



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

***ECÓMETRO: HERRAMIENTA  
ÚTIL PARA EVALUAR LA  
PRODUCTIVIDAD DE UN  
POZO.***

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A:**

SLIM SANTILLÁN HERNÁNDEZ

**DIRECTOR DE TESIS**

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA  
COMITÉ DE TITULACIÓN

**Designación de sinodales de Examen Profesional**

A los señores profesores:

Presidente:	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS
Vocal:	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
Secretario:	ING. ALBERTO ARIAS PAZ
1er. Suplente:	ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL
2do. Suplente:	ING. RUBEN AVALOS MILLA

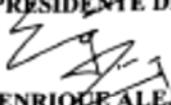
Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: **SANTILLAN HERNANDEZ SLIM**, registrado con número de cuenta **401097630** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación mediante la firma en el oficio FEX-2 en el plazo indicado a continuación.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, Cd. Mx. a 02 de Septiembre de 2016.  
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

  
DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES



# Resumen

En la actualidad, el petróleo es la fuente de energía primaria a nivel mundial, debido a que todas las actividades económicas están basadas en el hidrocarburo, teniendo un aporte del 45% en las necesidades energéticas mundiales.

A nivel global se sabe que los hidrocarburos pesados y viscosos son los que más predominan, los cuales presentan una gran dificultad para producirlos y refinarlos, por ende, el costo de extracción se eleva considerablemente. Por lo tanto, la merma del suministro del petróleo y la gran necesidad de restituir las reservas, están impulsando a las compañías petroleras en invertir en los yacimientos de crudo pesado.

México posee una cantidad importante de hidrocarburos no convencionales, ya que nuestro país tiene aproximadamente el 50% de las reservas petroleras totales en crudo pesado y extrapesado.

Para el proceso de evaluación de yacimientos es importante obtener las características dinámicas del sistema yacimiento – pozo, basados en la interpretación y el análisis de pruebas de presión y producción, con el fin de poder caracterizar el yacimiento y así efectuar la efectiva administración del mismo.

La toma de nivel de líquido y de transientes de presión de fondo por medio del Ecómetro tiene como fin principal apoyar en la optimización de la producción de los pozos petroleros. La ventaja que presenta este sistema es la de proporcionar los datos en tiempo real. Para ello se realizó una prueba de campo en el pozo 896, a partir de mediciones en superficie. Ubicado al Noroeste de Villahermosa, Tabasco, en el campo Delta Somero.

Este trabajo describe el desarrollo del cálculo para las presiones de fondo por medio de la medición acústica, así también, la detección del nivel de líquido, aporte de gas y posteriormente identificar el índice de productividad del pozo.

# Abstract

Today oil is the most important primary energy worldwide, because all economic activities are based on the hydrocarbon, having a contribution of 45% in world energy needs.

Globally it is known that heavy and viscous oils are the most predominant, which have great difficulty in producing and refining thus the cost rises considerably extraction. Therefore, the decline of oil supply and the great need to restore reserves, are driving the need for oil companies to invest in heavy oil reservoirs.

Mexico has a significant amount of non-conventional hydrocarbons, as our country has about 50% of total oil reserves.

For the process of reservoir evaluation it is important to obtain the dynamic characteristics of the reservoir system - well, based on the interpretation and analysis of pressure testing and production, in order to characterize the reservoir and thus make effective administration.

Taking liquid level and bottomhole pressure transients through sounder, whose main purpose support in optimizing production from oil wells. The advantage of this system is to provide data in real time. To do a field test was conducted in the well 896, from surface measurements.

This paper describes the development of calculus for bottomhole pressures through acoustic measurement, well, the liquid level detection, gas supply and subsequently identify the well productivity index.

# AGRADECIMIENTOS

<b>Índice</b>	<b>Pags.</b>
Resumen .....	iii
Abstract.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
Índice .....	.vi
<b>1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 ECÓMETRO.....</b>	<b>2</b>
1.1.1 Componentes del Ecómetro.....	2
1.1.2 Interpretación.....	4
1.1.3 Ecómetro Digital Analizador de Pozos.....	4
1.1.4 Descripción del Sistema Digital Acústico.....	4
<b>1.2 YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO .....</b>	<b>6</b>
1.2.1 Introducción .....	6
1.2.2 Tipos de Crudos .....	7
1.2.3 Clasificación de Yacimientos.....	8
1.2.4 Yacimientos Convencionales y No Convencionales .....	12
1.2.5 Yacimientos de Crudo Pesado .....	13
1.2.6 Origen del Crudo Pesado.....	14
1.2.7 Propiedades del Crudo Pesado.....	14
1.2.8 Importancia de los Yacimientos de Crudo Pesado .....	15
1.2.9 Dificultades en la Explotación de Crudo Pesado .....	16
1.2.10 Tecnologías Aplicables para la Producción de Crudo Pesado .....	17
1.2.11 Yacimientos de Crudo Pesado en México .....	19
<b>2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO.....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN.....</b>	<b>24</b>
2.1.1.....	24
2.1.2 Principio Físico del Registro Acústico .....	25
2.1.3 Tipo de Pozos Candidatos.....	34

2.1.4	Rangos de Aplicación del Ecómetro .....	39
2.2	ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO .....	40
2.3	VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	42
3	ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA .....	45
3.1	ANÁLISIS AVANZADO .....	46
3.1.1	Pruebas de Variación de Presión .....	46
3.1.2	Tipos de Pruebas de Presión .....	47
3.1.3	Índice de Productividad (J) .....	51
3.1.4	Daño.....	53
3.1.5	Daño Total .....	54
3.2	PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA .....	57
3.2.1	Análisis de Datos para Pruebas de Transientes de Presión.....	61
3.2.2	Resultados de Diagnósticos Gráficos.....	63
3.2.3	Gráficas Log – Log .....	63
3.2.4	Función Derivada de Presión .....	64
3.2.5	Gráfica MDH .....	65
3.2.6	Gráfica de Horner .....	66
3.2.7	Exportar un Archivo de BHP .....	67
3.3	PRUEBA DE BOMBEO .....	67
4	CASO DE ESTUDIO.....	76
4.1	ACTIVO INTEGRAL HERSAN.....	77
4.1.1	Ubicación .....	77
4.2	ANTECEDENTES.....	78
4.3	PROYECTO INTEGRAL DELTA SOMERO .....	78
4.4	ORIGEN GEOLÓGICO .....	79
4.5	SISTEMA PETROLERO .....	79
4.5.1	Perfil Litológico .....	80

4.5.2	Columna Litológica .....	81
4.5.3	Migración del Hidrocarburo .....	81
4.5.4	Roca Generadora .....	82
4.5.5	Roca Almacenadora .....	82
4.5.6	Roca Sello.....	82
4.5.7	Trampa Estructural .....	83
4.6	PRODUCCIÓN .....	83
4.7	DESARROLLO DEL CAMPO DELTA - SOMERO .....	83
4.8	POZO 896 .....	85
4.9	PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	86
4.10	APLICACIÓN DEL SOFTWARE TWM PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO 87	
4.11	RESULTADOS OBTENIDOS .....	94
4.12	ANÁLISIS BÁSICO PARA LA CÁLCULO DE LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA EJERCIDA POR LA COLUMNA DE FLUIDO .....	95
4.13	ANÁLISIS DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD .....	98
4.14	VELOCIDAD ACÚSTICA .....	99
4.15	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	100
4.16	RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS EN EL POZO 896 .....	101
4.17	ANÁLISIS AVANZADO PARA DATOS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN CON ECÓMETRO .....	104
4.17.1	Procedimiento para Efectuar Pruebas de Restauración de Presión .....	104
4.17.2	Diagnóstico Gráfico .....	106
4.18	HOJA DE CÁLCULO PARA CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN.....	109
4.18.1	Presión Corregida .....	110
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	111
	NOMENCLATURA.....	114
	BIBLIOGRAFÍA.....	117

# **1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO**

## 1.1 ECÓMETRO

Es un instrumento que está diseñado para medir el nivel de líquido dentro de un pozo, aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, así también, puede ser empleado para calcular la producción y la tasa de flujo. Este es un sistema muy adecuado para optimizar y mejorar la producción.

Tipos de Ecómetro:

- Analógicos.
- Digitales.

Los analógicos únicamente proporcionan una tira de papel térmico, en la cual se tiene que realizar la interpretación.

Los digitales, debido a que cuentan con una computadora y los programas especiales, pueden proporcionar: nivel de líquido, líquido sobre la bomba, presión de fondo, presión de la columna de gas.

### 1.1.1 Componentes del Ecómetro

Se divide en:

#### 1. Pistola.

Su función es la de emitir y recibir el pulso de presión y transformarlo a pulso eléctrico, consta de:

- a) Micrófono.
- b) Cámara de presión.
- c) Gatillo.
- d) Seguro.
- e) Manómetro.
- f) Conector para la salida del micrófono.

Los componentes del Ecómetro se pueden ver en la Figura 1.1.

## CAPITULO 1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO



*Fig. 1.1. Componentes del Ecómetro (Fuente: Tomada de Ingeniería y Tecnología de Servicios)*

### 2. Graficador.

Amplía, filtra y grafica el pulso eléctrico y cuenta con:

- a) Amplificador.
- b) Botón de encendido del amplificador.
- c) Controles de sensibilidad.
- d) Control de filtros.
- e) Graficador.
- f) Voltímetro.

Véase el graficador en la en la Figura 1.2.



*Fig. 1.2. Graficador (Fuente: Modificada de la Página Empresa Echometer)*

### 1.1.2 Interpretación

Mediante la información proporcionada por le Ecómetro se puede obtener la siguiente información:

- a) Nivel de líquido.
- b) Variaciones en el diámetro del espacio anular (liners y desprendimiento de T.R.)
- c) Profundidad de colocación de válvulas de bombeo neumático.

### 1.1.3 Ecómetro Digital Analizador de Pozos

Es un instrumento digital que sirve para la adquisición de datos de nivel de líquidos por métodos acústicos, obtenidos de una presión transitoria acústica de disparo. La información del disparo, la información de la corriente y potencia del motor van a una computadora portátil, la cual es empleada para adquirir, procesar y almacenar todos los datos obtenidos. Véase en la Figura 1.3.

Con esta información se puede medir la presión del espacio anular, la presión de fondo, desempeños de bombas, etc.



Fig. 1.3. Ecómetro Digital (Fuente: Modificada de la Página Empresa Echometer)

### 1.1.4 Descripción del Sistema Digital Acústico

El sistema digital acústico se basa en analizar el pozo digitalmente configurado para que tenga un funcionamiento sin vigilancia a largo plazo y controlado por software, especialmente desarrollado para la grabación de datos de presión transitoria y análisis. En la Figura 1.4 se presenta un diagrama esquemático que ilustra los diversos componentes del sistema.



Fig. 1.4. Diagrama que ilustra los diversos componentes del sistema digital acústico (Fuente: Best Practices for Pressure Transient Tests Using Surface Based Measurements).

El equipo consta de un paquete electrónico que incluye un ordenador, circuitos analógicos, amplificadores y acondicionamiento digital. El cual está conectado al conjunto de cabeza del pozo con cables de interconexión.

Una batería de 12 volts y un gran contenedor de suministro de gas son las fuentes de energía necesarias. En la Figura 1.5 se ilustran las relaciones funcionales entre estos elementos. Se debe tener en cuenta que la adquisición de datos el paquete de procesamiento también se pueden utilizar en conjunto con el dinamómetro y otros sensores, si se desea.

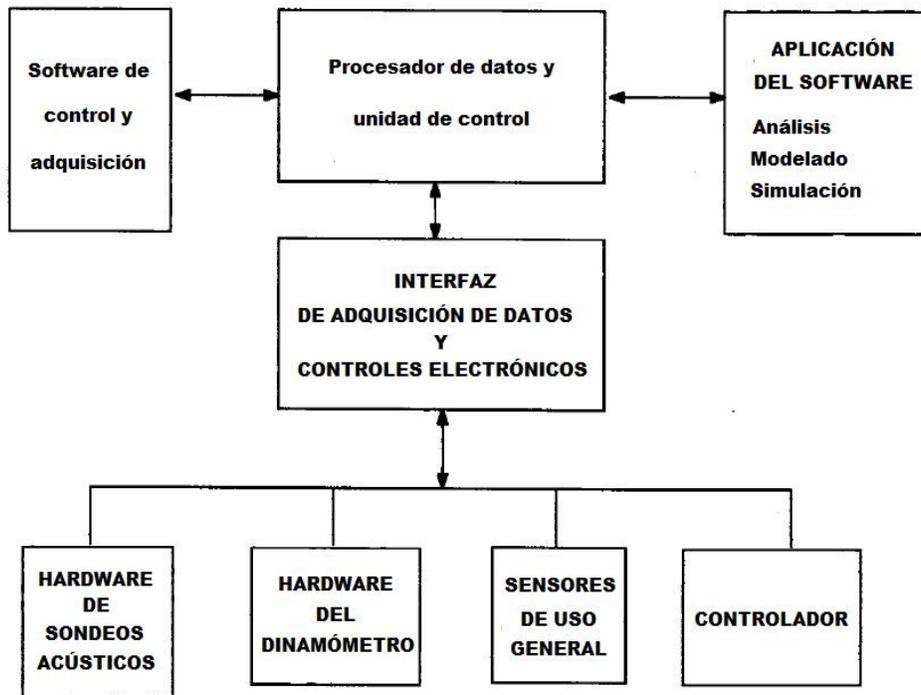


Fig. 1.5. Relaciones funcionales (Fuente: Best Practices for Pressure Transient Tests Using Surface Based Measurements)

## 1.2 YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

### 1.2.1 Introducción

Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos de producción especiales pero no insuperables. La viscosidad a una temperatura dada de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina la forma en que se desplazará el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos propiedades. Un crudo de mediana, o baja densidad, con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero, puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo crudo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura. La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura. La densidad varía poco con la temperatura, y se ha convertido en el parámetro estándar del campo petrolero más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la densidad relativa; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un rango de densidades API entre 10° y 22.3°.

Hoy en día, el petróleo tiene muchas aplicaciones como fuente de energía, en la industria petroquímica y en la obtención de sus derivados y en nuestro país es uno de los principales generadores de fuentes de ingresos económicos. El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

En el futuro, los hidrocarburos seguirán siendo la fuente de energía más importante a nivel mundial. Para el 2020 la demanda de crudo aumentará en un 50 %, mientras que la del gas natural en un 60%. Si en la actualidad a nivel mundial se consumen 82 millones de barriles de petróleo diarios para dentro de una década se requerirán 131 millones de barriles de petróleo diarios.

Dada la dependencia e importancia que tiene el petróleo en la actualidad, es necesario que se incrementen las reservas actuales de los yacimientos descubiertos, para lograr mantener e incrementar la producción a mediano y largo plazo. Se debe reactivar la producción en los campos maduros, mejorar los procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación de los hidrocarburos, continuar con la investigación y el desarrollo de tecnología en el área de aguas profundas y tener un mayor conocimiento de los yacimientos de crudo pesado para poder explotarlos de forma eficiente.

Es necesario mencionar que gran parte de las reservas mundiales se relacionan con acumulaciones no convencionales donde predominan yacimientos de aceite pesado y extra pesado.

Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

Debido a la gran demanda y la volatilidad del precio del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, hace que la industria se incline por la explotación del petróleo pesado.

## CAPITULO 1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Para ésto es necesario tener conocimiento integral de los yacimientos de crudo pesado, así como, las características y propiedades de los fluidos para poder realizar la caracterización del yacimiento.

Por lo tanto, el estudio de los yacimientos de crudo pesado y su caracterización, serán temas de especial interés a lo largo de esta tesis.

### 1.2.2 Tipos de Crudos

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Aceite Crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad Grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Superligero	<0.83	>39

Tabla 1.1. Tipos de Crudo Pesado (Fuente: Fuente Instituto Mexicano del Petróleo)

**Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:**

***Istmo:***

Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.

***Maya:***

Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

***Olmeca:***

Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles.

### 1.2.3 Clasificación de Yacimientos

a) **Clasificación de los yacimientos petroleros de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan**

- Yacimientos de bitumen.
- Yacimientos de aceite y gas asociado (bajosaturados y saturados).
- Yacimientos de gas no asociado (gas y condensado, gas húmedo y gas seco).

b) **Clasificación de los yacimientos petroleros a partir del diagrama de fases**

- Yacimientos de aceite y gas disuelto (Pb).
- Yacimientos de gas y condensado (Pr).
- Yacimientos de gas (gas húmedo y gas seco).

c) **Clasificación de los yacimientos de acuerdo al mecanismo de producción**

- Yacimientos de gas disuelto.
- Yacimientos con casquete de gas.
- Yacimientos de empuje por agua.
- Yacimientos con segregación gravitacional.
- Yacimientos con empuje combinado.

A continuación se detallarán los incisos a) y b):

a) **De acuerdo a los hidrocarburos que almacenan:**

**Yacimientos de bitumen:** Los hidrocarburos en este tipo de yacimientos están en fase sólida o semisólida, generalmente contienen compuestos como azufre y metales y normalmente se encuentran en la superficie o muy cercana a ella, generalmente requiere tratarlo antes de refinarlo. El bitumen normalmente tiene densidades menores a los 10 °API y no fluye a condiciones normales. Véase en la Figura 1.6.



Fig. 1.6. Muestra de Bitumen (Fuente: Notas de Yacimientos Convencionales y No Convencionales)

**Yacimientos de aceite y gas asociado:** El gas esta disuelto en el yacimiento, dependiendo de la presión inicial ( $P_i$ ) y de la presión de saturación ( $P_b$ ) se puede presentar gas asociado libre que que también se conoce como “casquete”.

Los yacimientos de aceite y gas asociado de acuerdo a su presión original con respecto a su presión de saturación pueden clasificarse en bajosaturados y saturados. Véase la Figura 1.7.

**Yacimientos de aceite bajosaturado:** en este tipo de yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de saturación ( $P_i > P_b$ ), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite.

**Yacimientos de aceite saturado:** la presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación ( $P_i < P_b$ ), por lo que solo una parte del gas esta disuelto en el aceite y la otra parte se encuentra libre en la parte superior a la que se conoce como casquete.

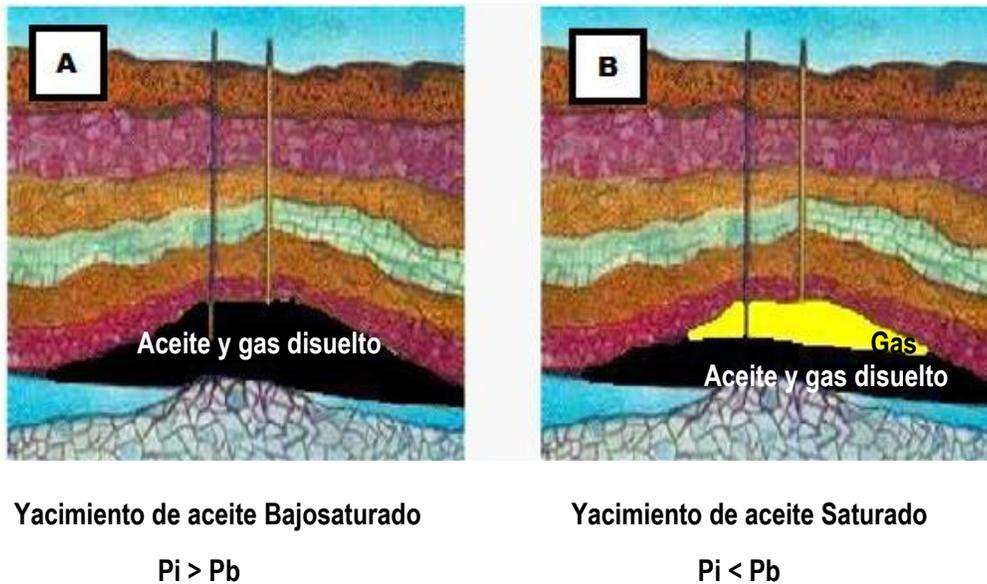


Fig. 1.7. Yacimiento de Aceite Bajosaturado (A) y Yacimiento de Aceite Saturado (B) (Fuente: Ingeniería de yacimientos petrolíferos)

**Yacimientos de gas no asociado:** Los hidrocarburos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura. Dependiendo de la composición de la mezcla del gas, se pueden clasificar como yacimientos de: gas seco, gas húmedo y gas y condensado.

**Los yacimientos de gas seco:** Producen esencialmente metano ( $CH_4$ ), su RGC (relación gas condensado) son superiores a los 20,000  $m^3/m^3$ .

**Los yacimientos de gas húmedo:** Producen cantidades considerables de condensado, los valores de la RGC se encuentran generalmente en el rango de 10,000 a 20,000  $m^3/m^3$ .

**Los yacimientos de gas y condensado:** Presentan RGC de 500 a 15,000  $m^3/m^3$ , los condensados presentan densidades de 41 a 57 °API, su contenido de componentes C7+ es menor de 11%.

**b) De acuerdo al diagrama de fases:**

Una alternativa muy eficaz para clasificar los yacimientos es por medio de los diagramas de fases. Considérese la Figura 1.8.

## CAPÍTULO 1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

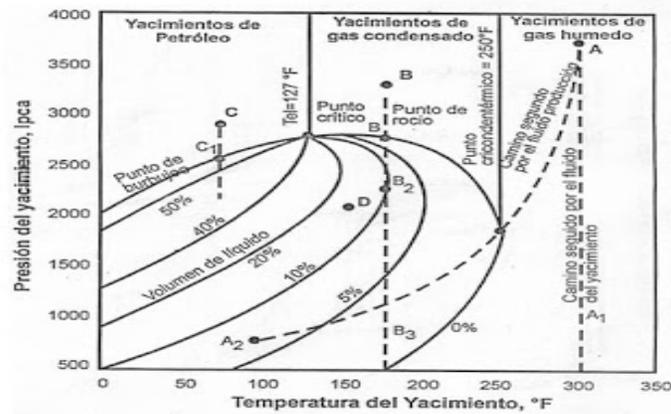


Fig. 1.8. Diagrama de Fases (Fuente: Ingeniería de yacimientos petrolíferos)

El **punto A** representa un yacimiento con una temperatura de 300°F y a una presión de 3700 psi, que se encuentra fuera de la región de dos fases, por lo que el fluido es monofásico en estado gaseoso. A medida que la producción va avanzando el fluido se queda en el yacimiento a la misma temperatura (300°F) y fase. La composición del fluido producido a través del pozo tampoco cambiara, por lo cual no se observa en el diagrama de fases ningún cambio en la trayectoria A-A1, lo cual indica que en el yacimiento el fluido permanece en estado gaseoso, de allí el nombre que adopta esta acumulación “yacimiento de gas seco”, el cual se caracteriza por el hecho de que la temperatura del mismo supera la temperatura cricondentérmica 250°F (máxima temperatura a la cual coexisten en equilibrio vapor y líquido).

No obstante, el proceso puede darse de una forma distinta cuando manteniendo la composición del sistema, se encuentra en los separadores en superficie algo de líquido condensado proveniente de un yacimiento de gas, denominando en este caso a la acumulación como “yacimientos de gas húmedo” los cuales se caracterizan por el hecho de que al fluir la mezcla hasta los separadores en superficie (línea A-A2) el fluido entra en la región bifásica condensándose así un 6% del volumen de la mezcla de gas. Esto ocurre principalmente debido a la disminución de presión y temperatura.

Considérese ahora el **punto B**, el cual representa un yacimiento con una presión inicial de 3300 psi y una temperatura de 180°F. Como se puede observar en la figura, este se ubica a una temperatura superior a la temperatura crítica, (correspondiente al punto crítico) por encima de la curva de rocío, lo cual indica que el yacimiento se encuentra en fase gaseosa, al igual que el yacimiento correspondiente al punto A. En este se mantiene la misma composición del sistema hasta que al disminuir la presión isotérmicamente (debido a la producción), se alcanza el punto de rocío (**punto B1**) a una presión de 2545 psi.

## CAPITULO 1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Disminuyendo la presión aún más por debajo del punto de rocío, se penetra la envolvente de fases, entrando a la zona de condensación retrógrada, la cual está delimitada por los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad. En esta zona se produce la condensación de las fracciones más pesadas e intermedias de la mezcla, las cuales se quedan atrapadas en forma de líquido en los poros más pequeños de la roca, debido a que no se alcanza la saturación crítica del líquido y en consecuencia no puede fluir hacia los pozos. Este hecho representa un gran agravante en la producción, debido a que se pierde la parte de mayor importancia en el yacimiento que es el líquido atrapado, rico en componentes pesados y en cambio se produce un fluido mucho más pobre en dichos componentes.

La composición del líquido cambia a medida que se va disminuyendo la presión, lo cual aumenta la cantidad de componentes pesados en su composición, por lo cual se observa el desplazamiento del diagrama de fases hacia abajo.

Una vez que se alcanza la máxima condensación (**punto B2** a 2250 psi), al continuar disminuyendo la presión, la mezcla comienza a evaporarse, disminuyendo así el volumen de fluido y la RGC (relación gas condensado), hasta que se alcance de nuevo la presión de rocío, lo cual no es posible en la práctica ya que se requiere de presiones por debajo de la presión atmosférica (de vacío), es por esto que la evaporación de la mezcla llega a una presión de abandono correspondiente al **punto B3**, en la cual se concluye con el proceso. Estas acumulaciones son llamadas “yacimientos de gas condensado”, “yacimientos de punto de rocío” ó “yacimientos de condensación retrograda de gas”.

Ubicando ahora la acumulación en el **punto C** a 3000 psi y 75°F, temperatura menor a la temperatura crítica justo por encima de la curva de burbujeo, el yacimiento se encuentra en fase líquida y a medida que se va disminuyendo la presión isotérmicamente se alcanza la presión de burbuja, que con base en el diagrama se tiene un valor de 2550 psi (**punto C1**). Acto seguido se penetra la envolvente entrando a la región bifásica, en la cual se van produciendo mayores cantidades de gas a través del pozo, caso contrario con el petróleo que fluye en cantidades cada vez menores y cuando el yacimiento se agota aún queda mucho petróleo por recuperar, por lo cual es necesaria la infección de algún tipo de fluido para así extraer la mayor cantidad de crudo que sea posible. Acumulaciones de este tipo son denominadas “yacimientos de petróleo”, “yacimientos de punto de burbujeo” ó “yacimientos de gas disuelto”.

Si la mezcla se encontrase a la temperatura de 150°F y a la presión de 2000 psi, correspondiente al **punto D**, se puede observar en la figura, un yacimiento que lleva consigo dos fases involucradas, por lo cual existirá una zona de petróleo (yacimiento de petróleo) con una capa de

gas en la parte superior (yacimiento de gas) y para una mejor representación y estudio de cada yacimiento se hace más sencillo visualizar ambos por separado a través de diagramas de fases.

### 1.2.4 Yacimientos Convencionales y No Convencionales

Los yacimientos convencionales son todos aquellos yacimientos que pueden ser producidos a tasas económicas de flujo y que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación o el uso de tecnología de punta.

Por el contrario, los Yacimientos no Convencionales son todos aquellos que no producen a tasas económicas de flujo y que no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación.

Los primeros ocurren como acumulaciones discretas en trampas estratigráficas y/o estructurales, mientras que los segundos se presentan como acumulaciones predominantemente regionales, extensas, la mayoría de las veces independientes de trampas estratigráficas o estructurales.

#### Yacimientos Convencionales

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos.

Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.

La roca generadora puede ser *lutita* o bien roca caliza, además se requiere de una temperatura mayor a 120° centígrados para la generación de petróleo, entre mayor temperatura mayor petróleo gasificado.

En el supuesto de que no existan condiciones para que se forme la roca generadora, simplemente no se obtiene petróleo ya que es un elemento fundamental sin el cual el petróleo y gas no existirían. En geología se le llama sincronía, se debe tener sincronía entre los elementos y procesos.

En México se han venido explotando en los últimos años yacimientos convencionales, en donde después de estudiar todo el sistema petrolero, el explorador decide que hay una estructura adecuada y la perfora, al perforarla encuentra petróleo, éste fluye porque tiene energía propia.

Después de 15 a 20 años, se aplica una estimulación a los pozos para que produzcan más petróleo, existen varios mecanismos como: lavar los pozos, aplicar químicos para destapar poros, introducir polímeros para detener el flujo de agua y fluya con mayor facilidad el petróleo. Por ejemplo el yacimiento de Cantarell que produce de 10 a 20 mil barriles de petróleo diario.

## CAPITULO 1 ECÓMETRO Y YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

En cambio, el shell gas o *lutitas* a los tres días o a la semana necesitan estimularse, se deben estimular desde el inicio, para ello hay un proceso que se llama *fracking* (fracturamiento hidráulico) si no hay fracturamiento no hay conexión de los poros en las rocas, porque es precisamente en los poros donde se atrapa aceite y gas, para que puedan salir a la superficie.

La *lutita* es una roca sedimentaria, compuesta básicamente por material arcilloso muy fino, contiene también carbonato de calcio y en el caso de las que generan petróleo deben tener materia orgánica.

### **Yacimientos No Convencionales**

El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales.

En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma.

La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta más caro extraer aceite y gas, a diferencia de los yacimientos convencionales que es más barato extraerlos.

### **1.2.5 Yacimientos de Crudo Pesado**

Crudo pesado o crudo extra pesado es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina "pesado" debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero.

Los crudos pesados son aquellos que tienen una densidad entre 10.0° y 22.3° API, de acuerdo, con el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en ingles). Es un petróleo asfáltico, que es químicamente caracterizado por su contenido de asfaltenos (presenta moléculas con gran cantidad de azufre).

Las reservas de petróleo pesado son muy diferentes a los depósitos convencionales. Para comenzar, la escala de tiempo de producción es mucho mayor. Los yacimientos de petróleo pesado por lo general producen a régimen estable durante décadas. A lo largo del tiempo, estos yacimientos producen grandes cantidades de petróleo. La región de petróleo pesado de California, en el Condado de Kern, ha sido productiva por más de un siglo, con cuatro de sus campos más grandes entregando más de mil millones de barriles cada uno. Los depósitos de petróleo pesado se encuentran generalmente en arenas poco consolidadas, lo cual implica que los ingenieros de perforación deben tomar precauciones adicionales para mantener la integridad de los pozos y para manejar la producción y eliminación de arena. Los yacimientos de petróleo pesado presentan diferencias, incluso entre campos adyacentes.

### 1.2.6 Origen del Crudo Pesado

Se produce en el interior de la tierra, por transformación de la materia orgánica acumulada en sedimentos del pasado geológico y puede acumularse en trampas geológicas naturales, de donde se extrae mediante la perforación de pozos.

En condiciones normales de presión y temperatura es un líquido bituminoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como la gasolina hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad (entre 10 – 22° API), capacidad calorífica, etc. Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla. Es un recurso natural no renovable y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados. El petróleo líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

### 1.2.7 Propiedades del Crudo Pesado

Las propiedades que distinguen a los crudos pesados de los ligeros incluyen valores mayores de viscosidad y de densidad, así como la composición de peso molecular. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos. Un crudo de mediana, o baja densidad, con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo crudo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

#### Viscosidad

La viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, es debida a las fuerzas de cohesión moleculares. Todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal.

Ahora bien, la viscosidad a condiciones de yacimiento, es unas de las medidas más importantes para la producción de hidrocarburos, ya que indica qué tan fácil se moverá o fluirá el petróleo, además de que la viscosidad varía con la temperatura y es por ello que hay que tener claro las características del yacimiento. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar de 20 a 1, 000,000 cp.

## Densidad

La referencia que sustenta esta clasificación es la gravedad API (del Instituto Americano del Petróleo), que es una “medida de densidad”.

La densidad es una propiedad física que mide la cantidad de masa contenida en un determinado volumen. Por ejemplo, si se compara 1 kg de ladrillos con 1 kg de plumas se tendrá que los ladrillos ocuparán un espacio menor que las plumas, y ésto se debe a que los ladrillos tienen una mayor densidad, en otras palabras, ocupan una mayor cantidad de masa en un espacio menor.

La Gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua, es decir, se busca determinar si el crudo es más liviano o pesado que ésta última. La clasificación propuesta por el Instituto de Americano del Petróleo indica que a una mayor gravedad API el petróleo será más liviano, como se puede ver la Tabla 1.2.

Aceite Crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad Grados API
<i>Extrapesado</i>	>1.0	10.0
<i>Pesado</i>	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
<i>Mediano</i>	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
<i>Ligero</i>	0.87 – 0.83	31.1 – 39
<i>Superligero</i>	<0.83	>39

Tabla 1.2. Tipos de Crudo (Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo)

### 1.2.8 Importancia de los Yacimientos de Crudo Pesado

La pérdida del suministro de petróleo, combinado con los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define con una densidad de 10.0 – 22.3° API.

En la Figura 1.9 se muestra un comportamiento de cómo está dividida la explotación del crudo en a nivel mundial.

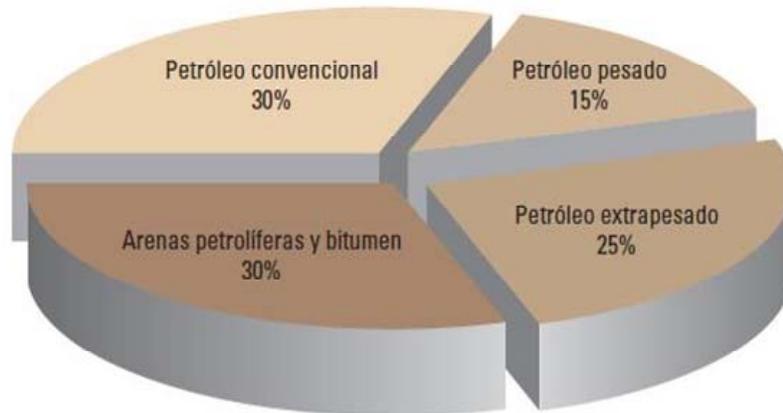


Fig. 1.9. Explotación de Crudo en el Mundo (Fuente: Importancia del petróleo pesado)

En la Figura 1.10 se muestran las reservas de crudo a nivel mundial.

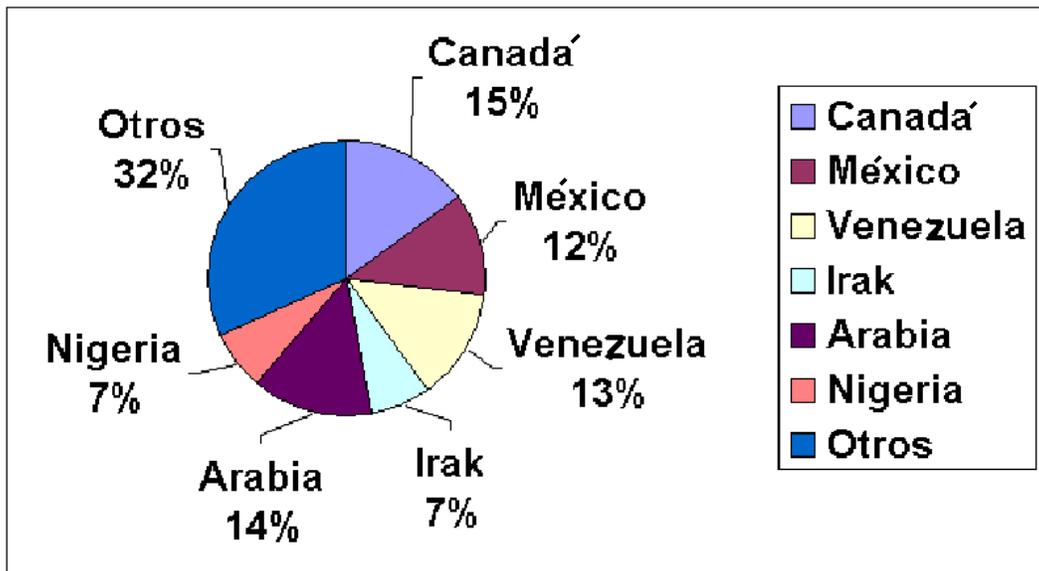


Fig. 1.10. Reservas de Crudo de Países a Nivel Mundial (Fuente: Importancia del petróleo pesado)

### 1.2.9 Dificultades en la Explotación de Crudo Pesado

Para la extracción del crudo pesado se presentan varias dificultades, que requieren de una inversión a largo plazo. La alta viscosidad del petróleo pesado aumenta las dificultades de transporte y de obtención de productos comerciables, requiere técnicas de refinación especial y por ende más costosas.

