

01124  
19



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DEL ASENTAMIENTO  
DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A ,  
JOAQUIN HERNANDEZ PORRAS

DIRECTOR DE TESIS:  
M. EN I. JOSE MARTINEZ PEREZ



CIUDAD UNIVERSITARIA

NOVIEMBRE DEL 2003

a



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

# PAGINACION DISCONTINUA



SR. JOAQUÍN HERNÁNDEZ PORRAS  
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:

**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
	OBJETIVO
I	ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES
II	ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA
III	METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES
IV	TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO
V	METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO
VI	DISEÑO GEOMÉTRICO DEL POZO
VII	APLICACIÓN
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA
	REFERENCIAS

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., el 29 de octubre de 2003  
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO -  
GFB:TAGC\*grg

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

b

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS  
DE REVESTIMIENTO”

Tesis presentada por:

Joaquín Hernández Porras

Dirigida por:

M. en I. José Martínez Pérez

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Jurado:

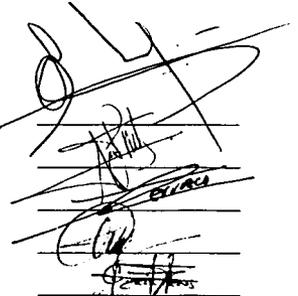
Presidente: M. en I. José Ángel Gómez Cabrera

Vocal: M. en I. José Martínez Pérez

Secretario: Ing. Martín Terrazas Romero

1er. Suplente: Ing. Javier Arellano Gil

2do. Suplente: I.Q. Cristina Aviles Alcántara



Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo profesional.

NOMBRE: Hernández Porras Joaquín

FECHA: 11 / Nov / 2003

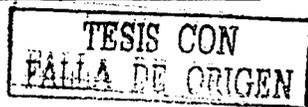
FIRMA: [Firma]

Ciudad Universitaria, México D.F.  
Noviembre de 2003

C

## DEDICATORIA

α τι, todo te δεβο ηο! σε)ορ μίο!  
ελ σε)ορ εσ μι λυζ ψ μι σαλπαχι Γν,  
ελ σε)ορ εσ λα δεφενσα δε μι παιδα  
σι ελ σε)ορ εσ μι λυζ, «α θυιεν τεμερ!»  
..Ουί ν με ηαρ( τριβλαρ)?



A HORTENSIA PORRAS CASTILLO (MI MAMA), POR NUNCA ABANDONARME AUN EN LOS MOMENTOS MAS DIFICILES, POR SU APOYO INCONDICIONAL, SU AMOR Y CRIER EN MI A PESAR DE TODO.

A MI PAPA, POR SU EJEMPLO, CON TODO MI CARINIO ADMIRACION Y RESPETO.

A MI ABUELO, OLEGARIO HERNÁNDEZ CRUZ, POR SU APOYO Y BUEN CONSEJO.

A MI HEROE: ROBERTO HERNÁNDEZ PORRAS QUE TODA EMPRESA QUE REALICES TENGA ÉXITO Y QUE NUNCA CAMBIES TQM.

A MI HERMANITA, JUANA BEATRIZ HERNÁNDEZ PORRAS, QUE OJALÁ LE SIRVA DE MOTIVACIÓN LOGRAR SUS METAS TQM.

A ABYENI J. ORTIZ MAYA, POR ESTAR CONMIGO SIEMPRE QUE TE NECESITO, REGALARME UN PEDAZO DE TU VIDA, Y TRATAR DE ENTENDERME TQM.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, MI ALMA MATER, MUY EN ESPECIAL A LA FACULTAD DE INGENIERÍA POR DARMER LA ESENCIA DE SU ESPÍRITU Y UNA PARTE DE SU CONOCIMIENTO GRACIAS...

A MIS AMIGOS EL M. EN I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ GRACIAS POR SU PACIENCIA Y AMISTAD, M EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CARRERA, NESTOR MARTÍNEZ ROMERO, POR SU EJEMPLO Y APOYO.

A TODOS AQUELLOS MIEMBROS DE MI FAMILIA POR SU GRAN APOYO: ELDA PORRAS, CANDELARIA Y ADELAIDO (E.P.D.), EDGARDO, JAIME, VÍCTOR, ZAIDE, FERNANDO Y ROSALBA, CESAR, MARIALUISA, CON MUCHO CARINIO A MARTA M., HOMAR O. GLORIA Y JUDITH, A MI TIO EVENCIO (E.P.D.), CARLOTA BECERRIL (E.P.D.), GONZALO Y MARILU, PATRICIA Y JOSE LUIS, A CARLOS GARCÍA, MONICA Y ADRIANA, A PATY CORREA Y MIGUEL AMEZCUA POR SU APOYO INCONDICIONAL BUENOS CONSEJOS Y CARINIO.

A MIS AMIGOS A LOS QUE MENCIONO, Y A LOS QUE NO YA SEÁ POR FALTA DE MEMORIA O ESPACIO PERO QUE SON PERSONAS MUY ESPECIALES PARA MI: A RODRIGO, ADRIÁN, MARIANO Y DAISYKE DONDE QUIERA QUE ESTES (E.P.D.), A YAZMIN GARCÍA, HUGO, MIKE, HÉGEL, BLANQUITA, PULI, LIZ, A ALEO, JULIA, A MI FAMILIA, ERIC, KARLA, ALAN, ALE, NANCY, PRADO Y ALEJANDRO, JESÚS VERA, SUSANA TENORIO, JANET MCCARVER, STEVE C. BAGLEY Y AARON Y CHRIS, JORGE Y HOMAR ORTIZ, VIRI, ALMA.

A LOS INGENIEROS JAVIER ARELLANO GIL, POR SU GRAN AYUDA Y AMISTAD, CRISTINA AVILES, MARTÍN TERRAZAS POR LA REVISIÓN DE MI TESIS Y ESTAR EN MI JURADO.

A MIS PRIMOS COMO EL TESTIMONIO, QUE SI REALMENTE DESSEAN HACER ALGO "BUENOS" NUNCA DESISTAN EN SUS CONDICIONES: MARTA, ZAIDE, ERIKA SANCHEZ, ERIKA HERNÁNDEZ, ARACELI MAYNSA, BEATRIZ, SALVADOR Y GUARLETISMO, MONTZE, ADRIANA, HIZEL, VICKI, EUNICE, FERNANDA, CARMEN, LUCY, TINA, ERIC, HOMAR, JAIME, RODRIGO, FABIAN, ELBI, GILS, ANABEL, ROSARIO, ORIBEL, ELMA, IVAN, ROBERTO Y TELLO SALGADO.

# **INDICE**

---

## **METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

### **RESUMEN**

### **INTRODUCCIÓN**

### **OBJETIVO**

#### **I. ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES**

##### **INTRODUCCIÓN**

- I.1. DEFINICIÓN DE GEOPRESIONES**
- I.2. GENERACIONES U ORIGEN DE PRESIONES ANORMALES**
- I.3. CONCEPTOS DE ESFUERZO**

#### **II. ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA.**

##### **INTRODUCCIÓN**

- II.1. GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN**
- II.2. GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA**

#### **III. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES.**

##### **INTRODUCCIÓN**

##### **OBJETIVO**

- III.1. INFORMACIÓN NECESARIA**
  - III.2. PROCEDIMIENTO**
  - III.3. SOFTWARE**
  - III.4. ANEXOS**
-

**IV. TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

**INTRODUCCIÓN**

- IV.1. TIPOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN
- IV.2. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO PARA LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS T.R'S
- IV.3. SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA SUPERFICIAL

**V. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

**INTRODUCCIÓN**

**OBJETIVO**

- V.1. INFORMACIÓN NECESARIA
- V.2. PROCEDIMIENTO
- V.3. SOFTWARE
- V.4. ANEXOS

**VI. DISEÑO GEOMÉTRICO DEL POZO**

**INTRODUCCIÓN**

- VI.1. TERMINACIÓN DEL POZO
- VI.2. PROBLEMAS DE SELECCIÓN DE MEDIDAS
- VI.3. SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y LA BARRENA
- VI.4. COMBINACIONES ESTÁNDAR BARRENA – TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

**VII. APLICACIÓN**

**INTRODUCCIÓN**

- VII.1. COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA
  - VII.2. GEOPRESIONES
  - VII.3. DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO
-

## INDICE

---

- VII.4. DISEÑO GEOMÉTRICO DEL POZO CITAM 12
- VII.5. CEMENTACIONES
- VII.6. OBSERVACIONES

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**  
**BIBLIOGRAFÍA**  
**REFERENCIAS**

## RESUMEN

---

### RESUMEN

La determinación de las geopresiones es de suma importancia, debido a que estas juegan un papel predominante en la concentración de los hidrocarburos. Debido a su alto potencial, las presiones anormales altas, pueden contribuir a la expulsión de los fluidos (especialmente hidrocarburos), también para facilitar el fracturamiento profundo y actuar como un sello. Además contribuyen al conocimiento de los riesgos asociados con la perforación en presencia de las mismas, ya que estos incluyen la posibilidad de la pérdida de un pozo o en caso extremo de una vida humana.

Por otro lado el conocimiento de las geopresiones es el inicio del diseño del pozo, y parte fundamental para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

En el presente trabajo se pretende realizar una importante contribución a las técnicas superficiales de determinación de Geopresiones. Y su valor consiste en poner a los practicantes de la Ingeniería Petrolera sobre aviso de las principales herramientas para la detección y evaluación de las mismas, durante las varias etapas de la exploración, antes, durante y después de la perforación. En el trabajo se describe y examina los métodos más usados. Así teniendo claros los conceptos y los valores de las geopresiones se puede hacer un adecuado diseño de las tuberías de revestimiento. No hay duda de que estando prevenidos de este fenómeno, y, actuando bajo las recomendaciones de que de esto provienen, ayudará a evitar incidentes o accidentes.

Tomando la filosofía de que este mundo cambia inexorablemente se hace una revisión del estado del arte en la determinación de las presiones de poro y fractura poniéndola así en expresa vanguardia (tan necesaria en el entorno de la industria petrolera actual), para su utilización inmediata.

En los dos primeros capítulos se proporciona la información general de los tipos de presión que se pueden encontrar en el curso de la predicción, recopilación e interpretación de las operaciones de perforación. Se definen también los términos y métodos de presión representativos. Y se ocupa una pequeña sección para explicar conceptos de esfuerzos; por otro lado se presenta de manera original la metodología que nos lleva a su determinación de una forma ordenada y precisa, puesto que, esto es un paso esencial hacia un mejor entendimiento de la distribución de la presión.

Se incluye un capítulo para definir los tipos y funciones de las tuberías de revestimiento, y a su vez, se presenta la segunda metodología esencial para la óptima determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento lo cual representa la parte central de este trabajo; esto como herramienta para analizar algunos de los componentes del objetivo de la perforación de pozos (comunicar el

---

## RESUMEN

---

---

yacimiento con la superficie de una manera rápida, económica y segura, para obtener como producto final un pozo útil y durable).

Para lograr el objetivo mencionado, es necesario, antes de iniciar la perforación elaborar un programa técnico lo más detallado posible, en el que se incluyen las actividades en general, tiempos y costos de ese pozo. Por lo tanto en este trabajo el capítulo VI se ocupa del diseño geométrico del pozo, uno de sus temas principales.

Por último se incluye un capítulo donde se ejemplifica un caso de perforación y terminación de un pozo, siguiendo la metodología descrita en este trabajo de tesis.

## INTRODUCCIÓN

---

### INTRODUCCIÓN

Frecuentemente se presentan dificultades técnicas en la exploración petrolera cuando se encuentran zonas de presión anormal; tales presiones son un fenómeno mundial (Fig. I.1).

Las presiones de formación pueden ser anormalmente altas o anormalmente bajas con respecto a la presión hidrostática normal. En esta tesis trataremos de manera general con las presiones anormalmente altas, que usualmente son llamadas sobrepresiones o en veces geopresiones anómalas positivas.

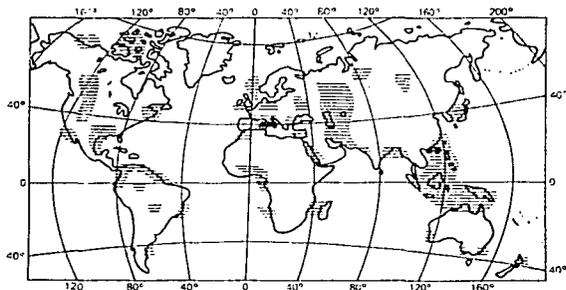


Fig.I.1. Distribución global de las presiones anormales.

La mayoría de las provincias petroleras manifiestan algún tipo de presión anormal. De hecho, la presión se manifiesta con diferentes grados de variación en todas las cuencas sedimentarias. Ya sea por causas climáticas o técnicas, o por que los campos petroleros son difíciles de encontrar, existe una deficiencia de información la cual se refiere en vastas áreas del mundo (por ejemplo, la Antártica). Las áreas de exploración que son técnicamente de mayor dificultad, en conjunto, con un gran intercambio de información, indudablemente contribuyen a un mejor entendimiento de la distribución de las presiones de formación.

La distribución de las presiones anormales observadas abarca una vasta área, no simplemente en la escala geográfica, sino también en la escala vertical, y puede abarcar el intervalo sedimentario completo desde los niveles superficiales hasta profundidades de 8000 m y más.

---

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## INTRODUCCIÓN

---

Además de ser más probable encontrar en series sedimentarias más recientes las presiones anormales existen en formaciones con altas variaciones de litología, en cualquier lugar entre el Pleistoceno y el Cambrico. Aún en rocas ígneas existen ejemplos de presiones anormales en sus ambientes correspondientes (densidad de equilibrio = 1.8 – andesitas del Cretácico, la formación Bai Exi – Golfo de Bohai – China.).

Las series sedimentarias recientes, las cuales frecuentemente contienen presiones anormales, están en un estado de actividad geodinámica. La dinámica de la sedimentación y las consecuencias de la actividad tectónica influyen en la evolución de las presiones. El tiempo es un factor determinante en este proceso, y confiere un carácter momentáneo a la evolución de las presiones anormales.

El periodo más largo de vida de las anomalías de presión puede variar grandemente, desde virtualmente un instante en tiempo geológico, ósea desde unos pocos segundos a varios millones de años (movimientos de falla, corrientes), hasta periodos de tiempo que conllevan decenas de millones de años (por ejemplo, una zona deltaica). Una presión anormal no es necesariamente contemporánea a los sedimentos circundantes, por ejemplo, una presión medida en una zona Paleozoica pudo haberse desarrollado en el periodo Terciario.

La presencia de un sistema cerrado o semicerrado, es un prerequisite esencial para el desarrollo y mantenimiento de las presiones anormales. La imposibilidad de escape del fluido contenido en los poros, es lo que condiciona la existencia y duración de las presiones anormalmente altas.

Los orígenes de las presiones anormalmente altas difieren a través de los procesos sedimentarios, tectónicos y fisicoquímicos con los cuales puedan estar asociadas. Debemos observar que algunos orígenes conducen a presiones anormales las cuales se pueden detectar antes, y/o durante la perforación.

En la exploración petrolera, las consecuencias de las presiones anormales pueden ser a la vez deseables y no deseables. Deseables en el sentido de que ellas afectan el gradiente hidrodinámico y por lo tanto incitan a la migración de los hidrocarburos. Estos pueden reforzar la eficiencia del sello y así proteger la acumulación, y aún, pueden estar presentes al origen de la estructura a través del diapirismo de las arcillas. Algunas veces indeseables, ya que ellas son frecuentemente impredecibles o incuantificables.

La perforación exploratoria puede mantener altas pérdidas en los términos o ámbitos humano – financieros debido al conocimiento incompleto de la presión de formación.

## INTRODUCCIÓN

---

En el pasado existían dos métodos recomendados para perforar pozos, cuando existía el riesgo de presiones anormales. Uno era llamado "perforando en busca del brote", y consistía en usar una densidad de lodo mínima para alcanzar un ritmo mas alto de perforación y aceptando el riesgo de encontrar un brote. Entonces era posible cerrar el pozo, calcular la presión de formación y ajustar la densidad del lodo para el caso. Sin embargo debe hacerse la acotación de que este método muchas veces conducía a reventones no controlados, y requería de un alto nivel de supervisión y técnica en cualquier operación.

El otro método, llamado "perforación sobrebalance", consistía, en lo contrario, ósea, mantener la densidad del lodo muy alta en orden de minimizar el riesgo de reventones. Sin embargo, las desventajas de este, incluyen, pérdidas de lodo, pegaduras diferenciales, ritmos de perforación bajos o lentos y manifestaciones de gas.

La calidad de un programa de perforación depende de que también se conozca la presión de formación. No es suficiente crear un programa inflexible y apegarse de manera rígida a él. De cualquier forma existe el riesgo de una presión anormal, el método de perforación a ser usado consiste en su mayor parte en la evaluación continua de la presión de formación de manera tan precisa como sea posible y de su adaptación al programa de perforación. El objetivo de este trabajo es conjuntar y explicar los diferentes orígenes de las presiones de formación, en conjunción con métodos de predicción, detección y evaluación de las mismas, y las recomendaciones consecuentes para procedimientos de campo.

Este trabajo de tesis esta primariamente intencionado para Ingenieros de Exploración (subsuperficial) e Ingenieros Petroleros responsables de las operaciones de perforación. Pero así mismo es de gran interés para todos los Geólogos del Área de Explotación del Petróleo que necesiten entender el fenómeno asociado con las presiones anormales. Esto a su vez cubre la necesidad de conjuntar los conocimientos adquiridos a través de la experiencia dentro del grupo de estudio de la Facultad de Ingeniería en el área del petróleo y de la que se pueda encontrar en la literatura. La presente tesis no pretende dar al lector un conocimiento exhaustivo de los orígenes de las presiones anormales, y más que dar un discernimiento penetrante, en su completa extensión, la cual la direccionaria en primera instancia a investigadores, esta dirigida a practicantes. Su función es resaltar las técnicas de predicción, detección y evaluación disponibles para el lector. Se revisan de manera crítica los varios métodos existentes que avanzan en este propósito, y se pone especial atención en la necesidad de usar sus combinaciones, ya que estos pueden variar en efectividad de una cuenca a otra.

---

## INTRODUCCIÓN

---

Así también se cubren de manera completa los temas prácticos relacionados, tales como conceptos de presión, gradientes, y presiones de fractura y sobrecarga.

No olvidando en ningún momento que lo anterior solo es una poderosa herramienta para la selección optimizada de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento y por ende del máximo rendimiento del diseño geométrico del pozo. Pozo que será entregado en perfectas condiciones al personal de producción y permitirá hacer la toma de registros e información en general sin problemas, así como dejarlo preparado para hacer futuras intervenciones por cualquiera de las ramas, por ejemplo; yacimientos.

## **OBJETIVO**

---

### **OBJETIVO**

Obtener una metodología que ayude a determinar de manera secuencial, correcta y exacta los aspectos más importantes en la determinación de la profundidad óptima de las tuberías de revestimiento.

I.1 DEFINICIÓN DE GEOPRESIONES

I.1.1 DEFINICIONES

PRESIÓN HIDROSTÁTICA.

Presión hidrostática es aquella que ejerce el peso de una columna estática de fluido por unidad de área. Ésta es función de la altura de la columna del fluido y del peso específico del mismo. Las dimensiones y geometría de la columna de fluido no tienen efecto en la presión hidrostática. La altura de la columna de fluido es la distancia entre el punto de medición y la proyección de la ubicación del pozo, perpendicular a este punto (profundidad vertical verdadera).

Esta se define por la siguiente ecuación:

$$P_h = \rho * g * h = 9,81 * \rho * h \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

- $P_h$  = Presión hidrostática (Pascales)
- $\rho$  = Densidad promedio del fluido ( $\text{Kg/m}^3$ )
- $g$  = Aceleración de la gravedad ( $9.81 \text{ m/s}^2$ )
- $h$  = Altura vertical de la columna de agua (m)

En la práctica, se usa la siguiente formula:

$$P_h = \rho * \frac{h}{10} \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde:

- $P_h$  = Presión hidrostática ( $\text{Kg/cm}^2$ ) ( $\text{Kg}^*$ fuerza)
- $\rho$  = densidad promedio del fluido ( $\text{g/cm}^3$ )
- $h$  = altura vertical de la columna de fluido (m)

El coeficiente 10 toma en consideración las unidades métricas de campo y la aceleración de la gravedad. ( $9.81 \text{ m/s}^2$ )

**PRESIÓN DE SOBRECARGA.**

La presión de sobrecarga a una profundidad determinada es la presión ejercida por el peso de los sedimentos sobreyacentes tanto de la matriz rocosa como del fluido que contiene, ya que esta no es una presión que se deba exclusivamente a efectos de un fluido. Es preferible distinguirla entre el fluido y matriz de roca, usando el termino, esfuerzo de sobrecarga.

Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$S = \rho_b * \frac{z}{10} \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

- S = Esfuerzo de sobrecarga (kg/cm<sup>2</sup>)
- $\rho_b$  = Densidad promedio de la formación (g/cm<sup>3</sup>)
- z = Espesor vertical de los estratos sobreyacentes (m)

La densidad de un sedimento ( $P_b$ ) es una función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido contenido en los poros.

Esta se expresa como:

$$P_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_m \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

- $\Phi$  = Porosidad (fracción)
- $\rho_f$  = Densidad promedio de la formación (g/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_m$  = Densidad de la matriz (g/cm<sup>3</sup>)

La porosidad del sedimento disminuye bajo los efectos de la compactación y es proporcional al incremento de la presión de sobrecarga.

En el caso de las calizas, por ejemplo, esta reducción es esencialmente dependiente del peso de los sedimentos (Fig. 1.2). Si la porosidad de las calizas y la profundidad se representan en escalas aritméticas, la relación entre estos dos parámetros es una función exponencial. Por otra parte, si expresamos la porosidad logaritmicamente, la relación porosidad - profundidad es aproximadamente lineal.

En areniscas y carbonatos, esta relación es función de varios parámetros diferentes a la compactación, tales como, efectos diagenéticos, composición original y otros más.

Una disminución en la porosidad esta necesariamente acompañada por un incremento en la densidad.

En la parte mas alta de la columna sedimentaria, la densidad hace crecer el gradiente de manera significativa en comparación con la profundidad Fig. 3.

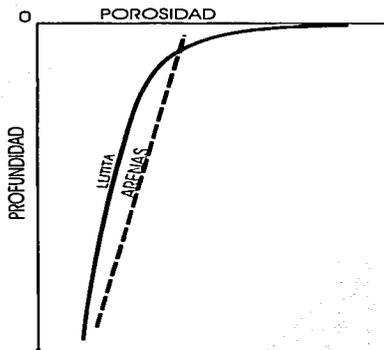


Fig. 1.2. Diagrama esquemático de la relación porosidad/profundidad.

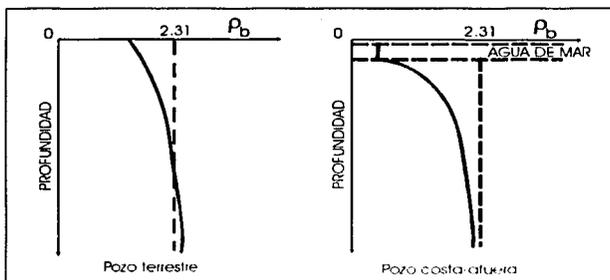


Fig. 1.3. Cambios en la densidad promedio de los sedimentos (terrestre/costa-fuera) (2.31 = densidad promedio a esa profundidad)

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

La densidad promedio generalmente usada es  $2,31\text{g/cm}^3$  (equivalente a 1 psi/ft). Este valor *puede usarse solo para aproximaciones*.

### PRESIÓN DE FORMACIÓN.

La presión de formación es la presión del fluido contenido en los espacios porosos de las rocas. Ésta es también conocida como presión de poro ( $P_p$ )

En la figura 1.4 se ilustran las 3 categorías de presión de formación:

- Presión anormalmente baja (presión subnormal). Es la presión que esta por debajo de la presión normal.  $P_p < P_h$
- Presión normal. Es una función de la densidad del fluido (nativo del lugar) de los poros.
- Presión anormalmente alta (sobrepresión). Presión cuyo valor numérico esta sobre el valor de la presión normal, y usualmente limitada por la presión de sobrecarga.  $P_p > P_h$

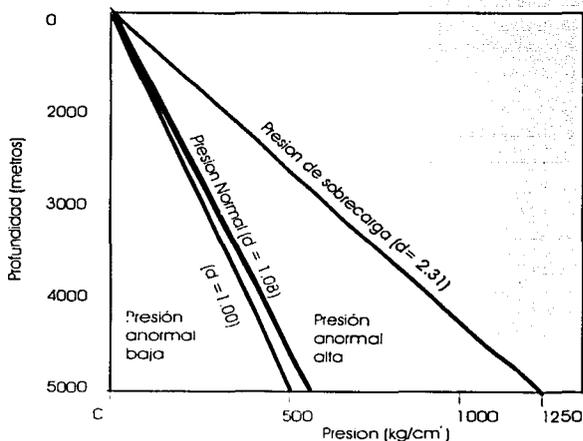


Fig. 1.4. Gráfica presión vs. profundidad – clasificación de los tipos de presión.

NO SE PUEDE  
REPRODUCIR  
SIN  
TESIS CON

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

Nótese que las expresiones "presión subnormal" o "sobrepresión", las cuales deberíamos seguir usando para estar en la línea normal de la práctica, no son estrictamente correctos. El término correcto sería anomalías positivas y negativas de presión respectivamente.

### PRESIÓN DE FORMACIÓN NORMAL

En condiciones hidrostáticas normales del fluido del lugar la presión de formación y la presión hidrostática son iguales a:

$$P_p = P_h = \rho \cdot \frac{h}{10} \dots\dots\dots (1.5)$$

Por lo tanto en condiciones hidrostáticas, la presión del fluido de formación depende del peso de la columna de agua que esta saturando los poros de los sedimentos entre el punto de medición y la atmósfera. Esto implica una conexión entre los poros a la atmósfera, sin importar la morfología y el camino del fluido.

La densidad del agua de formación es una función de la concentración de los sólidos disueltos, usualmente expresado esto como salinidad.

Así como las aguas de formación varían de una forma significativa en salinidad, estas variarán en densidad.

Tipo de agua	Salinidad Cl <sup>-</sup> mg/l	Salinidad NaCl mg/l	Densidad del agua g/cm <sup>3</sup>
Agua dulce	0 a 1 500	0 a 2 500	1.00
Agua salada (ejemplo)	18 000	30 000	1.02
Agua de formación (ejemplos)	10 000	16 500	1.01
	36 000	60 000	1.04
	48 000	80 000	1.05
	60 000	100 000	1.07
Agua salada saturada de NaCl	192 667	317 900	1.20

Fig. 1.5. Densidad del agua en relación con su salinidad (a 20 °C, condiciones estándar)

Generalmente las densidades del agua superficial son del orden de 1 a 1.04 pero para el agua de formación son mucho mas variables y pueden llegar al valor de hasta 1.20 g/cm<sup>3</sup> y posiblemente hasta más en el caso particular de estar el agua en contacto con evaporitas.

ESTE CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

---

La densidad del agua usada en la formula (1.2) para evaluar la presión hidrostática debería, donde sea posible, ser la densidad promedio para el intervalo entre el punto que esta siendo estudiado y la superficie.

El rango de las densidades de agua de formación promedio usadas generalmente para cuencas sedimentarias varia de 1.00 a 1.08 g/cm<sup>3</sup>.

La densidad promedio se determina por medio de mediciones directas de presión y/o del análisis del agua de formación producida.

Nótese que una pequeña variación de la densidad del agua lleva a una significativa diferencia de presión de formación para una profundidad determinada:

### Ejemplo:

A 2000 (m) — Densidad promedio del agua 1.00:  $P_h=200 \text{ Kg/cm}^2$   
— Densidad promedio del agua 1.07:  $P_h=214 \text{ Kg/cm}^2$

### PRESIÓN DE FORMACIÓN ANORMAL.

En ciertas condiciones hidrostáticas la "h" o la "d" pueden dar como resultado anomalías de presión.

La "h" ha sido definida como la altura vertical de una columna de agua (ver párrafo 1.1.1. )

Para cualquier punto dado esta altura no necesariamente corresponde a la altura vertical del pozo (z) de manera similar, "d" puede ser una función de la presencia de fluidos aparte de agua.

#### □ Anomalía negativa

Una de las causas más comunes de este fenómeno es el nivel piezométrico a una altitud más baja de la elevación a la cual se penetra durante la perforación (Figura 1.6 yacimiento A). Esto explica el porque de la presencia de tales anomalías de manera frecuente en áreas montañosas.

La posición del nivel de agua con relación a la superficie de la tierra (Figura 1.6 yacimiento B) es también causa de presiones subnormales, especialmente en áreas de tipo árido.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

Puede notarse que ambas anomalías de presión son de origen hidrostático, pero deben tomarse en cuenta debido a su impacto en operaciones de perforación.

Esto se ilustra en la Figura 1.6 donde:

- La presión de formación en A (yacimiento en la parte superior) es igual a la presión atmosférica.
- La presión de formación en B (base de yacimiento en la parte inferior) es una función de la altura de la columna de agua "h".

Lo cual es igual a:

$$P_p = \rho * \frac{h}{10} \dots \dots \dots (1.6)$$

Otra situación mas extraña aún, es la marcada reducción, del promedio de la densidad del fluido de formación debido a la presencia de una columna de gas de un espesor significante. La profundidad somera del yacimiento en cuestión marcará el efecto de manera definitiva.

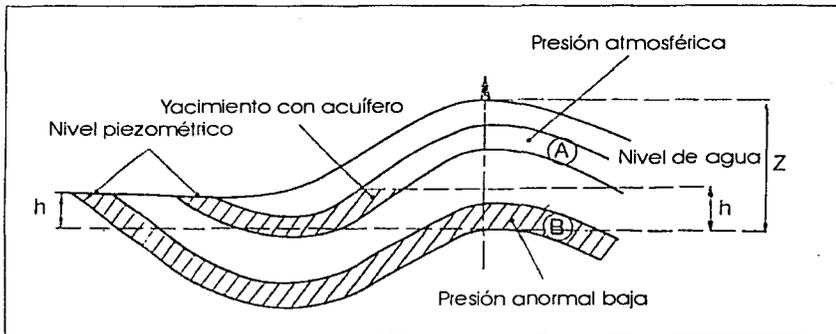


Fig. 1.6. Ejemplos de presiones anormales bajas

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

- Anomalía positiva
- Pozo artesiano

Si el punto de alimentación de un acuífero que fue perforado está situado a una altitud mayor que la del sitio donde se perforó el pozo entonces la presión de formación será anormalmente alta. (Figura 1.7).

Ya que la altura de la columna de agua  $Z_e$  es mayor que la profundidad vertical  $Z$  del acuífero en el pozo, la presión en A se expresa como:

$$P = \left( \frac{Z_e}{10} \right) * d \dots\dots\dots (1.7)$$

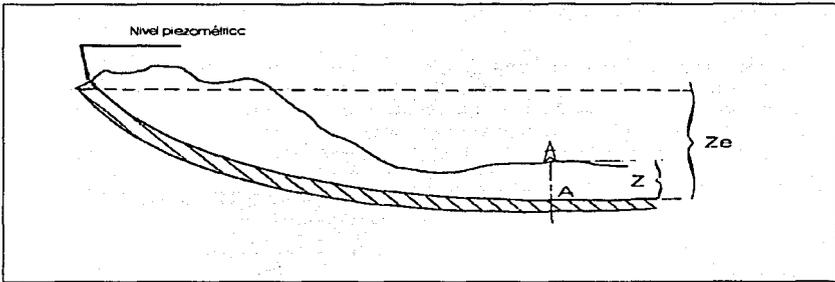


Fig. 1.7. Perforación de un yacimiento por debajo del acuífero (Pozo artesiano), anomalía de presión alta .

