

**METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE GAS EN CABEZA DE POZO
UTILIZANDO EL WELL ANALYZER**

GERMÁN SALVADOR RÍOS RODRÍGUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2012

**METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE GAS EN CABEZA DE POZO
UTILIZANDO EL WELL ANALYZER**

GERMÁN SALVADOR RÍOS RODRÍGUEZ

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

JULIO CESAR PÉREZ ANGÚLO

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Ingeniería de Gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2012

Con todo mi afecto, cariño y amor a:

A Dios, quien con su ayuda, amor y dirección me permitió cumplir esta meta; a mis Padres que su sacrificio y apoyo incondicional me han permitido desarrollarme como ser humano; a mis hermanas y a todos mis nuevos amigos en este país.

Germán

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Escuela de Ingeniería de Petróleos – EIP, a todo personal docente por los conocimientos compartidos y colaboración y a su personal administrativo por su apoyo desinteresado.

Centro de Investigación del Gas y del petróleo (CIGP) y todo su equipo de trabajo por el apoyo brindado.

Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos y Director del CIGP, por su amistad, respaldo y dirección brindada en todo momento.

Martha Ilce Pérez Angulo, Bióloga y Director del trabajo de grado, por el tiempo que dedicó y por todas su sugerencias.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	13
1. GENERALIDADES	15
1.1. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	15
1.1.1. Formación de Yacimientos Hidrocarburos.....	15
1.1.2. Mecanismos de Producción de Yacimientos Hidrocarburos.....	17
1.1.3. Yacimientos Gas.....	20
1.2. PERFORACIÓN DE POZOS.....	20
1.3. EL PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA	23
2. WELL ANALYZER	26
2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO	26
2.1.1. Medidores Ultrasónicos.....	27
2.1.2. Convertidor Análogo-Digital.....	27
2.1.3. Medidores Ultrasónicos de Nivel de Líquido.....	28
2.1.4. Dinamómetros.....	28
2.2. PROGRAMA TWM. (SOFTWARE TOTAL WELL MANAGEMENT)....	29
2.3. MEDICIONES ACÚSTICAS.....	30
2.3.1. Aplicaciones.....	30
2.3.2. Equipos y Componentes.....	31
2.3.3. Procedimiento de Montaje de las Pistolas de Gas.....	36
2.3.4. Procedimiento de Disparo de Pulso Acústico y Recepción de Data.	39
2.3.5. Procesamiento de Data Acústica.....	47
2.4. CÁLCULO UTILIZANDO LA DATA ACÚSTICA.....	62
3. CONCLUSIONES	70
4. RECOMENDACIONES.....	74
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Producción de gas y crudo respectivamente en América.	225
---	-----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Generación de hidrocarburos por temperatura y profundidad.	17
Figura 2. Comportamiento de los mecanismos de producción.	19
Figura 3. Encamisado y plataforma de perforación de un pozo vertical.....	22
Figura 4. Cabezal de pozo y árbol de navidad.....	23
Figura 5. Campos gasíferos colombianos.....	24
Figura 6. Reservas gasíferas de Colombia.....	25
Figura 7. Pistola de gas de disparo remoto. Modelo “WG”	32
Figura 8. Pistola de gas compacta. Modelo “CGG”	33
Figura 9. Pistola de gas para servicios 5000 PSI de presión.....	34
Figura 10. Pistola de gas para servicios 15000 PSI de presión.....	35
Figura 11. Cilindro para Re-llenado de contenedores de CO2 de 2.5 y 5 Lb....	36
Figura 12. Montaje de la pistola al cabezal del pozo.	38
Figura 13. Conexiones de la pistola de gas al WELL ANALYZER.....	39
Figura 14. TWM Pantalla de configuración.	40
Figura 15. TWM Pantalla Obtención del cero o reinicio del transductor.	41
Figura 16. Procedimiento de carga del volumen de la cámara.	43
Figura 17. TWM Pantalla Base de archivos de pozo.	44
Figura 18. TWM Pantalla Selección de prueba.....	45
Figura 19. TWM Pantalla Análisis.....	48
Figura 20. Onda acústica.....	50
Figura 21. TWM Pantalla Selección del nivel de líquido.	51
Figura 22. Conteo de collares o uniones.	53
Figura 23. TWM Pantalla Determinación de profundidad.	54
Figura 24. TWM Pantalla Presión de anular o revestimiento.	57
Figura 25. TWM Pantalla Collares o uniones.....	58
Figura 26. TWM Pantalla BHP.....	62
Figura 27 A. Parámetros de la ecuación.....	66
Figura 27 B. Parámetros de la ecuación.....	66

Figura 27 C. Parámetros de la ecuación.....68

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE GAS EN CABEZA DE POZO UTILIZANDO EL WELL ANALYZER

AUTOR: GERMÁN SALVADOR RÍOS RODRÍGUEZ

PALABRAS CLAVES: Gas Natural, Medición de Gas, Analizador de Pozo, ECHOMETER.

DESCRIPCIÓN

El gas representa un recurso energético importantísimo para el país, no tanto por su valor económico, sino por el nivel de desarrollo social que permite alcanzar. En el mundo se monitorea, controla y estudia mediante cientos de herramientas, instrumentos y métodos de cálculos rigurosos, grandes número de variables, parámetros y propiedades que permiten una evaluación constante de yacimientos, plantas de tratamiento y calidad del gas. Por falta de personal capacitado, material de apoyo, instructivos correctos y metodologías apropiadas para algunos procedimientos, no se alcanza una buena canalización en las operaciones, creando fallas como: malas interpretaciones en lectura de datos, errores operacionales, manipulación incorrecta, daños de equipos y accidentes, problemas de fiscalización, etc.

Esta situación hace muy difícil evaluar correctamente el desempeño de pozos de hidrocarburos, ocasionando incertidumbres en la determinación de la producción de la nación. Actualmente, existen diferentes instrumentos altamente tecnológicos y confiables en el mercado mundial al alcance, que brindan el mejoramiento de procesos de extracción y producción de gas natural.

Como respuesta al problema, se pretendió elaborar una metodología para el cálculo de gas en cabeza de pozo utilizando el WELL ANALYZER. Permitiendo realizar diariamente en campo, adecuados monitoreos y controles de pozos, optimizando las operaciones y llegándose a la contabilización de un caudal de gas, corregido mediante un artículo de la SPE. De esta manera los operadores podrán respaldar propuestas y proyectos futuros, además se podrán identificar con el análisis de datos, prematuramente daños o problemas que los ubicaran a un paso adelante en las actividades de prevención y aseguramiento de la producción de los campos. Esta nueva herramienta servirá como guía e instruirá el recurso humano en la utilización de esta tecnología resultando entonces, en el aumento de la producción gas del país y fomentará el mejoramiento constante de la industria del gas en Colombia.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería De Petróleos. Director Julio Pérez Angulo.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE MEASUREMENT OF GAS IN WELL HEAD USING THE WELL ANALYZER

AUTHOR: GERMÁN SALVADOR RÍOS RODRÍGUEZ

KEY WORDS: Natural Gas, Gas Measurement, Well Analyzer, ECHOMETER.

DESCRIPTION

The gas represents an important energy resource for the country, not for its economic value, but for the level of social development that can be achieved. Worldwide it is monitored, controlled and studied by hundreds of tools, instruments and rigorous calculations methods. A large number of variables, parameters and properties allow continuous assessment of reservoirs, treatment plants and gas quality. Due to the lack of trained personnel, support materials, and appropriate methodologies for some procedures, not good results are achieved in the operations, creating failures as misinterpretations reading data, operational error, improper handling, damage to equipment and accidents and control problems, etc.

This situation makes very difficult to evaluate properly the performance of oil wells, causing uncertainties in determining the nation's production. Currently, there are several high-tech and reliable instruments in the global market, providing improved processes of extraction and production of natural gas.

In response to the problem, it is intended to develop a methodology for the calculation of gas at the wellhead using THE WELL ANALYZER equipment. Allowing perform adequate monitoring and control wells daily in the field, optimizing operations and coming to the determinate the gas flow rate, corrected by a formula explained in an SPE article. These way operators will be able to support future proposals and projects; also will be able to identify quickly damage or problems using the data analysis, placing them a step forward in prevention activities and ensuring the fields production. This new tool will guide and instruct operators in the use of this technology resulting in increasing the country's gas production and encourage continuous improvement in the gas industry in Colombia.

* Graduation Project.

** Faculty of Engineering Physicochemical. Petroleum Engineering School. Director Julio Pérez Angulo.

INTRODUCCIÓN

La mayor parte de la energía que es usada día a día en el mundo proviene de los hidrocarburos y sus derivados. Una de estas fuentes de energía es el gas natural y de ahí radica la importancia de su obtención. El presente trabajo tiene como objetivo fomentar de manera positiva la productividad de gas natural del país. Como ya es conocido la República de Colombia no posee grandes yacimientos de hidrocarburo, lo que indicia que es necesario explotar de manera correcta y optimizada los pocos yacimientos de hidrocarburos que se han podido encontrar en nuestro territorio. En la actualidad existen muchas tecnologías que están al alcance de la industria, y permiten explotar todo el potencial de un yacimiento de petróleo o gas. Este mercado mundial cuenta con herramientas que permiten el buen desarrollo de los procesos y productividad de la industria petrolera y gasífera. Por tal razón, este trabajo basa su investigación en un equipo de medición con el que se puede monitorear y estudiar continuamente los pozos de gas, con dicho equipo se puede determinar oportunamente problemas de producción permitiendo acciones correctivas y preventivas en campos petroleros y gasíferos.

El WELL ANALYZER de la empresa ECHOMETER, es un conjunto de instrumentos y accesorios que permite mediante sus sistemas, el diagnóstico y prueba de pozos de yacimientos de gas desde la superficie. Este analizador cuenta con una serie de herramientas mecánicas o hardware (pistolas compactas de gas para servicios de bajas y altas presiones y dinamómetros), electrónicas (sensores y convertidores de señal análogas y transductores) y de una computadora portátil con un programa (Software) integrado (Total Well management Software) para el procesamiento de las señales, que correctamente integrados permite la medición y recolección de dato para su procesamiento y análisis. Resultado así, en la maximización de la producción y minimización de gastos operativos. Este instrumento posee diferentes aplicaciones tales como;

Pruebas Acústicas de Nivel de Líquido; Probador de Presión Transitoria; Pruebas Dinamométricas; Análisis de Potencia del Motor; entre otras aplicaciones secundarias, en estas aplicaciones los operadores obtienen datos claves para evaluar el desarrollo y explotación del pozo, información que resulta vital en la industria petrolera ya que aguas debajo de los pozos de producción de los yacimientos de hidrocarburos, existen plantas que son diseñada según la productividad y otros datos que se obtienen de estos estudios. De allí la importancia de contar con materiales que sirvan como guía en la industria gasífera y permitan a los operadores mejorar sus actividades.

Mediante la recolección y estudio de información actualizada disponible en el mercado, así como la revisión de material bibliográfico, se pretende hacer una recolección de técnicas, normas y de pasos a seguir para la utilización de este esencial instrumento, con el fin de lograr la capacitación necesaria de los operadores de campos gasíferos y darle las herramientas necesaria para lograr la optimización de la producción de gas en el país.

1. GENERALIDADES

1.1. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Se puede definir como yacimientos de hidrocarburos a las acumulaciones de petróleo y gas que se encuentran en el subsuelo, en los espacios porosos de las rocas sedimentarias que gracias a condiciones especiales han logrado retenerlos. Para que los hidrocarburos permanezcan dentro del yacimiento, los estratos suprayacentes y subyacentes que lo envuelven deben ser impermeables para evitar la migración o desplazamiento del fluido vital. Así mismo, los lados tienen que impedir la fuga de estos. Entre las condiciones para que exista un yacimiento, se podrían considerar: la porosidad de la roca, que es la capacidad de almacenamiento de fluido que posee una roca; volumen total del yacimiento, estimado mediante la consideración de su extensión y espesor promedio; la presencia de hidrocarburos, dada por el porcentaje de saturación, que es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupado por un determinado fluido. Estos factores sirven para estimar el aspecto volumétrico del yacimiento y para terminar de completar este aspecto es necesario determinar y aplicar el factor de extracción. Otro factor importante de señalar es la permeabilidad de la roca, que es la facultad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de sus poros interconectados.

1.1.1. Formación de Yacimientos Hidrocarburos.

- **Formación de las rocas sedimentarias.**

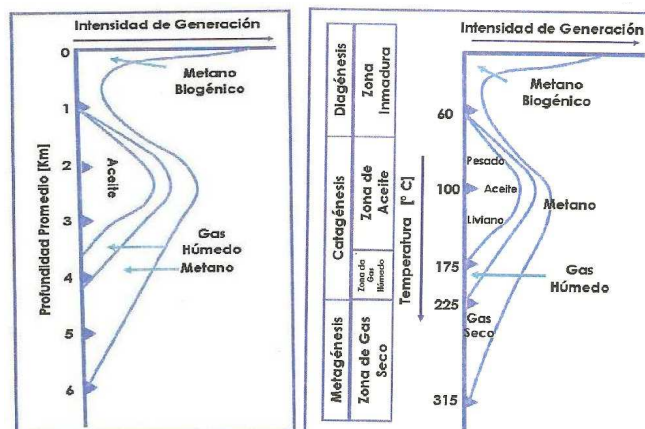
Estas son formadas por las acumulaciones de fragmentos desgastados de otras rocas. Estos sedimentos no consolidados fueron usualmente transportados por el agua y depositados en cuencas de sedimentación. Con el tiempo capas

adicionales de sedimentos no consolidados se acumulan sobre capas mas antiguas haciendo que estas se compacten. Este proceso se conoce como litificación. Para que exista la formación de hidrocarburos en las rocas sedimentarias debe existir algunas condiciones básicas como; abundancia de materia orgánica y buena calidad de esta ya que la composición de la materia orgánica juega un papel importante en la formación de hidrocarburos.

- **Evolución y maduración de la materia orgánica.**

Cuando la materia orgánica es enterrada, comienza a sufrir importantes procesos hasta convertirse en hidrocarburo. Este proceso puede dividirse en tres etapas; Diagénesis proceso en el que se forma kerógeno, etapa muy compleja donde al principio la materia orgánica sufre por acción de bacterias y procesos químicos no biológicos y más tarde se dan algunos craqueos térmicos. Este proceso dura de cientos a miles de años; Catagénesis proceso en el que el kerógeno se calienta y pasa a su segunda fase de evolución y se genera a partir de este petróleo y gas; por último el proceso de metagénesis, es en este proceso donde cesa la generación de petróleo y gas, pero se sigue generando mucho metano por alteración del crudo previamente generado. Aquí el kerógeno remanente es casi grafito.

Figura 1. Generación de hidrocarburos por temperatura y profundidad.



Fuente: SAMUEL MUÑOZ Módulo. Fundamentos de Ing. de Yacimientos.

- **Migración y acumulación de hidrocarburos.**

Debido a que el espacio poroso de la roca generadora es reducido gradualmente por el proceso de compactación, los hidrocarburos son expulsados de la roca madre. La migración es un proceso continuo que ocurre una vez los hidrocarburos han sido generados y expulsados de la roca madre generadora. Estos viajan hacia arriba hasta que alcanzan una barrera impermeable o roca sello, y se acumulan en dicho lugar originando de esta manera un yacimiento.