A continuación se mencionan las principales dificultades para explotar éste tipo de yacimientos:

- Complejidad para su Extracción.
- Necesidad de Tecnologías de Vanguardia.
- Aplicación de Tecnologías Multidisciplinarias en forma individual o interactuando entre ellas.
- El transporte y manejo es complicado.

### **1.2.10 Tecnologías Aplicables para la Producción de Crudo Pesado**

Gran parte de las reservas mundiales se relacionan a acumulaciones no convencionales donde predominan yacimientos de aceite pesado y extrapesado. Para ello se están desarrollando técnicas que ayuden a facilitar la extracción del mismo, como son:

#### **d) Recuperación Secundaria y Mejorada**

- Perforación no convencional.
- Inyección de geles – espumas.
- Mejoramiento In – Situ.
- Mejoramiento en superficie.
- Inyección de vapor con solventes.
- Recuperación térmica.

#### **Método CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand o cold flow)**

Es un método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de petróleo pesado. Consiste en desplazar los granos de arena con la ayuda del gas que se libera del hidrocarburo para que el crudo cercano pase a ocupar su lugar y pueda ser extraído mediante pozos. El método requiere sistemas de bombeo multifásico que pueden manipular la arena, el petróleo, el agua y el gas; una de las ventajas del Método CHOPS es que es barato. Véase la Figura 1.11.

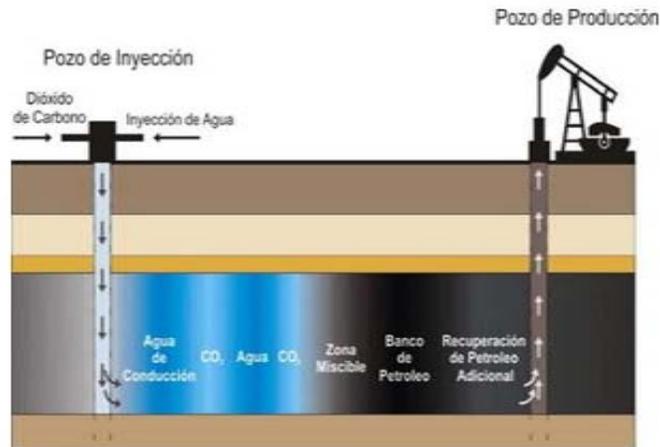


Fig. 1.11. Método CHOPS (Fuente: Métodos de extracción para yacimientos de crudo pesado, Instituto Mexicano del petróleo)

### Método VAPEX (Extracción de petróleo asistida con vapor)

Es un proceso relativamente nuevo que está siendo probado en Canadá. Consiste en la inyección de un vapor solvente miscible, que reduce la viscosidad del petróleo pesado. El método puede ser aplicado en un pozo a la vez o en pares de pozos. En el enfoque de un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. En el caso que implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Véase Figura 1.12.

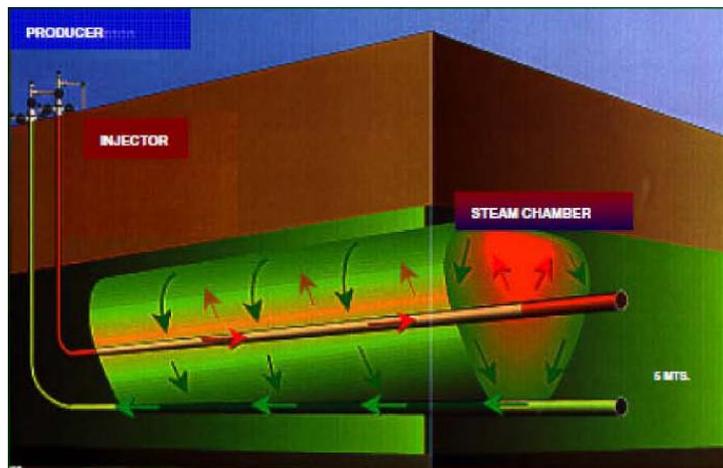


Fig. 1.12. Método VAPEX con Dos Pozos (Fuente: Métodos de extracción para yacimientos de crudo pesado, Instituto Mexicano del petróleo)

### Método SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)

El proceso consiste en perforar dos pozos horizontales en la zona de las arenas bituminosas, uno en el fondo de la formación rocosa y otro aproximadamente 5 metros por encima, normalmente en un yacimiento se perforan varios pares de pozos. El vapor se inyecta por el pozo superior, el cual hace que el bitumen se disuelva y pueda fluir por el pozo inferior y ser bombeado hasta la superficie.

El SAGD permite tener una recuperación del crudo del 60%. Cabe mencionar que éste método es barato y se encuentra en fase de desarrollo. Véase Figura 1.13.

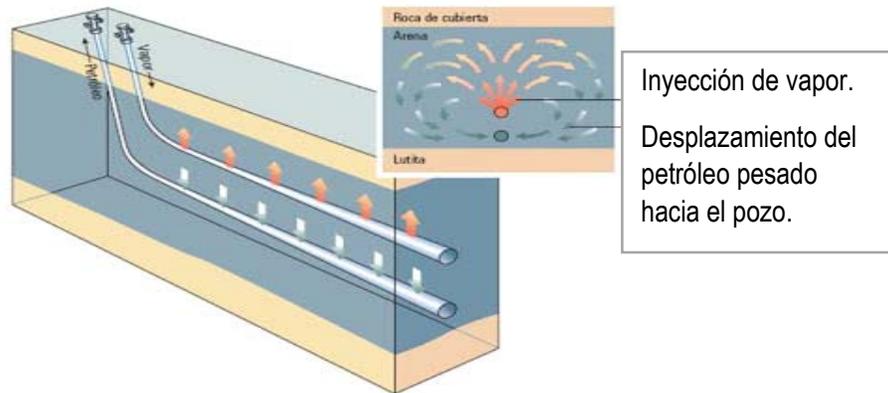


Fig. 1.13. Método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) (Fuente: Métodos de extracción para yacimientos de crudo pesado, Instituto Mexicano del petróleo)

### 1.2.11 Yacimientos de Crudo Pesado en México

Una parte importante de la reserva de crudo pesado en México, se localiza en yacimientos costafuera, en el Golfo de México. Estos yacimientos están asociados a carbonatos fracturados, una parte importante de las tecnologías de producción han sido desarrolladas para yacimientos de areniscas y en ambientes terrestres. Véase Figura 1.14.



Fig. 1.14. Acumulaciones de Aceite Pesado en México (Fuente: Yacimientos de aceite pesado en México, IPN)

México ostenta una importante cantidad de hidrocarburos no convencionales. Las reservas de crudo pesado, concentradas en tres regiones principales, representan cerca del 50% de las reservas petroleras totales del territorio mexicano.

### Región Marina Noreste

Esta región se ubica en el Sureste de la República Mexicana, e incluye parte de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Consta de dos activos que son: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Estos integran 27 campos, de los cuáles 14 se encuentran en explotación. Es importante mencionar que el activo con mayor número de campos en producción es Cantarell con 9 campos. En la Figura 1.15 se muestran las características de la Región Marina Noreste.

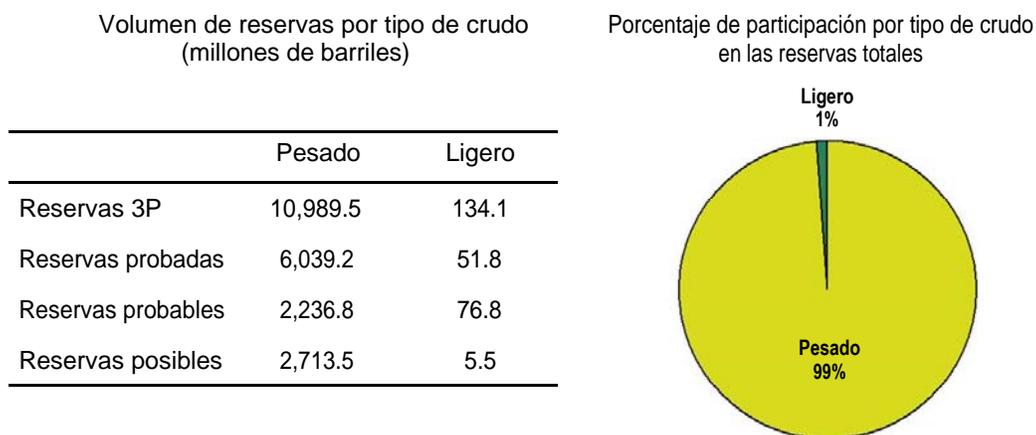


Fig. 1.15. Características de la Región Marina Noreste (Fuente: Yacimientos de aceite pesado en México, IPN)



Fig. 1.16. Ubicación Región Marina Noreste (Fuente: Pemex Petróleo y Energía)

**Región Marina Suroeste**

Con una extensión mayor a 352,390 kilómetros cuadrados, esta región se encuentra ubicada en aguas territoriales pertenecientes a la plataforma y talud continental del Golfo de México. Colinda al sur con Veracruz, Tabasco y Campeche; al este con la Región Marina Noreste; al norte y poniente con aguas territoriales nacionales.

Es la Región Marina con mayor extensión territorial y se constituye por los activos integrales de Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco. En los esfuerzos para investigar y desarrollar la porción marina, se incorporó recientemente el activo Holok-Temoa con el propósito de desarrollar y administrar campos ubicados en aguas con profundidades mayores a 500 metros denominadas aguas profundas. En la Figura 1.17 se muestran las características de la Región Marina Suroeste.

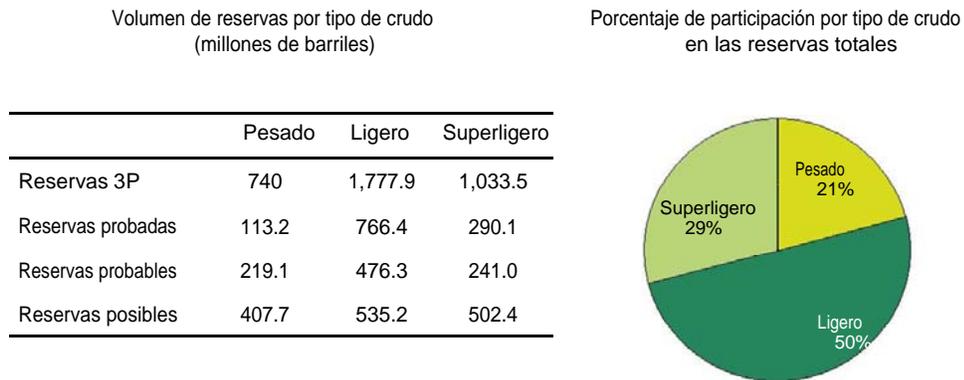


Fig. 1.17. Características de la Región Marina Suroeste (Fuente: Yacimientos de aceite pesado en México, IPN)



Fig. 1.18. Ubicación Región Marina Suroeste (Fuente: Pemex Petróleo y Energía)

### Región Norte

La Región Norte cubre aproximadamente 1.8 millones de kilómetros cuadrados, la porción más grande del territorio nacional y, está conformada por una porción terrestre y otra marina. Se ubica en la parte norte del país y colinda al norte con los Estados Unidos de América, al sur con el río Tesechoacán, al este con la isobata de 500 metros del Golfo de México y al oeste con el Océano Pacífico. Esta región cuenta con cuatro activos integrales: Burgos, Poza Rica-Altamira, Veracruz y Aceite Terciario del Golfo, este último de reciente creación, además de contar con un Activo Regional de Exploración. En la Figura 1.19 se muestran las características de la Región Norte.

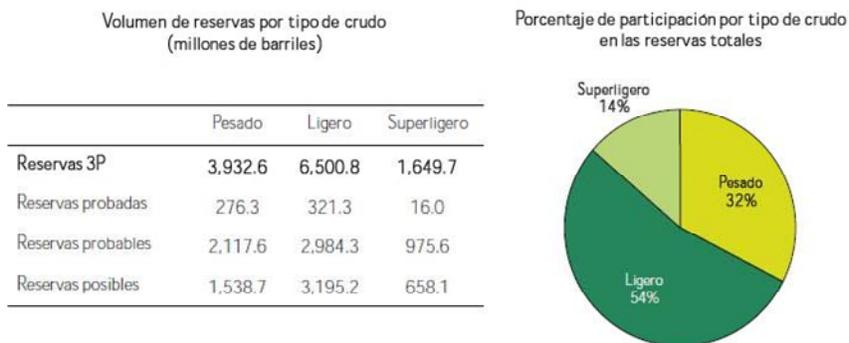


Fig. 1.19. Características de la Región Norte (Fuente: Yacimientos de aceite pesado en México, IPN)



Fig. 1.20. Ubicación Región Norte (Fuente: Pemex Petróleo y Energía)

## **2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO**

## 2.1 ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN

Las técnicas acústicas para realizar sondeos en pozos han ayudado por más de cincuenta años en los análisis de pozos de bombeo. Anteriormente, las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba. Posteriormente con el desarrollo de estos instrumentos, los ingenieros petroleros se dieron cuenta que con una interpretación adecuada de los registros se podía obtener información adicional. En particular, la presión de fondo del pozo, la cual se calcula sumando la presión de superficie del revestimiento y las presiones de la columna hidrostática de gas/líquido. Para ésto se necesita conocer las densidades y distribución del petróleo y agua en la columna de líquido.

Así mismo, se detectó que en los casos en donde el gas se ventaneaba por el anular, la presión de fondo de pozo calculada era exageradamente alta. Esto se atribuía a la disminución del gradiente efectivo del líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna de líquido por encima de las perforaciones; para ello se desarrolló un método (**Ecómetro**) para determinar la densidad de columnas líquidas en el anular, las cuales presentan burbujas de gas que fluyen hacia arriba a través del líquido. Consta de una válvula de contrapresión, el gradiente del líquido de gas se calcula dividiendo los cambios de presión en el tope de la columna líquido - gas por la correspondiente caída en el nivel de líquido. Este gradiente posteriormente es usado para calcular la presión de fondo del pozo.

Con el uso de computadoras portátiles se puede obtener automáticamente datos acústicos del nivel de líquido y medidas de presión en superficie con los cuales se pueden calcular las presiones de fondo del pozo.

Con el uso de un computador portátil se tienen cuatro ventajas importantes. **Primero:** el computador puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquidos más exactas. **Segundo:** se obtienen automáticamente el cálculo de las presiones de fondo a partir de las medidas acústicas de nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos. **Tercero:** el computador ofrece una operación automática del equipo debido a que éste se puede programar para realizar sondeos y así obtener medidas de presión del revestimiento (casing) automáticamente. **Cuarto:** Los datos del pozo se pueden almacenar y administrar exacta y eficientemente, ésto permite el análisis de los pozos, análisis de presiones y obtención del desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

En la ejecución de trabajos para la toma de información, a través del Ecómetro se puede obtener:

**1.-** Interpretación de un registro con ecómetro, cabe mencionar que se puede realizar más de un solo registro ejecutado en distintas condiciones, con la finalidad de obtener una mejor interpretación.

**2.-** Informe de resultados, el cual incluye entre otros aspectos lo siguiente:

### ***Condiciones actuales de operación del equipo de bombeo mecánico***

- Golpes por minuto y carrera de la unidad de bombeo.
- Polea de la unidad de bombeo y polea del motor.
- Número y tipo de la unidad.

### ***Condiciones de presión en cabeza de pozo***

- Presión de tubing.
- Prueba manométrica.
- Presión de la tubería de revestimiento y las variaciones que presenta.

### ***Comportamiento general del pozo***

- Producción máxima de petróleo y agua del pozo.
- Flujo de gas en el espacio anular.
- Ensayo de presión en la tubería de revestimiento para corregir el nivel indicado.
- Presión estática de fondo estimada.
- Gravedad específica del gas presente en el espacio anular.
- Sumergencia total.
- Sumergencia líquida libre de gas y/o espuma.

En general, el Ecómetro está diseñado para medir el nivel de fluido, presión del casing, cartas dinamométricas de superficie y de fondo, pruebas de válvula fija y viajera, cálculos de producción y tasas de flujo. Es un sistema altamente confiable, ya que sirve para optimizar y mejorar la producción.

### **2.1.1 Principio Físico del Registro Acústico**

#### **PASOS BASICOS PARA LA TOMA DE INFORMACION USANDO EL ECOMETRO**

El programa Ecómetro permite generar un pulso acústico, digitalizar los ecos provenientes del pozo y almacenar los datos en la memoria del computador para su posterior procesamiento. Además, la presión de la cabeza de revestimiento (casing) se graba cada 15 segundos para determinar si el gas está fluyendo con el líquido hacia el pozo, en la Figura 2.1 se muestran las partes que componen el Ecómetro.



Fig. 2.1. Partes que Componen el Ecómetro (Fuente: Echometer S.A.)

## PASOS PARA DETERMINAR EL NIVEL DE LÍQUIDO

### 1.- Conectar la pistola del ecómetro al pozo

Para conectar la pistola al pozo se debe revisar que las roscas se encuentren en buen estado en la válvula del cabezal, como se muestra en la Figura 2.2.

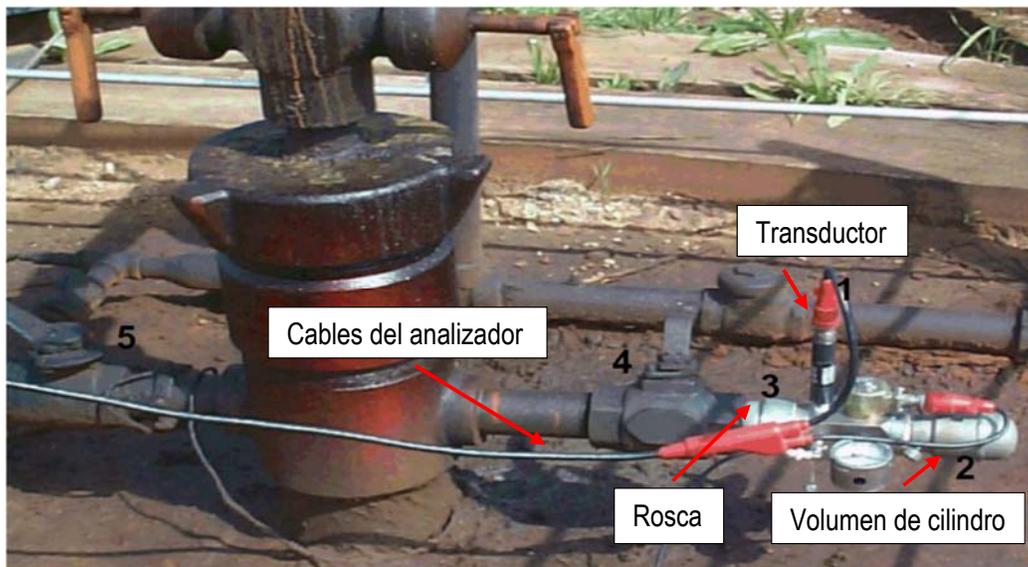


Fig. 2.2. Conexión de Pistola (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

### 2.- Conectar el transductor de presión

El transductor de presión se conecta directamente a la pistola de gas, como se muestra en la Figura 2.3.



Fig. 2.3. Transductor de Presión (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

### **3.- Conectar el analizador a la pistola de gas**

Posteriormente se conectan los cables del analizador a la pistola de gas, como se muestra en la Figura 2.4.



Fig. 2.4. Conexión entre Pistola de Gas y Analizador (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

### **4.- Programación para el transductor de presión**

Para programar el transductor de presión, se selecciona la opción iniciar (**Set Up**), ubicada en la sección de adquisición (**Acquire Mode**), véase en la Figura 2.5.

En este punto se desarrollan dos pasos:

- a) Se selecciona la opción Equipment check.
- b) Al visualizar el voltaje que tiene la batería interna junto con la temperatura, indican que existe comunicación entre el computador y el sistema operativo de Well Analyzer.

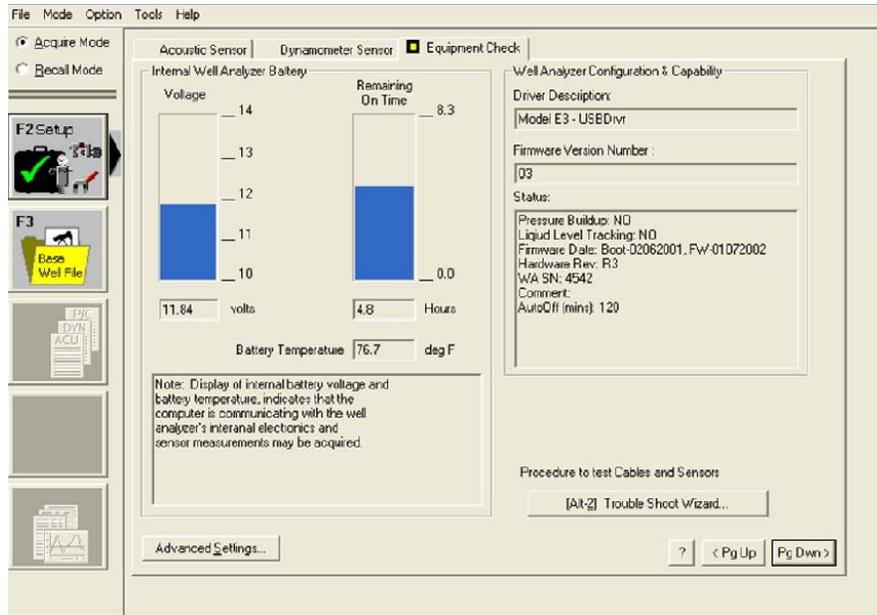


Fig. 2.5. Programación del Transductor de Presión (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

El voltaje y vida de la batería que se muestra en la pantalla, se refieren a la batería del convertidor A/D y no a la batería del computador. El estado de la batería del computador se muestra cuando se oprime simultáneamente las teclas Fn y F3.

### 5.- Software Total Well Management (TWM)

En este paso se tiene que seleccionar un número serial, el cual se obtiene del transductor de presión, importante verificar que todos los datos sean introducidos en la pantalla del transductor, como se muestra en la Figura 2.6.

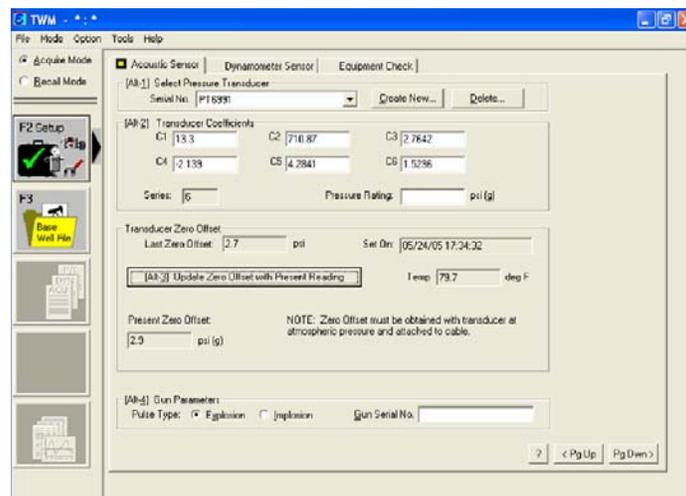


Fig. 2.6. Software TWM (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

## 6.- Llenado de la cámara con gas comprimido

Para llenar el volumen de la cámara, se requieren de tres pasos:

- 1.) La cámara de gas de la pistola se llena con gas comprimido.
- 2.) Es importante que el medidor de presión esté en óptimas condiciones, ya que con él se podrá verificar el llenado de la cámara.
- 3.) Una vez llenada la cámara con el gas, se realiza un disparo dentro del espacio anular del revestidor, lo cual creará un pulso acústico que ayudará para determinar el nivel del fluido.

## 7.- Proyección del disparo a través del TWM

Para desarrollar el disparo se deben de seguir los siguientes pasos:

- 1.) Llenar la pistola de gas.
- 2.) Cerrar la válvula de purga que contiene la pistola.
- 3.) Abrir la válvula del revestidor que se encuentra entre la pistola y el pozo.
- 4.) Cerrar la válvula del revestidor a la línea.

Una vez desarrollado el disparo, en la pantalla aparecerá un mensaje **“Fue detectado el pulso del disparo por el micrófono”**, y a su vez se proyectará un gráfico en el programa TWM, véase en la Figura 2.7.

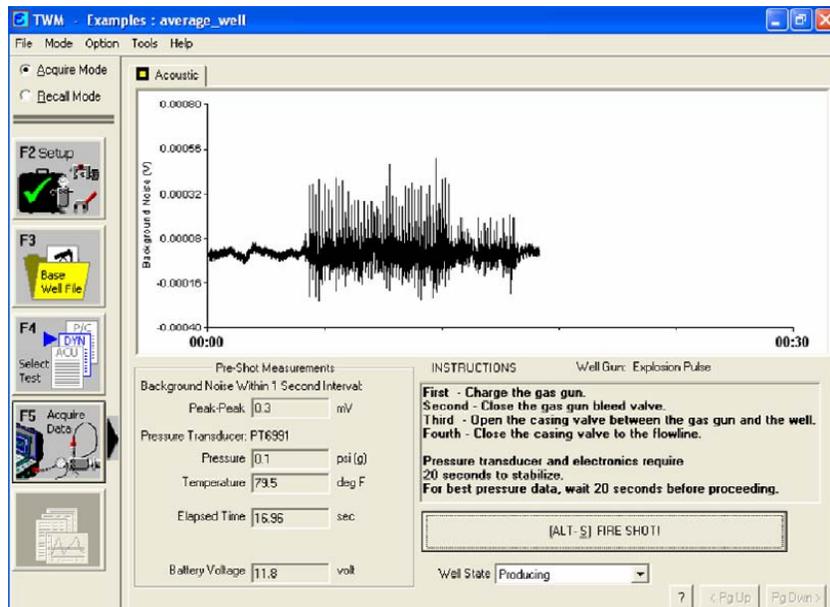


Fig. 2.7. Proyección del Disparo (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

## 8.- Guardando información obtenida

En este punto la información obtenida puede ser guardada o despreciada, si los datos interesan, sólo presione Enter (**Presione Save**) para guardarlos, véase en la Figura 2.8.

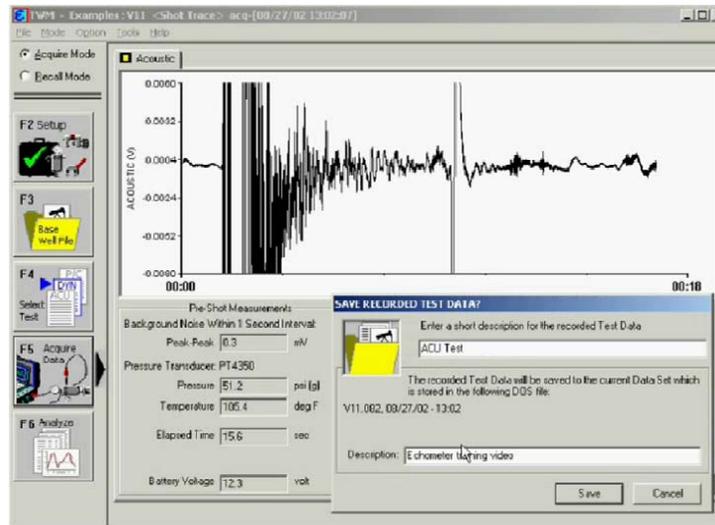


Fig. 2.8. Guardando Información del Disparo. (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

## 9.- Determinación de nivel de líquido

Una vez guardados los datos del disparo, TWM va automáticamente hasta la opción “**Seleccionar nivel de líquido**” en la sección de análisis, éste es determinado automáticamente por el programa, a partir de la proyección de las señales acústicas procesadas digitalmente, las cuales están medidas contra el tiempo. Una línea vertical punteada marca la señal del nivel de líquido más probable y su correspondiente posición en el tiempo, el cual se muestra en el respectivo espacio indicador, véase en la Figura 2.9.

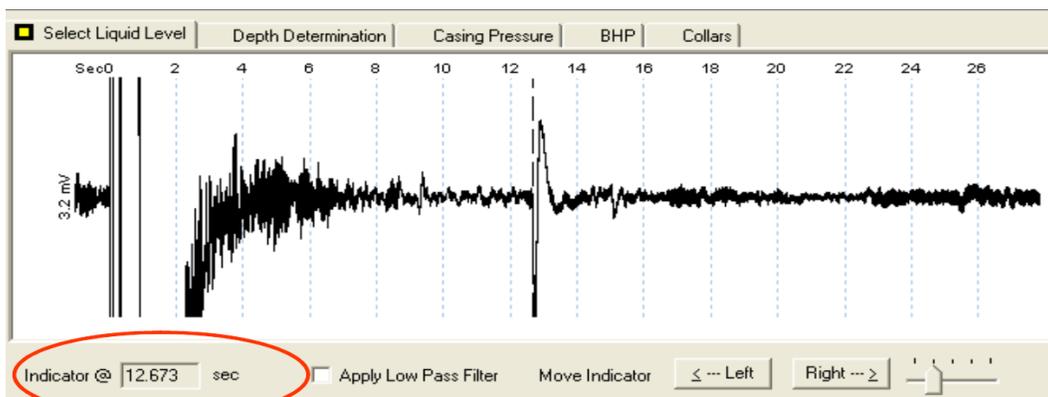


Fig. 2.9. Determinación del Nivel de Fluido. (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

Ocasionalmente las técnicas usadas para seleccionar el nivel de líquido automáticamente fallan por condiciones poco frecuentes en el pozo, tales como: la presencia de un ancla de tubería de producción, tubería de producción corta, restricciones, etc. Por ésto, el programa podría indicar una señal que no corresponde al nivel de líquido. Si ésto llegara a suceder, el ingeniero a cargo puede ajustar el indicador de nivel de líquido de dos formas:

1. Un método es usar los controles Señal Anterior/Siguiente (**Prev./Next Kick**) para ajustar el indicador entre otros puntos automáticamente señalados que podrían indicar un nivel de líquido.
2. El segundo método es usar los botones Izquierda/Derecha (**Left/Right**). Estos controles mueven el indicador del nivel de líquido hacia adelante y hacia atrás en incrementos de 0.1 a 0.001 segundos, controlado por el deslizador localizado a la derecha de los botones.

El ingeniero debe usar una de estas técnicas mencionadas para localizar el indicador en la vecindad de la señal del nivel del líquido más apropiada y luego cuando la selección del nivel de líquido sea la correcta, se selecciona la sección Determinación de Profundidad (**Depth Determination**) para seguir con el procesamiento de datos.

### ***10. Determinación de Profundidad***

Una vez finalizada la adquisición del registro, se pasa al análisis usando la determinación de profundidad.

En esta sección aparecen tres ventanas en la pantalla y sus funciones se describen a continuación.

La pantalla superior muestra un registro de la señal acústica original. La duración del registro corresponde al tiempo entre el disparo y un tiempo ligeramente mayor al de la posición del nivel de líquido.

La selección del nivel de líquido se muestra con detalle en la parte inferior derecha de la pantalla. Una línea vertical punteada marca la señal del nivel de líquido. El segmento de línea azul (o gris), horizontal y gruesa en la escala de tiempo que aparece en las primeras trazas, marca la parte de la señal que se analiza para calcular la frecuencia de los ecos provenientes de las uniones. Esta parte de la señal se muestra en la ventana inferior izquierda de la pantalla, véase en la Figura 2.10.

## CAPÍTULO 2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO

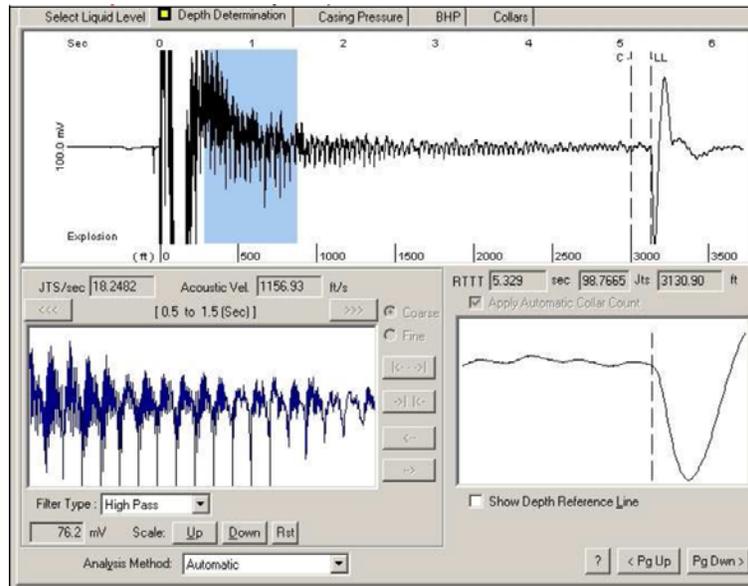


Fig. 2.10. Determinación de la Profundidad. (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

La profundidad del nivel de líquido se determina multiplicando la RTTT (**Round Trip Travel Time**) por la tasa de reflexión de los cuellos y por la longitud promedio de los tubos.

### 11.- Resultados

Para obtener los resultados, ir a la opción BHP. El software TWM muestra los resultados obtenidos en la determinación de la presión, nivel de líquido, profundidad e información del pozo, véase Figura 2.11.

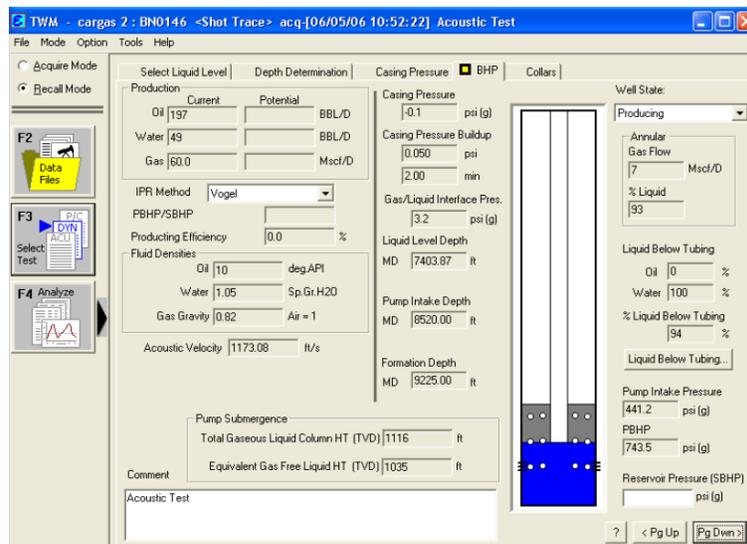


Fig. 2.11. Obtención de Resultados (Fuente: UPCO Consultores Ecómetro S.A.)

El diagrama de presión de fondo de pozo (**BHP**) muestra una serie de parámetros, los cuales se describen a continuación:

- Presión del Revestimiento (Casing Pressure): Es la presión en la cabeza del revestimiento, la cual puede ser medida automáticamente por el Analizador de Pozo o introducida manualmente en la pantalla de datos del pozo.
- Restauración de la Presión del Revestimiento (Casing Pressure Buildup): Es la tasa de cambio de la presión de la cabeza del revestimiento en función del tiempo cuando la válvula de la cabeza del revestimiento está cerrada, se expresa en Psi por minuto y se calcula a partir de la pendiente de la línea de presión de revestimiento vs tiempo o se introduce manualmente.
- Flujo de Gas en el Anular (Annular Gas Flow): Es la tasa de gas que fluye a través del líquido del anular y sale a través de la válvula de la cabeza del revestimiento (casing), Mscf/D. Se calcula a partir de la tasa de restauración de la presión del revestimiento y el volumen del anular.
- % Líquido: Se calcula a partir del flujo de gas en el anular usando una correlación basada en datos de campo.
- Presión en la Interfase Gas/Líquido (Gas/Liquid Interface Pressure, Psi): Es la presión calculada a la profundidad de la interfase gas/líquido. Se calcula a partir de la presión en la cabeza del revestimiento (casing) y se le agrega el peso de la columna de gas.
- Nivel del Líquido (Liquid Level): Es la profundidad, en pies, a la interfase gas/líquido tal como se determina por el registro de Echometer. Corresponde a la profundidad calculada que se muestra en la sección Determinación de la Profundidad (Depth Determination).
- Profundidad de la Formación (Depth Formation): Es la profundidad de referencia, en pies, tal como se introdujo en la pantalla de datos del pozo. El programa calcula la presión a esta profundidad.
- Presión Dinámica de Fondo de Pozo (PBHP): Es la presión dinámica de fondo de pozo calculada a la profundidad de referencia.
- Presión de Yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP): Es la presión estática de fondo de pozo tal como se introdujo en el archivo de datos del pozo.

