12 se pueden apreciar las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento de bombeo mecánico.

**Tabla 12.** Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico<sup>4</sup>.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Levantar petróleos de alta viscosidad.</li> <li>• Puede ser monitoreada remotamente con un sistema de control de supervisión de bomba.</li> <li>• Puede utilizar gas o electricidad como fuente de poder.</li> <li>• Fácil de operar.</li> <li>• Es la forma más eficiente de levantamiento artificial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemático en pozos con alta desviación.</li> <li>• Susceptible a presentar bloqueo por gas libre en exceso en la entrada de la bomba.</li> <li>• La unidad de superficie es pesada, requiere mucho espacio.</li> <li>• Se limita cuando hay excesiva producción de arena.</li> </ul>

Fuente. Elaboración propia.

**1.2.1.4 Bombeo Hidráulico.** A continuación, se describen las generalidades del sistema de levantamiento artificial.

**Principio de funcionamiento.** Es un sistema de levantamiento artificial que funciona a partir de la presurización de un fluido motriz (agua o crudo) desde una bomba en superficie hasta una bomba en fondo de pozo y su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de momentum para poder llevar el fluido hasta la superficie.

✓ **Rangos de aplicación.** En la Tabla 13 se describen los criterios y rangos operacionales del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

<sup>4</sup> PARTIDAS, N. Bombeo Mecánico: Operaciones, Diagnostico, Operación. Venezuela. ESP OIL. 2003.

**Tabla 13.** Rangos de aplicación del Bombeo Hidráulico.

<b>Criterio</b>	<b>Rango operacional</b>
Profundidad (TVD)	<15000 ft
Temperatura	500 °F
Volumen	Hasta 15000 BPPD
Manejo de agua	Excelente
Manejo de gas	Excelente
Manejo de sólidos	Malo
API	>8
Tipo de pozo	Pozos verticales y desviados

Fuente. Elaboración propia.

✓ **Componentes.** El equipo de bombeo hidráulico consta de los siguientes equipos y accesorios vistos en la Tabla 14.

**Tabla 14.** Componentes del Bombeo Hidráulico.

	<p><b>Equipos de superficie</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tanques: Allí es depositado el fluido de potencia, sea petróleo o agua.</li> <li>2. Bombas de superficie: Bombas de desplazamiento positivo de acción simple. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombas triples</li> <li>• Bombas múltiples</li> </ul> </li> <li>3. Múltiples de control: Regulan y distribuyen el suministro de fluido de potencia de uno varios pozos.</li> <li>4. Válvula de control: Regula el caudal del fluido de potencia necesario para cada pozo cuando se emplea la bomba.</li> </ol> <p><b>Equipo de subsuelo</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fluido motriz: Principal elemento para el funcionamiento de la bomba y es inyectado a presión.</li> <li>2. Bomba de fondo tipo jet o pistón: Desplaza el fluido desde fondo hasta superficie.</li> </ol>
--	---

Fuente. FLESHMAN, R; HARRISON, O. Artificial lift for high volume production. Bartlesville. 1999. 51p. Modificado por los autores.

✓ **Ventajas y desventajas.** En la Tabla 15 se pueden apreciar las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento de bombeo hidráulico.

**Tabla 15.** Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico<sup>5</sup>.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede ser usado en pozos profundos.</li> <li>• No requiere taladro para remover el equipo de subsuelo.</li> <li>• Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.</li> <li>• Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central.</li> <li>• Puede manejar bajas concentraciones de arena.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo inicial alto.</li> <li>• Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.</li> <li>• Altos costos de reparación del equipo.</li> <li>• No es recomendable en pozos de alto RGP.</li> <li>• Problemas de corrosión.</li> <li>• Diseño complejo.</li> </ul>

Fuente. Elaboración propia.

**1.2.1.5 Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP).** El sistema de producción de bombeo por cavidades progresivas o más conocido por sus siglas en inglés (PCP) es el más utilizado para la producción de crudos altamente viscosos, también tienen una alta eficiencia total a comparación de los otros mecanismos de levantamiento artificial y al no poseer muchas partes móviles su mantenimiento es simple y económico.

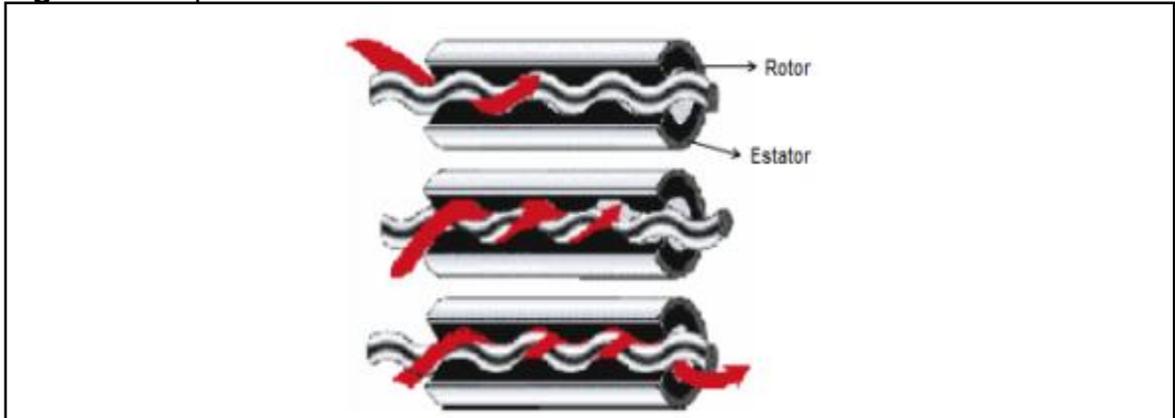
Este sistema de levantamiento artificial es el que esta implementado en el pozo de estudio y el modelo del software se diseñara en base a este único sistema de levantamiento artificial.

✓ **Principio de funcionamiento.** El sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP) consiste en una bomba de desplazamiento positivo, se caracterizan por operar en presencia de sólidos en suspensión, altos volúmenes de gas, cortes de agua y para la producción de crudos medianos y pesados, basa su funcionamiento en un engranaje helicoidal fijo llamado estator y otro engranaje helicoidal llamado rotor; el rotor se ubica en el interior del estator y tiene una combinación de dos movimientos, los cuales son una rotación en dirección a las manecillas del reloj alrededor de su propio eje y

<sup>5,6</sup> RODRIGUEZ, W. ROBLES, C. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

una rotación excéntrica en dirección contraria a las manecillas del reloj sobre el eje del estator y debido a su geometría tipo tornillo sin fin forma una secuencia de cavidades iguales y separadas las cuales se desplazan axialmente llevando el fluido desde fondo hasta la tubería de producción<sup>6</sup>, como se observa en la Figura 4.

**Figura 4.** Esquema Estator-Rotor



Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 4p. Modificado por los autores.

La Figura 5 ilustra la foto real de las bombas PCP que se encuentran en la base ubicada en la ciudad de Neiva, Colombia de la empresa TDA Supply & Service.

**Figura 5.** Bombas PCP



Fuente. TDA Supply & Service

✓ **Rangos de aplicación.** En la Tabla 16 se describen los criterios y rangos operacionales del sistema de levantamiento artificial por bombeo por cavidades progresivas (PCP).

**Tabla 16.** Rangos de aplicación del Bombeo por Cavidades Progresivas.

<b>Criterio</b>	<b>Rango operacional</b>
Profundidad (TVD)	2500 ft –5000 ft
Temperatura	75 °F – 250 °F
Volumen	5 BFPD – 2200 BFPD
Manejo de agua	Excelente
Manejo de gas	Regular
Manejo de sólidos	Excelente

Fuente. Elaboración propia.

✓ **Componentes.** A continuación se ilustrarán y definirán los componentes del sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas (PCP)

Los equipos de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas (PCP) se describirán en la Tabla 17.

**Tabla 17.** Equipo de subsuelo del Bombeo por Cavidades Progresivas.

<p>Diagrama de un equipo de subsuelo para bombeo por cavidades progresivas. El diagrama muestra una tubería de producción (1) que contiene una sarta de varillas (2). Dentro de la tubería, hay un elastómero (3) y un estator (4) con un rotor (5) adentro. Un niple de paro (6) y un ancla anti-torque (7) están también presentes.</p>	<p><b>Equipo de subsuelo</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería de producción: Es la que conduce los fluidos de fondo a superficie.</li> <li>2. Sarta de varillas: Es la que transmite el movimiento desde la barra lisa al rotor.</li> <li>3. Elastómero: Son polímeros que tienen capacidad de deformación y comportamiento elástico en el que esta modelado el estator, deben tener resistencia química, térmica, a la abrasión, a la fatiga y al desgaste.</li> <li>4. Estator: Es un engranaje helicoidal fijo, forma parte externa de la bomba y es el resultado de la unión de tubos de acero con elastómeros internos.</li> <li>5. Rotor: Es un engranaje helicoidal de acero de alta resistencia, es móvil y se encuentra dentro del estator. Se pueden clasificar por tallas dependiendo del grosor del rotor (Standard, oversized y undersized)</li> <li>6. Niple de paro: Verifica el espaciamiento que existe entre el rotor y estator para su correcto funcionamiento.</li> <li>7. Ancla anti-torque: Evita que la tubería se desconecte por la fuerza que ejerce el rotor sobre el estator.</li> </ol>
---	--

Fuente. CHACÍN, N. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Venezuela. ESP OIL. 2003. 14p. Modificado por los autores.

- **Varillas.** Las varillas más utilizadas son las convencionales para sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP) y sus especificaciones por cada diámetro y grado API se encuentran en la Tabla 18.

**Tabla 18.** Especificación de varillas

TIPO	DÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	TORQUE PERMISIBLE A LA FLUENCIA LB-FT	TORQUE LIMITE PERMISIBLE LB-FT
GRADO API C/K	5/8	140	-
	3/4	240	-
GRADO API D	3/4	362	460
	7/8	568	735
	1	850	1100
	1/8	1214	1570
	1/4	1600	2100
	1/2	2700	3150
NO API/Alta resistencia	3/4	462	500
	7/8	725	800
	1	1086	1200
	1/8	1550	1700
	1/4	2100	2500
	1/2	3650	3750

Fuente. GARCÍA. Jorge Luis David. Bombeo por Cavidades Progresivas. Bogotá. 2014. 91 p.

- **Elastómero.** El componente de mayor cuidado y de importante selección es elastómero, el cual reviste interiormente el estator, los de mayor uso en el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP), tienen base nitrílica, hidrogenación catalítica o fluoelastómeros, las condiciones requeridas del elastómero se presentan en la Tabla 19

**Tabla 19.** Requerimientos elastómeros

<b>Propiedades Mecánicas mínimas requeridas</b>		
<b>Característica</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Hinchamiento	3 a 7	porcentaje
Dureza	55 a 78	puntos
Resistencia Tensil	>55	Mpascal
Elongación a la ruptura	> 500	porcentaje
Resistencia a la fatiga	> 55000	ciclos
Resistencia al corte	> 4	Kg/mm

Fuente. PEÑA, Juan. Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista. Universidad de América. Bogotá. 2016. 91p.

- **Otros componentes.** Existen componentes secundarios que se pueden instalar en el fondo de pozo con el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP), los cuales se describen a continuación.
  - Ancla de torque. Evita el giro expuesto a desconexión de la tubería de producción.
  - Niple “X”. Localiza uniones deterioradas o aberturas en la tubería.
  - Empaque. Se utiliza para impedir el flujo de fluidos por el espacio anular.
  - Centralizadores de cabillas. Empleadas primordialmente en pozos desviados para evitar el roce contra la tubería.
  - Separadores de gas. Se usan para apartar el gas en formaciones con alto volumen de gas libre y que no entre a la bomba.
  - Ancla de tubería. Controla el movimiento axial y rotacional indeseado de la tubería de producción.

En cuanto al equipo de superficie debe ser capaz de proporcionar la energía que requiere el equipo de subsuelo para el correcto funcionamiento, para esto debe cumplir las siguientes funciones:

1. Soporta la carga axial de la sarta de bombeo.
2. Transmite el torque precisado.
3. Rota la sarta de bombeo a la velocidad precisada.
4. Previene fugas del fluido producido.

Como se aprecia en la Tabla 20, el equipo de superficie del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP) consta de los siguientes componentes: arreglar

**Tabla 20.** Equipo de superficie de Bombeo por Cavidades Progresivas<sup>7</sup>.

<p>Diagrama de un equipo de superficie de bombeo por cavidades progresivas. El sistema incluye un motor (1) que impulsa un cabezal de rotación (2). El cabezal de rotación está conectado a una sarta de bombeo que incluye un sistema de frenado (4) y un tren de potencia (5). Un variador de frecuencia (3) controla el motor. Se muestran flechas de flujo de potencia y rotación.</p>	<p><b>Equipo de superficie</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Motor eléctrico: Proporciona la potencia necesaria al sistema, pueden ser eléctricos, hidráulicos o de combustión interna.</li> <li>2. Cabezal de rotación: Conecta el motor con la sarta de bombeo, soporta cargas axiales y evita el giro inverso de la sarta de varillas.</li> <li>3. Variador de frecuencia: Monitorea y controla la velocidad del sistema, el torque total del sistema, presión y temperatura en la succión y la presión estática.</li> <li>4. Sistema de frenado: Proveer frenado que demanda el sistema e impedir la rotación inversa, su principio de funcionamiento es por fricción o hidráulico.</li> <li>5. Tren de potencia: Son elementos que permiten transferir el torque y la rotación desde el motor hasta el cabezal de rotación, la transferencia se realiza mediante un conjunto de poleas y correas.</li> </ol>
--	---

Fuente. Disponible en <http://www.petroleobrotherscompany.com.ve/> citado el 21 de agosto de 2017. Modificado por los autores.

- **Variador de frecuencia.** Entre las funciones que se recalcan del variador de frecuencia se encuentra el ajuste de torque, de velocidad, de arranque y parada, permite acciones remotas, disminuye el total de equipos en la cabeza del pozo y poseen entradas y salidas tanto digitales como analógicas.

- ✓ **Clasificación de bombas.** A continuación se nombrarán los tipos de bombas del sistema de levantamiento artificial (PCP).

<sup>7</sup> CHOLET, H. Well Production. Paris. Technip. 2000.

- Bombas Tubulares
- Bomas de gran altura
- Bombas Multilobulares
- Bombas Tipo Insertables
- Bombas para alto caudal
- Bombas de geometria simple

✓ **Ventajas y desventajas.** En la Tabla 21 se pueden evaluar las ventajas y desventajas que presenta el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP).

**Tabla 21.** Ventajas y desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas<sup>8</sup>.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eficiencia total entre el 50 y 60%.</li> <li>• Producción de fluidos altamente viscosos.</li> <li>• Pocas pérdidas de presión.</li> <li>• Producción con altas concentraciones de arena.</li> <li>• Fácil regulación de la velocidad de bombeo a través del variador de frecuencia.</li> <li>• Tolerante a altos porcentajes de gas libre.</li> <li>• Escasez de válvulas disminuyendo el desgaste o bloqueo de las partes móviles.</li> <li>• Resistencia a la abrasión.</li> <li>• Bajos costos de energía.</li> <li>• Bajos costos de inversión inicial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilidad alta a los fluidos producidos pues los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse al contacto con algunos fluidos.</li> <li>• Opera con bajas capacidades volumétricas cuando hay alta producción de gas libre evitando una lubricación óptima.</li> <li>• Cuando hay trabajo de la bomba en seco por periodos de tiempo considerables se presenta daño del estator.</li> <li>• Desgaste de contacto entre las varillas y la tubería de producción generando graves problemas en pozos horizontales.</li> <li>• Al sustituir la bomba se debe remover toda la tubería de producción.</li> <li>• Si hay operación a altas velocidades el sistema está propenso a altas vibraciones.</li> <li>• Propenso a vibraciones por altas velocidades de operación lo que requiere ancla de tubería y centralizadores de varilla.</li> </ul>

Fuente. Elaboración propia.

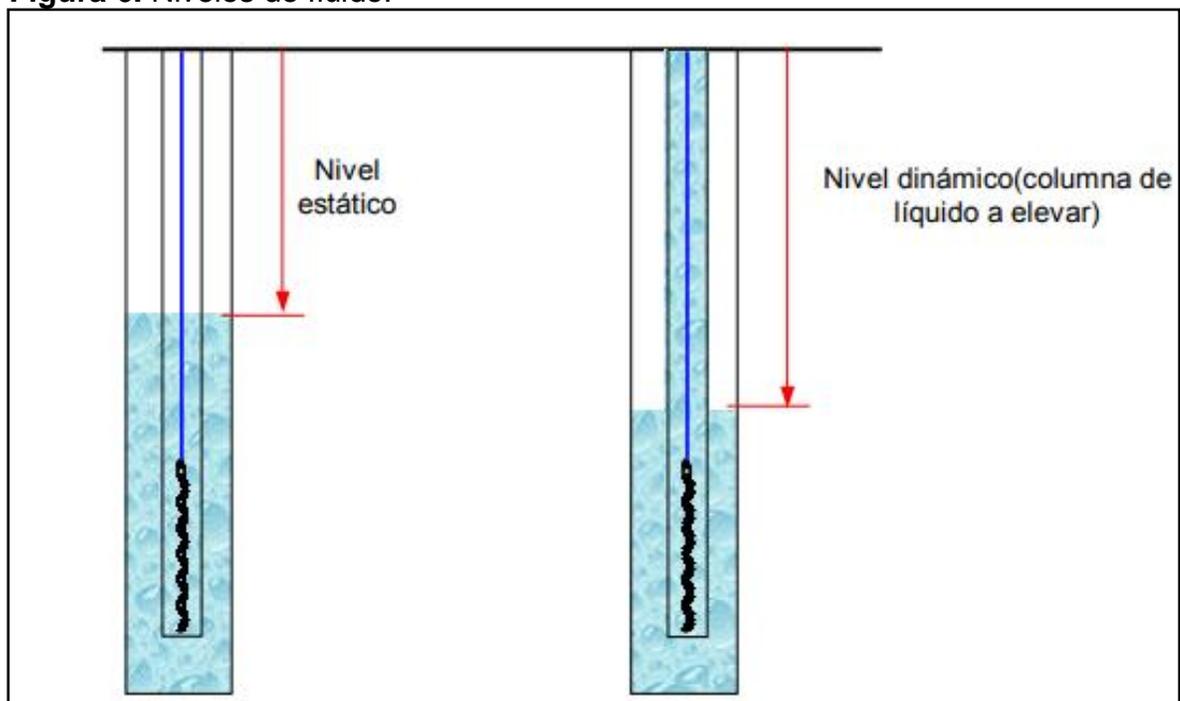
<sup>8</sup> CHACÍN, N. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Venezuela. ESP OIL. 2003.

Los mecanismos nombrados con anterioridad se instalan cuando la energía del yacimiento no es suficiente para llegar a superficie, esto genera una columna de fluido que determina hasta donde llega el mismo en un pozo, estas columnas se llamarán niveles y se definirán a continuación.

### 1.3 NIVELES DE FLUIDO

Dependiendo de la energía natural que aún se encuentran contenida en el yacimiento, la presión ejercida eleva el fluido hasta cierto nivel dentro la tubería de producción y la tubería revestimiento, este nivel se define como el nivel de fluido, se pueden encontrar diferentes niveles de fluido en un pozo obedeciendo las condiciones en las que esté operando; el nivel de fluido estático es aquel que se mide cuando el pozo no está produciendo, en este caso la carga hidrostática del fluido es igual a la presión estática del yacimiento; el nivel de fluido dinámico es el mismo nivel estático que desciende en el pozo cuando se encuentra produciendo fluido por medio de un sistema de levantamiento artificial, en este proyecto es de bombeo por cavidades progresivas (PCP), la identificación de este nivel es de gran importancia puesto puede ser usado para determinar estrategias de producción y analizar el rendimiento del yacimiento, los niveles de fluido mencionados se representan en la Figura 6, donde se observa la diferencia entre los dos niveles teniendo en cuenta que éstos no pueden coexistir en un mismo pozo, pues depende de las condiciones operativas en las que se encuentre.

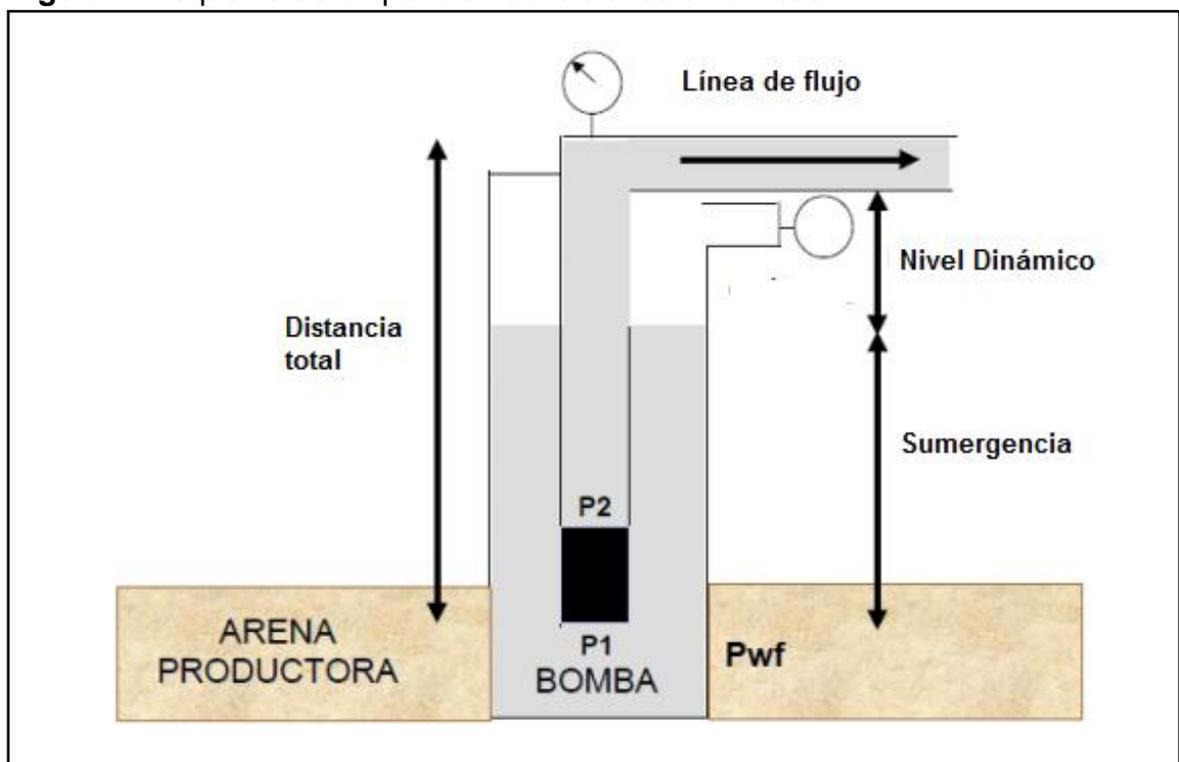
**Figura 6.** Niveles de fluido.



Fuente. OILProduction.net. PC Pump. Diseño básico y selección. 9p.