1.1.2. Mecanismos de Producción de Yacimientos Hidrocarburos.

La mayoría de los yacimientos petroleros y gasíferos poseen alguna forma de energía almacenada, que permite en algunos casos que él mismo produzca sus fluidos. Si un yacimiento suficiente energía, el pozo tendrá flujo natural, n caso contrario una serie de técnicas artificiales se utilizan para poner a producir el yacimiento. La determinación del mecanismo motriz del yacimiento se determina después del análisis de suficientes datos de varios pozos en producción.

- **Empuje por compactación.**

La producción de fluidos de un yacimiento, incrementará la diferencia entre la presión de sobrecarga (Overburden) y la presión del poro, lo que originará una reducción del volumen poroso del yacimiento y posiblemente cause subsidencia de la superficie. La recuperación de fluidos mediante el empuje por compactación es significativa solo si la compresibilidad de la formación es alta.

- **Empuje por gas en solución.**

Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los yacimientos de petróleo del mundo. En un yacimiento por empuje de gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. Una vez que la presión del yacimiento decline hasta la presión de burbuja, producirá la evolución de los fluidos del yacimiento a la fase gaseosa y esta expansión tendrá una incidencia positiva en la producción del yacimiento.

- **Con acuífero activo.**

Estos tipos de yacimiento se encuentran en contacto directo con fuentes de aguas subterráneas. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo.

De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluido en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua, invada el yacimiento de petróleo o gas la cual no

solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del fluido que se encuentre en la parte invadida.

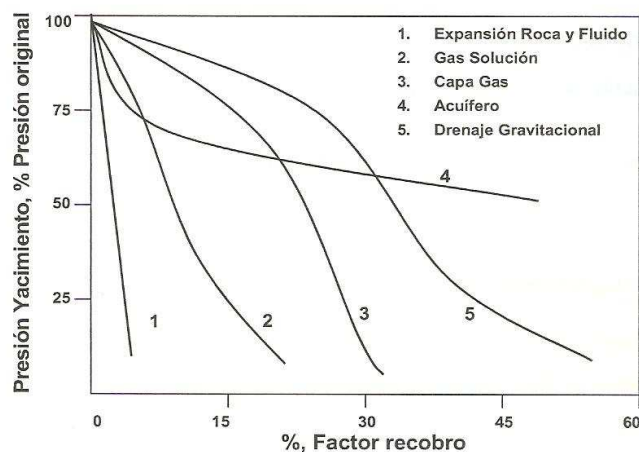
- **Capa de gas.**

En este tipo de yacimiento ocurre que a medida que la presión de este disminuye por efecto de la producción, la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del fluido.

- **Segregación gravitacional.**

En un yacimiento, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical, para que esto ocurra debe existir una buena permeabilidad vertical para que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento.

Figura 2. Comportamiento de los mecanismos de producción.



Fuente: SAMUEL MUÑOZ Módulo. Fundamentos de Ing. de Yacimientos.

1.1.3. Yacimientos Gas.

Son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. Se clasifican en:

- Gas seco
- Gas húmedo
- Gas condensado

En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como en superficie, durante su vida productiva (a cualquier presión). Además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla.

En cambio, los yacimientos de gas húmedo producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15000 PCN/BN. A diferencia de los anteriores, los Yacimientos de Gas Condensado presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200 PCN/BN.

1.2. PERFORACIÓN DE POZOS

Un pozo de hidrocarburo se define como cualquier perforación en el suelo diseñada con el objeto de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

El pozo se construye perforando un agujero de 127 a 914,4 mm de diámetro en el suelo mediante una torre de perforación que hace girar una línea o sarta con una broca en su extremo. Luego de completada la perforación, se introduce una cañería de diámetro levemente inferior al de la perforación, lo que permite sellar con cemento el resto del pozo. Este caño camisa provee integridad estructural a la obra, y al mismo tiempo permite aislarla en relación a zonas de alta presión que pueden resultar potencialmente peligrosas. Completado el encamisado, la perforación puede llevarse a mayores profundidades con una broca más pequeña, repitiendo luego el proceso con un encamisado de menor diámetro. Los pozos modernos suelen incluir de dos a cinco conjuntos de encamisados de diámetro descendente, para alcanzar grandes profundidades.

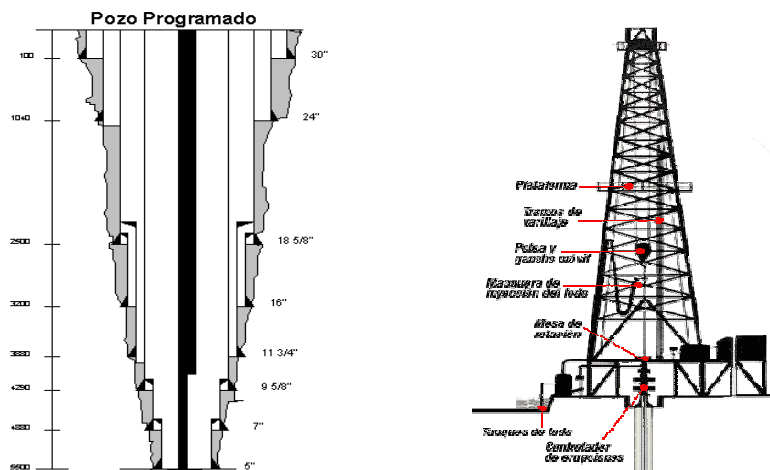
Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural. Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan "corazones" y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están atravesando.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- Profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés.
- Detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo como, por ejemplo, aporte de arena.
- Identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción de los fluidos hidrocarburos en la etapa de producción.

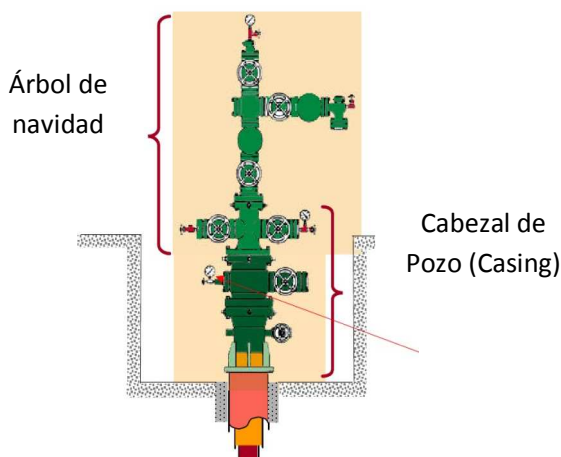
Figura 3. Encamisado y plataforma de perforación de un pozo vertical.



Fuente: JUAN ASCONAS. Perforación y terminación de pozos petroleros. Monografías.com

Durante la perforación, el pozo está controlado por una preventora o controlador de erupciones y un múltiple de flujo y estrangulación. Mientras se perfora cada espacio anular está sellado por el cabezal del pozo. Una vez que la perforación del pozo culmina se retiran los controladores de erupción y se instala el árbol de Navidad para controlar la producción del fluido hidrocarburo.

Figura 4. Cabezal de pozo y árbol de navidad.



Fuente: SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

1.3. EL PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA

Colombia es uno de los seis países latinoamericanos que posee recursos energéticos significativos y potenciales hacia el futuro. En materia de hidrocarburos se estiman en 1.668 millones de barriles y en 7.3 Tera pies cúbicos, sus reservas probadas de petróleo y gas natural, respectivamente. El petróleo, que representó en el año 2008 el 32% del total de las exportaciones colombianas, es una de las mayores fuentes externas de efectivo para el país. (Fuente: ANH Colombia).

Tras, una campaña de promoción en la Costa Atlántica fue posible sustituir el fuel oil (combustible derivado del petróleo) por gas natural en el sector industrial y otro tanto en las plantas termoeléctricas. En el sector residencial se presentó una sustitución, no muy alta, de consumo de energía eléctrica por gas natural, para usos como: la cocción de alimentos, calentamiento de agua y la refrigeración del ambiente. A raíz de las circunstancias antes mencionadas, se constituyeron varias empresas para distribución urbana y domiciliaria. Además, se construyó de

Figura 6. Reservas gasíferas de Colombia.



Fuente: ECOPETROL. Año 1998.

Tabla 1. Producción de gas y crudo respectivamente en América.

Producción											2009	Change 2009 over 2008	2009 share of total
Billion cubic metres	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008			
US	533.3	543.2	555.5	536.0	540.8	526.4	511.1	524.0	545.6	574.4	593.4	3.5%	20.1%
Canada	176.8	182.2	186.5	187.9	184.7	183.7	187.4	188.4	184.1	173.4	161.4	-6.7%	5.4%
Mexico	37.1	37.8	37.4	38.9	41.2	42.7	45.0	51.6	54.0	54.0	58.2	8.1%	1.9%
Total América del Norte	747.2	763.2	779.4	762.8	766.6	752.8	743.6	764.0	783.7	801.8	813.0	1.6%	27.4%
Argentina	34.6	37.4	37.1	36.1	41.0	44.9	45.6	46.1	44.8	44.1	41.4	-5.9%	1.4%
Bolivia	2.3	3.2	4.7	4.9	6.4	9.8	11.9	12.9	13.8	14.3	12.3	-14.0%	0.4%
Brazil	7.4	7.5	7.7	9.2	10.0	11.0	11.0	11.3	11.3	14.0	11.9	-15.0%	0.4%
Colombia	5.2	5.9	6.1	6.2	6.1	6.4	6.7	7.0	7.5	9.1	10.5	16.3%	0.4%
Trinidad & Tobago	11.7	14.5	15.5	18.0	26.3	27.3	31.0	36.4	39.0	39.3	40.6	3.6%	1.4%
Venezuela	27.4	27.9	29.6	28.4	25.2	28.4	27.4	31.5	32.1	29.2	27.9	-4.1%	0.9%
Other S. & Cent. America	3.5	3.7	3.9	3.8	3.6	4.0	4.9	5.8	6.6	7.1	7.0	-1.0%	0.2%
Total Centro y Sur América	92.0	100.2	104.5	106.7	118.7	131.7	138.6	151.1	155.1	157.1	151.6	-3.2%	5.1%

Producción											2009	Change 2009 over 2008	2009 share of total
Thousand barrels daily	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008			
US	7731	7733	7669	7626	7400	7228	6895	6841	6847	6734	7196	7.0%	8.5%
Canada	2604	2721	2677	2858	3004	3085	3041	3208	3320	3268	3212	-1.0%	4.1%
Mexico	3343	3450	3560	3585	3789	3824	3760	3683	3471	3167	2979	-6.2%	3.9%
Total América del Norte	13678	13904	13906	14069	14193	14137	13696	13732	13638	13169	13388	1.6%	16.5%
Argentina	847	819	830	818	806	754	725	716	699	682	676	-0.7%	0.9%
Brazil	1133	1268	1337	1499	1555	1542	1716	1809	1833	1899	2029	7.1%	2.6%
Colombia	838	711	627	601	564	551	554	559	561	616	685	12.2%	0.9%
Ecuador	383	409	416	401	427	535	541	545	520	514	495	-3.6%	0.7%
Peru	107	100	98	98	92	94	111	116	114	120	145	21.0%	0.2%
Trinidad & Tobago	141	138	135	155	164	152	171	174	154	149	151	-0.6%	0.2%
Venezuela	3126	3239	3142	2895	2554	2907	2937	2808	2613	2558	2437	-4.9%	3.3%
Other S. & Cent. America	124	130	137	152	153	144	143	141	143	140	141	0.4%	0.2%
Total Centro y Sur América	6699	6813	6722	6619	6314	6680	6899	6886	6636	6678	6760	1.2%	8.9%

Fuente: BP Estadísticas Energéticas Mundiales 2011.

2. WELL ANALYZER

El WELL ANALYZER es un paquete integrado de levantamiento artificial de adquisición de datos y sistemas de diagnósticos que permiten al operador maximizar la producción de crudo y gas, minimizando costos operativos. La productividad del pozo, la presión del reservorio, la eficiencia global, la carga y eficiencia de los equipos de bombeo y el rendimiento del pozo, se derivan de la combinación de mediciones de presión de superficie, nivel de líquido, dinamómetros, poder y respuesta de presión transitoria. Este sistema portátil está basado en convertidores de precisión análogo-digital, controlados por un computador portátil con aplicaciones basadas en Windows. El analizador de pozos adquiere, almacena, procesa, muestra y maneja los datos del pozo e inmediatamente realiza un análisis de las condiciones de operación de este.

2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO

El WELL ANALYZER integra una serie de elementos e instrumentos que permiten la realización de diversas mediciones y toma de muestras. Se basa en dos tipos de mediciones; mediciones acústicas con las que se estudia las propiedades físicas de un pozo de hidrocarburos propiedades como presión de fondo, profundidad de la formación, flujo de gas, nivel de líquido y otros aspectos importantes para la determinación de la eficiencia en la producción del pozo, y mediciones dinamométricas con las que se evalúa el rendimiento del sistema de bombeo mecánico en superficie de pozos de crudo. Ambas mediciones en resumen permiten la evaluación del rendimiento del pozo, así como la determinación temprana de problemas operacionales o estructurales en este, y por lo tanto su optimización.

Básicamente el equipo de medición utiliza tecnología muy sencilla disponible en el mercado, transformada y adaptada para cumplir con las especificaciones del sector hidrocarburo. Para las mediciones acústicas utiliza los siguientes elementos integrados:

2.1.1. Medidores Ultrasónicos.

Los medidores ultrasónicos utilizan ondas sonoras de altas frecuencias, mucho más altas de las que quedan dentro del rango del oído humano, es decir, a frecuencias superiores a los 18 Khz. Las ondas ultrasónicas obedecen a las mismas leyes básicas del movimiento ondulatorio de las ondas sonoras de frecuencias más bajas, sin embargo, poseen muchas ventajas que lo hacen atractivo para industria gasífera. Las ondas de frecuencias más altas tienen longitudes de ondas mas cortas, lo cual significa que la difracción en torno a un obstáculo de dimensiones determinadas se reduce en forma correspondiente. Por lo tanto es más fácil enfocar y dirigir un haz de ultrasonido. Son instrumentos no intrusivos, de fácil transporte y rápida instalación, además de brindar una alta exactitud de en las mediciones independientemente del perfil de velocidad, magnitud o temperatura de flujo.

2.1.2. Convertidor Análogo-Digital.

Un dispositivo electrónico capaz de convertir una entrada analógica de voltaje en un valor binario. Se utiliza en equipos electrónicos como ordenadores, grabadores de sonido y de vídeo, y equipos de telecomunicaciones. La señal analógica, que varía de forma continua en el tiempo, se conecta a la entrada del dispositivo y se somete a un muestreo a una velocidad fija, obteniéndose así una señal digital a la salida del mismo. Estos dispositivos están asociados por lo general a transductores, que no son más que es un mecanismo capaz de transformar o

convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra de diferente a la salida. El equipo posee dos sensores integrados, uno permite la captación de las ondas sonoras (Micrófono) y reportarlas al computador central y otro (Transductor de Presión) que permite captar los cambios de presión.

2.1.3. Medidores Ultrasónicos de Nivel de Líquido.

Estos medidores basan su funcionamiento a través de la emisión de impulsos ultrasónicos a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo a un receptor. El retardo en la captación del eco depende de la profundidad o distancia entre el receptor y el nivel de la superficie del líquido. Estas ondas atraviesan medio ambiente de gases o vapores con poco amortiguamiento y se reflejan en la superficie de sólidos y líquidos.

