

**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.
PRÁCTICA EMPRESARIAL.**

MICHEL ANGELO BOHÓRQUEZ LEÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**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.
PRÁCTICA EMPRESARIAL.**

MICHEL ANGELO BOHÓRQUEZ LEÓN

**Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

JULIO CESAR PEREZ ANGULO

Ing. de Petróleos

Tutor Empresarial

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ing. de Petróleos

Tutor UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

DEDICATORIA

A quien me ha dado todo para llegar a ser lo que soy,
a quien se merece todos mis logros,
a lo mejor que tengo,
mi MADRE.

AGRADECIMIENTOS

A Willington Gelvez por su gran voluntad de enseñar.

A Isaac Luque, por su gran interés y colaboración.

A mis hermanos y amigos por apoyarme siempre.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. EQUIPO UTILIZADO EN LA TOMA DE LAS PRUEBAS	3
1.1. ANALIZADOR DE POZO (WELL ANALYZER).....	3
1.2 PISTOLA A GAS.....	4
1.3 TRANSDUCTORES.....	5
1.3.1 Transductor de presión.....	5
1.3.2 Celda de carga tipo herradura (HT).....	6
1.3.3 Celda de carga de la varilla lisa (PRT).....	7
1.4 PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN COMPLETA DEL POZO (TWM).....	8
1.4.1 Modos de iniciación.....	8
1.4.2 Sección de Chequeo del Equipo (Equipment Chek).....	10
1.4.3 Sección del Sensor Acústico (Acoustic Sensor).....	11
1.4.4 Sección del sensor Dinamométrico (Dynamometer Sensor).....	12
1.4.5 Archivo base del pozo.....	13
2. PRUEBA DINAMOMÉTRICA	20
2.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZO.....	21
2.2 SECUENCIA QUE SE DEBE SEGUIR EN EL PROGRAMA TWM, PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS.....	22
2.3 ANÁLISIS DE DATOS DINAMOMÉTRICOS CON EL PROGRAMA TWM.....	23
2.3.1 Datos sin Refinar (Raw Date).....	24
2.3.2 Superponer (Overaly).....	24
2.3.3 Cartas Dinamométricas (Dyna Cards).....	25
2.3.4 Análisis de Torque (Torque).....	26
2.3.5 Carga de la Varillas (Rod Loading).....	28
2.3.6 Análisis de gráficas (Analysis Plot).....	29
2.3.7 Impresión del Reporte Dinamométrico.....	30
3. ESTUDIO ACÚSTICO DEL POZO	32
3.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS EMPLEANDO EL ANALIZADOR DE POZO.....	34
3.2 SECUENCIA QUE SE SIGUE EN EL PROGRAMA TWM PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS.....	35

3.3	INTERPRETACIÓN DE DATOS ACÚSTICOS.....	38
3.3.1	Selección del Nivel de Líquido (Select Liquid Level).....	38
3.3.2	Determinación de la Profundidad (Depth Determination).	40
3.3.3	Uniones (Collar).....	42
3.3.4	Presión del Revestimiento (Casing Pressure).....	43
3.3.5	Presión de Fondo (BHP).....	44
3.3.6	Manejo de Archivos Base e Impresión de reporte Acústico.....	48
4.	PRUEBA DE TRANSIENTES DE PRESIÓN.	50
4.1	PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS QUE FUNCIONAN CON BOMBEO MECÁNICO, EMPLEANDO EL ANALIZADOR DE POZO.	51
4.2	SECUENCIA DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE TRANSIENTES DE PRESIÓN EN EL PROGRAMA TWM.	55
4.2.1	Fase de instalación.....	55
4.2.2	Fase de adquisición de datos.....	58
5.	CASOS MAS REPRESENTATIVOS ENCONTRADOS DURANTE EL DESARROLLO DE LA PRÁCTICA.....	60
5.1	CARTAS DINAMOMÉTRICAS.....	60
5.1.1	Buen llenado de bomba con tubería anclada.	60
5.1.2	Buen llenado de bomba con tubería no anclada.	61
5.1.3	Alto golpe de fluido.	62
5.1.4	Severo bloqueo por gas.	63
5.1.5	Mal funcionamiento de la válvula viajera.....	64
5.1.6	Mal funcionamiento de la válvula fija.....	64
5.1.7	Mal funcionamiento de ambas válvulas.....	65
5.1.8	Varilla partida.	66
5.2	PRUEBAS ACÚSTICAS.	67
5.2.1	Alta Columna de Nivel de Fluido.....	67
5.2.2	Poca columna de nivel de Fluido.....	68
5.2.3	Interferencia por ruido.	69
5.2.4	Presencia de un indicador.....	70
5.3	PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN.	71
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Analizador de pozo.....	4
Figura 2. Pistola a gas.....	5
Figura 3. Transductor de presión.	6
Figura 4. Celda de carga tipo herradura (HT).	6
Figura 5. Celda de carga de la varilla lisa (PRT).	7
Figura 6. Ventana de Modalidad de Llamado.	9
Figura 7. Ventana de Modalidad de Adquisición.	9
Figura 8. Sección de Chequeo del Equipo.....	10
Figura 9. Sección del Sensor Acústico	11
Figura 10. Sección del sensor Dinamométrico	12
Figura 11. Abrir Archivo de Pozo.....	14
Figura 12. Sección General.....	15
Figura 13. Sección Equipo de Superficie.....	15
Figura 14. Sección Pozo.....	16
Figura 15. Pozos desviados.....	17
Figura 16. Sección Condiciones	18
Figura 17. Formato de Composición del Gas	19
Figura 18. Sección Datos de Transiente de Presión	19
Figura 19. Datos sin Refinar.	24
Figura 20. Dinagramas de Superficie	25
Figura 21. Carta Dinamométrica de Fondo	26
Figura 22. Análisis de Torque.....	27
Figura 23. Carga de la Varillas.....	28
Figura 24. Análisis de Gráficas.	29
Figura 25. Reporte de Prueba Dinamométrica (parte I).....	30
Figura 25a. Reporte de Prueba Dinamométrica (parte II).....	31
Figura 26. Selección de la prueba.....	36
Figura 27. Adquisición de Datos.	36

Figura 28. Grabar datos de prueba Acústica.....	38
Figura 29. Selección del Nivel de Líquido.....	39
Figura 30. Determinación de la Profundidad.....	40
Figura 31. Conteo de Uniones.....	42
Figura 32. Presión del Revestimiento.....	43
Figura 33. Presión de Fondo de Pozo.....	45
Figura 34. Reporte de una Prueba Acústica.....	49
Figura 35. Prueba de Transiente de Presión.....	56
Figura 36. Plan de la Prueba de Transiente de Presión.....	57
Figura 37. Inicio de la Prueba de Transiente de Presión.....	59
Figura 38. Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Anclada.....	61
Figura 39. Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Desanclada.....	62
Figura 40. Dinagrama de Bomba con Alto Golpe de Fluido.....	62
Figura 41. Dinagrama de Bomba Bloqueada por Gas.....	63
Figura 42. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Viajera.....	64
Figura 43. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Fija.....	65
Figura 44. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Ambas Válvulas.....	65
Figura 45. Dinagrama Típico de un Pozo con Varilla Partida.....	66
Figura 46. Alta Columna de Nivel de Fluido.....	67
Figura 47. Poca Columna de Nivel de Fluido.....	68
Figura 48. Interferencia por Ruido.....	69
Figura 49. Presencia de un Indicador.....	70
Figura 50. Presión en el “casing” Vs. Tiempo en min.....	72
Figura 51. BHP Vs. Tiempo en min.....	73
Figura 52. Profundidad del nivel de líquido Vs. Tiempo en min.....	74
Figura 53. Grafica Log-Log con la derivada de presión.....	75
Figura 54. Grafica MDH.....	75
Figura 55. Gráfica de Horner.....	76

RESUMEN

TÍTULO*:

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.

AUTOR: M. A. BOHÓRQUEZ**

PALABRAS CLAVES: Analizador de pozo, Pruebas dinámométricas, nivel, ascenso de presión.

CONTENIDO:

La toma de pruebas dinámométricas, de nivel y de ascenso de presión tiene como fin principal la optimización de la producción de los pozos petroleros. Para la toma de dichas pruebas el CENTRO DE INVESTIGACIÓN DEL GAS Y DEL PETRÓLEO (CIGP) cuenta con un equipo muy moderno llamado Analizador de Pozo, que brinda la posibilidad de obtener información de gran confiabilidad, y lo hace con la gran ventaja, frente a los métodos empleados anteriormente, de presentar los resultados en tiempo real. Durante 8 meses se llevo a cabo la toma e interpretación de los tres tipos de pruebas mencionadas anteriormente en los campos de Tibú, Payoa y Jazmín, cumpliendo así con los contratos acordados entre las compañías operadoras de cada uno de los campos y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS). Es así como se desarrolló, dentro del marco de estos contratos, la práctica empresarial a la que corresponde el informe que a continuación se presenta, el cual contiene la descripción del equipo empleado, los procedimientos que convencionalmente se siguen, y los casos que se presentan con mayor frecuencia en la toma e interpretación de las pruebas.

Finalmente se logró gracias a la ejecución de la práctica un alto nivel de manejo en la toma e interpretación de las pruebas, lo que a su vez se vio reflejado en el buen cumplimiento de la labor desarrollada y presentada a las tres compañías operadoras que contrataron con la UIS, las cuales fueron: ECOPETROL, OMIMEX Y PETROSANTANDER.

* Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos, Tutores: Julio cesar Perez Angulo, Emiliano Ariza León

SUMMARY

TITLE*:

TAKING AND INTERPRETATION OF DINAMOMETRIC, LEVEL AND BUILD UP TESTS, WITH THE WELL ANALYZER EQUIPMENT IN THE TIBÚ, PAYOA AND JAZMÍN FIELDS.

AUTOR: M. A. BOHÓRQUEZ**

KEYWORDS: Well Analyzer, Dinamometric Tests, Level, Build Up.

CONTENIDO:

The enhancement of the production in the Petroleum fields is the mean goal in taking dinamometric, level and build up tests. The CIGP, CENTRO DE INVESTIGACIÓN DEL GAS Y DEL PETRÓLEO has gotten a very modern equipment, the "Well Analyser"; this equipment is able to take these tests and getting reliable information at real time, which is a wonderful advantage with respect to the other equipments. The tests in the Tibú, Payoa, and Jazmín fields took about eight months, finishing the contract between the companies in each field and the UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS). The work presented here is a report of the industrial practice developed in the frame of these contracts and gives the description of the equipment, the conventional procedures, and the most common cases in taking and understanding this kind of tests.

The practice gave an high level in taking and interpretation tests, which was reflected as the fulfillment of the developed tasks; for that reason, the operators companies like ECOPETROL, OMIMEX and PETROSANTANDER as well the UIS were completely in agree with final work.

* industrial practice.

** Phisicochemical Engineering Faculty, Petroleum Inginnering School, Tutors: Julio cesar Perez Angulo, Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

El presente informe hace referencia al desarrollo de la práctica empresarial que se realizó con el **CENTRO DE INVESTIGACIÓN DEL GAS Y DEL PETRÓLEO C.I.G.P.** Esta práctica tuvo como fin principal la toma y análisis de pruebas de nivel, pruebas dinamométricas y pruebas de ascenso de presión empleando el Analizador de pozo de Echometer. Esta labor se cumplió, durante los seis primeros meses, dentro del calendario de la orden de trabajo POT 1-122-04 firmada entre **ECOPETROL** y la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, que consistió de quince días de labor continua en el campo Tibú, y seis días de descanso. Adicionalmente se completó el desarrollo de la práctica con dos meses de labores en los campos de Payoa y Jazmín. La práctica en mención se ejecutó desde el mes de julio del 2002 hasta febrero del 2005.

Las labores que se llevaron a cabo se pueden dividir en dos:

- ✓ Trabajo de campo, en el cual se hizo la toma de registros de dinagrama, nivel de fluido y de ascenso de presión.
- ✓ Análisis de los datos obtenidos, elaboración del informe diario del estado de los pozos visitados y en caso de ser necesarias, las propuestas de cambios que buscan la optimización de la producción de cada pozo.

La toma de las pruebas se realizó con uno de los equipos mas modernos para el análisis de los pozos petroleros, el Analizador de pozo de "Echometer" que ocupa un lugar de vanguardia debido a su versatilidad y confiabilidad. El objetivo principal de este equipo es suministrar al ingeniero

de operaciones todos los datos necesarios para analizar y optimizar el desempeño de los pozos.

Este informe presenta en su capítulo inicial la descripción del el equipo utilizado en la toma de las pruebas, y la fase preliminar del programa TWM (Total Well Management), el cual se emplea en la toma y análisis de las pruebas. En los capítulos posteriores, se encuentran los procedimientos a seguir para la realización e interpretación de las pruebas, tanto en la instalación de las herramientas, como en las rutinas que se deben seguir dentro del programa TWM. Posteriormente, se presentan los casos más representativos de pruebas dinamométricas y pruebas de nivel encontradas en el transcurso de la práctica, y una de las pruebas de ascenso de presión realizadas. Finalmente se entregan una serie de conclusiones y recomendaciones para tener en cuenta en la toma de las pruebas mencionadas.

1. EQUIPO UTILIZADO EN LA TOMA DE LAS PRUEBAS.

A continuación, se presenta una breve descripción del equipo y software usado para la toma de las pruebas de nivel acústico de líquido, dinamómetro, potencia y transientes de presión.

1.1. ANALIZADOR DE POZO (WELL ANALYZER).

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

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

En la figura 1 se observa el analizador de pozo:

Figura 1. Analizador de pozo.



Echometer co. 2005

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

1.2 PISTOLA A GAS.

La pistola a gas es utilizada para realizar el estudio acústico del pozo, contiene una cámara que es cargada con gas comprimido para ser disparada por el anular de los pozos y crear una pulsación acústica, que viaja a través del gas hacia el fondo del pozo; las reflexiones de este pulso son convertidas a señales eléctricas por medio de un micrófono de alta resolución que se

encuentra instalado en la pistola y son digitalizadas y almacenadas en el computador. Mediante este procedimiento se obtiene información como presión en cabeza y en fondo, niveles de fluido y conteo de collares de tubería, entre otros. La pistola se observa en la figura 2.

Figura 2. Pistola a gas.



Echometer co. 2005

1.3 TRANSDUCTORES.

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

1.3.1 Transductor de presión.

Las medidas de presión del revestimiento se hacen con un transductor electrónico que se instala en la pistola a gas; este se muestra en la figura 3.

Figura 3. Transductor de presión.



Echometer co. 2005

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

1.3.2 Celda de carga tipo herradura (HT).

La celda de carga tipo herradura es un transductor altamente exacto diseñado para proveer un valor de carga preciso para la toma de dinagramas, esta celda de carga se ubica en la varilla lisa, entre la abrazadera permanente de la varilla lisa y la barra portavarillas. En la figura 4 se observa la celda de carga.

Figura 4. Celda de carga tipo herradura (HT).



Echometer co. 2005

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

1.3.3 Celda de carga de la varilla lisa (PRT).

El transductor de varilla lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro, este consiste en una abrazadera tipo C la cual se localiza en la varilla lisa. La figura 5 muestra la celda de carga PRT.

Figura 5. Celda de carga de la varilla lisa (PRT).



Echometer co. 2005

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

1.4 PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN COMPLETA DEL POZO (TWM).

El TWM es el programa empleado por el Analizador de pozo para la toma y análisis de pruebas; consiste en una serie de rutinas para la adquisición de datos, análisis y presentación de resultados de las diferentes pruebas que se pueden realizar, las cuales son:

- Prueba Acústica
- Prueba Dinamométrica
- Prueba de Potencia y Corriente
- Prueba de Contrabalance
- Prueba de Transiente de Presión

A continuación se presentan las secuencias que se deben seguir para ingresar la información necesaria de cada pozo antes de realizar la toma de las pruebas.

1.4.1 Modos de iniciación.

El TWM tiene dos opciones de iniciación:

- Modalidad de Llamado (Recall Mode), se emplea para observar los resultados de las pruebas realizadas con anterioridad, y presenta la ventana que se muestra en la figura 6.
- Modalidad de Adquisición (Acquire Mode), la cual se emplea para la toma de pruebas presenta la ventana que se observa en la figura 7.

Figura 6. Ventana de Modalidad de Llamado.

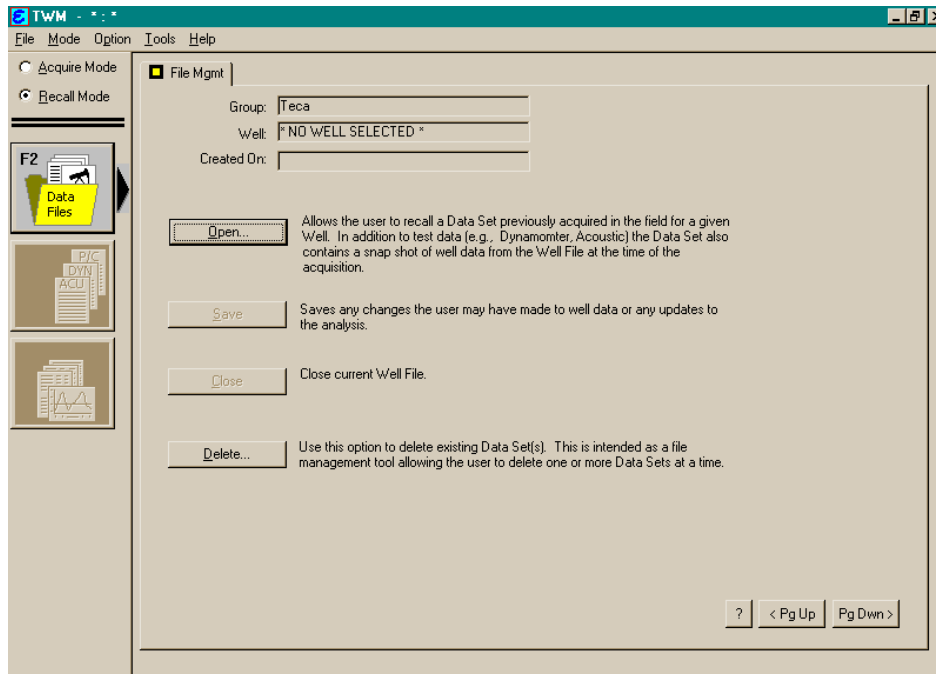
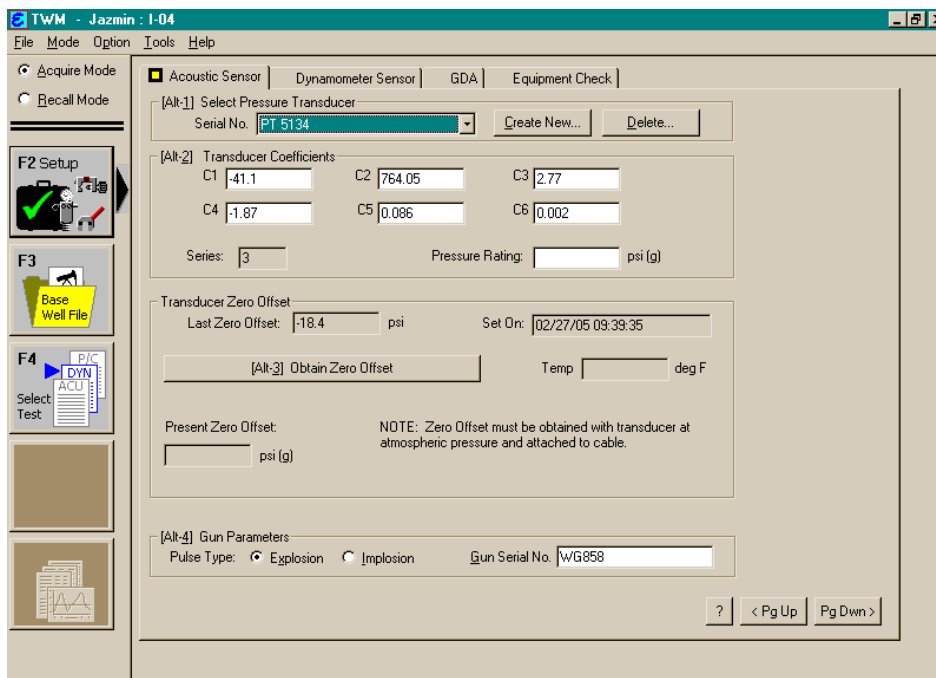


Figura 7. Ventana de Modalidad de Adquisición.



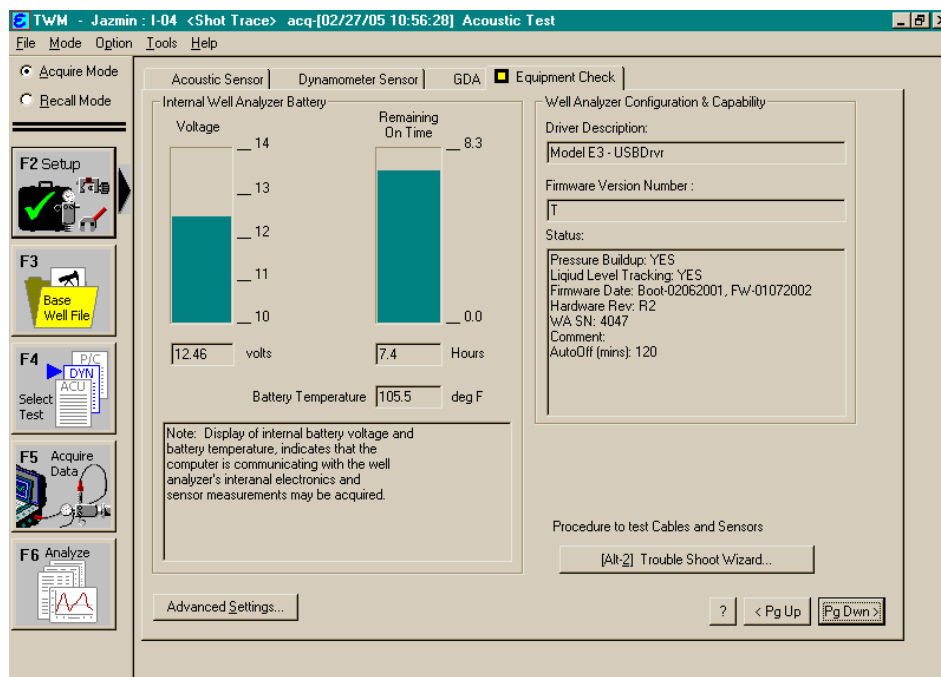
1.4.2 Sección de Chequeo del Equipo (Equipment Chek).