En condiciones dinámicas se debe tener en algunas variables diferentes al nivel de fluido dinámico, como lo es la sumergencia, la profundidad del pozo y la ubicación de la bomba dentro del pozo como se ilustra en la Figura 7. Ya que al activar el sistema de levantamiento artificial, el nivel dentro de la tubería de producción asciende hasta la línea de flujo y en la tubería de revestimiento el nivel desciende hasta cierto punto, por lo tanto, disminuye la presión de fondo ( $P_{wf}$ ), lo que produce una afluencia de fluido desde el yacimiento y el pozo comienza entonces a producir. Cuanto más desciende el nivel de fluido en el espacio anular, más aumenta la afluencia del mismo. El nivel dinámico entonces se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al desplazamiento de la bomba.

**Figura 7.** Esquema de un pozo en condiciones dinámicas



Fuente. ESCALANTE, S. Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). 2016.

**1.3.1 Importancia del nivel de fluido dinámico.** La verificación de este nivel tiene una gran importancia, ya que, si al determinar la sumergencia, que depende del nivel de fluido dinámico, según la empresa TDA Supply & Services, ésta se encuentra debajo de 200 ft, se debe advertir a la compañía operadora de un nivel muy bajo, aunque si el valor es inferior de los 100 ft, se concluye que se localiza en un nivel crítico, y se recomienda disminuir la velocidad en la cual se encuentra operando la bomba por cavidades progresivas, porque si el nivel de fluido dinámico no se nivela, puede llegar a secarse el pozo y dañar la bomba, generando una abrasión o desgaste como se aprecia en la Figura 5, esto ocurre

debido a que el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP) no levanta fluido a superficie, por la ausencia del mismo y por cada revolución o giro del rotor dentro del estator, éste choca con el elastómero, lo que causa tal deterioro, hasta llegar a la pérdida total de la bomba.

**Figura 8.** Bomba PCP deteriorada



Fuente. TDA Supply & Service S.A.

## 2. PROCEDIMIENTOS ACTUALMENTE UTILIZADOS, PROBLEMAS OPERATIVOS PARA SU MEDICIÓN Y VARIABLES CRÍTICAS

En este capítulo se describirán los procesos y las herramientas para determinar el nivel de fluido dinámico actualmente utilizados en la industria petrolera y se explicaran las limitaciones operacionales que poseen estas herramientas al momento de realizar la medición del fluido dinámico en un pozo, además se identificarán y detallarán las variables críticas para el desarrollo del software.

Las herramientas más frecuentadas en la toma del nivel de fluido dinámico se aclaran a continuación.

### 2.1 PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR EL NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO

En la actualidad existen pocas alternativas para determinar el nivel de fluido en un pozo, estos procedimientos que se vienen usando se detallarán a continuación.

**2.1.1 Echometer Well Analyzer.** A continuación se describirán las generalidades de la herramienta.

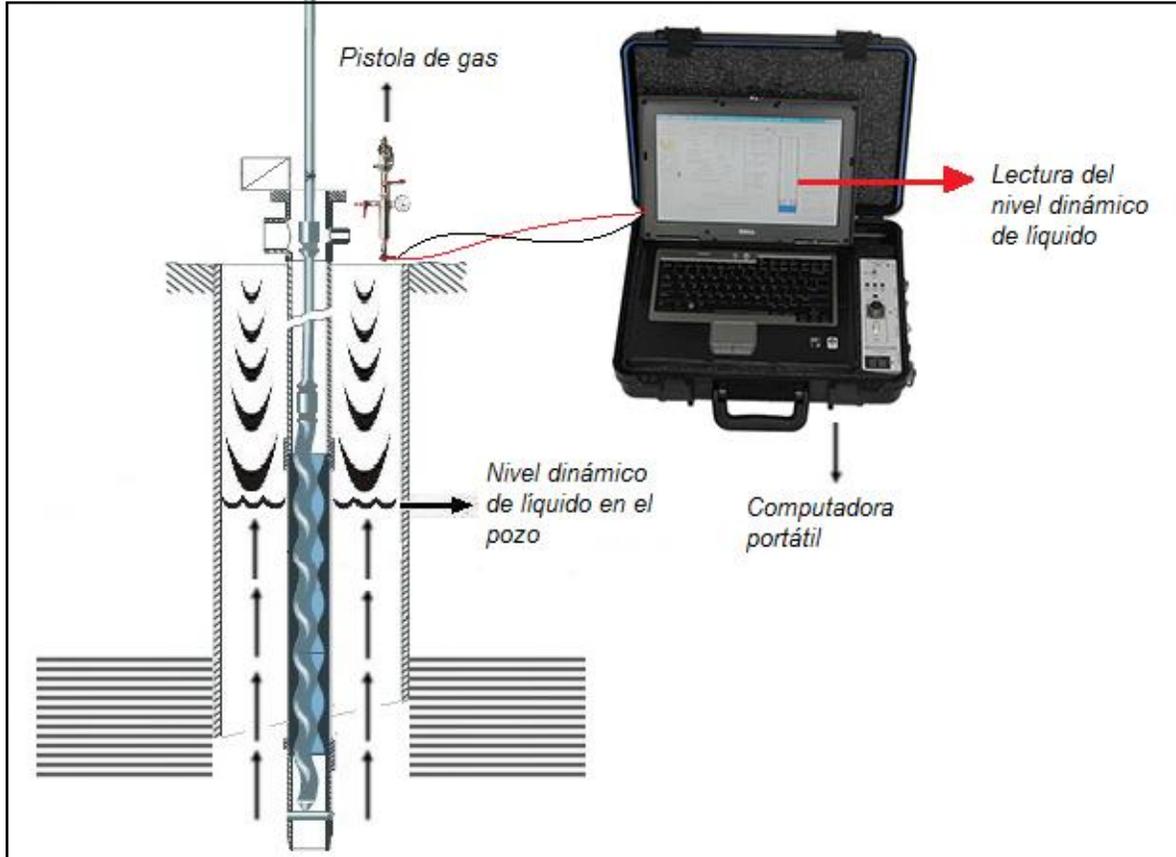
**2.1.1.1 Principio de funcionamiento.** Esta herramienta recibe, almacena, procesa, muestra y administra los datos generales del pozo para dar un análisis inmediato del estado de funcionamiento del pozo, está formado por una pistola de gas y un micrófono para determinar la profundidad del nivel de fluido.

Normalmente, la profundidad del nivel de fluido dinámico se determina emitiendo un disparo acústico por el espacio anular con una pistola de gas, como se muestra en la Figura 9, y al recibir la señal de que la sonda se topa con la superficie del líquido, un sistema controlado por un computador portátil con sistema operativo Windows recibe la lectura y procesa automáticamente estos datos acústicos para determinar el nivel de fluido dinámico en el pozo, así como también calcula la presión de fondo, el caudal máximo de producción, la presión de entrada de la bomba, el flujo de gas por el espacio anular y otros ajustes.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> ECHOMETER COMPANY. Echometer Digital Well Analyzer Brochure. MS1913-001 REV B. Texas.

**Figura 9.** Funcionamiento Herramienta Well Analyzer.

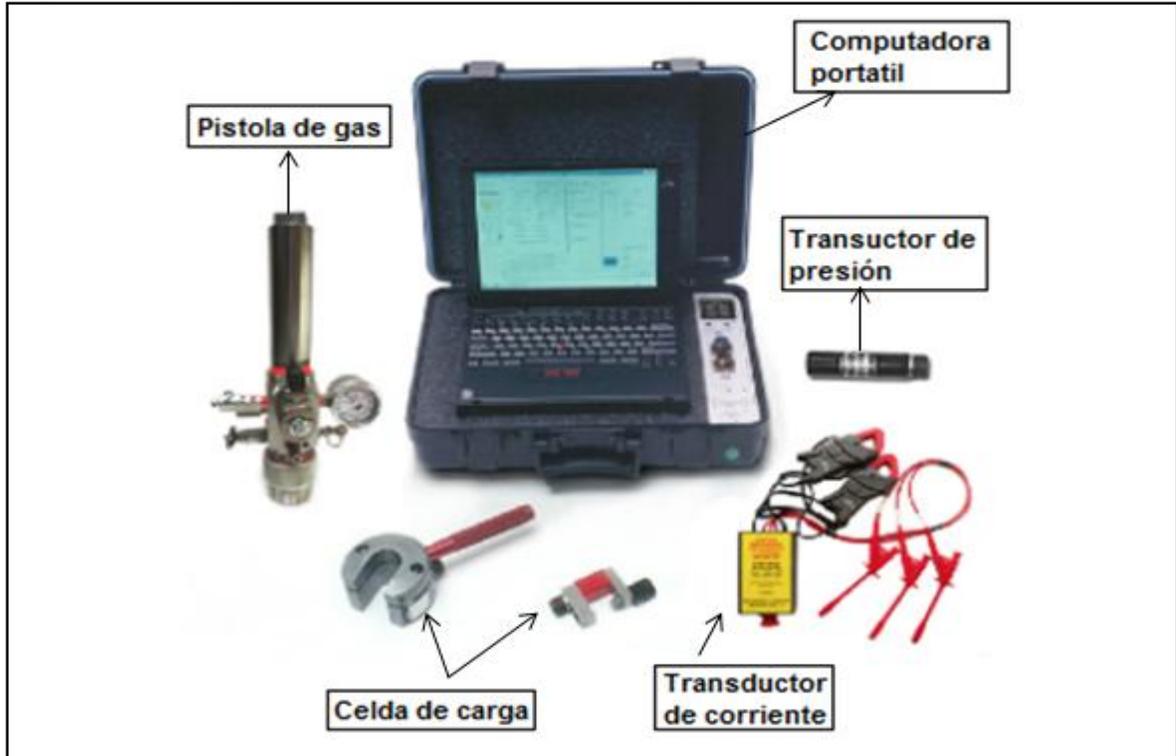


Fuente. NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil. 110p. Modificado por los autores.

Para cálculos como el de presión, se basa en datos de presión en superficie percibidos por el transductor de presión, presión en la cabeza del casing (CHP), velocidad acústica, nivel de líquido y datos de presión.

**2.1.1.2 Componentes.** El sistema completo de analizador de pozos consta de las siguientes piezas que se observan en la Figura 10 descritas a continuación. Aunque se aclara que para realizar el análisis de niveles de fluido se utilizan solamente la computadora portátil, la pistola de gas remota, el transductor de presión y cables o accesorios.

**Figura 10.** Componentes Herramienta Well Analyzer



Fuente. UPC GLOBAL. Echometer Configuraciones. 5p. Modificado por los autores.

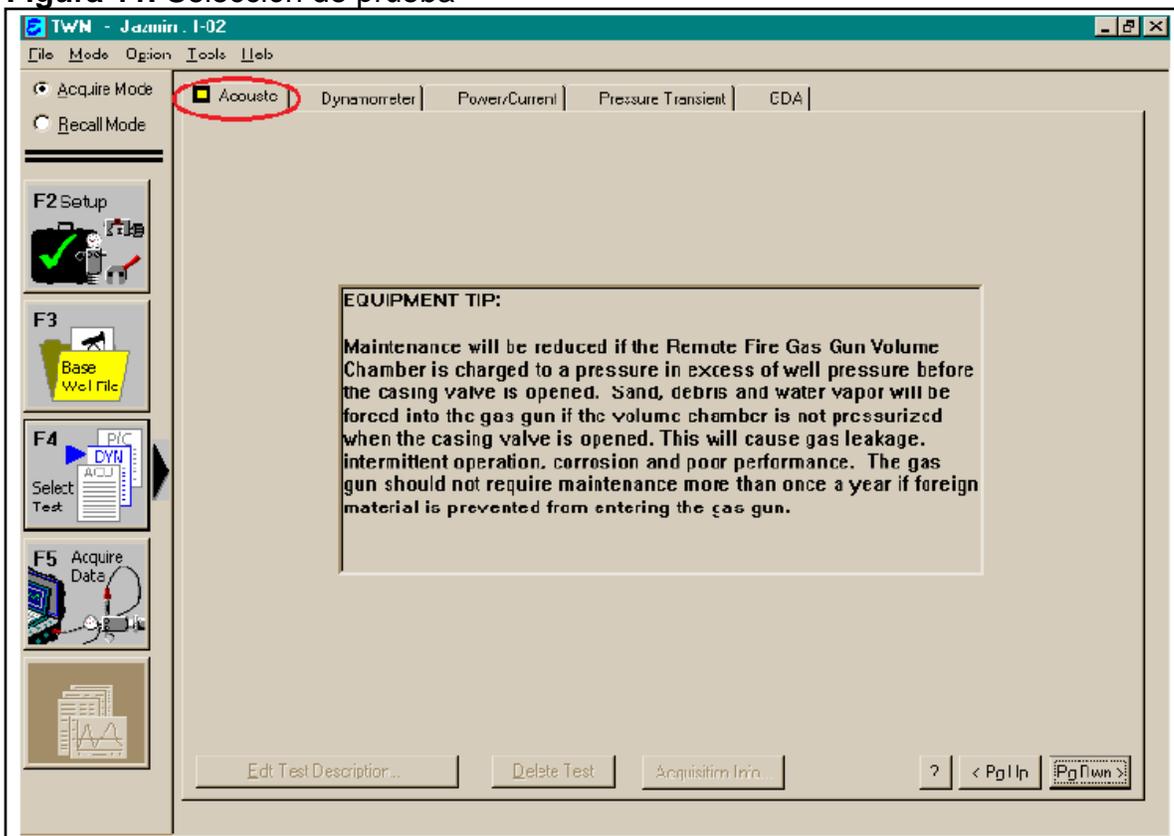
- Computadora portátil. Debe contar con el software TWM (Total Well Manager) y a él llegará la información del pozo anteriormente mencionada.
- Pistola de gas. Genera un pulso acústico y detecta ecos del fondo del pozo. En su interior permanece una cámara que es llenada con gas comprimido para enviar dicho pulso, adicionalmente cuenta con un micrófono que detecta no sólo el disparo, sino las uniones, ecos del pozo y el nivel de fluido, esto genera una señal eléctrica transmitida al analizador. Es de suma importancia escoger bien esta pistola, pues el pulso que ella genera deberá contar los collares lo más profundo posible para tener éxito en el reflejo de la onda del nivel de líquido.
- Manómetro WG. Se encuentra incorporado en la pistola de gas y mide la presión en la cámara de la pistola de gas, y así poder determinar si la presión de la cámara es lo bastante alta para generar el pulso. líquido.
- Transductor de presión. Tiene como función tomar las medidas de presión del revestimiento, su rango de trabajo va hasta los 1500 psi.

- Transductor de corriente. Es utilizado para medir la corriente y la potencia del motor.
- Celda de carga. También llamados transductores dinamométricos, normalmente utilizados en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, se utilizan para medir la carga de la barra pulida y su posición.

**2.1.1.3 Procedimiento.** A continuación se mostrara el procedimiento que sigue este software para determinar el nivel de fluido dinámico en un pozo.

El programa que la herramienta Echometer Well Analyzer usa para mostrar y analizar los resultados se llama TWN, inicialmente al abrir éste se deberán subir los datos del pozo y las variables del yacimiento que el software demande en el archivo base para comenzar cualquier prueba, posteriormente a esto se debe seleccionar la Prueba Acústica, la cual es la que determina el nivel de fluido dinámico dentro de un pozo, como se observa en la Figura 11

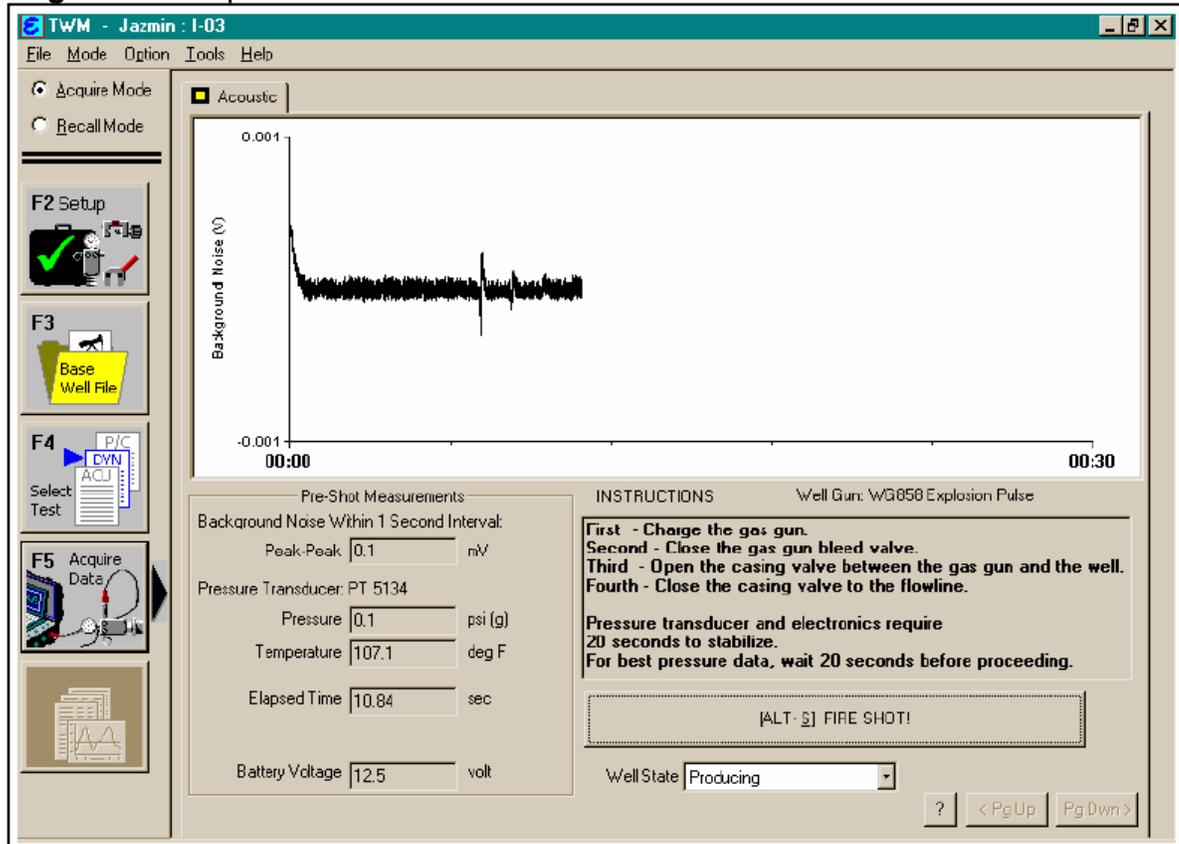
**Figura 11.** Selección de prueba



Fuente. BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

A continuación se deberá realizar el disparo con la pistola de gas por el espacio anular, una vez realizado el disparo el Software TWM recibe la señal y el programa comenzara a graficar los datos adquiridos de la amplitud del ruido contra tiempo, como se muestra en la Figura 12.

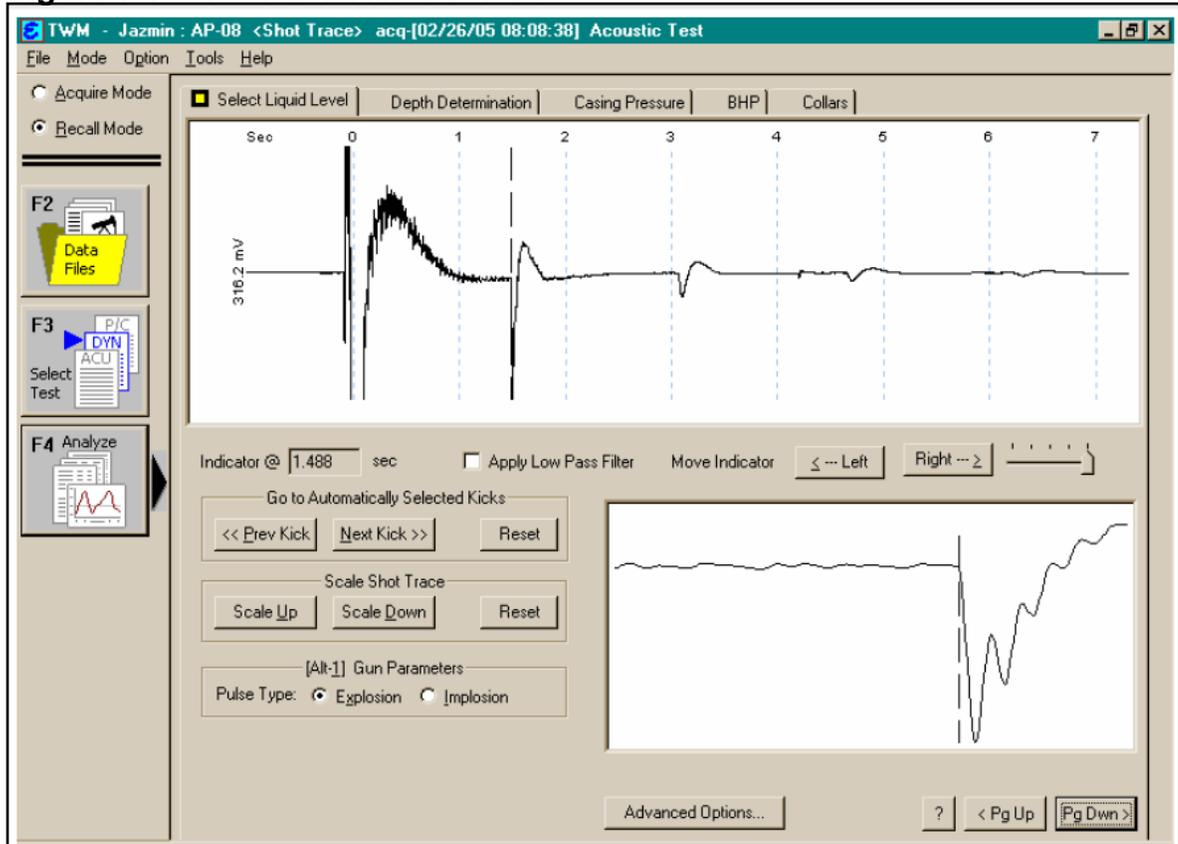
**Figura 12.** Adquisición de datos



Fuente. BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinámométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

Si la amplitud del ruido aumenta en un instante de tiempo, se puede considerar que fue debido a que el gas que se disparó choco contra el nivel de fluido, entonces el software arroja un resultado aproximado mediante una línea vertical punteada, y una ampliación de éste en la parte inferior derecha, como se muestra en la Figura 13, sin embargo, el operador basado en sus conocimientos y en los datos que posee del pozo, debe adaptar dicha gráfica al punto que considere más apropiado,.