### **REGISTRO SÓNICO (Sonolog)**

Es un material impreso que registra el nivel de fluido mediante reflexiones sonoras en el espacio anular revestidor-tubería de producción, el tiempo es proporcional a la distancia desde la superficie al líquido. El objetivo de este registro es determinar, con la mayor exactitud posible, el nivel **estático o dinámico** del fluido en los pozos; en la Figura 2.12 se muestra un Registro Sónico.

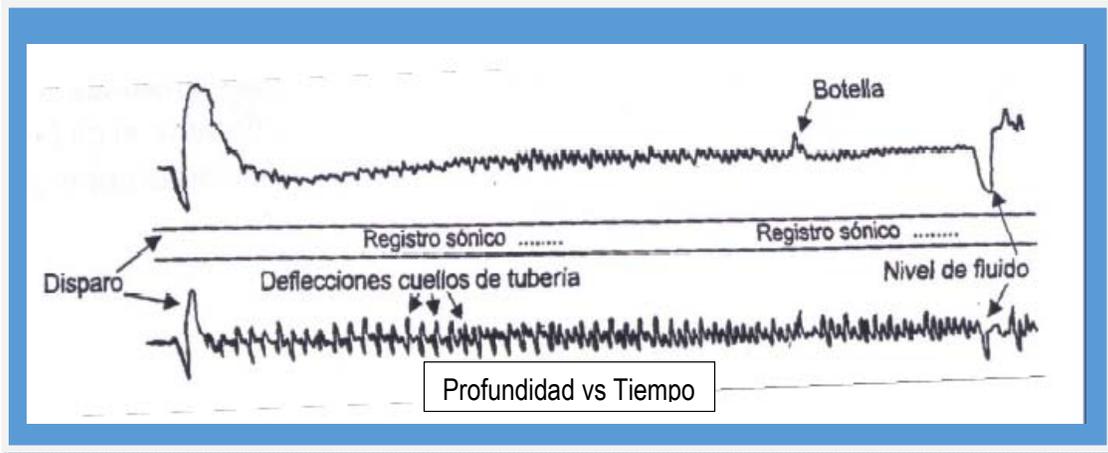


Fig. 2.12. Registro Sónico (Fuente: Medición Acústica, Nivel de Fluido Echometer S.A.)

## Pulso Acústico Reflejado

El pulso acústico es generado por la explosión del gas comprimido dentro del anular del Casing, que forma ondas viajeras de compresión.

Es importante mencionar que el impulso puede reflejar en el gráfico dos tipos de tendencia, véase en la Figura 2.13.

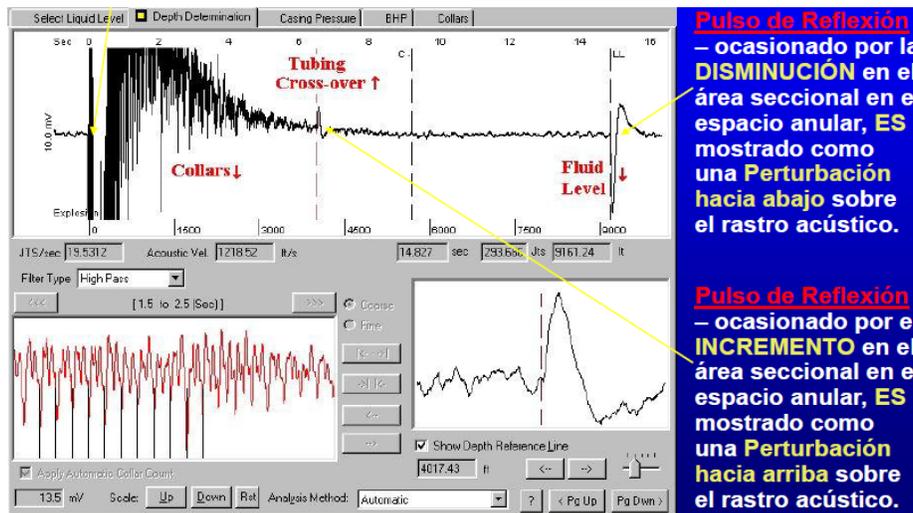


Fig. 2.13. Pulso Acústico (Fuente: Medición Acústica, Nivel de Fluido Echometer S.A.)

### 2.1.2 Tipo de Pozos Candidatos

Al realizar la explotación del yacimiento su presión disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por si mismo. De allí surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de energías al pozo, de aquí surge lo que llamamos **Sistemas Artificiales de Producción**.

## CAPÍTULO 2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO

Generalmente el Ecómetro es utilizado en pozos con Bombeo mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo de cavidad progresiva, entre otros.

Para el desarrollo de esta tesis se apoyó en el estudio de pozos con Bombeo Mecánico con el cual se podrá detectar el nivel de fluido, a través de mediciones cualitativas y cuantitativas para la interpretación de registros.

### ***Bombeo Mecánico***

Es uno de los métodos de producción más utilizados (80 – 90%), su principal característica es la de utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas y mediante la energía suministrada por un motor. Un equipo de bombeo mecánico produce un movimiento de arriba hacia abajo (continuo) que impulsa una bomba sumergible en una perforación. Las bombas sumergibles bombean el hidrocarburo de manera parecida a una bomba que bombea aire a un neumático. Un motor, usualmente eléctrico, gira un par de manivelas que, por su acción, suben y bajan de un eje de metal; el otro extremo del eje, que a menudo tiene una punta curva está unido a una barra de metal que se mueve hacia arriba y hacia abajo. La barra que puede tener una longitud de cientos de metros está unida a una bomba de profundidad en un pozo petrolero.

A continuación se muestran los componentes de un equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico:

#### **1. Equipo de superficie**

- Base de la unidad.
- Generador de potencia.
- Convertidor de potencia.
- Balancín.
- Unidad de contrabalance.
- Barra lisa.
- Instalación de la barra lisa.
- Equipo de cabeza de pozo.

En la Figura 2.14 se muestra un sistema típico de bombeo mecánico.

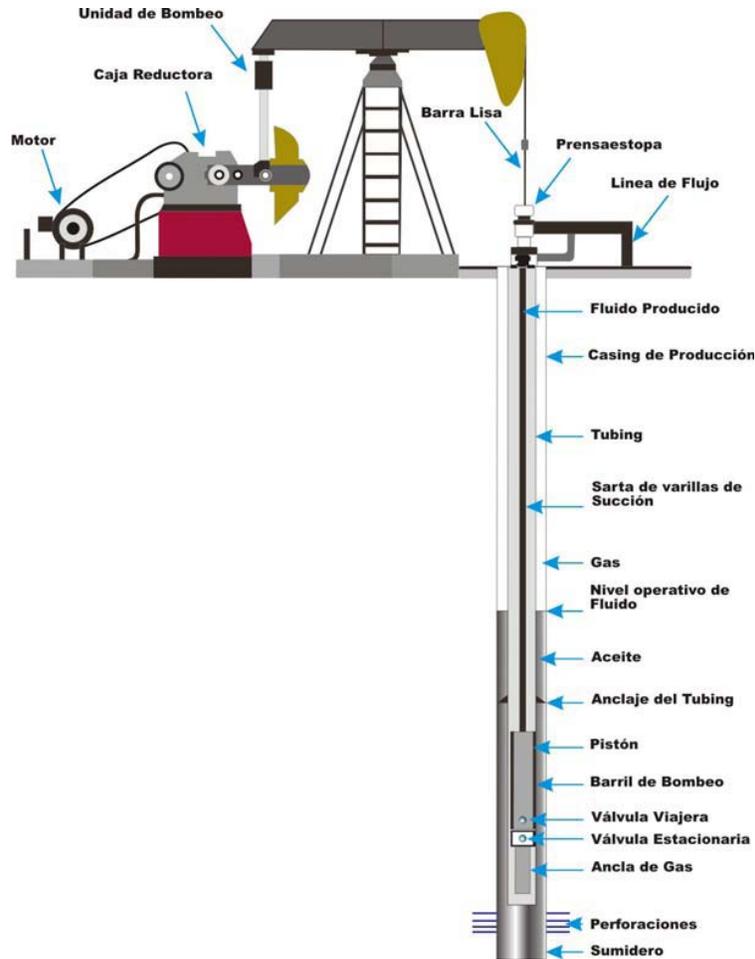


Fig. 2.14. Sistema Bombeo Mecánico (Fuente: Completion Design Manual, Artificial Lift Methods)

## 2. Equipo de subsuelo

- Varillas de Bombeo.
- Bomba de Subsuelo (que a su vez consta de barril o cuerpo de la bomba, pistón, válvula fija y válvula viajera).
- Ancla de gas (opcional).

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en tres tipos:

**1.- Unidades Convencionales:** Este tipo de unidades tiene el apoyo en el punto medio del balancín.

**2.- Unidades Neumáticas:** Este tipo de unidades tiene su punto de apoyo en el extremo delantero del balancín.

**3.- Unidades Mark II:** Este tipo de unidades tiene el punto de apoyo en el extremo trasero del balancín.

### **Funcionamiento:**

La bomba se baja dentro la tubería de producción y se asienta en el fondo con el uso de empaaduras. La bomba es accionada por medio de las varillas que le transmiten el movimiento desde el aparato de bombeo (este consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, éstas se accionan a través de una caja reductora movida por un motor).

El balancín de producción imparte un movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del fondo del pozo.

La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. Por un lado en la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educación. Por el otro, en la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente mantiene el flujo hacia la superficie.

La bomba consiste en un tubo de 78, 74 – 288, 1889 pulgadas de largo con un diámetro interno de 1, 5 – 2, 25 pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. Este mecanismo se aloja dentro o se enrosca en el extremo de la tubería.

Para el diseño de bombas, hay dos tipos principales: bombas de varilla y bombas de tubing.

La bomba de varilla es usada con mayor frecuencia, ya que puede ser recuperada; ésta a su vez, proporciona una mayor razón de comprensión y por lo tanto tiene menos dificultad para el manejo de gas. La bomba tubing tiene una mayor capacidad, pero su mantenimiento requiere sacar el tubing. La diferencia que existe entre estas dos configuraciones, se presenta en la Figura 2.15.

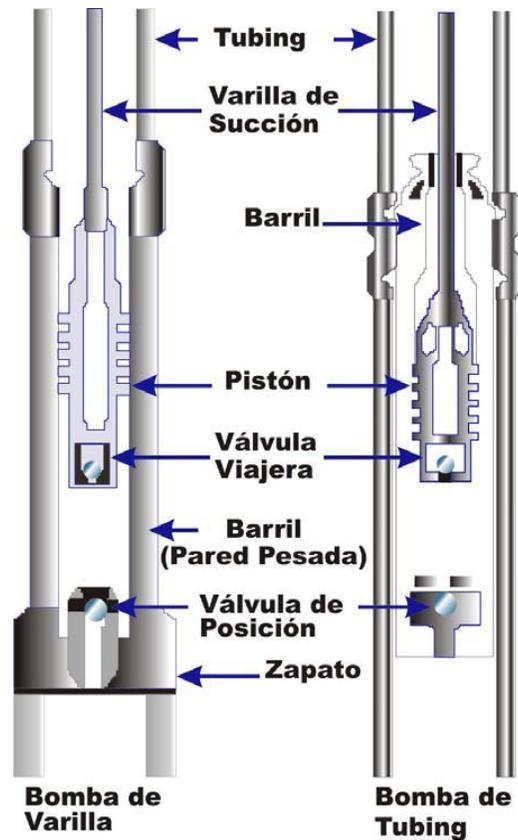


Fig. 2.15. Instalación de Bomba de Tubing y Bomba de Varilla (Fuente: Completion Design Manual, Artificial Lift Methods)

**Ventajas:**

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Es aplicado en crudo pesado y altamente viscoso.
- Varias alternativas para la fuente de poder.
- Permite variar la velocidad de embolada y longitud de carrera para el control de la tasa de producción.

### **Desventajas:**

- La efectividad del sistema puede verse afectada severamente por la presencia de gas.
- La presencia de arenas ocasionan el desgaste severo del equipo.
- Requiere altos costos y mantenimiento.
- Posee profundidades limitadas.
- El equipo es pesado y ocupa mucho espacio.
- La tasa de producción declina rápidamente.

### **2.1.3 Rangos de Aplicación del Ecómetro**

- No exceder la presión de operación del cañón, es importante revisar la presión en el Casing antes de conectar el cañón al pozo.
- No disparar el cañón al pozo en vacío o con una mezcla de gases y aire. La mayoría de las explosiones ocurren cuando la mezcla Oxígeno/Hidrocarburos es provocada.
- El cilindro es cargado con 150 Psi, más que la presión del Casing a menos que se requiera presión adicional para obtener los datos deseados.
- Se pueden usar para la aplicación de disparos dos tipos de gas: CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>
  - a) La temperatura crítica del CO<sub>2</sub> es 88 °F y 1070 Psi, la temperatura del gas CO<sub>2</sub> debe ser lo suficientemente alta a la presión de vapor que exceda la presión del pozo, el Dióxido de Carbono es en su mayoría el gas más adecuado para pruebas acústicas.
  - b) Si la presión de vapor excede la presión del dióxido de carbono, el nitrógeno es el mejor gas para emplearlo en pruebas acústicas, el gas nitrógeno se suministra a 2200 Psi.
- La unidad estándar tiene una presión de trabajo de 1500 Psi, pero el diseño se puede modificar para operar hasta 3000 Psi.
- La pistola se conecta a una válvula de 2 pulgadas de abertura completa y a la menor distancia de la tubería del revestidor.
- Los datos de producción de petróleo, agua y gas tienen que ser recientes y exactos como sean posibles.
- Para saber si se trata de una presión Estática o Dinámica, se tiene un rango determinado. Si se tiene un valor de 1.0 corresponde a un pozo cerrado, un valor de cero corresponde a un pozo produciendo a intervalo abierto o al gasto máximo de producción.

- Algunos de los parámetros del yacimiento a considerar son: límites del yacimiento, daño a la formación, comunicación entre pozos, permeabilidad, capacidad de flujo, presión promedio del yacimiento y área de drene.

## 2.2 ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO

Es de vital importancia, dentro del proceso de evaluación de yacimientos determinar las características dinámicas y estáticas, basados en el análisis e interpretación de pruebas de pozos, de presión y producción. El TWM nos sirve de apoyo para lograr una caracterización más completa del yacimiento y así lograr una mejor interpretación del mismo.

Antes de enfocarnos en los análisis que proporciona el programa TWM, es necesario conocer que es la caracterización estática y dinámica.

### Caracterización Estática

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

### Caracterización Dinámica

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

### **Análisis de la Velocidad Acústica**

El propósito de esta sección es dar al ingeniero la habilidad de ajustar una curva a través de los puntos de datos de velocidad para tener en cuenta las variaciones en velocidad acústica que ocurren durante la prueba. Cabe mencionar que estas variaciones se deben a cambios de temperatura, presión y composición del gas en el anular. La magnitud del cambio dependerá básicamente de la magnitud de los cambios de presión. Variaciones en el nivel de ruido en el pozo pueden causar variaciones aleatorias en la determinación de la frecuencia de las uniones lo cual se muestra como discontinuidades en la gráfica de velocidad vs tiempo, Figura 2.16.

## CAPÍTULO 2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO

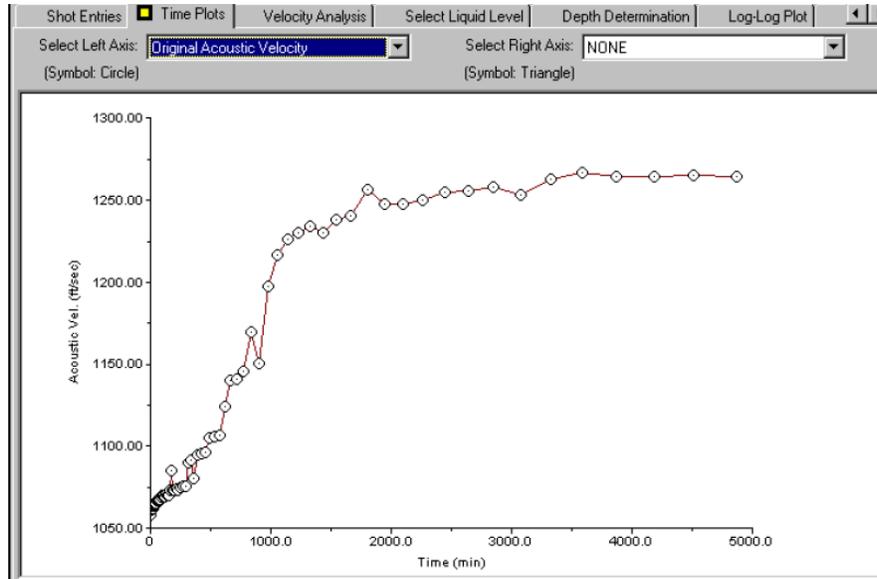


Fig. 2.16. Gráfica de Variación de Nivel de Ruido en Pozo, Velocidad vs Tiempo (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

La gráfica de la Figura 2.16 contiene discontinuidades en la velocidad acústica, las cuales provocan discontinuidades en el cálculo de BHP las cuales no corresponden con la variación real en la presión de fondo del pozo, por lo tanto, es necesario eliminar los puntos malos suavizando los datos de velocidad usando la sección “Análisis de Velocidad”. Las técnicas de suavizado son: No Ajuste y Ajuste Lineal, siendo este último el más usado. Véase en la Figura 2.17 la gráfica corregida.

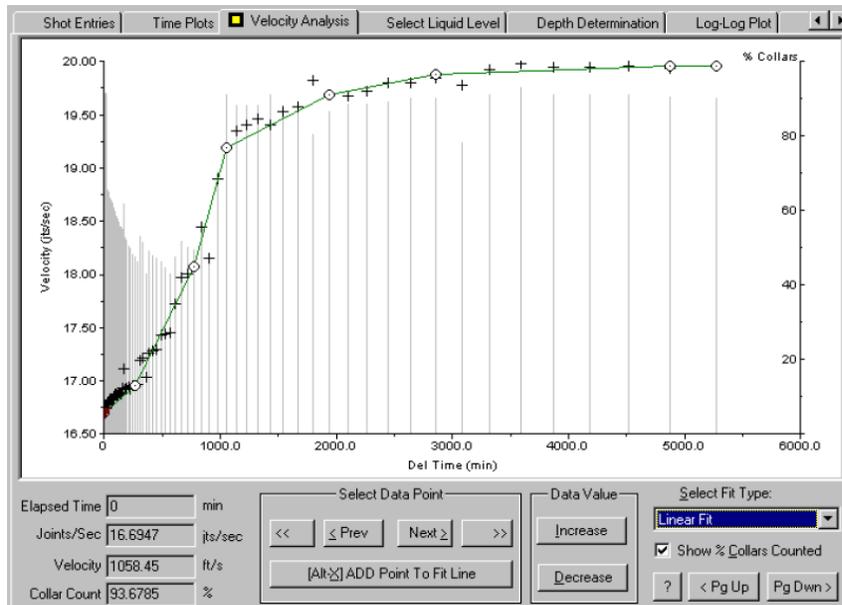


Fig. 2.17. Gráfica de Variación de Análisis de Velocidad Corregida (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

Esta gráfica muestra todos los puntos de velocidad (**representadas por cruces pequeñas**) que se han computado a partir de las trazas acústicas grabadas durante la prueba. Ahora bien, los círculos pequeños indican los puntos que el ingeniero seleccionó para ser incluidos en el gráfico de variación de velocidad.

El objetivo de esta prueba es seleccionar un número adecuado de puntos que describirá suavemente la variación de la velocidad, por lo general de 5 a 7 puntos son más que suficientes. La gráfica de barras (**líneas verticales delgadas**) muestran el porcentaje de las uniones que fueron contadas por cada disparo.

Después de haber seleccionado los puntos y el método de ajuste y retornado a las gráficas de tiempo se presentan los resultados de la operación de suavización obteniendo una nueva relación en términos de la “Velocidad Acústica Suavizada”, en la cual los datos originales no fueron modificados, véase en la Figura 2.18.

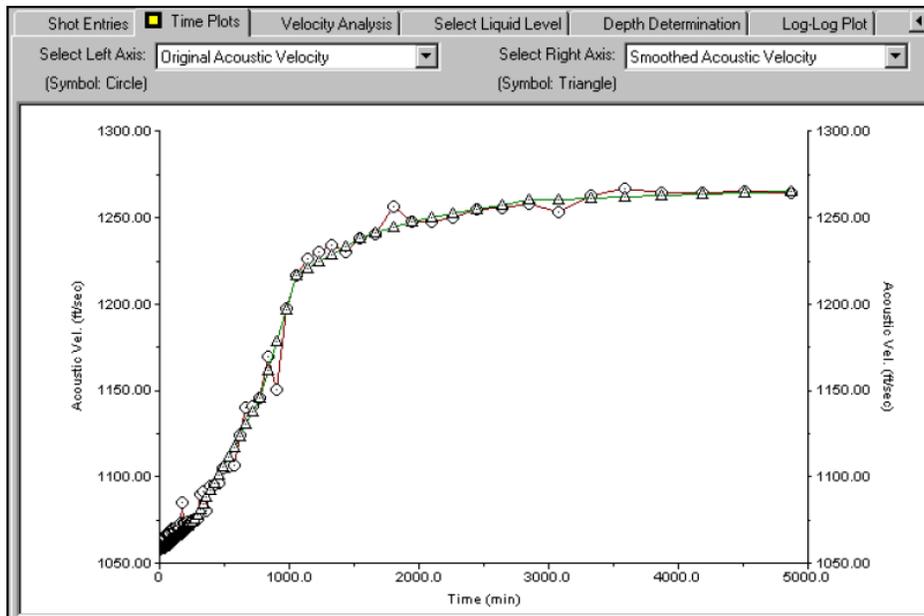


Fig. 2.18. Gráfica de Velocidad Acústica Suavizada (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

## 2.3 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El primer paso es verificar que los registros que se han grabado automáticamente han sido analizados correctamente por el programa y los resultados son confiables. En particular la velocidad del sonido que se usa para el cálculo de la distancia al líquido, no debe mostrar variaciones anormales o abruptas que no reflejan la variación de presión en el gas dentro del pozo.

Una vez verificado los registros, se valida la información graficando datos y resultados vs tiempo.

## CAPÍTULO 2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS BÁSICO CON ECÓMETRO

La sección “Gráficas de Tiempo” da acceso a todas las rutinas de gráficas que se usan para monitorear el progreso de la prueba y la calidad de los datos que se adquirieron. A continuación se muestra un menú desplegable donde se encuentran todas las variables que se pueden seleccionar para graficar, véase Figura 2.19.

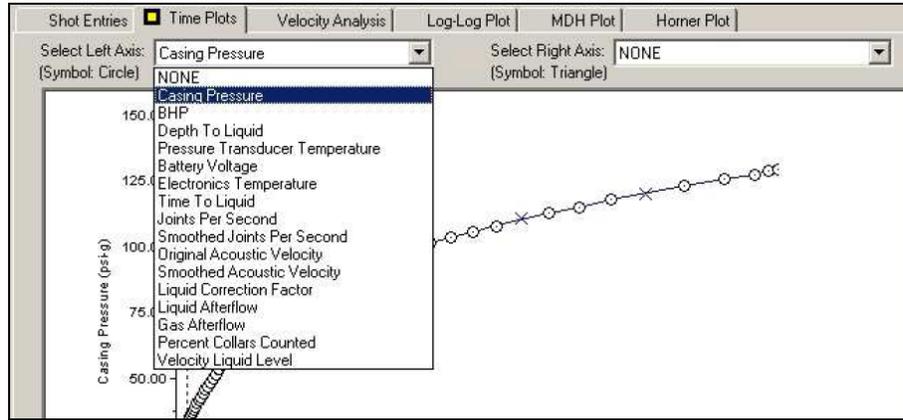


Fig. 2.19. Sección de Gráficas de Tiempo (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

Se puede seleccionar una gráfica de Presión de Revestimiento vs Tiempo, véase en la Figura 2.20.

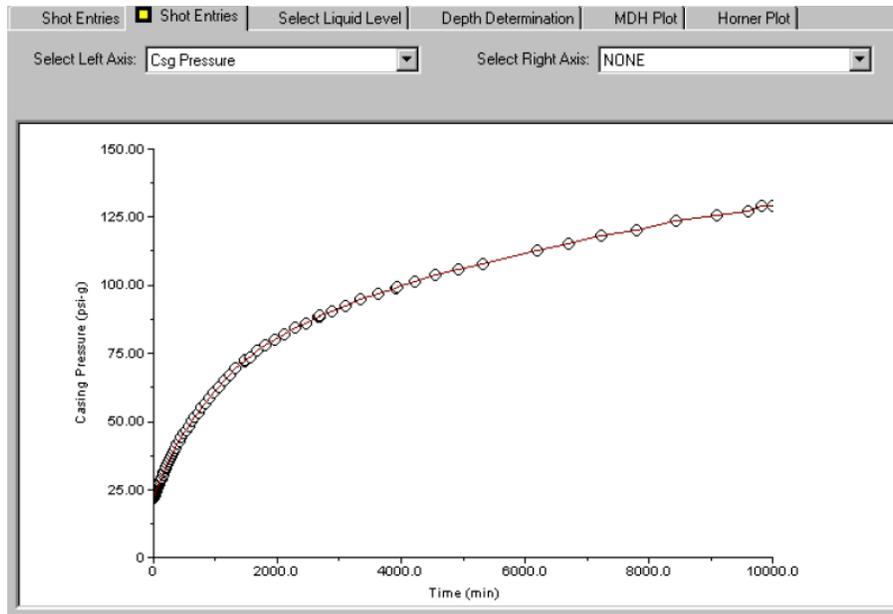


Fig. 2.20. Gráfica de Presión de Revestimiento vs Tiempo (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

Graficar dos variables permite correlacionar los cambios de las dos variables para verificar que las variaciones se correlacionan con el comportamiento esperado de los fluidos en el pozo, véase Figura 2.21.

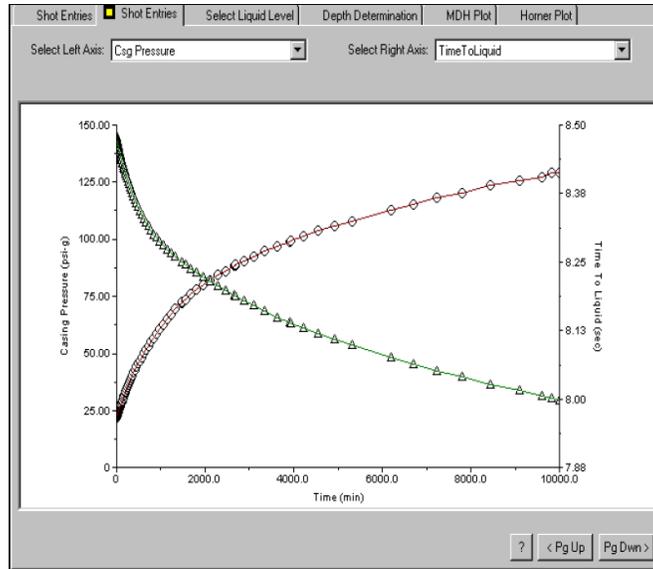


Fig. 2.21. Grafica de Correlación de Dos Variables (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

Una vez depurado los puntos se tiene una gráfica donde el ingeniero tendrá que cuantificar la declinación de la presión, véase Figura 2.22.

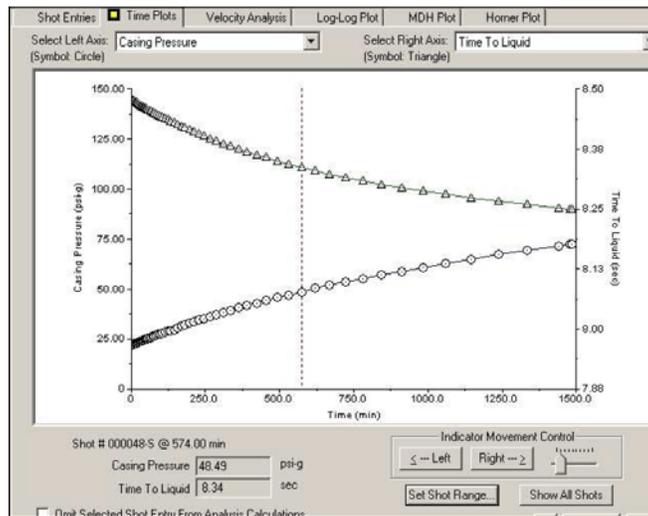


Fig. 2.22. Grafica de Declinación de Presión (Fuente: Adelantos Sobre la Detección de Nivel de Fluidos TWM)

Aunque estas gráficas prevén un análisis de la prueba transitoria de presión, su objetivo principal es proveer un control de calidad de los datos adquiridos en el pozo para poder determinar con mayor precisión el nivel de fluido, datos de presión y profundidad a través, de datos acústicos por medio de varios métodos, como lo es el Método de Walker.

### **3 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA**

### 3.1 ANÁLISIS AVANZADO

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

#### 3.1.1 Pruebas de Variación de Presión

Una prueba de variación de presión consiste en enviar una señal al yacimiento y recibir una respuesta.

Objetivos de las pruebas de variación de presión:

- Estimar los parámetros del yacimiento.
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
- Estimar el volumen poroso del yacimiento.
- Confirmar la presencia de un casquete.
- Estimar los factores de daño (penetración parcial, perforación, desviación, fractura, etc.).
- Estimar el avance del frente de desplazamientos en procesos de inyección.
- Comunicación entre pozos.

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

Datos que se requieren para el análisis de una prueba de presión:

- Presión vs Tiempo.
- GOR (Relación Gas – Aceite), WOR (Relación Agua – Aceite).
- Análisis PVT de los Fluidos.
- Datos Geofísicos.
- Datos Geológicos.
- Información de Otros Pozos.
- Gasto vs Tiempo.
- Temperatura vs Tiempo.

- Condiciones Mecánicas del Pozo.
- Muestras de Roca.

### 3.1.2 Tipos de Pruebas de Presión

#### 1.- Abatimiento de Presión (Drawdown test)

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a un gasto constante estabilizado.

Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drene del pozo se estabilice y sea uniforme. El objetivo de esta prueba es obtener la **“permeabilidad (k), el área de drene del pozo y estimar el daño o estimulación en la vecindad del pozo.”** En la Figura 3.1 se muestra la respuesta del gasto y presión (ambos parámetros en función del tiempo), que se obtienen al llevar a cabo una prueba de decremento de presión.

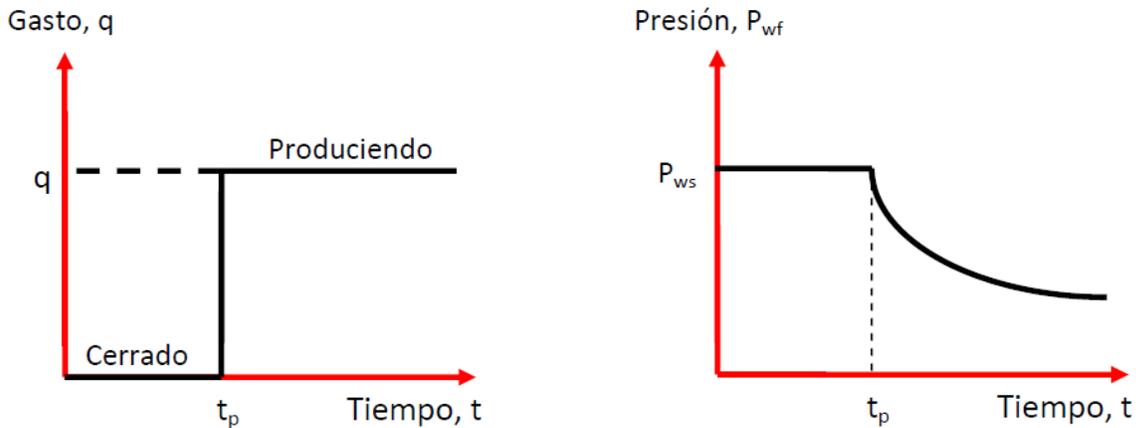


Fig. 3.1. Respuesta del Gasto y Presión a una Prueba de Decremento de Presión. (Fuente: Análisis de la Productividad).

A continuación se muestra la ecuación de decremento de presión:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{k_o h} \left[ \log t + \log \left( \frac{k_o}{\phi \mu_o c_r r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (3.1)$$

La ecuación describe una línea recta entre  $P_{wf}$  vs  $\log(t)$  de la cual podemos estimar la pendiente de la porción recta y con esto calcular la permeabilidad y daño.

$$m = -\frac{162.6q_o B_o \mu_o}{k_o h} \quad (3.2)$$

La pendiente de la línea recta y la ordenada al origen se pueden calcular gráficamente, véase en la Figura 3.2.

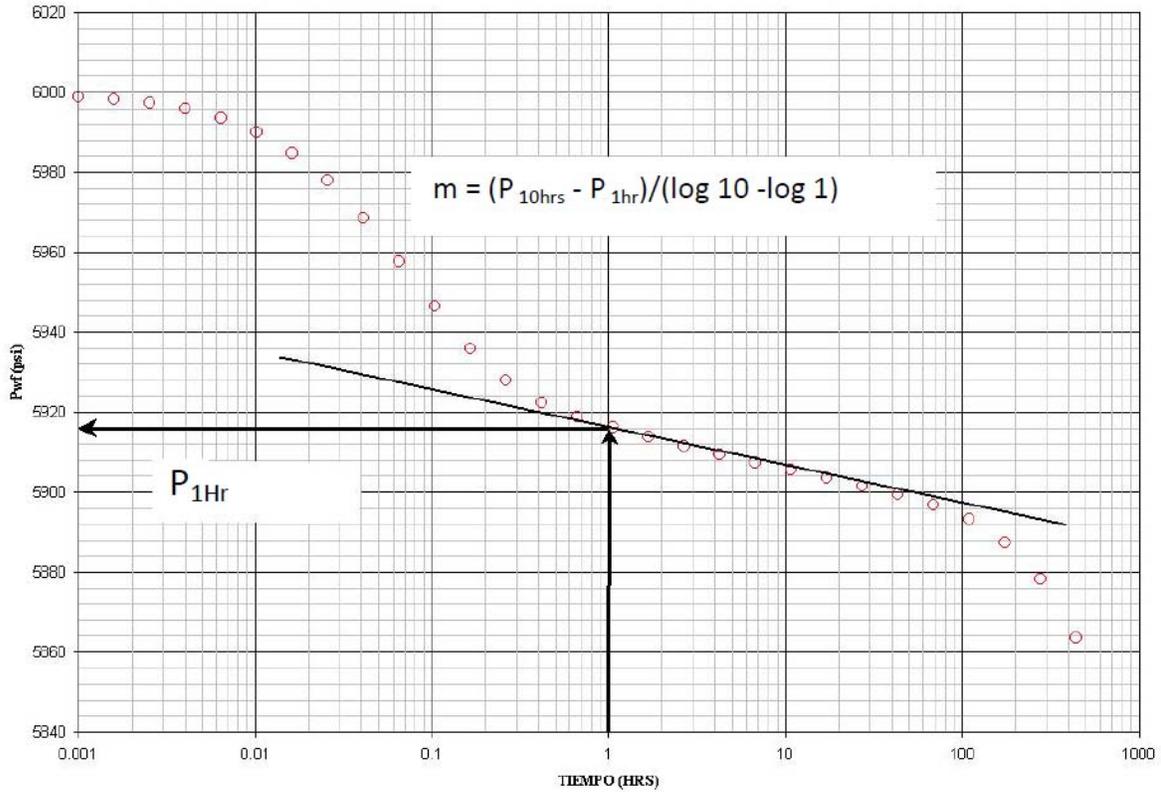


Fig. 3.2. Gráfica Semilog de Datos de Decremento de Presión para un Pozo. (Fuente: Análisis de Productividad Apuntes Ing. Israel Castro Herrera).

$$k = -\frac{162.6qB\mu}{mh} \quad (3.3)$$

$$s = 1.1513 \left[ \frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_l r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (3.4)$$

## 2.- Incremento de Presión (Buildup test)

Es probablemente la prueba de presión más común y usada dentro de la industria petrolera. A diferencia de la prueba de decremento, en esta prueba el pozo se encuentra produciendo a gasto constante ( $q = \text{cte}$ ) durante un intervalo de tiempo largo tal que la presión se encuentre estabilizada. Posteriormente, se cierra el pozo. Este proceso causa que la presión en el pozo se incremente debido a la presión ejercida por el yacimiento por la aportación de los fluidos hacia el pozo.

