



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 24 de mayo del 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Sergio Andres Beltran Gonzalez, con C.C. No. 1.077.866.726,

Cristian Arley Cabrera Burbano con C.C. No. 1.081.592.890,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado : HERRAMIENTAS DIGITALES PARA LA DETECCIÓN Y SOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de ingeniero de petróleos ;

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

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

Vigilada Mineducación

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



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Sergio Andres Beltran Gonzalez

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Cristian Arley Cabrera Burbano

Firma:



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: HERRAMIENTAS DIGITALES PARA LA DETECCIÓN Y SOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
BELTRAN GONZALEZ	SERGIO ANDRES
CABRERA BURBANO	CRISTIAN ARLEY

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ARANDA ARANDA	ERVIN

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2023

NÚMERO DE PÁGINAS:96

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros X



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

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): No aplica

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Levantamiento artificial</u>	<u>Artificial Lift</u>	6. <u>Dinamómetro</u>	<u>Dynamometer</u>
2. <u>Registro sónico</u>	<u>SonoLog</u>	7. <u>Nivel de fluido</u>	<u>Fluid level</u>
3. <u>Echometer</u>	<u>Echometer</u>	8. <u>Pruebas de presión</u>	<u>Pressure tests</u>
4. <u>Métodos de producción</u>	<u>Production methods</u>	9. <u>Optimización</u>	<u>Optimization</u>
5. <u>Bombeo recíprocante</u>	<u>Reciprocating Pumping</u>	10. <u>Detección de problemas</u>	<u>Troubleshooting</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este proyecto se desarrolla una revisión y análisis de las propiedades de las ondas sonoras que se emplean como herramienta de gestión y diagnóstico de los Sistemas de Levantamiento Artificial SLA, las cuales, por medio de la detección del nivel de fluidos dentro del anular, obtienen datos valiosos para conocer el estado del pozo y del yacimiento y así mismo tomar cierta información y ejecutar acciones pertinentes para la solución de problemas. Se hace una comparación de las herramientas utilizadas anteriormente con las actuales, reconociendo la importancia de esta transición y evolución. En la realización del proyecto se caracterizan los diferentes métodos aplicados a las herramientas de diagnóstico y gestión de los SLA, enfatizando en el uso del Echometer, evaluando su implementación y se hace la comparación con otros métodos utilizados en el sector de producción de la industria petrolera.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

In this project, a review and analysis of the properties of sound waves used as a management and diagnostic tool for Artificial Lift Systems (ALS) are developed. Through the detection of fluid levels within the annulus, valuable data is obtained to understand the condition of the well and reservoir, allowing for informed decision-



making and the execution of appropriate actions to solve problems. A comparison is made between previously used tools and current ones, recognizing the importance of this transition and evolution. The project characterizes different methods applied to ALS diagnostic and management tools, with an emphasis on the use of the Echometer, evaluating its implementation and comparing it to other methods used in the production sector of the petroleum industry.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

Nombre Jurado: Jose Miguel Galindo

Firma:

**HERRAMIENTAS DIGITALES PARA LA DETECCIÓN Y SOLUCIÓN DE
PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2023**

**HERRAMIENTAS DIGITALES PARA LA DETECCIÓN Y SOLUCIÓN DE
PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

**CRISTIAN ARLEY CABRERA BURBANO CÓD 20131116354
SERGIO ANDRES BELTRÁN GONZÁLEZ CÓD 20121111230**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2023**

**HERRAMIENTAS DIGITALES PARA LA DETECCIÓN Y SOLUCIÓN DE
PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

**CRISTIAN ARLEY CABRERA BURBANO CÓD 20131116354
SERGIO ANDRES BELTRÁN GONZÁLEZ CÓD 20121111230**

**Director del Proyecto
ERVIN ARANDA ARANDA**

**Presentado a:
COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2023**

**HERRAMIENTAS DIGITALES PARA LA DETECCIÓN Y SOLUCIÓN DE
PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: PRODUCCIÓN

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Director:
Ervin Aranda Aranda

Jurado:

Jurado:

DEDICATORIAS

CRISTIAN ARLEY CABRERA BURBANO

A Dios, por estar siempre a mi lado y cuidar mi camino de todo mal, a quien todo le debo por bendecirme enormemente.

A mis padres Humberto y Marleny, por apoyarme incondicionalmente, brindarme todo su amor y creer en mí, junto a mis hermanos.

A Zaira y Franco Arturo por ser como unos segundos padres y estar para mí en todo este proceso.

SERGIO ANDRÉS BELTRÁN GONZÁLEZ

A Dios, por permitirme recorrer este proceso, por permitirme los mejores aprendizajes para mi vida, gracias por tantas bendiciones.

A mis padres, por darme el mejor ejemplo, brindarme su apoyo incondicional, son mis más grandes bendiciones.

A mis hermanos por brindarme compañía y apoyo, por creer en mí.

AGRADECIMIENTOS

Ofrecemos nuestros agradecimientos a:

La Universidad Surcolombiana, al profesor Ing. Ervin Aranda Aranda, director del proyecto y docente de la Universidad Surcolombiana, por sus enseñanzas, disposición y la valiosa asesoría académica ofrecida durante el desarrollo del proyecto.

A los ingenieros, docentes de la Universidad Surcolombiana y evaluadores de este proyecto, por su apoyo, seguimiento, observaciones y revisión en el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	<i>Pág.</i>
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
1. JUSTIFICACIÓN	16
2. OBJETIVOS	17
OBJETIVO GENERAL	17
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
3. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	18
3.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	18
3.1.1 Preselección del método de producción	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.1.2 Recuperación secundaria y recuperación mejorada	20
3.2 MANEJO DE PRODUCCIÓN	21
3.2.1 Facilidades de producción	21
3.2.2 Este proyecto	23
4. PAPERS RELEVANTES	25
4.1 Artificial lift system optimization using machine learning applications. Fahad I. Syed, Mohammed Alshamsi, Amirmasoud K. Dahaghi, Shahin Neghabhan. 2020	25
4.2 Artificial intelligence: New age of transformation in petroleum upstream. Parth Solanki, Dhruv Baldaniya, Dhruvikkumar Jogani, Bhavesh Chaudhary, Manan Shah, Ameya Kshirsagar. 2022	26
4.3 Echometer: herramienta útil para evaluar la productividad de un pozo. Slim Santanillán Hernández. 2016	27
5. DESARROLLO	25
5.1 GESTIÓN DE SLA	29

5.1.1	Objetivos de la gestión de SLA	29
5.1.2	Procesos del ciclo de gestión de SLA	29
5.1.2.1	Análisis	29
5.1.2.2	Selección	29
5.1.2.3	Diseño	30
5.1.2.4	Evaluación técnica-económica	30
5.1.2.5	Adquisición	30
5.1.2.6	Instalación	30
5.1.2.7	Inspección	31
5.1.2.8	Operación	31
5.1.2.9	Monitoreo	31
5.1.2.10	Optimización	31
5.2	USO DEL ANALIZADOR DE POZOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	32
5.2.1	Componentes del equipo analizador de pozos	¡Error! Marcador no definido.
5.2.2	Descripción del Echometer	38
5.2.3	Descripción del sistema digital acústico	38
5.2.4	Rangos de aplicación del Echometer	39
5.2.5	Análisis básico con Echometer	40
5.3	APLICACIONES DEL EQUIPO ANALIZADOR DE POZOS	29
5.3.1	Estudio acústico de pozos	29
5.3.2	Estudios con el Dinamómetro	29
5.3.3	Pruebas transientes de presión	29
5.3.4	Análisis del balanceo de la unidad de bombeo mecánico y del torque	29
5.3.5	Otras aplicaciones	30
5.3.5.1	Seguimiento del nivel del líquido	30
5.3.5.2	Monitoreo del tratamiento por baches	30
5.3.5.3	Prueba de la válvula de seguridad del subsuelo	30
5.3.5.4	Levantamiento artificial con gas	30
5.4	INTERPRETACIÓN DE DATOS DEL ANALIZADOR DE POZOS	29
5.4.1	Interpretación de datos acústicos	29
5.4.1.1	Selección del nivel del líquido filtrando la señal acústica	29

5.4.1.2 Determinación de la profundidad (DEPTH DETERMINATION)	29
5.4.1.3 Determinar el conteo de uniones (COLLARS).....	29
5.4.1.4 Sección de presión del revestimiento (CASING PRESSURE)	29
5.4.1.5 Sección de presión de fondo de pozo (BHP).....	29
5.4.2 Interpretación de datos dinamométricos.....	29
5.4.2.1 Casos comunes de dinagramas de campos petroleros en Colombia	298
5.5 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA	29
5.5.1 Análisis avanzado.....	29
5.5.1.1 Pruebas de variación de presión	29
5.5.1.2 Tipos de pruebas de presión.	29
5.5.1.3 Índice de productividad (J).....	30
5.5.1.4 Daño	30
5.5.1.5 Daño total	30
5.5.2 Pruebas de presión transitoria	30
5.5.2.1 Fase de instalación del programa TWM.....	30
5.5.2.2 Frecuencia de datos de adquisición	30
5.5.2.3 Inicio de la prueba de presión transitoria	30
5.5.3 Análisis de Datos para Pruebas de Transientes de Presión.....	30
5.5.4 Resultados de diagnósticos gráficos	30
5.5.4.1 Gráficas Log–Log	30
5.5.4.2 Función derivada de presión.....	30
5.5.4.3 Gráfica MDH	30
5.5.4.4 Gráfica de Horner	30
5.5.4.5 Exportar un archivo de BHP	30
5.5.5 Prueba de bombeo	30
5.5.5.1 Productividad del pozo	30
5.5.5.2 Pozos con bombeo mecánico.....	30
5.5.5.3 Prueba del pozo por eficiencia de energía	30
5.5.5.4 Desempeño de la bomba	30
5.5.6 Aplicación del TWM en otros SLA	30
5.5.6.1 Pozos con bombeo Electrosumergible.....	30

5.5.6.2 Pozos con bomba de Cavidad Progresiva.....	30
5.5.6.3 Pozos con Levantamiento a Pistón.....	30
5.5.6.4 Pozo con Levantamiento a Gas.....	30
5.5.6.5 Operaciones costa afuera.....	30
5.6 OTROS PROGRAMAS DE GESTIÓN DEL SLA	85
5.6.1 Análisis nodal.....	87
6. CONCLUSIONES	85
7. RECOMENDACIONES	87
8. BIBLIOGRAFÍA	88
ANEXOS	90

LISTA DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
<i>Figura 1. Cabezal de pozo de producción petrolera (Árbol de navidad)</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2. Mapa de PennWell para la selección de un método de producción</i>	<i>14</i>
<i>Figura 3. Separador bifásico</i>	<i>16</i>
<i>Figura 4. Equipo analizador de pozos</i>	<i>17</i>
<i>Figura 5. Relaciones funcionales del Echometer</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6. Normalización del ruido del anular..... ¡Error! Marcador no definido.</i>	
<i>Figura 7. Disparo e inicio de adquisición de datos</i>	<i>20</i>
<i>Figura 8. Gráfico de transiente de presión.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 9. Resultado final de la prueba.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 10. Análisis dinamométrico</i>	<i>48</i>
<i>Figura 11. Gráfico de carga vs. Posición para un ciclo de bombeo</i>	<i>29</i>
<i>Figura 12. Pestaña de determinación de profundidad del nivel de líquido.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 13. Pantalla de selección de conteo de uniones.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 14. Pantalla de Presión del Casing.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 15. Pantalla de Datos de la sección de presión fondo de pozo</i>	<i>29</i>
<i>Figura 16. Dinagrama ideal.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 17. Bomba con buen llenado</i>	<i>30</i>
<i>Figura 18. Bomba con fricción por arenamiento.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 19. Bomba con presencia de golpe de fluido</i>	<i>30</i>
<i>Figura 20. Interferencia por gas en la bomba.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 21. Bomba con válvulas bloqueadas por gas.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 22. Bomba con pistón pegado</i>	<i>88</i>
<i>Figura 23. Bomba con varilla partida</i>	<i>90</i>
<i>Figura 24. Adquisición de Datos</i>	<i>30</i>
<i>Figura 25. Sección de Parámetros de Prueba Schedule.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 26. Prueba de restauración de presión</i>	<i>30</i>
<i>Figura 27. Panel de Control de Prueba al Momento de los Disparos.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 28. Graficas de una Prueba Transitoria de Presión</i>	<i>31</i>
<i>Figura 29. Gráfica Log – Log de una Prueba de Transiente de Presión</i>	<i>31</i>
<i>Figura 30. Gráfica de Reporte de Resultados por el Método de la Derivada</i>	<i>88</i>
<i>Figura 31. Comportamiento de la Presión de Fondo en Función del Logaritmo del Tiempo</i>	<i>90</i>

Figura 32. Gráfica de Horner.....	30
Figura33. Análisis Mostrando el Rendimiento de Entrada del Pozo.....	30
Figura 34. Partes de la pistola del Echometer.....	30
Figura 35. Pantalla de condiciones de uso del software TWM.....	30

RESUMEN

En este proyecto se desarrolla una revisión y análisis de las propiedades de las ondas sonoras que se emplean como herramienta de gestión y diagnóstico de los Sistemas de Levantamiento Artificial SLA, las cuales, por medio de la detección del nivel de fluidos dentro del anular, obtienen datos valiosos para conocer el estado del pozo y del yacimiento y así mismo tomar cierta información y ejecutar acciones pertinentes para la solución de problemas. Se hace una comparación de las herramientas utilizadas anteriormente con las actuales, reconociendo la importancia de esta transición y evolución. En la realización del proyecto se caracterizan los diferentes métodos aplicados a las herramientas de diagnóstico y gestión de los SLA, enfatizando en el uso del Echometer, evaluando su implementación y se hace la comparación con otros métodos utilizados en el sector de producción de la industria petrolera.

INTRODUCCIÓN

La utilización de un SLA es necesaria cuando la energía natural de un yacimiento se va agotando o cuando se requiere una producción con mayor límite económico, ya que, en campos maduros, sin este sistema no es posible llevar los fluidos a la superficie, es por esto que la planificación del SLA es de suma importancia para alcanzar una óptima explotación de un yacimiento de petróleo. En Colombia, durante más de cien años se han explotado los yacimientos petrolíferos, lo cual conduce a despresurización de la mayoría de éstos convirtiéndolos en campos maduros, trayendo como consecuencia el uso de los SLA.

La selección del SLA está influenciada por los parámetros del pozo, los fluidos del yacimiento y, el yacimiento mismo y las características del SLA, los cuales están relacionados con la producción y las condiciones de éste. Para una explotación óptima y adecuada, se determinan cuáles de estos parámetros influyen verdaderamente en la escogencia del SLA y con esto, poder definir las preferencias que tiene ese pozo al que se le implemente un determinado SLA. Dentro de los métodos de producción más utilizados se encuentran el Bombeo Reciprocante con Varillas, Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), Bombeo Electrosumergible (BES), Bombeo Hidráulico (BH) y Gas Lift.

Se hace evidente la importancia que representan los SLA en la producción de petróleo, por tanto, es de vital importancia tomar decisiones correctas al momento de seleccionar el sistema más eficiente y ajustado a las condiciones de campo y pozo determinadas. En este estudio se hace una descripción teórica de los SLA más utilizados, describiendo

el avance de las herramientas para la detección de problemas de ellos, comprendiendo su funcionamiento y condiciones de uso, en este trabajo se presentan las herramientas actuales, específicamente el Echometer, que facilita la detección de posibles problemas durante el proceso de producción.

1. JUSTIFICACIÓN

Cuando se hace uso de los SLA es necesario encontrar y prevenir problemas en el funcionamiento de los equipos y mantener las condiciones necesarias óptimas para la producción adecuada del pozo. El poder diagnosticar a tiempo el estado de los SLA hace que sean más rentables, minimiza las pérdidas de producción, previene el daño de los equipos del sistema y mitigar las pérdidas económicas.

Este estudio pretende abarcar el tema de cómo han avanzado las herramientas para la detección de problemas en los SLA, comprender su funcionamiento y condiciones de uso a través del desarrollo tecnológico. Así mismo, en esta investigación se muestran las herramientas actuales que facilitan la detección de las fallas en la producción, corroborando sus avances durante su evolución, sin entrar al campo del desarrollo de nuevas soluciones a los problemas de los SLA. Por tal motivo, el propósito del presente trabajo es realizar una investigación con cierto detalle para revisar y analizar algunas aplicaciones de las herramientas de los SLA, que usan o se detectan con el Echometer principalmente.

2. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Revisar y analizar algunas aplicaciones de las herramientas de diagnóstico y gestión de los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA), que usan o se detectan con el Echometer.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer el marco teórico conceptual de las ondas sonoras que se emplean como herramientas de gestión y diagnóstico de los SLA.
- Comparar las herramientas usadas anteriormente con las actuales y reconocer la importancia de esta transición.
- Evaluar la implementación del Echometer en comparación con métodos anteriores.

3. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

3.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

En la extracción del petróleo se hace necesario el uso de métodos de levantamiento artificial (SLA) para tener una óptima producción. El uso de estas herramientas de extracción de fluidos, con el tiempo e imprevistos en la producción, generan un desgaste que puede ser prematuro o tardío, es por eso que el uso de herramientas para la gestión de estos problemas se vuelve algo indispensable en la actividad de producción. La finalidad de los métodos de producción o de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, para maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción en el estado mecánico y/o en el yacimiento (Ver Figura 1).



Figura 1. Cabezal de pozo de producción petrolera (Árbol de navidad)
Fuente: PDVSA, 2000

3.1.1 Preselección del método de producción

La preselección de un método de producción u otro se hace en función de la tasa de producción y la profundidad de levantamiento (Ver Figura 2). Se emplea el mapa de PennWell.

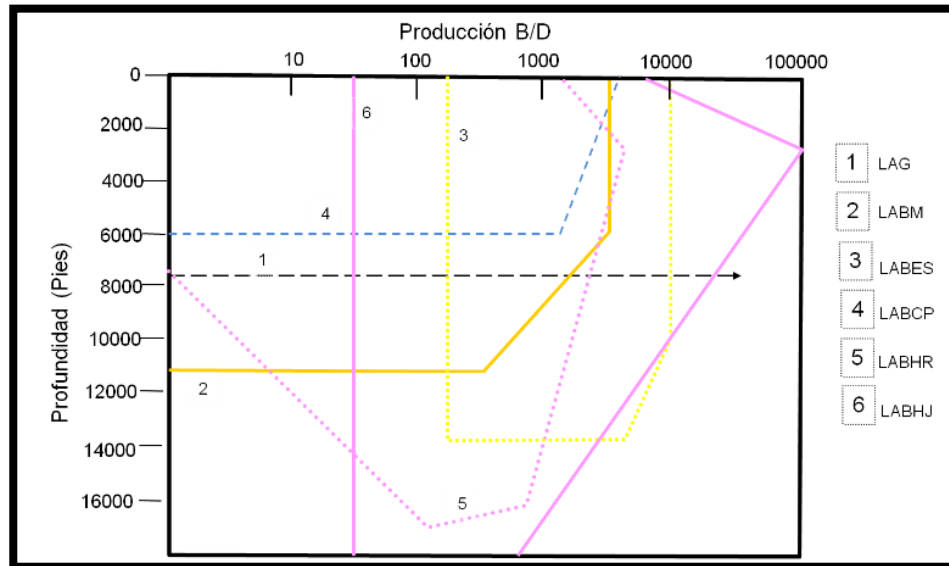


Figura 2. Mapa de PennWell para la selección de un método de producción
Fuente: PennWell, 1986

- LAG: Levantamiento Artificial por Gas, es el más atractivo después de flujo natural por ser más sencillo de aplicar, eficiente y económico, se descarta el LAG si no hay gas suficiente y si el crudo es viscoso y pesado.
- BM: Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, es la segunda mejor opción, especialmente si el pozo tiene poca capacidad de producción, bajo nivel de fluido y crudo viscoso y pesado.
- BES: Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible, aplica bien en pozos de alta capacidad de producción, alto porcentaje de agua y baja presión del yacimiento, aunque hoy por hoy, se están fabricando BES para extraer caudales pequeños (<100 BPD), lo cual las hace aún más competitivas.
- BCP: Levantamiento Artificial por Bomba de Cavidades Progresivas, para pozos de baja a moderada producción, crudo viscoso, alto porcentaje de arena y baja

presión estática. Profundidad menor a 6000 ft, aunque en la actualidad se puede aplicar a una mayor profundidad implementando un motor de fondo, llamado Electro BCP, considerado como otro tipo de SLA.

- BHR: Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico Reciprocante, para altas profundidades (> 10000 ft).
- BHJ: Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico Jet, para altas profundidades (> 10000 ft).

3.1.2 Recuperación secundaria y recuperación mejorada

La primera, consiste en inyectar al yacimiento agua o gas bajo presión, cuyo efecto de desplazamiento ha demostrado ser sumamente efectivo en el aumento de la recuperación del petróleo; y la segunda, recuperación mejorada (EOR), son todos los otros métodos diferentes a los ya mencionados. Actualmente, estas técnicas son parte integral del proceso de producción, desde el comienzo de la explotación de un yacimiento. La inyección de agua o gas se efectúa a través de pozos de inyección, cuya ubicación depende del tipo de yacimiento y de las características de las rocas y fluidos. Para esto se apoya en modelos de simulación computarizados y experimentales que permiten predecir con bastante precisión el comportamiento y la evolución de los diferentes parámetros involucrados. En algunas condiciones, la inyección de agua o gas no es aplicable o no es satisfactoria, y ello ha conducido al empleo de técnicas de recuperación mejorada.

Con la aplicación de la recuperación mejorada se modifican ciertas propiedades del petróleo en el yacimiento o del yacimiento mismo a fin de mejorar la efectividad de su desplazamiento, incrementando así el FR a niveles económicamente rentables. En los yacimientos de petróleo pesado y viscoso se ha logrado un aumento apreciable de la

recuperación, mediante la aplicación de calor con agua caliente, vapor de agua y la generación directa de combustión en el subsuelo, inflamando el petróleo y manteniendo el proceso con inyección de aire. En yacimientos de petróleo mediano y liviano se inyectan solventes y productos químicos, conjuntamente con el gas o agua, con el objeto de reducir las fuerzas capilares que promueven la adhesión del petróleo a las rocas, reducir la viscosidad del petróleo para facilitar su movilidad o aumentar la viscosidad del fluido inyectado para mejorar la efectividad de su empuje. De igual manera desde hace mucho tiempo se viene utilizando el MEOR, lo cual ocasiona que los metabolitos excretados por las bacterias, modifiquen y mejoren el proceso de extracción de fluidos.

Investigaciones más recientes han abierto nuevas posibilidades de recuperación mejorada, tales como la inyección controlada de nanopartículas en el yacimiento, las cuales mejoran el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores, así como la calidad de otras técnicas incipientes.

3.2 MANEJO DE PRODUCCIÓN

3.2.1 Facilidades de producción

Una vez que el campo petrolero está en producción, petróleo, gas y agua se desplazan por los diminutos poros y canales de la roca del yacimiento, entran al fondo del pozo por los orificios abiertos a través del casing llamados perforados, luego ascienden por la tubería de producción y llegan a la superficie donde está instalado el cabezal del pozo. Este último sistema, es un ensamblaje de válvulas, conexiones para cierre y apertura del pozo, tomar muestras, registrar presiones, controlar el volumen de flujo e introducir ciertas herramientas de trabajo que se requieren ocasionalmente. Un elemento importante en el cabezal de pozos, cuando se tiene flujo natural, es el reductor o

estrangulador, conocido en la industria con el término inglés choke, el cual es un accesorio removible que regula la extracción del crudo a través de un pequeño orificio, cuyo diámetro es determinado por criterios técnicos.