La anomalía de presión debida a esta diferencia en altura es entonces:

$$P = \left( Z_e - \frac{Z}{10} \right) * d \dots\dots\dots (1.8)$$

Si se dispone de suficiente información en la hidrogeología regional debería ser posible preparar programas adecuados de lodos para contrabalancear este tipo de anomalías de presión.

- Columna de hidrocarburos

Dentro de un yacimiento de hidrocarburos la columna de fluido crea una anomalía de presión. Esta columna alcanza su máximo en la parte más

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

alta del mismo. La fuerza que el agua ejerce sobre la interfase debido a la flotación es una función de las diferencias de densidad entre el agua y los hidrocarburos. La anomalía de presión en la parte superior de la columna de hidrocarburos se deriva de la siguiente formula:

$$P_{hc} = \frac{h}{10} * (d - d_{hc}) \dots\dots\dots (1.9)$$

Donde:

- P<sub>hc</sub> = anomalía de presión en la cima de la columna (Kg/cm<sup>2</sup>)
- h = altura de la columna de hidrocarburos (m)
- d = densidad del agua (g/cm<sup>3</sup>)
- d<sub>hc</sub> = densidad de los hidrocarburos (g/cm<sup>3</sup>)

**Ejemplo:**

Suponga un yacimiento de 500 (m) de espesor que se encuentra a una profundidad de 2 000 (m) el cual se encuentra impregnado en un espesor de 400 m, por gas de densidad 0.25 (a condiciones de fondo del agujero) con agua de formación de densidad de 1.05 (Fig.1.8):

$$P_{hc} = 400/10 (1.05 - 0.25)$$

$$P_{hc} = 32 (kg/cm^2)$$

Para una columna sedimentaria a presión hidrostática, la presión de gas en la cima del yacimiento es como sigue:

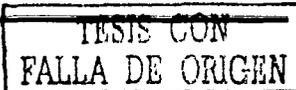
$$P = P_{hc} + [(Z/10) \times d]$$

$$P = 32 + [(2000/10) \times 1.05]$$

$$P = 242 (kg/cm^2)$$

La gráfica de la Figura 1.9 nos da un estimado rápido de la anomalía de presión como una función de la altura de la columna y de la densidad diferencial entre los hidrocarburos y el agua de formación.

La sobrepresión debida a esta diferencia en densidad decrece progresivamente de un máximo en la cima del yacimiento a cero en el contacto agua - hidrocarburo.



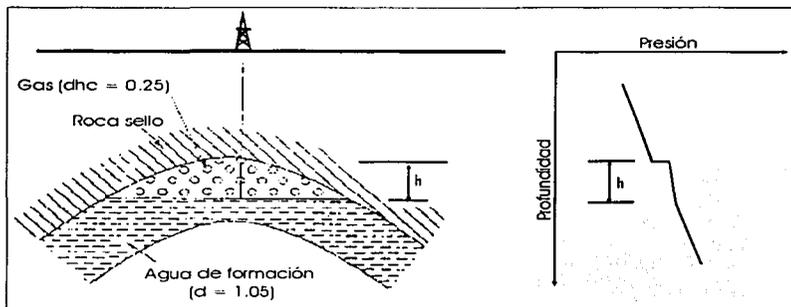


Fig. 1.8. Acumulaciones de hidrocarburos – Gráfica presión vs. profundidad.

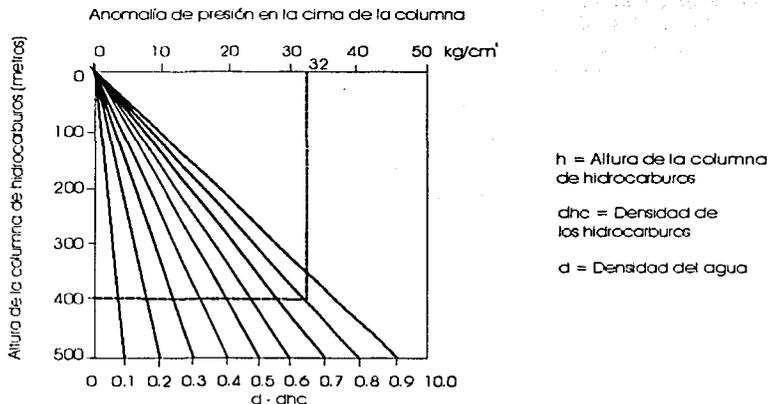


Fig. 1.9. Gráfica para la determinación de las anomalías de presión en la cima de la columna de hidrocarburos como una función de su altura y la densidad diferencial.

Aunque las anomalías de presión hidrostáticas mencionadas anteriormente no son estrictamente presiones anormales, estas son

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

generalmente tratadas como anormales, debido a sus implicaciones en las operaciones de perforación.

La expresión "presión anormal" es comúnmente usada en conexión con anomalías de presión hidrostáticas positivas (o no hidrodinámicas).

### 1.2. GENERACIONES U ORIGEN DE PRESIONES ANORMALES

#### 1.2.1. UNIDADES DE MEDIDA

Aunque el sistema oficial de unidades es el SI (Sistema Internacional de Unidades), éste no ha sido completamente adoptado por la industria del petróleo.

Por lo tanto en las situaciones donde la influencia angloparlante prevalece, se usan ya sea unidades de EEUU o inglesas. Aunque, en los países donde las unidades del SI han sido adoptadas oficialmente, la industria petrolera todavía tiene la tendencia a usar unidades más prácticas, por ejemplo para simplificar cálculos la unidad de presión Kg/cm<sup>2</sup> se usa aún en vez de la unidad oficial el Pascal. Pero nótese que el MegaPascal (Mpa = 10<sup>6</sup> Pa no es igual a 10<sup>6</sup> Kg/cm<sup>2</sup>), esta destinado a convertirse en la unidad universal para definir esfuerzos y presiones en el terreno geotécnico.

En este trabajo de tesis las siguientes unidades serán aplicadas de manera general:

- Longitud → metro, pulgada (diámetros de barrena o TR)
- Peso → kilogramo fuerza
- Presión → Kg/cm<sup>2</sup>
- Densidad → Kg/ L (o g/cm<sup>3</sup>)
- Gradiente de presión → (Kg/cm<sup>2</sup>)\*m<sup>-1</sup>\*10  
(consistente con el equivalente en densidad de lodo)
- Flujo → L/min

#### 1.2.2. REPRESENTACIONES PRESIÓN / PROFUNDIDAD

##### DENSIDAD DE EQUILIBRIO, DENSIDAD EQUIVALENTE.

El objetivo principal del lodo de perforación es equilibrar la presión de formación, lo cual esta entonces generalmente expresado en términos de densidad de equilibrio.

---

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

---

*Densidad de equilibrio ( $d_{eq}$ )* representa el peso promedio del lodo de perforación, requerido para contrarrestar la presión de formación.

*Densidad equivalente ( $d_{eqv}$ )* es la densidad correspondiente a la presión de la columna de lodo en relación con la profundidad.

- Si la columna de lodo de perforación permanece estática y su nivel esta en la línea de flujo, la densidad equivalente, iguala al peso promedio del lodo ( $d$ ).
- Si el nivel esta por debajo de la línea de flujo (pozo con pérdidas de lodo) entonces la densidad equivalente es menor que la densidad promedio:

$$d_{eqv} < d$$

- Si el conjunto de preventores (BOP) esta cerrado y se aplica presión al anular:

$$d_{eqv} > d$$

- Durante la perforación, las pérdidas anulares de presión y la presencia de recortes en suspensión conducen a:

$$d_{eqv} > d$$

En este caso la densidad equivalente se denomina densidad equivalente de circulación (dec)

Durante el viaje:

- La inducción por el jalón de la sarta ocasiona que:  $d_{eqv} < d$
- La surgencia por correr herramienta dentro del pozo ocasiona que :  $d_{eqv} > d$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

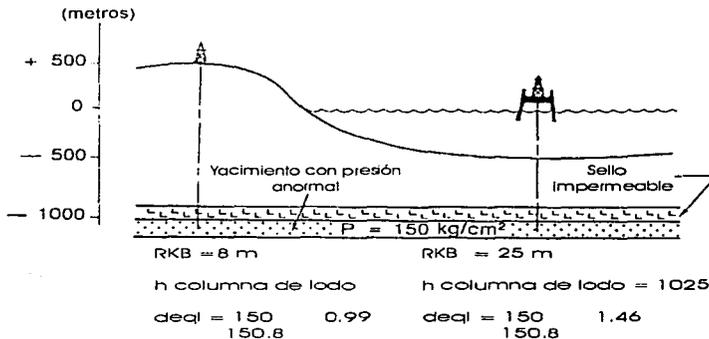


Fig. 1.10. Ejemplos de cálculos de densidades de equilibrio.

"Esto significa que la densidad equivalente  $d_{eqv}$  (no el peso del lodo d) tiene que ser comparada con la densidad de equilibrio  $d_{eq}$  para alcanzar el estado de balance de un pozo" (Blowout prevention and control - Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et de gaz naturel) - Techich Ed. - 1979

La mesa rotatoria (dato de nivel: RKB o piso de perforación) esta siempre sobre el nivel del mar para perforar. Puesto que la línea de descarga esta muy cerca de la mesa rotatoria, la elevación de la mesa se usa como dato para calcular la densidad de equilibrio.

La Figura 1.10 ilustra los cálculos de la densidad de equilibrio para dos pozos que atraviesan el mismo yacimiento.

Este ejemplo muestra claramente que la posición de la torre de perforación juega un papel determinante, en el cálculo del valor, de la densidad de equilibrio, para la formación, y por lo tanto, el peso equivalente del lodo a usarse.

El concepto de densidad de equilibrio es muy práctico en el sitio de ubicación del pozo, pero no llena completamente la necesidad de obtener valores de presión contra profundidad, los cuales pueden compararse de pozo a pozo y de región a región.

### GRADIENTES DE PRESIÓN

El concepto de gradiente fue introducido para dar un cierto grado de consistencia a los datos de presión.

En general, gradiente de presión es la relación de la variación de la presión con respecto a la profundidad.

*Gradiente de presión de formación (G)* es la unidad del incremento en la presión de poro para un incremento vertical, en profundidad de 10 m.

Si se mide una presión de poro de 150 Kg/cm<sup>2</sup> a una profundidad de 1025 m y una presión de 165 Kg/cm<sup>2</sup> a 1125 m el gradiente esta dado por:

$$G = \frac{165 - 150}{1125 - 1025} \times 10 = 1.50$$

En el caso de una formación que esta bajo presión hidrostática, dentro del mismo yacimiento con una fase continua, el valor de gradiente de presión (conocido como el gradiente hidrostático), es igual a la densidad del fluido intersticial (in-situ).

Es muy común solo conocer un valor de presión. Caso en el cual el gradiente se calcula de la profundidad absoluta (esto es, la profundidad bajo el nivel del mar), de manera que se puedan dar resultados mutuamente consistente por referencia al mismo dato.

Si tomamos el ejemplo ya visto (Figura 1.10):

Zt (distancia entre la mesa rotaria y el nivel del mar)= 25m

P = 150 Kg/cm<sup>2</sup> a 1025m (elevación de la mesa)

Profundidad absoluta: 1025m - 25m = 1000m

$$G = (150/1000) \times 10 = 1.50$$

Sin embargo, en una localización terrestre donde la cima del nivel de agua no coincide con el nivel del mar, el calcular el gradiente de presión, relativo al nivel del mar, mostraría una anomalía (Fig. 1.11).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

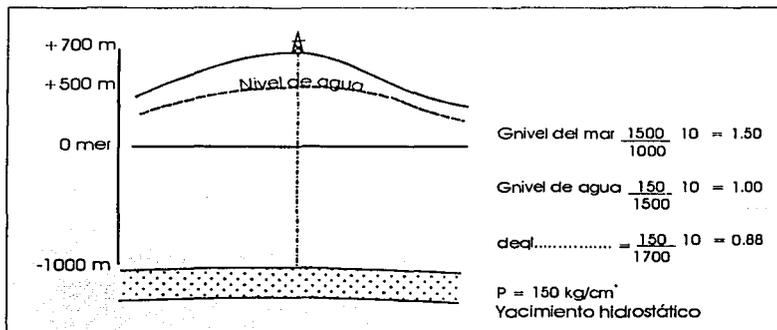


Fig. 1.11. Anomalía aparente en el gradiente de presión, asociada a la posición del nivel de agua.

En estas circunstancias se tiene que calcular el gradiente de presión de formación con referencia a la conocida altitud de la cima del nivel de agua para la región.

Mientras que el gradiente de presión de formación es muy útil en operaciones costa afuera y terrestre, cuando estos dos niveles están a la misma altitud, no se justifica cuando estos dos niveles difieren de manera significativa.

En estos casos se recomienda evitar esta confusión usando solo la densidad de equilibrio durante las operaciones de perforación.

Además de que el usar el gradiente usualmente da resultados más consistentes y elimina errores debidos a la topografía, esto puede no ser satisfactorio en el caso de que la posición de la cima del nivel de agua no se conozca exactamente.

*Gradiente de sobrecarga (GG)* éste es la unidad de crecimiento del esfuerzo ejercido por el peso de los sedimentos sobreyacentes para un aumento en la profundidad vertical de 10 (m). es igual a la densidad total de los sedimentos que componen el intervalo en cuestión.

*Gradiente de fractura:* Presión de fractura es la fuerza por unidad de área requerida para fracturar la roca. Si la densidad del lodo es muy alta, esta puede causar el fracturamiento de la formación y consecuentemente pérdidas de lodo.

El límite superior al cual una roca que conforma las paredes del pozo puede aguantar la presión de la columna de lodo, se llama presión de fractura. El gradiente de fractura es el incremento unitario en la presión de fractura, para un incremento de profundidad de 10 (m).

### NIVELES HIDRODINÁMICOS.

Los fluidos de la formación pueden estar en un estado ya sea dinámico o estático.

Se han descubierto contactos agua – aceite inclinados lo cual prueba que el fenómeno dinámico es de gran importancia.

#### □ Definiciones

Los fluidos poseen energía, la cual puede ser expresada como potencial hidrodinámico.

Este potencial puede ser representado como una columna de agua, usando la siguiente fórmula general:

$$H = \frac{P \times 10}{d} + Z \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde:

H = Nivel hidrodinámico (metros).

P = presión de formación a la profundidad Z (Kg/cm<sup>2</sup>)

d = densidad del agua

Z = profundidad bajo el nivel del mar del punto de medición (profundidad absoluta en metros).

Dependiendo de nuestro conocimiento en densidades de fluido, es posible definir tres tipos de nivel hidrodinámico.

- Nivel Pseudo-potenciométrico:  $d = 1$

Representa a la presión de la formación como una columna de agua dulce.

Continuamente esto se aplica cuando la densidad del fluido es desconocida, esto es la causa de su nombre "nivel pseudo-potenciométrico".

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

---

En el caso de un acuífero activo, es posible asumir que el nivel Pseudo-potenciométrico, esta dado por la altitud del nivel freático,

Por lo tanto  $H = Z$ .

- *Nivel piezométrico:  $d =$  medida del pozo*

Representa a la presión de formación como una columna de agua salada. La salinidad es la medición de una muestra de prueba.

El nivel piezometrico es la altura a la cual el nivel del agua se estabiliza en un pozo, no artesiano.

- *Nivel potenciométrico:  $d =$  densidad promedio.*

La densidad usada corresponde a la densidad promedio de la columna de agua saturando el yacimiento, entre los ingresos y la referencia.

En el caso de un acuífero de agua dulce, el nivel piezometrico (o nivel verdadero) corresponde a los niveles Seudo-potenciométrico y piezometrico

- Flujo

Hay mapas de niveles potenciométricos los cuales muestran que aún en acuíferos profundos ocurre el flujo hidrodinámico. Las condiciones hidrostáticas, no existen en la práctica a escala de cuenca.

Si el potencial de un fluido dado, no es uniforme, una fuerza actúa sobre el fluido para empujarlo, en la dirección de mínimo potencial. De hecho los fluidos migran hacia zonas de alto potencial, hacia zonas de bajo potencial (Figura 1.12).

Los fluidos de hecho fluyen de A hacia C, aunque la presión en B está sobre cero.

Donde la superficie potenciométrica esta inclinada hay fluido en movimiento en el yacimiento. La dirección de la inclinación, refleja la dirección de movimiento (Fig. 1.12.).

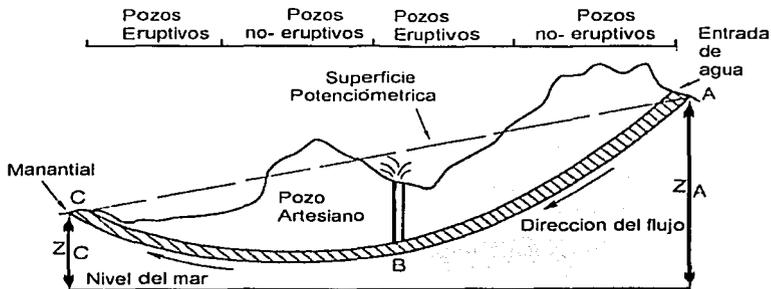


Fig. 1.12. Ilustración del flujo hidrodinámico de un fluido.

Ya que la superficie topográfica en B esta por debajo de la superficie potenciométrica, el pozo es artesiano.

Es posible definir el tipo de régimen de presión, comparando los niveles potenciométrico y topográfico.

Las diferencias en la altura del nivel hidrodinámico, reflejan la extensión a la cual los yacimientos, son continuos o limitados (Fig. 1.13).

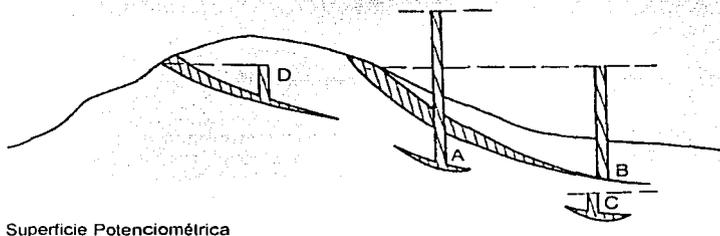


Fig. 1.13. Identificación del régimen de presión con referencia a la superficie potenciométrica

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

- A: Lentes con presión anormal positiva (sistema cerrado)
- B: Yacimiento artesiano
- C: Lentes con presión anormal negativa (sistema cerrado)
- D: Yacimiento con presión anormal hidrostática negativa

Los mapas de niveles potenciométricos pueden también ayudarnos a definir la dirección del flujo del fluido.

### GRÁFICA PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD

La gráfica presión vs. profundidad es un documento vital. Éste muestra no solo cambios en la presión de formación, si no también todos los otros datos relacionados a la presión, tal como pesos del lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura, pruebas de formación, pruebas de goteo, pérdidas de lodo, etc.

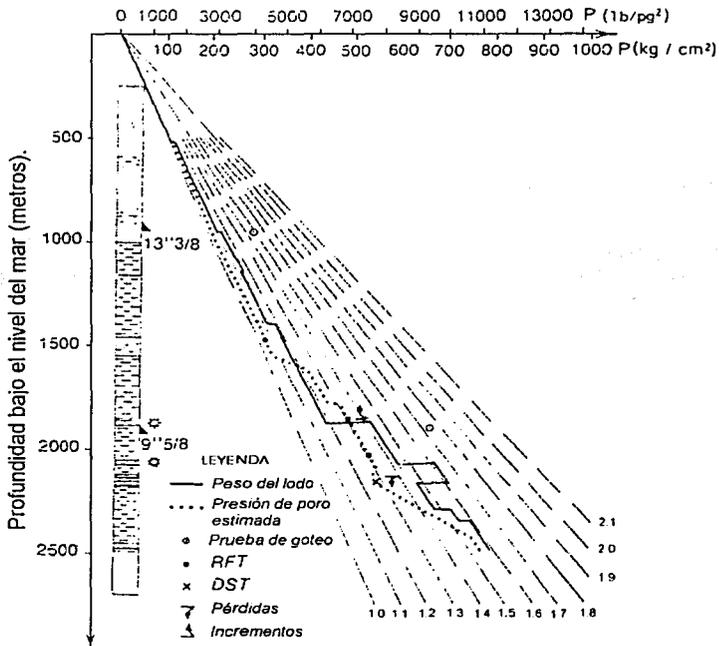


Fig. 1.14. Gráfica presión vs. profundidad

Trazando un grupo de líneas de tendencia en la gráfica de presión vs. profundidad podemos leer directamente ya sea el gradiente de presión (con el nivel del mar o el nivel de agua como dato) o la densidad de equilibrio (tomando la elevación de la mesa rotaria como dato).

Una de las aplicaciones más útiles para la gráfica de presión contra profundidad es la elevación de la altura de la columna de hidrocarburos en un yacimiento cuando el contacto agua-hidrocarburos se hace difícil de identificar por otros métodos.

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

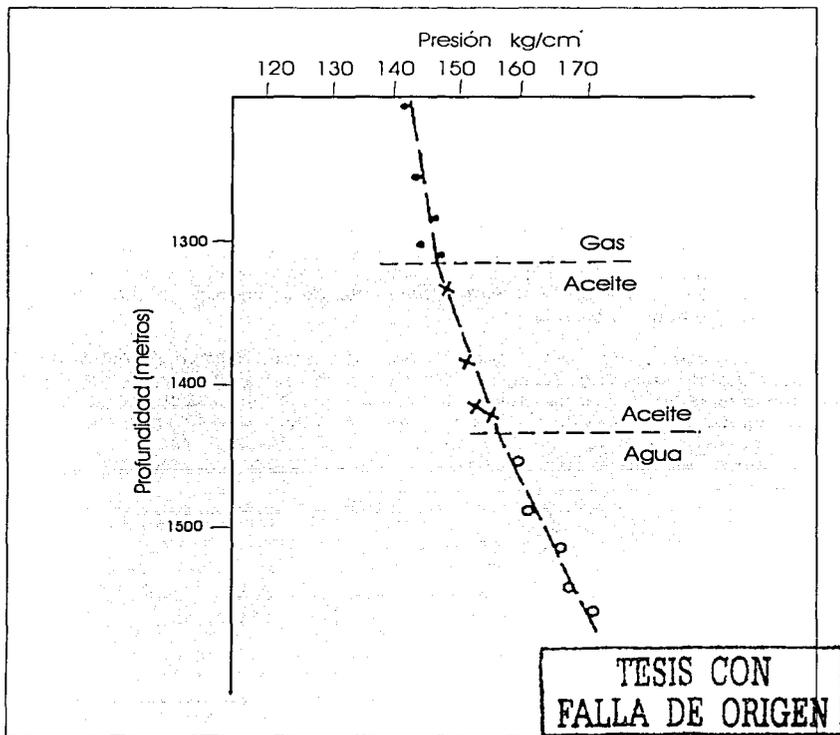


Fig.1.15. Determinación de los contactos agua/aceite/gas (Presiones medidas por RFT)

### 1.3. CONCEPTOS DE ESFUERZO

A diferencia de los líquidos los cuales, puede soportar solo cargas internas las cuales son iguales en todas las direcciones (distribución isotrópica), los sólidos pueden soportar cargas diferentes en una gran variedad de direcciones. Cuando un sólido, esta sujeto a fuerzas externas (por ejemplo, las

## CAPITULO I ANTECEDENTES DE GEOPRESIONES

---

fuerzas ejercidas en una muestra de roca en una celda de presión), éste reacciona distribuyendo las cargas internas elementales, llamadas, esfuerzos.

Estos difieren de dos diferentes maneras con las presiones a las que están sometidas por los líquidos.

- En las direcciones espaciales: un elipsoide de esfuerzos dado puede tener cualquier orientación y
- Existen dos tipos. Estos se pueden diferenciar de acuerdo a como la carga es aplicada. Si la carga es perpendicular a la superficie elemental en cuestión el esfuerzo se dice es: normal, y puede ser de tensión o compresivo (atribuible el signo menos a éste) una carga tangencial de la superficie elemental dada produce lo cual se llama esfuerzo cortante.

Hablando de forma general una superficie elemental infinitamente pequeña, dentro de un sólido (conocida como faceta) esta sujeta a una fuerza pequeña oblicua la cual puede ser descompuesta en una fuerza actuando perpendicularmente a la faceta (un esfuerzo normal) y otra fuerza paralela a la faceta (esfuerzo cortante). Es simplemente una aplicación más amplia de los componentes más comunes de la fuerza ejercida por un peso en un plano inclinado.

Se necesitan un número significativo de elementos de información, para definir las condiciones de un esfuerzo en un punto dado.

La mecánica del medio continuo dice que en cualquier punto de un sólido existen, tres planos interceptándose en ángulos rectos. Su orientación es desconocida, pero estos están sujetos a esfuerzos normales solamente. Y estos son conocidos como los planos principales y sus esfuerzos asociados se conocen como esfuerzos principales. Estos planos no están por lo tanto, sujetos a los esfuerzos de corte. Esto quiere decir que se requieren seis parámetros para describir las condiciones de esfuerzos en cualquier punto de un sólido: los tres esfuerzos principales y planos de orientación principales.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

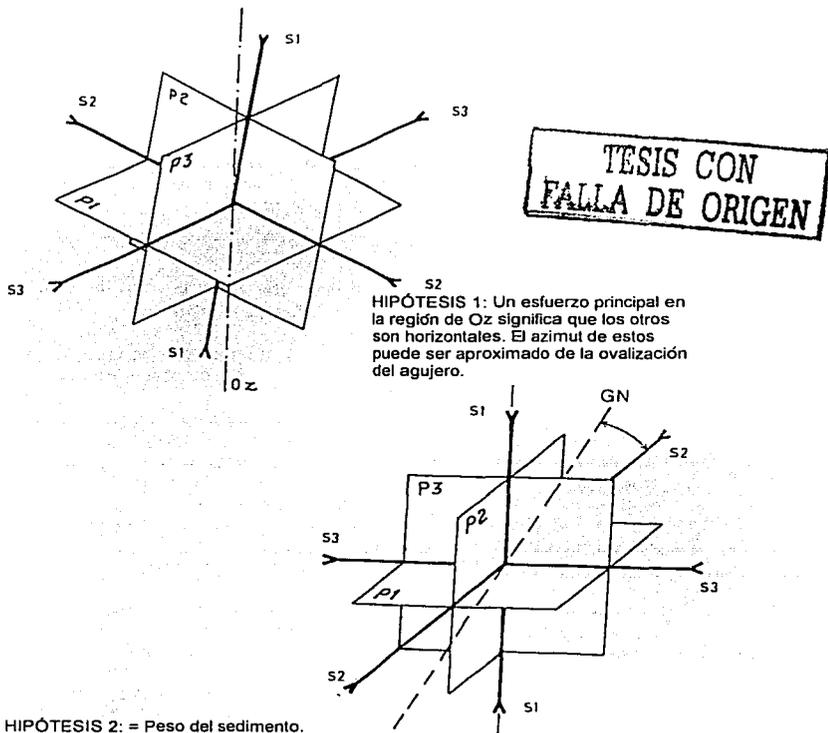


Fig. 1.16. Posible distribución de los elementos de un sólido.

Estos presentan una dificultad mayor en su determinación que un sólo parámetro (presión), el cual es el único que afecta las condiciones en los fluidos.

Para cualquier estructura geológica dada, no existe una razón por la cual las condiciones del esfuerzo que obedezcan a una distribución vertical y

horizontal de los esfuerzos principales, excepto tal vez en el caso de algunas cuencas tectónicamente inactivas. Aun así, es de esperarse que uno de los tres esfuerzos principales será muy cercano a vertical, y muy pronto se aceptará el hecho de que uno de ellos es realmente vertical.

En este caso la ovalización del agujero (debida a la presencia diferencial de los esfuerzos) puede indicar el azimut o rumbo de los dos componentes de esfuerzos horizontales.

Debe ser enfatizado el hecho de que esto es solo una hipótesis y que es muy posible encontrar campos de esfuerzos oblicuos los cuales están solo empezando a ser estudiados en la mecánica de rocas.

Para resumir:

- Se hace la suposición hipotética, de que uno de los esfuerzos principales ( $\sigma_v$ ) es muy cercano al esfuerzo vertical.

Se hace el intento de determinar el azimut de ambos esfuerzos, horizontales ( $\sigma_h$  y  $\sigma_H$ ) los cuales inciden o actúan en las facetas verticales.

- Se hace un intento para determinar el valor de  $\sigma_v$ ,  $\sigma_h$ , y  $\sigma_H$  (esto es difícil de conseguir y sería por lo tanto mejor hablar del orden de su magnitud). Existen pocas formas de determinar  $\sigma_v$ . Es tentador decir que es igual al peso de las capas sobreyacentes y será recurrentemente necesario el hacer una hipótesis adicional. Pero de hecho existen diferencias significativas entre la componente del esfuerzo vertical y el peso de las capas sobreyacentes, debida, a los efectos de carga deflectora de los arcos y otras estructuras.

Por conveniencia y para simplificar el cálculo, ambos esfuerzos horizontales principales se han considerado poco mas o menos un tercio del esfuerzo vertical.

Estos parecen ser creados por las condiciones teóricas del esfuerzo relacionadas a un bloqueo lateral, de masa altamente isotropica. Se han tomado muchas observaciones y mediciones en minas y túneles los cuales muestran estar fuera del caso. Relativo al esfuerzo vertical, es posible que los esfuerzos horizontales sean:

- Menores o más débiles (conocidos como campos verticales)
  - Similares en magnitud (campos isotropicos llamados erróneamente hidrostáticos)
-

- Grandes o mucho más grandes (cuatro a seis veces mas: ellos son conocidos como laterales o compresivos)

A una profundidad considerable y para rocas plásticas como la sal o lititas plásticas, los esfuerzos tienden a igualarse y las condiciones entonces probablemente se acerquen a isotrópicos.

Es erróneo considerar que los esfuerzos horizontales a profundidades menores de 1000 (m) siempre son mayores que los esfuerzos verticales y al contrario, siempre menores a profundidades ya mencionada ya que se pueden encontrar todas las posibilidades.

Se ha introducido este concepto puramente intelectual de esfuerzo para dar una idea de las cargas internas a las cuales esta sujeto un cuerpo de roca por las fuerzas que le son impuestas, y para compararias con las cargas máximas por las cuales puede estar afectado sin que estas ocasionen una deformación excesiva o un fracturamiento.

Se conoce muy poco acerca de las fuerzas a las cuales el material que conforma la corteza terrestre esta sujeta. Sin la presencia de estas fuerzas no existiría ninguna deformación en la misma. Por lo tanto las deformaciones que se llegaran a dar solo tendrían un efecto longitudinal, por esto a tales esfuerzos se le denomina deformación longitudinal con extensión o contracción. Si la deformación es angular se le conoce como distorsión.

El objetivo de esta discusión es el no confundir el esfuerzo (tensionante, compresivo o de corte) con las deformaciones (contracciones, extensiones o distorsiones) que estos ocasionan. Las unidades mas formales para cuantificar esfuerzos son el Megapascal, o bien n forma adimensional sería el porcentaje o por ciento, indicando cuanto cambien en longitud o forma.

### I.3.1. CUERPOS POROSOS.

Hasta ahora hemos estado considerando cuerpos compactos, pero si estos son porosos, pueden contener un fluido el cual tiene una presión diferente de los esfuerzos que afectan la matriz sólida.