La sección de chequeo del equipo tiene las siguientes funciones:

- Revisar la comunicación apropiada entre el computador y el analizador.
- Mostrar al usuario el voltaje de la batería del analizador y su capacidad remanente.
- Permitir la detección de fallas de comunicación.
- Permitir probar los cables y la electrónica del analizador.

En la figura 8 se muestra la ventana correspondiente a la sección de chequeo del equipo.

Figura 8. Sección de Chequeo del Equipo.



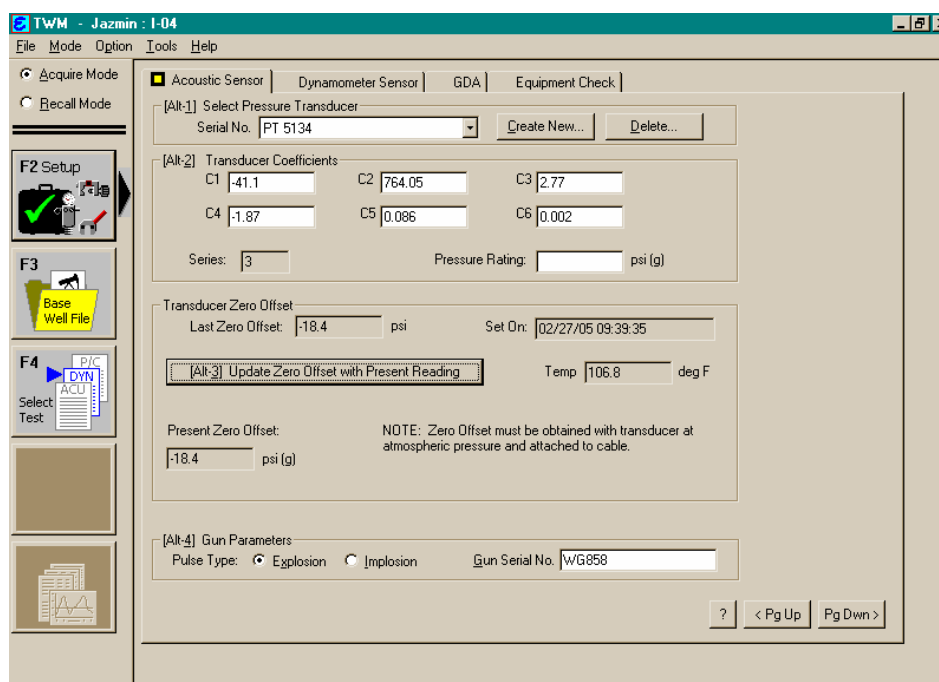
En la figura anterior se puede ver, que en la parte izquierda de la ventana se muestra mediante barras el voltaje de la batería y el tiempo de carga

remanente, y también advierte el estado de comunicación entre el analizador y el computador; además en la parte inferior derecha se encuentra el botón para realizar el procedimiento de revisar el estado de los cables.

1.4.3 Sección del Sensor Acústico (Acoustic Sensor).

La figura 9 muestra la ventana correspondiente a la sección del sensor acústico.

Figura 9. Sección del Sensor Acústico



La sección presentada en la figura anterior, tiene las siguientes funciones:

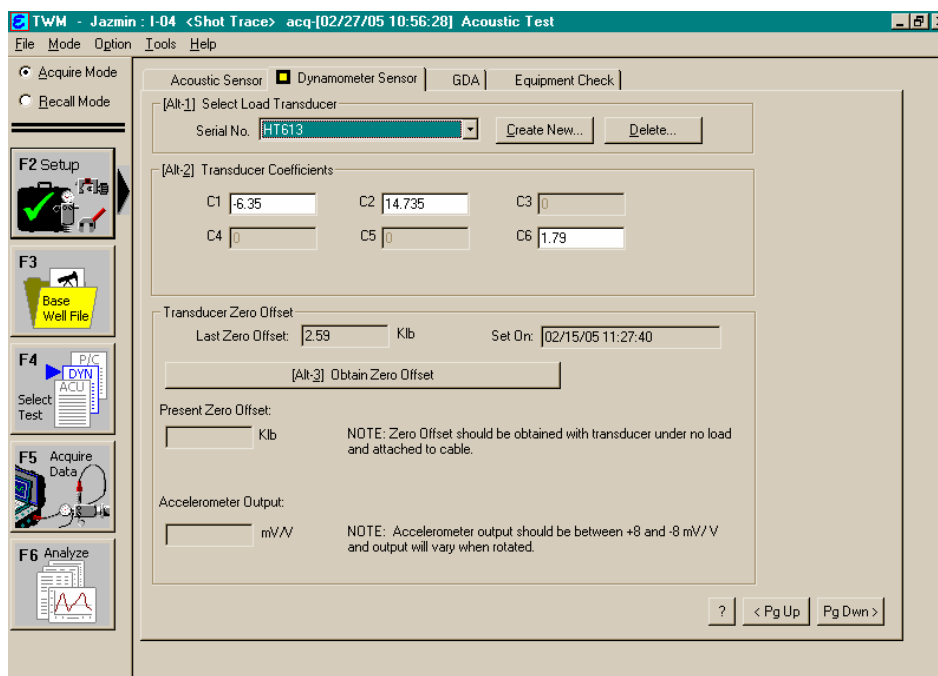
- Entrar o seleccionar desde el menú desplegable Los coeficientes y número de serie del transductor de presión, estos coeficientes son empleados por el programa para calcular los valores de presión.

- Fijar el cero del transductor de presión. El cero se debe verificar para el primer pozo de cada día, además se recomienda verificar nuevamente el cero si se presentan altas fluctuaciones de la temperatura. Para obtener el cero del transductor de presión se debe cerrar la válvula del revestimiento que va a la pistola, y abrir la válvula de alivio de la pistola, esto para que el transductor quede expuesto a la presión atmosférica.
- Entrar el número de serie de la pistola y seleccionar el tipo de disparo: Explosión o implosión.

1.4.4 Sección del sensor Dinamométrico (Dynamometer Sensor).

La figura 10 corresponde a la ventana que presenta la sección del sensor dinamométrico.

Figura 10. Sección del sensor Dinamométrico



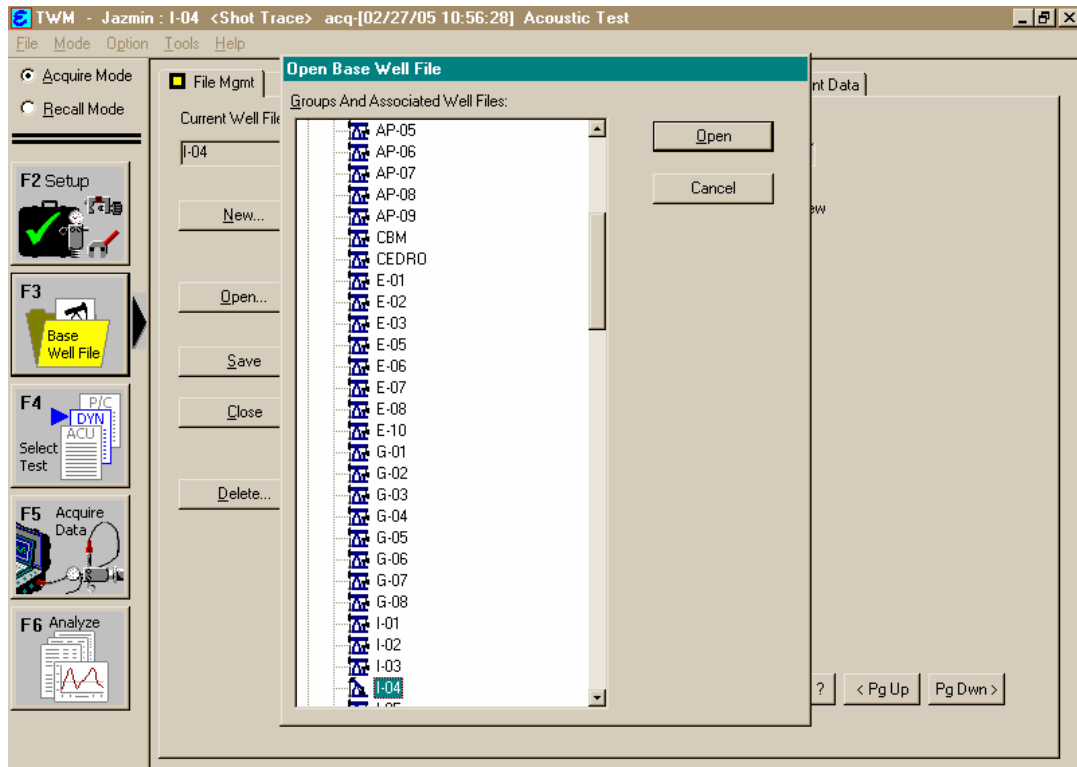
En la ventana anterior se realizan las siguientes funciones:

- Entrada del número de serie y de los coeficientes de la celda de carga, estos coeficientes son empleados por el programa para calcular la carga.
- Fijar el cero para la celda de carga, el cero se debe tomar para el primer pozo de cada día, y de haber fluctuaciones altas de la temperatura se recomienda verificarlo nuevamente. Al obtener el cero la celda debe estar completamente libre de carga.
- Chequear el valor de salida del acelerómetro.

1.4.5 Archivo base del pozo.

Para usar el programa TWM es necesario entrar o llamar información del pozo que se encuentra almacenada en el archivo base del pozo (Base Well File). Sin importar que tipo de medidas se vayan a realizar, se recomienda que los datos en el archivo base del pozo sean tan completos y precisos como sea posible. Al archivo base del pozo se accede seleccionando F3 cuando se está en la Modalidad de Adquisición (Acquire Mode), o seleccionando F2 cuando se está en la modalidad de Llamado (Recall Mode), y se presenta la ventana que se muestra en la figura 11.

Figura 11. Abrir Archivo de Pozo



Seleccione la opción Nuevo (New) para entrar los datos de un nuevo pozo, Abrir (Open) cuando los datos del pozo ya están en el programa o la opción Borrar (Delete) para borrar el archivo de un pozo y sus archivos asociados.

Los datos del pozo están divididos en cinco grupos:

- **General (General).**

Identifica el pozo, el usuario y el tipo de pozo. La figura 12 muestra los datos que aparecen en la sección general:

Figura 12. Sección General

TWM - Jazmin : AC-04

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode
 Recall Mode

File Mgmt General Surface Equip. Wellbore Conditions Press. Transient Data

Well Name: AC-04

Well ID: _____

Company Name: OMIMEX

Operator: WILLINGTON GELVEZ Y MICHEL BOHORQUEZ

Lease Name: JAZMIN

Elevation: 0.00 ft

Production Method: Rod Pump

Comments:

Save ? < Pg Up Pg Dwn >

Figura 13. Sección Equipo de Superficie

TWM - Jazmin : AC-04

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode
 Recall Mode

File Mgmt General Surface Equip. Wellbore Conditions Press. Transient Data

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer: Ampscot Conventional

Unit Class: Conventional

API: C-320-256-144

Stroke Length: 129.600 in

Rotation: CW CCW

Weight Of Counter Weights: 2000 lb

For Net Torque Calculations Use:

Counter Balance Effect (Weights level) _____ Klb
 Counter Balance Moment (Existing) _____ Kin-lb Counter Weights...

[Alt-2] Prime Mover

Motor Type: Electric Gas

Motor Rating: 40 HP Run Time: 24 hr/day

MFG/Comment: BALDDR

[Alt-3] Electric Motor Parameters

Full Load: 49.6 Amps

Rated RPM: 1185

Synchronous RPM: 1200

Voltage: _____ Hz 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost

Consumption: 5 c/KWH

Demand: 8 \$/KW

Save ? < Pg Up Pg Dwn >

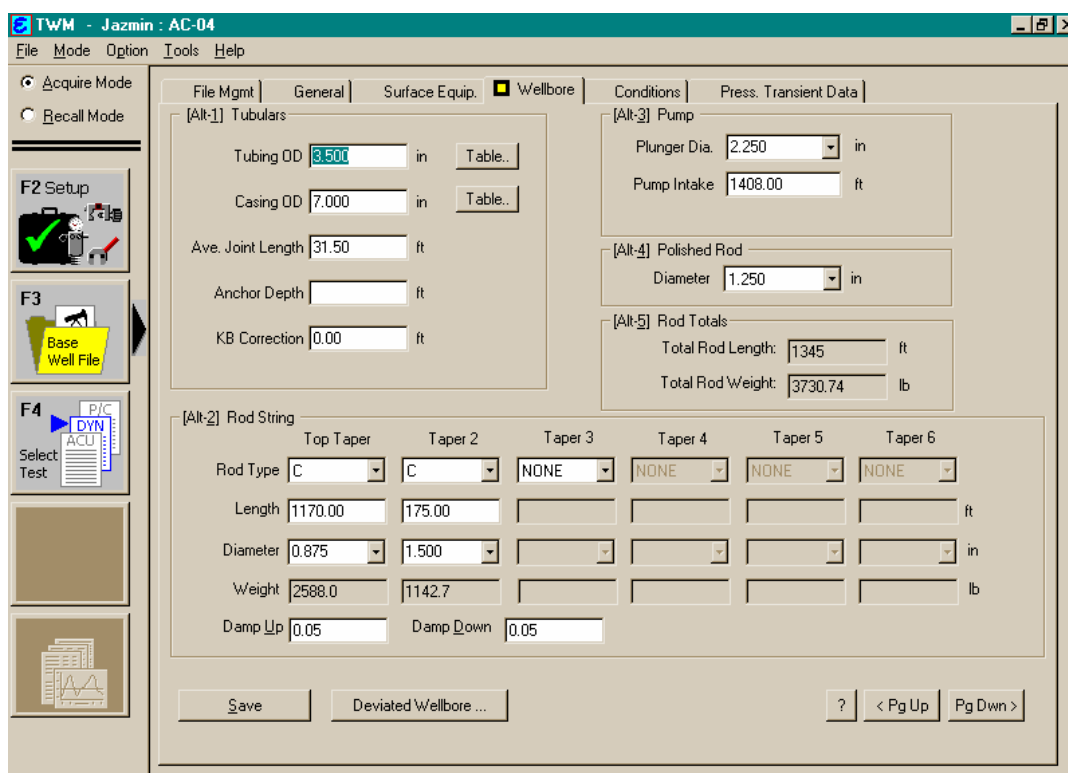
- **Equipo de Superficie (Surface Equip.).**

Describe el equipo de superficie del pozo. Los datos se presentan como lo muestra la figura 13:

- **Pozo (Wellbore).**

Describe el equipo instalado dentro del pozo. Esta información se presenta como se ve en la figura 14:

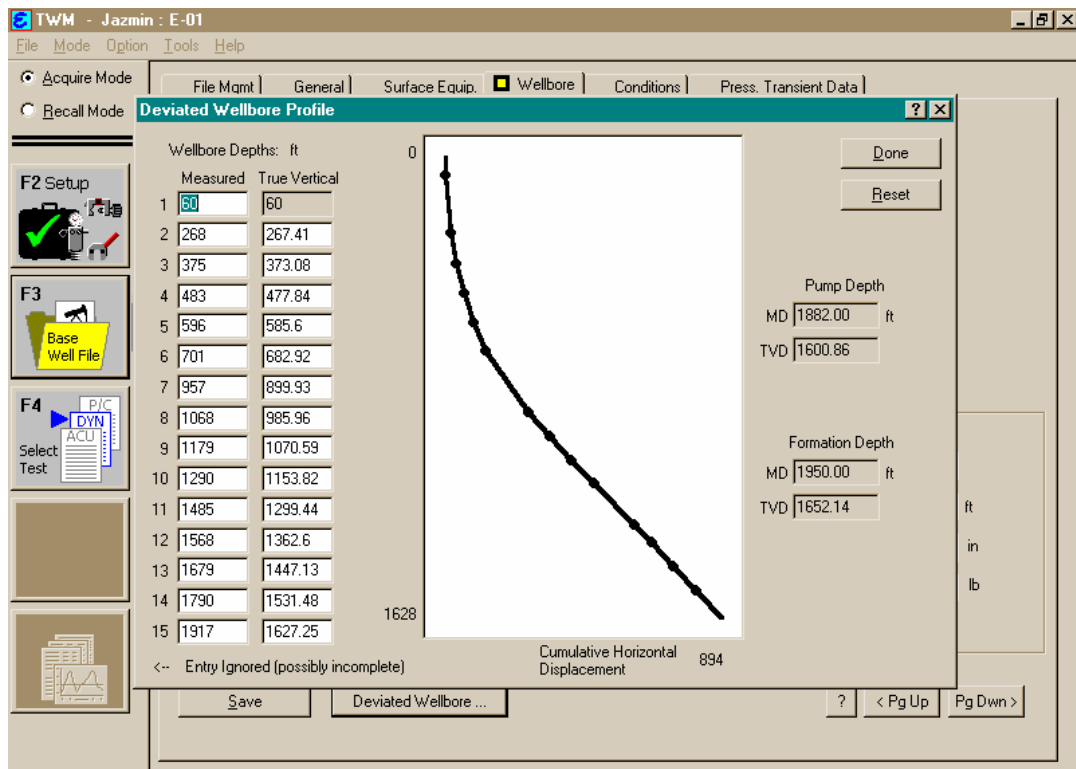
Figura 14. Sección Pozo



La ventana anterior presenta un botón para pozos desviados (Deviated Wellbore), este se selecciona para entrar los registros de dirección de

pozos desviados. La figura 15 muestra las entradas cuando los datos corresponden a la profundidad medida y vertical.

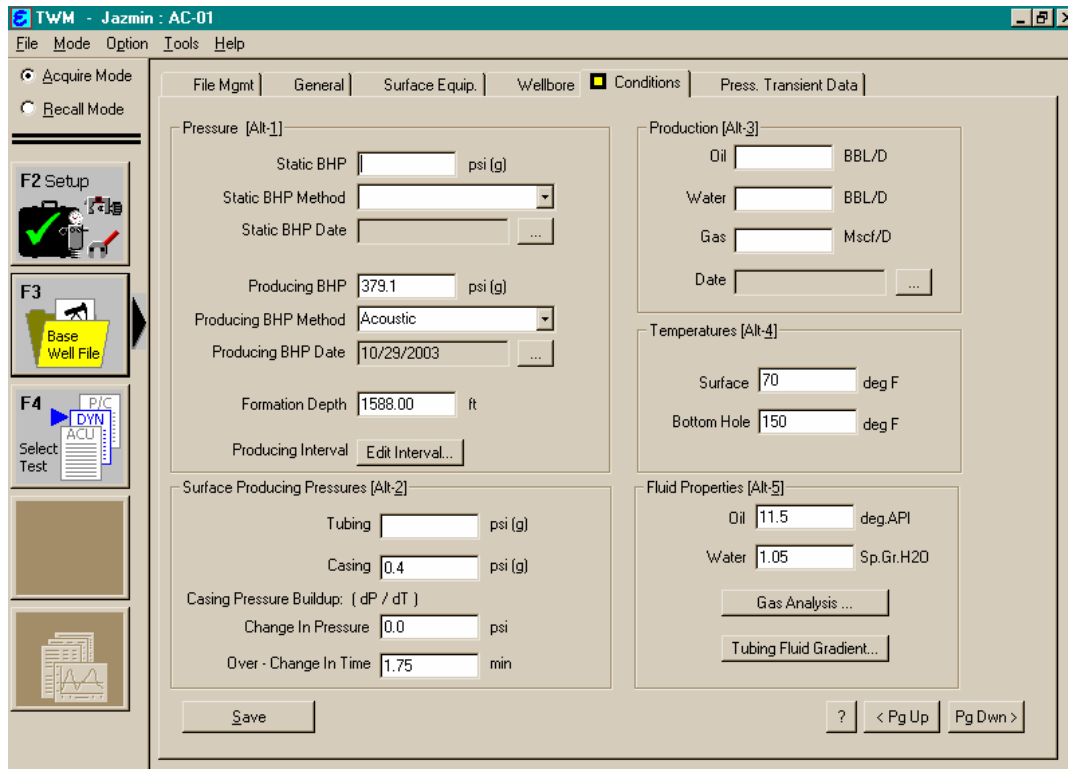
Figura 15. Pozos desviados



- **Condiciones (Conditions).**

Incluye los parámetros de desempeño del pozo, la formación y los fluidos de producción. En la figura 16 se observan los parámetros solicitados por el TWM:

Figura 16. Sección Condiciones



El botón Análisis de gas (Gas Analysis), abre una forma para entrar la composición del gas en el pozo; cuando se introduce esta información la gravedad del gas se calcula a partir de la composición. El formato es como se ve en la figura 17.