Después de pasar por el estrangulador, los fluidos entran a la tubería de flujo hasta la estación de recolección, que está compuesta por separadores, tanques, bombas, motores y accesorios e instalaciones auxiliares donde se recibe la producción de varios pozos cercanos, cuyo número depende de la extensión del campo, del número de pozos productores y de los volúmenes de producción. En estas estaciones, cada pozo se debe probar por separado para verificar periódicamente su condición en cuanto a volúmenes de producción de petróleo, gas y agua, y se toman muestras de esos fluidos para determinar variables importantes en el control del yacimiento y en la planificación de las operaciones.

Al llegar a la estación de recolección, los fluidos entran a un separador que incrementa la turbulencia del flujo y facilita la separación del gas, el cual posteriormente será trasladado a plantas compresoras, de tratamiento y procesadoras; con el fin de convertirlo en productos de mayor valor comercial, tales como gas doméstico, anticontaminantes, entre otros. También se puede utilizar en el mismo campo, donde encuentra aplicación en calentadores, motores a gas, levantamiento por gas de los pozos (generación de energía) y en proyectos de inyección de gas al subsuelo.

El petróleo y el agua, a punto de terminar su recorrido y cuando ya cumplen con las especificaciones de entrega, pasan del separador a los tanques de almacenamiento. El agua se asienta por gravedad y es drenada. De allí, el petróleo es bombeado por medio de tuberías de recolección hasta el patio de tanques. Este es el punto final en el proceso de producción y consiste, por lo general, en una gran extensión de terreno donde se han construido cierto número de tanques de gran capacidad, rodeados por muros de tierra

compactada y asfalto que confinan cualquier derrame o escape que pueda ocurrir. Además, se pueden encontrar facilidades básicas de laboratorio (Ver Figura 3), fosas o equipos para separación adicional del agua libre y cuando es necesario, plantas de deshidratación y desalinización del petróleo. Del patio de tanques, el petróleo es enviado por oleoductos o camiones carrotanques a las refinerías para su procesamiento o a los puertos de embarque, para su posterior exportación.

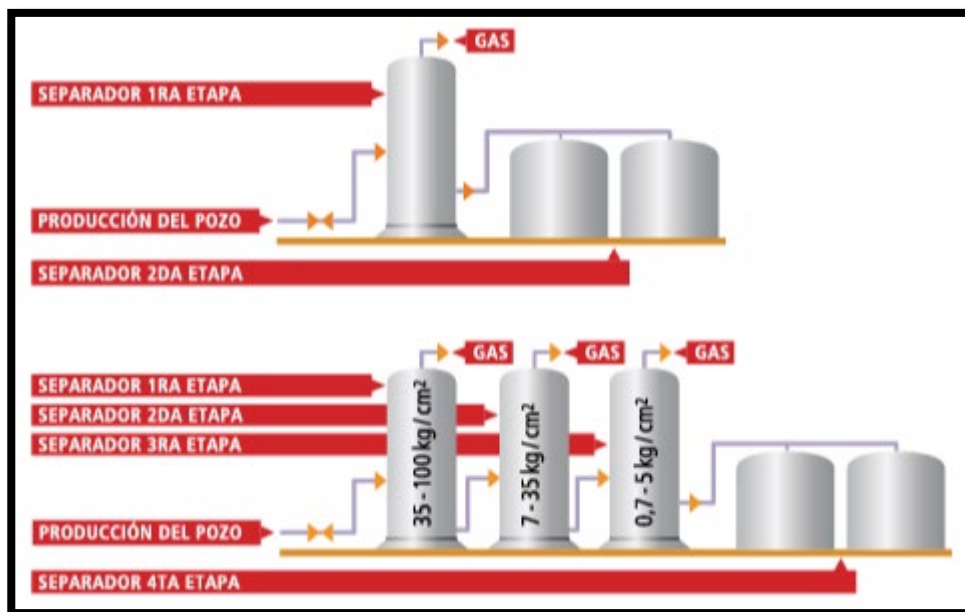


Figura 3. Separador bifásico
Fuente: PDVSA, 2000

3.2.2 Este proyecto

De los SLA de petróleo mencionados, se trabajará en el de bombeo recíprocante por medio de varillas el cual sigue siendo el SLA más usado. Es un método donde se utilizan varillas que están sometidas a un esfuerzo permanente durante la producción, su esfuerzo se calcula obedeciendo la ley de Hooke. Tomando en cuenta que el rendimiento se calcula para un material en buen estado, es necesario saber que estas varillas pueden estar en un ambiente donde la corrosión puede distorsionar estas propiedades, ya que las varillas pueden tener una discontinuidad en su superficie de un tamaño microscópico, que da entrada a la corrosión, siendo así, dichas varillas van a

presentar un rendimiento elástico distinto (menor) al calculado, entonces el rendimiento en el desplazamiento deja de ser eficiente. Así como este problema, se pueden encontrar más inconvenientes que complican el buen trabajo del SLA, como llenado insuficiente de la bomba, bloqueo por gas, desgaste mecánico prematuro, problemas de abrasión, bajo nivel de sumergencia y desplazamiento de la bomba, entre otros.

Los métodos para analizar el desempeño del SLA se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Johnson Fagg (1950) en donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad del SLA para cada carrera de la bomba. Se mide la carga que acarrea la barra pulida durante el desplazamiento ascendente y descendente. Para el uso de esta herramienta, se deben tener muy bien estipuladas las propiedades elásticas de los materiales que se están utilizando y que están sometidos a dichas cargas para contrastar en las cartas dinamométricas, que son los resultados que muestra el dinamómetro, donde se puede observar que irregularidades pueden presentar los desplazamientos.

4. PAPERS RELEVANTES

4.1 Artificial lift system optimization using machine learning applications. Fahad I. Syed, Mohammed Alshamsi, Amirmasoud K. Dahaghi, Shahin Neghabhan. 2020¹

Tema: Los sistemas de optimización de SLA se ocupan de diferentes aplicaciones que incluyen monitoreo y control de pozos, gestión de yacimientos, optimización de la producción, mantenimiento predictivo, aseguramiento de flujo, sistemas de bombeo multifase, etc. En este artículo los autores proporcionan un análisis detallado de estos sistemas y aplicaciones de mantenimiento predictivo de bombas utilizando Machine Learning (ML) e Inteligencia Artificial (AI). Allí se describen problemas como el tiempo de apagado no planificado y la falla del equipo, los cuales causan un gran impacto en la rentabilidad de la operación, especialmente con las fluctuaciones actuales en los precios de los hidrocarburos. Del mismo modo, tecnologías modernas y avanzadas como el análisis en tiempo real, Análisis Causa-Raíz (RCA) y el mantenimiento predictivo, que están diseñadas para impulsar la optimización de los SLA. Se describen varias aplicaciones y técnicas en las que ML y AI se han aplicado para optimizar la extracción de hidrocarburos de los reservorios potencialmente agotados que requieren algún apoyo externo para elevar el fluido del reservorio del subsuelo a superficie mediante SLA. Todo lo anterior y las aplicaciones de AI y ML para la selección de levantamiento artificial, su mantenimiento predictivo, detección de mal funcionamiento de equipos, etc., son analizados mediante un sistema autodidacta, explicando su flujo de trabajo junto con la efectividad de utilización de cada aplicación para las operaciones actuales (Syed et al., 2020).

¹ F.I. Syed, M. Alshamsi, A.K. Dahaghi, S. Neghabhan, Artificial lift system optimization using machine learning applications, Petroleum (2020), Doi:

4.2 Artificial intelligence: New age of transformation in petroleum upstream. Parth Solanki, Dhruv Baldaniya, Dhruvikkumar Jogani, Bhavesh Chaudhary, Manan Shah, Ameya Kshirsagar. 2021²

Tema: La implementación de técnicas de IA otorga ventajas como el mejor aprovechamiento de la infraestructura existente, proporcionando mejores resultados futuros, por lo que se convierte en un elemento esencial en las operaciones de la industria. En este trabajo, se realizó la implementación de técnicas de IA para una buena planificación y determinación de las propiedades de la roca del yacimiento, optimización de la perforación y revisión de las instalaciones de producción. Su importancia radica en el hecho de que, con un conocimiento preciso de la permeabilidad y la porosidad, los ingenieros de yacimientos pueden desarrollar un plan sólido de desarrollo de yacimientos y administrar la recuperación de hidrocarburos de manera efectiva. Para la predicción de la porosidad, los datos de registros y los atributos sísmicos se utilizaron sistemas basados en modelos de IA, la predicción de la permeabilidad se realizó considerando los diferentes tipos de datos de registros de pozos en el modelado de dichas técnicas para predecir fluidos monofásicos, incluyendo la solución de problemas específicos desarrollados durante la determinación de la permeabilidad. Estas técnicas fueron implementadas en el diseño y análisis preciso de la perforación, ayudando en la selección de brocas y problemas relacionados con la perforación. En cuanto a la producción, se selecciona un método de levantamiento artificial adecuado y se diseña el sistema de producción utilizando IA. Para los métodos EOR, se analizaron los sistemas de base de conocimiento SADA y NAVA. Por lo anterior, se concluye que esta tecnología puede ayudar a optimizar y mejorar la eficiencia de la producción de hidrocarburos (Solanki et al., 2021).

² Solanki, P., Baldaniya, D., Jogani, D., Chaudhary, B., Shah, M., & Kshirsagar, A. (2021). Artificial intelligence: New age of transformation in petroleum upstream.

4.3 Echometer: Herramienta útil para evaluar la productividad de un pozo. Slim Santanillán Hernández. 2016³

Tema: Con el desarrollo de este estudio lograron evidenciar que el uso del echometer representa una alternativa confiable para la toma de datos de presión de fondo del pozo cuando se refiere a crudos de aceite pesado, ya que este tipo de hidrocarburo presenta una alta viscosidad, la cual impide a herramientas como sondas de memoria y PLT (Production Logging Tools) dar información confiable. El sistema del echometer tiene la ventaja de proporcionar información en tiempo real sobre el transcurso de la prueba, de tal manera que el ingeniero a cargo puede tener la opción de verificar si se está realizando un buen desarrollo del mismo; utiliza un instrumento acústico, el cual ayuda a detectar el nivel de fluido, por lo que los datos que se adquieren tienen la resolución necesaria para desarrollar un análisis transitorio de presión, el cual es de gran aporte para obtener el índice de productividad, los gastos de producción y los valores de presión del casing.

También, se menciona que la toma de pruebas de presión, arrojan datos confiables sin la necesidad de extraer la sarta de varillas, esto tiene una gran ventaja ya que disminuye los tiempos de cierre del pozo, y una disminución apreciable en los costos de la prueba. Así mismo, se tiene que los costos de operación del Echometer son más bajos si se comparan con las operaciones realizadas con sonda de memoria o PLT, ya que la toma de registros con estas herramientas tarda horas o días con el riesgo de que en el transcurso de la prueba se puedan descalibrar y, por lo tanto, generar la pérdida de información. Mientras que con el Echometer el beneficio es que la prueba se realiza en tiempos cortos y real, por lo tanto, el ingeniero a cargo tiene la facultad de realizar ajustes en el transcurso del mismo. Es así que el uso del Echometer para la estimación

³ Hernández S. (2016) Echometer: Herramienta útil para evaluar la productividad de un pozo. Universidad Nacional Autónoma de México.

de presiones de fondo resultó ser de gran ayuda para poder calcular gastos e índice de productividad. Otro aspecto importante en este estudio, es que mediante las pruebas de restauración de presión se puede determinar la capacidad de flujo, el factor de daño, permeabilidad y existencia de fracturas en la tubería. Durante la práctica se alcanzó un muy buen manejo del equipo Echometer para obtener la toma de nivel de fluido y los transientes de presión. De los análisis de transientes de presión, se obtienen parámetros del yacimiento que son vitales para determinar la optimización de la producción (Hernández, 2016).

5. DESARROLLO

5.1 GESTIÓN DE SLA

5.1.1 Objetivos de la gestión de SLA

Consiste en una estrategia para desarrollar y optimizar la producción de campos en desarrollo; así como campos maduros aplicando técnicas para aumentar la producción como el análisis nodal, análisis comparativo y screening para la selección correcta del SLA a implementar. El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en el recobro de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad del mismo. El retomar campos maduros representaría un impacto menor que el asociado a la exploración de nuevos proyectos, dado que ya se cuenta con la información del campo, además de una infraestructura base que puede ser aprovechada. Para esto, se requiere de un medio que permita identificar rápidamente el esquema del SLA más adecuado para cada campo en particular, teniendo en cuenta que todos tienen características diferentes, las cuales van cambiando a medida a que se va depletando el yacimiento. Alrededor del mundo cada vez son más las empresas que se suman al uso de tecnología especial para el manejo y análisis de los SLA.

5.1.2 Procesos del ciclo de gestión de SLA

Dentro de la gestión del SLA se han establecido diferentes procesos, los cuales están enlazados entre si formando un ciclo para lograr la mejora continua.

5.1.2.1 Análisis

Consiste en la determinación con certeza dentro de grandes volúmenes con el propósito de extraer, mediante adecuados procesamientos, aquella información principal, pertinente y útil que permita resolver dentro de los procesos de toma de decisiones y que ayude a alcanzar mayores niveles de eficiencia, con mínima inversión de tiempo y

recursos, para el mejor aprovechamiento de datos e información disponible. Este es un elemento básico para la toma de decisiones. Es necesario identificar la cantidad y calidad de información requerida para el proceso. Esta información puede ser de índole científica, técnica y la dada por la experiencia y conocimiento de los participantes.

5.1.2.2 Selección

Se basa en determinar el tipo de SLA a implementar y posterior instalación. Esto se hace después de realizar el respectivo diseño del equipo de superficie y subsuelo, y el correspondiente estudio económico de cada método disponible para la operación. Sin embargo, la parte más difícil del análisis es obtener los costos futuros de operación y mantenimiento de alta calidad, correspondientes a los métodos a implementar durante la vida del proyecto. La metodología y el criterio de selección planteado se basan en una comparación de los datos de cada una de las variables del campo en estudio con datos tomados de una base, así como de datos establecidos por empresas de servicios en el mercado, los cuales cambian debido al avance de la tecnología en la industria petrolera.

5.1.2.3 Diseño

Se basa en determinar los valores de operación, así como las capacidades, longitudes, potencia de los equipos de superficie y subsuelo; las metodologías para el diseño del SLA se describieron anteriormente.

5.1.2.4 Evaluación técnica-económica

Es la selección final del SLA después de haber efectuado el respectivo diseño y análisis económico de los sistemas preseleccionados anteriormente. Los criterios para la evaluación económica son valor actual neto (V.A.N.), tasa interna de retorno (T.I.R.) y relación Beneficio-Costo (B/C).

5.1.2.5 Adquisición

La adquisición de equipos está determinada por el diseño y cálculo de las variables de

operación, que corresponden al dimensionamiento, potencia requerida, tipo de material, necesidades y accesorios a utilizar.

5.1.2.6 Instalación

Son los trabajos efectuados para el establecimiento de los equipos tanto de superficie como de subsuelo, una vez adquiridos por el departamento competente o empresa de servicios correspondiente. Para el caso de pozos en donde se instalarán por primera vez un SLA se conoce como instalación, mientras que, cuando se aplica en un pozo que ya opera con un sistema, y se decide optimizar o cambiar el sistema con el cual produce, es decir, realizar una adaptación al nuevo SLA seleccionado, se conoce como Pulling. Estos trabajos se realizan mediante el servicio de pozos, que puede ser mediante un equipo de Workover, equipo de Pulling o equipo Wireline.

5.1.2.7 Inspección

Una vez realizada la instalación se procede a la prueba del SLA tanto del equipo de superficie como el de subsuelo y las facilidades de producción, así como del sistema de generación y transmisión de energía que energizará el sistema para su puesta en marcha, realizando los últimos ajustes en las variables de operación.

5.1.2.8 Operación

Es la puesta en marcha del SLA instalado o rediseñado en un determinado pozo-campo. Esta puesta en marcha puede ser para reactivar un nuevo pozo que estaba en abandono, pero con potencial de producción, así como para aumentar la producción de un pozo en desarrollo.

5.1.2.9 Monitoreo

Este proceso permite el seguimiento y toma de acciones pertinentes en el comportamiento de producción de los pozos para realizar los cambios necesarios que permitan mantener la operación eficiente del equipo de producción seleccionado.

Durante el monitoreo del SLA instalado, se puede determinar el óptimo funcionamiento, las posibles fallas y problemas de operación.

5.1.2.10 Optimización

Este proceso consiste en acondicionar los parámetros de operación durante la producción del pozo, en donde se ha instalado el SLA seleccionado, mediante el monitoreo en su operación para lograr la eficiencia del sistema y maximizar la producción de hidrocarburos. Sin embargo, la optimización es más que solo control y análisis. Implica un enfoque sistemático hacia la operación de pozos, la gestión de operaciones en campo y la explotación de reservas de modo eficiente. Este proceso permite:

- Reducir los costos de operación y mantenimiento, ya que el levantamiento sería más eficiente.
- Incrementar la producción de crudos ya que se adapta a la capacidad de aporte de fluidos, energía del yacimiento y operación del SLA.

5.2 USO DEL ANALIZADOR DE POZOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Alrededor del mundo cada vez son más las empresas que se suman al uso de tecnología especial para el manejo y análisis de los SLA. Los beneficios de utilizar estas herramientas de análisis son múltiples pero el principal es el de apoyar en la optimización de la producción de los pozos petroleros teniendo como gran ventaja que la data que se obtiene es en tiempo real. El analizador de pozos es una maquina integrada, con la que se logra adquirir datos para su posterior análisis e interpretación con el fin de diagnosticar posibles problemas que se presenten en un determinado pozo; logrando así minimizar los costos de operación y maximizar la producción de aceite y gas. Combinando las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido,

dinamómetro, potencia y respuesta de transientes de presión, se puede determinar la productividad del pozo, la presión y propiedades del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo, el desempeño del pozo. El analizador de pozos adquiere, almacena, procesa, despliega y maneja los datos en el mismo lugar de adquisición, entregando de inmediato las condiciones de operación del pozo (Ver Figura 4).



Figura 4. Equipo analizador de pozos

Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER

5.2.1 Componentes del equipo analizador de pozos

- **Consola del analizador de pozos:** La consola del analizador de pozos es una unidad electrónica compacta, que adquiere y digitaliza las señales del micrófono y del transductor de presión. Estas señales se envían al equipo portátil para ser procesadas, la comunicación entre esta unidad electrónica con el computador se hace por puerto USB y/o por medio de ondas.
- **Computador y software:** El analizador de pozos se controla por medio de un

computador portátil. El computador opera desde un programa que está en el disco duro, conocido como TOTAL WELL MANAGEMENT o TWM, el cual fue diseñado por la compañía estadounidense ECHOMETER COMPANY (marca registrada) en el año de 1998.

- **Pistola a gas (WG):** La pistola a gas automática es una herramienta que genera un pulso acústico y detecta los ecos del fondo del pozo. Contiene una cámara que se llena con CO₂ comprimido para enviar el pulso acústico. La pistola a gas tiene un micrófono que detecta el disparo, las uniones, ecos de ruidos del pozo y el nivel del fluido. La unidad estándar tiene una presión de trabajo de 1500 psi, pero se puede modificar para operar hasta 3000 psi.
- **Solenoides y válvula de gas:** El solenoide funciona como un gatillo para iniciar el pulso acústico. Cuando el solenoide se carga con energía, se levanta un pistón que alivia la presión en la parte superior de la válvula de gas. La presión del gas hace que la válvula suba y se abra, causando un pulso acústico que se libera al pozo cuando el gas fluye desde la cámara hacia el mismo. La válvula de gas no mantiene la presión ejercida por el pozo, por lo tanto, la presión del gas debe ser aplicada en la entrada para cerrar esta válvula.
- **Manómetro WG (Well Gun Manometer):** El manómetro mide la presión en la cámara de la pistola a gas. Este se utiliza para determinar si la presión de la cámara es suficientemente alta para generar el pulso acústico y así poder llevar a cabo el disparo y posteriormente la toma del nivel.
- **Transductor de presión:** Las medidas de presión en el casing son hechas con un transductor electrónico, la función de este, es convertir las medidas de presión en una señal digital. El transductor de presión estándar tiene un rango de trabajo de 0 a 1500 psi. La presión de estallido es de 3000 psi. El número de serie y los

seis coeficientes se encuentran en la placa del transductor. Estos coeficientes se usan para calcular la presión a partir de la señal de salida del transductor.

- **Celda de carga tipo herradura:** La celda de carga tipo herradura es un transductor preciso diseñado para proveer un valor de carga cuando sea necesario. Esta celda de carga se localiza en la varilla lisa entre la abrazadera permanente de la varilla lisa y la barra porta varillas. Esta tiene también un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla lisa. El programa calcula la velocidad y posición de la varilla lisa por medio de integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.
- **Celda de carga de la varilla lisa (PRT):** El transductor de la varilla lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro. Este consta de una pequeña abrazadera tipo C la cual se localiza en la varilla lisa y que contiene medidores extremadamente sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la varilla lisa debido al cambio en la carga durante una carrera de la bomba. Este transductor también tiene un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla lisa.
- **Tambor espaciador:** Este es un implemento espaciador que consiste de dos platos en los extremos y un tubo central diseñado para ajustarse de forma precisa a la varilla lisa. La función de esta herramienta es lograr un espacio que permita la instalación de la celda de carga tipo herradura. El tambor se localiza entre las abrazaderas de la varilla lisa y los empaques del cabezal de pozo. Los platos de los extremos están unidos al tubo central.
- **Herramientas menores:** Las herramientas menores son un conjunto de dispositivos que facilitan la instalación del equipo en el lugar de trabajo, ya sea unidad de bombeo o cabezal de producción, entre las herramientas menores se

encuentran: Llaves de tubos para diferentes diámetros, llave alemana, grapas, entre otras.

5.2.2 Descripción del Echometer

Las técnicas acústicas para realizar sondeos en pozos, han ayudado por más de cincuenta años en los análisis de pozos de petróleo. Anteriormente, las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba. Posteriormente, con el desarrollo de instrumentos de última tecnología, los ingenieros han encontrado que con una interpretación adecuada de los registros se puede obtener información adicional valiosa. En particular, la presión de fondo del pozo, la cual se calcula sumando la presión de superficie del revestimiento y las presiones de la columna hidrostática de gas/líquido. Para esto se necesitan conocer las densidades y distribución del petróleo y agua en la columna de líquido. Existen casos donde el gas se escapa por el anular, por lo que la presión de fondo de pozo calculada resulta exageradamente alta, por lo que resulta obligatorio medir y/o determinar la CHP. Esto se atribuye a la disminución del gradiente efectivo del líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna de líquido por encima de las perforaciones; en estos casos resulta útil el uso del Echometer para determinar la densidad de columnas líquidas en el anular, las cuales presentan burbujas de gas que fluyen hacia arriba a través del líquido. Este dispositivo consta de una válvula de contrapresión, el gradiente del líquido de gas se calcula dividiendo los cambios de presión en el tope de la columna líquido - gas por la correspondiente caída en el nivel de líquido. Este gradiente posteriormente es usado para calcular la presión de fondo del pozo.