Por otra parte las pruebas de incremento se diseñan secuencialmente con las pruebas de decremento, con lo que se logran perturbaciones de presión importantes en el medio poroso.

Entonces, se puede decir que una prueba de incremento se puede definir como la medición continua de presión de cierre de un pozo después de un periodo de flujo. Véase en la Figura 3.3 el comportamiento gráfico del gasto y presión a una prueba de incremento.

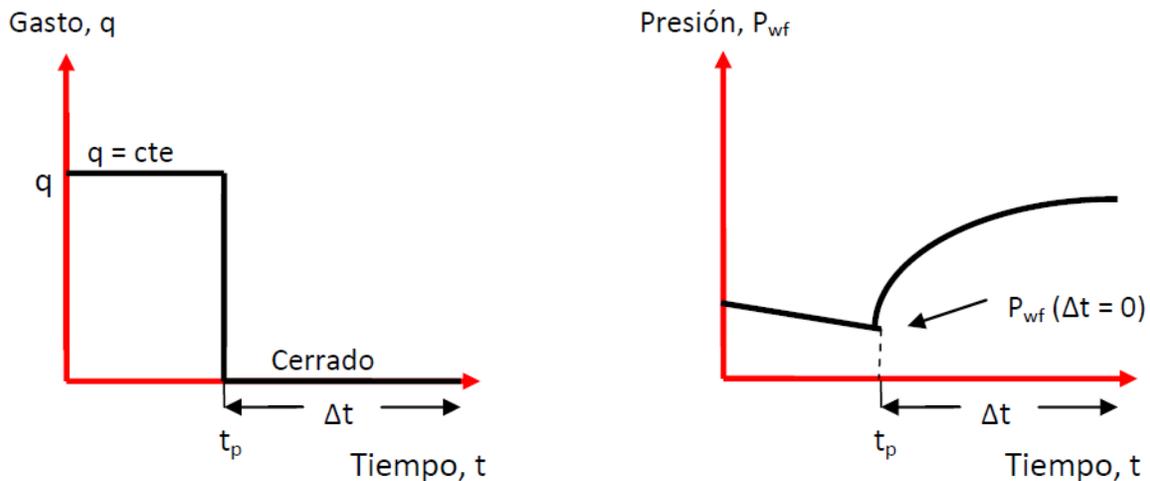


Fig. 3.3. Respuesta del Gasto y Presión a una Prueba de Incremento de Presión. (Fuente: Análisis de Productividad).

El objetivo de una prueba de incremento de presión es:

- Estimar el factor de daño del pozo.
- Determinar la presión media del área de drenaje.
- Estimar parámetros del yacimiento.

Para analizar las pruebas de incremento de presión se debe de considerar que el pozo se cierra por un tiempo  $\Delta t$ , después de haber producido por un tiempo  $t_p$ . Aplicando el principio de superposición en tiempo se tiene que calcular la caída de presión para un pozo que produce a un gasto “q” durante un tiempo  $(t_p + \Delta t)$ .

A continuación se muestra la ecuación de Horner en unidades prácticas de campo, aplicable para flujo transitorio:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \text{Log} \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3.5)$$

La ecuación de Horner sugiere que la relación entre  $P_{ws}$  y  $(t_p + \Delta t)/\Delta t$  es una línea recta en escala semi-log.

$$P_{ws} = P_i - m \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3.6)$$

La ecuación (3.6) describe una línea recta con ordenada al origen y pendiente  $(-m)$  donde:

$$m = \frac{-162.6q_oB_o\mu_o}{Kh} \quad (3.7)$$

La Figura 3.4 es la gráfica de Horner para pruebas de incremento de presión, en la cual se muestra la línea recta que es extrapolada hasta  $[(t_p + \Delta t)/\Delta t] = 1$ . Al igual que con la prueba de decremento de presión, para calcular m y poder calcular la permeabilidad (k):

$$k_o = - \frac{162.6q_oB_o\mu_o}{mh} \quad (3.8)$$

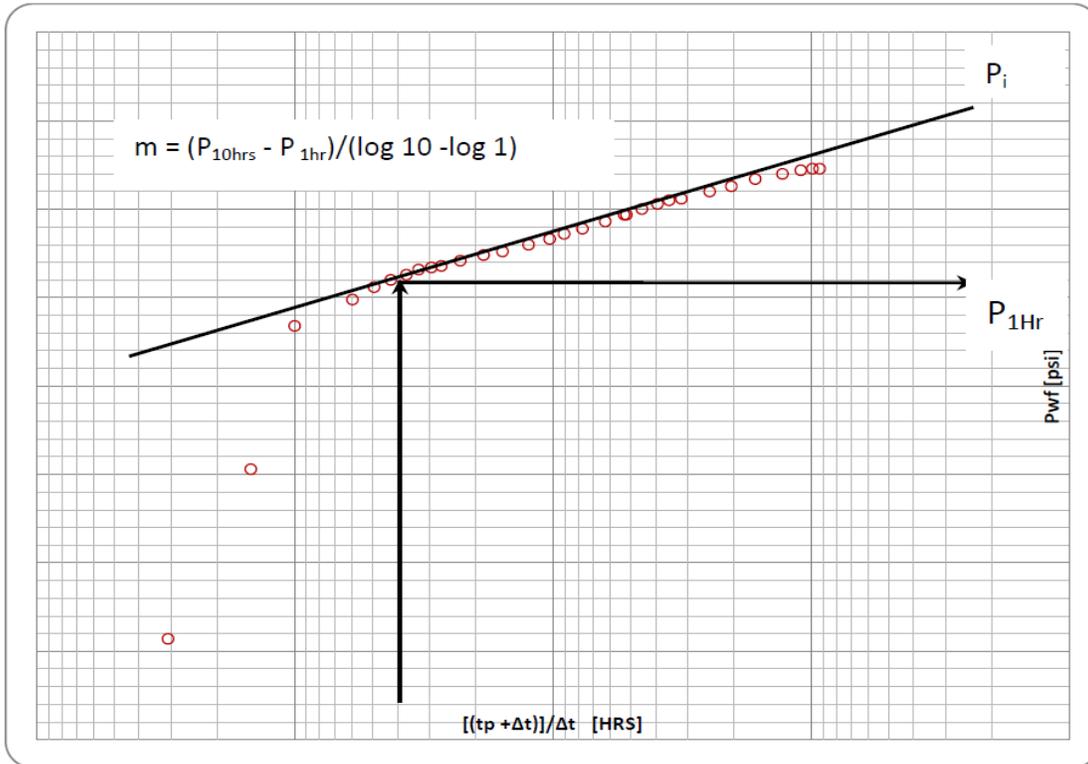


Fig. 3.4. Gráfica de Horner para Pruebas de Incremento de Presión. (Fuente: Análisis de Productividad).

La desviación de los datos de la línea recta a tiempos cortos es debido al efecto de almacenamiento del pozo el cual consiste en que ya cerrado el pozo, el yacimiento sigue aportando fluidos hacia el pozo ya que el cierre se efectúa en superficie.

Por último se calcula el daño total en la formación con la siguiente ecuación:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{P_{1Hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{-m} - \log \left( \frac{k_o}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (3.9)$$

### 3.1.3 Índice de Productividad (J)

El índice de productividad se define como la relación existente entre el gasto de producción (q), y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo ( $P_{ws} - P_{wf}$ ).

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \left[ \frac{bl}{d\Delta a} @ c. s / lb/pg \right] \quad (3.10)$$

Por lo tanto, es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite).

El índice de productividad se puede manejar de dos formas:

- Por unidades SI:

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{1}{5863.7} \frac{\pi \cdot k \cdot h}{B_o \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.11)$$

- Por unidades de campo:

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{k \cdot h}{141.24 \cdot \mu \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.12)$$

Una gráfica de  $P_{wf}$  vs  $q_o$ , exhibirá una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación  $P_b$ , (que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico con  $P_{wf} > P_b$ ) y bajo régimen laminar. De ésta forma  $J$  permanecerá constante. Véase en la Figura 3.5.

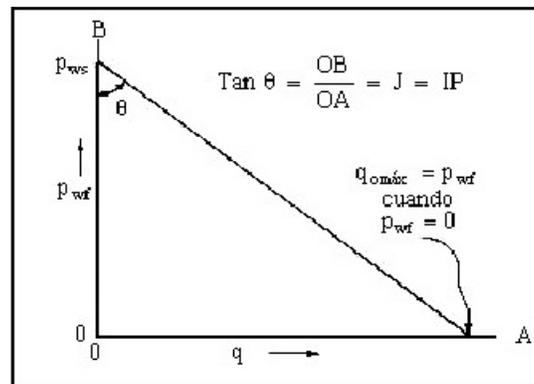


Fig. 3.5. Representación Gráfica del Índice de Productividad. (Fuente: Comportamiento de Afluencia, Cap. 2).

En la realidad, los cambios en la presión pueden ser causados por el gas que sale de la solución o la permeabilidad relativa puede cambiar creando una función no lineal, la turbulencia vs el flujo laminar también influye en una parte en la relación non – lineal de diferencia de presión con la producción.

Para crear una curva de IPR se requieren cuatro datos de información: Presión, Presión de fondo fluído ( $P_{wf}$ ), gasto ( $Q$ ) y presión de burbuja ( $P_b$ ).

### 3.1.4 Daño

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos extraños, o de un obturamiento de canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Así mismo, el daño se define como un factor que causa en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No-Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías al pozo (**Van Everdingen, 1953**).

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

Por otra parte, cabe señalar que **matemáticamente el efecto de daño no tiene dimensión física**.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por **Hurst (1953)** y **Van Everdingen (1953)**. Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no-ideal. La introducción del concepto incluye dos ejemplos de campo para ilustrar el uso del concepto de daño para cuantificar el daño a la formación y la restricción al flujo debido a las perforaciones. A saber, estas son las causas más comunes de restricción al flujo en las cercanías del pozo. **Hurst (1953)** y **Everdingen (1953)** señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Así mismo, ellos pensaron que esta caída de presión era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara de la formación del pozo. En relación el IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La Figura 3.6 ilustra la significancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto-presión. La figura indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

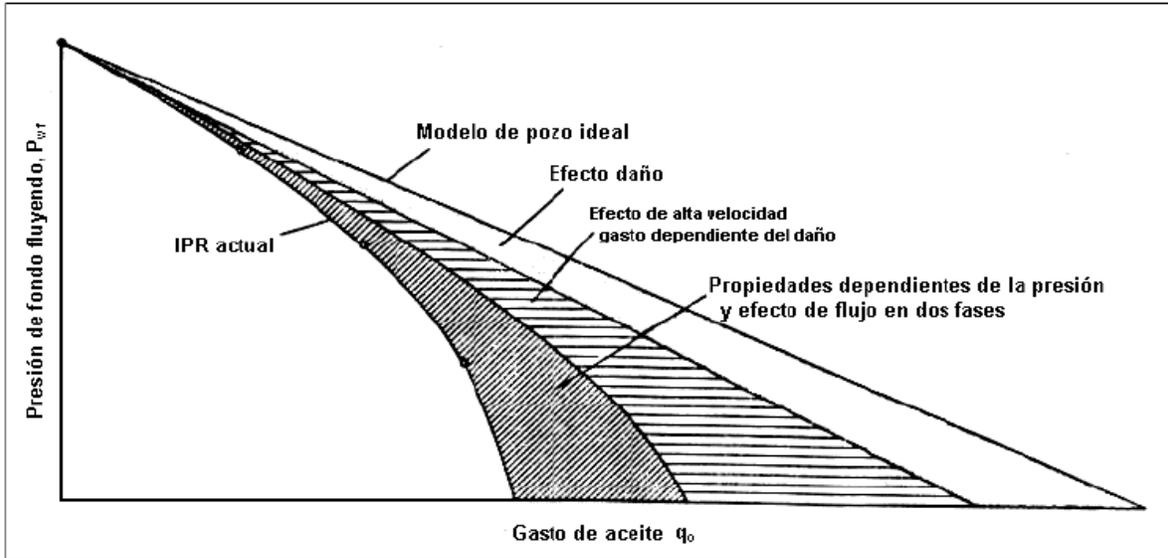


Fig. 3.6. IPR Actual contra IPR Desarrollado a Partir de un Modelo Ideal de Pozo (Fuente: Golan y Whitson, 1991. Notas Caracterización Dinámica de Yacimientos – Ing. Israel Castro Herrera)

### 3.1.5 Daño Total

Existen varios fenómenos que afectan una prueba de presión, entre ellos están relacionados con lo que ocurre dentro del pozo y en sus vecindades. Los efectos más importantes son los relacionados con el daño y situaciones que crean caídas extras de presión o modifican los patrones de flujo alrededor del pozo.

Se llama Daño total ( $S_t$ ) a los efectos combinados de daño por invasión, perforaciones, penetración parcial y desviación, el cual puede ser calculado por medio de una prueba de presión.

- **Daño por perforaciones:** La causa más común de daños a la formación en los pozos es el proceso de perforación. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, por lo tanto, los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.
- **Daño por penetración parcial:** Para evitar problemas de conificación de agua o de gas es común terminar el pozo en una sección del espesor del yacimiento, véase en la Figura 3.7. El intervalo de terminación tiene una longitud  $h_w$  y su parte superior está localizada a una distancia  $Z_1$  del límite superior de la formación; el pozo tiene un radio  $r_w$  y produce de una formación de permeabilidad horizontal  $K_h$ , de permeabilidad vertical  $K_v$  y de espesor  $h$ .

La convergencia de las líneas de flujo hacia el intervalo de terminación crea una caída extra de presión que se maneja adicionalmente, a través de un factor de pseudo – daño ( $s_{pp}$ ). Una excelente aproximación para el cálculo de  $S_p$  está dada por:

$$S_P = \left( \frac{h - h_w}{h_w} \right) \text{Ln} \left( \frac{\pi h}{2r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \right) + \frac{h}{h_w} \text{Ln} \left( \frac{h_w/h}{2 + h_w/h} \sqrt{\frac{A-1}{B-1}} \right) \quad (3.13)$$

$$A = \frac{4h}{4Z_1 + h_w} \quad k_r = k_h$$

$$B = \frac{4h}{4Z_1 + 3h_w} \quad k_z = k_v$$

El factor de daño es siempre positivo y puede alcanzar valores muy elevados en casos donde la relación de penetración  $h_w/h$  es muy baja.

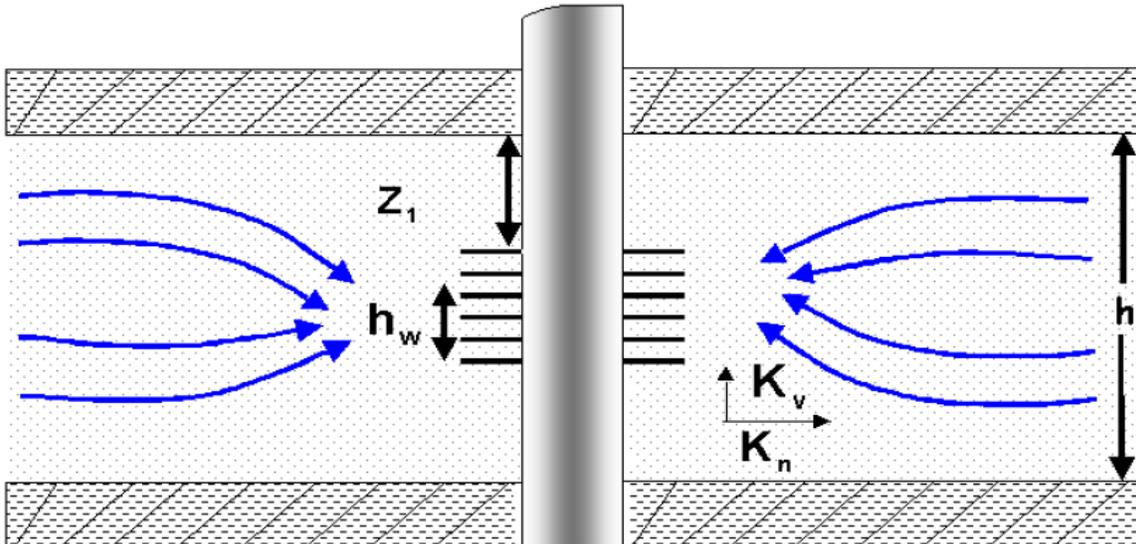


Fig. 3.7. Convergencia de las Líneas de Flujo hacia la Zona Disparada (Fuente: Notas Caracterización Dinámica de Yacimientos – Ing. Israel Castro Herrera)

- **Pseudo-daño por desviación:** No es raro encontrar pozos que no sean perpendiculares al plano de estratificación de la formación productora. Esto ocurre cuando pozos verticales producen de formaciones buzantes o cuando hay producción de pozos desviados ya sea de formaciones inclinadas u horizontales. La declinación de un pozo con respecto a la normal del plano de estratificación origina un factor de pseudo-daño negativo  $S_\theta$  porque una mayor área de la formación está expuesta al flujo. Consideremos el sistema mostrado en la Figura 3.8 donde un pozo desviado con un ángulo de inclinación  $\theta_w$  con respecto a la normal del plano de estratificación y con un intervalo de producción de longitud  $h_w$ , cuyo centro está localizado a una elevación  $Z_w$  en un yacimiento de espesor  $h$ .

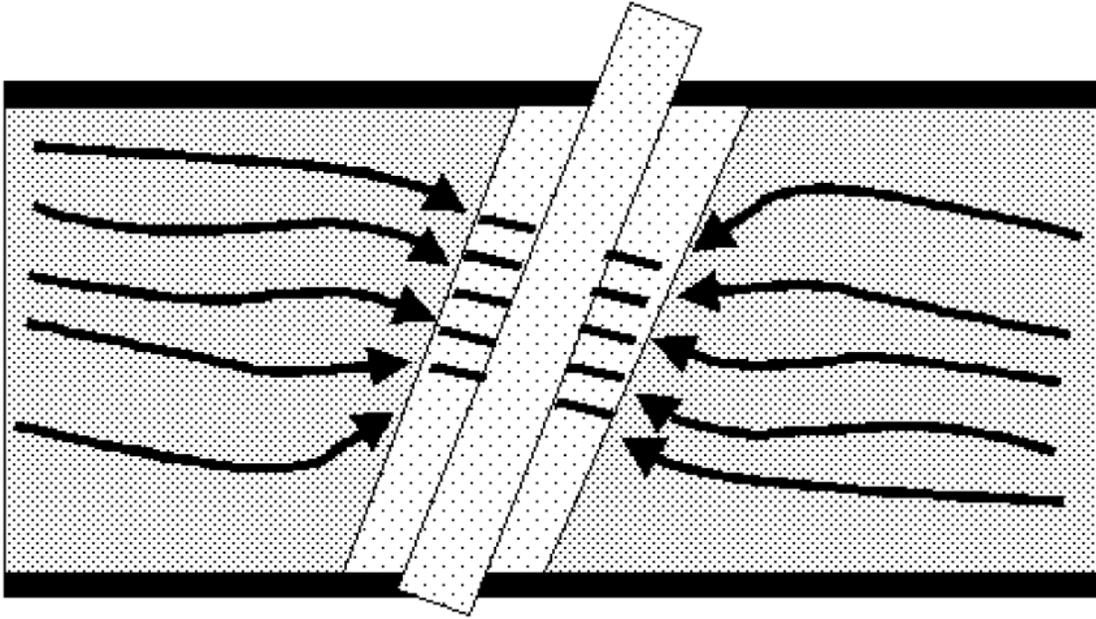


Fig. 3.8. Pseudo-Daño por Desviación (Fuente: Notas Caracterización Dinámica de Yacimientos – Ing. Israel Castro Herrera)

Las líneas de flujo son afectadas por  $\theta_w$ ,  $Z_w$  y  $h_w$  de tal manera que los efectos de penetración parcial y de la desviación del pozo se combinan. El factor de pseudo-daño para un pozo totalmente penetrante puede ser calculado con:

$$s_{\theta} = \left(\frac{\theta_w}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_w}{56}\right)^{1.865} \text{Log}\left(\frac{h}{100 r_w}\right) \quad (3.14)$$

De la ecuación 3.14 se puede ver que conforme más desviado se encuentre el pozo más crece el factor de pseudo-daño negativo.

Para pozos desviados parcialmente penetrantes se considera un factor de pseudo-daño combinado  $S_{\theta+p}$  y éste puede ser estimado mediante tablas, las cuales corresponde a los valores de  $h_D$  de 100 y 1000. El factor de pseudo-daño para valores diferentes de  $h_D$  pueden ser estimados mediante la fórmula:

$$\left(s_{\theta+p}\right)_{h_D} = \left(s_{\theta+p}\right)_{h_D=100} + \left[\left(s_{\theta+p}\right)_{h_D=1000} - \left(s_{\theta+p}\right)_{h_D=100}\right] \text{Log}\left(\frac{h}{100}\right) \quad (3.15)$$

Finalmente de la figura 3.8 se tiene que el factor de daño total " $S_t$ " está dado por:

$$s_t = s_{\theta+p} + \left( \frac{h}{h_{wv}} \right) s_{d+disp} \quad (3.16)$$

Donde  $h$  es el espesor de la formación y  $h_w$  es la longitud del intervalo disparado, por lo tanto el factor de daño total se estima de pruebas de presión y el factor de pseudo-daño por desviación y penetración parcial se obtiene de tablas o correlaciones; entonces es posible evaluar el efecto de invasión y de los disparos como sigue:

$$s_{d+disp} = \left( \frac{h_w}{h} \right) (s_t - s_{\theta+p}) \quad (3.17)$$

### 3.2 PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

Las variaciones de presión de fondo del pozo fluyendo ( $P_{wf}$ ), las pruebas de restauración de presión y el índice de productividad, son las principales herramientas disponibles para determinar la presión del yacimiento. La permeabilidad, la eficiencia del bombeo y el daño, son factores que pueden usarse en la optimización de las operaciones de la producción del pozo. Estas técnicas se usan especialmente en pozos que fluyen naturalmente y en pozos que requieren bombeo mecánico, donde la información de presión puede ser obtenida, a través, de registros de presión de fondo utilizando la unidad de línea de acero, sin embargo, la presencia de varillas en pozos con bombeo mecánico impiden en la práctica, mediciones directas de la presión de fondo.

Para solucionar este tipo de problemas se encontró por medio del cálculo de la presión de fondo a partir de medidas obtenidas de la presión en cabeza de la tubería de revestimiento “casing” y determinando el nivel de fluido en el anular, por medio de registros acústicos. Para realizar esta labor se emplea el analizador de pozo, el cual permite la realización automática de pruebas de restauración de presión en pozos con bombeo, usando mediciones en superficie y análisis de datos en tiempo real y en el sitio del pozo.

Por lo tanto, una prueba de presión transitoria consiste en cambiar el caudal de producción en superficie y registrar el cambio de presión en el fondo del pozo. El cambio del caudal de producción que se realiza durante la prueba de presión transitoria induce una distribución de presión que se transmite en el yacimiento y es afectada de varias maneras por las características de las rocas.

Por consiguiente, un registro de las presiones vs tiempo produce una curva forma está definida por las características propias del yacimiento. Encontrar la información contenida en estas curvas es el objetivo fundamental de la interpretación de pruebas de pozos. Para alcanzar estos objetivos, el analista deberá dibujar los datos de presión transitoria en tres sistemas de coordenadas diferentes log – log (modelo de reconocimiento diagnóstico), semi – log (para el cálculo de parámetros) y gráficas de Horner.

El programa de administración completa del pozo o Total Well Management (TWM) está diseñado para realizar operaciones no atendidas mientras el analizador de pozos adquiere los datos de una prueba de restauración o de caída de presión.

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

### 1. Fase de Instalación del Programa TWM

El programa TWM se inicia en la modalidad de adquisición de datos (Acquire Mode), seleccione los coeficientes de los transductores de presión y obtenga el cero. Abrir el archivo base del pozo (Base Wellfile) y verificar que los datos estén actualizados. Posteriormente los parámetros en la sección de Presión Transitoria (Pressure Transient) se usan para el análisis de los datos de restauración de presión, al ingeniero se le presentará una pantalla en el programa como se muestra en la siguiente Figura 3.9.

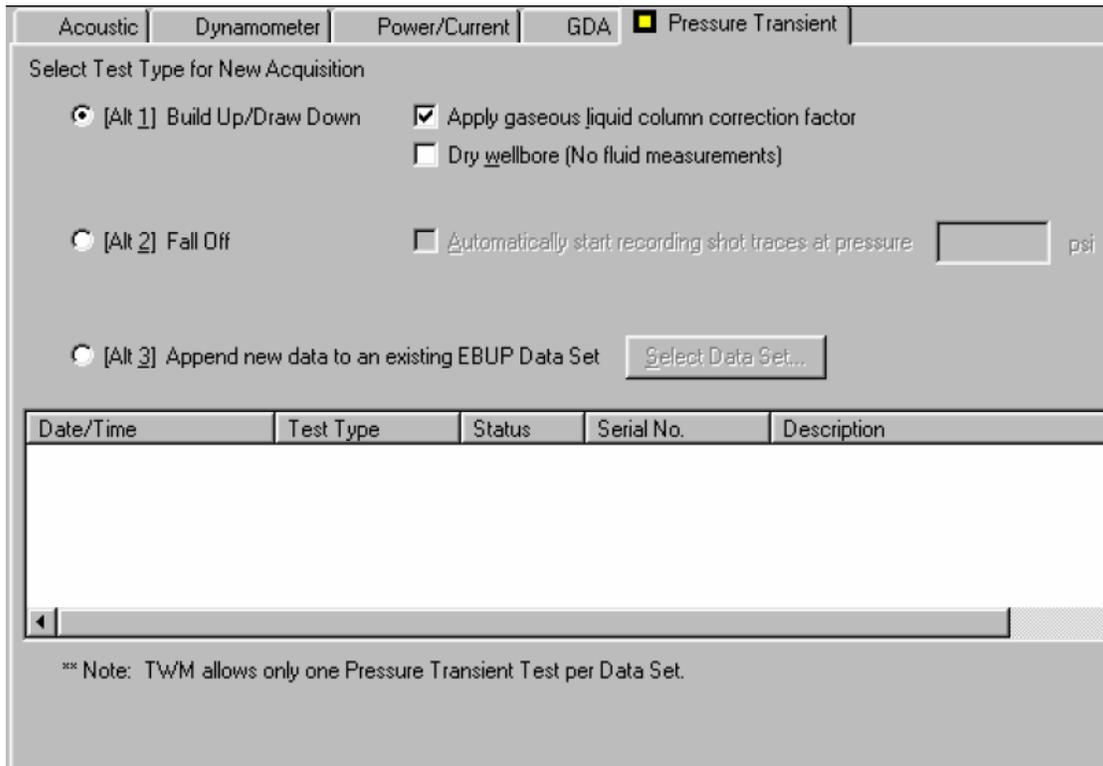


Fig. 3.9. Adquisición de Datos (Fuente: Echometer TWM Co.)

En la figura anterior el usuario tiene las siguientes opciones:

**Alt 1:** Inicialización de una prueba de restauración/caída de presión la cual involucra las condiciones que van a controlar las opciones de la prueba:

## CAPÍTULO 3 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

1. Aplicar factor de corrección por columna gaseosa en un pozo con gas que fluye en el anular.
2. Pozo de gas seco cuando se está probando un pozo de gas seco que no produce líquido (solamente se necesitan lecturas de la presión de la cabeza del pozo).

**Alt 2:** Lleva a cabo una prueba de caída de presión (fall off) en un pozo inyector de agua.

**Alt 3:** Agrega datos de una prueba a datos existentes. Esta opción permite la continuación en la adquisición de datos cuando se ha interrumpido el proceso normal de una prueba (falta de batería o por falla de gas).

Presionando F5 y seleccionando la sección Plan (Schedule) se continúa con la definición de los parámetros de la prueba, como se muestra en la Figura 3.10.

The screenshot shows the 'Schedule' section of the software interface. On the left, there is a vertical menu with four options: 'F2 Setup' (with a green checkmark), 'F3 Base Well File', 'F4 Select Test' (with 'P/C', 'DYN', and 'ACU' sub-options), and 'F5 Acquire Data' (with a right-pointing arrow). The main window has a tabbed interface with 'Schedule' selected. The 'Schedule' tab contains the following settings:

- Shot Schedule:**
  - [Alt 1] Linear: 20.00 measurements / hr
  - Minimum Time Between Measurements to Allow System to Recover: 1 min
  - [Alt 2] Logarithmic: 30.00 measurements / cycle
  - Min and max time between shots:
    - Min: 2 min
    - Max: 12 hr
- Options:**
  - Save acoustic trace to file every 1 shots
  - Example: Enter '3' to save a full shot on every third scheduled acquisition. Use zero to never save shot traces.

Fig. 3.10. Sección de Parámetros de Prueba Schedule (Fuente: Echometer TWM Co.)

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

## 2. Frecuencia de Datos de Adquisición

Existen dos opciones para el Plan de Disparo (Shot Schedule). Estas son lineales y logarítmicas.

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

## 3. Inicio de la Prueba de Presión Transitoria

Después de seleccionar la sección progreso (Progress) se muestra una ventana indicando que el disparo de inicialización, designado con el número 0000P, ha sido tomado y el programa está listo para empezar a adquirir los datos de la prueba transitoria, véase en la Figura 3.11.

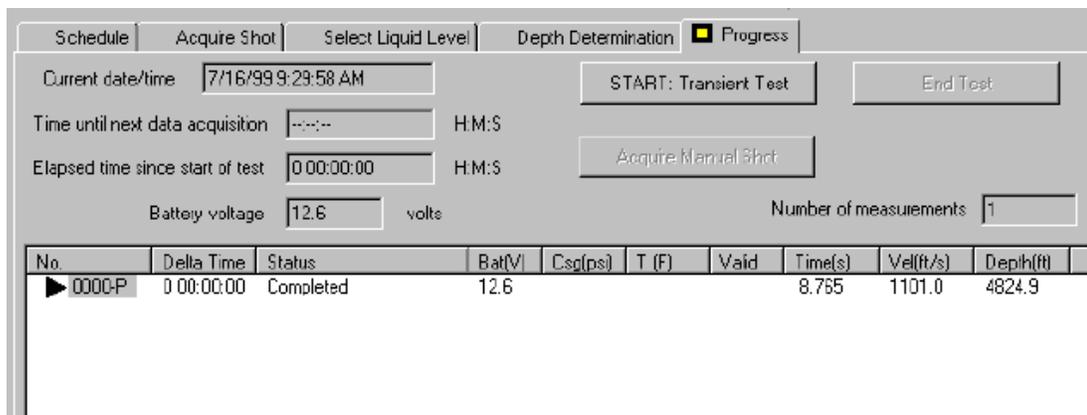


Fig. 3.11. Ventana que Muestra Inicio de Disparo para Prueba Transitoria. (Fuente: Echometer TWM Co.)

Cuando se corre una prueba de restauración la unidad de bombeo se detiene, o se arranca cuando se corre una prueba de abatimiento de presión.

La adquisición automática de los datos se inicia presionando el botón Iniciar Prueba Transitoria (Start: Transient Test). Esto se coordina al cerrar el pozo; en este momento el contador de tiempo total de la prueba se activa, al igual que el contador que indica el tiempo faltante para el siguiente disparo, además el botón de iniciar prueba es renombrado con Pausar Prueba (Pause Transient Test). Esto permite parar el plan de adquisición automático durante la prueba para llevar a cabo modificaciones o reparaciones al sistema, tales como cambiar la botella de nitrógeno, reemplazar un cable dañado, etc. sin interferir con el desarrollo de la prueba transitoria. También la prueba transitoria se termina usando la opción Terminar Prueba (End Test).

### 3.2.1 Análisis de Datos para Pruebas de Transientes de Presión

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

En la sección Progreso (Progress) presenta la pantalla que se muestra durante el desarrollo normal de la prueba transitoria; ésta pantalla la usa el ingeniero para monitorear el progreso de la prueba, para modificar los parámetros de la prueba y para evaluar los datos que se han adquirido.

Después de que se ha completado la adquisición y procesamiento de diferentes disparos, la Figura 3.12 muestra el proceso de la prueba y pantalla de control en el momento preciso cuando el sistema está adquiriendo datos de disparo.

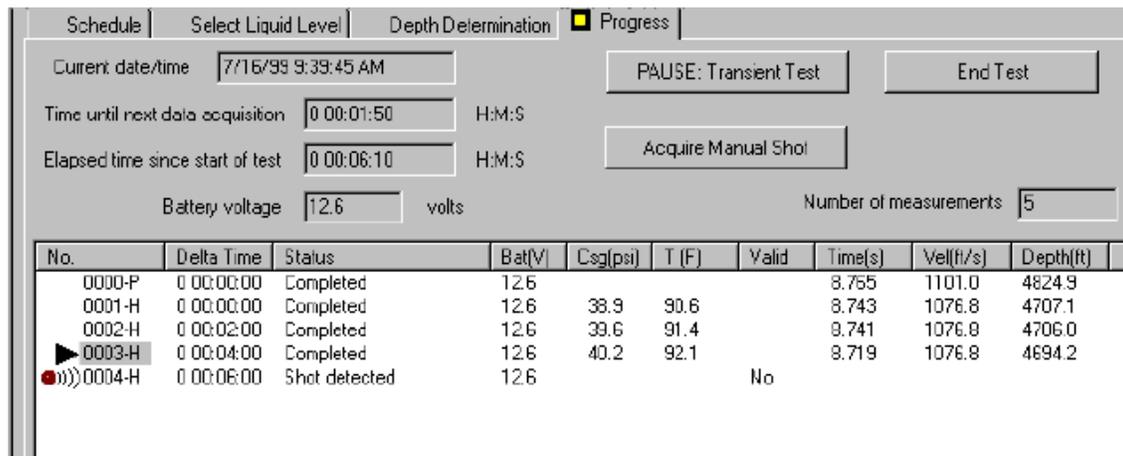


Fig. 3.12. Panel de Control de Prueba al Momento de los Disparos (Fuente: Echometer TWM Co.)