- **Datos de Transiente de Presión (Press. Transient Date).**

En esta ventana se presenta un formato, en el cual se debe consignar información necesaria para la interpretación de la prueba de transiente de presión. La información necesaria se observa en la figura 18:

Figura 17. Formato de Composición del Gas

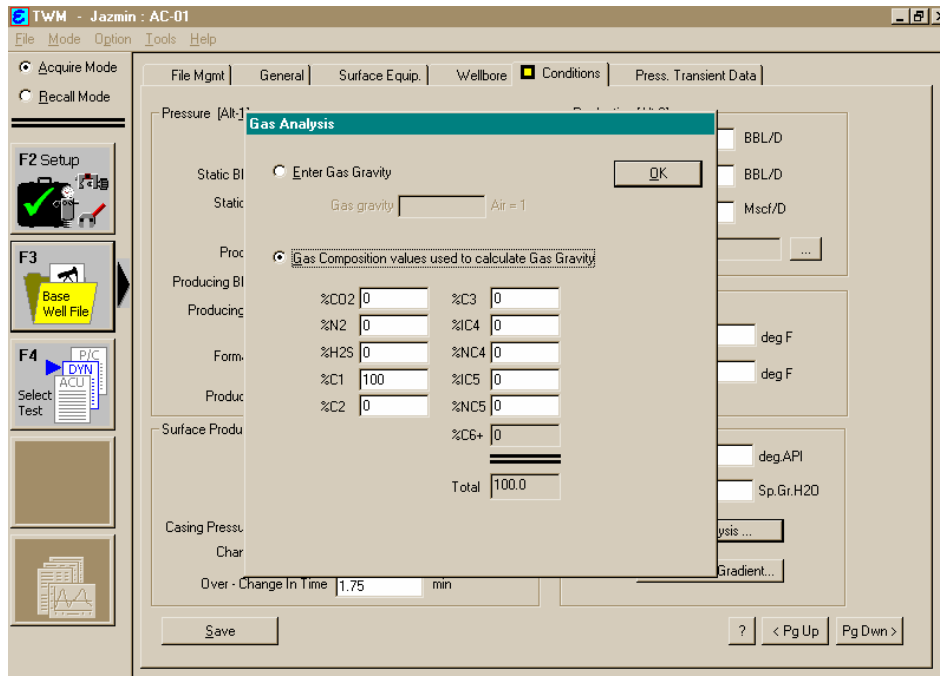
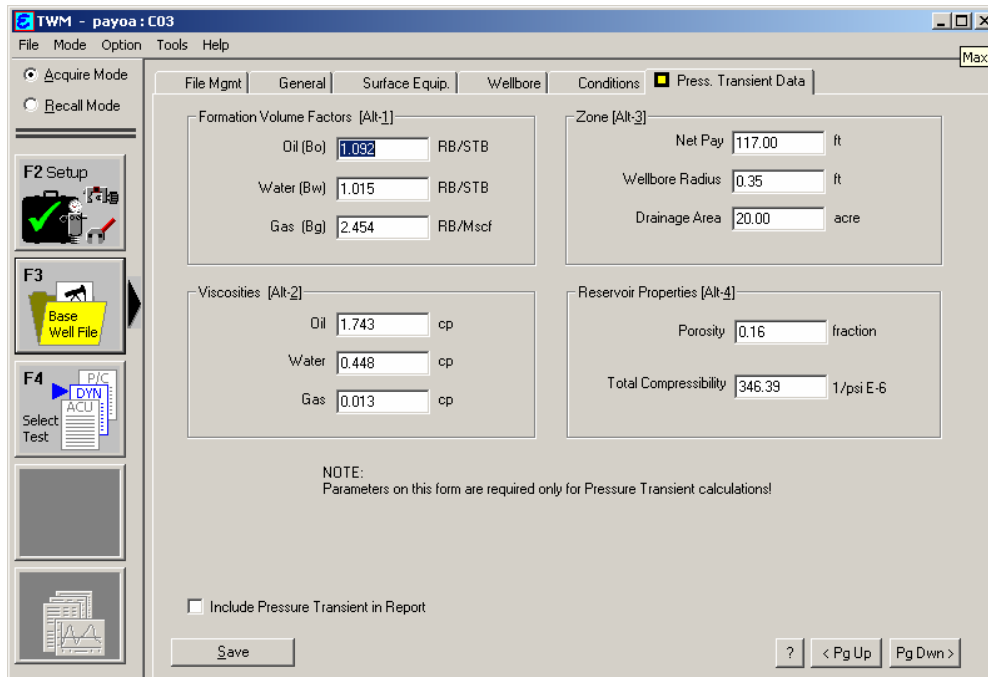


Figura 18. Sección Datos de Transiente de Presión



2. PRUEBA DINAMOMÉTRICA.

El bombeo mecánico sigue siendo el método de levantamiento artificial más utilizado. Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert¹ y Fagg², donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición, para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

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

La característica básica del dinamómetro electrónico es que los transductores electrónicos (en lugar de los dispositivos mecánicos o hidráulicos) son utilizados para medir las cargas del pozo y los desplazamientos de la varilla. Un dinamómetro de este tipo permite no sólo

¹ Gilbert, W.E., "An Oil Well Pumping Dynagraph," API Drilling and Production Practice, 1936, pp. 94-115.

² Fagg, W., "Dynamometer Charts and Weighing," Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950, pp. 165-174.

elaborar las cartas dinamométricas de superficie, sino también, suministra datos básicos para construir las cartas dinamométricas de fondo.

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

- El porcentaje de llenado de la bomba.
- El desplazamiento de la bomba en barriles por día.
- Operación y fuga de las válvulas de la bomba
- Distribución de carga en la sarta de varillas
- Carga de fatiga y colapso de varillas
- El desplazamiento efectivo del pistón de la bomba.
- La velocidad de bombeo.
- Si las cargas máxima y mínima de la barra lisa están dentro de la capacidad de la unidad de bombeo y de las varillas.

2.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZO.

A continuación se presenta el procedimiento que se lleva a cabo para realizar una prueba dinamométrica con el transductor de carga.

- Conecte el cable al analizador de pozo y a la celda de carga. NO instale aun el transductor.
- Inicie el programa TWM en la modalidad adquisición y, en la sección sensor de dinamómetro, seleccione el transductor apropiado (HT) y revise sus coeficientes.

- Manteniendo el transductor en posición horizontal, calibre y actualice el cero.
- Seleccione la opción archivo base de pozo y llame los datos del pozo a probar.
- Seleccione la opción seleccionar prueba y escoja la prueba de dinamómetro.
- Detenga la unidad de bombeo cerca del final de la carrera descendente y aplique el freno. Coloque la grapa en la barra lisa. Coloque el espaciador de la barra lisa entre la grapa y el prensaestopas. Ponga la unidad a trabajar un poco con el fin de quitarle peso a la unidad y que la barra portavarillas baje 20 cm aproximadamente. Coloque el transductor en la barra lisa, entre la abrazadera permanente de la barra lisa y la barra portavarillas. Libere el freno para devolverle el peso de varillas a la unidad, hágalo lentamente para no golpear la celda de carga. Retire el espaciador.
- Seleccione la opción adquirir datos y ponga a trabajar nuevamente la unidad de bombeo, espere a que los datos se estabilicen e inicie la grabación de la prueba.
- Cuando se finaliza la prueba se muestran los datos en una pantalla para guardarlos o rechazarlos. Si los datos son guardados puede revisarlos, si no, puede regresar a la opción adquirir datos y repetir la prueba.

2.2 SECUENCIA QUE SE DEBE SEGUIR EN EL PROGRAMA TWM, PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS.

Los módulos de programa TWM correspondientes a la prueba dinamométrica se usan para adquirir datos digitales, calcular valores de carga, analizar datos, hacer gráficas y presentar información y análisis de pruebas.

Para realizar la adquisición de datos dinamométricos se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

- Iniciar el programa TWM en el Modo de Adquisición (Acquire Mode), seleccionar los sensores y realizar la toma del cero.
- Entrar o llamar el archivo base del pozo al cual se va a realizar el registro dinamométrico.
- Especificar que tipo de prueba se va a realizar, en este caso Dinamómetro (Dynamometer), esto se hace mediante la función F4- Seleccionar Prueba (F4-Select Test).
- Comenzar la adquisición de datos por medio de la función F5- Adquisición de Datos (F5-Acquire Data). Inicialmente se muestran al operador los datos para comprobar si el sistema está funcionando apropiadamente, en este momento el operador puede ver la carga y aceleración, aunque estos datos no se están grabando. Seleccionando Alt-D (Record 1.0 Minutes of Data) se adquieren datos durante un minuto de bombeo. Si se desea grabar por un periodo arbitrario de tiempo, el usuario puede empezar la adquisición con (Alt-S) y terminarla con (Alt-Q). Mientras se están capturando los datos se puede ver una gráfica de Carga Vs tiempo.
- Después de adquirir los datos, el operador tiene la opción de grabarlos y continuar con el análisis o repetir la adquisición de datos, dependiendo de la calidad de estos.

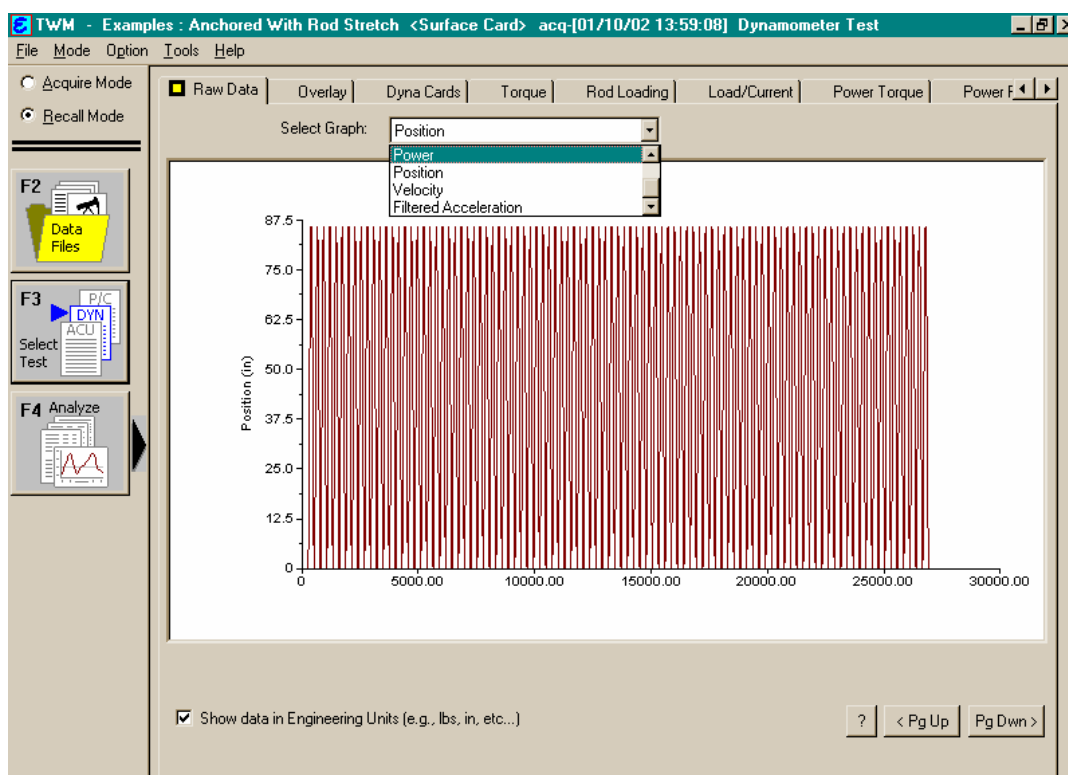
2.3 ANÁLISIS DE DATOS DINAMOMÉTRICOS CON EL PROGRAMA TWM.

Después de que los datos han sido grabados, se selecciona la opción F5- Analizar Datos (F5-Analyze Data), que presenta una ventana que permite iniciar la interpretación de la información obtenida por medio de la prueba. En esta ventana se encuentra:

2.3.1 Datos sin Refinar (Raw Date).

En esta ventana se pueden observar gráficas de carga, aceleración, corriente, velocidad y posición en función del tiempo, seleccionando la variable correspondiente desde el menú desplegable, como se ve en la figura 19:

Figura 19. Datos sin Refinar.

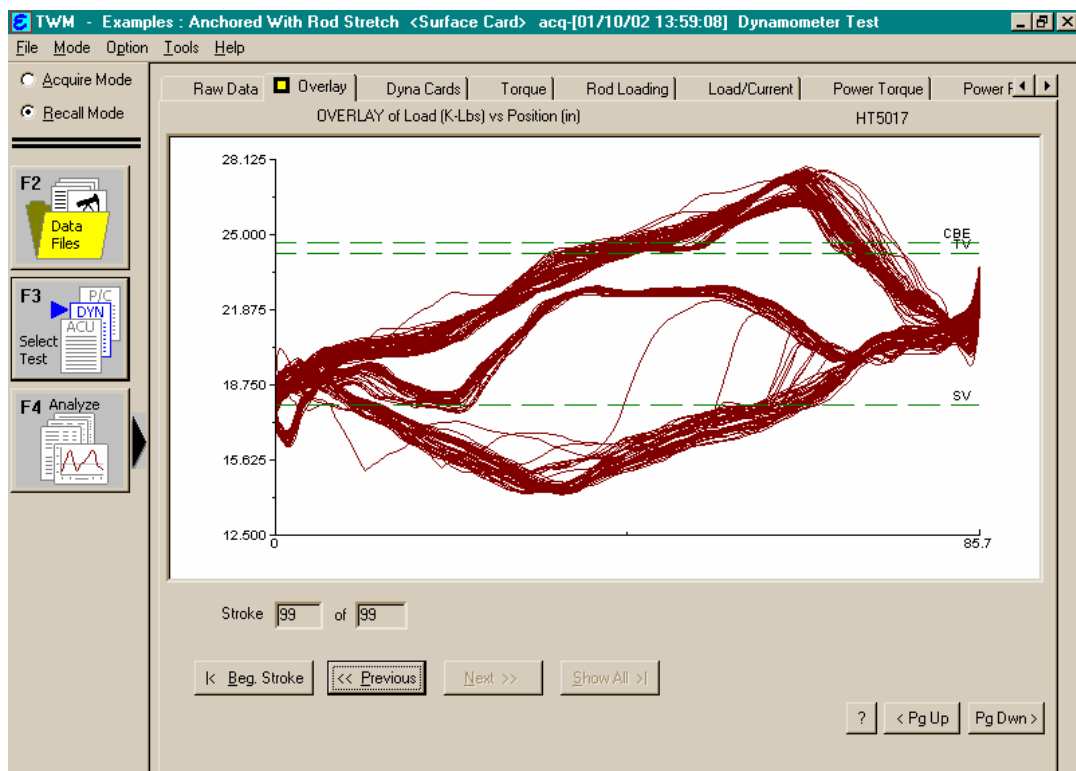


2.3.2 Superponer (Overaly).

Seleccionando esta opción se puede ver el dinagrama de superficie de cada carrera grabada. Se mostrará el primer ciclo, segundo ciclo, etc, en secuencia o pueden superponerse uno sobre otro con el fin de verificar la estabilidad de bombeo del pozo. La figura 20 muestra la ventana que

presenta esta sección, en ella se encuentran superpuestas todas las cartas dinamométricas de superficie grabadas durante una prueba:

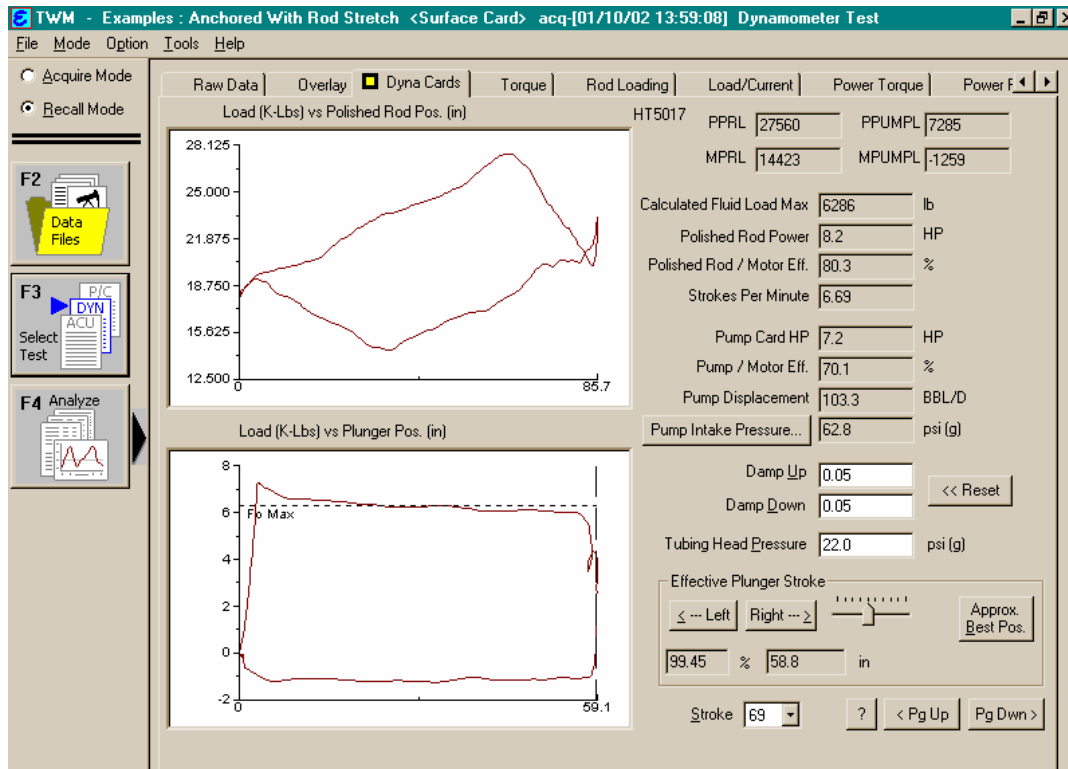
Figura 20. Dinagramas de Superficie



2.3.3 Cartas Dinamométricas (Dyna Cards).

En esta sección el operador puede seleccionar una carrera específica (Stroke) usando el menú desplegable en la parte inferior derecha de la ventana, luego una gráfica del análisis de la carrera se presenta al usuario, como se puede ver en la figura 21:

Figura 21. Carta Dinamométrica de Fondo



En la parte superior de la ventana se encuentra el dinagrama de superficie y en la parte inferior el dinagrama de la bomba a condiciones de fondo. En el dinagrama de fondo se muestra un indicador que define la carrera efectiva de la bomba; estando esta definida, el programa calcula el volumen de fluido por día que debería ser desplazado por la bomba bajo las condiciones actuales de bombeo.

2.3.4 Análisis de Torque (Torque).

Los objetivos de esta sección son:

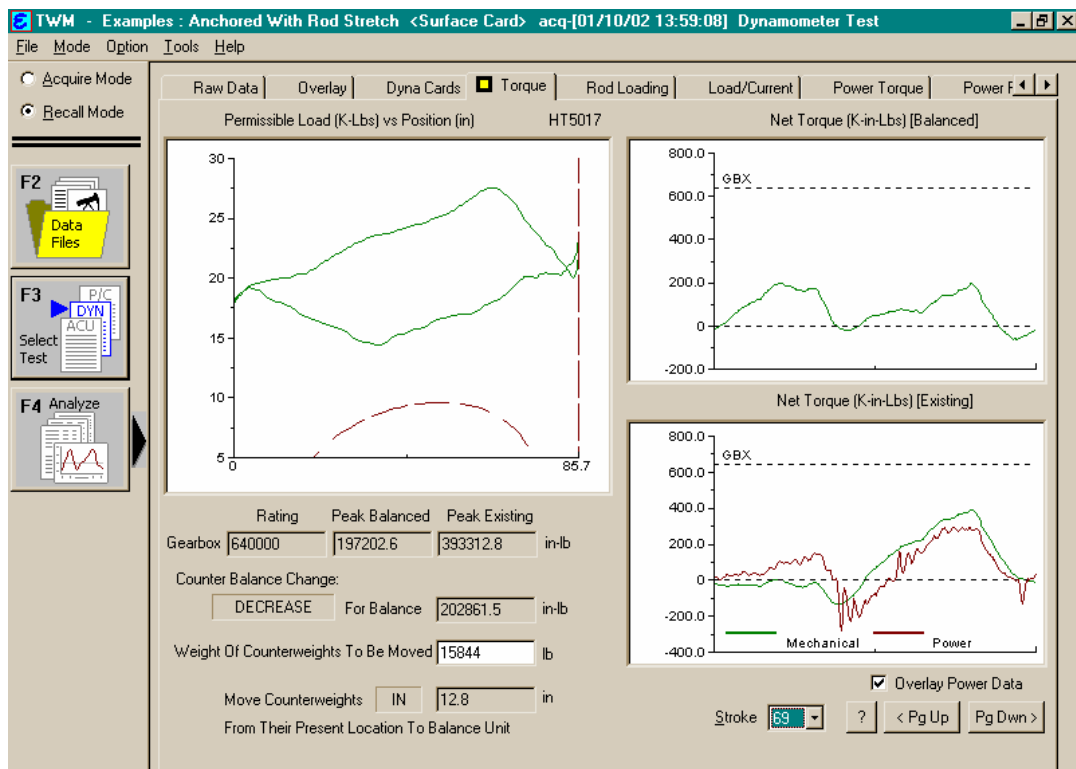
- Determinar la carga del torque de la caja reductora.
- Establecer si la unidad está bien balanceada.

- Determinar el movimiento de las contrapesas, necesario para lograr un mejor balanceo.

Los cálculos requieren conocimiento de la geometría de la unidad de bombeo. Esta información se obtiene en el programa a partir de los valores almacenados en la biblioteca de unidades de bombeo. Por lo tanto es muy importante que la unidad en uso se identifique correctamente en el archivo del pozo.

La figura 22 muestra la ventana correspondiente al torque:

Figura 22. Análisis de Torque.



La gráfica de la izquierda muestra el dinamograma a condiciones de superficie que se sobrepone a un diagrama que ilustra los límites de carga

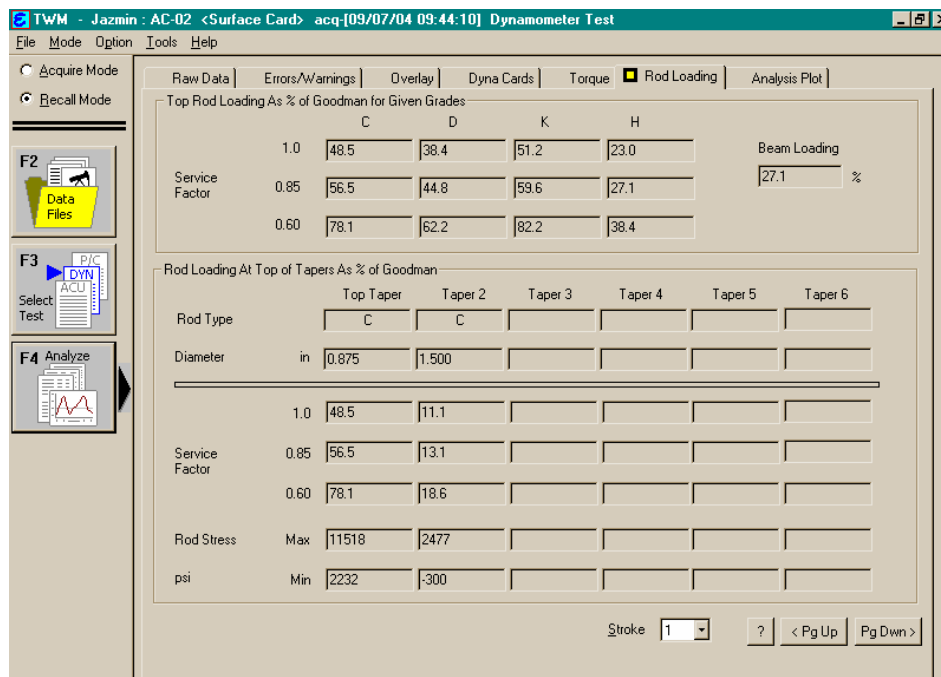
permitidos. Las líneas punteadas corresponden a la carga a las condiciones de balanceo existentes. Si el dinagrama cruza estas líneas significa que esta porción de la carrera ha excedido la capacidad del torque nominal de la caja reductora. Las líneas continuas muestran los límites de carga permisibles si la unidad estuviese balanceada adecuadamente.

Información similar se presenta en las gráficas de la derecha, donde el torque es una función del tiempo para una sola carrera, allí se muestra la condición existente (parte inferior) y la ideal (parte superior).

2.3.5 Carga de la Varillas (Rod Loading).

En esta sección se presenta un análisis detallado de la carga que soportan las varillas, como se ve en la figura 23.

Figura 23. Carga de la Varillas.