Hoy en día, con el uso de herramientas computacionales, se pueden obtener automáticamente datos acústicos del nivel de líquido y medidas de presión en superficie con los cuales se pueden calcular las presiones de fondo del pozo. Dentro de las

ventajas se encuentra:

- La computadora puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquidos más exactas.
- Se obtiene automáticamente el cálculo de las presiones de fondo a partir de las medidas acústicas de nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos.
- El computador ofrece una operación automática del equipo debido a que este se puede programar para realizar sondeos y así obtener medidas de presión del revestimiento (casing) automáticamente.
- Los datos del pozo se pueden almacenar de manera exacta y administrar eficientemente, lo que permite el análisis de los pozos, análisis de presiones y obtención del desempeño del bombeo en tiempo real.

Cuando se habla de Echometer, se hace referencia a una marca particular y registrada de equipos de última tecnología especializados para realizar análisis, diagnósticos de pozos, además de realizar diseños completos de sistemas de bombeo y optimización de producción. El Echometer es un instrumento diseñado para medir el nivel de líquido dentro de un pozo utilizando la propagación del sonido en un medio elástico, así también, puede ser empleado para calcular la producción y la tasa de flujo. Este es un sistema muy adecuado para optimizar y mejorar la producción, puede ser de tipo analógico o digital. Los analógicos únicamente proporcionan una tira de papel térmico, en la cual se tiene que realizar la interpretación, mientras que los digitales, debido a que cuentan con una computadora y los programas especiales, pueden proporcionar: nivel de líquido, líquido sobre la bomba, presión de fondo, presión de la columna de gas, entre otros. El más utilizado en la industria es el de tipo digital, es un instrumento que

sirve para la adquisición de datos de nivel de líquidos por métodos acústicos, obtenidos de una presión transitoria acústica de disparo. La información del disparo, la información de la corriente y potencia del motor van a una computadora, la cual es empleada para adquirir, procesar y almacenar todos los datos obtenidos. Con esta información se puede medir presión del espacio anular, presión de fondo, desempeños de bombas, etc.

5.2.3 Descripción del sistema digital acústico

El sistema digital acústico analiza el pozo digitalmente configurado para que tenga un funcionamiento sin vigilancia a largo plazo y controlado por software, especialmente desarrollado para la grabación de datos de presión transitoria y análisis. Consta de un paquete electrónico que incluye un ordenador, circuitos analógicos, amplificadores y acondicionamiento digital. El cual está conectado al conjunto de cabeza del pozo con cables de interconexión; una batería de 12 voltios y un gran contenedor de suministro de gas son las fuentes de energía necesarias. En la adquisición de datos, el paquete de procesamiento integra el uso del Sonolog y el dinamómetro, y otros sensores si se desea. En la Figura 5 se ilustran las relaciones funcionales entre estos elementos.

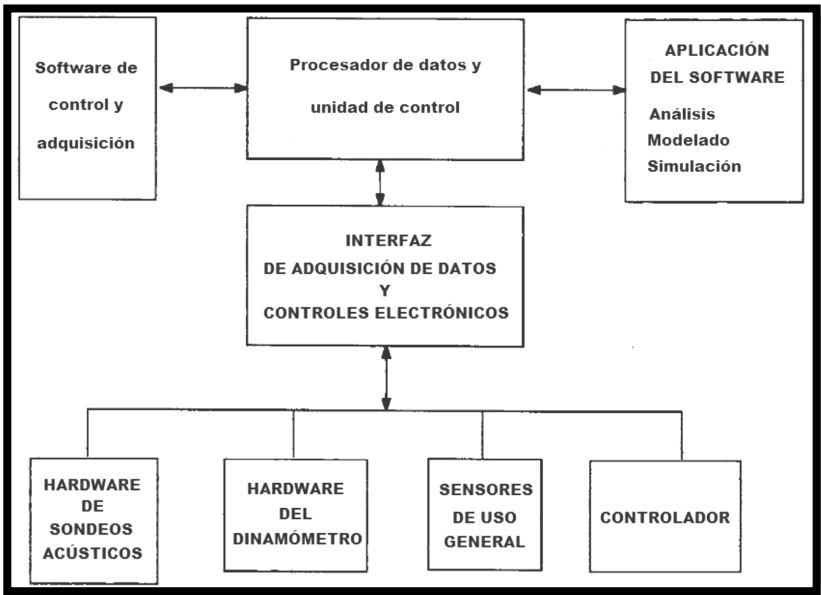


Figura 5. Relaciones funcionales del Echometer
 Fuente: Best Practices for Pressure Transient Tests Using Surface Based Measurements

5.2.4 Rangos de aplicación del Echometer

- El cilindro debe ser cargado con 150 psi, más que la presión del casing a menos que se requiera presión adicional para obtener los datos deseados.
- Se pueden usar para la aplicación de disparos dos tipos de gas: CO₂ y N₂, la temperatura del gas CO₂ debe ser lo suficientemente alta a la presión de vapor que exceda la presión del pozo, si la presión de vapor excede la presión del dióxido de carbono, el nitrógeno es el mejor gas para emplearlo en pruebas acústicas, el gas nitrógeno se debe suministrar a 2200 psi.
- La unidad estándar tiene una presión de trabajo de 1500 psi, pero el diseño se puede modificar para operar hasta 3000 psi.
- La pistola se conecta a una válvula de 2 pulgadas de abertura completa y a la menor distancia posible de la tubería del revestidor.
- Los datos de producción de petróleo, agua y gas deben ser lo más reciente y exactos tanto como sean posibles.
- Si se trata de una presión estática o dinámica, se tiene un rango determinado, un valor de 1.0 corresponde a un pozo cerrado, un valor de cero corresponde a un pozo produciendo a intervalo abierto o al gasto máximo de producción.
- Algunos de los parámetros del yacimiento a considerar son: límites del yacimiento, daño a la formación, comunicación entre pozos, permeabilidad, capacidad de flujo, presión promedio del yacimiento y área de drene.
- No exceder la presión de operación del cañón, es importante revisar la presión en el casing antes de conectar el cañón al pozo.
- No disparar el cañón al pozo en vacío o con una mezcla de gases y aire. La mayoría de las explosiones ocurren cuando la mezcla oxígeno/hidrocarburos es provocada.

5.2.5 Análisis básico con el Echometer

Es de vital importancia, dentro del proceso de evaluación de yacimientos determinar las características dinámicas y estáticas, basados en el análisis e interpretación de pruebas de pozos, de presión y producción.

Caracterización Estática: La caracterización estática determina cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos; así como las propiedades físicas, químicas y termodinámicas del sistema fluidos y define su distribución en el yacimiento.

Caracterización Dinámica: La caracterización dinámica se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento, a través, del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura características y tipos de fluidos. Por lo tanto, la caracterización dinámica se logra analizando datos medidos bajo condiciones de producción y/o inyección en los yacimientos.

Uno de los softwares más utilizados es el analizador de pozos Echometer, el cual es un sistema integrado para la adquisición y diagnóstico de datos en levantamiento artificial, que permite maximizar la producción de petróleo y gas con un mínimo de gastos operativos. Entre sus características principales está el hecho de que usa una computadora portátil con el software Total Well Management (TWM) que permite hacer pruebas acústicas de mediciones de niveles de fluidos y cálculo BHP, pruebas dinamométricas y de análisis, de potencia y corriente, registro de pruebas transientes de presión y su respectivo análisis y pruebas de rastreo para Plunger Lift. Lo mejor es que los datos pueden ser analizados y guardados en fuentes externas o simplemente ser enviados electrónicamente. Este software sirve de apoyo para lograr una caracterización más completa del yacimiento y así lograr una mejor interpretación del mismo.

5.3 APLICACIONES DEL EQUIPO ANALIZADOR DE POZOS

5.3.1 Estudio acústico de pozos

C. P. Walker⁴ patentó un método para determinar la densidad de columnas líquidas en el anular las cuales están aireadas por burbujas de gas que fluyen hacia arriba a través del líquido. Es una técnica en donde una válvula de contrapresión se usa para controlar e incrementar la presión de cabeza del casing haciendo que el nivel de líquido del anular disminuya una distancia correspondiente al incremento de presión. El gradiente del líquido gaseoso se calcula dividiendo los cambios de presión en el tope de la columna líquido gaseosa por la correspondiente caída en el nivel del líquido. Este gradiente posteriormente se usa para calcular la presión de fondo del pozo. Si el ajuste de la válvula de contrapresión se incrementa hasta que el tope de la columna líquido gaseoso se estabilice a la entrada de la bomba, entonces la presión de fondo dinámica del pozo se puede estimar con más precisión ya que la contribución de la presión hidrostática de una pequeña columna de líquido gaseoso es pequeña con relación a la presión de cabeza del revestimiento (casing), y los errores en el gradiente estimado no afectarán significativamente la presión total resultante. Este método que se presentó hace más de cincuenta años, es aun el método más usado para obtener con precisión las presiones dinámicas de fondo de los pozos.

Más adelante, los estudios realizados por McCoy y otros⁵, presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas cuando este se cierra, utilizando la tasa de restauración de presión y el volumen del espacio anular, la tasa de flujo de gas en el anular se puede obtener con exactitud. Si la tasa de flujo se conoce, un estimativo del gradiente de la columna del líquido se obtiene

⁴ Walker, C.P;" Method of Determining Fluid Density, Fluid Pressure, and Production Capacity of Oil Wells", US. Patent N° 2, 161,7333 filed 26, 1937.

⁵ McCoy, J.N, Podio, A. L. and Huddleston K. L. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure: SPE Formation Evaluation, September 1988, p. 617

usando una correlación desarrollada con datos de campo. Esto calcula una presión dinámica de fondo del pozo con una exactitud razonable aun cuando haya una columna de líquido gaseoso por encima de la bomba. Adicionalmente a la tasa de flujo, el operador también puede calcular la gravedad específica del gas si se hace un sondeo acústico del pozo asumiendo que la velocidad acústica y la presión se conocen y que la temperatura se puede estimar. El cálculo de la gravedad específica del gas permite un cálculo más exacto de la presión de la columna de gas. Es así, que con el uso de computadores portátiles el operador puede obtener automáticamente datos acústicos del nivel de líquido y medidas de presión en superficie con los cuales pueden calcular las presiones de fondo del pozo. Por lo tanto, es posible hacer pruebas de restauración vs caída de presión en pozos de bombeo a bajo costo. Los datos de presiones de restauración le permiten al operador obtener propiedades del yacimiento como permeabilidad, daño de formación, presiones de yacimiento y otros parámetros a un costo relativamente bajo en tiempos muy cortos, casi en tiempo real (McCoy et al., 1988).

5.3.2 Estudios con el Dinamómetro

Los métodos para analizar el desempeño del SLA se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert y Fagg⁶, en donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición para generar una gráfica que puede representar el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba. Los desarrollos más recientes se han concentrado en refinar las técnicas de interpretación de las características de esta curva de carga desplazamiento para lograr un análisis detallado del sistema. Entre los más relevantes se encuentran:

- Distribución de la carga en la sarta de varillas

⁶ Gilbert, W.E., An Oil Well Pumping Dynagraph: API Drilling and Production Practice, 1936, pp.94-115.

- Carga y desplazamiento en la bomba
- Operación y fuga de las válvulas de la bomba
- Torque y eficiencia de contrabalanceo
- Carga de fatiga y colapso de varillas
- Desempeño del motor

Con el desarrollo de un sistema de adquisición de datos digitales de alto desempeño, se ha prestado atención a estos análisis más completos para que la eficiencia de la unidad de bombeo mecánico sea mejor. Por esto, las mediciones simultáneas comprenden diversos parámetros dinámicos: kilovatios de entrada, factor de potencia, torque del motor, torque de la caja reductora, posición de la varilla lisa, velocidad, aceleración, carga, velocidad del motor y carreras por minuto de la unidad.

El analizador de pozo permite la adquisición de datos desde los transductores de carga y de aceleración con la finalidad de obtener un análisis simple o avanzado del dinamómetro. El operador puede seleccionar esta modalidad desde el menú principal del analizador ingresando la opción deseada, cargando la información necesaria de acuerdo a las características de los transductores que se usarán. El analizador provee facilidades para adquirir y mostrar los datos del dinamómetro y para grabar la información en un disco de memoria para posterior procesamiento y análisis.

5.3.3 Pruebas transientes de presión

Los estudios de presión dinámica de fondo, pruebas de restauración de presión y pruebas de caídas de presión son las principales herramientas para determinar la presión del yacimiento, la permeabilidad de la formación y el factor de daño. Estas técnicas se usan ampliamente en pozos fluyentes y en algunos pozos con levantamiento artificial por gas, en donde la información de la presión se obtiene fácilmente usando registradores de presión bajados dentro del pozo por medio de cable. En cambio, la

presencia de las varillas en los pozos de bombeo mecánico imposibilita las mediciones directas rutinarias y prácticas de presiones de fondo de pozo, eliminando el parámetro más importante para analizar el desempeño del pozo. Las instalaciones permanentes en superficie que registran la presión de fondo de pozo no presentan ventajas económicas al realizar las mediciones a través del espacio anular.

El analizador digital de datos del pozo, hace parte del sistema acústico automático de presión transiente, el cual es el encargado de adquirir y digitalizar los datos que se toman en el pozo, para poder interpretarlos en un computador con el software TWMII el cual está configurado para una operación larga que no necesita ser monitoreada continuamente. Esto se logra usando una fuente de corriente conectada o con una batería de larga duración, también con una línea de gas continua y utilizando un programa desarrollado especialmente para grabar y analizar datos transientes de presión automáticamente. El módulo especial del programa TWM, análisis y adquisición de datos transientes de presión, tiene múltiples funciones de controlar la secuencia de las pruebas del pozo, adquiriendo, grabando, analizando los datos, generando tablas y gráficas para presentar los resultados. Los cálculos de presión de fondo se basan en la medida de la presión en cabeza, en las profundidades de la interfase gas/líquido y en los cálculos de los gradientes de los fluidos en el anular.

Después de disparar y guardar el registro (Ver Figura 6 y Figura 7), se espera por lo menos 2 minutos (preferiblemente 4) para que el sensor registre el transiente de presión y se determine adecuadamente el porcentaje líquido. Si el gráfico del Buildup resulta no lineal, se espera más tiempo mientras se crea una tendencia lineal. En ocasiones puede ser necesario dejar 10 minutos de Buildup (Ver Figura 8).

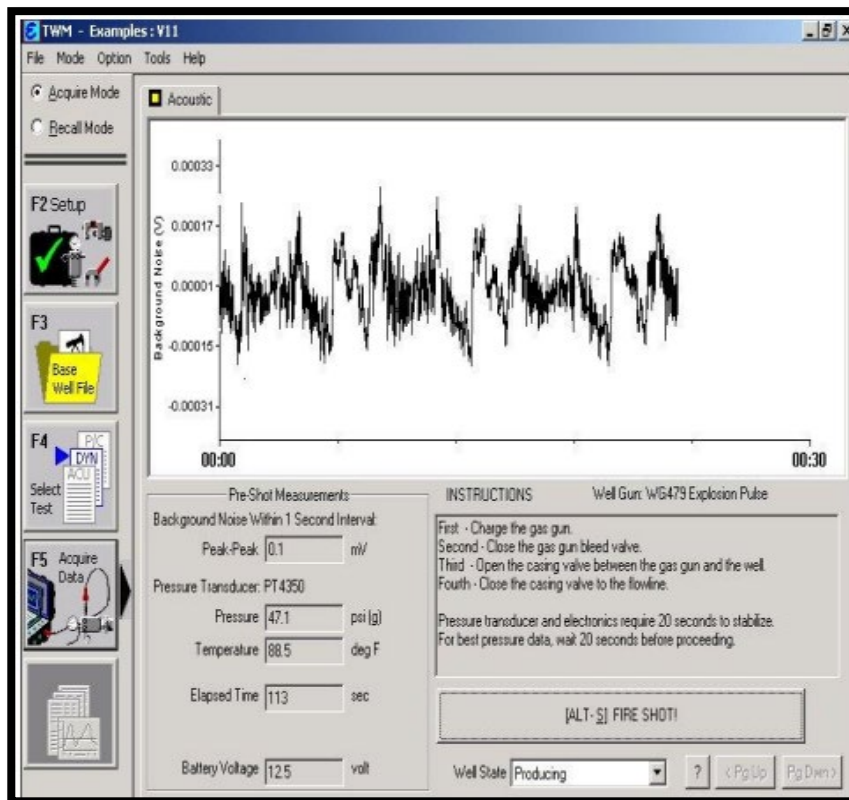


Figura 6. Normalización del ruido del anular
 Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER

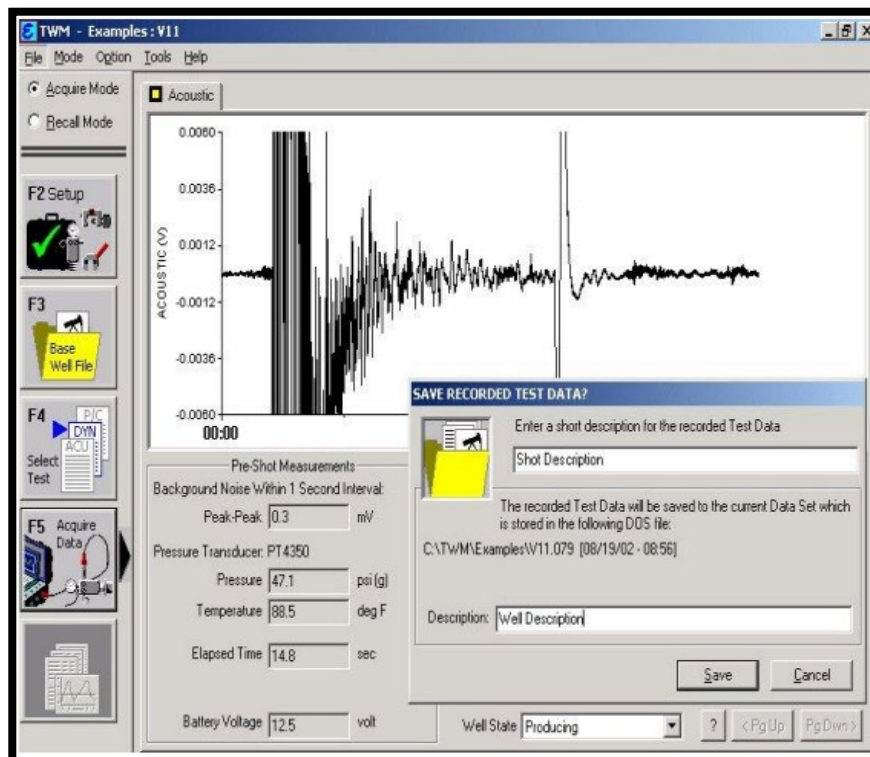


Figura 7. Disparo e inicio de adquisición de datos
 Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER

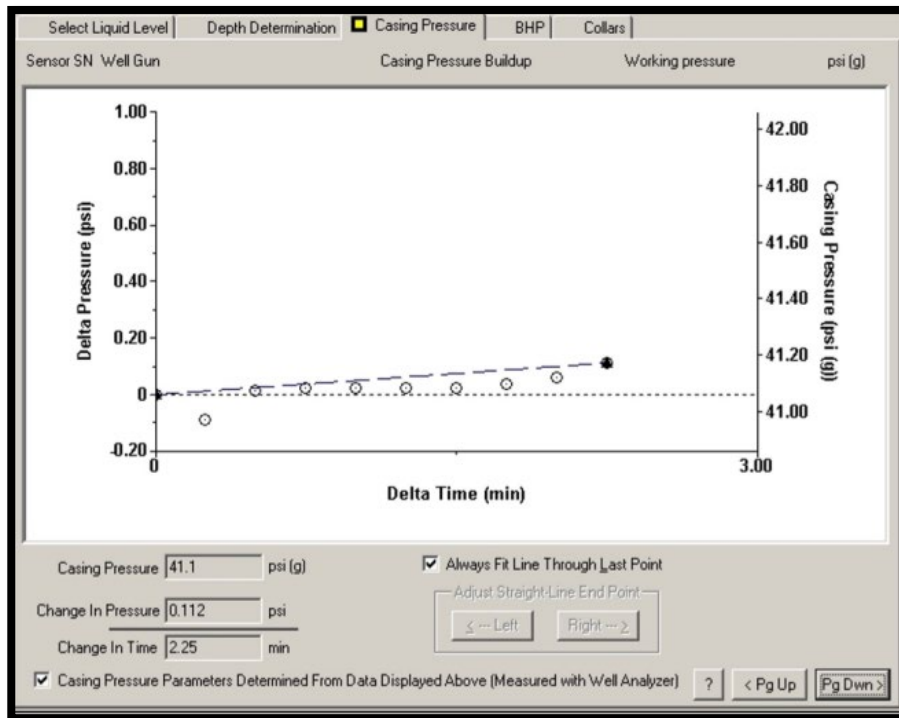


Figura 8. Gráfico de transiente de presión

Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER

Para obtener con mayor exactitud los cálculos de la presión de fondo de pozo, el programa analizador de pozo tiene en cuenta las variaciones de temperatura y las variaciones de la velocidad acústica como consecuencias de los cambios en la composición del fluido del anular que se originan por las variaciones de presión durante la prueba de transiente (Ver Figura 9).

5.3.4 Análisis del balanceo de la unidad de bombeo mecánico y del torque

Es importante un apropiado contrabalanceo de las varillas lisas, pues este tiene un efecto directo en los costos de operación y mantenimiento de la unidad de bombeo mecánico. Un apropiado contrabalanceo, se traduce en una operación más suave de la unidad de bombeo, en una reducción de la variación de la carga y la velocidad, reducción en la variación del torque de la caja reductora, reducción de esfuerzos de las varillas, reducción de consumo de energía y un incremento de carreras/minuto (SPM),

entre otros. El análisis del torque es el primer paso en el cálculo del contrabalanceo. Los cálculos a partir de las medidas del dinamómetro requieren medidas del efecto del contrapeso transmitido a la varilla lisa. Esto es una función de la posición de las contrapesas en las manivelas y de la geometría de la unidad de bombeo. El efecto del contrabalanceo se puede medir directamente usando el dinamómetro mediante el software TWM en la sección de la Biblioteca de unidades de bombeo (Ver Figura 10).