La carga ejercida en un sólido poroso esta distribuida sobre le fluido así como lo esta la matriz. Se han propuesto varias teorías, para analizar los papeles que juegan respectivamente las fuerzas mencionadas:

- Por la matriz: para estas fuerzas el concepto de esfuerzo efectivo ha sido muy avanzado. Estas son un tipo de esfuerzo promedio que afectan la estructura granular y son llamadas  $\sigma_v$ ,  $\sigma_h$  y  $\sigma_H$ .
-

- Por la presión del fluido  $P_p$ .

La formulación hecha por Terzaghi (1923) y confirmada por experimentos, muestra que los esfuerzos efectivos son iguales al esfuerzo total menos la presión de poro:

$$\sigma_1 = S_1 - P_p; \sigma_2 = S_2 - P_p; \sigma_3 = P_p \dots\dots\dots (1.11)$$

Otras teorías tales como la de la elasticidad del poro, propuesta por Biot en 1995, la cual le da mas peso al concepto de esfuerzo, propone que la presión de poro juega un papel muy importante en la deformación, y que la ley de los esfuerzos hecha por Terzaghi debe ser escrita como sigue:

$$\sigma_1 = S_1 - \alpha P_p \dots\dots\dots (1.12)$$

Por lo tanto de manera general, la presión de poro esta limitada por las condiciones de los esfuerzos en las formaciones comprendidas (el peso de las formaciones y de los esfuerzos horizontales, sujetas a nuevas consideraciones) si la presión de poro fuera mayor, las formaciones sobreyacentes se fracturarían y la presión se disiparía. Se considera generalmente que la presión de poro no puede ser mayor que el mínimo esfuerzo total se han considerado horizontal  $\sigma_H$ , aunque existen condiciones especiales donde la presencia de una zona rígida conocida como puente de presión, la cual tiene características mecánicas tales como las que se encuentran en un puente de dolomía, pueden hacer posible el soportar la presión de formación en exceso de sobrecarga.

## **II.1 GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN**

### **INTRODUCCIÓN**

La literatura sobre la estimación de la presión de poro ha crecido extensamente desde que Hottman y Johnson (1965) la iniciaron con su artículo. Todos los métodos de estimación de la presión de poro están basados en la propuesta de que la presión de poro esta influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita tales como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad. Cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de poro será referido como un Indicador de la Presión de Poro.

Existen dos enfoques generales para convertir los indicadores de presión de poro en estimaciones de la presión de poro y estos son:

- Métodos directos
- Métodos del esfuerzo efectivo

Los métodos directos relacionan cuanto diverge un indicador de presión de poro desde su línea de tendencia normal respecto al gradiente de presión de poro con la profundidad. Existen básicamente dos métodos directos: Diagramas Cruzados (Crossplots), iniciado por Hottman y Johnson (1965) y Gráficas de Sobreposición (Overlays), propuestas por Pennebaker (1968).

Los métodos del esfuerzo efectivo, están basados en el principio del esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi (1943), el cual establece que la compactación de material geológico esta gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia, definida como Esfuerzo Efectivo, representa la cantidad del esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos.

La mayoría de los métodos de esfuerzo efectivo consisten de tres pasos:

1. El esfuerzo vertical efectivo ( $\sigma_v$ ) es estimado con una medición de un indicador de presión de poro.
2. El esfuerzo de sobrecarga (S) es determinado midiendo o estimando la densidad de la formación.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

3. La presión del fluido en los poros ( $P_p$ ) se obtiene con la diferencia de los puntos anteriores.

$$P_p = S - \sigma \dots\dots\dots(2.1)$$

Los nuevos métodos publicados desde finales de los 60's han sido enfocados al esfuerzo efectivo. Estos difieren únicamente en la forma de determinar el esfuerzo efectivo. Estas técnicas pueden ser subdivididas en tres categorías:

1. Métodos Verticales.
2. Métodos Horizontales.
3. Otros.

Los métodos verticales, como el método de Profundidad Equivalente de Foster y Whalen (1966), calculan el esfuerzo efectivo a partir de datos de la tendencia normal al mismo valor del indicador de presión de poro respecto a la profundidad de interés (Figura 2.1). Los métodos horizontales, como el método de Eaton (1975), calculan el esfuerzo efectivo de datos de la tendencia normal a la misma profundidad respecto a la profundidad de interés. Los otros métodos hacen algo parecido. Lane y Macpherson (1976) fueron los primeros en sugerir técnicas de categorización de presión como los métodos horizontales y verticales. Al tiempo que ellos escribían su artículo, no existían métodos publicados en la categoría de otros. La Tabla 2.1 categoriza varios métodos de estimación de la presión de poro que han sido publicados utilizando la velocidad sísmica, tiempo de tránsito y resistividad.

**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

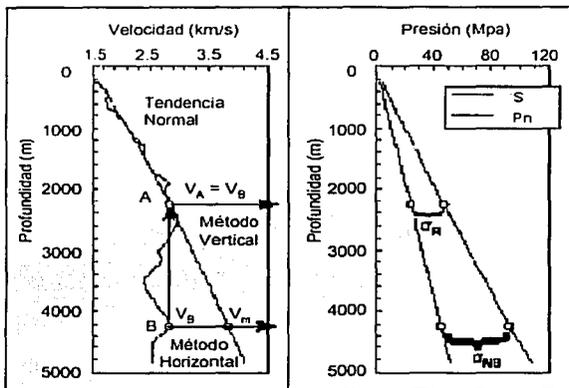


FIG. 2.1. Métodos verticales y horizontales para la estimación de la presión de poro. Los métodos verticales utilizan el dato de la tendencia normal con el mismo valor del indicador de presión de poro a la profundidad de interés (Punto A). Los métodos horizontales utilizan el dato de la tendencia normal a la misma Profundidad (Punto B).

Directos	Esfuerzo Efectivo		
	Verticales	Horizontales	Otros
RESISTIVIDAD/SONICO	RESISTIVIDAD/SONICO	RESISTIVIDAD/SONICO	SONICO
Hottman & Johnson. Pennebaker/McClure.	Profundidad Equivalente. Profundidad Equivalente del Esfuerzo Medio.		Bowers Wilhelm
	SONICO		RESISTIVIDAD Holbrook
	Bellotti & Giacca. Hart & Flemings		
	SONICO		
	Bryant. Alixant & Desbrandes.		

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

Tabla 2.1. Clasificación de los métodos publicados para la estimación de la presión de poro.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

Las cuatro secciones siguientes, proporcionan un resumen de los métodos listados en la Tabla 2.1. El método de Eaton será revisado con mayor detalle, ya que este método es el más utilizado en la industria (Yoshida, et al, 1996). Se pondrá particular atención a la sensibilidad que tiene el método de Eaton a la curva de tendencia normal, la cual es determinada para datos de velocidad y de tiempo de tránsito. En las áreas de aguas profundas, una tendencia normal semilogarítmica, la cual ha llegado a ser más o menos el estándar de la industria, puede conducir a resultados erróneos.

### II.1.1. MÉTODOS DIRECTOS

#### SÓNICO Y RESISTIVIDAD

##### HOTTMAN & JONHSON

El método de Hottman & Jonhson (1965) utiliza un diagrama cruzado (Crossplot) para relacionar la salida de la línea de tendencia normal de un indicador de presión de poro a un gradiente de presión de poro y su profundidad. Se utilizan registros de pozo de la región y medidas de presión de poro para graficar y ajustar un conjunto de datos X vs. Y, donde X es una medida de la tendencia normal e Y es el gradiente de presión de poro. Hottman & Jonhson (H&J) desarrollaron diagramas cruzados (Crossplots) para la resistividad y el tiempo de tránsito normal, donde X e Y se definieron como sigue:

Resistividad:

$$X = \frac{R_n}{R}, \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \dots \dots \dots (2.2)$$

Tiempo de tránsito del registro sónico:

$$X = \Delta t - \Delta t_n, \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \dots \dots \dots (2.3)$$

El subíndice "n" denota el valor de la tendencia normal.

Los diagramas cruzados (Crossplots) reflejan las condiciones geológicas del área para las cuales fueron desarrollados. Tal y como fue señalado por Mathews & Kelly (1967): " Los diagramas desarrollados para un área en particular no pueden ser utilizados en otras áreas geológicas; se deben desarrollar nuevos diagramas". Las Figuras 2.2 y 2.3 muestran publicaciones de diagramas cruzados (Crossplots) para resistividad y tiempo de tránsito.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

El autor ha encontrado que el diagrama cruzado (Crossplot) de tiempo de tránsito propuesto originalmente por H&J para la Costa del Golfo, generalmente determina presiones de poro mayores a las que se tienen en el terciario, por lo que este método sobre estimaría la presión de poro en aguas profundas en el Golfo de México.

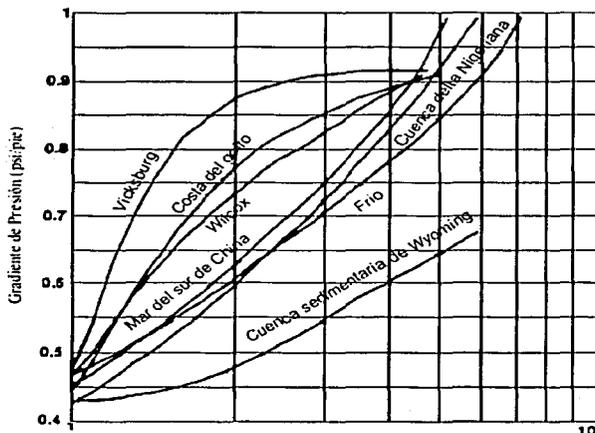


FIG. 2.2. Diagrama Cruzado de presión de poro para resistividad (Owolabi, et al. 1990).

ANÁLISIS CON  
FUENTE DE ORIGEN

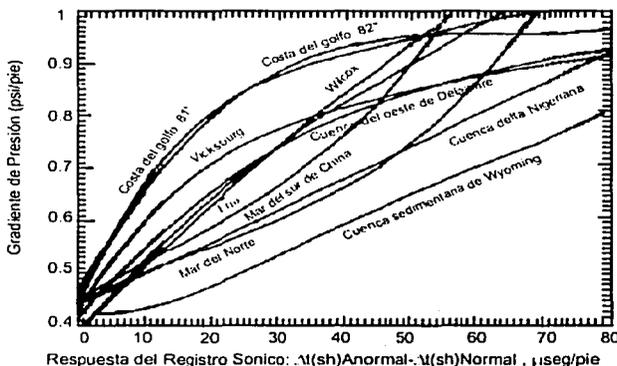


FIG. 2.3. Diagrama Cruzado de presión de poro para tiempo de tránsito (Owolabi, et. al. 1990).

Eaton (1972) y Lane & Macpherson (1976) propusieron que la exactitud de los diagramas cruzados de H&J podría ser mejorada incluyendo el efecto de sobrecarga variable. Aunque ellos no dijeron como, lo que ellos estaban básicamente sugiriendo era un diagrama cruzado en tres dimensiones, donde el tercer eje sería la sobrecarga. El enfoque que ellos realmente siguieron fue el siguiente:

1. Calcular el gradiente de sobrecarga a la profundidad de cada par X-Y.
2. Dividir los datos X-Y en diferentes rangos de gradientes de sobrecarga.
3. Ajustar una curva X-Y para cada rango de gradiente de sobrecarga.

Al parecer, lo anterior refinó el método de H&J, que realmente nunca se comprendió, lo cual no es una sorpresa. Si el esfuerzo de sobrecarga debe calcularse, entonces es más simple utilizar el método del esfuerzo efectivo. Sin embargo, es importante tener en mente que los cambios en el esfuerzo de sobrecarga pueden influenciar los diagramas cruzados de H&J. Esto es particularmente relevante en áreas como las de aguas profundas en el Golfo de México, donde las profundidades del agua y los espesores de sal algunas veces varían de manera significativa en distancias muy cortas.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**PENNEBAKER/MCCLURE**

Pennebaker (1968) en su artículo original se enfocó en la predicción de presión de poro a partir del tiempo de tránsito determinándolo a través de la velocidad de intervalo de registro sísmicos. De manera similar a Hottman & Johnson (1965), él también presentó un diagrama cruzado X-Y para calcular las presiones de poro, pero utilizando:

$$X = \frac{\Delta t}{\Delta t_n} \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \dots \dots \dots (2.4)$$

El diagrama cruzado (crossplot) que él desarrollo puede ser aproximado utilizando la siguiente ecuación:

$$Y = 1.0173 - 0.531X^{-5.486} \dots \dots \dots (2.5)$$

Pennebaker determinó que para cualquier tendencia normal dada, la ecuación 5 puede ser utilizada para construir curvas de  $\Delta t$  vs. profundidad para una serie de gradientes de presión diferentes. Él imprimió esas curvas en una gráfica de sobreposición transparente (Overlay) tal que el gradiente de presión de poro puede ser leído directamente a partir de una gráfica de tiempo de tránsito vs. profundidad.

Al igual que el diagrama cruzado original de Hottman & Johnson (1965), la relación de Pennebaker estuvo basada en datos de pozos de Texas y la Costa del Golfo de Louisiana. Sin embargo, él intentó generalizar su método incluyéndole diferentes edades geológicas y litologías. Él supuso que la tendencia normal del tiempo de tránsito para "todas" las rocas seguía la misma pendiente cuando esta era graficada en escala doble logarítmica vs. la profundidad. Un cambio en la edad geológica y/o litología, causaría simplemente que la tendencia normal tuviera un cambio lateral paralelo al eje del tiempo de tránsito. Por lo tanto, él propuso que una gráfica de sobreposición podría ser aplicada a los campos alrededor del mundo, tomando en cuenta una pequeña modificación por efecto de los cambios en la edad geológica y la litología.

Pennebaker y colaboradores desarrollaron gráficas de sobreposición para conductividad y densidad de la roca. Cuando Pennebaker dejó la compañía Humble Oil a principios de los 70's, la "estafeta" para el desarrollo de gráficas de sobreposición le fue transferida a Leo McClure. Desde entonces, McClure ha sido el medio para obtener y transferir esta tecnología al resto de la industria.

De hecho, excepto dentro de Exxon, el método de gráficas de sobreposición es asociado a McClure más que a Pennebaker.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

A través de los años, se ha determinado que una gráfica de sobreposición general de aplicación mundial no es suficiente para cualquier indicador de presión de poro. Los usuarios del método de Pennebaker tienen gráficas de sobreposición locales. Sin embargo, el "cambio lateral propuesto por Pennebaker" todavía permanece como parte del método, como se muestra en la Figura 2.4, la cual es copia de un artículo publicado por Gill (1986).

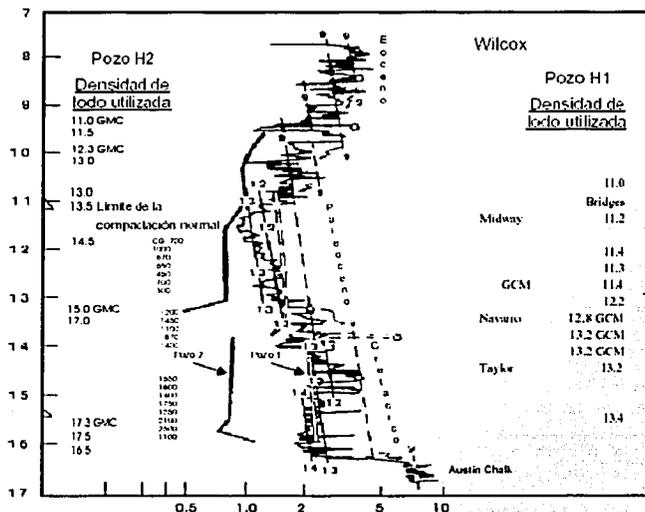


FIG. 2.4. Ejemplo de una gráfica de sobreposición con cambio lateral (Gill, 1986)

### II.1.2. MÉTODOS DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO

Los métodos verticales suponen que las formaciones normalmente presionadas y sobrepresionadas siguen la misma y única relación de compactación como una función del esfuerzo efectivo. En otras palabras, las formaciones sobrepresionadas y normalmente presionadas que tienen velocidades idénticas, se supone que tienen idénticos esfuerzos efectivos (Figura 2.5). El método de Profundidad Equivalente utiliza este concepto para resolver gráficamente para el esfuerzo efectivo, mientras que otros métodos lo

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

hacen analíticamente. La Figura 2.6 ilustra como la relación velocidad y esfuerzo efectivo puede ser construida a partir de datos de la tendencia normal.

Las formaciones normalmente presionadas y sobrepresionadas, no siempre siguen la misma relación de esfuerzo vertical efectivo. En esas situaciones, los métodos del esfuerzo efectivo pueden de manera significativa bajo estimar la presión de poro, tal como se ilustra en la Figura 2.7.

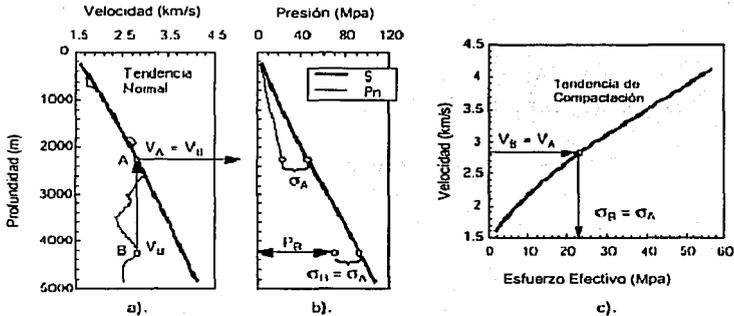


FIG. 2.5. Métodos del esfuerzo vertical efectivo.

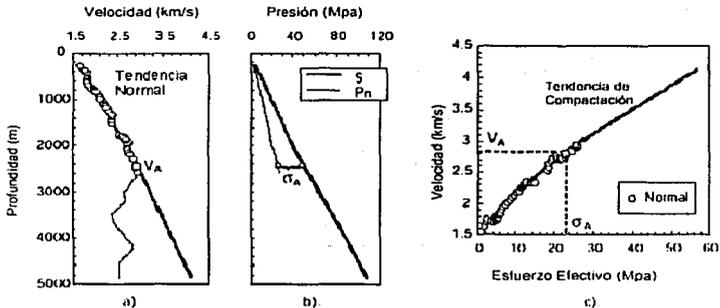


FIG. 2.6. Calibración de un método del esfuerzo vertical efectivo a partir de datos de la tendencia normal.

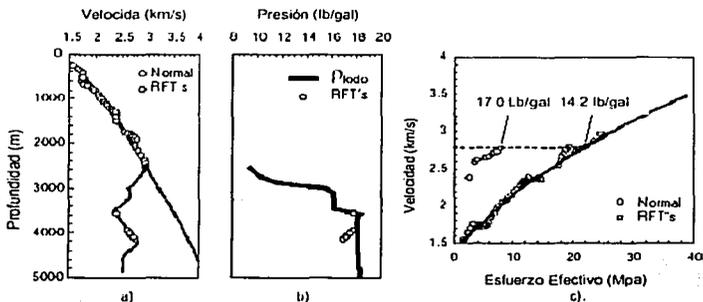


FIG. 2.7. Casos donde los métodos del esfuerzo vertical efectivo falla.

## SÓNICO Y RESISTIVIDAD

### PROFUNDIDAD EQUIVALENTE

El método de Profundidad Equivalente soluciona gráficamente el esfuerzo efectivo. Para los datos del registro sónico en la Figura 2.5a, el esfuerzo efectivo en B sería igual al esfuerzo efectivo calculado a partir del esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro normal en A (Figura 2.5b). En otras palabras.

$$P_{PB} = S_B - \sigma_B = S_B - (S_A - P_{PNA}) \dots \dots \dots (2.6)$$

Donde  $P_{PNA}$  es la presión de poro normal (hidrostática) en el punto A. El punto donde la proyección vertical de un indicador de presión de poro intercepta la línea de tendencia normal (punto A en la Figura 2.5) se define como la profundidad equivalente. Es precisamente del concepto de profundidad equivalente donde los métodos verticales obtienen su nombre.

El método de Profundidad Equivalente es uno de las técnicas que más frecuentemente se mencionan para la estimación de la presión de poro y sin embargo, sus creadores son raramente citados. La primera utilización del método de Profundidad Equivalente se presentó en un artículo desarrollado por Foster y Whalen (1966), los cuales se enfocaron en la estimación de la presión de poro a partir del factor de la formación. En un artículo posterior Ham (1966) discute la aplicación del método de Profundidad Equivalente para datos del registro sónico, densidad y resistividad.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**PROFUNDIDAD EQUIVALENTE DEL ESFUERZO MEDIO**

Traugott (1997) propuso una versión modificada del método de Profundidad Equivalente, definido en términos del Esfuerzo Efectivo Medio,  $\sigma_M$ :

$$\sigma_M = \frac{(\sigma + \sigma_h + \sigma_H)}{3} \dots\dots\dots (2.7)$$

Donde  $\sigma$  es el esfuerzo vertical efectivo,  $\sigma_h$  y  $\sigma_H$  son el esfuerzo horizontal efectivo mínimo y máximo respectivamente.

Este enfoque sería difícil de implementar en áreas en las cuales  $\sigma_h \neq \sigma_H$ , dado que no existe un método general aceptado para determinar  $\sigma_H$ . Sin embargo, en áreas tectónicamente inactivas, donde los esfuerzos horizontales son los mismos en todas las direcciones, los esfuerzos horizontales efectivos pueden ser definidos en términos del esfuerzo vertical efectivo como sigue:

$$\sigma_h = \sigma_H = K \sigma \dots\dots\dots (2.8)$$

Donde K es la razón o relación del esfuerzo efectivo. La ecuación 2.7 puede ser escrita como sigue:

$$\sigma_M = \left(\frac{1+2K}{3}\right) \cdot \sigma = \left(\frac{1+2K}{3}\right) \cdot (S - P_p) \dots\dots\dots (2.9)$$

Por ejemplo, en la Figura 2.5 con el método de Profundidad Equivalente modificado por Traugott's se tiene:

$$\sigma_{MB} = \left(\frac{1+2K_B}{3}\right) \cdot (S_B - P_{PB}) = \sigma_{MA} = \left(\frac{1+2K_A}{3}\right) \cdot (S_A - P_{PAN}) \dots\dots\dots (2.10)$$

y por lo tanto:

$$P_{PB} = S_B - \left(\frac{1+2K_A}{1+2K_B}\right) \cdot (S_A - P_{PAN}) \dots\dots\dots (2.11)$$

Si el cociente del esfuerzo efectivo no cambia con la profundidad, entonces el método de profundidad equivalente original y el modificado darán los mismos resultados. Si el cociente del esfuerzo efectivo incrementa con la profundidad, la versión modificada proporciona valores más altos de presión de poro que el método original y viceversa.

---

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

Todos los otros métodos del esfuerzo efectivo discutidos en este trabajo de tesis, calculan la presión de poro a partir del esfuerzo vertical efectivo y no a través del esfuerzo vertical medio.

### SÓNICO

Fertl (1976) consideró al registro sónico como la mejor fuente de datos para la estimación de la presión de poro debido a su relativamente baja sensibilidad al tamaño del agujero, temperatura de la formación, y a la salinidad del agua de formación. Se presentan aquí dos métodos verticales basados en el registro sónico. Bellotti y Giacca (1978) relacionaron directamente la velocidad con el esfuerzo efectivo, mientras que Hart, y otros (1995) relacionaron el esfuerzo efectivo con un parámetro de la porosidad calculado a partir del tiempo de tránsito.

### BELLOTTI Y GIACCA

#### Calculo del Esfuerzo Efectivo

Bellotti y Giacca (1978a) introdujeron la siguiente relación para la velocidad y el esfuerzo efectivo:

$$V = V_{\min} + \frac{V_{m1}\sigma}{A\sigma + B} \dots \dots \dots (2.12)$$

Donde  $V_{\min}$  es la mínima velocidad de la formación,  $V_{m1}$  es la velocidad sónica de la matriz rocosa,  $\sigma$  es el esfuerzo vertical efectivo, A y B son parámetros adicionales de calibración. La ecuación para el esfuerzo efectivo es:

$$\sigma = \frac{(V - V_{\min})B}{V_{m1} - A(V - V_{\min})} \dots \dots \dots (2.13)$$

#### Relación Densidad -Velocidad

En un artículo consecutivo al de (1978a), Bellotti y Giacca (1978b) también propusieron la siguiente ecuación para la estimación de la densidad a partir de información del tiempo de tránsito de intervalo o de la velocidad:

$$\rho = \rho_{m1} - 1.128 \cdot (\rho_{m1} - \rho_f) \cdot \frac{(\Delta t - \Delta t_{m1})}{(\Delta t - \Delta t_f)} \dots \dots \dots (2.14)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Donde  $\Delta t = 1 \times 10^6 / V$  = tiempo de tránsito de intervalo,  $\rho_{mx}$ ,  $\rho_f$  son las densidades de la matriz rocosa y del fluido de la formación, respectivamente, y  $\Delta t_{mx}$ ,  $\Delta t_f$  son los tiempos de tránsito para la matriz rocosa y el fluido de la formación, respectivamente. Para estos parámetros, Valley tomó los siguientes valores:

$$\rho_f = 1.03 \text{ g / cc}, \quad \Delta t_f = 200 \mu\text{s / pie}$$

$$\rho_f = 2.75 \text{ g / cc}, \quad \Delta t_{mx} = 53 \mu\text{s / pie}$$

### HART, FLEMINGS Y DESHPANDE

Hart, Flemings y Deshpande (1995) usan un proceso de dos pasos para calcular el esfuerzo efectivo. Primero aplican la relación de porosidad y tiempo de tránsito propuesta por Issler (1992) para convertir velocidad a porosidad. Las porosidades resultantes después se sustituyen en la relación de Athy (1930) de porosidad y esfuerzo efectivo.

#### Cálculo de la Porosidad

La relación de Issler (1992) de porosidad y velocidad es:

$$\phi = 1 - \left( \frac{V}{V_{mx}} \right)^{\frac{1}{X}} \dots\dots\dots (2.15)$$

donde  $\Phi$  es la porosidad,  $V$  es la velocidad sónica,  $V_{mx}$  es la velocidad sónica de una matriz rocosa y  $X$  es un parámetro de ajuste. Hart y otros (1995) utilizan los parámetros sugeridos por Issler (1992), los cuales son:

$$V_{mx} = 14 \, 925 \text{ pies/s}, \quad X = 2.19$$

#### Cálculo del Esfuerzo Efectivo

La relación de Athy (1930) de porosidad y esfuerzo efectivo tiene la siguiente forma:

$$\phi = \phi_o \cdot e^{-\eta\sigma} \dots\dots\dots (2.16)$$

donde  $\Phi_o$  y  $\eta$  son parámetros de prueba, y  $\sigma$  es el esfuerzo vertical efectivo. La ecuación 2.15 y 2.16 se pueden combinar dentro de las siguientes relaciones de velocidad y esfuerzo efectivo:

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

$$V = V_{\max} \cdot (1 - \phi_0 \cdot e^{-\eta \sigma})^X \dots\dots\dots (2.17)$$

$$\sigma = \frac{1}{\eta} \ln \left[ \frac{\phi_0}{1 - \left( \frac{V}{V_{\max}} \right)^{\frac{1}{X}}} \right] \dots\dots\dots (2.18)$$

Las porosidades calculadas con la ecuación 2.15 pueden no coincidir con las porosidades calculadas a partir de otros datos, tal como la densidad. Realmente no tiene importancia si se hace de una u otra forma, mientras se utilicen solamente para el cálculo del esfuerzo efectivo. La exactitud de las porosidades derivadas del registro sísmico se convierten en un problema si se utilizan para calcular esfuerzos de sobrecarga.

### RESISTIVIDAD

Con la llegada de la resistividad LWD, varios métodos de estimación de la presión de poro basados en la resistividad fueron publicados a finales de 1980 y principios de 1990. Todos ellos consisten de tres pasos básicos.

- Convertir resistividad a "porosidad".
- Convertir "porosidad" a esfuerzo vertical efectivo.
- Restar el esfuerzo vertical efectivo al esfuerzo de sobrecarga para obtener la presión de poro.

Generalmente no es aceptada la relación de porosidad – resistividad para lutitas, y cada método de estimación de la presión de poro basado en el LWD usa diferentes enfoques. Las porosidades resultantes deberían probablemente ser consideradas como adimensionales, resistividades a temperatura normalizada, que como porosidad "verdadera".

Cuatro métodos del esfuerzo efectivo basados en la resistividad son discutidos en este trabajo de tesis. Dos métodos son verticales (Bryant, 1989, y Alixant y Desbrandes 1989), uno es un método horizontal (Rasmus, y otros, 1991), mientras que el cuarto (Holbrook y Hauch, 1987) cae dentro de la categoría de "Otros".

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**BRYANT**

Cálculo de la porosidad

Bryant (1989) eligió la forma siguiente de la ecuación de Archie:

$$\phi = \sqrt{\frac{R_w}{R}} \dots\dots\dots (2.19)$$

Donde R es la resistividad medida,  $R_w$  es la resistividad del agua de formación, y  $\Phi$  es la porosidad. Se supone que  $R_w$  decrece linealmente a partir del fondo marino donde se esperan temperaturas iguales a 180 °F, y terminando donde la temperatura alcanza 400 °F. La resistividad del agua de mar se supone la del lecho marino. El valor a lo largo de las formaciones es calibrado localmente.

Calculo del esfuerzo efectivo

Bryant adoptó la relación del esfuerzo efectivo y porosidad propuesta por Baldwin y Butler (1985).

$$\sigma = \sigma_{max} \cdot (1 - \phi)^\alpha \dots\dots\dots (2.20)$$

Donde  $\sigma$  es el esfuerzo vertical efectivo,  $\sigma_{max}$  y  $\alpha$  son parámetros, y  $1 - \Phi$  fueron referidos por Baldwin y Butler (1985) como solidez. Bryant utiliza el valor de Baldwin y Butler de 7.35 para  $\alpha$ , pero deja  $\sigma_{max}$  como un parámetro independiente para una calibración local. Generalmente  $\sigma_{max}$  y  $\alpha$  podrían ser ajustados introduciendo datos locales.

Relación genérica del esfuerzo de sobrecarga

El trabajo de Bryant también incluye la siguiente relación "genérica" del esfuerzo de sobrecarga para cuencas del Terciario, derivada de datos de la Costa del Golfo de Texas:

$$S = 0.444 * WD + D(E + 2.64 \times 10^{-5} D - 1.97 \times 10^{-9} D^2 + 6.60 \times 10^{-14} D^3 - 3.97 \times 10^{-19} D^4) \dots\dots (2.21)$$

Donde S es el esfuerzo de sobrecarga (psi), WD es el tirante de agua (pies), D es la profundidad vertical por debajo del fondo marino (pies), y E es el gradiente de sobrecarga (psi/pie) en el fondo marino, E puede ser ajustado para condiciones locales. El valor de Bryant que se da por omisión para E es 0.650 (psi/pie).

---

**ALIXANT Y DESBRANDES**

Calculo de la porosidad

Alixant y Desbrandes (1991) usaron una versión modificada de la relación propuesta por Perez – Rosales (1975):

$$\frac{R}{R_{wb}} = 1 + G \frac{(1 - \phi)}{(\phi - \phi_r)} \dots\dots\dots (2.22)$$

ó

$$\phi = \frac{G + \left( \frac{R}{R_{wb}} - 1 \right) \phi_r}{G + \left( \frac{R}{R_{wb}} - 1 \right)} \dots\dots\dots (2.23)$$

donde R es la resistividad medida,  $R_{wb}$  es la resistividad del agua de las lutitas,  $\Phi$  es la porosidad, G y  $\Phi_r$  son parámetro usados para la calibración. Alixant y Desbrandes (1991) asumieron que  $G = 1.85$ ,  $\Phi_r = 0.1$ , los cuales son valores obtenidos por Pérez-Rosales para arenas.