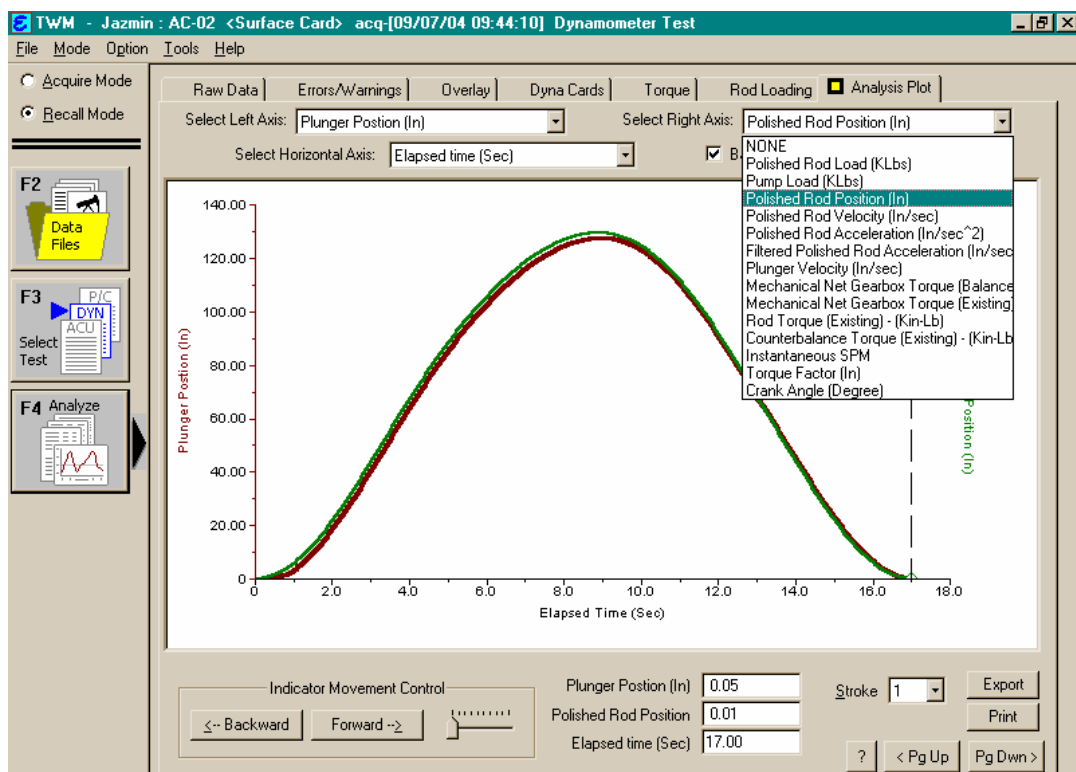


La carga del arreglo superior para diferentes tipos de varillas se muestra en la sección superior de la pantalla, mientras la carga de cada arreglo de varillas existente se muestra en la parte inferior usando varios factores de servicio.

2.3.6 Análisis de gráficas (Analysis Plot).

Esta sección permite graficar, para su análisis, diversas variables como por ejemplo carga sobre la varilla lisa, posición de la varilla lisa, velocidad del pistón, posición del pistón, entre otras, todas en función del tiempo, además permite superponer dos de estas gráficas, las cuales elige el usuario. La figura 24 muestra un ejemplo:

Figura 24. Análisis de Gráficas.



En la figura 24 se muestran sobrepuestas las gráfica de posición del pistón (línea verde) y la gráfica de posición de la varilla lisa (línea violeta), ambas en función del tiempo. En este caso se observa que el desplazamiento de ambas curvas es muy semejante, lo cual quiere decir que el pistón se está desplazando de manera equivalente a la varilla lisa y sin ninguna obstrucción en su recorrido.

2.3.7 Impresión del Reporte Dinamométrico.

El programa permite al usuario la opción de imprimir un reporte de la prueba dinamométrica, las figuras 25 y 25a muestran el formato correspondiente:

Figura 25. Reporte de Prueba Dinamométrica (parte I).

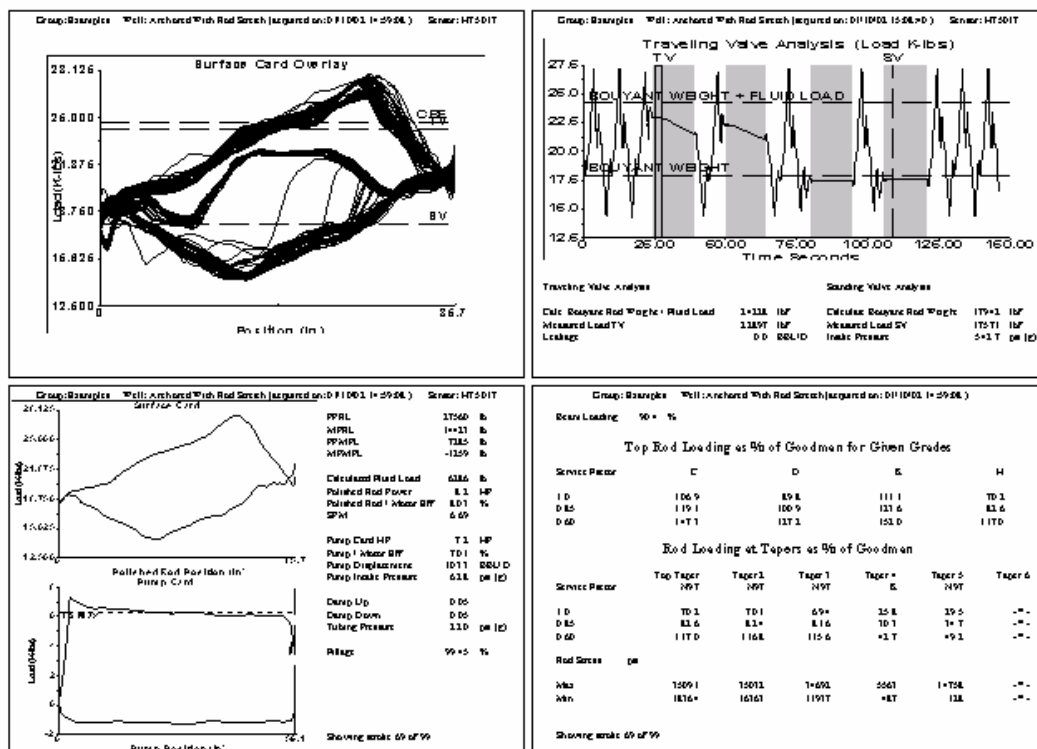
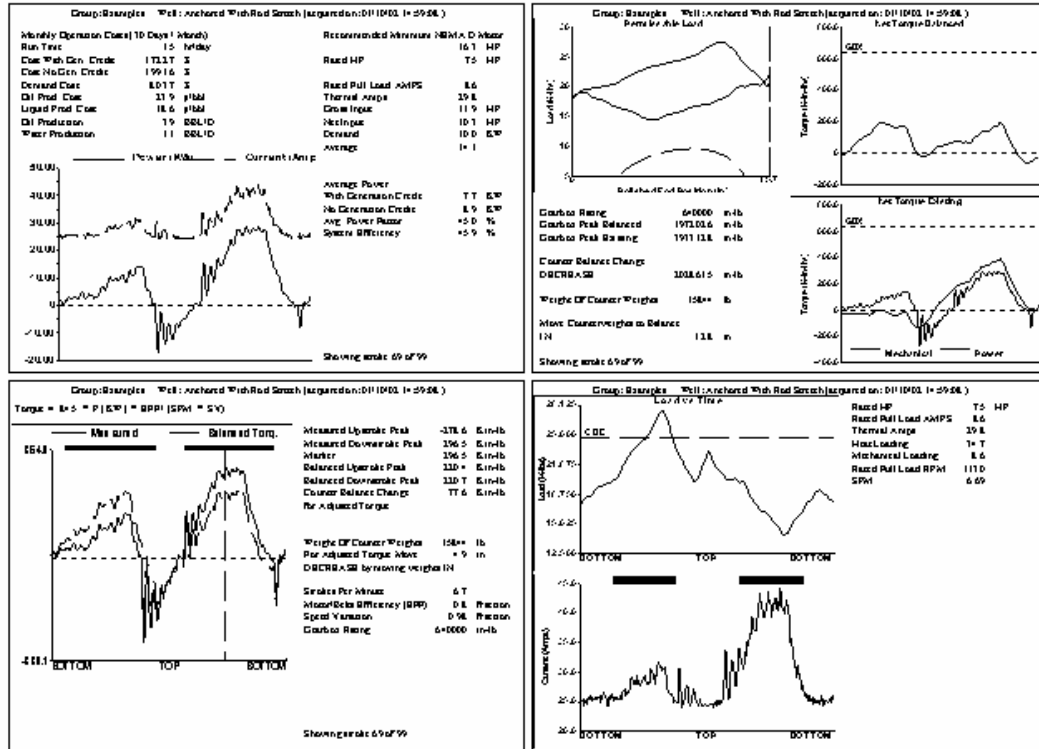


Figura 25a. Reporte de Prueba Dinamométrica (parte II).



El reporte anterior entrega de manera compacta y sencilla la información obtenida de la prueba dinamométrica.

3. ESTUDIO ACÚSTICO DEL POZO.

Los principales objetivos al realizar los estudios acústicos, son obtener medidas de profundidad de nivel de líquido, determinación de la presión de fondo del pozo y la estimación de afluencia del pozo; el Analizador de Pozo presenta resultados detallados de estos tres elementos.

Las técnicas acústicas para realizar sondeos en los pozos han ayudado, por mucho tiempo en su análisis, pero anteriormente las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba.

Posteriormente con el desarrollo de nuevos instrumentos, algunos operadores descubrieron que con una interpretación adecuada de estos registros se podía obtener información adicional. En particular la presión de fondo del pozo se calcula sumando la presión de superficie del revestimiento y las presiones de la columna hidrostática de gas y de líquido; esto necesita del conocimiento de la densidad y distribución del petróleo y agua en la columna de líquido, especialmente en el caso de pozos cerrados donde se presentan columnas de líquido relativamente altas. Los operadores también observaron que los casos en donde el gas se ventea por el anular, la presión de fondo de pozo calculada era excesivamente alta; este se atribuía a la disminución del gradiente efectivo de líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna de líquido por encima de las perforaciones. C. P. Waker³ patentó un método para determinar la densidad de columnas líquidas en el

³ Waker, C. P., "Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure-wave Echo Method," AIME Transactions, 1937, pp. 32-43

anular cuando están aireadas por burbujas de gas que fluyen hacia arriba a través del líquido, de este modo se pueden calcular con gran precisión la presión de fondo del pozo.

Los estudios realizados por McCoy⁴ presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas en el anular cuando este se cierra. Utilizando la tasa de restauración del gas y el volumen del espacio anular, se puede obtener con exactitud la tasa de flujo de gas en el anular.

Con el uso del Analizador de Pozo, se obtienen cuatro grandes ventajas; primero, el computador puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquido más exactas. Segundo, el cálculo de las presiones de fondo de pozo a partir de las medidas acústicas del nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos se obtienen automáticamente. Tercero, el computador ofrece operación automática del equipo debido a que este se puede programar para realizar sondeos y así obtener medidas de presión del revestimiento automáticamente, sin presencia del operador. Cuarto, los datos del pozo se pueden almacenar y administrar exacta y eficientemente. Esto permite análisis del desempeño de los pozos, análisis de transientes de presión y obtención del desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

⁴ McCoy, J. N., Podio, A. L. And K. L. Huddleston: "Acoustic Determination of Producing Bottonhole Pressure," SPE Formation Evaluation, September 1988, pp. 617-621

3.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS EMPLEANDO EL ANALIZADOR DE POZO.

A continuación se presenta el procedimiento normal para realizar una prueba de nivel de fluido.

- Cierre la válvula de la cabeza de revestimiento y revise que la rosca se encuentre en buen estado, conecte la pistola a gas al pozo girando por lo menos 4.5 vueltas.
- Conecte el transductor de presión a la pistola a gas.
- Conecte los cables a la pistola y al Analizador de Pozo.
- Prenda el Analizar de Pozo y el computador.
- Seleccione la opción de inicialización en la pantalla dentro de la modalidad de adquisición de datos.
- Entre los coeficientes del transductor de presión. En este momento la válvula entre la pistola y el anular debe estar aún cerrada, se debe abrir la válvula de alivio de la pistola para liberar la presión dentro de esta y tomar el cero del transductor.
- Seleccione la opción de archivo base del pozo para seleccionar o entrar los datos del pozo que se va a probar.
- Cargue la pistola 100 Psi por encima de la presión estimada del revestimiento. Cierre la válvula de alivio de la pistola y abra la válvula de la cabeza de revestimiento, cierre las otras válvulas que conecten el revestimiento con líneas de flujo.
- Seleccione la sección Acústico desde el menú y posteriormente adquirir datos. Inspeccione el ruido del pozo que se muestra en pantalla antes de disparar y verifique la operación apropiada del equipo y las condiciones del pozo.
- Presione Enter para adquirir los datos. La pistola a gas y el transductor de presión se activaran automáticamente.

- Si no se obtienen datos satisfactorios, repita el procedimiento a partir del paso 9, incrementando la presión en la cámara. NUNCA exceda 1500 psi en la pistola.
- Cuando haya finalizado de obtener el registro acústico, cierre la válvula de cabeza del casing, abra la válvula de alivio de la pistola y desconéctela.

3.2 SECUENCIA QUE SE SIGUE EN EL PROGRAMA TWM PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS.

Este programa permite disparar un pulso acústico, digitalizar los ecos provenientes del pozo y almacenar los datos en la memoria del computador para posterior procesamiento.

Para realizar la adquisición de datos se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Iniciar el programa TWM en el Modo de Adquisición (Acquire Mode), seleccionar los sensores y realizar la toma del cero.
- Entrar o llamar el archivo base del pozo al cual se va a realizar el registro acústico.
- Especificar que tipo de prueba se va a realizar, en este caso Acústica (Acoustic), esto se hace mediante la función F4-Seleccionar Prueba (F4-Select Test). Este paso se muestra en la figura 26.
- Comenzar la adquisición de datos por medio de la función F5-Adquisición de Datos (F5-Acquire Data). Una vez comenzada la adquisición de datos se muestra en pantalla el Ruido de fondo del pozo (Background Noise) y los valores de Presión (Pressure), Temperatura (Temperature) y Voltaje de la batería (Battery Voltage), como se ve en la figura 27.

Figura 26. Selección de la prueba.

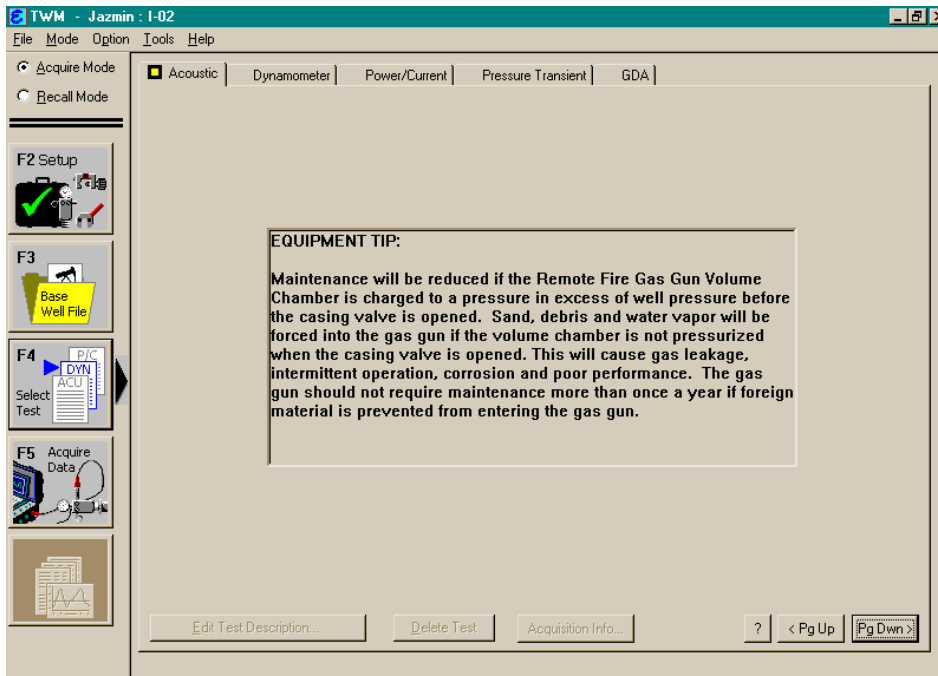
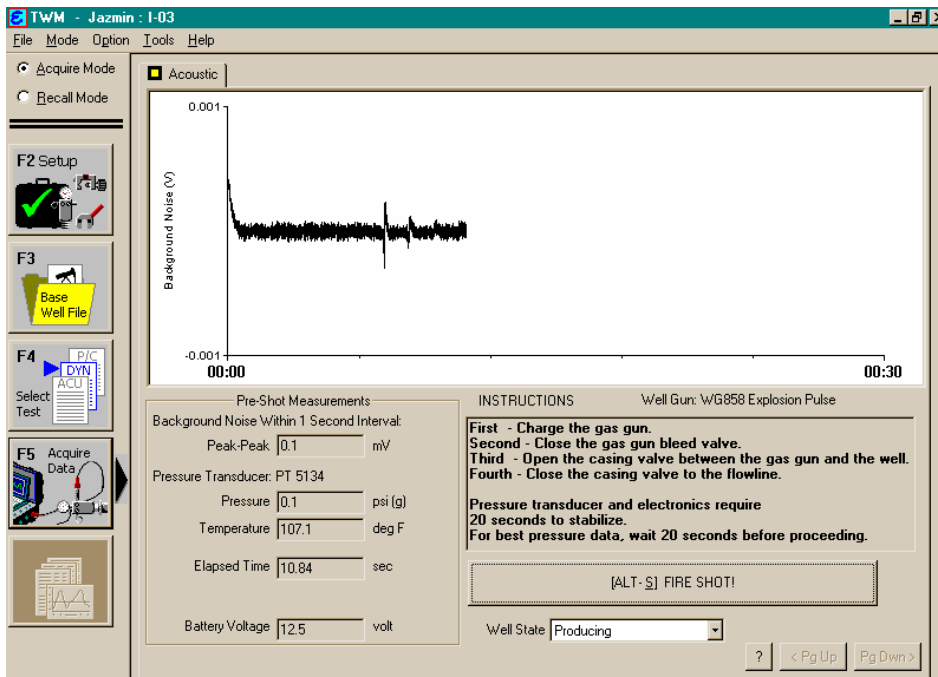


Figura 27. Adquisición de Datos.

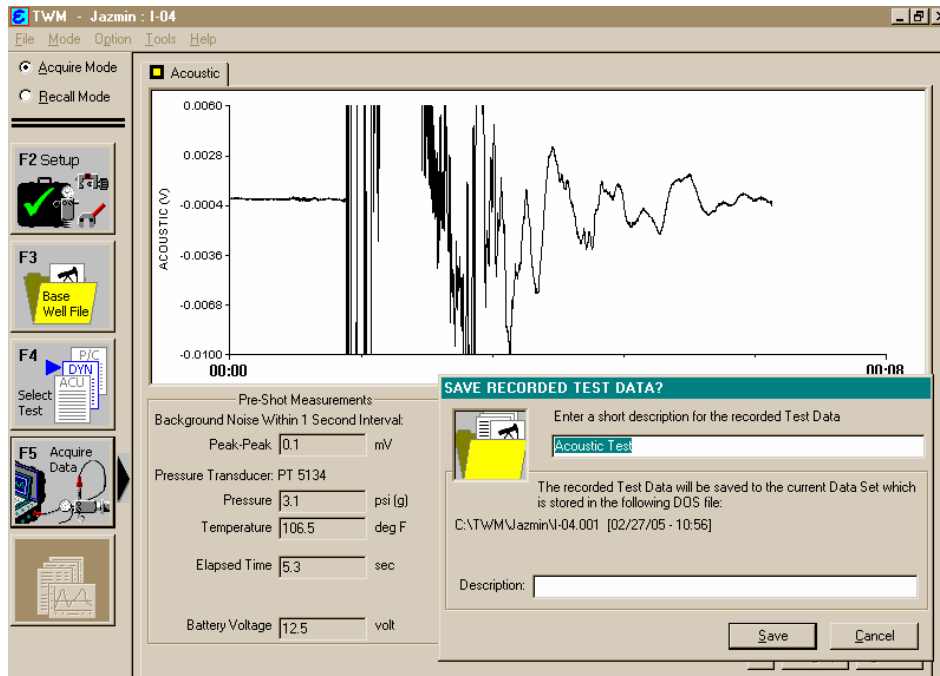


Generalmente, si se presenta una amplitud del ruido de pico a pico de más de 5 mV indica que el ruido del fondo del pozo es considerable y causado posiblemente por una columna de líquido gaseoso, en este caso se recomienda usar una presión mayor en la cámara pistola. Normalmente la unidad de bombeo opera durante la adquisición de datos acústicos. Si existe excesivo ruido, cierre la válvula de revestimiento entre el pozo y la pistola a gas para determinar si el ruido proviene desde el fondo del pozo o desde la superficie. Si el ruido proviene de vibraciones de superficie, pare la unidad de bombeo. Si el ruido proviene del fondo, la razón señal/ruido se puede mejorar incrementando la presión del revestimiento.

- Realizar el disparo, se selecciona la opción Disparo (Fire Shot), para esto previamente la pistola debe haberse cargado con una presión de por lo menos 100 Psi por encima de la presión de cabeza de revestimiento.
- Grabar los datos, esto se hace mediante el cuadro de dialogo que aparece automáticamente termina la adquisición de datos, como se puede ver en la figura 28.

Mientras los datos acústicos están siendo adquiridos y grabados, el programa monitorea y graba cada 15 segundos la presión del Revestimiento (Casing). Generalmente se permite que este proceso continúe por 2 minutos, para obtener un valor representativo de la tasa de restauración de presión del revestimiento.

Figura 28. Grabar datos de prueba Acústica.