Las mediciones dinamométricas son realizadas integrando los siguientes elementos tecnológicos:

2.1.4. Dinamómetros.

En general es un instrumento utilizado para la medición de fuerzas de tracción y tensiones. Son usados para grandes tracciones y para casos donde se necesite alta seguridad contra roturas. Se utiliza un transductor de galgas extensiométricas capaz de percibir deformaciones producto de los esfuerzos presentes. Esta galga posee un conductor eléctrico que es deformado (dentro de un límite de elasticidad, que no produzca rotura o deformación permanente en el mismo) y afecta su resistencia eléctrica. De esta manera, midiendo la resistencia eléctrica de la galga, puede deducirse la magnitud del esfuerzo aplicado sobre el objeto.

2.2. PROGRAMA TWM. (SOFTWARE TOTAL WELL MANAGEMENT)

El programa TWM esta asociado al WELL ANALYZER y consiste en una serie de rutinas para la adquisición, análisis y presentación de datos. Es a través de este programa que el usuario puede realizar las tarea de monitoreo del pozo de forma automatizada. El programa organiza y recibe los datos obtenidos por los sensores y otros accesorios al cumplir con acciones específicas y los administra en la pantalla del computador portátil.

A través del programa TWM integrado al WELL ANALYZER se pueden realizar un conjunto de acciones para la adquisición y análisis de datos de:

- ✓ Mediciones Acústicas:
 - Presión Transitoria.
 - Presión de Fondo
 - Detección de Líquido.
 - Profundidad del Pozo.

- ✓ Dinamométricas:
 - Potencia/Corriente (Motor de la Bomba).
 - Adquisición General de Datos.
 - Sistema de Bombeo Neumático.

El presente trabajo basará su información mediante a datos y estudios obtenidos en las mediciones o pruebas acústicas de pozos de crudo y gas (presión de fondo, detección de líquido y profundidad del pozo) para la adquisición de variables claves, pudiéndose así, realizar los cálculos necesarios que determinen el caudal

de producción de gas de un pozo y otras propiedades o condiciones importantes para lograr el análisis de su rendimiento.

2.3. MEDICIONES ACÚSTICAS

Las mediciones acústicas se originan con el disparo de un pulso acústico que viaja en forma de ondas a través del pozo o del espacio anular, generando ecos. Estos ecos son detectados por dispositivos que lo digitalizan en datos y los almacena en la memoria de una computadora para diversos procesamientos. El principal objetivo es el de proporcionar mediciones sobre la profundidad del nivel de líquido, determinar la presión de fondo, distribución de la presión anular y estimación de la influencia en el rendimiento del pozo. A través de los equipos y dispositivos que posee el WELL ANALYZER se obtienen los detalles de estos y otros elementos de interés para el operador.

2.3.1. Aplicaciones.

Las mediciones acústicas por lo general están enfocadas en el estudio del rendimiento del pozo, para permitirle al operador identificar problemas tempranamente o trazar la productividad del mismo. En este tipo de mediciones se genera un pulso acústico en la superficie del pozo que viaja a través del gas reflejándose en los cambios del área anular de la tubería y el nivel del líquido. Luego automáticamente un programa computarizado analiza los datos acústicos y los procesa simultáneamente para determinar factores de interés como el nivel de líquido en el fondo del pozo, cálculos de la presión y flujo de gas por los anulares, presión de fondo del pozo, presiones de ascenso de flujo, máximo rango de producción y otros parámetros importantes. Estas mediciones son realizadas sin la necesidad de parar las actividades de producción del pozo.

2.3.2. Equipos y Componentes.

- **Electrónicos.**

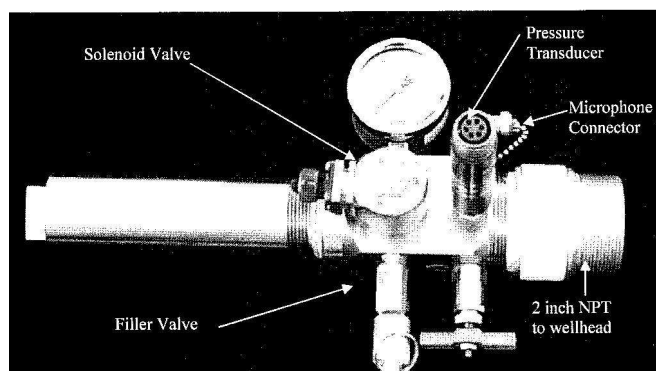
Compuestos por el computador portátil que controla al WELL ANALYZER. Este equipo almacena en su disco duro los datos de las pruebas, procesa la información y la expone de manera organizada. Como componentes electrónicos también se toma en cuenta la unidad electrónica compacta del analizador de pozo que se encarga de digitalizar la señal proveniente del transductor de presión y del micrófono integrado para enviarlos al procesador del computador.

- **Pistola de gas de disparo remoto. Modelo “WG”.**

Pistola de gas de disparo remoto genera un pulso acústico que viaja a través del pozo o del espacio anular, cuyo reflejo es detectado por este. Esta pistola de gas incluye una cámara con un volumen que es llenado con un gas comprimido para generar el pulso acústico hacia el pozo. Posee además un micrófono alojado en el cuerpo encargado de detectar el disparo, las reflexiones de los collares o uniones y cualquier otra anomalía del pozo hasta el nivel del líquido.

Estas unidades están fabricadas con acero inoxidable 316 y diseñadas para trabajar en sistemas hasta de 1500 PSI de presión, aunque estos diseños pueden ser modificados para aguantar presiones de hasta 3000 PSI. El ensamble de la pistola de disparo remoto (nueva y nunca usada en campo) ha sido probado bajo niveles de hasta 7500 PSI de presión utilizando agua como elemento de operación.

Figura 7. Pistola de gas de disparo remoto. Modelo “WG”



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

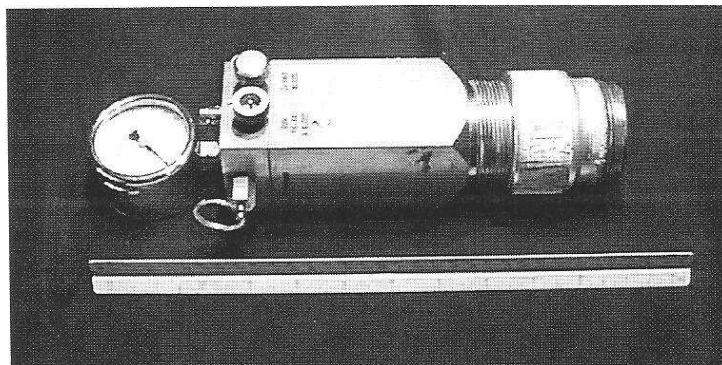
- **Pistola de gas compacta. Modelo “CGG”.**

Este dispositivo consiste en un micrófono y una cámara con un volumen de diez (10) pulgadas cúbicas con una válvula exterior de $\frac{1}{4}$ ". La pistola debe ser unida al ensamble del pozo de manera similar a la pistola de disparo remoto y conectado al WELL ANALYZER utilizando solo el cable del micrófono a menos que el transductor de presión opcional este cargado con el sistema. En ese caso el transductor debe unirse a la pistola y luego al WELL ANALYZER usando el cable provisto para tal fin. La válvula exterior de la pistola puede ser abierta rápidamente cuando el gatillo es jalado. Esto genera la presión de pulso. Debe existir un diferencial de presión entre la cámara de la pistola y la presión anular para que se pueda generar el pulso. Generalmente este instrumento se ha venido utilizando en servicios de altas presiones (500 – 1500 PSI).

El operador del pozo puede escoger dos opciones de disparos con este dispositivo, que va de acuerdo a este diferencial de presión que debe existir para generar el pulso.

- **Modo de Explosión:** se utiliza cuando la presión en la cámara de la pistola supera la presión en cabeza de pozo del anular o la presión de revestimiento. Se utiliza un suministro de gas externo para presurizar la cámara por encima de esta presión.
- **Modo Implosión:** se utiliza cuando la presión en cabeza de pozo del anular supera la presión de la cámara de la pistola. También es usado cuando la presión en el anular es superior a 100 PSI. En este caso se despresuriza el volumen de cámara.

Figura 8. Pistola de gas compacta. Modelo “CGG”



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

- **Pistola de gas para altas presiones.**

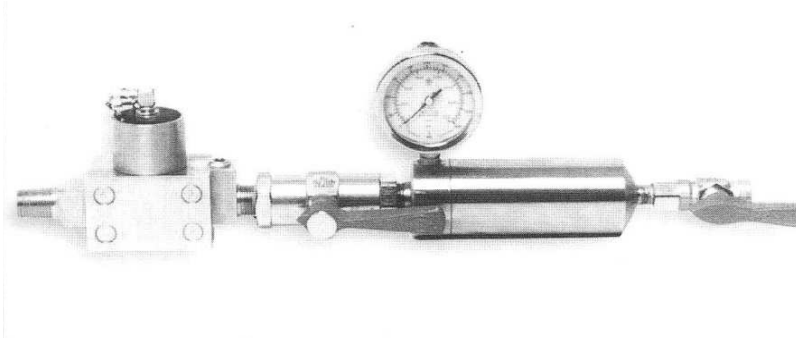
Para aplicaciones de alta presión, por encima de 15000 PSI, esta tipo de pistola puede ser utilizada en conjunto con el WELL ANALYZER para las mediciones en cabeza de pozo de la presión, niveles de líquidos y calcular también la presión de fondo de pozo. Las aplicaciones típicas de estos dispositivos están en las mediciones y pruebas de pozos de gases, inyección de gas a pozos, de flujo de alta presión de crudo y pozos de gas condensados. Generan un pulso de forma

manual por implosión usando la presión del pozo como recurso de energía. Entre esta clasificación de pistolas para servicios de alta presión existen dos diseños.

- **Pistola de gas para servicios 5000 PSI de presión.**

Este modelo consiste de un de un micrófono ensamblado y una cámara con capacidad de volumen separada por una válvula de bola. Generalmente opera con el modo de implosión aunque también puede operar con en modo explosión presurizando el volumen de la cámara con gas (CO₂ o Gas de N₂).

Figura 9. Pistola de gas para servicios 5000 PSI de presión.

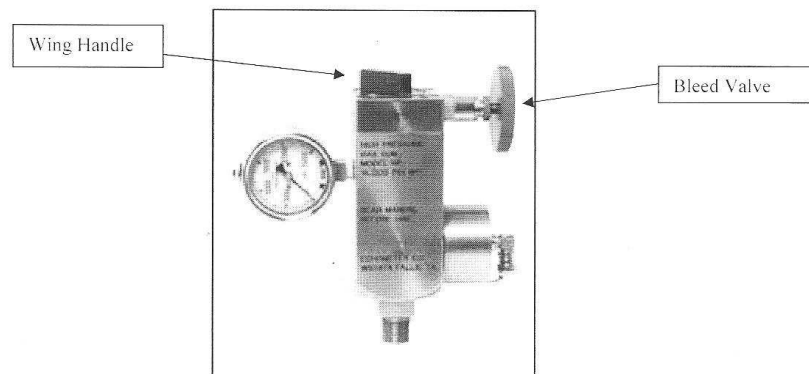


Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

- **Pistola de gas para servicios 15000 PSI de presión.**

El mecanismo operativo de este tipo de pistola es similar al de la pistola de gas compacta. Posee una válvula de asiento con un interruptor que se desplaza por rotación en sentido contrario a las agujas del reloj para cerrar. Esto controla el paso entre el volumen de la cámara y la conexión al pozo el cual queda sellado con un anillo en "O" (O-Ring) en la punta de la válvula de asiento. De abrir la válvula girando el interruptor en sentido a las agujas del reloj, este se abre liberando el movimiento del gas a la cámara por diferencia de presión.

Figura 10. Pistola de gas para servicios 15000 PSI de presión.

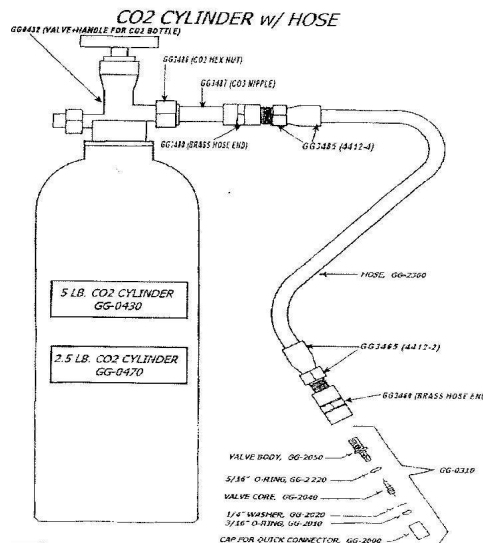


Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

- **Bombona de gas presurizada de CO₂.**

La compañía ECHOMETER suministra cilindros de 2.5 o 5.0 Lb de volumen de CO₂ junto con las pistolas de gas para las operaciones en modo explosión a menos de que estas sean solicitadas en diferentes medidas. Cada cilindro viene con una presión de operación de 1800 PSI y una presión de prueba de 3000 PSI. Esta compañía de igual forma suministra el contenedor para el re-llenado de los cilindros de CO₂.

Figura 11. Cilindro para Re-llenado de contenedores de CO2 de 2.5 y 5 Lb.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

La utilización de N₂ o CO₂ depende mucho de la presión anular o de revestimiento del pozo. Para presiones muy altas por lo general es utilizado N₂ ya que por su factor de compresibilidad puede alcanzar hasta 1200 Psi utilizando poca masa en la cámara de la pistola. El CO₂ puede alcanzar hasta 900 Psi de presión en la cámara.

2.3.3. Procedimiento de Montaje de las Pistolas de Gas.

Existen cuatro (4) tipos de pistolas de gas que son utilizadas en las mediciones acústicas y su uso depende de las condiciones de operación del pozo. Todas poseen el mismo procedimiento de montaje al cabezal del pozo, el cual se explicará en esta sección. La diferencia que existe entre las pistolas esta en su método de disparo de la onda acústica, diferencias que se explicaran en su momento, forma de notas ubicadas a lo largo de la explicación del procedimiento de montaje.

El instrumento puede ser montado en anular del pozo o bien podría ser montado en el tubing. Tal selección dependerá del fin de la prueba a realizar y el tipo de datos que se necesiten recolectar. Se debe considerar que el instrumento no puede estar en contacto directo y continuo con el crudo debido a que se dañarían los sensores. Este procedimiento explicado a continuación es para el montaje de la pistola al anular del pozo.

Nota. Es esencial antes de realizar cualquier tipo de prueba al pozo, contar con todo el material de seguridad correspondiente. Cascos, guantes, lentes y audífonos de protección deberán de ser utilizado por los operadores. Se trabajará en un pozo de gas y siempre existe el riesgo de exponerse a liberación súbita de hidrocarburos, que pueden causar daño corporal y daños a los equipos.