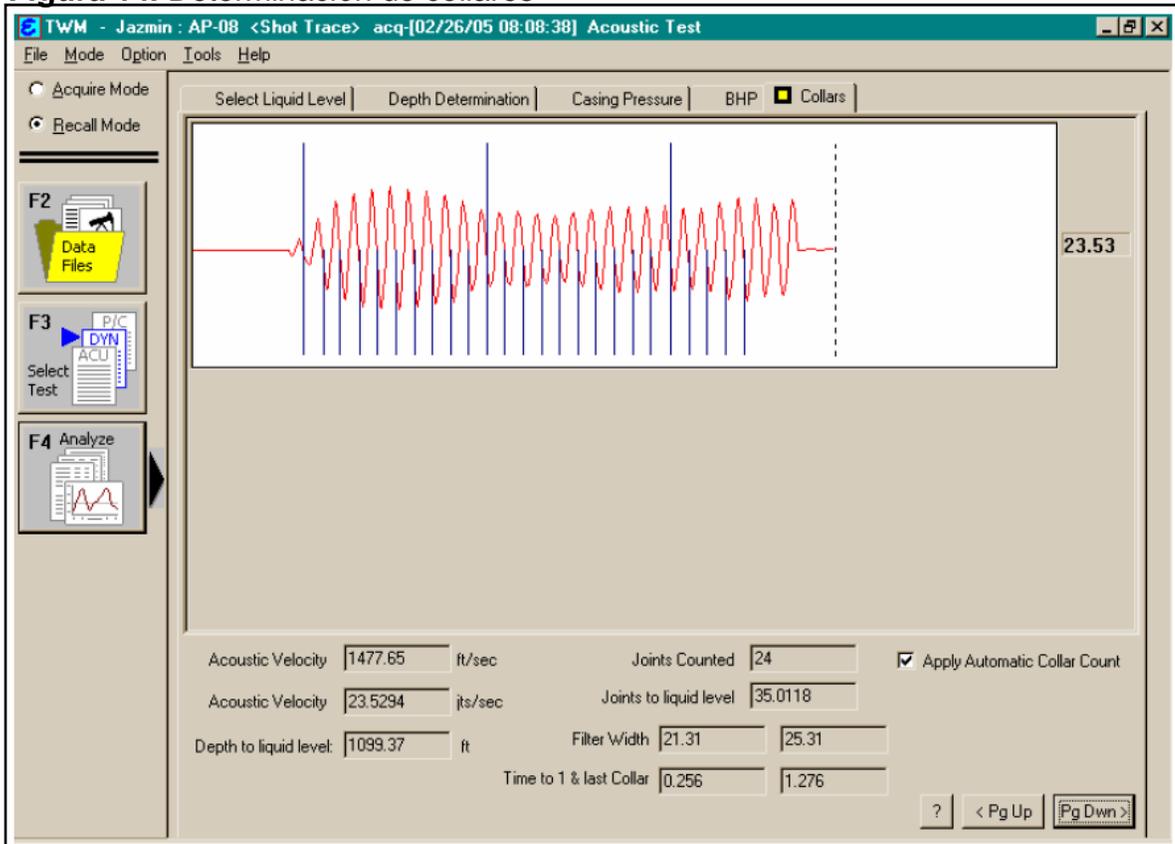
Figura 13. Selección del nivel de fluido



Fuente. BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

En la Figura 14, se aprecia el conteo de collares o uniones obtenidos de la prueba acústica hasta el nivel de fluido dinámico, el usuario tendrá que tener los mejores resultados de esta pestaña para obtener un nivel de fluido con una alta precisión.

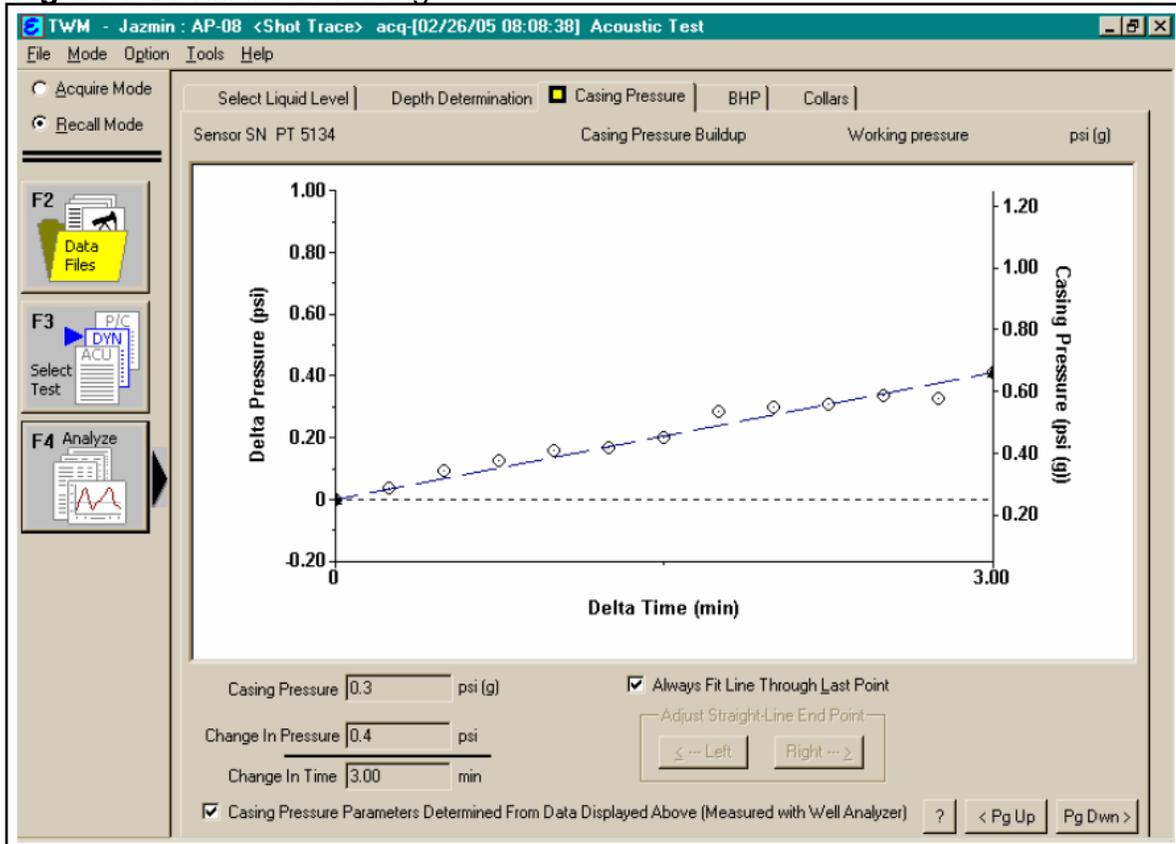
Figura 14. Determinación de collares



Fuente. BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

En la Figura 15 se encuentra la presión de revestimiento en un lapso de tiempo, para evaluar la cantidad de gas que se halle en el espacio anular, los puntos que se muestran en la gráfica no pueden tener una desviación significativa respecto a la línea transversal de lo contrario se sabría que el pozo no está estabilizado y se deberán acomodar los valores a la línea.

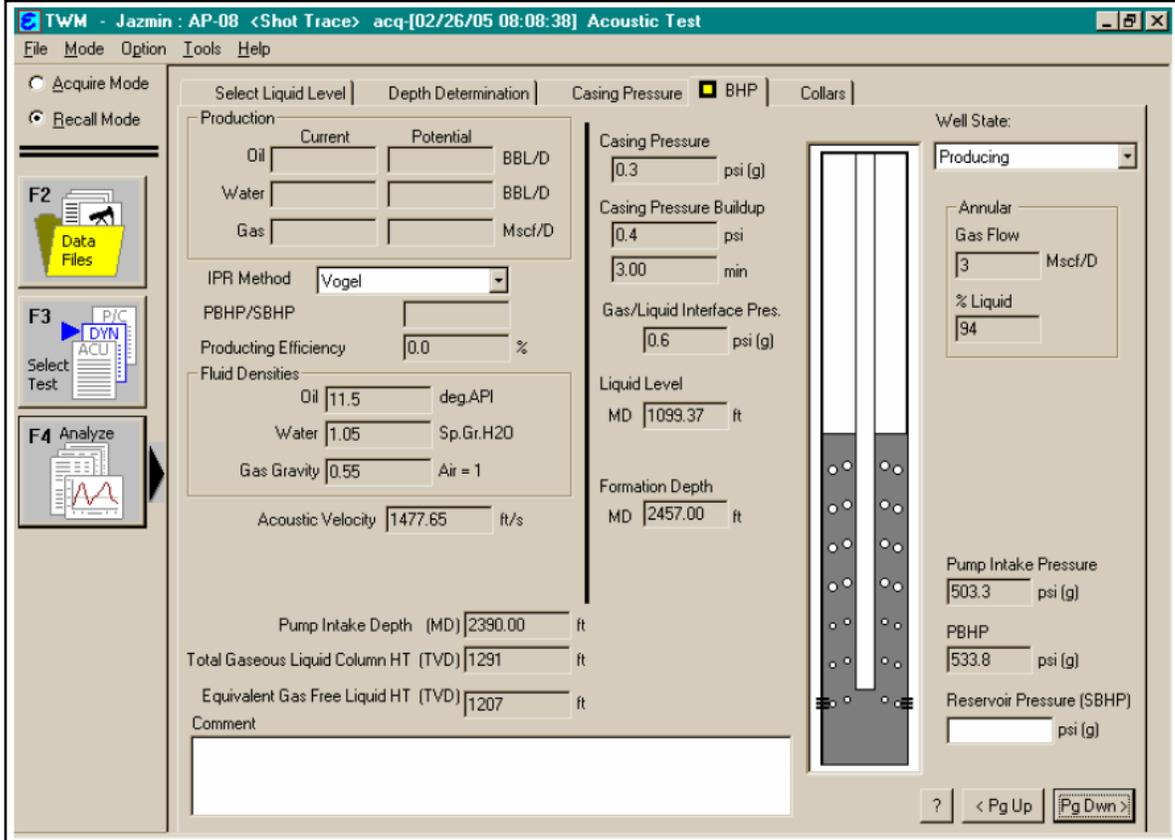
**Figura 15. Presión de Casing**



Fuente. BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

Finalmente, el TWM arroja los resultados de la prueba acústica a partir de los datos previamente conseguidos, la presión de revestimiento y el archivo base del pozo, los cuales se aprecian en la Figura 16, donde en la parte derecha se muestra un diagrama indicando el nivel dinámico del fluido, junto a diferentes parámetros como los son la posición de entrada a la bomba, el porcentaje de líquido, la profundidad de la formación, la presión dinámica de fondo de pozo, la presión de la interface gas-liquido, entre otros y a la izquierda de la pantalla diferentes parámetros del fluido, variables del yacimiento y valores del desempeño de pozo.

**Figura 16.** Presión de fondo de pozo

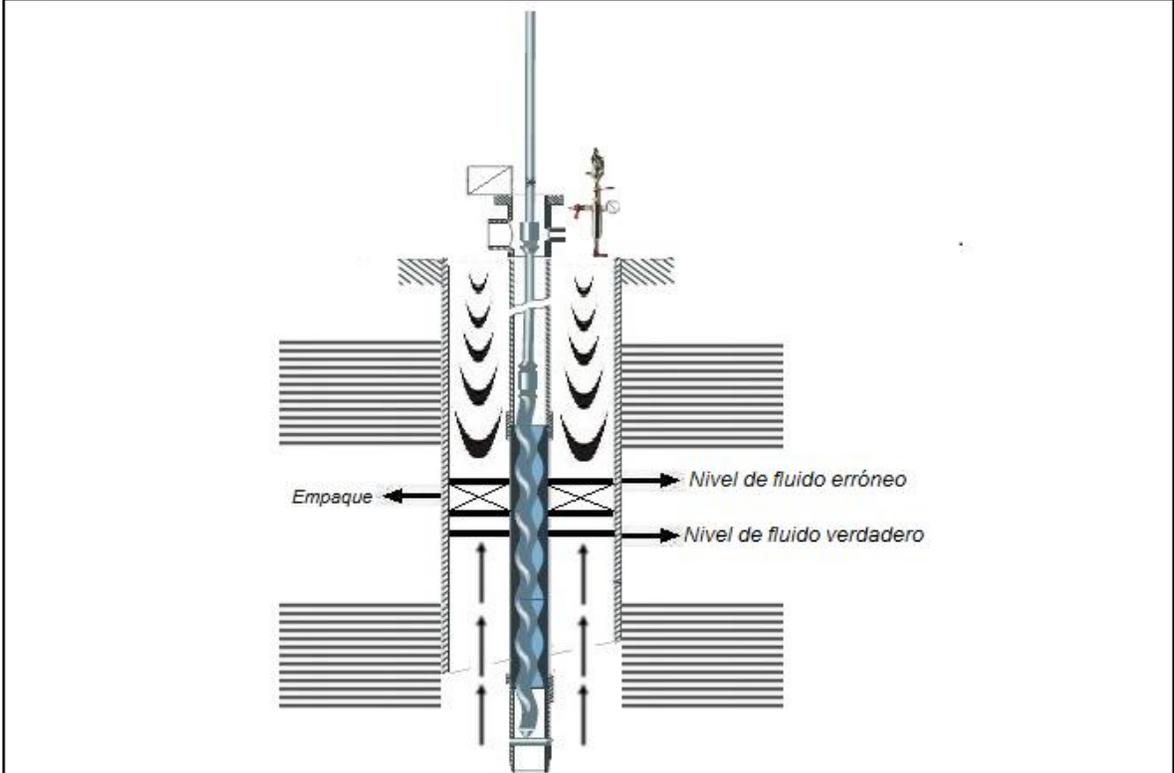


Fuente. BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinámométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

**2.1.1.4 Problemas operativos.** A pesar de que el Well Analyzer es prácticamente la única herramienta utilizada en la actualidad en la industria para la determinación del nivel dinámico del fluido su uso no se puede hacer presente en todos los pozos con sistema de levantamiento por cavidades progresivas, pues posee limitaciones que desencadenan problemas para los pozos y pérdidas para las compañías tanto operadoras como prestadoras de servicios, de acuerdo a investigaciones externas esta herramienta en general manifiesta un error del 25% aparte de las limitaciones que se explicaran a continuación:

- ✓ **Empaques por encima de la bomba.** Si el nivel de fluido dinámico se encuentra por debajo de un empaque, el nivel de fluido que arroja la herramienta Well Analyzer da un nivel de fluido erróneo, pues al hacer el disparo, éste choca con el empaque y no con el nivel dinámico del fluido dinámico verdadero lo que produce una lectura incorrecta como se ilustra en la Figura 17.

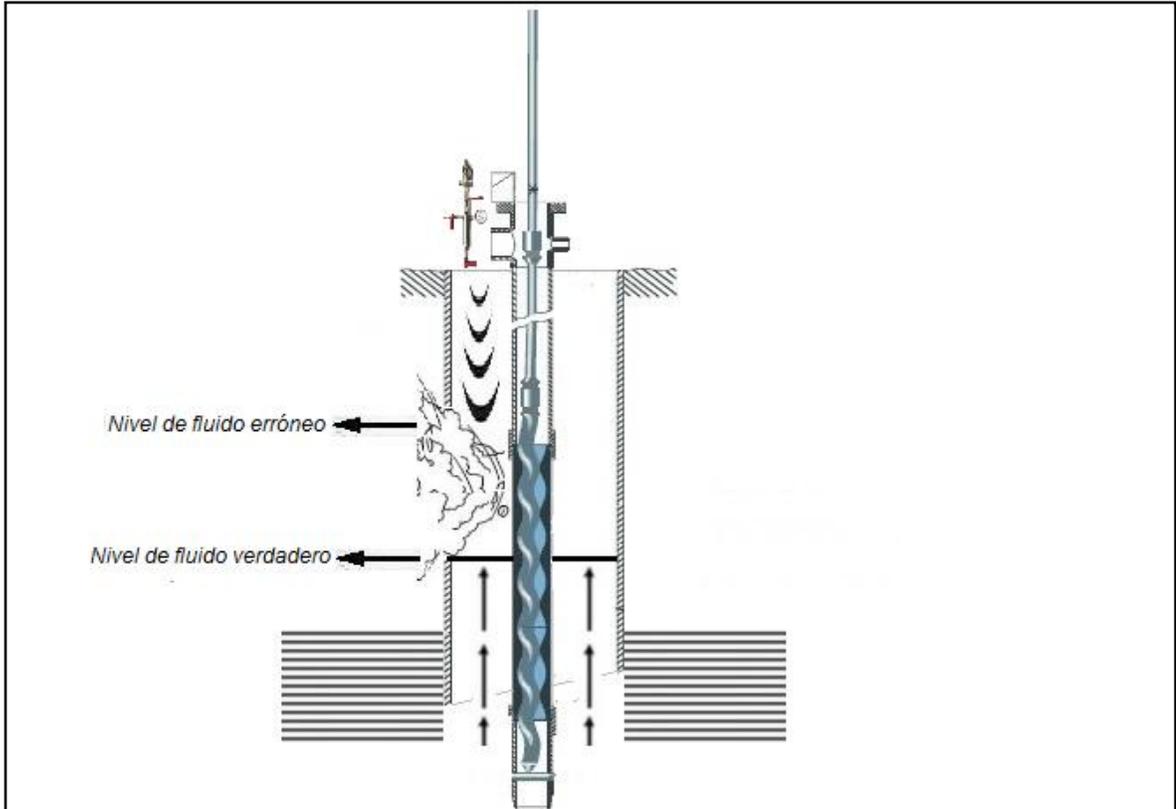
**Figura 17.** Empaque por encima de la bomba.



Fuente. NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil. 110p. Modificado por los autores.

✓ **Colapsos en el casing.** Al no soportar la presión de sobrecarga ejercida sobre el casing pueden ocurrir derrumbes o colapsos dentro del anular y en el momento en que se realice el disparo de la pistola de la herramienta Well Analyzer la onda lee el colapso emitiendo la lectura un nivel de fluido erróneo si el nivel de fluido dinámico verdadero se encuentra por debajo como se ilustra en la Figura 18.

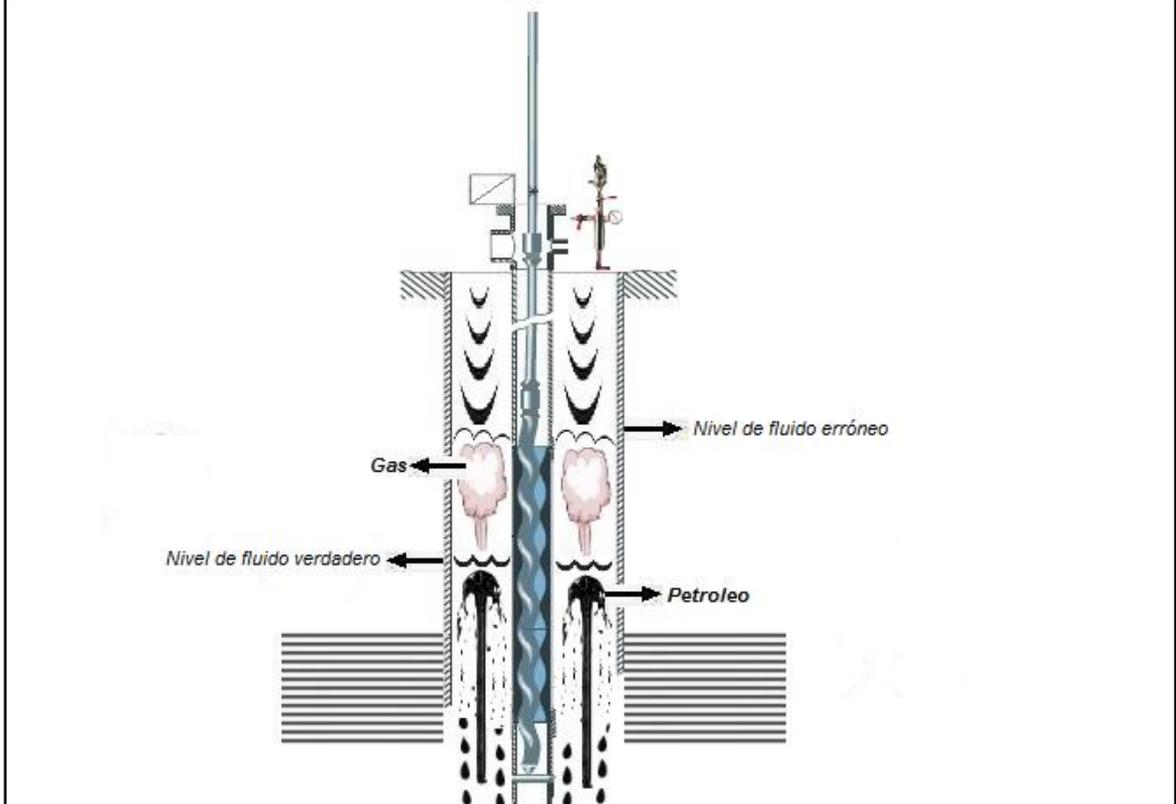
**Figura 18.** Colapsos en el Casing.



Fuente. NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil. 110p. Modificado por los autores.

✓ **Pozos con presencia de gas libre.** En pozos con alta producción de gas libre se limita la lectura del nivel de fluido dinámico con la herramienta Echometer Well Analyzer ya que dicho gas contrarresta la presión del gas de ésta, como se observa en la Figura 19, aunque es poco común en pozos con sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP) tener este tipo de pozos porque el gas libre reduce la eficiencia de la bomba, una forma de tener un resultado adecuado es incrementar la presión del disparo de la pistola de gas y dejar salir el gas del espacio anular antes de realizar la toma del nivel.

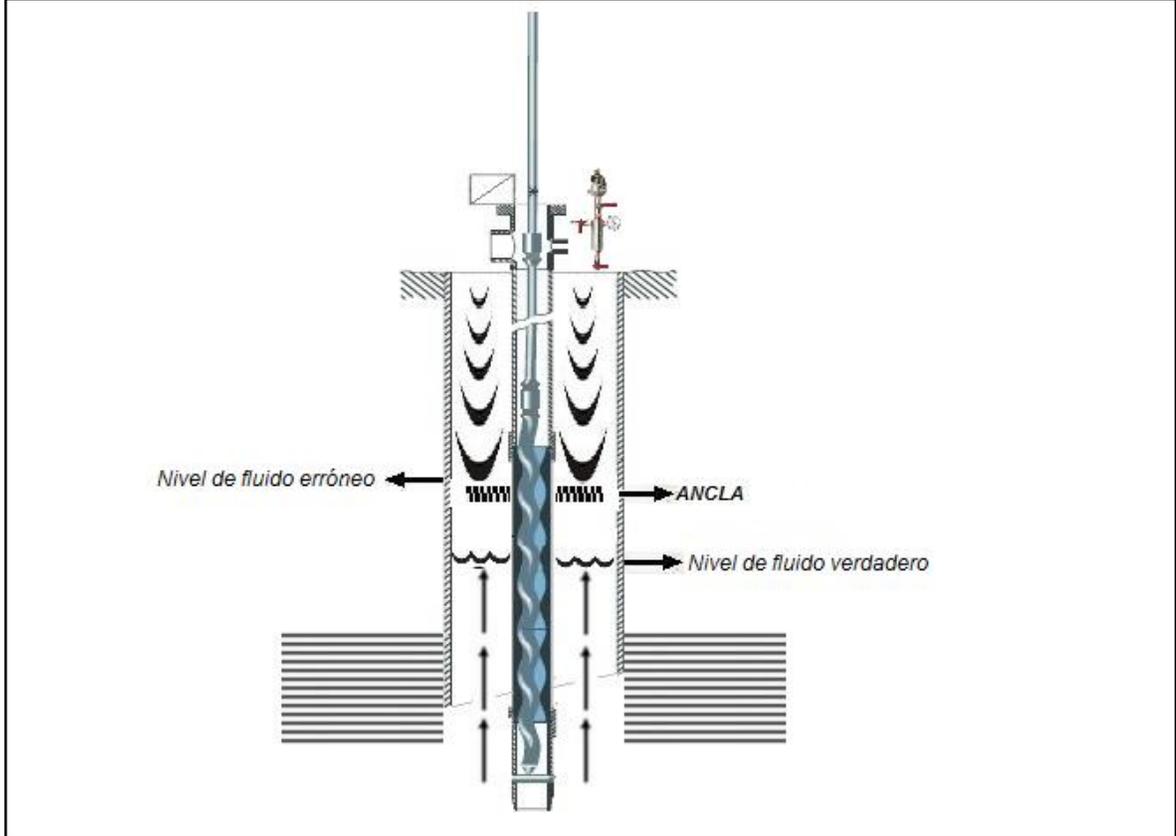
**Figura 19.** Pozo con presencia de gas libre.



