

5  
2er.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**SISTEMA PARA LA DETECCION DE PRESIONES  
ANORMALES A PARTIR DE INFORMACION  
SISMICA Y REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A  
SIDDHARTHA BANUET SANCHEZ

ASESOR: M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ

MEXICO, D. F.

JUNIO DE 1997

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



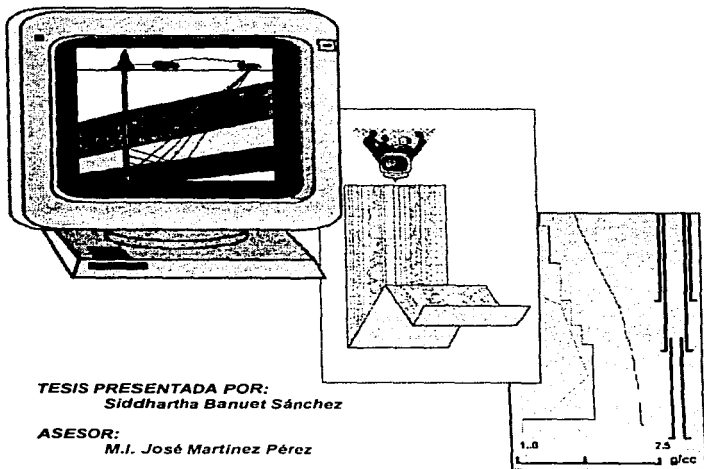
**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## SISTEMA PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES A PARTIR DE INFORMACIÓN SISMICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS



**TESIS PRESENTADA POR:**  
*Siddhartha Banuet Sánchez*

**ASESOR:**  
*M.I. José Martínez Pérez*



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-004

**SR. SIDDHARTHA BANUET SANCHEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**SISTEMA PARA LA DETECCION DE PRESIONES ANORMALES A PARTIR DE  
INFORMACION SISMICA Y REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS**

- I GENERALIDADES**
- II METODO SISMICO PARA LA DETECCION DE PRESIONES ANORMALES  
APLICABLE ANTES DE LA PERFORACION**
- III METODOS PARA LA DETECCION DE PRESIONES ANORMALES  
APLICABLES DESPUES DE LA PERFORACION**
- IV PREDICCION DE GRADIENTES DE FRACTURA**
- V SELECCION DE LAS PRODUNIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS  
TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**
- VI SISTEMA PARA LA DETECCION DE PRESIONES ANORMALES A PARTIR  
DE INFORMACION SISMICA Y REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS  
BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 7 de enero de 1997  
EL DIRECTOR



ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS:RLR\*gg

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**"Sistema para la Detección de Presiones Anormales a partir de  
Información Sísmica y Registros Geofísicos de Pozos"**

Tesis presentada por:

Siddhartha Banuet Sánchez

Asesor:

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

**JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL**

PRESIDENTE:

ING. IGNACIO ALONSO CÁRDENAS

VOCAL:

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

SECRETARIO:

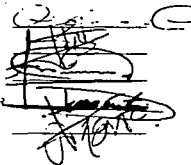
ING. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

1ER. SPTE:

ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

2DO. SPTE:

ING. JORGE ALBERTO MANCILLA CASTILLO



México, D.F., junio de 1997.

## DEDICATORIAS

*A Dios y a los dos seres que compartieron conmigo  
su sentido del tiempo mágico*

*A mi Padre... El gran maestro de mi vida*

*Con mucho cariño dedico esta tesis a la mujer,  
a la amiga, a la madre, quien me enseñara que la felicidad  
se encuentra en los pequeños detalles de la vida y lo  
difícil estaba en sabor reconoceros*

*A mi hermano Edgar Sanat Banuet... Juventud  
eternamente virginal*

*Esta tesis esta dedicada a aquel que sabe...  
Los siglos son para él lo que los días para los mortales*

*A Regina... Que aún se encuentra en el camino*

*Ya me di al Poder que a mi destino rige  
No me agarro ya de nada para así no tener nada que defender  
No tengo pensamientos para así poder ver  
No temo ya a nada para así poder acordarme de mi  
Serenos y desprendido  
Me dejará el águila pasar a la libertad*

## AGRADECIMIENTOS

*Zuleros agradecen a mis grandes amigos los ingenieros: Enrique Ayala, Heron Gachuz, Gúmaro Guzmán, Rafael Navarro, Alfonso Palacios y Edgar Rangel por su amistad desinteresada, por haber formado un gran y envidiable equipo de trabajo (los Gúmaros "el azote de los petroleros"); a todos ellos y al Ing. José Elías Hernández Meza, por haber compartido conmigo muchos trofeos de Franz Berchenbauer y tantas nuevas y exitantes experiencias. Siento que nuestra amistad trascenderá el tiempo y la distancia*

*Agradezco al M. I. José Martínez Pérez por haberme dado otra oportunidad y quien sin su apoyo y conocimientos no hubiera sido posible terminar este trabajo*

*Otro agradecimiento es al Ing. David Velázquez Cruz por haberme jalado las orejas cuantas veces lo necesité y por haber colaborado con sus sugerencias a que este trabajo pudiera ser terminado*

*Agradezco con mucho cariño a todos los ingenieros de la Línea de Investigación de perforación de Pozos y a la Gerencia de Ingeniería de Producción del Instituto Mexicano del Petróleo por abrirme sus puertas y por permitir mi desarrollo profesional*

*A todos mis maestros, con admiración y respeto; y a los ingenieros Ignacio Alonso Cárdenas, Nestor Martínez Romero, Juan Antonio Morales Díaz de Vivar y Jorge Alberto Manilla Casatillo por sus valiosos comentarios*

*Un agradecimiento muy especial es al Dr. José Díaz Martínez y familia, al Sr. Antonio Banuel y familia, y a la familia Ortega Sánchez por haberme apoyado en un momento tan difícil pero a la vez tan desafiante como éste*

*A la Lic. Claudia Gálvez Sánchez...  
Un beso robado difícilmente es devuelto*

*A la ruda y mal pagada perfora...*

*Me pregunto... ¿Que sería del IMP  
sin los becarios de la perfora...*

# CONTENIDO

---

<b>RESUMEN</b>	I
<b>INTRODUCCIÓN</b>	III

---

<b>1 GENERALIDADES</b>	<b>1</b>
------------------------	----------

---

<i>Geopresiones</i>	1
<i>Presión Hidrostática</i>	1
<i>Presión de Sobrecarga</i>	2
<i>Presión de Formación</i>	3
<i>Presiones de Formación Anormal</i>	4
<i>Presión de Fractura</i>	5
<i>Origen de las Presiones Anormales</i>	6
<i>Teoría de la Compactación</i>	15
<i>Nomenclatura</i>	18

---

<b>2 MÉTODO SÍSMICO PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES APLICABLE ANTES DE LA PERFORACIÓN</b>	<b>19</b>
--	-----------

---

<i>Método Sísmico</i>	20
<i>Elementos del Sistema de Reflexión Sísmica</i>	21
<i>Análisis de los Datos Sísmicos</i>	28
<i>Geometría de las Trayectorias de Reflexión</i>	28
<i>Registro Sísmico Sintético a partir de la Velocidad de Propagación de las Ondas Sísmicas</i>	35
<i>Factores que Afectan la Velocidad</i>	35
<i>Ley de Velocidad de la Onda Sísmica</i>	37
<i>Determinación de la Velocidad de Propagación de las Ondas a partir del Método Sísmico de Reflexión Superficial</i>	39
<i>Método de Perfiles de Reflexión</i>	39
<i>Método T-<math>\Delta</math>T</i>	42
<i>Procedimiento para la Construcción de Gráficas de Velocidad de Intervalo y Tiempo de Tránsito contra la Profundidad</i>	45
<i>Breve Descripción de la Determinación del VELAN a partir del Análisis Automático de la Velocidad</i>	53
<i>Ventajas de Desventajas del Método en Estudio</i>	56
<i>Nomenclatura</i>	58

---



<b>3</b>	<b>MÉTODOS PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES APLICABLES DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN</b>	<b>59</b>
	<i>Detección a partir de Datos de Resistividad y/o Conductividad de la Formación</i>	60
	<i>Comportamiento de la Resistividad /o Conductividad en Formaciones Bajocompactadas</i>	61
	<i>Detección a partir de Datos de Tiempo de Tránsito y Porosidad</i>	65
	<i>Comportamiento del Tiempo de Tránsito en Formaciones Bajocompactadas</i>	65
	<i>Comportamiento de la Porosidad en Formaciones Bajocompactadas</i>	66
	<i>Predicción de la Porosidad a partir del Registro Neutrón-Gamma</i>	67
	<i>Detección a partir de Datos de Densidad</i>	70
	<i>Comportamiento de la Densidad en Formaciones Bajocompactadas</i>	70
	<i>Consideraciones para la Graficación</i>	72
	<i>Ventajas y Desventajas de los Métodos en Estudio</i>	73
	<i>Nomenclatura</i>	75
<b>4</b>	<b>PREDICCIÓN DE GRADIENTES DE FRACTURA</b>	<b>76</b>
	<i>Cálculo del Gradiente de Presión de Sobrecarga</i>	77
	<i>Método Sísmico para el Cálculo del Gradiente de Presión de Sobrecarga en Pozos Terrestres y Marinos</i>	78
	<i>Método de Iqbal Boorwala</i>	80
	<i>Método de Bourgoyne</i>	82
	<i>Método de Bellotti y Giacca</i>	84
	<i>Cuantificación de las Zonas de Presión Anormal</i>	87
	<i>Método de Ben Eaton para Cuantificar las Zonas de Presión Anormal</i>	87
	<i>Predicción del Gradiente de Presión de Fractura</i>	92
	<i>Método de Hubbert y Willis</i>	92
	<i>Método de Matthews y Kelly</i>	94
	<i>Método de Eaton</i>	98
	<i>Método de Pilkington</i>	101
	<i>El Gradiente de Presión de Fractura Costa Afuera</i>	102
	<i>El Efecto de la Elevación de la Mesa Rotaria</i>	104
	<i>Metodologías para Predecir y Cuantificar las Presiones Anormales y los Gradientes de Fractura</i>	106
	<i>Nomenclatura</i>	108

<b>5</b>	<b>SELECCIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO</b>	<b>111</b>
	<i>Selección de la Profundidad de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento</i>	112
	<i>Tuberías de Revestimiento Profundas e Intermedias</i>	112
	<i>Tubería de Revestimiento Superficial</i>	118
	<i>Nomenclatura</i>	122
<b>6</b>	<b>SISTEMA PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS</b>	<b>124</b>
	<i>Análisis</i>	125
	<i>Diseño</i>	127
	<i>Información Fuente</i>	134
	<i>Determinación de la Tendencia Normal de Compactación</i>	137
	<i>Graficación</i>	137
	<i>Identificación del Pozo</i>	138
	<i>Metodología de Cálculo</i>	139
	<i>Validación del Sistema Sísmic 1.0</i>	142
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>145</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>150</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>151</b>
	<b>APÉNDICE A</b>	
	<b>APÉNDICE B</b>	
	<b>APÉNDICE C</b>	
	<b>APÉNDICE E</b>	
	<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS SISMOLÓGICOS</b>	

## **RESUMEN**

---

El principal objetivo de este trabajo es el de analizar los principios teóricos para la detección y cuantificación de las presiones anormales a partir de la información sísmica y de registros geofísicos de pozos. Para ello, en el primer capítulo se describen los conceptos básicos de presión en la formación rocosa, así como los procesos geológicos que intervienen en la creación de presiones anormales.

Posteriormente, en el capítulo 2, se estudia el método de reflexión sísmica, sus fundamentos físicos y los elementos que lo constituyen; así mismo, se analiza el comportamiento de la velocidad de propagación de las ondas sísmicas para obtener la función de velocidad de la localización explorada a partir de las mediciones sísmicas y en base a dicha función, se presenta una metodología para determinar la velocidad de intervalo y tiempo de tránsito representativos de cada estrato reflector, lo cual es el punto de partida para la detección y cuantificación de las presiones anormales.

El capítulo 3 presenta algunos de los métodos existentes para detectar zonas anormalmente presionadas a través de la información proporcionada por los registros geofísicos de pozos. Se analizan las diferentes formas de interpretar estos registros (la curva de resistividad y conductividad, el tiempo de tránsito, el registro de neutrones y el de densidad), además de una serie de ventajas y desventajas de los métodos vistos.

En el capítulo 4 se presenta un procedimiento para determinar el gradiente de presión de sobrecarga en pozos terrestres o marinos a partir de las velocidades de intervalo (*Método Sísmico*). Igualmente, se estudia el método de Eaton para estimar el gradiente de presión de formación así como los métodos más utilizados para la predicción del gradiente de presión de fractura.

En base a la determinación de los perfiles de gradiente de presión de formación y fractura, se presenta en el capítulo 5 una metodología matemática que permite obtener las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

En el capítulo 6, se ve la manera en que el "Sistema para la Detección de Presiones Anormales a partir de Información Sísmica y Registros Geofísicos de Pozos" *Sismic 1.0* se encuentra estructurado, se ven los métodos de predicción que utiliza, la forma en que se tuvieron que adecuar dichos métodos, la descripción de algunas de las principales ventanas del programa, etc.

Finalmente, se presenta un estudio comparativo con un ejemplo real en el pozo exploratorio Kix-1 a partir de la información sísmica y los registros geofísicos obtenidos, con el propósito de validar al Sistema *Sismic 1.0* y lo que permite verificar el resultado de este trabajo de tesis.

## INTRODUCCIÓN

---

Detectar presiones de formación anormales (altas o bajas) y predecir gradientes de fractura es de vital importancia en las operaciones de planeación y perforación de pozos petroleros. Para el área de perforación de pozos, las presiones anormalmente altas son más frecuentes que las bajas o subpresiones. Las estadísticas señalan que debido a estas presiones se han causado atrapamiento de tuberías, llegándose inclusive a perder los pozos; no sólo este problema se origina por una mala predicción de las presiones de formación en el subsuelo sino también existen brotes y reventones por un mal diseño del programa de fluidos de perforación, aunado a estos problemas se tienen pérdidas de circulación por pronósticos erróneos del gradiente de fractura de la formación. Todo esto se puede traducir en cuantiosas pérdidas económicas.

Así con base en la necesidad que la perforación exige de planear y perforar pozos cada vez con más eficiencia para una mayor recuperación de hidrocarburos al menor costo posible, se hace indispensable detectar eficazmente las presiones anormales existentes en el subsuelo, así como cuantificar las presiones de formación y de fractura y con esto salvaguardar la integridad de los pozos, pero sobre todo de las vidas humanas.

En México, para satisfacer estas necesidades se han realizado un sinnúmero de trabajos tendientes a solucionar el problema. En 1986 se realizó en el Instituto Mexicano del Petróleo un Procedimiento Semi-automático para el Cálculo de Geopresiones y Gradientes de Fractura, el cual debido a las limitaciones en herramientas de cómputo de aquel entonces, ahora es poco versátil; años después se introdujo el sistema *Geopres* aplicable nada más a pozos de desarrollo, pues se alimenta de datos de resistividad y conductividad.

Debido a que en México y en especial en Pemex no existían Softwares automatizados aplicables a pozos exploratorios y de desarrollo en un ambiente tan práctico como lo es Windows, se pensó en crear un sistema para cumplir con las necesidades específicas que la industria requiere. De esta manera surge el sistema *Sismic 1.0*.

En este trabajo se analizan los procedimientos y bases teóricas que sustentan el desarrollo de varios de los métodos más utilizados en la detección de presiones anormales y predicción de los gradientes de fractura imprescindibles para la correcta planeación de pozos petroleros.

En pozos exploratorios, ya que no se cuenta con información directa obtenida de pozos, se deben utilizar técnicas diferentes a las que se utilizan en áreas ya conocidas, un ejemplo de estas es el empleo de la información sísmica. Una vez que se obtiene la información de registros geofísicos de pozos ya perforados se puede correlacionar con los datos aportados por sísmica, para realizar una mejor planeación de la perforación de los pozos de desarrollo.

El principal objetivo del Sistema *Sismic 1.0* es evaluar presiones en pozos exploratorios a partir de información sísmica, aunado a esto, el programa también puede ser alimentado con datos de registros geofísicos de pozos. Con estas dos formas de cuantificar presiones, se puede hacer un estudio comparativo de los resultados arrojados por el sistema y con la ayuda de datos reales de campo, poder discernir cual es el mejor procedimiento aplicable a cierta área. Además, teniendo el perfil de presiones de fractura dado por el sistema, coadyuvará a determinar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, que es el principio del diseño de la planeación de los pozos petroleros; como complemento y con la ayuda del gradiente de presión de formación un programa de fluidos de perforación podrá ser establecido.

# **CAPÍTULO 1**

---

## **GENERALIDADES**

---

La base para una correcta planeación del pozo consiste en el perfecto conocimiento de las presiones existentes en el subsuelo. La interacción que existe entre ellas y la matriz de roca de las formaciones a perforar son la mejor manera de entender los procedimientos que existen para cuantificar la magnitud y distribución de estas presiones en el subsuelo.

Las presiones de formación anormal se encuentran en todo el mundo y en edades geológicas que van desde el Pleistoceno de la era Cenozoica hasta el Cámbrico del Paleozoico. Por ejemplo, en la sonda de Campeche estas formaciones sobrepresionadas pertenecen al Mioceno, Oligoceno y Eoceno del Cretácico. Tanto para las áreas marinas, como para los ambientes continentales, éstas se presentan en a cualquier profundidad, llegando inclusive a más de 6,000 metros.

Resulta conveniente entender los factores que dan origen a las presiones anormales en el subsuelo en una cierta área. Para ello es necesario conocer la importancia de los parámetros geofísicos y geoquímicos y su relación a la historia estratigráfica, estructural y tectónica de las formaciones de un área dada.

### ***GEOPRESIONES***

#### ***Presión Hidrostática***

Es la fuerza que ejerce el peso de una columna de fluido sobre unidad de área, la presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido involucrado y la altura de la columna del mismo fluido, tal como se aprecia en la siguiente ecuación:

---

$$P_h = \rho_f D^*$$

1.1

La amplitud de la columna de fluido no afecta la magnitud de la presión, esta es una función de la concentración de sólidos en el fluido, de los gases disueltos en él y del gradiente de temperatura que se tenga en la columna del fluido. En otras palabras, un incremento en la concentración de sales disueltas en el fluido de formación, tiende a incrementar la presión hidrostática normal y mientras más sea el gas en solución y más alta sea la temperatura, el gradiente de presión hidrostática disminuirá.<sup>1\*\*</sup>

### *Presión de Sobrecarga*

Esta presión se origina a partir del peso acumulativo de las rocas que sobreyacen en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés. De aquí se tiene que:

$$S = (\rho_m + \rho_f) D$$

$$S = (1 - \phi) \rho_r D + \phi \rho_f D$$

1.2

Generalmente se asume que el gradiente de presión de sobrecarga es constante, por ejemplo, en la costa norte del Golfo de México y en otras partes, se emplea un gradiente de sobrecarga de 0.231 Kg/cm<sup>2</sup>-m (1.0 psi/pie) correspondiente a una densidad promedio del paquete de rocas-fluidos de las formaciones sobreyacentes de 2.31 g/cm<sup>3</sup>. Sin embargo, se ha demostrado que el gradiente de sobrecarga tiene un comportamiento no lineal y puede variar de un lugar a otro. Siempre que sea posible, debe calcularse para cada zona en particular para la predicción del gradiente de fractura usado en las operaciones de perforación y terminación de pozos.

---

\* Nomenclatura al final del capítulo

\*\* Referencias al final



Cabe mencionar, que en profundidades someras el gradiente de sobrecarga es esencialmente más pequeño que  $0.231 \text{ Kg/cm}^2\text{-m}$  (1 psi/pie) pudiendo llegar hasta  $0.312 \text{ Kg/cm}^2\text{-m}$  (1.35 psi/pie) en zonas de rocas clásticas.<sup>1</sup>

El procedimiento más simple para calcular la presión de sobrecarga consiste en leer datos de cualquier registro de densidad a dos profundidades y suponer que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades de lectura. Para encontrar la densidad promedio entre las dos densidades leídas, se calcula un promedio aritmético. A partir de estos cálculos se encuentra la presión de sobrecarga realizando la multiplicación entre la densidad promedio de la formación y su correspondiente profundidad.

Existen otros procedimientos menos fáciles para determinar la presión y el gradiente de sobrecarga. Metodologías para calcular el gradiente de presión de sobrecarga en ambientes marinos y terrestres se describen en el capítulo 4 de este trabajo de tesis.

### *Presión de Formación*

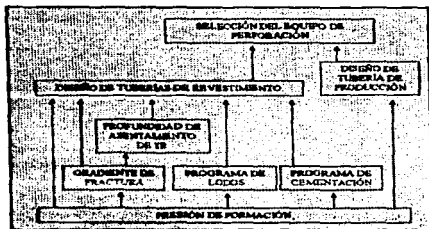
La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada. Como se dijo, el esfuerzo de sobrecarga es creado por el peso de la matriz rocosa sobreyacente y por los fluidos que llenan sus poros. Así, se tiene que la presión de formación es la presión de sobrecarga menos el esfuerzo vertical de la matriz rocosa.

En otras palabras se puede decir que la presión normal de poro es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido nativo de la formación. En muchos casos estos fluidos varían de agua dulce con densidad de  $1 \text{ g/cm}^3$  (0.433 psi/pie) a agua salada con densidad de  $1.074 \text{ g/cm}^3$  (0.465 psi/pie) correspondiente a una salinidad de 80,000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C. En algunas ocasiones la densidad del fluido llega a ser mayor de  $1.074 \text{ g/cm}^3$  debido a incrementos en el gradiente geotérmico y en la concentración de sales.

Algunos ambientes geológicos caracterizados por presiones normales de formación pueden ser considerados como sistemas hidráulicos "abiertos" (un sistema hidráulico abierto es aquel que tiene la particularidad de estar en contacto con la presión atmosférica), es decir, permeables, donde la presión

puede ser comunicada fácilmente a través de las formaciones dando como resultado las "presiones normales de formación".<sup>2</sup>

En la figura 1.1 se observa la importancia que toma la presión de formación en la planeación de pozos petroleros.



**Figura 1.1** Importancia de la presión de formación en la planeación de pozos petroleros<sup>2</sup>

### **Presiones de Formación Anormal**

Por definición la presión de formación anormal es cualquier presión que es diferente de la tendencia normal establecida por el gradiente de presión de formación a una profundidad y área dada (fig. 1.2).

Si la presión de formación excede a la presión hidrostática se le llama **anormalmente alta**, **geopresurizada**, **superpresurizada** o simplemente **presión anormal**; en cambio, si es menor que la normal, se le ha denominado **presión de formación anormalmente baja** o **subnormal**. Experiencias de campo en todo el mundo indican que estas últimas se encuentran con menor frecuencia que las primeras<sup>1</sup>. Ambos tipos de presiones representan riesgos en las operaciones de perforación y planeación del pozo, pero las presiones anormalmente altas, sin embargo, llegan a poner en peligro incluso la integridad del personal en el equipo de perforación. Para los fines de este trabajo, se estudiarán únicamente las presiones anormalmente altas y en adelante las llamaremos simplemente **presiones anormales**.

A diferencia de los ambientes geológicos con presión de formación normal, los ambientes caracterizados por presiones anormales son esencialmente sistemas hidráulicos "cerrados", es decir, que impiden la comunicación de la presión entre formaciones. Para que las presiones normales y anormales coexistan se necesita una capa impermeable que actúe como una barrera de presión. Los procesos causantes de las presiones anormales se verán más adelante.

### ***Presión de Fractura***

Como su nombre lo indica, es aquella presión a la cual la roca de una formación dada comienza a fracturarse, esto sucede después de haber vencido la resistencia a la compresión de la roca y la presión de la formación, es decir, se provoca la deformación permanente del material que constituye a la formación.<sup>3</sup>

Se ha encontrado a través de la experiencia de campo y laboratorio que el grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumenta la profundidad se añaden a la anterior los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

Se ha probado que cuando se fractura la formación horizontalmente, la presión de fractura es mayor que el esfuerzo de sobrecarga; por el contrario, si esta presión es substancialmente menor que la sobrecarga la fractura producida es vertical. En otras palabras, se puede decir que la fractura ocurre perpendicularmente al sentido donde está actuando el menor esfuerzo. La figura 1.3 muestra el perfil típico del gradiente de presión de fractura.

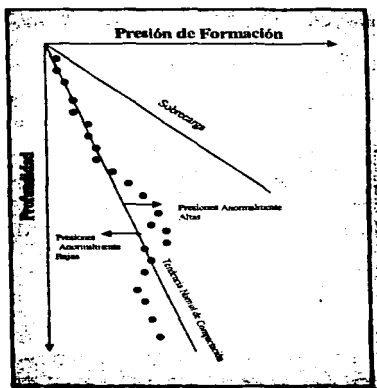


Figura 1.2 Comportamiento de las presiones anormales con respecto a la tendencia de presión normal

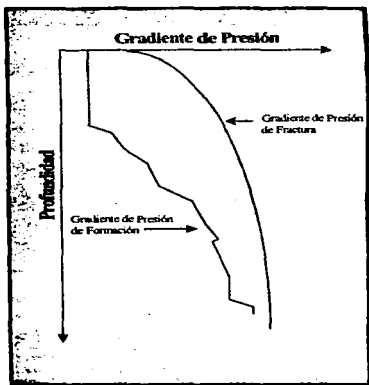


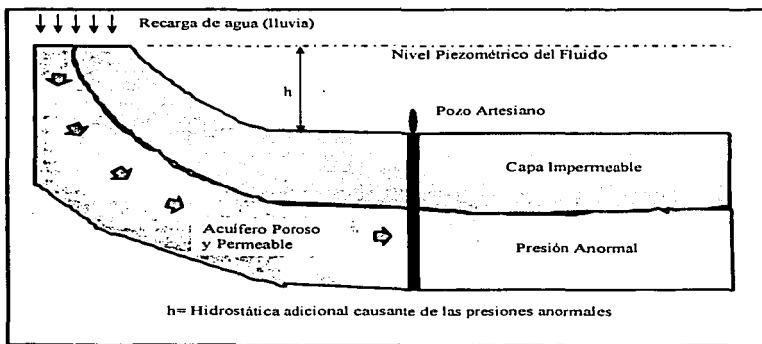
Fig. 1.3 Perfil típico del gradiente de presión de fractura

## ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES

Existen varios mecanismos que dan origen a las presiones anormales. El fenómeno está relacionado a procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. A menudo es difícil, si no es que imposible, especular sobre la importancia que toma cada proceso en un ambiente geológico sobrepresionado de un área específica ya que frecuentemente los procesos que originan las presiones anormales no se presentan en forma aislada. A continuación se describen los procesos más importantes:

### **Nivel Piezométrico del Fluido<sup>1</sup>**

El efecto de una superficie piezométrica regional alta puede causar presiones anormales. Un ejemplo clásico para demostrar este efecto es al perforar un pozo artesiano, cuando fluye agua de éste con gran presión. Generalmente, las "presiones artesianas" se presentan bajo las siguientes condiciones: (1) acuíferos porosos y permeables que se encuentran confinados entre formaciones impermeables como las lutitas; (2) que estos acuíferos sean plegados; (3) que la formación del acuífero aflore en superficie generando una elevación en el nivel piezométrico del fluido y por ende una presión hidráulica mayor que la normal; tal y como se puede observar en la figura 1.4.



**Figura 1.4** Presión anormal originada por el nivel piezométrico del fluido

### **Estructura de las Formaciones<sup>4</sup>**

En yacimientos cerrados, tal es el caso de las formaciones lenticulares, o en formaciones con grandes echados y anticlinales, siendo estos porosos y permeables, la presencia de las presiones anormales pueden ser originadas por una acumulación de hidrocarburos provenientes de zonas más someras. El

agua por diferencia de densidad desplaza a los hidrocarburos echado arriba sobrepresionándolos. La sobrepresión generada depende de la altura de la columna de los hidrocarburos y del contraste entre las densidades de estos y del agua desplazante. La sobrepresión en la cima de una columna de hidrocarburos y agua puede ser estimada como la diferencia entre el gradiente de presión del agua (0.465 psi/pie) y el gradiente de presión promedio de los hidrocarburos (aceite y gas) multiplicada por la altura de la columna de los hidrocarburos (fig. 1.5):

$$\Delta P_{an} = \left[ \left( \frac{P_w}{D} \right) - \left( \frac{P_h}{D} \right) \right] h \quad 1.3$$

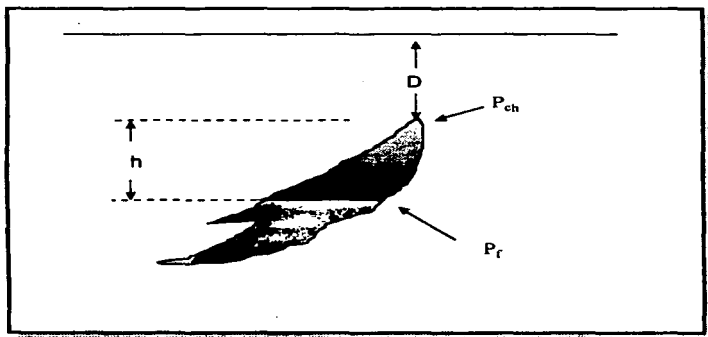


Fig. 1.5 Presión anormal originada por la estructura de las formaciones

#### Ritmo de Sedimentación y Ambiente de Depósito<sup>4</sup>

Durante el proceso de sedimentación y compactación se tiene flujo de fluidos intersticiales a través de zonas porosas y permeables hacia zonas de baja presión, hasta que se restablece el equilibrio que permanecía antes del depósito de nuevos sedimentos.

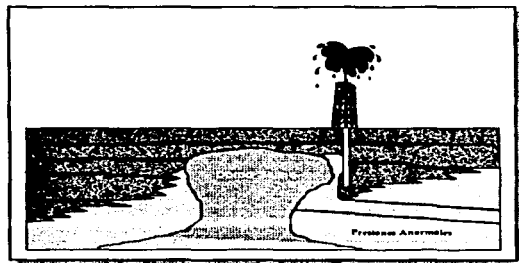
Los estratos sobrepresionados pueden estar relacionados con periodos de rápida depositación, donde la tendencia de equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal es interrumpida, debido a una restricción que impide la expulsión de fluidos del espacio poroso. Generalmente esta restricción se debe a la cementación de arenas y lutitas con sal, calcita, anhidrita u otros minerales, dando como resultado el taponamiento de los poros.

Bredehoeft y Hanshaw, Magara, y Smith, proponen que la creación y mantenimiento de las presiones anormales dependen en gran medida de la *conductividad hidráulica* de las formaciones. Probablemente, el ritmo de sedimentación sea el factor que más influya en el desarrollo de presiones anormales.<sup>1</sup>

#### ***Actividad Tectónica***<sup>4</sup>

Las presiones anormales pueden ser el resultado de afallamientos locales o regionales, plegamientos, deslizamientos laterales, represionamiento causado por caídas de bloques afallados, movimientos diapíricos de sal (domos salinos) y/o lutitas, movimientos telúricos, etc.

Por ejemplo, las presiones anormales causadas por movimientos diapíricos se deben a que estos movimientos son acompañados por afallamientos locales y movimientos diapíricos de los estratos lutíticos más jóvenes (fig. 1.6).



**Figura 1.6 Presiones anormales causadas por domos salinos**

### **Fenómeno de Diagénesis<sup>1</sup>**

Básicamente, el fenómeno de diagénesis es una alteración posterior a la depositación de los sedimentos y los minerales que los constituyen. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de los minerales existentes en los sedimentos y la litificación. A continuación se presentan dos procesos de naturaleza diferentes, los cuales pueden coadyuvar al origen y mantenimiento de las sobrepresiones; aunque varios factores son los que intervienen:

- *Diagénesis de Sedimentos Arcillosos<sup>2</sup>*. Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión que acompañan al sepultamiento, la montmorillonita, el mineral predominante en algunas lutitas se altera a illita. Esta diagénesis de la montmorillonita contribuye al origen de presiones anormales por incrementar el contenido de agua en las lutitas durante la formación del nuevo mineral. Un importante estado de hidratación de las lutitas ocurre aproximadamente a la profundidad correspondiente a una temperatura cercana a los 105°C, esta alteración libera agua en una cantidad de casi la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Si la expulsión del agua de los poros se inhibe, entonces con el continuo sepultamiento de los sedimentos, el agua dentro de la roca absorberá parte del incremento del esfuerzo de sobrecarga generándose de esta manera una sobrepresión.

La importancia de la diagénesis en la generación de presiones anormales es cuantificable con poca precisión, puesto que otros mecanismos están involucrados para impedir el escape de los fluidos.

Es notable que el gradiente de temperatura se incrementa en la cima de la zona sobrepresionada, ya que los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua; un cambio brusco de la temperatura en la cima de la zona anormal indica, por lo tanto, un alto contenido de agua, por lo cual se puede inferir que la expulsión de fluido se interrumpió, generándose así una sobrepresión.

- *Diagénesis en Secuencias de Carbonatos<sup>3</sup>*. La diagénesis en carbonatos crea barreras impermeables en las capas porosas y permeables, restringiéndose el escape de fluidos. De este



modo, durante el incremento del esfuerzo de sobrecarga, se genera una gran energía potencial en los fluidos dentro de los poros originándose así presiones anormales.

La perforación en formaciones carbonatadas con presiones anormales se toma bastante peligrosa, ya que la zona de transición entre las zonas normalmente compactada y la bajocompactada es comúnmente abrupta.

El riesgo que se tiene durante la penetración de los carbonatos es variable porque su permeabilidad varía ampliamente. Por lo tanto, un pozo puede penetrar una capa con fluidos altamente presionados sin dificultad, siempre y cuando la sección porosa sea impermeable. La porosidad en las rocas carbonatadas es comúnmente el resultado de la diagénesis; cuando estas rocas son permeables y el agua es libre de escapar se tiene una zona con compactación normal. La permeabilidad puede ser alterada por mineralización o causas estructurales, aunque usualmente las capas porosas y permeables están cubiertas por evaporitas o lutitas que actúan como membranas semi-impermeables; las evaporitas pueden ser totalmente impermeables. Si la sedimentación continúa, entonces el exceso de sobrecarga es soportado por el fluido.

### ***Represionamiento o Recarga<sup>4</sup>***

Las presiones anormales también pueden deberse a la recarga de los fluidos de la zona porosa y permeable, si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable, fig. 1.7. El conducto puede ser una falla, una fisura o un agujero y la energía potencial que se genera puede ser transferida por:

- Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado.
- A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

Si se encuentra involucrado aceite o gas en el mecanismo de recarga, debe tomarse en cuenta el efecto del contraste de densidades para estimar la presión en la zona represionada. La energía potencial generada es igual a la energía contenida en la zona proveedora de fluido anormalmente presionado, disminuida por la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra en contra de la gravedad y la energía gastada en vencer las fuerzas de fricción.

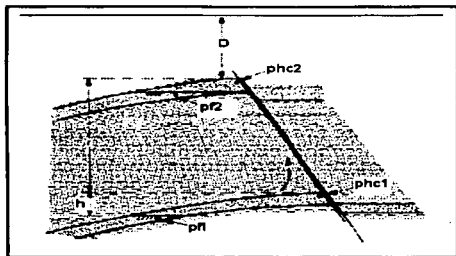


Figura 1.7 Presión anormal originada por la transferencia de hidrocarburos a una zona más somera que contiene agua<sup>4</sup>

#### Fenómenos Osmóticos y de Filtración<sup>4</sup>

Básicamente, una presión osmótica puede generarse cuando dos soluciones de diferente concentración están separados por una membrana semi-impermeable produciéndose flujo osmótico a través de ella. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico sea el mismo en ambos lados de la barrera (fig. 1.8).

Evidencias de campo y de laboratorio muestran que las lutitas sirven como membranas semi-impermeables. Para una solución dada, a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y para un incremento en la temperatura la presión osmótica aumenta con una diferencia de concentraciones dada. Valores teóricos de la presión osmótica encontrados mediante pruebas de laboratorio se muestran en la figura 1.9.

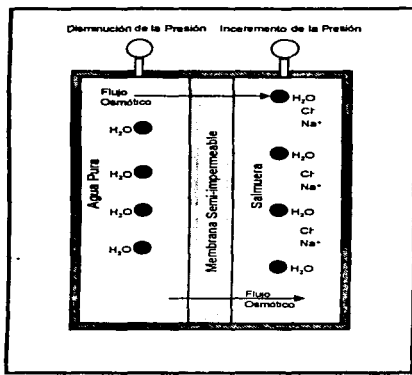


Fig. 1.8 Representación esquemática del flujo osmótico a través de una membrana semi-impermeable

### Efectos Termodinámicos<sup>A</sup>

La creación de presiones anormales, también puede deberse a los procesos termodinámicos, ya que el fenómeno incrementa el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos, generando una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

Considerando un incremento de temperatura y presión a una cierta profundidad, el agua tiende a expandirse debido al incremento de temperatura en un ritmo mayor que a comprimirse, en respuesta al incremento de presión. Dos efectos son claramente evidentes para el caso mencionado: primero, la densidad del fluido disminuye y segundo, el aumento en volumen involucra un aumento de presión. A medida que la formación va siendo sepultada debido al depósito de nuevos estratos y la compactación continúa, el exceso de fluido dentro de los poros soporta cada vez una mayor parte de la sobrecarga, si el escape de fluidos está limitado.

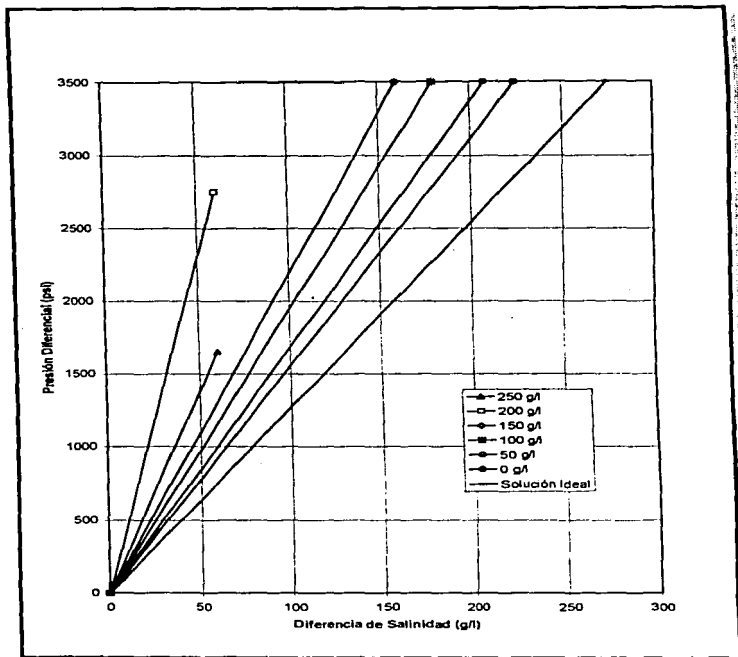


Fig. 1.9 Valores teóricos de la Presión Osmótica encontrados mediante pruebas de laboratorio<sup>4</sup>

Los hidrocarburos atrapados en estructuras del subsuelo están sujetos a reacciones causadas por incremento de temperatura asociada al continuo sepultamiento. Se ha establecido que estas reacciones llegan a incrementar el volumen de los hidrocarburos hasta dos o tres veces el volumen original. Como se indicó, si los fluidos son confinados dentro de la roca, se origina una zona de presión anormal.\*

### **TEORÍA DE LA COMPACTACIÓN**

Para entender el proceso de compactación causado por el esfuerzo de sobrecarga, emplearemos el modelo descrito por Terzaghi y Peck en 1948.<sup>3</sup> En el modelo simularon la compactación de las arcillas saturadas con agua. El concepto se explica por un tubo cilíndrico con platos de metal perforados y separados entre sí por resortes y agua, la figura 1.10 es una representación esquemática del modelo. El esfuerzo de sobrecarga,  $S$ , se simula por un pistón; a su vez los resortes simulan la comunicación entre las partículas de arcillas y estas se simulan por los platos perforados. El tubo también está equipado con una válvula de drenaje y un manómetro.

Al aplicar presión al plato de arriba, en este caso  $S$ , la altura de los resortes entre los platos permanece sin cambio cuando la válvula de drenaje se encuentra cerrada, con la cual no se permite al agua escapar del sistema. Como el agua es casi incompresible, en la Etapa A la sobrecarga es soportada totalmente por el agua, incrementando la presión  $P$ .

Una útil manera de registrar estas presiones es en términos de la relación de la presión del fluido  $P$  al esfuerzo de sobrecarga  $S$ , la cual está definida por  $\lambda$ :

$$\lambda = \frac{P}{S} \quad 1.4$$

---

\* Si desea estudiar más a fondo el origen de las presiones anormales consulte la referencia 1 pp. 16-43

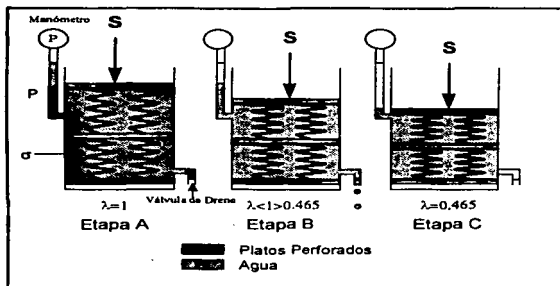


Fig. 1.10 Representación esquemática de la compactación de las lutitas

Para las condiciones de la Etapa A en la figura 1.10,  $\lambda$  tiene un valor de 1; por lo tanto, el sistema está sobrepresionado. Cuando al agua se le permite escapar del sistema (abriendo la válvula), los platos se mueven ligeramente hacia abajo (el sistema se compacta), y los resortes soportan parte del esfuerzo aplicado. Conforme más y más agua se deje escapar del sistema, los resortes soportarán una mayor parte de este esfuerzo, y  $\lambda$  será menor que 1. Finalmente, si escapa suficiente agua del sistema los resortes alcanzan un estado llamado "equilibrio de compactación terminal". En esta etapa, la carga aplicada es soportada casi totalmente por el esfuerzo generado en los resortes y la presión en el agua, es simplemente la causada por la presión hidrostática. Así el valor de  $\lambda$  es aproximadamente 0.465 psi/pie.

Hubbert y Rubey <sup>6</sup> demostraron que el esfuerzo de sobrecarga  $S$  es soportado por la presión del fluido  $P$  y el esfuerzo  $\sigma$  ejercido por las partículas de arcilla en la matriz rocosa, de esta manera establecieron una ecuación de equilibrio ampliamente aceptada:

$$S = \sigma + P$$

1.5

ó

$$S = \rho_e g D$$

1.6

entonces  $\sigma$  es análogo al esfuerzo soportado por los resortes en el modelo de Terzaghi y Peck.

Si la figura 1.10 y la ecuación 1.5 se estudian, es obvio que si  $S$  se incrementa y el fluido se deja escapar,  $\sigma$  debe crecer mientras  $P$  permanece como la presión hidrostática. Sin embargo, si el fluido no puede escapar  $P$  también deberá crecer conforme  $S$  se incremente.<sup>7</sup>

Hubbert y Rubey publicaron una teoría relacionada con la compactación de las rocas arcillosas; establecieron que la sobrecarga se incrementa como resultado del sepultamiento de los sedimentos. El fluido que una vez estuvo dentro de los poros de una formación, fue expulsado fuera de ésta por la compactación. En muchos casos, no hay rutas de escape para los fluidos; de ser así, el fluido llega a sobrepressionarse de acuerdo al ecuación 1.5.

Los autores demostraron que el esfuerzo efectivo  $\sigma$  ejercido por la matriz depende únicamente del grado de compactación de las arcillas, en pocas palabras se puede decir que  $\sigma$  crece continuamente con la compactación; siempre y cuando los fluidos tiendan a escapar de la matriz porosa.

Una manera de medir cualitativamente el grado de compactación de las arcillas es la porosidad  $\phi$ , a mayor compactación menor porosidad. No obstante, podemos inferir que para una arcilla dada, para cada valor de porosidad existe un valor máximo de esfuerzo compresivo  $\sigma$ , el cual la arcilla puede soportar sin sufrir compactación.

De las ecuación 1.5 y 1.6 podemos establecer que la porosidad a una profundidad  $D$  depende de la presión del fluido. Si esta presión es anormalmente alta (mayor que la hidrostática),  $\phi$  también será anormalmente alta a la misma profundidad.<sup>8</sup>

## NOMENCLATURA

<b>D</b> =	Profundidad
<b>h</b> =	Altura de la columna de hidrocarburos
<b>P<sub>f</sub></b> =	Presión del fluido en los poros de la roca
<b>P<sub>s</sub></b> =	Presión hidrostática
<b>S</b> =	Presión de sobrecarga
<b>ΔP<sub>ca</sub></b> =	Sobrepresión en la cima de los hidrocarburos
<b>φ</b> =	Porosidad
<b>λ</b> =	Relación de la presión del fluido a la sobrecarga
<b>ρ<sub>f</sub></b> =	Densidad del fluido intersticial
<b>ρ<sub>r</sub></b> =	Densidad de la roca
<b>ρ<sub>m</sub></b> =	Densidad de la matriz de roca
<b>ρ<sub>w</sub></b> =	Densidad del agua
<b>σ</b> =	Esfuerzo efectivo de la matriz rocosa
$\left(\frac{P_f}{D}\right)$ =	Gradiente de presión del agua de formación
$\left(\frac{P_s}{D}\right)$ =	Gradiente de presión promedio de los hidrocarburos



## CAPÍTULO 2

---

### MÉTODO SÍSMICO PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES APLICABLE ANTES DE LA PERFORACIÓN

---

Las presiones de formación, es uno de los factores que mayor afecta las operaciones de perforación. Si estas presiones no son evaluadas apropiadamente, se pueden tener problemas durante la perforación del pozo tales como brotes, (e inclusive reventones), pegaduras de tubería por presión diferencial, inestabilidad del agujero y por consiguiente costos excesivos de perforación. Desafortunadamente cuando existen presión anormales las presiones de formación son muy difíciles de cuantificar.