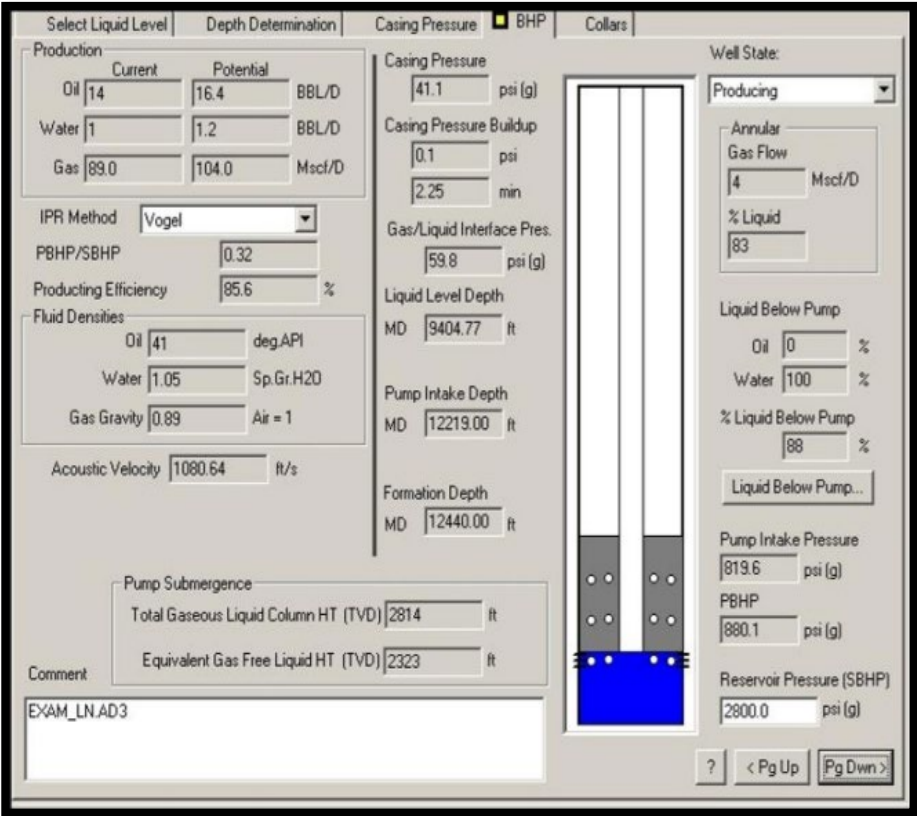


Figura 9. Resultado final de la prueba
 Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER



Figura 10. Análisis dinamométrico
Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER

Las cartas dinamométricas o dinagráficas son usadas para analizar la dinámica de los sistemas de bombeo mecánico. La carga es el peso de las varillas más fluidos en el pozo, mientras que la posición es la Inclclinación de la viga principal o balancín.

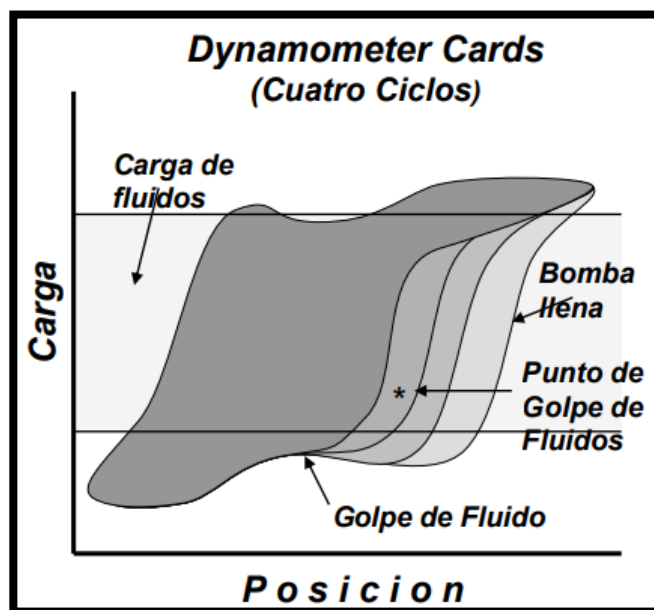


Figura 11. Gráfico de carga vs. Posición para un ciclo de bombeo
Fuente: Ing. Gustavo Adolfo Baquero e Ing. José Manuel Gómez Tovar, Manejo de equipo Well Analyzer ECHOMETER

La geometría de la unidad de bombeo se puede determinar a partir de la medida de las dimensiones de los elementos principales, o en general, se pueden obtener desde la base de datos de las unidades de bombeo estándar. Es así, que, usando la ecuación correspondiente y los datos de gasto, profundidad, geometría de las pesas, longitud de la manivela, tamaño de la unidad, combinación de varillas, etc., se determina la posición a ajustar desde el borde exterior de la manivela (Ver Figura 11).

5.3.5 Otras aplicaciones

Los registros de la señal enviada con el equipo analizador, se desarrollaron en primera instancia para los análisis y la optimización del bombeo mecánico. Los avances en tecnología de las últimas décadas, hicieron posible el uso efectivo de las medidas de esta señal, en la toma de niveles de fluido y en otras aplicaciones, las cuales involucran la determinación de la distribución de los fluidos y de las presiones en el pozo.

5.3.5.1 Seguimiento del nivel del líquido

La posición del nivel del líquido en el anular es un indicador importante de la condición de balance de la presión del pozo. Particularmente, es muy importante durante los trabajos de reacondicionamiento del pozo en el momento en que el árbol de navidad no está instalado y durante los procedimientos para matar el pozo cuando la condición de la presión del pozo se debe asumir. El analizador de pozo se puede usar en la modalidad de registro continuo para medir y seguir automáticamente la posición del nivel del fluido en el anular. Cuando se necesita matar un pozo, antes de hacer cualquier trabajo de reacondicionamiento, es necesario determinar la mínima cantidad de fluido que se debe usar en el pozo para matarlo. Presiones del pozo muy superiores a la presión de formación originan grandes daños de formación y costos excesivos; y presiones inferiores, pueden ocasionar un reventón del pozo, con los daños y peligros a que esto conlleva. Un inadecuado desbalance de presiones puede originar un reventón del pozo.

Monitoreando continuamente el nivel del fluido en el anular para matar el pozo, es posible mantener un control de la contrapresión en la formación. El módulo de seguimiento del líquido (LIQUID TRACKING-LT) envía automáticamente pulsos acústicos a intervalos determinados de tiempo tan frecuente como dos minutos, calcula la profundidad y muestra la posición del nivel del líquido en función del tiempo. Una alarma suena si el nivel de líquido incrementa por encima o disminuye por debajo del intervalo de la profundidad predeterminada.

5.3.5.2 Monitoreo del tratamiento por baches

Inyecciones periódicas de químicos en el pozo se usan normalmente en trabajos remediales debido al depósito de parafinas, la inhibición de corrosión y limpieza de las perforaciones. El módulo LT provee un método sencillo para monitorear la posición del fluido durante el tratamiento por baches. El descenso del fluido de tratamiento se puede observar monitoreando la posición de la interface gas/líquido en función del tiempo.

5.3.5.3 Prueba de la válvula de seguridad del subsuelo

En instalaciones costa afuera es necesario que periódicamente se revise el funcionamiento de las válvulas de seguridad del subsuelo controladas desde superficie (SCSSV). Este chequeo usualmente se hace cerrando el pozo en el árbol de navidad, permitiendo que la presión se restaure y estabilice, luego cerrando la SCSSV, posteriormente se despresuriza la sección de tubería por encima de la SCSSV. Es común que la válvula no cierre completamente debido a la presencia de arena o de partículas sólidas o debido a la corrosión. Generalmente, la interface gas/líquido en la tubería estabiliza por debajo de la SCSSV. Por lo tanto, un registro de medidas de ecos dará una indicación de que la válvula ha operado apropiadamente y si ha cerrado antes de despresurizar la sección de la tubería. Esto puede ahorrar bastante tiempo siendo que es posible hacer actuar la válvula varias veces hasta que esta opere

apropiadamente. Si esto no se logra entonces se debe decidir sacar la válvula lo más pronto posible para repararla y/o cambiarla.

5.3.5.4 Levantamiento artificial con gas

La aplicación más común es la determinación del fluido en el anular con respecto a la profundidad de las válvulas de descarga. Esto permite monitorear el proceso de la operación de descarga y determinar cuándo y, si la válvula ha sido abierta y está inyectando gas en la tubería de producción. Las medidas se pueden interpretar en términos de la presión dinámica de fondo de pozo utilizando el procedimiento presentado por McCoy.

5.4 INTERPRETACIÓN DE DATOS DEL ANALIZADOR DE POZOS

El equipo analizador de pozos está diseñado para proveer la capacidad de procesar datos de los pozos donde existen condiciones poco usuales (alarma ante niveles de líquido muy someros), obstrucciones parciales en el anular, tubería en mal estado, uniones de tubería corta, etc.

5.4.1 Interpretación de datos acústicos

Para la interpretación correcta de los datos obtenidos en las pruebas acústicas, se debe tener en cuenta que algunos de los pozos tienen tuberías extendidas de producción (LINERS), perforaciones superiores, parafinas, diferente longitud de tubería, malas conexiones en superficie, y otras condiciones que resultan en una gráfica acústica que puede ser difícil de interpretar. Normalmente, el computador y el programa ubican el nivel de líquido y luego procesan los ecos de las uniones por uno y dos segundos para obtener la tasa de las uniones. Los datos acústicos son sometidos a un filtro de paso de banda centrado a esta frecuencia y el programa automáticamente trata de contar todas las uniones hasta el nivel del líquido. El análisis automático determinará la profundidad

del nivel del líquido para el 95% de los pozos. Es posible que algunos pozos tengan condiciones o anomalías que hacen que estos procedimientos no funcionen como se desea. Si el nivel del líquido es encontrado en un tiempo menor que 1.5 segundos, el programa le permite al operador la opción de aplicar en este caso, procedimientos especiales, este procesamiento asume que el operador ya determinó la posición en tiempo del nivel de líquido posicionando la línea del indicador en la señal del nivel de líquido. Las técnicas especiales de procesamiento están disponibles siempre que la cuenta automática de las uniones no sea satisfactoria. Después de que los datos acústicos se graban, la señal acústica se analiza para determinar la profundidad del nivel del líquido seleccionando la opción Analizar Datos (ANALYZE DATA).

5.4.1.1 Selección del nivel del líquido filtrando la señal acústica

Lo primero que se debe realizar en la interpretación del nivel acústico es utilizar la opción de filtrado para poder eliminar de la señal acústica la distorsión y el ruido ocasionado por perforaciones superiores, parafinas, diferente longitud de tubería, malas conexiones en superficie entre otros motivos; esta opción se encuentra en el botón (APPLY LOW PASS FILTER), luego se observa una línea vertical punteada que marca la señal del nivel de líquido más probable y su correspondiente posición en el tiempo se muestra en el respectivo espacio (INDICATOR @).

5.4.1.2 Determinación de la profundidad (DEPTH DETERMINATION)

Luego de seleccionar correctamente el nivel de líquido, se determina su Profundidad. Tres ventanas aparecen en la pantalla, y sus funciones se describen a continuación (Ver Figura 12).

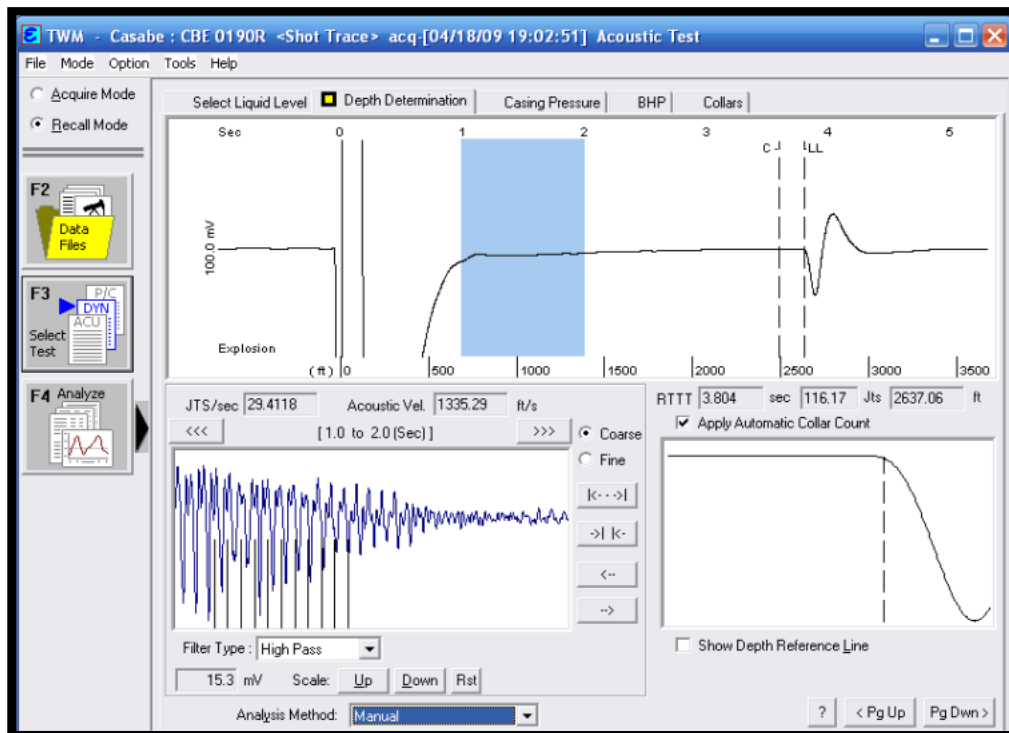


Figura 12. Pestaña de determinación de profundidad del nivel de líquido
Fuente: Software TWM

La pantalla superior muestra un registro de la señal acústica original. La duración del registro corresponde al tiempo entre el disparo y un tiempo ligeramente mayor al de la posición del nivel de líquido tal como se seleccionó en el paso anterior. La selección del nivel de líquido se muestra en detalle en la parte inferior derecha de la pantalla. Una línea vertical punteada marca la señal del nivel de líquido. La selección del nivel del líquido se puede mejorar ajustando el nivel en la sección Seleccionar Nivel de Líquido (SELECT LIQUID LEVEL). El segmento de línea gris, horizontal y gruesa en la escala de tiempo que aparece en las primeras trazas marca la parte de la señal que se analiza para calcular la frecuencia de los ecos provenientes de las uniones. Esta parte de la señal se muestra en el formato del filtro de Paso Alto (FILTER TYPE: HIGH PASS), en la ventana inferior izquierda de la pantalla. La escala vertical en esta pantalla se puede ajustar usando el botón Escala Aumente/Disminuya/Retornar (SCALE UP/DOWN/RST). En este segmento la máxima amplitud de pico a pico también se muestra en mili voltios.

5.4.1.3 Determinar el conteo de uniones (COLLARS)

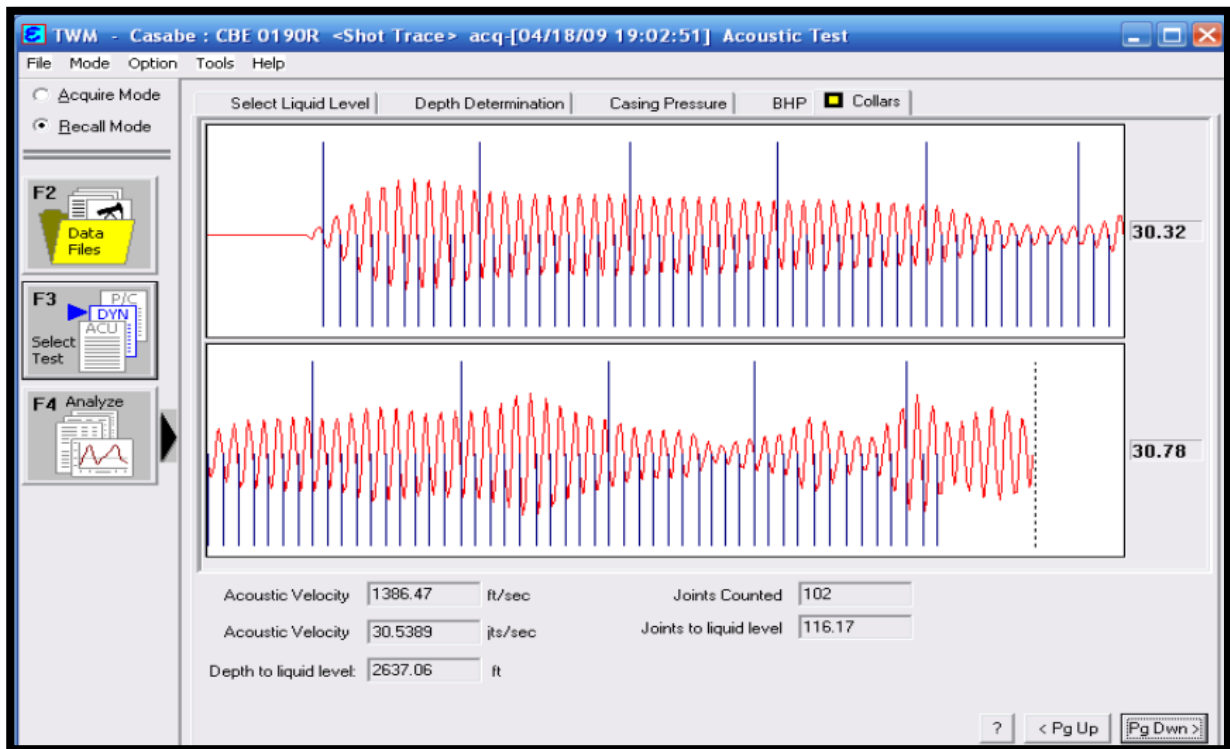


Figura 13. Pantalla de selección de conteo de uniones
Fuente: Software TWM

Esta opción permite al usuario identificar la totalidad de la señal acústica después de que han sido procesadas para ver en detalle los ecos de las uniones. El programa muestra la señal procesada y cuenta las uniones hasta el nivel del líquido. Marcas verticales se dibujan en cada eco de las uniones al mismo tiempo que se cuentan. La gráfica de uniones que se muestra en la Figura 13 se obtiene filtrando los datos acústicos usando la frecuencia correcta para las uniones que previamente se calculó.

La cuenta de uniones continua hasta que la razón señal/ruido disminuye por debajo del límite permitido. La frecuencia del último segmento de uniones se usa para extrapolar la profundidad a partir del tiempo de la reflexión del nivel del líquido indicada por la línea vertical punteada. La última marca muestra el comienzo de la sección extrapolada. El usuario debe tratar de obtener los mejores datos de uniones posibles para asegurar buena precisión en el nivel de fluido y en el cálculo de la presión de fondo de pozo. En lo

posible la cuenta de uniones debe cubrir un 80-90% del total de las juntas del pozo. Un bajo porcentaje de uniones contadas indica que el nivel de señal es muy bajo y cercano a la señal de ruido o que una frecuencia incorrecta de uniones se usó para filtrar la señal. El usuario debe repetir el disparo con una presión más alta en la cámara para mejorar la razón señal/ruido.

5.4.1.4 Sección de presión del revestimiento (CASING PRESSURE)

Esta sección muestra un gráfico de la presión del revestimiento y el cambio de presión en el revestimiento vs tiempo, durante el periodo en que la válvula del revestimiento está cerrada (Ver Figura 14).

Este dato se usa para calcular la tasa de flujo de gas en el anular y estimar la cantidad de gas presente en la columna de fluido en el anular. Mientras que los datos de presión del revestimiento se obtienen, una línea facilita al usuario establecer la consistencia de los datos. Esta línea se grafica desde el origen hasta el último punto y los puntos restantes deben estar sobre o cerca de la línea. Este gráfico indica la consistencia de la tasa de restauración de presión. Una tasa de restauración consistente indica que el pozo se está comportando de una manera predecible de estado estable y que los datos son apropiados para ser analizados. Si existe una desviación significativa de los datos con respecto a la línea recta, el pozo podría no estar estabilizado completamente. En la parte inferior central del formato hay botones para ajustar los datos a la línea recta. Ajustar el último punto (ADJUST STRAIGHT-LINE END POINT): Izquierda/Derecha (LEFT/RIGHT) se usa cuando no se tiene en cuenta el ajuste automático (ALWAYS FIT LINE THROUGH LAST POINT) en el caso en el que se obtengan datos irregulares.

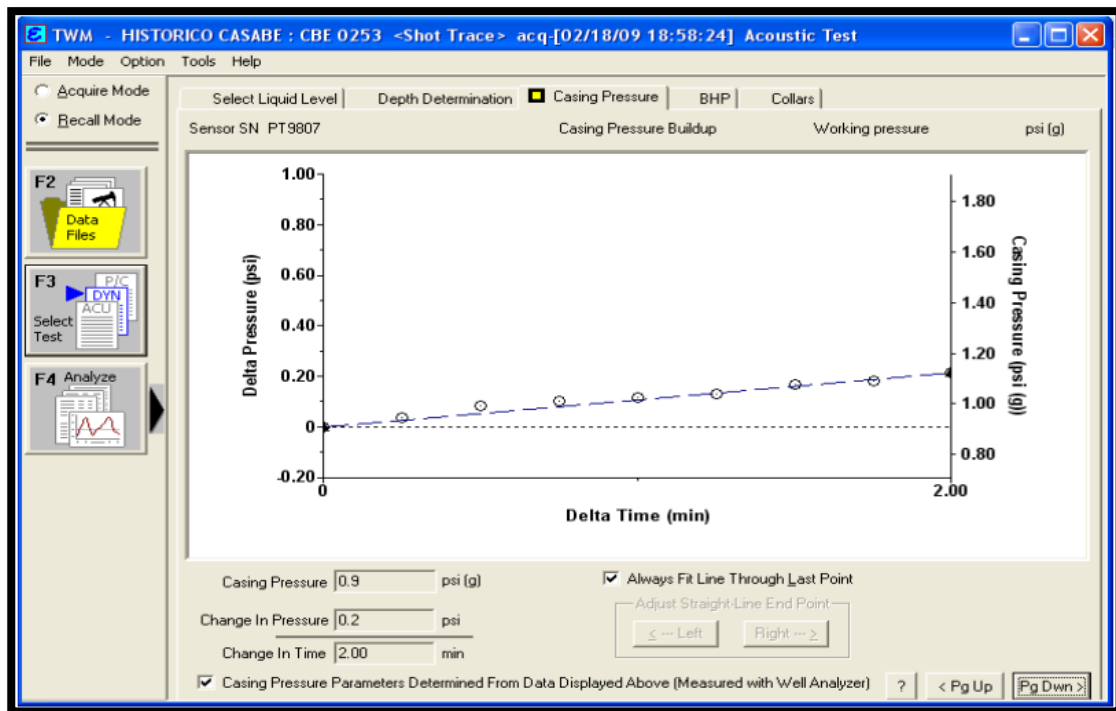


Figura 14. Pantalla de Presión del Casing
Fuente: Software TWM

5.4.1.5 Sección de presión de fondo de pozo (BHP)

En esta sección se pueden analizar todos los datos obtenidos de la prueba acústica, se calcula la presión de fondo de pozo basándose en los datos acústicos medidos y presión en la cabeza del revestimiento además de los datos del pozo y fluido en el archivo del pozo (Ver Figura 15).