Procedimiento general de armado de pistolas de gas:

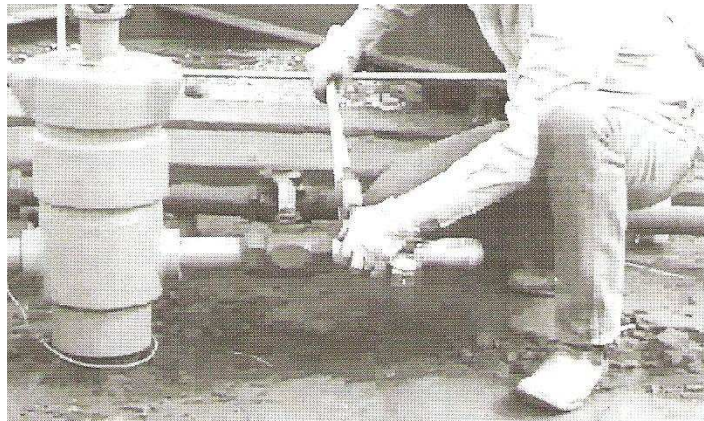
1. Asegurar que la válvula proveniente del anular en el cabezal del pozo este completamente cerrada.
2. Revisar las roscas de la pistola de gas, de igual forma la conexión de la válvula del cabezal en busca de desgastes, daños o signos de corrosión.

Nota. De haber signos de desgaste o daños en las conexiones, debe interrumpirse el proceso de prueba del pozo para un adecuado mantenimiento, debido a que el instrumento podría no quedar adecuadamente ajustado a la tubería del anular. Este problema podría causar liberaciones súbitas de fluido al ambiente causando daño al personal o equipos. La pistola de gas compacta y las pistolas de gas de alta presión, poseen opcionalmente el modo de implosión para generar la onda acústica, utilizando la presión del yacimiento como energía para generarla, por lo

que un mal acople en la conexión proveniente del cabezal, causaría pérdida de presión y un pulso débil.

3. Enroscar la pistola de gas en la conexión de la válvula del anular en la cabeza del pozo. Para pistolas de gas con rosca de 2" (modelos "WG", "CGG"), se recomienda realizar cuatro (4) giros y medio, mas giros podrían causar daños en las roscas. Puede utilizar una llave de tubo como herramienta. Luego abrir la válvula de drenaje de la pistola.

Figura 12. Montaje de la pistola al cabezal del pozo.

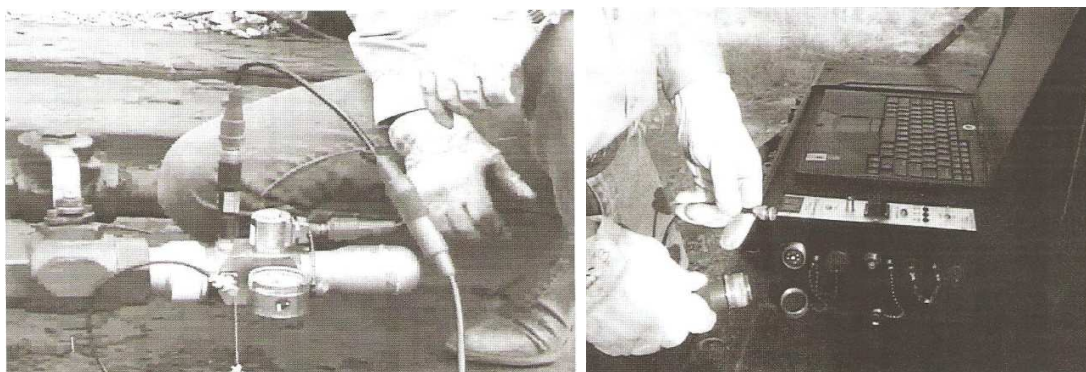


Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

Nota. Se recomienda que la distancia entre el cabezal y el ensamble de válvula-micrófono sea de por lo menos tres (3) pies siendo la distancia óptima cinco (5) pies. De igual manera, la conexión a la tubería del anular debe ser de dos (2) pulgadas de diámetro sin codos, conexiones en "T" o reductores de diámetro (aunque estos últimos podrían ser necesarios en muchos casos). De existir muchos accesorios podría causar mucha interferencia en la amplitud del pulso acústico y una baja calidad en su detección.

4. Colocar las conexiones que posee la pistola de gas al WELL ANALYZER. Apretar las conexiones utilizando solo los dedos.

Figura 13. Conexiones de la pistola de gas al WELL ANALYZER.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

2.3.4. Procedimiento de Disparo de Pulso Acústico y Recepción de Data.

Este procedimiento comienza inmediatamente después del montaje de la pistola de gas al cabezal del pozo. Una vez realizado esto, encender el WELL ANALYZER y esperar por la luz verde que indica el correcto encendido del equipo donde se iniciara el programa TWM automáticamente. Luego:

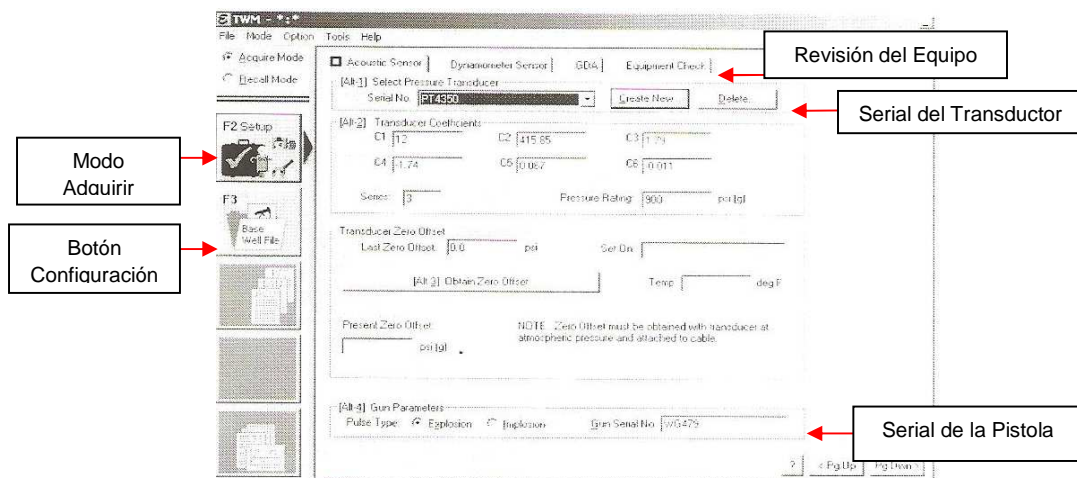
1. Al desplegarse en la pantalla (Display) el programa TWM, seleccionar en la parte superior izquierda la opción modo adquirir (Acquire Mode). Luego automáticamente ira a la pantalla de configuración o (Setup).

Nota. En esta pantalla podrá revisar el estado del equipo (estado de batería, la comunicación con los sensores de medición, etc.) seleccionando la pestaña en la parte superior derecha con el nombre de revisión del equipo (Equipment Check). Podrá ir a la pantalla de configuración (Setup) cuando lo requiera, seleccionando

el icono en la parte superior izquierda de la pantalla con el indicador del ratón, o presionando la tecla F2. Existen dos (2) modo del programa. El modo recordar (Recall Mode) que es utilizado para la revisión y estudios de pruebas realizadas con anterioridad y modo adquirir (Acquire Mode) para la adquisición de data, y es utilizado para realizar pruebas nuevas. La selección de estos modos agrega y suprime opciones.

2. En la pantalla de configuración (Setup). Seleccionar la pestaña sensor acústico (Acoustic Sensor) en la parte superior izquierda. Ingresar el número del serial y los coeficientes del transductor de presión y luego ingresar el número del serial de la pistola en a parte inferior derecha. Estos datos se encuentran en la etiqueta de cada equipo.

Figura 14. TWM Pantalla de configuración.



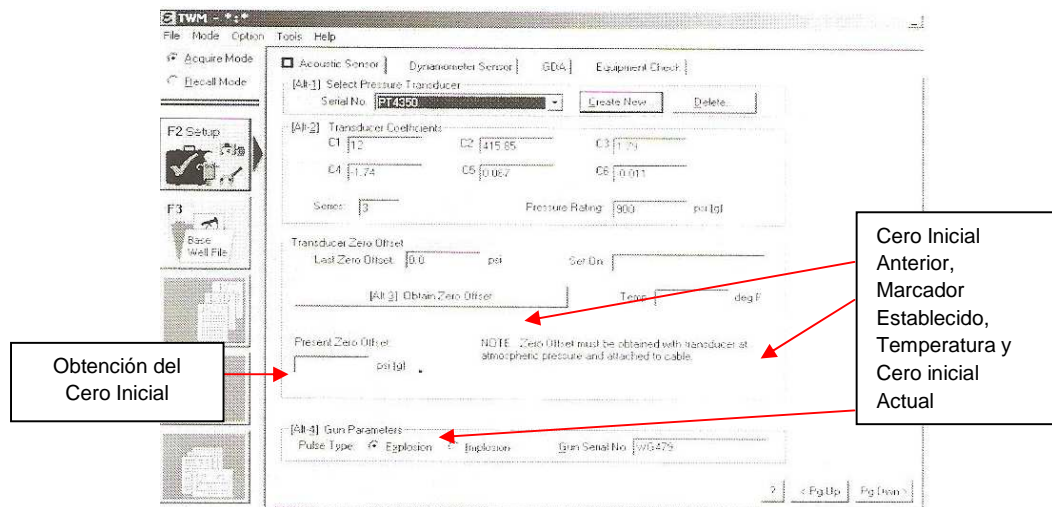
Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

Nota. Para el serial del transductor podrá seleccionar la opción crear uno nuevo (Create New) en el caso de no encontrar en la lista el serial correspondiente. También podrá seleccionar la opción de ninguno (None) de la lista en el caso de que no este utilizando el transductor en la prueba.

Para la pistola de gas también podrá seleccionar el modo de disparo (explosión o implosión) opciones al lado izquierdo del número de serial de la pistola.

- De nuevo en la pantalla del computador portátil, reiniciar el transductor de presión presionando el botón de obtención del cero inicial (Obtain Zero Offset) también puede utilizar el comando “Alt-3” para ejecutar esta acción. Notará que las casillas de cero inicial anterior (Last Zero Offset:), marcador establecido (Set On:), temperatura (Temp:) y cero inicial presente (Present Zero Offset) comenzaran a tener valores, una vez que estos valores se estabilicen en “0.0” presionar el botón que ahora dirá: actualizado cero inicial con lectura actual (Update Zero Offset with Present Reading), para grabar la información. De esta manera se establecerá las condiciones ambiente de la prueba. Luego cerrar la válvula de drenaje de la pistola.

Figura 15. TWM Pantalla Obtención del cero o reinicio del transductor.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

- Llenar el volumen de la cámara de la pistola de gas conectada. Esta cámara deberá ser llenada por el cilindro con CO₂. utilizando la válvula de llenado en el cuerpo de la pistola. Llenar el volumen de la cámara hasta

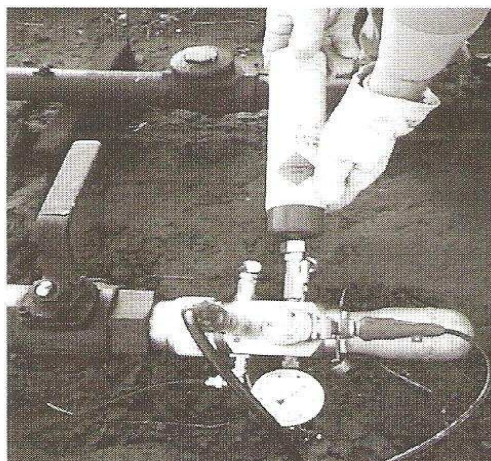
aproximadamente 150 PSI por encima de la presión anular en superficie.
Asegurar que la válvula del anular este completamente cerrada.

Nota. El paso anterior de llenado del volumen de la cámara, es para modo explosión, modo en el cual es necesario presurizar la cámara con gas por encima de la presión anular (Casing) para poder generar el pulso. Para el caso en el que se utilizar modo implosión deberá considerar de acuerdo al modelo de la pistola que se utilice lo siguiente:

- **Para la pistola de gas disparo remoto modelo “WG”**, este modelo normalmente utiliza solo el disparo por explosión aunque puede adaptarse para disparar por modo implosión bajo pedido a la compañía ECHOMETER. Si no esta modificado seguirá el procedimiento anterior. De lo contrario deberá presurizar la cámara a una presión por los menos de 150 Psi por debajo de la presión del anular, podrá utilizar la válvula de drenaje para controlar esta presión.
- **Para la pistola de gas compacta modelo “CGG”**, presurizar la cámara de gas y utilizar la válvula de drenaje para despresurizar la cámara del instrumento a 150 PSI por debajo de la presión anular. Asegurar que el brazo del martillo de la pistola este levantado antes de llenar o drenar la cámara.
- **Para las pistola de gas para servicios de 5000 PSI y 15000 PSI**, colocar el interruptor de la válvula ubicada en el tope de la pistola en la posición de libre paso, abrir la válvula proveniente del cabezal del pozo para permitir el paso del gas, la presión del pozo se vera reflejada en el medidor de presión del instrumento. Rotar el interruptor de la válvula para acerrar el paso del gas, lentamente abrir la válvula de drenaje y despresurizar la cámara hasta

obtener máximo 1000 PSI de diferencial de con respecto a la presión del anular.

Figura 16. Procedimiento de carga del volumen de la cámara.

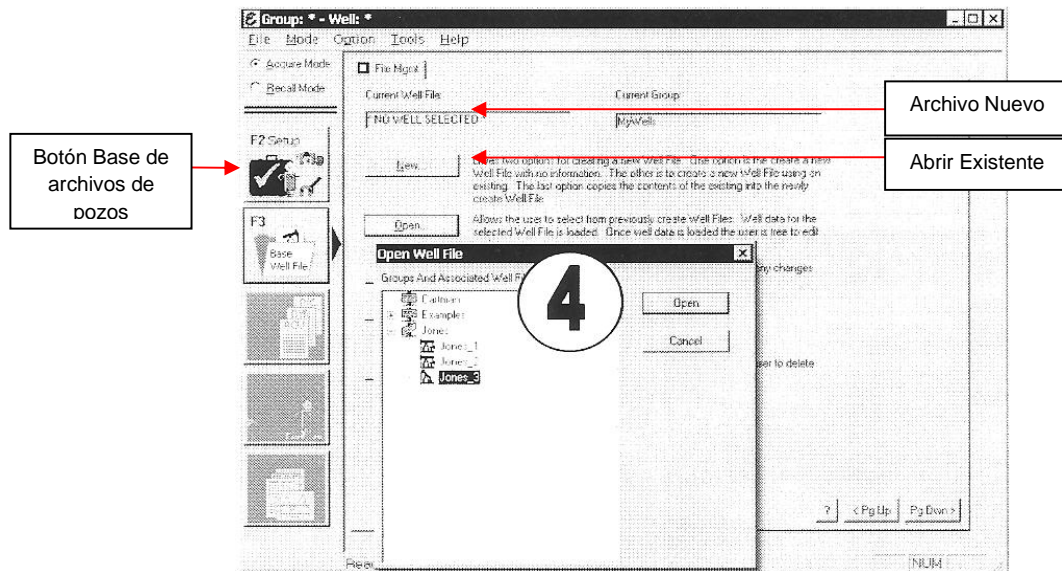


Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

5. Luego, ir a la opción de archivo base de pozos (Base Well File), ubicada en la parte izquierda debajo de la opción de configuración (Setup). En esta pantalla tendrá la opción de abrir una base de dato de un estudio previo realizado a un pozo para su continuación o podrá crear una base de datos nueva para un pozo, en este caso deberá contar con información del pozo ya que el programa lo requerirá una serie de datos mínimos para sus estimaciones.