Donde:

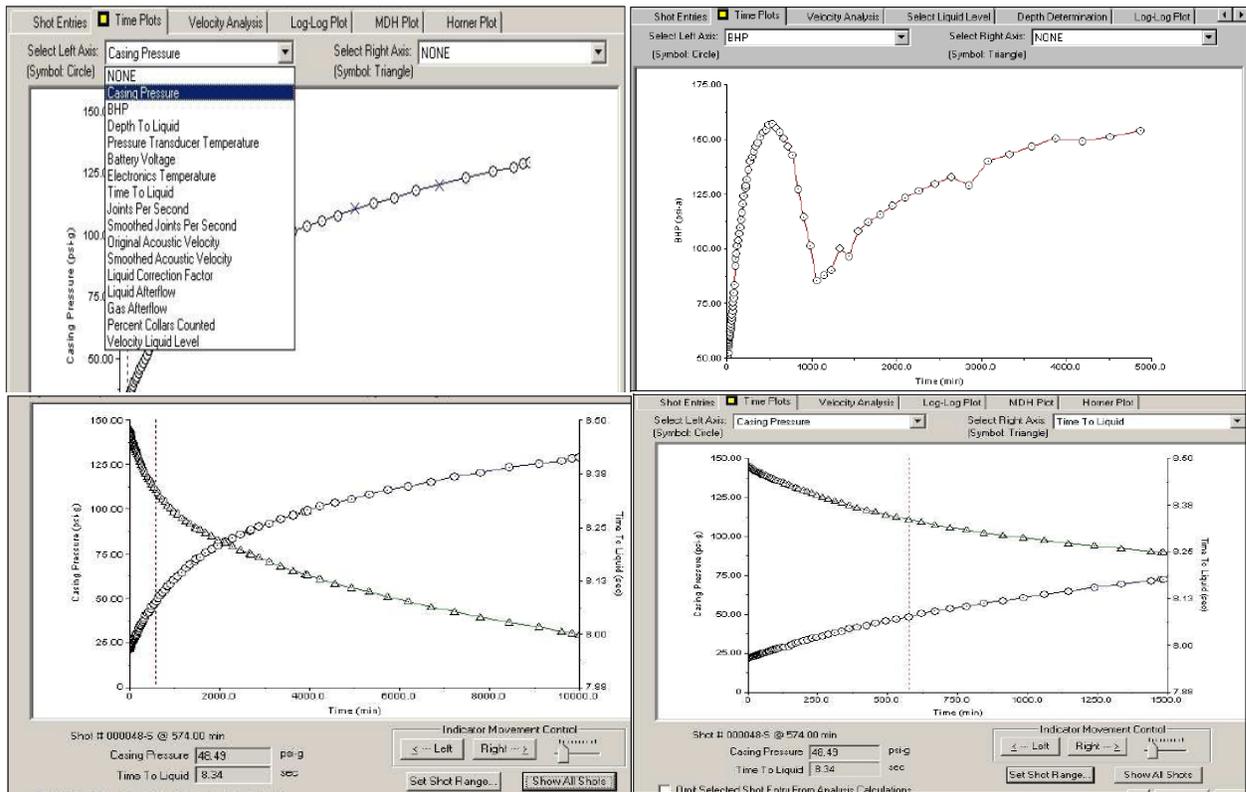
- *Delta Time*: Tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba.
- *Status*: Información del tipo de registro.
- *Bat (V)*: Voltaje de la batería.
- *Csg (psi)*: Presión medida en el cabezal.
- *T (F)*: Temperatura del transductor.
- *Valid.*: Anotación en cuanto a la validez del registro.
- *Time (s)*: Tiempo del doble viaje del eco del líquido.

### CAPÍTULO 3 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

- *Vel. (ft/sec)*: Velocidad del sonido en el gas.
- *Depth (ft)*: Distancia al nivel de líquido.

Para el análisis gráfico de la prueba se selecciona el botón de “Análisis”, el cual mostrará un conjunto de pestañas que facilitarán la interpretación, la sección Gráficas de Tiempo (Time Plots). Véase dichas gráficas de una prueba transitoria de presión en la Figura 3.13.

Fig. 3.13. Graficas de una Prueba Transitoria de Presión (Fuente: Echometer TWM Co.)



Las gráficas que se muestran en la Figura 3.13 representan el progreso de la prueba y la calidad de los datos adquiridos en un pozo. De ellas se puede observar la relación que existe entre la presión de revestimiento vs tiempo, presión de fondo fluyendo (BHP) vs tiempo, se pueden superponer gráficas de comportamiento.

### 3.2.2 Resultados de Diagnósticos Gráficos

En esta sección aplicamos las ecuaciones que describen una prueba ideal, por prueba ideal se entiende una prueba aplicada a yacimientos infinitos, homogéneos e isotrópicos que contengan un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes; ahora bien, los métodos de análisis desarrollados por TWM para estos casos son útiles para situaciones más reales si se reconoce el efecto de la desviación de algunas de estas suposiciones sobre el comportamiento de las pruebas reales.

Con las pruebas ideales, se puede determinar la permeabilidad de la formación, la presión original del yacimiento; BHP (Presión de Fondo Fluyendo), y el factor de daño.

### 3.2.3 Gráficas Log – Log

Una pendiente de valor unitario indica el almacenamiento del pozo, véase en la Figura 3.14.

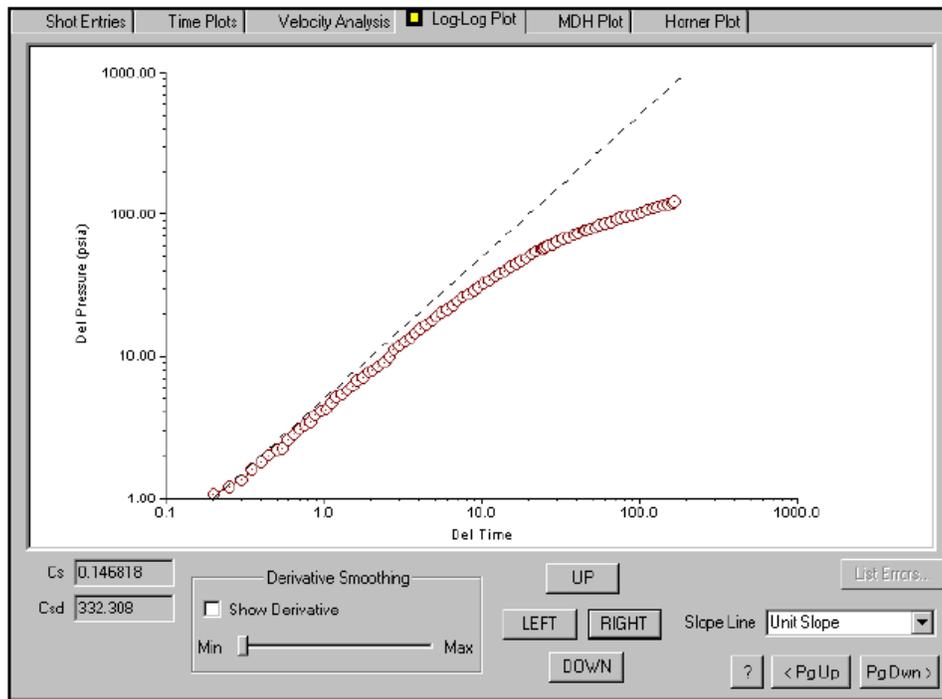


Fig. 3.14. Gráfica Log – Log de una Prueba de Transiente de Presión (Fuente: Artículo Técnicas Avanzadas para la Determinación del Nivel Acústico de Fluido, GOW. E&S)

Cuando se presenta una pendiente con valor de 0.5 indica que hay una fractura de conductividad infinita, véase en la Figura 3.15.

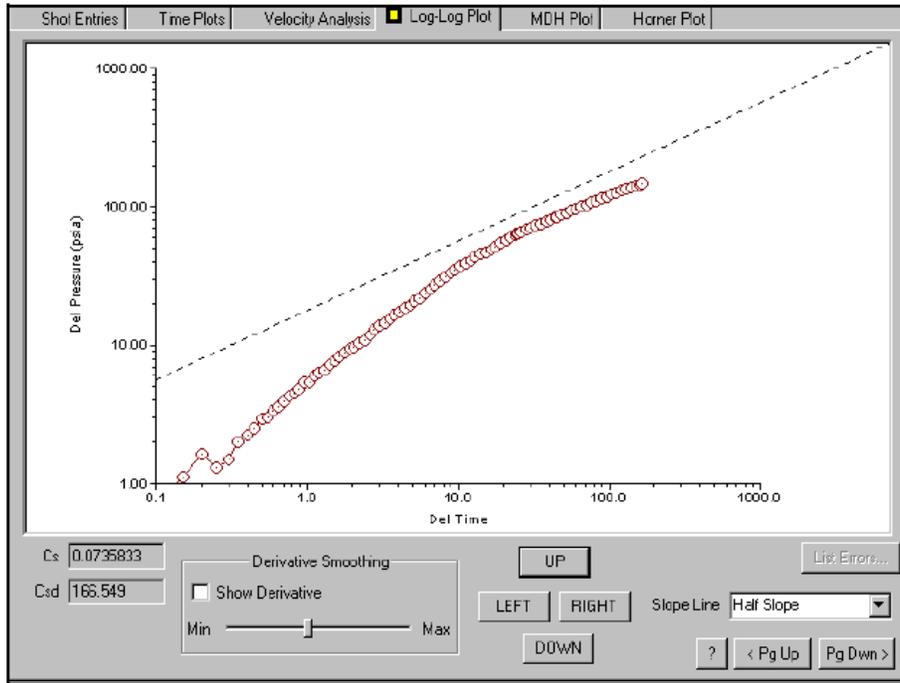


Fig. 3.15. Gráfica Log – Log de una Prueba de Transiente de Presión de Fractura de Conductividad Infinita (Fuente: Técnicas Avanzadas para la Determinación del Nivel Acústico de Fluido, GOW. E&S)

### 3.2.4 Función Derivada de Presión

Esta función indica la tasa de cambio de presión y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba y en análisis de curvas tipo.

La manera de ver en el programa TWM la función derivada, es seleccionando “Mostrar Derivada” (Show Derivative), el comando se encuentra en la parte inferior izquierda. La función derivada de presión es muy sensitiva a pequeños cambios en presión de lectura a lectura.

Debido a que la tendencia de la derivada es un diagnostico importante, esta se ve mejor si tiene algún grado de suavización de la gráfica de la derivada. Esto puede ser controlado usando deslizamientos y ajustando la gráfica, como se muestra en la Figura 3.16.

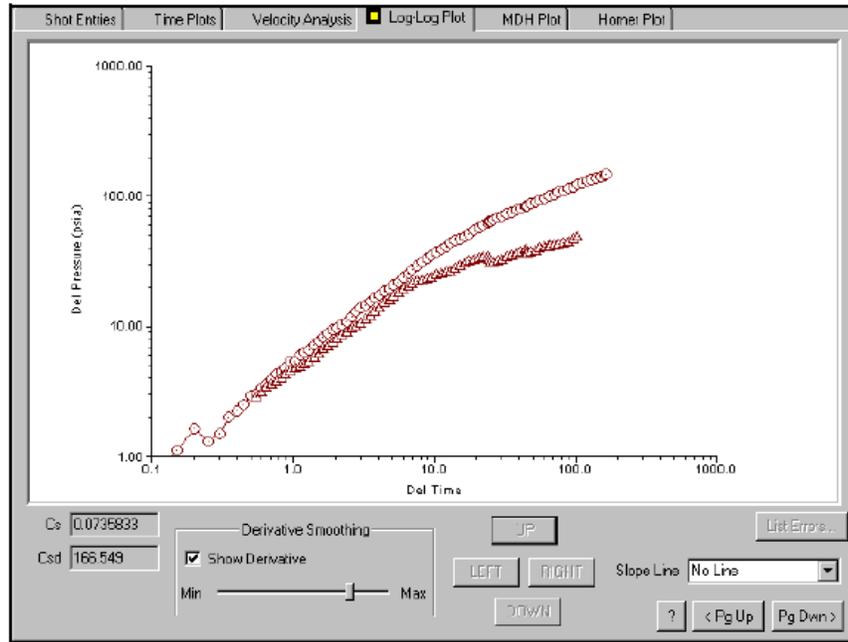


Fig. 3.16. Gráfica de Reporte de Resultados por el Método de la Derivada (Fuente: Técnicas Avanzadas para la Determinación del Nivel Acústico de Fluido, GOW. E&S)

### 3.2.5 Gráfica MDH

Esta gráfica resulta de la aplicación del método de Miller – Dyes – Hutchinson, gráficamente se ilustra el comportamiento de la presión de fondo del pozo en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba Transiente de presión, véase en la Figura 3.17.

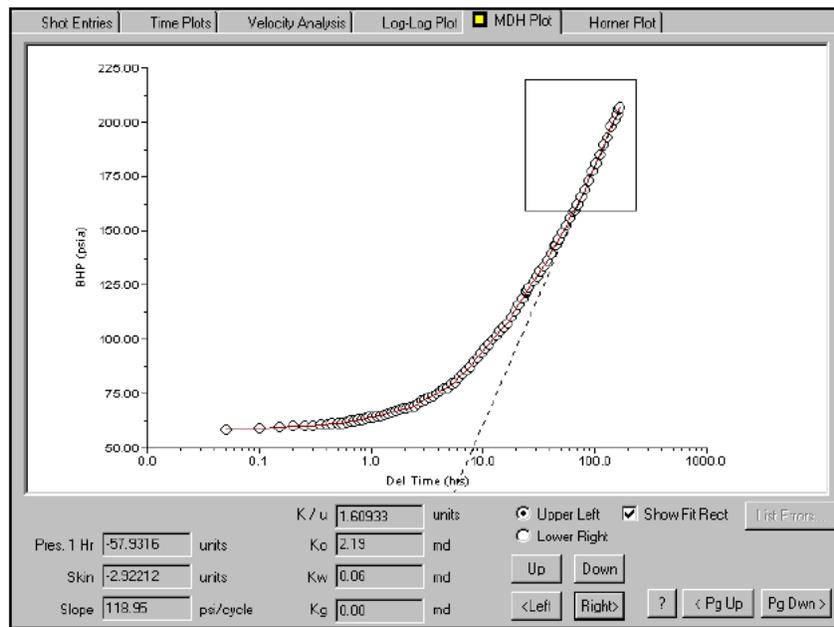


Fig. 3.17. Comportamiento de la Presión de Fondo en Función del Logaritmo del Tiempo (Fuente: Técnicas Avanzadas para la Determinación del Nivel Acústico de Fluido, GOW. E&S)

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

### 3.2.6 Gráfica de Horner

Es una gráfica de presión vs logaritmo de  $(t+dt)/dt$  donde  $t$  es el tiempo de producción (o tiempo de Horner) de  $dt$  es el tiempo desde que se cerró el pozo. El tiempo de Horner se puede estimar dividiendo la producción acumulada entre la tasa de producción promedio desde la última vez que el pozo se cerró, en la Figura 3.18 se muestra la tendencia de una gráfica de Horner.

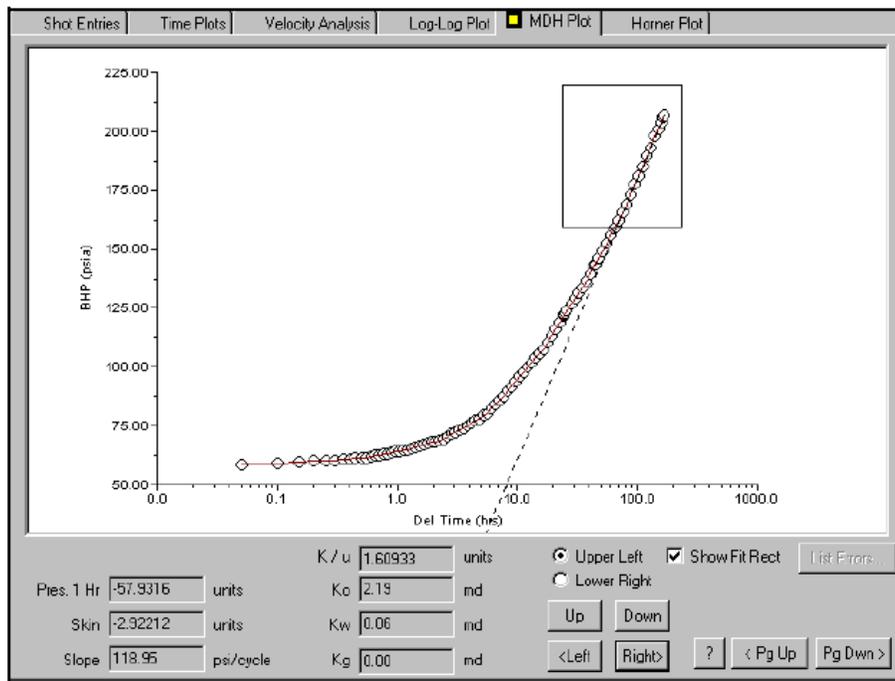


Fig. 3.18. Gráfica de Horner (Fuente: Técnicas Avanzadas para la Determinación del Nivel Acústico de Fluido, GOW. E&S)

La interpretación involucra ajustar una línea a la parte de los datos que corresponde a flujo radial en un yacimiento infinito. Los datos correspondientes se seleccionan por medio del recuadro “Ajuste Rectángulo” (Show Fit Rect).

### 3.2.7 Exportar un Archivo de BHP

Finalmente este control genera un archivo de tipo texto que contiene las variables calculadas separadas con un carácter de limitante. Este archivo se puede leer en la mayoría de los procesadores de texto y hojas de cálculo que permiten manipular su formato o usar los datos directamente, véase en la Figura 3.19.

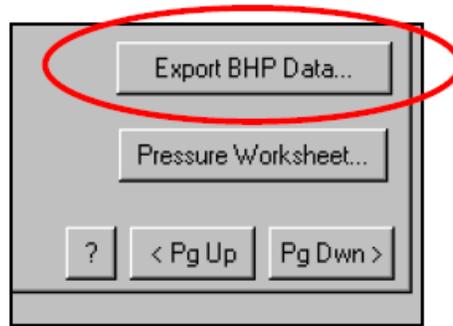


Fig. 3.19. Exportador a Archivo BHP (Fuente: Echometer TWM Co.)

## 3.3 PRUEBA DE BOMBEO

La necesidad de aumentar la producción y reducir los costos operativos de los pozos requiere un análisis integrado del sistema de bombeo que incluye eficiencia e interacción de todos los elementos: el equipo de superficie, el equipo del subsuelo, el pozo y el yacimiento. Este análisis debe realizarse basado en datos obtenidos en superficie sin entrar al agujero y debe producir una representación exacta de las condiciones existentes en superficie, dentro del pozo y dentro del yacimiento.

Total Well Management (TWM) desarrolla un análisis dinamométrico completo con el mínimo esfuerzo, lo cual resulta en reducciones en los costos operativos y un incremento en la producción de crudo.

Los datos del dinamómetro se obtienen mediante un transductor de cargas, el cual es un aparato que transforma la potencia eléctrica en acústica a mecánica. El transductor de carga puede ser de dos tipos:

- *Tipo Herradura*: Consiste en una celda con un sensor de carga muy preciso. Esta completado con un sensor, para medir la aceleración en la varilla pulida y calcular así las emboladas y la posición. Este tipo de transductor de carga es muy preciso pero también requiere mayor tiempo y trabajo en su instalación.

## CAPÍTULO 3 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

- *Tipo C o PRT*: Este transductor es muy fácil y rápido de instalar, pero no es tan preciso como el de tipo herradura en cuanto a los valores de carga se refiere, ya que consta de una serie de sensores muy sensibles que miden las variaciones en el diámetro de la varilla pulida, también tiene el sensor de aceleración, para calcular la posición y las emboladas. El gran problema que presenta es que durante la prueba se puede descalibrar, por lo tanto, se tiene que volver a instalar.

En la Figura 3.20 se pueden ver los dos tipos de transductores.

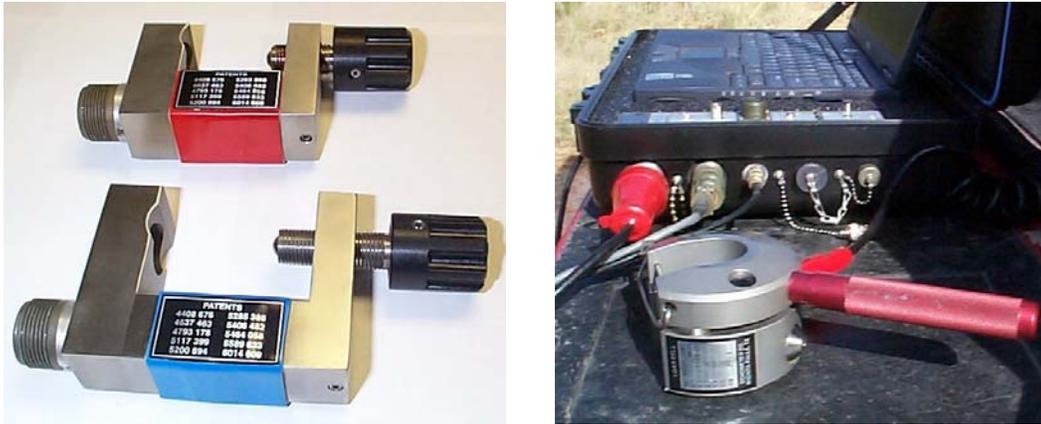


Fig. 3.20. Transductores de Carga (Fuente: Pasos Para Adquirir Datos Dinamométricos PRT, Echometer Company, Co)

### 3.3.1 Productividad del Pozo

La mayoría de los ingenieros quieren que los pozos produzcan casi o al máximo de su tasa de producción. La tasa máxima de producción (potencial) de un pozo se obtiene cuando la presión fluyente de fondo (PBHP) es baja en comparación con la presión estática de fondo (SBHP).

Un pozo puede producir a 20%, 50% u 80% de su tasa máxima de flujo dependiendo de la producción entre su PBHP y su SBHP; si existe en el pozo un equipo de tamaño suficiente, el PBHP debe ser menor a 10% del SBHP para asegurar un máximo de producción. La mayoría de las presiones estáticas y fluyentes de fondo se obtienen de mediciones en superficie por la medición acústica de la distancia al nivel de líquido en el pozo, midiendo la presión del recubridor y calculando la presión de fondo.

Debe entonces quedar claro que para determinar qué tan eficientemente estamos produciendo un pozo debemos conocer ambas, la presión estática y fluyente de fondo y poseer pruebas de producción exactas y actualizadas. En la Figura 3.21 muestra un ejemplo de un pozo produciendo al 83% de su potencial máximo basado en 1500 psi de SBHP y las 516 psi calculadas de PBHP.

## CAPÍTULO 3 ANÁLISIS AVANZADO PARA PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

The screenshot displays a software interface for well analysis. It is divided into several sections:

- Production:** A table with columns for 'Current' and 'Potential' production rates for Oil, Water, and Gas. Oil: Current 24, Potential 28.9 (STB/D). Water: Current 60, Potential 72.4 (STB/D). Gas: Current 30, Potential 36.2 (Mscf/D).
- IPR Method:** Set to 'Vogel'.
- PBHP/SBHP:** 0.35.
- Producing Efficiency:** 82.9 %.
- Fluid Densities:** Oil 30 deg API, Water 1.05 Sp.Gr.H2O, Gas Gravity 0.80, Air = 1.
- Acoustic Velocity:** 1178.55 ft/s.
- Pump Intake Depth (MD):** 5115 ft.
- Total Gaseous Liquid Column HT (TVD):** 2356 ft.
- Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD):** 1024 ft.
- Casing Pressure:** 117.9 psi (g).
- Casing Pressure Buildup:** 1.3 psi, 2.00 min.
- Gas/Liquid Interface Pres.:** 143.2 psi (a).
- Liquid Level MD:** 2758.99 ft.
- Formation Depth MD:** 5226 ft.
- Well State:** Producing.
- Annular Gas Flow:** 26 Mscf/D.
- % Liquid:** 43.
- Pump Intake Pressure:** 513.7 psi (a).
- PBHP:** 515.9 psi (g).
- Reservoir Pressure (SBHP):** 1500 psi (g).

At the bottom, there is a 'Comment' field and navigation buttons: '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >'.

Fig. 3.21. Análisis Mostrando el Rendimiento de Entrada del Pozo (Fuente: Total Well Management II. A.L. Podio, University of Texas at Austin, SPE 67273)

### 3.3.2 Pozos con Bombeo Mecánico

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

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

### 3.3.3 Prueba del Pozo por Eficiencia de Energía

Pueden usarse muchos parámetros diferentes para identificar aquellos pozos que son óptimos candidatos para aplicar mejoras. La experiencia ha demostrado que un buen método para identificar candidatos que necesitan mejoras, consiste en determinar la eficiencia general del sistema de bombeo.

Esto sólo requiere la medición de entrada de energía de la unidad motriz, determinar la presión de fondo fluuyente (PBHP) y datos exactos de pruebas de producción.

### 3.3.4 Desempeño de la Bomba

La fuerza del motor y la carta dinagráfica se pueden obtener simultáneamente usando un sistema integrado de adquisición de datos. La medición dinagráfica se puede realizar con un transductor de barra pulida (PRT), el análisis de la operación de la bomba en subsuelo se realiza por cálculos de la carta dinagráfica en sobre los datos de carga y posición obtenidos en superficie, véase dicho comportamiento en la Figura 3.22.

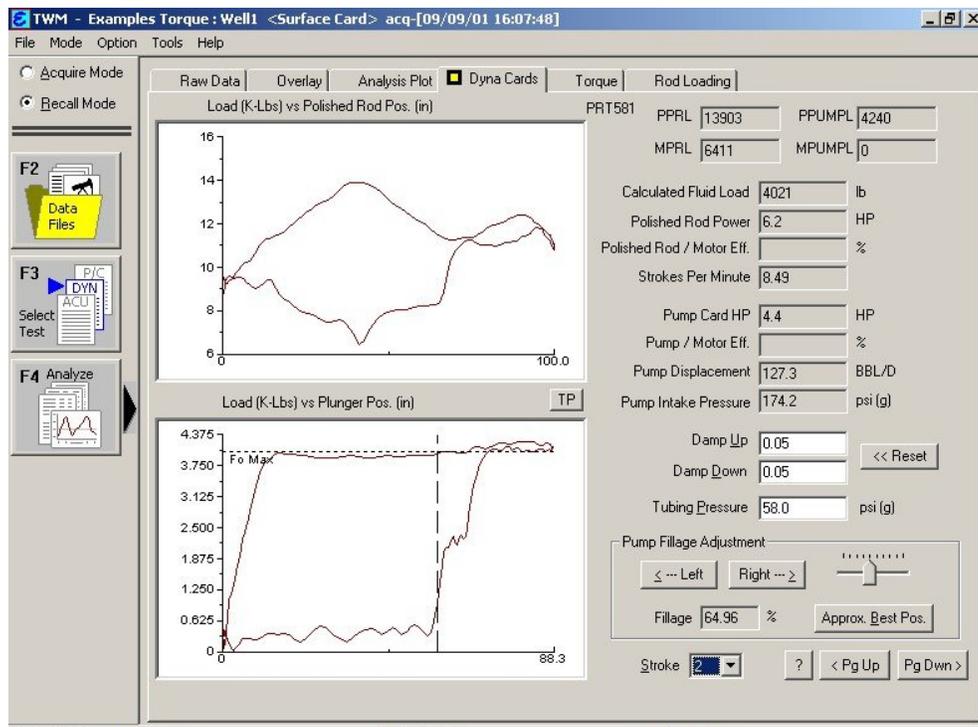


Fig. 3.22. Análisis de Cartas Dinamométricas (Fuente: Echometer TWM Co.)

### 3.3.5 Análisis de Dinagramas para Cartas de Fondo y Superficie

En un pozo con bombeo mecánico de profundidad somera a media, donde las cargas de las varillas y fluidos actúan como una masa concentrada, el patrón típico de cargas se considera aproximadamente verdadero. En pozos profundos, aunque dicho patrón puede ser verdadero en muchos casos, hay ocasiones en que las fuerzas armónicas modifican las cargas básicas de inercia y estáticas para producir un desplazamiento de fuerzas con un patrón de comportamiento muy complejo. Sin embargo, en cualquiera de los casos, el concepto de las cuatro zonas es muy importante para entender apropiadamente el desplazamiento de las fuerzas en un sistema de bombeo mecánico.

Para realizar el análisis de las cartas dinamométricas pueden realizarse, a partir, del análisis de la carta de fondo y de superficie, véase en la Figura 3.23.

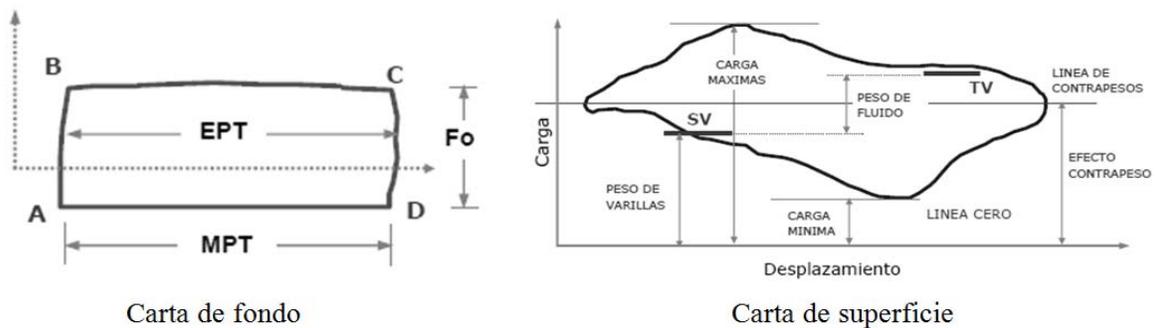


Fig. 3.23. Dinagramas de Fondo y Superficie Ideales (Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinamométricas Weatherford. L.A. – Artificial Lift System)

Donde:

#### Carta de Fondo:

- **MPT (Maximun Plunger Travel):** Máxima longitud de movimiento del pistón respecto del barril durante una carrera completa.
- **EPT (Efective Plunger Travel):** Longitud de la carrera del pistón cuando la carga total del fluido está actuando sobre la válvula de pie.
- **Fo (Fluid Load):** Es una fuerza que actúa sobre el pistón debido al diferencial de presión que actúa sobre el mismo.

#### Carta de Superficie:

- **SV (Standing Valve):** Válvula de pie.
- **TV (Traveling Valve):** Válvula viajera.

### 3.4 Aplicación del TWM en Otros Métodos de Levantamiento Artificial

El procedimiento TWM no se limita a pozos con bombeo mecánico, aunque estos corresponden a la mayoría de los pozos con levantamiento artificial en EUA. La mayoría de los otros métodos de levantamiento artificial pueden verse beneficiados al ser analizados como se verá en las siguientes secciones.

#### 3.4.1 Pozos con Bombeo Electrosumergible

A veces, un pozo con BES tiene un altos niveles de gas sobre la bomba, el pozo produce una cantidad considerable de gas por el anular del casing, y el gas fluyendo por el anular del casing airea la columna del líquido provocando que la columna líquido – gas sea de gran altura sobre la bomba.

La columna líquida – gaseosa ligera sobre la bomba y una baja presión de casing puede resultar en una PBHP baja de forma que se obtiene un máximo de producción del pozo, aunque exista una columna líquida – gaseosa de gran altura sobre la bomba.

Si la PBHP es baja comparada con la SBHP, se obtiene la máxima producción del pozo aunque exista una columna líquida – gaseosa de gran altura sobre el pozo durante las operaciones normales. En la Figura 3.24 se muestra un ejemplo de datos acústicos que indican que una tasa máxima de producción se obtiene en la práctica aun con más de mil pies de fluido gasificado sobre la bomba.

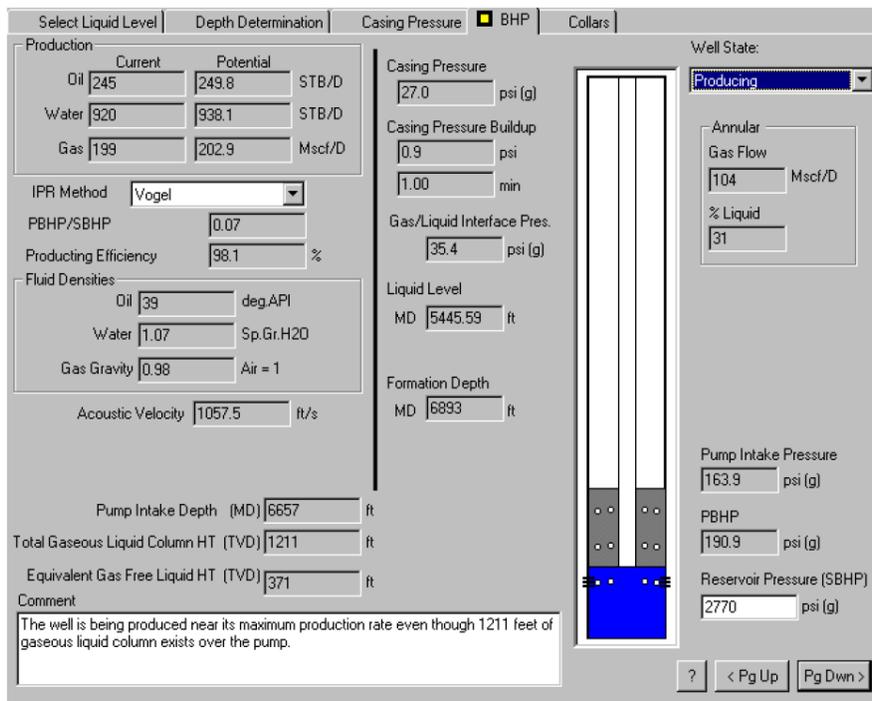


Fig. 3.24. Pozo con Bombeo Electrosumergible Produciendo a Tasa Máxima (Fuente: Total Well Management II. A.L. Podio, University of Texas at Austin, SPE 67273)

### 3.4.2 Pozos con Bomba de Cuidad Progresiva

Las bombas de cavidad progresiva (BCP) se dañan fácilmente durante la operación con llenado incompleto. El ensamble del estator de la bomba es enfriado y lubricado por el líquido que pasa por la bomba.

Si la bomba recibe sólo gas, aunque sea sólo por corto periodo de tiempo, la bomba se calentará de inmediato y causará fallas al polímero. Cuando una BCP está a una profundidad de 4000 pies y el pozo baja el bombeo, el aumento de presión en la bomba es de 1300 Psi o más, por lo tanto, la temperatura del gas aumentará 500°F o más durante esta compresión. Si se produce sólo gas durante un minuto o dos sin líquido para enfriar la bomba.

En general, una BCP debe colocarse bajo las perforaciones para mayor separación gas – líquido en subsuelo y así lubricar y enfriar mejor la bomba. Si la bomba se coloca en o sobre la formación, debe usarse un buen separador de gas, de tal forma se obtendrá un máximo de entrada de líquido en la bomba.

Un registro acústico de nivel de fluido medirá con exactitud la distancia al nivel de líquido y también calculará el porcentaje de líquido presente alrededor de la bomba. Este análisis ayuda a la operación eficiente de pozos con BCP.

### 3.4.3 Pozos con Levantamiento a Pistón

El levantamiento a pistón es un método de bajo costo para el levantamiento de líquidos (agua, condensado y/o petróleo) en pozos de gas y crudo. El levantamiento por pistón reduce los costos operativos del pozo en comparación con otros métodos porque el gas de la formación provee la energía usada para levantar el líquido.

Durante las operaciones de levantamiento por pistón, fluye un ciclo de gas de superficie y ocurre un cierre de gas de superficie, durante dicho cierre la válvula de flujo también se cierra, lo que permite que el pistón baje por la tubería de producción. Luego del tiempo necesario para que el pistón caiga debajo del nivel de líquido, la válvula de flujo de superficie abre y libera la presión que está sobre el nivel de líquido, luego la presión de gas bajo el pistón levanta al pistón y la mayor parte del líquido sobre el pistón a superficie.

La remoción de gas y líquido de la tubería de producción reduce presión de fondo después, más gas fluye de la formación al pozo, hasta la tubería y es liberado en la superficie del pozo. Generalmente, un poco de líquido fluye con el gas al pozo, y la mayor parte del líquido se acumula al fondo del pozo. El ciclo se repite para remover este líquido y producir más gas.

Un analista puede hacer producir más eficientemente el pozo si puede monitorear la tasa de caída, la ubicación y la operación del pistón. El instrumento para el nivel de fluido acústico puede usarse para medir la distancia desde superficie hasta el tope del pistón durante el ciclo del cierre.

Cuando el pistón entra en el líquido, el pulso acústico se refleja desde el tope del líquido y así se mide la distancia hasta el nivel de fluido. Estas mediciones del movimiento del pistón y de la profundidad del nivel de fluido tienen mucho beneficio al optimizar el desempeño del levantamiento del pistón como se puede ver en la Figura 3.25.