$R_{wb}$  es calculado analíticamente para un perfil de temperaturas regional utilizando la siguiente ecuación:

$$R_{wb} = 287.6T^{-1.76} \dots\dots\dots (2.24)$$

donde T es la temperatura en °F. La suposición es que las lutitas no tienen agua libre, sólo agua limitada y la salinidad del agua limitada permanece constante con la profundidad.

Calculo del esfuerzo efectivo

La siguiente relación de esfuerzo efectivo y porosidad es tomada de la mecánica de suelos:

$$\epsilon = \frac{\phi}{(1 - \phi)} = r_c - l_c \log(\sigma) \dots\dots\dots (2.25)$$

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

La cual puede ser expresada como:

$$\sigma = 10^{\frac{(r_i - \epsilon)}{I_c}} \dots\dots\dots (2.26)$$

la cantidad  $\epsilon = \Phi(1-\Phi)$  es conocida como la razón de huecos. Los valores para  $r_i$  e  $I_c$  son calibrados con datos locales. En su artículo, Aloxant y Desbrandes (1991) asumieron  $r_i=3.84$ ,  $I_c=1.1$ .

**II.1.3. MÉTODOS DEL ESFUERZO HORIZONTAL EFECTIVO**

Los métodos horizontales calculan el esfuerzo efectivo a partir de parámetros con tendencia normal y del esfuerzo efectivo a presión normal a la profundidad de interés. Para el punto B en la Figura 2.8, podría ser la velocidad  $V_{NB}$ , y el esfuerzo efectivo  $\sigma_{NB}$ .

**SÓNICO Y RESISTIVIDAD**

**EATON**

El método original de Eaton (1975) consiste de las siguientes cinco ecuaciones:

Velocidad Sónica V:

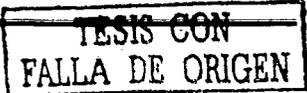
$$\sigma = \sigma_N \cdot \left( \frac{V}{V_N} \right)^3 \dots\dots\dots (2.27)$$

Tiempo de Tránsito t:

$$\sigma = \sigma_N \cdot \left( \frac{\Delta I_N}{\Delta I} \right)^3 \dots\dots\dots (2.28)$$

Resistividad R:

$$\sigma = \sigma_N \cdot \left( \frac{R}{R_N} \right)^{1.2} \dots\dots\dots (2.29)$$



## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Conductividad C:

$$\sigma = \sigma_N \cdot \left( \frac{C_N}{C} \right)^{1.2} \dots\dots\dots (2.30)$$

Exponente dc:

$$\sigma = \sigma_N \cdot \left( \frac{d_C}{d_{CN}} \right)^{1.2} \dots\dots\dots (2.31)$$

donde, el subíndice "n" denota el valor de la línea de tendencia normal a la profundidad de interés.

La Figura 2.8b ilustra cual método de Eaton es utilizado. La velocidad  $V_{NB}$  y el esfuerzo efectivo  $\sigma_{NB}$  son usados para fijar un punto sobre la tendencia de compactación verdadera. El resto de la curva entre  $(V_{NB}, \sigma_{NB})$  y  $(V_B, \sigma_B)$  son aproximados con la ecuación. 2.27.

Puede verse en la Figura 2.8b que si la tendencia de compactación normal tiene una forma similar a la ecuación de Eaton, el esfuerzo efectivo calculado en una zona sobrepresionada con el método de Eaton tenderá a aproximarse a la tendencia de compactación verdadera. Esto significa que el método de Eaton y los métodos del esfuerzo vertical efectivo producirán resultados similares. Conforme la forma de la curva de tendencia normal diverge de la ecuación de Eaton, tenderá la cantidad de concordancia entre el método de Eaton y los métodos verticales.

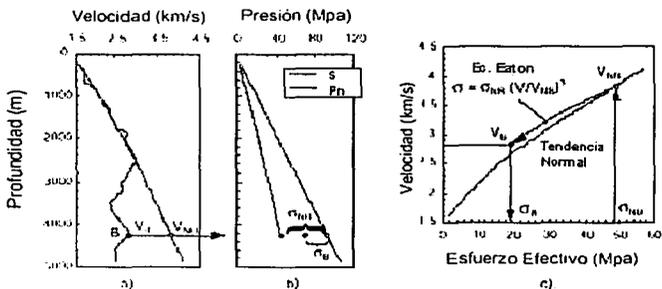


FIG. 2.8. Métodos del esfuerzo horizontal efectivo (método de Eaton).

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

**TENDENCIA DE COMPACTACIÓN**

Tendencia de Compactación de la Velocidad Sónica

Hottman y Johnson (1965) asumieron que la tendencia normal para tiempo de tránsito del intervalo podría ser representada por una línea recta semilogarítmica. Esta suposición continúa siendo una práctica estándar en la industria.

Una línea recta semilogarítmica implica que el tiempo de viaje del sonido satisface una ecuación de la siguiente forma:

$$\log(\Delta t) = A - B \cdot Depth; \quad \Delta t = 10^A \cdot 10^{-B \cdot Depth} \dots\dots\dots (2.32)$$

Las relaciones del esfuerzo efectivo correspondiente son:

$$\log(\Delta t) = A - B \cdot \sigma; \quad \Delta t = a10^{-B \cdot \sigma} \dots\dots\dots (2.33a)$$

$$\log(V) = A + B \cdot \sigma; \quad V = a10^{B \cdot \sigma} \dots\dots\dots (2.33b)$$

Otras ecuaciones de esfuerzo efectivo y velocidad son discutidas en este trabajo, y una relación adicional sugerida por Hamouz y Mueller (1984) se lista a continuación:

- Bellotti y Giacca (1978):

$$V = V_{max} + \frac{V_{mi} \sigma}{A \sigma + B} \dots\dots\dots (2.34a)$$

- Hart, Flemings, y Deshpande (1995):

$$V = V_{max} (1 - \phi_0 e^{-\sigma})^x \dots\dots\dots (2.34b)$$

- Bowers (1995):

$$V = V_0 + A \sigma^B \dots\dots\dots (2.34c)$$

- Hamouz y Mueller (1984)

$$\log(\Delta t - \Delta t_{mx}) = A - B \sigma, \quad \Delta t - \Delta t_{mx} = a10^{-B \cdot \sigma} \dots\dots\dots (2.34d)$$



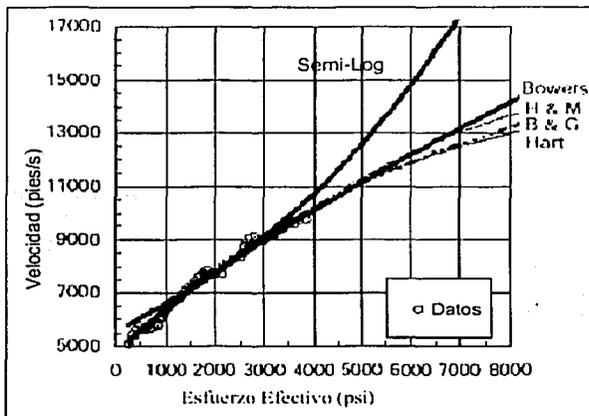


FIG. 2.9. Comparación de varias ecuaciones de la tendencia de compactación.

Método	Ecuación	Valores de los parámetros.
Semi - log	$\log(\Delta t) = A - B * \sigma$	A=2.252; B=7.04X10 <sup>-5</sup>
Belotti & Giacca	$V = V_{\min} + \frac{V_{\max} \sigma}{A \sigma + B}$	V <sub>min</sub> =4600; V <sub>max</sub> =14,925
Hart y otros	$V = V_{\max} (1 - \phi_0 e^{-\eta \sigma})^{\tau}$	Φ <sub>0</sub> =0.409; η=2.36X10 <sup>-4</sup> V <sub>max</sub> =14,925
Bowers	$V = V_0 + A \sigma^B$	V <sub>0</sub> =4600; A=7.20; B=0.80
Hamouz y Mueller	$\log(\Delta t - \Delta t_{m_1}) = A - B * \sigma$	A=2.120; b=1.50X10 <sup>-4</sup> Δt <sub>m</sub> =65

Tabla 2.2. Ajustes de los datos del esfuerzo efectivo y velocidad. Las velocidades están en pies/s, el tiempo de tránsito en μs/pe, y el esfuerzo en psi.

Para propósitos de comparación, las ecuaciones 2.33 y 2.34 fueron ajustada para los datos de tendencia normal mostrados en la Figura 6. Los resultados están graficados en la Figura 2.9. La Tabla 2.2 lista los parámetros elegidos para cada relación. Para esfuerzos efectivos por debajo de 5000 psi, todas las relaciones excepto las curvas semilogarítmicas, tienden a seguir un comportamiento similar. La concordancia entre la curva semilogarítmica y otras relaciones está limitada para el intervalo entre 1000 psi y 3000 psi.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Fuera de este rango, la tendencia semilogarítmica predice esfuerzos efectivos más bajos.

La Figura 2.10 muestra como los esfuerzos efectivos calculados con el método de Profundidad Equivalente cambiaría si se utilizara una tendencia de compactación semilogarítmica en lugar de una relación potencial como la de Bowers (1995). El cambio será generalmente pequeño. Esto se debe a que el método de Profundidad Equivalente utiliza datos de tendencia normal arriba de la cima de la zona sobrepresionada, donde ambas tendencias de compactación están relativamente en buena concordancia. Las diferencias podrían no ser pequeñas a muy poca profundidad, pero con la tendencia normal semilogarítmica, los datos superficiales son a menudo ignorados (sedimentos poco consolidados).

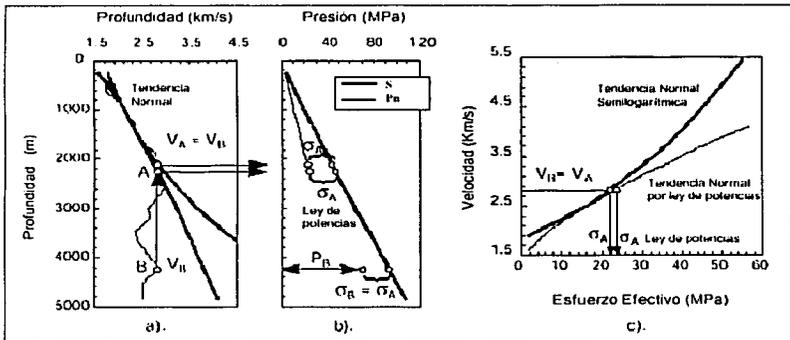


FIG. 2.10. Efecto de la línea de tendencia semilogarítmica vs. la tendencia normal del ajuste potencial de la información sísmica sobre el método de Profundidad Equivalente.

Con los métodos horizontales como el de Eaton, la forma de la tendencia semilogarítmica comienza a ser importante. Para el esfuerzo efectivo en el punto B de la Figura 2.11, la solución de Eaton para la tendencia semilogarítmica es la mitad del valor calculado con una curva potencial. Esto está relacionado con lo que se dijo anteriormente; mientras más diverja la tendencia de compactación de la forma de la relación de Eaton, más divergirá el esfuerzo efectivo de la tendencia de compactación verdadera.

Se ha venido aplicando satisfactoriamente el método de Eaton con una tendencia normal semilogarítmica desde que el método fue publicado hace 25

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

años. Consecuentemente, debe haber casos donde los esfuerzos efectivos en zonas sobrepresionadas realmente divergen de la tendencia de compactación principal. De hecho, el pozo de la Figura 2.7 es un ejemplo de esto.

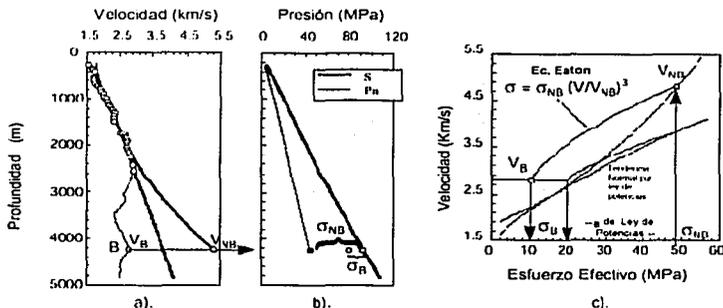


FIG. 2.11. Efecto de la línea de tendencia semilogarítmica vs. tendencia normal del ajuste potencial de la información sísmica, sobre el método de Eaton.

Las zonas de transición son un indicador potencialmente alto de zonas sobrepresionadas y cuando se detecta la zona sobrepresionada, los datos usualmente van a divergir de la tendencia de compactación principal en la gráfica del esfuerzo efectivo (Bowers, 1995). Sin embargo, no todas las zonas de transición tienen una muy alta presión de poro. Algunas veces los datos de la zona de transición siguen la misma trayectoria de la tendencia del esfuerzo efectivo en intervalos con presiones más bajas o normales. Todos los métodos para la estimación de la presión de poro clasificados como "Otros", son ejemplos para casos donde los datos para alta presión y baja presión siguen diferentes tendencias.

Como se ha discutido, si uno quiere o no, la tendencia normal semilogarítmica siempre forzará al esfuerzo efectivo calculado en formaciones sobrepresionadas a divergir de la tendencia de compactación principal. Y la cantidad de divergencia incrementará con la distancia por debajo de la cima de la zona sobrepresionada. En áreas como las de aguas profundas en el Golfo de México, donde la cima de la zona sobrepresionada puede estar cerca del fondo marino, la tendencia normal semilogarítmica puede provocar una significativa sobreestimación de la presión de poro. Una manera de compensar esto es el uso de múltiples líneas de tendencia semilogarítmica, con la pendiente de cada segmento ajustado para mantener la presión de poro en valores razonables.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

La otra alternativa es usar la curva de tendencia lineal, como una de las listadas en la ecuación 2.85.

El inconveniente con la curva de tendencia lineal es que bajoestimarán la presión de poro en el cambio a alta presión (zona de transición). Esto puede ser compensado con el incremento del exponente de Eaton. En la Figura 2.12 se muestra el efecto de utilizar un exponente de 5.5 con un ajuste de tendencia normal potencial. El esfuerzo efectivo en el punto B es muy parecido al que se calculó en la Figura 2.11 con una línea de tendencia semilogarítmica.

### Tendencia de Compactación de Resistividad

La tendencia normal para la resistividad también se supone una línea recta semilogarítmica de la forma siguiente:

$$\log(R) = A + B * Depth; \quad R = a10^{B*Depth} \dots\dots\dots (2.35)$$

o en términos del esfuerzo efectivo:

$$\log(R) = A + B * \sigma; \quad R = a10^{B*\sigma} \dots\dots\dots (2.36)$$

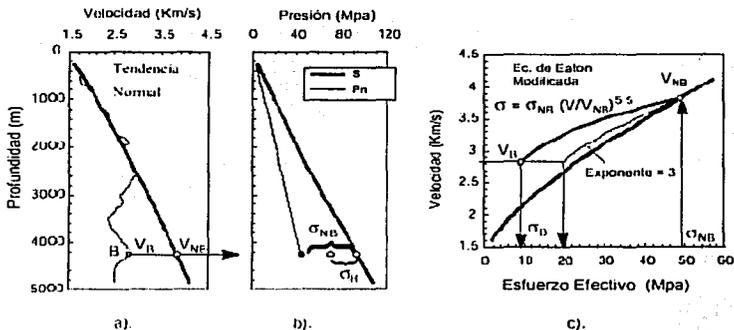
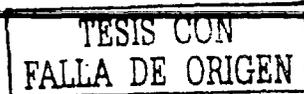


FIG. 2.12. Método de Eaton "Modificado".

Foster y Whalen (1966) discutieron como la relación de esfuerzo efectivo y porosidad de Athy (ecuación 2.16) y la ecuación del factor de la formación de Archie  $F = R/R_w = a\Phi^m$ , pueden ser combinados para derivar una relación semilogarítmica de la siguiente forma:

$$\log(F) = A + B * \sigma; \quad F = a10^{B*\sigma} \dots\dots\dots (2.37)$$



## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

La ecuación 2.38 corresponde a la siguiente relación de esfuerzo efectivo y resistividad:

$$\log(R) = \log(R_w) + A + B * \sigma; \quad R = R_w a 10^{B \sigma} \dots\dots\dots (2.38)$$

La ecuación 2.38 indica que la línea de la tendencia normal para la resistividad solamente cumplirá con una relación semilogarítmica si  $R_w$  permanece constante. La curvatura en el perfil de  $\log(R_w)$  vs. profundidad presentará una curvatura en la línea de tendencia  $\log(R_N)$ .

En pozos donde la cima de la sobrepresión inicia a grandes profundidades, el método de Eaton solamente puede ser aplicado sobre distancias relativamente cortas. Los cambios de temperatura y salinidad entre la cima de la sobrepresión y la TD del pozo pueden ser pequeños. Consecuentemente, una tendencia normal semilogarítmica dibujada a través de los últimos cien pies de datos de presión normal puede ser suficiente. Sin embargo, cuando la cima de la sobrepresión comienza a poca profundidad, los cambios en el perfil de la  $R_w$  pueden hacer que se dificulte encontrar la tendencia normal más conveniente.

Idealmente, los cambios de temperatura y salinidad podrían ser considerados. Al menos, si se dispone de los datos de temperatura en el fondo del agujero, una de las siguientes ecuaciones puede ser utilizada para compensar los cambios de temperatura (Traugott, 1997):

Relación de Arps:

$$R_{ref} = R \left( \frac{T + 6.77}{T_{ref} + 6.77} \right) \dots\dots\dots (2.39)$$

Relación de Exxon:

$$R_{ref} = R \left( \frac{T - 6}{T_{ref} - 6} \right) \dots\dots\dots (2.40)$$

Donde  $R$  y  $T$  son las resistividades y temperaturas medidas (reales), y  $R_{ref}$  es el valor de resistividad que se puede tener a la temperatura de referencia  $T_{ref}$ . En la Figura 2.13 se comparan los datos de resistividad compensada por temperatura calculados con las ecuaciones 2.39 y 2.40, y los datos sin compensar. Se puede ver que realmente no importa si la ecuación 2.39 o 2.40 se utilizan para la compensación de la temperatura. Ambas hacen más fácil la identificación de la línea de tendencia normal.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

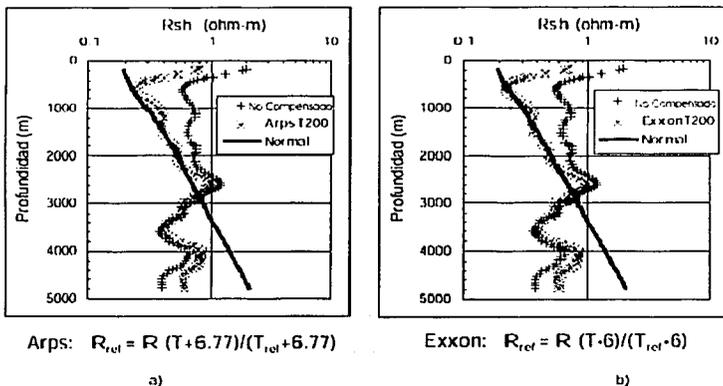


FIG. 2.13. Resistividad compensada por efectos de temperatura.

**SÓNICO  
WEAKLEY**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Weakley (1989, 1991) habló de las estrategias para calibrar el tiempo de tránsito/velocidad en la ecuación de Eaton para obtener las presiones de poro. En su artículo de 1989, Weakley lo hizo rotando y desplazando la línea de tendencia normal semilogarítmica, debajo de la parte superior de la zona sobrepresionada. De la ecuación 2.27, se puede ver que el incremento de la tendencia normal de la velocidad disminuirá el esfuerzo efectivo, y por lo tanto aumentará la presión de poro estimada. Disminuyendo la tendencia normal de la velocidad se tendrá el efecto opuesto. La continuidad entre las "tendencias normales" sobre y debajo de la parte superior de la zona sobrepresionada no es un requisito. Consecuentemente, este método podría conducir a observar algunas tendencias normales considerablemente extrañas.

Weakley presentó un procedimiento revisado en 1991 que comprende los siguientes pasos:

1. La gráfica de tiempo de tránsito y profundidad se divide en secciones litológicas, y se dibuja un segmento de recta representativo para la tendencia de la velocidad en cada sección.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

2. Cuando ocurre un salto en la velocidad en la interfase entre segmentos de recta adyacentes, el segmento profundo se desplaza hasta que el salto se elimina. El resultado final es un perfil de velocidad continuo.
3. Una línea de tendencia normal semilogarítmica se dibuja a través de los intervalos estimados para tener la presión normal.
4. El exponente de Eaton se ajusta para un punto conocido de presión de poro por debajo de la parte superior de la sobrepresión.

Como se discutió previamente, incrementando el exponente de Eaton por arriba de 3 incrementará la presión de poro resultante estimada, y viceversa. Weakley (1991) proporciona la siguiente fórmula para calcular el exponente de Eaton necesario para que la presión de poro coincida en un punto en particular:

$$N = \frac{\log\left(\frac{S - P_P}{S - P_{PN}}\right)}{\log\left(\frac{V}{V_N}\right)} \dots\dots\dots (2.41)$$

donde N es el Exponente de Eaton, S es el esfuerzo de sobrecarga, P<sub>P</sub> es la presión de poro conocida, V es la velocidad a la profundidad de P<sub>P</sub>, y P<sub>N</sub> y V<sub>N</sub> son los valores de tendencia normal para la presión de poro y velocidad a la profundidad de P<sub>P</sub>. S, P<sub>P</sub>, y P<sub>PN</sub> pueden ser expresadas en cualquiera de las unidades, incluyendo gradiente de presión y densidad equivalente del lodo.

### RESISTIVIDAD

#### RASMUS Y GRAY STEPHENS

Rasmus y Gray Stephens (1991) incorporaron todo lo relacionado a la porosidad de mediciones con MWD/LWD para desarrollar progresivamente una estimación refinada de porosidad, volúmenes arcilla/matriz, y esfuerzo efectivo. Estas cantidades se relacionan para las mediciones de MWD/LWD a través de una serie de ecuaciones de respuesta. Como cada sensor del MWD/LWD pasa por el punto de interés, el nuevo valor y su ecuación de respuesta son descompuestos en la solución. Un procedimiento de optimización busca el mejor ajuste de las ecuaciones de respuesta activa en ese instante.

Rasmus y Gray Stephens (1991) presentaron una ecuación de respuesta para el torque, ritmo de penetración, resistividad, rayos gamma, densidad, porosidad del neutrón, y velocidad sónica. Estos métodos dividen la porosidad

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

en dos partes: la porosidad para la presión normal, y el exceso de porosidad debido a la sobrepresión. Se supone que la porosidad en presión normal sólo es función del volumen de arcilla, no del esfuerzo efectivo (Rasmus, 1993). Consecuentemente, si el volumen de la arcilla permanece constante, la tendencia normal de las curvas para porosidad y resistividad serán líneas verticales (graficadas verticalmente con la profundidad).

La aplicación total de este método sería difícil sin software especialmente diseñado (Rasmus y Gray Stephens utilizan el software GLOBAL™ de Schlumberger). Por lo tanto, esta discusión considerará solamente la estimación de la presión de poro a partir de la resistividad.

### Calculo de la Porosidad

Se utiliza una versión modificada de la ecuación de Simandoux (Serra, 1986) para arenas lutificas:

$$\phi - \phi_N = \left( \frac{1}{R} - \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \right)^{\frac{1}{m}} \dots \dots \dots (2.42)$$

donde  $\Phi$  es la porosidad,  $\Phi_N$  es la tendencia normal de la porosidad a la profundidad de interés, R es la resistividad medida,  $V_{cl}$  es el volumen de arcilla, y  $R_{cl}$  es la resistividad de la arcilla. La diferencia  $\Phi - \Phi_N$  es definida como la porosidad en la sobrepresión. Para presión normal,  $\Phi = \Phi_N$ , y  $R = R_{cl} / V_{cl}$ , tal como se discutió previamente, implica que la tendencia normal de la porosidad y la resistividad dependen únicamente del contenido de arcilla.

### Calculo de la Porosidad

El esfuerzo efectivo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sigma_N 10^{-b(\phi - \phi_N)} \dots \dots \dots (2.43)$$

Donde  $\sigma_N$ , es el esfuerzo efectivo para la presión normal a la profundidad de interés: porque  $\sigma_N$  aparece en la relación de esfuerzo efectivo, este método está clasificado como un método horizontal.

### II.1.4. OTROS MÉTODOS DE ESFUERZO EFECTIVO

Existen otros métodos basados en el esfuerzo efectivo que toman en consideración casos como el presentado en la Figura 2.7, donde las formaciones

---

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

normalmente presionadas y las sobrepresionadas no siguen una misma y única relación para la compactación como una función del esfuerzo efectivo.

### SÓNICO

#### BOWERS

El método de Bowers (1995) es probablemente más fácil de explicar aplicándolo gráficamente. Puede ser visto como un método de Profundidad Equivalente "modificado". Los esfuerzos efectivos se calculan en dos puntos a lo largo de la curva de tendencia normal: 1) la profundidad equivalente estándar, que sería el punto A en la Figura 2.14, y 2) el punto donde la curva de la velocidad alcanza su valor máximo  $V_{max}$ . El esfuerzo efectivo en el punto B se calcula de la ecuación siguiente:

$$\sigma_B = \sigma_{max} \left( \frac{\sigma_A}{\sigma_{max}} \right)^U \dots\dots\dots (2.44)$$

donde  $\sigma_A$  es el esfuerzo efectivo a la profundidad equivalente A,  $\sigma_{MAX}$  es el esfuerzo efectivo que corresponde a la  $V_{max}$ , y U es un parámetro calibrado con datos locales. Para la Costa del Golfo de EEUU y el Golfo de México,  $U = 3.13$  (Bowers, 1995).

La ecuación 2.44 será utilizada para calcular esfuerzos efectivos en cualquier parte donde las velocidades debajo de la parte superior de la sobrepresión sean menores que  $V_{max}$ . Como se puede ver en la Figura 2.14c, la ecuación 2.44 produce una curva de compactación más precisa, similar a la que se obtuvo en la Figura 2.12 al incrementar el exponente de Eaton.

Para evitar tener que solucionar gráficamente  $\sigma_A$  y  $\sigma_{max}$ , Bowers (1995) presentó una relación analítica de la forma:

$$V = V_0 + A\sigma^B \dots\dots\dots (2.45)$$

donde V es la velocidad,  $\sigma$  es el esfuerzo vertical efectivo, y  $V_0$ , A y B son parámetros de calibración.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

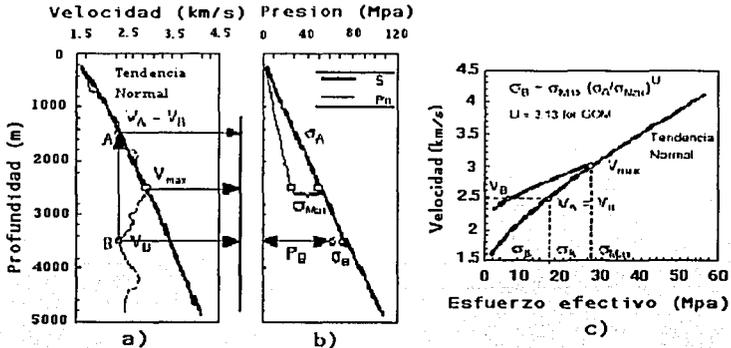


FIG. 2.14. Método de Bowers para la estimación de la presión de poro.

### WILHELM

El método de Wilhelm (1998) se basa en la idea de que los cambios diagenéticos son una parte importante para el proceso de compactación. Conforme una formación va siendo sepultada, se supone que la compactación no evoluciona a lo largo de ninguna línea de tendencia. Mejor dicho, la compactación se cruza continuamente de una línea de tendencia a la siguiente mientras la diagénesis se desarrolla. Los casos como el de la Figura 2.7, en el que los datos obtenidos de velocidad divergen de la tendencia principal de la compactación, se atribuyen a las diferencias diagenéticas. Para explicar estos efectos, Wilhelm hace uso de una relación velocidad-porosidad-esfuerzo efectivo-temperatura-CEC (capacidad del intercambio catiónico).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

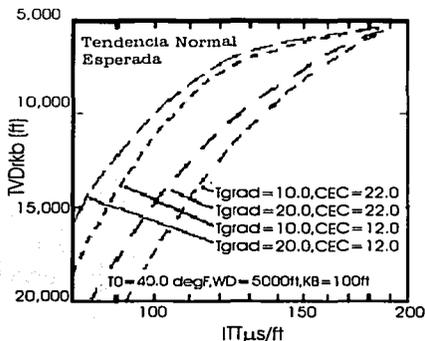


FIG. 2.15. Método de Wilhelm (1998) para estimar la presión de poro.

La calibración del modelo requiere datos de temperatura y de la CEC. La temperatura se obtiene de datos disponibles de pozos. El perfil de la CEC no se basa en datos medidos. Más bien se eligen para ajustar las presiones de poro que se predicen, con datos conocidos de presión. Nunca se han publicado detalles del modelo. La esencia general del modelo se resume en la Figura 2.15, que fue descargada de la página en Internet de Wilhelm.

### RESISTIVIDAD

#### HOLBROOK

El método de Holbrook (1987, 1985) estima presiones del poro en arena, lutita, caliza, y cualquier combinación de dos en dos. La porosidad es calculada de la resistividad usando el volumen de la lutita para interpolar entre los últimos miembros de las relaciones tipo Archie para arenas limpias, lutitas y calizas. Los esfuerzos efectivos se obtienen utilizando el volumen de la lutita para interpolar entre las relaciones efectivas de porosidad para diversos minerales. El parámetro en estas relaciones es fijo, y se supone para aplicarse por todo el mundo y en todas las edades geológicas. El modelo es calibrado ajustando el perfil de la resistividad del agua para que coincida con presiones de poro conocidas.

#### Calculo de la Porosidad

Se utilizan relaciones del factor de la formación vs. porosidad para componentes totales (Figura 2.16a). Todo converge en el punto  $\Phi=0.44$ ,  $F=3.62$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

La curva de la arena limpia es la ecuación de Humble:

$$\phi_{sd} = \left( \frac{0.62}{F} \right)^{\frac{1}{2.13}} \dots \dots \dots (2.46)$$

El punto de partida para las calizas es la ecuación de Borai:

$$\phi_{sd} = \left( \frac{1}{F} \right)^{\frac{1}{m}} \dots \dots \dots (2.47)$$

donde:

$$m = 2.2 - \frac{0.035}{(\phi + 0.042)} \dots \dots \dots (2.48)$$

Esta relación se utiliza para factores de formación aproximadamente mayores que 22. En valores más bajos, se utiliza una relación diferente, no especificada. No se proporcionan detalles para obtener la curva de la lutita limpia. Esto puede significar que no hay relación analítica para la lutita. Los puntos podrían estar almacenados en un archivo.

La porosidad es calculada para cada factor de la formación con una interpolación lineal entre las curvas de los componentes totales. La distancia relativa entre los componentes totales se mide paralelamente a los ejes del factor de la formación. La Fig. 2.16b muestra las porosidades de una mezcla arena-lutita que corresponden a una medida dada del factor de la formación en los valores de  $V_{sh}$  de 0.0, 0.5, y 1.0.