Nota. Podrá ir a la pantalla de archivo base de pozo cuando lo requiera, seleccionando el icono en la parte izquierda de la pantalla con el indicador del ratón, o presionando la tecla F3.

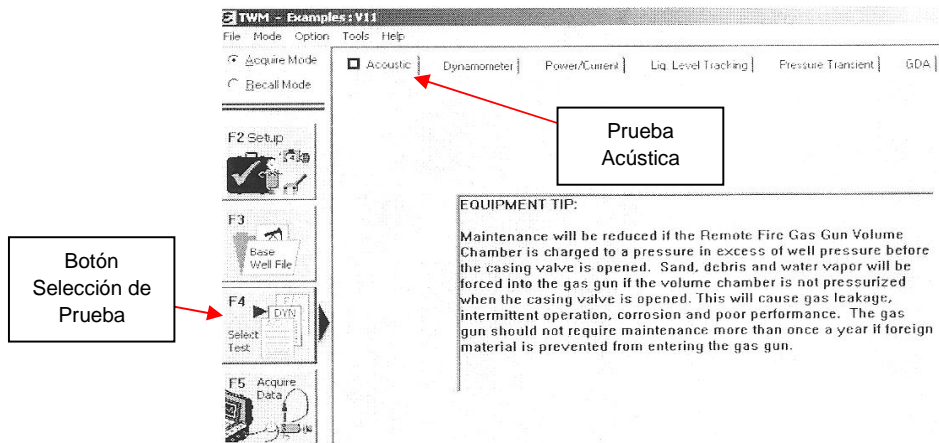
Figura 17. TWM Pantalla Base de archivos de pozo.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

6. Luego, seleccionar la opción de selección de prueba (Select Test) en la parte izquierda de la pantalla, debajo de la opción archivo base de pozo. En esta pantalla podrá escoger el tipo de prueba que se realizará, seleccionar la pestaña; acústica (Acoustic), ubicada en la parte superior izquierda de la pantalla.

Figura 18. TWM Pantalla Selección de prueba.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

7. Ir a la opción de adquirir data (Acquire Data). En este punto, podrá observar que el WELL ANALYZER se encuentra ya operativo y recibiendo la señal de los ecos que detecta del sonido del subsuelo. Esta pantalla también mostrará una instrucción para preparar y repasar todo el procedimiento antes del disparo de la pistola:

- a. Cargar la pistola de gas.
- b. Revisar el drenaje de la pistola.
- c. Abrir la válvula entre la pistola de gas y el pozo.
- d. Cerrar todas las otras válvulas que conectan el pozo a otras líneas de flujo.

Nota. El paso “a” dependerá del modo que opere la pistola de gas utilizada ver el paso cuatro (4) de ser necesario.

8. Disparar la pistola de gas presionando el botón de disparo (Fire Shot) ubicado en la parte inferior derecha de la pantalla. También puede utilizar el comando “Alt-S” para ejecutar esta acción. Esta secuencia de disparo dependerá del tipo de pistola de gas que este en uso:
- **Para la pistola de gas disparo remoto modelo “WG”**, esta pistola posee un dispositivo que permite el disparo de forma remota y automática, por lo cual al efectuar el comando de disparo (Fire Shot) desde el programa TWM, este ejecuta los disparos controlando la válvula solenoide que posee la pistola.
 - **Para la pistola de gas compacta modelo “CGG”**, este instrumento no posee disparo automático si no manual, por lo cual, el programa emitirá un mensaje para ejecutar el disparo de forma manual. Por lo general esta pistola se utiliza con presiones anulares superiores a 500 PSI lo que hace difícil el disparo y extremadamente difícil a presiones de 1500 PSI. Para ayudarse muchas veces los operadores podrán utilizar un dispositivo de armado que no es más que una palanca para ayudar a reducir la fuerza necesaria para cargar el disparo.
 - **Para las pistolas de gas para servicios de 5000 y 15000 PSI**, ambas poseen una válvula solenoide que permite el disparo con control automático dirigido por el programa TWM desde la computadora portátil.
9. El programa TWM emitirá en la pantalla el mensaje; pulso detectado de la pistola (Shot PULSE was detected from Gun), lo que significa que fue detectado el disparo y recibido la señal acústica por los sensores del instrumento. El programa comenzará a adquirir la data del disparo procesándola en un número determinado de segundos, basados en la profundidad de la

formación que fue suministrada al inicio de la prueba. Una vez adquirida la data y procesada por el computador, aparecerá una ventana de dialogo que le permitirá salvar la información o descartarla para realizar otro disparo. Al guardar la información, el programa TWM continuará tomando datos cada quince (15) segundos durante quince (15) minutos para adquirir la presión de restauración en anular o revestimiento, este tiempo es el tiempo máximo que puede durar la prueba. Se puede detener manualmente si se desea yendo a la pestaña; presión de revestimiento (Casing Pressure), ubicado en la parte superior, luego oprimiendo el botón fin de levantamiento (End Build Up) en la parte inferior derecha. La detener el tiempo de la prueba, los cálculos del programa pararán y este mostrará los datos obtenidos hasta ese punto.

Nota. Si el disparo no fue detectado por los sensores del instrumento deberá abortar el procedimiento oprimiendo el botón de abortar – parar la adquisición de data del disparo (ABORT-Stop acquisition of Shot data) ubicado en la parte inferior derecha. Esto detendrá el proceso y permitirá reiniciar el procedimiento. Cargar el volumen de la cámara de la pistola a una presión más alta. Revisar desde el paso cuatro (4) para reiniciar el disparo.

10. Al guardar la información, automáticamente el programa se irá a la pantalla de análisis (Analyze) y se ubicara en la pestaña de selección del nivel de líquido (Select Liquid Level). El programa TWM automáticamente elige el mejor “eco” producido y detectado para su procesamiento.

2.3.5. Procesamiento de Data Acústica.

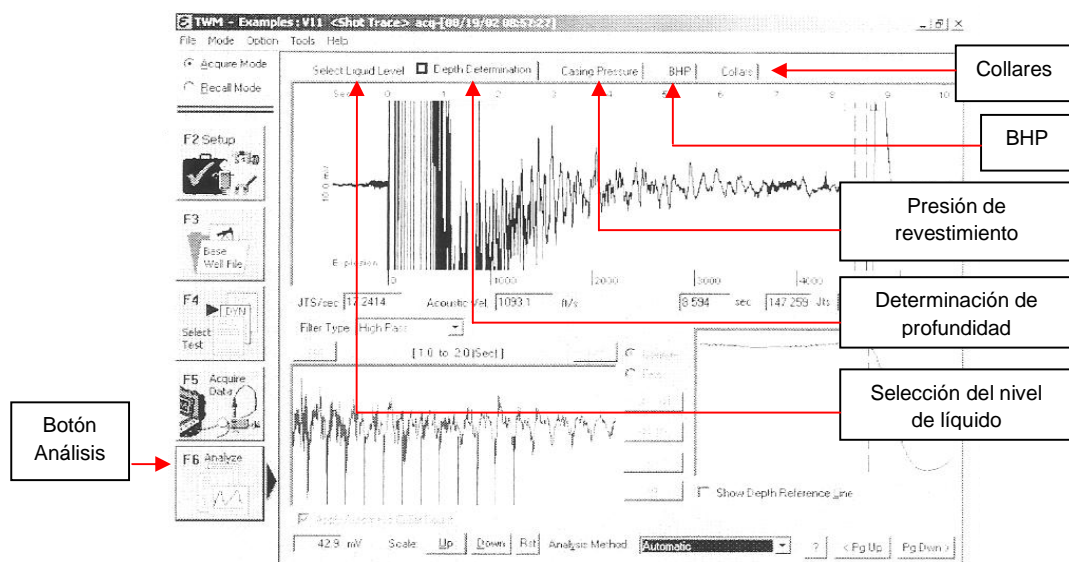
Al realizar con éxito los pasos anteriores, la señal acústica es detectada, almacenada y procesada por el programa TWM instalado en el computador

portátil. Automáticamente la data es organizada y mostrada en la opción de análisis (Analyze) ubicada en la parte inferior izquierda de la pantalla dentro del programa. También se puede acceder a esta data oprimiendo la tecla “F6”.

Nota. Si el usuario se encuentra dentro de la opción de modo recordar (Recall Mode), para acceder a la data obtenida en pruebas de pozos anteriores, deberá primeramente entrar a la opción de seleccionar prueba (Select Test) para escoger el tipo de prueba cuya data quiere revisar y luego entrar a la opción de análisis (Analyze).

Al estar dentro de la opción de análisis se abrirá una pantalla con cinco (5) pestañas: selección del nivel de líquido (Select Liquid Level), determinación de profundidad (Depth Determination), presión de revestimiento (Casing Pressure), BHP (presión de fondo de pozo por sus siglas en ingles) y collares (Collars), respectivamente, visibles en la parte superior de la pantalla. La información esta distribuida de esta manera para mayor organización y entendimiento.

Figura 19. TWM Pantalla Análisis.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de pasos.

- **Selección de nivel de líquido. (Select Liquid Level)**

La primera pestaña es de selección de nivel de líquido. En donde se mostrará un recuadro con la señal acústica generada y el programa automáticamente selecciona el posible nivel de líquido que detecto. En esta pestaña es muy importante que el operador conozca la estructura del pozo o su terminación, debido a que el nivel de líquido puede ser leído erróneamente por la computadora y el operador puede seleccionarlo según sea su criterio. Se debe estudiar detenidamente la señal generada para su máximo entendimiento evitando errores de apreciación ya que si se manualmente se modifica o mueve la marca del nivel de líquido propuesto por la computadora, se modifican los cálculos realizados previamente por el programa.

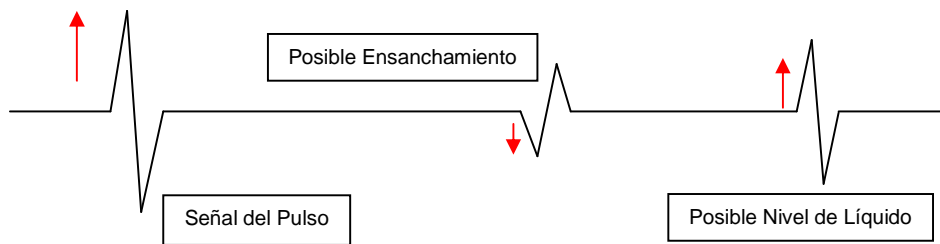
La onda que genera la pistola de gas sale con cierto sentido, y en su viaje por el tubo o por el espacio anular, sufre variaciones. Cada variación es producto de unas anomalías y produce cambios de sentido en la señal.

Son consideradas como anomalía cualquier elemento que modifique de alguna manera el área entre la pared del tubo y la pared de la formación (espacio anular o de revestimiento) como por ejemplo obstrucciones de anillos parafínicos, collares o uniones, anclajes u otros elementos que disminuyen el espacio o reducciones de diámetro de la tubería del pozo que aumenta el área. Mediante del estudio de la señal también pueden observarse cualquier defecto del tubo causado por posibles abolladuras o doblez que causan variación en el área entre la pared del tubo y la superficie del revestimiento.

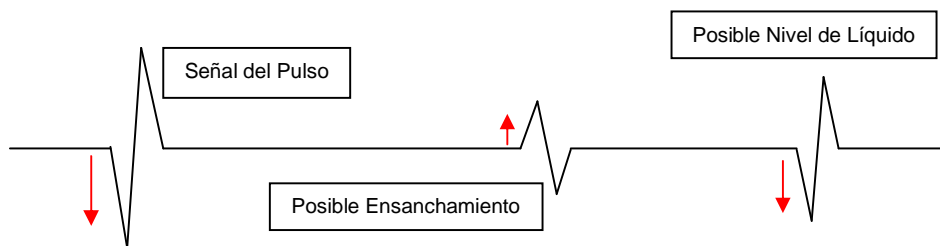
Toda obstrucción que reduzca el área entre el espacio anular y la pared del tubo tendrá un sentido igual al del pulso generado por la pistola, siendo lo inverso para cualquier obstrucción que aumente el área.

Figura 20. Onda acústica.

Modo implosión



Modo explosión

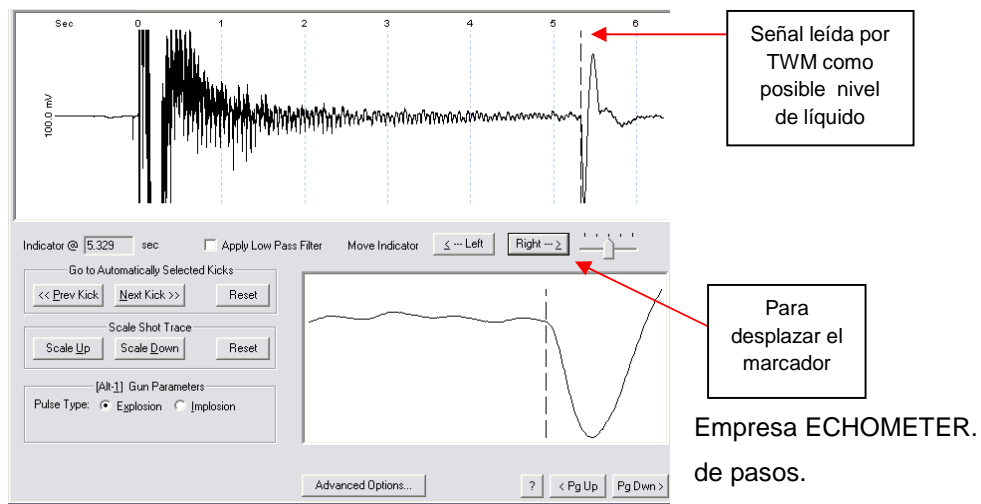


Fuente: Propia.

Cabe resaltar que el nivel de líquido es un obstrucción drástica de la señal (claramente el líquido reduce completamente el área existente entre la superficie del revestimiento y la pared del tubo) por lo tanto tendrá un sentido igual al del pulso generado, de esa manera se puede descartar otras señales debido a su sentido opuesto. También se puede descartar señales de obstrucción tomando en cuenta que el nivel de líquido genera una señal por lo general muy pronunciada y clara.

El indicador que muestra el nivel de líquido puede moverse utilizando los botones de derecha e izquierda (<--Left y Right-->) ubicados en la parte media del lado derecho de la pantalla.

Figura 21. TWM Pantalla Selección del nivel de líquido.



Nota. El nivel del líquido casi siempre es una perturbación en la señal muy clara aunque depende de factores como el ruido natural del pozo y la profundidad del líquido. Si la señal de este nivel no puede observarse a simple vista o existen varias perturbaciones que podrían ser consideradas como el nivel de líquido, puede repetir el disparo con una presión en la cámara de la pistola mayor.