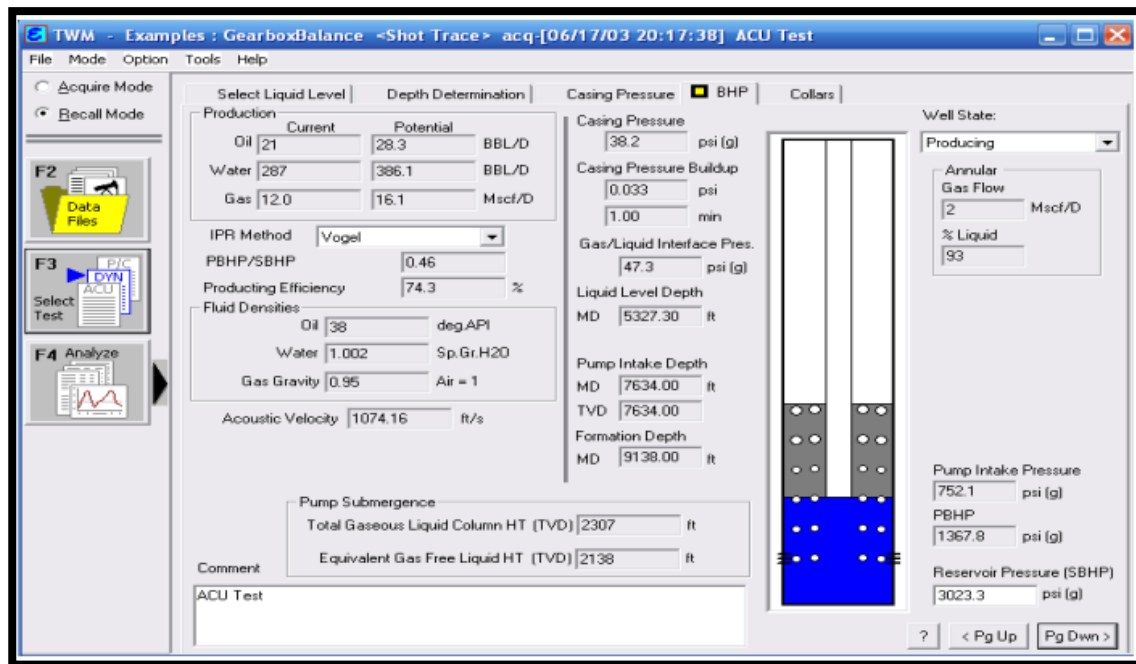


Figura 15. Pantalla de Datos de la sección de presión fondo de pozo
Fuente: Software TWM

El objetivo de esta sección es proveer un análisis completo de las condiciones del pozo al tiempo de la medida. Este se divide en dos secciones:

- A la derecha hay un diagrama del pozo indicando si el pozo está produciendo o no, si el pozo es vertical o desviado y los resultados calculados del flujo y presión.
- A la izquierda hay varios datos acerca del desempeño del pozo, datos del fluido y parámetros del yacimiento.

5.4.2 Interpretación de datos dinámicos

La interpretación de un dinagrama depende básicamente del conocimiento que se tenga acerca del origen y características de las fuerzas que actúan en el sistema, además, del movimiento de la sarta de varillas durante el ciclo de bombeo. En un dinagrama hay que distinguir los siguientes factores de carga que contribuyen a su formación: Máxima carga al vástago pulido, mínima carga al vástago pulido, alargamiento elástico de las varillas, peso de las varillas en fluido, peso de las varillas en el aire, carga friccional y fuerzas gravitacionales. Las cargas que registra el dinagrafo son la resultante de estas fuerzas y

los esfuerzos reflejados debido al cambio en la carga del fluido.

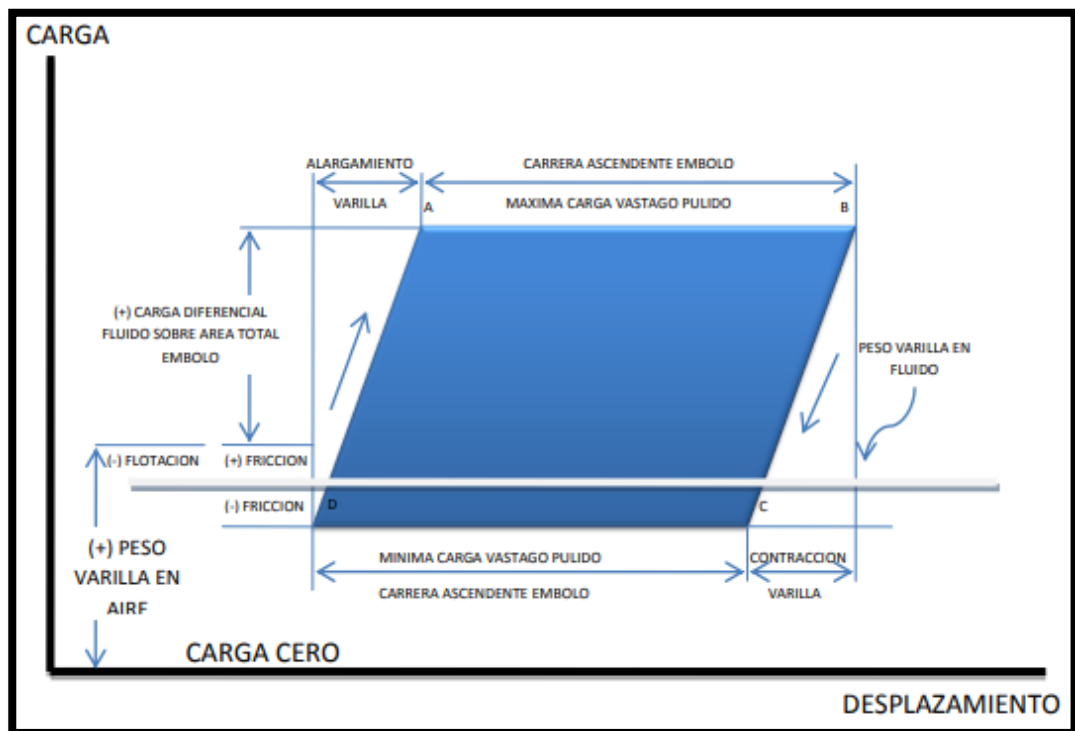


Figura 16. Dinagrama ideal

Fuente: Iván Lopesierra y Julián Álvarez (2009) Manual de operación y mantenimiento del analizador de pozos

La Figura 16 muestra un ejemplo de un dinagrama ideal a velocidades de bombeo muy bajas. Se observa el peso de las varillas, flotabilidad, carga de fluido y carga friccional. Sin embargo, las cargas dinámicas o inerciales tienden a modificar la forma ideal de un dinagrama y se registran al vástago pulido a medida que la carga aumenta o disminuye dependiente del cambio de la dirección de velocidad.

5.4.2.1 Casos comunes de dinagramas de campos petroleros en Colombia

En las páginas subsiguientes se muestran ejemplos de Dinagramas típicos presentados durante la toma de datos con dinamómetro en los campos de Casabe, Cantagallo, Peñas Blancas, Colorado entre otros.

- Bomba con buen llenado

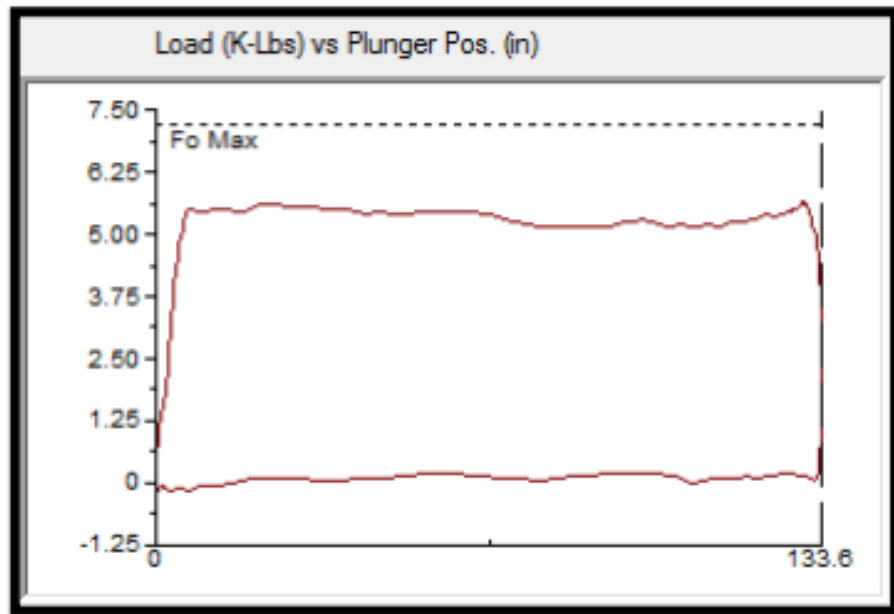


Figura 17. Bomba con buen llenado
Fuente: Software TWM

La carta dinamométrica muestra un llenado en forma rectangular (Ver Figura 17), lo que indica que la bomba se encuentra operando de manera normal, los efectos que hacen que el dinagrama no sea totalmente rectangular no causa mayor efecto en el buen llenado de la bomba para este caso, por tanto, se puede concluir que este pozo se encuentra operando en buenas condiciones.

- Fricción por arenamiento

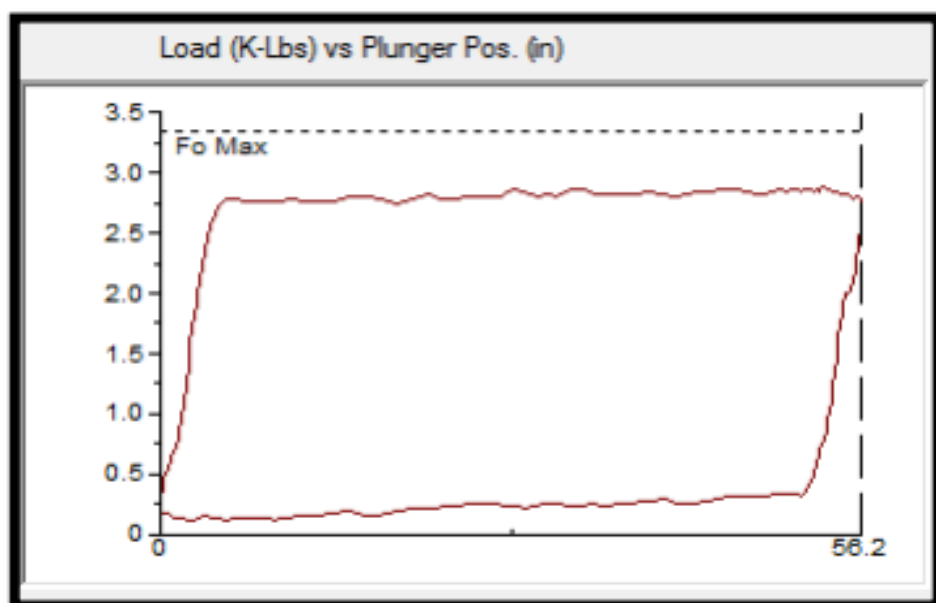


Figura 18. Bomba con fricción por arenamiento
Fuente: Software TWM

La carta dinamométrica muestra un llenado en forma casi rectangular (Ver Figura 18), sin embargo, durante todo el recorrido ascendente como en el descendente, se presentan ondulaciones, lo que muestra presencia de fricción de arenas con las paredes del cilindro o pistón, lo que indica que la bomba se encuentra operando con fricción por arenamiento. Esta fricción afecta el desplazamiento efectivo de la bomba, en casos que sea severo este rozamiento, es necesario intervenir el pozo con equipo de limpieza.

- Golpe de fluido

El golpe de fluido se presenta cuando la bomba tiene muy baja sumergencia efectiva en la columna de líquido, al momento de descender para cargar el cilindro nuevamente, éste se encuentra de repente con el nivel de fluido mostrando la carta dinamométrica (Ver Figura 19). Lo que se recomienda en estos casos es disminuir los Strokes de la unidad para que así el pozo pueda recuperar el nivel de fluido y en caso extremo sería necesario temporizar el pozo.

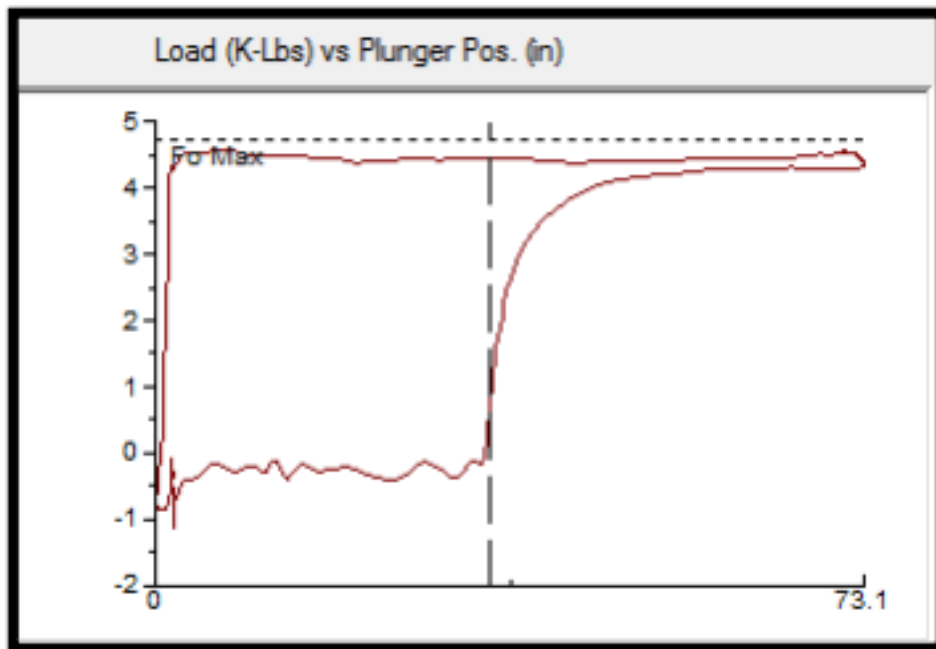


Figura 19. Bomba con presencia de golpe de fluido
Fuente: Software TWM

- Interferencia por gas en la bomba

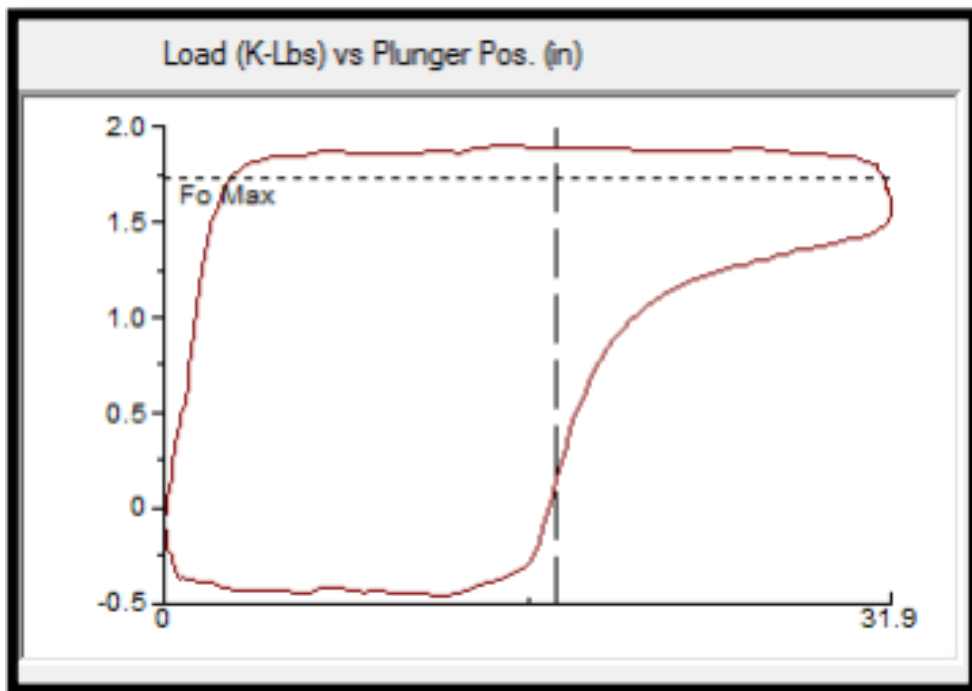


Figura 20. Interferencia por gas en la bomba
Fuente: Software TWM

Al comienzo de la carrera descendente, cuando el cilindro desciende para cargarse nuevamente de fluido, no se encuentra con el líquido sino con una capa de gas que amortigua el golpe de la bomba cuando esta encuentra el nivel del fluido (Ver Figura 20). Para solucionar este problema es necesario conectar este pozo a una estación recolectora de gas para retirar todo este gas presente en la tubería de producción.

- Bomba con válvulas bloqueadas por gas

Este caso se presenta como una consecuencia del anterior, porque la cantidad de gas en la tubería de producción no permite que el cilindro se cargue de fluido y ocasiona un bloqueo de válvulas, mostrando la carta una bomba completamente vacía o PUMPED OFF (Ver Figura 21).

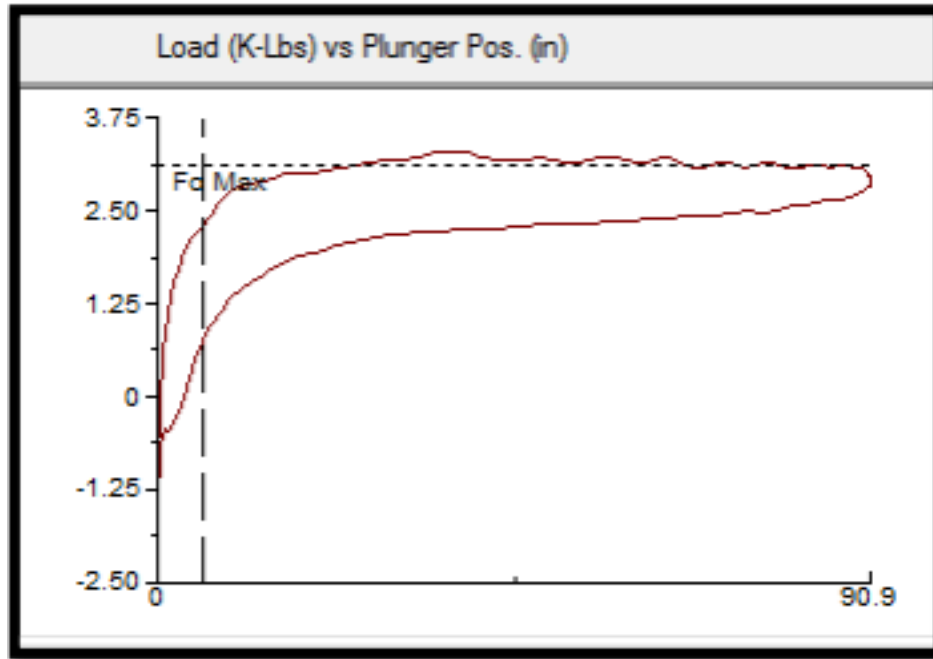


Figura 21. Bomba con válvulas bloqueadas por gas
Fuente: Software TWM

- Pistón o Embolo pegado

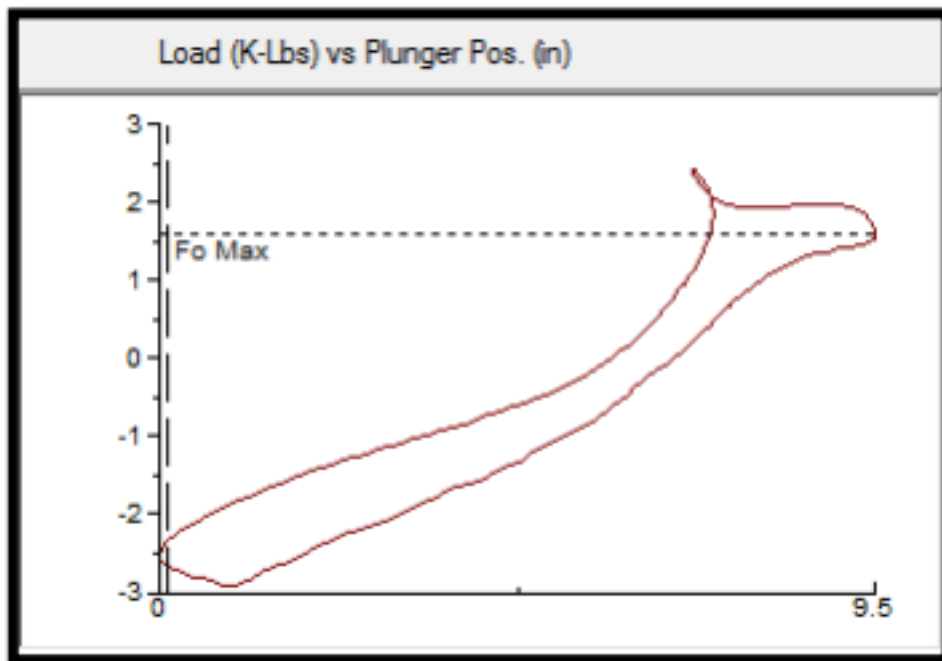


Figura 22. Bomba con pistón pegado
Fuente: Software TWM

El Dinagrama muestra la presencia de un alargamiento elástico de varillas, el cual es originado por la presencia de un embolo o pistón atascado por arena o por la obstrucción de la línea de flujo. Intervenir el pozo con equipo de limpieza para

retirar el exceso de arena que origina el atascamiento del pistón, puede ser una solución a este problema (Ver Figura 22).

- Varilla partida

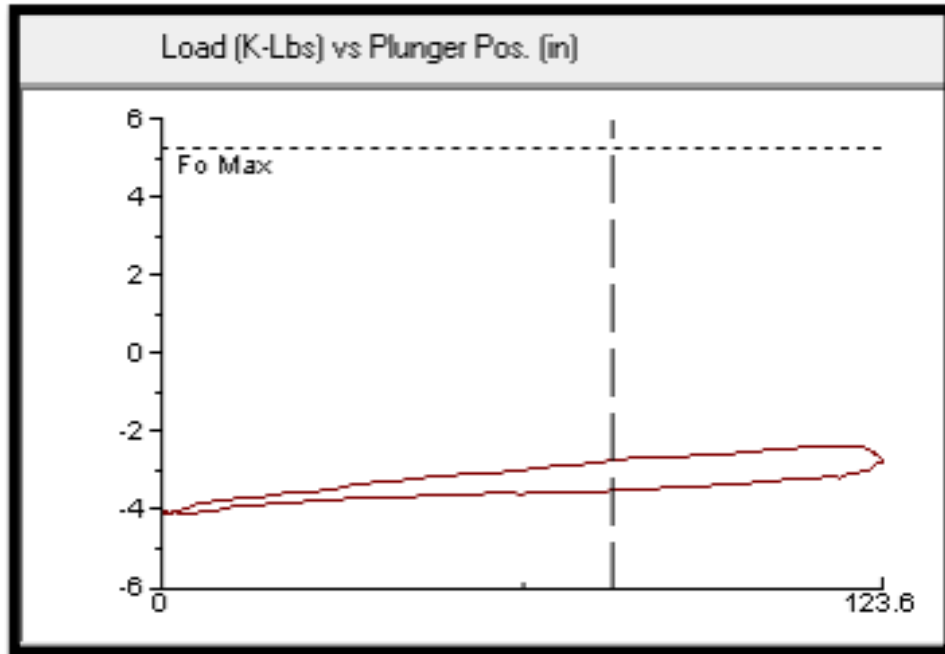


Figura 23. Bomba con varilla partida
Fuente: Software TWM

El Dinagrama muestra en este caso que la bomba está completamente sin operación alguna, en superficie no se ven evidencias de que el pozo este bombeando, lo que se confirma observando las lecturas del peso sobre la barra lisa, el dinagrama mostrará un valor mucho menor al que se encuentra registrado en la sección de WELLBORE (Ver Figura 23). En estos casos para estar completamente seguros se realiza una prueba de presión en cabeza de pozo para probar tubería si definitivamente el manómetro en la prueba no registra presión o no la mantiene, se prosigue a cambiar tubería.

5.5 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

5.5.1 Análisis avanzado

Los estudios de presión dinámica de fondo, pruebas de restauración de presión y

pruebas de abatimiento de presión son las principales herramientas para determinar la presión del yacimiento, la permeabilidad de la formación y el factor de daño.