En el pasado el proceso de planeación en algunos pozos exploratorios, se realizaba sin el conocimiento exacto de las presiones de formación. Los métodos que se emplean actualmente para detectar y evaluar presiones de formación anormal permiten eliminar completamente este inconveniente. Distintos métodos están disponibles para cuantificar presiones de formación; estos se encuentran agrupados en tres grandes ramos: **los aplicables antes de la perforación del pozo, los que se utilizan mientras se perfora y los empleados después de la perforación.**

Los aplicables antes de la perforación de pozos exploratorios se caracterizan por utilizar técnicas de prospección geofísica superficial para la detección de presiones de formación. En este capítulo se verá el método de reflexión sísmica, método en el cual se basa el sistema *Sismic 1.0*.

---

\* Ver la introducción de este trabajo de tesis

---

## MÉTODO SÍSMICO

El método sísmico requiere de la aplicación de energía en el interior de la tierra; comúnmente esta energía es generada por la detonación de explosivos cerca de la superficie terrestre; no obstante, en algunos casos se emplean fuentes mecánicas para la creación de ondas sísmicas; por ejemplo, mediante el golpeo del suelo con un peso o un vibrador. Por estos medios se producen ondas sísmicas en el subsuelo semejantes a las ondas sonoras. Normalmente a estas ondas se les llama ondas elásticas, ya que su propagación en el subsuelo depende de las constantes elásticas de los materiales a través de los que se propagan.\* La velocidad de las ondas depende de estas constantes, por tal motivo, es conveniente tener presente los principios elementales de las constantes elásticas de los materiales así como de los mecanismos de propagación y reflexión de las ondas sísmicas.\*\*

Al método sísmico se le conoce como "*Método de Reflexión Sísmica*" por estar basado en el principio físico de la reflexión. Con esta técnica se obtiene una sección sísmica (fig. 2.1), es decir, la configuración estructural del subsuelo. Para esto se hace uso de los tiempos de recorrido de una onda sísmica generada en la superficie, regresando la onda a ésta después de haber sido reflejada por las formaciones atravesadas. Dichas reflexiones son registrada por sismodetectores colocados sobre la superficie cerca del punto donde fue generada la onda.

Las variaciones en los tiempos de reflexión de las ondas señalan características estructurales del subsuelo tales como fallas, anticlinales, etc., además, con los tiempos de viaje de las ondas pueden ser determinadas las profundidades de los estratos reflectantes, es decir, las profundidades de las cimas y bases de las diferentes formaciones; además es posible medir las velocidades de propagación de las ondas sobre las capas. La exactitud de este método rebasa los 6,000 metros ya que a esta profundidad todavía pueden ser detectadas las reflexiones con gran precisión. Esta es la principal ventaja que presenta sobre otras técnicas de prospección geofísica superficial.

---

\* Ver apéndice A "CONSTANTES ELÁSTICAS" al final de este trabajo

\*\* Ver apéndice B "MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS" al final de este trabajo

---

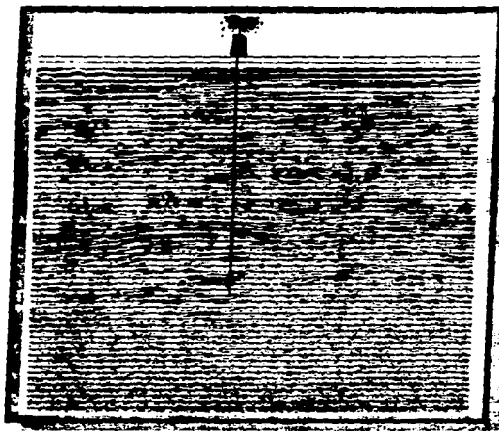


Figura 2.1 Sección sísmica

### ***Elementos del Sistema de Reflexión Sísmica <sup>9\*</sup>***

Los elementos que forman el sistema de reflexión sísmica son los siguientes:

1. Fuentes de energía de las ondas sísmicas
2. Medio geológico
3. Sismodetectores o geófonos
4. Amplificadores y filtros de frecuencia
5. Unidad de registro
6. Equipo de proceso

---

\* Referencias al final

Durante la transmisión de las ondas por estos elementos del sistema suceden diversos efectos, a continuación se explican las causas de ellos:

### *Fuentes de Energía de las Ondas Sísmicas*

La fuente de energía convencional para generar ondas sísmicas utiliza las reacciones químicas de una carga de explosivos sepultados cerca de la superficie. El efecto inmediato, es un aumento repentino de la presión en las regiones cercanas a la carga, los materiales adyacentes quedan sujetos a esfuerzos que actúan en todas direcciones ocasionando que las partículas del medio sufran un desplazamiento en la misma dirección de los esfuerzos producidos por la explosión, el desplazamiento forma un frente esférico alrededor de la carga en la que las partículas son compactadas, a su vez estas partículas transmiten el desplazamiento a otras más distantes de la región donde ocurrió la compresión, de esta manera se propaga el frente esférico de ondas sísmicas. Físicamente la perturbación sísmica es una compresión local e instantánea de las partículas del medio.

El grado de compresión de las partículas está relacionado directamente con la energía inicial de la explosión y disminuye a medida que el frente de onda esférico se aleja de la fuente de energía. Dicho de otro modo, el decaimiento está asociado con la Ley de la Conservación de la Energía de tal manera que la intensidad de la compresión de las partículas medida a un punto lejano de la fuente generadora, es inversamente proporcional a la distancia que separa dicho punto de la fuente.

Los esfuerzos en el material adyacente cercano a la fuente son intensos en demasía, aquí la perturbación de las partículas del medio es tal que no puede existir una buena transmisión de las ondas, las pérdidas de energía son muy grandes y la propagación es bastante compleja. No obstante, conforme el frente de onda esférico se aleja de la fuente emisora de energía disminuye la perturbación debido a la gran cantidad de energía perdida hasta un determinado nivel en el que la propagación se vuelve casi lineal.

Hoy en día no existe otra fuente mejor que la dinamita y otros explosivos poderosos para originar ondas sísmicas; sin embargo, se han desarrollado en los últimos años una diversidad de técnicas las cuales utilizan como fuente de energía las chispas eléctricas, las explosiones de gas, las pistolas

de aire, los martillos hidráulicos y los vibradores (fig. 2.2). La selección del tipo de fuente está en función del objetivo sísmico exploratorio. Tratándose de objetivos someros o estratigráficos, es indispensable la generación de ondas con un mayor contenido de frecuencias altas en las ondas sísmicas; para un objetivo sísmico profundo y estructural, es necesario un mayor contenido de frecuencias bajas.<sup>23</sup>

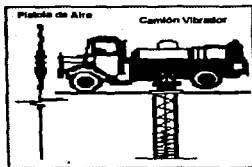


Figura 2.2 Fuentes generadoras de las ondas sísmicas

De todos los aspectos relacionados con las fuentes de energía sísmica, el que juega un papel vital en los resultados es la ubicación geométrica de los "puntos de tiro" donde es situada la fuente generadora, puesto que según su posición en el espacio, los sismodetectores recibirán en menor o mayor grado las reflexiones de las ondas sísmicas.

Las chispas eléctricas son generadas al descargar un banco de condensadores en el agua por medio de electrodos. Mediante la ignición de una mezcla de gas butano y oxígeno dentro de una cámara se producen las explosiones de gas. Las pistolas de aire inyectan una burbuja de aire a presión dentro del agua; las oscilaciones de la burbuja, a medida que ésta se contrae y se expande, genera una onda sísmica cuya frecuencia dependerá de la cantidad de aire comprimido en el interior de la burbuja, así como de la profundidad a la que se genere. Las tres fuentes de energía mencionadas se aplican generalmente en la prospección sísmica marina ya que el principio de diseño bajo el cual operan es en un medio acuoso, tal y como se puede observar en la figura 2.3. En la prospección sísmica de pozo se utilizan los cañones de aire y los vibradores.

<sup>23</sup> Si desea saber más acerca de la optimización de la ubicación geométrica de la fuente sísmica y de la forma de operar de estos tipos de fuentes sísmicas consulte la referencia 23 páginas V-2 a V-5

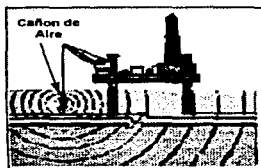


Figura 2.3 Fuente de energía para la prospección marina

En la prospección terrestre se puede usar un martillo hidráulico sobre el terreno aplicando un peso de dos a tres toneladas. Los vibradores utilizan una técnica de perturbación de partículas, la cual es una señal vibratoria de determinada duración transferida desde la superficie terrestre, dicha señal es capaz de generar una fuerza de varias toneladas producida mediante vibradores hidráulicos o electromagnéticos (figura 2.4).

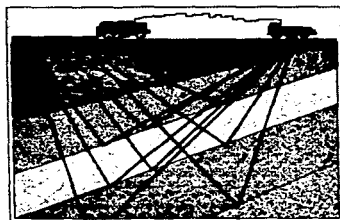
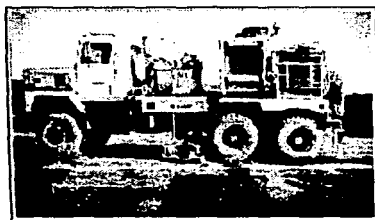


Figura 2.4 Fuente de energía para la prospección terrestre

*Medio Geológico \**

Mientras se transmite la onda sísmica de la fuente de energía a los detectores, suceden ciertos fenómenos influenciados por la respuesta del medio geológico, los cuales determinan la forma y magnitud de la onda al momento de ser detectada. A continuación se enlistan dichos fenómenos:\*

- *Magnitud de la Señal en la Cavidad Equivalente*
- *Propagación Esférica de las Ondas*
- *Absorción Selectiva de Frecuencias*
- *Pérdidas por Repartición de la Energía*
- *Acoplamiento Detector-Suelo*

Durante la propagación de las ondas a través del medio geológico, el fenómeno más importante, ya que de él depende en mayor grado la magnitud de la onda detectada, es el que implica las "Pérdidas por Repartición de Energía". Estas pérdidas dependen principalmente del contraste existente entre las distintas velocidades de propagación en los medios atravesados. Si consideramos el caso particular de incidencia normal sobre una capa de una onda longitudinal, sólo se generarán ondas también longitudinales reflejadas y refractadas por lo que las pérdidas dependerán únicamente de la velocidad y de la densidad del medio geológico, así el coeficiente de reflexión  $r$  estará dado por:

$$r = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \quad 2.1$$

En donde el producto de la densidad por la velocidad  $\rho V$  se le llama **impedancia acústica "z"**. Una superficie de separación entre capas con un buen contraste de impedancias, es decir, dos formaciones con grandes diferencias en la velocidad y densidad, provocará una mejor reflexión de la onda y viceversa.

---

\* La descripción detallada de estos fenómenos se encuentra en la referencia 23 páginas V-5 a V-6 o vea el apéndice B al final de este trabajo

La velocidad de propagación, la densidad, y por lo tanto, la impedancia acústica generalmente se incrementan conforme aumenta la profundidad; por consiguiente, la mayoría de los coeficientes de reflexión son positivos a grandes profundidades.

Los fenómenos anteriores definen la influencia del medio geológico y son considerablemente trascendentes en la interpretación.

### *Sismodetectores o Geófonos<sup>9</sup>*

Cuando las ondas elásticas o sísmicas atraviesan un medio sólido originan un movimiento oscilatorio dentro del mismo medio. Las ondas sísmicas que pasan por los estratos originan en estos un movimiento armónico que puede ser medido y registrado por instrumentos adecuados puestos sobre la superficie terrestre, a estos instrumentos se les conoce como sismodetectores o geófonos.

El tipo más común de geófono es un transductor electrónico que transforma el movimiento armónico generado por las ondas sísmicas en señales eléctricas para luego ser enviadas a la Unidad de Registro a través de un canal de la línea sísmica.\* Ondas sísmicas con grandes frecuencias generarán señales eléctricas de alta frecuencia y viceversa.

### *Amplificadores y Filtros de Frecuencia<sup>9</sup>*

Esencialmente las tres funciones de los amplificadores y filtros que se encuentran en el sistema de reflexión sísmica son:

1. Amplificar las señales eléctricas de baja frecuencia para que puedan ser registradas.
2. Suavizar las primeras señales recibidas (primeras ondas reflejadas) y otro tipo de interferencias como ruidos antes de que la señal sea registrada.
3. Reducir en gran medida el rango de amplitudes de la señal al entrar al geófono.

---

<sup>9</sup> Nomenclatura al final del capítulo

\* Ver Glosario de Términos Sismológicos al final de este trabajo



### *Unidad de Registro<sup>9</sup>*

Básicamente la unidad de registro está constituida por un sistema de grabación digital y una cámara oscilográfica con la función de monitorear la fidelidad de los instrumentos y la calidad de la información.

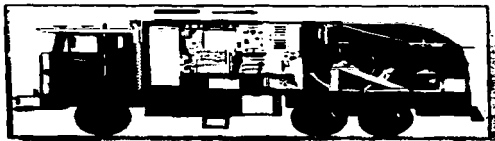
El sistema de grabación digital tiene como finalidad seleccionar los diferentes canales de cada uno de los 12, 24 ó 48 geófonos instalados en el terreno sobre la línea sísmica y registrar la amplitud de cada señal a un cierto intervalo de tiempo previamente fijado, que puede ser de 1 a 4 milisegundos. La señal es almacenada analógicamente, para ser convertida posteriormente a forma digital. Después de la digitación, las señales son ordenadas y grabadas en cintas magnéticas de nueve pistas y de acuerdo a un formato predeterminado.

### *Equipo de Proceso*

Para procesar la información sísmica, el equipo debe ser capaz de ejecutar operaciones extremadamente complejas sobre una gran cantidad de datos. Para estos fines se hace necesario contar con computadoras de alta resolución en lo que se refiere a interpretes, compiladores, ensambladores, editores, equipos de graficación sobre película, etc. Entre otras operaciones y procesos menos importantes que se llevan a cabo en el equipo de proceso se encuentran los siguientes aspectos:

1. Análisis
  - Análisis automático de velocidades
  - Espectros de velocidades
  - Correlación cruzada
  - Cálculo automático de velocidades de intervalo y tiempo de tránsito (opcional)
  - Determinación de coeficientes de reflexión e impedancias acústicas
2. Graficación
  - Elaboración de secciones sísmicas y mapas
  - Graficación en general

La figura 2.5 muestra un camión *CSU* (*Cyber Service Unit*) donde se encuentra la unidad de registro y en donde se realizan los procesos anteriormente mencionados.



*Figura 2.5 Camión-laboratorio CSU (Cyber Service Unit)*

## **ANÁLISIS DE LOS DATOS SÍSMICOS**

### ***Geometría de las Trayectorias de Reflexión***

Al ser producida una onda sísmica por algún medio, cada superficie de separación entre dos estratos que represente un cambio en las propiedades elásticas de las rocas del subsuelo, reflejará parte de la energía hacia la superficie y un geófono colocado en ésta responde a la llegada de cada onda reflejada, registrando el tiempo en que la onda viaja desde el punto donde es generada hasta el detector. Uno de los problemas más importantes en la reflexión sísmica, es determinar la profundidad de las superficies reflectantes. El caso más sencillo es cuando la velocidad de la onda permanece constante en toda la capa. Sin embargo, el caso real es cuando la velocidad se encuentra como una función continua de la profundidad.

### ***Caso de la Velocidad Constante<sup>9</sup>***

En este caso las "rayos sísmicos" son líneas rectas. La figura 2.6 muestra un punto *P* donde es generada la onda, *G* un geófono cualquiera y la capa reflectora horizontal se representa con la línea *r*.

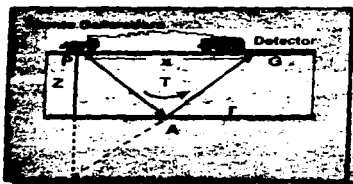


Figura 2.6 Onda sísmica reflejada

Si **distancia = (velocidad)(tiempo)** entonces:

$$\overline{PAG} = \overline{V} \cdot T \quad 2.2$$

$$\overline{PA} = \overline{GA} = \frac{\overline{V} \cdot T}{2}$$

Aplicando el Teorema de Pitágoras al triángulo formado en la figura 2.6:

$$\left(\frac{\overline{V} \cdot T}{2}\right)^2 = Z^2 + \left(\frac{X}{2}\right)^2$$

desarrollando y despejando T nos queda:

$$\frac{\overline{V}^2 T^2}{4} = Z^2 + \frac{X^2}{4}$$

$$T^2 = \frac{4Z^2 + X^2}{\overline{V}^2}$$

$$T = \frac{\sqrt{X^2 + 4Z^2}}{\overline{V}} \quad 2.3$$

$$Z = \frac{\sqrt{\overline{V}^2 T^2 - X^2}}{2} \quad 2.4$$

Con la ecuación 2.3 se puede determinar el tiempo total de recorrido de la onda sísmica. Así mismo, la profundidad donde se encuentra la capa reflectante se calcula con la ecuación 2.4 que está en función del tiempo, distancia horizontal y de la velocidad media.

### Caso de la Velocidad Variable<sup>9</sup>

El caso anterior está basado en los principios físicos de la reflexión\* y se limita a considerar una superficie de contacto entre dos estratos de espesor ilimitado con diferente velocidad y densidad. Este marco ideal para ilustrar las leyes básicas de la reflexión, es un modelo que difiere de la reflexión de las ondas sísmicas en el subsuelo tal y como sucede en la realidad. Las formaciones sedimentarias están estratificadas de tal manera que la litología varía considerablemente en unos cuantos metros; con estos cambios ocurren también modificaciones en las propiedades elásticas de las rocas y como se origina una reflexión en cada superficie de separación, es notable que el proceso de la reflexión es en realidad un fenómeno complicado.

Para estudiar la propagación de la onda sísmica en el subsuelo, supongamos formaciones divididas en un cierto número de estratos horizontales, cada uno de ellos con una velocidad sísmica constante (caso en el que los rayos sísmicos son líneas rectas), como se muestra en la figura 2.7.

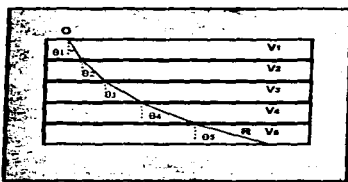


Figura 2.7 Onda sísmica refractada con varias superficies de separación\*

\* Ver apéndice B "MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS" al final de este trabajo

Sea la onda sísmica  $\overline{OR}$  con origen en  $O$  y  $\theta_1$  un ángulo inicial formado con la vertical. Al aplicar la ley de Snell<sup>1</sup> de la refracción, cuando una onda incidente choca con una superficie de separación que divide dos medios, el seno del ángulo de incidencia  $\theta_1$ , es al seno de ángulo refractado  $\theta_2$ , como la velocidad de la onda incidente  $V_1$ , es a la velocidad de la onda refractada  $V_2$ :

$$\frac{\text{Sen}\theta_2}{\text{Sen}\theta_1} = \frac{V_2}{V_1}; \frac{\text{Sen}\theta_3}{\text{Sen}\theta_2} = \frac{V_3}{V_2}; \dots; \frac{\text{Sen}\theta_n}{\text{Sen}\theta_{n-1}} = \frac{V_n}{V_{n-1}}$$

Multiplicando estas relaciones sucesivamente encontramos que el seno del ángulo vertical para una capa  $n$  está dado por la relación:

$$\text{Sen}\theta_n = \frac{V_n}{V_1} \text{Sen}\theta_1 \quad 2.5$$

Al hacer que el número de capas infinita y cada una de ellas de un espesor infinitamente pequeño, se estará en el límite de una función continua de la velocidad con respecto a la profundidad y entonces el seno de ángulo  $\theta$ , a una profundidad determinada, estará dado por:

$$\begin{aligned} \lim_{n \rightarrow \infty} \text{Sen}\theta_n &= \frac{V}{V_1} \text{Sen}\theta_1 \\ \text{Sen}\theta &= \frac{V}{V_1} \text{Sen}\theta_1 \end{aligned} \quad 2.6$$

Siendo  $V = f(z)$ ;  $V_1$  la velocidad superficial y  $\theta$  el ángulo del rayo sísmico con la vertical. Figura 2.8.

<sup>1</sup> Ver apéndice B "MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS" al final de este trabajo

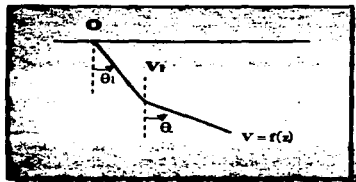


Figura 2.8 Función continua de la velocidad con la profundidad\*

Si al término  $\frac{\text{Sen}\theta_1}{V_1}$  lo hacemos igual a una constante P, la ecuación 2.6 se redefine como:

$$\text{Sen}\theta = PV \quad 2.7$$

y como el rayo sísmico recorre una distancia  $ds$  en el tiempo  $dt$ , se tiene que:

$$ds = (V)dt \quad 2.8$$

En la figura 2.9 se puede observar que la función trigonométrica de la tangente estará dada por:

$$\text{Tan}\theta = \frac{dh}{dz} = \frac{\text{Sen}\theta}{\text{Cos}\theta} \quad 2.9$$

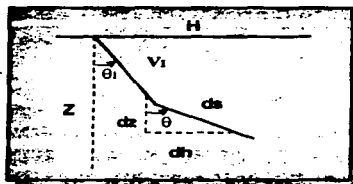


Figura 2.9 Componentes horizontal y vertical del rayo sísmico\*

pero si consideramos la función trigonométrica:

$$\text{Cos}\theta = \sqrt{1 - \text{Sen}^2\theta} \quad 2.10$$

sustituyendo las ecuaciones 2.7 y 2.10 en la ecuación 2.9 tenemos:

$$\frac{dh}{dz} = \frac{PV}{\sqrt{1 - (PV)^2}} \quad 2.11$$

Integrando la ecuación 2.11 se obtiene la distancia horizontal H:

$$H = \int_a^x \frac{(PV)dz}{\sqrt{1 - (PV)^2}} \quad 2.12$$

De la figura 2.8 se tiene que el coseno de  $\theta$  será:

$$\text{Cos}\theta = \frac{dz}{ds}$$

y

$$ds = \frac{dz}{\text{Cos}\theta} \quad 2.13$$

sustituyendo la ecuación 2.8 en la 2.13:

$$Vdt = \frac{dz}{\text{Cos}\theta}$$

de donde

$$\frac{dt}{dz} = \frac{1}{V\text{Cos}\theta} \quad 2.14$$

al sustituir las ecuaciones 2.7 y 2.10 en la 2.14 tendremos:

$$\frac{dt}{dz} = \frac{1}{V\sqrt{1 - (PV)^2}} \quad 2.15$$

Integrando la ecuación 2.15 se tendrá el tiempo T:

$$T = 2 \int_0^z \frac{dz}{v \sqrt{1 - (P/v)^2}}$$

2.16

La ecuación 2.16 se ha multiplicado por 2 puesto que el tiempo registrado en el detector es dos veces el tiempo del origen al reflector (tiempo de ida y vuelta).

Cuando se conoce la velocidad como una función de Z, las ecuaciones 2.12 y 2.16 son suficientes para determinar H y Z en función de los valores medios de T y P; de esta manera se estará en condiciones de predecir la profundidad de las capas reflectantes.

Para poder aplicar las ecuaciones básicas 2.12 y 2.16 es necesario conocer la Ley de Velocidad de Propagación\* de las ondas sísmicas en el área a investigar. Por desgracia ésta nunca se conoce con exactitud, por lo que el problema de la correcta ubicación de los "espejos sísmicos" o capas reflectoras es teóricamente indescifrable.

No obstante, las experiencias en medidas de velocidad efectuadas en pozos profundos, indican que se pueden realizar dos generalizaciones que simplifican considerablemente el problema de la ubicación de los espejos sísmicos. La velocidad generalmente aumenta con la profundidad, si bien ésta se incrementa de un punto a otro dentro la misma formación, la variación suele ser pequeña y no se considera salvo en casos especiales, como por ejemplo en formaciones de gran espesor.

Por último, para aplicar las fórmulas básicas mostradas anteriormente se necesita que la función velocidad-profundidad sea una función continua y, por lo tanto, integrable. Por esto se adoptan fórmulas de la velocidad en función de la profundidad del tipo:

$$v = (v_0^P + aZ)^{\frac{1}{P}} \quad 2.17$$

\* El procedimiento para conocer la Ley de Velocidades de Prop

se verá más adelante



Este tipo de ecuaciones tienen la ventaja de que nunca serán funciones discontinuas y que las expresiones resultantes de la integración de las ecuaciones 2.11 y 2.15 son bastante sencillas para ser utilizadas cómodamente en los cálculos posteriores para la determinación de las profundidades de las capas reflectoras.

La Ley de Velocidad más simple es la que supone que la velocidad es función lineal de la profundidad, es decir, la que resulta de hacer  $P=1$  en la expresión 2.17, de esta manera se tiene que:

$$V = V_0 + aZ \qquad 2.18$$

### ***REGISTRO SÓNICO SINTÉTICO A PARTIR DE LA VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS***

Como se ha venido mencionando, las secciones sísmicas (fig. 2.1), son una representación de los cambios en la impedancia acústica y de las propiedades elásticas de las rocas. Las formaciones con presiones anormales, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido, tienen una menor velocidad de transmisión del sonido respecto a una zona con presión normal; por desgracia no es fácil descubrir una formación sobrepresionada a partir del análisis a simple vista de la sección sísmica. Sin embargo, existen procedimientos para determinar velocidades de intervalo, durante el procesamiento de la sección, es decir, de las velocidades de propagación de las ondas sísmicas; esto permite desarrollar un registro sísmico sintético o registro de pseudo-velocidades (figura 2.10), parecido al registro sísmico de porosidad y el cual se obtiene también mediante la medición continua de la velocidad en las formaciones atravesadas. Con la ayuda del registro sísmico sintético es mucho más fácil la detección y evaluación de las presiones anormales.

#### ***Factores que Afectan la Velocidad***

Debido a la gran variedad de propiedades petrofísicas que poseen las rocas sedimentarias se generan alteraciones que afectan directamente la velocidad de propagación de las ondas sísmicas. Estas propiedades de las rocas tienen a su vez un amplio rango de variación en la velocidad. Entre las más importantes se pueden citar:

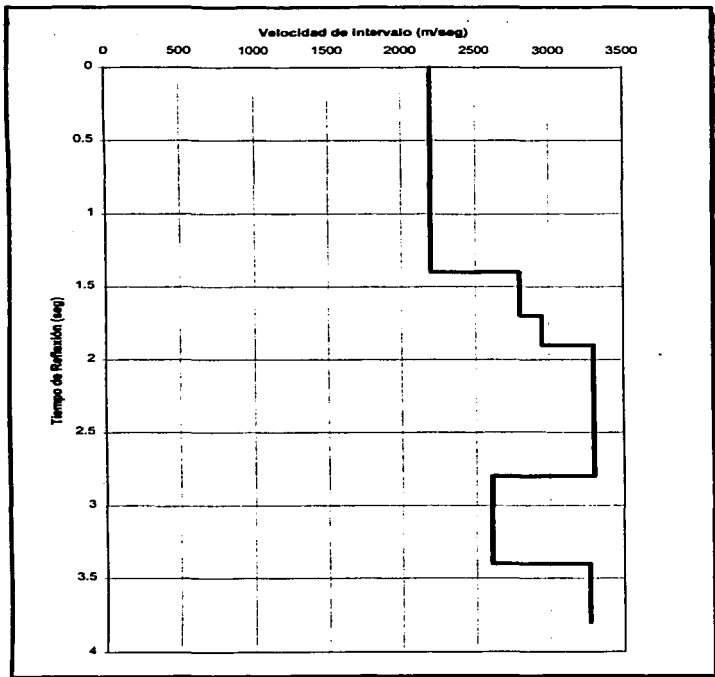


Figura 2.10 Registro sísmico sintético

- Litología
- Edad Geológica
- Profundidad-Porosidad
- Presión de Formación
- Densidad

Mediante estudios de laboratorio se ha logrado determinar la influencia que produce en el comportamiento de la velocidad las características de la roca. La figura 2.11 muestra cualitativamente estos efectos.

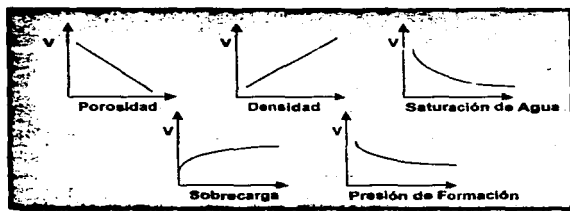


Figura 2.11 Comportamiento de la velocidad\*

### Ley de Velocidad de la Onda Sísmica<sup>o</sup>

Para la interpretación y análisis de los datos sísmicos es necesario conocer la ley de propagación de la velocidad de la onda sísmica en el subsuelo de un área determinada, como se dijo, sin ésta nos es posible determinar las profundidades de los cuerpos reflectantes mediante las ecuaciones básicas 2.12 y 2.16 y a partir de los tiempos de reflexión.

Existen tres técnicas ampliamente utilizadas para este propósito: La primera de ellas es indirecta e implica en llegar a la velocidad media partiendo de las medidas de tiempo registradas en las secciones sísmicas obtenidas por el método sísmico de reflexión superficial y es la que

dos utilizan lo que se conoce como *Sísmica de Pozo*<sup>1</sup> y por lo tanto son directas, y consisten en medir la velocidad utilizando pozos perforados expreso, mediante el empleo de los tiempos de llegada de las ondas sísmicas generadas en la superficie hasta un detector colocado dentro del pozo (fig. 2.12), o bien a partir de los tiempos de viaje de la onda sonora producida por un equipo transmisor a unos receptores integrados y/o conectados a él e instalados a distancias predeterminadas, constituido como un sistema emisor-receptor que se va desplazando a través del pozo en forma continua (registro continuo de la velocidad).

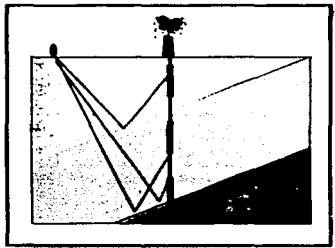


Fig. 2.12 Sísmica de pozo

Las técnicas sísmicas de pozo están constituidas esencialmente por el Sismograma Sintético y el Perfil Sísmico Vertical VSP (Vertical Seismic Profile)<sup>2</sup> Los datos obtenidos mediante la sísmica de pozo, proporcionan información sobre las propiedades fundamentales de la propagación de las ondas sísmicas (ley de velocidad de la onda sísmica del área) y asisten al entendimiento de los procesos de reflexión y transmisión de la energía sísmica dentro de la tierra. De esta manera ayudan a mejorar la interpretación estructural, estratigráfica y litológica de la prospección sísmica superficial.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Esta técnica permite aprovechar la perforación de los pozos y así obtener mayor y mejor información para complementar los resultados de la exploración sísmica superficial

<sup>2</sup>Ver glosario de términos sismológicos al final

<sup>3</sup>Si desea conocer con mayor detalle la técnica de Sísmica de Pozo consulte la referencia 23, Capítulo V

### ***Determinación de la Velocidad de Propagación de las Ondas a partir del Método Sísmico***

Es posible determinar una función aproximada de la ley de velocidad a partir de una sección sísmica cuando no se dispone de información relacionada con las velocidades obtenidas mediante la sísmica de pozo. Para este efecto, los especialistas seleccionan un área, dentro de una sección sísmica obtenida por el método de reflexión, en la que a varias profundidades se tenga buena resolución de los horizontes reflectantes. Los geófonos son colocados de manera tal que cubran un amplio ámbito de distancias al punto donde se engendra la onda y las reflexiones se registran del modo acostumbrado. Mediante fórmulas elementales se puede calcular la velocidad por los incrementos de tiempo a diversas profundidades y distancias horizontales.

Basados en los mismos principios, se han desarrollado dos métodos para determinar la función de la velocidad:

1. Método de los Perfiles de Reflexión
2. Método  $T - \Delta T$

Estos métodos suponen que las trayectorias de los rayos sísmicos son líneas rectas y las capas reflectantes son horizontales. La primera suposición difiere de la realidad ya que los rayos son realmente curvas; sin embargo, el error cometido no suele ser de consideración, a menos que se tengan espesores de capas grandes sin que tengan cambios en sus propiedades elásticas ya que de ser así, la variación de la velocidad del límite superior al inferior de la capa será considerable. En capas con pequeños echados la segunda premisa reduce al mínimo los errores debido a que se pueden considerar como estratos horizontales.

#### ***MÉTODO DE PERFILES DE REFLEXIÓN***

Para representar el método nos basaremos en la figura 2.13. Supongamos que disparamos y registramos en una superficie horizontal  $OO'$ ,  $r$  es un estrato reflector horizontal. En la figura,  $O$  representa la fuente generadora;  $G_1$  y  $G_2$  son dos geófonos cualesquiera de una línea sísmica;  $Z$  es la profundidad de la capa reflectora horizontal  $r$ ; además  $V_m$  es la velocidad media entre la

superficie y el horizonte reflector;  $T_0$ ,  $T_1$  y  $T_2$  los tiempos de ida y vuelta (de la superficie al geófono).

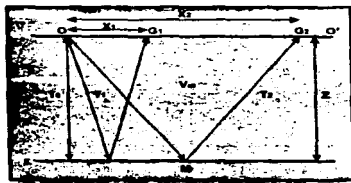


Figura 2.13 Reflexión de los rayos sísmicos  $OLG_1$  y  $OMG_2$ .

Considerando la primer suposición del método se puede escribir:

$$OM = \frac{VmT_1}{2} \text{ y } OL = \frac{VmT_1}{2} \quad 2.19$$

en donde:

$$T_1 = T_{OLG_1} \text{ y } T_2 = T_{OMG_2}$$

$$X_1 = OG_1 \text{ y } X_2 = OG_2$$

aplicando el teorema de Pitágoras:

$$Z^2 = \frac{(VmT_1)^2}{4} - \frac{X_1^2}{4} \quad 2.20$$

$$Z^2 = \frac{(VmT_2)^2}{4} - \frac{X_2^2}{4} \quad 2.21$$

igualando estas dos expresiones se tiene:

$$\frac{(VmT_1)^2}{4} - \frac{X_1^2}{4} = \frac{(VmT_2)^2}{4} - \frac{X_2^2}{4}$$

y como  $T_2$  siempre es mayor que  $T_1$ :

$$V_m^2(T_2^2 - T_1^2) = X_2^2 - X_1^2$$

Finalmente:

$$V_m^2 = \frac{X_2^2 - X_1^2}{T_2^2 - T_1^2} \quad 2.22$$

A partir de ésta ecuación se puede deducir que la variación del cuadrado de la velocidad media  $V_m$  en relación con los cuadrados de  $X$  y  $T$  se comporta de manera lineal para cada capa reflectora horizontal, es decir, si graficáramos los valores correspondientes de  $X^2$  y  $T^2$ , los puntos formarían una línea recta. Lo que sucede en realidad es que los valores observados de  $X$  y  $T$  están influenciados por ciertos errores, por tal motivo es factible graficar demasiados puntos para así ajustar a estos puntos la mejor recta posible (fig. 2.14).

Si  $m$  es la pendiente de la recta en la figura 2.14, la velocidad media  $V_m$  puede también ser determinada a partir de la ecuación 2.22:

$$m = \frac{T_2^2 - T_1^2}{X_2^2 - X_1^2}$$

$$V_m = \sqrt{\frac{1}{m}} \quad 2.23$$

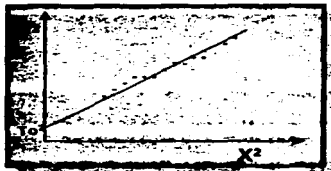


Figura 2.14 Determinación de la velocidad por el método de perfiles de reflexión

Note que la ordenada al origen  $T_0^2$  es el tiempo que corresponde a la trayectoria vertical de la onda o tiempo mínimo de recorrido (distancia horizontal  $X=0$ ).

Sabemos que distancia es igual a velocidad por tiempo, entonces la profundidad del horizonte reflector  $Z$  estará dado por la multiplicación de la velocidad media en la capa y el tiempo doble de reflexión de viaje vertical dividido entre dos (tiempo de ida):

$$Z = \frac{V_m T_0}{2} \quad 2.24$$

Aplicando el mismo procedimiento para cada capa reflectora se determinarán las velocidades medias y sus respectivas profundidades.

Cuando las capas no son horizontales se dispone de perfiles inversos (generando la onda en el punto  $O'$  señalado en la figura 2.13, simétrico de  $O$  respecto al punto medio  $OG_2$ ) y sustituir en la expresión 2.22 en lugar de  $T_1$  y  $T_2$  los valores promedio que se obtengan, o bien determinar el promedio aritmético de las velocidades medias que se obtengan en ambos sentidos.

#### MÉTODO $T-\Delta T$

Ya se ha mencionado, que este método está basado en las mismas suposiciones que el anterior, sin embargo se desarrolla de forma distinta:

Supongamos un punto de tiro  $O$ , un par de geófonos  $G_1$  y  $G_2$  que están situados en la superficie y  $X_1$  y  $X_2$  las distancias del punto de tiro a ellos;  $M$  es el punto medio entre  $O$  y  $G_2$  y  $\Delta X$  la distancia entre geófonos; y  $T_1$  y  $T_2$  los tiempos dobles de reflexión (ver fig. 2.15).

Al hacer  $OM=X$  y considerando las siguientes igualdades:

$$\begin{aligned} X_2 + X_1 &= 2X \\ X_2 - X_1 &= \Delta X \\ T_2 + T_1 &= 2T \\ T_2 - T_1 &= \Delta T \end{aligned}$$



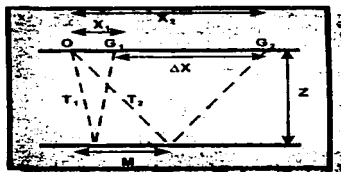


Figura 2.15 Reflexión de los rayos sísmicos  $OG_1$  y  $OG_2$ ?

entonces si:

$$\begin{aligned}(X_1 + X_2)(X_2 - X_1) &= (X_2^2 - X_1^2) \\ (X_2^2 - X_1^2) &= 2X \Delta X\end{aligned}$$

y

$$\begin{aligned}(T_2 + T_1)(T_2 - T_1) &= (T_2^2 - T_1^2) \\ (T_2^2 - T_1^2) &= 2T \Delta T\end{aligned}$$

la ecuación 2.22 se transforma en:

$$V_m^2 = \frac{X \Delta X}{T \Delta T} \quad 2.25$$

o bien:

$$T \Delta T = \frac{X \Delta X}{V_m^2} \quad 2.26$$

ya que los valores de  $X$ ,  $\Delta X$  y  $V_m$  son constantes para cada superficie reflectora horizontal.

Cuando se grafican los valores de  $T$  y  $\Delta T$  de las mejores reflexiones obtenidas de un gran número de secciones sísmicas en ejes cartesianos con ordenadas  $T$  y abscisas  $\Delta T$  (fig. 2.16) y al ajustar la mejor curva  $C$  posible a estos puntos, se obtendrá la ley de variación de las velocidades medias, puesto que para cada valor de  $T$  y  $\Delta T$  de un punto de la curva puede calcularse el valor de la velocidad media correspondiente con las ecuaciones anteriores ya que  $X$  y  $\Delta X$  son conocidos.

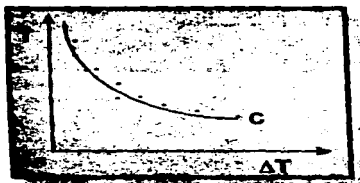


Figura 2.16 Determinación de la velocidad por el método T-ΔT

Con el valor de  $V_m$  obtenido de esta manera y aplicando el teorema de Pitágoras en cualquiera de los triángulos formados en la figura 2.15, la profundidad del horizonte reflector podrá ser calculada fácilmente con la ecuación 2.27:

$$Z = 0.5\sqrt{V_m^2 T^2 - X^2}$$

2.27

Deberá tomarse en cuenta que si las capas no son horizontales (con grandes echados), es factible efectuar el procedimiento de reflexión sísmica en ambos sentidos, siguiendo el desarrollo descrito anteriormente, es decir, utilizando los valores promedio de  $T$  y  $\Delta T$  obtenidos en los dos sentidos de reflexión.

Entre mayor sea la longitud de  $X$  será más precisa la medida de la velocidad para los dos procedimientos descritos. Por lo que si es requerido realizar medidas de velocidad partiendo de datos de reflexión, conviene designar las distancias más largas posibles.

Aunque en la realidad las distancias usadas para la prospección sísmica son cortas y por lo tanto menos precisas, seleccionar horizontes reflectores de buena calidad; es decir con buen contraste en la impedancia acústica, e incrementar las medidas de reflexiones en la zona, conduce a errores de menos del 3% en la determinación de velocidades medias. Ya que se conocen las velocidades medias se procede a construir una curva de tiempo de reflexión-profundidad y por lo tanto, la ley de variación de la velocidad con la profundidad.

Puesto que la información sísmica posee una gran cantidad de datos, realizar los cálculos sin una computadora resultaría imposible, incluso contando con una, el manejo de la información suele ser complicado.

La obtención de la velocidad con una computadora nos permite acceder a gráficas de la velocidad de apilamiento (velocidad que representa la máxima coherencia dentro de una familia de trazas sísmicas) versus tiempo doble de reflexión o gráficas de la velocidad media cuadrática VRMS (velocidad corregida por muchos factores y medida desde un punto de reflejo común) contra el tiempo doble de reflexión, a este tipo de gráficas se les conoce con el nombre de VELAN (Velocity Analysis) y el proceso que se sigue para su obtención se llama *Análisis Automático de la Velocidad* el cual se verá más adelante. En la figura 2.17 se muestra el VELAN obtenido de una sección sísmica.

De la información dada por el Análisis Automático de la Velocidad se elaboran perfiles de:

- Registro sísmico sintético (Velocidad de intervalo vs. Tiempo doble de reflexión)
- Velocidad de intervalo vs. Profundidad
- Tiempo de tránsito vs. Profundidad.

La información así obtenida es el punto de partida para la detección de presiones anormales, gradientes de presión de formación y de fractura necesarios en la planeación de pozos exploratorios.

#### ***Procedimiento para la Construcción de Gráficas de Velocidad de Intervalo y Tiempo de Tránsito contra la Profundidad***

Por medio de las ecuaciones de C. Hewitt Dix<sup>11</sup> podemos proceder a la construcción de gráficas de velocidad de intervalo y tiempo de tránsito contra la profundidad.

La velocidad de intervalo se describe como la velocidad promedio en el intervalo formado por dos capas reflectoras y se obtiene a través de la "velocidad aparente" y el tiempo doble de reflexión para cada reflector de la gráfica  $X^2-T^2$  del método de perfiles de reflexión o mediante VELANS elaboradas por el análisis automático de la velocidad.

A partir del método de perfiles de reflexión Dix desarrolló la siguiente expresión:

$$(V_i)_{i+1}^2 = \frac{V_{m_{i+1}}^2 T_{i+1} - V_{m_i}^2 T_i}{T_{i+1} - T_i} \quad 2.28$$

para el método de perfiles de reflexión; ó:

$$(V_i)_{i+1}^2 = \frac{VRMS_{i+1}^2 T_{i+1} - VRMS_i^2 T_i}{T_{i+1} - T_i} \quad 2.29$$

para el método del análisis automático de la velocidad.

donde  $i$  es la capa reflectora superior e  $i+1$  es la inferior.

Entonces el espesor de cada cada capa se calcula con:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \frac{V_i \Delta T}{2} \\ Z &= \sum \Delta Z \end{aligned} \quad 2.30$$

y el tiempo de tránsito en el estrato  $i$  mediante la ecuación 2.31:

$$\Delta t = \frac{1}{V_i} = \frac{\Delta T}{2\Delta Z} \quad 2.31$$

Aunque la ecuación 2.28 fue desarrollada para el método de perfiles de reflexión, también es aplicable, como ya se mencionó, a las velocidades **VRMS** obtenidas a partir del análisis automático de la velocidad.