3.3 INTERPRETACIÓN DE DATOS ACÚSTICOS.

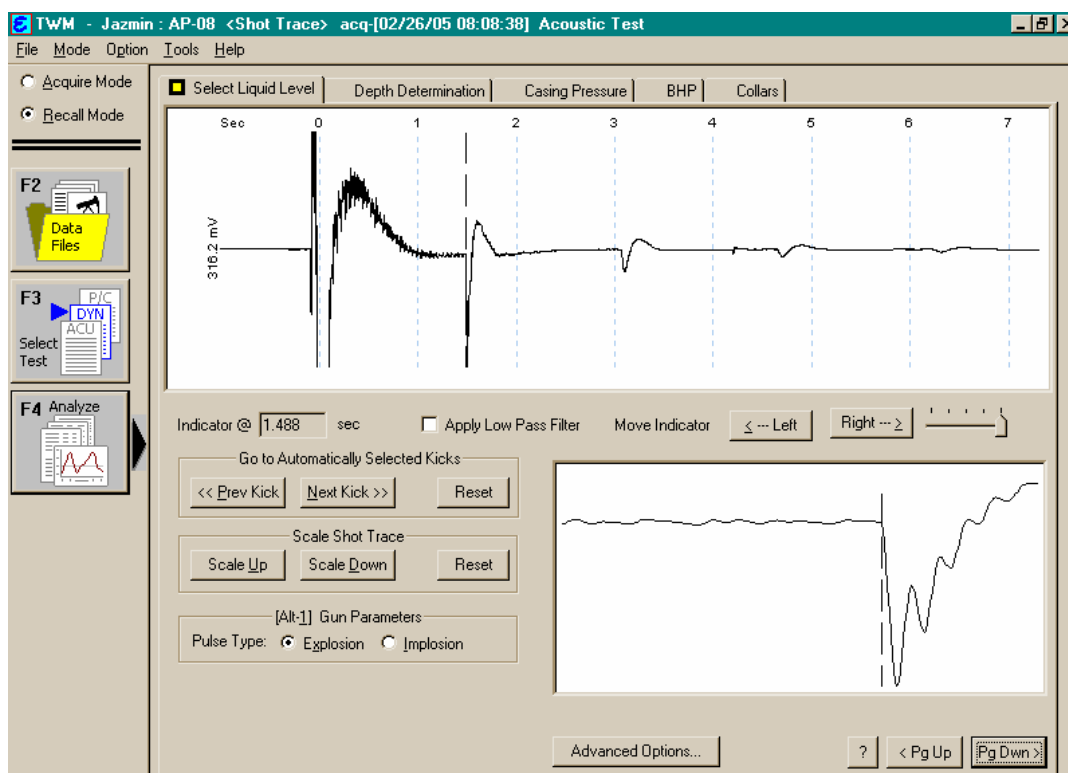
Después de que los datos acústicos han sido grabados, la señal acústica se analiza para determinar la profundidad del nivel de líquido seleccionando la opción F5-Analizar Datos (F5-Analyze Data). Al seleccionar F5 se muestran cinco secciones que nos permiten realizar el análisis de la prueba, estas secciones se describen a continuación:

3.3.1 Selección del Nivel de Líquido (Select Liquid Level).

Una línea vertical punteada muestra la señal del nivel de líquido más probable y su correspondiente posición en el tiempo se muestra en el respectivo espacio Indicador (Indicator). Además, una imagen ampliada

de la señal en la vecindad del nivel del líquido se presenta en la parte inferior derecha como se puede ver en la figura 29.

Figura 29. Selección del Nivel de Líquido.



Ocasionalmente las técnicas empleadas para seleccionar el nivel de líquido automáticamente fallan por condiciones inusuales en el pozo, tales como la presencia de un ancla de tubería de producción, tubería corta de producción, restricciones, etc., debido a esto, el programa podría indicar una señal que no corresponde al nivel de fluido. Si esto sucede el usuario puede ajustar el indicador de nivel de fluido de dos formas:

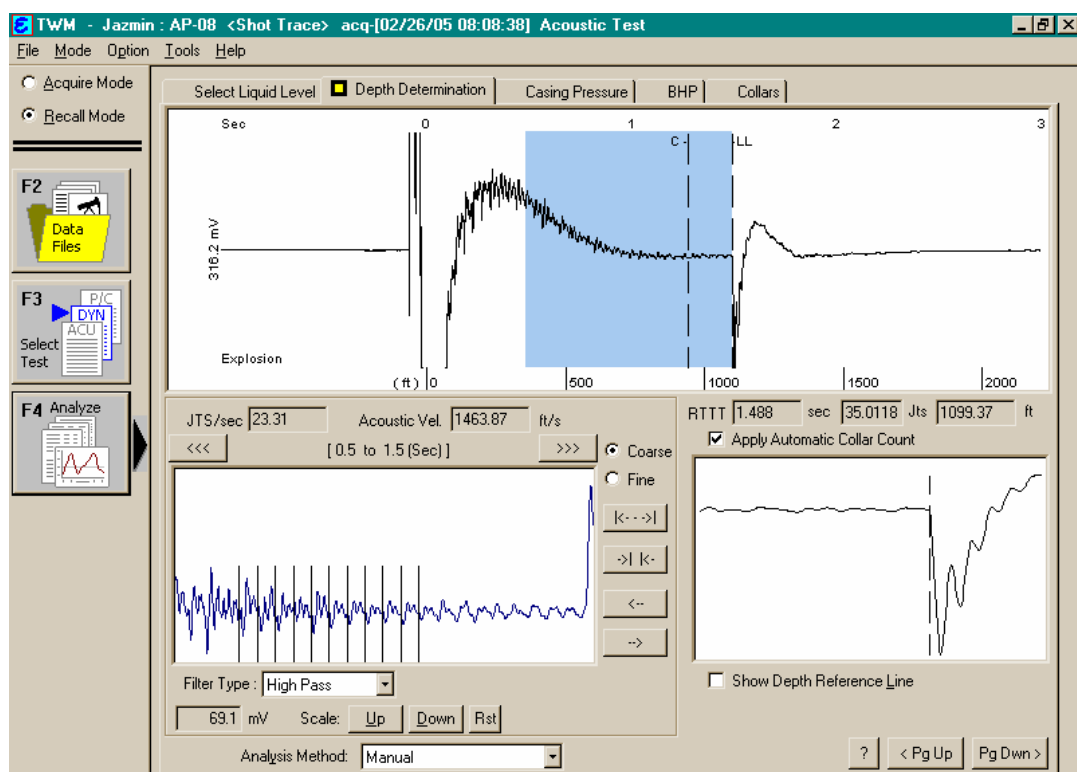
- Un método es usar los controles Señal Anterior/Siguiente (Prev./Next Kick) para ajustar el indicador entre otros puntos automáticamente señalados que podrían indicar un nivel de líquido.

- El segundo método es usar los botones Izquierda/Derecha (Left/Right), estos controles mueven el indicador de nivel de líquido hacia delante y hacia atrás en incrementos de 0.1 a 0.001 segundos, controlado por el deslizador localizado a la derecha de los botones.

3.3.2 Determinación de la Profundidad (Depth Determination).

Después de que el nivel de líquido ha sido identificado correctamente, se prosigue con la Sección de Determinación de la Profundidad; en esta ventana se presentan tres gráficas que se pueden ver en la figura 30 y se describen a continuación:

Figura 30. Determinación de la Profundidad.



En la parte superior se muestra un registro de la señal acústica original y sin procesar. La duración del registro corresponde al tiempo entre el disparo y un tiempo ligeramente mayor al de la posición del nivel de líquido que se seleccionó en el paso anterior.

En la parte inferior derecha se muestra un detalle de la selección del nivel de líquido, que muestra una línea vertical punteada que indica el nivel de líquido.

El segmento de línea gris, horizontal y gruesa en la escala de tiempo que se encuentra en la gráfica ubicada en la parte superior, 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 de filtro de Paso Alto (Filter Type: High Pass), en la parte inferior izquierda de la ventana. La escala vertical de esta gráfica se puede ajustar usando el botón Escala Aumente/Disminuya/Retornar (Scale Up/Dwn/Rst). En este segmento la amplitud también se muestra en milivoltios.

La escala de profundidad y la profundidad del nivel de líquido calculado en esta pantalla son valores obtenidos con el Contador de Uniones Automático (Análisis Method: Automatic), que es la opción estándar, además de este hay otros tres métodos especiales para calcular la profundidad del nivel de líquido.

La cuenta de uniones se hace hasta que la razón señal/ruido disminuye a un valor inferior al nivel de ruido en el pozo, en este punto, la línea vertical punteada (marcada con una C) se grafica en la traza acústica. Idealmente este punto debe estar tan cerca como sea posible del nivel de líquido, o al menos un 80% de la distancia al nivel de líquido. Si esto no ocurre, el

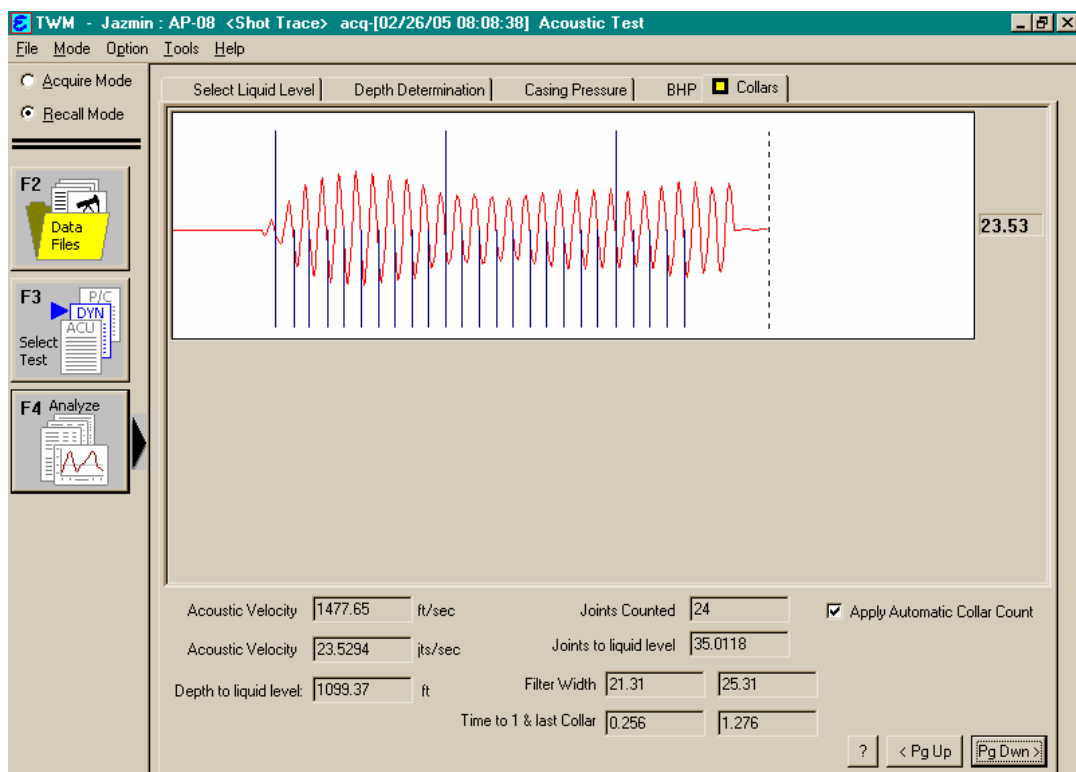
disparo debe repetirse con un incremento en la presión de la cámara con el objetivo de mejorar la razón señal/ruido.

3.3.3 Uniones (Collar).

Esta opción permite al usuario identificar la totalidad de la señal acústica después de que ha sido procesada para ver en detalle los ecos de las uniones. El programa muestra la señal procesada y cuenta las uniones hasta el nivel de líquido.

La figura 31 muestra la ventana que presenta la sección de conteo de collares:

Figura 31. Conteo de Uniones.

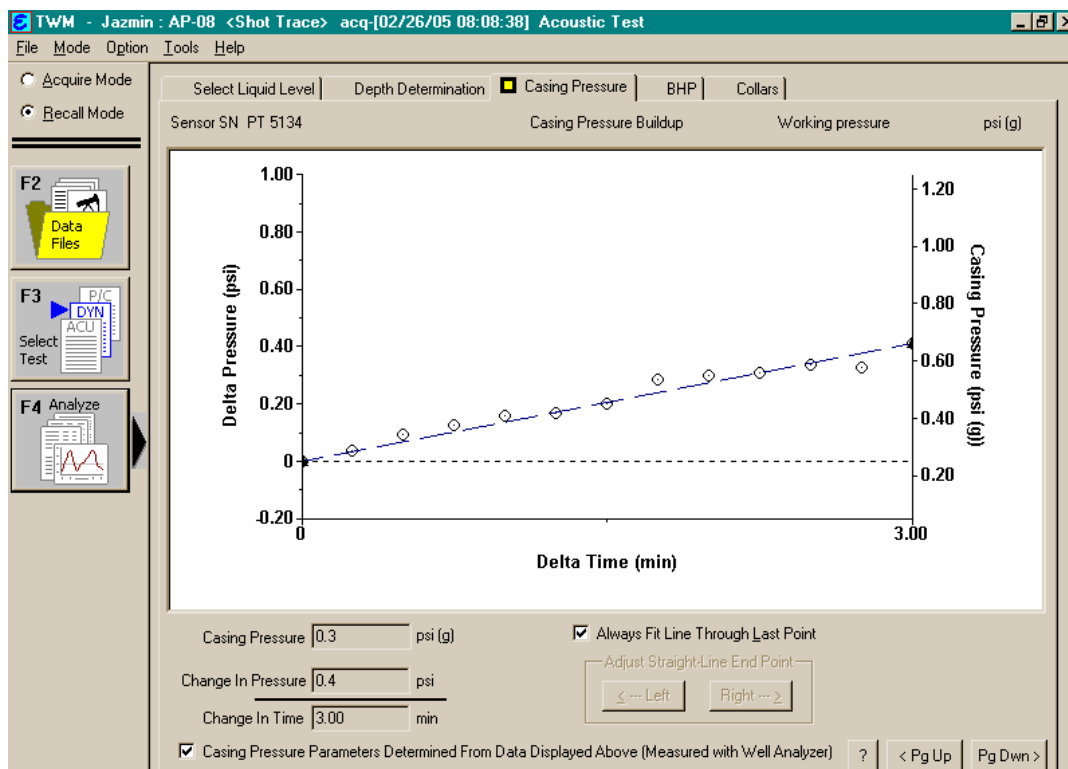


En la ventana que muestra la figura anterior se pueden ver la velocidad acústica, la profundidad del nivel de líquido y el conteo de uniones. El usuario debe tratar de obtener los mejores datos de uniones posibles para asegurar buena precisión en el nivel de fluido y en el cálculo de la presión de fondo del pozo. En lo posible la cuenta de uniones debe cubrir más de un 80% del total de las juntas del pozo.

3.3.4 Presión del Revestimiento (Casing Pressure).

Esta sección muestra una figura de la presión del revestimiento Vs. el tiempo (figura 32) durante el periodo en que la válvula del revestimiento está cerrada. Este dato se usa para calcular la tasa de flujo de gas y estimar la cantidad de gas presente en la columna de fluido en el anular.

Figura 32. Presión del Revestimiento.



En la gráfica 32 se muestra el incremento de la presión del revestimiento durante tres minutos, el cual fue de 0.4 Psi, esto se puede leer en la parte inferior izquierda de la ventana.

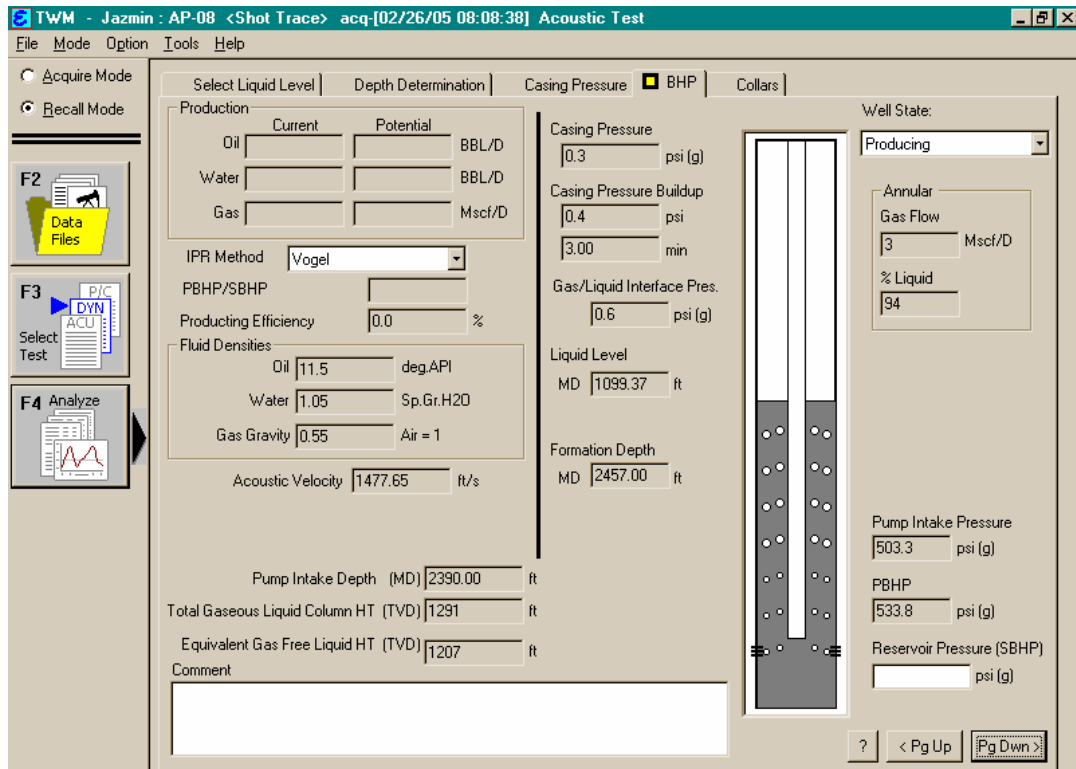
La línea recta que se muestra une el primero con el último dato de presión registrados, los puntos restantes deben estar sobre o cerca de ella, de este modo se confirma la consistencia de la tasa de restauración de presión. Una tasa de restauración consistente indica que el pozo se está comportando de una manera predecible de estado estable y que los datos son apropiados para ser analizados, si de lo contrario 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.

3.3.5 Presión de Fondo (BHP).

Esta sección calcula la presión de fondo de pozo basándose en los datos acústicos medidos y la presión de revestimiento, además de los datos del pozo y fluido almacenados en el archivo base del pozo. El objetivo de esta sección es proveer un análisis completo de las condiciones del pozo al tiempo de la medida.

En la figura 33, se pueden observar los resultados que se obtienen con el TWM.

Figura 33. Presión de Fondo de Pozo.



Esta sección se divide en dos partes:

A la derecha se presenta un diagrama esquemático del pozo que muestra la posición del nivel de líquido y la posición de entrada a la bomba con relación a la formación. Junto con el diagrama se encuentran los siguientes parámetros:

- Presión del Revestimiento (Casing Pressure): Es la Presión en la cabeza del revestimiento, ya sea medida automáticamente por el analizador de pozo o entrada manualmente en la pantalla de datos del pozo.
- Restauración de la Presión del Revestimiento (Casing Pressure Buildup): Es la tasa de cambio en la presión de la cabeza del

revestimiento en función del tiempo cuando la válvula de cabeza de revestimiento está cerrada. Se expresa en Psi por minuto, se calcula a partir de la línea de presión de revestimiento Vs tiempo o se entra manualmente.

- Flujo de Gas en el Anular (Annular Gas Flow): Es la tasa de gas que fluye a través del líquido del anular y sale a través de la válvula de cabeza del revestimiento, se da en Mscf/D, y se calcula a partir de la tasa de restauración de la presión del revestimiento y el volumen del anular.
- Porcentaje de Líquido (% Liquid): Es el porcentaje de líquido que está presente en la columna líquido gaseosa del anular. Se calcula a partir del flujo de gas en el anular usando una correlación basada en datos de campo.
- Presión de la Interfase Gas/Líquido (Gas/Liquid Interface Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la interfase gas/líquido. Se calcula a partir de la presión en la cabeza del revestimiento y se le agrega la columna de gas.
- Nivel de Líquido (Liquid Level): Es la profundidad, en pies, a la interfase gas/líquido, corresponde a la profundidad calculada y mostrada en la sección Determinación de la profundidad.
- Profundidad de la Formación (Depth Formation): Es la profundidad de referencia, en pies, tal como se entró en el archivo base del pozo.
- Presión de Entrada a la Bomba (Pump Intake Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la entrada de la bomba.
- Presión Dinámica de Fondo de Pozo (PBHP).
- Presión de Yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP): Es la presión de fondo de pozo que se entró en el archivo de datos del pozo.

A la izquierda se encuentran varios datos acerca del desempeño del pozo, datos del fluido y parámetros del yacimiento:

- Los datos de producción de petróleo, agua y gas de la prueba más reciente tal como se entraron en el archivo base del pozo. Esta información se usa en los cálculos de desempeño del pozo y deben ser tan recientes y exactos como sea posible.
- La tasa de potencial máxima de producción si la presión dinámica de fondo de pozo (PBHP) se redujera a cero, basada en el método seleccionado.
- Método de Relación del Desempeño de Afluencia (IPR Method): El método seleccionado para representar el desempeño del pozo. Índice de productividad o Vogel.
- Presión Dinámica/Estática de Fondo de Pozo (PBHP/SBHP): Es la razón de la presión dinámica actual a la presión estática, un valor de 1.0 corresponde a un pozo cerrado, un valor de cero corresponde a un pozo produciendo a intervalo abierto o a la tasa máxima de producción.
- Eficiencia de la Tasa de Producción (Production Rate Efficiency %): Expresa la tasa de producción actual como un porcentaje de la tasa máxima de producción calculada.
- API del Petróleo (API Oil).
- Gravedad Específica del Agua (Water SG): Gravedad específica de la salmuera producida.
- Gravedad Específica del Gas (Gas SG): Gravedad específica del gas en el anular calculada a partir de la velocidad acústica.
- Velocidad Acústica (Acoustic Velocity): Es la velocidad promedio del sonido (Ft/Seg) en el gas del anular.
- Presión de Yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP)
- Profundidad de Entrada de la Bomba (Pump Intake Depth): Es la profundidad del niple de asentamiento de la bomba.
- Altura Total de la Columna Gaseosa (Total Gaseous Liquid Column HT): Es la altura vertical de la columna de fluido encima de la entrada

de la bomba incluyendo el volumen total de la mezcla de gas libre y líquido.

- **Altura Equivalente de Líquido Libre de Gas (Equivalent Gas Free Líquid HT):** Expresa la altura vertical por encima de la bomba que alcanzaría el líquido presente en el anular si se removiera todo el gas libre. Esta se calcula a partir de la geometría del anular y el % de líquido calculado usando la tasa de restauración de la presión del revestimiento.