5.5.1.1 Pruebas de variación de presión

Estas pruebas consisten en enviar una señal al yacimiento y recibir una respuesta, para evaluar condiciones como:

1. Estimación de los parámetros del yacimiento
2. Detección de las heterogeneidades del yacimiento
3. Estimación del volumen poroso del yacimiento
4. Confirmación de la presencia de daño en el pozo
5. Estimación de los factores de daño (penetración parcial, perforación, desviación, fractura, etc.)
6. Estimación del avance del frente de desplazamientos en procesos de inyección
7. Comunicación entre pozos

Se ha demostrado que la respuesta de la presión del yacimiento ante diferentes cambios en el gasto, refleja la geometría y las propiedades de flujo del yacimiento. Se basan en crear un disturbio de presión, mediante cambios de gasto, y medir las variaciones en la presión de fondo (P_{wf}) en el tiempo, en uno o más pozos.

5.5.1.2 Tipos de pruebas de presión

1.- Abatimiento de Presión (Drawdown test)

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a un gasto constante estabilizado. Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drenaje del pozo se estabilice y sea uniforme. El objetivo de esta prueba es obtener la “permeabilidad (k), el área de drenaje del pozo y estimar el daño o estimulación en la vecindad del pozo.”

2.- Incremento de Presión (Buildup test)

Es probablemente la prueba de presión más común y usada dentro de la industria petrolera. A diferencia de la prueba de decremento, en esta prueba el pozo se encuentra produciendo a gasto constante ($q = \text{cte}$) durante un intervalo de tiempo largo tal que la presión se encuentre estabilizada. Posteriormente, se cierra el pozo. Este proceso causa que la presión en el pozo se incremente debido a la presión ejercida por el yacimiento por la aportación de los fluidos hacia el pozo. Por otra parte, las pruebas de incremento se diseñan secuencialmente con las pruebas de decremento, con lo que se logran perturbaciones de presión importantes en el medio poroso. Una prueba de incremento se puede definir como la medición continua de presión de cierre de un pozo después de un periodo de flujo, cuyos objetivos son: estimar el factor de daño del pozo, determinar la presión media del área de drenaje y estimar parámetros del yacimiento.

5.5.1.3 Índice de productividad (J)

El índice de productividad se define como la relación existente entre el gasto de producción (q), y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo ($P_{ws} - P_{wf}$). Esta es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite).

5.5.1.4 Daño

El daño en una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos extraños, o de un obturamiento de canales permeables asociado con el proceso natural de producción. Así mismo, el daño se define como un factor que causa en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el

yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No-Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. El factor de daño representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías al pozo, es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del mismo.

5.5.1.5 Daño total

Existen varios fenómenos que afectan una prueba de presión, entre ellos están los relacionados con lo que ocurre dentro del pozo y en sus vecindades. Los efectos más importantes son los relacionados con el daño y situaciones que crean caídas extras de presión o modifican los patrones de flujo alrededor del pozo. Se llama Daño total (S_t) a los efectos combinados de daño por invasión, perforaciones, penetración parcial y desviación, el cual puede ser calculado por medio de una prueba de presión.

1. Daño por perforaciones: La causa más común de daños a la formación en los pozos es el proceso de perforación. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, por lo tanto, los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.
2. Daño por penetración parcial: Para evitar problemas de conificación de agua o de gas es común terminar el pozo en una sección del espesor del yacimiento.
3. Pseudo-daño por desviación: No es raro encontrar pozos que no sean perpendiculares al plano de estratificación de la formación productora. Esto ocurre cuando pozos verticales producen de formaciones buzantes o cuando hay producción de pozos desviados ya sea de formaciones inclinadas u horizontales.

La declinación de un pozo con respecto a la normal del plano de estratificación origina un factor de pseudo-daño negativo S_e porque una mayor área de la formación está expuesta al flujo.

5.5.2 Pruebas de presión transitoria

Las variaciones de presión de fondo del pozo fluyendo (P_{wf}), las pruebas de restauración de presión y el índice de productividad, son las principales herramientas disponibles para determinar la presión del yacimiento. La permeabilidad, la eficiencia del bombeo y el daño, son factores que pueden usarse en la optimización de las operaciones de la producción del pozo. Estas técnicas se usan especialmente en pozos que fluyen naturalmente y en pozos que requieren bombeo mecánico, donde la información de presión puede ser obtenida, a través, de registros de presión de fondo utilizando la unidad de línea de acero, sin embargo, la presencia de varillas en pozos con bombeo mecánico impide en la práctica, mediciones directas de la presión de fondo. Para solucionar este tipo de problemas se encontró por medio del cálculo de la presión de fondo a partir de medidas obtenidas de la presión en cabeza de la tubería de revestimiento "casing" y determinando el nivel de fluido en el anular, por medio de registros acústicos. Para realizar esta labor se emplea el analizador de pozo, el cual permite la realización automática de pruebas de restauración de presión en pozos con bombeo, usando mediciones en superficie y análisis de datos en tiempo real y en el sitio del pozo. Por lo tanto, una prueba de presión transitoria consiste en cambiar el caudal de producción en superficie y registrar el cambio de presión en el fondo del pozo. El cambio del caudal de producción que se realiza durante la prueba de presión transitoria induce una distribución de presión que se transmite en el yacimiento y es afectada de varias maneras por las características de las rocas. Por consiguiente, un registro de las presiones vs tiempo produce una curva que está definida por las características propias

del yacimiento. Encontrar la información contenida en estas curvas es el objetivo fundamental de la interpretación de pruebas de pozos. Para alcanzar estos objetivos, el analista deberá dibujar los datos de presión transitoria en tres sistemas de coordenadas diferentes log–log (modelo de reconocimiento diagnóstico), semi–log (para el cálculo de parámetros) y gráficas de Horner.

El programa de administración completa del pozo o Total Well Management (TWM) está diseñado para realizar operaciones no atendidas mientras el analizador de pozos adquiere los datos de una prueba de restauración o de caída de presión. La operación del programa TWM se divide en tres fases: una fase de instalación, una fase de adquisición y una fase de interpretación de datos.

5.5.2.1 Fase de instalación del programa TWM

El programa TWM se inicia en la modalidad de adquisición de datos (Acquire Mode), se seleccionan los coeficientes de los transductores de presión y el número cero. Se abre el archivo base del pozo (Base Wellfile) y se verifica que los datos estén actualizados. Posteriormente, los parámetros en la sección de Presión Transitoria (Pressure Transient) se usan para el análisis de los datos de restauración de presión, al ingeniero se le presenta una pantalla en el programa como se muestra en la Figura 24.

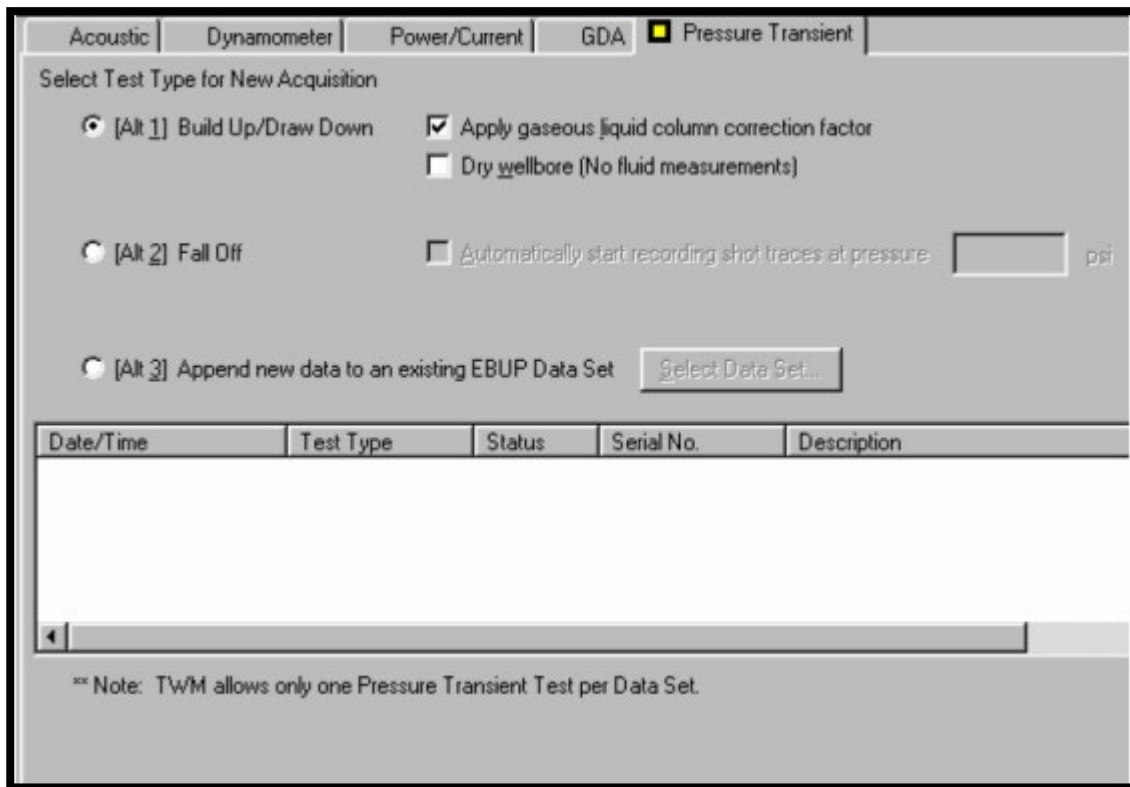


Figura 24. Adquisición de Datos
Fuente: Echometer TWM Co.

En la figura anterior, el usuario tiene las siguientes opciones:

- Alt 1: Inicialización de una prueba de restauración/caída de presión la cual involucra las condiciones que van a controlar las opciones de la prueba:
 1. Aplicar factor de corrección por columna gaseosa en un pozo con gas que fluye en el anular.
 2. Pozo de gas seco cuando se está probando un pozo de gas seco que no produce líquido (solamente se necesitan lecturas de la presión de la cabeza del pozo).
- Alt 2: Lleva a cabo una prueba de caída de presión (fall off) en un pozo inyector de agua.
- Alt 3: Agrega datos de una prueba a datos existentes. Esta opción permite la continuación en la adquisición de datos cuando se ha interrumpido el proceso normal de una prueba (falla de batería o por falla de gas).

Presionando F5 y seleccionando la sección Plan (Schedule) se continúa con la definición de los parámetros de la prueba, como se muestra en la Figura 25.

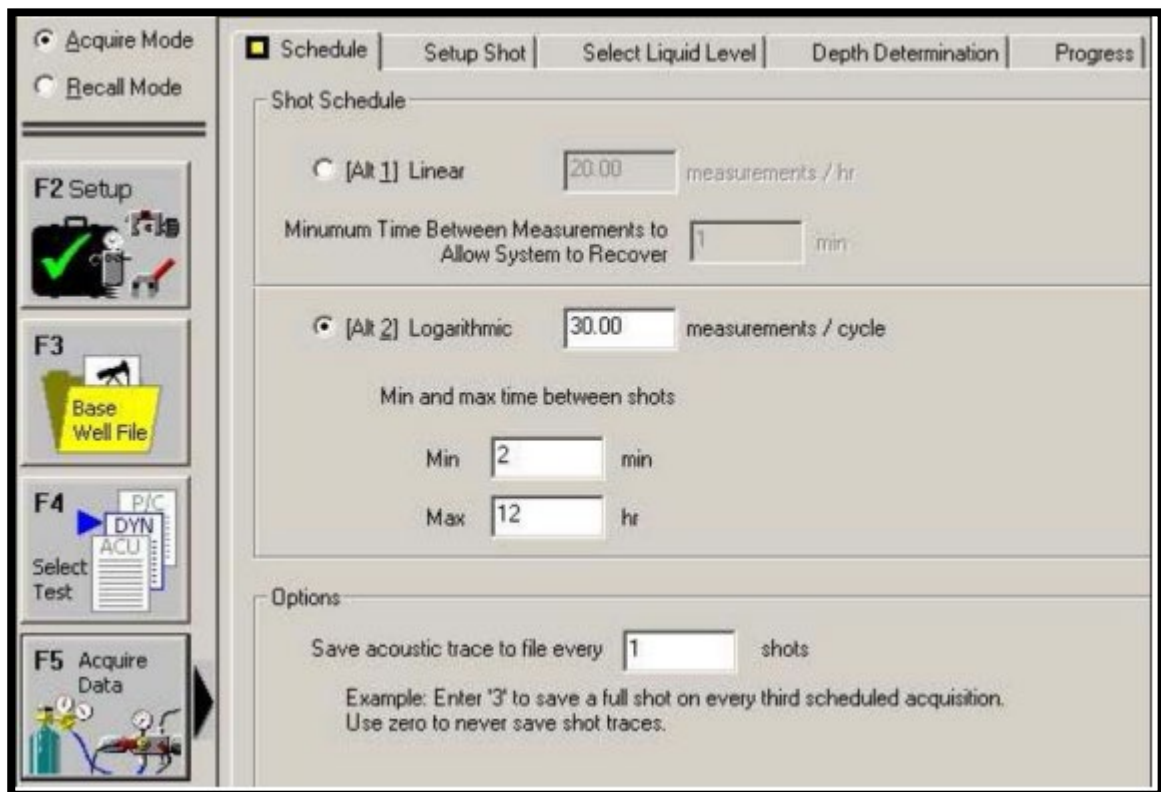


Figura 25. Sección de Parámetros de Prueba Schedule
Fuente: Echometer TWM Co.

5.5.2.2 Frecuencia de datos de adquisición

Existen dos opciones para el Plan de Disparo (Shot Schedule). Estas son:

1. Lineal: El usuario especifica el número de medidas que se harán en una hora. El máximo número es 30, correspondiente al mínimo intervalo de tiempo entre disparos de dos minutos.
2. Logarítmica: El usuario especifica el número de medidas que se harán por ciclo del logaritmo del tiempo en horas. Esto resultará en el mismo número de datos a ser tomados durante la primera hora, a partir de una hora a diez horas, de diez horas a cien horas y así sucesivamente. Debido a que la mayoría de los análisis de pruebas de presión transitoria involucran gráficas logarítmicas, esta opción da una densidad uniforme de datos para toda la prueba.

5.5.2.3 Inicio de la prueba de presión transitoria

Después de seleccionar la sección progreso (Progress) se muestra una ventana indicando que el disparo de inicialización, designado con el número **0000P**, ha sido tomado y el programa está listo para empezar a adquirir los datos de la prueba transitoria. Cuando se corre una prueba de restauración, la unidad de bombeo se detiene, o se arranca cuando se corre una prueba de abatimiento de presión. La adquisición automática de los datos se inicia presionando el botón Iniciar Prueba Transitoria (Start: Transient Test). Esto se coordina al cerrar el pozo; en este momento el contador de tiempo total de la prueba se activa, al igual que el contador que indica el tiempo faltante para el siguiente disparo, además, el botón de iniciar prueba es renombrado con Pausar Prueba (Pause Transient Test). Esto permite parar el plan de adquisición automático durante la prueba para llevar a cabo modificaciones o reparaciones al sistema, tales como cambiar la botella de nitrógeno, remplazar un cable dañado, etc. sin interferir con el desarrollo de la prueba transitoria. También la prueba transitoria se termina usando la opción Terminar Prueba (End Test).

5.5.3 Análisis de Datos para Pruebas de Transientes de Presión

El TWM permite el análisis de los datos adquiridos de las pruebas de presión por medio de gráficas (Ver Figura 26) que ilustran el comportamiento de variables a lo largo de un determinado tiempo, el análisis gráfico permite dar al ingeniero la habilidad de ajustar una curva, a través, de los puntos de datos de presión, como lo son: presión de fondo y presión de casing, velocidad, profundidad, temperatura, cantidad de fluidos producidos e incluso gráficos del voltaje.

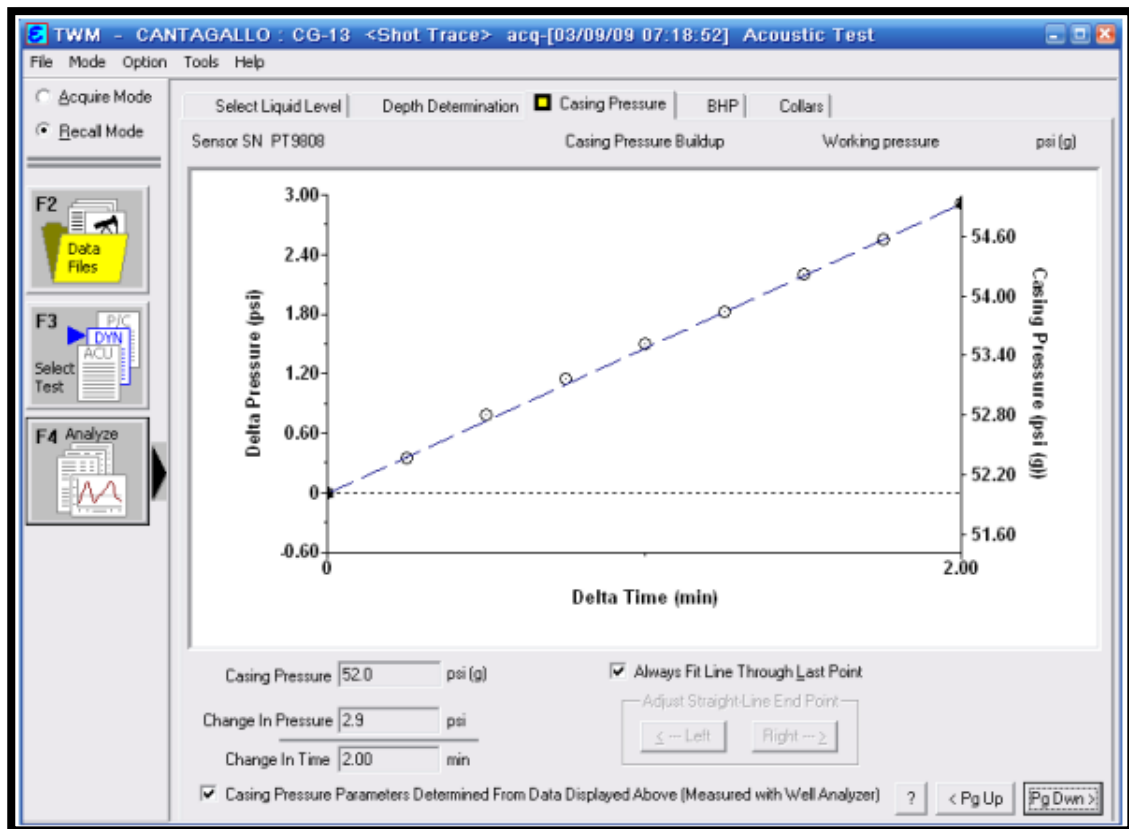


Figura 26. Prueba de restauración de presión
Fuente: Software TWM

En la Figura 26, está la sección Progreso (Progress), con la pantalla que se muestra durante el desarrollo normal de la prueba transitoria; ésta pantalla la usa el ingeniero para monitorear el progreso de la prueba, para modificar los parámetros de la prueba y para evaluar los datos que se han adquirido. Después de que se ha completado la adquisición y procesamiento de diferentes disparos, la Figura 27 muestra el proceso de la prueba y pantalla de control en el momento preciso cuando el sistema está adquiriendo datos de disparo.

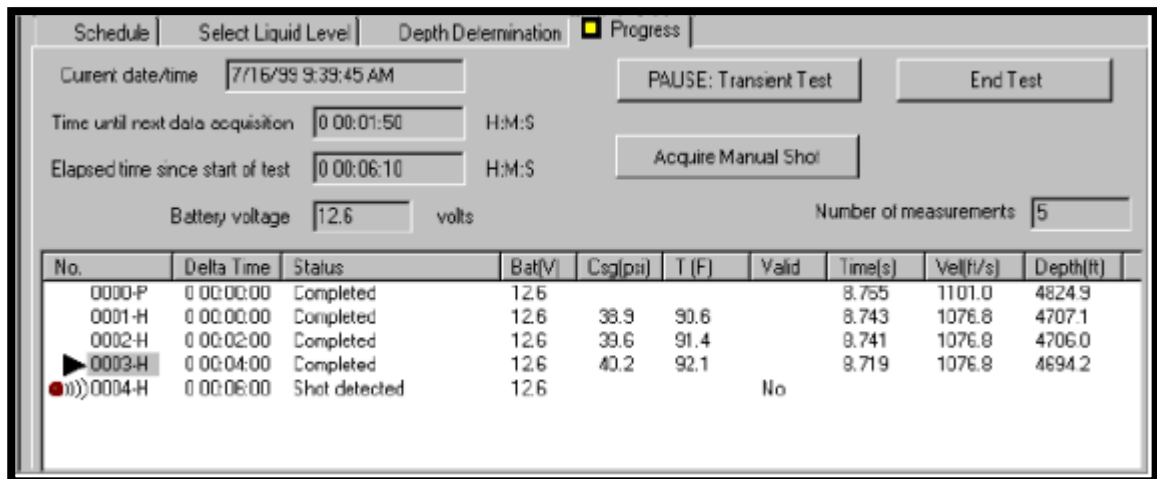


Figura 27. Panel de Control de Prueba al Momento de los Disparos
Fuente: Echometer TWM Co.

Donde:

- Delta Time: Tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba.
- Status: Información del tipo de registro.
- Bat (V): Voltaje de la batería.
- Csg (psi): Presión medida en el cabezal.
- T (F): Temperatura del transductor.
- Valid.: Anotación en cuanto a la validez del registro.
- Time (s): Tiempo del doble viaje del eco del líquido.
- Vel. (ft/sec): Velocidad del sonido en el gas.
- Depth (ft): Distancia al nivel de líquido.

Para el análisis gráfico de la prueba se selecciona el botón de “Análisis”, el cual mostrará un conjunto de pestañas que facilitarán la interpretación, la sección Gráficas de Tiempo (Time Plots). Véanse dichas gráficas de una prueba transitoria de presión en la Figura 28.

Las gráficas que se muestran en esta figura, representan el progreso de la prueba y la calidad de los datos adquiridos en un pozo. De ellas se puede observar la relación que existe entre la presión de revestimiento vs tiempo, presión de fondo fluyendo (BHP) vs

tiempo, se pueden superponer gráficas de comportamiento.