Generalizando, el siguiente procedimiento se puede aplicar a cualquier sección sísmica como la mostrada en la figura 2.1, si se cuenta con un análisis automático de la velocidad:

1. En el **VELAN** se unen los puntos de las capas reflectoras con mayor contraste de impedancia acústica y se obtienen los valores de velocidad **VRMS** y **Tiempo doble de reflexión**, tal como se muestra en la figura 2.17. Una vez que se tienen estos pares de puntos, se puede obtener la

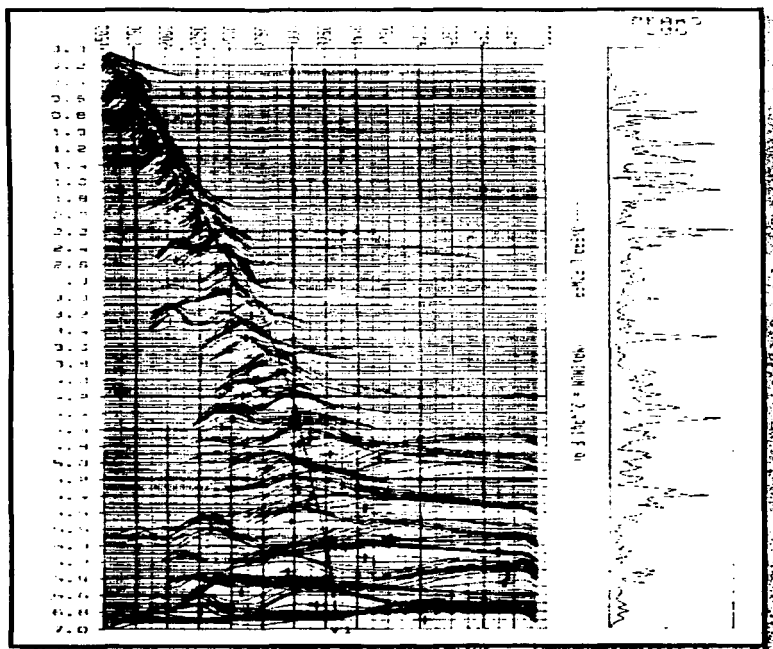
ecuación de una línea recta que una dos puntos consecutivos cualesquiera para así determinar más puntos que se encuentren entre las dos capas de mayor contraste en la impedancia acústica.

2. Como segundo paso, se procede a construir una tabla (tabla 2.1) para facilitar la aplicación de la ecuación de Dix y el manejo de los datos de graficación.
3. Por último, con los datos obtenidos en una tabla como la 2.1 se procede a graficar el tiempo doble de reflexión, la velocidad de intervalo y el tiempo de tránsito en escala logarítmica contra la profundidad. Tal y como se puede observar en las figuras 2.18, 2.19, 2.20 respectivamente.

En realidad las figuras 2.18, 2.19 y 2.20 nos representan una forma del registro sísmico sintético, ya que el registro sísmico de porosidad se puede transformar en un sismograma sintético pasando por gráficas que muestran los coeficientes de reflexión (ecuación 2.1), tiempo de tránsito y velocidad de intervalo contra la profundidad. Por el contrario, una sección sísmica puede transformarse en un registro sísmico sintético mediante el procedimiento antes descrito. Más adelante veremos el tipo de registro sísmico sintético que proporciona el Sistema *Sísmic 1.0*.

									12		
Renglón (col.1 <sub>n-1</sub> , col.1)	Velocidad RMS	Velocidad Cuadrada	Columna (4x1)	Renglón (col.5, col.5 <sub>1</sub> )	Columna (6x2)	Velocidad de Intervalo	Espesor de Capa	Profundidad	Velocidad Media	Tiempo Real	Tiempo Tránsito
	VRMS	VRMS <sup>2</sup>	VRMS <sup>2</sup> ·T					ΣΔZ		T/2	
ΔT				V <sub>int</sub> ·T <sub>int</sub> V <sub>i</sub> ·T <sub>i</sub>	V <sub>i</sub> <sup>2</sup>	V <sub>i</sub>	$\frac{V_i \Delta T}{\Delta Z} = \frac{V_i}{2}$				$\Delta t = \frac{1}{V_i} = \frac{\Delta T}{2\Delta Z}$

Tabla 2.1 Determinación de la velocidad de intervalo, tiempo de tránsito y velocidad media con la ecuación de Dix, a partir de datos sísmicos



**Figura 2.17** Gráfica del VELAN (en ella se observan la unión de los puntos con mayor contraste de impedancia señalados mediante cruces por el personal encargado de realizar el análisis automático de la velocidad)

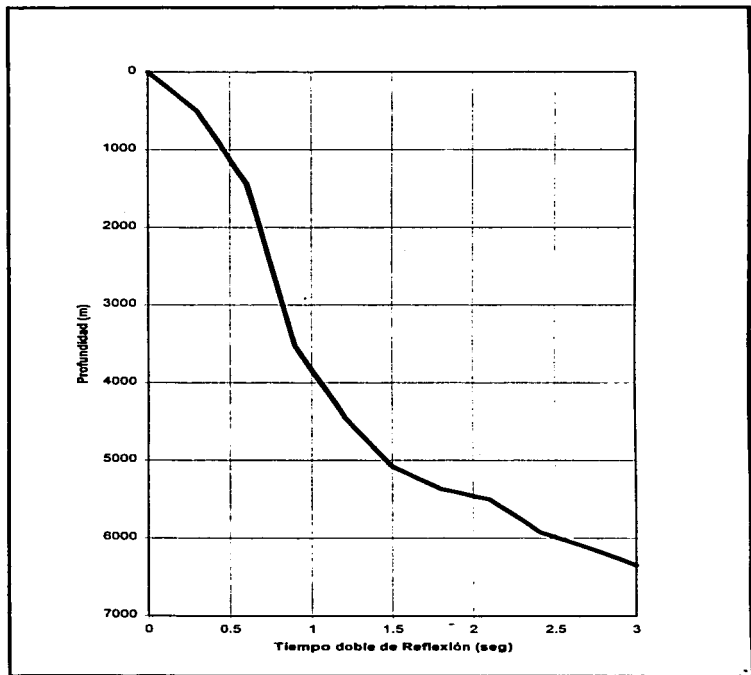


Figura 2.18 Tiempo de Reflexión vs. Profundidad



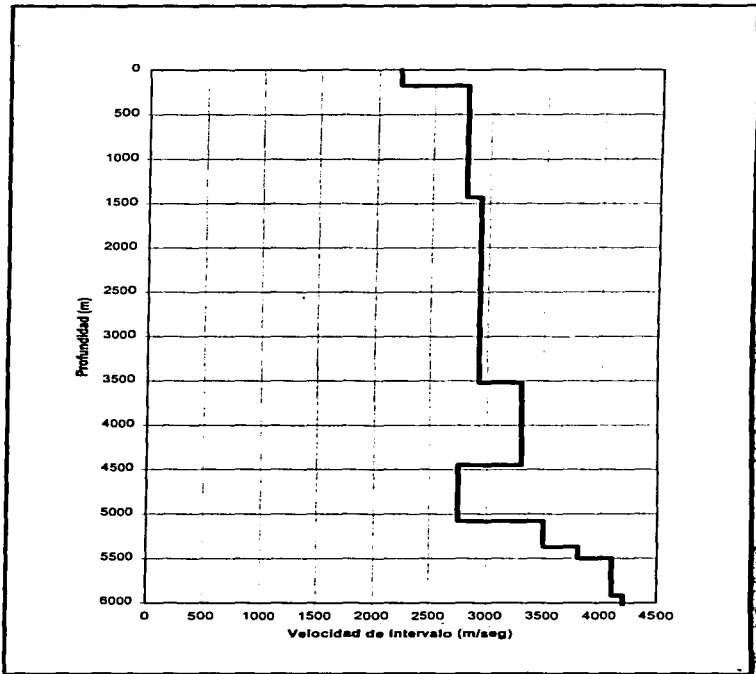


Figura 2.19 Velocidad de intervalo vs. Profundidad

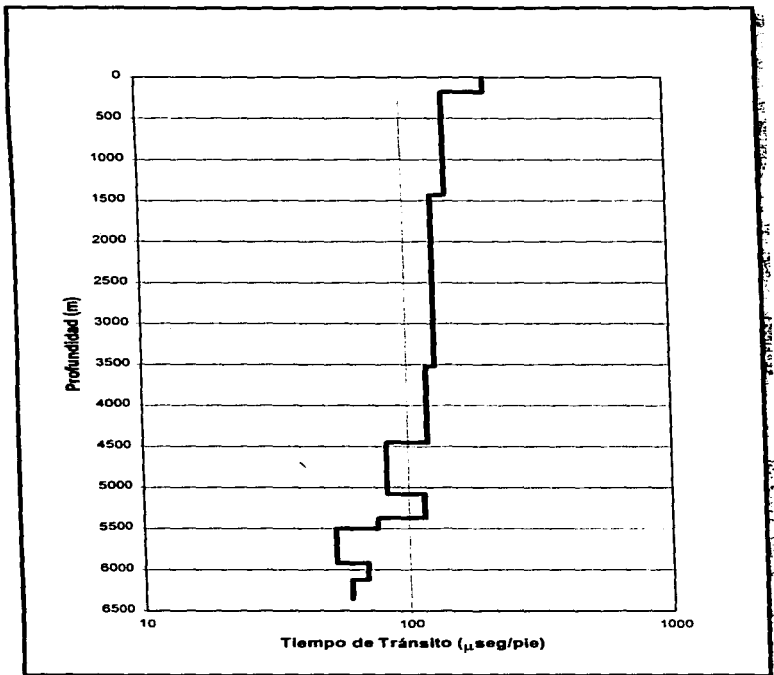


Figura 2.20 Tiempo de tránsito vs. Profundidad

**Breve Descripción de la Determinación del VELAN a partir del Análisis Automático de la Velocidad<sup>9</sup>**

En 1967, Taner y Koehler<sup>12</sup> desarrollaron por vez primera la técnica del análisis automático de la velocidad por computadora. Obviamente la confiabilidad del método depende de la calidad de la información sísmológica y de la presencia de capas reflectoras con importante contraste en la impedancia acústica.

Los análisis automáticos de la velocidad son la base para la determinación de la velocidad de apilamiento, requisito indispensable para realizar las correcciones dinámicas y procesar, en condiciones óptimas, las secciones sísmicas. Asimismo, constituyen los datos fuente para el cálculo de la velocidad de intervalo mediante la ecuación de Dix.

Para el análisis de la sección sísmica se emplea la técnica del punto de reflejo común CDP como el que lo muestra la figura 2.21.

De la figura 2.21, haciendo que  $\Delta T$  sea la diferencia de entre el tiempo doble de reflexión  $T$  y el tiempo doble de viaje vertical  $T_o$ , entonces:

$$\Delta T = T - T_o \quad 2.32$$

Por el teorema de Pitágoras y sustituyendo en tiempo las distancias  $X$  y  $Z$ , se tiene:

$$T^2 = \left(\frac{2Z}{V}\right)^2 + \left(\frac{X}{V}\right)^2 \quad 2.33$$

Considerando que:

$$T_o = \left(\frac{2Z}{V}\right) \quad 2.34$$

Sustituyendo la expresión 2.34 en la ecuación 2.33:

$$T = \sqrt{(T_o)^2 + \left(\frac{X}{V}\right)^2} \quad 2.35$$

Despejando  $T$  de la ecuación 2.32 e igualando con la expresión 2.35 y luego despejando  $\Delta T$ :

$$\Delta T = \sqrt{(T_0)^2 + \left(\frac{X}{V}\right)^2} - T_0 \quad 2.36$$

A la ecuación 2.36 comúnmente se le conoce como "Corrección Dinámica" la cual está en función de la velocidad promedio en la capa, la distancia del punto de tiro al geófono y el tiempo de reflexión. En un registro sísmico la distancia es conocida y el tiempo se registra mediante los geófonos en la unidad de registro, quedando como incógnita únicamente la velocidad.

En la figura 2.21 se tienen tres trayectorias lo que constituye una familia de trazas sísmicas con punto de reflejo común CDP al 300%, las cuales una vez corregidas por la ecuación 2.36, integrarán una traza sísmica.

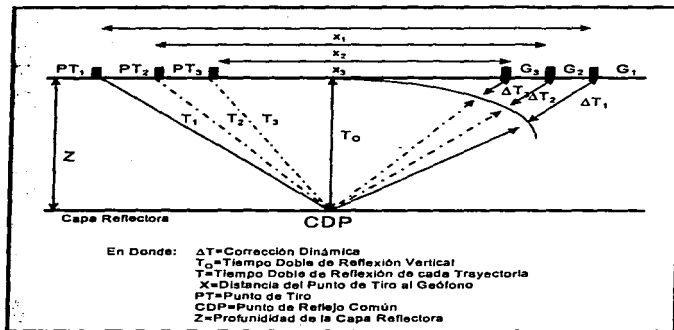


Figura 2.21 Levantamiento sísmológico con el método CDP (Punto de Reflejo Común) \*

En la figura 2.22 se presentan los registros individuales de cada trayectoria  $T_1$ ,  $T_2$  y  $T_3$  en una gráfica de tiempo contra distancia. El defasamiento de la señal en los registros se debe a la diferencia en

tiempo de recorrido de las trayectorias dada por la separación que existe entre los geófonos y los puntos de tiro.

El proceso que se ejecuta en un análisis automático de la velocidad, consiste en probar iterativamente un cierto número de velocidades en la ecuación 2.36 hasta encontrar la que mejor se ajuste a la familia de trayectorias por reducción de estas a la vertical. En general, para un análisis de velocidad se requiere, primeramente, estipular los parámetros de entrada:

- Velocidad máxima y mínima del rango de barrido.
- Incremento de velocidad para cada iteración dentro del rango de barrido. Generalmente se fija entre 25 y 100 m/seg.
- Longitud de la ventana. Generalmente se fija de 12 a 60 m/seg y representa el incremento en tiempo entre zonas consecutivas de cálculo.

Por último, cada zona horizontal de cálculo (ventana) en la figura 2.17 representa el efecto suma de la operación de cross, que es una correlación entre las trayectorias que forman la familia CDP, siendo la agrupación de todas las ventanas de cálculo lo que constituye el análisis de la velocidad VELAN.<sup>9</sup>

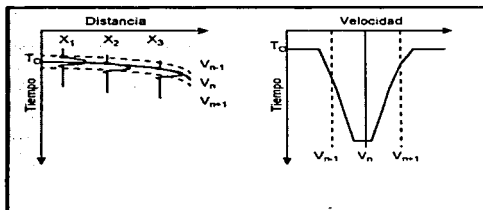


Figura 2.22 Representación gráfica de trayectorias individuales partiendo del método CDP

## ***VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO EN ESTUDIO***

### ***Ventajas***

- La información sísmica obtenida a través del método de reflexión sísmica superficial, permite llevar a cabo la planeación de la perforación de pozos exploratorios con gran eficiencia, ya que por medio del él podemos disponer de un mayor conocimiento de las características de las formaciones que serán atravesadas por el pozo exploratorio y, de esta manera, delimitar las zonas con presiones anormales.
- El método de reflexión sísmica proporciona más y mejor información estructural que cualquier otro método de prospección geofísica superficial. Se obtienen los mejores resultados en las áreas donde el petróleo se encuentra en trampas estructurales y además permite localizar y detallar muchos de las características estratigráficas.
- Permite levantar el mapa estructural de muchos horizontes desde cada punto de tiro y se puede decir que la precisión es casi la misma para los horizontes más profundos que para los más someros; a diferencia del los método de prospección que disminuye la exactitud al incrementarse la profundidad.
- Con este método pueden registrarse reflexiones a profundidades mayores a 6000 metros.
- Con los datos que proporciona el estudio de reflexión superficial se pueden determinar las profundidades de las cimas y bases de las formaciones con tal exactitud, que sólo es mejorada por las datos tomados en el pozo exploratorio perforado.
- El método en estudio es aplicado a ambientes geológicos costa afuera de especial interés petrolero a diferencias de los demás métodos de prospección.
- Los datos obtenidas a través del método sísmico de reflexión superficial pueden ser correlacionados con la información proporcionada por la sísmica de pozo con el propósito de mejorar la interpretación estructural estratigráfica y litológica de los registros sísmicos de superficie.

### ***Desventajas***

- El levantamiento y procesamiento de los datos sísmológicos por el método de reflexión sísmica superficial es más lento y costoso. En la mayoría de los casos las exploraciones por reflexión sísmica están precedidas por estudios menos costosos como las prospecciones gravimétricas, magnéticas o de refracción, con el objeto de delimitar el estudio de reflexión sísmica superficial a las áreas que ofrezcan mayor interés petrolero.
- Los datos sísmológicos obtenidos con el método en estudio llevan consigo ruido y distorsión que en ocasiones únicamente pueden eliminarse en forma parcial. Aunque a la prospección por reflexión sísmica se deben muchos descubrimientos de yacimientos en todo el mundo, existen algunas áreas donde es muy difícil y costoso obtener reflexiones que puedan ser aprovechadas, esta situación se debe generalmente a interferencias por ruidos.
- La calidad de la información sísmica depende en gran medida de si la interpretación de la información sísmica no es realizada por los especialistas responsables de ésta actividad, la calidad de los resultados será pobre.
- La calidad de la información sísmológica también depende de la existencia de capas con buen contraste en la impedancia acústica.
- A pesar de que se registran reflexiones a más de 6000 m., una limitación importante del método sísmico en cuanto a penetración se refiere, es la pérdida de energía por refracción, por divergencia esférica y por absorción\*, debido a que mientras más largo sea el trayecto de la onda sísmica mayor será la pérdida de energía y menor será la amplitud de onda registrada en los geófonos.

---

\* Ver apéndice B "MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS" al final de este trabajo

## NOMENCLATURA

H=	Distancia horizontal
r=	Coefficiente de reflexión
V=	Velocidad
V <sub>i</sub> =	Velocidad de intervalo
V <sub>s</sub> =	Velocidad en el estrato superior
V <sub>i</sub> =	Velocidad en el estrato inferior
V <sub>m</sub> =	Velocidad media entre la superficie y la capa reflectora
VRMS=	Velocidad cuadrática media referida a un punto de reflejo común
T=	Tiempo doble de reflexión
T <sub>o</sub> =	Tiempo doble de reflexión de viaje vertical
X=	Distancia horizontal entre geófonos
Z=	Profundidad de la capa reflectora
z=	Impedancia acústica
ΔT=	Diferencia de Tiempos dobles de reflexión
ΔT=	Corrección dinámica en el método CDP
Δt=	Tiempo de Tránsito en cada estrato reflector
ΔZ=	Espesor del estrato reflector
ρ=	Densidad promedio del estrato reflector
ρ <sub>s</sub> =	Densidad promedio en el estrato superior
ρ <sub>i</sub> =	Densidad promedio en el estrato inferior



## **CAPÍTULO 3**

---

### **MÉTODOS PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES APLICABLES DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN**

---

En la presente sección se analizarán los métodos aplicables para detectar presiones de formación anormal después de haber concluido la perforación del pozo. En este caso las técnicas para predecir presiones de formación utilizan la información proporcionada por registros geofísicos de pozos, los cuales son utilizados para medir algunas propiedades de la formación que varían con la profundidad (resistividad, conductividad, propagación de ondas acústicas, etc.). Dichas propiedades aportan resultados cualitativos de la existencia de zonas con presión anormal en el subsuelo, sin embargo, mediante el empleo de ciertos métodos empíricos desarrollados por diferentes investigadores se pueden obtener resultados cuantitativos de las presiones existentes en las formaciones.

Puesto que los estratos arcillosos son extremadamente sensibles a los procesos de compactación y que se encuentran en casi todas las formaciones de rocas sedimentarias, el fenómeno se ha convertido en una valiosa herramienta para la predicción de perfiles de presión. Cuando el agua dentro de los poros tiene la facilidad de escapar de ellos, debido a al esfuerzo de sobrecarga, el grado de compactación de los sedimentos arcillosos es función de la profundidad. Cuando esta agua intersticial no puede escapar de los poros se represiona debido a que soporta casi el total del esfuerzo de sobrecarga originado por el proceso de compactación, como resultado de ello, la porosidad de la roca no varía con la compactación presentando así mayor cantidad de fluido.\*

Cuando el agua intersticial escapa de los espacios porosos, se dice que se genera una tendencia normal de compactación y por ende presiones de formación normal; por el contrario, cuando no tiende a escapar, la porosidad de la formación se desvía de la tendencia normal de compactación y

---

\* Ver Teoría de la Compactación descrita en el Capítulo 1

---

por lo tanto poseen presiones de formación anormalmente altas. A este tipo de formaciones se les llama bajocompactadas.

La variación de la porosidad o contenido de fluidos en las formaciones respecto a la tendencia normal de compactación provee las bases teóricas necesarias para detectar y evaluar presiones anormales mediante la medición de los parámetros sensibles a la compactación llevada a cabo por los registros geofísicos de pozos. Entre otras propiedades o parámetros se encuentran la resistividad, conductividad y la propagación de ondas sonoras a través de las formaciones; estas tres son las más utilizadas dentro de las operaciones de planeación de un pozo petrolero de desarrollo.

El principio teórico consiste en graficar las propiedades mencionadas contra la profundidad y distinguir una tendencia normal de compactación de entre todos los puntos dados, obviamente los puntos que se alejen de dicha tendencia constituirán las zonas con presión anormal. Así se tendrá una evaluación cualitativa de las formaciones bajocompactadas. La pendiente de esta tendencia estará en función de las características de las formaciones de una región geológica, de un sólo pozo en un mismo campo. La manera de evaluar cuantitativamente la presión de formación se verá en el capítulo 4.

## **DETECCIÓN A PARTIR DE DATOS DE RESISTIVIDAD Y/O CONDUCTIVIDAD DE LA FORMACIÓN**

### ***Principios Básicos***

Entre los registros que miden propiedades eléctricas de las formaciones se encuentran las herramientas de inducción. El principio de operación de la herramienta de inducción consiste en un sistema de bobinas, una receptora y otra emisora acopladas a una sonda. La bobina emisora se alimenta de una corriente oscilatoria que genera un campo electromagnético, el cual induce en la formación corrientes eléctricas que circulan como anillos coaxiales al eje de la sonda. Estas corrientes a su vez, generan su propio campo magnético e inducen una señal o fuerza electromotriz en la bobina receptora cuya intensidad es directamente proporcional a la conductividad e inversamente proporcional a la resistividad de las formaciones.<sup>4\*</sup>

---

\* Referencias al final

Las herramientas inductivas están desarrolladas con el objeto de medir la resistividad y/o la conductividad de la formación en pozos que contienen lodos base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. Las herramientas eléctricas convencionales no funcionan en lodos no conductivos.

La resistividad de las formaciones es su capacidad de impedir el libre flujo de la corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es  $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$  u  $\text{ohm}\cdot\text{pie}^2/\text{pie}$ , generalmente se expresa como  $\text{ohm}\cdot\text{m}$  u  $\text{ohm}\cdot\text{pie}$ . La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos-m o milimhos-pie.

La experiencia ha demostrado que las herramientas inductivas proporcionan ventajas sobre las convencionales, cuando se utilizan en pozos perforados con fluidos base agua, como por ejemplo minimizan las influencias del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida por el filtrado de lodo. Los registros inductivos se diseñaron para una investigación profunda en la formación y pueden enfocarse con el propósito de minimizar aún más las influencias antes mencionadas.

La curva **ILD** (Inducción Logging Deep) **CILD** (Conductivity Induction Logging Deep) son las mediciones más representativas de la resistividad y la conductividad (respectivamente) de las zonas no invadidas por el filtrado de lodo. Estas curvas, encontrada en los registros de inducción esférica, se obtiene de la herramienta **IRT** (Induction Resistivity Tool) o de la **DIT-D** (Dual Induction Tool). Particularmente, para obtener la curva **ILD** se necesita un arreglo de 6 bobinas (3 emisoras y 3 receptoras), con esto se logra una profundidad de investigación de 40 pg. La Curva **CILD** se obtiene como el inverso de la curva **ILD**.

La resolución vertical de las herramientas de inducción es de 2 metros; estratos menores a dos metros no se registran con exactitud o están afectados por las capas adyacentes.<sup>13</sup>

### ***Comportamiento de la Resistividad y/o Conductividad en Formaciones Bajocompactadas***

Se sabe que la resistividad de las formaciones es función de varios factores; entre los más importantes está la porosidad, temperatura, contenido de sales en el agua de intersticial, saturación de fluidos, composición mineralógica de las rocas, etc.; no obstante, en estratos lutíticos, es función principalmente de la porosidad. Debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones al

proceso de compactación, las medidas de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo la presión en los poros de las secuencias arcillosas; es decir, mientras la porosidad de las formaciones sea más grande, mayor será la cantidad de agua de formación y menor será la resistividad.

La figura 3.1 presenta el comportamiento típico de la resistividad con la profundidad. En este tipo de gráficas una zona con presión anormalmente alta se refleja por la disminución de la resistividad respecto a la tendencia normal (tendencia normal de compactación). Esta disminución se debe a que la porosidad es mayor de lo normal. Una zona con presiones menores a lo normal (formaciones sobrecompactadas), así como una impregnada por hidrocarburos, se caracteriza por el aumento de la resistividad. Este comportamiento en una zona sobrecompactada se debe a que el volumen de poros es pequeño y por lo tanto el contenido de fluidos también lo es. Mientras que para zonas con presiones anormalmente bajas el comportamiento de la resistividad se debe a la saturación de agua, en las zonas impregnadas con hidrocarburos el comportamiento es debido a que estos son altamente resistivos al paso de la corriente.

Análogamente, la figura 3.2 presenta la respuesta de los datos de conductividad respecto a la profundidad. La zona con presión anormal sobre la gráfica se caracteriza por el incremento de la conductividad de la formación debido a la presencia de mayor cantidad de agua por el incremento de la porosidad. En esta gráfica una zona con presiones anormalmente bajas y/o impregnada con hidrocarburos se distingue por valores de conductividad que se apartan a la izquierda de la tendencia normal, o sea, hacia valores más bajos.

En condiciones normales de compactación, la resistividad aumenta conforme la profundidad incrementa puesto que la porosidad disminuye con la compactación, mientras que la conductividad disminuye con la profundidad.

Los comportamientos típicos de la resistividad y/o conductividad proporcionan interesantes indicaciones de presiones anormales, pero es necesario tomar en cuenta las variaciones de la salinidad del agua congénita de las formaciones ya que la resistividad es función de la concentración de sales en el agua (inversamente proporcional a la salinidad); por ejemplo, una formación con una salinidad mayor a la normal de la zona reflejara un comportamiento de la resistividad similar a una zona

sobrepresionada. Precisamente ésta es la principal desventaja de emplear las herramientas de inducción para detectar presiones de formación anormal.

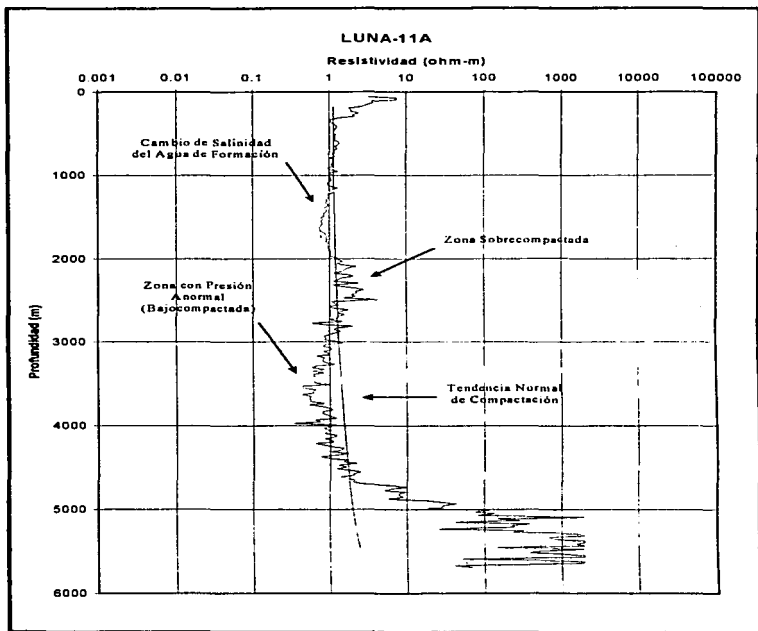
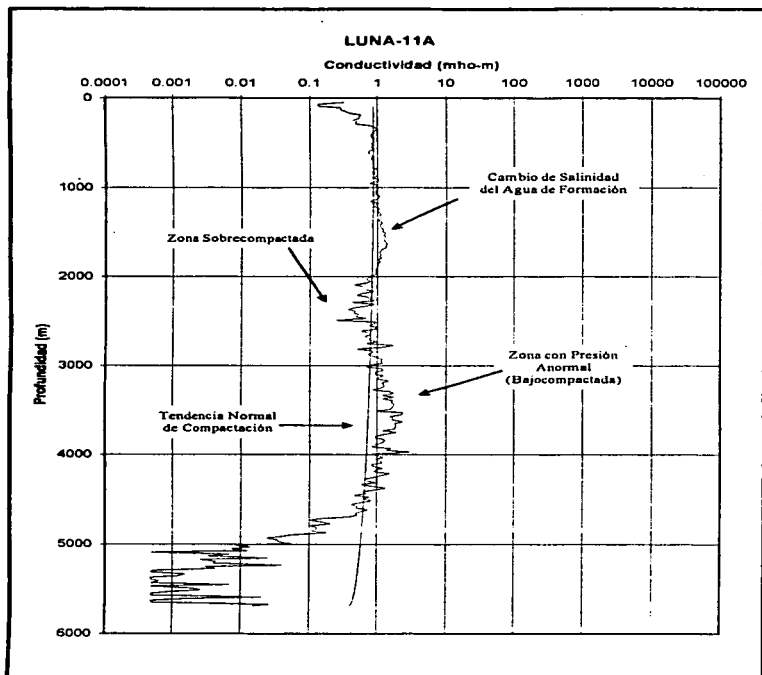


Figura 3.1 Comportamiento de la resistividad en zonas con presión anormalmente altas y bajas



**Figura 3.2** Comportamiento de la conductividad en zonas con presión anormalmente altas y bajas

## **DETECCIÓN A PARTIR DE DATOS DE TIEMPO DE TRÁNSITO Y POROSIDAD**

### ***Principios Básicos***

Se ha demostrado que la velocidad de propagación de las ondas acústicas a través de las formaciones depende de la composición mineralógica de la roca, de la porosidad de la misma, así como de la saturación de los fluidos en la roca. Debido a que la porosidad refleja los procesos de compactación de las formaciones, la porosidad y el tiempo de tránsito (inverso a la velocidad de las ondas acústicas) pueden ser utilizados en la detección de presiones anormales.

El tiempo de tránsito se obtiene del registro sísmico de porosidad compensado **BHC**, el cual es una herramienta acústica. La herramienta consta de una sonda de material aislante acústico, de dos transmisores de ondas acústicas y cuatro receptores. Los transmisores y receptores son "transductores electroacústicos", es decir, que convierten energía eléctrica en energía acústica y viceversa. El objetivo es medir el tiempo  $\Delta t$  que tarda en viajar una onda acústica a través de la formación en una distancia igual a la separación entre los receptores.<sup>4</sup>

Al ser activado eléctricamente un transductor emite una sucesión de ondas acústicas longitudinales\* que se propagan en todas direcciones. Parte de la energía acústica atraviesa el fluido de perforación, choca sobre la pared del agujero, atraviesa por la formación, regresa nuevamente al fluido y finalmente llega a los receptores.

### ***Comportamiento del Tiempo de Tránsito en Formaciones Bajocompactadas***

Como ya se mencionó, el objetivo del registro sísmico de porosidad es medir el tiempo requerido por una onda acústica en recorrer un pie de formación, conocido como tiempo de tránsito  $\Delta t$ . El tiempo de tránsito es el inverso de la velocidad del sonido en las formaciones, es decir:

$$v = \frac{1}{\Delta t} \quad 3.1$$

\* Ver apéndice B "MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS" al final de este trabajo  
\*\* Nomenclatura al final

También se mencionó que el tiempo de tránsito es función de la composición mineralógica de las formaciones, así como de su porosidad y de la saturación del fluido en la roca. Con la experiencia de campo y laboratorio se ha comprobado que en rocas sumamente densas o menos porosas la onda acústica se propaga con mayor velocidad; por el contrario, la velocidad de propagación es menor en rocas con alta porosidad o menos densas.

La figura 3.3 muestra una gráfica semilogarítmica del tiempo de tránsito contra la profundidad del pozo Ayin-1, en ella se observa la variación del tiempo de tránsito  $\Delta t$  con la profundidad. En los intervalos con presión anormal los tiempos de tránsito aumentan con respecto a la tendencia normal, debido al incremento de la porosidad y a la presencia de fluidos, aunque una zona con presencia de gas también puede mostrar este comportamiento. Para evitar este tipo de incertidumbre, se debe apoyar en la interpretación del registro de resistividad, en el cual es notable el considerable incremento de este parámetro en una zona impregnada con hidrocarburos.

En formaciones normalmente compactadas, el comportamiento de  $\Delta t$  disminuye linealmente con la profundidad (tendencia normal de compactación), ya que la porosidad de las rocas disminuye durante un proceso de compactación normal.

En la gráfica 3.3 se observa que el tiempo de tránsito se aparta a valores menores que la tendencia normal por debajo de 5,500 m., pero no necesariamente una presión de formación una presión anormalmente baja, sino que las formaciones Cretácicas están constituidas esencialmente por rocas calcáreas con porosidad muy baja.

#### ***Comportamiento de la Porosidad en Formaciones Bajocompactadas***

La presencia de porosidad en la formación atravesada disminuye la velocidad de la onda acústica a través de ella y por consiguiente aumenta el valor del tiempo de tránsito, lo cual hace que el tiempo de tránsito sirva para estimar la porosidad.

La construcción de una gráfica de porosidad que muestre los procesos de compactación de los sedimentos contra la profundidad se puede realizar fácilmente con los datos del tiempo de tránsito  $\Delta t$  obtenidos del registro sísmico de porosidad y la ecuación 3.2. Un ejemplo de una gráfica obtenida con la ecuación 3.2 es la figura 3.4.



$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad 3.2$$

donde los valores del tiempo de tránsito utilizados para la construcción de la figura 3.4 son de 47 y 43.5  $\mu\text{seg}/\text{pie}$  para lutitas y rocas carbonatadas respectivamente; un valor promedio del tiempo de tránsito en el fluido intersticial es de 200  $\mu\text{seg}/\text{pie}$ .<sup>17</sup>

### *Predicción de la Porosidad a partir del Registro Neutrón-Gamma*

#### *Principios Básicos<sup>4</sup>*

Este registro se basa en el bombardeo de las formaciones por medio de neutrones. La sonda que se utiliza para esta herramienta básicamente consta de una fuente emisora de neutrones y uno o dos receptores de la señal de neutrones. La fuente emisora emite continuamente neutrones a alta velocidad (energía), estos, al ser emitidos experimentan una serie de colisiones contra las moléculas de la formación perdiendo energía, la cual depende de la masa de masa relativa del núcleo con el que choca. Cuando el neutrón colisiona con un núcleo de igual masa ocurre una pérdida mayor, como el núcleo del hidrógeno por ejemplo. Este elemento es el de mayor importancia en la pérdida de energía en comparación con los demás constituyentes de la formación. Las formaciones comúnmente se encuentran saturadas por fluidos que contienen hidrógeno como el agua congénita y los hidrocarburos, de esta manera la cantidad de hidrógeno presente en la roca es proporcional a su porosidad y por consiguiente la curva de neutrón puede ser convertida a porosidad.

La relación existente entre la curva dada por el registro Neutrón-Gamma y la porosidad se determina calibrando la herramienta en formaciones de porosidad conocida.

El uso del registro Neutrón-Gamma (GRN) es una técnica para detectar zonas con presiones anormales. Consiste en cuantificar primeramente la porosidad con la información obtenida del registro Neutrón-Gamma, luego se procede a graficar la porosidad contra la profundidad, llevando a cabo un procedimiento similar al del registro sísmico.

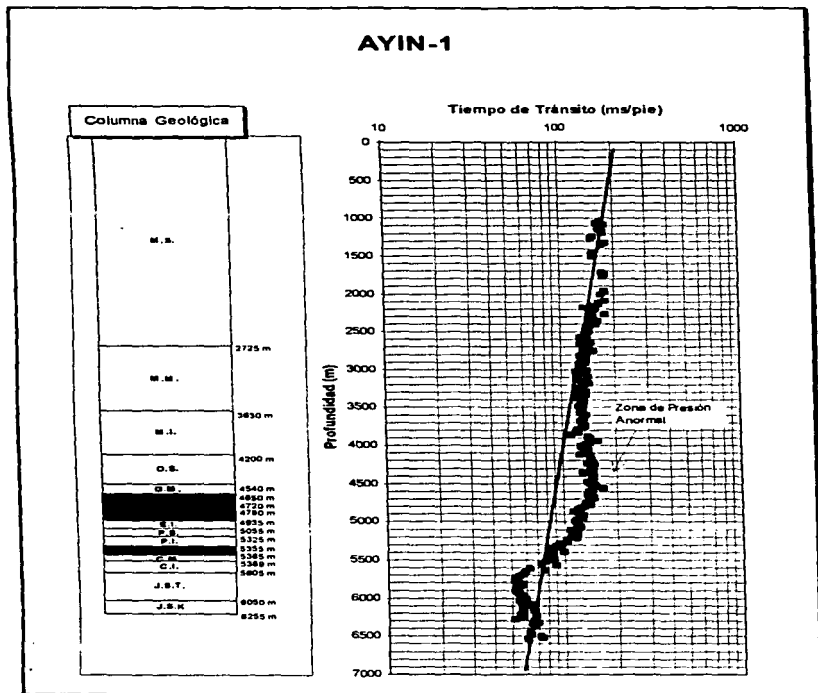


Figura 3.3 Comportamiento del Tiempo de Tránsito vs. Profundidad para el pozo Ayin-1

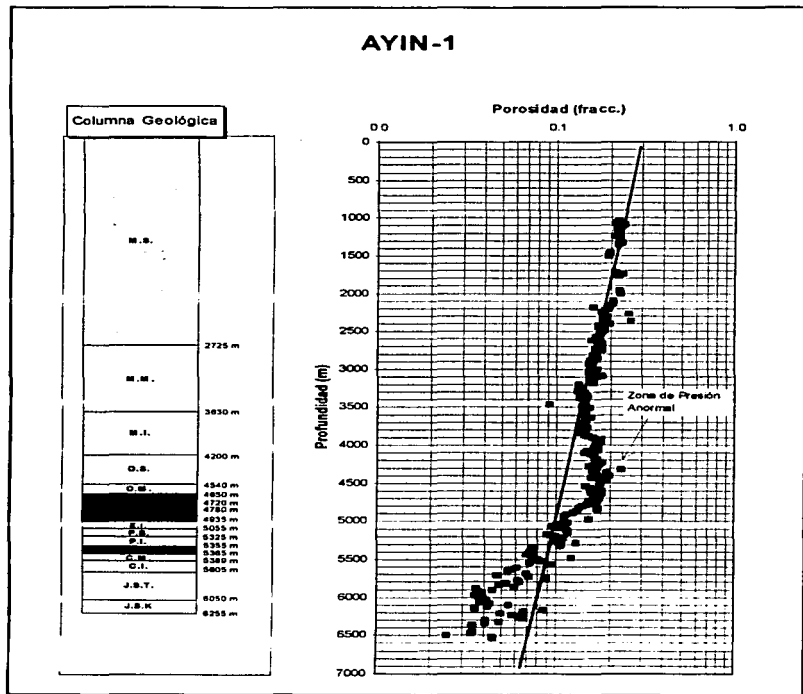


Figura 3.4 Comportamiento de la Porosidad vs. Profundidad para el pozo Ayin-1

## DETECCIÓN A PARTIR DE DATOS DE DENSIDAD

### Principios Básicos

La medición de este parámetro consiste en determinar la densidad electrónica de las formaciones perforadas mediante la dispersión y absorción de rayos gamma emitidos (registro FDC Formation Density Compensated). El principio fundamental es el efecto Compton, es decir, la dispersión y absorción de rayos gamma por los electrones de los átomos, la cual es proporcional al número de electrones presentes en el medio por donde viajan los rayos gamma; esto es, entre más densa es la formación mayor será la dispersión. Por tanto la densidad electrónica puede ser traducida a densidad másica experimentalmente mediante herramientas calibradoras en formaciones de densidad conocida.

### Comportamiento de la Densidad en Formaciones Bajocompactadas

Debido a la compactación, la densidad de las rocas aumenta con la profundidad en estratos sedimentarios, de aquí puede ser establecida una tendencia normal de compactación si se grafica este parámetro contra la profundidad, como la muestra la figura 3.5. Cabe señalar que un gráfico semilogarítmico, la tendencia de compactación normal es más notoria. Las zonas con presión de formación anormal distorsionan la tendencia hacia valores más bajos de densidad puesto que existe una porosidad más grande en estos intervalos, aunque la presencia de rocas saturadas de gas este comportamiento también se presenta. En el caso del pozo Ayin-1 (fig. 3.5) la zona sobrepresionada se encuentra aproximadamente a 3750 metros.

También es posible construir una gráfica de porosidad a partir de datos de densidad y viceversa, siempre y cuando se conozcan la densidad de la matriz rocosa y de los fluidos; para este fin se emplean las ecuaciones 3.3 y 3.4 respectivamente.

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_r}{\rho_m - \rho_f} \quad 3.3$$

$$\rho_r = \rho_m(1 - \phi) + \rho_f\phi$$

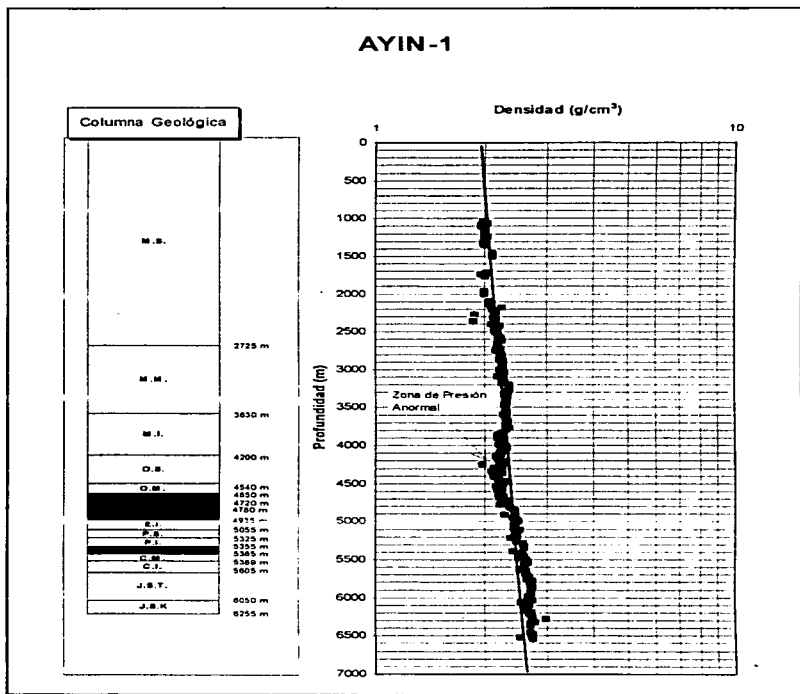


Figura 3.5 Comportamiento de la Densidad vs. Profundidad para el pozo Ayin-1

De esta manera la relación entre la densidad y la porosidad se calcula para diferentes combinaciones litológicas y fluidos saturantes.

#### *Consideraciones para la Graficación<sup>4</sup>*

En este punto se mencionan algunas de las consideraciones que ayudarán a una mejor interpretación de los registros mencionados y que servirán para la correcta graficación de los parámetros involucrados en la detección de presiones anormales:

1. Procurar obtener valores de los parámetros en capas lutíticas de entre 3 y 10 metros de espesor.
2. Utilizar datos de aquellas lutitas como mayor pureza.
3. Tomar en cuenta cambios en las edades geológicas y discordancias, ya que éstas reflejan cambios drásticos en las propiedades de los sedimentos arcillosos y por ende en la tendencia normal de compactación.
4. Lutitas cercanas a domos salinos, presentan muy baja resistividad debido al incremento de salinidad del agua intersticial, lo cual se interpreta como presiones anormales.
5. Formaciones con salinidades menores a 5,000 ppm de NaCl a grandes profundidades incrementan los valores de resistividad, interpretándose así formaciones sobrecompactadas.
6. La presencia de gas en las lutitas también puede afectar severamente las medidas de resistividad y/o conductividad y tiempo de tránsito.
7. Cambios grandes en el diámetro del agujero afectan las respuestas de las herramientas utilizadas para medir los parámetros involucrados en la evaluación de presiones anormales.
8. Las lutitas con alto contenido de bentonita presentan valores de resistividad menores a la tendencia normal, lo cual sugiere presiones de formación altas que generalmente no existen.

9. Se deben evitar los datos de lutitas con derrumbes severos, ya que todas las herramientas mencionadas son afectadas en su respuesta.
10. En estratos lutíticos de gran espesor, generalmente se observa que el gradiente de presión de formación es una función de la proximidad de la arena permeable adyacente. Comúnmente, los gradientes de presión disminuyen con la proximidad de la capa de arena. En la selección de la densidad del fluido de perforación, esto tiene evidentes implicaciones, ya que al seleccionar una alta densidad del fluido para prevenir derrumbes de formaciones lutíticas, simultáneamente se tendrán excesivas diferenciales de presión y hasta pérdidas de circulación en las arenas adyacentes con menor presión. En tales casos se debe graficar los valores de los parámetros involucrados sobre una escala de profundidad bastante amplia para observar con mayor detalle estos cambios en los gradientes de presión.
11. En rocas densas y compactas, tales como formaciones calcáreas constituidas por calizas, anhidritas y/o dolomitas, la respuesta de los registros indica presiones anormalmente bajas que no existen.