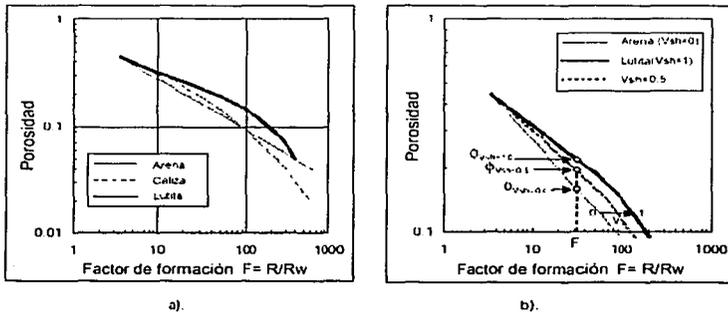


FIG. 2.16. Relación de la porosidad y el factor de formación de Holbrook (1995). La Figura (a) para componentes totales de lutita limpia, arena y caliza. La Figura (b) es el cálculo de porosidades para una mezcla arena-lutita con 50 % en volumen de lutita.

**Determinación del Volumen de Lutita**

El volumen fraccional de sólidos que son lutita,  $V_{sh}$ , se obtiene de la lectura de rayos gamma, " $\Gamma$ ", como sigue:

$$V_{sh} = \frac{[\Gamma - \Gamma_{sh}]}{[\Gamma_{sh} - \Gamma_{sd}]} \dots \dots \dots (2.49)$$

donde  $\Gamma_{sd}$  y  $\Gamma_{sh}$  son los valores de la línea base para arena limpia y la lutita pura, respectivamente. La línea base de arena limpia y lutita pura se determina estadísticamente con mediciones de rayos gamma. El volumen de lutita es igualado a la distancia relativa de las lecturas de rayos gamma entre la línea base de arena limpia y lutita pura. La Figura 2.17 ilustra este proceso.

Mientras que se registran los datos de rayos gamma, se clasifican en grupos de arena y de lutita. Las mediciones menores a cierto valor de cierre (límite máximo donde se considerará como arena) se clasifican como arena, mientras que si están por arriba del otro valor de cierre (límite máximo donde se considerará como lutita) se consideran lutita. Para cada grupo, a lo largo del pozo, se calcula la media y la desviación estándar. La línea base de arena limpia para cada intervalo de profundidad se fija a dos veces la desviación estándar debajo de la media para el grupo de la arena; la línea base para lutita pura se localiza a dos veces la desviación estándar por arriba de la media del grupo de lutita.

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

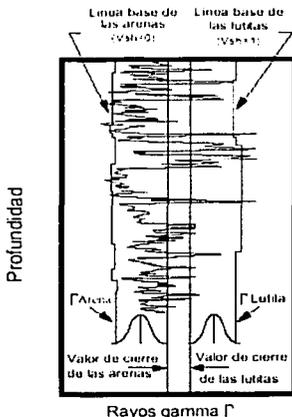


FIG. 2.17. Determinación de la línea base de rayos gamma para arenas limpias y lutitas puras.

**Calculo de la Porosidad**

Se especifican las relaciones de esfuerzo efectivo-porosidad con componentes totales para cinco tipos de minerales básicos: 1) lutita pura, 2) arena de cuarzo, 3) caliza, 4) anhidrita, y 5) arenas de halita. Cada uno tiene la forma general:

$$\sigma = A(1 - \phi)^B \dots\dots\dots (2.50)$$

donde  $\sigma$  es el esfuerzo vertical efectivo,  $\Phi$  es la porosidad, y  $(1-\Phi)$  es referido como solidez. Este es el mismo tipo de ecuación usado por Bryan (1989). La Tabla 2.3 enumera los valores de A y B para los diferentes tipos de componentes totales:

Mineral	A(Mpa)	B
Arena de cuarzo	896.318	13.219
Arcilla mediana	127.215	8.728
Caliza	82.737	13.000
Anhidrita	10.928	20.000
Arena	0.586	31.909

Tabla 2.3. Parámetros de la relación porosidad y esfuerzo efectivo para componentes totales.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Para calcular el esfuerzo efectivo a partir de la porosidad en una mezcla de arena-lutita, el volumen de lutita se utiliza para interpolar linealmente entre las curvas de compactación de arena y de lutita (ver Figura 2.18a). Esto corresponde a la siguiente relación analítica:

$$\log(\sigma) = \log(\sigma_{sd}) - V_{sh} [\log(\sigma_{sd}) - \log(\sigma_{sh})] \dots\dots\dots (2.50a)$$

ó

$$\sigma = \sigma_{sd} \left( \frac{\sigma_{sh}}{\sigma_{sd}} \right)^{V_{sh}} \dots\dots\dots (2.51)$$

donde  $\sigma_{sd}$  y  $\sigma_{sh}$  son los esfuerzos efectivos en las cuales la solidez  $(1-\phi)$  intercepta a la arena limpia, y la curvas de compactación de la lutita pura, respectivamente.

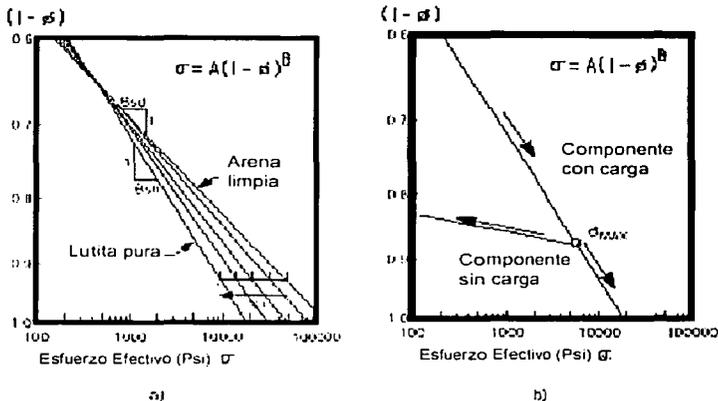


FIG. 2.18. Esfuerzo efectivo vs. porosidad para combinaciones de arena y lutita.

La tendencia de la compactación seguida por formaciones normalmente presionadas y moderadamente sobrepresionadas, la refiere Holbrook (1998) como la componente de carga. Para casos en los cuales los datos de alta presión divergen de la tendencia de compactación principal, él introduce una curva adicional llamada componente sin carga, que parte de la componente de

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

carga en el último valor estimado de esfuerzo efectivo máximo  $\sigma_{MAX}$  (Figura 18b). Esto es similar a la propuesta desarrollada por Bowers (1995) para la velocidad.

### II.2 GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA

#### INTRODUCCIÓN

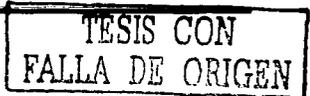
Se localizaron en la literatura 20 diferentes métodos para estimar el gradiente de fractura, además de un impresionante número de artículos. Después de buscarles similitudes, estas técnicas fueron agrupadas en cuatro categorías, basadas en sus principios de solución:

- Métodos del esfuerzo mínimo (fracturas largas)
- Métodos del esfuerzo tangencial (fracturas cortas)
- Métodos de la mecánica de la fractura (fracturas muy largas)
- Métodos directos

La Tabla 2.4 muestra como fue clasificado cada uno de los métodos revisados en este estudio.

Esfuerzo Mínimo	Esfuerzo Tangencial	Mecánica de la fractura	Directos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hubbert &amp; Willis</li> <li>• Matthews &amp; Kelly</li> <li>• Pennebaker</li> <li>• Eaton; Eaton &amp; Eaton</li> <li>• Christman</li> <li>• Pilkington</li> <li>• Daget &amp; Parigot</li> <li>• Daines</li> <li>• Brennan &amp; Annis</li> <li>• Simmons &amp; Rau</li> <li>• Zamora</li> <li>• Holbrook, Maggiori &amp; Hensley</li> <li>• Singh &amp; Emery</li> </ul>	<p>Fracturas impermeables</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hubbert &amp; Willis</li> <li>• Anderson, Ingram &amp; Zanier</li> <li>• Aadnoy &amp; Larsen</li> </ul> <p>Fracturas Permeables</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Haimson &amp; Fairhurst</li> <li>• Belloti &amp; Giacca</li> </ul>	<p>Fracturas Completamente Presionadas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abou-Sayed, Brechtel &amp; Clinton</li> </ul> <p>Cualquier Perfil de Presion de Fractura</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rummel</li> </ul>	<p>Profundidad</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Belloti &amp; Giacca</li> <li>• Rocha &amp; Bourgoyne</li> <li>• Barker &amp; Wood</li> </ul> <p>Profundidad &amp; Presion de Poro</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Breckels &amp; Van Eekelen</li> </ul> <p>Presion de Poro</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Salz</li> </ul>

Tabla 2.4 Clasificación de los métodos publicados para la estimación del gradiente de fractura.



## **CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

---

Los métodos del esfuerzo mínimo suponen que ocurrirán altas pérdidas de fluido de perforación cuando la presión iguale el esfuerzo insitu mínimo.

Los métodos del esfuerzo tangencial están basados en la solución analítica de los esfuerzos alrededor del agujero. Estos métodos predicen altas pérdidas de circulación cuando la presión en el agujero causa que el esfuerzo tangencial mínimo a lo largo de la pared del agujero (el esfuerzo tangencial al agujero) sea igual a la resistencia a la tensión de la roca.

Normalmente se supone que el agujero tiene fracturas y el término de la resistencia a la tensión es despreciado. Esto tiene dos beneficios. El primero, elimina tener que suponer una resistencia a la tensión y el segundo, es que esto hace mas realista el modelo de gradiente de fractura (de acuerdo con la teoría de mecánica de la fractura, el gradiente de fractura para un agujero sin fracturas es infinito). Además, los métodos del esfuerzo tangencial pueden ser divididos en dos categorías, basados en si se considera que las fracturas son permeables o impermeables cuando se cierran.

El método teórico más sólido para predecir gradientes de fractura es la mecánica de fractura, la cual determina las condiciones bajo las cuales una fractura iniciara y terminara su propagación. Esta teoría ha sido utilizada por años para diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico. No hay solución exacta en la mecánica de fractura para determinar la propagación de fracturas desde la pared del pozo. Sin embargo, Abou-Sayed, et. al. (1978) publicó una Tabla de parámetros, desarrollados por Paris & Sih, que pueden ser usados para estimar la longitud de la fractura vs. la presión en el agujero, para el caso de una fractura completamente presurizada. Rummel (1987) desarrollo una relación analítica para aproximar la solución con cualquier tipo de distribución de presión.

La principal desventaja con el método de mecánica de la fractura, es que requiere de información generalmente no conocida: firmeza de la fractura, longitud inicial de la fractura y la distribución del fluido a lo largo de la fractura. Los simuladores de fracturamiento hidráulico pueden numéricamente modelar la evolución de la presión a lo largo de una fractura en propagación, sin embargo, correr un simulador para predecir gradientes de fractura no es factible. Por lo anterior, la mecánica de la fractura no es una alternativa viable para estimar gradientes de fractura para propósitos de planeación del pozo, por lo que estos métodos no serán tratados a detalle en este trabajo de tesis. Sin embargo, hay algunas teorías que la mecánica de la fractura puede proporcionar sobre el proceso de fracturamiento, las cuales serán discutidas en la siguiente sección.

El último grupo de métodos de predicción del gradiente de fractura clasificados como "directos" no están basados en ningún modelo teórico. Ellos correlacionan directamente el gradiente de fractura con algún otro parámetro, tal como la profundidad o el gradiente de presión de poro.

Hay algunas diferencias fundamentales entre los métodos del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo que es necesario que se entiendan. Cada uno tiene su propio dominio de aplicación, ellos no deberían ser considerados intercambiables. Por lo tanto, en la sección siguiente se explica con algo de detalle las suposiciones fundamentales detrás de los métodos del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo, así como el área de aplicabilidad de cada uno de ellos. El reto de este capítulo proporciona ejemplos de los métodos directos, del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo listados en la Tabla 2.4.

### II.2.1. TEORÍAS DE FRACTURA

#### II.2.1.1 SUPOSICIONES BÁSICAS

Las suposiciones básicas detrás de los métodos del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo, pueden ser explicadas, considerando el comportamiento de una prueba de goteo. Para referencias futuras, la Figura 2.19 muestra la terminología que será utilizada para describir los puntos clave a lo largo de la curva de la prueba de goteo.

Las pruebas de goteo pueden hacerse de dos maneras, como se ilustra en la Figura 2.20. En la Figura 2.20a, la prueba se hace sin fracturar, mientras que en la Figura 2.20b, la admisión y el fracturamiento ocurren simultáneamente. Las pruebas de esfuerzo insitu utilizando empacadores para aislar una porción del agujero y los datos de fracturamiento hidráulico en el laboratorio, normalmente presentan la forma de la curva mostrada en la Figura 2.20b. La Figura 2.20a muestra un comportamiento típico de una prueba de goteo en la zapata de una T.R.

La Figura 2.21 compara una prueba de goteo real en la zapata de una T.R. contra datos de una prueba de esfuerzos insitu desarrollados por Daneshy, et. al. (1984). Se puede observar que las pruebas de esfuerzo 2 y 3 son muy similares a la pruebas de goteo (LOT). La gran diferencia entre la curva de incremento de presión de la prueba de esfuerzo 1 y las curvas de incremento para los otros dos ciclos puede ser atribuida a las diferencias en las longitudes de las fracturas que estuvieron presentes al inicio de cada ciclo.

Las fracturas presentes al inicio de la pruebas de esfuerzo 1, aparentemente fueron demasiado cortas para producir un cambio sensible en el volumen del agujero previo al fracturamiento. Sin embargo, evidentemente esas fracturas condujeron a un incremento en la admisión de fluidos durante el fracturamiento, ya que durante la prueba de esfuerzo 2, las fracturas tienen suficiente volumen para causar una disminución en la curva de incremento cuando la admisión ocurre. La similitud entre las curvas de incremento de la

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

prueba de goteo y de la prueba de esfuerzo 2, sugiere que las fracturas preexistentes durante la prueba de goteo fueron mas grandes que las fracturas presentes al inicio de la prueba de esfuerzo 1.

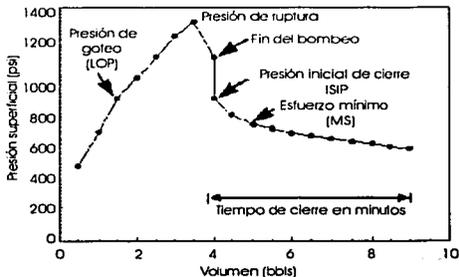


FIG. 2.19. Terminología de la prueba de goteo

### Presión de Goteo (LOP).

- Punto donde la pendiente se desvía de su tendencia lineal durante el bombeo.
- Punto donde la fractura se abre y empieza a admitir fluidos.

### Esfuerzo Mínimo (MS).

- Presión a la cual la fractura empieza a cerrarse.

El esfuerzo mínimo es el esfuerzo insitu mínimo. La disminución de la pendiente refleja un ritmo bajo de pérdida de fluido conforme la fractura se cierra.

### Presión de Ruptura.

- Punto en el cual la presión disminuye significante mientras se bombea. Indica un crecimiento inestable de la fractura.

### Presión Inicial de Cierre (ISIP).

- Presión registrada inmediatamente después de que se detiene el bombeo, cuando el pozo se cierra.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

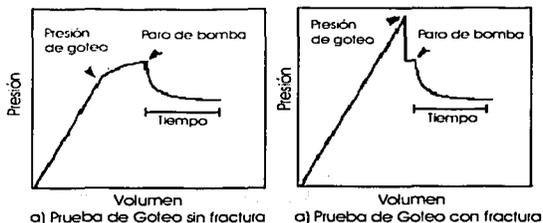


Fig. 2.20. Tipos de pruebas de goteo.

Como se discutirá posteriormente, los métodos del esfuerzo tangencial suponen que la admisión es sensible a efectos de cercanía con la pared del agujero, lo cual sería el caso cuando preexisten fracturas cortas. Los métodos del esfuerzo mínimo suponen que los efectos de cercanía con la pared del agujero son despreciables, lo cual es lo que se esperaría cuando preexisten fracturas largas. La última columna de la Tabla presentada en la Figura 2.21 proporciona datos de que tanto la presión de goteo durante la prueba de goteo y las tres pruebas de esfuerzo fueron influenciadas por los efectos de cercanía del agujero. Con relación al esfuerzo mínimo in situ estimado, la prueba de esfuerzo 1 tuvo de manera significativa una mayor presión de goteo, lo que sugiere nuevamente que en esta prueba se tuvieron fracturas preexistentes mas cortas.

Para dar una idea de la aplicabilidad de los métodos del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo, estos fueron utilizados para estimar los gradientes de fractura para la prueba de goteo y las pruebas de esfuerzo de la Figura 2.21 los resultados se listan en la Tabla 2.5 En la Tabla Pp,Gs,MS y Gr son la presión de poro, el gradiente de sobrecarga, el esfuerzo mínimo y el gradiente de fractura respectivamente. Se supone una presión de poro menor en 5 lb/gal. A la densidad del fluido de control utilizado. El gradiente de sobrecarga fue calculado a partir de la correlación de Eaton para el Golfo de Louisiana (1972).

Los métodos del esfuerzo mínimo son normalmente calibrados para que coincidan con las presiones de goteo, pero en este ejemplo, se dejo que el gradiente de fractura fuera igual al valor obtenido del esfuerzo mínimo real. Las columnas llamadas "Caso I", "Caso II" y "Caso III" se calcularon a partir de soluciones del esfuerzo tangencial tomando en cuenta diferentes suposiciones acerca de la permeabilidad del agujero y de sus fracturas preexistentes (ver la siguiente sección):

- Caso I. Pared del agujero impermeable, fracturas impermeables cuando se cierran.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

- Caso II. Pared del agujero impermeable, fracturas permeables cuando se cierran.
- Caso III. Agujero permeable, fracturas permeables cuando se cierran.

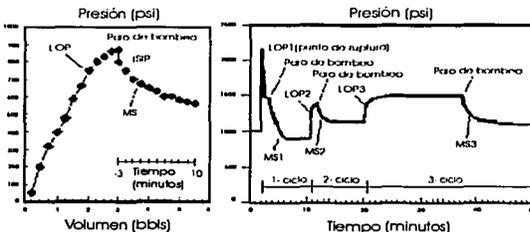


FIG. 2.21. Prueba de goteo (LOT) Prueba de esfuerzos In-Situ  
(Daneshy, 1984)

Prueba	TVD(pies)	Densidad del fluido (lb/gal)	Gasto de la bomba (bpm)	Presión de goteo(LOP) (psi)	Esfuerzo Mínimo(MS) (psi)	LOP <sub>DE</sub> (lb/gal)	MS <sub>DE</sub> (lb/gal)	LOP <sub>DE</sub> /MS <sub>DE</sub>
LOT	7435	12.4	0.25	750	675	14.3	14.1	1.01
Prueba de esfuerzo 1	8132	14.2	0.27	2160	950	19.3	16.4	1.18
Prueba de esfuerzo 2	8132	14.2	0.18	1250	1150	17.2	16.9	1.02
Prueba de esfuerzo 3	8132	14.2	0.19	1300	1113	17.3	16.8	1.03

Tabla 2.5. Prueba de goteo vs. Prueba de esfuerzo insitu (Daneshy, et. al. 1994).

En este ejemplo en particular (Tabla 2.5), el Caso II proporciona las mismas predicciones de gradiente de fractura que el método del esfuerzo mínimo, sin embargo, no siempre será así. Los gradientes de fractura medidos están listados en negritas, mientras que las mejores predicciones del gradiente de fractura se resaltan en gris.

Prueba	TVD (pies)	Pp (lb/gal)	Gs (lb/gal)	MS (lb/gal)	Gfr (lb/gal)	Gradientes de fractura estimados a partir del esfuerzo tangencial.		
						Caso I (lb/gal)	Caso II (lb/gal)	Caso III (lb/gal)
LOT	7435	11.9	18	14.1	14.3	16.3	14.1	15.2
Prueba 1	8132	13.7	18.1	16.4	19.3	19.1	16.4	17.75
Prueba 2	8132	13.7	18.1	16.9	17.2	20.1	16.9	18.5
Prueba 3	8132	13.7	18.1	16.9	17.3	20.1	16.9	18.5

Tabla 2.6. Predicciones del gradiente de fractura partir de la prueba de goteo y de las pruebas de esfuerzo de la Figura 2.21.

**TIENEN CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

El método del mínimo esfuerzo proporciona los mejores resultados en la predicción de los gradientes de fractura en tres pruebas en las cuales la admisión ocurre sin ruptura, sin embargo, de manera sustancial bajo estima la presión de ruptura en la prueba 1. Por otro lado, el caso 1 proporciona una excelente estimación de la presión de ruptura en la prueba 1, pero falla rotundamente en la predicción de las otras pruebas de goteo.

El punto esencial es que ninguno de esos métodos de predicción del gradiente de fractura fue capaz de predecir exactamente todas las presiones de goteo de la Tabla 2.5. Al menos dos métodos se necesitan. En general, los métodos del esfuerzo tangencial son los mejores para predecir las presiones de goteo en agujeros con fracturas preexistentes cortas, en los cuales, la admisión y la ruptura ocurren simultáneamente (Figura 2.20b). Los métodos del esfuerzo mínimo son más apropiados para agujeros con fracturas preexistentes largas, donde la admisión puede ocurrir sin ruptura (Figura 2.20a).

### II.2.1.2 MÉTODO DEL ESFUERZO TANGENCIAL

El punto de inicio para todos los métodos del esfuerzo tangencial es la solución de Kirsch para los esfuerzos en una placa con un orificio circular (Volterra & Gaines, 1971). Kirsch resolvió este problema en 1898 y su primera aplicación fue desarrollada por Hubbert y Willis (1957) en el área de fracturamiento hidráulico. Como se muestra en la Figura 2.22, el hecho de reemplazar roca por fluido de perforación perturba el campo de esfuerzos in situ en una distancia de alrededor de 3 veces el radio del agujero.

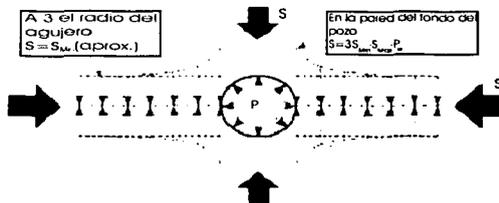


FIG. 2.22 Solución de Kirsch para la concentración de esfuerzos en el agujero.

Existan o no fracturas orientadas paralelamente al eje del agujero, su apertura esta gobernada por los esfuerzos que actúan tangencialmente en la pared del agujero,  $S_t$ , definidos como Esfuerzos Tangenciales. El esfuerzo tangencial mínimo  $S_t$  (compresión +) ocurre cuando  $S_t$  es paralelo al esfuerzo in situ mínimo que esta presurizando al agujero (ver Figura 2.22) es igual a:

**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

$$S_{\theta} = 3S_{Min} - S_{Max} - P_w \dots\dots\dots (2.52)$$

Donde  $P_w$  es la presión en el agujero,  $S_{Min}$  y  $S_{Max}$  son los esfuerzos insitu mínimo y máximo actuando perpendicularmente al agujero. En un ambiente tectónicamente relajado (inactivo),  $S_{Min}=S_{Max}=S_h$  para un pozo vertical, mientras que para un pozo horizontal,  $S_{Min}=S_h$  y  $S_{Max}=S_v$ , donde  $S_h$  y  $S_v$  son los esfuerzos horizontales y verticales respectivamente.

Como se puede apreciar en la ecuación 2.52, cuando se incrementa  $P_w$ ,  $S_{\theta}$  decrementa. Las pérdidas de circulación se predicen cuando el esfuerzo tangencial neto, el cual genera una fractura a lo largo de la pared del agujero, es cero, lo cual es debido a que los métodos del esfuerzo tangencial son más apropiados para agujeros con fracturas cortas. Conforme una fractura llega a ser más larga, es progresivamente menos sensible a los efectos de cercanía del agujero.

La presión del agujero a la cual la admisión ocurre depende de la permeabilidad de la fractura mientras esta se cierra, y de la permeabilidad de la pared del agujero. Esos efectos pueden ser divididos en tres casos:

- Caso I. Pared del agujero impermeable, fracturas impermeables cuando se cierran.
- Caso II. Pared del agujero impermeable, fracturas permeables cuando se cierran.
- Caso III. Agujero permeable, fracturas permeables cuando se cierran.

**CASO I. AGUJERO IMPERMEABLE, FRACTURA IMPERMEABLE CERRADA**

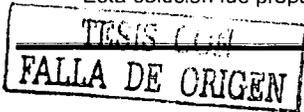
El cierre de las caras de la fractura que realiza  $S_{\theta}$  es contrarrestado por la presión de fluido dentro de la fractura,  $P_c$ . Sin embargo, la fractura se abrirá cuando:

$$S_{\theta} - P_c = 3S_{Min} - S_{Max} - P_w - P_c = 0 \dots\dots\dots (2.53)$$

En el caso I, la presión del fluido dentro de la fractura es supuesta igual a la presión de poro insitu,  $P_0$  (ver Figura 2.23). Esto conlleva al siguiente criterio de apertura de fractura (gradiente de fractura):

$$P_w = 3S_{Min} - S_{Max} - P_0 \dots\dots\dots (2.54)$$

Esta solución fue propuesta por primera vez por Hubbert y Willis (1957).



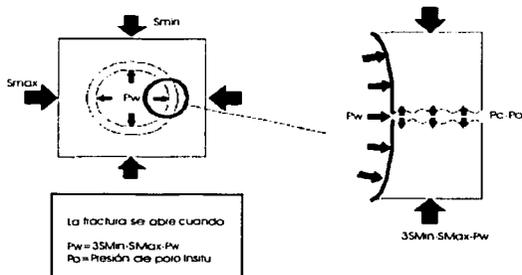


FIG. 2.23. Criterio de apertura de fractura para un agujero impermeable y una fractura impermeable cerrada (Hubbert y Willis, 1957).

**CASO II. AGUJERO IMPERMEABLE, FRACTURA PERMEABLE CERRADA**

El caso II supone que las caras de la fractura son rugosas o irregulares, tal que aunque esta se cierre, tiene suficiente permeabilidad para que la presión del fluido,  $P_c$ , se iguale con la presión del agujero,  $P_w$  (Figura 2.24). Por lo tanto, con  $P_c = P_w$ , la ecuación 2.53 da como resultado el criterio de fractura siguiente:

$$P_w = \frac{3S_{min} - S_{max}}{2} \dots \dots \dots (2.55)$$

Esta ecuación puede ser obtenida como parte final de una solución más general desarrollada por Haimson y Fairhurst para el caso III.

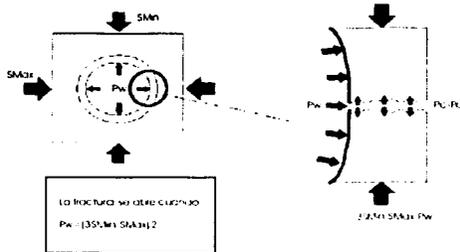


FIG. 2.24. Criterio de apertura de fractura para un agujero impermeable y una fractura permeable cerrada (Haimson y Fairhurst, 1970).

**CASO III. AGUJERO PERMEABLE, FRACTURA PERMEABLE CERRADA**

Haimson y Fairhurst (1970) le dieron un giro a la solución de Kirsch incorporándole los efectos de la invasión de fluidos dentro de la pared del agujero. Suponiendo que el pozo fue perforado sobrebalance, la invasión incrementa la presión de poro del fluido dentro de la pared (ver Figura 2.25). El incremento de la presión de poro de  $P_o$  a  $P_w$  hace que la roca a lo largo del agujero trate de expandirse, similar a lo que pasaría si el agujero fuera calentado.

Este efecto de hinchamiento adiciona un termino llamado esfuerzo compresivo a la relación del esfuerzo tangencial de Kirsch (ecuación 2), por lo que ahora  $S_\theta$  es igual a:

$$S_\theta = 3S_{Min} - S_{Max} - P_w + 2\eta(P_w - P_o) \dots\dots\dots (2.56)$$

Con:

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \dots\dots\dots (2.57)$$

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_G} \dots\dots\dots (2.57a)$$

y donde  $\nu$  es la relación de Poisson, K es el módulo volumétrico de la roca sin fluidos y  $K_G$  es el módulo volumétrico de los granos de la roca. Dado que la presión en la fractura se supone igual a  $P_w$ , el criterio de fracturamiento hidráulico de Haimson y Fairhurst es:

$$P_w = \frac{3S_{Min} - S_{Max} - 2\eta P_o}{2(1-\eta)} \dots\dots\dots (2.58)$$

Para rocas impermeables,  $\eta=0$ , lo cual reduce la ecuación 2.58a:

$$P_w = \frac{(3S_{Min} - S_{Max})}{2} \dots\dots\dots (2.59)$$

Lo cual proporciona la misma ecuación que el criterio de fractura del caso II. Para rocas altamente compresibles,  $\alpha=1$ , por lo que la ecuación 2.58 se reduce a:

$$P_w = (1-\nu)[2(S_{Min} - P_o) - (S_{Max} - S_{Min})] + P_o \dots\dots\dots (2.60)$$

**FALLA DE ORIGEN**

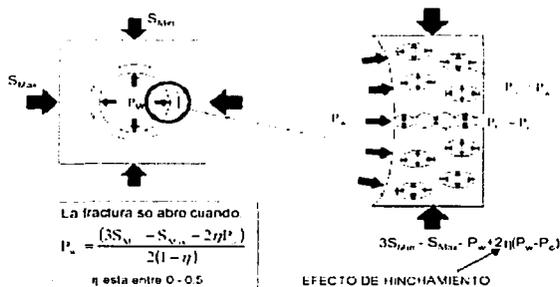


FIG. 2.25. Criterio de apertura de fractura para un agujero permeable y para una fractura permeable cerrada (Haimson & Fairhurst, 1970)

### II.2.1.3 MÉTODO DEL ESFUERZO MÍNIMO

Los métodos del esfuerzo tangencial solo predicen cuando puede abrirse una fractura en la pared del agujero. Sin embargo, éstos no proporcionan un indicativo de que pasa posteriormente. ¿Podría repentinamente iniciarse la fractura, similar a la Figura 2.20b? o ¿Podría la fractura crecer de una manera más controlada?, similar a la Figura 2.20a. Se podría obtener algún entendimiento sobre como la fractura crecería examinando como se ve el campo de esfuerzos delante de la fractura al momento de su apertura.

La Figura 2.21 compara las predicciones del gradiente de fractura para unos pozos verticales y horizontales hipotéticos perforados en un área donde el esfuerzo de sobrecarga,  $S_v$ , es igual a 1.3 veces el esfuerzo horizontal,  $S_h$ . Las presiones de apertura pronosticadas para el caso de una fractura permeable o pared del agujero impermeable son:

- Para el pozo vertical:  $P_w = S_h$
- Para el pozo horizontal:  $P_w = 0.85S_h$

Se pospondrá, por el momento, la pregunta de cual de los esfuerzos esta en el extremo de la fractura y se pondrá atención en el campo de esfuerzos que están presente durante el avance de las fracturas, si ellas crecen.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

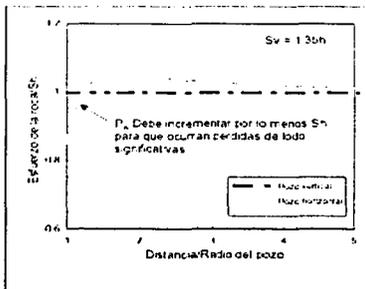


FIG. 2.26. Esfuerzos delante de una fractura al momento de que  $P_w =$  Presión de goteo.