Fuente. NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil. 110p. Modificado por los autores.

✓ **Ancla de la bomba.** Cuando la bomba presenta vibraciones se debe instalar un ancla de tubería la cual amortigua dichas vibraciones y va situada ocupando el anular, en el caso de que el nivel de fluido dinámico se encuentre debajo de la ubicación del ancla de tubería las ondas emitidas por la herramienta Echometer Well Analyzer se topan con el ancla devolviendo una medición incorrecta como se puede apreciar en la Figura 20.

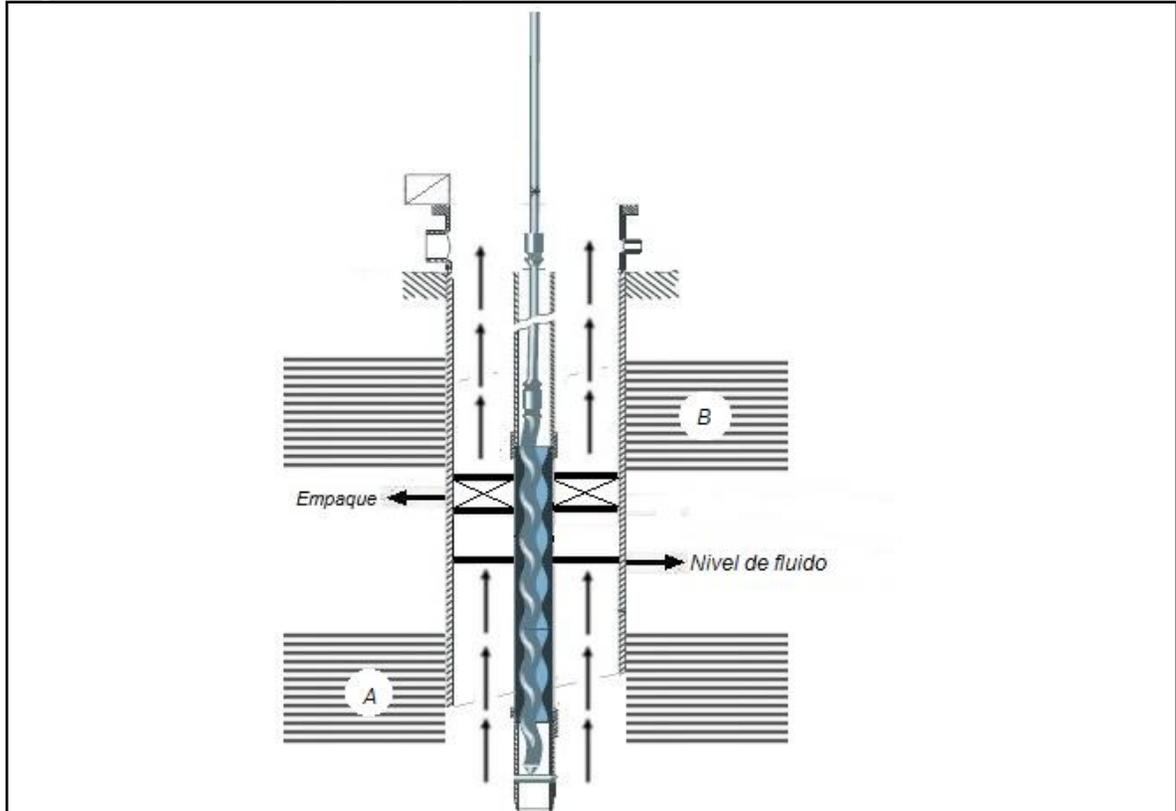
**Figura 20.** Pozo con Ancla de Tubería.



Fuente. NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil. 110p. Modificado por los autores.

✓ **Producción por el espacio anular.** En el caso en que se tengan dos formaciones productoras (A y B), de las cuales la formación B produzca por el anular y la formación A otra produzca por el tubular se complica la toma del nivel de fluido dinámico de la formación A que está produciendo con sistema de levantamiento artificial como se muestra en la Figura 21, ya que la herramienta Echometer Well Analyzer no tendrá el espacio para ubicarse, ni la posibilidad de disparar por un medio adecuado en el espacio anular.

**Figura 21.** Producción por el espacio anular.



Fuente. NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil. 110p. Modificado por los autores.

✓ **Presiones del casing muy altas.** Si la presión sobre el casing es mayor al rango de presión máxima a la que opera la herramienta Well Analyzer Echometer, la herramienta es incapaz de tomar un nivel de fluido dinámico en el espacio anular del sistema.

Otra manera de determinar el nivel de fluido dinámico en un pozo es mediante el uso de sensores de fondo los cuales se explicaran a continuación.

**2.1.2 Sensor de fondo.** A continuación se describirán las generalidades de esta herramienta.

**2.1.2.1 Principio de funcionamiento.** Estos sensores se encuentran adheridos a la tubería de producción y basan su funcionamiento en temperaturas y presiones de fondo utilizando un cable que corre protegido por un tubo metálico protector sujeto a la tubería y va conectado desde el sensor de fondo hasta el cabezal de fondo y posteriormente a una computadora, mandando señales por medio de

corrientes eléctricas en tiempo real, para así determinar el nivel de fluido y otros datos o parámetros del fondo del pozo<sup>10</sup>

**2.1.2.2 Problemas operativos.** A continuación se muestran las limitaciones del sensor de fondo en el instante en que se mide el nivel de fluido.

- ✓ **Costos elevados.** La instalación del sensor de fondo adicional al sistema de levantamiento artificial genera costos adicionales elevados que no son rentables operacionalmente.
- ✓ **Consumo alto de energía.** Los sensores de fondo al utilizar una corriente eléctrica para transmitir los datos de fondo a superficie consumen demasiada energía.
- ✓ **Fallas eléctricas.** Los sensores de fondo tiene una sensibilidad alta a que fallen partes por cuestiones eléctricas, también si no soportan condiciones de fondo o en el caso de que se presente una emergencia en campo se corta la energía inmediatamente y estos dejan de funcionar, la dependencia a la electricidad puede ser una gran problema.
- ✓ **Inadecuada instalación del sensor.** Por ser un dispositivo que se instala permanentemente en fondo, si el personal que lo instala no está debidamente capacitado el sensor de fondo puede ocasionar fallas desde el en el sistema en general.

Otra manera de determinar el nivel de fluido dinámico en un pozo es mediante el uso de la herramienta Murag, descrita a continuación.

**2.1.3 MURAG.** A continuación se describirán las generalidades de la herramienta.

**2.1.3.1 Principio de funcionamiento.** La unidad multi medida desarrollada por RAG es una herramienta con un funcionamiento totalmente automatizado y electrónico que actúa mediante una señal que es transmitida desde la salida del casing en la superficie, soporta altas presiones y altas temperaturas y adicional viene con un software integrado para monitoreo continuo<sup>11</sup>.

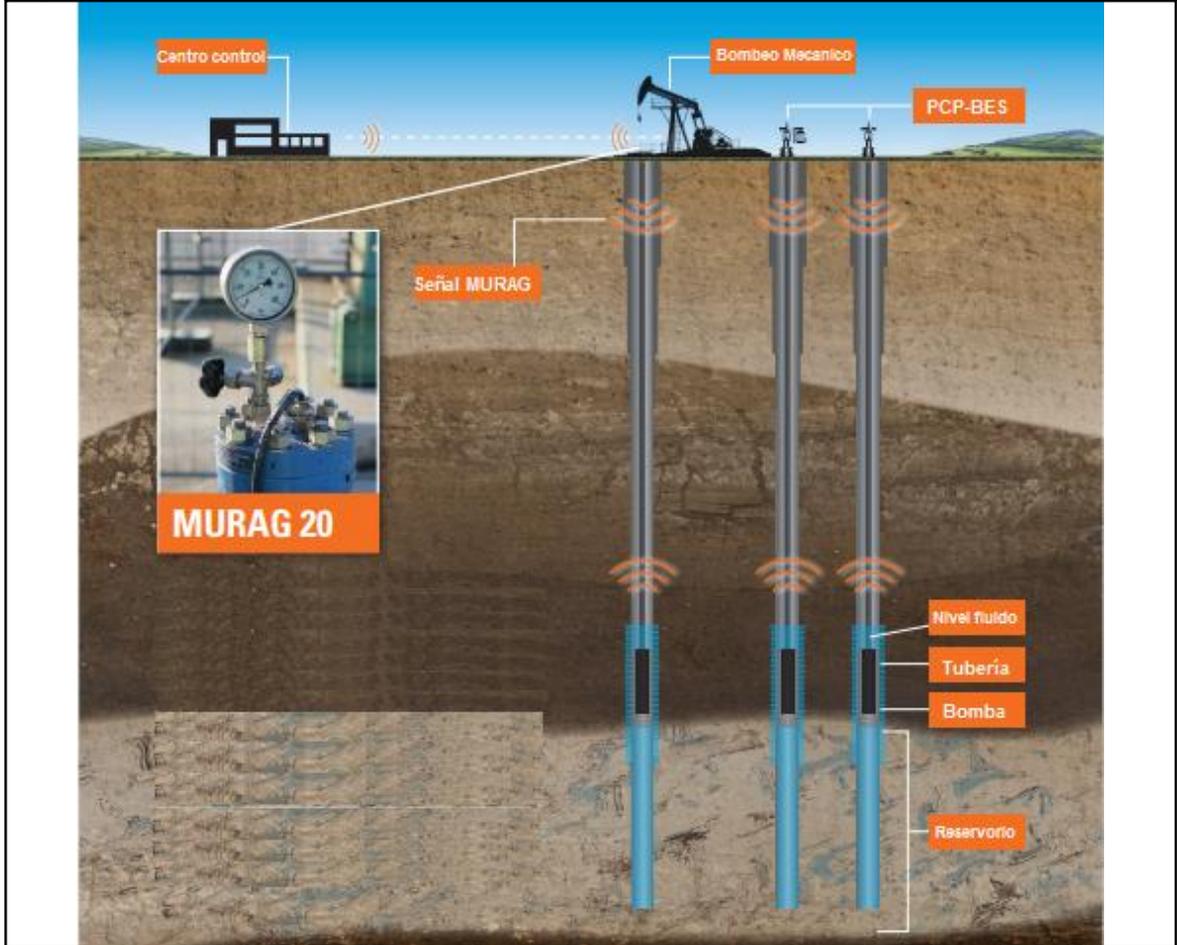
El Funcionamiento de esta herramienta se ilustra en la Figura 22 donde se puede observar que se utiliza para distintos tipos de levantamiento artificial y ofrece otros usos como el control general de la bomba, control de punto de burbuja, caracterización del yacimiento, entre otras.

---

<sup>10</sup> ECK, J; EWHERIDO, U; MOHAMMED, J; OGUNLOWO, R; FORD, J; FRY, L; HIRON, S; OSUGO, L; SIMONIAN, S; OYEWOLE, T; VENERUSO, T. Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución.

<sup>11</sup> RAG. RAG.Technology Sales & Services. Vienna. 2015.

**Figura 22.** Herramienta MURAG.



Fuente. RAG. MURAG. Listen your well. Vienna. 2015. Editado por los autores.

Tomando en cuenta los diferentes métodos que se aplican actualmente para determinar el nivel de fluido dinámico en un pozo, se propondrá un nuevo procedimiento, tomando en cuenta variables críticas de las bombas por cavidades progresivas (PCP) con sus respectivas fórmulas, para crear un modelo matemático que estime teóricamente el nivel de fluido dinámico en pozos con este tipo de sistema de levantamiento artificial.

**2.2 VARIABLES CRÍTICAS.** A continuación se describen y explican las variables necesarias para la determinación del nivel de fluido en un pozo con sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP), a partir del diseño de una bomba PCP, con la finalidad de relacionarlas entre si y poder hallar matemáticamente el nivel de fluido para posteriormente aplicarlas en el desarrollo del software.

**2.2.1 Torque.** El torque es la energía aplicada a través de las varillas para que la bomba pueda funcionar correctamente y levantar el fluido hasta la superficie, el torque que actúa sobre la sarta de bombeo es la sumatoria de torque hidráulico,

torque por fricción y torque resistivo. A continuación en la Ecuación 1 se muestra la fórmula de torque total.

**Ecuación 1.** Torque total de la bomba

$$\tau_{total} = \tau_{hidráulico} + \tau_{fricción} + \tau_{resistivo}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

Dónde:

- $\tau_{total}$  : Torque total (lbs\*pie)
- $\tau_{hidráulico}$  : Torque hidráulico (lbs\*pie)
- $\tau_{fricción}$  : Torque de fricción (lbs\*pie)
- $\tau_{resistivo}$  : Torque resistivo (lbs\*pie)

**2.2.1.1 Torque hidráulico.** Está directamente relacionado con la presión diferencial, el desplazamiento de la bomba principalmente y adicionalmente por la presión de cabeza de pozo, presión por pérdida de carga, la capacidad volumétrica teórica de la bomba y la presión por la columna de fluido dinámico.

Por todas las variables nombradas, es que la incidencia del torque hidráulico, es significativamente mayor a la de los otros torques. Por medio de la Ecuación 2 se puede calcular el torque hidráulico.

**Ecuación 2.** Torque hidráulico

$$\tau_{hidráulico} = 0,0897 * V * \Delta P$$

Fuente. GARCIA, J. Bombeo por Cavidades Progresivas. Bogotá. 2014. 69p.

Dónde:

- $\tau_{hidráulico}$  : Torque hidráulico (lbs\*pie)
- $V$  : Desplazamiento de la bomba (BFPD/rpm)
- $\Delta P$  : Presión (psi)

✓ **Desplazamiento de la bomba.** El desplazamiento de la bomba se define como el volumen producido por cada vuelta del rotor viene dado por la Ecuación 3 descrita a continuación.

### Ecuación 3. Desplazamiento de la bomba

$$V = \frac{\text{tipo de bomba} * 6.28}{100}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

Dónde:

V : Desplazamiento de la bomba (BFPD/rpm)

**2.2.1.2 Torque por fricción.** Es el torque por fricción mecánica o la energía necesaria para vencer la interferencia que existe entre el rotor y el estator. Este torque se precisa en las pruebas iniciales de la bomba.

**2.2.1.3 Torque resistivo.** Es el torque que produce la resistencia que existe entre las varillas y la tubería de producción, el máximo torque resistivo se posiciona en la cabeza de pozo aunque este se puede despreciar para viscosidades menores a 1000 cp. El cálculo del torque resistivo se puede apreciar en la Ecuación 4.

### Ecuación 4. Torque resistivo

$$\tau_{resistivo} = \frac{2,39 * 10^{-8} * \mu * L * N * D_{string}^3}{D_t - D_{string}}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

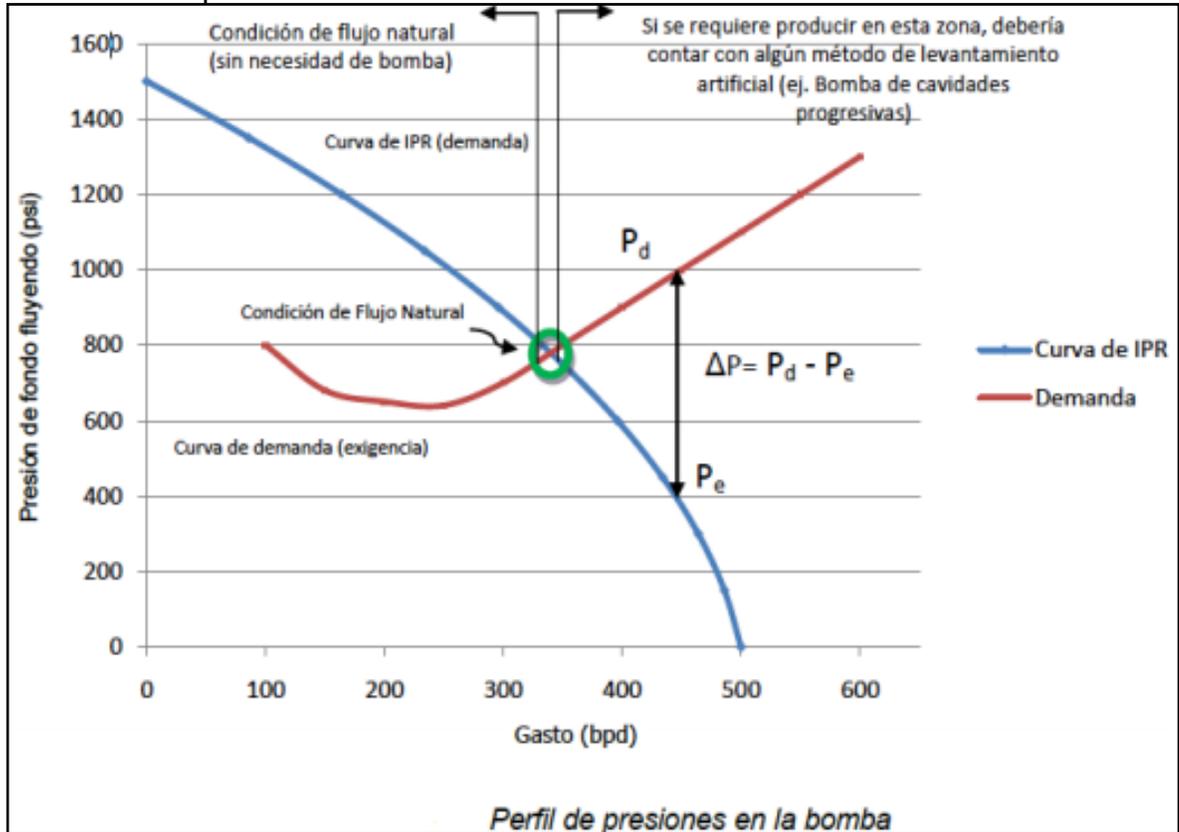
Dónde:

$\tau_{resistivo}$  : Torque resistivo (lbs/ft)  
 $D_t$  : Diámetro interno de la tubería (in)  
 $\mu$  : Viscosidad del fluido (cp)  
 $N$  : Revoluciones por minuto (RPM)  
 $L$  : Longitud equivalente (ft)  
 $D_{string}$  : Diámetro de la varilla (in)

**2.2.2 Capacidad de levantamiento.** La presión diferencial o capacidad de levantamiento (P neto) se define como la capacidad mínima de presión requerida y se basa en el nivel dinámico del fluido, el nivel de posicionamiento de la bomba, la presión en la cabeza de pozo y la densidad del fluido bombeado. La Grafica 1 relaciona la capacidad de levantamiento entre la curva IPR de flujo natura y la

curva de demanda con el levantamiento artificial seleccionado, en este caso, por bomba de cavidades progresivas (PCP).

**Grafica 1.** Capacidad de levantamiento



Fuente. Universidad Nacional Autónoma de México. Programa para el diseño del PCP. 13p.

Esta capacidad de levantamiento de las PCP es función directa del número de cavidades (etapas de la bomba) o líneas de sello se debe tener en cuenta para un buen índice de producción y se determina por la diferencia entre la presión de descarga y la presión de entrada como se puede observar en la Ecuación 5. [5]

**Ecuación 5.** Capacidad de levantamiento

$$P_{neto} = P_{descarga} - P_{entrada}$$

Fuente. RUBIO, C. Principios Básicos PCP Equipos de Fondo. Weatherford. Argentina. 2008.

Dónde:

$P_{neto}$  : Capacidad de levantamiento (psi)

$P_{descarga}$  : Presión de descarga de la bomba (psi)  
 $P_{entrada}$  : Presión de entrada de la bomba (psi)

**2.2.2.1 Presión de entrada.** La presión de la entrada de la bomba se ve reflejada en la energía del fluido que aporta el yacimiento que es igual a la presión del nivel de fluido y las presiones en el espacio anular. La Ecuación 6 representa el cálculo de la presión de entrada.

**Ecuación 6.** Presión de entrada

$$P_{entrada} = P_{casing} + P_{gas} + P_{líquido}$$

Fuente. RUBIO, C. Principios Básicos PCP Equipos de Fondo. Weatherford. Argentina. 2008.

Dónde:

$P_{entrada}$  : Presión de entrada (psi)  
 $P_{casing}$  : Presión de superficie en el anular (psi)  
 $P_{gas}$  : Presión de la columna de gas en el anular (psi)  
 $P_{líquido}$  : Presión de la columna de líquido en el anular (psi)

**2.2.2.2 Presión de descarga.** La presión de descarga de la bomba reflejada en la Ecuación 7 se define como la energía necesaria para hacer fluir o dar movimiento a los fluidos dentro de la tubería de producción desde el fondo del pozo hasta la superficie.

**Ecuación 7.** Presión de descarga

$$P_{descarga} = P_{tubing} + P_{líquido} + P_{perdidas}$$

Fuente. RUBIO, C. Principios Básicos PCP Equipos de Fondo. Weatherford. Argentina. 2008.

Dónde:

$P_{descarga}$  : Presión de descarga (psi)  
 $P_{tubing}$  : Presión de superficie (psi)  
 $P_{líquido}$  : Presión de la columna de líquido (psi)  
 $P_{perdidas}$  : Perdidas por fricción (psi)

✓ **Presión de líquido.** La presión ejercida por la columna de líquido en el tubular está compuesta por las dos fases líquidas que existen en un yacimiento, que son el agua y el petróleo, como se observa en la Ecuación 8.

**Ecuación 8.** Presión de líquido

$$P_{liq} = P_{petróleo} + P_{agua}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

Dónde:

$P_{liq}$  : Presión columna de líquido (psi)  
 $P_{petróleo}$  : Presión columna de petróleo (psi)  
 $P_{agua}$  : Presión columna de agua (psi)

▪ **Presión columna de petróleo.** Es la presión ejercida por la fase de petróleo en el tubular. La Ecuación 9 describe la manera de determinarla.

**Ecuación 9.** Presión columna de petróleo

$$P_{petróleo} = TVD * Gradiente de presión * GE * (1 - BSW)$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

Dónde:

$P_{petróleo}$  : Presión columna de petróleo (psi)  
 $TVD$  : Profundidad vertical del pozo (psi)  
 $GE$  : Gravedad específica del petróleo  
 $BSW$  : Contenido de agua libre y sedimentos (%)

▪ **Presión columna de agua.** Es la presión ejercida por la fase de petróleo en el tubular. La Ecuación 10 describe la manera de determinarla.