3.3.6 Manejo de Archivos Base e Impresión de reporte Acústico.

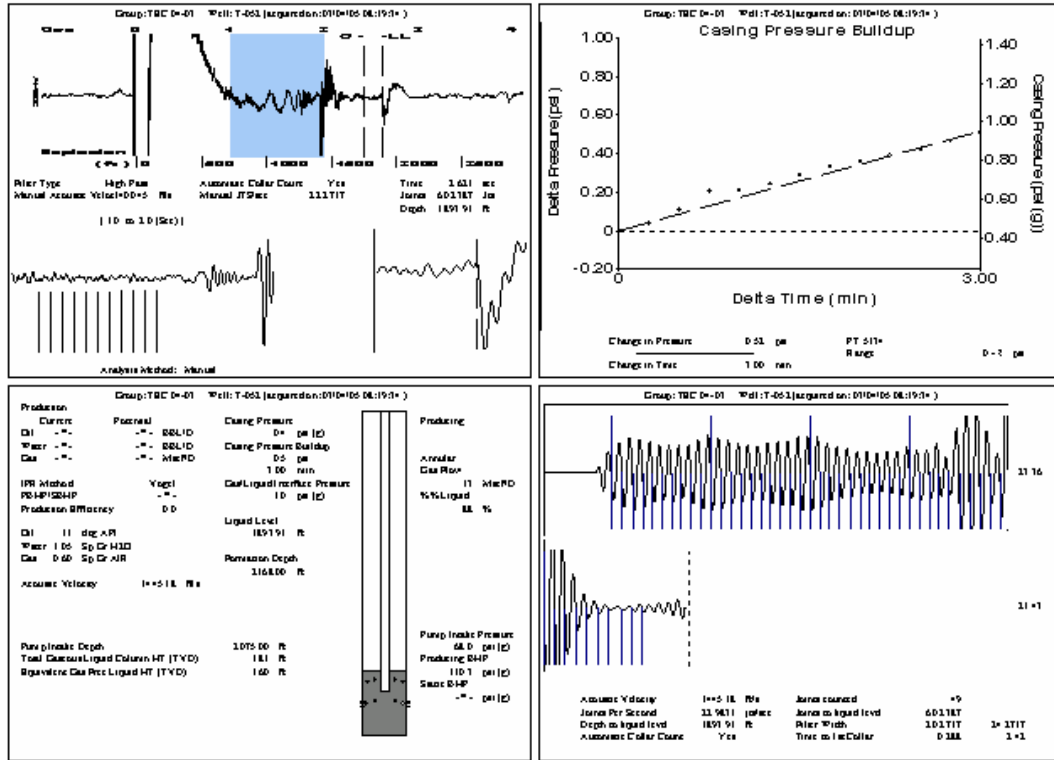
Una vez los datos han sido adquiridos y guardados, estos pueden ser llamados y procesados en cualquier momento. Esto es útil cuando se deben hacer cambios o correcciones al archivo de datos del pozo o cuando los valores de algunos parámetros fueron mal definidos inicialmente y luego se han definido con mayor precisión.

Para obtener una impresión de los datos del archivo base de un pozo se selecciona la opción Imprimir cuando se está en la pantalla archivo de datos.

El programa guarda los datos procesados por el operador y graba los resultados en un archivo del disco. Este archivo se imprime seleccionando el comando (Print) desde el menú archivo (File). El reporte puede ser visto previamente usando la opción (Print Preview).

La figura 34 muestra el reporte para una prueba acústica:

Figura 34. Reporte de una Prueba Acústica.



Igualmente que en el reporte de la prueba dinamométrica, el reporte acústico presenta la información completa de manera compacta y fácil de interpretar.

4. PRUEBA DE TRANSIENTES DE PRESIÓN.

Las medidas de presión de fondo del pozo fluyendo (P_{wf}), las pruebas de restauración de presión, y el análisis del comportamiento de flujo (IP), son las principales herramientas disponibles para determinar la presión del yacimiento. La permeabilidad de la formación, el índice de productividad, la eficiencia de bombeo, y el "skin", son factores que pueden usarse en la optimización de las operaciones de producción del pozo. Estas técnicas se usan principalmente en pozos que fluyen naturalmente y en algunos pozos de levantamiento por gas, donde la información de presión se obtiene fácilmente de registradores de presión de fondo transportados con cable de acero; sin embargo, la presencia de varillas en pozos con bombeo mecánico, impide en la práctica y en forma rutinaria, mediciones directas de la presión de fondo.

La solución de este problema se encontró por medio del cálculo de la presión de fondo a partir de medidas de la CHP (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, que 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.

Las presiones de fondo son calculadas por el software TWM de Echometer a partir de los datos de presión en superficie, velocidad acústica, nivel del líquido y datos del pozo. Estas presiones se tabulan y grafican de forma común en todas las pruebas de restauración, para luego ser presentadas en

pantalla, en cualquier momento durante la prueba, el ingeniero puede obtener gráficas estándar en pantalla de la prueba de restauración (Gráficas de Horner, Log-Log, MDH, etc.), así como interpretación tradicional en términos de daño, tasa de sobreflujo y duración. De esta manera, se dispone de los datos en campo para el operador en un tiempo real.

4.1 PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS QUE FUNCIONAN CON BOMBEO MECÁNICO, EMPLEANDO EL ANALIZADOR DE POZO.

A continuación se presenta el procedimiento recomendado y usado para la toma de pruebas de ascenso de presión.

- Obtener toda la información necesaria para adquisición de datos y preparación del archivo de datos del pozo.
- Antes de la fecha de la prueba de restauración, obtener registros acústicos para determinar el comportamiento normal del pozo, establecer la velocidad del sonido, el nivel dinámico y la presencia y longitud de una columna de líquido gasificado en el anular. Simultáneamente efectuar medición dinamométrica para determinar el llenado de la bomba y el desplazamiento efectivo de la bomba. Determinar si este desplazamiento corresponde a los valores normalmente medidos por prueba de producción.
- Si la altura de la columna de líquido gasificado en el anular es mayor del 30% de la profundidad de la formación, efectuar una prueba corta (una hora máximo) de depresión del líquido gasificado (cerrando la válvula entre el revestimiento y la línea de producción) para determinar el tiempo que se necesitaría para deprimir el líquido hasta la profundidad de la entrada a la bomba (válvula fija).

- Inspeccionar todas las conexiones del pozo a la línea de producción, válvulas del revestimiento, válvulas de tubería, válvulas “check”, etc. para informar al operador de cualquier problema o reparaciones necesarias para poder efectuar una buena prueba.
- Poco antes del día de la prueba (1 o 2 días antes), efectuar una prueba de producción para determinar la producción promedio del pozo en 24 horas.
- Revisar todos los datos obtenidos y preparar el programa detallado para efectuar la prueba.
- Si fuera necesario deprimir la columna de líquido gasificado antes de empezar la prueba, instalando una válvula de contra presión a la salida del revestimiento (esto es óptimo si es posible), para poder aumentar la presión del revestimiento en forma gradual y controlada. Durante este paso usar el modulo "Pressure Transient" del programa TWM para monitorear el nivel del líquido y la presión del revestimiento en forma continua. Esto debe continuar hasta que el nivel del líquido este aproximadamente a 60 pies de la entrada de la bomba.
- Efectuar medición de nivel de líquido. Efectuar medición dinamométrica para verificar que el llenado de la bomba es similar al que se estableció anteriormente y que el desplazamiento calculado con base en el dinagrama de la bomba corresponde a la producción promedio medida durante la prueba de producción.
- Si hay una DIFERENCIA de más del 10%, monitorear el dinamómetro por 30 minutos para observar si existen irregularidades. Si el funcionamiento de la bomba es uniforme y todas las cartas son semejantes, entonces reportar el desplazamiento de la bomba calculado como el valor del caudal del pozo que existe antes de comenzar la prueba de restauración. Si el funcionamiento de la bomba es variable (los dinagramas son variables) entonces hay que posponer la prueba hasta que se repare el problema con la bomba ya que no se puede establecer con certeza un valor del caudal.

- Verificar que todas las conexiones entre la botella de gas y la pistola de control remoto no tengan fugas de gas.
- Abrir el programa TWM en el modo de adquisición, efectuar el "Set Up" y obtener el cero del transductor de presión. Abrir el archivo base del pozo correspondiente. Seleccionar el módulo "Transient Test" y completar el procedimiento de inicialización. Usar programación "Logarithmic" a menos de tener una razón para efectuar las mediciones de otro modo.
- Hacer la medición "pre-shot" y verificar que el programa identifica correctamente el nivel del líquido y el cálculo de profundidad es correcto y concuerda con los valores establecidos por las pruebas anteriores.
- Tomar el primer valor cuando la bomba esta funcionando (el primer valor de presión corresponde a la presión dinámica). Tan pronto como el programa termina de procesar los datos del primer disparo, PARAR la bomba. Cerrar la válvula de la tubería a la línea de producción, frenar el balancín, y bloquear el interruptor eléctrico para que nadie pueda prender la unidad accidentalmente.
- Monitorear el progreso de la prueba por lo menos por 30 minutos verificando que el nivel del líquido es identificado correctamente. Hacer cualquier ajuste necesario al procedimiento de selección y cálculo de profundidad del nivel de líquido para obtener valores confiables.
- Determinar la tasa de aumento de la presión del revestimiento (psi/hora) para estimar la presión que existirá en el revestimiento cuando se vuelva al pozo para controlar la prueba. Ajustar la presión del regulador de la botella de gas a un valor de 200 psi por encima del valor futuro estimado en el revestimiento.
- Verificar que el indicador del "external power" esta encendido, lo que indica que la batería externa esta alimentando las baterías del analizador y la computadora.
- Chequear todas las conexiones, suministro de gas, cables etc. antes de salir.

- Cuando se vuelve al pozo: hacer un disparo MANUAL y observar la determinación del nivel y el cálculo de presión. Graficar la Presión del Revestimiento en función del tiempo para observar cualquier anomalía. La curva debe ser uniforme sin discontinuidades o cambios repentinos de pendiente.
- Verificar la selección del nivel del líquido y hacer ajustes necesarios.
- Determinar la tasa de aumento de la presión del revestimiento (psi/hora) para estimar el aumento futuro y ajustar la presión del regulador para mantener la presión de la pistola a un valor 200 psi por encima del valor estimado.
- Si es posible, transferir los datos registrados a un disco floppy o CD para pasarlos a la oficina para efectuar un análisis detallado de los valores obtenidos hasta este punto en la prueba. El objetivo es determinar si el número de puntos obtenidos es suficiente para el análisis final, o si se debe continuar con la prueba.
- Si la prueba se termina: tomar una medición MANUAL, y terminado de procesar los datos seleccionar "Stop Transient Test" y salir del "Pressure Transient Module".
- Seleccionar "Acoustic Test Module" y seleccionar "Shut-in" para indicar la condición del pozo. Tomar varios registros acústicos verificando la calidad de los datos y los cálculos.
- Conectar el dinamómetro a la barra pulida, abrir la válvula de la tubería a la línea, soltar el freno, abrir el interruptor de la corriente y prender el motor.
- Efectuar medición dinamométrica para verificar que la bomba esta funcionando correctamente.
- Abrir lentamente la válvula del revestimiento a la línea de producción para empezar a reducir paulatinamente la presión del revestimiento a su valor normal.

- Una vez, la presión del revestimiento se estabilice, efectuar nuevas mediciones dinamométricas para verificar que la bomba esta funcionando correctamente. Si esto no fuera así, parar la unidad e informar el operador.
- Si el funcionamiento es normal. Parar la unidad, desconectar el dinamómetro, desconectar la pistola, etc.
- Prender la unidad de bombeo y verificar que todo esta normal antes de irse.
- Transferir todos los datos a un Diskette o CD.

4.2 SECUENCIA DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE TRANSIENTES DE PRESIÓN EN EL PROGRAMA TWM.

El programa está diseñado para operaciones no atendidas del analizador de pozo mientras este adquiere datos de una prueba extendida de restauración o caída de presión. Durante la prueba se puede controlar y modificar la frecuencia de adquisición de datos, además se pueden editar datos y agregar datos si la secuencia normal se ha interrumpido (perdida de potencia, perdida de presión del gas o un mal funcionamiento mecánico), de modo que se asegure el resultado final de la prueba.

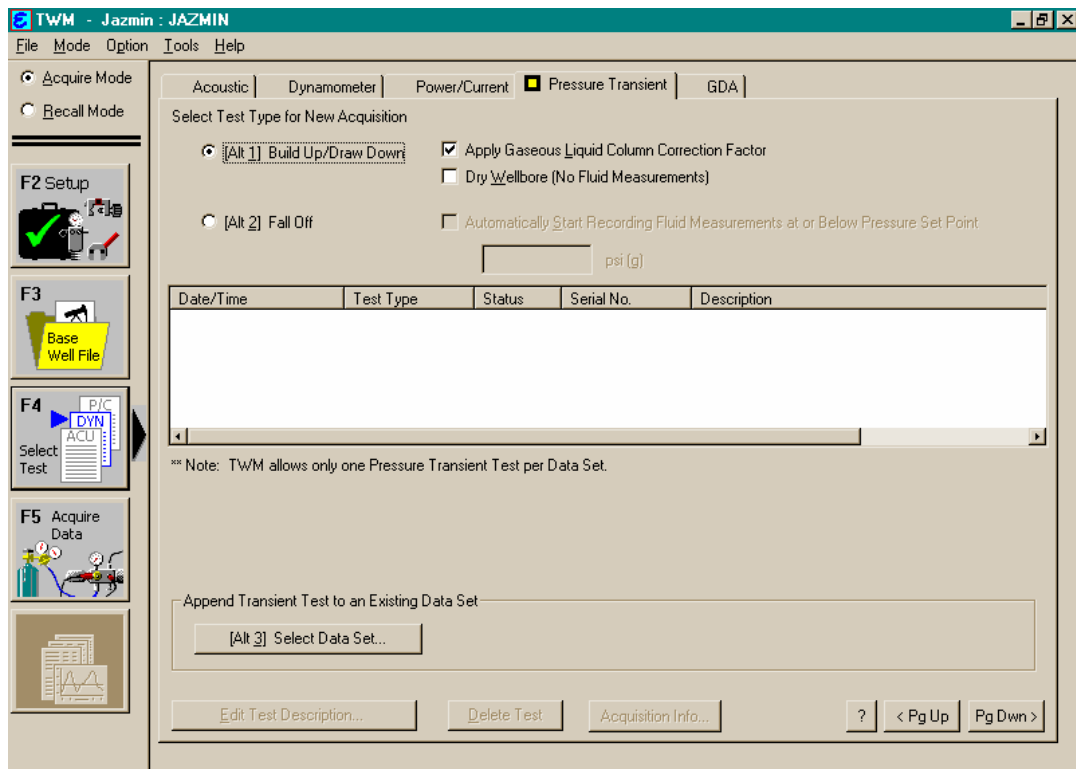
La operación del programa se divide en tres fases: una fase de instalación, una fase de adquisición y una fase de interpretación de los datos.

4.2.1 Fase de instalación.

El programa TWM se inicia en la modalidad de adquisición de datos (Acquire Mode), se obtiene el cero del transductor de presión, se selecciona el archivo base del pozo (Base Wellfile) para el pozo que se va a probar, luego se escoge la opción seleccionar prueba (Select Test -F4),

y después de escoger la sección Transiente de Presión (Pressure Transient), se presenta la ventana que se ve en la figura 35.

Figura 35. Prueba de Transiente de Presión.



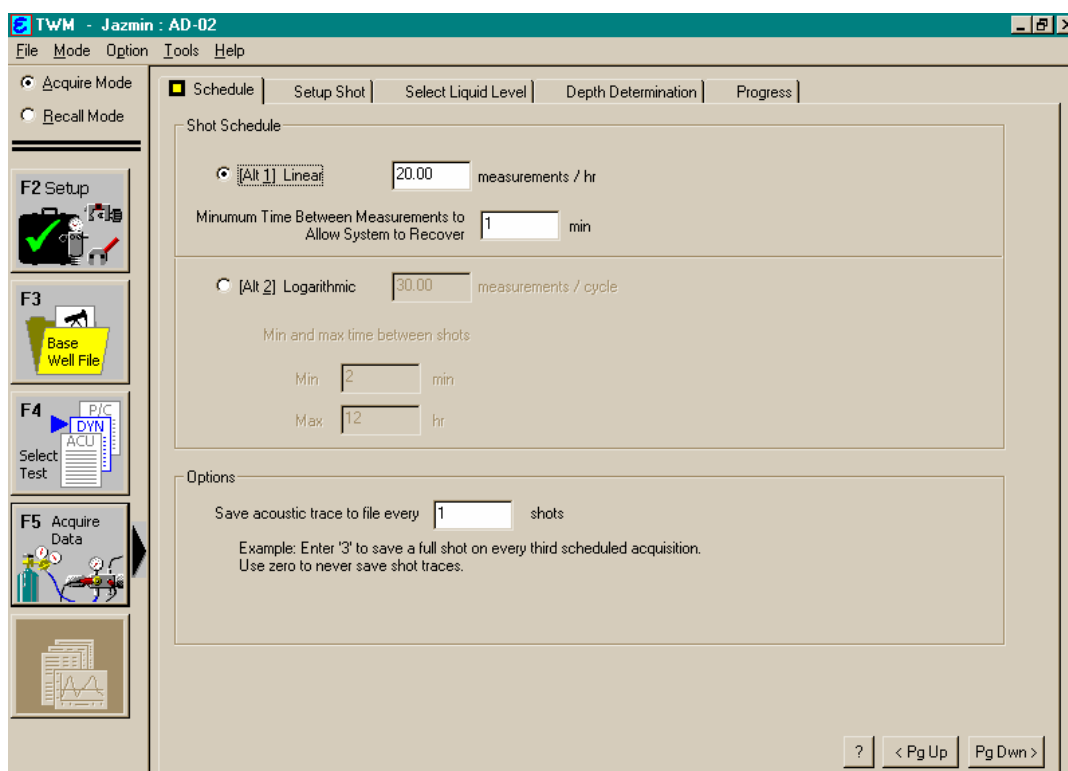
En la ventana mostrada en la figura 35 se encuentran las siguientes opciones:

- Alt 1: Inicialización de una prueba de restauración/caída de presión, la cual involucra entrar los datos necesarios del pozo y fluido y colocar las condiciones que van a controlar las opciones de la prueba: a) aplicar factor de corrección por columna de gas en un pozo de gas que fluye en el anular, b) pozo de gas seco cuando se está probando un pozo de gas que no produce líquido (solo se necesitan lecturas de la presión de la cabeza de pozo).

- Alt 2: Lleva a cabo una prueba de caída de presión (Fall off) en un pozo inyector de agua
- Alt 3: Agrega datos a una prueba ya existente. Esta opción permite la continuación en la adquisición de datos cuando el transcurso de la prueba se ha interrumpido (falla de batería, falta de gas). Los datos se graban a continuación de los datos ya existentes con la respectiva corrección del tiempo para evitar complicaciones de edición y de cálculos de tiempo.

Presionando F5 y seleccionando la opción Plan (Schedule) se continúa con la definición de los parámetros de la prueba, como se muestra en la figura 36.

Figura 36. Plan de la Prueba de Transiente de Presión.



En la ventana anterior se escoge si la toma de datos se hará de forma lineal o logarítmica, además se define la frecuencia con que se realizaran las medidas y la frecuencia con la que se grabarán los datos.

- Frecuencia de adquisición de datos.

Existen dos opciones, lineal y logarítmica:

- *Lineal*: el usuario especifica el número de medidas que se harán en una hora. Esta cantidad se puede variar durante la prueba, esto se hace seleccionando la sección Plan (schedule) y cambiando los parámetros.

- *Logarítmica*: El usuario especifica el número de medidas que se harán por ciclo del logaritmo, esto resultará en el mismo número de datos a ser tomados durante la primera hora, desde una hora hasta diez, de diez a cien horas, etc., debido a que la mayoría de los análisis de pruebas de transientes de presión involucran gráficas logarítmicas, esta opción da una densidad uniforme de datos para toda la prueba.

Finalmente antes de cerrar el pozo, se deben tomar unas trazas acústicas preliminares para identificar claramente la señal correspondiente al nivel de líquido y el tiempo exacto al cual se encuentra, esto se hace seleccionando Disparo (Setup Shot). La traza acústica puede ser revisada de la misma manera que se indicó en sección correspondiente al análisis de datos acústicos.

4.2.2 Fase de adquisición de datos.

Después de seleccionar la sección Progreso (Progress) se muestra una ventana indicando que el disparo de inicialización ha sido tomado y se le

asigna el número 0000-P (figura 37), además señala que el programa está listo para empezar a adquirir los datos de la prueba de transiente de presión. En este momento se debe detener del flujo del pozo y cerrar la salida del “tubing”.

Figura 37. Inicio de la Prueba de Transiente de Presión.

No.	Delta Time	Status	Bat(V)	Csg(psi)	T (F)	Valid	Time(s)	Vel(ft/s)	Depth(ft)
▶ 0000-P	0 00:00:00	Completed	12.6				8.765	1101.0	4824.9

La adquisición automática de los datos se inicia presionando el botón Iniciar Prueba (Start: Transient Test), 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, reemplazar un cable dañado, etc. Durante la prueba se pueden realizar disparos manuales usando el botón Adquiera Disparo Manual (Acquire Manual Shot). Finalmente la prueba de transiente se termina usando el botón Terminar Prueba (End Test).

5. CASOS MAS REPRESENTATIVOS ENCONTRADOS DURANTE EL DESARROLLO DE LA PRÁCTICA.

A continuación se presentan los casos que se consideran de mayor interés, debido a la frecuencia con que se presentan, y a su importancia como base para la interpretación de las diferentes pruebas realizadas. Se presentan varias cartas dinamométricas, algunos estudios de nivel y los resultados de una prueba de ascenso de presión.

5.1 CARTAS DINAMOMÉTRICAS.

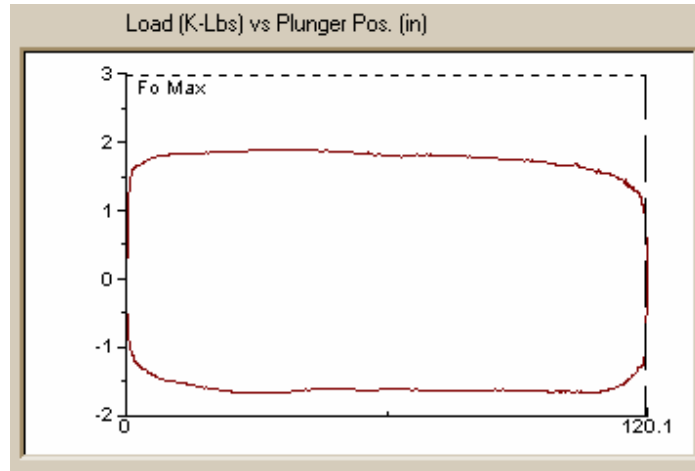
Las siguientes gráficas muestran las cartas dinamométricas de fondo y su respectiva interpretación, para ocho casos que se encuentran con alta frecuencia.