## ***VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MÉTODOS EN ESTUDIO***

### ***Ventajas***

- Cualquiera de los métodos mencionados es una poderosa herramienta de correlación para la planeación y diseño de la perforación de un pozo de desarrollo en un mismo campo.
- Empleando simultáneamente los métodos estudiados, se podrá realizar una mejor correlación para la planeación de la perforación de un pozo de desarrollo en el mismo campo.
- Detectar presiones anormales con datos de tiempo de tránsito elimina los problemas originados por los cambios de salinidad del agua de formación empleando la información de resistividad y/o conductividad de las formaciones.
- Tomando en cuenta todas las consideraciones para la graficación mencionadas se proporcionarán mejores resultados en la detección cualitativa de las presiones anormales.

### ***Desventajas***

- Al no seguir las consideraciones para la graficación se obtendrán resultados poco confiables.
- Desafortunadamente, los métodos en estudio no son aplicables a formaciones constituidas por rocas carbonatadas, ya que la porosidad de este tipo de rocas no se debe a los procesos de compactación necesario para detectar presiones anormales con dichos métodos.
- El principal problema de los métodos para detectar presiones anormales después de la perforación, estriba en determinar la mejor línea de tendencia normal de compactación que proporcione los mejores resultados.
- Como estos métodos son aplicables después de la perforación, sólo se utilizan en pozos de desarrollo.



## NOMENCLATURA

- $V$ = Velocidad de propagación de una onda acústica
- $\Delta t$ = Tiempo de tránsito
- $\Delta t_f$ = Tiempo de tránsito en el fluido intersticial
- $\Delta t_m$ = Tiempo de tránsito en la matriz rocosa
- $\phi$ = Porosidad
- $\rho_f$ = Densidad del fluido intersticial
- $\rho_m$ = Densidad de la matriz rocosa
- $\rho_r$ = Densidad de la roca

## **CAPÍTULO 4**

---

### **PREDICCIÓN DE GRADIENTES DE FRACTURA**

---

Una vez que se han detectado los intervalos geopresionados se procede a realizar una evaluación cuantitativa de los perfiles de presión de formación. Las herramientas necesarias para lograr tal propósito fueron explicadas en los Capítulos 2 y 3.

Sin excepción, todos los métodos empíricos que se verán en el presente capítulo se fundamentan en determinar una tendencia normal de compactación a partir de datos de tiempo de tránsito provenientes de información sísmica; y de resistividad y/o conductividad y tiempos de tránsito, obtenidos con registros geofísicos de pozos. Así, con los valores de éstos parámetros obtenidos de los registros sísmicos y geofísicos, y con los proporcionados por la tendencia normal podrán cuantificarse las presiones de sobrecarga y de formación, y con ello los gradientes de fractura.

Los algoritmos que se mencionan fueron desarrollados por diferentes investigadores entre los cuales se destacan M. K. Hubbert, D. G. Willis; W. R. Matthews; J. Kelly; y Ben A. Eaton. En este capítulo se describirán los métodos y consideraciones para cuantificar el gradiente de presión de sobrecarga, el gradiente de presión de formación y el gradiente de presión de fractura indispensables en la correcta planeación y diseño de los pozos exploratorios y de desarrollo.

Al hablar de método sísmico para el cálculo del gradientes de sobrecarga y de presión de formación, se refiere al simple hecho de que los procedimientos descritos a continuación emplean velocidades de intervalo y tiempos de tránsito respectivamente.

La exactitud de la evaluación cuantitativa de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura juega un papel muy importante dentro de la perforación de pozos. Como se verá, determinar el gradiente de presión de sobrecarga de manera adecuada es indispensable para cuantificar eficazmente los gradientes de presión de formación y de fractura en ambientes marinos y terrestres. El gradiente de presión de formación constituye la base fundamental para la programación

---

óptima de los fluidos de perforación a utilizar, especialmente si se trata de un pozo exploratorio en donde no se posee ninguna otra referencia para realizar el diseño del programa de fluidos de perforación; en cambio, en el caso de un pozo de desarrollo se cuenta con la información proporcionada por la perforación de un pozo anterior en el mismo campo (como lo son brotes entre otros), que pueden ser fácilmente correlacionados con el gradiente de formación obtenido con los registros geofísicos para optimizar el programa de fluidos del siguiente pozo de desarrollo. Cuando se planea perforar un pozo en condiciones de bajo balance, es aún más importante predecir los gradientes de presión de formación con mayor exactitud sobre todo en las zonas de presión anormal alta.

Obteniendo el gradiente de presión de fractura junto con el de formación, se podrá diseñar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Para el caso de un pozo exploratorio, dicho programa está sujeto a la predicción del gradiente de fractura obtenido con información sísmica, pero en pozos subsecuentes y con la ayuda de datos de la perforación del pozo (pérdidas de circulación, pruebas de admisión, etc.), se puede optimizar la predicción del gradiente de fractura y por lo tanto la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Inclusive, para la planeación y diseño de pozos de desarrollo, se puede correlacionar los resultados arrojados por el método sísmico y el aplicable después de la perforación para efectuar la planeación. Esto es posible siempre y cuando se cuente con la información de VELANS<sup>\*</sup> para cada pozo a perforar.

### ***CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA***

Como se mencionó en el capítulo 1, la presión de sobrecarga es la originada por el peso acumulativo de las rocas sobreyacentes al punto de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos dentro de los poros.

En 1957, Hubbert y Willis supusieron que el gradiente de sobrecarga era constante e igual a 1 psi/pie que corresponde a una densidad promedio del paquete de roca de 2.31 g/cm<sup>3</sup> y a una formación normalmente compactada.

---

<sup>\*</sup> Ver Glosario de Términos al final

En 1969, la teoría de Eaton mostró que el gradiente de sobrecarga era una función de la profundidad y de la densidad promedio de la roca, y éste aumenta conforme a la profundidad, esto es:

$$S = \int_0^D \rho_r dD \quad 4.1$$

Observaciones de campo de los últimos años confirmaron el concepto de variación del gradiente de sobrecarga, el cual se utiliza para predecir el gradiente de fractura en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Por lo anterior, se sugiere que mediante el ajuste de una tendencia normal de compactación normal en una gráfica semilogarítmica de Densidad vs. Profundidad se obtenga la variación de la sobrecarga con la profundidad.

Para estimar el gradiente de sobrecarga a cualquier profundidad, son usados datos de registros sísmicos o geofísicos, como la velocidad de intervalo o la densidad de la formación respectivamente. La ecuación de Gardner (ecuación 4.2) y el registro de densidad son las herramientas principales para calcular gradientes de presión de sobrecarga.

La ecuación de Gardner es utilizada para el cálculo de la densidad de las formaciones a partir de la velocidad de intervalo obtenida de información sísmica o del inverso del tiempo de tránsito obtenido del registro sísmico de porosidad. Con esta ecuación se obtienen resultados satisfactorios, por lo que es recomendable su empleo cuando no se dispone de un registro de densidad o cuando se trata del primer pozo en un campo.

#### ***Método Sísmico para el Cálculo del Gradiente de Presión de Sobrecarga en Pozos Terrestres y Marinos***

La densidad de diferentes tipos de roca sedimentarias es proporcional a su grado de compactación y como la velocidad de propagación de las ondas acústicas también dependen de la compactación o lo que es igual de su porosidad, se puede establecer una relación entre la velocidad y la densidad promedio de los estratos.

En 1974, G. H. Gardner<sup>14\*</sup> demostró que al graficar la velocidad contra la densidad en escala logarítmica, la velocidad se comporta de manera lineal para casi todo tipo de rocas y desarrolló una

---

\* Referencias al final

ecuación empírica de tipo exponencial para calcular la densidad en función de la velocidad. Con los valores de la velocidad de intervalo obtenidos por medio de la ecuación de Dix (expresiones 2.28 ó 2.29) la ecuación de Gardner se transforma en:

$$\rho_r = 0,231V_1^{0,25} \quad 4.2$$

En donde la velocidad de intervalo  $V_1$  está en pies/seg y la densidad  $\rho_r$  en  $g/cm^3$ .

En la ecuación 4.2,  $\rho_r$ , es la densidad promedio del estrato reflector en el cual se determinó la velocidad de intervalo (en la tabla 2.1 se muestra la secuencia de cálculo para obtener la profundidad y velocidad de intervalo de cada capa reflectante). Una vez determinados los valores de la densidad promedio y profundidad de las capas, se puede calcular el gradiente de presión sobrecarga siguiendo el procedimiento propuesto en este trabajo y que a continuación se describe:

#### Procedimiento

1. Realice el procedimiento mostrado en la tabla 2.1 para determinar las velocidades de intervalo y las profundidades de las capas reflectoras.
2. A partir de la ecuación de Gardner (ecuación 4.2), calcule las densidades promedio de las capas reflectantes.
3. Obtenga por medio de regresión lineal o mínimos cuadrados la ordenada al origen  $\rho_0$  y la pendiente  $a$  de una línea recta ajustada en un gráfico doble-logarítmico con los valores de densidad y profundidad de las capas reflectoras obtenidos en el paso anterior, donde la densidad debe de ser la variable dependiente y la profundidad la variable independiente; de esta manera se obtiene una ecuación del tipo  $\rho_{av} = \rho_0 + a \ln Z$ .
4. Con los valores de  $\rho_0$  y  $a$  determinados obtenga el gradiente de presión de sobrecarga mediante la siguiente ecuación:

---

\*\* Nomenclatura al final del capítulo

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_o Z + a(Z \ln Z - Z)}{Z} \quad 4.3$$

para gradientes de presión de sobrecarga en pozos terrestres, y:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_w D_w + \rho_o Z + a(Z \ln Z - Z)}{Z + D_w} \quad 4.4$$

para pozos costa afuera.

En las ecuaciones 4.3 y 4.4 la profundidad  $Z$  es la profundidad de las capas reflectantes, es decir, a partir de la superficie en pozos terrestres y a partir del fondo marino en pozos costa afuera respectivamente.

Al graficar la densidad promedio a partir de la ecuación de Gardner contra la profundidad de las capas reflectantes en un gráfico doble logaritmico y al ajustar una ecuación lineal en estas escalas se obtiene una ecuación que representa la variación lineal de la densidad contra la profundidad, es decir, representa la densidad de las formaciones bajo un proceso de compactación normal. Por lo anterior y de acuerdo a lo que diferentes autores proponen<sup>15, 16</sup> se puede sustituir la ecuación resultante del ajuste lineal ( $\rho_w = \rho_o + a \ln Z$ ) en la ecuación 4.1 y de esta manera obtener las ecuaciones 4.3 y 4.4 mediante la integración de la ecuación de Eaton en función de la densidad promedio y de la profundidad.

Como se verá más adelante, el procedimiento descrito anteriormente proporciona excelentes resultados en la cuantificación de los perfiles de presión de formación y de fractura.

### ***Cálculo del Gradiente de Presión de Sobrecarga a partir de Registros Geofísicos para Pozos Terrestres y Marinos***

#### ***Método de Iqbal Bootwala***<sup>15</sup>

Este método propone estimar el gradiente de presión de sobrecarga en pozos terrestres y costa afuera. Con el uso de datos de densidad leídos del registro FDC y el ajuste de una curva de tendencia normal de compactación en un gráfico de densidad contra profundidad (fig. 4.1), el autor

desarrolla una ecuación para calcular el gradiente de sobrecarga en pozos terrestres y otra para pozos marinos. El método que a continuación se describe emplea la densidad volumétrica leída directamente del registro de densidad:

**Procedimiento**

1. Se grafica la densidad obtenida del registro de densidad, en escala logarítmica contra la profundidad en escala normal.
2. Se ajusta una línea de tendencia normal (figura 4.1) por regresión lineal para obtener los valores de **K** y **b**.

$$\rho_w = K(\text{profundidad})^b \quad 4.5$$

donde **K** y **b** son constantes empíricas obtenidas del ajuste lineal.

3. Para determinar el gradiente de sobrecarga en pozos terrestres se emplea la ecuación:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \left(\frac{K}{b+1}\right)(D^b) \quad 4.6$$

y para estimar el gradiente de sobrecarga en pozos costa afuera se utiliza la ecuación 4.7:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{(\rho_w \times D_w) + \left(\frac{K}{b+1}\right)(D - D_w)^{(b+1)}}{D} \quad 4.7$$

5. Para generar un perfil del gradiente de sobrecarga basta con repetir el paso 4 a diferentes profundidades.

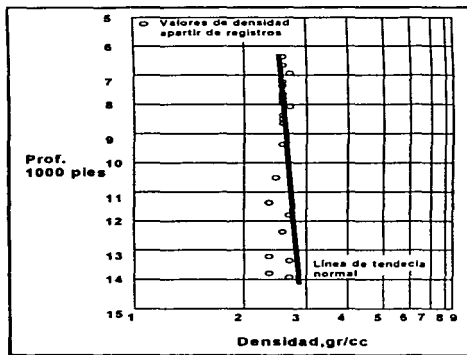


Fig. 4.1 Gráfica semilogarítmica de Densidad vs. Profundidad

*Método de Bourgoyne*<sup>16</sup>

Al igual que el método anterior, la teoría para calcular el esfuerzo de sobrecarga es la propuesta por Eaton, es decir, es el peso acumulativo de las formaciones sobreyacentes en un punto de interés, que usualmente se determina por el registro de densidad en zonas normalmente compactadas. El método aquí descrito propone la sustitución de las densidades de la matriz, de los fluidos y la densidad de la roca del registro de densidad en la ecuación:

$$\rho_r = \rho_m(1 - \phi) + \rho_f\phi \tag{4.8}$$

Resolviendo esta ecuación para  $\phi$  se tiene:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_r}{\rho_m - \rho_f} \tag{4.9}$$



La densidad de los minerales que comúnmente se encuentran en la matriz de las rocas sedimentarias no varían considerablemente y generalmente se supone un valor promedio representativo constante de todas las secuencias de rocas. En la siguiente tabla se observan valores de densidad para los minerales que comúnmente se presentan las rocas sedimentarias.<sup>16</sup>

	$\rho_m$ (g/cm <sup>3</sup> )
Cuarzo	2.654
Calcita	2.710
Dolomía	2.87
Feldespatos alcalinos	2.58
Anhidrita (promedio aproximado)	2.96
Sal (NaCl)	2.165
Agua dulce	1.000
Agua de formación promedio en la costa del golfo (80,000 ppm)	1.074
Agua de mar promedio en la sonda de Campeche	1.03

Tabla 4.1 Densidades de los minerales presentes en las rocas sedimentarias<sup>13</sup>

#### Procedimiento

1. Con la ecuación 4.9 se calcula la porosidad para cada valor de densidad.
2. Se construye una gráfica semilog con los valores de porosidad contra la profundidad a la cual se tomó la lectura de la densidad. La porosidad en la escala logarítmica.

3. Se ajusta una ecuación a estos puntos por mínimos cuadrados para obtener una ecuación del tipo:

$$\phi = \phi_0 e^{-kD_s} \quad 4.10$$

estudiando la expresión anterior se puede deducir que  $\phi_0$  es la porosidad a la profundidad cero en pozos terrestres o a la profundidad a partir del fondo marino en pozos costa afuera, mientras que  $k$  es la pendiente de la recta ajustada.

4. Con estas dos constantes y la densidad de la matriz rocosa y del fluido intersticial se calcula el gradiente de sobrecarga para pozos terrestres con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_m D - (\rho_m - \rho_f) \phi_0 \frac{(1 - e^{-kD})}{k}}{D} \quad 4.11$$

y para pozos costa afuera:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_w D_w + \rho_m D_s - (\rho_m - \rho_f) \phi_0 \frac{(1 - e^{-kD_s})}{k}}{D} \quad 4.12$$

Con este procedimiento se obtiene la sobrecarga en zonas con tendencia normal de compactación y aun en zonas anormalmente compactadas cuando se tiene información confiable de la densidad del fluido de formación y de la matriz rocosa a cada profundidad de cálculo.

#### *Método de Belloti y Giacca<sup>17</sup>*

Este método propuesto por Belloti y Giacca utiliza el registro sónico de porosidad para obtener densidades promedio de las capas perforadas; en formaciones de arenas y lutitas compactadas y consolidadas. Este método es confiable en campos desarrollados, ya que en estos campos se tiene pleno conocimiento de las formaciones perforadas. Las ecuaciones que se presentan fueron desarrolladas experimentalmente y los autores han demostrado que éstas ecuaciones empíricas son casi exactas.

**Procedimiento**

1. A partir de los valores del tiempo de tránsito  $\Delta t$  aportado por el registro sísmico compensado BHC, se calculan los valores de porosidad promedio de las capas mediante la ecuación 4.13:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{(\Delta t_r - \Delta t_m)} \quad 4.13$$

para formaciones compactadas y consolidadas, y:

$$\phi = \frac{1.228\Delta t - \Delta t_m}{(\Delta t - \Delta t_r)} \quad 4.14$$

para arenas y lutitas no consolidadas.

la ecuación 4.14 es aplicable a:  $\phi=0-47\%$  en arenas

$\phi=0-60\%$  en lutitas

y para los tiempos de tránsito en la matriz rocosa y en el fluido se utiliza:

$\Delta t_m=43.5$  ( $\mu\text{seg/pie}$ ) en dolomitas

$\Delta t_m=43.5-47.5$  ( $\mu\text{seg/pie}$ ) en limolitas

$\Delta t_m=47.5-55.6$  ( $\mu\text{seg/pie}$ ) en arenas

$\Delta t_m=47.0$  ( $\mu\text{seg/pie}$ ) en lutitas

$\Delta t_r=200$  ( $\mu\text{seg/pie}$ )

2. Se calculan las densidades promedio de las capas para cada valor de porosidad:

$$\rho_r = \rho_r \phi + \rho_m (1 - \phi) \quad 4.15$$

3. Una vez calculadas las densidades promedio de las capas, se puede obtener el perfil del gradiente de sobrecarga con la ecuación 4.16:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{r,i} H_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \quad 4.16$$

Para el cálculo del gradiente de sobrecarga en pozos costa afuera se debe incluir en la sumatoria el término de la presión del agua, es decir, la densidad del agua de mar por la profundidad del tirante ( $\rho_w D_w$ ):

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{\rho_w D_w + \sum_{i=1}^n \rho_{r,i} H_i}{D_w + \sum_{i=1}^n H_i} \quad 4.16a$$

Las ecuación 4.16 y 4.16a son ampliamente usadas en el cálculo del gradiente de sobrecarga ya que es considerada como una aproximación de la integral de Eaton (ecuación 4.1).

Los métodos descritos anteriormente son utilizados para determinar perfiles del gradiente de sobrecarga variables en zonas anormalmente compactadas. Obviamente, el "método sísmico" para el cálculo de la sobrecarga propuesto en éste trabajo también es aplicable utilizando los datos de densidad de la formación aportados por el registro de densidad y por el contrario, las densidades obtenidas a partir de la ecuación de Gardner pueden aplicarse a los tres métodos anteriores.

Es importante señalar que los métodos estudiados anteriormente, para determinar el gradiente de sobrecarga en pozos costa afuera, los autores plantean incluir el término del peso del agua debido al tirante en sus ecuaciones. Es importante tomar en cuenta que la ecuación de Gardner para obtener densidades promedio de los estratos está en función de la "velocidad de intervalo" en las capas, misma que se obtiene de un análisis "automático de la velocidad", de modo que, no se está tomando en cuenta la densidad del agua ni el tirante; además, aun leyendo directamente el registro de densidad, se debe considerar el peso del agua, puesto que el registro es una medida de la densidad electrónica de la formación rocosa que se traduce a densidad, y no es una medición del esfuerzo de la matriz ejercido por las rocas sobreyacentes y la presión del fluido de formación.

En el apéndice C, se muestra un estudio comparativo de los métodos vistos para obtener el gradiente de presión de sobrecarga para el pozo marino Kix-1. En el caso del método sísmico se verá como se obtienen las velocidades de intervalo, profundidades y densidades de los estratos reflectores a partir de las velocidades VRMS y tiempos dobles de reflexión del VELAN del pozo Kix-1.

### ***CUANTIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL***

En éste trabajo se aplicará el método establecido por Ben Eaton<sup>18</sup> para evaluar las zonas de presión anormal. Eaton desarrolló su método en 1969 y propuso tres ecuaciones empíricas para cuantificar las zonas de presión anormal empleando datos de registros geofísicos de pozos como son: resistividad, conductividad y tiempos de tránsito. Este método presenta ventajas sobre otros métodos gráficos como el de Hottman y Johnson<sup>9</sup> las cuales son:

- Es un método analítico
- La experiencia práctica ha demostrado que es un método muy preciso
- Se fundamenta en el uso de la presión de sobrecarga variable
- Es fácilmente programable en una computadora

#### ***Método de Ben Eaton para Cuantificar las Zonas de Presión Anormal***

Este método argumenta que los datos de los registros y las presiones anormales tienen una relación entre ellos. Eaton desarrolló ecuaciones empíricas (ajustándolas con datos de campo), las cuales relaciona la presión de formación con la resistividad de las lutitas, la conductividad y el tiempo de tránsito para la área de Louisiana, E.U.A.. Las ecuaciones de correlación del gradiente de presión de formación tienen la siguiente forma:

$$\left( \frac{P_f}{D} \right) = f \left( \frac{R_n}{R_o} \right) \quad 4.17$$

cuando se tienen datos de resistividad, o:

$$\left(\frac{P_f}{D}\right) = f\left(\frac{C_o}{C_n}\right) \quad 4.18$$

si es que se dispone de valores de conductividad, y:

$$\left(\frac{P_f}{D}\right) = f(\Delta t_o - \Delta t_n) \quad 4.19$$

cuando se tienen datos de tiempo de tránsito de las lutitas.

Expresado de otro modo se tiene que:

$$\frac{R_n}{R_o} = f\left(\frac{P_f}{D}\right) \quad 4.20$$

$$\frac{C_o}{C_n} = f\left(\frac{P_f}{D}\right) \quad 4.21$$

$$\Delta t_o - \Delta t_n = f\left(\frac{P_f}{D}\right) \quad 4.22$$

Además, considerando la teoría de la compactación demostrada por Hubbert y Rubey<sup>6</sup> vista en la ecuación 1.4 se puede establecer que:

$$S = P_f + \sigma \quad 4.23$$

Resolviendo la ecuación 4.23 para la presión de formación  $P_f$  y convirtiendo a gradiente se transforma en la siguiente expresión:

$$\left(\frac{P_f}{D}\right) = \frac{S}{D} - \frac{\sigma}{D} \quad 4.24$$

Eaton, encontró que los parámetros  $R$ ,  $C$  y  $\Delta t$  de las lutitas están relacionados con el gradiente de sobrecarga  $\frac{S}{D}$  y  $\frac{\sigma}{D}$ , proponiendo así ecuaciones que ajustan analíticamente a las correlaciones gráficas de Hottman y Johnson. Para encontrar estas ecuaciones, él consideró un gradiente de

sobrecarga variable apoyándose en una gran cantidad de datos reales de pozos y de registros geofísicos.

Despejando de la ecuación 4.24 el gradiente del esfuerzo matricial de la roca para condiciones de presión normal se tiene que:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_n = \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \quad 4.25$$

y para condiciones de presión anormal:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} \quad 4.26$$

El trabajo de Eaton consistió entonces en encontrar la relación del gradiente matricial anormal con la resistividad, conductividad y tiempo de tránsito:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[ \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^{1.5} \quad 4.27$$

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[ \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left( \frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad 4.28$$

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[ \frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n \right] \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3 \quad 4.29$$

A los exponentes 1.5, 1.2 y 3 de las ecuaciones 4.27 a 4.28 suelen llamarse exponentes de Eaton  $\alpha$ , y tienen un valor para cada área en particular, especialmente los valores que  $\alpha$  toma en estas ecuaciones son para el área de Lousiana. Rigurosamente, debe ser calculado el valor de  $\alpha$ , para cada área de estudio; sin embargo, se ha comprobado que pueden aplicarse a otros campos presentando buenos resultados. En éste trabajo, los exponentes determinados por Eaton serán los que se utilicen para predecir los gradientes de formación.

Despejando el gradiente de presión de formación anormal de la expresión 4.26 y sustituyendo en cada una de las expresiones anteriores se tendrán las correlaciones de Ben Eaton para predecir los gradientes de presión de formación de los siguientes pozos a perforar cuando se dispone de datos de resistividad, conductividad y tiempo de tránsito:

$$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n\right] \left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1.5} \quad 4.30$$

$$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n\right] \left(\frac{C_n}{C_o}\right)^{1.2} \quad 4.31$$

$$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P_f}{D}\right)_n\right] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o}\right)^3 \quad 4.32$$

A pesar de que el exponente  $\alpha$  es una limitante para la aplicación del método; se puede determinar para cada área siempre y cuando se disponga de datos de pruebas de formación DST (Drill Stem Test), de información recabada de registros de geofísicos y de datos de la presión de sobrecarga:

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[ \frac{S/D - (P_f/D)_{an}}{S/D - (P_f/D)_n} \right]}{\text{Ln} \left( \frac{R_o}{R_n} \right)} \quad 4.33$$

también se puede determinar empleando los cocientes  $(C_n/C_o)$  y/o  $(\Delta t_n/\Delta t_o)$ .

Utilizando el siguiente procedimiento se puede predecir el perfil de gradientes de presión de formación por el método de Ben Eaton:

1. Calcular el gradiente de sobrecarga  $(S/D)$  del pozo terrestre o marino, ya sea por el método sísmico descrito anteriormente o bien, por medio de los métodos de Iqbal Bootwala, Bourgoyne o Belloti y Giacca, dependiendo del tipo de información que disponga.



2. Graficar y ajustar una tendencia de compactación normal para los datos de tiempo de tránsito si es que su información es sísmica; y de resistividad, conductividad y/o tiempos de tránsito a partir de registros como se explicó en los capítulos 2 y 3. Para facilitar los cálculos obtenga la ecuación de la tendencia normal en función de la profundidad mediante una regresión lineal.
3. Calcular el gradiente del esfuerzo de la matriz anormal  $(\sigma'_D)_m$  mediante las ecuaciones 4.27 a 4.29 para cada profundidad dependiendo del tipo de información que disponga. Si lo desea, obtenga previamente los cocientes involucrados en las ecuaciones anteriores con la ecuación de tendencia normal obtenida en el paso 2 o leyendo directamente los valores de los parámetros normales correspondientes a los datos de la región desviada, es decir, a la misma profundidad.
4. A partir de una prueba DST o de datos de presión de formación de los pozos del área, estime el gradiente de presión normal de formación  $(\frac{p_f}{D})_n$ . En su defecto, estimelo de algunas medidas de densidad del agua de formación obtenidas en laboratorio. Generalmente se asume este valor en 1.07 g/cm<sup>3</sup> ó 0.465 psi/pie.
5. Determine el valor del exponente  $\alpha$ , empleando la ecuación 4.33. El procedimiento consiste en ejecutar este cálculo para varias profundidades y en varios pozos del área, en los cuales se disponga de mediciones de presión y obtenga el promedio de  $\alpha$  para el área.
6. Una vez que ha realizado los pasos anteriores, calcule el gradiente de presión de formación anormal con las ecuaciones 4.30 a 4.32 en todas las profundidades de interés.
7. Por último, grafique en escalas lineales los perfiles del gradiente de presión de sobrecarga y de formación contra la profundidad. Como se verá en el capítulo 5. Este tipo de gráficas serán indispensables para determinar gráficamente la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

## ***PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA***

En el capítulo 1 se explicó que la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina Presión de Fractura. Una de las etapas más críticas en la planeación de la perforación de un pozo es en los intervalos geopresionados, ya que estos afectan a otras etapas del diseño como son la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, la densidad del fluido de perforación necesaria para atravesar estos intervalos sin fracturar la formación, etc. De aquí, la importancia que la predicción del gradiente de fractura juega en la planeación de los pozos petroleros. Sin embargo, ninguno de los métodos que existen actualmente para predecir el gradiente de fractura, se ajusta o es totalmente válido para todas las áreas petroleras del mundo.

### ***Método de Hubbert y Willis*** <sup>19</sup>

En el año de 1957, estos autores realizaron experimentos en donde deducen que al aplicar una presión en el subsuelo, las rocas se sujetan a tres esfuerzos fundamentales, perpendiculares y diferentes entre sí y que el plano de fractura es ortogonal al plano del mínimo esfuerzo; es decir, en aquellas zonas en donde el menor esfuerzo es horizontal, la fractura producida será vertical y la presión de fractura es menor que la sobrecarga; mientras que en zonas donde la fractura tiende a ser horizontal, los esfuerzos mínimos presentados son verticales, por lo que la presión de fractura es mayor a la sobrecarga.

Basándonos en un diagrama de fuerzas y en la definición de presión de sobrecarga, se deduce que ésta es igual en magnitud y de sentido contrario a la suma de la presión de formación y el esfuerzo vertical soportado por la roca:

$$S = p_f + \sigma_v \quad 4.34$$

De acuerdo a lo anterior y a la definición de la presión de fractura, para que una fractura sea producida verticalmente la presión deberá vencer la presión de formación y el esfuerzo efectivo horizontal de la matriz rocosa:

$$p_{fr} = p_f + \sigma_h \quad 4.35$$

Hubbert y Willis, establecieron que el esfuerzo mínimo horizontal varía de  $\frac{1}{3}$  a  $\frac{1}{2}$  del esfuerzo matricial vertical, esto es:

$$\sigma_h \cong \left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) \sigma_v \quad 4.36$$

Resolviendo la ecuación 4.34 para  $\sigma_v$  y sustituyendo en 4.36, se tiene:

$$\sigma_h \cong \left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) (S - p_f) \quad 4.37$$

Reemplazando la ecuación anterior en la expresión 4.35 y dividiendo entre la profundidad para obtener el gradiente de fractura, tenemos:

$$\left(\frac{p_{fr}}{D}\right) = \frac{p_f}{D} + \left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) \left(\frac{S}{D} - \frac{p_f}{D}\right) \quad 4.38$$

La ecuación de Hubbert y Willis tiene la desventaja de que fue propuesta para un gradiente de sobrecarga constante y por lo tanto en donde existan presiones de formación normal se tendrá como resultado un gradiente de fractura constante, lo que nunca sucede. Es conveniente mencionar que esta correlación ha sido usada con gradientes de presión de sobrecarga variables y en general se ha comprobado que este método proporciona gradientes de fractura menores a los reales.

Se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación para predecir el gradiente de fractura por el método de Hubbert y Willis:

1. Calcular el gradiente de sobrecarga  $\left(\frac{S}{D}\right)$  del pozo terrestre o marino, ya sea por el método sísmico descrito anteriormente si el pozo es exploratorio o bien, por medio de los métodos de Iqbal Bootwala, Bourgoyne o Belloti y Giacca, dependiendo del tipo de información que disponga si el pozo es de desarrollo.
2. Determinar el perfil del gradiente de presión de formación por el método de Ben Eaton descrito anteriormente.

3. Calcular con la ecuación 4.38 el gradiente de presión de fractura a cada profundidad utilizando el gradiente de sobrecarga y de formación obtenidos de los pasos precedentes.

**Método de Matthews y Kelly**<sup>20</sup>

Matthews y Kelly, en 1967 desarrollaron un procedimiento para cuantificar los intervalos geopresionados a través de un método gráfico, el cual es poco versátil para ser utilizado en un programa de cómputo, por lo cual no se incluye en este trabajo. En el mismo trabajo establecieron una metodología para predecir gradientes de fractura. La diferencia con el modelo de Hubbert y Willis estriba en que estos autores introdujeron la relación de esfuerzos de la matriz o coeficiente matricial de la roca  $k_1$ . En términos de gradiente la ecuación que propusieron es la siguiente:

$$\left(\frac{P_{fr}}{D}\right) = \frac{P_f}{D} + k_1 \frac{\sigma_v}{D} \quad 4.39$$

resolviendo la ecuación 4.34 para  $\sigma_v$  y sustituyendo en la expresión anterior se tiene:

$$\left(\frac{P_{fr}}{D}\right) = \frac{P_f}{D} + k_1 \left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}\right) \quad 4.40$$

El parámetro  $k_1$  es la relación existente entre los esfuerzos vertical y horizontal de la matriz de roca y debe ser calculado a la profundidad  $D_1$  a la cual el valor del esfuerzo efectivo vertical  $\sigma_v$  es el esfuerzo matricial normal; en otras palabras, relaciona las condiciones reales del esfuerzo matricial de la formación de interés a las condiciones de esfuerzo matricial si la misma formación hubiese sido normalmente compactada.

Estos autores representaron la curva de  $k_1$  gráficamente para las áreas costeras de Louisiana y el sur de Texas.

La figura 4.2 muestra una curva ajustada utilizando regresión lineal del coeficiente de esfuerzos de la matriz en función de la profundidad para el área del sur de Texas y cuya ecuación se presenta a continuación:

$$k_i = 0.0683e^{(0.272 \ln D_i)}$$

4.41

en donde  $D_i$ , debe ser introducido en pies.

Esta ecuación permite facilitar el cálculo de  $k_i$  ya que puede programarse fácilmente.

Una curva similar a la curva mostrada en la figura 4.2 puede ser determinada para cada área en especial por sustitución de datos de campo de presión de fractura en la ecuación 4.42. El procedimiento consiste en graficar los valores de  $k_i$  obtenidos con la ecuación 4.42 contra la profundidad correspondiente a los datos de presión de formación y de fractura. Mediante el ajuste de una curva representativa de estos puntos por regresión lineal se puede determinar la ecuación del tipo de la expresión 4.41.

$$k_i = \frac{D}{\left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}\right)} \left(\frac{P_o}{D} - \frac{P_f}{D}\right) \quad 4.42$$

Las presiones de fractura, a falta de mediciones directas, pueden evaluarse a partir de información acerca de pérdidas de circulación de lodo durante la perforación, pruebas de admisión, fracturamientos inducidos, etc.

Como principales desventajas de este método se encuentra la suposición de un gradiente de sobrecarga constante (aproximadamente de 1psi/pie) y que la curva de la gráfica de  $k_i$  sólo debe aplicarse en la región geológica para la cual fue desarrollada. Sin embargo, en este trabajo se ha demostrado que proporciona valores del gradiente de fractura muy cercanos a los reales, aun aplicando el gradiente de sobrecarga variable y la correlación 4.41.

Además, para pozos mayores a 20,000 pies de profundidad, el método ya no es aplicable, puesto que el valor de  $k_i$  a esta profundidad es mayor a uno y como consecuencia, gradientes de fractura mayores a los de sobrecarga, hecho que si bien no llega a ser cierto tampoco llega a ser falso; es decir, si estudiamos la ecuación 4.40, a partir de 20,000 pies se necesitaría una presión mayor a la sobrecarga para fracturar la formación y producir fracturas horizontales (recuerde que una de las premisas para establecer la ecuación de la presión de fractura es la creación de fracturas verticales,

ecuación 4.35), pero, observaciones de campo inferen en la presión de fracturamiento de ciertas formaciones por debajo de la presión de sobrecarga calculada a más de 20,000 pies.

Para el cálculo de los gradientes de presión de fractura por el método de Matthews y Kelly, se puede seguir el procedimiento descrito a continuación:

1. Calcule el gradiente de sobrecarga por cualquiera de los métodos mencionados y dependiendo del tipo de información de que disponga (información sísmica para pozos exploratorios o de registros geofísicos para pozos de desarrollo).
2. Determine el perfil del gradiente de presión de formación por el método de Eaton.
3. Construya la gráfica de  $k_f$  en función de la profundidad a partir de la ecuación 4.42 para el área en estudio y obtenga su ecuación por medio de una regresión lineal, o si lo prefiere utilice la expresión 4.41 propuesta en este trabajo.
4. Obtenga el esfuerzo vertical de la matriz usando la ecuación abajo mostrada y asuma el gradiente de sobrecarga variable determinado en el paso 1 a cada profundidad de interés.

$$\sigma_v = \left( \frac{S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) D \quad 4.43$$

5. Determine las profundidades  $D_i$ , para las cuales los esfuerzos de la matriz serian los valores normales, mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = \frac{\sigma_v}{\left( \frac{S}{D} - \left( \frac{P_f}{D} \right)_n \right)} \quad 4.44$$

6. Una vez que determinó las profundidades  $D_i$ , use la gráfica de esfuerzos que construyó en el paso 3 para determinar el valor de  $k_f$  a cada profundidad  $D_i$ ; o si lo prefiere utilice la ecuación 4.41.

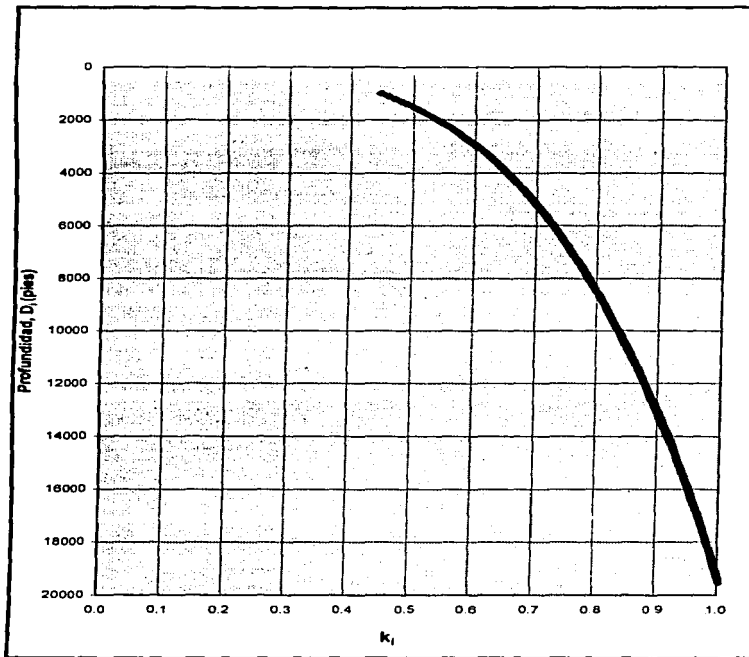


Fig. 4.2. Curva ajustada de la relación de esfuerzos de la matriz para el área costera del sur de Texas

7. Por último, usando los valores de  $D$ ,  $\sigma_v$ ,  $P_f$  y  $k$ , obtenidos, calcule el valor del gradiente de fractura para las diferentes profundidades con la ecuación 4.40.
8. Grafique en escala lineal los perfiles de los gradientes de presión de sobrecarga, formación y de fractura.

No obstante que en un principio los dos modelos anteriores se desarrollaron con la premisa del gradiente de sobrecarga constante, su aplicación con sobrecargas variables han sido ampliamente aceptados.

**Método de Eaton** <sup>21</sup>

Desde 1969 en que Eaton publicó su trabajo a la fecha, su método se encuentra entre los más utilizados y confiables para predecir gradientes de presión de fractura en todo el mundo. La innovación de ésta técnica estriba en la consideración de un gradiente de sobrecarga variable y la introducción del coeficiente de Poisson,  $\nu$ , para relacionar los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca:

$$\sigma_H = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v \quad 4.45$$

de la ecuación 4.35 y sustituyendo la expresión anterior se tiene:

$$P_{fr} = P_f + \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v \quad 4.46$$

que convirtiendo a gradiente se encuentra la correlación de Ben Eaton para predecir gradientes presiones de fractura:

$$\left( \frac{P_{fr}}{D} \right) = \frac{P_f}{D} + \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \frac{\sigma_v}{D} \quad 4.47$$

$$\left( \frac{P_{fr}}{D} \right) = \frac{P_f}{D} + \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \left( \frac{S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) \quad 4.48$$



La relación del coeficiente de Poisson puede establecerse para cada área, disponiendo de datos de presión de fractura mediante la siguiente expresión:

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{P_{fr}/D - P_f/D}{S/D - P_f/D} \quad 4.49$$

o bien, directamente el coeficiente de Poisson con:

$$\nu = \frac{A}{1+A} \quad 4.50$$

en donde:

$$A = \frac{P_{fr}/D - P_f/D}{S/D - P_f/D} \quad 4.51$$

Con fines de facilitar los cálculos, en este trabajo se ajustó a través de una regresión lineal una ecuación del coeficiente de Poisson determinado por Eaton para el área de la costa del golfo que como se verá en el capítulo 6 proporciona buenos resultados:

$$\nu = 0.075e^{(0.19 \ln D)} \quad 4.52$$

en donde  $D$  debe ser introducida en pies.

Utilizando la ecuación anterior se obtiene una gráfica de  $\nu$  en función de la profundidad (figura 4.3).

Al igual que el método precedente, este método también estipula que el coeficiente de Poisson fue desarrollado para una área específica y se ha hecho extensivo para otras regiones mostrando confiabilidad en los resultados arrojados.

A profundidades mayores de 20,000 metros, el coeficiente de Poisson es mayor a 0.5. Análogamente al método anterior, la relación  $(\nu/1-\nu)$  es también mayor a uno con lo que se obtienen resultados del gradiente de fractura más grandes que el gradiente de sobrecarga.

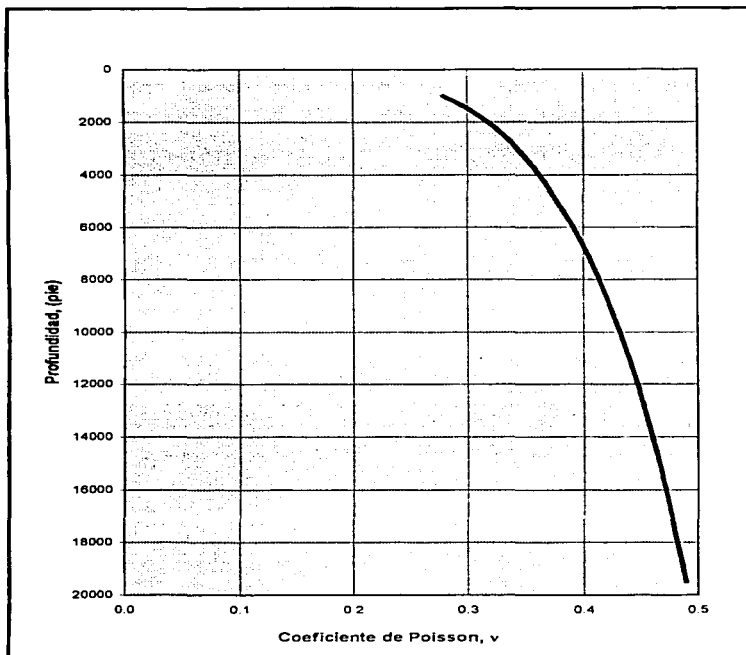


Fig. 4.3. Curva ajustada del Coeficiente de Poisson

Se puede seguir el procedimiento descrito a continuación para predecir el perfil de gradientes de fractura:

1. Calcular el gradiente de sobrecarga  $(S/D)$  del pozo terrestre o marino, ya sea por el método sísmico descrito anteriormente o bien, por medio de los métodos de Iqbal Bootwala, Bourgoyne o Belloti y Giacca, dependiendo del tipo de información que disponga.
2. Determine el perfil del gradiente de presión de formación por el método de Eaton.
3. Construya un gráfico de  $v$  en función de la profundidad por medio de la ecuación 4.50, con datos pertenecientes al área en estudio, o bien utilizando la ecuación 4.52 propuesta en este trabajo determine el valor de  $v$  a todas las profundidades de interés.
4. Evalúe con la expresión 4.48 el gradiente de presión de fractura a cada profundidad.
5. En escalas lineales, grafique los valores de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura obtenidos.

Es conveniente que ejecute un programa de cómputo que siga los procedimientos vistos hasta entonces, para predecir los gradientes de presión de fractura. En el capítulo 6, se verá el procedimiento del cálculo que sigue el Sistema Sísmico *Sismico 1.0*.

### ***Método de Pilkington***

Pilkington se basó en los trabajos de Hubbert y Willis, Matthews y Kelly, Pennebaker, Eaton y Christman para modificar la relación de esfuerzos matriciales  $k_a$ , al cual llamó  $K_a$  (relación de esfuerzos promedio) y determinó sus valores los cuales se muestran a continuación:

$$k_a = 3.9 \left( \frac{S}{D} \right) - 2.8 \quad (\text{para } S/D \leq 0.94) \quad 4.53$$

$$k_a = 3.2 \left( \frac{S}{D} \right) - 2.24 \quad (\text{para } S/D > 0.94) \quad 4.54$$

Con estos valores se modificó la ecuación de Matthews y Kelly introduciéndole el parámetro de esfuerzos promedio, quedando como sigue:

$$\left(\frac{P_{fr}}{D}\right) = \frac{P_f}{D} + k_a \left(\frac{S}{D} + \frac{P_f}{D}\right) \quad 4.55$$

Este método también tiene la particular desventaja de ser aplicable a profundidades menores a 20,000 metros, ya que el de algunos resultados obtenidos en la práctica se observó que gradiente de fractura es mucho mayor que el gradiente de sobrecarga a profundidades mayores.

El procedimiento de cálculo para cuantificar el gradiente de presión de sobrecarga es el mismo que el propuesto para Matthews y Kelly.

### ***EL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA COSTA AFUERA***

El gradiente de fractura costa afuera básicamente se calcula de la misma manera que en los procedimientos anteriores. Sin embargo, ya que el primer intervalo es agua, la cual es considerablemente menos densa que la roca, el esfuerzo de sobrecarga es menor que si se tratase de una formación localizada en tierra a la misma profundidad. Por lo anterior, el gradiente de presión de fractura es más bajo en ambientes marinos que en los terrestres; esto es más notable en aguas profundas y formaciones someras.