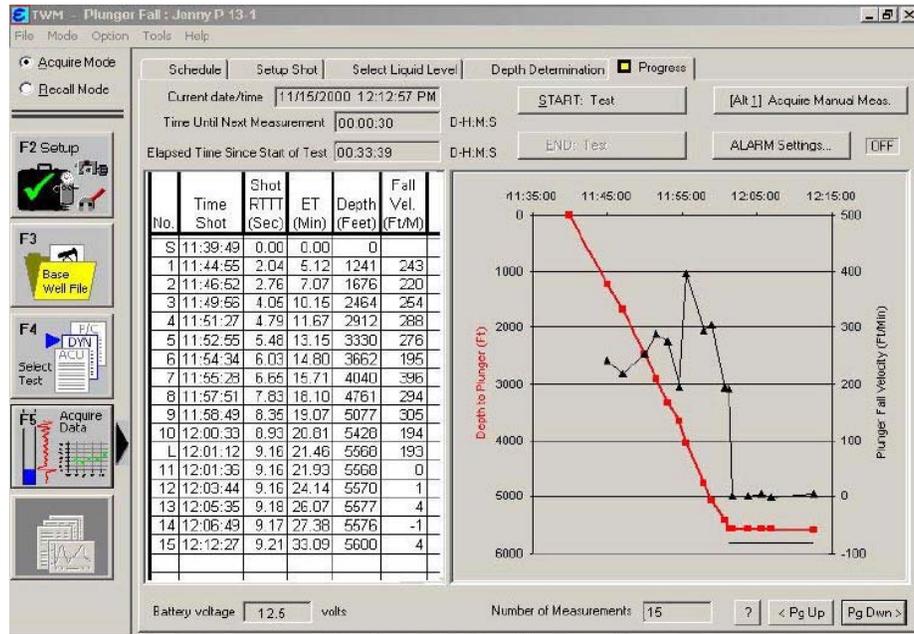


Fig. 3.25. Análisis del Levantamiento del Pistón (Fuente: Total Well Management II. A.L. Podio, University of Texas at Austin, SPE 67273)

Una rápida medición de las presiones de tubing y casing permiten calcular la cantidad de gas y líquido presentes. La presión estática del yacimiento se puede calcular cerrando el pozo hasta que la presión en superficie se estabilice, luego se mide la profundidad hasta el líquido en la tubería de producción o en el anular de la tubería de revestimiento y así, registrar las presiones.

### 3.4.4 Pozo con Levantamiento de Gas

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

Las presiones de fondo estática y fluyente son comúnmente medidas y usadas para optimizar las operaciones de levantamiento por gas.

### 3.4.5 Operaciones Costa Afuera

Se realizan pruebas de presión estática de fondo en pozos fluyentes costa afuera usando técnicas acústicas que son mucho más efectivas en costo y más seguras que las mediciones de fondo con guaya. La medición acústica de la presión de fondo debe incluir una medición exacta de la presión en superficie y la medición de la distancia al nivel de fluido usando técnicas acústicas por conteo de cuellos (si está disponible), o por correlación del reflejo del nivel de líquido a una profundidad reflectora conocida, o bien, por el cálculo de la velocidad acústica de las propiedades del gas.

Casi siempre se obtiene una interface gas – líquido muy precisa, principal inexactitud en el cálculo de la BHP estática ocurre en la estimación del gradiente de la columna líquida. Si los volúmenes y las propiedades del agua e hidrocarburos son conocidos, la presión de la columna líquida puede ser calculada con suficiente precisión para casi todas las aplicaciones.

Normalmente se usa un programa para estos cálculos que incluya las propiedades del gas, agua e hidrocarburos. Si se desea, el gradiente calculado de la columna líquida puede ser respaldado por revisión con guaya y el gradiente podrá ajustarse de ser necesario.

La presión estática de fondo obtenida por medios acústicos, si se realiza de forma apropiada es lo suficientemente exacta para la mayoría de los propósitos.

## **4 CASO DE ESTUDIO**

## 4.1 ACTIVO INTEGRAL HERSAN

### 4.1.1 Ubicación

El activo se localiza en la carretera Villahermosa – Cunduacán; entre los poblados Ejido Ceiba 1ª Sección y Gregorio Méndez, Municipio de Cunduacán, Tabasco.

Su ubicación respecto al resto de los activos de la Región Sur es la siguiente: al este de Bellota – Jujo, al norte de Muspac y al oeste de Macuspána, véase en la Figura 4.1.



Fig. 4.1. Ubicación del Activo Samaria – Luna (Fuente: PEMEX)

Se ubica geológicamente en la provincia Cuencas Terciarias del Sureste. El activo se encuentra en la cuenca de Pilar Reforma Akal el cual está limitado al oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento de diapiros arcillosos Amate – Barrancas y la falla Topén – Nispero; limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán, véase en la Figura 4.2.

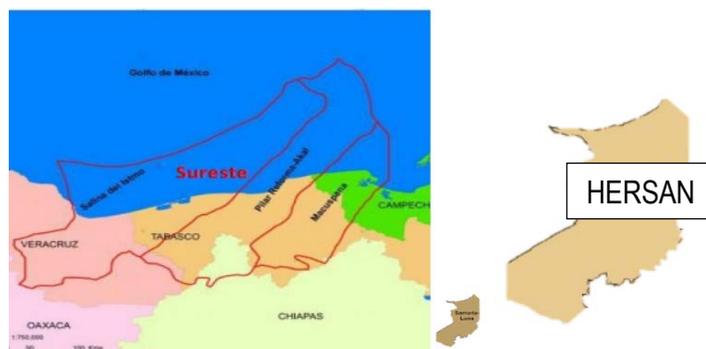


Fig. 4.2. Ubicación Geológica del Activo HerSan (Fuente: Activo PEMEX)

## 4.2 ANTECEDENTES

Está integrado por tres proyectos: Delta - Somero, Miguel S. Sánchez y Los Reyes. Los principales campos son: Delta, Alfa, Omega, Oro, Lago, Neón, Kriptón, Argón e Itrio.

Se han perforado cerca de 642 pozos, siendo productores 205, mientras que 199 se encuentran cerrados. Cuenta con 12 instalaciones de producción:

- Una planta de deshidratación.
- Una central de almacenamiento y bombeo.
- Ocho baterías de separación.
- Dos estaciones de separación.

Cabe mencionar que la mayoría de los pozos operan con sistemas artificiales de producción: Se explota una gran variedad de crudos, desde el Superligero ( $38 - 50$  °API), Ligero ( $28 - 31$  °API), Pesado ( $12 - 22$  °API) y Extrapesado ( $5 - 10$  °API).

Para el caso de estudio se analizará el proyecto Delta Somero del Activo Integral HerSan ya que en él se tienen yacimientos de aceite pesado y extrapesado, aptos para ser analizados con el software Ecómetro (TWM).

## 4.3 PROYECTO INTEGRAL DELTA SOMERO

Se localiza al Noroeste de Villahermosa, Tabasco, véase en la Figura 4.3 y está compuesto de los campos Iridio, Delta, Platino y Lantano.



Fig. 4.3. Proyecto Delta Somero (Fuente: PEMEX: Exploración y Producción)

Fue descubierto en el año de 1960 con la perforación y la terminación del pozo Delta – 02, el cual mostró presencia de agua en los horizontes inferiores y aceite pesado en los horizontes superiores, por lo que no se puso en producción y se taponó.

A continuación en la Tabla 4.1 se muestran los datos generales del Campo Delta:

<b>DATOS GENERALES CAMPO DELTA</b>	
<i>Edad:</i>	<i>Neógeno</i>
<i>Formaciones del Somero:</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <i>Filisola</i></li> <li>➤ <i>Paraje Solo</i></li> </ul>
<i>Profundidad:</i>	<i>1000 – 2100 m.</i>
<i>Mecanismos de Producción:</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <i>Empuje Hidráulico</i></li> <li>➤ <i>Expansión Roca - Fluido</i></li> </ul>
<i>Pozo Descubridor:</i>	<i>Delta – 02</i>

Tabla 4.1. Datos Generales Campo Delta (Fuente: Activo Integral HerSan)

#### 4.4 ORIGEN GEOLÓGICO

El activo se ubica geológicamente en la provincia Cuencas Terciarias del Suroeste, pertenece a la cuenca de Comalcalco – Reforma Akal, la cual es de tipo marginal pasiva.

La tectónica está relacionada a dos eventos, la orogenia chiapaneca (**Mioceno**) que como resultado ocasionó intrusiones de sal, depósitos turbidíticos, domilitización de las cuencas carbonatadas (**Mesozoicas**), arenas de barra y depósitos deltaicos. El segundo evento se originó a finales del mesozoico el cual originó un plegamiento de rocas carbonatadas.

#### 4.5 SISTEMA PETROLERO

El Activo Integral HerSan (AIHS) tiene un sistema petrolero donde sus rocas generadoras son lutitas y calizas arcillosas del Tithoniano de ambientes que varían de rampa externa a cuenca con materia orgánica ligno – húmica a amorfa – sapropélica. Estas rocas son precursoras de aceites extra pesados hasta gas seco de acuerdo a la evolución geológica de las provincias en las que se encuentra.

Las rocas almacenadoras principales consisten de rocas carbonatadas mesozoicas y siliclásticas cenozoicas. Por lo tanto, el sistema petrolero del AIHS se ubica en el Tithoniano – Kimmeridgiano – Cretácico – Paleógeno – Neógeno, véase en la Figura 4.4.

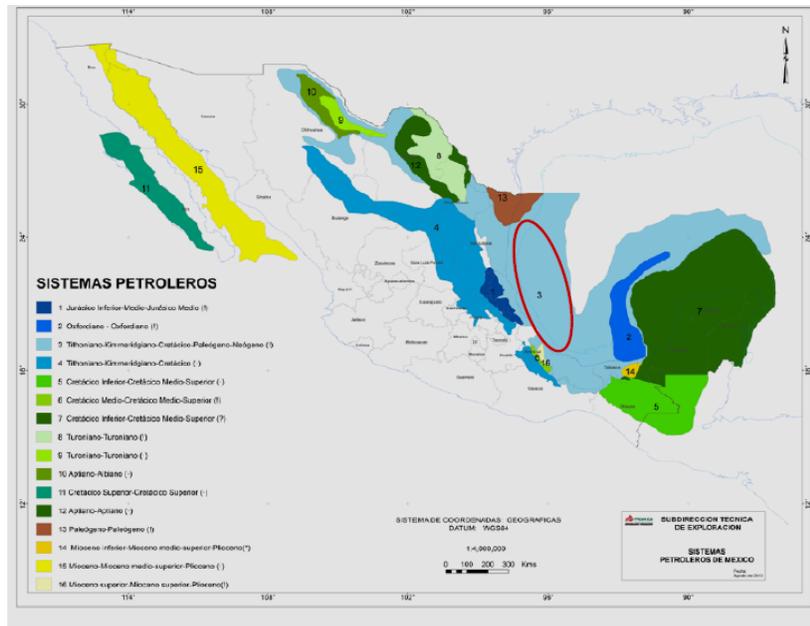


Fig. 4.4. Sistema Petrolero del AIHS (Fuente: Activo Integral HerSan)

#### 4.5.1 Perfil Litológico

En esta provincia existen estilos estructurales sobrepuestos: el primero se caracteriza por un estilo de bloques rotados, fallados y Salt rollers de edad Jurásico Tardío – Cretácico Temprano y se localiza en el borde oriental marino del pilar; el segundo está relacionado a compresión de la cubierta sedimentaria de edad Mioceno Medio – Tardío y se muestra como una cobijadura en el Alto de Jalpa; el tercero y más importante está representado por pliegues y cabalgaduras orientados noroeste – suroeste convergencia al noroeste de edad Mioceno – Medio – Tardío, que despegan en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano, las cuales afectan rocas mesozoicas, del Paleógeno y del Mioceno Temprano – Medio; y el último identificado en el Neógeno, correspondiente a un estilo de fallas lítricas con caída al noroeste que despegan en el límite Oligoceno – Mioceno, véase en la Figura 4.5.

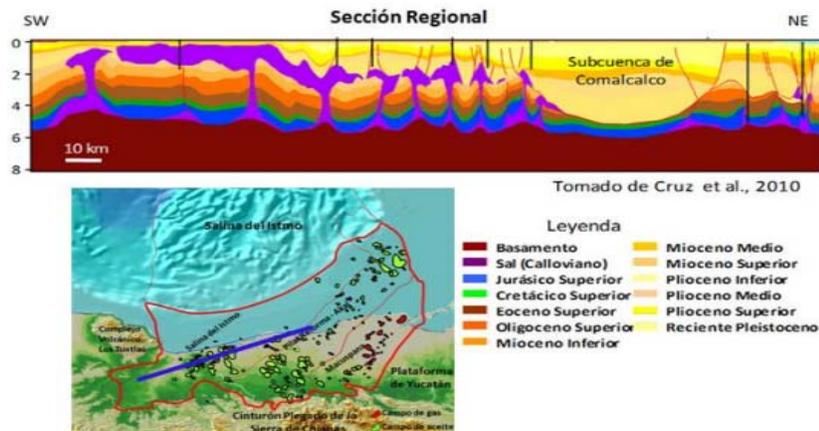


Fig. 4.5. Perfil Litológico (Fuente: Activo Integral HerSan)

### 4.5.2 Columna Litológica

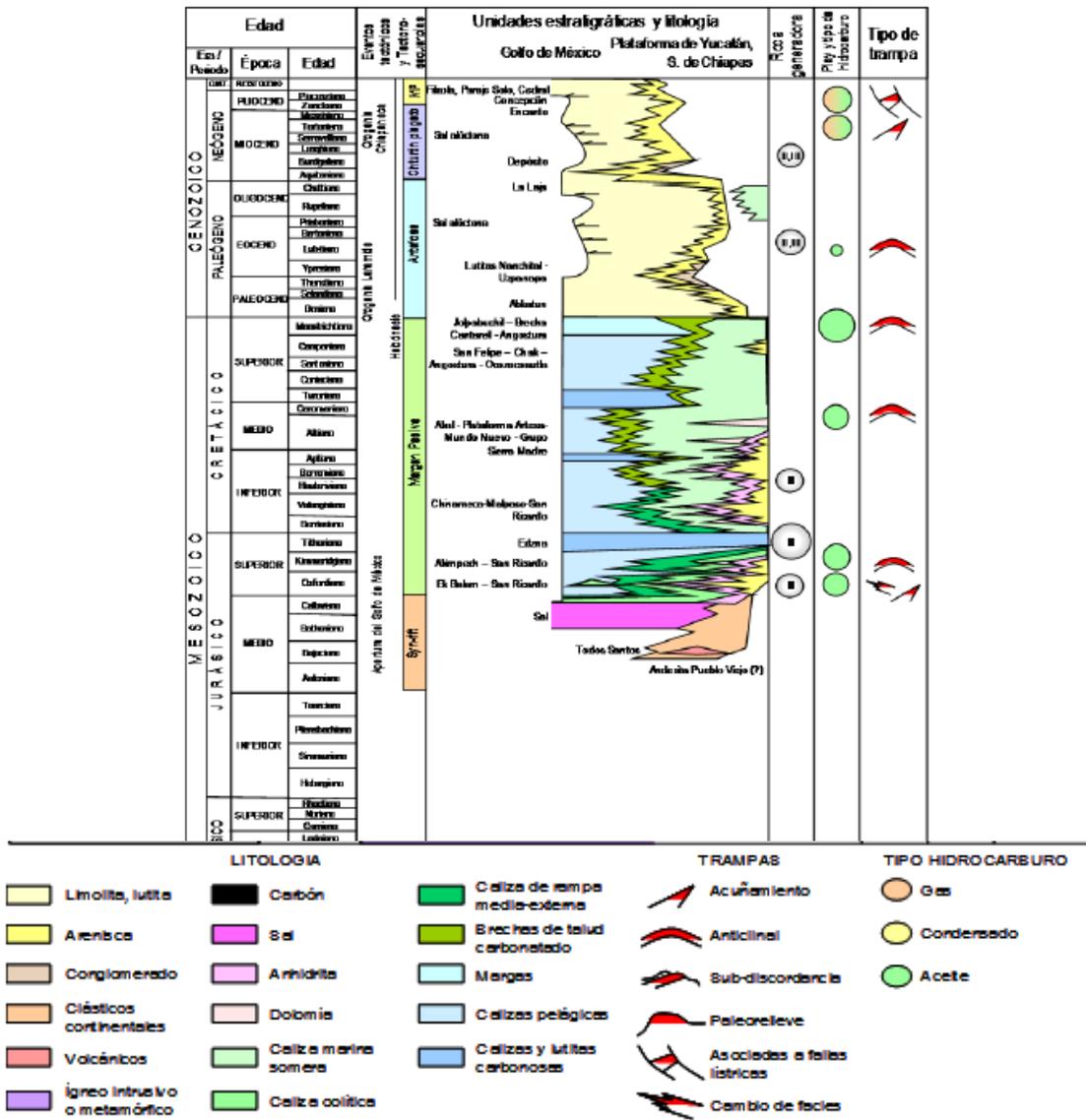


Fig. 4.6. Columna Litológica (Fuente: Activo Integral HerSan)

### 4.5.3 Migración del Hidrocarburo

Se tienen estudios de que el hidrocarburo se generó en el Jurásico Tardío en rocas calizas arcillosas y lutitas calcáreas, en esta edad geológica se presentaron unas fallas provocadas por el fractura de la pangea, para migrar hacia las formaciones marinas, a partir del Cretácico Temprano se gestó el almacén de hidrocarburo presentando una secuencia litológica de mudstone – wackestone con lutitas preferentemente rocas almacén presentes en el activo integral.

### **4.5.4 Roca Generadora**

La principal roca generadora en la Provincia Petrolera Suroeste corresponde al Jurásico Superior Tithoniano. Las rocas del Tithoniano están constituidas de calizas arcillosas y lutitas calcáreas las cuales son las responsables de la generación de los hidrocarburos almacenados en diferentes niveles estratigráficos como los son el Kimmeridgiano, Cretácico, Mioceno, Plioceno y Eoceno, esto está claramente comprobado por la correlación positiva de los biomarcadores entre los extractos de roca generadora y los fluidos, por lo que los sistemas petroleros asociados a esta fuente de generación han sido clasificados como conocidos.

Durante el Tithoniano se manifiesta una marcada elevación generalizada del nivel del mar o fase de inundación, por lo que se desarrolla el depósito de una secuencia arcillo – calcárea; prevaleciendo las condiciones para la formación de capas de lutitas negras carbonatadas con importantes cantidades de materia orgánica. En estas condiciones, los ambientes sedimentarios fueron profundos y adecuados para la preservación de los materiales orgánicos depositados.

Las rocas del Tithoniano reflejan una evolución de condiciones de rampa interna a rampa externa y cuenca, estableciéndose condiciones favorables para la preservación de la materia orgánica, relacionadas con una transgresión marina.

### **4.5.5 Roca Almacenadora**

Por lo que se conoce de esta provincia petrolera se puede deducir que las rocas almacén del sistema, son rocas del Cretácico Medio Albiano está constituida por mudstone – wackestone de foraminíferos y dolomías microcristalinas, fracturadas, con laminaciones y estilolitas y en el Cenomaniano por mudstone – wackestone arcilloso, fracturado, con intercalaciones de lutita arenosa y limosa con abundantes foraminíferos planctónicos.

La porosidad varía de 2 a 8% llegando a ser de hasta 16% y los espesores varían de 20 a 500 m. La permeabilidad se encuentra favorecida por fracturamiento tectónico; dicha permeabilidad varía entre 5 a 200 milidarcys. Las rocas del Cretácico Medio corresponden principalmente a depósitos de ambientes de plataforma, talud y cuenca

En grandes extensiones del área, las calizas de esta edad se encuentran dolomitizadas, especialmente en las zonas donde se detecta la presencia de ambientes de talud y cuenca.

### **4.5.6 Roca Sello**

La roca sello del proyecto Delta - Somero corresponde a estratos de lutitas intercaladas por cuerpos lenticulares arenosos que conforman la roca almacén. Las lutitas ejercen la función de roca sello en cada cuerpo arenoso presente en este proyecto.

### 4.5.7 Trampa Estructural

El Activo Integral HerSan presenta trampas estratigráficas y estructurales como los anticlinales con fallas inversas y normales. En el proyecto Delta Somero las lentes de arenisca poco consolidadas actúan como trampa, véase en la Figura 4.7.

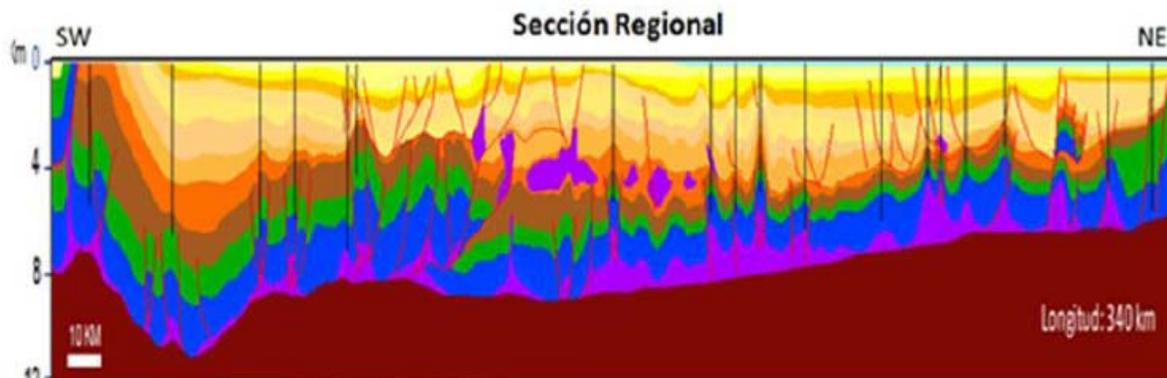


Fig. 4.7. Sección Regional – Proyecto Delta - Somero (Fuente: Activo Integral HerSan)

## 4.6 PRODUCCIÓN

La producción en el activo ha ido aumentando gracias a la inversión en el desarrollo de métodos de recuperación secundaria y mejorada, en pozos que mostraban un declive en su producción a principios de 2003. Los niveles de producción se han incrementado al punto de que este activo aporta cerca del 50% de la producción de la región sur.

La producción promedio diaria es de 200 mil barriles de hidrocarburos, generando ganancias cerca de los 95 mil millones de pesos anuales considerables desde el punto de vista en el cual la producción estimada por barril es de 4 dólares.

El activo integral percibe un presupuesto de los egresos de la nación para que pueda administrar sus gastos e inversiones en mantenimiento y desarrollo de las instalaciones. Este presupuesto es alrededor del 15% de las ganancias que el Activo Samaria Luna aporta a la Federación.

## 4.7 DESARROLLO DEL CAMPO DELTA - SOMERO

En 2007 inició la reactivación del desarrollo del Campo Delta incrementando la producción de 500 a 14 000 bpd. Consta de cuatro etapas los cuales muestran los avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extrapesado, véase en la Figura 4.8.

## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO

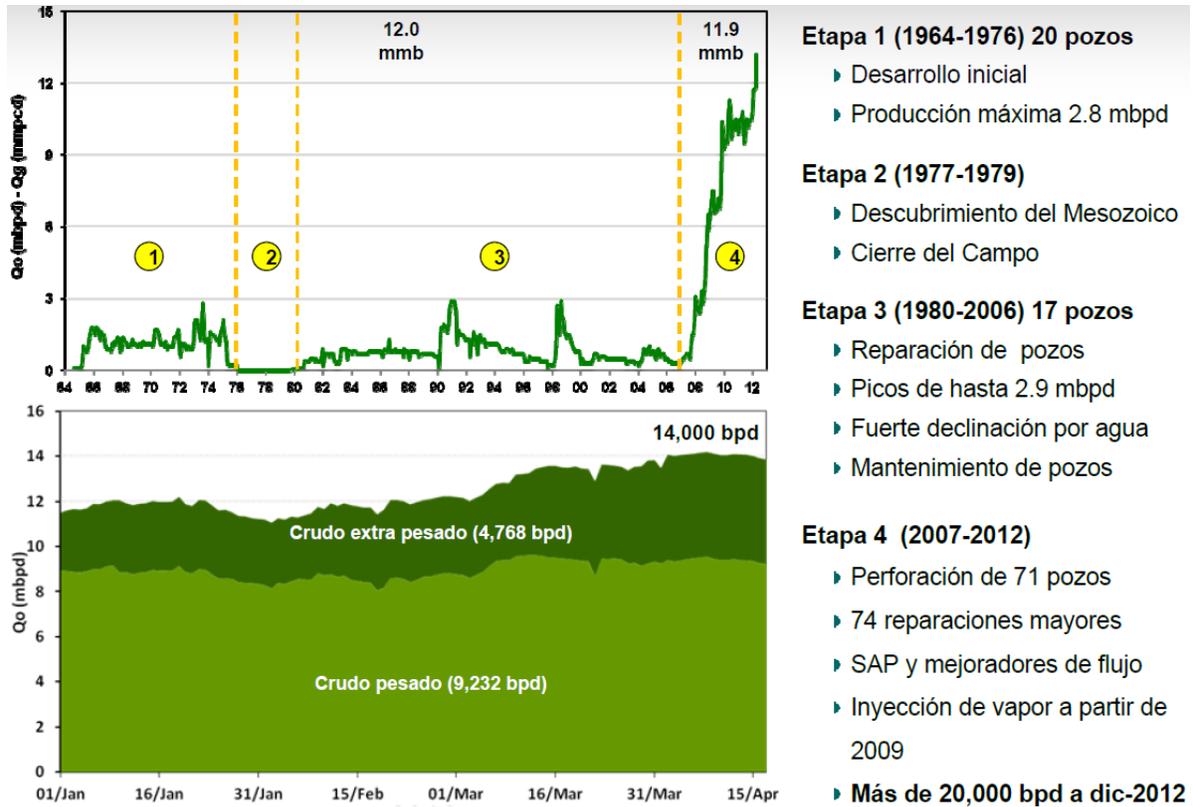


Fig. 4.8. Histórico de Producción del Campo Delta (Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Avances del Proyecto de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado en el Activo de Producción HerSan).

La extracción de crudo extrapesado en el Campo Delta se realiza mediante la inyección alternada de vapor.

A continuación se muestran los datos generales (Tabla 4.2), petrofísicas (Tabla 4.3) y de los fluidos (Tabla 4.4).

<b>GENERALES</b>		
	<b>Extrapesado</b>	<b>Pesado</b>
Área (km <sup>2</sup> )	7.9	4.4
P <sub>ini.</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	97	200 – 150
P <sub>act.</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	97	170 – 120
P <sub>sat.</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	84	158
Profundidad (mbNM)	600 - 900	1100 – 2200
Tipo de empuje	Expansión de roca - fluidos	Expansión de roca – fluidos, Empuje hidráulico.

Tabla 4.2. Datos Generales (Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Avances del Proyecto de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado en el Activo de Producción HerSan)

<b>PETROFÍSICAS</b>		
	<b>Extrapesado</b>	<b>Pesado</b>
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo, Filisola
Espesor bruto (m)	300 – 500	400 – 600
Espesor neto (m)	120 – 150	150 – 200
Porosidad (%)	20 – 40	20 – 40
Saturación de agua (%)	10 – 20	20 – 40
Permeabilidad (mD)	3000 – 3500	400 – 4000

Tabla 4.3. Propiedades Petrofísicas (Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Avances del Proyecto de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado en el Activo de Producción HerSan)

<b>FLUIDOS</b>		
	<b>Extrapesado</b>	<b>Pesado</b>
Tipo de fluido	Extrapesado	Aceite pesado y mediano
Viscosidad (cp)	6000 – 45000	200 – 2000
Densidad del aceite (API)	5 – 10°	12 – 18°
RGA (m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup> )	1 – 10	60 – 120

Tabla 4.4. Propiedades de los Fluidos (Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Avances del Proyecto de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado en el Activo de Producción HerSan)

## 4.8 POZO 896

A continuación se muestra el caso desarrollado para el pozo 896, operado con BM en el cual se aplicaron pruebas acústicas mediante el software ecómetro.

<b>PARÁMETROS DEL POZO 896</b>	
Densidad del aceite (API)	12°
$B_0$	1.02
$T_y$ (°F)	149
Tipo de fluido	Pesado
Porosidad (%)	0.20 – 0.38
Viscosidad (cp)	195.62
Permeabilidad (mD)	400 - 4000

Tabla 4.5. Parámetros del Pozo 896 (Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Avances del Proyecto de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado en el Activo de Producción HerSan)

DATOS DEL POZO 896	
Activo	HerSan
Pozo	896
País	México
Estado	Tabasco
Tipo de pozo	Terrestre
Diámetro de la tubería	3 ½"
Estado del pozo	Cerrado
Disparo	3340 – 3350

Tabla 4.6. Datos del Pozo 896 (Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Avances del Proyecto de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado en el Activo de Producción HerSan)

## 4.9 PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se pretende demostrar que el ecómetro es una herramienta eficaz como apoyo para la caracterización dinámica de un yacimiento de crudo pesado.

El caso de estudio se encuentra ubicado en el campo Delta el cual cuenta con las propiedades petrofísicas y de los fluidos mostradas anteriormente.

Con la serie de datos obtenidos del pozo se puede utilizar el ecómetro realizando mediciones acústicas, con la finalidad de obtener el nivel dinámico del mismo, posteriormente con la ayuda del software Total Well Management (TWM), se introducen todos los datos recabados (*petrofísicos y de los fluidos*), así como diámetros de las tuberías (*producción y de revestimiento*) y la profundidad de la formación.

Toda esta información es necesaria para poder programar los disparos que se harán con el ecómetro y así detectar el nivel de fluido. El programa opera de forma simple, es un registro sonolog el cual aprovecha la propagación del sonido, esto permite detectar el nivel de líquido dentro del pozo, y a su vez el software tiene la capacidad de obtener el valor de la presión de fondo fluyendo.

El valor agregado que tiene el TWM con respecto a una sonda de memoria es que se pueden obtener valores de presión de fondo a nivel de superficie y no es necesario introducir una sonda a una profundidad determinada con la ayuda de la línea de acero por medio de la tubería de producción.

Con la sonda se vuelve un problema tomar registros cuando se trata de crudos pesados, la viscosidad que manejan es el factor principal ( $200 - 2000 [cp]$ ) para que la sonda pueda desplazarse, a través de la tubería. Otra ventaja que tiene el ecómetro es que cuando existan casos donde el diámetro de la tubería del pozo sea muy reducida e imposible de introducir sondas, el TWM puede realizar mediciones de forma continua a lo largo de un tiempo determinado para poder obtener valores de presión, y así poder trabajar con estos datos para la interpretación de pruebas de presión que sirven para caracterizar de forma dinámica el yacimiento de crudo pesado.

Para fines prácticos, en el desarrollo de este tema se pondrán los valores de presión obtenidos con el ecómetro para demostrar que es una herramienta confiable para caracterizar yacimientos.

En el siguiente caso de estudio, el objetivo primordial es que por medio del TWM se puedan mejorar las condiciones de explotación del yacimiento, para ello se llevó en el pozo 896 una prueba de mediciones de presión de fondo. A continuación en la Tabla 4.7 se muestra la bitácora que se llevó a cabo.

<b>BITÁCORA DEL ECÓMETRO</b>		
<b>Número de disparo</b>	<b>Fecha (mes/día/año)</b>	<b>Hora</b>
<i>Disparo 1</i>	<i>08/12/11</i>	<i>09:32:39</i>
<i>Disparo 2</i>	<i>08/12/11</i>	<i>17:18:06</i>
<i>Disparo 3</i>	<i>08/13/11</i>	<i>09:28:58</i>
<i>Disparo 4</i>	<i>08/13/11</i>	<i>15:49:30</i>
<i>Disparo 5</i>	<i>08/15/11</i>	<i>09:24:54</i>
<i>Disparo 6</i>	<i>08/15/11</i>	<i>13:45:24</i>
<i>Disparo 7</i>	<i>08/18/11</i>	<i>16:04:25</i>
<i>Disparo 8</i>	<i>08/20/11</i>	<i>09:36:31</i>
<i>Disparo 9</i>	<i>10/11/11</i>	<i>16:17:46</i>
<i>Disparo 10</i>	<i>10/15/11</i>	<i>10:44:21</i>
<i>Disparo 11</i>	<i>10/22/11</i>	<i>12:02:42</i>
<i>Disparo 12</i>	<i>01/13/12</i>	<i>13:47:51</i>

*Tabla 4.7. Bitácora del Ecómetro (Fuente: Base Operativa de Servicio a Pozos Región Sur)*

#### **4.10 APLICACIÓN DEL SOFTWARE TWM PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO**

Para la toma y el análisis de pruebas de pozo el programa Total Well Management (TWM) realiza una serie de rutinas para la adquisición de datos, análisis y las diferentes pruebas que pueden realizarse.

A continuación, se muestran todos los pasos que se siguieron para cargar los datos del pozo al programa ecómetro, y así, poder recabar la información necesaria que ayude a recolectar el nivel dinámico del mismo, con esos datos ya es posible adquirir los valores de las presiones de fondo del pozo.

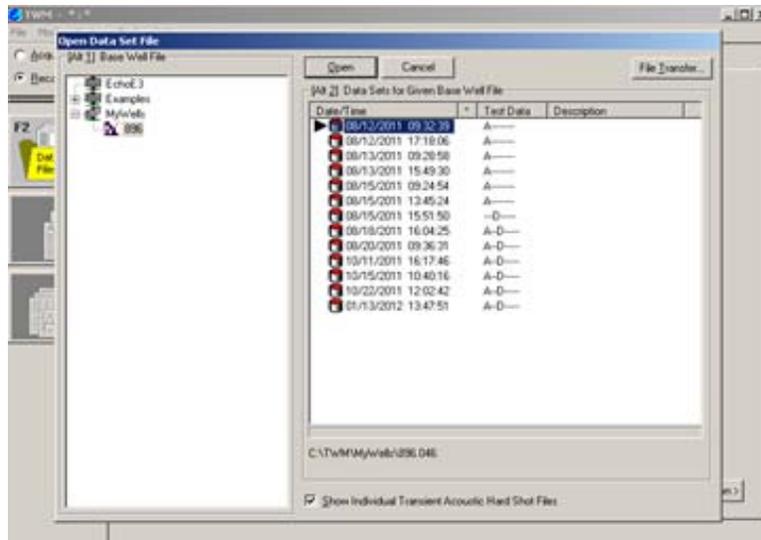


Fig. 4.9. Opción de Inicio Recall Mode (Fuente: Total Well Management - Echometer)

El programa ecómetro tiene dos opciones de inicio, véase Figura 4.9:

- **Recall Mode:** Es una modalidad de llamado, es decir, que es una opción para observar pruebas que ya fueron realizadas.
- **Acquire Mode:** Es una modalidad de adquisición, es decir, esta opción se emplea para la toma de muestras que serán aplicadas en el momento en que sean realizados los disparos con la pistola de gas.

Para este caso de estudio los datos ya se tienen recabados provenientes de la región suroeste, por lo tanto, ya se encuentran dentro del software. La opción a seguir para correr el programa es el *Recall Mode*; podremos observar todos los disparos que se le realizaron al pozo 896 para diferentes tiempos.

En la siguiente Figura 4.10 se pueden observar una serie de opciones que contiene el software para poder analizar los resultados del nivel de líquido, presiones de fondo, el índice de comportamiento de afluencia y la eficiencia de la bomba.

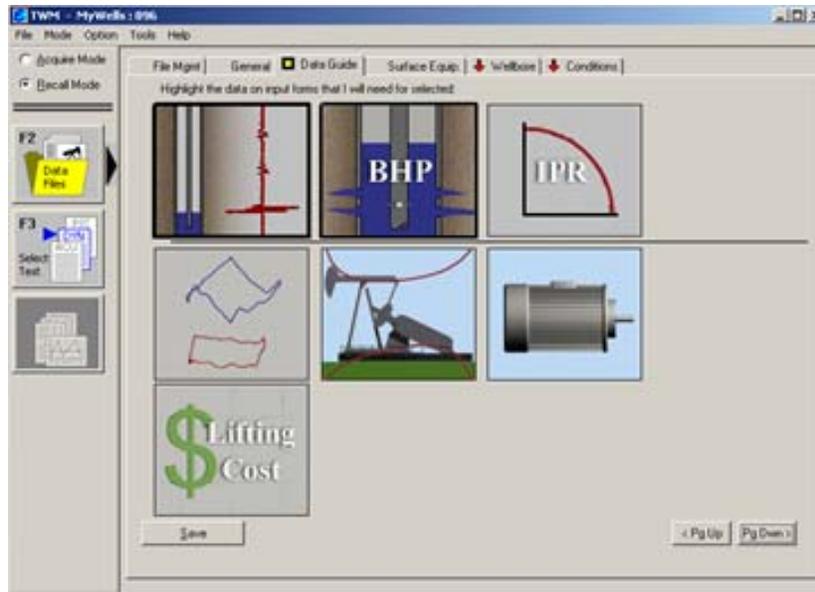


Fig. 4.10. Pantalla para Cargar Datos y Selección de Resultados (Fuente: Total Well Management - Echometer)

Así también, en la Figura 4.10 se muestran diferentes pestañas en las cuales se cargan todos los datos generales del pozo, propiedades de los fluidos, intervalo productor, temperaturas y presiones de fondo y de superficie y del equipo superficial.