**Ecuación 10.** Presión columna de agua

$$P_{agua} = TVD * Gradiente de presión * GE * BSW$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

Dónde:

$P_{petróleo}$  : Presión columna de petróleo (psi)  
 $TVD$  : Profundidad vertical del pozo (psi)  
 $GE$  : Gravedad específica del agua  
 $BSW$  : Contenido de agua libre y sedimentos (%)

✓ **Pérdidas por fricción.** Las pérdidas por fricción se definen como la presión que se pierde en la tubería por fricción del fluido al rozar con la varilla y la pared de la tubería. Estas pérdidas se pueden determinar mediante la Ecuación 11.

### Ecuación 11. Pérdidas por fricción

$$P_{perdidas} = TVD * Factor\ de\ perdida\ de\ carga$$

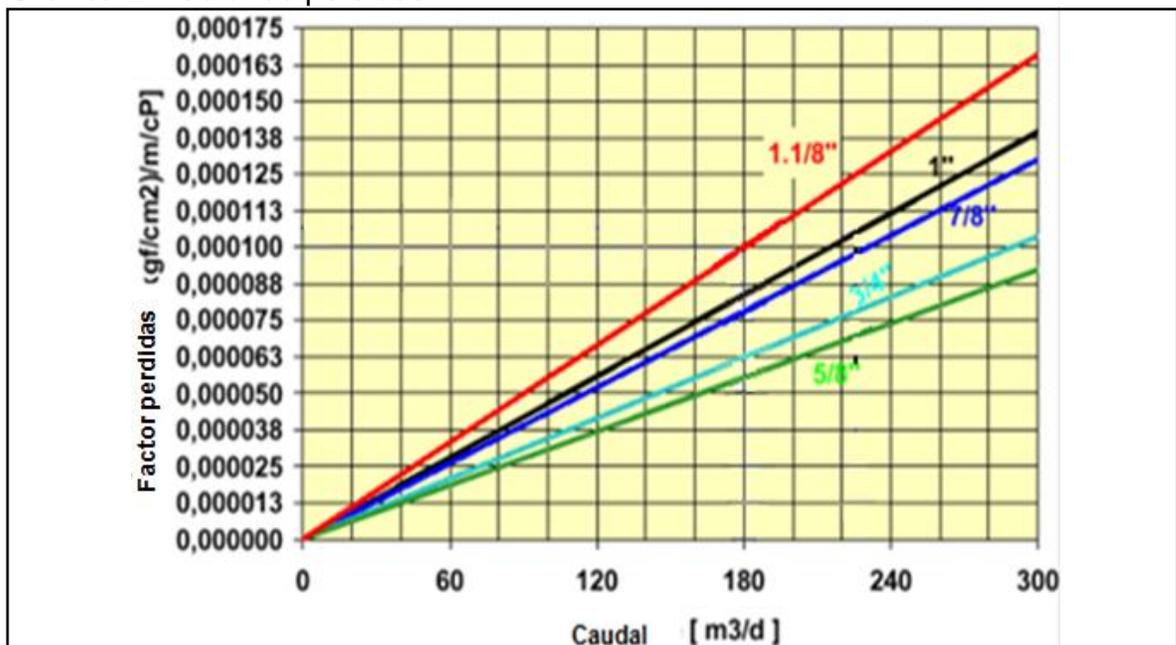
Fuente. OILProduction.net. PC Pump. Diseño básico y selección. 4p.

Dónde:

$P_{perdidas}$  : Perdidas por fricción (psi)  
 $TVD$  : Profundidad vertical del pozo (psi)

El factor de pérdida de carga se determina mediante la Grafica 2 a partir de los valores de diámetro de tubería, diámetro de varilla y caudal.

### Grafica 2. Factor de pérdidas



Fuente. OILProduction.net. PC Pump. Diseño básico y selección. 4p.

**2.2.3 Presión hidrostática.** La presión que ejerce la columna de fluido gaseoso o líquido se puede determinar a partir de la Ecuación 12.

**Ecuación 12.** Presión hidrostática

$$P_{hidrostatica} = 0,0052 * TVD * \rho$$

Fuente. Well Intervention Pressure Control. Reino Unido. International Well Control Forum. 2011. 1p.

Dónde:

$P_{hidrostatica}$  : Presión de la columna de fluido (psi)  
 $TVD$  : Profundidad vertical del pozo (ft)  
 $\rho$  : Densidad del fluido (lbs/gal)

### **3. DESARROLLO DEL SOFTWARE Y COMPARACIÓN DE LOS NIVELES DE FLUIDO**

En este capítulo, se deduce de manera analítica el modelo para determinar el nivel dinámico de fluido en un pozo teniendo en cuenta las variables descritas anteriormente, también se describe el proceso para el desarrollo del software y posteriormente se compara el nivel de fluido dinámico obtenido del software con el obtenido por la herramienta Echometer Well Analyzer en el pozo de estudio para la posterior validación de los resultados.

Para ello se tienen en cuenta las siguientes premisas:

- Pozos sin problemas de hinchamiento de elastómero. Porque el software no posee ninguna herramienta para calcular dicho hinchamiento, lo que limita y exactitud.
- Pozos sin problemas de acumulación de arenas. Pues las arenas afectan el torque y esto restringe el software para el cálculo del nivel dinámico.
- Solo sistema de levantamiento artificial PCP. Ya que en los demás sistemas de levantamiento artificial se deben usar otras variables que el software no posee.
- Temperatura constante. En vista de que la temperatura e irrelevante para los cálculos de nivel dinámico.
- Presión de yacimiento constante. Porque el software no asume cambios de presión en el yacimiento.
- Se desprecian las perdidas por fricción. Ya que los cambios son tan superficiales que no afectan los cálculos del nivel dinámico.

#### **3.1 DESARROLLO DEL SOFTWARE**

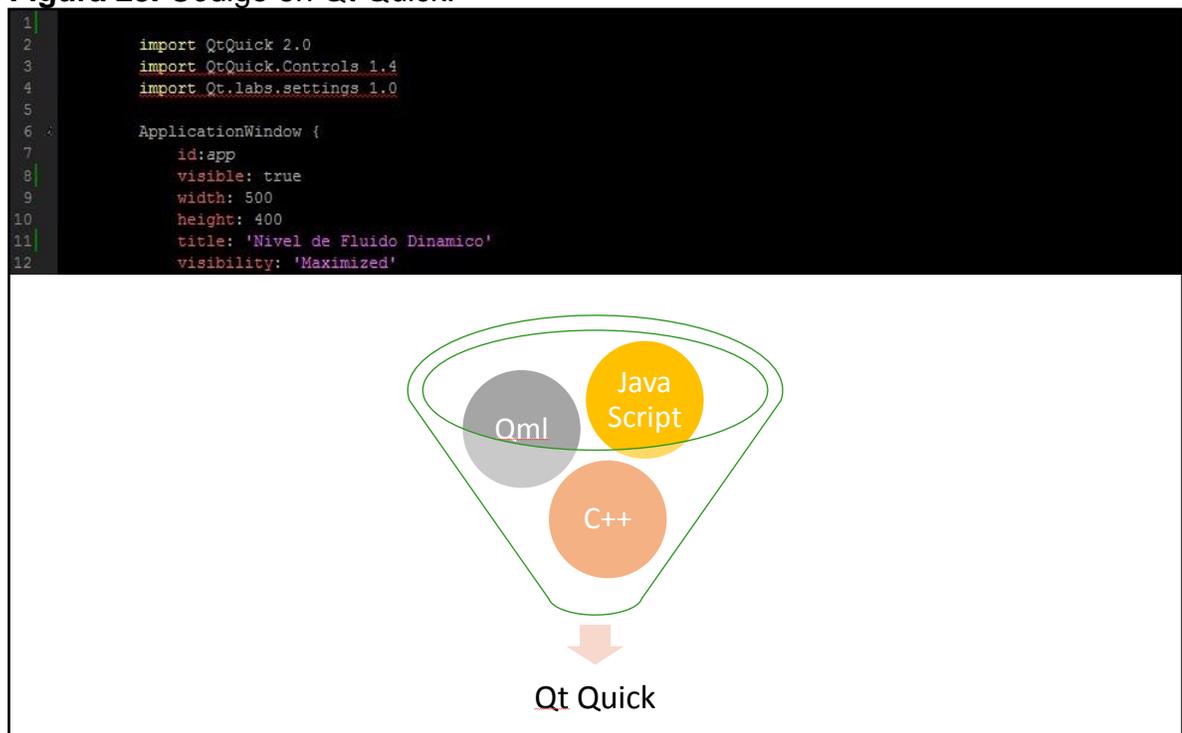
Como alternativa al modelo ya usado, conocido como Echometer Well Analyzer, se plantea el software explicado a continuación, llamado NAVI. A través del cual se podrá calcular el nivel dinámico de fluido de un pozo en sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. El software cuenta con la capacidad de procesar los datos del variador del torque de la varilla para obtener el nivel dinámico anteriormente mencionado.

El software se realizó con el lenguaje QML, basado en Java Script (como aparece en la Figura 23) y hace parte de QT Quick y algunas funciones realizadas con el lenguaje de programación C++; un kit que permite la comunicación entre el usuario y el computador donde están todos los puntos de contacto entre el estos. Aunque el lenguaje QML es usado normalmente para aplicaciones móviles, se

decidió crear el software con éste por su estética, versatilidad y porque puede éste se adapta a cualquier tipo de pantalla ya que NAVI se podría utilizar en un futuro no sólo en un computador sino también en una tablet, celular o cualquier dispositivo de pantalla táctil, ya que se desea que el usuario tenga una buena experiencia pues sus animaciones son fluidas, adicionalmente QML cuenta con una licencia gratuita para los fines del proyecto, y si se desea vender presenta un costo relativo a la magnitud del programa.

A continuación, se presenta el método utilizado para crear el software donde se tomaron los datos que muestra el variador mediante el torque de la varilla:

**Figura 23.** Código en Qt Quick.



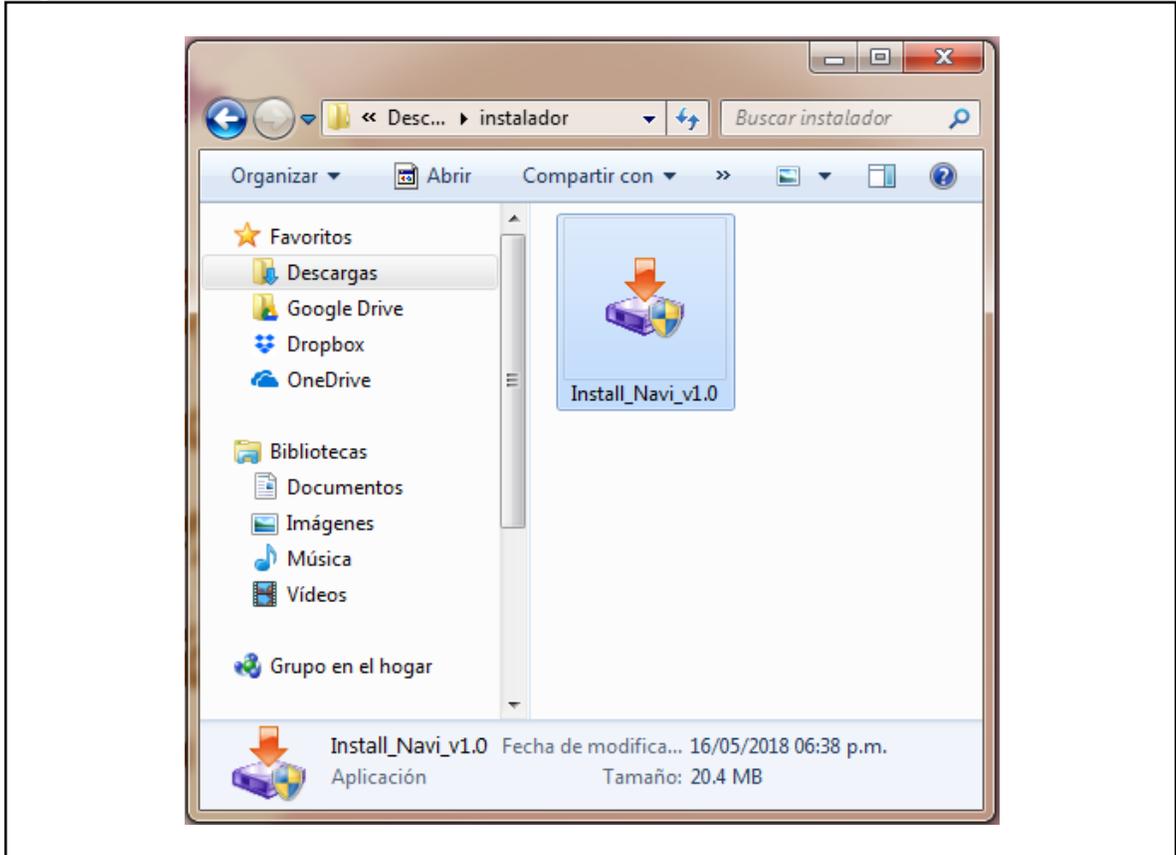
Fuente. Elaboración propia.

**3.2 PRESENTACIÓN DEL SOFTWARE.** A continuación se describen y detallaran todos los componentes del software y su funcionamiento desde el instalador hasta los reportes y resultados.

**3.2.1 Instalador.** La aplicación NAVI cuenta con su propio instalador el cual será ejecutable en Windows, aunque el programa será compatible en Mac y Linux, los pasos para instalar el programa se encuentran a continuación.

Primero se debe tener el archivo ejecutable del instalador llamado Install\_NAVI\_v1.0 para poder instalar por primera vez NAVI en el computador, como se observa en la Figura 24, en cualquier carpeta del ordenador.

**Figura 24.** Archivo instalador



Fuente. Elaboración propia.

Al abrir este archivo se desplegará el programa de instalación de NAVI, en la primera ventana se aprecia un mensaje de bienvenida como en la Figura 25, el usuario deberá presionar el botón “Siguiente”.

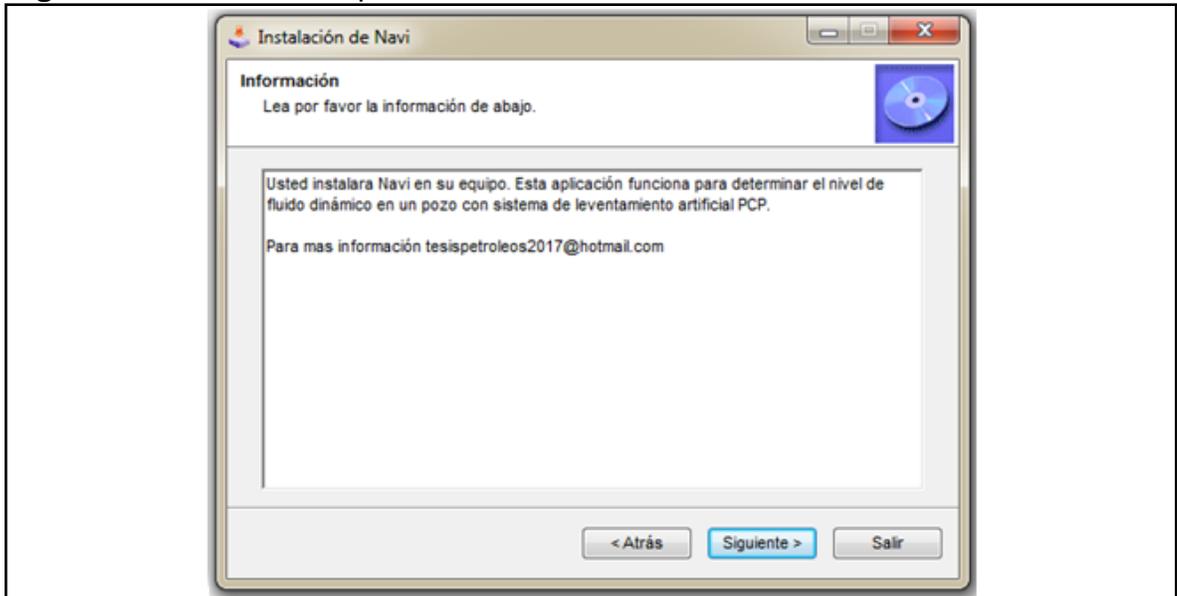
**Figura 25.** Programa de instalación



Fuente. Elaboración propia.

Siguiente al mensaje de bienvenida aparece una ventana con la información del programa, para que sirve e información de contacto, como se ve en la Figura 26, al terminar de leer la información se deberá presionar de nuevo el botón “Siguiente”.

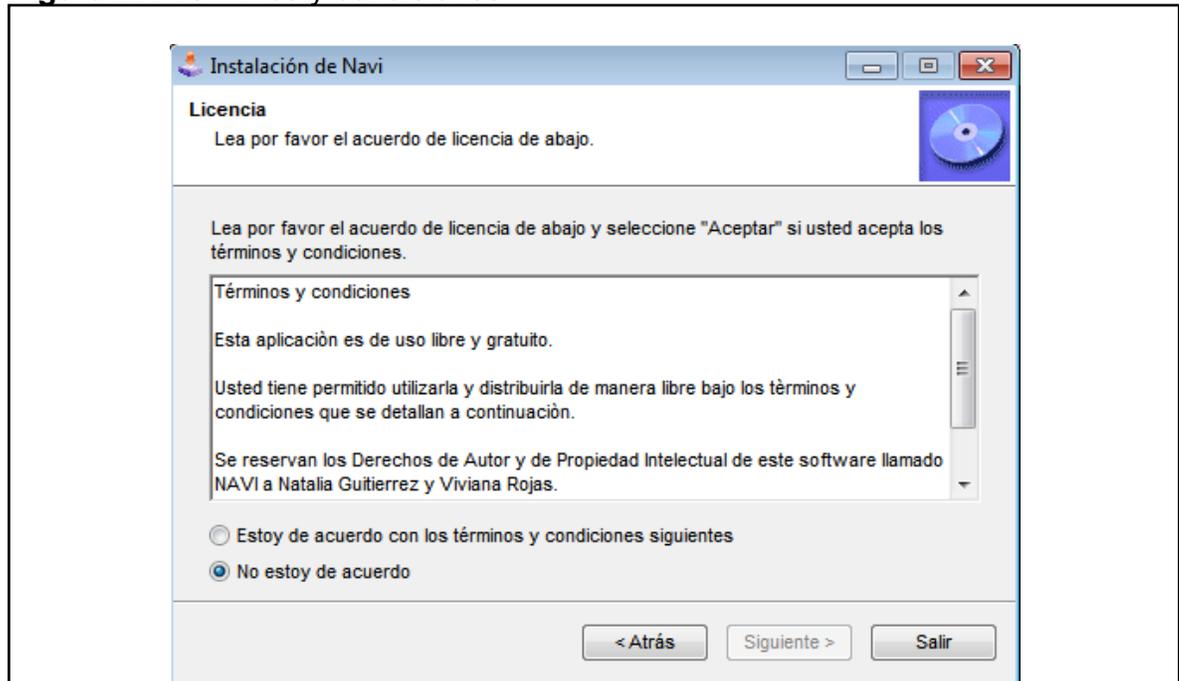
**Figura 26.** Información aplicación



Fuente. Elaboración propia.

Luego aparecerán los términos y condiciones de la aplicación NAVI, los cuales deberán leerse detenidamente para luego seleccionar si el usuario está de acuerdo o no con las obligaciones que tendrá al instalar y utilizar la aplicación, si no estuviera de acuerdo, no se podrá instalar el programa, en caso contrario, se oprime el botón “Siguiente” para continuar con la instalación.

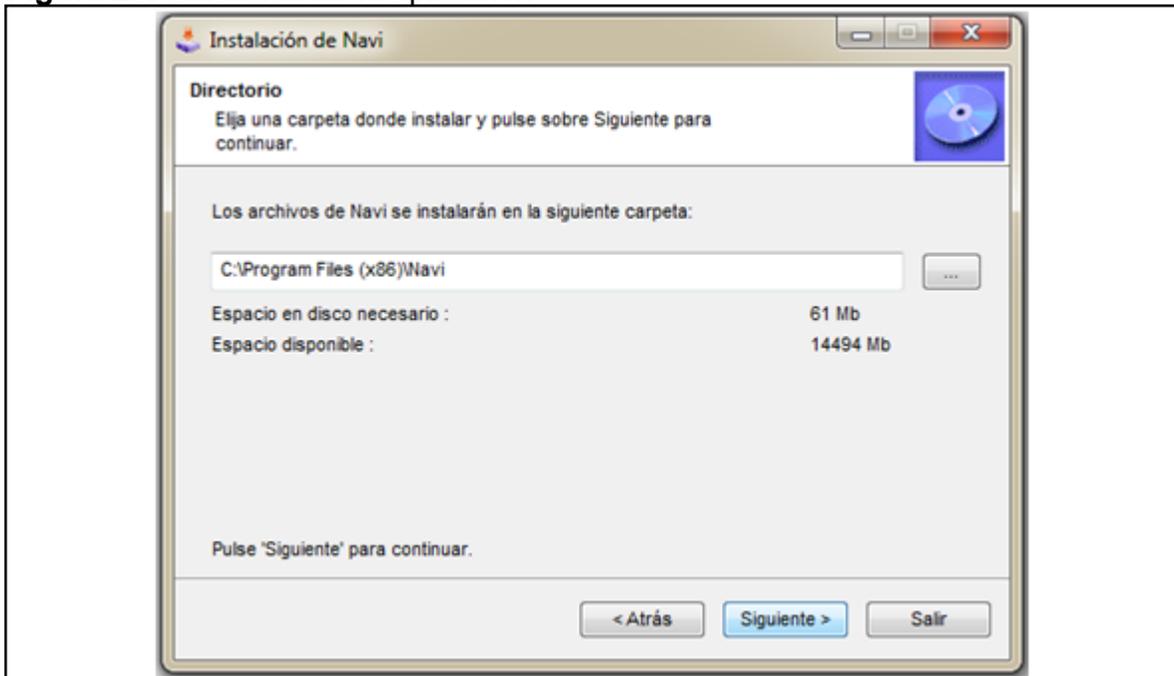
**Figura 27.** Términos y condiciones



Fuente. Elaboración propia.

A continuación el usuario podrá elegir la ubicación en el ordenador donde se guardaran los archivos de NAVI, por default el programa se instalara en el Disco local (C:) en la carpeta Archivos de programa (x86), como se muestra en la Figura 28 y de nuevo se oprime “Siguiente” para continuar.