Como un ejemplo del efecto del tirante de agua; supongamos un pozo terrestre con una TR asentada a 1000 pies y una presión de fractura abajo de la zapata de 600 psi. Ya que la presión hidrostática ejercida por el lodo con densidad de 10 lb/gal es de 520 psi, este pozo no presentará pérdidas de circulación por efecto de esta presión estática, a menos que la presión de circulación ejercida por el fluido y los recortes de perforación exceda los 600 psi (11.5 lb/gal de densidad equivalente de circulación).

Al considerar un pozo marino con un tirante de agua de 1,500 pies, la presión generada por la columna de agua es de 660 psi (gradiente de presión del agua de mar de 0.44 psi/pie), la cual tiene efecto (en este caso) de incrementar la presión de fractura a 1,260 psi a la profundidad de 1,000 pies a partir del fondo marino. Ya que el lodo de 10 lb/gal ejercerá una presión de 1,300 psi a 2,500 pies

de profundidad, este pozo hipotético experimentará pérdidas de circulación. Para entender mejor lo explicado apóyese en la figura 4.4.

Para expresar esta idea Christman<sup>22</sup> propuso la siguiente ecuación para estimar el gradiente de sobrecarga costa afuera:

$$\left(\frac{S}{D}\right) = \frac{(\rho_w D_w + \rho_f D')}{(D_w + D')} \quad 4.56$$

Por ejemplo, aplicando la ecuación 4.56 para un tirante de agua de 100 metros, con un densidad promedio de la roca de 2.03 g/cm<sup>3</sup> a 2,000 m. debajo del fondo marino y la densidad del agua de mar de 1.015 g/cm<sup>3</sup> se obtiene un gradiente de sobrecarga de 1.98 g/cm<sup>3</sup>. Ahora calculando el gradiente de sobrecarga para 1,000 m. de tirante con los mismos datos y para la misma profundidad a partir del nivel del mar (2,100 m.), esto significa que ahora la profundidad  $D'$  es de 1,100 m., se obtiene un gradiente de 1.54 g/cm<sup>3</sup>. Como se puede observar, la reducción en el gradiente de sobrecarga es considerable y debido a ello se reduciría también el gradiente de presión de fractura si lo calculáramos por cualquier método visto anteriormente.

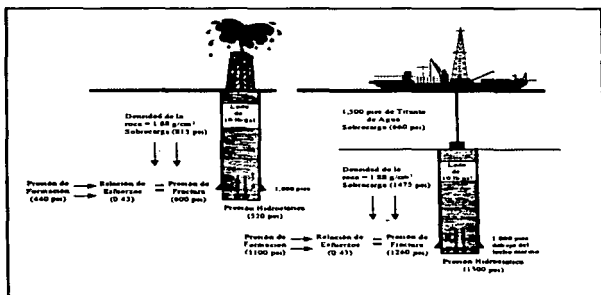


Fig. 4.4 Gradientes de presión de sobrecarga y de fractura costa adentro y costa afuera

Por ejemplo, empleando el método de Eaton para predecir gradientes de fractura y la ecuación 4.52 para determinar el coeficiente de Poisson, con un gradiente de presión de formación normal de 1.074 g/cm<sup>3</sup>, se tiene que el gradiente de presión de fractura a 2,100 de profundidad en 100 metros de tirante es de 1.673 g/cm<sup>3</sup>. En cambio, para el tirante de 1,000 se obtiene un gradiente de fractura de 1.331 g/cm<sup>3</sup>. Entonces es evidente que el gradiente de fractura también disminuye.

Es importante mencionar que tanto el coeficiente de esfuerzos de la matriz  $k$ , como la relación de Poisson  $\nu$  en los cálculos del gradiente de presión de fractura costa afuera, deben ser determinados para la profundidad  $D'$ , es decir, a la profundidad a partir del fondo marino.

#### *El Efecto de la Elevación de la Mesa Rotaria*

Una de las características de las plataformas de perforación marinas es que la mesa rotaria y la línea de retorno del lodo se encuentran elevadas substancialmente del nivel del mar. Como resultado, existe un incremento en la columna hidrostática del fluido de perforación que deberá tomarse en cuenta en el cálculo de la densidad equivalente del fluido de perforación para controlar adecuadamente la presión de formación y para no fracturar la formación:

$$\rho_n = \left( \frac{F_r}{D} \right) D \quad 4.57$$

$$\rho_w = \left( \frac{F_w}{D} \right) D \quad 4.58$$

En donde  $D$ , es la profundidad del gradiente de fractura debajo del nivel del mar. El efecto de esta elevación llega a ser significativo en formaciones someras. Por ejemplo, considere un gradiente de presión de formación de 1.25 g/cm<sup>3</sup> a una profundidad de 1000 m. a partir del nivel del mar. Aplicando la expresión 4.57, el efecto de una elevación de la mesa rotaria de 25 metros, es una densidad del fluido de perforación de sólo 1.22 g/cm<sup>3</sup> para controlar la formación en condiciones balanceadas.

Análogamente, considerando un gradiente de fractura costa afuera de  $1.6 \text{ g/cm}^3$  a una profundidad  $D$  de 1000 m. y aplicando la ecuación 4.58, el resultado de la elevación de la mesa rotaria de 25 metros es la fractura de la formación utilizando una densidad del fluido de perforación de tan sólo de  $1.56 \text{ g/cm}^3$ .

Se debe hacer especial énfasis en las profundidades de referencia (profundidad a partir de la mesa rotaria, a partir del nivel del mar o del fondo marino) para los cálculos del gradiente de presión de fractura. Éstas se muestran en la figura 4.5.

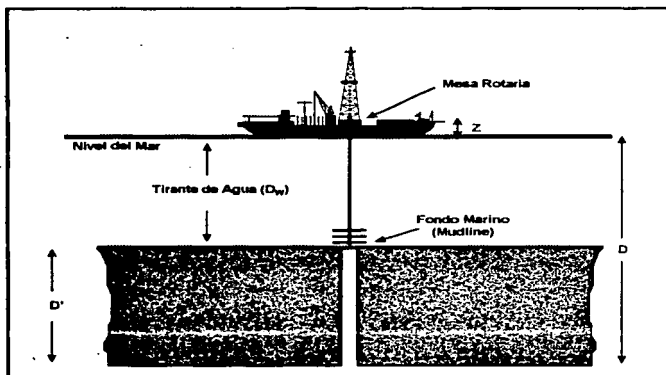


Fig.4.5. Profundidades de referencia costa afuera

Finalmente, es importante señalar que en la mayoría de las ecuaciones presentadas se señalan las unidades a utilizar, por lo que deben ser usadas con unidades consistentes o empleando los factores de conversión respectivos para obtener los resultados en unidades de campo.

## **METODOLGÍAS PARA PREDECIR Y CUANTIFICAR LAS PRESIONES ANORMALES Y LOS GRADIENTES DE FRACTURA**

A continuación se hace una breve descripción de los pasos que se tienen que realizar para la cuantificación del gradiente de fractura utilizando información sísmica y de registros geofísicos de pozos:

### ***Registros Sísmicos***

1. Realizar un análisis continuo de la velocidad en la vecindad del prospecto sísmico en estudio, a partir de los datos sísmológicos de la línea correspondiente, el cual se lleva a cabo por el personal de procesado sísmico.
2. Obtener la función de velocidad como resultado del análisis continuo de la velocidad y de la información geológica y geofísica del área. Este se realiza mediante la obtención de ecuaciones de líneas rectas entre pares de puntos leídos de VRMS y tiempo doble de reflexión de las capas con mayor contraste de impedancia acústica en el VELAN dado por geofísica, si es que el personal correspondiente entrega la información en forma gráfica.
3. En caso de ser un pozo costa afuera, disponer del tirante de agua y la elevación de la mesa rotaria.
4. Calcular las velocidades de intervalo, tiempos de tránsito y profundidades de las capas reflectantes empleando la ecuación de Dix (ecuación 2.29) y el procedimiento descrito en la tabla 2.1; así como la densidad promedio de las capas reflectoras mediante la ecuación de Gardner (ecuación 4.2).
5. El gradiente de presión de sobrecarga es calculado con las densidad y profundidades obtenidas mediante el procedimiento sísmico explicado anteriormente.
6. Con los tiempos de tránsito y profundidades calculados en el paso 4, se determina la ecuación de la línea de tendencia normal de compactación en función de la profundidad.
7. Ya que se han realizado los pasos anteriores, se procede a calcular el gradiente de formación por el método de Eaton.



8. Con los gradientes de presión de sobrecarga y de formación obtenidos en los pasos 4 y 6 respectivamente se determina el gradiente de presión fractura de la formación con las correlaciones de Hubbert y Willis, Mathews y Kelly, y Ben Eaton.
9. Grafique y tabule los resultados.

### ***Registros Geofísicos***

1. Tener acceso al procesado digital de la información de los registros geofísicos correspondientes a resistividad, conductividad, tiempos de tránsito y densidad contra la profundidad e informarse de los niveles de referencia de los registros.
2. En caso de ser un pozo costa afuera, disponer del tirante de agua y la elevación de la mesa rotaria. Generalmente el nivel de referencia en los registros es la mesa rotaria, por lo que debe restarse la elevación de ésta a la profundidad dada por el registro para obtener la profundidad a partir del suelo terrestre o del nivel del mar.
3. Puesto que en algunos casos, la profundidad desarrollada no será la profundidad vertical verdadera (por ejemplo, para pozos horizontales y desviados), es necesario cerciorarse que la profundidad vertical es la que se proporcionó en los registros, en caso contrario, se puede convertir la profundidad desarrollada a profundidad vertical verdadera si se cuenta con un registro de desviación del pozo.
4. El gradiente de sobrecarga es calculado con la densidad y la profundidad vertical verdadera dada en los registros.
5. Con los datos de resistividad, conductividad y tiempos de tránsito, se procede a predecir el gradiente de presión de formación por el método de Eaton.
6. Una vez que se ha determinado el gradiente de presión formación y con el valor del gradiente de sobrecarga obtenido en el paso 3, calcular el gradiente de presión de fractura.
7. Grafique y tabule los resultados.

## NOMENCLATURA

- a**= Constante empírica del método sísmico  
**b**= Constante empírica de Iqbal Bootwala  
**C<sub>n</sub>**= Conductividad normal (mho-m, mho-pie)  
**C<sub>o</sub>**= Conductividad observada (mho-m, mho-pie)  
**D**= Profundidad vertical real o a partir del nivel del mar o del suelo terrestre  
**D'**= Profundidad a partir del fondo marino (mudline)  
**D<sub>r</sub>**= Profundidad a la cual el esfuerzo vertical real de la matriz es el esfuerzo matricial normal  
**D<sub>v</sub>**= D-D<sub>v</sub>  
**D<sub>w</sub>**= Tirante de agua  
**g**= Gravedad  
**H<sub>i</sub>**= Espesor de la capa i  
**K**= Constante empírica de Bourgoyne  
**k**= Constante empírica de Iqbal Bootwala  
**k<sub>m</sub>**= Relación de esfuerzos matriciales de Pilkington  
**k<sub>r</sub>**= Relación de esfuerzos matriciales de Matthes y Kelly  
**P<sub>f</sub>**= Presión de formación  
**P<sub>r</sub>**= Presión de fractura  
**R<sub>n</sub>**= Resistividad normal (ohm-m, ohm-pie)  
**R<sub>o</sub>**= Resistividad observada (ohm-m, ohm-pie)  
**S**= Presión de sobrecarga  
**V<sub>i</sub>**= Velocidad de intervalo (pie/seg)  
**z**= Elevación de la mesa rotaria  
**Z**= Profundidad de las capas reflectantes

$\Delta t$  = Tiempo de tránsito ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )

$\Delta t_f$  = Tiempo de tránsito en el fluido ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )

$\Delta t_n$  = Tiempo de tránsito normal ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )

$\Delta t_m$  = Tiempo de tránsito en la matriz rocosa ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )

$\Delta t_o$  = Tiempo de tránsito observado ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )

$\phi$  = Porosidad (fracc.)

$\phi_o$  = Porosidad a la profundidad cero

$\nu$  = Coeficiente de Poisson

$\rho$  = Densidad

$\rho_f$  = Densidad del fluido de formación

$\rho_n$  = Densidad del fluido de perforación para perforar en condiciones de balance costa afuera

$\rho_b$  = Densidad del fluido de perforación para fracturar la formación en pozos costa afuera

$\rho_m$  = Densidad de la matriz rocosa

$\rho_r$  = Densidad de la roca

$\rho_{ri}$  = Densidad media de la roca en la capa  $i$

$\rho_n$  = Densidad normal de la roca

$\rho_w$  = Densidad del agua de mar

$\rho_o$  = Densidad a la profundidad cero

$\sigma$  = Esfuerzo matricial de la formación

$\sigma_h$  = Esfuerzo efectivo horizontal de la matriz

$\sigma_v$  = Esfuerzo efectivo vertical de la matriz

$\left(\frac{P_f}{D}\right) =$  Gradiente de presión de formación

$\left(\frac{P_f}{D}\right)_{an} =$  Gradiente de presión de formación anormal

$(P_f/D)_n =$  Gradiente de presión de formación normal

$(P_{fr}/D) =$  Gradiente de presión de fractura

$(S/D) =$  Gradiente de presión de sobrecarga

$(\sigma/D) =$  Gradiente del esfuerzo matricial

$(\sigma/D)_{an} =$  Gradiente del esfuerzo matricial anormal

$(\sigma/D)_n =$  Gradiente del esfuerzo matricial normal

## **CAPÍTULO 5**

---

### **SELECCIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

---

Seleccionar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento y elaborar un programa de densidades de los fluidos de perforación es el siguiente paso en la planeación y diseño de la perforación de pozos petroleros, después de haber determinado los perfiles de presión. Para ello es necesario tener perfecto conocimiento de las zonas de presión anormal, del gradiente de presión de fractura y de las condiciones Geológico-Petroleras del área y sobretodo de la experiencia del personal a cargo de la perforación.

Una mala selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento y de las densidades del fluido, desde el punto de vista económico y de ingeniería, trae como consecuencia fracasos rotundos. De aquí se desprende la importancia que toma la correcta predicción de los gradientes de presión de formación y de fractura, y por lo tanto, la selección de las profundidades a las cuales serán asentadas y cementadas las tuberías de revestimiento, además del programa de fluidos de perforación.

La experiencia del "ingeniero de perforación", el conocimiento de la columna geológica y las técnicas de perforación existentes coadyuvarán a determinar adecuados programas de tuberías de revestimiento y fluidos de perforación.

El procedimiento descrito en el presente capítulo para la selección de las profundidades de asentamiento de las diferentes tuberías de revestimiento, trata de enfocarse a pozos en donde se tengan uno, dos o más intervalos de presión anormal en pozos profundos. Desarrollando y siguiendo procedimientos similares al presentado pueden aplicarse a pozos muy profundos donde evidentemente es necesario asentar y cementar más de dos tuberías de revestimiento intermedias. Por

---

otro lado, el método que se describe sólo es aplicable a pozos verticales, ya que en pozos horizontales, desviados y de alcance extendido es necesario obtener la proyección de la vertical con los ángulos de desviación, para obtener la profundidad desarrollada de asentamiento de las diferentes tuberías de revestimiento.

En adelante se referirá como profundidad de asentamiento, a la profundidad vertical verdadera para asentar las sargas de tubería de revestimiento

El principal criterio para determinar la profundidad de asentamiento de las TR's está basado en encontrar una densidad del fluido de perforación tal que nos permita controlar el pozo sin fracturar la formación. El segundo criterio, es determinar si la densidad del fluido de perforación es la adecuada para que no existan pegaduras por presión diferencial. El tercero, consiste en determinar que la densidad de control del fluido de perforación sea la adecuada para controlar un posible brote sin fracturar la formación.

Sin embargo, en algunos casos, la profundidad de asentamiento de TR's está en función de otros factores, tales como: accidentes mecánicos, errores en la cuantificación de los perfiles de presión, fallas en la medición de las tuberías, etc.

El principal objetivo de la selección de los programas de TR's y de los fluidos de perforación es obtener un pozo seguro, económico y utilizable.

## ***SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO***

### ***Tuberías de Revestimiento Profundas e Intermedias***

Para seleccionar la profundidad a la cual se asentarán las tuberías de revestimiento profundas e intermedias se realiza un proceso inverso, es decir, primeramente se determina la profundidad de asentamiento de la tubería más profunda, y así sucesivamente, hasta llegar a la TR superficial. Este seguimiento tiene la finalidad de evitar un proceso iterativo.

Como primer criterio para determinar las profundidades de asentamiento de las tuberías es el de determinar desde el fondo hasta la superficie la densidad del fluido de perforación necesaria para controlar la presión de formación y no fracturar las rocas de las formaciones suprayacentes.

Cuando es recuperada la tubería de perforación se pierde presión debido a una disminución en la columna hidrostática de los fluidos y se generan presiones de succión por lo que es necesario considerar un margen en la densidad del fluido por este efecto, de tal manera que sea capaz de controlar la presión de formación en estas condiciones; así mismo, cuando es introducida la tubería existe un incremento en la densidad del fluido equivalente al volumen de tubería introducida, lo que genera presiones de empuje (densidad equivalente en el fluido). También se debe considerar un factor de seguridad para crear condiciones de sobrebalance cuando se este perforando. Estos márgenes comúnmente varían de .024 g/cm<sup>3</sup> (0.2 lb/gal) a 0.036 g/cm<sup>3</sup> (0.3 lb/gal).

Por lo tanto, aquellas formaciones con gradientes de fractura menores a la máxima presión de formación más los márgenes de succión, empuje y seguridad, deberán ser revestidas con tubería, de tal manera que se evite un fracturamiento y por consiguiente la pérdida de fluido, lo que ocasionaría un brote en condiciones de presión anormal alta. La profundidad a la cual se encuentra este gradiente de fractura, será la profundidad de asentamiento tentativa de la TR.

Ya que han sido establecidas las profundidades por el criterio anterior, se procede a definir si la densidad del fluido utilizada no ocasionará pegaduras de tubería por presión diferencial cuando sean introducidas la pozo. Este criterio deberá realizarse de la superficie al fondo del pozo.

La pegadura generalmente ocurre a la profundidad donde se encuentra la zona más profunda de presión normal o poco antes del intervalo geopresionado, ya que existe la mayor presión diferencial. Se ha establecido una tolerancia de presión diferencial, la cual está entre 140 kg/cm<sup>2</sup> (2,000 psi) y 160 kg/cm<sup>2</sup> (2,300 psi) en la zona de presión normal, y entre 210 kg/cm<sup>2</sup> ( 3,000 psi) y 230 kg/cm<sup>2</sup> (3,300 psi) en las zonas de presión anormal. Estos valores son recomendados en base a la observación y la experiencia de campo, sin embargo, su exactitud está en función de las condiciones de operación, de las propiedades del fluido de perforación y de la geometría de la sarta de perforación.

Si la presión diferencial calculada entre la presión de formación normal y la densidad del fluido es menor a límite establecido entre 140 y 160 kg/cm<sup>2</sup> de densidad equivalente, la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería intermedia será la profundidad real buscada. De lo contrario, si la diferencial de presión es mayor, la profundidad tentativa se redefine como la profundidad de asentamiento más somera de la segunda tubería intermedia la cual puede ser un liner. Si este es el caso, deberá efectuarse un paso adicional para determinar la profundidad de asentamiento de la TR intermedia.

Este paso se implementa de la superficie al fondo de la zona de alta presión, en lugar del procedimiento inverso empleado en el establecimiento de la profundidad tentativa, de tal manera que la nueva profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia este definida por el criterio de pegadura por presión diferencial.

La profundidad de asentamiento más profunda de la segunda tubería intermedia, se establece en función de los gradientes de presión de formación y de fractura.

Una vez que se ha determinado la profundidad de asentamiento más profunda de la segunda TR intermedia, se dispone a establecer de entre la profundidad más somera y la más profunda posible, una profundidad final de asentamiento de la segunda tubería intermedia tal que minimice la sección de agujero descubierto entre las dos tuberías intermedias o TR intermedia-intervalo productora, o cualquier otro factor que sea adquirido por la experiencia.

Para entender mejor lo explicado anteriormente, se emplean los siguientes pasos, conociendo de antemano los gradientes de presión de formación y de fractura, ya sea en forma gráfica o tabulada:

1. Evaluar la máxima presión esperada en el pozo con los márgenes más grandes establecidos para determinar densidad máxima del fluido de perforación para perforar la zona de más alta presión ( $P_{i@GFmax1}$ ):

$$P_{i@GFmax1} = GF_{max1} + MV + ME + MS^* \quad 5.1$$

\* Nomenclatura al final del capítulo



2. Encontrar la profundidad de la formación que será fracturada por una presión equivalente o igual a la máxima densidad del fluido de perforación, es decir:

$$GF_r = \rho_{l@GFmax} \quad 5.2$$

La profundidad de esta formación, es la profundidad tentativa mínima de asentamiento de la TR intermedia.

Esta profundidad puede ser calculada de la siguiente manera:

$$D_{TR1} = \frac{P_r}{\rho_{l@GFmax}} \quad 5.3$$

3. Determinar si a esta profundidad mínima tentativa  $D_{TR1}$ , ocurrirán problemas de pegaduras por presión diferencial. Para ello, es necesario encontrar la presión de formación a la profundidad  $D_{TR1}$  y la densidad del fluido de perforación para alcanzar esta profundidad:

$$\rho_{l@D_{TR1}} = GF_{l@D_{TR1}} + MV \quad 5.4$$

Con la densidad requerida del fluido de perforación  $\rho_{l@D_{TR1}}$  y la presión de formación normal o anormalmente baja de la zona más profunda antes de alcanzar la profundidad  $D_{TR1}$  es posible determinar la presión diferencial que existirá cuando se este perforando a esta profundidad:

$$P_D = (\rho_{l@D_{TR1}} - GF_{min}) D_{l@GFmin} \quad 5.5$$

donde  $D_{l@GFmin}$  es la profundidad correspondiente al gradiente de presión de formación más pequeño que se tenga arriba de la profundidad tentativa de asentamiento.

Si la presión diferencial  $P_D$  es menor al limite máximo establecido de presión de diferencial, la profundidad mínima tentativa  $D_{TR1}$  es la profundidad real de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia:

\*\* Las ecuaciones presentadas deben ser empleadas con los factores de conversión correspondientes para ser trabajadas en unidades de campo del sistema métrico e inglés

$$P_D < 160 \text{ kg / cm}^2 = 2300 \text{ psi} \quad 5.6$$

para la zona de presión normal, y:

$$P_D < 230 \text{ kg / cm}^2 = 3300 \text{ psi} \quad 5.7$$

para las zonas geopresionadas.

En el caso de que la presión diferencial sea mayor que los límites establecidos, continúe el procedimiento en el paso 5.

4. Revisar ahora, si para el intervalo descubierto comprendido entre la profundidad total del pozo y la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento intermedia que será asentada, existirán presiones diferenciales mayores a los límites establecidos. Para esto se utiliza la densidad del fluido de perforación  $D_{i@GF_{min2}}$  más grande necesaria para perforar las zonas más profundas de presión anormal, el gradiente de presión de formación  $GF_{min2}$  más pequeño abajo de la zapata de la TR intermedia, la ecuación 5.9 y repitiendo las consideraciones de presión diferencial del punto anterior:

$$P_{i@CF_{min2}} = GF_{min2} + MV \quad 5.8$$

$$P_D = (P_{i@CF_{min2}} - GF_{min2}) D_{i@CF_{min2}} \quad 5.9$$

Si la presión diferencial es menor al límite establecido bastará con asentar sólo una TR intermedia y posteriormente la TR de explotación a la profundidad total; si no lo es, se tendrá que encontrar una nueva profundidad de asentamiento de la TR intermedia correspondiente a la profundidad donde ya no existan problemas por presión diferencial, con el objeto de no introducir dos tuberías intermedias y reducir el diámetro de la tubería de explotación. Esta profundidad puede ser encontrada como se describe en el siguiente paso.

5. En caso de que la presión diferencial determinada en el paso 3 sea mayor al límite establecido, la profundidad  $D_{TR1}$  se redefine como la profundidad más somera de asentamiento de la segunda

tubería intermedia ( $D_{TR2\text{nom}}$ ). Entonces la profundidad de asentamiento de la primera se determina con las ecuaciones:

$$\rho_{1@P_{\text{form}}} = \frac{P_{D_{\text{max}}}}{D_{1@P_{\text{form}}}} + GF_{\text{min1}} \quad 5.10$$

$$GF_{2@P_{\text{form}}} = \rho_{1@P_{\text{form}}} - MV \quad 5.11$$

donde  $P_{D_{\text{max}}}$  es la diferencial de presión máxima aceptable en zonas de presión de formación normal o anormal,  $\rho_{1@P_{\text{form}}}$  es la densidad del fluido de perforación que se debe emplear para no exceder el límite de presión diferencial,  $MV$  es el valor del margen por concepto de succión o viaje ( $0.036 \text{ g/cm}^3$  ó  $0.3 \text{ lb/gal}$ ) y  $GF_{2@P_{\text{form}}}$  es el gradiente de presión de formación que se tiene cuando exista la máxima presión diferencial.

Con el gradiente de presión de formación calculado puede encontrarse la nueva profundidad a la cual puede ser introducida la primera TR intermedia con la densidad del fluido de perforación que se necesite para perforar el intervalo de presión anormal. Tal profundidad debe ser la correspondiente al gradiente de presión de formación calculado con la ecuación 5.11 ( $D_{TR1@GF_{\text{form}}} = D_{TR1}$ ).

6. La profundidad más profunda de asentamiento de la segunda tubería intermedia se determina evaluando el gradiente de presión de fractura a la profundidad de donde será asentada la primera TR intermedia, luego encontrando gradiente de presión de formación que será controlado eficazmente con una densidad del fluido de perforación tal que no fracture la formación abajo de la zapata de la primera tubería intermedia:

$$GF_{2@P_{\text{DTR1}}} = GF_{FR @ D_{TR1}} - MV - ME - MS \quad 5.12$$

donde  $GF_{2@P_{\text{DTR1}}}$  es el gradiente de presión de formación a controlar eficazmente con un gradiente de fractura abajo de la zapata de la primera TR intermedia  $GF_{FR @ D_{TR1}}$ . La profundidad más profunda

de asentamiento de la segunda TR intermedia ( $D_{TR2_{prof}}$ ) es aquella que corresponde al gradiente de formación arriba calculado.

Los pasos 5 y 6 tienen que emplearse para determinar la nueva profundidad a la cual debe ser bajada la profundidad de asentamiento de la TR intermedia en el caso que el criterio de pegadura por presión diferencial no se cumpla (punto número 4).

7. La profundidad definitiva de asentamiento de la segunda tubería intermedia  $D_{TR2}$  de entre la más somera y la más profunda está en función del gradiente de presión de formación en el intervalo geopresionado, de la presión de fractura en el fondo del pozo y de la profundidad de asentamiento de la primera tubería intermedia. Cualquier profundidad entre este rango puede resultar satisfactoria.

Una selección basada en la experiencia de la profundidad de asentamiento de la segunda TR intermedia puede establecerse, con el objeto de minimizar la longitud de agujero descubierto; aunque en muchos casos, la profundidad de asentamiento se toma como una profundidad cercana a donde termina la zona de presión anormal.

#### ***Tubería de Revestimiento Superficial***

La selección de la profundidad de asentamiento de la tubería superficial está en función de la presión originada durante la circulación de un posible brote cuando se está perforando la etapa donde será asentada la primera TR intermedia, es decir, la formación abajo de la zapata de la tubería superficial debe ser capaz de resistir la circulación de un brote y no fracturarse. La presión ejercida por la densidad equivalente del fluido de control durante la circulación de un brote, es la causa más común de los reventones subterráneos.

Al existir un brote, la presión de cierre en la tubería de revestimiento superficial adicionada a la presión hidrostática del fluido de perforación, puede exceder la presión de fractura de la formación abajo de la zapata y producir una fractura inducida o reventón subterráneo.

Cuando ocurre un brote es esta etapa, la profundidad de asentamiento de la TR superficial deberá determinarse en base a la "tolerancia al brote", en lugar del procedimiento empleado para determinar las profundidades de asentamiento de las tuberías intermedias; no obstante, éstas profundidades de

asentamiento de las TR's intermedias deben ser revisadas por efectos de un brote más profundo. Más adelante se explicará de el por qué de esta situación.

En pocas palabras, la metodología utilizada para determinar la profundidad de asentamiento de la tubería superficial tiene como objetivo fundamental evitar un reventón subterráneo relativamente somero. Lo anterior se logra encontrando una profundidad tal que la formación tenga la capacidad de resistir las presiones generadas durante la circulación del brote.

Determinar las presiones impuestas por la circulación de un brote no es fácil; no obstante, se ha comprobado que el empleo de la ecuación 5.13 proporciona resultados confiables en las aplicaciones de campo:

$$P_{\text{brote}} = \left( \frac{D_{\text{TR1}}}{D_{\text{I}}} \right) \Delta \rho_1 + \rho_1 \bullet GF_{\text{max3}} \quad 5.13$$

Aplicando la ecuación anterior en forma iterativa, conjuntamente con el gradiente de fractura de la formación, se encuentra la profundidad a la cual debe ser asentada la tubería de revestimiento superficial y en donde la formación tendrá la suficiente resistencia para soportar las presiones generadas por la circulación del brote.

El procedimiento consiste en seleccionar inicialmente una profundidad  $D_{\text{I}}$  menor a la profundidad donde será asentada la primera TR intermedia, para la cual se determina el gradiente de fractura y la densidad equivalente del fluido de control. Si la densidad del fluido de control es mayor que le gradiente de fractura, indica que en caso de presentarse un brote, la formación no podrá soportar la presión originada por la circulación del brote y obviamente se corre el peligro de un reventón subterráneo. Entonces, por ensaye y error, se encuentra la combinación de profundidad y densidad equivalente del fluido de perforación original que den como resultado una densidad del fluido de control poco menor o igual al gradiente de presión de fractura, por lo cual la formación a la profundidad seleccionada resistirá las presiones generadas por la circulación del brote, dicha profundidad es a la cual deberá asentarse la tubería de revestimiento superficial.

Para entender mejor el procedimiento de cálculo, utilice la siguiente metodología:

1. Determinar la densidad real máxima del fluido de perforación  $\rho_{1 @ GF_{max}}$  empleado durante la perforación de la zona de más alta presión antes de la profundidad donde será asentada la primera tubería de revestimiento intermedia:

$$\rho_{1 @ GF_{max}} = GF_{max} + MV \quad 5.14$$

Donde  $GF_{max}$  es el gradiente de presión de formación más grande esperado en el pozo antes de la profundidad  $D_{TRI}$

2. Seleccionando una profundidad arbitraria  $D_i$  menor a  $D_{TRI}$  y con la densidad del fluido de perforación calculada en el punto anterior se determina la densidad del fluido de control con la ecuación 5.13 y el gradiente de presión de fractura a la profundidad arbitraria seleccionada ( $GF_{r @ D_i}$ ). Si la densidad de control calculada es mayor al gradiente de presión de fractura a la profundidad de interés, seleccione otra profundidad mayor a la anterior pero menor todavía a  $D_{TRI}$  con su respectivo gradiente de presión de fractura y calcule una nueva densidad del fluido de control utilizando la misma densidad  $\rho_{1 @ GF_{max}}$ , hasta que la densidad  $\rho_{brote}$  sea igual al gradiente de fractura medido a la profundidad  $D_i$ :

$$\rho_{brote} = GF_{r @ D_i} \quad 5.15$$

La profundidad  $D_i$  de la última iteración, será entonces la profundidad a la cual deberá ser asentada la tubería de revestimiento superficial.

Generalmente se utiliza un valor de "tolerancia al brote" o incremento en la densidad del fluido de perforación  $\Delta\rho_1$  por efectos de un brote de  $0.06 \text{ g/cm}^3$  ( $0.5 \text{ lb/gal}$ ). Este valor es ampliamente aceptado para su uso en el campo y representa el máximo incremento promedio en la densidad para controlar y circular un brote. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia y las condiciones de perforación particulares de ciertas áreas, puede ser modificado este valor para ajustarse a las condiciones de perforación del área en particular.

El procedimiento descrito anteriormente debe ser aplicado para cada profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento intermedias y a la profundidad total del pozo, es decir, la profundidad  $D_{TR1}$  de la ecuación 5.9 tiene que ser remplazada por la profundidad donde será asentada la segunda TR intermedia ( $D_{TR2}$ ) y así hasta llegar a la profundidad total del pozo.

Supongamos que estamos perforando la etapa siguiente al asentamiento de la primera TR intermedia, al aplicar el criterio del reventón subterráneo producido por la circulación de un brote profundo, observamos que ocurrirá un reventón al tratar de controlar el posible brote por abajo de la última zapata. Entonces, es necesario ajustar la profundidad de asentamiento de la primera TR intermedia hasta la profundidad donde ocurrirá el fracturamiento de la formación.

Si la diferencia entre estas profundidades de asentamiento previamente calculadas de las TR's intermedias y las que se determinen por efectos de un reventón subterráneo son muy grandes, se hará necesario introducir y asentar una tercera tubería de revestimiento intermedia para evitar estos posibles reventones subterráneos.

Como se observa, habrá que revisar estas nuevas profundidades ajustadas por el criterio de pegaduras por presión diferencial, con lo cual se manifiesta lo difícil que es determinar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

## NOMENCLATURA

$D_{@GF_{min1}}$	Profundidad correspondiente al gradiente de presión de formación $GF_{min1}$
$D_{@GF_{min2}}$	Profundidad correspondiente al gradiente de presión de formación $GF_{min2}$
$D_I$	Profundidad de interés
$D_{TR1}$	Profundidad de asentamiento de la primera tubería de revestimiento
$D_{TR1@GF_{prom}}$	Profundidad correspondiente al gradiente de presión de formación medido a la máxima presión diferencial
$D_{TR2}$	Profundidad de asentamiento de la segunda tubería de revestimiento
$D_{TR2_{prof}}$	Profundidad más profunda de asentamiento de la segunda tubería de revestimiento
$D_{TR2_{som}}$	Profundidad más somera de asentamiento de la segunda tubería de revestimiento
$GF_{@D_{TR1}}$	Gradiente de presión de formación a la profundidad $D_{TR1}$
$GF_{max1}$	Gradiente de presión de formación más grande esperado en el pozo
$GF_{max2}$	Gradiente de presión de formación más grande esperado abajo de la profundidad $D_{TR1}$
$GF_{max3}$	Gradiente de presión de formación más grande esperado antes de la profundidad $D_{TR1}$
$GF_{min1}$	Gradiente de presión de formación más pequeño antes de la profundidad $D_{TR1}$
$GF_{min2}$	Gradiente de presión de formación más pequeño abajo de la profundidad $D_{TR1}$
$GF_{@P_{max}}$	Gradiente de presión de formación medido a la máxima presión diferencial
$GF_{@GF_{DTR1}}$	Gradiente de Presión de formación a controlar eficazmente con un gradiente de fractura abajo de la zapata de la primera TR intermedia
$GF_F$	Gradiente de presión de fractura
$GF_F@D_I$	Gradiente de fractura medido a la profundidad de interés
$GF_F@D_{TR1}$	Gradiente de presión de fractura abajo de la profundidad de asentamiento de la primera TR intermedia
$ME$	Margen de empuje, $0.036 \text{ g/cm}^3$ (0.3 lb/gal)
$MS$	Margen de seguridad, $0.024 \text{ g/cm}^3$ (0.2 lb/gal)



<b>MV</b>	Margen de viaje, 0.036 g/cm <sup>3</sup> (0.3 lb/gal)
<b>P<sub>D</sub></b>	Presión diferencial
<b>P<sub>Dmax</sub></b>	Presión diferencial máxima aceptable
<b>P<sub>F</sub></b>	Presión de fractura
<b>Δρ<sub>1</sub></b>	Tolerancia al brote o incremento de la densidad del fluido de perforación original
<b>ρ<sub>brute</sub></b>	Densidad del fluido de control
<b>ρ<sub>1 @ D<sub>TR1</sub></sub></b>	Densidad requerida del fluido de perforación a la profundidad <b>D<sub>TR1</sub></b>
<b>ρ<sub>1 @ GFmax1</sub></b>	Densidad máxima del fluido de perforación para perforar la zona de más alta presión.
<b>ρ<sub>1 @ GFmax2</sub></b>	Densidad requerida del fluido de perforación para perforar el último intervalo
<b>ρ<sub>1 @ GFmax3</sub></b>	Densidad requerida del fluido de perforación para perforar la zona de más alta presión antes de la profundidad <b>D<sub>TR1</sub></b>
<b>ρ<sub>1 @ P<sub>max</sub></sub></b>	Densidad del fluido de perforación que se debe emplear para la <b>P<sub>Dmax</sub></b>

## **CAPÍTULO 6**

---

### **SISTEMA PARA LA DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS**

---

Con base en la necesidad de detectar y evaluar presiones anormales de manera rápida y eficiente para la planeación de los pozos exploratorios y de desarrollo, se pensó en desarrollar un sistema que pudiera satisfacer estos requerimientos.

Para lograr estos fines, se realizó un análisis de las necesidades del usuario para definir las soluciones del problema de detectar y evaluar presiones anormales, y los requerimientos que el sistema debería poseer para satisfacer estas necesidades también se analizaron; así mismo, las restricciones del sistema fueron identificadas.

Una vez terminado el análisis se procedió a realizar el diseño, en este proceso se planeó su construcción, es decir, determinar sus componentes y tipos de datos necesarios; así como la relación existente entre cada componente para formar la solución en la computadora. Se desarrollaron los algoritmos para describir lo que haría cada componente. Las especificaciones, los requerimientos del problema y las restricciones definidas en la fase de análisis fueron usadas como entrada para el proceso de diseño.

De esta manera surgió el sistema *Sismic 1.0* para la detección de presiones anormales a partir de información sísmica y registros geofísicos de pozos. A continuación se describen los pasos que se siguieron para su construcción:

---

## **ANÁLISIS**

### **Definición del Problema:**

Detección y evaluación de zonas de presión anormal antes y después de la perforación a partir de información sísmica y registros geofísicos de pozos respectivamente, predicción de gradientes de presión de fractura.

### **Necesidades del Usuario:**

- Detectar y evaluar las zonas de presión anormal antes y después de la perforación en pozos exploratorios y de desarrollo, tanto costa afuera como en tierra.
- Predecir los gradientes de presión de fractura de la formación en pozos exploratorios y de desarrollo, terrestres y marinos.
- Determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento en pozos exploratorios y de desarrollo, terrestres y marinos; a partir de los resultados de los perfiles de gradiente de presión de formación y de fractura arrojados por el sistema *Sismic 1.0*.
- Determinar la densidad del fluido de perforación que controlará la presión de formación.
- Optimizar la planeación y diseño de la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, terrestres y marinos.

### **Requerimientos del Sistema:**

- A partir de información sísmica, analizar el **VELAN** [tiempo doble de reflexión, velocidad media cuadrática (VRMS), para determinar velocidades de intervalo, tiempos de tránsito, densidades y la profundidad de las capas reflectoras.
- Tiempo de tránsito y densidad contra la profundidad a partir de registros geofísicos de explotación.
- Información disponible de registros geofísicos antes de los 1500 m. de profundidad.

- Información del tirante de agua y la elevación de la mesa rotaria.

***Alcances del Sistema:***

- Determinación del tiempo de tránsito, densidad y profundidad de los estratos reflectores a partir de información sísmica.
- Detección de zonas de presión anormal antes y después de la perforación del pozo.
- Evaluación de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura.

***Restricciones del Sistema:***

1. Emisión de resultados poco confiables por causa de un inadecuado procesamiento e interpretación de las secciones sísmicas y de los registros geofísicos de explotación:
  - Determinación de presiones anormales en formaciones carbonatadas (es necesario un estudio técnico del comportamiento de la velocidad de la onda sísmica en estas zonas).
  - Determinación de presiones anormalmente bajas a partir de información sísmica (es necesario un estudio técnico del comportamiento de la velocidad de la onda sísmica en estas zonas).
  - Determinación de presiones anormalmente altas en zonas con contenido de gas y/o anormalmente bajas en rocas densas por naturaleza como las calizas, ambos a partir de datos de tiempo de tránsito del registro sísmico de porosidad.
2. Falta de información en los intervalos someros (primeros 1500 m).

Actualmente en México, se encuentran en desarrollo estudios que podrían eliminar las restricciones que existen en formaciones con rocas carbonatadas y de baja presión. A continuación se mencionan algunos de ellos:

- Investigación de atributos sísmicos para la definición de yacimientos fracturados en rocas carbonatadas.

- Procedimiento de procesado sísmico para atenuación de ruido.
- Obtención de imágenes sísmicas empleando inversión, modelado y análisis de amplitud de onda contra distancia.

## **DISEÑO**

El primer paso en la estructuración, es representar el problema a diseñar como un flujo de datos a través de un sistema que procesa y transforma los datos.

El sistema está compuesto de procesos que operan y/o transforman los datos. Estos procesos y los datos que se enlazan con ellos constituyen la base para definir los componentes del programa. En la figura 6.1 se presenta un diagrama de flujo típico, y en la figura 6.2 se muestra un diagrama de flujo de datos (DFD) para el sistema *Sísmic 1.0*.

Como se puede observar en la figura 6.2, el sistema *Sísmic 1.0* consiste de cinco procesos (círculos) y cuatro agregados de datos (rectángulos con esquinas redondeadas), los cuales almacenan la información fuente y la información generada durante la ejecución de los diferentes procesos mientras se corre el sistema.

Cada uno de los procesos realiza una tarea específica la cual se describe a continuación:

### **PROCESO 1. INFORMACIÓN FUENTE**

1. **SI** la información proporcionada al sistema es la adecuada **ENTONCES**:
  - a) Almacena la información de tiempo doble de reflexión y velocidad (VRMS) en la tabla de datos de sismología o,
  - b) Almacena la información de tiempo de tránsito, densidad y profundidad en la tabla de datos de registros.
  - c) Atiende peticiones de despliegue de resultados.



2. **EN CASO CONTRARIO, SI** la solicitud de proceso es rechazada **ENTONCES:**

- a) Verificar el formato de la información proporcionada.

3. **TERMINA**

### **PROCESO 2. SISMOLOGÍA**

1. **SI** la información de tiempo doble de reflexión y velocidad (VRMS) es la adecuada **ENTONCES:**

- a) Determina la velocidad de intervalo, el espesor de las capas reflectoras, la profundidad, el tiempo de tránsito y la densidad de cada intervalo y,
- b) Almacena la información en la tabla de datos de sismología.
- c) Atiende peticiones de despliegue de resultados.

2. **EN CASO CONTRARIO, SI** la solicitud de proceso es rechazada **ENTONCES:**

- a) Recupera el error.
- b) Verificar el formato de la información proporcionada.
- c) Verificar que la información sea la adecuada.

3. **EN CASO CONTRARIO, aborta el proceso:**

- a) Verificar el formato de la información proporcionada.
- b) Verificar que la información sea la adecuada.

4. **TERMINA**

### **PROCESO 3. TENDENCIA NORMAL**

1. **SI** la información de tiempo de tránsito y profundidad es la adecuada **ENTONCES:**

- a) Ajusta automáticamente una línea de tendencia normal de compactación para tiempos de tránsito o,
  - b) Ajuste manual mediante el "mouse" de una tendencia normal de compactación para tiempos de tránsito proveniente de información sísmica o de registros geofísicos.
  - c) Determina automáticamente el tiempo de tránsito de la tendencia normal para la tabla de sismología y,
  - d) Vuelve a almacenar la información en la tabla de datos de sismología o,
  - e) Determina automáticamente el tiempo de tránsito de la tendencia normal para la tabla de datos de registros y,
  - f) Vuelve a almacenar la información en la tabla de registros y,
  - g) Atiende peticiones de despliegue de resultados y gráficas.
2. **EN CASO CONTRARIO, SI** la solicitud de procesado es rechazada **ENTONCES:**
- a) Recupera el error.
  - b) Verificar el formato de la información proporcionada.
  - c) Verificar que la información sea la adecuada.
3. **EN CASO CONTRARIO,** aborta el proceso:
- a) Verificar el formato de la información proporcionada.
  - b) Verificar que la información sea la adecuada.
4. **TERMINA**



**PROCESO 4. GRADIENTES**

1. **SI** la información de tiempo de tránsito observado, tiempo de tránsito normal, densidad y profundidad de las capas procedente de la tabla de datos de sismología es la adecuada **ENTONCES:**
  - a) Determina el gradiente de presión de sobrecarga, presión de formación y presión de fractura y.
  - b) Almacena la información en la tabla de datos de gradientes en su modo de sismología.
  - c) Atiende peticiones de despliegue de resultados y gráficas.
2. **SI** la información de tiempo de tránsito observados y normales, densidad y profundidad de la tabla de datos de registros es la adecuada **ENTONCES:**
  - a) Determina el gradiente de presión de sobrecarga, presión de formación y presión de fractura y.
  - b) Almacena la información en la tabla de datos de gradientes en su modo de registros.
  - c) Atiende peticiones de despliegue de resultados y gráficas.
3. **EN CASO CONTRARIO, SI** la solicitud de procesado es rechazada **ENTONCES:**
  - a) Recupera el error.
  - b) Verificar el formato de la información proporcionada.
  - c) Verificar que la información sea la adecuada.
4. **EN CASO CONTRARIO,** aborta el proceso:
  - a) Verificar el formato de la información proporcionada.
  - b) Verificar que la información sea la adecuada.