- **Determinación de profundidad. (Depth Determination)**

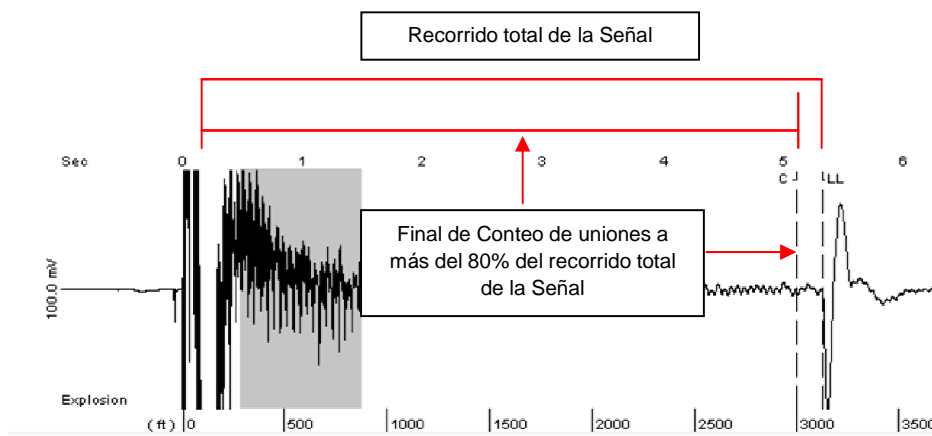
Esta pantalla permite el cálculo o determinación de la profundidad del nivel de líquido detectado por el programa. Para esta determinación se pueden seguir varios procedimientos dependiendo de la información con la que se cuente.

El procedimiento automático para el cálculo de la profundidad de nivel de líquido que sigue el programa es el del conteo de collares o uniones. La onda viaja por el anular y recibe las señales generadas por las uniones y a su vez las cuenta. Esta cuenta se genera hasta el punto en que la señal es muy débil para ser detectada por el micrófono del instrumento, en este punto termina el conteo. Luego el programa multiplica el número de cuellos contados por la longitud de la tubería anteriormente suministrada al inicio de la prueba en los datos del pozo y obtiene así una distancia, en este caso una profundidad. Se tiene en cuenta que en la mayoría de los casos la longitud de la tubería es estándar y constante. Esta profundidad o distancia hasta el último cuello contado por el programa, es extrapolado hasta la marca del posible nivel de líquido para así obtener su profundidad. De esta manera el programa TWM obtiene una velocidad promedio de la onda y a partir de este cálculo deriva las presiones que se muestran más adelante.

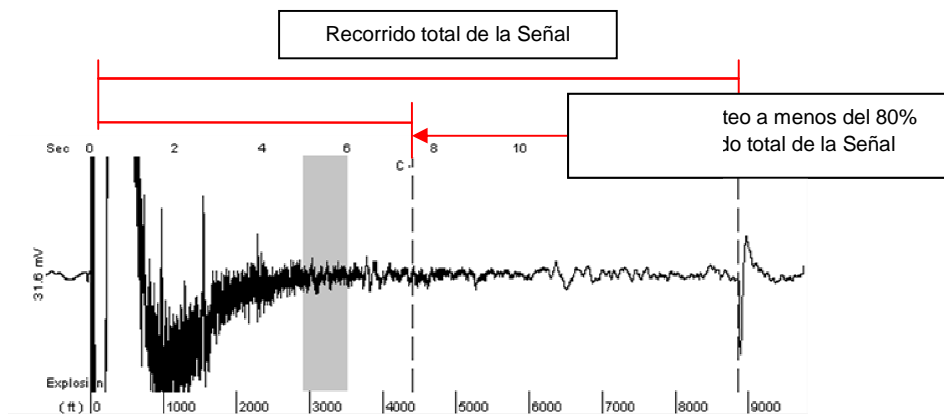
En vista que la precisión del cálculo de la profundidad depende de que tan cercano se encuentre el final del conteo de uniones o collares al marcador de nivel de líquido. ECHOMETER recomienda que el conteo de collares deba cubrir por lo menos más del 80% de la trayectoria de total de la señal para que el valor de la velocidad promedio de la onda y la profundidad del nivel de líquido sean representativos. Ver la figura 21, para diferenciar un mal conteo de uniones de un buen conteo, tal como lo explica la empresa ECHOMETER.

Figura 22. Conteo de collares o uniones.

Buen conteo de uniones



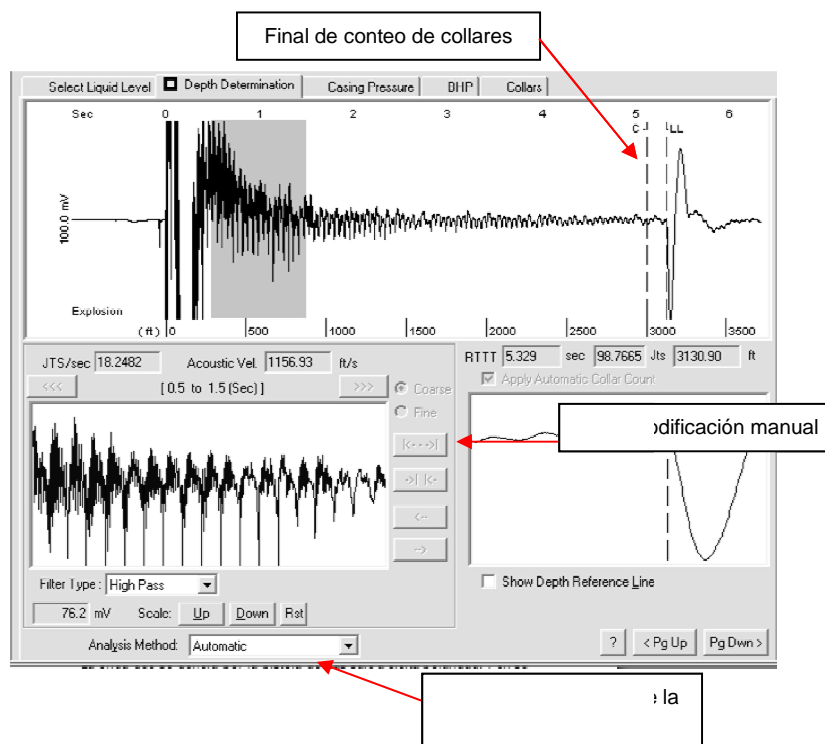
Mal conteo de uniones



Fuente: Propia.

En caso de que ocurra un deficiente conteo de uniones o collares, puede repetirse el disparo incrementando la presión en la cámara de la pistola para que se genere un pulso más fuerte y este sea capaz de detectar mayor número de uniones. De volverse a repetir un bajo conteo deberá de cambiar el método de cálculo.

Figura 23. TWM Pantalla Determinación de profundidad.



Fuente: Propia.

En la parte inferior izquierda de la pantalla se encuentra la opción de método de análisis (Analysis Method). Aquí podrá modificar el método de cálculo y podrá escoger entre automático (Automatic), manual, marcador de fondo de pozo (Dow Hole Marker) o velocidad acústica (Velocity Acoustic).

Para modo manual podrá modificar el conteo de collares utilizando los botones que desplazan los marcadores del conteo, estos aparecen en el recuadro inferior del lado izquierdo de la pantalla, con la observación de que raramente se podrá obtener un mejor conteo que el que obtuvo el programa automáticamente. Este modo se utiliza en casos en los que el programa no puede completar el análisis automático por múltiples causas (ruido excesivo, tuberías cortas, etc.). Se analiza

más detalladamente la señal, intentando hacer un filtrado que permita un mejor conteo.

El modo marcador de fondo de pozo (Dow Hole Marker). Permite indicarle al programa de que existe alguna anomalía u obstrucción (ensanchamientos de tuberías, reducciones, anclas, etc.) en el pozo y precisarle su ubicación. En este modo, el computador hace el cálculo del conteo de collares hasta el punto señalado, obteniéndose la velocidad acústica en ese tramo. Luego el programa realiza la extrapolación de los datos hasta el punto donde se encuentra el marcador del nivel de líquido obteniendo la profundidad. La precisión de este cálculo dependerá de que tan cerca esté el marcador al nivel de líquido y también de la información con la que cuente el operador.

Seleccionando el método de velocidad acústica (Acoustic Velocity), el programa abrirá un menú para que el operador coloque la velocidad de la onda en el medio gaseoso (un valor numérico que puede obtenerse gráficamente) y de esta manera el programa calcula la velocidad promedio directamente y obtendrá la profundidad hasta el nivel de líquido. Este es el método podría considerarse como en menos exacto de todos pero aun así y dada la poca información que se tendría del pozo, los resultados son confiables.

Lo ideal sería obtener un conteo de collares que supere el 80 % del trazo total de la onda utilizando el método automático. Así, el programa podrá obtener una velocidad de onda lo más ajustada posible en el medio anular y permitiendo cálculos más exactos. Se deberá seleccionar cualquier método que permita el mayor conteo posible de uniones, aclarando nuevamente que el método automático genera los mejores o más ajustados resultados.

- **Presión de anular o de revestimiento. (Casing Pressure)**

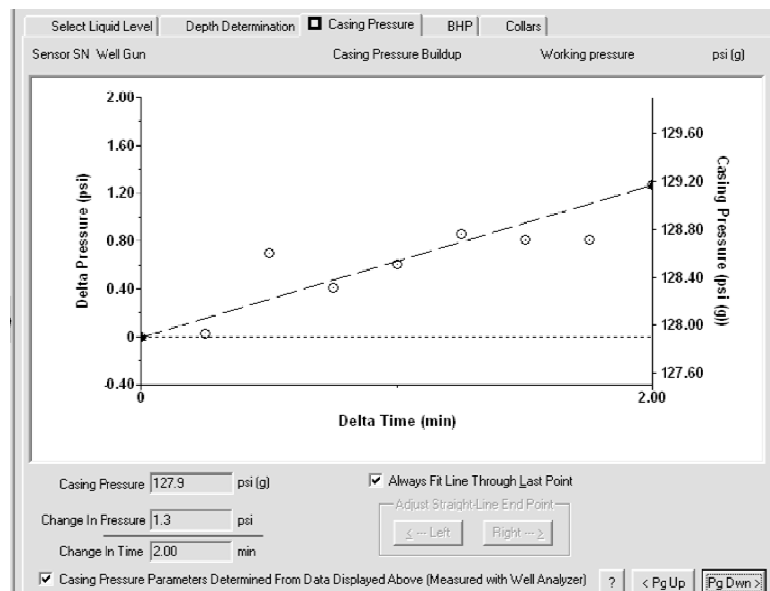
Una vez terminada la prueba el programa TWM automáticamente sigue monitoreando la presión anular para obtener la presión de restauración. “Generalmente se deja que este proceso continúe por lo menos dos (2) minutos para obtener un valor aceptable de la tasa de restauración de presión del revestimiento” UPCO CONSULTORES, S.A.

Estos datos son mostrados en una grafica de Tiempo Vs Presión. Se grafican los puntos y una línea marcada une el primer con el último punto para que el operador puede establecer y observar la consistencia de los datos obtenidos.

Esta pestaña se encuentra ubicada entre la pestaña determinación de profundidad (Depth Determination) y BHP presión de fondo de pozo (BHP (Bottomhole Pressure) en la parte superior de la pantalla. Este estudio que presenta el programa TWM es muy útil para determinar aspectos como:

- Si se esta o no produciendo gas por los espacios anulares.
- Permite al programa determinar cuanto gas se produce por lo menos en el lapso de tiempo que dura la prueba.
- El programa puede estimar a través de este análisis cuanto gas existe en la columna de líquido.

Figura 24. TWM Pantalla Presión de anular o revestimiento.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

- **Collares o uniones. (Collars)**

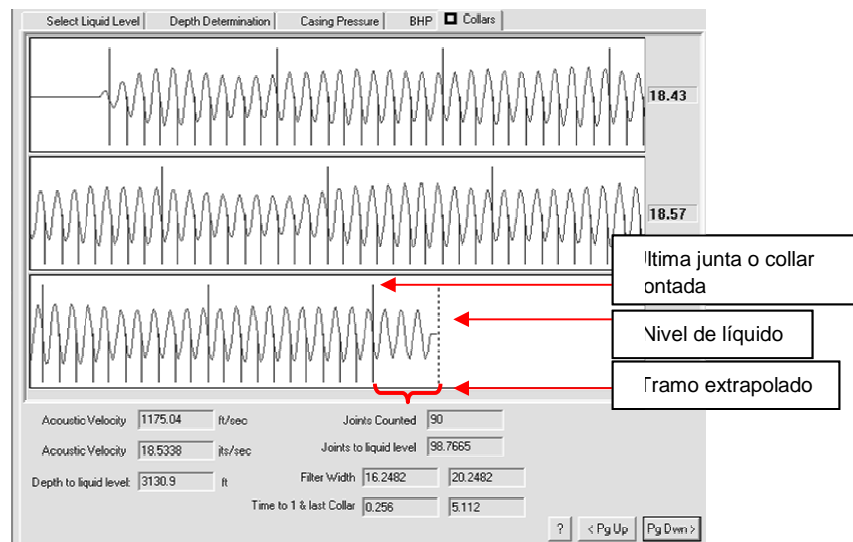
Esta tabla permite al operador revisar detenidamente todo el tramo de la onda acústica generada por el instrumento y procesada por el programa TWM. Se muestra los datos obtenidos como la velocidad de la onda, los collares de tuberías contados y la profundidad del líquido, entre otros aspectos que se pueden revisar con mejor detalle para un análisis más confiable.

Las líneas verticales muestran la detección en el tiempo de cada collar o unión contada por el programa. Como fue mencionado anteriormente el conteo de collares dura hasta que la señal se debilita por debajo de la señal mínima que posee micrófono del instrumento, esta señal puede establecerse si es necesario. “La cuenta de uniones continúa hasta que la razón señal/ruido disminuye por debajo del límite permitido. La frecuencia del último segmento de uniones se usa

para extrapolar la profundidad a partir del tiempo de la reflexión del nivel del líquido indicada por la línea vertical punteada”. UPCO CONSULTORES, S.A.

Es por esa razón que siempre se debe obtener un conteo de tubos de más de 80 % para que esta extrapolación tenga un porcentaje de error relativamente bajo y los datos sean confiables. Esta sección puede observarse en la parte superior derecha de la pantalla, en la pestaña (Collars) y aparece o desaparece dependiendo del método escogido para el cálculo de la profundidad del líquido.

Figura 25. TWM Pantalla Collares o uniones.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

- **BHP Presión de fondo de pozo. (BHP Bottomhole Pressure)**

Esta sección posee en resumen todas las estimaciones y cálculos realizado por el programa TWM en las secciones anteriores. Posee en la pantalla los valores obtenidos de una manera ordenada para el análisis del operador.

La pantalla esta dividida en dos partes, la parte derecha de la pantalla muestra un dibujo esquemático del pozo que muestra la profundidad de entrada del pozo y la posición del el nivel del líquido. También se muestran parámetros como:

- Presión anular o de revestimiento (Casing Pressure). Presión medida en cabeza de pozo, puede ser medida por la pistola de gas. Se introduce en al programa al introducir los datos del pozo o es calculado automáticamente por el programa.
- Restauración de presión anular (Casing Pressure Buildup). Este valor puede ser introducido manualmente en los datos del pozo o es calculado por el programa en la sección de presión anular (Casing Pressure). Se obtiene determinando la pendiente de la gráfica Tiempo Vs Presión de revestimiento en esta sección.
- Flujo de gas en el anular (Annular Gas Flow). La tasa de gas que fluye a través del líquido contenido en el anular o revestimiento y que sale por la válvula del anular en cabeza de pozo. Se estima en función al volumen en el anular y la tasa de restauración de presión en el revestimiento.
- % de líquido (% Liquid). Porcentaje de líquido que asciende con la columna de gas en el anular. Se estima a partir del flujo de gas utilizando una correlación basada en datos de campo.
- Presión en la interface Gas/Líquido (Gas/Liquid Interface Pressure). Es la presión determinada a la profundidad de la interface gas/líquido. Se determina a partir de la presión anular o de revestimiento en cabeza de pozo y se agrega el peso de la columna de gas.