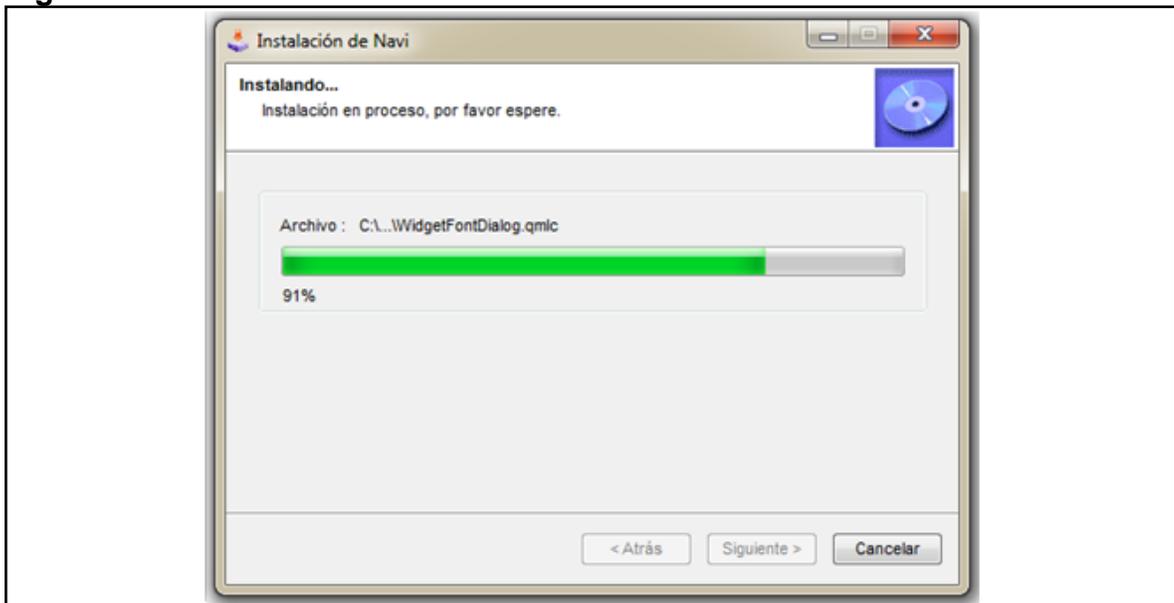
**Figura 28.** Ubicación de la aplicación



Fuente. Elaboración propia.

Por ultimo saldrá el proceso donde el usuario tendrá que esperar que se instalen todos los archivos correspondientes como se observa en la Figura 29, podrá cancelar el proceso en cualquier momento de la instalación o al llegar al 100% presionar el botón "Siguiente"

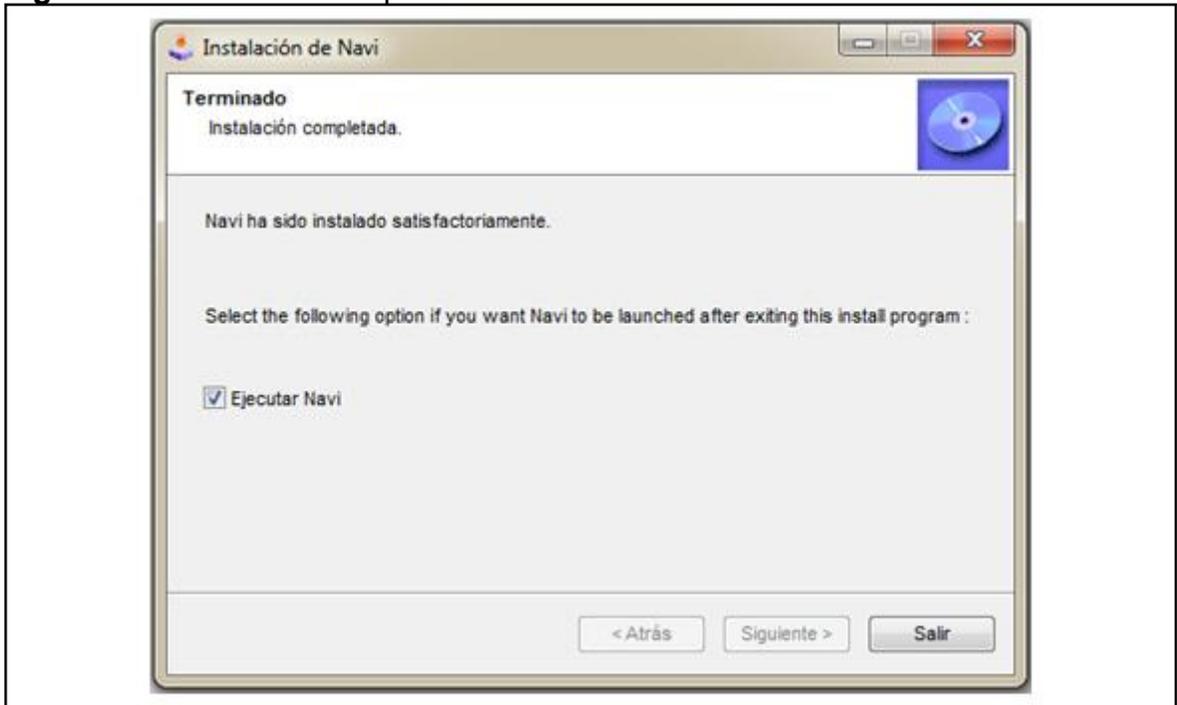
**Figura 29.** Proceso de instalación



Fuente. Elaboración propia.

Finalmente saldrá una ventana informándole al usuario que la instalación fue completada satisfactoriamente y podrá elegir ejecutar el programa al salir de la instalación, como en la Figura 30.

**Figura 30.** Instalación completada



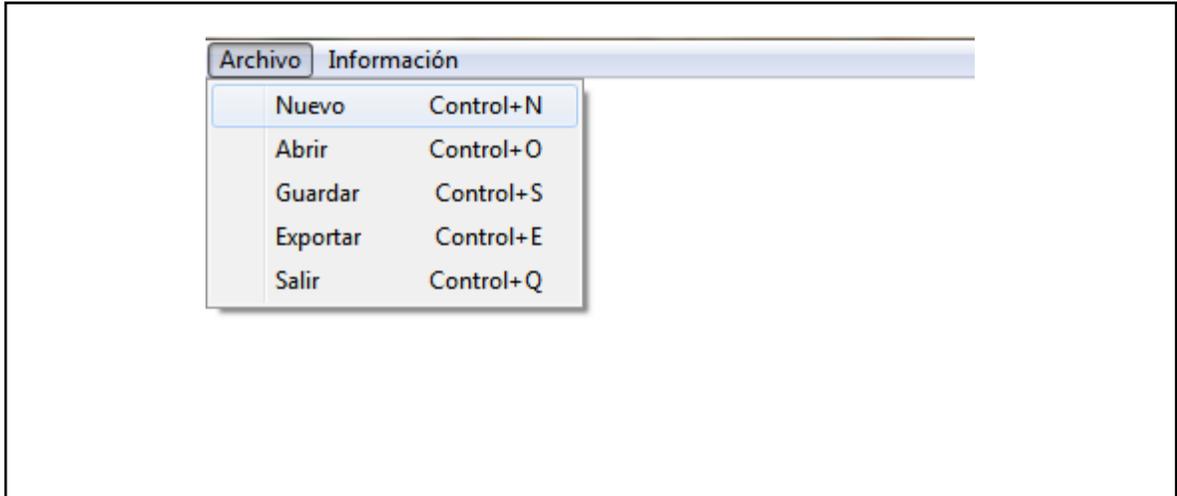
Fuente. Elaboración propia.

Una vez iniciado el programa NAVI se deberán seguir los pasos mencionados continuación en el orden correspondiente para el correcto funcionamiento del software.

**3.2.2 Menú.** Comenzando se encontrará una barra en la parte superior del programa en el cual se podrán encontrar varias opciones mencionadas y descritas a continuación.

**3.2.1.1 Archivo.** Al seleccionar este botón Archivo, se desplegarán varias opciones, como se observa en la Figura 31, en donde el usuario podrá escoger de acuerdo a sus necesidades, según la descripción de cada opción detallada a continuación.

**Figura 31.** Crear nuevo informe.

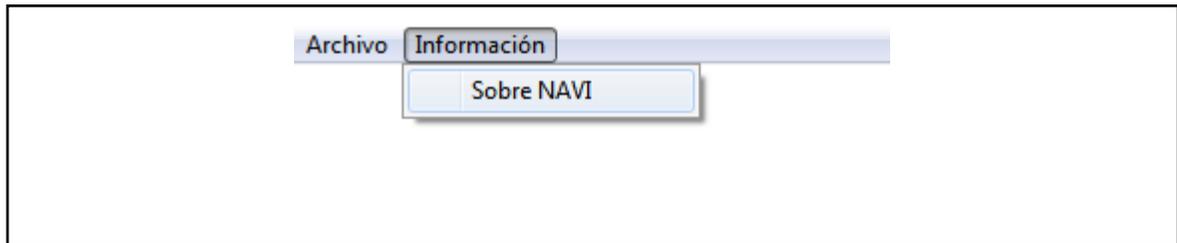


Fuente. Elaboración propia.

- ✓ **Nuevo.** Esta opción, la cual tiene como acceso rápido desde el teclado (Control +N), se utiliza para crear un nuevo reporte desde cero en un pozo donde nunca se haya utilizado este software.
- ✓ **Abrir.** Al presionar el boton Abrir (Control+O) se abrirá el explorador de archivos para elegir un archivo previamente guardado y poder editarlo, esto con el fin de que no se tengan que crear diferentes archivos nuevos para un mismo pozo.
- ✓ **Guardar.** En esta parte, el software está programado para guardar todos los datos ingresados en el programa y podra escoger la ubicación del archivo en el explorador de archivos, también se puede activar la opción “Guardar” presionando Control +S en el teclado.
- ✓ **Exportar.** Esta opción que tiene como acceso rápido Control+E, la cual carga toda la data en un repote con sus respectivos resultados a un archivo pdf para observar los datos de una forma más organizada.
- ✓ **Salir.** Al seleccionar esta opción, el usuario tendrá la posibilidad de abandonar el programa, como una opción adicional diferente a la “x” de la ventana.

**3.2.1.2 Información.** Al oprimir el botón Información, se despliega una opción, como se observa en la Figura 32.

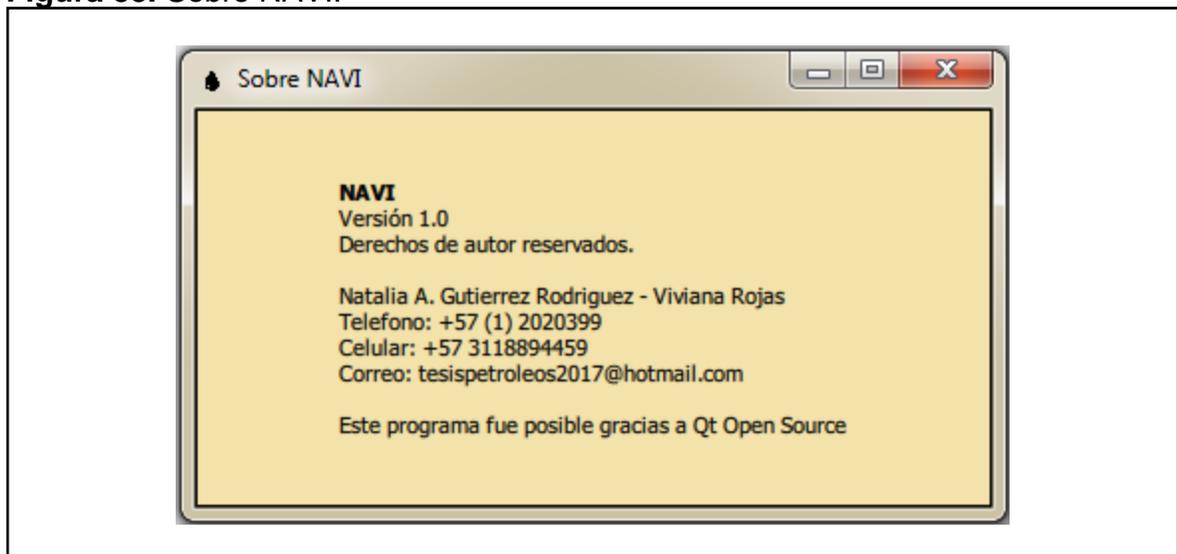
**Figura 32.** Información.



Fuente. Elaboración propia.

✓ **Sobre NAVI.** Al elegir esta opción, se abre automáticamente una ventana como en la Figura 33, en donde se enseña la información del programa y datos de contacto.

**Figura 33.** Sobre NAVI.



Fuente. Elaboración propia.

Una vez se selecciona la opción Nuevo, se muestran como en la Figura 34, los datos básicos necesarios para el informe a entregar.

**Figura 34.** Datos básicos iniciales.

Formulario de datos básicos iniciales con los siguientes campos:

- Select Lenguaje:
- Unidades:
- Nombre del Campo:
- Nombre del Pozo:
- Nombre Operario:
- Fecha:

Botón:

Fuente. Elaboración propia.

En los datos solicitados en la entrada al programa se tiene lo siguiente:

- Select Lenguaje. El cual permite utilizar el programa en el idioma Español o en el idioma Inglés, según la preferencia del usuario.
- Unidades. Se selecciona según las unidades que se manejen en el campo o lugar donde se tomaran los datos, se cuenta con el Sistema Inglés y el Sistema Internacional.
- Nombre del Campo, Nombre del Pozo, Nombre Operario según corresponda.
- Fecha. En el cual se despliega un calendario, igual a la Figura 35 que se muestra a continuación, para seleccionar la fecha exacta en el que se fijará el informe.

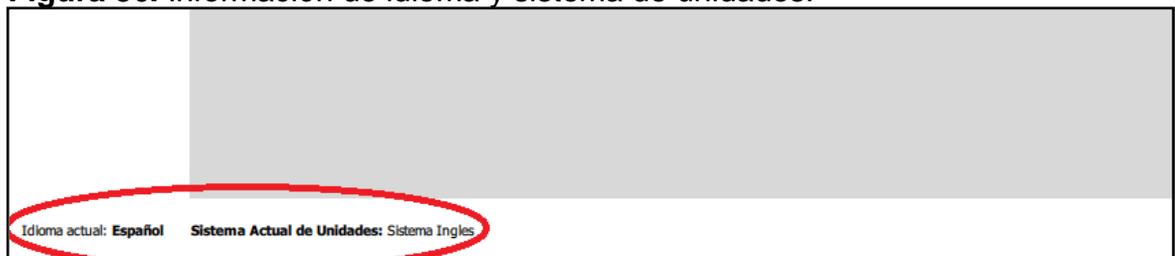
**Figura 35.** Calendario.

marzo 2018						
dom	lun	mar	mié	jue	vie	sáb
25	26	27	28	1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31
1	2	3	4	5	6	7

Fuente. Elaboración propia.

Luego de esto, en la parte inferior derecha se observara en tiempo continuo el idioma y el sistema de unidades elegido por el usuario como se observa en la Figura 36, mientras utiliza el programa.

**Figura 36.** Información de idioma y sistema de unidades.

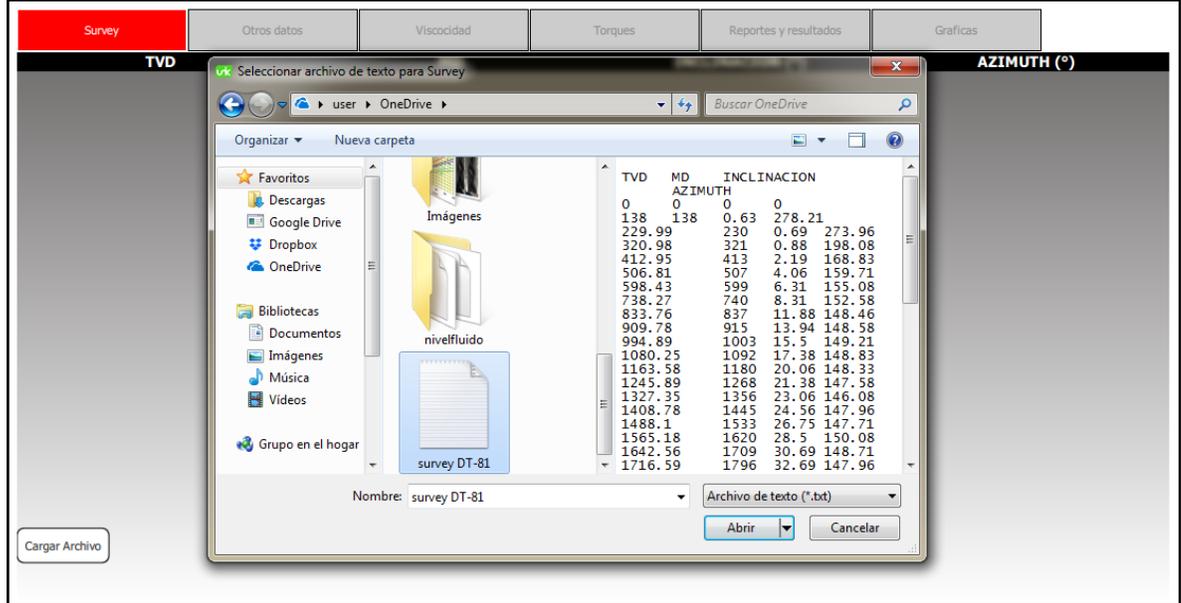


Fuente. Elaboración propia.

Luego de esto, se oprime el botón “CREAR” ubicado en la parte inferior derecha, allí se desplegarán 6 pestañas, las cuales se habilitarán una por una de izquierda a derecha, dependiendo de que el usuario complete los datos de cada pestaña, para así poder proceder a la siguiente, dichas pestañas están nombradas de la siguiente manera:

**3.2.3 Pestaña Survey.** Al ingresar a esta pestaña por primera vez se encontrará un botón designado como “Cargar Archivo”, que al oprimirlo abrirá el explorador de archivos, en donde se podrá escoger el Survey en archivo de texto (.txt), como se observa en la Figura 37.

**Figura 37. Pestaña Survey.**



Fuente. Elaboración propia.

A continuación el programa cargará el archivo en forma de tabla el Survey, con las columnas de TVD, MD, Inclinación y Azimuth, (Figura 38) y automáticamente se habilitará la pestaña “Otros Datos”.

**Figura 38. Pestaña Survey completa.**

Survey	Otros datos	Viscosidad	Torques	Reportes y resultados	Graficas
TVD	MD	INCLINACION (°)		AZIMUTH (°)	
0	0	0	0	0	
138	138	0.63	278.21		
229.99	230	0.69	273.96		
320.98	321	0.88	198.08		
412.95	413	2.19	168.83		
506.81	507	4.06	159.71		
598.43	599	6.31	155.08		
738.27	740	8.31	152.58		
833.76	837	11.88	148.46		
909.78	915	13.94	148.58		
994.89	1003	15.5	149.21		
1080.25	1092	17.38	148.83		
1163.58	1180	20.06	148.33		
1245.89	1268	21.38	147.58		
1327.35	1356	23.06	146.08		
1408.78	1445	24.56	147.96		
1488.1	1533	26.75	147.71		
1565.18	1620	28.5	150.08		
1642.56	1709	30.69	148.71		
1716.59	1796	32.69	147.96		

Fuente. Elaboración propia.

**3.2.4 Pestaña Otros.** En esta parte aparecen los otros datos que el usuario debe llenar o seleccionar, como se muestra en la Figura 39, al ser completada esta ficha en su totalidad se habilitara la siguiente pestaña de Viscosidad.

**Figura 39.** Pestaña Otros datos.

Fuente. Elaboración propia.

Cada campo se explica en detalle a continuación:

- **CHP:** Por sus siglas en inglés Casing Head Pressure, ésta presión se encuentra en el cabezal del pozo y ese dato es tomado directamente de ahí.
- **THP:** Tubing Head Pressure por sus siglas en inglés, al igual que el CHP se obtiene del cabezal del pozo y dicho dato es tomado de éste.
- **TVD:** Por sus siglas en inglés significa True Vertical Dept que indica la distancia a la que se encuentra el punto final con un punto en la superficie.
- **Profundidad de la bomba:** Llamado también el Intake de la bomba, se define como la posición donde está ubicada la bomba en el pozo.
- **Tipo de Bomba:** Donde según lo seleccionado con el primer número se encontrará el desplazamiento fijado para cada rotación de la bomba, según la Ecuación 3, de acuerdo a la Tabla 22 de especificaciones de bombas, en esta parte solo se podrá optar por tipo de bomba designada en el sistema métrico el cual es el sistema universal en cuanto a las bombas por cavidades progresivas (PCP).

**Tabla 22.** Especificaciones bombas MANTL

Métrico	Imperial	Lift		Longitud	
		m	ft	m	ft
6	38	600	1968	1.14	3.7
		1200	7872	2.28	7.5
		1800	5904	3.41	11.2
		2400	7872	4.55	14.9
10	63	900	2952	1.96	6.4
		1200	3936	2.63	8.6
		1800	5904	3.92	12.9
		2400	7872	5.21	17.1
15	94	900	2952	2.12	6.9
		1200	3936	2.83	9.3
		1800	5904	4.23	13.9
		2400	7872	5.63	18.5
20	126	900	2952	2.25	7.4
		1200	3936	3.02	9.9
		1800	5904	4.50	14.8
		2400	7872	5.99	19.6
33	208	600	1968	2.25	7.4
		900	2952	3.38	11.1
		1200	3936	4.50	14.8
		1500	4920	5.63	18.5
43	270	1800	5904	6.75	22.1
		2400	7872	9.00	29.5
		600	1969	3.00	9.8
		900	2952	4.50	14.8
64	402	1200	3936	5.99	19.6
		1500	4920	7.52	24.6
		1800	5904	9.00	29.5
		2100	6888	10.49	34.4
85	535	700	2296	4.55	14.9
		1050	3444	6.83	22.4
		1400	4592	9.10	29.8
		1750	5740	11.38	37.3
106EW	667	2100	6888	13.65	44.8
		400	1312	2.56	8.4
		800	2624	5.12	16.8
		1200	3936	7.68	25.2
120	755	1600	5248	10.24	33.6
		2000	6560	12.80	42.0
		600	1968	6.35	20.8
		900	2952	9.53	31.2
127EW	799	1200	3936	12.70	41.7
		1600	5248	15.88	52.1
		400	1312	3.02	9.9
		800	2624	6.04	19.8
125	786	1200	3936	9.06	29.7
		1600	5248	12.08	39.6
		750	2460	5.72	18.7
		1000	3280	7.62	25.0
160	1006	1250	4100	9.53	31.2
		1500	4920	11.43	37.5
		2000	6560	15.24	50.0
		800	2624	7.62	25.0
200	1258	1000	3280	9.53	31.2
		1200	3936	11.43	37.5
		1600	5248	15.24	50.0
		600	1968	7.62	25.0
200	1258	900	2952	11.43	37.5
		1200	3936	15.24	50.0

Fuente. MANTL. Progressing Cavity Pump Technical Specifications.

- Caudal: Definido por los barriles de fluido que circulan a través de la tubería de producción en un pozo y se encuentra en las pruebas de producción.
- BSW: Basic Sediment and Water, es el porcentaje de agua y sedimentos de la producción.
- Densidad promedio: Es el cálculo de la densidad a partir de la sumatoria de porcentaje de densidades de cada fluido, como se muestra en la siguiente ecuación:

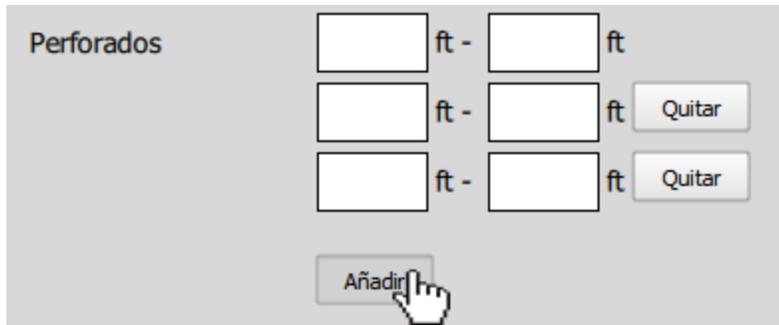
### Ecuación 13. Densidad promedio

$$\rho_{Promedio} = \rho_{Oil} * (1 - BSW) + \rho_{Water} * BSW$$

Fuente. Well Intervention Pressure Control. Reino Unido. International Well Control Forum. 2011.