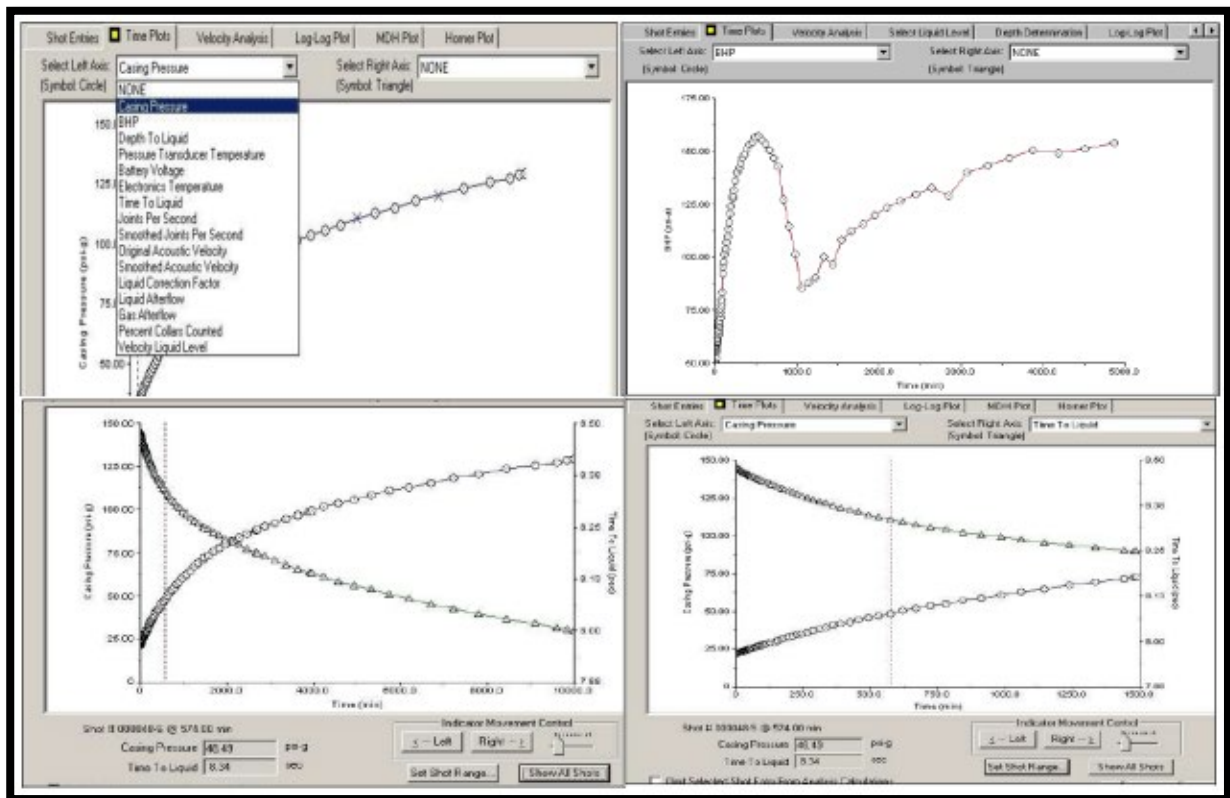


Figura 28. Graficas de una Prueba Transitoria de Presión
Fuente: Echometer TWM Co.

5.5.4 Resultados de diagnósticos gráficos

En esta sección se aplican las ecuaciones que describen una prueba ideal, por prueba ideal se entiende una prueba aplicada a yacimientos infinitos, homogéneos e isotrópicos que contengan un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes; ahora bien, los métodos de análisis desarrollados por TWM para estos casos son útiles para situaciones más reales si se reconoce el efecto de la desviación de algunas de estas suposiciones sobre el comportamiento de las pruebas reales. Con las pruebas ideales, se puede determinar la permeabilidad de la formación, la presión original del yacimiento; BHP (Presión de Fondo Fluyendo), y el factor de daño.

5.5.4.1 Gráficas Log-Log

Una pendiente de valor unitario indica el almacenamiento del pozo (Ver Figura 29).

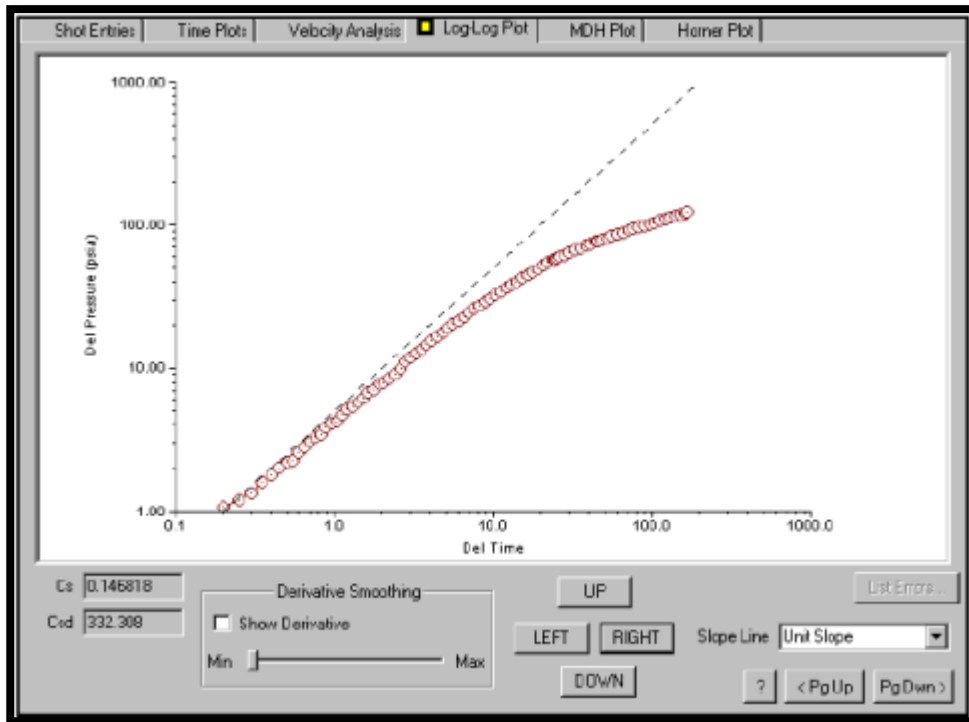


Figura 29. Gráfica Log – Log de una Prueba de Transiente de Presión
Fuente: Echometer TWM Co.

Cuando se presenta una pendiente con valor de 0.5 indica que hay una fractura de conductividad infinita.

5.5.4.2 Función derivada de presión

Esta función indica la tasa de cambio de presión y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba y en análisis de curvas tipo. La manera de ver en el programa TWM la función derivada, es seleccionando “Mostrar Derivada” (Show Derivative), el comando se encuentra en la parte inferior izquierda. La función derivada de presión es muy sensitiva a pequeños cambios en presión, de lectura a lectura. Debido a que la tendencia de la derivada es un diagnostico importante, esta se ve mejor si tiene algún grado de suavización de la gráfica de la derivada. Lo cual puede ser controlado usando deslizamientos y ajustando la gráfica, como se muestra en la Figura 30.

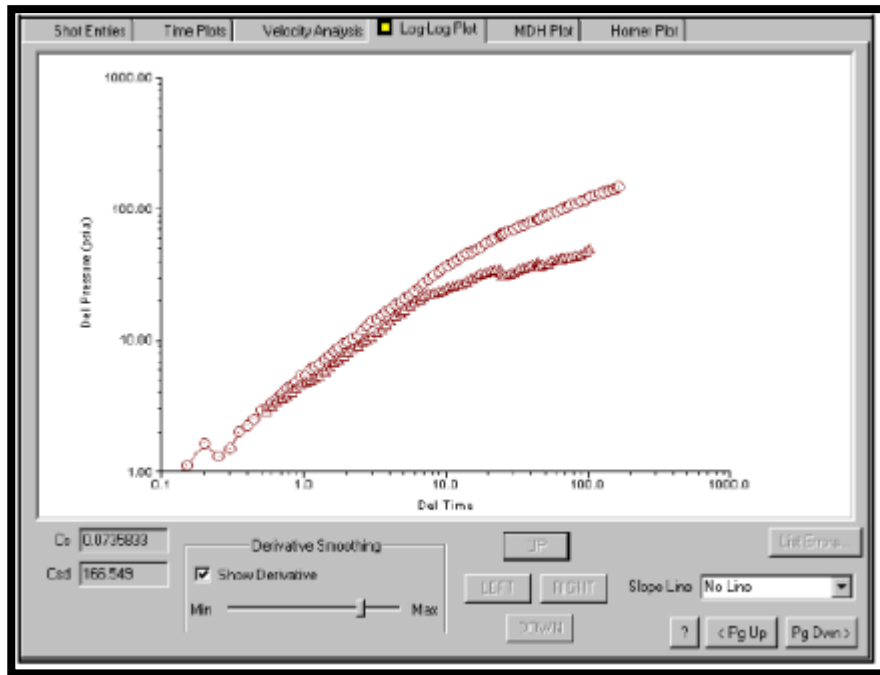


Figura 30. Gráfica de Reporte de Resultados por el Método de la Derivada Fuente: Echometer TWM Co.

5.5.4.3 Gráfica MDH

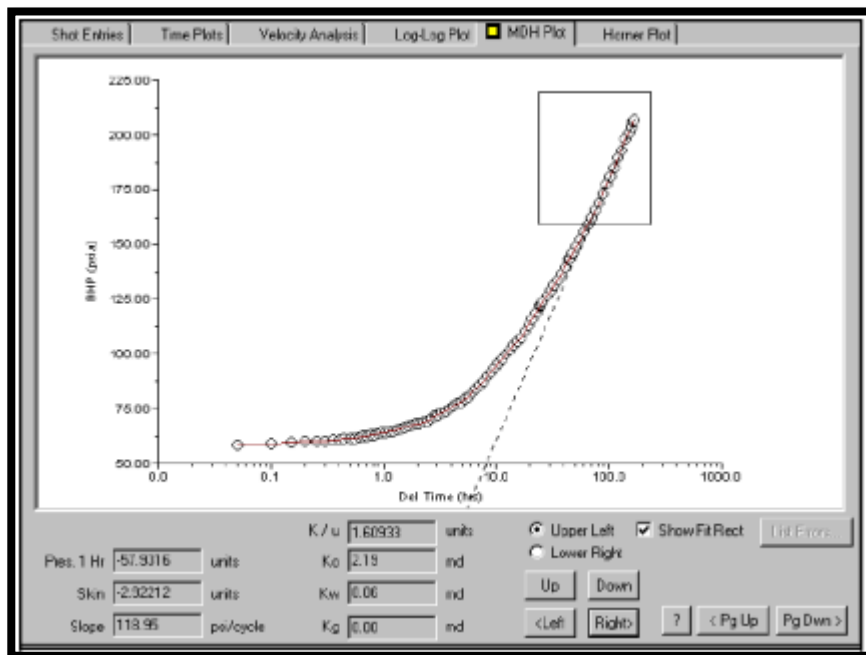


Figura 31. Comportamiento de la Presión de Fondo en Función del Logaritmo del Tiempo Fuente: Echometer TWM Co.

Esta gráfica resulta de la aplicación del método de Miller–Dyes–Hutchinson, gráficamente se ilustra el comportamiento de la presión de fondo del pozo en función del

logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba Transiente de presión, (Ver Figura 31). La interpretación involucra analizar la tendencia ajustando una línea recta a los datos. La región y los puntos que se ajustan seleccionando el recuadro “Ajuste Disparo en el Rectángulo”, y ajustando la posición de las esquinas de la caja usando los botones apropiados (arriba, abajo, derecha, izquierda), hasta lograr que los datos sean encerrados por el rectángulo.

5.5.4.4 Gráfica de Horner

Es una gráfica de presión vs logaritmo de $(t+dt)/dt$ donde t es el tiempo de producción (o tiempo de Horner) y dt es el tiempo desde que se cerró el pozo. El tiempo de Horner se puede estimar dividiendo la producción acumulada entre la tasa de producción promedio desde la última vez que el pozo se cerró, en la Figura 32 se muestra la tendencia de una gráfica de Horner. La interpretación involucra ajustar una línea a la parte de los datos que corresponde a flujo radial en un yacimiento infinito. Los datos correspondientes se seleccionan por medio del recuadro “Ajuste Rectángulo” (Show Fit Rect).

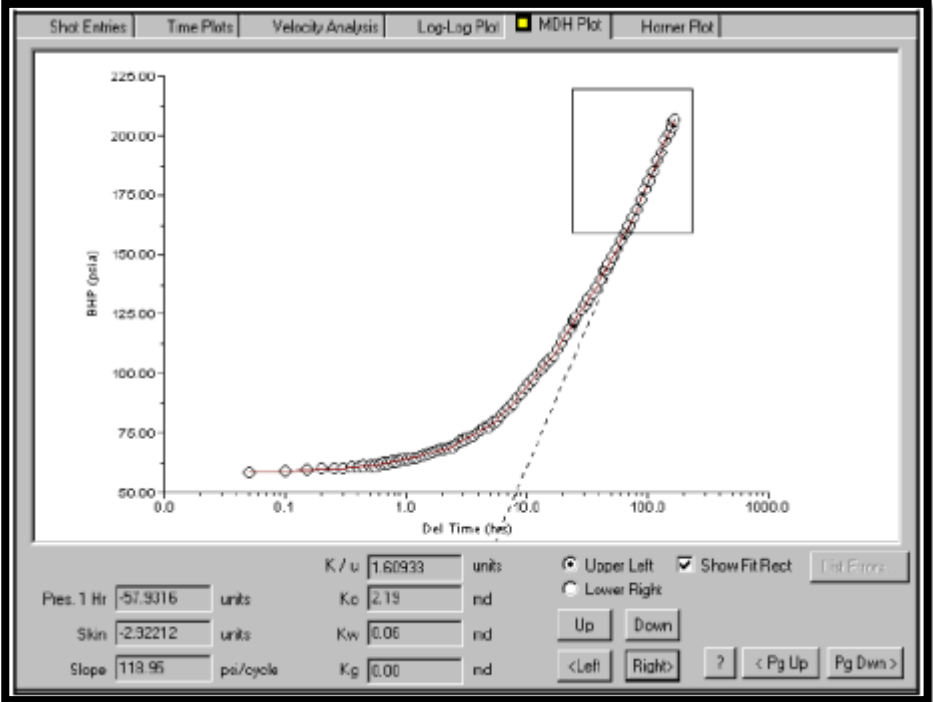


Figura 32. Gráfica de Horner
Fuente: Echometer TWM Co.

5.5.4.5 Exportar un archivo de BHP

Finalmente, este control genera un archivo de tipo texto que contiene las variables calculadas separadas con un carácter de limitante. Este archivo se puede leer en la mayoría de los procesadores de texto y hojas de cálculo que permiten manipular su formato o usar los datos directamente.

5.5.5 Prueba de bombeo

La necesidad de aumentar la producción y reducir los costos operativos de los pozos requiere un análisis integrado del sistema de bombeo que incluye eficiencia e interacción de todos los elementos: el equipo de superficie, el equipo del subsuelo, el pozo y el yacimiento. Este análisis debe realizarse basado en datos obtenidos en superficie sin entrar al agujero y debe producir una representación exacta de las condiciones existentes en superficie, dentro del pozo y dentro del yacimiento. Total Well Management (TWM) desarrolla un análisis dinamométrico completo con el mínimo esfuerzo, lo cual resulta en reducciones en los costos operativos y un incremento en la producción de crudo. Los datos del dinamómetro se obtienen mediante un transductor de cargas. El transductor de carga puede ser de dos tipos:

1. Tipo Herradura: Consiste en una celda con un sensor de carga muy preciso. Este sensor sirve para medir la aceleración en la varilla pulida y calcular así las emboladas y la posición. Requiere mayor tiempo y trabajo en su instalación.
2. Tipo C o PRT: Este transductor es muy fácil y rápido de instalar, pero no es tan preciso como el de tipo herradura en cuanto a los valores de carga se refiere, ya que consta de una serie de sensores muy sensibles que miden las variaciones en el diámetro de la varilla pulida, también tiene el sensor de aceleración, para calcular la posición y las emboladas. El problema que presenta es que durante la prueba se puede descalibrar, por lo tanto, se tiene que volver a instalar.

5.5.5.1 Productividad del pozo

En la mayoría de pozos se busca que estos produzcan casi al máximo de su tasa de producción. La tasa máxima de producción (potencial) de un pozo se obtiene cuando la presión fluyente de fondo (PBHP) es baja en comparación con la presión estática de fondo (SBHP). Un pozo puede producir a 20%, 50% u 80% de su tasa máxima de flujo dependiendo de la producción entre su PBHP y su SBHP; si existe en el pozo un equipo de tamaño suficiente, el PBHP debe ser menor a 10% del SBHP para asegurar un máximo de producción.

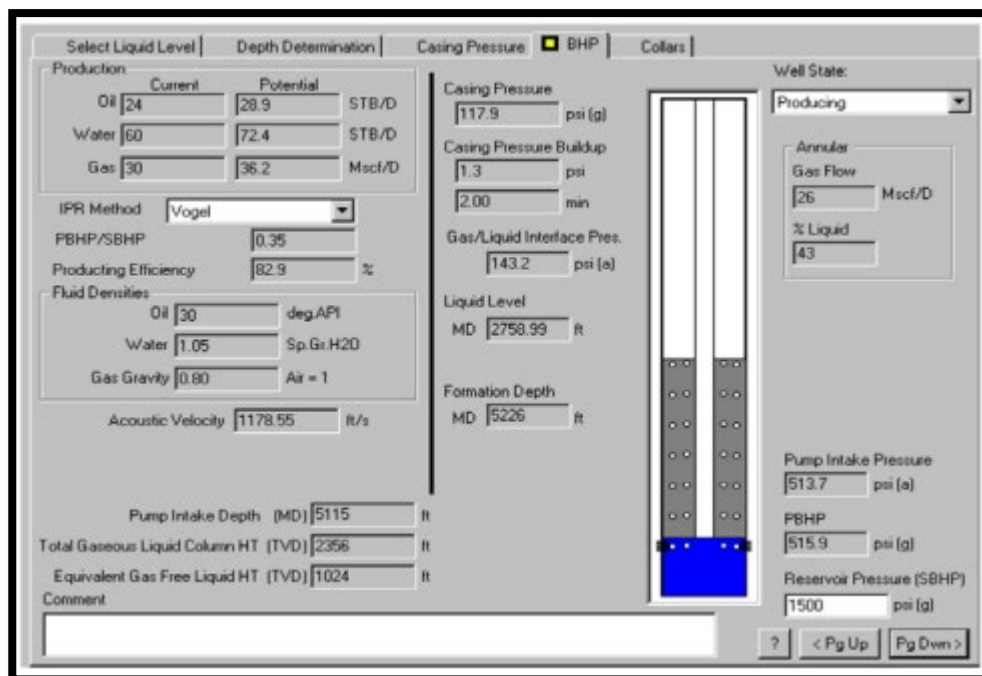


Figura 33. Análisis Mostrando el Rendimiento de Entrada del Pozo
Fuente: Echometer TWM Co.

La mayoría de las presiones estáticas y fluyentes de fondo se obtienen de mediciones en superficie por la medición acústica de la distancia al nivel de líquido en el pozo, midiendo la presión del casing y calculando la presión de fondo. Es así que para determinar qué tan eficientemente está produciendo un pozo, se debe conocer la presión estática y fluyente de fondo y poseer pruebas de producción exactas y actualizadas. En la Figura 33 se muestra un ejemplo de un pozo produciendo al 83% de

su potencial máximo basado en 1500 psi de SBHP y las 516 psi calculadas de PBHP.

5.5.5.2 Pozos con bombeo mecánico

El procedimiento TWM para pozos con bombeo mecánico involucran los siguientes pasos:

1. Analizar la capacidad de entrada del pozo para determinar si se puede aportar mayor producción.
2. Determinar la eficiencia general para identificar pozos candidatos para mejorar.
3. Analizar el desempeño de la bomba.
4. Analizar el desempeño del separador de gas de fondo.
5. Analizar la carga mecánica de las varillas y de la unidad de superficie.
6. Analizar el desempeño de la unidad motriz.
7. Diseñar modificaciones al sistema existente.
8. Implementar los cambios y verificar la mejoría.

5.5.5.3 Prueba del pozo por eficiencia de energía

Pueden usarse muchos parámetros diferentes para identificar aquellos pozos que son óptimos candidatos para aplicar mejoras. La experiencia ha demostrado que un buen método para identificar candidatos que necesitan mejorías, consiste en determinar la eficiencia general del sistema de bombeo. Esto sólo requiere la medición de entrada de energía de la unidad motriz, determinar la presión de fondo fluyente (PBHP) y datos exactos de pruebas de producción.

5.5.5.4 Desempeño de la bomba

La fuerza del motor y la carta dinagráfica obtienen simultáneamente usando un sistema integrado de adquisición de datos. La medición dinagráfica se realiza con un transductor de barra pulida (PRT), el análisis de la operación de la bomba en subsuelo se realiza por cálculos de la carta dinagráfica con los datos de carga y posición obtenidos.

5.5.6 Aplicación del TWM en otros SLA

Es de aclarar que las cargas en la barra pulida (uso del dinagrama), solo se dá en bombeo mecánico, sin embargo, el uso del sonolog, sirve y se utiliza en los demás SLA. El procedimiento TWM no se limita a pozos con bombeo mecánico (uno de los más utilizados en todo el mundo), ya que la mayoría de los otros métodos de levantamiento artificial pueden verse beneficiados con su operación.

5.5.6.1 Pozos con bombeo Electrosurgible

A veces, un pozo con BES tiene altos niveles de gas sobre la bomba, el pozo produce una cantidad considerable de gas por el anular del casing, y el gas fluyendo por el anular del casing airea la columna del líquido provocando que la columna líquida-gas sea de gran altura sobre la bomba. La columna líquida-gaseosa ligera sobre la bomba y una baja presión de casing pueden resultar en una PBHP baja de forma que se obtiene un máximo de producción del pozo, aunque exista una columna líquida-gaseosa de gran altura sobre la bomba. Si la PBHP es baja comparada con la SBHP, se obtiene la máxima producción del pozo, aunque exista una columna de gran altura sobre el pozo durante las operaciones normales.

5.5.6.2 Pozos con bombas de Cavidad Progresiva

Las bombas de cavidad progresiva (BCP) se dañan fácilmente durante la operación con llenado incompleto. El ensamble del estator de la bomba es enfriado y lubricado por el líquido que pasa por la bomba. Si la bomba recibe sólo gas, aunque sea sólo por corto periodo de tiempo, la bomba se calentará de inmediato y causará fallas al polímero. Cuando una BCP está a una profundidad de 4000 ft y el pozo baja el bombeo, el aumento de presión en la bomba es de 1300 Psi o más, por lo tanto, la temperatura del gas aumentará a 500 °F o más durante esta compresión. Si se produce sólo gas durante un minuto o dos sin líquido para enfriar la bomba. En general, una BCP debe colocarse

bajo las perforaciones para mayor separación gas-líquido en subsuelo y así lubricar y enfriar mejor la bomba. Si la bomba se coloca en o sobre la formación, debe usarse un buen separador de gas, de tal forma se obtendrá un máximo de entrada de líquido en la bomba. Un registro acústico de nivel de fluido medirá con exactitud la distancia al nivel de líquido y también calculará el porcentaje de líquido presente alrededor de la bomba. Este análisis ayuda a la operación eficiente de pozos con BCP.

5.5.6.3 Pozos con Levantamiento a Pistón

El levantamiento a pistón es un método de bajo costo para el levantamiento de líquidos (agua, condensado y/o petróleo) en pozos de gas y crudo. El levantamiento por pistón reduce los costos operativos del pozo en comparación con otros métodos porque el gas de la formación provee la energía usada para levantar el líquido. Durante las operaciones de levantamiento por pistón, fluye un ciclo de gas de superficie y ocurre un cierre de gas de superficie, durante dicho cierre la válvula de flujo también se cierra, lo que permite que el pistón baje por la tubería de producción. Luego del tiempo necesario para que el pistón caiga debajo del nivel de líquido, la válvula de flujo de superficie abre y libera la presión que está sobre el nivel de líquido, luego la presión de gas bajo el pistón levanta al pistón y la mayor parte del líquido sobre el pistón a superficie. La remoción de gas y líquido de la tubería de producción reduce presión de fondo, después más gas fluye de la formación al pozo hasta la tubería y es liberado en la superficie del pozo. Generalmente, un poco de líquido fluye con el gas al pozo, y la mayor parte del líquido se acumula al fondo del pozo. El ciclo se repite para remover este líquido y producir más gas. Un analista puede hacer producir más eficientemente el pozo si puede monitorear la tasa de caída, la ubicación y la operación del pistón. El instrumento para el nivel de fluido acústico puede usarse para medir la distancia desde superficie hasta el tope del pistón durante el ciclo del cierre.