Para la Figura 2.26 se tienen las siguientes suposiciones:

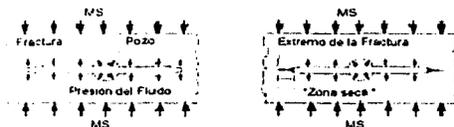
- $LOP = \frac{(3S_{Min} - S_{Max})}{2}$
- Para Pozos Verticales: La Presión de Goteo= $S_{Min}$  y la Presión de Pérdida de Circulación= $S_{Min}$ .
- Para Pozos Horizontales: La Presión de Goteo= $0.85S_{Min}$  y la Presión de Pérdida de Circulación= $S_{Min}$ .
- Criterio de Fractura Práctico:  $P_w = S_{Min}$ .

Para pozos verticales, la presión del fluido en la fractura iguala el esfuerzo horizontal,  $S_h$ , tal que cualquier pequeño incremento en la presión en el agujero debería hacer crecer la fractura rápidamente. Sin embargo, en un pozo horizontal los esfuerzos compresivos delante de la fractura se incrementan significativamente. A partir del campo de esfuerzos, parece razonable que la presión en el agujero tendrá un incremento de al menos  $S_h$ , antes de que sea posible un crecimiento rápido de la fractura. Se puede argumentar lo mismo cuando el gradiente de fractura pronosticado llega a ser menor que el esfuerzo in situ mínimo, lo cual es la idea fundamental detrás de los métodos del esfuerzo mínimo para estimar los gradientes de fractura.

El anterior razonamiento está basado en las soluciones elásticas para los esfuerzos cercanos al agujero, estas soluciones no toman el efecto del extremo de la fractura.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

La mecánica de la fractura también explica porque generalmente la admisión ocurre a presiones mayores que el esfuerzo insitu mínimo. Predicciones teóricas (Barenblatt, 1956) y observaciones de laboratorio (Biot, 1981) confirman que los extremos de las fracturas hidráulicas tienen forma de vela, tal como se muestra en el lado derecho de la Figura 2.28. El ancho de la fractura llega a ser tan estrecho, que es imposible para el fluido de fracturamiento alcanzar el extremo de la fractura, dejando lo que se ha llamado "zona seca". La existencia de zonas secas ha sido confirmado por Daneshy, et. al. (1984), quien nucleó un agujero hidráulicamente fracturado.



### Fractura Totalmente Presurizada $LOP=MS$

- Supone una fractura totalmente conductiva mientras se cierra.
- La presión en el agujero debe ser igual al esfuerzo mínimo para abrir la fractura.

### Fractura Parcialmente Presurizada $LOP>MS$

- La comunicación es inhibida por la angostura, la forma de vela, sólidos del fluido.
- La presión en el agujero debe exceder el esfuerzo mínimo para abrir la fractura.

FIG. 2.27. Presión de goteo (LOP) vs. esfuerzo insitu mínimo (MS).

Dado que la presión del fluido dentro de una fractura con una zona seca, actúa sobre una porción muy pequeña de la superficie de la fractura tal que el esfuerzo mínimo fuerza a la fractura a cerrarse (ver Figura 2.28), por lo que se requiere una presión en el agujero mayor que el esfuerzo mínimo para abrir la fractura. Cualquier otro efecto que inhiba la comunicación de presión a lo largo de la fractura (sólidos del fluido de perforación, hinchamiento de arcillas, etc.) provocará el incremento de la presión de extensión de la fractura. Para ilustrar este punto, el lado izquierdo de la Figura 2.29 compara la relación de la presión versus la longitud de la fractura para el caso de una fractura totalmente presurizada y una totalmente sellada (Rummel's solución aproximada, 1987). En el primer caso, ocurre un crecimiento ilimitado de la fractura cuando la presión en el agujero es igual al esfuerzo mínimo. En el segundo, el crecimiento de la fractura no ocurre.

El lado derecho de la Figura 2.29 muestra los efectos de una zona seca más real, la cual es el 1% de la longitud total de la fractura. Esto hace que el

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

gradiente de fractura sea de alrededor del 2% mayor que el esfuerzo mínimo, esto es similar a lo que se observó en la Figura para la prueba de goteo (LOT) y las pruebas de esfuerzo 2 y 3. Esto muestra que los incrementos de presión que ocurren después de la admisión son completamente debidos a las pérdidas de presión a lo largo de la fractura.

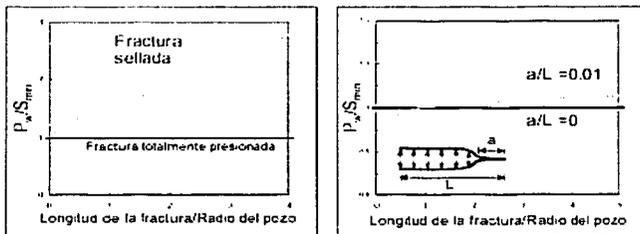


FIG. 2.28. Efecto de la permeabilidad de la fractura en su crecimiento.

### CONCLUSIONES

Los métodos del esfuerzo tangencial determinan cuando, una pequeña fractura en el agujero abrirá, pero estos no proporcionan si el crecimiento de la fractura será estable o inestable. En algunos casos, estos métodos podrían proporcionar predicciones de gradientes de fractura demasiado optimistas, mientras que en otros, podrían ser demasiado bajas.

Dadas las incertidumbres relacionadas a las longitudes de fractura que podrían ser encontradas mientras se perfora un pozo, los métodos del esfuerzo mínimo son, en opinión de este autor, un mejor método para predecir los gradientes de fractura.

#### II.2.2 MÉTODOS DEL ESFUERZO MÍNIMO

Todos los métodos del esfuerzo mínimo considerados en este trabajo, están basados en la ecuación atribuida a Hubbert y Willis (1957):

$$GFr = K(GS - GP_p) + GP_p \dots\dots\dots (2.61)$$

Donde:

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

GFr = Gradiente de fractura.

GS = Gradiente de sobrecarga.

GPp = Gradiente de presión de formación o poro.

K = Relación del esfuerzo efectivo, también definido como el coeficiente de esfuerzos de la matriz.

Las diferencias entre los métodos son debidas a la manera en la cual se determina la relación del esfuerzo efectivo. K puede ser calibrada para cada campo, a partir de mediciones de gradientes de fractura con las pruebas de goteo utilizando la siguiente relación:

$$K = \frac{(GFr - GP_p)}{(GS - GP_p)} \dots \dots \dots (2.62)$$

### HUBBERT Y WILLIS

Hubbert y Willis (1957) utilizaron la siguiente relación para K:

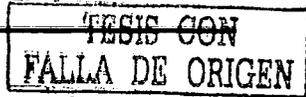
$$K = \frac{(1 - \text{sen } \theta)}{(1 + \text{sen } \theta)} \dots \dots \dots (2.63)$$

Donde  $\theta$ , es el ángulo de fricción interno de la roca. En su artículo, ellos suponen a  $\theta = 30^\circ$ , lo cual proporciona un valor de  $K=0.33$ .

Su relación de esfuerzos representa el límite inferior teórico de K, conocido en mecánica de suelos como el coeficiente del esfuerzo activo "Ka" (Lambe y Whitman, 1969). Este define el valor más bajo que puede tener el esfuerzo horizontal sin fallas normales en formaciones horizontales. En áreas tectónicamente inactivas, K es típicamente más grande que Ka.

### MATTHEWS Y KELLY

Matthews y Kelly (1967) supusieron K (que ellos llamaron "el coeficiente de esfuerzos de la matriz") como una función del esfuerzo vertical efectivo. Este punto es frecuentemente pasado por alto, ya que en su artículo mostraron el coeficiente de esfuerzos de la matriz graficado como una función de la profundidad. Sin embargo, Matthews y Kelly (M&K) quisieron decir que esas curvas podrían ser utilizadas como líneas de "tendencia normal" para K. El esfuerzo efectivo correspondiente al valor de K a una profundidad dada es calculado suponiendo un gradiente de sobrecarga de 1 psi/pie y un gradiente de presión de formación normal de 0.465 psi/pie, lo cual significa:



## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

$$\sigma = S_V - P_{PN} = (1 \cdot TVD) - (0.465 \cdot TVD) = 0.535 \cdot TVD \dots\dots\dots (2.64)$$

donde  $\sigma$  y  $S_V$  son los esfuerzos de sobrecarga efectivo y total, respectivamente, y  $P_{PN}$  es la presión normal de poro a esa profundidad.

El procedimiento de M&K para encontrar K a cualquier profundidad y a cualquier presión de poro es como se indica a continuación:

- Calcule la presión de poro a la profundidad de interés.
- Utilice un gradiente de esfuerzo de sobrecarga de 1 psi/pie para encontrar el esfuerzo efectivo,  $\sigma$ .
- Utilice la ecuación 2.64 para encontrar la profundidad  $TVD_N$  donde ese esfuerzo efectivo ocurriría a la presión normal (la profundidad equivalente):

$$TVD_N = \frac{\sigma}{0.535} \dots\dots\dots (2.65)$$

- Escoja la relación de esfuerzo a esa profundidad a partir de la curva de tendencia normal apropiada.

La Figura 2.29 muestra gráficamente cómo se determina K.

Los gradientes de sobrecarga locales se pueden tomar en cuenta fácilmente utilizando el esfuerzo de sobrecarga correcto para calcular  $\sigma$  en el paso 2. La ecuación 2.65 todavía sería utilizada para encontrar  $TVD_N$ , porque es la conexión que liga  $\sigma$  de acuerdo con la K vs. la relación del esfuerzo efectivo que es lo oculto detrás de la K de M&K vs. la curva de profundidad equivalente. Sin embargo, debe ser puntualizado que M&K nunca intentaron que sus curvas de relación de esfuerzos se utilizarán genéricamente. Ellos enfatizaron que: "Se necesitan datos de fractura reales de un área en particular, antes de que una curva de profundidad vs. K se pueda trazar para esa área".

Cuando se desarrollan calibraciones locales de la relación de esfuerzo efectivo, se recomienda que la parte de la profundidad equivalente del método de M&K se ignore. Es decir, desarrolle una razón de esfuerzos vs. una relación de esfuerzo efectivo, en lugar de trabajar a través de la razón de esfuerzos vs. las curvas de tendencia normal.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

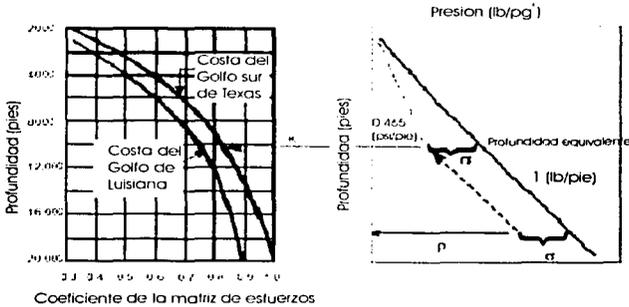


FIG. 2.29. Método de Matthews y Kelly

### PENNEBAKER

Pennebaker (1968) presentó una razón de esfuerzos vs. la curva de profundidad que se supone para aplicarse en todas partes (Figura 2.30). K calibrada localmente vs. las relaciones de profundidad son básicamente una versión generalizada del método de Pennebaker. Según lo discutido previamente, tales curvas a menudo son mal clasificadas como curvas de "Matthews y Kelly".

En su trabajo, Pennebaker (1968) observa que K podría depender de la profundidad, edad geológica y de la localización, pero "esto es suponiendo que el gradiente de sobrecarga, influenciado en sí mismo por la edad geológica, es el factor de control". Dada esta suposición y del hecho de que él presenta varios esfuerzos de sobrecarga vs. relaciones de profundidad ligadas a las edades geológicas (véase Figura 2.30), es algo sorprendente que él decida utilizar solamente una K vs. la curva de profundidad. El método de Pennebaker es bueno para calibración local.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

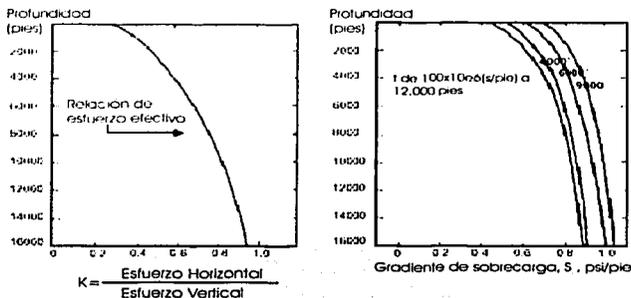


FIG. 2.30. Curvas de relación de esfuerzo y de gradiente de sobrecarga de Pennebaker (1968).

### EATON

El método de Eaton (1969) parece haberse desarrollado a partir de un mal entendimiento del trabajo de Hubbert y Willis (1957). Según lo discutido previamente, Hubbert y Willis utilizaron una relación de mecánica de suelos que implicaba el ángulo de fricción interno para K, con la cual para un ángulo de fricción de 30°, resulta un valor de K=0.33. Sin embargo, esto representa un límite más bajo de los valores posibles para K.

Un valor de K=0.33 se puede también obtener con una ecuación de la teoría de elasticidad, la cual define que la compresión horizontal se genera cuando una formación sometida a cargas verticalmente, esta limitada elásticamente a expandirse lateralmente:

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu} \dots \dots \dots (2.66)$$

donde  $\nu$  es la relación de Poisson. La relación de esfuerzo de Hubbert y Willis de K=0.33 puede coincidir con el resultado de la ecuación 2.66 si se fija  $\nu = 0.25$ . Eaton concluyó al parecer, que esta es la forma como Hubbert y Willis obtuvieron su valor de K, y utilizó esta ecuación como la base para su método de predicción del gradiente de fractura. Y este método sigue siendo uno de los más ampliamente utilizados en la industria.

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

En la aplicación de esta propuesta, es crucial tomar en cuenta que la ecuación 2.66 no se puede aplicar tan literalmente. Puesto que los sedimentos se deforman plásticamente cuando son compactados, la cantidad de compresión horizontal generada durante la sedimentación es mayor que la que se podría predecir con la teoría de la elasticidad. Por lo tanto, utilizar relaciones de Poisson elásticas "verdaderas" en la ecuación 2.66, puede hacer que el método de Eaton subestime considerablemente el gradiente de fractura.

Relaciones de Poisson dinámicas, calculadas a partir de datos de velocidad compresional y de corte, pueden resultar en valores perceptiblemente más altos que los valores estáticos, particularmente en lutitas. Esto es debido a que las relaciones de Poisson dinámicas de una roca compresible y de baja permeabilidad, tal como las lutitas, son dominadas por los efectos del agua en los poros ( $\nu=0.5$  para agua). Por lo tanto, mientras que las relaciones de Poisson dinámicas podrían producir valores razonables de K, los resultados muy a menudo no tienen nada que ver con la realidad.

Para hacer que el método de Eaton funcione, se deben utilizar relaciones de Poisson ficticias, tomadas de datos de pruebas de goteo. Primero K se determina de la ecuación 2.62, y entonces  $\nu$  se calcula de la relación:

$$\nu = \frac{K}{1+K} \dots\dots\dots (2.67)$$

Esto se hace en tantos puntos de prueba de goteo como sea posible, y entonces se ajusta una relación de  $\nu$  vs. profundidad. Para cuando no se tienen datos de pruebas de goteo, Eaton&Eaton (1997) publicaron dos relaciones analíticas para  $\nu$  como una función de la profundidad por debajo del fondo marino (TVDBML):

### Costa Del Golfo

Para  $0 \leq TVD_{BML} \leq 4,999.9$

$$\nu = -7.5 \times 10^{-9} * (TVD_{BML})^2 + 8.0214286 \times 10^{-5} * (TVD_{BML}) + 0.2007142857$$

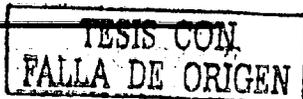
para  $5000 \leq TVD_{BML}$

$$\nu = -1.7728 \times 10^{-10} * (TVD_{BML})^2 + 9.4748424 \times 10^{-6} * (TVD_{BML}) + 0.3724340861 \dots (2.68)$$

### Aguas Profundas del Golfo de México

Para  $0 \leq TVD_{BML} \leq 4,999.9$

$$\nu = -6.089286 \times 10^{-9} * (TVD_{BML})^2 + 5.7875 \times 10^{-5} * (TVD_{BML}) + 0.3124642857$$



**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

para  $5000 \leq TVD_{BML}$

$$r' = -1.882 \times 10^{-10} * (TVD_{BML})^2 + 7.2947129 \times 10^{-6} * (TVD_{BML}) + 0.4260341387 \dots (2.69)$$

En comparación al método de Pennebaker, que trabaja directamente con la relación de esfuerzos, el método de Eaton es considerablemente más tedioso para aplicarse. Las relaciones de Poisson calculadas a partir de la relación de esfuerzos efectivos son utilizadas para calcular relaciones de esfuerzos efectivos. Mucho trabajo adicional e innecesario. Si están calibrados con los mismos datos de pruebas de goteo, los métodos de Pennebaker y de Eaton deben producir los mismos resultados.

**CHRISTMAN**

El artículo de Christman (1973) puede ser bien recordado por su discusión sobre el efecto del tirante de agua en gradientes de fractura costa afuera. Sin embargo, él también describió dos técnicas que él había desarrollado para predecir relaciones de esfuerzos con datos de pozos de correlación. Una propuesta era una relación de esfuerzos vs. función de la profundidad del tipo de la de Pennebaker. Sin embargo, él también señaló los buenos resultados al tomar la dependencia entre relación de esfuerzos con la densidad, según lo mostrado en la Figura 2.31.

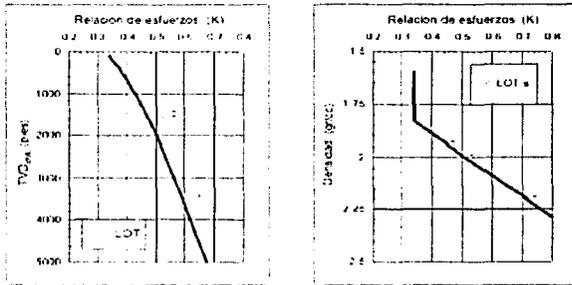


FIG. 2.31. Método de Christman (1973) para la estimación de las relaciones de esfuerzos en el Canal de Santa Barbara.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**PILKINGTON**

Pilkington (1978) utilizó los datos de la relación de esfuerzos obtenidos de los trabajos de Matthews y Kelly (1967), Pennebaker (1968), Eaton (1969), y de Christman (1973) para obtener una relación de esfuerzos "promedio" para Cuencas del Terciario. Así, Pilkington ajusto la curva de la relación de esfuerzos de Matthews y Kelly de modo que fuera aplicable con la relación de esfuerzos de sobrecarga de Eaton para la Costa del Golfo. Él hizo esto con el requisito de que a cualquier profundidad el esfuerzo horizontal efectivo para la presión normal debe ser el mismo, si se calcula con un gradiente de sobrecarga de 1 psi/pie o relación de Eaton. Para un gradiente de presión normal de 0.465 psi/pie, esto implica:

$$K_{Orig} (1 - 0.465) * TVD = K_{Nueva} (GS - 0.465) * TVD$$

$$K_{Nueva} = K_{Orig} \frac{0.535}{GS - 0.465} \dots\dots\dots (2.70)$$

Donde  $K_{Orig}$  es la relación de esfuerzos original a esa profundidad,  $K_{Nueva}$  es el nuevo valor, y  $GS$  es el gradiente de sobrecarga que sería calculado de la relación de esfuerzos de sobrecarga de Eaton.

Pilkington fundamento que su distribución de la relación de esfuerzo efectivo promedio, se podría expresar como las siguientes funciones del gradiente de esfuerzo de sobrecarga, en psi/pie:

$$\begin{aligned} & \text{para } GS \leq 0.94 \\ K &= 3.9 * GS - 2.88 \\ & \text{para } GS > 0.94 \\ K &= 3.2 * GS - 2.224 \dots\dots\dots (2.71) \end{aligned}$$

**DAGET Y PARIGOT**

Daget y Parigot (1979) reconocieron que el término  $(GS-GPP)$  en la ecuación 10 se podría expresar en términos del tiempo de tránsito, del gradiente de sobrecarga, y del gradiente de presión normal por medio de la ecuación de Eaton (1975) para la estimación de la presión del poro:

$$(GS - GP_p) = (GS - GP_{pn}) \left( \frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^E \dots\dots\dots (2.72)$$

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

Donde  $\Delta t$  es el tiempo del tránsito medido,  $\Delta t_N$  es el valor de tiempo de tránsito de la tendencia normal a la profundidad del tiempo de tránsito medido, y E es el exponente de Eaton, típicamente igual a 3. La ecuación 2.61 y la 2.72 entonces dan lugar a la relación del gradiente de fractura siguiente:

$$GF_r = GS - (1 - K)(GS - GP_{PN}) \left( \frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^E \dots\dots\dots (2.73)$$

Ellos eligieron definir un nuevo parámetro " $\psi$ ", donde

$$\psi = (1 - K)(GS - GP_{PN})^E \dots\dots\dots (2.74)$$

para que se pueda describir la ecuación 2.73 como:

$$GF_r = GS - (GS - GP_{PN}) \left( \frac{\psi}{(\Delta t)^E} \right) \dots\dots\dots (2.75)$$

Por lo tanto, el método de Daget y Parigot se centra alrededor del desarrollo de una relación para  $\psi$  como una función de la profundidad. Esta propuesta combina la estimación de la presión de poro y del gradiente de presión de fractura en una operación.

Para propósitos de calibración, necesitamos conocer GS,  $GP_{PN}$ , y  $\Delta t$  a cada profundidad donde el  $GFr$  se ha determinado de pruebas de goteo o de pérdidas de circulación. La ecuación 2.75 se puede entonces expresar para calcular el valor de  $\psi$  a cada profundidad, quedando la ecuación siguiente:

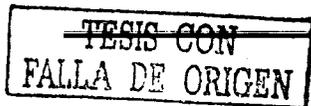
$$\psi = \frac{(GS - GF_r)}{GS - GP_{PN}} (\Delta t)^E \dots\dots\dots (2.76)$$

Los valores de  $\psi$  entonces son graficados contra la profundidad, y ajustados a una curva. Daget y Parigot recomiendan una relación semilogarítmica de la forma:

$$\ln(\psi) = A(TVD_{RML}) + B \dots\dots\dots (2.77)$$

### DAINES

Daines (1982) propuso agregar un segundo término a la relación de Eaton del esfuerzo efectivo:



**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} + \beta \dots\dots\dots (2.78)$$

donde  $\beta$  es un parámetro independiente de la litología, que se supone para tomar en cuenta efectos tectónicos. La relación de Poisson se obtiene de una Tabla de valores recomendados (véase las Tablas 3a y 3b), mientras que  $\beta$  esta basada en pruebas de goteo usando la relación siguiente:

$$\beta = \frac{(GF_r - GP_r)}{(GS - GP_r)} - \frac{\nu}{1-\nu} \dots\dots\dots (2.79)$$

Donde  $\nu$  corresponde a la litología en la cual se realizó la prueba de goteo (típicamente lutita).

En realidad, el término " $\beta$ " de Daines, en la mayoría de los casos es un factor de corrección que se tiene que introducir porque él utilizó las relaciones de Poisson elásticas reales para calcular K, en vez de las ficticias. Sin embargo, el asunto es que él resolvió una manera de hacer que el método de Eaton funcione. Y la ecuación 2.78 de Daines es intrigante, porque proporciona una manera de tomar relaciones de esfuerzos determinados de datos de pruebas de goteo en una litología, y predecir cuáles serían en otra. En otras palabras, para las litologías "1" y "2" requerimos:

$$K_2 - \frac{\nu_2}{1-\nu_2} = K_1 - \frac{\nu_1}{1-\nu_1} = \beta \dots\dots\dots (2.80)$$

Por lo que:

$$K_2 = K_1 + \frac{\nu_2}{1-\nu_2} - \frac{\nu_1}{1-\nu_1} \dots\dots\dots (2.81)$$

Litología	$\nu$	Litología	$\nu$
Arcilla mojada	0.50	Caliza	
Arcilla	0.17	• Fina	0.28
Conglomerado	0.20	• Media	0.31
Dolomita	0.21	• Calcarenítica porosa	0.2
Limolita	0.08	• Estilítica	0.27
Pizarra	0.13	• Fosilíferos	0.09
Toba	0.34	• Fósiles estratificados	0.17
Grauvaca		• Arcillosa	0.17
• Gruesa	0.07		
• Fina	0.23		
• Media	0.24		

Tabla 2.7a. Relaciones de Poisson sugeridas por Daines.



## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Litología	Y'	Litología	Y'
<b>Areniscas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Grano grueso</li> <li>• Grano grueso, cementado</li> <li>• Finas</li> <li>• Muy finas</li> <li>• Pobrementemente ordenadas, arcillosas</li> <li>• Fosilíferas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>0.05</li> <li>0.10</li> <li>0.03</li> <li>0.04</li> <li>0.06</li> <li>0.24</li> </ul>	<b>Lulitas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcáreas (&lt;50%CaCo3)</li> <li>• Dolomítica</li> <li>• Silíceas</li> <li>• Limosa</li> <li>• Arenosa</li> <li>• Kerogena</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>0.14</li> <li>0.28</li> <li>0.12</li> <li>0.17</li> <li>0.12</li> <li>0.25</li> </ul>

Tabla 2.7b. Relaciones de Poisson sugeridas por Daines (continuación).

### BRENNAN Y ANNIS

Brennan y Annis (1984) desarrollaron una relación entre el gradiente de fractura efectivo (GFr-GP<sub>P</sub>), y el gradiente de sobrecarga efectivo (GS-GP<sub>P</sub>) para pozos en el Oeste y Centro del Golfo de México. Utilizaron pruebas de goteo para pozos con tirante de agua en el rango de 50 a 1200 pies. Su curva tiene la forma general (véase Figura 2.32)

$$Y = -AX^2 + BX \dots\dots\dots (2.82)$$

Donde:

$$Y = GFr - GP_P \text{ (psi/pie)}$$

$$X = GS - GP_P \text{ (psi/pie)}$$

Para sus datos, Brennan y Annis encontraron:

- A=1.40, B=1.35 (Gradientes donde el nivel de referencia es el nivel del mar)

Brennan y Annis utilizaron profundidad debajo del nivel del mar para calcular gradientes, así que esto debe ser considerado al calcular los gradientes de fractura. Primero, la profundidad debajo del nivel del mar se utiliza para encontrar un valor de X para la estimación del esfuerzo de sobrecarga y de la presión de poro. Entonces se calcula un valor de Y con la ecuación 2.82. Si el nivel de referencia es a nivel del mar, el gradiente de fractura es simplemente:

$$GFr_{BSL} = GP_{PBSL} + Y \dots\dots\dots (2.83)$$

Si el dato es al nivel de la mesa rotatoria, el gradiente de fractura predicho es:

$$GFr_{RKB} = GP_{PRKB} + Y \frac{TVD_{BSL}}{TVD_{RKB}} \dots\dots\dots (2.84)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Se ha encontrado que la relación de Brennan y de Annis se puede aplicar a una gama más amplia de tirantes de agua, si todo el gradiente es referido al lecho marino. Las fórmulas para convertir cualquier gradiente "GRD" (psi/pie) de la mesa rotatoria al lecho marino, y viceversa, son las siguientes:

Mesa rotatoria (RKB) a Lecho marino (BML)

$$GRD_{BML} = \frac{(TVD_{RKB} * GRD_{RKB} - 0.444 * WD)}{TVD_{BML}} \dots\dots\dots (2.85)$$

Lecho marino (BML) a Mesa rotatoria (RKB)

$$GRD_{RKB} = \frac{(TVD_{BML} * GRD_{BML} + 0.444 * WD)}{TVD_{RKB}} \dots\dots\dots (2.86)$$

Donde WD es la profundidad del tirante de agua. Para X e Y el nivel de referencia es el lecho marino, los coeficientes para Brennan y Annis par el Golfo de México son:

- A=1.328, B=1.323 (Gradientes donde el nivel de referencia es el lecho marino)

La Figura 2.32 muestra sus datos referidos al lecho marino. Un aspecto de la relación de Brennan y Annis que la hace única respecto a la mayoría de los otros métodos del gradiente de fractura, es que ésta puede predecir gradientes de fractura tan altos como el gradiente de sobrecarga.

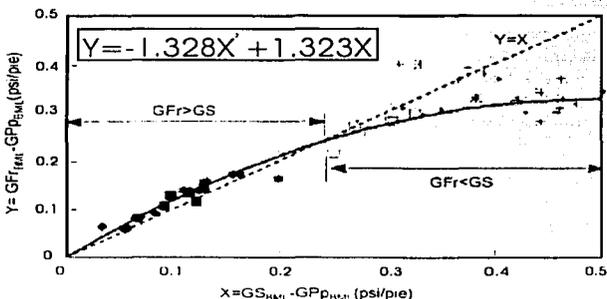


FIG. 2.32. Relación del gradiente de fractura efectivo vs. gradiente de sobrecarga efectivo para el Golfo de México; datos de Brennan y Annis re-referenciados a la profundidad debajo del lecho marino.

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

**ZAMORA**

Zamora (1989) presentó el siguiente conjunto de relaciones generalizadas para estimar el esfuerzo de sobrecarga y las relaciones del esfuerzo efectivo:

Esfuerzo de Sobrecarga:

$$GS(\text{lb/gal}) = \frac{8.5 * WD + (C_3 + AC_4) * (TVD_{BML})^{1+X}}{TVD_{RRH}} \dots\dots\dots (2.87)$$

Relación de Esfuerzo Efectivo:

$$K = M [1.0 - C_3 * \exp(C_6 * TVD_{BML})] \dots\dots\dots (2.88)$$

Donde WD es la profundidad del tirante de agua, TVD<sub>BML</sub> es la profundidad vertical verdadera debajo del lecho marino (ambos en pies), A y M están localmente calibrados, y los parámetros C<sub>1</sub> a C<sub>6</sub>, y X se listan en la Tabla 2.8.

Parámetros	Valores
C1	1.03400
C1	0.03000
C3	8.03000
C4	0.23200
C5	0.55000
C6	-0.00013
X	0.07500

Tabla 2.8. Constantes C1 a C6, y X, para el método de Zamora.

Para el Golfo de México, Zamora recomienda un valor estándar de M=1.0; para formaciones de más edad, se piensa que un valor de M=0.3 a 0.5 proporcionaría mejores resultados. Zamora expresa que un valor de A=4.0 hace un buen ajuste para coincidir con la relación de esfuerzo de sobrecarga de Eaton. Los rangos previstos del valor de A para diversas edades geológicas se presentan en la Tabla 2.9.

Zamora también incluyó ejemplos de valores de "A" y "M" para diferentes partes de los E.E.U.U., que se resumen en la Tabla 2.10.

Rangos de A (MYA)	Edad Geológica
0 – 5	Holoceno – Plioceno
5 – 9	Mioceno – Oligoceno
9 – 10	Eoceno – Paleoceno
10 – 11	Cretácico – Triasico
11 – 14	Permiano Inferior

Tabla 2.9. Rangos del coeficiente "A" del esfuerzo de sobrecarga por edad geológica.