**5. TERMINA****PROCESO 5. GRÁFICAS**

1. **SI** la información de profundidad, tiempo de tránsito, gradientes de presión de sobrecarga, de formación, de fractura es la adecuada **ENTONCES**:
    - a) Atiende peticiones de despliegue de resultados y gráficas.
  2. **EN CASO CONTRARIO, SI** la solicitud de proceso es rechazada **ENTONCES**:
    - a) Recupera el error.
    - b) Verificar el formato de la información proporcionada.
    - c) Verificar que la información sea la adecuada.
  3. **EN CASO CONTRARIO**, aborta el proceso:
    - a) Verificar el formato de la información proporcionada.
    - b) Verificar que la información sea la adecuada.
- 4.- **TERMINA**

A continuación se presenta la descripción de la colección de datos que se le suministran y genera el sistema:

### **1. TABLA SISMOLOGÍA**

Tiempo doble de reflexión =	Número
VRMS =	Número
Velocidad Intervalo =	Número
Espesor de capa =	Número
Profundidad =	Número
Tiempo Tránsito =	Número
Tiempo Tránsito Normal =	Número
Densidad =	Número
Número =	[0-9   .]

### **2. TABLA REGISTROS**

Profundidad =	Número
Tiempo Tránsito =	Número
Tiempo Tránsito Normal =	Número
Densidad =	Número
Número =	[0-9   .]

### **3. TABLA GRADIENTES**

Profundidad =	Número
Presión de Sobrecarga =	Número
Presión de Formación =	Número
Presión de Fractura =	Número
Número =	[0-9   .]

Finalmente, para ejecutar la etapa de diseño, el sistema se programó en Microsoft Visual Basic 3.0 que es un software de desarrollo que se utiliza para crear aplicaciones en plataforma y ambiente Windows, es decir, en un ambiente gráfico GUI (Graphical User Interfase).

## **INFORMACIÓN FUENTE**

El algoritmo empleado para la Detección y Evaluación de Presiones Anormales, requiere de información sísmica para pozos exploratorios y de registros geofísicos de pozos circunvecinos al pozo por perforar para efectuar la detección y evaluación.

Como primer paso en la planeación de la perforación de pozos exploratorios, se hace necesario disponer de la información resultante de un estudio de reflexión sísmica superficial, la cual será el punto de partida para la detección y evaluación de presiones anormales en el subsuelo. El algoritmo empleado por *Sismic 1.0* para la detección y evaluación, requiere de esta información además de la proporcionada por los registros geofísicos de explotación, la cual es una herramienta de ayuda muy importante para la planeación de pozos de desarrollo subsecuentes en un campo específico.

Es importante hacer mención que debe contarse con información superficial de los registros, ya que ésta es la que nos define la tendencia normal de compactación. Para lo anterior, se implementó una rutina en el sistema que **No** permite realizar un análisis si no se cuenta con dicha información. El rango que se utiliza como máximo es de 1,500 m. Se debe tener presente que mientras mayor información se tenga de la zona somera, mejor serán los resultados obtenidos.

La información de la cual se deberá disponer es la siguiente:

### ***Registros Sísmicos***

Tener acceso a un análisis automático de la velocidad **VELAN**, el cual deberá ser proporcionado por el departamento de procesamiento sísmico correspondiente, además es necesario disponer de las coordenadas X,Y del pozo que se pretende analizar. Esto es para que el personal de Exploración verifique en sus prospectos y líneas sísmicas a que punto de tiro corresponde la ubicación del pozo.

En caso de que el punto de tiro de la línea sísmica no coincida con las coordenadas del pozo, se puede solicitar una interpolación entre los dos puntos de tiro más cercanos.

La información que debe proporcionar Exploración es el Tiempo Doble de Reflexión y la Velocidad (VRMS) de un análisis de la velocidad (VELAN), la cual se puede entregar en papel con su gráfica respectiva (Fig. 2.16) conteniendo la función de velocidad y/o sus valores de T vs. VRMS tabulados o si es entregada la información digitalmente en discos flexibles, estos valores deberán ser archivos con formato ASCII de tamaño fijo y extensión `.vln`; es decir, cada columna deberá tener una longitud de 10 caracteres, incluyendo espacios.

Como información adicional, Exploración debe dar el nombre del prospecto sísmico así como el número de línea sísmica y el punto de tiro.

### ***Registros Geofísicos***

Solicitar al departamento de Producción correspondiente, la profundidad respectiva de lectura, el tiempo de tránsito del registro sónico de porosidad BHC o similar, y la densidad de la formación tomada del registro FDC (Formation Density Compensated) o similar, para lo cual es necesario proporcionar el nombre del campo y pozo que se pretende analizar.

Esto es para que el personal de Producción verifique si se cuenta con la información suficiente para poder calcular la tendencia normal de compactación (límite 1,500 m).

La información que proporcionará Producción es el tiempo de tránsito, densidad y la profundidad, la cual se puede entregar en papel o en discos flexibles en archivos con formato ASCII de tamaño fijo y extensión `.sec`; es decir, cada columna deberá tener una longitud de 10 caracteres, incluyendo espacios.

El sistema ofrece la posibilidad de capturar información en forma automática o manual. Es decir, si ya se cuenta con información de registros sísmicos y geofísicos en discos, *Sismic 1.0* es capaz de leerla y procesarla, en caso contrario, tiene la capacidad para que el usuario introduzca directamente la información.

Es importante que la información tabulada en los discos, tenga un tamaño fijo de 10 caracteres incluyendo espacios, ya que si no es así, *Sismic 1.0* no podrá leer la información.

Cuando se almacena la información en discos, no es importante el orden de las columnas ya que *Sismic 1.0* le solicita al usuario en que orden se encuentran, tal como se muestra a continuación:

Distribución de Columnas del Archivo Fuente

	No. de Columna
Tiempo:	1
VRMS:	2

Aceptar Cancelar

Fig. 6.3 Información del VELAN

Distribución de Columnas del Archivo Fuente

	No. de Columna
Profundidad Desarrrollada:	1
Tiempo de Tránsito:	2
Densidad:	3

Aceptar Cancelar

Fig. 6.4 Información de Registros Geofísicos (Tiempo de Tránsito y Densidad)

## **DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA NORMAL DE COMPACTACIÓN**

### *Ajuste Automático*

Dentro del proceso 3 (Tendencia Normal) del sistema *Sismic 1.0* se lleva a cabo un ajuste automático de la tendencia normal de compactación para tiempos de tránsito, resistividad y conductividad.

El sistema realiza un triple ciclo de ajuste lineal por mínimos cuadrados a los datos de tiempo de tránsito procedentes de la tabla de datos de sismología:

1. A los primeros 5 datos de tiempo de tránsito contra la profundidad de las capas, se ajusta una ecuación lineal en escala semilogarítmica obteniéndose el valor de la pendiente y la ordenada. Se calcula la desviación estándar para estos cinco puntos respecto a la ecuación ajustada.
2. Con la desviación estándar calculada, se discriminan los valores de tiempo de tránsito fuera de la desviación antes de la profundidad de 1,000 m. conservándose los primeros cinco puntos tomados. Se vuelve a ajustar una ecuación lineal a los puntos dentro de la desviación obteniéndose la pendiente y la ordenada de la recta semilogarítmica. Se calcula una nueva desviación estándar de los puntos sobrantes respecto a esta última ecuación ajustada.
3. Se discriminan todos los puntos hasta la profundidad total que no satisfagan a la nueva desviación estándar. Por último, se obtiene la ecuación de la tendencia normal de compactación ajustando una ecuación lineal a todos los puntos dentro de la última desviación manteniendo los cinco puntos originales.

### **GRAFICACIÓN**

A continuación se mencionan las gráficas desplegadas por *Sismic 1.0* en las unidades de campo del sistema métrico y del sistema inglés:

GRÁFICA	ESCALA
VRMS (m/seg) vs. T (seg)	Semi-logarítmica
DT <sub>sismología</sub> (μseg/pie) vs. D (m, pie)	Semi-logarítmica
DT <sub>registro</sub> (μseg/pie) vs. D (m, pie)	Semi-logarítmica
GS (g/cm <sup>3</sup> , lb/gal) vs. D (m, pie)	Lineal
GF <sub>BE</sub> (g/cm <sup>3</sup> , lb/gal) vs. D (m, pie)	Lineal
GF <sub>FHW</sub> (g/cm <sup>3</sup> , lb/gal) vs. D (m, pie)	Lineal
GF <sub>TRC</sub> (g/cm <sup>3</sup> , lb/gal) vs. D (m, pie)	Lineal
GF <sub>BE</sub> (g/cm <sup>3</sup> , lb/gal) vs. D (m, pie)	Lineal

Es importante señalar que en las gráficas mencionadas, refieren al fondo marino como nivel de referencia en pozos costa afuera, o la superficie terrestre en pozos costa adentro. Debido a esto es necesario que se disponga de la elevación de la mesa rotaria y del tirante de agua para que el sistema realice el ajuste de las profundidades ya que en la mayoría de los registros geofísicos se toma la mesa rotaria como el nivel de referencia. Con información sísmológica no es necesario efectuar el ajuste ya que los valores de velocidad VRMS y del tiempo doble de reflexión se toman a partir del fondo marino o de la superficie terrestre.

### **IDENTIFICACIÓN DEL POZO**

El sistema cuenta con una ventana para identificar los pozos, ya sea exploratorios o de desarrollo, costa afuera o en tierra, la cual contiene información importante para hacer los cálculos, la cual deberá ser llenada. Por ejemplo, en pozos costa afuera, es indispensable proporcionar el tirante de agua para realizar el cálculo del gradiente de presión de sobrecarga (recuérdese que en el capítulo 4 se explicó el efecto del tirante en el cálculo del gradiente de presión de sobrecarga y de fractura).



A continuación se muestra una figura con la información que deberá ser llenada:

The screenshot shows a software window titled 'Sismic 1.0'. The main content area is a form titled 'IDENTIFICACIÓN DEL POZO'. The form is organized into several sections with labels and input fields:

- TIPO DE POZO:** A dropdown menu with 'MARINO' selected.
- PROYECTO:** 'R.M.S.O.'
- ACTIVO:** 'DOS BOCAS, TAB.'
- CAMPO:** 'KIX'
- POZO:** 'KIX 1'
- ZONA DEL POZO:** 'ZONA MARINA'
- PROFUNDIDAD (M):** '3022'
- PROFUNDIDAD (FT):** '1350'
- ESTRANTE DE AGUA (M):** '20.00'
- DENSIDAD DEL AGUA (g/cc):** '1.03'
- OBJETIVO:** (Empty field)
- EQUIPO:** (Empty field)
- N.B.M.R.:** '8.51'
- OPERADOR:** 'GIDDHARTHA BANUETI'
- OBSERVACIONES:** 'NO SE OBTUVO EL NIVEL DE REFERENCIA DE LOS REGISTROS'

Fig. 6.7 Ventana de identificación del pozo

## METODOLOGÍA DE CÁLCULO

A continuación se muestra la metodología utilizada por *Sismic 1.0* para predecir y cuantificar las presiones anormales y los gradientes de fractura, a partir de la obtención de la información:

### Registros Sísmicos

1. Realizar un análisis continuo de la velocidad **VELAN** en la vecindad del prospecto sísmico en estudio, a partir de los datos sismológicos (sección sísmica) de la línea correspondiente, el cual se lleva a cabo por el personal de procesado sísmico. Disponer del **VELAN** correspondiente al punto de tiro más cercano a la localización del pozo exploratorio a perforar

2. Obtener la función de velocidad como resultado del análisis continuo de la velocidad y de la información geológica y geofísica del área. Este se realiza mediante la obtención de ecuaciones de líneas rectas entre pares de puntos de tiempo doble de reflexión y VRMS de las capas con mayor contraste en el VELAN dado por geofísica, si es que el personal correspondiente entrega la información en forma gráfica; en caso de que se entregue el VELAN con la curva de la función de velocidad (Fig. 2.16), se debe leer pares de puntos de T y VRMS sobre la curva.
3. Una vez definida la función de velocidad, se procede a introducir los valores de VRMS y tiempo doble de reflexión en la tabla de datos presentada por el Sistema *Sismic 1.0*, o bien mediante archivos con extensión .vln. *Sismic 1.0* atiende peticiones de despliegado de la gráfica de la curva de velocidad VRMS.
4. El Sistema automáticamente calcula las velocidades de intervalo de cada capa empleando la expresión de Dix (ecuación 2.29), tiempos de tránsito, espesores y profundidades de los estratos reflectores siguiendo el procedimiento descrito en la tabla 2.1; así como la densidad promedio de las capas reflectoras mediante la ecuación de Gardner (ecuación 4.2).
5. El gradiente de sobrecarga es calculado con la densidad y profundidad obtenida en el paso anterior y utilizando el procedimiento sísmico descrito en el capítulo 4 (ecuación 4.3 y 4.4). Previamente se debe especificar al programa si se trata de un pozo marino o terrestre, teniendo en cuenta el tirante de agua en caso de tratarse de un análisis costa afuera.
6. Con los tiempos de tránsito y profundidades calculadas en el paso 4, se determina automáticamente la ecuación de la línea de tendencia normal de compactación como se explicó en el presente capítulo. *Sismic 1.0* atiende peticiones de graficación del tiempo de tránsito normal y observado contra la profundidad, con lo que se puede realizar la detección de las zonas de presión anormal.
7. Ya que se han realizado los pasos anteriores, el sistema efectúa la evaluación cuantitativa del gradiente de presión de formación por el método de Eaton (ecuación 4.32).
8. Una vez hecha la evaluación cuantitativa de las presiones anormales, el sistema predice los gradientes de presión de fractura (en pozos exploratorios marinos o terrestres) por las correlaciones de Hubbert y Willis (en su límite máximo de 1/3 del esfuerzo matricial vertical), Matthews y Kelly y Ben Eaton (ecuaciones 4.38, 4.40 y 4.48 respectivamente), y siguiendo los procedimientos correspondientes explicados en el capítulo 4.

Los valores del coeficiente de esfuerzos matriciales de Matthews y Kelly ( $k$ ) a cada profundidad son calculados con la expresión 4.41 y la relación de Poisson ( $\nu$ ) en función de la ecuación 4.52.

9. Los perfiles del gradiente de presión de sobrecarga, presión de formación y de fractura son mostrados en forma tabular y gráfica por el sistema.

### **Registros Geofísicos**

1. Tener acceso al procesado digital de la información de los registros geofísicos correspondientes a tiempos de tránsito y densidad contra la profundidad.
2. Debido a la gran cantidad de información derivada de los registros geofísicos, es necesario que se alimente al sistema con archivos con extensión .sec. Estos archivos deben contener como mínimo los valores de tiempo de tránsito en cualquiera de sus columnas. La densidad y profundidad son indispensables.

Puesto que en algunos casos, la profundidad vertical verdadera, no será la profundidad desarrollada (por ejemplo, para pozos horizontales, desviados y de alcance extendido), se ha incluido una columna en la tabla de datos del sistema *Sismic 1.0*, para lo cual el usuario tendrá la opción de introducir manualmente la profundidad vertical verdadera ya que en algunos casos, los registros se refieren a la profundidad desarrollada.

En caso de tener un pozo vertical, la profundidad vertical verdadera es igual a la profundidad desarrollada y el sistema utilizará indistintamente el valor de la profundidad para los cálculos posteriores.

**Nota.** En caso de que no se haga la distinción de cual es la profundidad dada en los registros, los cálculos se harán con la profundidad proporcionada por el archivo .sec ya sea la vertical verdadera o la desarrollada. En pozos altamente desviados, los resultados estarán defasados dependiendo del ángulo de desviación con los subsecuentes errores en la cuantificación de las presiones anormales.

3. El gradiente de sobrecarga es calculado con la densidad y la profundidad dada por el registro FDC utilizando el procedimiento propuesto en este trabajo aplicado a registros geofísicos (ver Método Sísmico para el Cálculo del Gradiente de Sobrecarga para Pozos Terrestres y Marinos descrito en el capítulo 4).

4. Con los datos de tiempo de tránsito y profundidad leídos del "archivo fuente" (archivo con extensión .see), en la gráfica respectiva desplegada por *Sismic 1.0*, la línea de tendencia compactación normal y su respectiva ecuación son determinadas automáticamente por el sistema.
5. El sistema calcula el gradiente de formación por la correlación de Eaton (ecuación 4.32) en el caso particular de contar con información de tiempos de tránsito.
6. Una vez que se ha determinado el gradiente de presión de formación y con el valor del gradiente de sobrecarga obtenido en el paso 3, el sistema predice el gradiente de presión de fractura por los tres métodos vistos en el paso 8 del método anterior (*Registros Sísmicos*).
7. Los perfiles del gradiente de presión de sobrecarga, presión de formación y de fractura son graficados y tabulados por el Sistema.

### ***VALIDACIÓN DEL SISTEMA SISMIC 1.0***

De acuerdo a las etapas de desarrollo de sistemas computacionales es necesario, para su conclusión, realizar pruebas y ajustes con datos reales de campo. En el apéndice D se presenta un ejemplo de aplicación para validar el sistema *Sismic* versión 1.0 el cual es el producto final de este trabajo de tesis: "Sistema para la Detección de Presiones Anormales a partir de Información Sísmica y Registros Geofísicos de Pozos".

Cabe mencionar, que gracias a la colaboración de las dependencias de Procesado Sísmico de PEP-Región Sur e IMP sede, fue posible obtener información. La validación se limitó entonces, al análisis de la respuesta del sistema con los datos de los registros sísmicos y geofísicos obtenidos.

Como ya se mencionó en su oportunidad, el primer paso en la planeación y diseño de la perforación de pozos exploratorios, es disponer de la información resultante de un estudio de reflexión sísmica, la cual será el punto de partida para la detección y evaluación de presiones anormales en el subsuelo.

Además, detectar y evaluar presiones anormales utilizando registros geofísicos de pozos es una herramienta muy importante para la planeación de pozos de desarrollo subsecuentes en un campo específico. En lo que refiere al sistema *Sismic 1.0*, complementar los resultados derivados de información sísmica con los arrojados por registros geofísicos constituye un poderoso instrumento de diseño y correlación de datos.

**NOMENCLATURA**

<b>DT=</b>	Tiempo de tránsito
<b>Gf=</b>	Gradiente de presión de formación
<b>Gfr=</b>	Gradiente de presión de fractura
<b>Gs=</b>	Gradiente de presión de sobrecarga
<b>REOB=</b>	Densidad
<b>V<sub>i</sub>=</b>	Velocidad de intervalo
<b>VRMS=</b>	Velocidad media cuadrática

## **CONCLUSIONES**

---

De acuerdo al análisis de este trabajo y de los resultados arrojados por el sistema, se concluye lo siguiente:

1. El sistema *Sismic 1.0* permitirá al personal de PEP contar con un programa de fácil manejo y amigable, ya que se aprovechan las ventajas que proporciona un ambiente como lo es Windows.
2. La confiabilidad de los resultados que aporte el sistema dependerá fundamentalmente de:
  - La calidad de los datos sísmológicos obtenidos de la prospección geofísica superficial.
  - La existencia de estratos reflectores con adecuado contraste en la impedancia acústica.
  - La interpretación que se realice del análisis continuo de la velocidad VELAN requerido para obtener la función de velocidad en cada punto de tiro.
  - La adecuada comunicación entre el personal de procesamiento sísmico, geofísica y perforación aumentará la rapidez en la obtención de los resultados.
3. La emisión de resultados poco confiables se debe principalmente a:
  - La detección y evaluación de presiones anormales en formaciones carbonatadas (es necesario un estudio técnico del comportamiento de la velocidad de la onda sísmica en estas zonas).
  - La detección y evaluación de presiones anormalmente bajas a partir de información sísmica (es necesario un estudio técnico del comportamiento de la velocidad de la onda sísmica en estas zonas).
  - La detección y evaluación de presiones anormalmente altas o bajas a partir de datos de resistividad y/o conductividad en zonas impregnadas de hidrocarburos, en formaciones con cambios bruscos de la salinidad del agua intersticial o en rocas densas por naturaleza como las calizas.

- La detección y evaluación de presiones anormalmente altas o bajas con datos de tiempo de tránsito en rocas poco porosas y densas como las carbonatadas.
4. En muchas partes del mundo se ha llevado a cabo en forma sistemática la planeación de la perforación exploratoria a partir de información sísmica. Con objeto de que tal planeación se aplique sistemáticamente en México es necesario obtener e interpretar un análisis continuo de la velocidad en cada prospecto sísmico.
  5. *Sismic 1.0* es una herramienta confiable para determinar los gradientes de presión de formación y fractura, antes y después de la perforación del pozo, ya sea en pozos terrestres o marinos, siempre y cuando la calidad de la información fuente sea la adecuada.
  6. Como se mencionó en su oportunidad, el sistema coadyuvará a determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, la densidad promedio del fluido de perforación utilizado en cada etapa, ya que en este punto, el sistema sólo sugiere el programa de asentamiento de tuberías y el programa de fluidos a seguir, quedando sujetos a la experiencia del usuario, a lo establecido en el área o a la utilización de cualquier Software comercial que sea empleado para estos fines.
  7. Al igual que todos los métodos que utilizan la teoría de la compactación de sedimentos en los cálculos del gradiente de formación y de fractura, la metodología seguida por *Sismic 1.0* es válida únicamente para formaciones constituidas fundamentalmente por secuencias de arenas y lutitas, donde la presión de formación anormal se debe únicamente al proceso de compactación reflejado en la porosidad.
  8. Es necesario disponer de información de los registros en los intervalos someros (primeros 1,500 m), de lo contrario no se podrá establecer una tendencia normal de compactación.
  9. La determinación automática de la tendencia normal de compactación en los tiempos de tránsito derivados de información sísmica, sin proporcionar datos de cimas y bases de las zonas sobrepresionadas, aportó buenos resultados en la detección de las zonas de presión anormal.



10. Para el estudio de las presiones anormales a partir de registros geofísicos se realiza fundamentalmente en zonas de lutitas, ya que los estratos arcillosos son generalmente más homogéneos que los estratos permeables (arenas y areniscas).
11. Para discriminar las zonas contaminadas con arcilla es necesario apoyarse en un registro de rayos gamma o al menos un registro SP.
12. Para la detección de presiones anormales la herramienta que da mejores resultados es el registro sísmico de porosidad ya que se encuentra menos influenciada por los efectos del pozo (común en zonas arcillosas) que las herramientas de densidad y de inducción.
13. Cualquier registro de resistividad media o profunda proporciona interesantes indicaciones de presiones anormales; sin embargo, hay que tener siempre presente las variaciones de la salinidad en el agua congénita de las formaciones. Se ha observado que la curva normal corta amplificada proporciona los resultados más confiables.
14. Una restricción importante del método de Hubbert y Willis para determinar el gradiente de presión de fractura, es que se desarrolló para un gradiente de sobrecarga constante lo que disminuye su confiabilidad. En la metodología empleada por el *Sismic 1.0* se implementa la sobrecarga como variable y se observó que proporciona gradientes de fractura menores a los reales.
15. Para automatizar la metodología empleada se tuvieron que ajustar ecuaciones a las gráficas del coeficiente de esfuerzos de la matriz (propuesto por Matthews y Kelly) y a la relación de Poisson (empleada por Ben Eaton) mediante un ajuste por regresión múltiple.
16. Los resultados más confiables en la predicción de las presiones anormales y de los gradientes de fractura fueron dados por las correlaciones empíricas de Matthews y Kelly, y de Ben Eaton por utilizar gradientes de sobrecarga variables en sus desarrollos (implícito en la variación del coeficiente matricial y de la relación de Poisson con la profundidad). Cabe mencionar, que en nuestra industria, la predicción de las geopresiones se ha realizado en base a estas correlaciones que fueron desarrolladas para provincias geológicas de la Costa del Golfo de México sobre los

E.E.U.U. Por lo anterior, es conveniente, para adquirir resultados más eficientes, ajustar correlaciones de  $k_v$  y  $v$  para los campos petroleros de nuestro país.

17. Información de brotes, pérdidas de circulación, pruebas de admisión y fracturamiento, pruebas DST y mediciones de laboratorio de la densidad de la formación, son indispensables para ajustar cada vez con mayor precisión ecuaciones para un campo y/o área en particular de la matriz de esfuerzos utilizada en la correlación de Matthews y Kelly, y de la relación de Poisson, además de un valor promedio del exponente  $\alpha$  empleado en las correlaciones de Ben Eaton para tiempos de tránsito, resistividad y conductividad con el propósito de obtener resultados más confiables.
18. El efecto de incrementar el tirante de agua es la reducción del gradiente de sobrecarga y, como consecuencia, el gradiente de fractura de la formación a la misma profundidad de las formaciones costa adentro. Estas reducciones son significantes en formaciones someras en aguas profundas.
19. Dado que la elevación de la mesa rotaria en plataformas es considerable, la densidad del fluido de perforación necesaria para controlar la presión de formación en condiciones balanceadas o fracturar las rocas de las formaciones es menor al gradiente de formación y/o fractura real (esto es significativo a profundidades someras); por lo que se debe ser cuidadoso en la selección de la densidad equivalente de circulación del lodo.
20. Es importante señalar que en el análisis del pozo estudiado no se consideró la información geológica y litológica, por lo que al hacer uso de ésta información aumentará considerablemente la confiabilidad de los resultados.
21. Comparando los resultados aportados por *Sismic 1.0* a partir de información sísmológica con los proporcionados por registros geofísicos, se observa que prácticamente son iguales. Por lo tanto, se comprueba que la información sísmica es confiable para detectar y evaluar zonas con presión anormal en pozos exploratorios.

22. Al comparar el estado mecánico del pozo analizado y la densidad promedio del fluido de perforación empleado en cada etapa con los resultados propuestos por el sistema se observa la gran similitud entre ellos, por lo que se puede concluir que *Sismic 1.0* es una poderosa herramienta de diseño y planeación de todo tipo de pozos petroleros (pozos exploratorios y de desarrollo, terrestres o marinos).

## **RECOMENDACIONES**

---

Con base en las observaciones hechas durante el desarrollo de este trabajo, se sugieren los siguientes puntos para la obtención de resultados completamente satisfactorios:

1. Se recomienda que el análisis continuo de la velocidad VELAN para obtener la función de velocidad representativa de la localización exploratoria, sea llevado a cabo por especialistas en la interpretación de datos sísmológicos.
2. Se obtendrán resultados más eficientes procedentes de la información sísmica, si el usuario de *Sismic 1.0* encargado de detectar y evaluar zonas de presión anormal establecido como el principio de la planeación del pozo exploratorio, está familiarizado con los estudios y factores que influyen en la calidad del VELAN, de manera tal, que pueda solicitar y discernir sobre la información del análisis automático de la velocidad que le proporcione el personal de procesamiento sísmico.
3. Para aumentar aun más la confiabilidad de los resultados, se recomienda que el usuario tenga la experiencia necesaria para establecer la tendencia normal de compactación manualmente y en base a lo observado en el área.
4. Cuando se disponga de información geológica y litológica del área a analizar, deberá ser empleada de modo tal que el usuario pueda identificar cuándo la desviación de la tendencia normal se debe a un cambio estructural, geológico o litológico, y cuando se debe a la existencia de presiones anormales.
5. Para discriminar zonas de igual comportamiento del tiempo de tránsito, resistividad y conductividad; que en aquellas con presiones anormales, se recomienda correlacionar los datos obtenidos de los registros sísmico de porosidad, de la curva normal corta amplificada y de otros registros indicativos de presiones anormales como el registro de rayos gamma-neutrón y el de potencial espontáneo.
6. La rapidez y eficiencia en los resultados aumentará considerablemente si en la información fuente que necesita *Sismic 1.0* para ejecutar una corrida, ya están contemplados los aspectos anteriores.

## **REFERENCIAS**

---

1. Fertl, W. H., "Abnormal Formation Pressures", Elsevier Scientific Publishing Company, 1976.
2. Adams, Neal, J., "Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1985.
3. Fernández, P. R., "Fundamentos y Conceptos Básicos de la Ingeniería de Perforación", IMP, Tomo I.
4. Martínez, R. N., Leon, V. R., "Procedimiento Semi-Automático para el Cálculo de Geopresiones y Gradientes de Fractura", IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, División de Evaluación de Formaciones, 1986.
5. Therzaghi, K., Peck, R. B., "Soil Mechanics in Engineering Practice", Jhon Wiley & Sons, Inc., New York, 1948.
6. Hubbert, M. K., Rubey, W. W., "Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting, Part I", Bulletin, GSA, Febrero 1959.
7. Eaton, B. A., "The effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs", SPE-AIME, Agosto 1972.
8. Hottman, C. E., Johnson, R. K., "Estimation of Formation Pressures from Log Derived Shale Properties", JPT, Junio 1965.
9. Yañez, M. M., "Planeación de la Perforación de -Pozos Exploratorios a partir de la información Sísmica", Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, 1983.
10. Gardner, L. W., "Vertical Velocities from Reflection Shooting", Geophysics, Vol, 12, 1947.
11. Dix, C. H., "Seismic Velocities Surface Measurements", Geophysics, Vol. 20, Enero 1955.

12. **Taner, M. T., Koehler, F., "Velocity Spectra Digital Computer Derivation and Application of Velocity Functions", Geophysics, Vol. 34, Diciembre 1969.**
13. **Morfin, F. A. E., "Interpretación de Registros para Perforación", PEP, Perforación y Mantenimiento a Pozos.**
14. **Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., "Formation Velocity and Density: The Diagnostic Basic for Stratigraphic Traps", Geophysics, Vol. 39, Diciembre 1974.**
15. **Bootwala, Y., "Method Speeds On-Site Pressure Predictions", World Oil, Octubre 1976.**
16. **Bourgoyne Jr., A. T., Young, F.S., "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series, Vol. 2, 1984.**
17. **Bellotti, P., Giacca, D., "Pressure Evaluation Improves Drilling Programs", Oil and Gas Journal, Septiembre 1978.**
18. **Eaton, B. A., "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", SPE-AIME, SPE 5544.**
19. **Hubbert, M. K., Willis, D: G., "Mechanics of Hydraulic Fracturing", Trnas., AIME, 1957.**
20. **Matthews, W. R. Kelly, J., "How to Predictict Formation Pressure and Fracture Gradient", Oil and Gas Journal, Febrero 1967.**
21. **Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", JPT, Octubre 1969.**
22. **Christman, S. A., "Offshore Fracture Gradients", JPT, Agosto 1973.**
23. **Schlumberger, "Evaluación de Formaciones en México", Schlumberger, Septiembre 1982.**

## APÉNDICE A

### CONSTANTES ELÁSTICAS

De la medición en el laboratorio de las deformaciones de una muestra de roca sometida a un esfuerzo determinado se derivan las constantes elásticas estáticas. A la fuerza aplicada por unidad de área de roca se le denomina esfuerzo  $S$ . Si dos fuerzas son aplicadas perpendicularmente al área  $A$  de roca y en sentidos opuestos se le llama "Esfuerzo de Tensión", si ambas fuerzas están dirigidas perpendicularmente sobre la muestra se le llama "Esfuerzo de Compresión" y, por último, si las fuerza actúan paralelamente a la superficie de roca se le denomina "Esfuerzo de Cizallamiento"; tal y como se observa en la figura A-1.

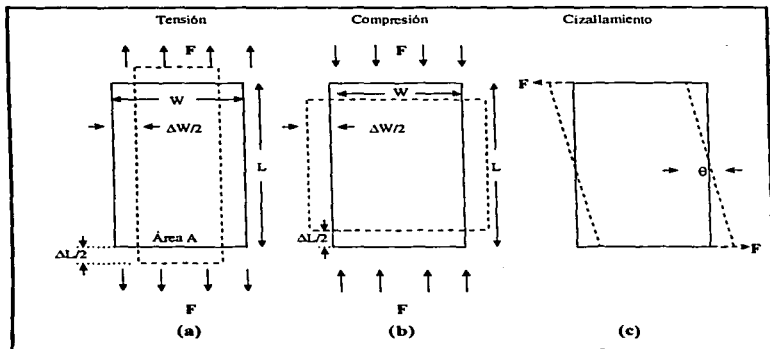


Fig. A-1 Diagrama de esfuerzos y deformaciones

Las constantes elásticas dinámicas se determinan por la medición de velocidades de propagación de una onda acústica dentro de un medio elástico como lo es la roca de la formación. El registro sísmico de espaciamiento largo LSS y los tipos de onda acústica que produce, proporcionan la información necesaria para conseguir tal medición. Las relaciones entre las constantes elásticas estáticas y dinámicas se encuentran resumidas en la tabla A-1.<sup>23</sup>

### Módulo de Young E<sup>9</sup>

Si aplicamos un esfuerzo S perpendicularmente sobre una muestra de roca ocurrirá una variación normal de su longitud (fig. A-1 a, b), que se representa por el módulo de Young "E":

$$E = \frac{\text{ESFUERZO}}{\text{DEFORMACION NORMAL}} = \frac{\text{FUERZA POR UNIDAD DE AREA}}{\text{CAMBIO DE LONGITUD POR UNIDAD DE LONGITUD}} \quad \text{A.1}$$

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L}$$

Cuanto mayor sea el valor del módulo de Young para un material, menor será la deformación causada por la tensión o la compresión. Por ejemplo, el módulo de Young de una arenisca es de  $0.05 \times 10^{11}$  dinas/cm<sup>2</sup> mientras que para el hierro es de  $20 \times 10^{11}$  dinas/cm<sup>2</sup>.

Al coeficiente de alargamiento  $E_L$  se define como la relación que existe entre el alargamiento o acortamiento  $\Delta L$  y la longitud original de la muestra  $L$  producida al aplicar el esfuerzo S:

$$E_L = \frac{\Delta L}{L} \quad \text{A.2}$$

Análogamente, a la relación existente entre la expansión o encogimiento transversal  $\Delta W$  producido por un esfuerzo y su diámetro original  $W$  se le conoce como coeficiente de deformación transversal  $E_D$ :

$$E_D = \frac{\Delta W}{W} \quad \text{A.3}$$



$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad \text{A.6}$$

### ***Módulo de Volumétrico o de Incompresibilidad $K_B$*** <sup>9</sup>

Otra propiedad de los materiales es su resistencia al cambio del volumen sin que sufra cambios en la forma. Esta propiedad se cuantifica mediante el módulo volumétrico o de incompresibilidad.

Si un cuerpo de volumen  $V$  se somete a un esfuerzo de compresión en todas direcciones, su volumen disminuirá en un  $\Delta V$ , entonces el módulo volumétrico se define como la relación existente entre el esfuerzo de compresión que se aplica y el cambio unitario de volumen experimentado:

$$K_B = \frac{\text{ESFUERZO}}{\text{DEFORMACIÓN VOLUMÉTRICA}} = \frac{\text{ESFUERZO APLICADO}}{\text{CAMBIO DE VOLUMEN POR UNIDAD DE VOLUMEN}} \quad \text{A.7}$$

$$K_B = \frac{S}{\Delta V/V}$$

Se puede concluir que entre más grande sea este módulo, el material al cual se le aplique un esfuerzo compresional, casi no sufrirá cambios en el volumen, como es el caso del agua; por ejemplo, los líquidos presentan un valor de  $K_B$  del orden de  $1 \times 10^{10}$  dinas/cm<sup>2</sup>, en cambio los gases tienen un valor del orden de  $1 \times 10^6$  dinas/cm<sup>2</sup>.

$K_B$  también se puede expresar en términos del módulo de Young y del coeficiente de Poisson como:

$$K_B = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad \text{A.8}$$

Al inverso del módulo volumétrico  $K_B$  se le conoce como *módulo de compresibilidad  $C_B$* .

### **Coefficiente de Poisson $\nu$ <sup>9</sup>**

En la figura A-1 a, b se observa que cuando una muestra de roca se acorta por efecto de un esfuerzo de compresión, se expande en ángulo recto a la dirección del acortamiento. Análogamente, se alarga al ser sometida a un esfuerzo de tensión y simultáneamente se encoge en dirección ortogonal al esfuerzo aplicado. Esto es, cuando se aplica un esfuerzo S se producirá un cambio longitudinal y un cambio lateral de diámetro y el coeficiente de Poisson  $\nu$  estará dado por la relación existente entre estas dos deformaciones unitarias:

$$\nu = \frac{\text{DEFORMACION LATERAL UNITARIA}}{\text{DEFORMACION LONGITUDINAL UNITARIA}}$$

A.4

$$\nu = \frac{E_p}{E_L} = \frac{\Delta W / W}{\Delta L / L}$$

Se ha demostrado que el valor máximo del coeficiente de Poisson es 0.5 y que para los materiales elásticos tiene un valor promedio de 0.25.

### **Módulo de Cizallamiento o Rigidez G <sup>9</sup>**

A la propiedad de los materiales de ofrecer resistencia al cambio de forma sin cambio alguno en el volumen original se mide utilizando el módulo de cizallamiento G. Considerando un esfuerzo de cizallamiento (fig. A-1 c), se tiene:

$$G = \frac{\text{ESFUERZO}}{\text{DEFORMACION DE CIZALLAMIENTO}} = \frac{S}{\theta}$$

A.5

La deformación de cizallamiento se puede definir como el desplazamiento relativo de planos paralelos o por el ángulo  $\theta$ , que se formaría al girar un plano normal al esfuerzo de cizalla.

El módulo de cizallamiento tiene un valor aproximado  $\frac{2}{3}E$  para la mayor parte de las rocas. También es posible expresarla en términos del módulo de Young y el coeficiente de Poisson:

E	MÓDULO DE YOUNG	$\frac{\text{ESFUERZO APLICADO}}{\text{DEFORMACION NORMAL}}$	$\frac{\frac{1}{2} \left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}$
v	COEFICIENTE DE POISSON	$\frac{\text{DEFORMACION LATERAL}}{\text{DEFORMACION LONGITUDINAL}}$	$\frac{\rho_r}{\Delta t_s^2} \times a$
G	MÓDULO DE CIZALLAMIENTO	$\frac{\text{ESFUERZO APLICADO}}{\text{DEFORMACION DE CIZALLAMIENTO}}$	$2G(1-\nu) \times a$
K <sub>B</sub>	MÓDULO DE VOLUMEN	$\frac{\text{ESFUERZO APLICADO}}{\text{DEFORMACION VOLUMETRICA}}$	$\rho_r \left( \frac{1}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3\Delta t_s^2} \right) \times a$
C <sub>B</sub>	MÓDULO DE COMPRESIBILIDAD	$\frac{\text{DEFORMACION VOLUMETRICA}}{\text{ESFUERZO APLICADO}}$	$\frac{1}{K_B}$

Tabla A-1 Constantes elásticas estáticas y dinámicas<sup>23</sup>

## NOMENCLATURA

$a=$	Constante igual a $1.34 \times 10^{10}$
$C_{11}=$	Módulo de compresibilidad, $[F/L^2]^{-1}$
$E=$	Módulo de Young, $[F/L^2]$
$G=$	Módulo de cizallamiento, $[F/L^2]$
$K_{11}=$	Módulo de volumen o incompresibilidad, $[F/L^2]$
$\Delta t_c=$	Tiempo de tránsito de la onda longitudinal del registro sónico, ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )
$\Delta t_s=$	Tiempo de tránsito de la onda de cizallamiento del registro sónico, ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ )
$\nu=$	Coficiente de Poisson, (adim.)
$\theta=$	Ángulo de cizallamiento
$\rho_r=$	Densidad de la roca, ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )

---

## APÉNDICE B

---

### MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS SÍSMICAS

---

#### *Tipos de Ondas Sísmicas*<sup>23</sup>

Las ondas sísmicas corresponden a la propagación elástica de la energía a través de la tierra. Cuando se rompe el equilibrio de un medio isótropo y elástico debido a la introducción de energía al subsuelo (onda sísmica), se origina un desplazamiento de las partículas que se encuentran en él. Existen dos tipos básicos de ondas elásticas en función de la dirección del movimiento de las partículas respecto a la dirección de propagación de la onda: la onda longitudinal o compresional llamada onda **P** (figura B-1), en la cual el movimiento de las partículas es paralelo a la dirección de propagación de la onda, es decir, ambas trayectorias forman un ángulo de 180°; y la onda de cizallamiento o transversal denominada onda **S** (figura B-2), cuya característica, es la dirección perpendicular de las partículas respecto a la dirección de propagación de las ondas (las trayectorias forman un ángulo de 90° entre sí).

La velocidad de las ondas longitudinales  $V_L$  está relacionada con las constantes elásticas y la densidad del medio como sigue:

$$V_L = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{K_R + \frac{4}{3}G}{\rho}} \quad \text{B.1}$$

La onda compresional **P** es la que se emplea esencialmente en las prospecciones sísmicas superficiales y de pozo.

---

<sup>23</sup> Nomenclatura al final del apéndice

---

Como se indicó en el apéndice A, el valor promedio del coeficiente de Poisson es 0.25 y la densidad promedio para las rocas sedimentarias está cercana a  $2.0 \text{ g/cm}^3$ , se deduce de la ecuación B.1, que el módulo de Young  $E$ , es la variable que más afecta y es la que controla la velocidad de las ondas sísmicas longitudinales en las rocas.

La velocidad de las ondas de cizallamiento  $V_c$  también depende de las constantes elásticas y de la densidad:

$$V_c = \sqrt{\frac{G}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}} \quad \text{B.2}$$

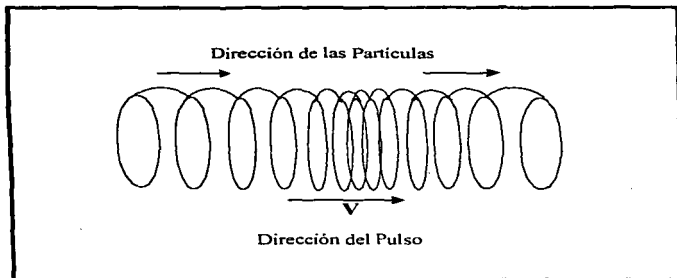
Si relacionamos las ecuaciones B.1 y B.2 se tiene:

$$\frac{V_l}{V_c} = \sqrt{\frac{K}{G} + \frac{4}{3}} = \sqrt{\frac{1-\nu}{0.5-\nu}} \quad \text{B.3}$$

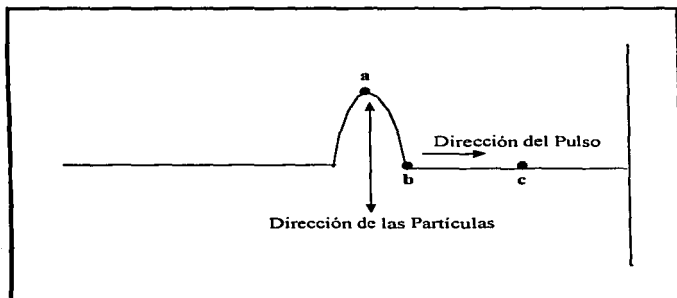
Con el valor promedio del coeficiente de Poisson de 0.25, entonces la relación  $V_l/V_c$  es igual a 1.73, es decir, que las ondas longitudinales se propagan casi al doble de velocidad que las ondas de cizallamiento.

Un clásico ejemplo de una onda longitudinal ocurre en un resorte helicoidal cuando las espiras cerca de un extremo se comprimen por una fuerza de distorsión. Al suprimir la fuerza, un pulso (llamado onda cuando se repite periódicamente) se propaga a lo largo de la longitud del resorte sin que ninguna parte del resorte se mueva considerablemente de su posición de equilibrio, sin embargo, el pulso continua su viaje a lo largo de este. En este caso las partículas del resorte se desplazan en la dirección misma en la que viaja la perturbación (fig. B-1).

Para ejemplificar una onda transversal o de cizallamiento, supongamos que uno de los extremos de una cuerda se sujeta a un poste y al otro extremo se le da movimiento, como se muestra en la figura B-2. Al moverse el extremo libre hacia arriba y hacia abajo se envía un pulso a través de la cuerda. Tres nudos igualmente espaciado en los puntos a, b y c demuestran que las partículas individuales se mueven hacia arriba y abajo en tanto que el pulso se desplaza hacia la derecha con una velocidad  $V$ .



*Fig. B-1 En una onda longitudinal el movimiento de las partículas es paralelo a la dirección de propagación de la onda*



*Fig. B-2 En una onda de cizallamiento las partículas se mueven perpendicularmente a la dirección de propagación de la onda*

### ***Propagación de las Ondas Sísmicas***<sup>23</sup>

El principio de propagación de las ondas sísmicas se rige bajo el “*Principio de Fermat*”; el cual especifica que la trayectoria de la propagación de una onda es aquella que requiere el menor tiempo posible de recorrido. De esta forma, dada la distribución de velocidades en un medio elástico y empleando el principio de *Fermat* es posible definir la geometría del rayo u onda sísmica a través de dicho medio.

En un medio homogéneo los rayos sísmicos serán líneas rectas. Si los medios que atraviesan las ondas sísmicas no son homogéneos, tal y como ocurre en las formaciones, los rayos tendrán velocidades distintas y por ello no serán líneas rectas, sino curvas de tiempo mínimo de recorrido.

A partir del principio de *Fermat*, se obtienen las leyes de reflexión y refracción de la onda en una superficie de separación entre dos formaciones diferentes, o sea, entre dos impedancias acústicas diferentes.

La *impedancia acústica* es la propiedad elástica que define la característica litológica de una determinada medio o capa y consiste en el producto de la velocidad de propagación por la densidad de la capa.