5.1.1 Buen llenado de bomba con tubería anclada.

Durante el bombeo la tubería de producción suele sufrir el efecto del pandeo, que en ocasiones afecta significativamente la eficiencia de la bomba, por lo cual es necesaria la instalación del ancla de tubería.

La figura 38 muestra una carta dinamométrica, de una prueba realizada a un pozo el cual tiene la tubería anclada:

Figura 38. Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Anclada.

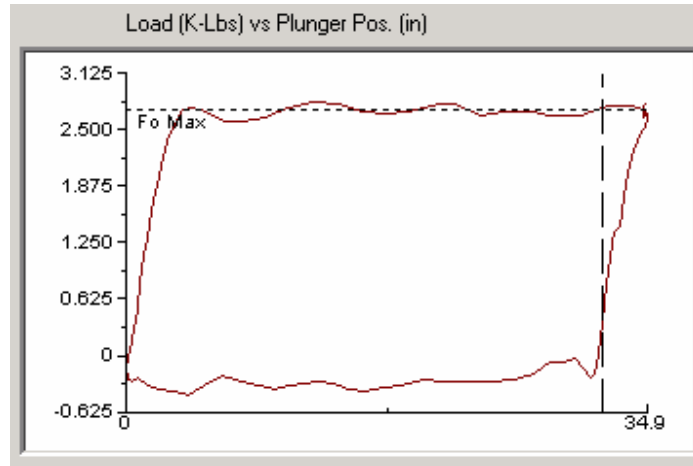


El dinagrama de fondo muestra una gráfica que se asemeja bastante a un rectángulo, esto se debe a que la bomba está presentando un muy buen llenado, y además a que la tubería se encuentra anclada. Del dinagrama anterior se puede decir que el pozo se encuentra operando en óptimas condiciones.

5.1.2 Buen llenado de bomba con tubería no anclada.

En ocasiones el efecto del pandeo no afecta considerablemente la eficiencia de la bomba, este es caso que muestra la figura 39. Como en el caso anterior esta carta dinamométrica también muestra un buen llenado de bomba, pero con la diferencia que la tubería no se encuentra anclada, esto se nota en la inclinación que presenta la gráfica.

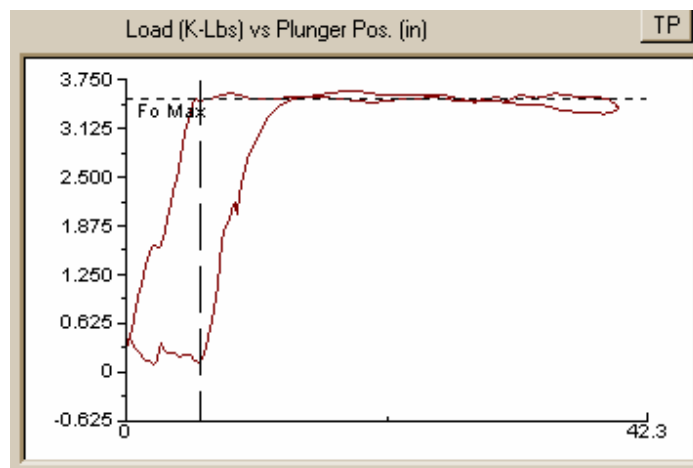
Figura 39. Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Desanclada.



5.1.3 Alto golpe de fluido.

Este caso representa uno de los principales problemas encontrado en las pruebas dinamométricas realizadas en los pozos del campo Tibú. La figura 40 muestra un claro ejemplo de golpe de fluido:

Figura 40. Dinagrama de Bomba con Alto Golpe de Fluido.



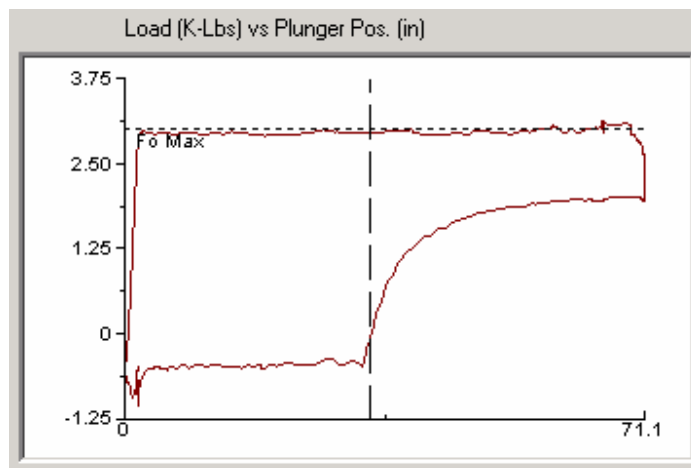
La figura 40 muestra una carta dinamométrica que representa un severo golpe de fluido, esto es debido a un muy bajo nivel de fluido sobre la bomba. Dependiendo de las facilidades que se tengan en el campo se pueden recomendar tres posibles soluciones para este caso:

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

5.1.4 Severo bloqueo por gas.

Las bombas se encuentran diseñadas para manejar el bombeo de líquido y no de gas, por lo cual se presentan problemas cuando el gas penetra en la bomba, este causa un efecto llamado bloqueo por gas, que disminuye la eficiencia de bombeo, este caso se ilustra en la figura 41.

Figura 41. Dinagrama de Bomba Bloqueada por Gas.



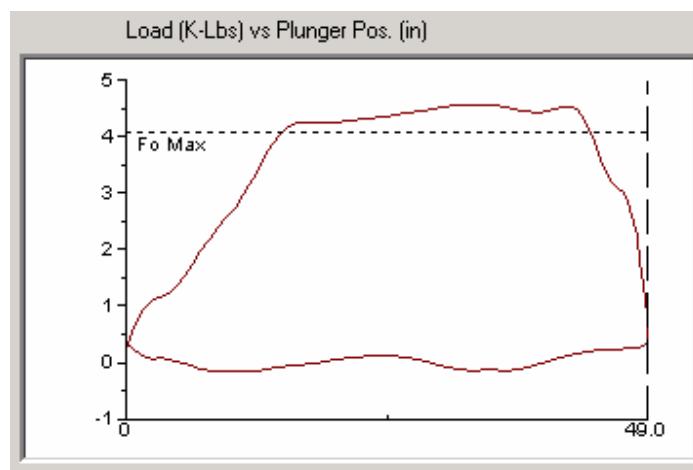
En este caso el problema se debe al bloqueo de la bomba por compresión de gas, el cual reduce significativamente el llenado de la bomba. Para

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

5.1.5 Mal funcionamiento de la válvula viajera.

Otro problema que se presenta con bastante frecuencia es la pérdida de carga debida a fugas en la válvula viajera, la figura 42 muestra una carta dinamométrica en la que se evidencia este problema:

Figura 42. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Viajera.

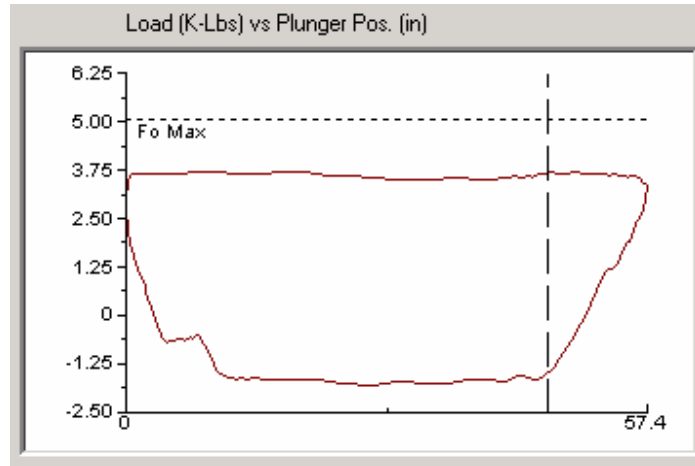


La carta dinamométrica anterior presenta una gran pérdida de carga en la válvula viajera, que se puede notar claramente al inicio y al final de la carrera ascendente.

5.1.6 Mal funcionamiento de la válvula fija.

De igual manera que la válvula viajera, la válvula fija puede presentar fugas, este es el caso que ilustra la figura 43.

Figura 43. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Fija.

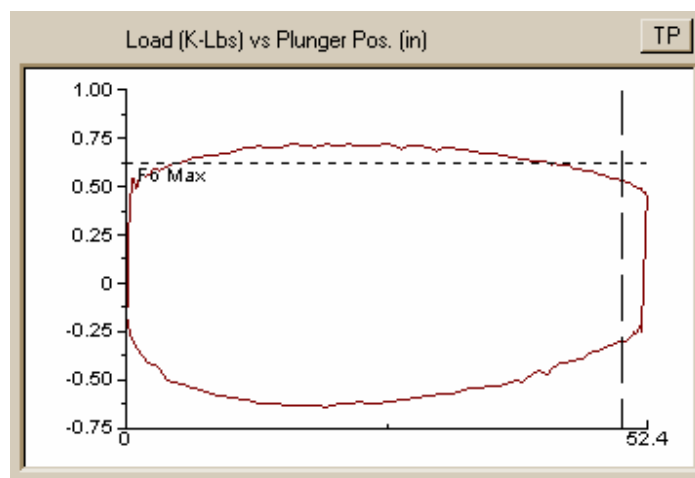


Este dinagrama muestra un mal funcionamiento de la válvula fija, el cual afecta significativamente el llenado de la bomba.

5.1.7 Mal funcionamiento de ambas válvulas.

Este caso presenta simultáneamente la falla de ambas válvulas y puede verse en la figura 44:

Figura 44. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Ambas Válvulas.

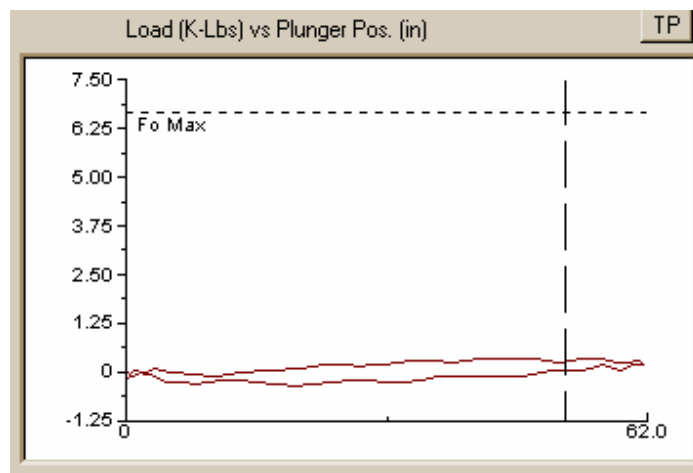


En este caso se presenta mal funcionamiento de las válvulas de la bomba, tanto la fija como la viajera, debido a este mal funcionamiento en la carta dinamométrica se encuentran curvaturas en la parte superior e inferior, correspondientes a las pérdidas en la válvula viajera y a la fija respectivamente.

5.1.8 Varilla partida.

Este problema se debe ya sea al rompimiento de la varilla o a que la sarta de varillas se haya desenroscado. La carta típica que se presenta en este caso se muestra en la figura 45:

Figura 45. Dinagrama Típico de un Pozo con Varilla Partida.



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

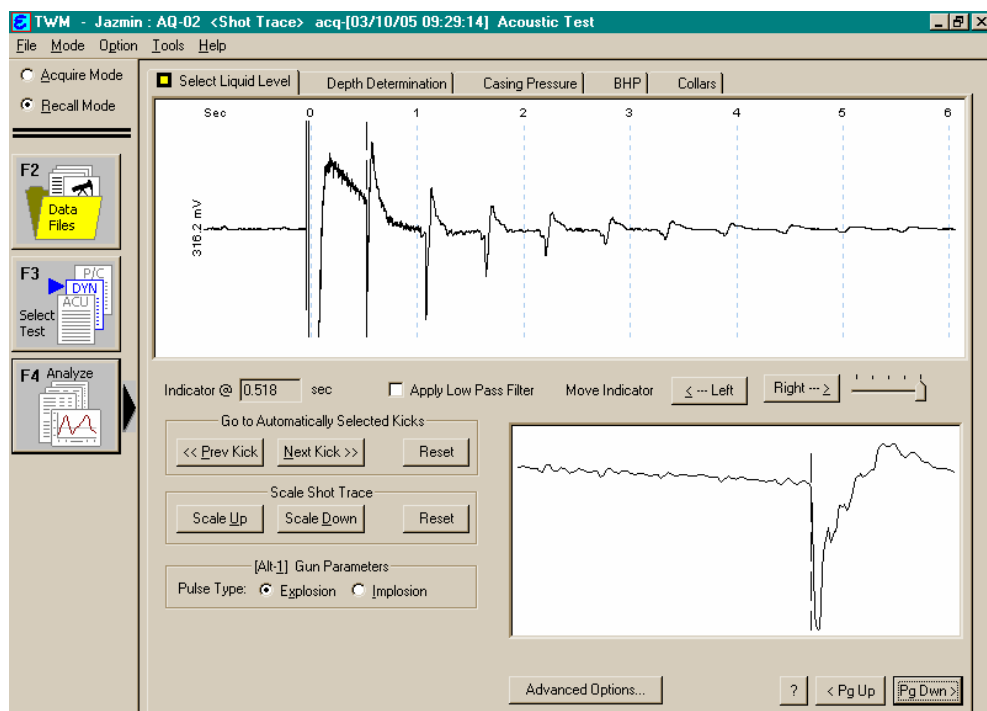
5.2 PRUEBAS ACÚSTICAS.

A continuación se muestran cuatro casos que se encuentran comúnmente en la toma de pruebas acústicas.

5.2.1 Alta Columna de Nivel de Fluido.

En este caso es muy fácil identificar el nivel de fluido, debido a que es bastante claro y presenta varias repeticiones, la figura 46 lo ilustra.

Figura 46. Alta Columna de Nivel de Fluido.



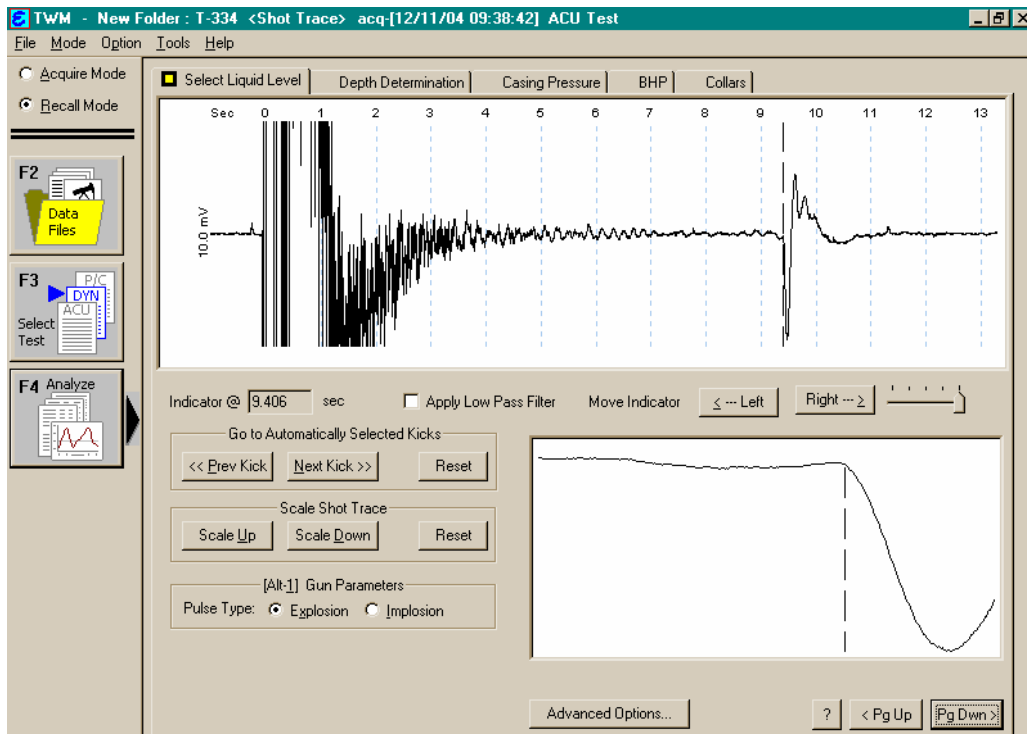
La figura 46 muestra una señal acústica, en esta se observa que su inicio en superficie, se hace en el tiempo igual a cero. Se debe tener en cuenta que entre menor tiempo tarde la señal en encontrar el nivel, mayor será la altura de la columna de fluido. Para este caso el indicador de nivel se encuentra a un tiempo de 0.518 segundos.

Cuando el nivel de fluido está muy cerca de la superficie, tal como ocurre en pozos cerrados con alta presión de fondo, la señal incluirá un gran número de múltiples marcas del nivel de fluido (repeticiones). En estos casos es muy probable que el programa no identifique de forma automática la señal de nivel correcta, por lo tanto el usuario deberá correr el marcador al primer eco de nivel de fluido.

5.2.2 Poca columna de nivel de Fluido.

Este caso muestra uno de los problemas que se presenta con más frecuencia en el campo Tibú, donde algunas veces el nivel de sumergencia de la bomba no supera los 50 pies. Este caso es ilustrado por la figura 47.

Figura 47. Poca Columna de Nivel de Fluido.

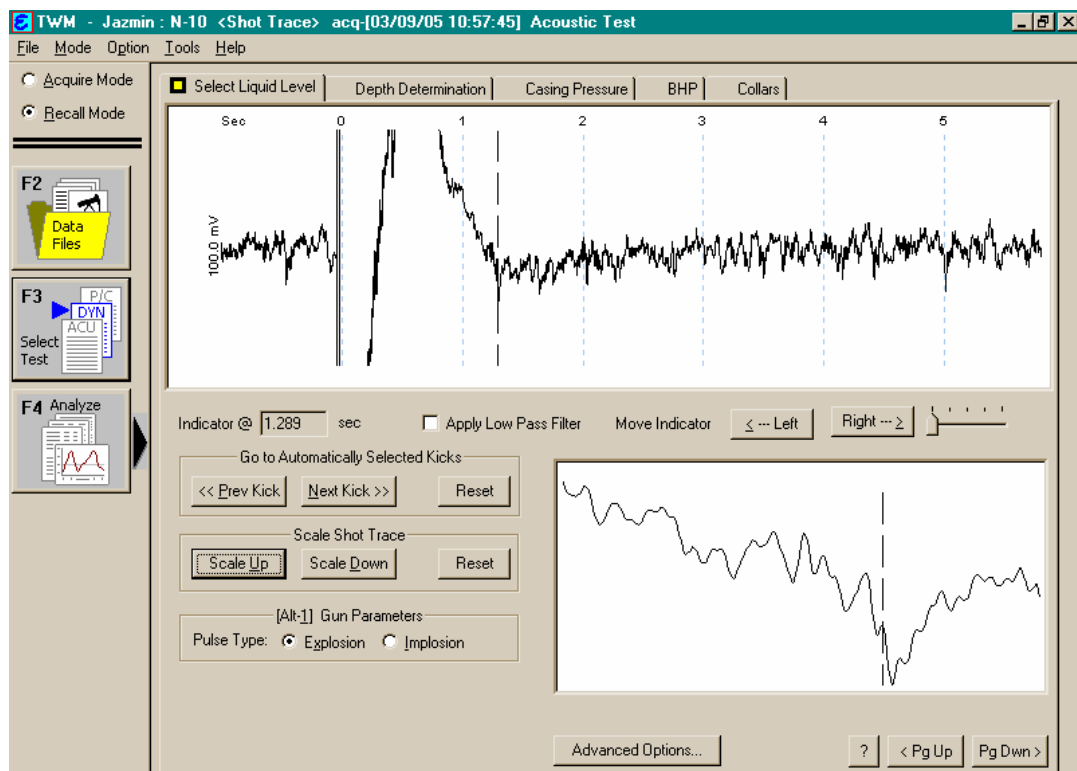


En este caso la columna de fluido es muy pequeña, por lo tanto la señal tarda bastante tiempo en encontrarla. Dependiendo de la longitud y la calidad de la señal el análisis automático puede o no determinar el nivel de fluido correctamente. En este caso el indicador de nivel se encuentra a 9.406 segundos, siendo este un tiempo bastante alto, por lo cual se presenta poca columna de nivel de fluido.

5.2.3 Interferencia por ruido.

Contrario al caso anterior, en este es muy difícil y algunas veces imposible identificar el nivel de fluido, esto puede verse en la figura 48.

Figura 48. Interferencia por Ruido.

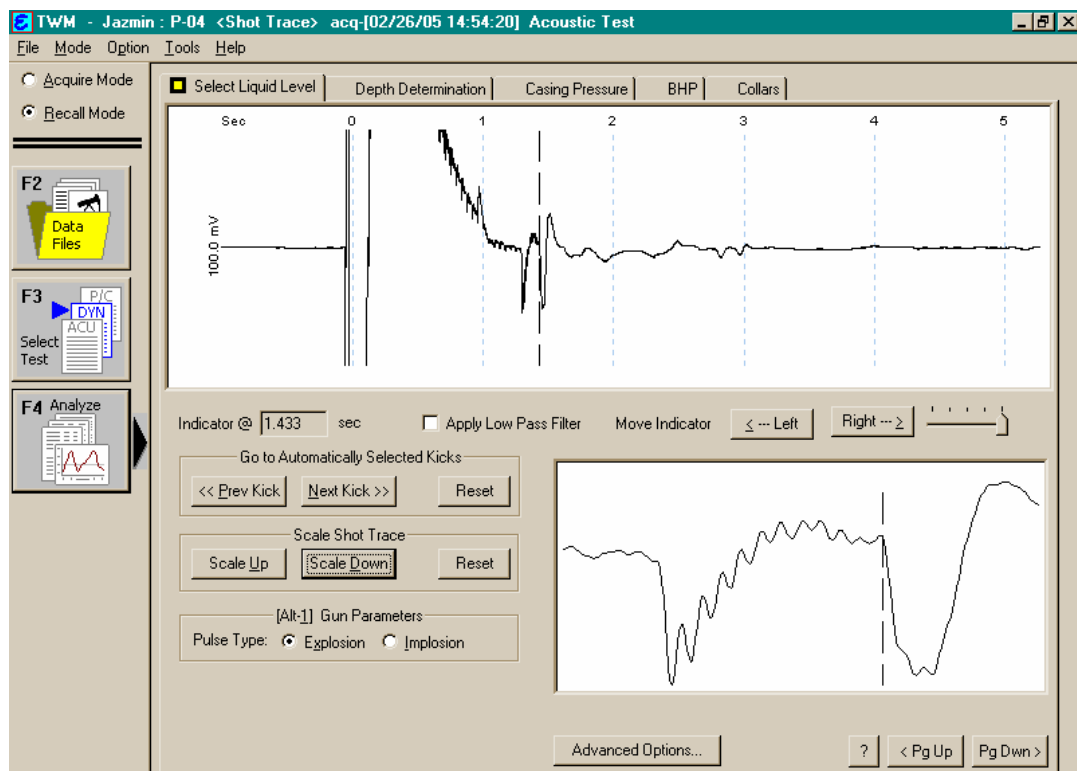


Cuando debido al alto nivel de ruido presentado por el flujo de gas en el anular o por el funcionamiento de la unidad de bombeo, la señal no muestra claramente el nivel de fluido, se debe realizar nuevamente la toma de la prueba, ya sea con mayor presión en la cámara de la pistola a gas o apagando la unidad de bombeo, dependiendo de cual sea la causante del ruido.