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

Área	A	M	Área	A	M
Alabama, Mobile Bay	6 - 7	1.00	Nuevo México, Noroeste	10 - 11	0.45
Alaska	9 - 10	0.90	Mar del Norte	7 - 10	1.00
Costa del Atlántico (Costa Afuera)	9 - 10	0.70	Oklahoma	7 - 10	0.39
California (Costa Afuera)	6	1.00	Montañas Rocallosas	11	0.40
California (Costa Afuera)	7	1.00	Texas (Austin)	9	1.00
California (Sacramento)	8 - 9	1.00	Texas, Norte	12 - 13	0.40
Costa del Golfo (Igual Eaton)	4	1.00	Texas, Sur (Costa Afuera)	4 - 6	1.00
Louisiana (Costa Afuera)	3 - 5	1.00	Texas, Sur (Tierra)	6 - 8	1.00
Mississippi	10.5	0.34	Oeste de Texas	12 - 13	0.40

Tabla 2.10. Ejemplos de los parámetros "A" y "M" para el método de Zamora.

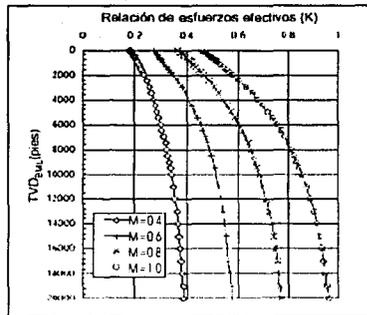
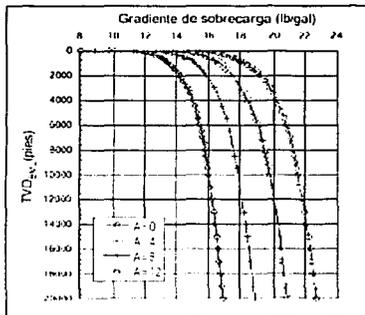


FIG. 2.33. Ejemplo de la relación general de Zamora para el gradiente de sobrecarga y la relación del esfuerzo efectivo. Todas las cantidades están referidas al lecho marino.

TESTE CON  
FALLA DE ORIGEN

SIMMONS Y RAU

Simmons y Rau (1988) presentaron relaciones genéricas para la estimación del esfuerzo de sobrecarga y la relación de esfuerzo efectivo en aguas profundas. Su método esta basado sobre la idea que los sedimentos a cualquier profundidad dada por debajo del lecho marino estarán más compactados en aguas profundas que si estuvieran en un tirante de agua más somero. Para tomar en consideración este efecto, introducen un factor llamado la profundidad efectiva del sedimento  $D_{eq}$ , que se calcula utilizando la profundidad del tirante de agua ( $WD$ ) y las ecuaciones siguientes:

$$D_{eq}(\text{pies}) = 1.489554 \times 10^{-5} + \frac{1}{\frac{1.911364}{WD} - \frac{2.703024}{WD^2}} \dots\dots\dots (2.89)$$

$$D_{eq}(\text{pies}) = \frac{WD}{2} \dots\dots\dots (2.90)$$

$D_{eq}$  se adiciona a la profundidad real por debajo del lecho marino ( $TVDBML$ ) para obtener un nuevo parámetro de la profundidad llamado profundidad efectiva de penetración del sedimento  $D_{eff}$ :

$$D_{eff}(\text{pies}) = TVD_{BML} + D_{eq} \dots\dots\dots (2.91)$$

La cuál entonces se utiliza en las relaciones siguientes para el esfuerzo de sobrecarga ( $S_v$ ) y la relación del esfuerzo efectivo ( $K$ ):

$$S_v(\text{psi}) = 0.444 * WD + TVD_{BML} * 0.8511934 * \exp\left(\frac{\ln(D_{eff}) - (6.206593)^2}{84.36084}\right) \dots\dots\dots (2.92)$$

$$K = 0.05329427 * (0.999996)^{D_{eff}} * (D_{eff})^{0.3006479} \dots\dots\dots (2.93)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

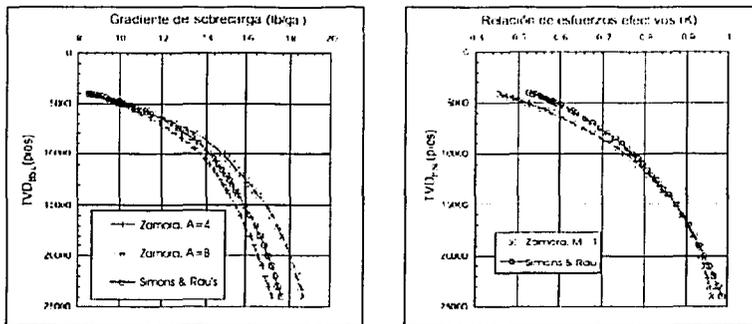


FIG. 2.34. Comparación de las relaciones generales de Zamora (1989) y Simmons y Rau para el gradiente de sobrecarga y la relación del esfuerzo efectivo. Se supone un tirante de agua de 4000 pies.

**SINGH Y EMERY**

El artículo de Singh y Emery (1998) describe un método para predecir gradientes de la fractura en arenas depresionadas. Su propuesta consta de dos partes. Primero, presentan una manera de estimar el esfuerzo efectivo en arenas a condiciones iniciales del yacimiento a partir de relaciones de esfuerzos efectivos determinados en lutitas. Suponen que K para cualquier litología se puede escribir como el producto de dos factores:

$$K = K_c \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \dots\dots\dots (2.94)$$

Donde  $\nu$  es la relación de Poisson, y  $K_c$  es un factor independiente de la litología. A cualquier profundidad dada, las arenas y las lutitas son forzadas a satisfacer la relación:

$$K_c = \left( \frac{K_{lutita}}{\frac{\nu_{lutita}}{1-\nu_{lutita}}} \right) = \left( \frac{K_{arena}}{\frac{\nu_{arena}}{1-\nu_{arena}}} \right) \dots\dots\dots (2.95)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

Lo que quiere decir que  $K_{arena}$  se puede escribir en términos de  $K_{lutita}$ ,  $\nu_{arena}$ , y  $\nu_{lutita}$  como sigue:

$$K_{arena} = K_{lutita} \left( \frac{\nu_{arena}}{1 - \nu_{arena}} \right) * \left( \frac{1 - \nu_{lutita}}{\nu_{lutita}} \right) \dots \dots \dots (2.96)$$

Ellos suponen un término final de las relaciones de Poisson de  $\nu_{qtz} = 0.125$  para arena limpia, y  $\nu_{lutita} = 0.25$  para lutita pura. Para arenas lutíticas, ellos calcularon  $\nu_{arena}$  de lecturas de rayos gamma, utilizando la relación:

$$\nu_{arena} = (1 - f_{sh}) * \nu_{qtz} + f_{sh} * \nu_{lutita} \dots \dots \dots (2.97)$$

Con  $f_{sh}$  igual a:

$$f_{sh} = \frac{(GR - GR_{qtz})}{GR_{lutita} - GR_{qtz}} \dots \dots \dots (2.98)$$

Singh y Emery sugieren valores de 10 y 80 para  $GR_{qtz}$  y  $GR_{lutita}$ , respectivamente.

Las relaciones anteriormente mencionadas se suponen para aplicarse en arenas a condiciones iniciales del yacimiento. El gradiente de fractura en arenas que se van depresionando, se determina usando una relación del gradiente de fractura de arenas depresionadas desarrollada por Salz (1977), que puede ser escrita como:

$$GF_{dep} = GF_{ini} * \exp[-0.57 * (P_{ini} - P_{fin})] \dots \dots \dots (2.99)$$

Donde  $P_{ini}$  y  $P_{fin}$  son los gradientes de presión inicial y final del yacimiento, en psi/pie.

**HOLBROOK, MAGGIORI, Y HENSLEY**

Holbrook, Maggiori y Hensley (1995) suponen que K está relacionada con la porosidad fraccional  $\Phi$  por la relación:

$$K(1 - \phi) \dots \dots \dots (2.100)$$

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

**II.2.3 MÉTODOS DEL ESFUERZO TANGENCIAL**

Las ecuaciones utilizadas por los métodos del esfuerzo tangencial caen dentro de alguna de las tres categorías discutidas en la sección sobre teorías de la fractura. Para facilidad, cada caso, y su ecuación asociada para calcular el inicio de la fractura del agujero se presentan a continuación:

Caso I. Agujero impermeable, fractura impermeable cerrada

$$P_w = 3 * S_{Min} - S_{Max} - P_o \dots\dots\dots (2.101)$$

Caso II. Agujero impermeable, fractura cerrada permeable

$$P_w = \frac{(3 * S_{min} - S_{Max})}{2} \dots\dots\dots (2.102)$$

Caso III. Agujero permeable, fractura permeable cerrada

$$P_w = \frac{(3 * S_{Min} - S_{Max} - 2 * \eta * P_o)}{2(1 - \eta)} \dots\dots\dots (2.103)$$

Donde:

$$\eta = \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)}, \quad \alpha = \left(1 - \frac{K}{K_G}\right)$$

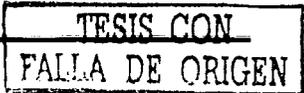
$\nu$  es la relación de Poisson "verdadera" de la roca (no un valor de Eaton),  $\alpha = 1 - K/K_G$ ,  $K$  es el módulo de volumen de la roca seca,  $K_G$  es el módulo de volumen de los granos de la roca, y  $S_{Min}$  y  $S_{Max}$  son los esfuerzos insitu mínimo y máximo que actúan perpendicularmente al eje del pozo.

Para  $\eta = 0$  :

$P_w =$  Ecuación 4

Para  $\alpha = 1$  :

$$P_w = (1 - \nu)[2(S_{Min} - P_o) - (S_{Max} - S_{Min})] + P_o \dots\dots\dots (2.104)$$



**HUBBERT Y WILLIS**

Hubbert y Willis (1957) consideraron la presión requerida para abrir fracturas cortas y largas. Su solución de la fractura larga esta dada en la ecuación 2.61. Para las fracturas cortas, supusieron que el agujero y las fracturas eran impermeables (ecuación 2.54), lo cual implica un gradiente de fractura de:

$$GFr = \left( \frac{P_w}{TVD} \right) = \left( \frac{3S_{Min} - S_{Max}}{TVD} \right) - GP_p \dots\dots\dots (2.105)$$

Para pozos verticales en una cuenca tectónicamente estable,  $S_{Min} = S_{Max} =$  el esfuerzo horizontal insitu,  $S_h$ , entonces tenemos:

$$GFr = 2 \left( \frac{S_h}{TVD} \right) - GP_p \dots\dots\dots (2.106)$$

Para pozos horizontales en una cuenca tectónicamente estable,  $S_{Min} = S_h$ , y  $S_{Max} =$  el esfuerzo de sobrecarga,  $S_v$ , y tenemos:

$$GFr = \left( \frac{3S_h - S_v}{TVD} \right) - GP_p \dots\dots\dots (2.107)$$

**HAIMSON Y FAIRHURST**

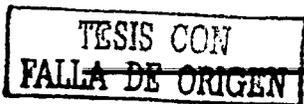
Haimson y Fairhurst (1970) fueron los que desarrollaron la ecuación 2.58, así que para el caso más general (agujero permeable, fracturas permeables), su relación del gradiente de fractura sería:

$$GFr = \frac{(3S_{Min} - S_{Max} - 2\eta P_o)}{2TVD(1 - \eta)} \dots\dots\dots (2.108)$$

Para pozos verticales y horizontales en un ambiente tectónico estable,

Pozo Vertical:

$$GFr = \frac{(S_h - \eta P_o)}{TVD(1 - \eta)} \dots\dots\dots (2.108a)$$



**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

---

Pozo Horizontal:

$$GFr = \frac{2(S_h - \eta P_o) - (S_r - S_h)}{2TVD(1 - \eta)} \dots\dots\dots (2.108b)$$

**BELLOTTI Y GIACCA**

Para la roca del yacimiento (arenas y calizas), Bellotti y Giacca (1978) calcularon gradientes de fractura combinando las relaciones de presión de fractura de Haimson y Fairhurst, la ecuación de mínimo esfuerzo (ecuación 2.61), y relación de esfuerzos de Eaton (Ecuación 2.66). Bellotti y Giacca consideran dos casos:

- 1.- Un fluido de perforación no penetrante (ecuación 2.55).
- 2.- Un fluido completamente penetrante con una matriz rocosa altamente compresible (ecuación 2.60).

Ellos trataron solamente el caso de un pozo vertical en un ambiente tectónico estable. Las relaciones del gradiente de fractura resultantes son:

Fluido de perforación no penetrante (ecuación 2.55):

$$GFr = \left( \frac{2\nu}{1 - \nu} \right) (GS - GP_p) + GP_p \dots\dots\dots (2.109)$$

Fluido de perforación penetrante, roca altamente compresible (ecuación 2.60):

$$GFr = 2\nu(GS - GP_p) + GP_p \dots\dots\dots (2.110)$$

Para lo que llamaron formaciones "plásticas" (lutitas, margas, sal), supusieron simplemente:

$$GFr = GS \dots\dots\dots (2.111)$$

Para arenas limpias, areniscas y carbonatos sin fracturas, Bellotti y Giacca utilizaron un valor de 0.25 para  $\nu$ . Para las arenas lutíticas y areniscas, o calizas profundas, utilizaron  $\nu = 0.28$ . Para los pozos exploratorios, recomiendan usar la ecuación 2.55, con  $\nu = 0.25$ , de lo cual resulta una predicción del gradiente de fractura de:

$$GFr = 0.67(GS - GP_p) + GP_p \dots\dots\dots (2.112)$$


---

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

La ecuación 2.107 se aplica cuando se perfora con agua, o al perforar formaciones altamente permeables.

### ANDERSON, INGRAM Y ZANIER

Anderson, Ingram y Zanier (1973) intentaron idear una relación del gradiente de fractura que considerará cambios en la litología. En primer lugar, substituyeron la relación de esfuerzo efectivo de Terzaghi:

$$\sigma = S - P_o \dots\dots\dots (2.113)$$

Con la relación de Biot:

$$\sigma = S - \alpha P_o \dots\dots\dots (2.114)$$

Donde, como antes,  $\alpha = 1 - K/K_G$ , K es el módulo volumétrico de la roca seca, y el  $K_G$  es el módulo volumétrico de los granos de la roca.

Esto significa básicamente que en cualquier ecuación que involucre la presión del poro, substituyeron  $P_o$  por  $\alpha P_o$ . Para el caso de un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales, su versión de la ecuación 2.54 es (presión de fractura para un agujero impermeable con fracturas impermeables):

$$P_w = 2S_h - \alpha P_o \dots\dots\dots (2.115)$$

De forma similar, su ecuación para el esfuerzo mínimo es:

$$S_h = K(S_v - \alpha P_o) + \alpha P_o \dots\dots\dots (2.116)$$

Ellos combinaron las ecuaciones 2.112 y 2.113, con la relación de Eaton para la relación de esfuerzo efectivo (ecuación 2.66):

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} \dots\dots\dots (2.117)$$

Para obtener la siguiente ecuación del gradiente de fractura:

$$GFr = \frac{2\nu}{1-\nu} GS + \alpha \frac{1-3\nu}{1-\nu} GP_p \dots\dots\dots (2.118)$$

El valor del parámetro  $\alpha$  se supone igual a la porosidad fraccionaria de la densidad:

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

$$\alpha = \phi_{den} \dots\dots\dots (2.119)$$

Mientras que la relación de Poisson  $\nu$  se relaciona con un parámetro índice de la lutita " $I_{sh}$ ", donde:

$$I_{sh} = \frac{\phi_{son} - \phi_{den}}{\phi_{den}} \dots\dots\dots (2.120)$$

Y  $\Phi_{son}$  es porosidad sónica. No especificaron cómo calcular la  $\Phi_{son}$ , pero muy probablemente es con la ecuación de tiempo de tránsito promedio:

$$\phi_{son} = \frac{\Delta t - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \dots\dots\dots (2.121)$$

La relación entre  $\nu$  y  $I_{sh}$  se obtiene con el ajuste de la ecuación:

$$\nu = A * I_{sh} + B \dots\dots\dots (2.122)$$

con los valores obtenidos de  $\nu$ ,  $I_{sh}$  de pruebas de goteo y los incidentes de perdidas de circulación, con  $I_{sh}$  calculado de datos de los registros sónicos y de densidad por medio de la ecuación 2.65, y  $\nu$  calculado de la relación:

$$\nu = \frac{GFr - \alpha GP_p}{GFr + GS - 3\alpha GP_p} \dots\dots\dots (2.123)$$

### AADNOY Y LARSEN

Aadnoy y Larsen (1987) introducen un término adicional, llamado el coeficiente de correlación "A", dentro de la relación de presión de fractura para un agujero impermeable con fracturas impermeables (ecuación 2.54). Para un pozo vertical con esfuerzos horizontales uniformes, su relación del gradiente de fractura es:

$$GFr = 2GRD_h - GP_p A \dots\dots\dots (2.124)$$

Donde  $GRD_h$  es el gradiente de esfuerzos horizontal en libras por galón. El parámetro "A" fue introducido porque Aadnoy y Larsen reconocieron que los esfuerzos horizontales que se obtuvieron de datos de pruebas de goteo que usaban la ecuación 2.54, a menudo resultaron ser excesivamente bajos. La discusión de la sección 2 sugeriría que esto es porque la ecuación 2.54 supone que todas las fracturas preexistentes son cortas, y esto comúnmente no es el caso.

---

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

En lugar de utilizar el método de la relación de esfuerzos (ecuación 2.61) para definir  $GRD_h$ , Aadnoy y Larsen consideran que  $GRD_h$  es independiente de la presión de poro. Suponen que  $GRD_h$  se puede encontrar simplemente desplazando la curva del gradiente de sobrecarga lateralmente por una cantidad constante que llamaron " $K_1$ ". En otras palabras, su ecuación para  $GRD_h$  es:

$$GRD_h = GS - K_1 \dots\dots\dots (2.125)$$

A partir de la ecuación 2.70, la ecuación 2.69 se puede entonces escribir como:

$$GFr = 2GS - 2K_1 - GP_p - A \dots\dots\dots (2.126)$$

La constante  $K_1$  se encuentra igualando "A" a cero en el lugar de la prueba de goteo con el gradiente de la presión de poro más alto, y substituyendo los valores conocidos para  $GFr$ ,  $GS$ ,  $GP_p$  en la ecuación 2.71; tenemos:

$$K_1 = \frac{2GS - GFr - GP_{Mts}}{2} \dots\dots\dots (2.127)$$

El parámetro "A" se supone que es una función lineal del gradiente de presión de poro:

$$A = a - b(GP_p) \dots\dots\dots (2.128)$$

El valor de A, requiere de datos de  $GP_p$  para ajustar esta curva, los cuales se obtienen de pruebas de goteo adicionales, con A calculada a partir de  $GS$ ,  $K_1$ ,  $GP_p$ , y  $GFr$ :

$$A = 2 * GS - 2K_1 - GP_p - GFr \dots\dots\dots (2.129)$$

Una vez que los parámetros a, b, y  $K_1$  se han establecido, la forma final de la relación del gradiente de fractura para los pozos verticales se puede escribir como:

$$GFr = 2GS - 2K_1 - a - (1-b)GP_p \dots\dots\dots (2.130)$$

Según Aadnoy y Larsen, la ecuación 2.126 solamente aplica para pozos verticales. Para pozos desviados, ellos utilizan la relación:

$$GFr_v = GFr_v + \frac{1}{3} (GP_p - GP_p^* [\text{sen } \alpha]) \dots\dots\dots (2.131)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Donde  $GFr_o$  es el gradiente de fractura para un pozo vertical, calculado con la ecuación 2.126,  $GFr_\gamma$  es el gradiente de fractura para un pozo a un ángulo de  $\gamma$  grados de la vertical, y  $GP_p^*$  es un parámetro constante.  $GP_p^*$  de la ecuación 2.127 se obtiene idealmente utilizando datos de goteo para un pozo desviado. Si solamente se dispone de pozos verticales, Aadnoy y Larsen recomiendan tomar la prueba de goteo donde está la presión de poro más alta, y calcular  $GP_p^*$  de la ecuación 2.127 con un  $\gamma$  igual a  $90^\circ$ .

### II.2.4 MÉTODOS DIRECTOS

Según lo discutido en la introducción, los métodos clasificados como "directos" no tienen la intención de predecir gradientes de fractura a través de ningún tipo de modelo teórico. Correlacionan simplemente la presión de fractura o el gradiente de fractura con algún otro parámetro. Se discuten cinco métodos. Tres de ellos (Breckels y van Eekelen, Rocha y Bourgoyne, y Barker) ligan el gradiente de fractura con la profundidad. Uno (MacPherson y Berry) utiliza el módulo elástico dinámico, mientras que el quinto (Salz) liga el gradiente de fractura al gradiente de presión del poro.

Solamente las publicaciones de Rocha y Bourgoyne, y Barker y Wood se basan en la experiencia en aguas profundas. En particular, discuten la observación de que los gradientes de fractura para pozos en aguas profundas del golfo de México, típicamente están muy cerca del gradiente de sobrecarga.

### ROCHA Y BOURGOYNE

Rocha y Bourgoyne (1996) definieron una relación de "pseudopresión de sobrecarga", obtenida integrando las densidades calculadas a partir de una función exponencial de la porosidad-profundidad:

$$\phi = \phi_o \exp(-K_\phi TVD_{BML}) \dots\dots\dots (2.132)$$

Donde  $\Phi$  es la porosidad fraccional,  $TVD_{BML}$  es la profundidad por debajo del lecho marino, y  $\Phi_o$ ,  $K_\phi$  son parámetros calibrados con pruebas de goteo. La pseudopresión de sobrecarga es encontrada substituyendo la ecuación 77 en la ecuación para la densidad:

$$\rho = \rho_m \phi + \rho_c (1 - \phi) \dots\dots\dots (2.133)$$

e integrando, con  $\rho_f$  y  $\rho_g$ , que son las densidades del fluido en el poro, y de los granos de roca, respectivamente.

**CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA**

Esto da lugar a la relación siguiente para la presión de sobrecarga:

$$S_o(psi) = 0.444IVD + 0.4335\rho_G TVD_{RML} - \frac{0.4335(\rho_G - \rho_F)\phi_o}{K_\phi} [1 - \exp(-K_\phi TVD_{RML})] \dots$$

...(2.134)

La calibración tiene que ser llevada a cabo a través de un proceso de ensayo y error. Los valores iniciales son escogidos para  $\Phi_0$  y  $K_\phi$ , y un esfuerzo de pseudosobrecarga se calcula en cada prueba de goteo. Rocha y Bourgoyne entonces convierten cada  $S_0$  a un gradiente, llamado  $G_0$ , y trazan un diagrama:

$$G_0 = \frac{S_0}{TVD} \text{ vs } GFr$$

Donde  $GFr$  es el gradiente de fractura real.

Si la curva de pseudoesfuerzo de sobrecarga corresponde perfectamente con los datos del gradiente de fractura, los puntos caerán a lo largo de una línea que pasa a través del origen con una pendiente de 1. Como una forma de corroborar, ajustaron sus puntos  $G_0$  vs.  $GFr$  con una relación potencial:

$$G_0 = a * GFr^b \dots \dots \dots (2.135)$$

Si el valor de  $a$  y  $b$  fuera igual a uno, entonces se tiene un ajuste perfecto. Si no, corrigen  $\Phi_0$  y  $K_\phi$ , recalculando  $S_0$  y  $G_0$ , regraficando y reajustando sus datos de  $G_0$ ,  $GFr$ . Este proceso continúa hasta que el ajuste sea satisfactorio. Una vez más  $\Phi_0$  y  $K_\phi$  son los parámetros que realmente están dando solución a esto;  $a$  y  $b$  apenas se utilizan para verificar que tan bueno es el ajuste respecto a los datos del gradiente de fractura.

La Tabla 2.11 muestra ejemplos de valores de Rocha y Bourgoyne para  $\Phi_0$  y  $K_\phi$  incluidos en su trabajo.

Area	$\Phi_0$	$K_\phi$
Cañon del Mississippi, GDM	0.660	$1.66 \cdot 10^{-5}$
Cañon Green, GDM	0.770	$3.32 \cdot 10^{-4}$
Main Pass, GDM	0.565	$9.90 \cdot 10^{-8}$
Ewing Bank, GDM	0.685	$9.90 \cdot 10^{-4}$
Río de Janeiro Brazil	0.670	$1.79 \cdot 10^{-5}$
Campo Alba, Europa del Oeste	0.555	$9.90 \cdot 10^{-8}$

Tabla 2.11. El ejemplo de parámetros del pseudoesfuerzo de sobrecarga.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

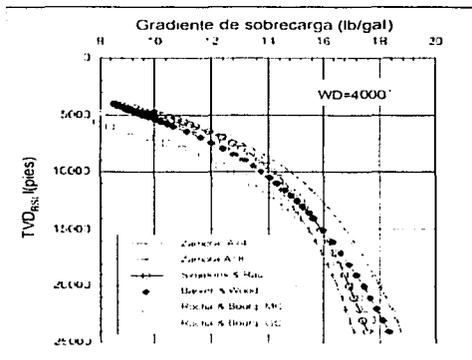
### BARKER Y WOOD

Barker y Wood (1997) propusieron una simplificación del método de Rocha y Bourgoyne (1996). En lugar de intentar ajustar las curvas del pseudoefuerzo de sobrecarga para diversas áreas como comúnmente se hace, Barker y Wood utilizaron más de 50 pruebas de goteo en 20 pozos del Golfo de México para desarrollar una relación genérica del gradiente de sobrecarga:

$$GS \left( \frac{lb}{gal} \right) = \frac{8.55WD + 5.3(TVD_{RKR})^{1.1356}}{TVD_{RKR}} \dots \dots \dots (2.136)$$

Barker y Wood también observaron que las pérdidas de circulación, y los problemas de pérdida/ganancia ocurren generalmente cuando el peso del lodo excede el 90% del gradiente de sobrecarga. En algunos casos, estos problemas ocurren a pesos del lodo menores que el gradiente de fractura medido en la última zapata de la TR. Por lo tanto, ellos recomiendan limitar el peso del lodo en aguas profundas a 90% del gradiente de sobrecarga.

En la Figura 2.35 se compara la relación del gradiente de sobrecarga de Barker y Wood con las curvas obtenidas usando las ecuaciones de Zamora (1989), Simmons y Rau (1988), y Rocha y Bourgoyne. El tirante de agua se supone que es 4000 pies. Las dos curvas mostradas para la ecuación de Zamora corresponden a los valores de su parámetro "A" de 4 y 8. Las curvas mostradas para Rocha y Bourgoyne son sus relaciones para el cañón del Mississippi y el cañón Green.



La Figura 2.35. muestra la Comparación de las relaciones del gradiente de sobrecarga de Zamora (1989), Simmons y Rau (1988), Rocha y Bourgoyne (1996), y de Barker y Wood.

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

Se considera un tirante de agua de 4000 pies. Las curvas mostradas de Rocha y Bourgoyne son para el cañón del Mississippi y el cañón Green.

### BRECKELS Y VAN EEKELEN

La publicación de Breckels y van Eekelen (1982) comienza con una revisión excelente del estado del arte de la predicción del gradiente de fractura en aquella época. Como en este reporte, ellos también expresaron preocupación por el método de Eaton, en particular: "... él escribe  $K = \nu / (1 - \nu)$  y grafica sus resultados como una correlación de  $\nu$  con la profundidad. Esto es una complicación innecesaria y algo peligrosa, porque puede ser que cree la mala impresión de que  $K$  también puede ser determinada midiendo la relación de Poisson  $\nu$  en una muestra."

Aunque estaban obviamente enterados de la propuesta del mínimo esfuerzo (relación de esfuerzo) para estimar gradientes de fractura, ellos optaron por intentar correlacionar directamente el esfuerzo horizontal mínimo con la profundidad. Estaban interesados en la determinación del esfuerzo mínimo real, no presiones de pruebas de goteo (véase Figura 2.19). Por lo tanto, intentaron ajustar un límite más bajo a datos publicados de pruebas de goteo y tratamientos de fracturamiento.

Breckels y van Eekelen finalmente concluyeron que era necesario incluir la presión de poro en sus relaciones. Ellos desarrollaron ecuaciones para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, Venezuela, y Brunei, las cuales se presentan a continuación:

#### Costa del Golfo de los Estados Unidos

Para  $TVD \leq 11,500$  pies

$$S_{h\min}(psi) = 0.917(TVD)^{1.145} + 0.46(P_p - P_{pv}) \dots \dots \dots (2.137a)$$

Para  $TVD > 11,500$  pies

$$S_{h\min}(psi) = 0.197(TVD)^{1.145} + 0.46(P_p - P_{pv}) \dots \dots \dots (2.137b)$$

con un gradiente de presión normal = 0.465 psi/pie

#### Venezuela

Para  $5,900$  pies  $< TVD < 9,200$  pies

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

$$S_{h_{\min}} (\text{psi}) = 0.210(TVD)^{1.145} + 0.56(P_p - P_{PN}) \dots\dots\dots (2.138)$$

con un gradiente de presión normal = 0.433 psi/pie

### Brunei

Para TVD < 11,500 pies

$$S_{h_{\min}} (\text{psi}) = 0.227(TVD)^{1.145} + 0.49(P_p - P_{PN}) \dots\dots\dots (2.139)$$

con un gradiente de presión normal = 0.433 psi/pie

En estas ecuaciones, la profundidad está en pies, el esfuerzo y la presión están en psi,  $P_p$  es la presión de poro, y  $P_{PN}$  es la presión normal de poro a esa profundidad. El nivel de referencia para la profundidad no fue especificado, pero muy probablemente sea el nivel del mar. Si se asume que éstos eran predominantemente pozos en tirantes de agua bajos, el nivel de referencia no es un problema crítico. Sin embargo, si estas relaciones se intentan aplicar en aguas profundas, TVD debe ser tratado como profundidad por debajo de lecho marino, y la presión hidrostática de la columna de agua debe ser agregada al término  $S_{h_{\min}}$ .

### MACPHERSON Y BERRY

MacPherson y Berry (1972) desarrollaron una relación X-Y para la presión de fractura, donde:

$$X = \frac{\rho V^2}{S_V} \dots\dots\dots (2.140)$$

Y = Presión de fractura, psi

y  $\rho$  es la densidad, V es la velocidad compresional, y  $S_V$  es el esfuerzo de sobrecarga, en psi.

### SALZ

Salz (1972) estaba interesado en predecir la propagación de las presiones de fractura en la formación Vicksburg en el sur de Texas, a condiciones iniciales del yacimiento y después del agotamiento.

Al contrario de la mayoría de los métodos para la predicción del gradiente de fractura, Salz utilizó presiones estáticas iniciales (ISIP) en lugar de presiones de goteo (ver Figura 2.19).



## CAPITULO II ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA

---

Él encontró que los gradientes de fractura en arenas sin explotar y en las agotadas, se podría correlacionar al gradiente de presión de poro ( $GP_p$ ) con la ecuación:

$$GFr = 0.57 \exp(0.57 * GP_p) \dots\dots\dots(2.141)$$

Donde  $GFr$  Y  $GP_p$  están en  $psi/pe$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## **INTRODUCCIÓN**

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 petroleros. La determinación del 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.

La detección de las presiones anormales de formación, es esencial para la planeación adecuada del pozo, así como durante la perforación del mismo. Algunas de las aplicaciones más comunes de la detección de las presiones de formación son:

1. Reducir la frecuencia y severidad de los brotes y reventones
2. Minimizar la tendencia de pegaduras por presión diferencial.
3. Maximizar el ritmo de penetración, usando el mínimo peso equivalente.
4. Reducir el daño a las formaciones productoras, resultante por el uso de densidades de lodo excesivas e innecesarias.

Cuando estos principios y técnicas de detección son eficientemente aplicados, el pozo puede ser perforado en una forma segura y eficiente; minimizando el tiempo y costo de perforación.