El programa cuenta con cuatro grupos para introducir datos del pozo:

1. **General:** Identifica el pozo, usuario y tipo de pozo, véase en la Figura 4.11.

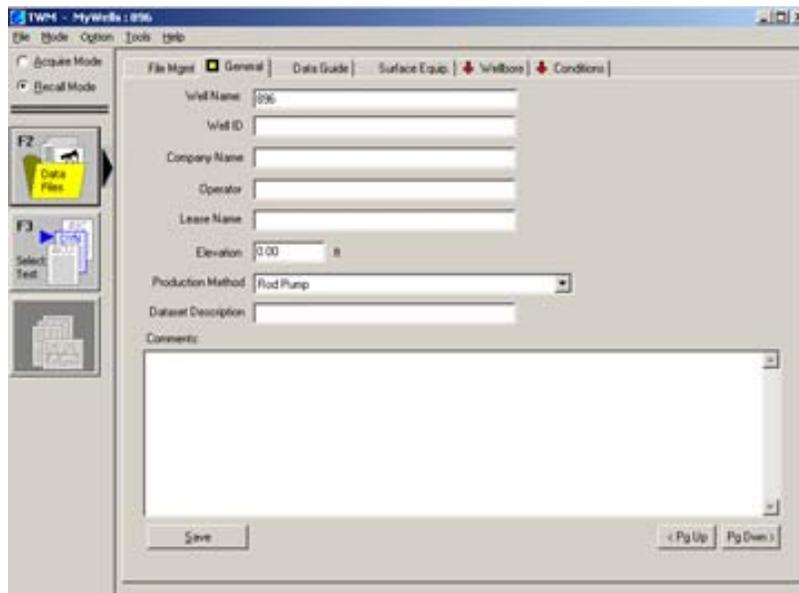


Fig. 4.11. Datos Generales (Fuente: Total Well Management - Echometer)

2. **Surface equipment:** Esta sección describe el equipo de superficie con el que cuenta el pozo, véase en la Figura 4.12.

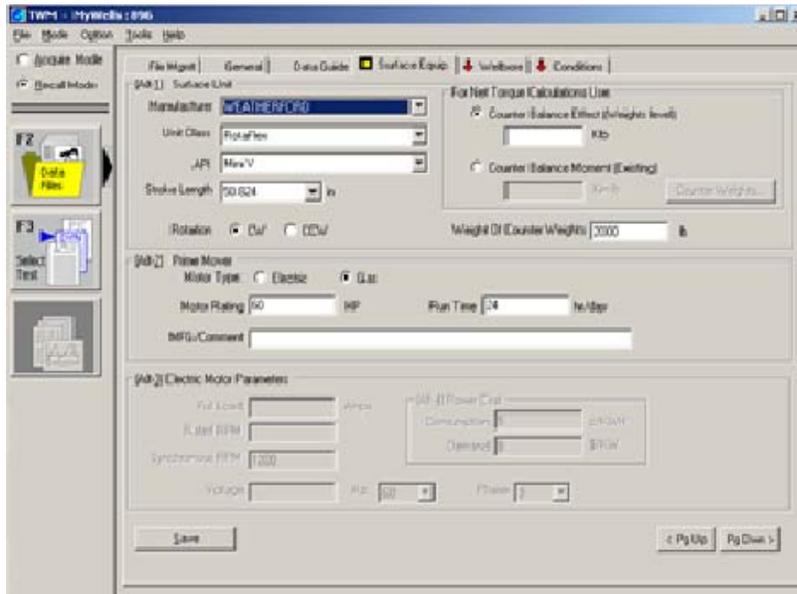


Fig. 4.12. Pantalla de Datos del Equipo de Superficie (Fuente: Total Well Management - Echometer)

3. **Wellbore:** Esta ventana describe el equipo que se instaló dentro del pozo, véase en la Figura 4.13.

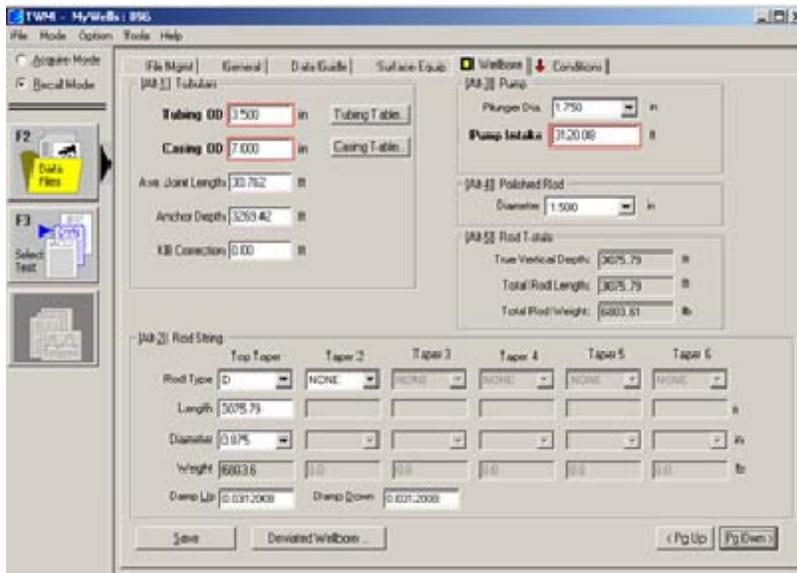


Fig. 4.13. Sección del Pozo (Fuente: Total Well Management - Echometer)

4. **Conditions:** En esta ventana el programa ecómetro requiere una serie de parámetros de desempeño del pozo, los fluidos producidos y la formación, véase en la Figura 4.14.

Fig. 4.14. Ventana de Condiciones (Fuente: Total Well Management - Echometer)

Para calcular la gravedad del gas a partir de la composición del gas en el pozo, se abre la ventana *Gas Analysis*, véase en la Figura 4.15.

Date/Time	Test Type	Status	Serial No.	Description
08/12/11 09:32:39	SINGLE SHOT	OK	IPT 10093	200

Fig. 4.15. Selección de la Prueba Gas Analysis (Fuente: Total Well Management - Echometer)

En la ventana siguiente se puede seleccionar el disparo correspondiente a un tiempo determinado, de esta forma se podrán observar los resultados obtenidos, a través del registro sonolog del TWM, véase en la Figura 4.16.

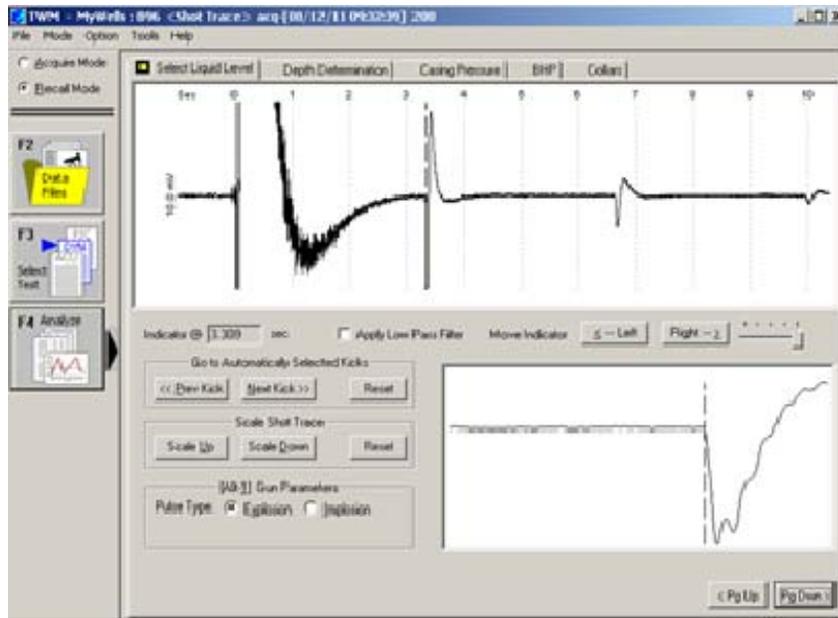


Fig. 4.16. Ventana que Refleja el Disparo Realizado con el Programa Ecómetro (Fuente: Total Well Management - Echometer)

Como se puede ver en la Figura 4.16 con el desarrollo del disparo se tienen todos los datos procesados por medio del ecómetro, la ventana del registro sonolog tiene la opción para desplazarse a lo largo del registro; podemos percatarnos que en un cierto punto hay una deflexión, que corresponde a la profundidad medida desde la superficie, en el cual la onda de viaje encuentra o detecta el nivel dinámico del líquido. Los datos pasan por un transductor del programa que nos determina la presión de fondo del pozo.

Una vez detectado el nivel de fluido, la siguiente ventana te muestra la velocidad acústica, el tiempo en el cual se encuentra el nivel dinámico (RTTT), la profundidad del nivel dinámico, el número de juntas y la amplitud de la onda, véase en la Figura 4.17.

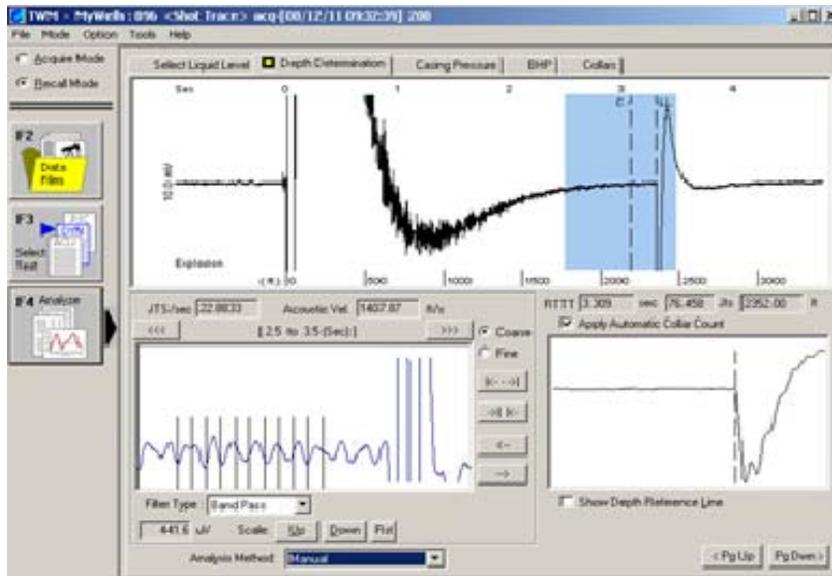


Fig. 4.17. Profundidad del Nivel de Líquido (Fuente: Total Well Management - Echometer)

Posteriormente se mostrará una sección en la que aparece la gráfica que muestra el comportamiento de la diferencial de presión con respecto a un diferencial de tiempo, considerando una presión en la tubería de revestimiento, causado por el gasto de flujo de gas, véase Figura 4.18.

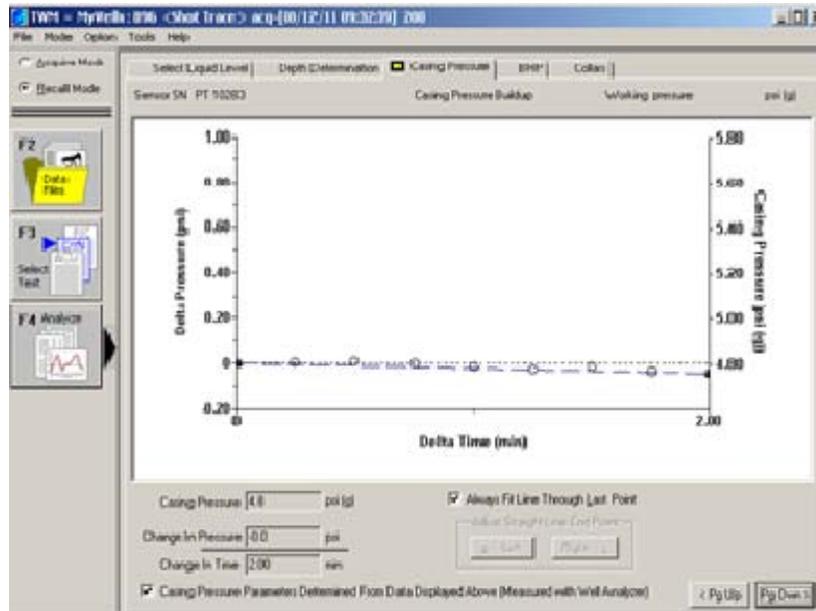


Fig. 4.18. Medición de la  $\Delta p$  en la Tubería de Revestimiento (Fuente: Total Well Management - Echometer)

Finalmente en la Figura 4.19 se muestra el esquema del nivel dinámico del pozo 896, a través de la tubería de revestimiento; en esta ventana se tiene el resultado de la presión de fondo del pozo.

## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO

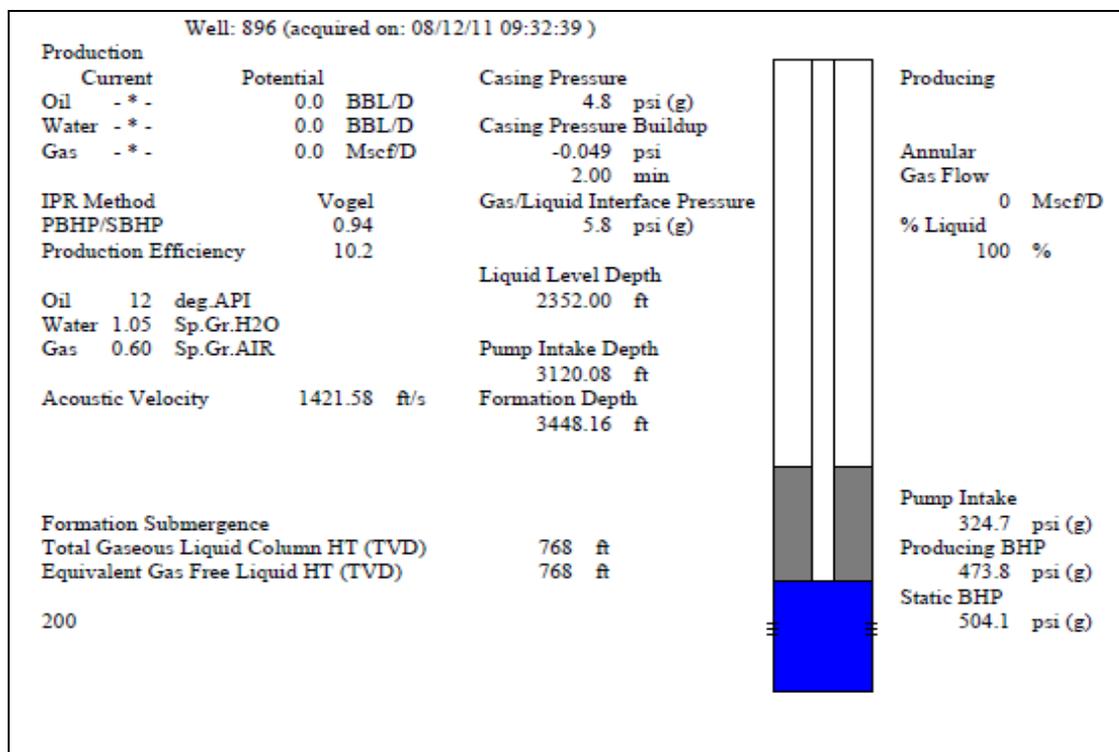


Fig. 4.19. Pantalla del Nivel Dinámico en la  $T_r$  y la Presión de Fondo del Pozo (Fuente: Total Well Management - Echometer)

### 4.11 RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados que arrojaron los registros sínicos en el pozo 896 para detectar el nivel de fluido son los siguientes:

Disparo	Hora	Campo	Lugar de Toma	No. de Pozo	Fecha de Toma (Mes/Día/Año)	Nivel de Líquido (ft)	Toma de Presión (PSI)
1	09:32:39	Delta	Casing	896	08/12/11	2352.00	4.8
2	17:18:06	Delta	Casing	896	08/12/11	2309.24	10.7
3	09:28:58	Delta	Casing	896	08/13/11	2192.84	42.1
4	15:49:30	Delta	Casing	896	08/13/11	2151.09	50.4
5	09:24:54	Delta	Casing	896	08/15/11	1935.35	90.1
6	13:45:24	Delta	Casing	896	08/15/11	1918.75	92.6
7	16:04:25	Delta	Casing	896	08/18/11	2540.26	15.9
8	09:36:31	Delta	Casing	896	08/20/11	2579.91	21.8
9	16:17:46	Delta	Casing	896	08/11/11	186.01	41.3
10	10:44:21	Delta	Casing	896	10/15/11	282.31	22.3
11	12:02:42	Delta	Casing	896	10/22/11	513.22	15.0
12	13:47:51	Delta	Casing	896	01/13/12	1843.79	133.3

Tabla 4.8. Resultados Obtenidos del Pozo 896 Analizado con Ecómetro (Fuente: Base Operativa de Servicio a Pozos Región Sur)

Para obtener una impresión de la prueba realizada se tiene la opción imprimir, el programa TWM guarda los datos procesados por el ingeniero a cargo y graba los resultados en un archivo del disco, la Figura 4.20 muestra el primer reporte del disparo realizado en la prueba acústica del pozo 896.

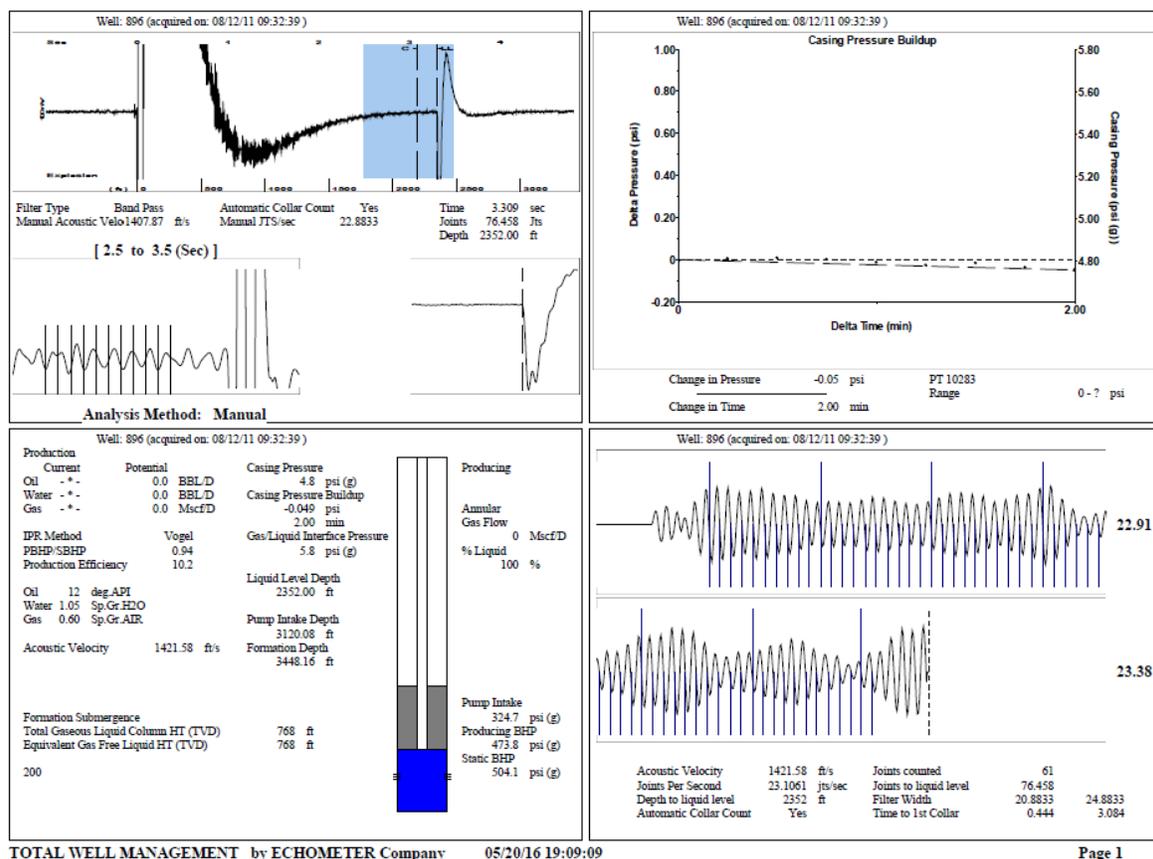


Fig. 4.20. Primer Reporte de la Prueba Acústica Realizada al Pozo 896 (Fuente: Total Well Management - Echometer)

El reporte acústico presenta la información completa de manera compacta y fácil de interpretar.

## 4.12 ANÁLISIS BÁSICO PARA LA CÁLCULO DE LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA EJERCIDA POR LA COLUMNA DE FLUIDO

Para realizar el cálculo de presión hidrostática ejercida por la columna de fluido es necesario conocer los °API y la densidad del aceite ( $\rho_o$ ), por lo tanto, se tiene que desarrollar la siguiente ecuación.

$$P_h = 0.052 \rho_o h \text{ (PSI)} \quad (4.1)$$

## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO

### PASO 1:

Se obtiene la profundidad (h) en pies.

$$\text{Profundidad de la formación} - \text{Nivel de líquido} = \# \text{ (Pies)}$$

### PASO 2:

Para obtener la densidad del aceite, de la ecuación para obtener los °API despejamos la gravedad específica ( $\gamma$ ).

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (4.2)$$

Conocemos los °API = 12, por lo tanto, la única incógnita es  $\gamma$ , despejando la variable nos queda:

$$\gamma = \frac{141.5}{^{\circ}\text{API} + 131.5} \quad (4.3)$$

Sustituyendo los °API, tenemos que:

$$\gamma = \frac{141.5}{12 + 131.5}$$

$$\gamma = 0.986062$$

Una vez que se sabe el valor de la gravedad específica ( $\gamma$ ), se sustituye en la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (4.4)$$

Como lo que queremos saber es el valor de la  $\rho_o$ , se puede despejar de la ecuación (4.4), a su vez sabemos que el valor de la densidad del agua es:  $\rho_w = 62.4 \text{ [lb/ft}^3\text{]}$ .

$$\rho_o = \gamma \rho_w \text{ [lb/gal]} \quad (4.5)$$

El factor de conversión de [lb/ft<sup>3</sup>] a [lb/gal] es:  $1 \text{ [ft}^3\text{]} = 7.480519 \text{ [gal]}$ .

Por lo tanto:

$$\rho_w = 8.34167 \text{ [lb/gal]}$$

Sustituyendo los valores obtenidos de la densidad del agua y la gravedad específica en la ecuación (4.5):

$$\rho_o = 0.986062 * 8.34167 \left[ \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] = 8.2254 \left[ \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right]$$

Conociendo el valor de la densidad del aceite podemos obtener la presión hidrostática de la columna de fluido utilizando la ecuación (4.1). Los resultados obtenidos se ven reflejados en la siguiente tabla:

POZO 896								
Fecha, Hora	Nivel de Líquido (ft)	Presión Casing (PSI)	Pws(PSI)	Pwf (PSI)	Dp (PSI)	Ip	Ql bpd	Ph (PSI)
12/08/2011 09:32	1539	4.8	873.5	812.6	60.9	0.93	56.637	828.13
12/08/2011 17:18	2309	10.7	529.7	489	40.7	0.93	37.851	494.02
13/08/2011 09:28	2192	42.1	615.5	578.8	36.7	0.94	34.498	544.51
13/08/2011 15:49	2151	50.4	643.1	580.8	62.3	0.91	56.693	562.62
15/08/2011 09:24	1935	90.1	782.2	734.6	47.6	0.94	44.744	656.2
15/08/2011 13:45	1918	92.6	792.3	726	66.3	0.92	60.996	663.4
18/08/2011 16:04	2540	15.9	430.4	407.9	22.5	0.95	21.375	393.81
20/08/2011 09:36	2579	21.8	418.7	397.7	21	0.95	19.95	376.61
11/10/2011 16:17	186	41.3	1524.7	1407.6	117.1	0.92	107.732	1415
15/10/2011 10:44	282	22.3	1462	1347.1	114.9	0.92	105.708	1373.24
22/10/2011 12:02	513	15	1349.7	1246.9	102.8	0.92	94.576	1273.07
13/01/2012 13:47	1843	133.3	868.5	817.7	50.8	0.94	47.752	695.92

Tabla 4.9. Registros de Presión, Nivel de Líquido, Gastos e Índice de Productividad (Fuente: Derechos Reservados SSH)

Se llevaron a cabo 12 pruebas en el pozo 896 para conocer el nivel de líquido, presión de casing, presiones de fondo estática y fluyente, así como gastos de producción, estos datos nos servirán para dar a conocer el índice de productividad, el cual mediante la Tabla 4.9 podemos observar que maneja un comportamiento similar en el desarrollo de toda la prueba (0.91 a 0.95).

Para saber si los valores que se obtuvieron en el IP son altos o bajos, pueden verificarse en la Tabla 4.10.

<b>PRODUCTIVIDAD</b>	<b>RANGO</b>
Productividad Baja	IP < 0.5
Productividad Media	0.5 < IP < 1.0
Productividad Alta	1.0 < IP < 2.0
Productividad Excelente	2.0 < IP

Tabla 4.10. Valores del Índice de Productividad (Fuente: Notas de Productividad de Pozos UNAM)

Por lo tanto, los datos obtenidos de IP en las pruebas desarrolladas en el pozo 896, nos indica que el yacimiento mantiene un aporte de productividad media de fluido al pozo, comparando los valores con la Tabla 4.9.

### 4.13 ANÁLISIS DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Se analizarán 3 de las 12 pruebas que se realizaron en el pozo 896 con el fin de identificar cual tiene un mejor índice de productividad. El cálculo comúnmente asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. Es decir, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento – pozo.

En la Tabla 4.11 se reportan todos los resultados de nivel de líquido,  $P_{ws}$  (PSI),  $P_{wf}$  (PSI), diferencial de presión  $\Delta p$  (PSI), gasto del líquido (Q [bpd]) y el índice de productividad, donde el IP se obtiene de la siguiente ecuación:

$$IP = QI(bpd) / \Delta p(PSI) \quad (4.6)$$

<b>Nivel de Líquido (ft)</b>	<b><math>P_{ws}(PSI)</math></b>	<b><math>P_{wf}(PSI)</math></b>	<b><math>\Delta p(PSI)</math></b>	<b><math>I_p</math></b>	<b><math>QI(bpd)</math></b>
2151	643.1	580.8	62.3	0.91	56.693
1918	792.3	726	66.3	0.92	60.996
2540	430.4	407.9	22.5	0.95	21.375

Tabla 4.11. Valores Obtenidos en las Tres Pruebas en el Pozo 896 (Fuente: Derechos Reservados SSH)

#### Prueba 1

En dicha prueba el nivel de líquido fue detectado a 2151 (ft), con gasto de 56.693 (bpd), y una  $\Delta p = 62.3$  (PSI). Por lo tanto, con éstos valores podemos conocer el índice de productividad, ya que se trata de un yacimiento bajosaturado; mediante la ecuación (4.6). Se obtuvo  $IP = 0.91$  (bpd/PSI).

Este dato nos indica que el yacimiento mantiene una productividad media de fluido hacia el pozo de acuerdo con la tabla 4.30 ( $0.5 < IP < 1.0$ ).

**Prueba 2**

En dicha prueba el nivel de líquido fue detectado a 1918 (ft), con gasto de 60.996 (bpd), y una  $\Delta P = 66.3$  (PSI). Por lo tanto, con éstos valores podemos conocer el índice de productividad, ya que se trata de un yacimiento bajosaturado; mediante la ecuación (4.6). Se obtuvo  $IP = 0.92$  (bpd/PSI).

Este dato nos indica que el yacimiento mantiene una productividad media de fluido hacia el pozo de acuerdo con la tabla 4.30 ( $0.5 < IP < 1.0$ ).

**Prueba 3**

En dicha prueba el nivel de líquido fue detectado a 2540 (ft), con gasto de 21.375 (bpd), y una  $\Delta P = 22.5$  (PSI). Por lo tanto, con éstos valores podemos conocer el índice de productividad, ya que se trata de un yacimiento bajosaturado; mediante la ecuación (4.6). Se obtuvo  $IP = 0.95$  (bpd/PSI).

Este dato nos indica que el yacimiento mantiene una productividad media de fluido hacia el pozo de acuerdo con la tabla 4.30 ( $0.5 < IP < 1.0$ ).

En conclusión, al analizar los resultados de las tres pruebas podemos observar un comportamiento constante, siendo ligeramente mayor la *Prueba 3* con  $IP = 0.95$ . Esto nos indica que existe una capacidad productiva media de fluido del yacimiento hacia el pozo, por lo tanto, se puede deducir que presenta un potencial productor aceptable; éste tendrá variación con respecto al gasto de producción cuando la presión del pozo fluyente presente cambios; es decir, si la  $P_{wf}$  aumenta, el gasto de producción disminuye y lo contrario, si la  $P_{wf}$  disminuye, el gasto de producción aumentará. En este caso de estudio para poder obtener los índices de productividad registrados se necesitó de un método de levantamiento artificial (*Bombeo Mecánico*).

**4.14 VELOCIDAD ACÚSTICA**

Es la velocidad del sonido promedio (*ft/seg*) en el gas del anular, la cual se calcula con las trazas acústicas procesadas en el programa ecómetro.

Durante las pruebas que se realizaron en el pozo 896, la presión y temperatura junto con la composición del gas en el espacio anular sufrieron cambios, esto ocasionará que existan variaciones en la velocidad del gas. La velocidad acústica se obtiene a partir de las reflexiones filtradas y la duración de la onda de viaje conjunta; el programa TWM interpola entre estos puntos para calcular la profundidad que se tiene entre la relación gas/líquido mediante la medición del tiempo recorrido del eco. Cabe mencionar que la composición del gas no afecta la onda de viaje porque se considera el estado físico de la materia y no así, la composición del mismo.

**Parámetros adicionales:**

- **Presión de yacimiento (SBHP):** Es el mejor estimado de la presión de cierre estabilizada de la formación.
- **Método:** El mejor método es cerrar el pozo para que la presión del yacimiento incremente mientras se graba automáticamente una prueba extendida de restauración de presión.

## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO

Alternativamente la presión de fondo de pozo se determina a partir del registro con Ecómetro unos días después de que el pozo ha estado cerrado, cuando el nivel de líquido y la presión del revestimiento se han aproximadamente estabilizado.

- **Altura total de la columna líquido/gaseosa (Column HT):** Es la altura vertical de la columna de fluido encima de la entrada de la bomba incluyendo el volumen total de la mezcla de gas libre y líquido.
- **Altura equivalente de líquido libre de gas (Equivalent gas free liquid HT):** Refleja la altura vertical que se encuentra por encima de la bomba a la cual el líquido presente en el anular existiría si todo el gas libre fuese removido: Esta cantidad se calcula a partir de la geometría del anular y el porcentaje de líquido calculado, usando el gasto de restauración de presión del revestimiento.

En la Tabla 4.12 se pueden observar las velocidades acústicas que se obtuvieron durante el desarrollo de los 12 disparos en el pozo 896.

DISPARO	NIVEL DE LÍQUIDO (ft)	DENSIDAD REL. GAS	VELOCIDAD ACUSTICA (ft/s)
1	2352	0.6	1421.58
2	2309.24	0.6	1424.58
3	2192.84	0.62	1394.05
4	2151.09	0.62	1391.84
5	1935.35	0.6	1410.6
6	1918.75	0.6	1410.85
7	2540.26	0.65	1367.2
8	2579.91	0.65	1367.2
9	186.01	0.68	1282.86
10	282.31	0.84	1122.5
11	513.22	0.72	1251.76
12	1843.79	0.59	1434.3

Tabla 4.12. Valores de Velocidad Acústica Obtenidas de las 12 Pruebas Realizadas en el Pozo 896 (Fuente: Total Well Management - Echometer)

Con los datos adquiridos se pueden trazar gráficos y así, tabular los datos y resultados calculados.

### 4.15 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Los datos que fueron adquiridos mediante el programa Ecómetro se pueden trazar en gráficos de análisis transitorios (Velocidad acústica, Temperatura, Presión de revestimiento, Log – Log, Horner, etc.).

En el tipo de presentación de resultados el programa TWM tiene las opciones:

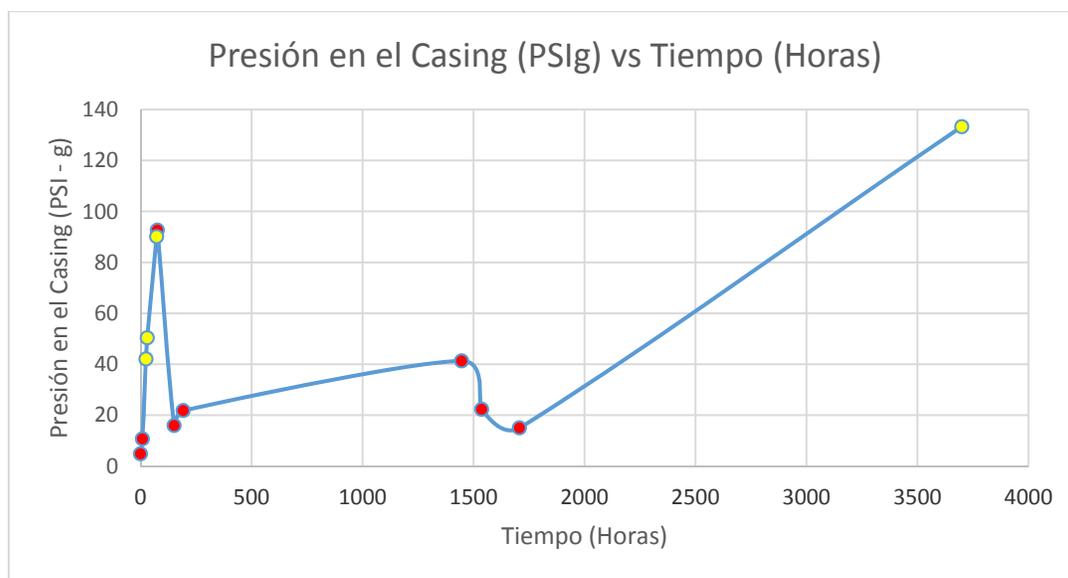
- Presión de revestimiento vs Tiempo.
- Gráfica de Horner.
- Análisis Log – Log.
- Profundidad del nivel de líquido vs Tiempo.
- Temperatura vs Tiempo.
- Velocidad acústica vs Tiempo.

## 4.16 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS EN EL POZO 896

### • Gráfica 4.1 Presión en el Casing (PSI - g) vs Tiempo (Horas)

En la gráfica 4.1 se presenta un aumento en la presión en función del tiempo, la cual tuvo una duración de 3700 horas. Al inicio de la prueba la presión en el casing fue de 4.8 (PSI – g) debido a que el pozo se encontraba produciendo, para el siguiente disparo el pozo se estabiliza ocasionando que la presión incremente hasta 92.6 (PSI – g). Con el transcurso del tiempo se presentan incrementos y decrementos propios del gasto de producción.

Para el final de la prueba se vuelve a estabilizar el pozo con el objetivo de analizar la presión que se tiene en el casing, el cual presentó un incremento considerable de 133.3 (PSI – g), ocasionado en mayor parte por el tiempo de cierre (1993 hrs.) y la presencia de gas que fluye con el líquido hacia el pozo.