5.2.4 Presencia de un indicador.

La figura 49 presenta una señal acústica que muestra, además del nivel de fluido, la parte superior de la tubería de revestimiento.

Figura 49. Presencia de un Indicador.



Algunas veces es posible encontrar dos o más marcas semejantes a las de nivel de fluido, en estos casos es muy importante conocer bien el estado mecánico del pozo, para poder reconocer indicadores como por ejemplo la parte superior de una tubería de revestimiento, de esta forma si el programa no selecciona correctamente de manera automática el nivel de fluido, el operador lo deberá hacer de forma manual.

5.3 PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN.

A continuación se presenta como ejemplo la programación, gráficas y resultados obtenidos de una prueba de ascenso de presión, tomada durante la práctica al pozo M-001.

Se iniciaron las labores con la toma de los registros de dinagrama y nivel de fluido para observar el estado de la bomba de subsuelo y las condiciones de flujo que existían en el pozo antes de iniciar la prueba.

El equipo se configuró para adquirir datos de nivel de fluido, velocidad acústica, tiempo transcurrido, presión de “casing”, presión de fondo, “liquid after flow” y “gas after flow”; teniendo en cuenta los siguientes periodos, se realizó la toma de datos a diferentes tiempos (Ver tabla 1).

Tabla 1. Periodos para la toma de datos de la prueba de presión (PBU).

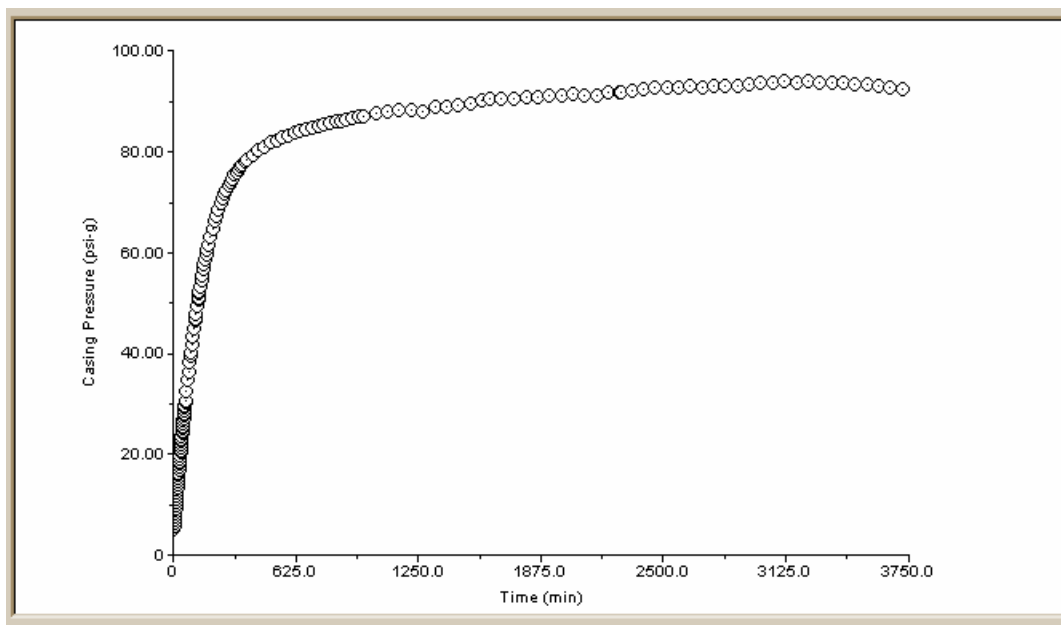
PERIODO	DISPARO Nº	TIEMPO TRANSCURRIDO (min.)	TIEMPO DEL PERIODO (min.)	DELTA DE TIEMPO (min.)
1	0-47	59.97	59.97	1.3
2	47-73	177.02	117.25	5.3
3	73-90	352.22	175.2	10.3
4	90-112	971.48	619.26	30.
5	112-162	3719.37	2747.89	60.

5.3.1 Resultados de la prueba de presión.

A continuación se presentan las figuras obtenidas con los datos adquiridos y calculados por el equipo Analizador de pozo. Los datos de nivel de fluido se ajustaron de forma manual con el fin de obtener un mayor porcentaje de conteo de juntas de tubería, con lo cual se logra obtener una mejor representación del verdadero nivel de fluido en el pozo, parámetro que influye directamente en los cálculos de la presión de fondo. Cada disparo es analizado individualmente, de la misma manera que se indicó en el capítulo correspondiente al estudio acústico.

La figura 50 muestra la presión medida en la cabeza del revestimiento en función del tiempo transcurrido.

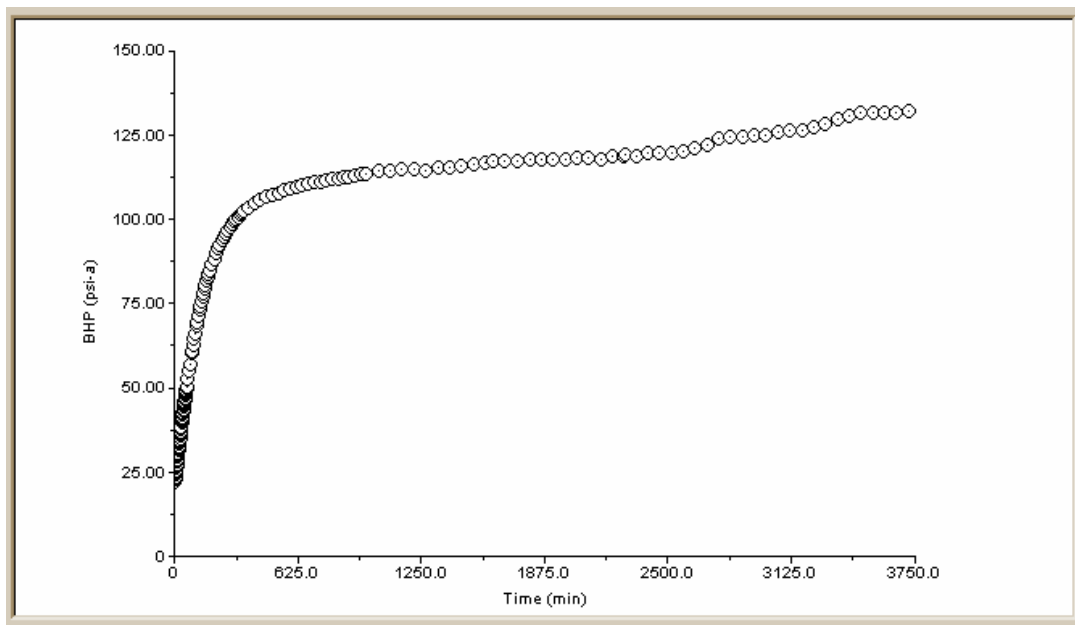
Figura 50. Presión en el “casing” Vs. Tiempo en min.



La figura 50 muestra el comportamiento típico, en el cual se presenta un incremento muy notorio de la presión del revestimiento en el comienzo de la prueba, y posteriormente una tendencia a estabilizarse.

En la figura 51 se muestra la variación de la presión de fondo durante el transcurso de la prueba.

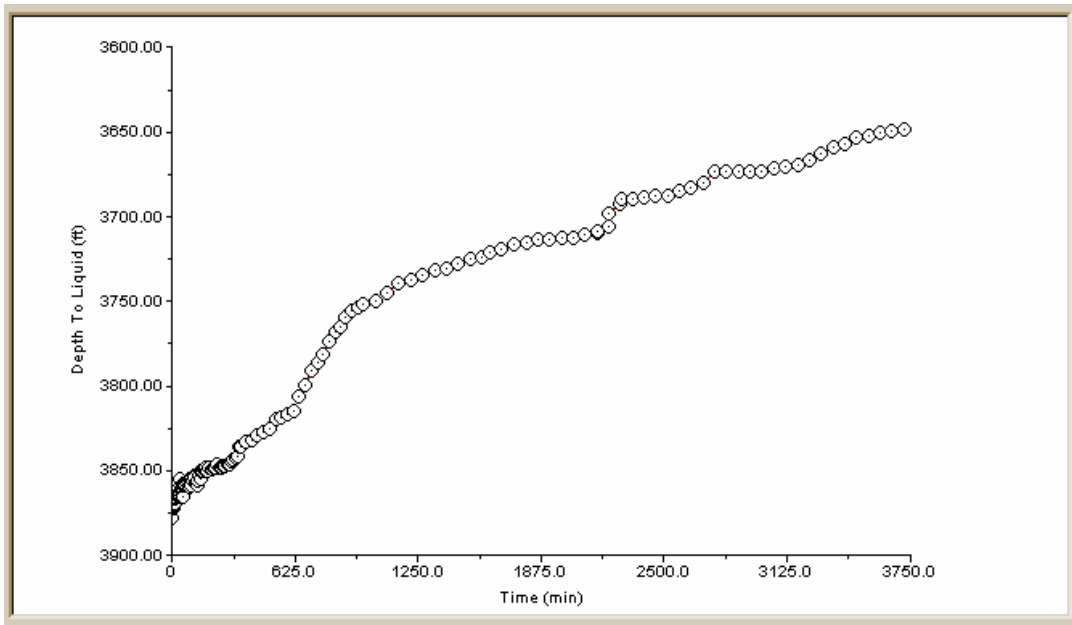
Figura 51. BHP Vs. Tiempo en min.



De la misma manera que sucede con la presión de revestimiento, la presión de fondo muestra grandes incrementos en el inicio de la prueba, pero luego los incrementos son menos significativos y este valor tiende a estabilizarse.

En la gráfica 52 se presenta la variación de la profundidad de líquido con respecto al tiempo.

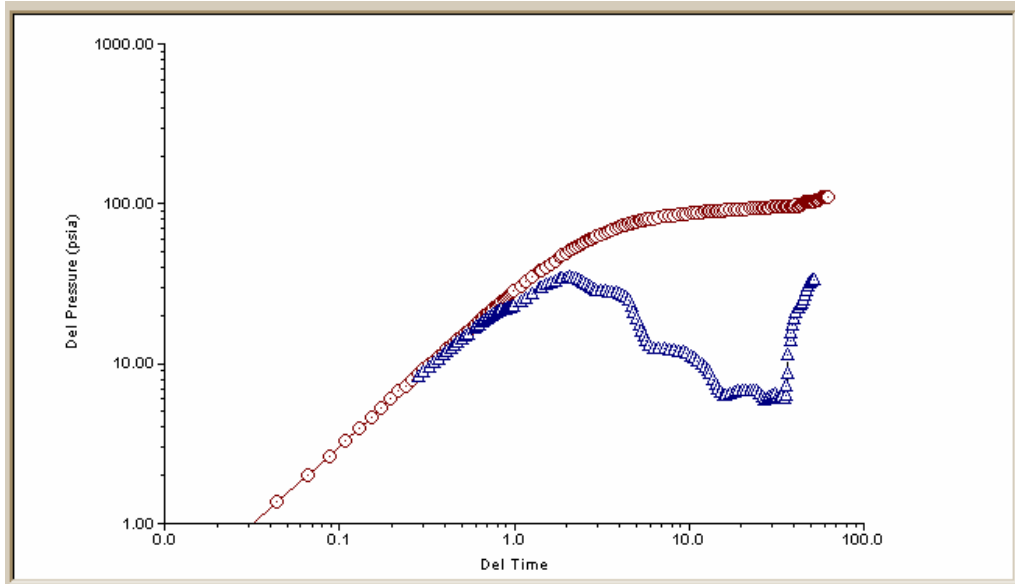
Figura 52. Profundidad del nivel de líquido Vs. Tiempo en min.



En la gráfica 52 se nota claramente la disminución de la profundidad del nivel de líquido, que se traduce en aumento de la columna de líquido en el pozo. Aunque este es un comportamiento muy común, no siempre se presenta, ya que algunas veces se presenta disminución de la columna de líquido, debido a que es comprimida por la columna de gas, esto sucede en pozos con alto flujo de gas.

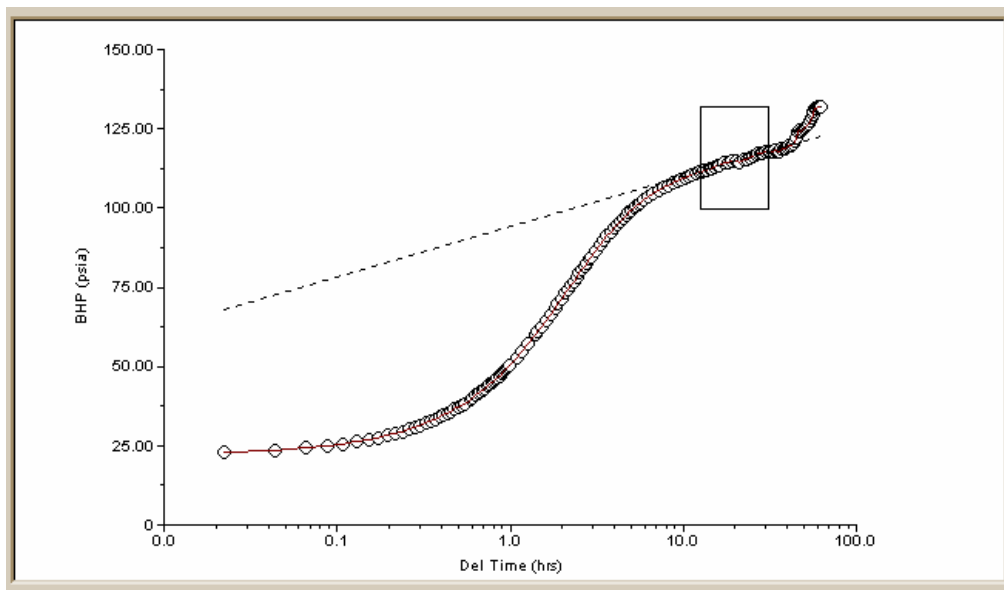
La figura 53 muestra la gráfica de la derivada de la presión, esta función indica la tasa de cambio del transiente de presión, y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba de presión y en análisis de curvas tipo.

Figura 53. Grafica Log-Log con la derivada de presión.



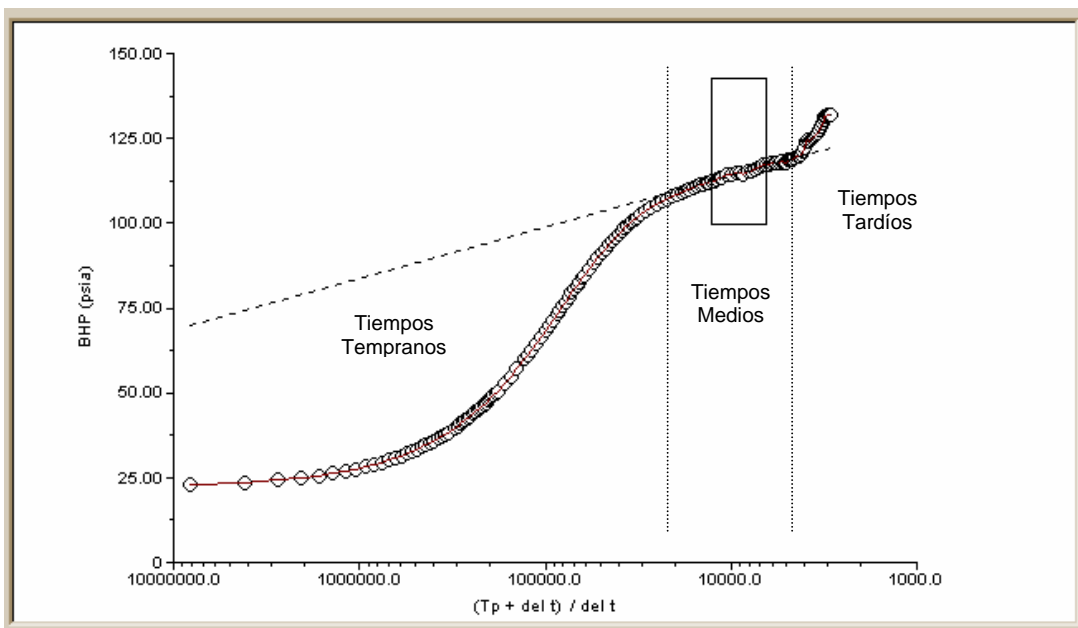
La gráfica del método MDH (figura 54) presenta la presión de fondo en función del logaritmo del tiempo transcurrido.

Figura 54. Grafica MDH.



La gráfica de Horner (figura 55) presenta en un plano semilogarítmico la presión estática de fondo en función del logaritmo de $(t_p + \Delta t) / \Delta t$, donde t_p es el tiempo de producción o tiempo de Horner, y Δt es el tiempo de cierre del pozo.

Figura 55. Gráfica de Horner.



El método de Horner evalúa el valor de la permeabilidad de la formación, calculando la pendiente (m) de la línea recta que se presenta en los tiempos medios de la gráfica, y reemplazándolo en la ecuación $k=162.6(qB\mu/mh)$ donde:

K = Permeabilidad.

q = Rata de producción.

μ = Viscosidad.

h = Espesor de la formación.

El valor de P^* se lee de la gráfica extrapolando la línea recta hasta un valor de cierre infinito (del $t = \infty$), lo que hace que el valor de $(t_p + \text{del } t)/\text{del } t$ sea uno (1), esto se hace teniendo en cuenta que la escala logarítmica en la abscisa decrece hacia la derecha.

A continuación se presentan en la tabla número 2 los resultados obtenidos por el TWM, empleando tres métodos de análisis: el método de la derivada, el método MDH y el método de Horner.

Tabla 2. Datos calculados por el TWM.

PARÁMETRO	DERIVADA	MDH	HORNER
T_p (h)	---	---	180720
C_s	0.0493279	---	---
C_{sd}	3.51289	---	---
Skin (Unidades)	---	3.60421	3.43751
K/μ	---	23.0806	22.5121
K_o (md)	---	8.35	8.15
K_w (md)	---	0	0
K_g (md)	---	0.26	0.25
Pres. 1 hr (Psi)	---	95.4328	94.905
P^* (Psi)	---	---	175.176

Observando la tabla anterior se puede concluir que los valores obtenidos por los dos métodos (MDH y Horner) presentan una gran similitud, lo cual nos brinda un alto grado de confiabilidad en los resultados arrojados por prueba. En el caso del valor de la P^* no se pueden comparar los dos métodos, debido a que por el método del MDH no se puede calcular este valor.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el momento de ingresar la información en el archivo base del pozo, se debe hacer de la manera más precisa y completa posible, esto con el fin de obtener resultados bastante certeros que reflejen las condiciones reales en las que se encuentra el pozo.
- Asegurarse de que la información que se recoge durante la prueba es verídica y que refleja las características observadas en el pozo, de no ser así, se debe repetir la prueba.
- Respecto al transductor de presión, si la lectura del cero es grande, más de 100 Psi, el transductor puede estar defectuoso. Además, se debe tener en cuenta que la presión máxima de operación del transductor es de dos veces el coeficiente C2.
- Durante los periodos de toma de pruebas es recomendable actualizar el cero de los transductores, tanto de presión como de carga, cuando se presenten cambios significativos de temperatura.
- La toma de pruebas de presión con el Analizador de pozo, permiten obtener datos confiables sin necesidad de extraer la sarta de varillas, lo que disminuye el tiempo de cierre del pozo y por lo tanto, una disminución en los costos de la prueba.
- Es aconsejable antes de la toma de una prueba de presión realizar la revisión de las condiciones del pozo en cuanto a fugas se refiere, y eliminarlas si existen, buscando una medida representativa de las

condiciones reales del pozo, pues éstas pueden generar valores inexactos de CHP y por lo tanto, de la BHP.

- Es muy importante que cada prueba tenga un tiempo de duración que alcance a sobrepasar el período de almacenamiento y llegue a tiempos medios, para lograr obtener datos más exactos de Presión, K y Daño.
- Se ha logrado comprobar en campo los comportamientos típicos que se encuentran en la literatura, y además otros casos particulares que también fueron caso de estudio.
- Debido a que ha sido una labor continúa por varios meses, se ha llegado a conocer el comportamiento del campo Tibú en lo referente a los problemas de producción que normalmente presenta cada pozo, esto hace que el análisis de las pruebas sea mas sencillo y las decisiones en cuanto a los correctivos que se deben tomar sean mas certeras.
- Gracias a la toma de los registros se han podido evaluar y solucionar problemas que venían afectando directamente la producción del campo, ayudando así en una labor de vital importancia como lo es el control de la producción.
- Durante la práctica se alcanzó muy buen manejo del equipo Analizador de pozo, al igual que en la toma y análisis de dinagramas, registros de nivel y pruebas de ascenso de presión.
- Es muy importante tener en cuenta todas las normas e implementos de seguridad en el desarrollo de las labores en campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- WELL ANALYZER AND TWM SOFTWARE. Operating manual – Echometer Company.
- MCCOY James, PODIO Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.
- MCCOY James, PODIO Augusto. Total Well Management II. SPE 67273.
- TAKACS Gabor. Modern Sucker Rod Pumping. ISBN 087814383.
- ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations (Volume 2). Gulf Publishing Company. Houston – Texas, 1989.
- FLOWER, ANDY. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. LNG's evolution. 99. Julio 16, 2001 p: 60-72.
- Reprinter from WORLD OIL Magazine, Marzo de 2001, paginas 99-101.
- VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica. Limusa – Wiley. 2da ed. México; 1999.
- BUCHANAN, Alejandro. Gathering Gas from Annular Space in Wells in Tornillo Field. SPE 38211.

- PODIO, A.L. MCCOY James, Advances in surface Measurements For Optimization of Artificial of Artificial Lift Operation. SPE 38211.
- PODIO, A.L. MCCOY James, HUDDLESTON, K.L., Automatic Pressure buildup Data interpretation Using a Microcomputer – Based Acoustic Liquid Level Instrument. SPE 16228.
- PODIO, A.L. MCCOY James, Pressure Transient Digital Data Acquisition and Análisis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980.
- Gilbert, W.E., An Oil Well Pumping Dynagraph. API Drilling and Production Practice, 1936.
- Fagg, W., Dynamometer Charts and Weighing, Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950.