- Nivel de líquido (Liquid Level). La profundidad en pies de la interface gas/líquido. Se obtiene en la sección; determinación de profundidad (Depth Determination).
- Profundidad de la formación (Depth Formation). Profundidad de yacimiento, este valor es suministrado con los datos del pozo. El programa calcula automáticamente la presión a esta profundidad.
- Presión de entrada de la bomba (Pump Intake Pressure). Es la presión que el programa calcula a la profundidad de entrada de la bomba, suministrada en los datos del pozo de la bomba al inicio de la prueba. Para pozos de gas no existe este valor pues que no existe una bomba sumergible, pero se sabe que la entrada de la bomba en pozos de Oil & Gas se encuentra ubicado cerca de las perforaciones del pozo (perforaciones de cañoneo). Por lo tanto en pozos de gas, esta profundidad puede ser la profundidad del primer orificio del cañoneo.
- Presión dinámica de fondo de pozo (PBHP por sus siglas en ingles). Es la presión dinámica del pozo fluyente al la profundidad de referencia.
- Presión de yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP por sus siglas en ingles). Hace referencia a la presión estática del pozo a la profundidad de la formación suministrada en los datos del pozo al inicio de la prueba.

La parte izquierda de la pantalla BHP (Bottomhole Pressure) posee los siguientes datos de interés:

- Producción (Production). Esta sección posee los valores suministrados en los datos del pozo al comienzo de la prueba, barriles por día de producción

de crudo, gas y agua. Estos datos por lo general son sacados de las pruebas realizadas a los pozos en los separadores de prueba, se recomienda que estos valores sean los más actualizados posibles. Para pozos de gas, los valores de crudo (oil) serían los barriles de condensados que se producen en los separadores de prueba.

Además, el programa en esta sección estima el potencial que posee el pozo obteniendo un máximo de producción si la presión de fondo del pozo se redujera a cero, estos cálculos los obtiene utilizando el método de relación de desempeño de afluencia (IPR Method). El programa utiliza automáticamente el índice de productividad de Vogel. Este método puede ser cambiado si se desea.

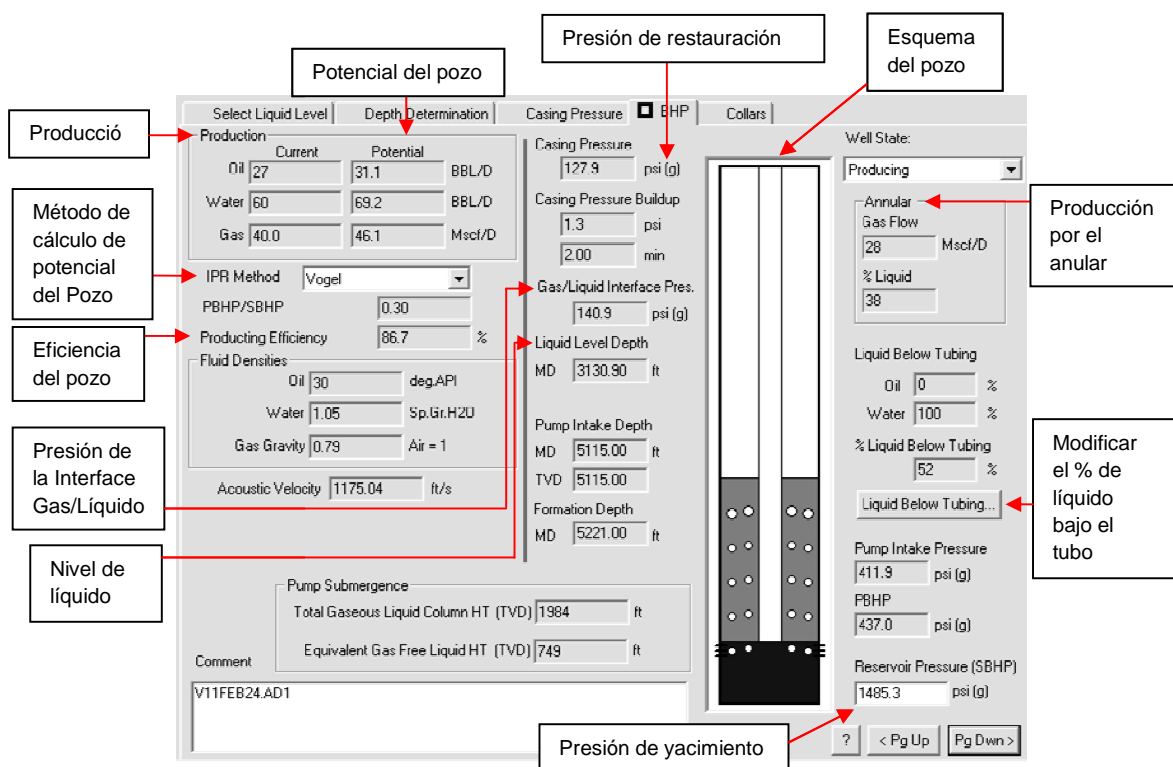
El programa TWM determina la razón entre la presión dinámica y la presión estática (PBHP/SBHP). Y por último muestra el cálculo de la eficiencia de la tasa de producción actual utilizando los valores del máximo potencial de producción que se puede alcanzar en el pozo.

- Densidades de los fluidos (Fluid Densities). Muestra las densidades de los fluidos de producción, valores que se obtienen dependiendo de las gravedades específicas suministradas en los datos del pozo. Se muestra también información de la velocidad promedio de la onda acústica, valor que se obtuvo del estudio de la traza de la onda acústica en la sección de collares o uniones (Collars).

Esta sección muestra además un cálculo del líquido por debajo de la bomba, y por defecto el programa calcula un porcentaje de líquido y gas. El programa calcula el porcentaje de líquido y gas considerando que el líquido por debajo de la bomba consiste principalmente de agua, independientemente del corte de agua que se

produzca en la superficie. En pozos de gas, este líquido puede estar compuesto de productos blancos (crudo liviano) mas agua, si se tiene información de los líquidos en fondo de pozos puede modificarse estos valores oprimiendo el botón (Liquid Below Pump) se abrirá una pantalla que le permitirá cambiar estos valores haciendo mas exactos los valores de presión obtenidos por el programa.

Figura 26. TWM Pantalla BHP.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

2.4. CÁLCULO UTILIZANDO LA DATA ACÚSTICA

Se pueden realizar una serie de estimaciones o mediciones con la cantidad de datos que pueden recogerse del programa TWM de ECHOMETER. Muchos de

esos cálculos dependerán del estudio a realizar, para obtener así un estudio completo del estado del pozo.

Este proceso a la larga, busca un control o supervisión constante que permita la optimización de las operaciones de producción por parte del personal profesional o técnico en los campos. Es importante aclarar que esta investigación busca el cálculo directo a través del programa TWM de un caudal de gas producido por el espacio anular.

- **Caudal de Gas.**

“El cálculo del caudal de gas que puede ser producido por los anulares de los pozos en los campos petroleros, es un proceso tedioso que puede ser evitado estimándolo con una prueba corta de restauración de presión anular”. HOCOL.

Recuperación del Gas de Anulares Campo San Francisco

El proceso para determinar el flujo de gas anular muchas veces requirió de la adaptación de equipos de medición como platinas de orificios o turbinas móviles adaptadas especialmente para la medición de caudales muy bajos de gas, ya que en los espacios anulares la producción de gas en muchos casos es baja. Como se mencionó anteriormente el equipo WELL ANALYZER mediante el programa TWM ofrece una herramienta de procesamiento de datos acústicos que permite la obtención de los parámetros necesarios para la medición de un caudal de gas de manera sencilla.

Si bien el programa TWM una vez que procesa correctamente la data acústica, en la pantalla BHP dentro de la opción de análisis de data, contabiliza un caudal de gas por el espacio anular. Este caudal de gas es estimado por el programa a través del análisis de restauración de presión en el espacio anular. Se monitorea

la presión en el anular y de acuerdo a esto, el programa estima la cantidad de gas que debió entrar en este espacio para provocar ese diferencial de presión.

Este valor no puede ser tomado como el caudal total que se produce por el anular, debido a que el programa solo calcula la cantidad del gas que ocupa el espacio entre el nivel de líquido y el nivel de superficie del pozo, no toma en cuenta la cantidad de gas que se produce a través de la columna de líquido entre el primer orificio de cañoneo y el nivel de líquido. De tal manera que para solventar este error los ingenieros James McCoy, Augusto Podio y Ken Huddleston publicaron un artículo para la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés) la SPE 14254. Aquí se plantea una corrección que permite tomar en cuenta el gas que se produce por la columna de líquido obteniéndose así el valor real de producción de gas por este espacio.

Mediante la SPE 14254. Determinación acústica de la presión de fondo fluvente. Se obtiene la siguiente fórmula matemática:

$$Q = \frac{0,00068 \times \Delta P \times A \times D_a}{\Delta t} \quad (1)$$

ΔP = Diferencial de presión de revestimiento (psi).

Δt = Diferencial de tiempo de la prueba de restauración de presión (min).

A = Área Transversal del espacio anular (pulg²).

D_a = Profundidad ajustada desde la superficie al nivel de líquido (pie).

La siguiente ecuación planteada por el artículo, corrige el flujo de gas, ya que ajusta el nivel de la columna del líquido que existe entre la profundidad del nivel de líquido obtenido por el programa TWM y la profundidad del primer orificio del cañoneo del pozo (para pozos de crudo con bombeo mecánico sería hasta la

entrada de la bomba) dando como resultado la longitud correcta de la columna de líquido sin las burbujas de gas que se producen a través de él.

$$D_a = D_l + (1 - f_o) \times L \quad (2)$$

D_l = Profundidad del nivel del líquido (pie).

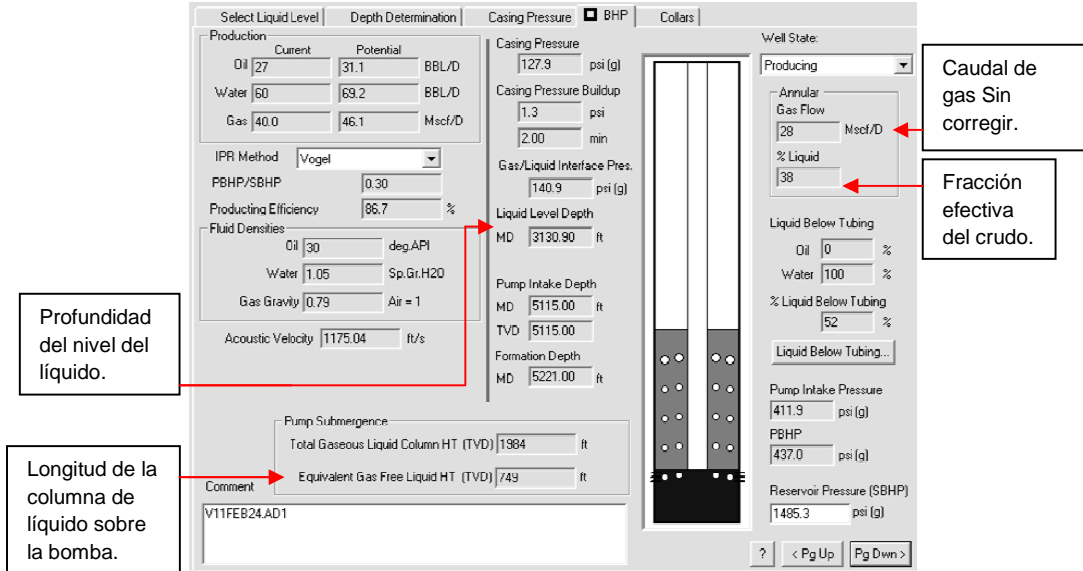
f_o = Fracción efectiva del crudo (%).

L = Longitud de la columna de líquido sobre la bomba (pie).

Nota: La longitud de la columna de líquido sobre la bomba es el valor de la longitud desde el nivel de líquido hasta el nivel de la entrada de la bomba en el caso de pozos de crudo con bombeo mecánico. Para el caso de pozos de gas es la longitud desde el nivel de líquido hasta el nivel del primer orificio de cañoneo del pozo. Es muy necesario contar con datos del pozo como los diámetros del anular y del tubo para estimar de manera correcta el área transversal que es tomada en cuenta en la ecuación uno (1).

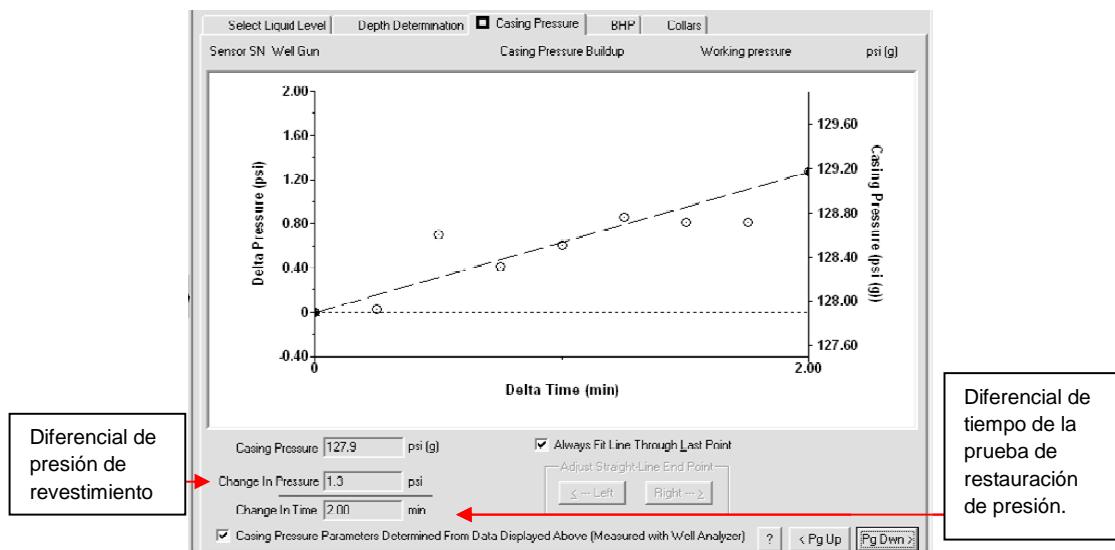
Todos estos parámetros que contemplan las ecuaciones uno (1) y dos (2), pueden obtenerse del programa TWM de ECHOMETER, mediante una prueba de sondeo acústico y se suministran de forma directa en las ecuaciones.

Figura 27 A. Parámetros de la ecuación.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

Figura 27 B. Parámetros de la ecuación.



Fuente: Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C.

De esta manera, se puede obtener el flujo de gas por el espacio anular de un pozo y midiendo así su producción diaria. Este cálculo permitirá el estudio y respaldo de posibles proyectos futuros que tengan como objetivo la recuperación del gas para ser reutilizado en la industria de electricidad en unidades de generación eléctricas o tratados de manera adecuada para ser utilizados como gas de inyección a pozos o gas combustibles en equipos de combustión de plantas cercanas.

- **Ejemplo.**

Se plantea un ejemplo sencillo con los datos de un pozo pre cargado en el programa TWM de ECHOMETER, este programa posee varios casos cargados en su sistema que sirven para propósitos de enseñanza de casos especiales o simplemente para ilustrar datos.