- Perforados: En este campo se deberá llenar el rango de profundidad en donde se encuentran los perforados, se pueden agregar los rangos de perforados que el usuario desee, oprimiendo el botón Añadir, como se muestra en la Figura 40.

Figura 40. Perforados.



The image shows a software interface for adding perforation ranges. The interface is titled "Perforados" and contains three rows of input fields. Each row has two input boxes for depth (ft) and a "Quitar" button. At the bottom, there is an "Añadir" button with a mouse cursor hovering over it.

Fuente. Elaboración propia.

**3.2.5 Pestaña Viscosidad.** En esta parte del programa el usuario deberá elegir una de las dos opciones mostradas en la parte superior, la primera es si la viscosidad del pozo a evaluar es superior a un valor de 1000 cp y la segunda si esta viscosidad se encuentra entre 0 y 1000 cp. En el caso de viscosidades inferiores a 1000 cp se considera despreciable el torque resistivo asignándole un valor igual a cero; en el caso contrario de viscosidades superiores a 1000 cp se habilitan las siguientes opciones: "Diámetro de la Varilla", "Diámetro Interno de la tubería", "RPM", "Viscosidad" y "TVD", los cuales el usuario deberá ingresarlos como se presenta en la Figura 41 y en ésta parte del software arrojará un valor de torque resistivo, el cual se encuentra en la pestaña de Torque, donde es empleada la Ecuación 4.

**Figura 41. Pestaña Viscosidad**

Torque resistivo

Viscosidad < 1000 cp  Viscosidad > 1000 cp

Diametro de la Varilla: 1 1/4 in

Diametro Interno: 1.867 in

Viscosidad: [ ] cp

TVD: [ ] ft

RPM: [ ]

OK

Fuente. Elaboración propia.

En el diámetro de la varilla se podrá seleccionar entre los valores que se utilizan frecuentemente en la industria petrolera, que son (1 1/4", 1 1/8", 1", 5/8", 7/8"); también se seleccionaron los respectivos diámetros internos de las tuberías de producción más usuales (3 1/2", 2 7/8", 2 3/8") de rango N80 y J55 respectivamente, igualmente en las dos opciones, existe la opción "Otro", que al seleccionarlo se desplegara un cuadro de texto para agregar o quitar valores que no estén dentro de la lista como se distingue en la Figura 42.

**Figura 42. Opción Otro**

Diametro de la Varilla: Otro in

[ ] Agregar Quitar

Diametro Interno: Otro in

[ ] Agregar Quitar

Fuente. Elaboración propia.

A continuación, en la Tabla 23 se indican los diámetros internos de las tuberías anteriormente mencionadas.

**Tabla 23.** Especificaciones de tubería de producción

O.D. (inch)	GRADO	COLPASO (psi)	GROSOR (inch)	I.D. (inch)
2 3/8	H-40	5230	0.167	2.041
2 3/8	J-55	7190	0.167	2.041
2 3/8	L-80	9980	0.167	2.041
2 3/8	N-80	9980	0.167	2.041
2 3/8	T-95	11410	0.167	2.041
2 3/8	H-40	5890	0.19	1.995
2 3/8	J-55	8100	0.19	1.995
2 3/8	LS-65	9570	0.19	1.995
2 3/8	L-80	11780	0.19	1.995
2 3/8	N-80	11780	0.19	1.995
2 3/8	T-95	13980	0.19	1.995
2 3/8	P-110	16130	0.19	1.995
2 3/8	L-80	15280	0.254	1.867
2 3/8	N-80	15280	0.254	1.867
2 3/8	T-95	18150	0.254	1.867
2 3/8	P-110	21010	0.254	1.867
2 7/8	H-40	5580	0.217	2.441
2 7/8	J-55	7680	0.217	2.441
2 7/8	LS-65	9070	0.217	2.441
2 7/8	L-80	11170	0.217	2.441
2 7/8	N-80	11170	0.217	2.441
2 7/8	T-95	12940	0.217	2.441
2 7/8	P-110	14550	0.217	2.441
2 7/8	L-80	13890	0.276	2.323
2 7/8	N-80	13890	0.276	2.323
2 7/8	T-95	16490	0.276	2.323
2 7/8	P-110	19090	0.276	2.323
2 7/8	L-80	15300	0.308	2.259
2 7/8	N-80	15300	0.308	2.259
2 7/8	T-95	18170	0.308	2.259
2 7/8	P-110	21040	0.308	2.259
3 1/2	H-40	4630	0.216	3.068
3 1/2	J-55	5970	0.216	3.068
3 1/2	L-80	7870	0.216	3.068
3 1/2	N-80	7870	0.216	3.068
3 1/2	T-95	8850	0.216	3.068
3 1/2	H-40	5380	0.254	2.992
3 1/2	J-55	7400	0.254	2.992
3 1/2	LS-65	8750	0.254	2.992
3 1/2	L-80	10540	0.254	2.992
3 1/2	N-80	10540	0.254	2.992
3 1/2	T-95	12080	0.254	2.992
3 1/2	P-110	13530	0.254	2.992
3 1/2	H-40	6060	0.289	2.922
3 1/2	J-55	8330	0.289	2.922
3 1/2	LS-65	9850	0.289	2.922
3 1/2	L-80	12120	0.289	2.922
3 1/2	N-80	12120	0.289	2.922
3 1/2	T-95	14390	0.289	2.922
3 1/2	L-80	15310	0.375	2.75
3 1/2	N-80	15310	0.375	2.75
3 1/2	T-95	18180	0.375	2.75
3 1/2	P-110	21050	0.375	2.75

Fuente. Tarpon Pipe & Supply. API Tubing Table.

**3.2.6 Pestaña Torque.** Como en la Figura 43 se encontrarán las casillas “Torque Total” dato tomado de la lectura en el variador, “Torque de fricción” dato arrojado por los ensayos en el banco pruebas iniciales de la bomba, “Torque Resistivo” el

cual es calculado por los datos de la pestaña Viscosidad y “Torque hidráulico” resultado que surge de despejar esta variable de la Ecuación 1, así:

$$\tau_{hidráulico} = \tau_{total} - \tau_{fricción} - \tau_{resistivo}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1. Sección 2. 8p.

**Figura 43.** Pestaña Torques

Survey	Otros datos	Viscosidad	Torques	Reportes y resultados	Graficas
<p>Torque total <input type="text"/> Lb/ft</p> <p>Torque de fricción <input type="text"/> Lb/ft</p> <p>Torque Resistivo <input type="text" value="0"/> Lb/ft</p> <p>Torque Hidráulico <input type="text"/> Lb/ft</p>					

Fuente. Elaboración propia.

A continuación en se explican los cálculos tenidos en cuenta para determinar el cálculo del nivel dinámico de fluido:

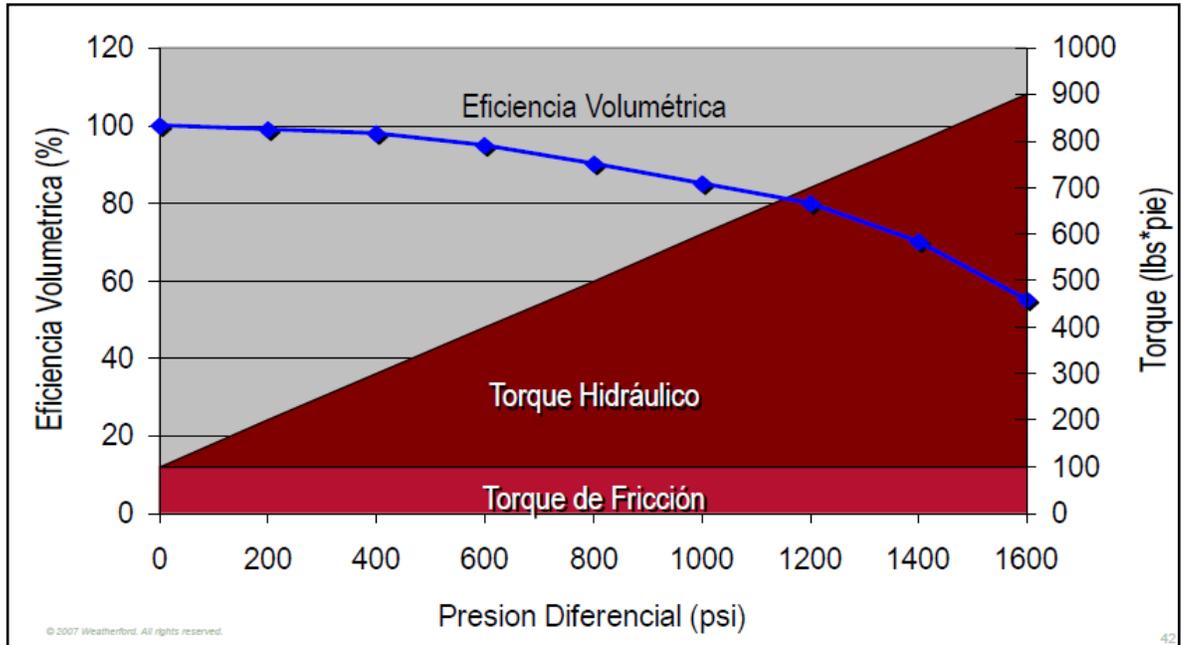
Después de obtener el valor del torque hidráulico se procede a despejar el diferencial de presión en la Ecuación 2, así:

$$\Delta P = \frac{\tau_{hidráulico}}{0,0897 * V}$$

Fuente. GARCIA, J. Bombeo por Cavidades Progresivas. Bogotá. 2014. 69p.

Dicho diferencial es igualado a la capacidad de levantamiento (Ecuación 5), ya que existe una relación entre el torque y la presión diferencial como se ilustra en la Grafica 3.

**Grafica 3.** Relación torque y presión diferencial



Fuente. RUBIO, C. Principios Básicos PCP Equipos de Fondo. Weatherford. Argentina. 2008.

Seguidamente se despeja la presión de descarga, según la Ecuación 7, en donde la presión de tubería es la THP que se ingresó en el programa, la presión de fluido, representada en la Ecuación 8, que señala la sumatoria de la presión de las dos fases líquidas (petróleo y agua), estas se hallan mediante las Ecuaciones 9 y 10 respectivamente, por último la pérdida por fricción de la tubería la cual se desprecia al ser un valor tan pequeño.

Posteriormente se iguala la presión de entrada a la Ecuación 6 y se despeja la sumatoria de la presión de gas y la presión de líquido, la cual se convertirá en la presión de fluido total, como se observa a continuación.

$$P_{neto} = P_{descarga} - P_{entrada}$$

$$P_{neto} = P_{descarga} - (P_{casing} + P_{gas} + P_{líquido})$$

$$P_{gas} + P_{líquido} = (P_{tubing} + P_{líquido}) - P_{casing} - P_{neto}$$

$$P_{fluido} = P_{tubing} + P_{líquido} - P_{casing} - P_{neto}$$

Fuente. RUBIO, C. Principios Básicos PCP Equipos de Fondo. Weatherford. Argentina. 2008.

Nota: En el caso de obtener un valor alto de la presión en la cabeza de casing, se deberá abrir el espacio anular para dejar salir el gas contenido, esto con el fin de darle más precisión al resultado del nivel de fluido.

Finalmente esta presión de fluido se cambia a longitud a través del despeje de la altura en Ecuación 12, el cual será designado como la sumergencia, así:

$$Sumergencia = \frac{P_{hidrostatica}}{0,0052 * (\rho_{oil} * (1 - BSW) + \rho_{water} * BSW)}$$

Fuente. Well Intervention Pressure Control. Reino Unido. International Well Control Forum. 2011.

El nivel de fluido dinámico será la profundidad desde arriba hasta el la sumergencia, y se calcula de la siguiente forma:

$$Nivel\ de\ fluido\ dinámico = TVD - Sumergencia$$

Fuente. Well Intervention Pressure Control. Reino Unido. International Well Control Forum. 2011.

$$Nivel\ de\ fluido\ estatico = TVD - \frac{P_{yacimiento}}{0,0052 * (\rho_{oil} * (1 - BSW) + \rho_{water} * BSW)}$$

Fuente. Well Intervention Pressure Control. Reino Unido. International Well Control Forum. 2011.

**3.2.7 Pestaña Reportes y Resultados.** Al seleccionar el botón OK en la pestaña torques después de haber diligenciado los datos correspondientes, se abrirá la pestaña “Reportes y Resultados” la cual se verá como la Figura 44, en la cual aparece un botón en la parte superior derecha de la pestaña llamada “Ver Resultados”.

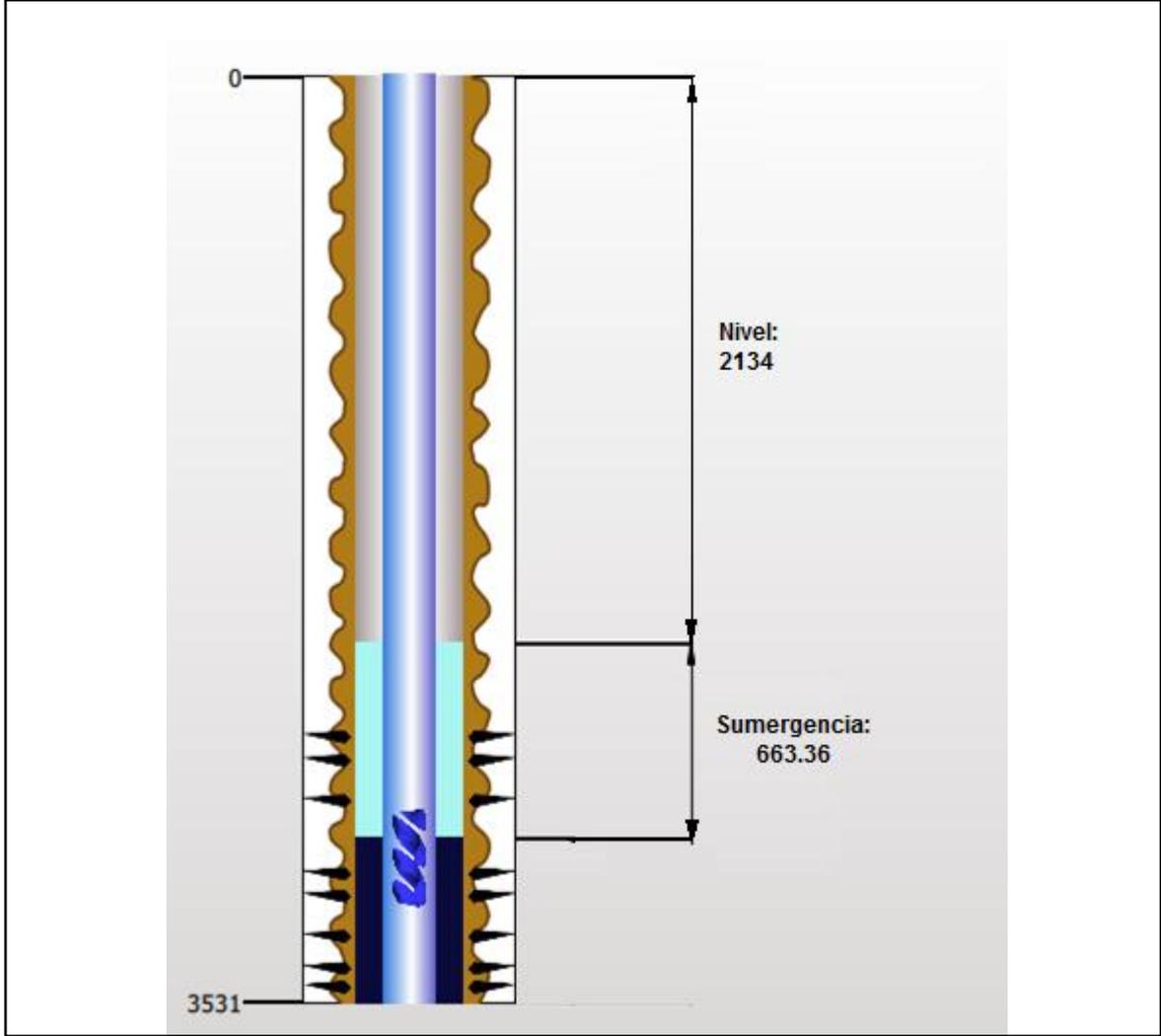
**Figura 44.** Pestaña Reportes y Resultados



Fuente. Elaboración propia.

Al oprimir el botón “Ver Resultados” el software realiza automáticamente los cálculos y muestra en un estado mecánico sencillo los resultados de niveles, profundidad de la bomba y perforados del pozo a evaluar, como se visualiza en la Figura 45.

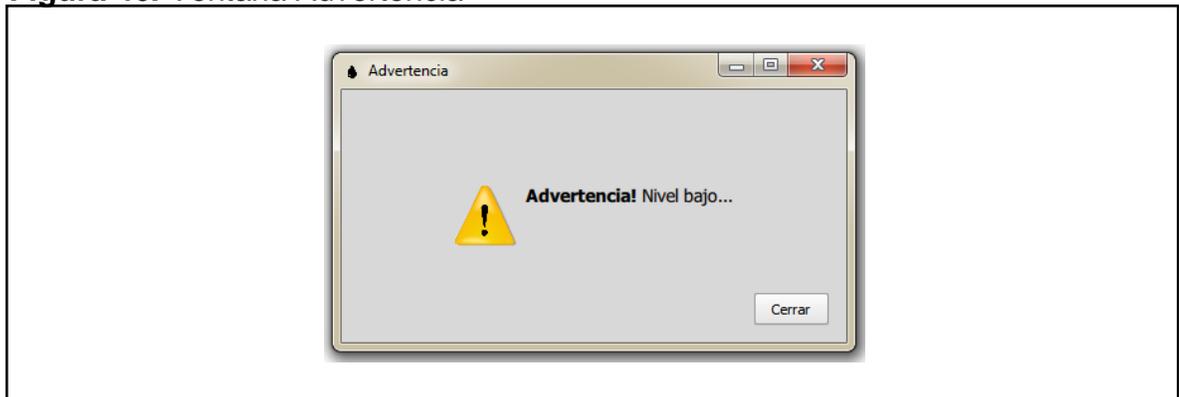
**Figura 45. Resultados**



Fuente. Elaboración propia.

Si el nivel de fluido está por debajo a los 200 ft aparecerá la siguiente ventana de advertencia.

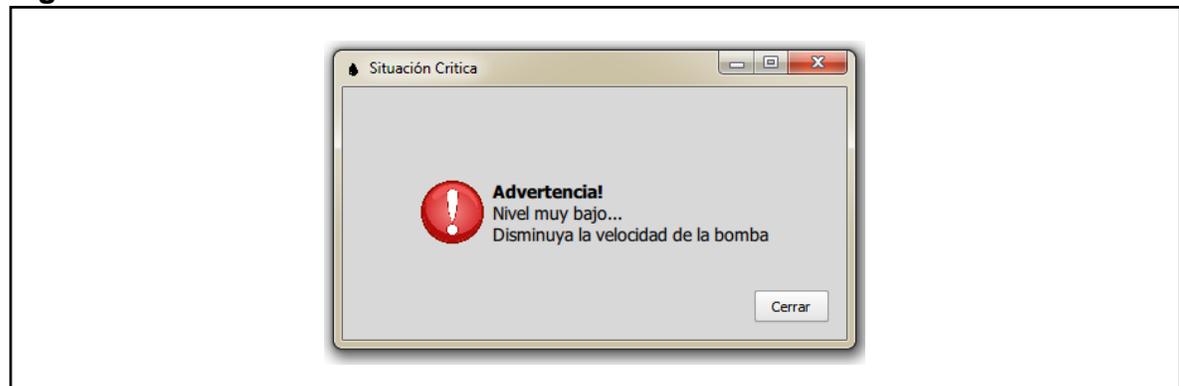
**Figura 46.** Ventana Advertencia



Fuente. Elaboración propia.

Si el nivel es incluso inferior a los 100 ft aparece la siguiente ventana de situación crítica, donde se recomienda al usuario disminuir la velocidad de la bomba para evitar el deterioro o en el peor de los casos el daño de la bomba (Figura 47).

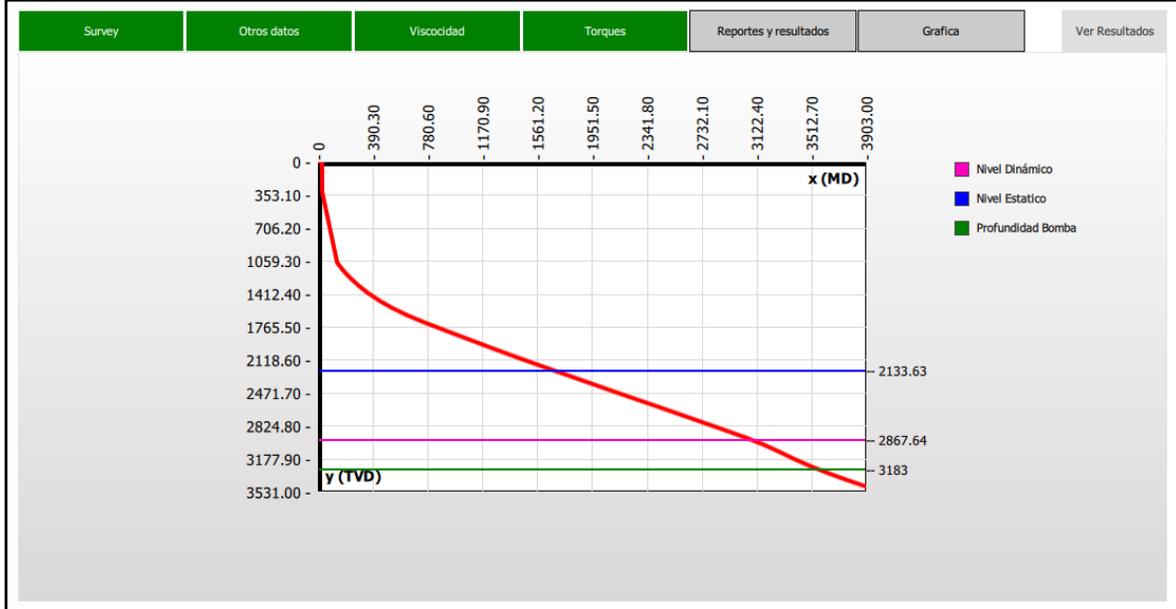
**Figura 47.** Ventana situación crítica



Fuente. Elaboración propia.

En esta pestaña se muestran los mismos resultados de la pestaña anterior con base a la gráfica que muestra la desviación del pozo y en datos de profundidad como se observa en la Figura 48.