Dónde: Estático = Puntos Amarillos Dinámico = Puntos Rojos

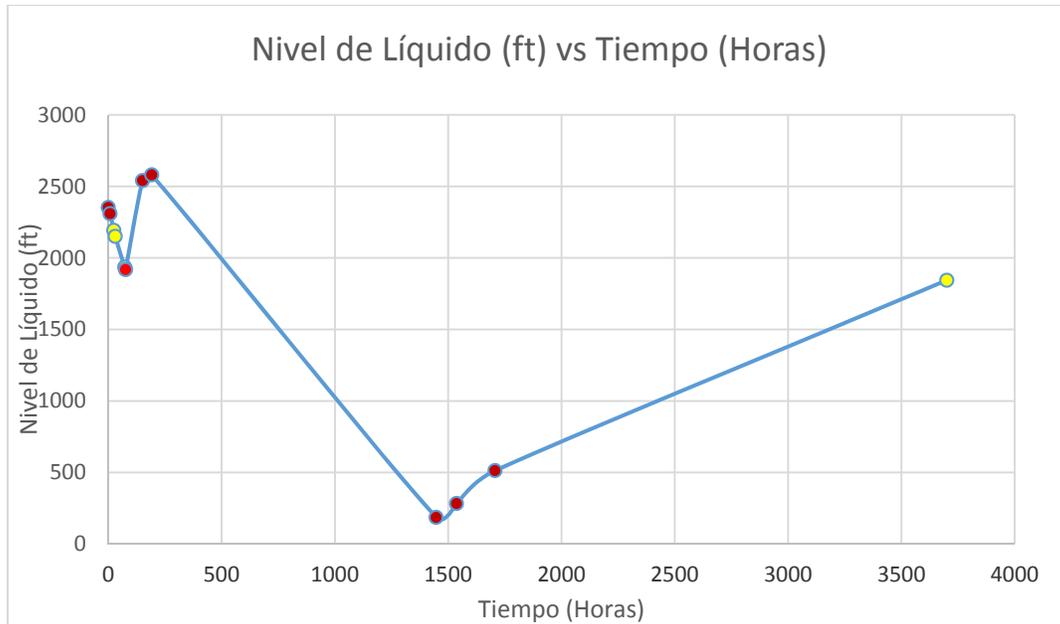
Gráfica 4.1. Presión en el Casing (PSI – g) vs Tiempo (Horas), Pozo 896 (Fuente: Derechos Reservados SSH)

## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO

- **Nivel de Líquido (ft) vs Tiempo (Horas)**

La gráfica 4.2 nos permite ver las correspondientes profundidades del nivel de líquido que se obtuvieron en el transcurso de las 12 pruebas realizadas con Ecómetro. Se puede observar que la prueba inicio con una profundidad de nivel detectada a 2352 (ft), y concluyo con un nivel a 1843.79 (ft); en ese lapso hubo aumentos y disminuciones en la profundidad de la columna de líquido.

Un factor que puede dar este tipo de comportamiento es debido a la presencia de gas, por tal motivo, la profundidad de calcula en base a la medición del tiempo de viaje (*pulso acústico*) al nivel de líquido y la velocidad acústica del gas en el espacio anular.



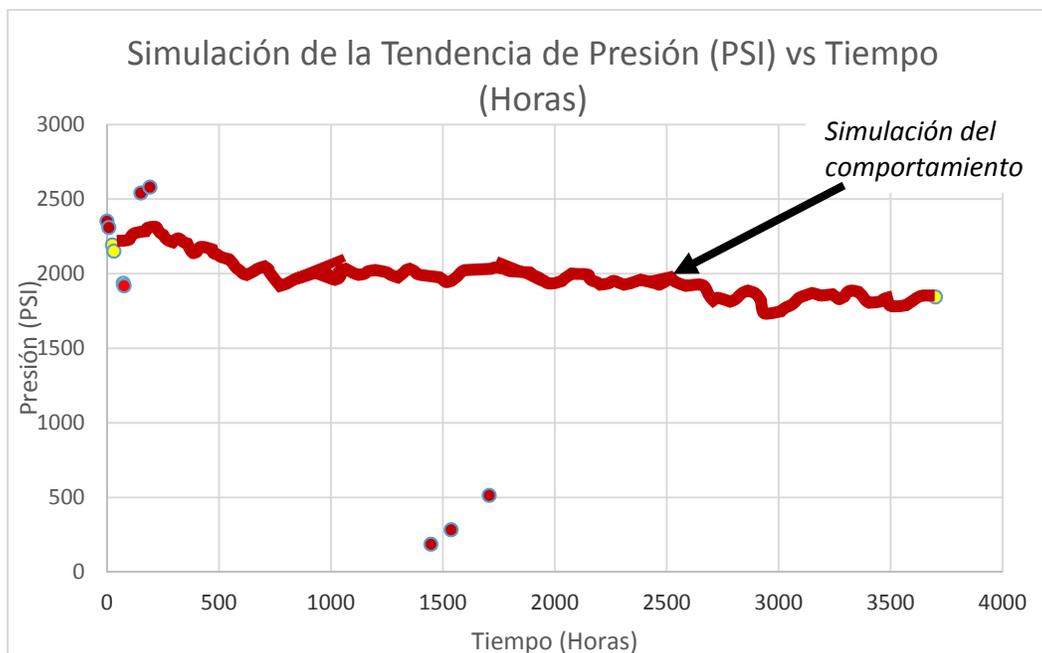
Dónde: Estático = Puntos Amarillos      Dinámico = Puntos Rojos

Gráfica 4.2. Nivel de Líquido (ft) vs Tiempo (Horas), Pozo 896 (Fuente: Derechos Reservados SSH)

- **Tendencia de Presión (PSI) vs Tiempo (Horas)**

Con la medición del ecómetro, podemos conocer los datos de presión, y junto con la permeabilidad ( $k$ ), altura ( $h$ ), viscosidad del aceite ( $\mu_o$ ), factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), porosidad ( $\theta$ ), la compresibilidad total (CT) y producciones del pozo, podemos determinar una tendencia de presión (carga o nivel de líquido) con lo cual es factible estimar el volumen de drene del pozo, haciendo uso de la integración de las presiones (fluyentes y cerradas).

Véase dicha tendencia en la gráfica 4.3.



Dónde: Estático = Puntos Amarillos Dinámico = Puntos Rojos

Gráfica 4.3. Simulación de Tendencia de Presión (PSI) vs Tiempo (Horas), Pozo 896 (Fuente: Derechos Reservados SSH)

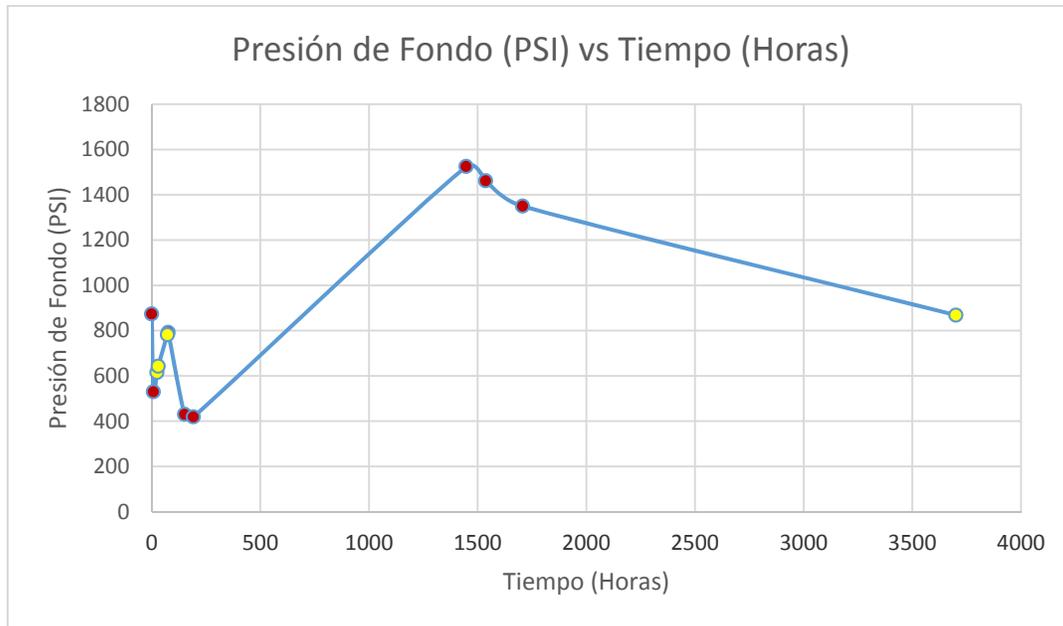
- **Presión de Fondo (PSI) vs Tiempo (Horas)**

En la gráfica 4.4 se muestra la variación de la presión de fondo durante el transcurso de la prueba.

De la misma manera que sucede con la presión de revestimiento, la presión de fondo muestra cambios considerables con el transcurso del tiempo. Para su análisis se requieren de todos los datos obtenidos de la prueba acústica junto con los datos de la presión de revestimiento (*casing*); así como el tipo de fluido (*crudo pesado*).

El objetivo de esta prueba es proveer un análisis completo de las condiciones del pozo. Por lo tanto, con el comportamiento reflejado en la gráfica 4.4 podemos confirmar que el asentamiento de la bomba se encuentra a una profundidad idónea para desplazar el fluido, lo cual permite mantener un índice de productividad óptimo con un valor promedio de 0.93.

Podemos ver que la presión al inicio de la prueba es de 873.5 (PSI) y al final de las 3700 horas la presión en el fondo tiende a estabilizarse a 868.5 (PSI), demostrando así que el yacimiento mantiene un buen flujo de fluido hacia el pozo.



Dónde: Estático = Puntos Amarillos Dinámico = Puntos Rojos

Gráfica 4.4. Presión de Fondo (PSI) vs Tiempo (Horas), Pozo 896 (Fuente: Derechos Reservados SSH)

## 4.17 ANÁLISIS AVANZADO PARA DATOS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN CON ECÓMETRO

Una herramienta principal que se tiene como apoyo para analizar los datos de presión del yacimiento es a través de las pruebas de restauración de presión.

La medición y análisis de datos de presión de fondo del pozo adquiridos después de que se cierra un pozo de producción. Las pruebas de restauración de presión son los medios preferidos para determinar la capacidad de flujo del pozo, el factor de daño y otro tipo de información. Poco después del cierre del pozo, el fluido alcanza usualmente un estado de reposo relativo en el cual la presión del fondo del pozo aumenta suavemente y se mide con cierta facilidad. Esto permite que los resultados de la prueba se puedan interpretar.

### 4.17.1 Procedimiento para Efectuar Pruebas de Restauración de Presión

A continuación se presenta un procedimiento para la toma de pruebas de restauración de presión en caso de no contar con los datos del programa Ecómetro.

1. Obtener toda la información necesaria para la adquisición de datos y obtener o preparar un diagrama exacto del estado mecánico del pozo identificando todos los cambios de diámetro del anular.

2. Obtener registros acústicos antes de la fecha de la prueba de restauración para determinar el comportamiento normal del pozo, establecer la velocidad del sonido, el nivel dinámico y la presencia y longitud de una columna de líquido con gas disuelto.
3. Si la altura de la columna de líquido con gas disuelto en el anular es mayor del 30% de la profundidad de la formación, se debe de efectuar una prueba corta (no mayor a una hora) de abatimiento de presión.
4. Revisar todas las conexiones del pozo a la línea de producción, la empacadura, válvulas de revestimiento, válvulas de tubería, válvulas check, etc.
5. Uno o dos días antes de realizar la prueba se sigue efectuando una prueba de producción para poder determinar la producción promedio del pozo en 24 horas.
6. Revisar todos los datos obtenidos y preparar un programa detallado para efectuar la prueba.
7. Si fuera necesario disminuir la columna de líquido con gas disuelto antes de empezar la prueba, se debe de instalar una válvula de contra presión a la salida de la tubería de revestimiento, de esta forma se podrá aumentar la presión de forma gradual y controlada. Es importante monitorear el nivel de líquido hasta que se encuentre a 60 pies de la entrada de la bomba; una vez que se llegó a este punto se debe estabilizar la presión en el revestimiento.
8. Se efectúa una medición dinámica para verificar que el llenado de la bomba corresponde a la producción promedio medida durante la prueba de producción. Si llegara a existir una diferencia de más del 10% es seguro que existan irregularidades, ya sean fallas propias de la bomba o bien, por pérdidas de circulación del flujo de líquido dentro de la tubería; reportar el desplazamiento de la bomba calculado como el valor del gasto del pozo que existe antes de comenzar la prueba de restauración.
9. Verificar que no existan fugas de gas en el pozo y mucho menos efectos de cambios de temperatura.
10. Realizar una programación logarítmica para poder identificar correctamente el nivel de líquido y el cálculo de profundidad, una vez que se tengan estos datos, verificar si concuerdan con los valores que se obtuvieron de la prueba de producción.
11. Una vez que la bomba está funcionando se debe de tomar el primer valor de presión correspondiente a la presión dinámica, ya que se tiene se debe de parar la bomba y cerrar la válvula de la tubería a la línea de producción.
12. Monitorear de forma constante el progreso de la prueba por lo menos los primeros 30 minutos verificando que el nivel de líquido sea detectado correctamente.
13. Determinar el aumento en el gasto de la presión en la tubería de revestimiento (psi/hora) para poder estimar la presión que llegara a existir en el revestidor cuando se vuelva al pozo para controlar la prueba.
14. Graficar la presión del revestimiento en función del tiempo para observar cualquier anomalía. La curva que se debe de presentar tiene que ser uniforme sin discontinuidades o bien, cambios repentinos de pendiente.
15. Verificar la selección del nivel de líquido, su comportamiento gráfico y realizar los ajustes necesarios. Notar la presencia de cambios de diámetros del anular.

## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO

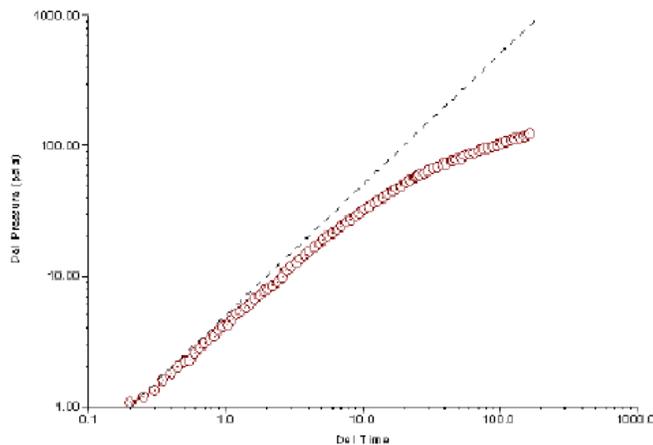
16. Volver a determinar que gasto se está manejando en la tubería de revestimiento (psi/hora) para poder estimar el aumento futuro.
17. Transferir todos los datos registrados a un CD o USB. El objetivo es determinar si la cantidad de datos obtenidos son suficientes para el análisis final y así, poder indicar la condición del pozo.

### 4.17.2 Diagnóstico Gráfico

El objetivo principal de realizar un diagnóstico gráfico es proveer un control de calidad de los datos adquiridos en el pozo, los cuales nos permitan analizar en gran detalle los datos de las pruebas de presión.

- **Graficas Log – Log**

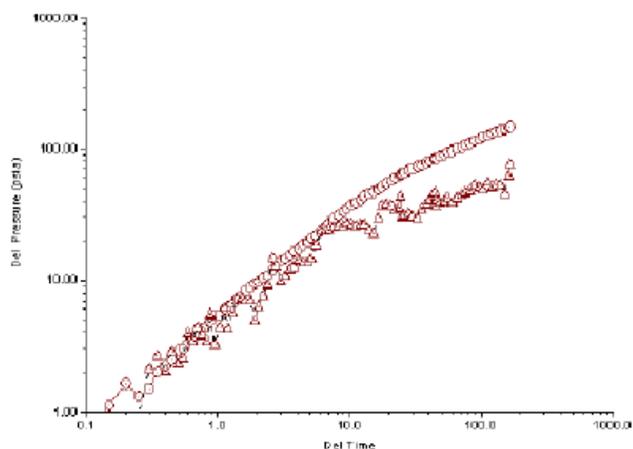
Este tipo de gráfica se encarga de verificar los puntos a tiempos cortos para confirmar la línea recta de pendiente  $m = 1$ , indica el almacenamiento del pozo. Se superponen en el gráfico los datos de campo sobre la curva tipo, desplazando la curva hasta que se encuentre el mejor ajuste a los datos de la prueba. Véase en la gráfica 4.5.



Gráfica 4.5. Gráfica Log – Log (Fuente: Derechos Reservados SSH)

- **Derivada de Presión**

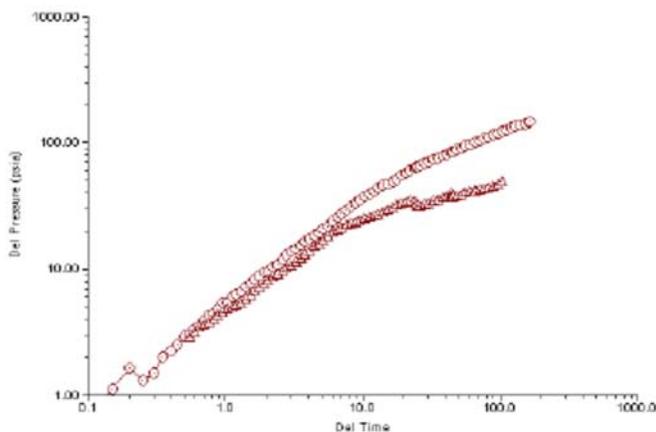
Esta función indica el cambio en la presión con respecto al tiempo y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba de campo y en análisis de curvas tipo. Las ventajas de este método radican en: Heterogeneidades difíciles de ver con los métodos convencionales son amplificadas con este método, en un mismo gráfico se pueden observar fenómenos que bajo otros métodos requerirían dos o más gráficos, los regímenes de flujo presentan formas características bien diferenciadas. Véase en la gráfica 4.6.



Gráfica 4.6. Derivada de Presión (Fuente: Derechos Reservados SSH)

- **Derivada de Presión Suavizada**

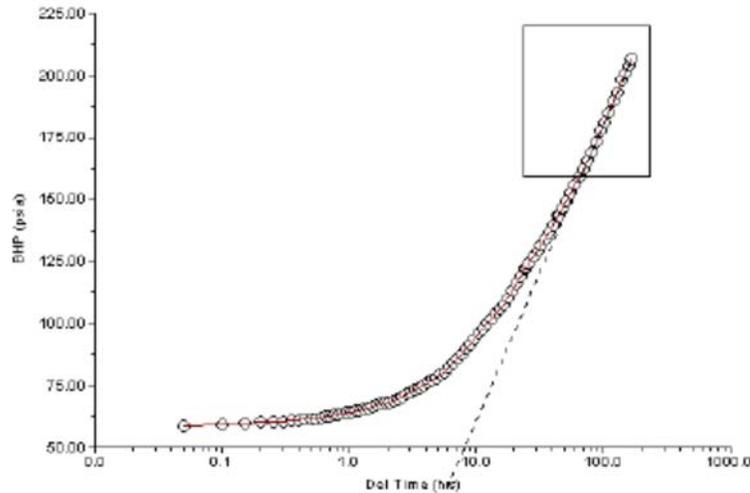
La función derivada de presión es muy sensitiva a pequeños cambios de presión de lectura a lectura. Debido a que la tendencia de la derivada es un diagnóstico importante, esta se ve mejor si tiene algún grado de suavización de la gráfica de la derivada. Véase en la gráfica 4.7.



Gráfica 4.7. Derivada de Presión Suavizada (Fuente: Derechos Reservados SSH)

- **Gráfica MDH**

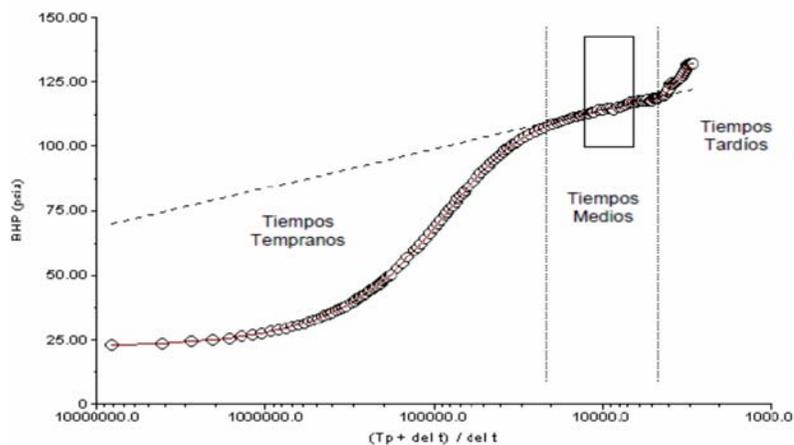
La gráfica MDH presenta la presión de fondo en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba transitoria. La interpretación involucra analizar la tendencia ajustando una línea recta a los datos, hasta que los datos de los disparos coincidan con la recta. Véase en la gráfica 4.8.



Gráfica 4.8. Gráfica MDH (Fuente: Derechos Reservados SSH)

- **Gráfica de Horner**

La gráfica de Horner presenta en un plano semilogarítmico la presión vs logaritmo de  $(t + dt)/dt$  donde  $t$  es el tiempo de producción (o tiempo de Horner) y  $dt$  es el tiempo desde que se cerró el pozo. Por lo tanto, el tiempo de Horner puede estimarse dividiendo la producción acumulada entre el gasto de producción promedio desde la última vez que el pozo se cerró. Véase en la gráfica 4.9.



Gráfica 4.9. Gráfica de Horner (Fuente: Derechos Reservados SSH)

De la misma forma, éste método nos permite evaluar el valor de la permeabilidad de la formación calculando la pendiente (m) de la línea recta que se presenta en los tiempos medios de la gráfica y reemplazando en la ecuación 4.6.

$$K_o = 162.6 (q_o B_o \mu_o / mh) \quad 4.7$$

Donde:

$K_o$  = Permeabilidad (md).

$q_o$  = Gasto de producción (bpd).

$\mu_o$  = Viscosidad (cp).

$h$  = Espesor de la formación (pies).

Es importante tomar en cuenta para el análisis de restauración de presión la ecuación de daño (S) (4.8), Eficiencia de flujo (EF) (4.9) y Radio de investigación ( $R_{inv}$ ) (5.0)

$$s = 1.1513 \left[ \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad 4.8$$

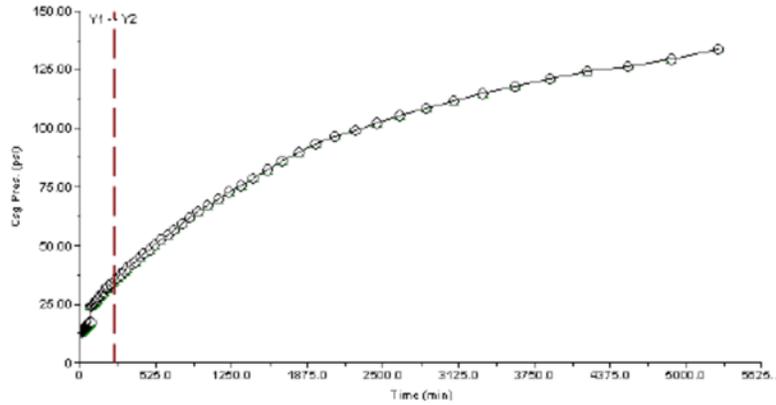
$$EF = \frac{P_i - p_{wf} - \Delta p_{skin}}{P_i - p_{wf}} \quad 4.9$$

$$R_{inv} = 0.029 \sqrt{\frac{kt_p}{\phi \mu c_t}} \quad [\text{pies}] \quad 5.0$$

## 4.18 HOJA DE CÁLCULO PARA CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN

En ocasiones es necesario aplicar correcciones a las mediciones de la presión de revestimiento (casing) debido a las discontinuidades que son causadas por los cambios en el equipo o por la interpretación de la prueba de presión. Dicho cambio puede introducir un salto en el nivel de presión debido a un salto en el cero que no se compenso correctamente, es importante notar que el salto al inicio de la prueba es causado por el cambio en el transductor de presión, por lo tanto, los datos necesitan ser ajustados para que se tenga una tendencia continua y pueda ser usada para la interpretación. Véase en la gráfica 4.10.

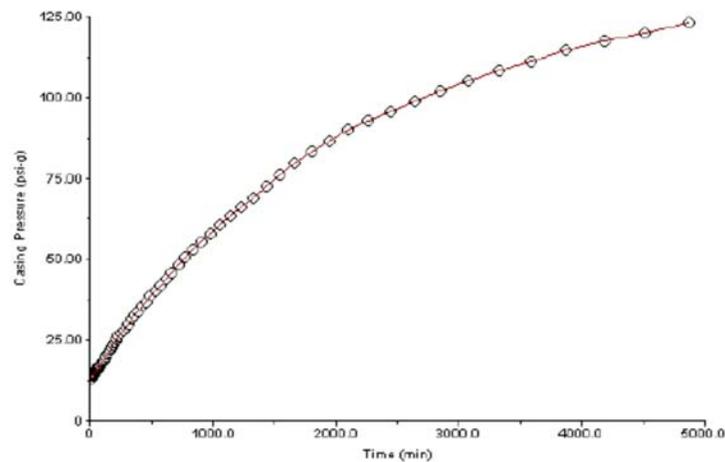
## CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO



Gráfica 4.10. Cálculo para la Corrección de la Presión (Fuente: Derechos Reservados SSH)

### 4.18.1 Presión Corregida

Los datos corregidos de presión en el revestimiento, se muestran cuando la sección de gráficas del tiempo se selecciona y estos datos se unen o comparan con los subsecuentes cálculos para realizar la corrección en superficie, es importante volver a calcular la presión de fondo desde el primer al último disparo que se realizó en el pozo. Véase en la gráfica 4.11.



Gráfica 4.11. Datos Corregidos de Presión en la Tubería de Revestimiento (Fuente: Derechos Reservados SSH)

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- El uso del Ecómetro representa una alternativa confiable para la toma de datos de presión de fondo del pozo cuando se refiere a crudos de aceite pesado. Este tipo de hidrocarburo presenta una alta viscosidad, la cual impide a herramientas como sondas de memoria y PLT dar información confiable.
- El Ecómetro tiene la ventaja de proporcionar información en tiempo real sobre el transcurso de la prueba, de tal manera que el ingeniero a cargo puede tener la opción de verificar si se está realizando un buen desarrollo del mismo.
- Se usa un instrumento acústico, el cual ayuda a detectar el nivel de fluido. Los datos que se adquieren tienen la resolución necesaria para desarrollar un análisis transitorio de presión, el cual será de gran aporte para obtener el índice de productividad, los gastos de producción y los valores de presión del casing.
- La toma de pruebas de presión, arrojan datos confiables sin la necesidad de extraer la sarta de varillas, esto tiene una gran ventaja ya que disminuye los tiempos de cierre del pozo.
- Los costos de operación del Ecómetro son más bajos si se comparan con las operaciones realizadas con sonda de memoria o PLT, ya que la toma de registros con estas herramientas tardan horas o días con el riesgo de que en el transcurso de la prueba se puedan descalibrar y, por lo tanto, generar la pérdida de información. Mientras que con el Ecómetro el beneficio es que la prueba se realiza en tiempo real, por lo tanto, el ingeniero a cargo tiene la facultad de realizar ajustes en el transcurso del mismo.
- El uso del Ecómetro para la estimación de presiones de fondo resulto ser de gran ayuda para poder calcular gastos e índice de productividad.
- Mediante las pruebas de restauración de presión se puede determinar la capacidad de flujo, el factor de daño, permeabilidad y existencia de fracturas en la tubería.
- Con los diagnósticos gráficos se puede obtener un control de calidad de los datos adquiridos del pozo, los cuales permiten analizar en gran detalle los datos de las pruebas de presión.
- Durante la práctica se alcanzó un muy buen manejo del equipo Ecómetro para obtener la toma de nivel de fluido y los transientes de presión.
- De los análisis de transiente de presión, se obtienen parámetros del yacimiento que serán vitales para determinar la optimización del pozo.
- La toma de pruebas de presión pueden ser realizadas sin la necesidad de extraer la sarta de varillas, lo que reduce el tiempo de cierre del pozo y por lo tanto, se refleja en la disminución en los costos de la prueba.

## RECOMENDACIONES

- Es importante que antes de realizar la prueba con Ecómetro se deben de revisar las condiciones del pozo, verificar si las instalaciones son óptimas, por ejemplo, revisar que no se presenten fugas, que las roscas no presenten corrosión en la válvula del cabezal, o si no ha sido estimulado el pozo en las 24 horas previas a la prueba.
- En el momento de ingresar la información en el programa TWM, se debe realizar de la manera más precisa y completa posible, con el fin de obtener resultados bastante certeros que reflejen las condiciones reales en las que se encuentra el pozo.
- Una vez que se realiza la prueba con Ecómetro es necesario realizar correcciones de las presiones que se obtienen para tener una mejor interpretación de los mismos.
- Realizar los disparos de forma continua para que se tenga información confiable sobre el nivel de líquido y las presiones de fondo del pozo.
- Verificar antes de realizar los disparos que la batería este cargada al 100%.
- Checar que el transductor de presión este en óptimas condiciones realizando una prueba en superficie.
- Revisar que el micrófono sea detectado por el computador para el momento del desarrollo de la prueba.
- Realizar ajustes en las gráficas de presión (suavizado) para tener una mejor interpretación de los datos.
- Asegúrese que la información que se recoge durante la prueba es verídica y que refleja las características que son observadas en el pozo, en caso de no ser así es recomendable repetir la prueba.
- Para determinar si la presión en el fondo del pozo cambia en función del tiempo se desarrollan pruebas acústicas (*pruebas de restauración de presión y pruebas de seguimiento de nivel de líquido*), llamadas multi – disparos como los desarrollados en el caso de estudio de esta tesis.
- Verificar que los datos recabados de la prueba se estén grabando en el computador.
- Para llevar a cabo la prueba de campo es necesario contemplar todos los implementos y normas de seguridad.

# **NOMENCLATURA**

API	Instituto Americano del Petróleo.
TBP	True Boiling Point.
$P_b$	Presión de Burbuja.
$P_i$	Presión Inicial.
RGC	Relación Gas Condensado.
Psi	lb/pg <sup>2</sup> .
Cp	Centipoise.
P	Densidad, g/cm <sup>3</sup> .
Casing	Tubería de Revestimiento.
TWM	Total Well Management.
TP	Tubería de Producción.
Depth Determination	Determinación de Profundidad.
RTTT	Round Trip Travel Time.
BHP	Presión de Fondo del Pozo.
PBHP	Presión Dinámica de Fondo de Pozo.
Buildup Test	Restauración (Incremento) de Presión.
SBHP	Presión Estática de Fondo del Pozo (Presión de Yacimiento), Psi.
Sonolog	Registro Sónico.
Casing Pressure	Presión en la Tubería de Revestimiento.
Annular Gas Flow	Flujo de Gas en el Anular.
Interface Pressure	Presión en la Interfase, Psi.
Liquid Level	Nivel de Líquido, ft.
Depth Formation	Profundidad de la Formación, ft.
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono.
N <sub>2</sub>	Nitrógeno.
$P_{wf}$	Presión de Fondo Fluyendo, Psi.
$P_{ws}$	Presión de Fondo Estática (Presión de Yacimiento), Psi.
GOR	Relación Gas – Aceite.
WOR	Relación Agua – Aceite.
PVT	Presión – Volumen – Temperatura.
Drawdown Test	Abatimiento de Presión.
k	Permeabilidad, Darcy, mD.
q	Gasto.
s	Daño
J	Índice de Productividad (IP), bl/día @ c.s./Psi.
$S_t$	Daño Total.
MDH	Miller Dyes Hutchinson (Método).
PRT	Transductor de Barra Pulida.
MPT	Máxima Longitud del Movimiento del Pistón.
EPT	Longitud de la Carrera del Pistón.
Fo	Fuerza que Actúa Sobre el Pistón.
SV	Válvula de Pie.
TV	Válvula Viajera.
BCP	Bomba de Cavidades Progresivas.
AIHS	Activo Integral HerSan.
mbpd	Miles de Barriles por Día.
$P_{ini}$ .	Presión Inicial, kg/cm <sup>2</sup> .

## NOMENCLATURA

$P_{act}$	Presión Actual, kg/cm <sup>2</sup> .
$P_{sat}$	Presión de Saturación, kg/cm <sup>2</sup> .
$\theta$	Porosidad, %.
$\mu$	Viscosidad, cp.
$\rho_o$	Densidad del Aceite, API.
RGA	Relación Gas – Aceite, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> .
$B_o$	Factor de Volumen del Aceite.
$T_y$	Temperatura de Yacimiento, °F.
$P_h$	Presión Hidrostática, Psi.
$h$	Profundidad, ft.
$\gamma$	Gravedad Específica.
$\rho_w$	Densidad del Agua, lb/gal.
Ql	Gasto del Líquido, bpd.
Dp	Diferencial de Presión ( $\Delta P$ ), Psi.
CT	Compresibilidad Total.
$\mu_o$	Viscosidad del Aceite, cp.
$q_o$	Gasto de producción, bpd.
$R_{inv}$	Radio de Investigación.
EF	Eficiencia de Flujo.
PLT	Production Logging Tools.

## **BIBLIOGRAFÍA**

Carl Curtis and Robert Kopper, Oilfield Review “Yacimientos de petróleo pesado” 2003.

Curso de Producción, Manual del petróleo “Índice de Productividad de Pozos Petroleros

Dieter Becker and Jim McCoy, Echometer Company A. L. Podio, University of Texas “Best practices for pressure Transient test using Surface based measurements”.

Dr. José Manuel Grajales Nishimura, Instituto Mexicano del Petróleo “Yacimientos convencionales y no convencionales”.

Dr. Oscar L. Ulloa, Weatherford – México “Tecnologías aplicadas en México para estimular yacimientos de aceite pesado” 2011.

Douglas Alvarado, ESP Oil, Engineering Consultants “Análisis de Pruebas de Presión” 2004.

Echometer Company “Fundamentos de la medición acústica de nivel de líquido y conceptos básicos sobre las ondas sonoras” 2013.

Echometer Company “Well Analyzer y Programa TWM” 2009.

GOW, E & S “Secretos para toma de niveles de fluido – Métodos para obtener la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ )” 2014.

Hussein Alboudwarej and Joao (John) Felix and Shawn Taylor “La importancia del petróleo pesado” 2006.

Ing. Israel Castro Herrera, I “Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos”.

Ing. Israel Castro Herrera, Ingeniería Petrolera, UNAM “Análisis de Pruebas de Presión y Datos de Producción”.

Instituto Mexicano del Petróleo, Encuentro Tecnológico Internacional Sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México “Retos tecnológicos de la industria petrolera”.

Kabir, C. S., Kuchuck, F. J. and Hasan, A. R. “Transient analysis of acoustically derived pressure and rate data” 1988.

PEMEX Exploración y Producción, Activo de Producción Poza Rica “Apuntes de bombeo electrocentrífugo y bombeo mecánico” 2006.

## BIBLIOGRAFÍA

PEMEX Exploración y Producción “Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna”. 2012.

PEMEX Exploración y Producción, Activo de Producción Poza Rica “Operación de bombeo mecánico I” 2000.

PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Exploración “Provincia Petrolera Sureste – Salina del Istmo, Reforma - Akal y Macuspana”. 2013.

Productividad de Pozos UNAM, Capitulo IV “Análisis de la Productividad y Geometrías de Flujo”

Roland N. Horne. “Modern Well Test Analysis” Stanford University. 1990.

SENER “Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2010 – 2025” 2011.

SPE 13810, J. N. Mc Coy, A. L. Podio and B. Drake Echometer “Acoustic Static Bottomhole Pressures”. 1985.

SPE 14254, Mc Coy, J. N., Podio. A. L. and K. L. Huddleston “Acoustic Producing Bottomhole Pressures” 1985.

SPE 16228, Podio, A. L. Mc Coy, Huddleston, K. L. “Automatic Pressure Buildup Data Interpretation Using a Microcomputer – Based Acoustic Liquid Level Instrument”.

SPE 23980, Podio, A. L. Mc Coy. “Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells.

SPE 63047 “Estimation of Bottomhole Pressure in Pumping Oil Wells: Effect of High – Viscosity Fluids and Casinghead Pressure”.

SPE 67273, Mc Coy, Podio Augusto “Total Well Management II”.

Zepeda Alcántara, Ramírez Juárez “Manual de interpretación de pruebas de variación de presión en pozos de gas” 2009.