Se parte de la idea de que la prueba acústica fue realizada de manera exitosa y la data procesada por el programa TWM. Se tomara como ejemplo la figura 26 A. que posee todos los datos necesarios para la realización del cálculo del caudal de gas (Q).

Posicionándose en la opción de análisis (Analyze) donde se procesa la data acústica, se deberá seleccionar la pestaña BHP para obtener los datos de profundidad del nivel de líquido (DI), longitud de la columna de líquido sobre la bomba (L) y la fracción efectiva de líquido (f_o). En la figura 26 B. se obtendrá los datos del diferencial de presión en el revestimiento (ΔP) y el tiempo de duración de la prueba (Δt).

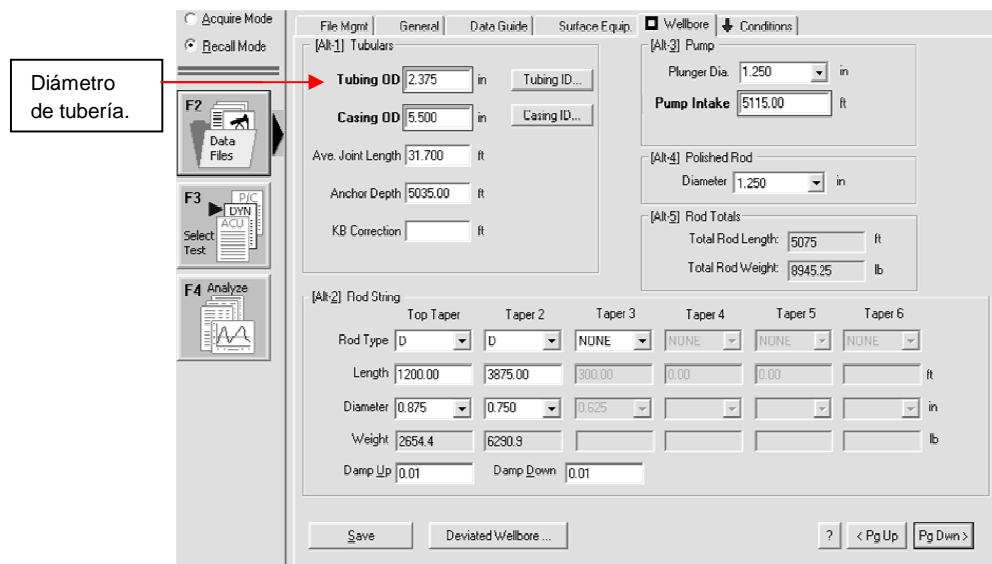
Primeramente resolver la ecuación dos (2) para obtener la profundidad ajustada desde la superficie al nivel de líquido en pie:

$$D_a = (3130,9) + (1 - 0,38) \times (1984)$$

$$D_a = 4360,98 \text{ pie}$$

Finalmente resolver la ecuación uno (1) con el valor de la profundidad ajustada pero antes de se debe calcular el área trasversal que se necesita en la ecuación, este dato es importante y se obtiene con los valores de los diámetros del anular y la tubería que fueron suministrado en las fases iniciales de la prueba. El programa TWM exige una serie de datos al iniciar la prueba para poder realizar la estimación que ofrece el programa, entonces:

Figura 27 C. Parámetros de la ecuación.



Fuente: Propia.

$$D_t = 2,375 \text{ pulg} \quad r_t = 1,1875 \text{ pulg} \quad A_t = \pi \times (1,1875)^2 = 4,43 \text{ pulg}^2$$

$$D_c = 5,5 \text{ pulg} \quad r_c = 2,75 \text{ pulg} \quad A_c = \pi \times (2,75)^2 = 23,75 \text{ pulg}^2$$

$$A_{\text{Total}} = A_c - A_t = (23,75 - 4,43) \text{ pulg}^2 = 19,3199 \text{ pulg}^2$$

Entonces:

$$Q = \frac{0,00068 \times (1,3) \times (19,3199) \times (4360,98)}{(2)}$$

$$Q = 37,24 \text{ MSCP/D}$$

Se puede observar en la figura 26 A. que el programa había calculado un flujo de gas por el espacio anular; 28 MSCP/D de gas, sin tomar en cuenta el volumen de gas que se produce a través de la columna de líquido. Haciendo esta corrección propuesta por la "SPE 14254" se tiene la medición flujo real de gas que produce el pozo a través de los anulares dando un valor de 37,24 MSCP/D de gas.

3. CONCLUSIONES

- En la actualidad existen un sin fin de material bibliográfico que puede ser usado para el perfeccionamiento de las técnicas de medición y monitoreo de pozos de gas. Esta bibliografía van desde capacitaciones de empresas privadas hasta artículos de la comunidad científica que dan a conocer nuevas técnicas para la optimización de los cálculos asociados al monitoreo de pozos. La empresa ECHOMETER, a través del equipo de medición acústico WELL ANALYZER, posee un respaldo garantizado de información y mantenimiento para capacitar a los operadores de pozos de hidrocarburos. Dicho material esta disponibles para sus clientes mediante cursos técnicos y por medio de su página web.
- El WELL ANYZER es un equipo multifuncional y versátil. Sus aspectos tecnológicos le permiten ser líder en la medición de pozos tanto de gas como pozos de crudo. Muchos de los equipos similares pueden ser utilizados para la medición de aspectos específicos en un pozo de hidrocarburos y muchas veces requiere parar completamente el funcionamiento del pozo para la realización de la prueba, pero la empresa ECHOMETER diseño tecnológicamente un equipo capaz de medir una amplia gama de propiedades con la ventaja de que no es necesario parar la producción del pozo.
- El principio básico o fundamental del WELL ANLYZER es la medición del tiempo de trayectoria de la onda acústica. El impulso acústico es generado en superficie, viaja por el medio gaseoso en el espacio anular generando señales a los largo de su viaje hasta ser obstruida completamente y viaja de regreso hacia el instrumento. Este tiempo es utilizado para cálculo la la profundidad y así la velocidad promedio de la onda con la que se derivan otros parámetros importantes que obtiene el programa TWM durante la prueba del desempeño del pozo.

- Las pruebas que se realizan con el WELL ANALYZER permite el procesamiento de datos de manera rápida y sencilla, utilizando un computador portátil y unos dispositivos de fácil manipulación, acortando los tiempos de montajes y desmontajes de los equipos, siendo esto una gran ventaja para los operadores ya que se pueden realizar mas monitoreos de pozos de gas por días permitiendo un mejor control de la producción de un yacimiento.
- El programa TWM de la empresa ECHOMETER, es el programa responsable de recepción, transformación y organización de los datos originados por la señal acústica del equipo. Este programa requiere de un cierto grado de capacitación y experiencia del operador, ya que muchas veces la señal captada por el programa no es clara y por lo tanto el operador juega un papel importante en el estudio de los datos y puede modificar de manera favorable o desfavorable los datos obtenidos. Modificaciones que alteran los resultados finales de cada prueba.
- Las pistolas de gas son dispositivos seguros y confiables cuyo mantenimiento es rápido, sencillo ya que no comprende de muchas partes móviles y no comprende altos gastos económicos. Estos equipos junto con los transductores y cables, no son intrusivos lo que permite la operación continua del pozo mientras dura la prueba. El estudio de este material permite el montaje y desmontaje correcto de los equipos así como si activación e inicio de la prueba. Instrucciones muy necesarias para que la prueba sea realizada en corto tiempo dándole al operador la ventaja de realizar más monitoreos por turno. Se necesitan de dos (2) minutos como mínimo o de un máximo de quince (15) minutos de prueba acústica para obtener datos suficientes y medir la eficiencia de pozo de gas natural.

- Los pozos de gas, son por lo general pozos que poseen condiciones de operación variables o poco estacionarias, por lo cual una corta prueba acústica de máximo quince (15) minutos no es suficiente para determinar el comportamiento real del pozo. Entonces, muchas veces es necesario el realizar varias pruebas al día durante periodos prolongados para así obtener una buena tendencia o comportamiento de producción del pozo. La cantidad de pruebas a realizar dependerá del propósito de los datos.
- Esta tecnología vigente permite, siguiendo las instrucciones señaladas en esta metodología, a un operador realizar la medición del caudal de gas que se produce en un pozo. Realizando una simple prueba de restauración de presión en el revestimiento, prueba muy sencilla y rápida que se origina automáticamente al iniciar una prueba acústica. La prueba consiste en cerrar la válvula de salida del cabezal en la superficie y medir la variación de presión y permite al programa TWM estimar el caudal que se genero por el espacio anular durante el tiempo que duro la prueba. De esta manera se puede realizar un estudio de viabilidad y factibilidad en la recuperación y reutilización de estos gases en futuros proyectos. Gas que muchas veces son quemados en las TEA, o liberado al ambiente.
- El presente trabajo en su totalidad, presenta una herramienta confiable para las operaciones en campo, que se resumirá en la optimización en la medición del caudal de gas en pozos de hidrocarburos, y utilizando el artículo de la SPE 14254 se puede obtener un valor confiable de la producción real del pozo.
- Adicionalmente la prueba acústica genera una serie de datos de igual importancia como:

- Los índices de productividad que permiten evidenciar si un pozo esta siendo explotado de manera correcta y el operador puede realizar actividades de optimización y aumento de producción.
- Se pueden detectar mediante el trazo acústico la integridad del pozo, lo que ayudan al operador a prevenir y corregir eventos futuros que puedan afectar la productividad.
- Presiones de fondo de la formación lo que permite también realizar cálculos y consideración para determinar la vida operativa del pozo y por lo tanto la planificación de futuros proyectos.

4. RECOMENDACIONES

✓ Generales

- Es necesario contar con todos los instrumentos de seguridad personal como gafas de seguridad, guantes, botas de seguridad, audífonos de protección y la adecuada vestimenta antes del inicio de la prueba de medición. La utilización correcta de estos instrumentos de seguridad no son contemplado en este trabajo.
- Todos los equipos a ser utilizados en la prueba acústica deben ser primeramente inspeccionados en busca de daños, desgastes o suciedades que puedan alterar los resultados finales u ocasionar accidentes. Las uniones de la pistola de gas y el transductor de presión deben ser chequeadas junto con las conexiones de los cables de los equipos.
- Se debe contar con toda la información pertinente y actualizada del pozo en estudio debido a que el programa TWM antes de comenzar la prueba en la etapa de crear un nuevo archivo de estudio de pozo, exige una serie de datos esenciales para las estimaciones que realiza este realiza. De esta manera se tendrá una buena y actualizada supervisión del pozo.
- Todos los equipos del WELL ANALYZER deben ser sometidos periódicamente a mantenimientos preventivos para evitar daños a su integridad y mantener una alta confiabilidad en los resultados obtenidos. La regularidad de estas actividades estarán sujetas a la severidad de las condiciones de operaciones. La pistola de gas deber ser limpiada al final de cada día de trabajo para asegurar su buen funcionamiento. La empresa ECHOMETER, da un respaldo

a estas labores de mantenimiento a través de su página web www.echometer.com en su espacio de "support".

✓ **Operacionales**

- Los cables de conexiones de los equipos son muy delicados y deben ser cuidados de no ser doblados ni pisados constantemente. Una vez iniciada la prueba, cualquier perturbación en estos se verá reflejado en la traza acústica generada por el programa TWM.
- Si el ruido de operación del pozo es muy fuerte y no se puede obtener una traza acústica clara, puede repetir el disparo incrementando la presión en la cámara de gas de la pistola. Si el problema persiste el operador deberá de modificar y seleccionar manualmente la marca del nivel de líquido para poder continuar con la prueba. Esta acción aumentará el porcentaje de error de la prueba.
- No existe una regla específica para cargar la presión de la cámara de la pistola. ECHOEMTER recomienda 150 Psi por encima de la presión anular para generar un pulso acústico adecuado. Para obtener mayores presiones internas en la recámara se puede utilizar nitrógeno.
- El programa TWM a lo largo de la realización de una prueba de registro acústico, mostrará en la pantalla espacios para notas, los cuales deben tomarse muy en cuenta con el fin de guardar datos importantes que permitirá a futuros operadores en futuras pruebas, conocer las condiciones y circunstancias en las que se realizó el registro.

- Antes de realizar cualquier prueba deber tenerse en cuenta que el programa guarda los datos con la fecha y hora que posea en ese momento el computador portátil y no podrá ser cambiado, de tal modo que se debe tener actualizada dichos datos para que no sea necesario la repetición de las pruebas o su invalidación por error en el registro.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- B. C. CRAFT and M.F. HAWKINS. Petroleum Reservoir Engineering. Edición 2, año 1968.
- BP. Estadísticas Energéticas Mundiales 2011. "BP Statistical Review of World Energy 2011". Julio, año 2011.
- BROWN Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 1. Tulsa. OK. U.S. Of América. Año 1977.
- Empresa ECHOMETER. Manual de pasos. Texas, U.S. Of América. Año 2004.
- Empresa ECHOMETER. Manual de Operación del Well Analyzer y Programa TWM REV C. Texas, U.S. Of América. Año 2007.
- HOCOL. Recuperación del Gas de Anulares Campo San Francisco. tapa 1 – Batería Monal. Ingeniería de Detalle. Rev 2. Abril 2002.
- LUQUE Isaac. Recuperación del Gas Producido por los Anulares de los Pozos del Campo Nare. Bucaramanga, Colombia. Agosto 2004.
- MCCAIN William. Condensate Buildup Around Wellbores. The Harold Vance Department of Petroleum Engineering. Año 2006.

- MCCOY James, PODIO Augusto and HUDDLESTON Ken. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure (SPCE 14254). Las Vegas, U.S. Of América. Septiembre, año 1985.
- MCCOY James, PODIO Augusto, HUDDLESTON Ken and B. Drake. Acoustic Static Bottomhole Pressures (SPCE 13810). Texas, U.S. Of América. Marzo, año 1985.
- MCCOY James, PODIO Augusto and BECKER Dieter. Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells” (SPCE 23980). Texas, U.S. Of América. Marzo, año 1992.
- MUÑOZ Samuel. Especialización de Ingeniería del Gas. Módulo: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Industrial de Santander. Colombia. Febrero, año 2010.
- PIRSON S.J. Oil Reservoir Engineering. Año 1958.
- Reglamento Técnico y Metrológico para los Sistemas de Medición de Gas Natural con Medidor Ultrasónico. Revisión 3. Septiembre, año 2008.
- UPCO CONSULTORES, S.A. Interpretación Niveles de Fluido, Utilizando el TWM de ECHOMETER. Curso en La Universidad Industrial de Santander, Colombia. Año 2009.

Fuentes Electrónicas:

- ASCONAS Juan. Perforación y terminación de pozos. Año 2011. petroleros.
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
- JIMÉNEZ Lina. Energía y Gas.
<http://fluidos.eia.edu.co>
- Mecánica de los Fluidos. Año 2010.
http://www.ing.unlpam.edu.ar/~material/fluidos/pdf/clase_medidores_flujo.pdf
- ORDOÑEZ José. Medidores de flujo. Año 2005.
<http://www.monografias.com/trabajos31/medidores-flujo/medidores-flujo.shtml>
- SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. Año 2009.
<http://lacoalicionpetrolera.blogspot.com/2011/05/programa-de-entrenamiento-acelerado.html>