5.5.6.4 Pozo con Levantamiento a Gas

Los analizadores necesitan determinar cuál es la válvula que opera durante las operaciones de levantamiento a gas. La distancia al líquido en el anular de la tubería de revestimiento se puede medir por medios acústicos. En general, el gas en el anular es liberado hacia la cámara de volumen de la pistola de gas cerrada para generar un pulso acústico. Los pulsos acústicos reflejados se procesan para determinar el nivel de fluido refiriéndose a cuellos de tubería o a mandriles de levantamiento a gas; ambos se indican en el pulso acústico reflejado. Las presiones de fondo estática y fluyente son comúnmente medidas y usadas para optimizar las operaciones de levantamiento por gas.

5.5.6.5 Operaciones costa afuera

Se realizan pruebas de presión estática de fondo en pozos fluyentes costa afuera usando técnicas acústicas que son mucho más efectivas en costo y más seguras que las mediciones de fondo con guaya. La medición acústica de la presión de fondo debe incluir una medición exacta de la presión en superficie y la medición de la distancia al nivel de fluido usando técnicas acústicas por conteo de cuellos (si está disponible), o por correlación del reflejo del nivel de líquido a una profundidad reflectora conocida, o bien, por el cálculo de la velocidad acústica de las propiedades del gas. Casi siempre se obtiene una interface gas – líquido muy precisa, principal inexactitud en el cálculo de la BHP estática ocurre en la estimación del gradiente de la columna líquida. Si los volúmenes y las propiedades del agua e hidrocarburos son conocidos, la presión de la columna líquida puede ser calculada con suficiente precisión para casi todas las aplicaciones. Normalmente se usa un programa para estos cálculos que incluya las propiedades del gas, agua e hidrocarburos.

5.6 OTROS PROGRAMAS DE GESTIÓN DEL SLA

5.6.1 Análisis nodal

Es una de las técnicas más utilizadas para optimizar los sistemas de producción de crudo y gas, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial. Esta técnica permite evaluar la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción. De igual manera, el análisis nodal permite evaluar el desempeño de una completación de producción, calculando la relación del flujo de producción y la caída de presión que ocurrirá en todos sus componentes, permitiendo determinar el flujo de crudo o gas que puede producir un pozo tomando en cuenta la geometría de la perforación y aumentando la tasa de producción a un bajo costo. Para determinar el Modelo del Sistema de Producción utilizando técnicas de Análisis Nodal, se debe describir el sistema de producción haciendo énfasis en el balance de energía requerido entre el yacimiento y la infraestructura instalada y así establecer la capacidad de producción del pozo, variables de yacimiento y de producción, seleccionar y ajustar las correlaciones de flujo para determinar las propiedades de los fluidos multifásico en la tubería de producción y la curva de gradiente de presión en el pozo correspondiente a sus condiciones reales de producción. Esta técnica tradicionalmente se aplica en el fondo del pozo, requiriendo tecnología para la medición de presión fluyente y temperatura.

6. CONCLUSIONES

- El uso del Echometer es una alternativa confiable para la toma de datos de presión de fondo del pozo cuando se refiere a crudos de aceite pesado. Este tipo de hidrocarburo presenta una alta viscosidad, la cual impide a herramientas como sondas de memoria y PLT dar información confiable. El Echometer usa un instrumento acústico, el cual ayuda a detectar el nivel de fluido, por lo que los datos que se adquieren tienen la resolución necesaria para desarrollar un análisis transitorio de presión, el cual será de gran aporte para obtener el índice de productividad, los gastos de producción y los valores de presión del casing.
- El equipo analizador de pozos Echometer, resulta ser una herramienta útil y versátil para el seguimiento de la producción de pozos con bombeo mecánico, ya que no es necesario detener la producción del pozo para realizarle las pruebas acústicas ni dinamométricas, solo en la prueba de presión se debe detener la unidad de bombeo durante un lapso de tiempo que no resulta relevante y que no afecta la producción de pozo. Además, es necesario que en campo se cuente con los medios necesarios para implementar todas las operaciones que el equipo permite realizar, para poder optimizar de la mejor manera el SLA y realizar un mejor seguimiento de la producción.
- El Echometer tiene la ventaja de proporcionar información en tiempo real sobre el transcurso de la prueba, de tal manera que el ingeniero a cargo puede tener la opción de verificar si se está realizando un buen desarrollo de la misma. Además, la toma de pruebas de presión, arroja datos confiables sin la necesidad de extraer

la sarta de varillas, esto tiene una gran ventaja ya que disminuye los tiempos de cierre del pozo.

- Los costos de operación del Echometer son más bajos si se comparan con las operaciones realizadas con sonda de memoria o PLT, ya que la toma de registros con alguna de estas herramientas tarda horas o días con el riesgo de que en el transcurso de la prueba se puedan descalibrar y, por lo tanto, generar la pérdida de información. Mientras que con el Echometer el beneficio es que la prueba se realiza en tiempo real, por lo tanto, el ingeniero a cargo tiene la facultad de revisar con detalle el transcurso de la misma, y realizar ajustes de ser necesario.
- Mediante las pruebas de restauración de presión se puede determinar la capacidad de flujo, el factor de daño, permeabilidad y existencia de fracturas o fugas en la tubería. Con los diagnósticos gráficos se puede obtener un control de calidad de los datos adquiridos del pozo, los cuales permiten analizar en gran detalle los datos de las pruebas de presión. De los análisis de transiente de presión, se obtienen parámetros del yacimiento que serán vitales para determinar la optimización del pozo.

7. RECOMENDACIONES

- Es importante que antes de realizar la prueba con el Echometer, se revisen las condiciones del pozo, verificar si las instalaciones son óptimas, por ejemplo, revisar que no se presenten fugas, que las roscas no presenten corrosión en la válvula del cabezal, o revisar si no ha sido estimulado el pozo en por lo menos las 24 horas previas a la prueba.
- En el momento de ingresar la información en el programa TWM, se debe realizar de la manera más precisa, confiable y completa posible, con el fin de obtener resultados lo más exactos posibles que reflejen las condiciones reales en las que se encuentra el pozo.
- Una vez que se realiza la prueba con el Echometer es necesario realizar correcciones de las presiones que se obtienen para tener una mejor interpretación de los mismos. Realizar ajustes en las gráficas de presión (suavizado) para tener una mejor interpretación de los datos.
- Se deben realizar los disparos de forma continua para que se tenga información confiable sobre el nivel de líquido y las presiones de fondo del pozo. Revisar que el transductor de presión este en óptimas condiciones realizando una prueba en superficie. Además, revisar que el micrófono sea detectado por el computador para el momento del desarrollo de la prueba.
- Para determinar si la presión en el fondo del pozo cambia en función del tiempo se desarrollan pruebas acústicas (pruebas de restauración de presión y pruebas de seguimiento de nivel de líquido), llamadas multidisparos como los desarrollados en el caso de estudio de este trabajo de grado.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Angeli, M.-G., Pasuto, A., & Silvano, S. *A critical review of landslide monitoring experiences*. 2000. *Engineering Geology*, 55(3), 133–147. doi:10.1016/s0013-7952(99)00122-2. [https://doi.org/10.1016/S0013-7952\(99\)00122-2](https://doi.org/10.1016/S0013-7952(99)00122-2)
- Barbierii, Efrain E. *El Pozo Ilustrado*. 1989. Ediciones del Fondo Editorial de Educación y Desarrollo. FONCIED. PDVSA Caracas, cuarta Edición, 670 pp.
- 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*. 2005. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Chacín, N. *Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting*. 2003. Venezuela. ESP OIL.
- Charrouf Raed. *Optimización de la Tasa de Inyección de Gas Lift*. 2003. Tesis de Pregrado. Universidad del Táchira.
- Craft, Holden, W. R., & Graves, E. D. *Well design: drilling and production*. 1962. Prentice-Hall.
- Escalante, S. *Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)*. 2016.
- Esp Oil Engineering Consultants. *Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting*. Venezuela. 2003. ESP OIL International Training Group.
- Esp Oil Engineering Consultants. *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. Venezuela. 2004. ESP OIL International Training Group.
- Fagg, W. *Dynamometer Charts and Weighing*. 1950. *Petroleum Transactions*, AIME.
- F.I. Syed, M. Alshamsi, A.K. Dahaghi, S. Neghabhan, *Artificial lift system optimization using machine learning applications*, *Petroleum*. 2020. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.08.003>
- Going, W.S, Thigpen, P.M, Anderson A.B. *Intelligente Well Technology: Are We Ready for Closed Loop Control*. 2006. SPE 99834.
- LAGOVEN. *Qué es el Petróleo*. 1985. Centro de información y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus filiales, CEPET PDVSA.
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. *Recognizing Symptoms of Liquid Loading in Gas Wells*. 2008. *Gas Well Deliquification*, 13–30. <https://doi.org/10.1016/B978-075068280-0.50003-2>

- Lea, J. F., & Rowlan, L. *Nodal Analysis*. 2019. Gas Well Deliquification, 37–45. doi:10.1016/b978-0-12-815897-5.00004-4. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815897-5.00004-4>
- McCoy, J.N., Podio, A.L. and Huddleston, K.L. *Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure*. 1985. Paper SPE 14254 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, Sept. 22-25.
- Moreno, G. A., & Garriz, A. E. *Sucker rod string dynamics in deviated wells*. 2020. Journal of Petroleum Science and Engineering, 184, 106534. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106534>
- Podio, A.L., McCoy, J.N., Becker, Dieter, Rowlan, Lynn, and Bill Drake. *Total Well Management II*. 2001. Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma.
- Solanki, P., Baldaniya, D., Jogani, D., Chaudhary, B., Shah, M., & Kshirsagar, A. *Artificial intelligence: New age of transformation in petroleum upstream*. 2021. Petroleum Research. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.07.002>
- Weatherford. *Gestión Integrada de Decisiones para Operaciones de Producción*. 2005.
- Weiss, W. *How Artificial Intelligence Methods Can Forecast Oil Production*. 2002. SPE 75143.

ANEXOS

INSTALACIÓN DEL EQUIPO ECHOMETER PARA TOMAR UN NIVEL DE FLUIDO

➤ Antes de Instalar los equipos se debe tener presente las siguientes recomendaciones:

- Usar los EPP necesarios para la operación
- Verificar el estado de las rejillas antes de ubicarse sobre estas.
- Identificar la conexión de anular y verificar su estado
- Identificar previamente las presiones de anular y producción si es posible
- Verificar que el pozo tenga válvula master por si la válvula de paso esta defectuosa

➤ Calibración del equipo

Se recomienda hacer esta calibración con un disparo de prueba antes de salir a campo, para corregir o reparar algún daño que presente el equipo. Antes de instalar los equipos se debe realizar una calibración de la presión y las cargas a fin de fijar el cero del transducer y de la celda de carga. Si el equipo presenta datos erróneos en la calibración, se recomienda limpiar los conectores con limpiador electrónico y dejar secar por un minuto antes de hacer nuevamente la medición.

➤ Instalación de la pistola

Si se tiene que quitar algún accesorio donde se va a colocar la pistola, tener mucho cuidado con las presiones.

Conectar la pistola y ajustarla con llave de tubo, cerrar la válvula de despresurización de la pistola, mantener cerrada las válvulas de anular y conectar los cables de micrófono y cable en "Y" a la pistola.

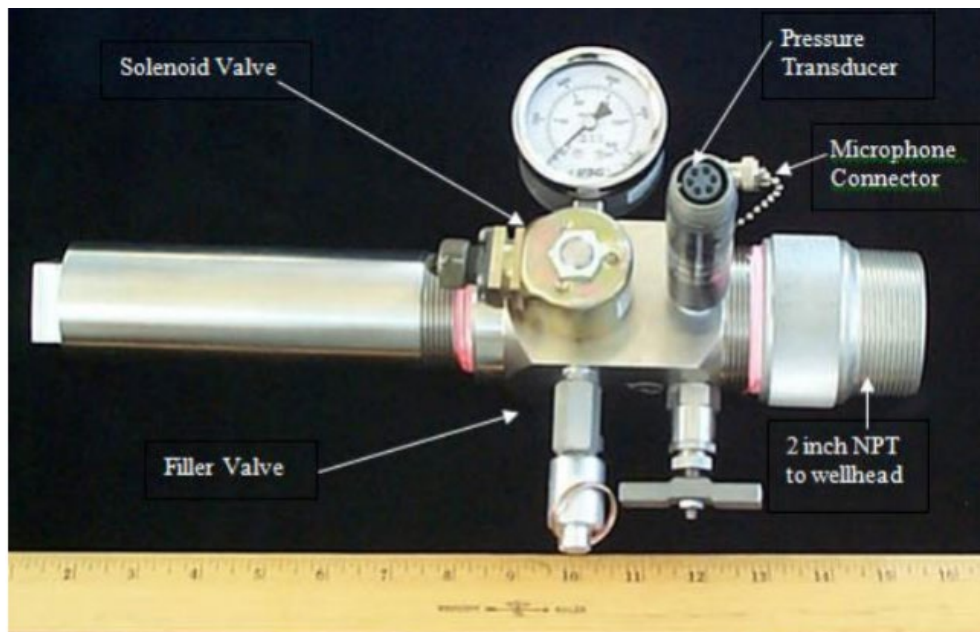


Figura 34. Partes de la pistola del Echometer
Fuente: Echometer TWM Co.

➤ Carga de la pistola con gas

Cargar la pistola con una presión de 300 PSI por encima de la CHP, en algunos casos esta presión de carga puede ser inferior a 300 psi, pero nunca debe superior a 1200 psi.

Debido a que los cilindros de gas comprimido son pesados, el cargue de la pistola se puede hacer en el vehículo antes de colocar la pistola en el pozo.

➤ Software

Para operar el computador varias combinaciones están disponibles, el programa, los directorios del disco duro y los discos portátiles. Los procedimientos recomendados requieren que exista un directorio principal del TWM en el disco duro. Este directorio contiene todos los programas necesarios para el uso del analizador de pozos.

Cada vez que el programa TWM se ejecuta en un determinado día, se muestra un texto que contiene las condiciones de operación del Analizador de Pozos (Ver Figura 35). Este texto se refiere a los conocimientos previos que debe tener el

operador al momento de utilizar la herramienta. Las condiciones de uso son explicadas con mayor detalle en la opción Full Text, una vez el usuario acepta las condiciones de uso el programa muestra una pantalla de inicio dependiendo de la última acción que se realizó.

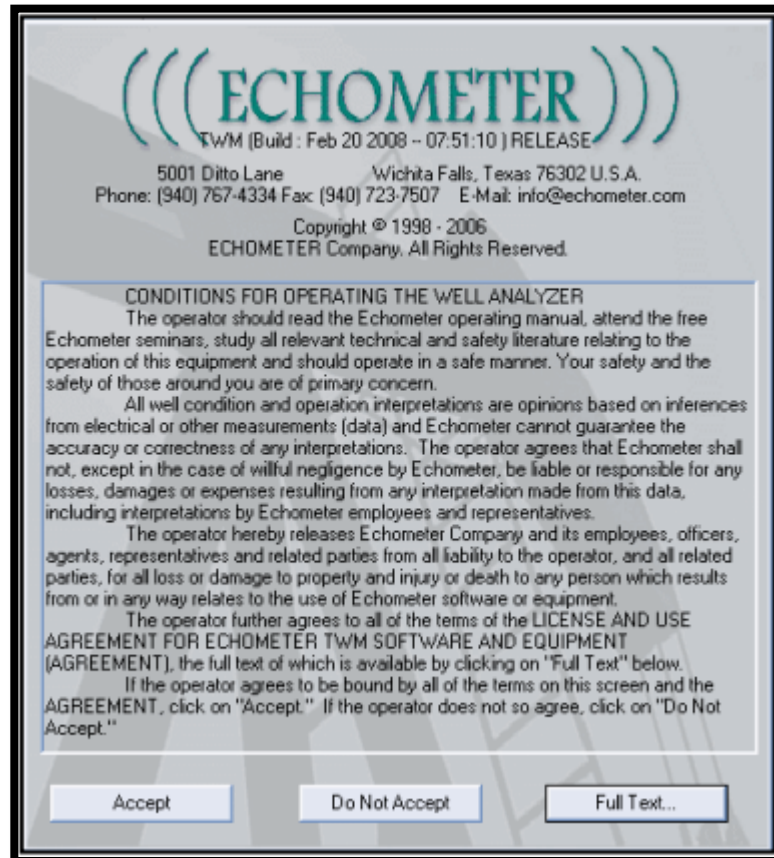


Figura 35. Pantalla de condiciones de uso del software TWM
Fuente: Software TWM

MANTENIMIENTO DEL EQUIPO ANALIZADOR DE POZOS

Mantenimiento preventivo de la pistola de gas

La herramienta más importancia para la realización de la prueba acústica y de presión es sin duda la pistola a gas, un correcto uso acompañado de un apropiado mantenimiento asegurará datos exactos y correctos, por esto se ha realizado una metodología de mantenimiento para esta herramienta con el fin de preservar la vida útil de esta.

La pistola debe limpiarse al final de cada día, porque algunos químicos pueden ser corrosivos para los componentes de la pistola. Para limpiar la pistola, es necesario primero, despresurizarla abriendo completamente la válvula de alivio, Luego utilizar un solvente para hidrocarburos, agua con detergente, alcohol o limpiador doméstico, para limpiar la parte de la pistola que está expuesta a los gases del pozo. Permitir a las partes secarse con gas comprimido, preferiblemente. A continuación, se mencionan las recomendaciones a tener en cuenta a la hora de hacer mantenimiento adecuado de la pistola:

- Proteger la rosca del protector del micrófono de la corrosión.
- Tener cuidado con la válvula de disparo del solenoide
- Realizar la limpieza del orificio de alojamiento de la válvula de disparo
- Reemplazar los anillos de la válvula de gas
- Lubricar los anillos en la válvula de gas
- Mantener los residuos fuera de la cubierta de conector de llenado del CO₂

Mantenimiento preventivo de los transductores

El transductor de presión que se usa con el sistema de restauración es un instrumento de precisión. Por lo tanto, se debe ser usar y mantener en buena condición. Las siguientes sugerencias se deben seguir para asegurar la máxima exactitud de la medida de los datos de presión:

- Proteger el transductor de presión de los rayos directos del sol y de la lluvia (usar tubos de aislamiento de espuma)
- Proteger el transductor y los cables de vibraciones o movimientos
- No permitir que los conectores de los cables se mojen
- Usar baterías de buena calidad y mantener una buena carga en las baterías

- Para maximizar la precisión, usar un transductor de presión cuya lectura de escala completa este lo más cercana posible a la presión máxima esperada durante la prueba.

Mantenimiento preventivo de los cables

Todos los conectores y cables se deben limpiar después de cada operación y mantenerlos en un lugar limpio y seco. Los cobertores de los conectores se deben reemplazar después de cada uso. El cable interno del micrófono BNC de la pistola se puede dañar. Halando el conector BNC del micrófono demasiado fuerte, se puede romper el cable interno. Si el cable coaxial de la conexión al micrófono se torna pegado al conector del micrófono, no intentar soltarlo a tirones.

El micrófono no puede ser reparado en campo, no desmontar. Si algún tipo de fluido entra al micrófono este se dañará. Agua en suspensión causará inmediata falla en el micrófono si se permite que entre. Limpiar la parte inferior roscada de la pistola después de cada jornada de uso con un limpiador suave como el agua con detergente, el alcohol o un limpiador de contactos dieléctricos presurizado. Si se remueve el micrófono de la pistola, siempre reemplazar el anillo u o-ring con uno nuevo que encaje en la conexión eléctrica entre el micrófono y la pistola. Asegurarse de lubricar el anillo con el lubricante apropiado, grasa o aceite. El cable coaxial del micrófono es el que presenta mayores inconvenientes, y dificultades a la hora de la adquisición de datos en las pruebas, sin embargo, el cable Dual encargado de la conexión al solenoide y al transductor de presión a la vez sufre y presenta averías cuando se golpea fuertemente contra el piso, por esto se recomienda mantener siempre que sea posible este cable enrollado.

Mantenimiento preventivo del computador

instalar otras aplicaciones en el computador del Analizador de Pozo puede causar problemas cuando se adquieren datos. Siempre resulta en datos erróneos y/o operación errática para el Analizador de Pozo. Estos problemas se originan porque los archivos config.sys y autoexec.bat se modifican al instalar programas diferentes. Si se presenta este problema, se recomienda re-instalar la versión original de estos archivos. Los problemas más comunes que se presentan con el computador son los siguientes:

- El computador no prende. Asegurarse que las baterías estén cargadas: Cuando use el cargador AC asegurarse que el cable de potencia este bien conectado en el cargador. En algunos modelos es posible que un mal contacto evite que el cargador trabaje apropiadamente.
- Los programas del Analizador de Pozo han sido borrados del directorio TWM: Usar el disco de instalación suministrado por Echometer Co. para cargar o actualizar todos los programas en el disco duro. Siga las instrucciones que aparecen en la pantalla cuando se ejecuta el programa de instalación.
- Los programas de análisis no corren o no responden: Revisar que el computador este trabajando correctamente. Encender el interruptor del Analizador de Pozo y esperar que la luz verde aparezca en el panel del Analizador de Pozo antes de cargar los programas de Adquisición de datos.
- El mantenimiento que se debe realizar al computador portátil, es el mismo que se debe realizar a un computador portátil comercial, es decir, para el óptimo funcionamiento del computador se recomienda:

No instalar programas que no se necesiten

Mantener un buen antivirus activado que permita la eliminación de cualquier virus que ponga en riesgo la información y el desempeño correcto del equipo

Mantener el equipo provisto de un material protector de polvo y evitar la manipulación de este con restos de crudo

Mantenimiento preventivo de las baterías

La batería permanecerá tibia durante la carga y descarga, tener en cuenta que el tiempo de vida depende de la demanda de potencia. El uso de características y accesorios especiales demanda más potencia y disminuye el tiempo de trabajo de la batería. En el caso de computadores portátiles, las características que hacen que se consuma más potencia son el uso de unidad de CD o DVD u otras aplicaciones como programas que usan audio o música, al igual que la intensidad de brillo de la pantalla.

Para el desempeño correcto de las baterías tener en cuenta que:

- La vida de la batería bajo condiciones normales puede ser tan larga como 1000 ciclos carga-descarga.
- Baterías nuevas requieren cuatro o cinco ciclos de carga-descarga antes de alcanzar su capacidad máxima.
- Las baterías níquel-cadmium del computador se deben almacenar máximo por un período de 2 o 3 años. Sin embargo, para mejores resultados deben ser cargadas periódicamente y almacenadas en un lugar fresco y seco.
- Las baterías selladas plomo-ácido pueden almacenarse por un periodo de 12 a 18 meses.
- Para mejores resultados se deben cargar después de 8 meses de almacenadas y almacenarlas en un lugar fresco y seco.