Cada vez que una onda sísmica llega a una superficie de separación entre dos impedancias acústicas diferentes, una parte de la energía se refleja y otra parte se refracta. El principio de reflexión estipula que el ángulo de incidencia de la onda longitudinal debe ser igual al ángulo de la onda longitudinal reflejada respecto a la vertical:

$$\text{ÁNGULO DE INCIDENCIA} = \text{ÁNGULO DE REFLEXION} \quad \text{B.4}$$

$$\theta_i = \theta_r$$

Mientras que el *Principio de la Refracción* o *Ley de Snell* establece que el cociente de los senos de los ángulos del rayo de incidencia y refracción es igual al cociente de velocidades de ambos medios:

$$\frac{\text{sen}(\theta_i)}{\text{sen}(\theta_r)} = \frac{V_1}{V_2} \quad \text{B.5}$$



Cuando una onda longitudinal incide ortogonalmente en una superficie de separación plana (ángulo de incidencia respecto a la vertical igual a cero), parte de la energía se refleja y el resto se transmite. La relación entre la amplitud de la onda reflejada y la onda incidente se denomina coeficiente de reflexión  $r$  y está dado por:

$$r = \frac{V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1} = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \quad \text{B.6}$$

En donde  $z$ , es la impedancia acústica o producto de la velocidad por la densidad de la capa. Cuanto mayor sea el contraste de impedancias acústicas, mayor es la amplitud de onda reflejada; en cambio, si las impedancias acústicas entre dos capas son similares, la reflexión será muy pobre.

La energía que nos es reflejada, atraviesa la superficie de separación y continúa propagándose. Esta energía corresponde a la onda refractada. La relación entre la amplitud de la onda refractada y la incidente se denomina coeficiente de refracción  $t$ , que se puede expresar como:

$$t = 1 - r \quad \text{B.7}$$

Además de la disminución de la amplitud de la onda sísmica debido a que parte de su energía se refleja y parte se refracta, existen otros factores que producen una pérdida adicional de energía. Entre los más importantes se encuentran: *la Pérdida por Divergencia Esférica* debida a que la energía por unidad de área disminuye en la medida que el frente de onda esférico se propaga y aumenta su superficie; y por *la pérdida por absorción* debida a que las formaciones no están constituidas por materiales completamente elásticos, lo que origina una atenuación de la onda conforme se propaga en las formaciones del subsuelo.

**NOMENCLATURA**

$r^{\circ}$	Coefficiente de reflexión
$t^{\circ}$	Coefficiente de refracción
$V_C$	Velocidad de la onda de cizallamiento
$V_L$	Velocidad de la onda longitudinal
$V_1$	Velocidad de propagación en la capa superior
$V_2$	Velocidad de propagación en la capa inferior
$z$	Impedancia acústica
$\theta_i$	Ángulo de incidencia del rayo sísmico respecto a la vertical
$\theta_r$	Ángulo de refracción del rayo sísmico respecto a la vertical
$\theta_R$	Ángulo de reflexión del rayo sísmico respecto a la vertical
$\rho$	Densidad del medio o de una capa
$\rho_1$	densidad de la capa superior
$\rho_2$	Densidad de la capa inferior

## **APÉNDICE C**

---

### **ESTUDIO COMPARATIVO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA**

---

Para realizar un estudio comparativo del gradiente de presión de sobrecarga aplicando los métodos revisados en el capítulo 4, se seleccionó la localización exploratoria Kix-1 del prospecto sísmico Zona Marina, de la Región Marina Sur Oeste de Petróleos Mexicanos.

Entre los puntos de tiro 1350 y 2220, de la línea sísmica 77-125 3022 se ubica la localización exploratoria Kix-1 en un tirante promedio de agua de 20 metros.

#### ***GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA***

##### ***Análisis e Interpretación de la Información Sísmica***

Para llevar a cabo este estudio, personal de Adquisición y Procesamiento de Datos Geofísicos de la Gerencia de Prospección Geofísica del Instituto Mexicano del Petróleo, procesó la información de la sección sísmica correspondiente a línea sísmológica 77-125 3022 para obtener el análisis continuo de la velocidad VELAN sobre los puntos de tiro 1350 y 2220, conjuntamente con toda la información geológica y geofísica del área.

El resultado del análisis automático de la velocidad es la función de velocidad trazada en la figura C-1, que una vez definida se determinaron los valores de tiempo doble de reflexión **T** y velocidad media cuadrática **VRMS** cada 0.1 segundos sobre la función de velocidad (columnas 1 y 2 de la tabla C-1).

---

### ***Determinación de la Velocidad de Intervalo, Tiempo de Tránsito, Profundidad y Densidad de las Capas Reflectoras***

Para determinar la velocidad de intervalo, el tiempo de tránsito, densidad y la profundidad de cada capa reflectora a partir de tiempos dobles de reflexión  $T$  y de la velocidad  $VRMS$ , se utilizó la ecuación de Dix (2.29) y las ecuaciones 2.30 y 2.31, para lo cual se siguió el procedimiento descrito en la tabla 2.1. Es necesario señalar que la profundidad de las capas reflectoras obtenidas con la ecuación 2.30, toman como nivel de referencia el fondo marino.

Con las velocidades de intervalo determinadas mediante la ecuación de Dix, se calcularon las densidades de las capas reflectoras con la correlación de Gardner (4.2), donde la velocidad de intervalo  $V_i$  se introdujo en pie/seg para obtener la densidad en  $g/cm^3$ . En la tabla C-1 se muestran los resultados derivados de estos cálculos.

### ***Determinación del Gradiente de Presión de Sobrecarga***

Una vez que se ha determinado la densidad y la profundidad, se procede a calcular el gradiente de presión de sobrecarga. En este caso se obtuvo el gradiente de sobrecarga por el método sísmico propuesto en este trabajo, por el método de Iqbal Bootwala, el de Bourgoyne, y por el de Belloti y Giacca.

Se utilizó una densidad del agua de mar  $\rho_w$  de 1.03  $g/cm^3$ ; una densidad promedio de la matriz de roca  $\rho_m$  de 1.617  $g/cm^3$  en areniscas y lutitas, 2.79  $g/cm^3$  en calizas y dolomitas; una densidad promedio del agua de formación de 1.074  $g/cm^3$ ; y un tirante de agua  $D_w$  de 20 metros.

### ***Método Sísmico***

Los datos de densidad y profundidad obtenidos se graficaron en escala doble logarítmica como lo muestra la figura C-2 y a estos puntos se le ajusto una ecuación logarítmica que representa la tendencia normal de compactación o la densidad normal:

$$\rho_{nr} = 0.0246 \ln(Z) + 1.9663 \quad C.1$$

donde:  $a = 0.0246$   
 y  $\rho_0 = 1.9663$

#### *Método de Iqbal Boorwala*

Al graficar la densidad y profundidad en escala doble logarítmica (figura C-3), se ajustó una ecuación de tipo potencial, tal y como lo señala el método, que representa la densidad normal de la localización en estudio:

$$\rho_{nr} = 1.9688Z^{0.0118} \quad \text{C.2}$$

Ya que se obtuvo la ecuación de la densidad normal, se determinó el perfil del gradiente de presión de sobrecarga mediante la ecuación 4.7.

donde:  $K = 1.9688$   
 $b = 0.0118$

y el valor de Z de la ecuación C.2 es igual a D-Dw en la ecuación 4.7.

#### *Método de Bourgoyne*

En este método, primeramente se obtuvo la porosidad aplicando la ecuación 4.9 y utilizando los valores de densidad de la matriz y del fluido intersticial dados anteriormente, además de la densidad promedio de las capas derivadas de la ecuación de Gardner. Para las Formaciones del Mioceno, Oligoceno, Eoceno y Paleoceno se sustituyó, como una buena aproximación, el valor de la densidad promedio de la matriz entre las lutitas y areniscas, desde el fondo del mar hasta la cima del Cretácico. A partir de la cima Cretácica localizada a 4870 m. de profundidad, se utilizó la densidad promedio correspondiente a calizas y dolomías.

Con los valores de porosidad obtenidos, se procedió a graficar en escala logarítmica la porosidad contra la profundidad, como lo muestra la figura C-4. Además se ajustó una ecuación de tipo exponencial a estos puntos que representa la tendencia normal de compactación:

$$\phi = 0.3108e^{-0.00001Z} \quad \text{C.3}$$

Finalmente, se determinó el perfil del gradiente de presión de sobrecarga con la ecuación 4.12.

donde:  $\phi_0 = 0.3108$

$k = 0.00001$

y  $Z$  de la ecuación C.3 toma el valor de  $D_s$  en la ecuación 4.12.

#### *Método de Belloti y Giacca*

Para aplicar el método de Belloti y Giacca, se aprovechó la densidad promedio de las capas determinadas a partir de la información sísmica, en vez de el procedimiento descrito por los autores. En este procedimiento, no fue necesario ajustar una tendencia normal de compactación ya que el método se limita simplemente a realizar una sumatoria de los incrementos de presión existentes en cada intervalo, denotados por la multiplicación de la densidad promedio del intervalo y su espesor, que al dividir entre la sumatoria de los espesores se obtiene el resultado en gradiente. Al aplicar entonces la ecuación 4.16a se pudo determinar el gradiente de presión de sobrecarga a cada profundidad de las capas reflectoras para este pozo exploratorio.

Los resultados obtenidos del gradiente de presión de sobrecarga por todos los métodos estudiados a partir de datos sísmicos, se encuentran tabulados en la tabla C-2 y se muestran graficados en la figura C-5 con el fin, únicamente de comparar la similitud de los resultados originados de la información sísmica.

### **GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS**

En este caso, para poder aplicar los métodos, fue necesario disponer de la información proporcionada por el registro de densidad FDC tomado en el pozo Kix-1. Como no se obtuvo el nivel de referencia a el cual fue tomado el registro, se supuso que la referencia es el nivel del mar para efectuar los cálculos del gradiente de presión de sobrecarga.

***Método Sísmico***

En este punto, la ecuación que se ajustó de la densidad normal, a partir de la densidad observada y profundidad graficadas en la figura C-6, es:

$$P_{nr} = 0.1993 \ln(D) + 0.7609 \quad \text{C.4}$$

donde  $(D-D_w)$  toma el valor de  $Z$  en la ecuación 4.4 para calcular el gradiente de presión de sobrecarga.

***Método de Iqbal Bootwala***

La ecuación de tipo potencial ajustada para determinar el gradiente de presión de sobrecarga a través de este método (figura C-7) es:

$$P_{nr} = 1.1761 D^{0.0864} \quad \text{C.5}$$

***Método de Bourgoyne***

Al graficar la porosidad obtenida mediante la ecuación 4.9 y con la densidad del registro FDC, contra la profundidad (figura C-8), se obtuvo la tendencia normal de compactación para el pozo Kix-1 con la ecuación exponencial C.6:

$$\phi = 0.5187 e^{-0.0004 D} \quad \text{C.6}$$

***Método de Belloti y Giacca***

Análogamente al estudio comparativo del gradiente de presión de sobrecarga a partir de información sísmica, se utilizó la densidad dada por el registro FDC para obtener el perfil del gradiente de sobrecarga con la ecuación 4.16a, en vez de utilizar el tiempo de tránsito del registro sísmico de porosidad, el tiempo de tránsito en la matriz de roca y en el fluido, como lo proponen los autores en el procedimiento original.

Los resultados obtenidos del gradiente de presión de sobrecarga por todos los métodos estudiados, se encuentran tabulados en la tabla C-3 y se muestran graficados en la figura C-9 con el objeto de verificar la similitud de los resultados si la información proviene de registros geofísicos.



**DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE INTERVALO, TIEMPO DE TRÁNSITO, PROFUNDIDAD Y DENSIDAD DE LAS CAPAS REFLECTORAS  
CON LA ECUACIÓN DE DIX Y DE GARDNER A PARTIR DE DATOS SÍSMICOS**

T (seg)	VRMS (m/seg)	V <sub>i</sub> <sup>1</sup> (m/seg) <small>(ECU 2.19.04)</small>	V <sub>i</sub> (m/seg) <small>(ECU 2.19.03)</small>	V <sub>i</sub> (m/seg)	ΔZ (m) <small>(ECU 2.19)</small>	Z (m)	Δt (seg) <small>(ECU 2.19)</small>	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> ) <small>(ECU 4.8)</small>
0.15	1525.00	2325625	1525.00	5002.13	114.38	114.38	199.91	1.934
0.20	1560.71	2766387.816	1663.25	5455.59	41.58	155.96	183.30	1.977
0.30	1632.14	3120011.531	1766.36	5793.79	88.32	244.27	172.60	2.015
0.40	1703.57	3616960.041	1901.83	6238.16	95.09	339.37	160.30	2.044
0.43	1725.00	3955281.735	1988.79	6523.40	29.83	369.20	153.29	2.067
0.50	1778.85	4323355.875	2079.27	6820.17	72.77	441.97	146.62	2.090
0.60	1855.77	4841757.145	2200.40	7217.49	110.02	551.99	138.55	2.120
0.70	1932.69	5483740.695	2341.74	7681.10	117.09	669.08	130.19	2.153
0.80	2009.62	6161545.902	2482.25	8141.98	124.11	793.19	122.82	2.185
0.90	2086.54	6874262.189	2621.88	8599.99	131.09	924.28	116.28	2.215
0.95	2125.00	7431189.911	2726.02	8941.58	68.15	992.44	111.84	2.237
1.00	2133.55	5243837.05	2289.94	7511.20	57.25	1049.68	133.13	2.141
1.10	2150.40	5346065.735	2312.16	7584.07	115.61	1165.29	131.86	2.146
1.20	2167.26	5497769.131	2344.73	7690.92	117.24	1282.53	130.02	2.154
1.30	2184.11	5650183.506	2377.01	7796.80	118.85	1401.38	128.26	2.161
1.40	2200.97	5805390.775	2409.44	7903.16	120.47	1521.85	126.53	2.169
1.50	2217.82	5961118.113	2441.54	8008.46	122.08	1643.93	124.87	2.176
1.60	2234.68	6119831.952	2473.83	8114.37	123.69	1767.62	123.24	2.183
1.70	2251.53	6278869.557	2505.77	8219.13	125.29	1892.91	121.67	2.190
1.80	2268.39	6441092.662	2537.93	8324.63	126.90	2019.80	120.13	2.197
1.84	2275.00	6527056.355	2554.81	8379.99	51.10	2070.90	119.33	2.201
1.90	2278.49	5678572.928	2382.98	7816.36	71.49	2142.39	127.94	2.163
2.00	2284.30	5722068.787	2392.08	7846.24	119.60	2261.99	127.45	2.165
2.10	2290.12	5775544.618	2403.44	7883.50	120.17	2382.17	126.85	2.167
2.20	2295.93	5831223.265	2414.79	7920.72	120.74	2502.91	126.25	2.170

Tabla C-1

**DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE INTERVALO, TIEMPO DE TRÁNSITO, PROFUNDIDAD Y DENSIDAD DE LAS CAPAS REFLECTORAS  
CON LA ECUACIÓN DE DIX Y DE GARDNER A PARTIR DE DATOS SÍSMICOS**

T (seg)	VRMS (m/seg)	V <sub>1</sub> <sup>1</sup> (m/seg) ECU 1.29.202	V <sub>1</sub> (m/seg) ECU 1.29.202	V <sub>1</sub> (pie/seg)	ΔZ (m) ECU 1.28	Z (m)	Δt (useg/pie) ECU 1.29	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> ) ECU 1.8
2.27	2300.00	5877885.103	2424.44	7952.35	84.86	2587.76	125.75	2.172
2.30	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	34.50	2622.26	132.55	2.144
2.40	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	2737.26	132.55	2.144
2.50	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	2852.26	132.55	2.144
2.60	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	2967.26	132.55	2.144
2.70	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3082.26	132.55	2.144
2.72	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	23.00	3105.28	132.55	2.144
2.80	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	92.00	3197.26	132.55	2.144
2.90	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3312.26	132.55	2.144
3.00	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3427.26	132.55	2.144
3.10	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3542.26	132.55	2.144
3.20	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3657.26	132.55	2.144
3.30	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3772.26	132.55	2.144
3.40	2300.00	5290000	2300.00	7544.19	115.00	3887.26	132.55	2.144
3.50	2302.50	5692718.75	2385.94	7826.09	119.30	4006.56	127.78	2.163
3.60	2305.00	5716181.25	2390.85	7842.20	119.54	4126.10	127.52	2.164
3.70	2307.50	5739681.25	2395.76	7858.30	119.79	4245.89	127.25	2.166
3.80	2310.00	5763218.75	2400.67	7874.40	120.03	4365.92	126.99	2.167
3.90	2312.50	5786793.75	2405.58	7890.49	120.28	4486.20	126.73	2.168
4.00	2315.00	5810406.25	2410.48	7906.57	120.52	4606.73	126.48	2.169
4.10	2317.50	5834056.25	2415.38	7922.65	120.77	4727.49	126.22	2.170
4.20	2320.00	5857743.75	2420.28	7938.71	121.01	4848.51	125.96	2.171
4.30	2322.50	5881468.75	2425.17	7954.77	121.26	4969.77	125.71	2.172
4.40	2325.00	5905231.25	2430.07	7970.83	121.50	5091.27	125.46	2.173

Tabla C-1

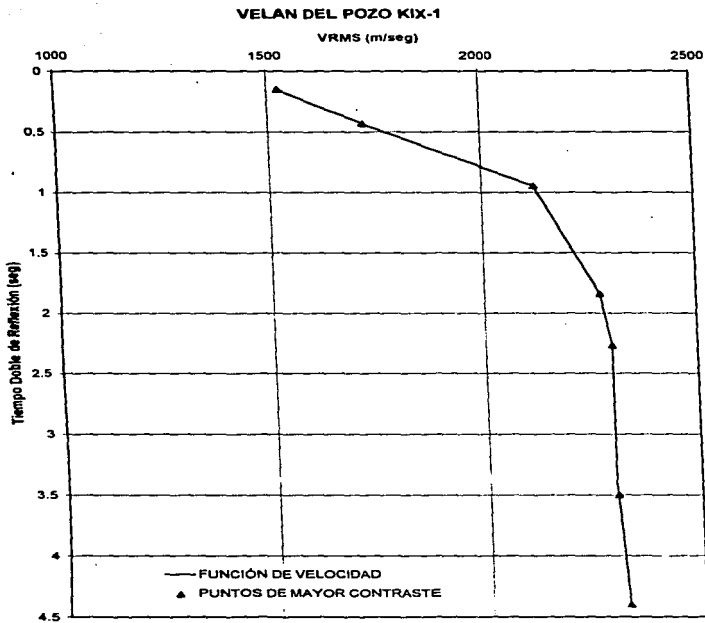


Figura C-1

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (frac.)	GS (SÍSMICO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
245	2.015	0.390	1.998	1.997	2.054	1.941
340	2.044	0.371	2.026	2.026	2.077	1.968
370	2.067	0.356	2.033	2.032	2.081	1.976
443	2.090	0.341	2.046	2.045	2.091	1.994
553	2.120	0.322	2.060	2.059	2.100	2.018
670	2.153	0.301	2.071	2.070	2.107	2.041
794	2.185	0.280	2.080	2.079	2.112	2.063
925	2.215	0.261	2.087	2.086	2.116	2.084
993	2.237	0.247	2.090	2.090	2.118	2.094
1050	2.141	0.308	2.093	2.092	2.119	2.097
1166	2.145	0.305	2.097	2.097	2.121	2.102
1283	2.154	0.300	2.101	2.101	2.123	2.106
1402	2.161	0.295	2.105	2.104	2.125	2.111
1522	2.169	0.291	2.108	2.107	2.127	2.115
1644	2.176	0.286	2.111	2.110	2.128	2.120
1768	2.183	0.281	2.113	2.113	2.129	2.124
1893	2.190	0.277	2.116	2.116	2.130	2.128
2020	2.197	0.272	2.118	2.118	2.131	2.133
2071	2.201	0.270	2.119	2.119	2.132	2.134
2143	2.163	0.294	2.120	2.120	2.132	2.135
2263	2.165	0.293	2.122	2.122	2.133	2.137
2383	2.167	0.291	2.124	2.124	2.134	2.138
2503	2.170	0.290	2.125	2.125	2.135	2.140
2588	2.172	0.288	2.127	2.126	2.135	2.141

Tabla C-2

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (fracc)	GS (SÍSMICO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
2623	2.144	0.307	2.127	2.127	2.135	2.141
2738	2.144	0.307	2.128	2.128	2.136	2.141
2853	2.144	0.307	2.130	2.130	2.136	2.141
2968	2.144	0.307	2.131	2.131	2.137	2.141
3083	2.144	0.307	2.132	2.132	2.138	2.141
3106	2.144	0.307	2.132	2.132	2.138	2.141
3198	2.144	0.307	2.133	2.133	2.138	2.141
3313	2.144	0.307	2.134	2.134	2.139	2.142
3428	2.144	0.307	2.135	2.136	2.139	2.142
3543	2.144	0.307	2.137	2.137	2.140	2.142
3658	2.144	0.307	2.137	2.138	2.140	2.142
3773	2.144	0.307	2.138	2.139	2.140	2.142
3888	2.144	0.307	2.139	2.139	2.141	2.142
4007	2.163	0.294	2.140	2.140	2.141	2.142
4127	2.164	0.293	2.141	2.141	2.142	2.143
4246	2.166	0.293	2.142	2.142	2.142	2.144
4366	2.167	0.292	2.143	2.143	2.143	2.144
4487	2.168	0.291	2.144	2.144	2.143	2.145
4607	2.169	0.290	2.144	2.145	2.143	2.146
4726	2.170	0.290	2.145	2.145	2.144	2.146
4849	2.171	0.289	2.146	2.146	2.144	2.147
4970	2.172	0.288	2.147	2.147	2.145	2.147
5092	2.173	0.288	2.147	2.148	2.145	2.148

Tabla C-2

**AJUSTE DE LA TENDENCIA DE DENSIDAD A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA  
(MÉTODO SÍSMICO)**

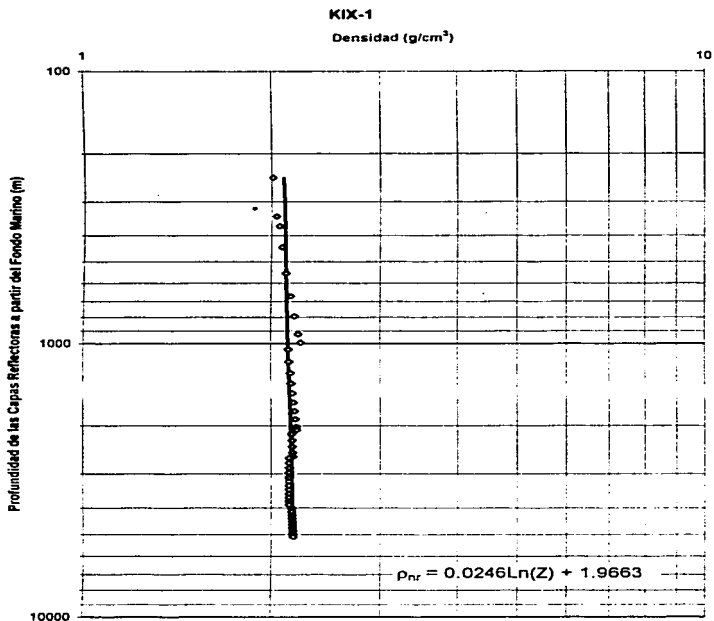
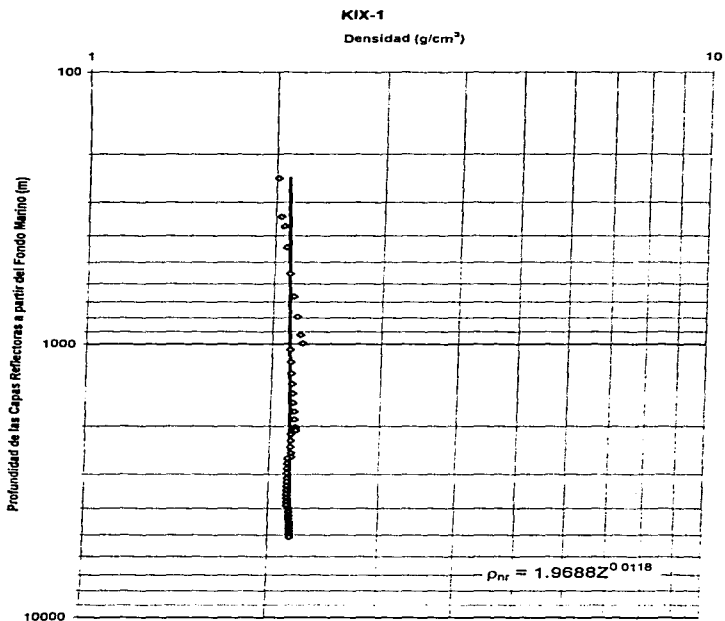


Figura C-2

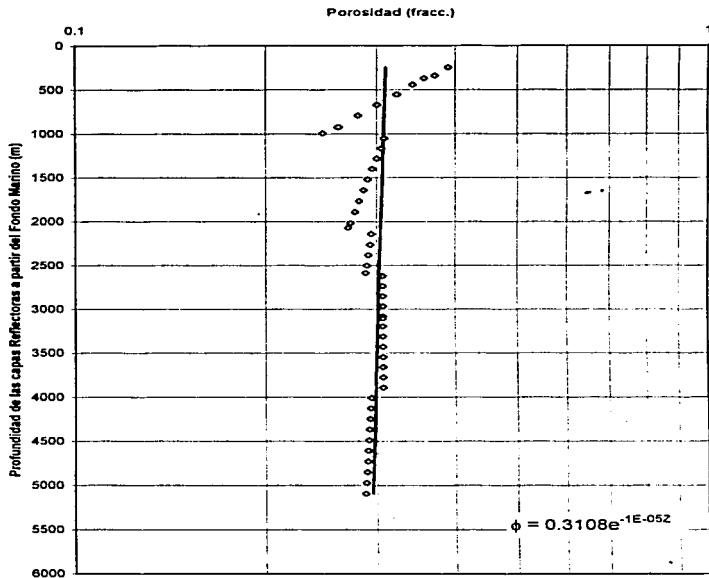
**AJUSTE DE LA TENDENCIA DE DENSIDAD A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA  
(MÉTODO DE IQBAL BOOTWALA)**



*Figura C-3*

**AJUSTE DE LA TENDENCIA DE POROSIDAD A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA  
(MÉTODO DE BOURGOYNE)**

**KIX-1**



*Figura C-1*



COMPARATIVO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA

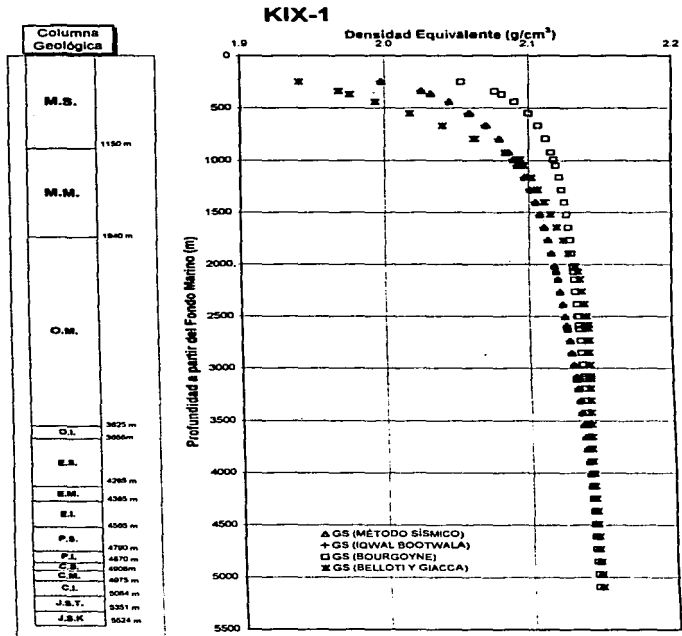


Figura C-5

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (fracc.)	GS (SISMCO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
200 254	2.022	0.386	1.540	1.629	1.763	1.748
220 066	2.042	0.373	1.564	1.649	1.774	1.773
240 183	2.071	0.354	1.586	1.667	1.783	1.796
260 300	2.057	0.363	1.606	1.684	1.791	1.814
280 112	1.869	0.485	1.624	1.699	1.798	1.818
300 228	2.128	0.317	1.641	1.713	1.805	1.837
320 040	2.050	0.367	1.657	1.726	1.811	1.850
340 157	2.045	0.371	1.671	1.738	1.817	1.861
360 274	2.124	0.319	1.685	1.749	1.822	1.875
380 086	1.951	0.432	1.698	1.760	1.827	1.878
400 203	1.994	0.404	1.710	1.770	1.832	1.894
420 015	1.968	0.421	1.721	1.779	1.837	1.888
440 132	2.017	0.369	1.732	1.788	1.842	1.893
460 248	1.964	0.423	1.742	1.797	1.846	1.896
480 060	1.980	0.413	1.752	1.805	1.850	1.900
500 177	2.122	0.321	1.762	1.813	1.854	1.908
520 294	2.014	0.391	1.771	1.821	1.859	1.912
540 106	1.994	0.404	1.779	1.828	1.862	1.915
560 223	2.149	0.303	1.788	1.835	1.866	1.923
580 035	2.007	0.395	1.795	1.841	1.870	1.928
600 152	2.054	0.365	1.803	1.848	1.874	1.930
620 268	2.099	0.336	1.811	1.854	1.877	1.935
640 080	2.219	0.258	1.818	1.860	1.881	1.944
660 197	2.163	0.294	1.825	1.866	1.884	1.950
680 009	2.032	0.379	1.831	1.871	1.888	1.953
700 126	2.101	0.334	1.838	1.877	1.891	1.957
740 055	2.201	0.270	1.850	1.887	1.897	1.970
760 172	2.181	0.283	1.856	1.893	1.901	1.975
780 288	2.258	0.233	1.862	1.897	1.904	1.982
800 100	2.107	0.331	1.867	1.902	1.907	1.985
820 217	2.234	0.248	1.873	1.907	1.910	1.991
840 029	2.245	0.241	1.878	1.911	1.913	1.997
860 146	2.136	0.312	1.883	1.916	1.916	2.000
880 263	2.179	0.284	1.888	1.920	1.919	2.004

Tabla C-3

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (facc.)	GS (SISMCO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTHYALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
100 075	2 212	0 203	1 853	1 824	1 822	2 009
120 152	2 202	0 204	1 858	1 829	1 825	2 015
140 004	2 207	0 205	1 803	1 833	1 828	2 019
1000 039	2 112	0 327	1 816	1 844	1 835	2 024
1020 165	2 126	0 318	1 821	1 848	1 839	2 026
1040 263	2 239	0 245	1 825	1 852	1 842	2 030
1060 095	2 219	0 259	1 829	1 855	1 845	2 034
1080 212	2 245	0 176	1 833	1 859	1 847	2 040
1100 024	2 169	0 290	1 837	1 862	1 850	2 042
1120 140	2 191	0 276	1 841	1 865	1 853	2 044
1140 257	2 157	0 298	1 845	1 869	1 855	2 046
1160 069	2 166	0 292	1 848	1 872	1 858	2 048
1180 186	2 094	0 339	1 852	1 875	1 861	2 049
1200 303	2 171	0 289	1 856	1 879	1 863	2 051
1220 115	2 090	0 342	1 859	1 882	1 866	2 052
1240 232	2 095	0 338	1 863	1 885	1 868	2 053
1260 044	2 120	0 322	1 866	1 888	1 871	2 054
1280 160	2 037	0 376	1 869	1 891	1 873	2 053
1300 277	2 155	0 299	1 873	1 894	1 876	2 055
1320 069	2 132	0 314	1 876	1 897	1 878	2 055
1340 206	2 113	0 275	1 879	1 899	1 881	2 058
1360 018	2 114	0 273	1 882	2 002	1 883	2 060
1380 135	2 179	0 264	1 885	2 005	1 885	2 062
1400 252	2 151	0 302	1 889	2 008	1 888	2 063
1420 064	2 113	0 327	1 892	2 010	1 890	2 064
1460 297	2 156	0 299	1 898	2 016	1 895	2 067
1480 109	2 147	0 325	2 000	2 019	1 898	2 068
1500 226	2 154	0 300	2 003	2 021	2 003	2 069
1520 038	2 140	0 309	2 006	2 023	2 002	2 070
1540 155	2 163	0 333	2 009	2 026	2 005	2 070
1560 272	2 042	0 373	2 012	2 028	2 007	2 070
1580 084	2 147	0 305	2 014	2 031	2 009	2 071
1600 200	2 093	0 340	2 017	2 033	2 011	2 071
1620 012	2 112	0 327	2 020	2 035	2 014	2 072
1640 129	2 127	0 318	2 022	2 038	2 016	2 072

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (frac.)	GS (SÍSMICO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTHWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
1660 245	2.139	0.316	2.025	2.042	2.018	2.0.3
1680 059	2.131	0.315	2.027	2.042	2.020	2.074
1700 175	2.154	0.300	2.030	2.044	2.022	2.074
1740 104	2.201	0.270	2.035	2.049	2.027	2.077
1760 229	2.141	0.308	2.037	2.051	2.029	2.078
1780 032	2.119	0.323	2.040	2.053	2.031	2.079
1800 149	2.191	0.276	2.042	2.055	2.033	2.080
1820 256	2.127	0.318	2.044	2.057	2.035	2.080
1840 078	2.056	0.357	2.047	2.059	2.037	2.080
1850 195	2.041	0.373	2.049	2.062	2.040	2.080
1880 007	2.223	0.255	2.051	2.064	2.042	2.081
1920 240	2.091	0.341	2.055	2.068	2.045	2.081
1940 052	1.970	0.419	2.058	2.070	2.048	2.080
1950 169	2.103	0.333	2.060	2.071	2.050	2.081
1960 285	2.095	0.338	2.052	2.073	2.052	2.081
2000 098	2.110	0.329	2.064	2.075	2.054	2.081
2020 215	2.203	0.269	2.066	2.077	2.056	2.082
2040 027	2.095	0.345	2.068	2.079	2.058	2.082
2060 144	2.153	0.301	2.070	2.081	2.060	2.083
2080 260	2.148	0.305	2.072	2.083	2.062	2.083
2100 073	1.985	0.410	2.074	2.085	2.064	2.083
2120 189	2.147	0.305	2.076	2.086	2.066	2.083
2140 001	2.069	0.336	2.078	2.088	2.068	2.083
2160 118	2.145	0.305	2.080	2.090	2.070	2.084
2160 235	2.169	0.291	2.082	2.092	2.071	2.085
2200 047	2.188	0.278	2.084	2.094	2.073	2.085
2220 164	2.218	0.259	2.086	2.095	2.075	2.087
2240 281	2.254	0.235	2.088	2.097	2.077	2.088
2250 032	2.238	0.247	2.090	2.099	2.079	2.090
2290 021	2.247	0.240	2.093	2.102	2.083	2.092
2320 138	2.249	0.232	2.095	2.104	2.085	2.094
2340 255	2.281	0.218	2.097	2.105	2.085	2.095
2360 097	2.247	0.240	2.099	2.107	2.088	2.097
2380 184	2.282	0.217	2.100	2.109	2.089	2.098
2400 300	2.245	0.241	2.102	2.110	2.092	2.099

Tabla C-3

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (fracc.)	GS (SISMICO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTHWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
2470 112	2.144	0.104	2.104	2.112	2.114	2.104
2440 229	2.250	0.239	2.155	2.113	2.055	2.103
2450 041	2.229	0.251	2.107	2.115	2.057	2.104
2480 158	2.223	0.255	2.109	2.117	2.059	2.105
2500 275	2.239	0.187	2.111	2.119	2.101	2.107
2520 097	2.183	0.281	2.112	2.122	2.103	2.108
2540 204	2.234	0.248	2.114	2.121	2.104	2.109
2550 016	2.223	0.255	2.116	2.123	2.105	2.110
2590 132	2.246	0.249	2.117	2.124	2.109	2.111
2600 249	2.245	0.241	2.119	2.125	2.109	2.112
2620 051	2.252	0.237	2.120	2.127	2.111	2.113
2640 178	2.239	0.219	2.122	2.129	2.113	2.114
2680 107	2.265	0.215	2.125	2.131	2.116	2.117
2700 224	2.252	0.237	2.127	2.133	2.118	2.118
2720 036	2.278	0.220	2.128	2.134	2.120	2.119
2740 152	2.259	0.232	2.130	2.136	2.121	2.120
2780 259	2.227	0.189	2.131	2.137	2.123	2.121
2800 081	2.293	0.216	2.133	2.135	2.124	2.122
2900 169	2.308	0.209	2.134	2.142	2.125	2.124
2920 010	2.272	0.224	2.135	2.141	2.128	2.125
2940 127	2.253	0.236	2.137	2.143	2.129	2.126
2950 244	2.249	0.238	2.139	2.144	2.131	2.127
2980 025	2.335	0.182	2.140	2.145	2.133	2.128
2920 172	2.244	0.242	2.141	2.147	2.134	2.129
2930 218	2.271	0.224	2.146	2.151	2.139	2.132
2980 030	2.306	0.209	2.147	2.152	2.140	2.133
3000 147	2.307	0.231	2.148	2.153	2.142	2.134
3020 294	2.262	0.230	2.150	2.155	2.144	2.135
3040 076	2.300	0.205	2.151	2.155	2.145	2.136
3020 192	2.242	0.178	2.153	2.157	2.147	2.137
3050 054	2.280	0.218	2.154	2.158	2.148	2.138
3100 121	2.273	0.223	2.155	2.160	2.150	2.139
3120 238	2.348	0.174	2.157	2.161	2.151	2.140
3140 050	2.372	0.159	2.158	2.162	2.153	2.142
3180 284	2.310	0.199	2.160	2.165	2.156	2.144

Tabla C-3

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE R<sup>2</sup>GISTROS GEOFÍSICOS

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (fracc)	GS (SISMICO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOOTHWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
1320 141	2 354	0 145	2 166	2 170	2 161	2 150
1285 258	2 293	0 210	2 167	2 171	2 163	2 151
1303 070	2 296	0 208	2 168	2 172	2 164	2 152
1320 167	2 416	0 129	2 159	2 173	2 166	2 153
1340 304	2 309	0 177	2 171	2 174	2 167	2 154
1350 116	2 314	0 156	2 172	2 175	2 169	2 155
1380 232	2 299	0 207	2 173	2 177	2 170	2 156
1400 044	2 253	0 235	2 174	2 178	2 171	2 157
1420 161	2 324	0 190	2 175	2 179	2 173	2 158
1440 278	2 283	0 213	2 177	2 180	2 174	2 159
1460 050	2 344	0 177	2 178	2 181	2 176	2 159
1480 297	2 276	0 221	2 179	2 182	2 177	2 160
1500 019	2 317	0 194	2 180	2 183	2 178	2 161
1540 252	2 264	0 229	2 183	2 186	2 181	2 162
1580 181	2 324	0 190	2 185	2 188	2 184	2 164
1600 298	2 303	0 204	2 185	2 189	2 185	2 165
1620 110	2 260	0 231	2 187	2 190	2 186	2 165
1640 227	2 365	0 163	2 183	2 191	2 188	2 166
1660 039	2 323	0 191	2 189	2 192	2 189	2 167
1680 156	2 291	0 211	2 191	2 193	2 190	2 168
1700 272	2 353	0 171	2 192	2 194	2 192	2 169
1720 084	2 288	0 213	2 193	2 195	2 193	2 169
1740 201	2 302	0 204	2 194	2 196	2 194	2 170
1760 013	2 344	0 177	2 195	2 197	2 195	2 171
1780 130	2 330	0 165	2 196	2 198	2 197	2 172
1800 247	2 250	0 238	2 197	2 200	2 198	2 172
1820 059	2 384	0 151	2 199	2 201	2 199	2 173
1840 104	2 358	0 161	2 201	2 204	2 203	2 176
1860 221	2 376	0 155	2 203	2 205	2 205	2 177
1880 267	2 389	0 148	2 205	2 208	2 208	2 181
1900 079	2 327	0 188	2 207	2 209	2 209	2 181
1920 241	2 299	0 207	2 211	2 213	2 214	2 184
1940 053	2 369	0 161	2 212	2 214	2 215	2 185
1960 170	2 347	0 175	2 213	2 215	2 217	2 185
1980 287	2 304	0 145	2 214	2 215	2 218	2 185

Tabla C-3

CÁLCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD (frac.)	GS (SISMOCO) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOGTWALA) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (BOURGOYNE) (g/cm <sup>3</sup> )	GS (B & G) (g/cm <sup>3</sup> )
4180 028	2.388	0.148	2.217	2.218	2.221	2.189
4200 145	2.341	0.179	2.218	2.219	2.223	2.190
4220 261	2.378	0.155	2.219	2.220	2.224	2.191
4240 073	2.496	0.078	2.220	2.221	2.225	2.192
4820 107	2.642	0.066	2.248	2.247	2.256	2.248
4840 225	2.587	0.118	2.247	2.247	2.257	2.248
4860 037	2.625	0.090	2.248	2.248	2.258	2.249
4880 153	2.658	0.077	2.248	2.249	2.259	2.251
4900 270	2.690	0.084	2.249	2.250	2.260	2.253
4920 082	2.615	0.102	2.250	2.251	2.261	2.254
4940 199	2.704	0.050	2.251	2.252	2.262	2.256
4960 011	2.654	0.079	2.252	2.252	2.263	2.257
4980 127	2.651	0.081	2.253	2.253	2.264	2.259
5000 245	2.720	0.041	2.253	2.254	2.265	2.261
5020 057	2.742	0.028	2.254	2.255	2.266	2.263
5040 173	2.656	0.078	2.255	2.256	2.267	2.264
5060 290	2.721	0.040	2.256	2.256	2.268	2.266
5080 107	2.712	0.045	2.257	2.257	2.269	2.268
5100 219	2.727	0.037	2.257	2.258	2.270	2.270
5120 021	2.643	0.086	2.258	2.259	2.271	2.271
5140 147	2.752	0.022	2.259	2.260	2.272	2.273
5180 264	2.706	0.049	2.260	2.260	2.273	2.275
5180 076	2.691	0.058	2.261	2.261	2.274	2.276
5200 193	2.671	0.069	2.261	2.262	2.275	2.278
5220 005	2.706	0.049	2.262	2.263	2.275	2.279
5240 122	2.732	0.034	2.263	2.263	2.276	2.281
5260 239	2.734	0.033	2.264	2.264	2.277	2.283
5280 051	2.721	0.040	2.264	2.265	2.278	2.284
5300 167	2.711	0.045	2.265	2.266	2.279	2.286
5320 284	2.747	0.025	2.266	2.266	2.280	2.288
5340 096	2.755	0.020	2.267	2.267	2.281	2.289
5360 213	2.722	0.040	2.268	2.268	2.282	2.291
5380 025	2.690	0.058	2.268	2.269	2.283	2.293
5400 142	2.691	0.058	2.269	2.269	2.284	2.294
5420 259	2.613	0.103	2.270	2.270	2.285	2.295

Tabla C-3

**AJUSTE DE LA TENDENCIA DE DENSIDAD A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS  
(MÉTODO SÍSMICO)**

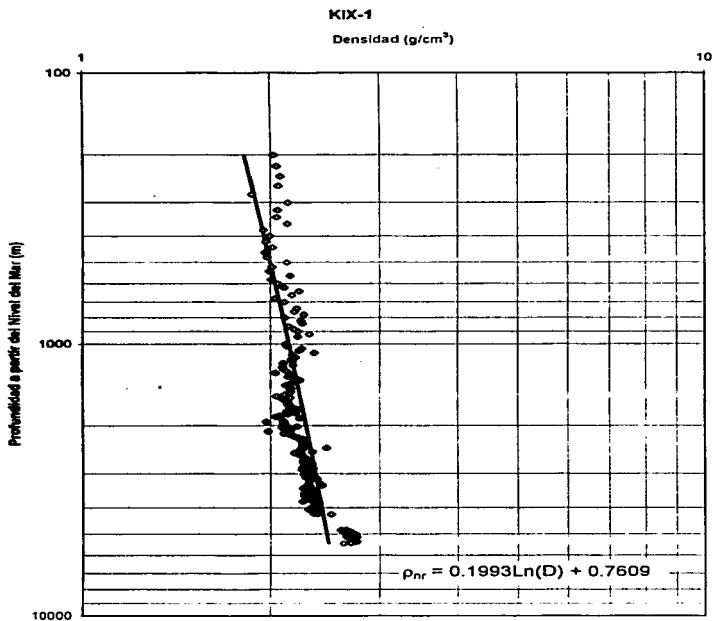


Figura C-6



**AJUSTE DE LA TENDENCIA DE DENSIDAD A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS  
(MÉTODO DE IQBAL BOOTWALA)**

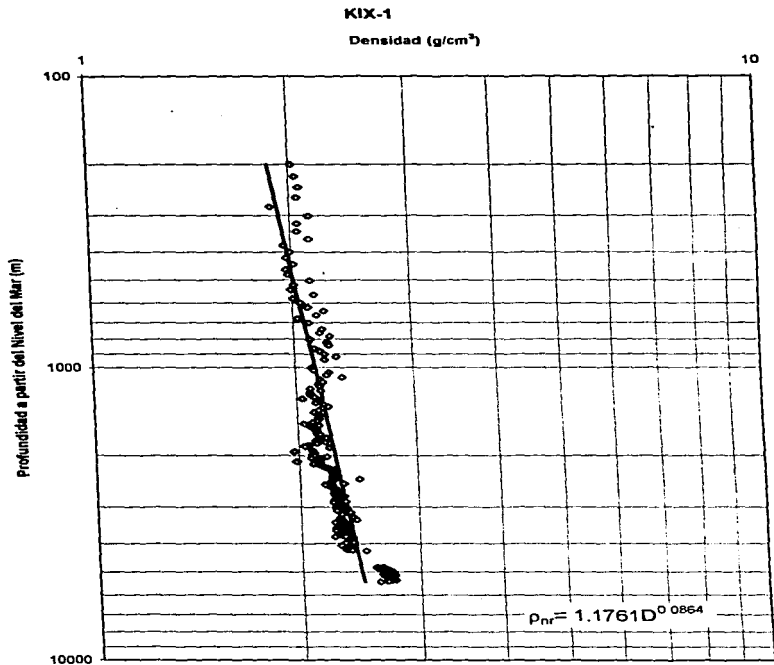
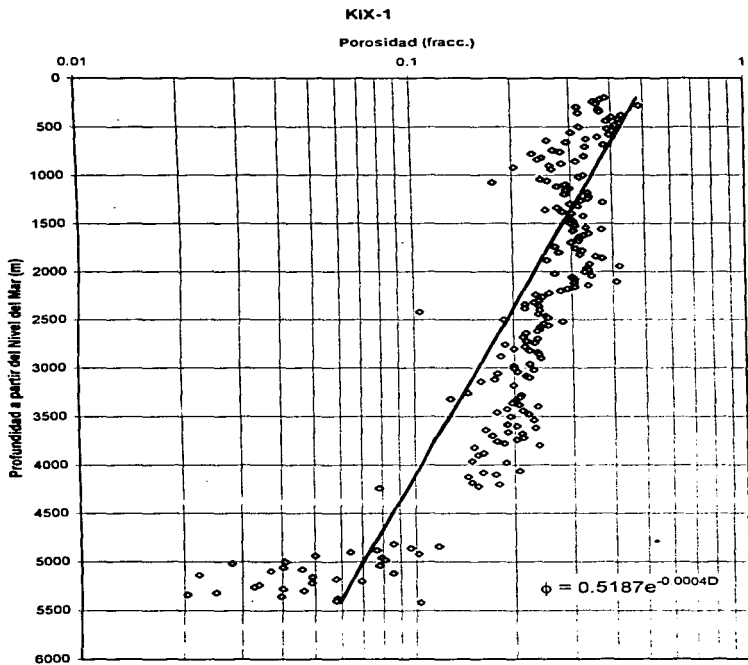


Figura C-7

**AJUSTE DE LA TENDENCIA DE POROSIDAD A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS  
(MÉTODO DE BOURGOYNE)**



*Figura C-8*

COMPARATIVO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

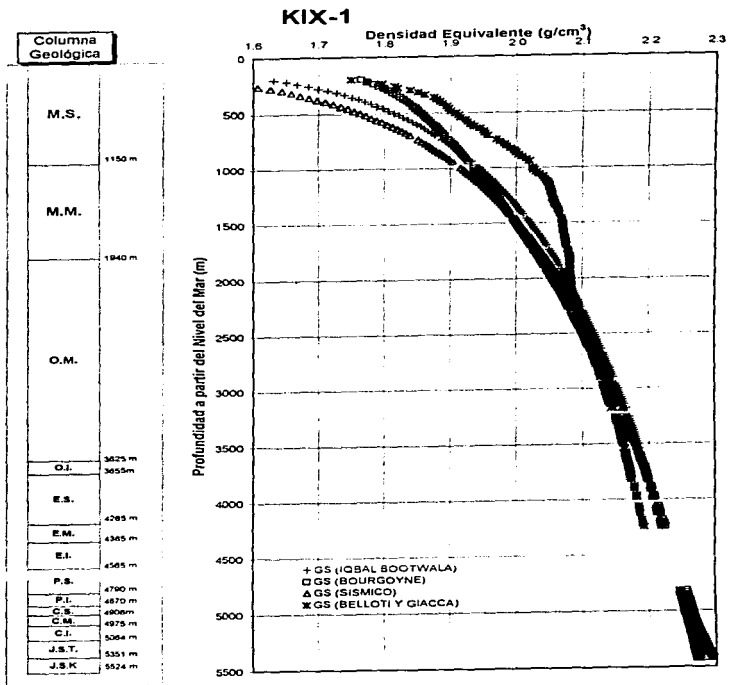


Figura C-9

## **APÉNDICE E**

---

### **VALIDACIÓN DEL SISTEMA SISMIC 1.0**

---

Como se mencionó en el capítulo 6 y de acuerdo a las etapas de desarrollo de sistemas computacionales, deben realizarse pruebas y ajustes con datos reales de campo para su validación y conclusión. En este apéndice se muestra un ejemplo de aplicación del sistema *Sismic 1.0*, para validar los resultados que aporta; sin embargo, la validación se limitó entonces, al análisis de la respuesta del sistema con los datos de los registros sísmicos y geofísicos obtenidos. En este caso, la información sísmica y de registros geofísicos que se obtuvo fue del pozo exploratorio Kix-1.