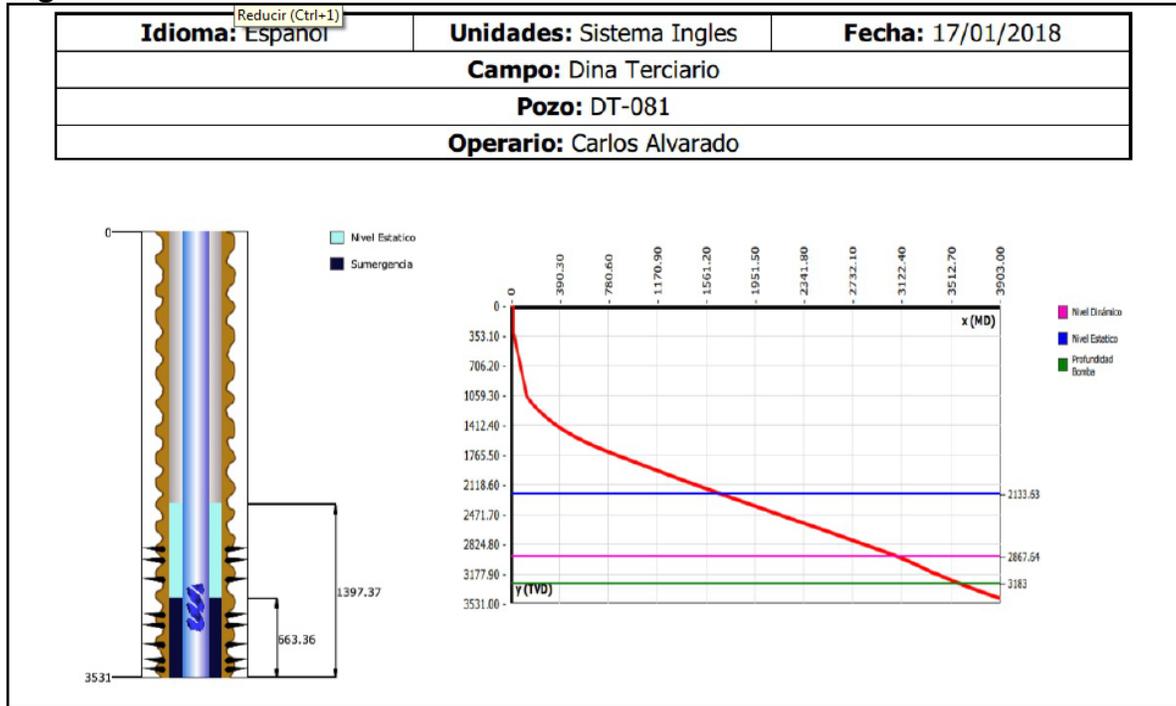
**Figura 48. Pestaña Gráfica**



Fuente. Elaboración propia.

Al finalizar se podrá exportar los resultados en formato PDF, opción mencionada en la parte del menú, en la cual se podrá seleccionar la ubicación en el explorador donde se guardará el archivo y aparecerá en el formato que se aprecia en la Figura 49.

**Figura 49. Formato PDF**



Fuente. Elaboración propia.

### 3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A continuación se comparan los resultados por fechas del Echometer según la siguiente información inicial que se encuentra en la Tabla 24.

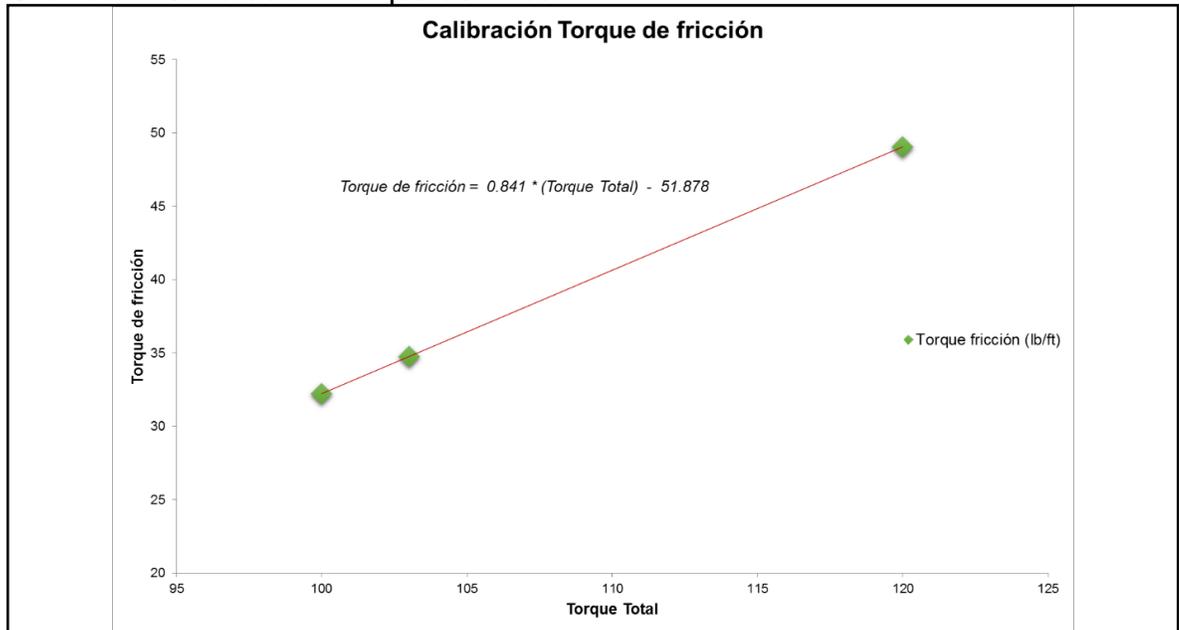
**Tabla 24.** Información inicial pozo DT-081

FECHA (DD/MM/AAAA)	20/07/2017	25/08/2017	23/09/2017	17/10/2017	20/11/2017	13/12/2017	17/01/2018
CHP (PSI)	42	34	30	30	28	32	47
THP (PSI)	70	85	90	90	90	85	90
Torque Total (LB/FT)	120	103	100	100	110	112	117
Intake de la bomba (FT)	3183	3183	3183	3183	3183	3183	3183
TVD (FT)	3531	3531	3531	3531	3531	3531	3531
Caudal (BFPD)	60.49	64.45	75.72	74.47	66.89	78.61	65.52
Torque de Fricción (LB/FT)	49	35	32				
BSW (%)	62	6	6	55	55	55	55
Densidad (LB/GAL)	7.832	7.832	7.832	7.832	7.832	7.832	7.832
Desplazamiento de la bomba (BBL/RMP) Bomba 10 - 2000	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628

Fuente. TDA Supply & Service.

Se utilizan los primeros torques de fricción para realizar una calibración a partir de los resultados del Echometer y luego se grafica estos datos como se muestra en la Grafica 4, con su respectiva línea de tendencia lineal, para encontrar la ecuación de torque de fricción a partir del torque total en cada caso.

**Grafica 4.** Calibración Torque de Fricción



Fuente. Elaboración propia.

Con la formula encontrada anteriormente, se hace el cálculo para todos los torques totales y de esta manera hallar nuevos torques de fricción, como se aprecia en la Tabla 25.

**Tabla 25.** Nuevos Torques de Fricción

FECHA (DD/MM/AAAA)	20/07/2017	25/08/2017	23/09/2017	17/10/2017	20/11/2017	13/12/2017	17/01/2018
CHP (PSI)	42	34	30	30	28	32	47
THP (PSI)	70	85	90	90	90	85	90
Torque Total (LB/FT)	120	103	100	100	110	112	117
Intake de la bomba (FT)	3183	3183	3183	3183	3183	3183	3183
TVD (FT)	3531	3531	3531	3531	3531	3531	3531
Caudal (BFPD)	60.49	64.45	75.72	74.47	66.89	78.61	65.52
Torque de Fricción (LB/FT)	49.042	34.745	32.222	32.222	40.632	42.314	46.519
BSW (%)	62	6	6	55	55	55	55
Densidad (LB/GAL)	7.832	7.832	7.832	7.832	7.832	7.832	7.832
Desplazamiento de la bomba (BBL/RMP) Bomba 10 - 2000	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628

Fuente. Elaboración propia.

A partir de la tabla anterior se realizan los cálculos mediante el programa NAVI y se comparan con los datos arrojados por el Echometer, en la Tabla 26 se resumen los resultados teniendo en cuenta un error del Echometer del 25% alrededor de cada dato, obteniendo un rango de error, una diferencia en pies de los dos escenarios y su porcentaje con base a la Ecuación 14.

**Ecuación 14.** Porcentaje de Error

$$\% \text{ Error} = \frac{\text{Resultado Echometer} - \text{Resultado NAVI}}{\text{Resultado Echometer}}$$

Fuente. Elaboración propia.

**Tabla 26.** Comparación de resultados

Fecha (dd/mm/aaaa)	Sumergencia NAVI (ft)	Sumergencia Echometer (ft)	Rango (ft)		Diferencia NAVI y Echometer (ft)	% Error
20/07/2017	620.93	643	562.625	- 723.375	22.07	3%
25/08/2017	785.26	829	725.375	- 932.625	43.74	5%
23/09/2017	826.57	842	736.75	- 947.25	15.43	2%
17/10/2017	818.27	816	714	- 918	2.27	0%
20/11/2017	756.05	829	725.375	- 932.625	72.95	9%
13/12/2017	721.3	689	602.875	- 775.125	32.3	5%
17/01/2018	664.1	671	587.125	- 754.875	6.9	1%

Fuente. Elaboración propia.

En la Grafica 5 se ilustran los resultados de la Tabla anterior, donde el porcentaje de error entre la herramienta Echometer y la aplicación Navi se muestra resaltado en amarillo, en el que se puede apreciar un porcentaje pequeño, adicional a esto todos los resultados del software se encuentran dentro del rango de error que puede tener la herramienta Echometer Well Analyzer del 25% alrededor de cada dato como se aprecia en color habano, concluyendo resultados aproximados y confiables para el usuario.

**Grafica 5.** Comparación de resultados



Fuente. Elaboración propia.

## 4. ANÁLISIS FINANCIERO

En la actualidad existen pocos métodos para determinar el nivel dinámico de un fluido en un pozo de producción, es por ésta razón que se plantea una nueva alternativa con base en las necesidades de la industria, la alternativa propuesta en este proyecto funcionará para reducir los costos operativos y facilitar la toma de dicho nivel. El desarrollo de un software para determinar el nivel dinámico del fluido en los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP) suplirá la necesidad a través de las ecuaciones que componen el diseño de éste sistema propuestas a lo largo de éste trabajo de grado.

Desde el punto de vista de la compañía de servicios TDA Supply and Service S.A. para la evaluación financiera del proyecto se realiza una comparación de costos entre la herramienta utilizada actualmente y el software propuesto. Como referencia se utiliza el Dólar Estadounidense (USD) y el horizonte de trabajo es de seis meses con periodos mensuales y no se toma en cuenta la inflación ya que no afecta significativamente el resultado de la evaluación financiera al ser un periodo tan corto.

Para la evaluación de la viabilidad financiera de éste proyecto son comparados dos escenarios, el primero corresponde al procedimiento más utilizado actualmente, el cual consta del uso de la herramienta Echometer Well Analyzer para hallar el nivel dinámico de fluido en un pozo. A partir del procedimiento propuesto mediante el uso del software que funciona a través de la alternativa de calcular el nivel dinámico de un fluido mediante ecuaciones teóricas se obtiene el segundo escenario, pues tiene un alto impacto en el ahorro de los costos.

### 4.1 COMPARACIÓN DE COSTOS

A continuación, se relacionan los costos para llevar a cabo el proyecto basados en los escenarios anteriormente nombrados.

**4.1.1 Primer escenario (Procedimiento actual).** Si la empresa continúa con el uso de la herramienta Echometer Well Analyzer para determinar el nivel dinámico del fluido, no se requerirá de ninguna inversión adicional, es decir, a pesar de que el uso de la herramienta representa un costo elevado para la empresa, es un gasto con el que ya se cuenta.

La toma del nivel dinámico de un fluido en un pozo con sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas (PCP) es indispensable para evitar deterioro o la pérdida de la bomba, es por esto que el uso de la herramienta Echometer Well Analyzer se debe hacer al menos dos veces por semana y el costo de cada disparo es de 25 USD. A continuación, se presentan los cálculos de los costos de operación para este escenario, tomando una muestra de diez pozos.

### Ecuación 15. Costo mensual Echometer Well Analyzer

$$\text{Costo operación mensual} = \text{Costo por disparo} * \text{No. de disparos al mes}$$

$$\text{Costo operación mensual} = 25 \text{ USD} * (2 \text{ disparos} * 4 \text{ semanas})$$

$$\text{Costo operación mensual} = 200 \text{ USD/mes}$$

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

En la Tabla 27 se especifican los costos por el horizonte de seis meses del primer escenario.

**Tabla 27.** Costos de operación primer escenario

No. de pozos	Costo de operación mensual (USD)	Meses	USD
10	200	6	12

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

**4.1.2 Segundo escenario (Procedimiento propuesto).** Si la empresa implementa el software, habrá que hacer una inversión inicial, pues será para la programación, la capacitación del personal y finalmente, la aplicación del mismo y luego, se presentará una disminución significativa en la estructura de costos de la empresa.

A continuación, en la Tabla 28 y en la Tabla 29 se presentan los costos de inversión de capacitación del personal mencionados en el segundo escenario, seguido de los costos de inversión de la implementación del software en la empresa ubicados en la Tabla 28.

**Tabla 28.** Costo capacitación personal

Factor	USD
Transporte	60
Hospedaje	80
Alimentación	115
<b>Total</b>	<b>255</b>

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

**Tabla 29.** Costo implementación del software

Factor	USD
Programación	196
Montaje	85
Imprevistos	60
<b>Total</b>	<b>341</b>

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

Para mantener el software actualizado y sin fallas se debe disponer de 20 USD mensuales; a continuación se presentan los cálculos de los costos de operación y mantenimiento en un periodo de seis meses teniendo en cuenta dicho valor. Es preciso aclarar que no se necesita personal adicional, pues el personal que utiliza el Echometer Well Analyzer será capacitado para utilizar el software propuesto.

**Ecuación 16.** Costo operación del software

$$\text{Costo operación total} = \text{Mantenimiento del software} * \text{No. de meses}$$

$$\text{Costo operación total} = 12 \text{ USD} * 6 \text{ meses}$$

$$\text{Costo operación total} = 96 \text{ USD}$$

Fuente. TDA Supply & Service S.A.

En la Tabla 30 se hace una comparación de los costos anteriormente calculados por cada escenario.

**Tabla 30.** Comparación costos totales

Primer Escenario	Segundo Escenario
(USD)	(USD)
1200	255
	341
	72

Fuente. Elaboración propia.

#### 4.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

El ahorro es demostrado en la Ecuación 17 por la diferencia en los totales de la comparación de costos en ambos procesos.

**Ecuación 17.** Ahorro en dólares estadounidenses

$$AHORRO (USD) = 1200 - 668 = 532 USD$$

Fuente. Elaboración propia.

Porcentualmente el ahorro se observa en la Ecuación 18.

**Ecuación 18.** Ahorro en porcentaje

$$AHORRO (\%) = \frac{(1200 USD - 668 USD)}{1200 USD} = \frac{532 USD}{1200 USD} = 44,3\%$$

Fuente. Elaboración propia.

### 4.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, es notorio que la mejor decisión para la compañía es utilizar el software propuesto en este proyecto pues representa un ahorro considerable para la compañía en cada uno de sus pozos y a su vez podría funcionar para cualquier empresa que quiera complementar el sistema tradicional, más conocido como Echometer Well Analyzer, pues es un método igual de efectivo que permite hallar el cálculo del nivel dinámico de un fluido de perforación sin tener que hacer una inversión extra y que permite hacer la toma de dicho nivel cuantas veces la empresa lo requiera sin la limitante con la que cuenta el método tradicional.

## 5. CONCLUSIONES

- El software NAVI permite la toma del nivel dinámico de fluido de un pozo en el momento y lugar que la compañía lo requiera sin necesidad de trasladar personal hasta el pozo.
- El software NAVI es una herramienta versátil que presenta un cálculo casi exacto y con un porcentaje de error muy pequeño con respecto al Echometer Well Analyzer, de un 25%.
- El lenguaje QML utilizado para la creación de NAVI permite una comunicación simple entre el usuario y el computador, lo que facilita su uso.
- Se evidencia que los datos arrojados por el Echometer Well Analyzer en el Pozo DT-081 del Campo Dina Terciario son cercanos a los obtenidos por NAVI, pues sus rangos son muy pequeños, en algunos casos menos del 2%, lo que garantiza veracidad en los datos.
- Una ventaja notoria de NAVI consiste en su utilidad a la hora de la toma, pues en caso de verificar la información obtenida por el Echometer Well Analyzer es una herramienta que se tiene a la mano.
- Financieramente, el software NAVI incide en un ahorro directo y notorio para la compañía (532 USD y en términos porcentuales 44.3%) pues no requiere una inversión o personal adicional.
- La instalación del Software NAVI es rápida y fácil, adicionalmente su licencia es gratuita.
- El torque resistivo se hace despreciable una vez el valor de la viscosidad es inferior a 1000 cp, en caso contrario se deberán tener los valores del Diámetro de la Varilla, Diámetro interno de la tubería, RPM sin dejar de lado la TVD.
- Para la compañía TDA Supply & Service, cuando el nivel de fluido está por debajo a los 200 ft ya se encuentra en situación de emergencia y por debajo de 100 ft en estado crítico, sin embargo eso no aplica para todas las empresas, ya que dicho estado crítico varía según el pozo y el comportamiento que se conozca de él.
- El parámetro más influyente en la toma del nivel dinámico de fluido en un pozo con sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas es el torque total, ya que al tener una variación de éste por pequeña que sea puede alterar bruscamente los resultados.

- Es de suma importancia tener en cuenta los parámetros como hinchamiento del elastómero, acumulación de arenas pues afectan el torque total lo que directamente afecta el dato del nivel dinámico.
- El software NAVI está diseñado puntualmente para calcular el nivel dinámico de fluido de un pozo en Sistemas de Levantamiento Artificial de Bombeo por Cavidades Progresivas PCP.

## 6. RECOMENDACIONES

- El software NAVI podría ser complementado al adicionar un análisis nodal que permita la interacción entre cada uno de sus componentes.
- Un análisis PVT permitiría más precisión a la hora de obtener todos los datos del pozo a analizar.
- Tener en cuenta parámetros como el hinchamiento del elastómero, pues afecta el torque total, esto con el fin de tener un dato más exacto.
- Es importante conocer si hay problemas de acumulación de arenas. Pues al afectar el torque, limita un poco la toma del nivel.
- Ya que está diseñado con variables únicas para el sistema de levantamiento artificial PCP, se podrían adicionar las variables necesarias para calcular el nivel dinámico en los otros sistemas.

## BIBLIOGRAFÍA

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. 6a edición. Bogotá. 2000.  
CHOLET, H. Well Production. Paris. Technip. 2000.

BOHÓRQUEZ, M. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

CHACÍN, N. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Venezuela. ESP OIL. 2003

ESCALANTE, S. Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). 2016.

ESP OIL ENGINEERIG CONSULTANTS. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Venezuela. ESP OIL International Training Group, 2003.

ESP OIL ENGINEERIG CONSULTANTS. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Venezuela. ESP OIL International Training Group, 2004.

ECHOMETER COMPANY. Echometer Digital Well Analyzer Brochure. MS1913-001 REV B. Texas.

ECK, J; EWHERIDO, U; MOHAMMED, J; OGUNLOWO, R; FORD, J; FRY, L; HIRON, S; OSUGO, L; SIMONIAN, S; OYEWOLE, T; VENERUSO, T. Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución.

FLESHMAN, R; HARRISON, O. Artificial lift for high volume production. Bartlesville. 1999.

GARCÍA. Jorge Luis David. Bombeo por Cavidades Progresivas, Bogotá, 2014.

HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net. Versión 2008V1.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33p.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1ed. Bogotá: El instituto, 2008. 23 p.

LIEBERMAN, S. 'Automated continuous fluid level monitoring. American Energy Advisors Inc. SPE 93832. 2005.

MANTL. Progressing Cavity Pump Technical Specifications.

MAROTO.Holger, VINLASACA. Danilo. Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área libertador. Escuela Politécnica Nacional. 2012.

NETZSCH. Curso Técnico Bombas de Cavidades Progresivas. Brasil.

PARTIDAS, N. Bombeo Mecánico: Operaciones, Diagnostico, Operación. Venezuela. ESP OIL. 2003.

PEÑA, Juan. Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista. Universidad de América. Bogotá. 2016.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Primera Edición. Venezuela. PDVSA CIED, 2001.

SANTILLÁN, S. Ecómetro: Herramienta útil para evaluar la productividad de un pozo. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México. 2016

Theta Enterprise, Inc. Manual de Bombeo Mecánico: Optimización de Bombeo Mecánico. 2005.

RAG. RAG.Technology Sales & Services. Vienna. 2015.

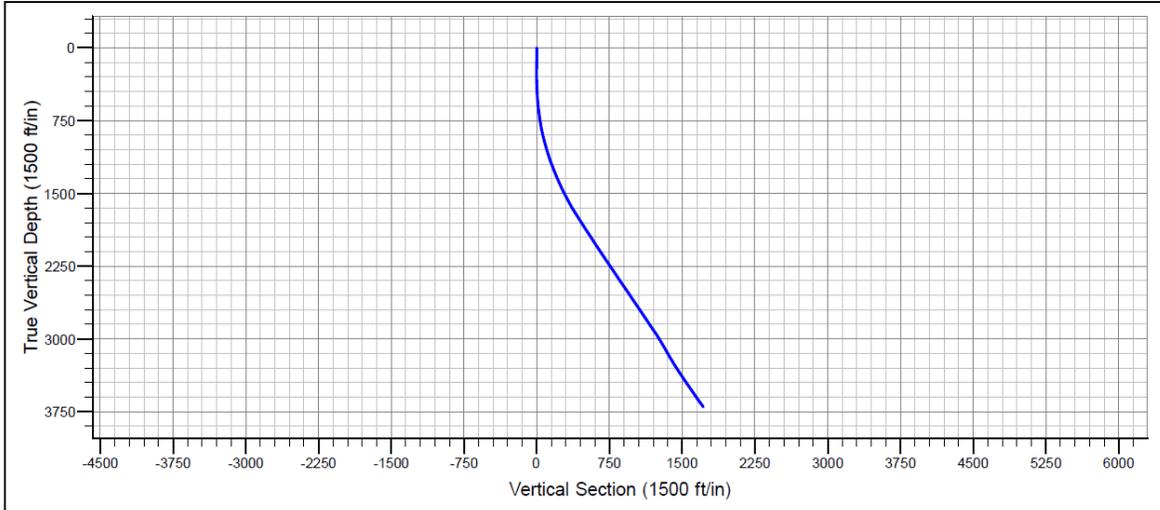
RODRIGUEZ, W. ROBLES, C. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

Well Intervetion Pressure Control. Reino Unido. International Well Control Forum.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**SURVEY DEL POZO DT-81**

SECTION VIEW



PLAN VIEW