Como ya se mencionó también, la localización exploratoria Kix-1 se ubica entre los puntos de tiro 1350 y 2220, de la línea sísmica 77-125 3022 perteneciente al prospecto sísmico Zona Marina, de la Región Marina Sur Oeste de Petróleos Mexicanos.

#### ***VALIDACIÓN DEL SISTEMA SISMIC 1.0 A PARTIR DE INFORMACIÓN SÍSMICA***

##### ***Análisis e Interpretación de la Información Sísmica***

Una vez que fue procesada la información de la sección sísmica correspondiente a la línea sísmológica 77-125 3022, se obtuvo el **VELAN** del punto de tiro 1350, el cual se le proporcionó a la Gerencia de Ingeniería de Producción del IMP por medio del personal de Adquisición y Procesamiento de Datos Geofísicos de la Gerencia de Prospección Geofísica.

El resultado del análisis automático de la velocidad es la función de velocidad graficada y mostrada por *Sismic* en la figura E-1. Cabe mencionar, que esta gráfica se obtuvo después de haber introducido la información fuente de tiempo doble de reflexión **T** y velocidad media cuadrática **VRMS** cada 0.1 segundos a través de disco flexible conteniendo a los archivos con extensión **.vln** que necesita el

---

sistema para ejecutar una corrida. En la Tabla E-1, se muestran estos valores de T y VRMS en forma tabulada.

#### ***Determinación del Tiempo de Tránsito, Profundidad y Densidad de las Capas Reflectoras***

Para determinar el tiempo de tránsito, densidad y la profundidad de las capas reflectoras a partir del tiempo doble de reflexión T y de la velocidad VRMS, así como la tendencia normal de compactación, *Sismic 1.0* sigue la metodología de cálculo descrita en el capítulo 6. La profundidad de las capas reflectoras toman como nivel de referencia el fondo marino.

Los resultados dados por el sistema se muestran tabulados en la tabla E-1, la gráfica de tiempo de tránsito con la tendencia normal contra la profundidad se muestra en la figura E-2.

#### ***Determinación del Gradiente de Presión de Sobrecarga, Presión de Formación y Presión de Fractura a partir de Información Sísmica***

Dado que el pozo exploratorio Kix-1 es un pozo marino, fue necesario introducir en la ventana de Identificación del Pozo que despliega *Sismic* (fig. 6.7) el valor del tirante de agua, densidad del agua de mar, así como la elevación de la mesa rotaria (20 m., 1.03 g/cm<sup>3</sup> y 8.51 m. respectivamente) para que el sistema pudiera realizar los cálculos correspondientes para un pozo costa afuera.

Siguiendo la metodología de cálculo descrita en el capítulo 6, *Sismic* determina los perfiles del gradiente de presión de sobrecarga, presión de formación y presión de fractura; ya sea en el sistema métrico o en el sistema inglés.

Los perfiles de gradiente de presión de fractura se muestran graficados en las figuras E-3, E-4 y E-5 por los métodos de Hubbert y Willis, Matthews y Kelly, y Ben Eaton respectivamente.

#### ***Comparativo con Datos Reales de Campo***

Para validar los resultados del sistema, se obtuvo el estado mecánico del pozo Kix-1, así como el programa de las densidades promedio del fluido de perforación utilizado en cada etapa. Los Perfiles de gradiente de presión dados por *Sismic 1.0*, el programa de densidades del fluido de perforación y el estado mecánico del pozo en cuestión se encuentran en la figura E-6, E-7 y E-8.

La planeación de la perforación de los pozos petroleros exploratorios se lleva a cabo en base a la zona de presión anormal y gradiente de presión de fractura, ambos derivados de la información sísmica; así como en el apoyo de la información geológica del área y en la experiencia que tengan para este fin los responsables de esta actividad.

Cabe mencionar que para el caso particular del pozo exploratorio Kix-1, no se pudo apoyar en la información geológico-estructural del área; sin embargo, observando las figuras E-6 y E-7 se puede apreciar y confirmar la validación del sistema sísmico *Sismic 1.0* como resultado final de este trabajo de tesis.

### ***VALIDACIÓN DEL SISTEMA SISMIC 1.0 A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS***

En este caso fue necesario disponer de la información proporcionada por el registro sísmico de porosidad **BIC** y el registro de densidad de la formación **FDC** para realizar la validación. La "información fuente" que se obtuvo fue el tiempo de tránsito, la densidad y la profundidad para el pozo Kix-1 una vez que éste fue perforado. La profundidad obtenida es la profundidad vertical verdadera por tratarse de un pozo exploratorio.

*Sismic 1.0*, grafica la información fuente de tiempo de tránsito contra la profundidad vertical y obtiene la tendencia normal de compactación del modo explicado en el capítulo 6. Los resultados gráficos obtenidos se muestran en la figura E-9.

#### ***Determinación del Gradiente de Presión de Sobrecarga, Presión de Formación y Presión de Fractura a partir del Registro Sísmico de Porosidad***

Con el procedimiento de cálculo descrito en el capítulo 6 y utilizando la información de la ventana Identificación del Pozo, el sistema determina el perfil de gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura. Este último gradiente es graficado por los métodos de Hubbert y Willis, Matthews y Kelly, y Ben Eaton. Las gráficas de los perfiles de presión para el pozo Kix-1 se presentan en las figuras E-10, E-11 y E-12 respectivamente.

### **Comparativo con Datos Reales de Campo**

Como ya se mencionó, fue necesario disponer del estado mecánico del pozo Kix-1, así como el programa de densidades de los fluidos de perforación para verificar la validez de los resultados arrojados por *Sismic 1.0*. En las figuras E-13, E-14 y E-15 se superpusieron las densidades del fluido de perforación con los perfiles de presión obtenidos por el sistema.

### **Comentarios**

En general, estudiando las figuras E-6, E-7 y E-8 derivadas de información sísmica; y las figuras E-13, E-14 y E-15 provenientes del registro sónico de porosidad; se pueden desprender los siguientes comentarios:

1. Los gradientes de presión de fractura determinados por el método de Hubbert y Willis en ambos casos (registros sísmicos y geofísicos) aporta valores menores a los reales.
2. La presión de formación en densidad equivalente obtenida por información sísmica puede ser controlada con la densidad promedio del fluido de perforación originalmente propuesta, salvo a la profundidad de 2,200 donde probablemente se tuvo un pequeño brote al perforar el pozo; sin embargo, el programa de fluidos se va modificando gradualmente mientras se perfora dadas las condiciones de la perforación.
3. En este perfil de presión, la zona de presión anormal inicia casi a los 2,200 m. de profundidad, por lo que se asentó la tubería de revestimiento de 13 3/8" prácticamente en la cima de la presión anormal para poder cambiar a un fluido más pesado, en este punto el gradiente de fractura permite ya densidades del orden de 1.90 g/cm<sup>3</sup>
4. Con la emulsión inversa de 1.90 g/cm<sup>3</sup> en la etapa de 7" se pudo atravesar sin dificultades la zona de presión anormal que abarca hasta 4,870 m. donde comienzan las formaciones Cretácicas. La tubería de 7" se asentó hasta la base de la zona geopresionada.

5. Para atravesar las formaciones productoras (Cretácicas) se empleó un fluido Thermadrill de densidad de  $1.80 \text{ g/cm}^3$ , que probablemente fue sugerido por la perforación de algún pozo cercano del área de Puerto Ceiba o Dos Bocas.
6. El gradiente de presión de formación obtenido a partir de datos del registro sonico de porosidad, presenta valores más altos en las Formaciones del Mioceno Medio que la densidad del fluido utilizado, esto probablemente se debe a que estas formaciones se caracterizan por contener lutitas deleznales que afectan la respuesta del registro y que no se tomó en cuenta cuando se introdujo la información fuente de tiempos de tránsito.
7. Con los perfiles de gradiente de presión graficados o tabulados que proporciona el sistema *Sisnic 1.0*, se puede utilizar cualquier método para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, incluyendo el propuesto en este trabajo, y el programa de fluidos de perforación a seguir, o bien, mediante la utilización de cualquier Software comercial empleado para estos fines.
8. Al observar los resultados dados por el sistema a partir de información sísmica y registros geofísicos de pozos, se puede concluir que *Sisnic 1.0* es una herramienta de ayuda para la correlación de datos, lo que convierte a *Sisnic* en un poderoso instrumento para la planeación y diseño de la perforación.



**SISMIC 1.0**

 CAMPO: KIX  
 POZO: KIX-1  
 REGIÓN: H A S O  
 DISTRITO: DOS Bocas

 LINEA SISMICA: 3022  
 PUNTO DE TIRO: 1350  
 EQUIPO:  
 OPERADOR: SIDDHARTHA BANUET

TIEMPO (seg)	VRMS (m/seg)	V1 (m/seg)	ESPESOR (m)	PROF (m/V)	D T (ms Pie)	RHOB (gr/cc)
0.300	1632.140	1632.140	244.821	244.821	188.792	1.976
0.400	1705.870	1901.831	95.092	339.913	160.304	2.053
0.430	1725.000	1988.788	29.832	369.744	153.294	2.076
0.500	1778.850	2079.267	72.774	442.619	146.624	2.099
0.600	1855.770	2200.399	110.020	552.539	158.552	2.129
0.700	1932.690	2343.740	117.047	669.626	130.190	2.163
0.800	2009.620	2482.245	124.112	793.738	122.820	2.194
0.900	2086.540	2621.881	131.054	924.832	116.279	2.225
0.950	2125.000	2728.025	68.151	992.983	111.837	2.246
1.000	2133.550	2289.939	57.248	1050.231	133.135	2.150
1.100	2150.400	2312.158	115.608	1165.839	131.855	2.156
1.200	2167.260	2344.732	117.237	1283.076	130.024	2.163
1.300	2184.110	2377.010	118.850	1401.926	128.258	2.171
1.400	2200.970	2409.437	120.472	1522.398	126.532	2.178
1.500	2217.820	2441.542	122.077	1644.475	124.868	2.185
1.600	2234.680	2473.828	123.691	1768.164	123.238	2.192
1.700	2251.530	2505.770	125.288	1893.455	121.667	2.199
1.800	2268.390	2537.930	126.896	2020.351	120.124	2.206
1.840	2275.000	2554.806	51.096	2071.448	119.332	2.210
1.900	2278.488	2582.985	71.490	2142.937	127.936	2.172
2.000	2284.302	2392.088	119.604	2202.542	127.449	2.174
2.100	2290.116	2403.442	120.172	2382.714	126.847	2.177
2.200	2295.930	2414.790	120.740	2503.453	126.251	2.179
2.270	2300.000	2424.426	84.855	2588.308	125.749	2.181
2.300	2300.000	2300.000	34.500	2622.808	132.552	2.153
2.400	2300.000	2300.000	115.000	2737.808	132.552	2.153
2.500	2300.000	2300.000	115.000	2852.808	132.552	2.153
2.600	2300.000	2300.000	115.000	2967.808	132.552	2.153
2.700	2300.000	2300.000	115.000	3082.808	132.552	2.153
2.720	2300.000	2300.000	23.000	3105.808	132.552	2.153
2.800	2300.000	2300.000	90.000	3197.808	132.552	2.153
2.900	2300.000	2300.000	115.000	3312.808	132.552	2.153
3.000	2300.000	2300.000	115.000	3427.808	132.552	2.153
3.100	2300.000	2300.000	115.000	3542.808	132.552	2.153
3.200	2300.000	2300.000	115.000	3657.808	132.552	2.153
3.300	2300.000	2300.000	115.000	3772.808	132.552	2.153
3.400	2300.000	2300.000	115.000	3887.808	132.552	2.153

Tabla E-1



**SUBDIRECCIÓN DE PERFORACIÓN  
GERENCIA DE DESARROLLO TECNOLÓGICO**

24.05.97

**SISMIC 1.0**

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: R M S O  
DISTRITO: DOS Bocas

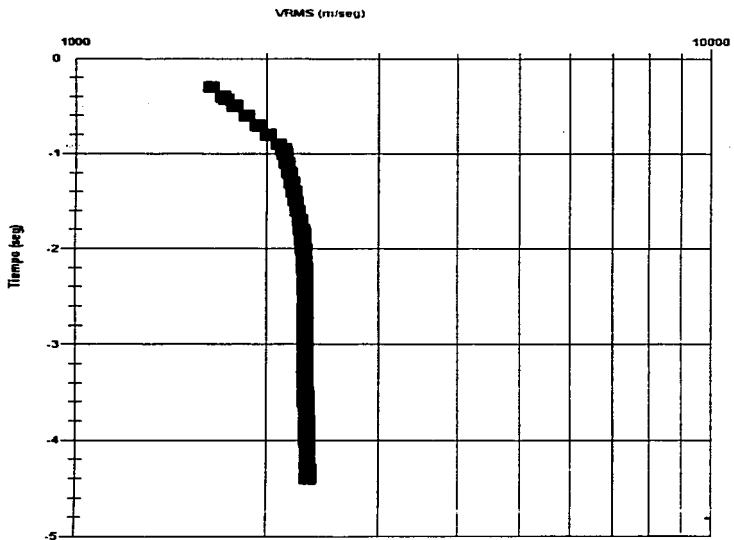
LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO:  
OPERADOR: SIDDHARTHA BANUET

TIEMPO (seg)	VRMS (mvseg)	V <sub>i</sub> (mvseg)	ESPESOR (m)	PROF (mV)	DT (ms/pie)	RHOB (gr/cc)
3.900	2302.800	2385.940	119.297	4007.105	127.778	2.173
3.900	2305.000	2390.862	119.243	4126.648	127.515	2.174
3.700	2307.500	2395.761	119.788	4246.436	127.324	2.178
3.800	2310.000	2400.668	120.033	4366.470	126.994	2.178
3.900	2312.500	2405.573	120.279	4486.748	126.735	2.177
4.000	2315.000	2410.476	120.524	4607.272	126.477	2.178
4.100	2317.500	2415.388	120.769	4728.041	126.220	2.179
4.200	2320.000	2420.275	121.014	4849.055	125.965	2.180
4.300	2322.500	2425.171	121.259	4970.314	125.711	2.182
4.400	2325.000	2430.065	121.503	5091.817	125.458	2.183

Tabla E-1

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: RMSO  
DISTRITO: DOS BOCAS

LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:



Gráfica VRMS

Figura E-1

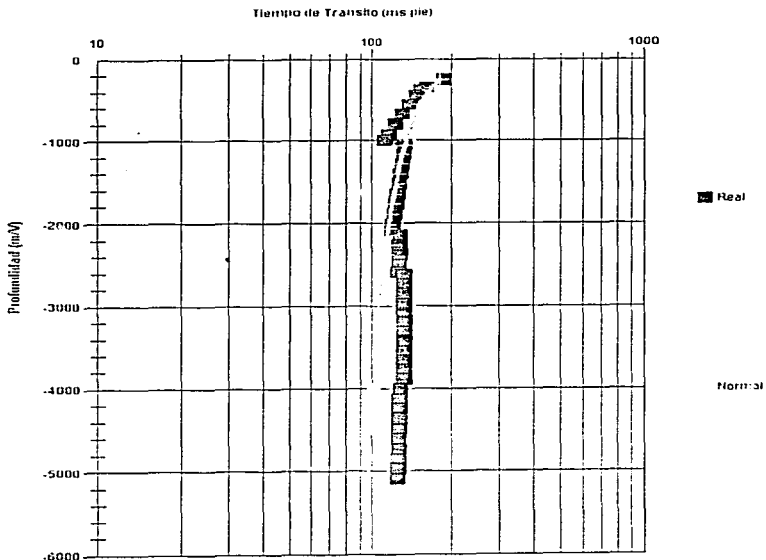


SUBDIRECCIÓN DE PERFORACIÓN  
GERENCIA DE DESARROLLO TECNOLÓGICO  
SISMIC 1.0

24/05/97

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: R M S O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO:  
OPERADOR: SIDDHARTHA BANUET



Gráfica DT Sismología

Figura E-2



SUBDIRECCIÓN DE PERFORACIÓN  
GERENCIA DE DESARROLLO TECNOLÓGICO

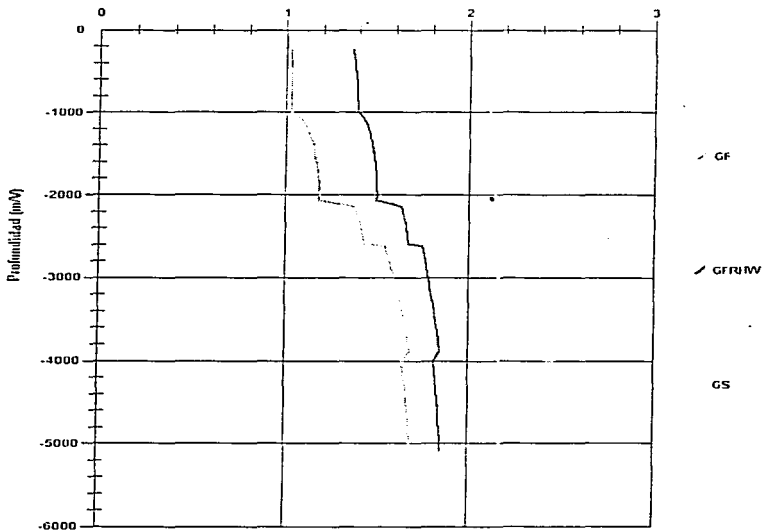
24/05/97

SISMIC 1.0

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: R KIX O  
DISTRITO: CCS ECCAS

LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:

Gradientes de Presión (gr/cc)

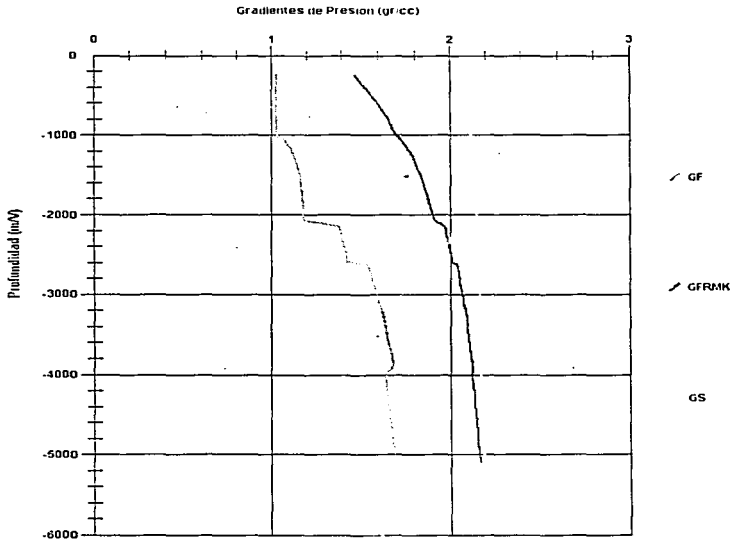


Gráfica HW Sismología

Figura E-3

CÁMPO: KIX  
POZ: KIX-1  
REGION: R M S O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LÍNEA SISMICA: 3000  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR: SIDDHARTHA BANUET

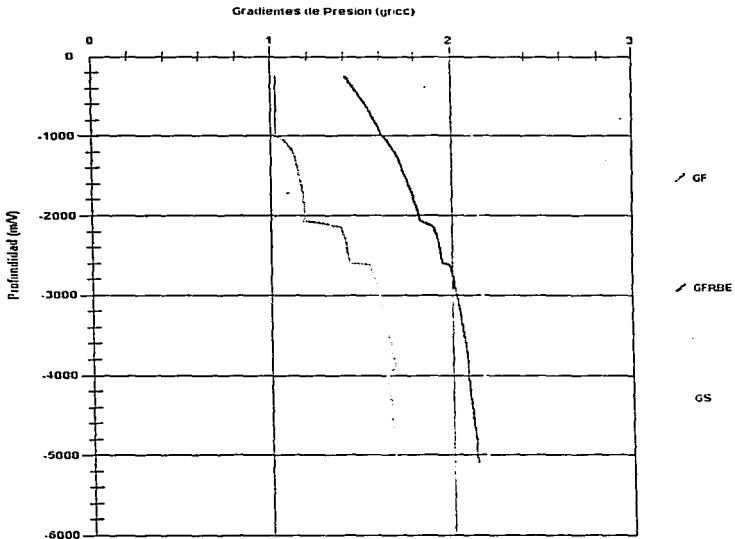


Gráfica MK Sismología

Figura E-4

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: R M S O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LINEA SISMICA: 2022  
PUNTO DE TIRO: 1250  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:



Gráfica BE Sismología

Figura E-5

MÉTODO DE HUBBERT Y WILLIS POR REGISTROS SÍSMICOS

KIX-1

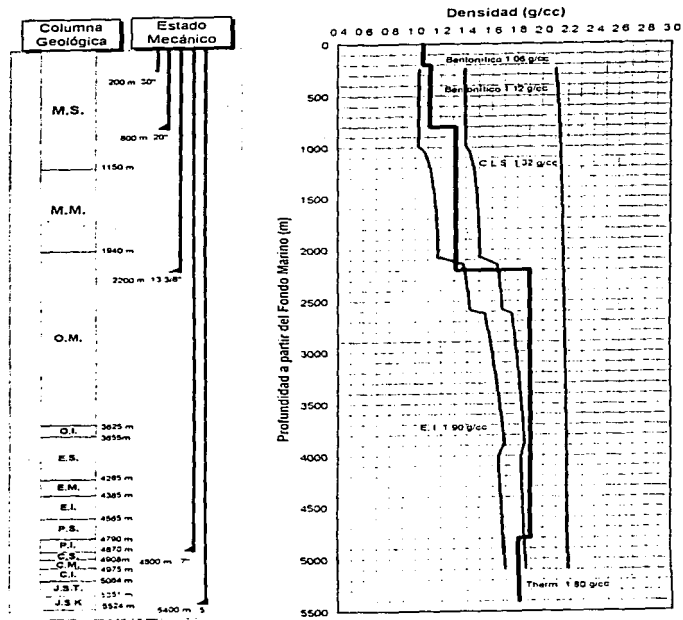


Figura E-6



MÉTODO DE MATTHEWS Y KELLY POR REGISTROS SÍSMICOS

KIX-1

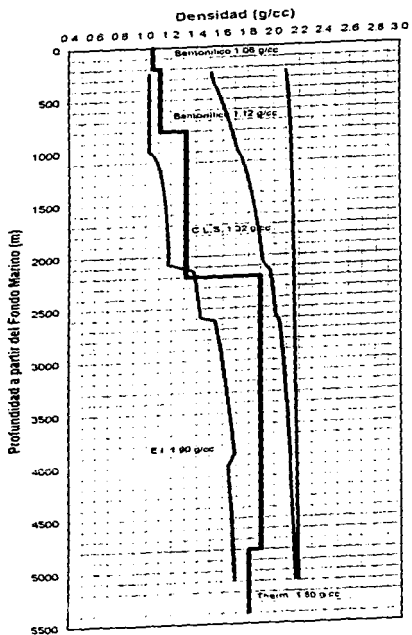
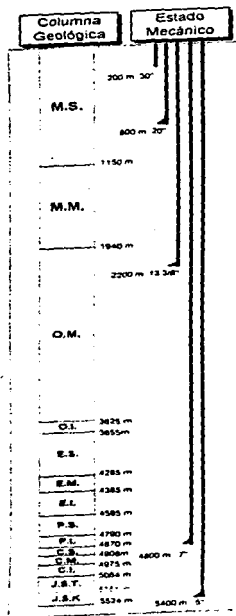


Figura E-7

MÉTODO DE BEN EATON POR REGISTROS SÍSMICOS

KIX-1

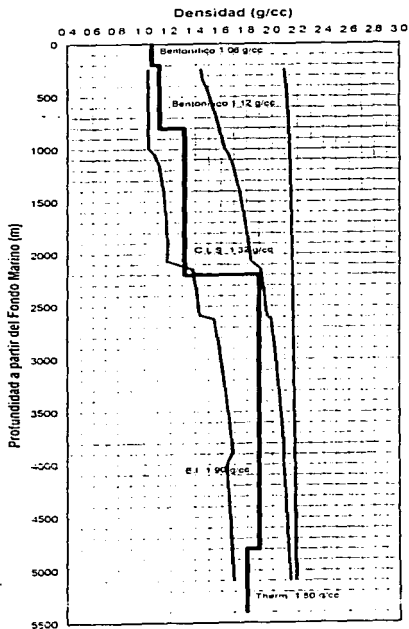
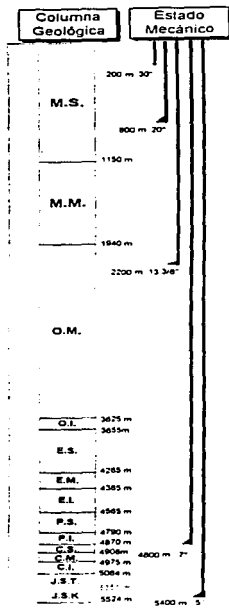
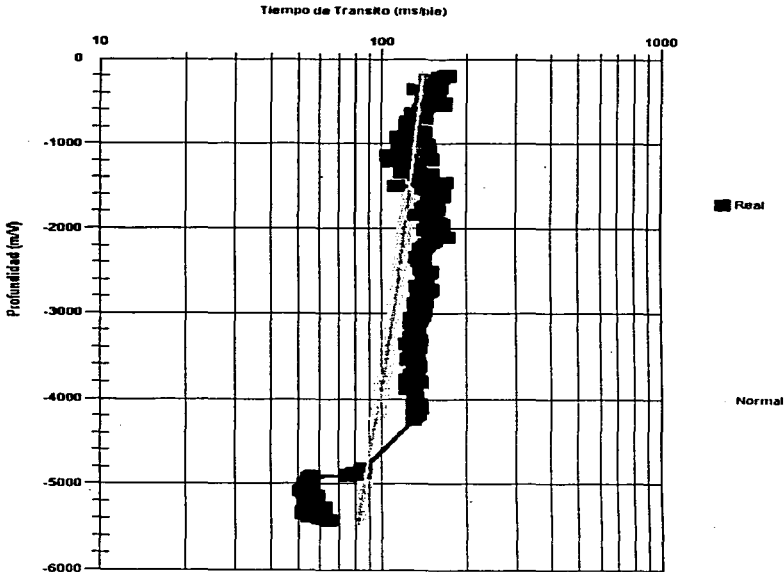


Figura E-8

SISMIC 1.0

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGIÓN: R M S O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LÍNEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:



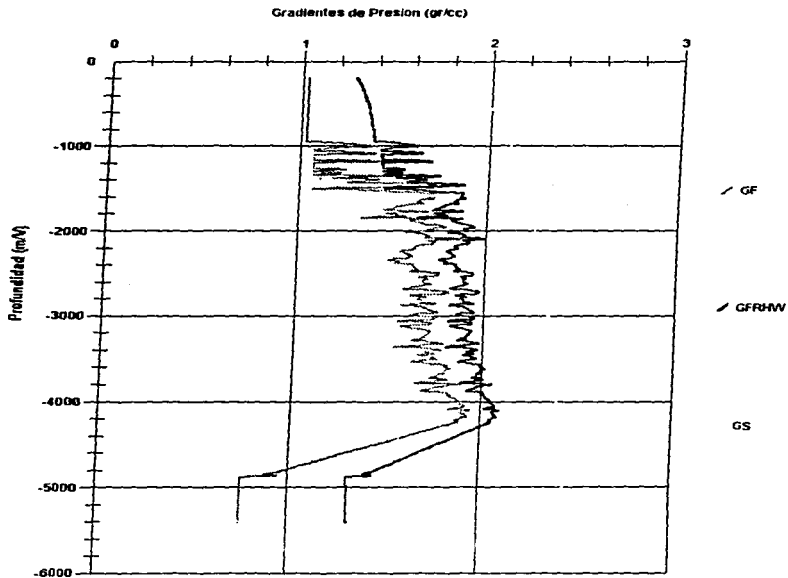
Gráfica DT Registros

Figura E-9

SISMIC 1.0

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: R.M.S.O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1.350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:

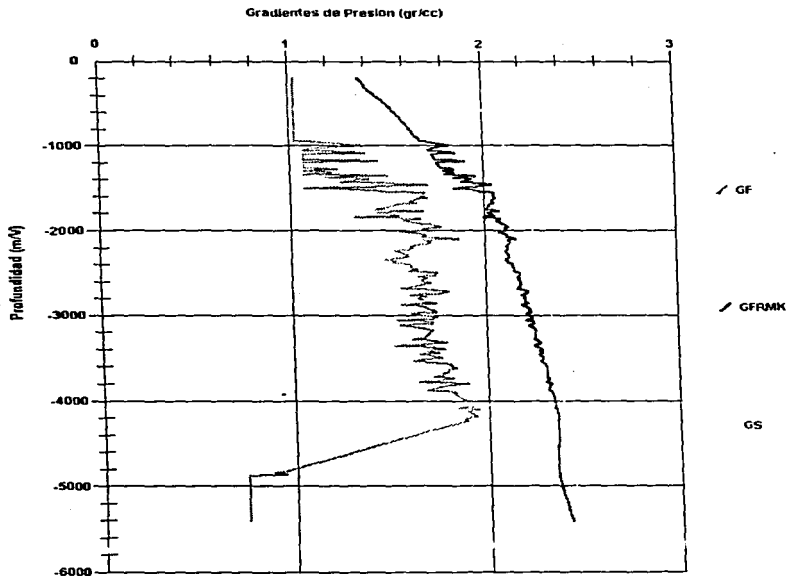


Gráfica HW Registros

Figura E-10

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGION: R M S O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:



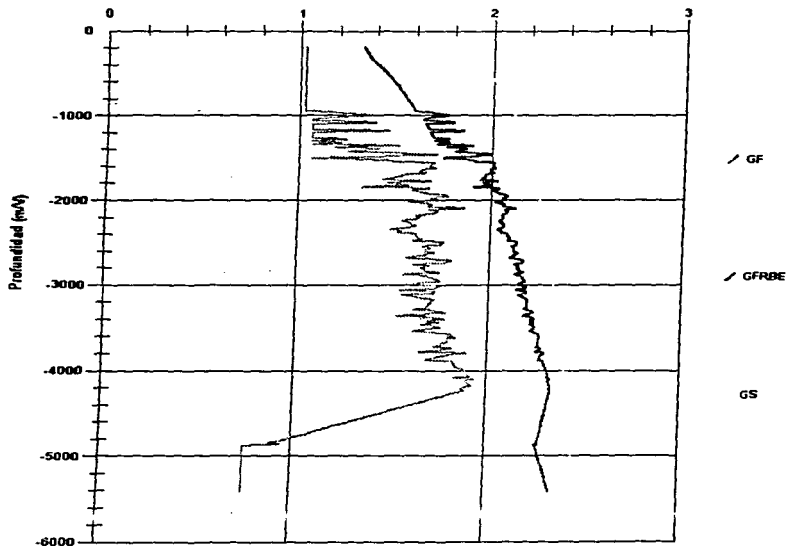
Gráfica MK Registros

Figura E-11

CAMPO: KIX  
POZO: KIX-1  
REGIÓN: R M S O  
DISTRITO: DOS BOCAS

LINEA SISMICA: 3022  
PUNTO DE TIRO: 1350  
EQUIPO: SIDDHARTHA BANUET  
OPERADOR:

Gradientes de Presion (gr/cc)



Gráfica BE Registros

Figura E-12

KIX-1

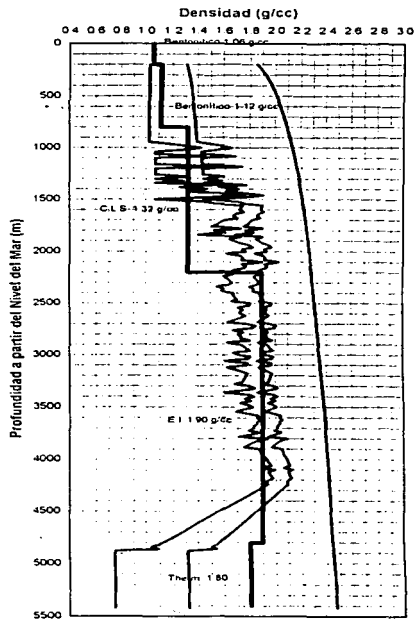
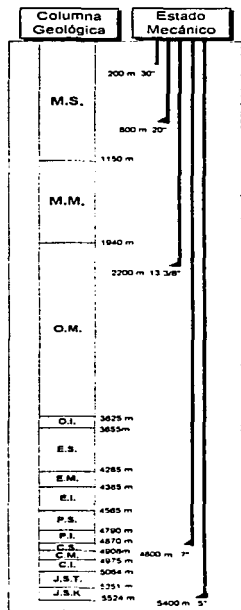


Figura E-13

MÉTODO DE MATTHEWS Y KELLY POR REGISTROS GEOFÍSICOS

KIX-1

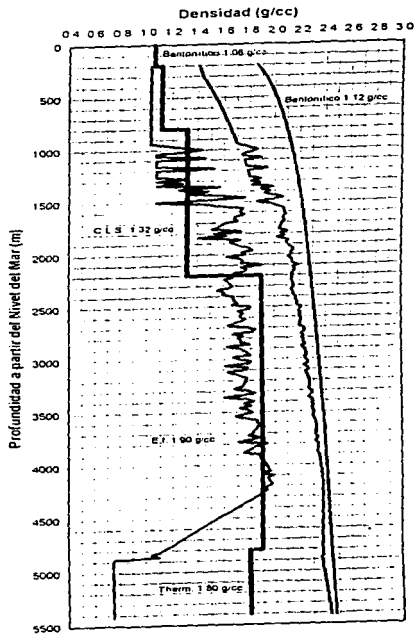
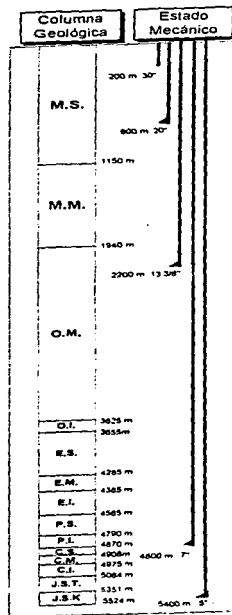


Figura E-14



MÉTODO DE BEN EATON POR REGISTROS GEOFÍSICOS

KIX-1

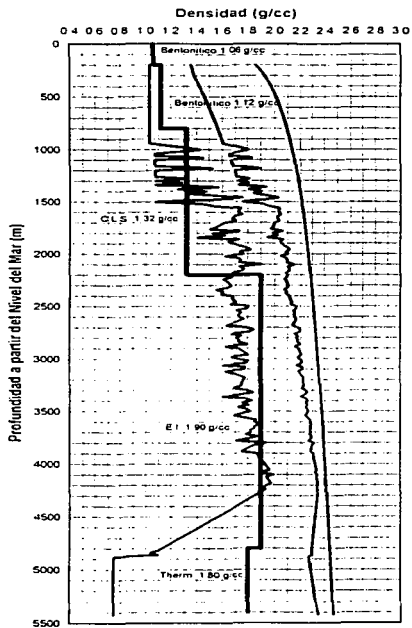
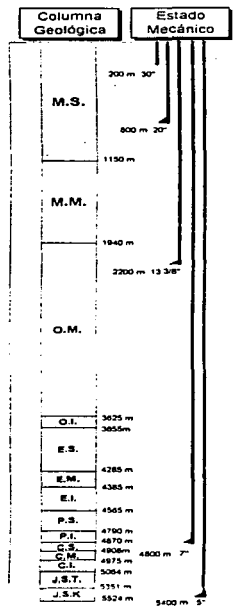


Figura E-15

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS SISMOLÓGICOS**

---

**ANÁLISIS CONTINUO DE LA VELOCIDAD.** Técnica para la determinación automática, por computadora, de la velocidad de apilamiento en la vecindad del prospecto sísmico.

**FAMILIA DE TRAZAS SÍSMICAS.** Conjunto de trazas sísmicas medidas desde varios puntos de reflejo común.

**IMPEDANCIA ACÚSTICA.** Es la propiedad elástica que define la característica litológica de un determinado medio y se calcula como el producto de la velocidad por la densidad de l medio.<sup>23</sup>

**LÍNEA SÍSMICA.** Nombre que se le asigna (generalmente como una serie de números) al tren de medición formado por los geófonos o sismodetectores. Este tren es tendido sobre el terreno en las prospecciones terrestres, en las prospecciones marinas se coloca en el fondo marino y tiene una geometría recta en ambos tipos de prospecciones.

**PERFIL SÍSMICO VERTICAL (PSV).** El PSV consiste básicamente de un solo elemento: la traza sísmica. Este método es similar al de sísmica superficial, con la diferencia de que las estaciones de geófonos no se colocan en la superficie sino dentro del pozo y se obtiene de éste una sección sísmica parecida a la convencional.<sup>23</sup>

**PDC.** Punto de Reflejo Común empleado en los análisis automáticos de la velocidad.

**PROSPECTO SÍSMICO.** Nombre que se le asigna a cierta región territorial la cual es objeto de exploración y estudio por el método

sísmico de reflexión. También llamado por algunos autores como Proyecto Sísmico.

**PSEUDOVELOCIDADES.** Registro de Pseudovelocidades también llamado Registro Sónico Sintético.

**PUNTO DE TIRO.** Nombre designado a la ubicación geométrica respecto a un punto de referencia y en donde se genera la onda sísmica.

**RAYO SÍSMICO.** Es la unión de los puntos de cada frente de onda sísmica por medio de una línea perpendicular a todos los frentes de onda esféricos.

**REGISTRO SÍSMICO.** Ver sección sísmica.

**REGISTRO SÓNICO SINTÉTICO.** Gráfica de Velocidades de Intervalo contra el Tiempo Doble de Reflexión obtenida a partir de información sísmica.

**RUIDO.** Es todo aquello que interfiere y obscurece en la obtención y confiabilidad de la información sísmica requerida para delinear las estructuras del subsuelo.

**SEC.** Extensión de los archivos tipo texto que contienen la información de los registros geofísicos de pozos

**SECCIÓN SÍSMICA.** Representación esquemática de los cambios en la impedancia acústica de las Formaciones atravesadas por la onda sísmica. Cuando existe un cambio en la impedancia, se origina una reflexión de la energía de la onda, la cual se detecta en la superficie por los geófonos y grabada en cintas magnéticas. El conjunto de grabaciones es

---

procesado digitalmente y presentado visualmente en las secciones sísmicas.<sup>4</sup>

**SÍSMICA DE POZO.** Técnica de reflexión sísmica que aprovecha la perforación de los pozos para así obtener más y mejor información sísmica del área mediante sondas colocadas dentro del pozo, y por lo tanto, muy cercanas a los cambios litológicos y que se emplean para complementar la información obtenida por el método de reflexión sísmica superficial.<sup>23</sup>

**SISMOGRAMA.** Ver Sección Sísmica.

**SISMOGRAMA SINTÉTICO.** Es la reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo, mediante el empleo de los registros sísmicos de porosidad y densidad de la formación.<sup>23</sup>

**TIEMPO DE TRÁNSITO.** Es el inverso de la velocidad de intervalo. Es el tiempo que tarda una onda sísmica en recorrer un pie o un metro de formación.

**TRAZA SÍSMICA.** Integración de todas las trayectorias de punto de reflejo común por reducción de estas a la horizontal.

**VELAN (VELOCITY ANALYSIS).** Gráfica de la Velocidad Media Cuadrática VRMS contra el Tiempo Doble de Reflexión.

**VELOCIDAD APARENTE.** Velocidad medida en los sismogramas.

**VELOCIDAD DE APILAMIENTO.** Velocidad que representa la máxima coherencia dentro de todas las velocidades de una familia de trazas sísmicas.

**VELOCIDAD DE INTERVALO.** Velocidad promedio en el intervalo formado por dos cuerpos reflectantes obtenida mediante la ecuación de Dix y las velocidades VRMS.

**VELOCIDAD MEDIA.** Velocidad promedio de una onda sísmica en el intervalo formado por la superficie y el horizonte reflector obtenidas mediante el método de Perfiles de Reflexión y T- $\Delta$ T, o bien mediante la relación Profundidad de la capa reflectora Z y Tiempo sencillo de reflexión.

**VRMS.** Velocidad media cuadrática medida desde la superficie hasta un punto de reflejo común.

**VLN.** Extensión de los archivos tipo texto que contienen la información de velocidades VRMS y tiempos dobles de reflexión.

---