La detección de geopresiones puede llevarse a cabo antes, durante y después de la perforación del pozo. En el primer caso se utiliza información para determinar las geopresiones así como información proporcionada por los registros geofísicos de los pozos vecinos ya perforados; los cuales deberán ser correlacionados con el pozo a perforarse y en el segundo caso, se hace uso de la información obtenida por diferentes parámetros que intervienen en la perforación y el uso del LWD (registro mientras se perfora). Para el tercer caso se utilizan los registros geofísicos del pozo una vez perforado, conjuntamente con información de pruebas tomadas durante la perforación.

En este trabajo de tesis se presenta el procedimiento para la determinación de los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura a partir de información sísmica; resistividad, conductividad, tiempo de tránsito, factor de formación, densidad y porosidad.

El trabajo describe la información que se deberá recopilar para una adecuada determinación de geopresiones. Asimismo, contiene todos los procesos necesarios para llevar a cabo el diseño, evaluación y POSEVALUACIÓN de geopresiones. Además, se anexan las bases teóricas necesarias para ayudar al usuario en el cálculo de los perfiles de presión.

Por último, se presenta un diagrama de flujo, que de manera sistemática permitirá al Ingeniero de proyecto, llevar a cabo análisis, cálculo y determinación de geopresiones.

## **OBJETIVO**

Contar con un procedimiento que permita sistematizar y uniformizar el proceso de diseño para determinar los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura. Lo anterior con la finalidad de perforar el pozo de una forma segura y eficiente, minimizando el tiempo y costo de la actividad de perforación.

### **III.1. INFORMACIÓN NECESARIA**

La información es fundamental para la determinación de geopresiones. En este punto es necesario recurrir a diferentes fuentes para conseguir los datos necesarios para aplicar el procedimiento. Básicamente la información se obtiene de datos sísmicos, reportes de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo y del prospecto geológico a perforar. A continuación se describe la información requerida para la determinación de geopresiones de acuerdo al tipo de pozo.

#### **III.1.1. POZO EN PLANEACIÓN**

1. Trayectoria programada del pozo a perforar, valores de profundidad vertical, profundidad desarrollada, inclinación y azimut.
2. Columna geológica programada (nombre, edad litología, estratigrafía, espesor), todo referido a la profundidad.
3. Información sísmológica del área donde se ubicara el pozo (velocidad de intervalo contra profundidad y/o tiempo doble de reflexión). Si no se cuenta con la información anterior se puede solicitar Velocidad RMS (VRMS, m/seg) contra tiempo doble de reflexión (seg). El tiempo doble de reflexión debe estar cada 0.020 segundos (20 milisegundos).
4. Sección estructural donde se muestre la localización del pozo a perforar con su trayectoria vertical y desarrollada, y que contenga las características geológicas del campo (profundidad de las formaciones,

fallas, pliegues, echado, pozos de correlación con su trayectoria vertical y desarrollada).

### **III.1.2. POZOS DE CORRELACIÓN**

Adicionalmente a la información del pozo en planeación, se debe obtener lo siguiente:

1. Información de mapas de isogeopresiones (si se tienen).
2. Eventos representativos en cada pozo como son: manifestación de brotes, pérdidas de circulación, pegaduras de tubería por presión diferencial, etc. La información debe de estar en unidades de densidad equivalente y referidos a la profundidad en que sucedió el evento (tomar densidad del lodo vs. profundidad).
3. Fluidos de perforación utilizados
4. Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento
5. Pruebas de goteo
6. Pruebas de DST o RFT
7. Obtener la información a tiempo real de los registros proporcionados por las herramientas MWD y LWD (ángulos de inclinación, presiones, temperaturas, así como los registros geofísicos de resistividad, rayos gamma, tiempo de tránsito ). Lo anterior es si existen.
8. Registros geofísicos de los pozos de correlación: rayos gamma, resistividad, conductividad, densidad, tiempo de tránsito, espectroscopia de rayos gamma, neutrón gamma, factor de formación y potencial espontáneo.
9. Trayectoria real de pozos de correlación y los valores de profundidad vertical, profundidad desarrollada, inclinación y azimut.
10. Columna geológica real de los pozos de correlación (nombre, edad, litología, estratigrafía, espesor) todo referido a la profundidad.
11. Obtener velocidad de rotación, peso sobre barrena, velocidad de penetración, diámetros de barrena.

### **III.2. PROCEDIMIENTO**

La información de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y fractura son fundamentales dentro de la perforación y terminación de pozos petroleros. El conocimiento de estas geopresiones juega un papel de gran importancia ya que constituye la base fundamental para la óptima programación de los fluidos de perforación y las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, lo que permite minimizar la ocurrencia de pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de sarta provocado por derrumbes de las paredes del agujero, brotes y pérdidas de circulación.

Así mismo, con apropiados programas de perforación se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras y se aumenta al máximo el ritmo de penetración.

Por lo anterior, se presenta un procedimiento que describe los pasos a seguir para la evaluación de los gradientes de presión de sobrecarga, formación y de fractura, determinados a partir de datos de registros sísmicos y geofísicos, así como de parámetros de perforación.

### **III.2.1. FILOSOFÍA DEL PROCESO**

Básicamente el procedimiento de determinación de geopresiones esta constituido por:

- Métodos
- Parámetros (datos)
- Procesos

Los métodos utilizados para el cálculo de geopresiones son aquellos desarrollados por Ben A. Eaton, ya que son los mas utilizados en el ámbito mundial y proporcionan resultados satisfactorios. Además, se incluye otro método para calcular el gradiente de presión de formación a partir de la porosidad de la roca y del esfuerzo vertical efectivo. La ventaja de este último método es que no utiliza tendencia normal de compactación, sin embargo, se deben tener pruebas de compresión de núcleos para poder determinar el esfuerzo vertical efectivo y la presión de poro.

Los parámetros consisten en toda aquella información que se requiere para poder utilizar los métodos de una manera adecuada, entre la información más importante se encuentra:

- Tendencia normal.
- Exponente alfa.
- Relación de Poisson.
- Gradiente de presión normal.
- Esfuerzo vertical efectivo.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

- Datos observados.
- Geopresiones reales.

Los procesos son aquellos que transforman los parámetros a geopresiones, a través del uso de los métodos. Para determinar las geopresiones definitivas de un pozo, los procesos utilizan tres grupos de información:

- Sísmica
- Registros geofísicos de pozo y parámetros de perforación.
- Isomapas.

Con información sísmica e isomapas, se obtienen valores únicos de geopresiones, por lo que no requieren de un subproceso de análisis dentro de sus procesos. Sin embargo, cuando se utilizan registros geofísicos de pozo, se debe realizar un análisis para poder determinar que curva es la que describe mejor los perfiles de presión, por lo que se incluye un subproceso de análisis de geopresiones con registros geofísicos de pozo y parámetros de perforación.

Una vez que se obtienen los perfiles de presión bajo estos tres grupos de información, se evalúa cual de ellas describe con mayor precisión las geopresiones para un pozo, obteniéndose de esta manera el diseño de geopresiones definitivo. Esta misma filosofía es aplicada en la evaluación y posevaluación de geopresiones. Sin embargo, la determinación precisa de las geopresiones depende de la información recopilada durante y después de la perforación del pozo, por lo que, se presenta un proceso que describe cual debe ser la información mínima necesaria que deberá ser recopilada para poder utilizar los métodos y procesos.

Por lo tanto, el proceso de determinación de geopresiones permite obtener cuantitativamente los gradientes de presión de formación, fractura y sobrecarga antes, durante y después de la perforación de un pozo, siempre y cuando se cuente con la información necesaria.

El procedimiento está conformado por diagramas de flujo, los cuales se describen a detalle en este capítulo y son los siguientes:

- Proceso 1. Diseño de geopresiones.
- Proceso 2. Evaluación de geopresiones.

- Proceso 3. PosEvaluación de geopresiones.
- Proceso 1.1. Determinación de geopresiones con información sísmica.
- Proceso 1.2. Determinación de geopresiones con isomapas.
- Proceso 1.3. Pronósticos de geopresiones con isomapas.
- Proceso 1.4. Determinación de geopresiones en pozos perforados.
- Proceso 1.4.1. Determinación del gradiente de sobrecarga.
- Proceso 1.4.1.A. Determinación de sobrecarga con registro de tiempo de tránsito.
- Proceso 1.4.1.B. Determinación de sobrecarga con gravimetría.
- Proceso 1.4.1.C. Determinación de sobrecarga con el principio de sobreposición de columnas.
- Proceso 1.4.2. Determinación de geopresiones con registros geofísicos de pozo.
- Proceso 1.4.2.A. Determinación de geopresiones con el principio de sobreposición de columnas.
- Proceso 1.4.3. Determinación de geopresiones con parámetros de perforación.
- Proceso 1.4.4. Determinación de geopresiones con porosidad.
- Proceso 1.4.5. Evaluación de geopresiones con geofísica y parámetros de perforación en pozos perforados.
- Proceso 1.5. Pronóstico de geopresiones con pozos perforados.
- Proceso A.1. Determinación de la tendencia normal.
- Proceso A.2. Determinación del gradiente de presión normal.
- Proceso A.3. Determinación del exponente alfa.
- Proceso A.4. Determinación de la relación de Poisson.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

- Proceso 4.5. Interpolación y/o extrapolación de curvas.
- Proceso A.6. Ajuste iterativo del exponente alfa.
- Proceso A.7. Determinación del esfuerzo vertical efectivo.
- Proceso 2.1. Recopilación de información.

### **III.2.2. PROCESO PRINCIPAL.**

El proceso principal tiene como objetivo indicar al usuario que debe realizar el diseño, evaluación y posevaluación de las geopresiones, es decir, no se debe concretar únicamente a diseñar las geopresiones dentro del proceso de planeación de la perforación de un pozo, si no que además, debe verificar la perforación del pozo el perfil de geopresiones diseñado y en su caso corregirlo. Además, una vez perforado el pozo debe realizarse un análisis para obtener las geopresiones reales del pozo perforado.

1. Seleccionar el proceso que se llevara a cabo
  - 1.1. Diseño de geopresiones(proceso 1)
  - 1.2. Evaluación de geopresiones (proceso 2)
  - 1.3. PosEvaluación de geopresiones.
2. Finaliza proceso principal

### **PROCESO 1. DISEÑO DE GEOPRESIONES**

El proceso describe los pasos a seguir para el diseño de geopresiones, el cual involucra pozos exploratorios y de desarrollo. El diseño de geopresiones se puede realizar con registros sísmicos, registros geofísico de pozo (de línea y LWD) y mapas de isogeopresiones (isobaras). También permiten de terminar las geopresiones de un pozo utilizando diferentes fuentes de información, de tal manera que se obtengan los perfiles de presión más representativos del pozo en planeación.

1. Determinar geopresiones con información sísmica (proceso 1.1.).
2. Determinar el tipo de pozo a diseñar (exploratorio o de desarrollo)
3. Para un pozo en DESARROLLO, evaluar (para pozos exploratorios continuar en el punto 4):
  - 3.1. Si se tienen mapas de isogeopresiones, continuar en el punto 3.2, si no se tienen realizar los siguientes para cada pozo de correlación:

- 3.1.1. Conjuntar aquellos pozos de correlación que tengan geopresiones evaluadas y/o determinar sus GEOPRESIONES (proceso 1.4).
- 3.1.2. Realizar el pronósticos de geopresiones (proceso 1.5) y continuar en el punto 5.
- 3.2. Si se tienen mapas de isogeopresiones, realizar:
  - 3.2.1. La determinación y el pronóstico de geopresiones con isomapas (proceso 1.2 y 1.3), continuar en el punto 5.
4. Para un pozo EXPLORATORIO:
  - 4.1. Si se tienen pozos de correlación, continuar en el punto 4.2, si no se tienen:
    - 4.1.1. Tomar las geopresiones determinadas con información sísmica y continuar en el punto 5.
  - 4.2. Si se tienen pozos de correlación:
    - 4.2.1. Conjuntar aquellos pozos de correlación que tengan geopresiones evaluadas y/o determinar sus geopresiones (proceso 1.4).
    - 4.2.2. Realizar el pronóstico de geopresiones (proceso 1.5) y continuar en el punto 5.
5. Obtener geopresiones VS. profundidad.
6. Finalizar proceso 1.

## **PROCESO 2. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES.**

Este proceso describe como realizar la evaluación de las geopresiones durante la perforación del pozo, ya sea por etapa (registros convencionales) o mientras se perforan (LWD). Esto permitirá corroborar o corregir las geopresiones diseñadas de tal forma, que al final del pozo se tenga una mayor certeza del perfil de presiones del pozo (geopresiones reales).

1. Para cada etapa de perforación realizar:
  - 1.1. Recopilación de información por etapa (proceso 2.1).
  - 1.2. Determinación de geopresiones con porosidad utilizando LWD o registros convencionales (proceso 1.4.4.).
  - 1.3. Evaluación de geopresiones utilizando parámetros de perforación y registros convencionales por etapa (proceso 1.4).
2. Realizar el pronóstico de geopresiones por etapa (proceso 1.5).
3. Obtener Geopresiones VS. Profundidad Ratificadas o Modificadas.
4. Finaliza proceso 2.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

---

**PROCESO 3. POSEVALUACIÓN DE GEOPRESIONES.**

Una vez terminada la perforación, se deben determinar las geopresiones para todo el pozo, de tal manera que se pueda realizar un análisis comparativo con la información obtenida (pruebas realizadas) y con los perfiles de presión

obtenidos durante la perforación de tal manera que podamos obtener las geopresiones definitivas para el pozo.

1. Evaluar y pronosticar las geopresiones del pozo perforado (Proceso 1.4 y 1.5 )
2. Obtener las geopresiones VS. profundidad reales.
3. Finalizar proceso 3.

**PROCESO 1.1. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON INFORMACIÓN SÍSMICA.**

Este proceso describe como obtener geopresiones a partir de información sísmica. El proceso generalmente se utiliza para pozos exploratorios, sin embargo, también pueden ser utilizados para pozos de desarrollo. Además si se cuentan con sísmic 1.0, pueden determinar las geopresiones directamente con el software y finalizar este proceso.

1. Obtener la velocidad media cuadrática de reflexión (VRMS, m/seg), o en su caso la velocidad media (m/seg), contra el tiempo doble de reflexión (seg), correspondiente al punto de tiro de la localización del pozo. En caso de que la localización del pozo no coincida con un punto de tiro, solicitar una interpolación o extrapolación al punto de tiro más cercano. El tiempo doble de reflexión deberá estar cada 0.02 seg.
  2. Si se tiene velocidad de intervalo VS. profundidad, iniciar en el punto 3, si no se tiene:
    - 2.1 Calcular la velocidad de intervalo con la ecuación A.2.5, Anexo A.2.2
    - 2.2 Calcular el espesor de cada capa reflectora con la ecuación A.2.7, Anexo A.2.2
    - 2.3 Calcular la profundidad de cada punto de interés a partir del espesor de cada capa reflectora con la ecuación A.2.8, Anexo A.2.2.
  3. Calcular la densidad sintética de las capas con la ecuación A.1.4, Anexo A.1.2.
  4. Calcular el gradiente de presión de sobrecarga utilizando las ecuaciones A.1.2 o A.1.3, Anexo A.1.1.
  5. Calcular el tiempo de tránsito sintético con la ecuación A.2.10, Anexo A.2.2. se puede utilizar el software GEOPRESW 2.0 para calcular las
-

- geopresiones a partir del tiempo de tránsito observado sintético y finalizar el proceso.
6. Graficar en escala semilogarítmica el tiempo de tránsito observado sintético VS. la profundidad.
  7. Si se tiene determinada la tendencia normal, continuar en el punto 8, si no se tienen:
    - 7.1 Determinar la ecuación de la tendencia normal (proceso A.1) y continuar en el punto 9.
  8. Obtener la ecuación de la tendencia normal, Anexo A.2.3.
  9. A partir de la ecuación de la tendencia normal, calcular el tiempo de tránsito normal, Anexo A.2.3.
  10. Sobreponer el tiempo de tránsito normal en la grafica de tiempo de tránsito observado sintético VS. la profundidad.
  11. Si se tiene determinado el gradiente de presión de formación normal, continuar en el punto 12, si no se tiene:
    - 11.1. Determinar el valor del gradiente de presión normal (Proceso A.2) y continuar en el punto 13.
  12. Obtener el valor del gradiente de presión de formación normal, Anexo A.2.5.
  13. Si se tiene determinado el exponente alfa ( $\alpha$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 14, si no se tienen:
    - 13.1. Determinar el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ), proceso A.3, y continuar en el punto 15.
  14. Obtener el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ), Anexo A.2.4.
  15. Calcular el gradiente de presión de formación anormal, ecuación A.2.1, Anexo A.2.1.
  16. Si se tiene determinada la relación de Poisson ( $\nu$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 18, si no se tiene:
    - 16.1. Determinar los valores de la relación de Poisson ( $\nu$ ), proceso A.3, y continuar en el punto 18.
  17. Obtener el valor de la relación de Poisson ( $\nu$ ), anexo A.3.2.
  18. Calcular el gradiente de presión de fractura, ecuación A.3.1, Anexo A.3.1.
  19. Obtener geopresiones VS. profundidad a partir de información sísmica.
  20. Finalizar proceso 1.1.

### **PROCESO 1.2. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON ISOMAPAS.**

En caso de que alguna área de diseño cuente con un mapa de isogeopresiones (isobaras) para un campo en particular este deberá de ser utilizado de manera extensiva y rutinaria, de tal manera que los datos del mapa sean comparados con los gradientes del pozo determinados con información sísmica. A continuación, se describe como obtener las geopresiones de un isomapa impreso.

1. Obtener mapas de isogeopresiones referido a las cimas y bases de las formaciones del campo y las coordenadas UTM; localización del equipo de perforación (o conductor) y del objetivo en coordenadas UTM; la trayectoria del pozo; la sección estructural y estratigrafía del área a perforar.
2. Determinar las cimas, bases y profundidad media de las formaciones que atravesará la trayectoria del pozo (puntos de interés).
3. Para cada punto de interés (profundidad), realizar:
  - 3.1 Obtener las coordenadas UTM de la trayectoria del pozo a cada profundidad (punto de interés). Se recomienda utilizar como punto de interés cada cambio geológico y estratigráfico.
  - 3.2 Localizar el punto de interés en el mapa de isogeopresiones
  - 3.3 Si el punto coincide con alguna curva del mapa de isogeopresiones, tomar el valor del gradiente de presión leído como el gradiente de presión definitivo y continuar con el punto 3.4 en caso contrario:
  - 3.4 en caso contrario:
    - 3.3.1 realizar una interpolación y/o extrapolación de curvas (proceso A.5).
    - 3.4 Tomar otro punto y repetir la secuencia de cálculos.
4. Obtener geopresiones VS. profundidad a partir de isomapas.
5. Finalizar proceso 1.2.

### **PROCESO 1.3. PRONÓSTICOS DE GEOPRESIONES CON ISOMAPAS.**

El proceso describe la serie de pasos y decisiones para obtener un solo perfil de geopresiones a partir de información sísmica e isomapas. Este perfil de geopresiones será el que se utilice para el diseño del pozo. El valor de  $\pm 0.12$  gr/cc (1 lb/gal) esta basado en literatura en la cual se acepta un margen de error en la predicción de geopresiones de ese orden.

1. Solicitar la columna geológica y estratigráfica del pozo en planeación y diseño. Además, obtener las geopresiones contra profundidad a partir de isomapas y sísmica.
2. Con la información obtenida de geopresiones realizar dos graficas, una de presión contra profundidad y otra de gradiente de presión contra profundidad.
3. Si las coordenadas de la trayectoria del pozo coinciden con las curvas de isomapas para el gradiente de presión de formación, tomar el gradiente de presión de formación determinado con isomapas y continuar en el punto 4, si no coinciden evaluar:
  - 3.1. Si la curva de gradiente de presión de formación obtenida a partir de información sísmica se ajusta en  $\pm 0.12$  gr/cc con respecto a los isomapas, tomar el gradiente de presión de formación determinado con isomapas como correcto y continuar

- en el punto 4, si no se ajusta al rango establecido, tomar el gradiente de presión de formación determinado con información sísmica como correcto y continuar en el punto 4.
4. Si las coordenadas de la trayectoria del pozo coinciden con las curvas de isomapa para el gradiente de presión de fractura, tomar el gradiente de fractura determinado con isomapas y continuar con el punto 5, si no coinciden evaluar:
    - 4.1 Si la curva del gradiente de presión de fractura obtenido a partir de información sísmica se ajusta en  $\pm 0.12$  gr/cc con respecto a los isomapas, tomar el gradiente de presión de fractura determinado con isomapas como correcto y continuar en el punto 5, si no se ajusta al rango establecido tomar el gradiente de presión de fractura determinado con información sísmica como correcto y continuar en el punto 5.
  5. Obtener geopresiones VS. profundidad definitivas a partir de isomapas o información sísmica.
  6. Finalizar proceso 1.3.

**PROCESO 1.4. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES EN POZOS PERFORADOS.**

Este proceso conjunta todos aquellos subprocesos que hay que llevar a cabo para determinar y analizar las geopresiones de pozos perforados (pozos de correlación) determinadas a través de diferentes fuentes (resistividad, exponente "dc", sísmica, etc.). para una correcta estimación de la tendencia normal, es necesario contar con información superficial (antes de los 1500 m), esto es debido a que generalmente en México la información de registros se comporta de manera normal (ver Anexo A.2.3) antes de esa profundidad, por lo que teniendo esa información, se puede apreciar con mayor precisión la zona de transición norma- anormal. Al finalizar el proceso, solo se debe obtener un perfil de presiones para el pozo.

1. Obtener información sísmica, registros geofísicos de densidad, tiempo de tránsito, resistividad, conductividad y datos de perforación (ritmo de penetración, peso sobre barrena, velocidad de rotación, densidad del fluido de control).
2. Si no se tiene información sísmica, continuar en el punto 3, si se tiene:
  - 2.1. Determinar las geopresiones con información sísmica (proceso 1.1).
3. Determinar el gradiente de sobrecarga (proceso 1.4.1).
4. Si no se tiene registro de tiempo de tránsito en la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 4.2, si se tiene:
  - 4.1. Determinar geopresiones con registros geofísicos de pozo (proceso 1.4.2) y continuar en el punto 5.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

- 4.2. Si no se puede aplicar el principio de sobreposición de columnas (Anexo A.4), continuar en el punto 5, si se puede aplicar:
  - 4.2.1. Determinar geopresiones con el principio de sobreposición de columnas (proceso 1.4.2A).
5. Si no se tiene registro de resistividad y/o conductividad en la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 6, si se tiene:
  - 5.1. Determinar geopresiones con registros geofísicos de pozo (proceso 1.4.2).
6. Si no se tiene información suficiente de parámetros de perforación (PSB, R, N) (antes de 1500 verticales), continuar en el punto 7, si se tienen:
  - 6.1. Determinar geopresiones con parámetros de perforación (proceso 1.4.2).
7. Si no se tienen curvas de porosidad y/o curvas de temperatura del pozo, continuar en el punto 8, si se tienen:
  - 7.1 determinar geopresiones con porosidad (proceso 1.4.4).
8. Evaluar las geopresiones determinadas con sísmica, registros geofísicos y parámetros de perforación (proceso 1.4.5).
9. Obtener geopresiones VS. profundidad a partir de pozos de correlación. Solo se debe obtener una curva de gradiente de presión de formación, fractura y sobrecarga por pozo.
10. Finalizar el proceso 1.4.

#### **PROCESO 1.4.1. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA.**

Este proceso describe la secuencia de pasos para determinar el gradiente de presión de sobrecarga a partir del registro de densidad, densidad sintética de registros sísmicos, gravimetría y registro de tiempo de tránsito .

1. Obtener la curva de densidad a partir del registro FDC, LTD o alguno similar.
2. Si no se tiene registrado todo el pozo continuar en el punto 2.2, si se tiene:
  - 2.1 Calcular el gradiente de sobrecarga con al ecuación A.1.2, A.1.3, A.1.1 y continuar en el punto 3.
  - 2.2 Si no se tiene registro de densidad en la zona superficial (antes de los 1500 m), continuar en el punto 2.3, si se tiene, realizar:
    - 2.2.1 Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra densidad de la roca (eje de las "Y")
    - 2.2.2 Ajustar una tendencia exponencial a los datos de la grafica. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.

- 2.2.3 Obtener los valores de la ordenada al origen y la pendiente de la tendencia exponencial.
- 2.2.4 Calcular la densidad normalizada de la formación a cada valor de profundidad, ecuación A.1.5 Anexo A.1.3.
- 2.2.5 Calcular el gradiente de sobrecarga con la ecuación A.1.2, A.1.3, Anexo A.1.1 y continuar en el punto 3.
- 2.3 Si no se tiene registro de tiempo de tránsito en la zona superficial (antes de los 1500 m, verticales), continuar en el punto 2.4, si se tiene:
  - 2.3.1 Determinar sobrecarga con registro de tiempo de tránsito (proceso 1.4.3) y continuar en el punto 3.
- 2.4 Si no se tiene evaluada la sobrecarga a partir de información sísmica continuar en el punto 2.5, si se tiene:
  - 2.4.1 Tomar la sobrecarga a partir de información sísmica y continuar en el punto 3.
- 2.5 Si no se tiene un estudio gravimétrico del área, continuar en el punto 2.6, si se tiene, realizar:
  - 2.5.1 Determinar sobrecarga con gravimetría (proceso 1.4.1B) y continuar en el punto 3.
- 2.6 Si no se puede aplicar el principio de sobreposición de columnas (Anexo A.4), continuar en el punto 2.7, si se aplica:
  - 2.6.1 Determinar sobrecarga con el principio de sobreposición de columnas (proceso 1.4.2A) y continuar en punto 3.
- 2.7 Si no se tiene información para calcular el gradiente de sobrecarga por el método, tomar un valor constante del gradiente de sobrecarga de 2.31 gr/cc (1 psi/pie).
- 3. Obtener sobrecarga VS. profundidad.
- 4. Finalizar el proceso 1.4.1.

#### **PROCESO 1.4.1A. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON REGISTRO DE TIEMPO DE TRÁNSITO .**

Este proceso permite calcular la sobrecarga por medio del tiempo de tránsito, es decir, el tiempo de tránsito es convertido a velocidad de intervalo y utilizando la ecuación de Gardner (ver Anexos) que relaciona la velocidad de intervalo con la densidad de la roca, se puede determinar esta última para calcular la sobrecarga. Además, se incluyen dos criterios de cálculo, el primero cuando tengo información en casi todo el pozo y el otro cuando falta información superficial.

1. Obtener la curva de tiempo de tránsito a partir del registro BHC, sonido bipolar o alguno similar.

2. Si no se tiene registro del tiempo de tránsito desde la zona superficial (antes de los 1500 m verticales) y hasta la profundidad total del pozo continuar en el punto 3, si se tiene, realizar:
  - 2.1 Calcular la velocidad de intervalo con la ecuación A.1.6, Anexo A.1.3.
  - 2.2 Calcular la densidad sintética con la ecuación A.1.4, anexo A.1.2 y continuar en el punto 9.
3. Calcular la velocidad de intervalo con la ecuación A.1.6, Anexo A.1.3.
4. Calcular la densidad sintética con la ecuación A.1.4, Anexo A.1.2.
5. Graficar en escala semilogarítmico la profundidad (eje de las "x") contra densidad de la roca (eje de las "y").
6. Ajustar una tendencia exponencial a los datos de la grafica. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
7. Obtener los valores de la ordenada al origen y la pendiente de la tendencia exponencial.
8. Calcular la densidad normalizada de la formación a cada valor de profundidad, ecuación A.1.5, Anexo A.1.3.
9. Calcular el gradiente de sobrecarga con las ecuaciones A.1.2 o A.1.3, Anexo A.1.1.
10. Obtener sobrecarga VS. profundidad.
11. Finalizar el proceso 1.4.1A.

**PROCESO 1.4.1B DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON GRAVIMETRÍA.**

Cuando no se cuenta con mediciones directas de densidad, se pueden utilizar los estudios gravimétricos del área, los cuales presentan densidades promedio de cada estrato. Con esta densidad promedio se puede utilizar la ecuación de Eaton para determinar el gradiente de presión de sobrecarga.

1. Obtener el perfil gravimétrico del pozo a evaluar y/o el estudio gravimétrico del área (Anexo A.1.4).
2. Obtener las densidades promedio de cada uno de los estratos de acuerdo a la localización (anexo A.1.4).
3. Correlacionar con respecto a la profundidad los valores de las densidades promedio obtenidas.
4. Calcular el gradiente de sobrecarga con las ecuaciones A.1.2 o A.1.3, Anexo A.1.1.
5. Obtener sobrecarga VS. profundidad.
6. Finaliza el proceso 1.4.1B.

**PROCESO 1.4.1C. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON EL PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS.**

Quando no se tiene información de registros geofísicos de un área en particular para calcular geopresiones, se pueden utilizar registros geofísicos de otra área, aunque esta este muy lejana, para calcular las geopresiones del área que nos interesa. Esto se puede realizar, siempre y cuando ambas áreas cumplan con el principio de sobreposición de columnas sedimentarias, el cual se explica en el anexo A.4.

1. Obtener las curvas de densidad y tiempo de tránsito a partir de registros geofísicos de un pozo que cumpla con el principio de sobreposición de columnas (Anexo A.4), se recomienda que sea del mismo campo.
2. Si no se tiene registro de densidad en la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 4, si se tiene realizar:
  - 2.1 Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra densidad de la roca (eje de las "Y").
  - 2.2 Ajustar una tendencia exponencial a los datos de la grafica. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
  - 2.3 Obtener los valores de la ordenada al origen y la pendiente de la tendencia exponencial.
  - 2.4 Calcular la densidad normalizada de la formación a cada valor de profundidad, ecuación A..1.5, Anexo A.1.3.
  - 2.5 Calcular el gradiente de sobrecarga con las ecuaciones A.1.2 o A.1.3, Anexo A.1.1 y continuar en el punto 6.
3. Si no se tiene registro de tiempo de tránsito en la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 5, si se tiene, realizar:
  - 3.1 Calcular la velocidad de intervalo a partir de la ecuación A.1.6, Anexo A.1.3.
  - 3.2 Calcular al densidad sintética a partir de la ecuación A.1.4, Anexo A.1.2.
  - 3.3 Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra densidad de la roca (eje de las "X").
  - 3.4 Ajustar una tendencia exponencial a los datos de la grafica. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y ,mostrar su ecuación.
  - 3.5 Obtener los valores de la ordenada al origen y la pendiente de la tendencia exponencial.
  - 3.6 Calcular la densidad normalizada de la formación a cada valor de profundidad, ecuación A.1.5, Anexo A.1.3.
  - 3.7 Calcular el gradiente de sobrecarga con las ecuaciones A.1.2 o A.1.3, Anexo A.1.1 y continuar en el punto 6.

4. Si no se tiene información para calcular el gradiente de sobrecarga por ningún método, tomar el valor constante del gradiente de sobrecarga de 2.31 gr./cc (1 psi/pie), y continuar en el punto 7.
5. Obtener la sobrecarga VS. profundidad con el principio de sobreposición de columnas.
6. Finalizar el proceso 1.4.1C

**PROCESO 1.4.2. DETERMINACIÓN CON REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.**

El proceso contiene la secuencia de pasos para calcular geopresiones a partir de registros geofísicos de pozo. Este procedimiento se adecua para curvas de tiempo de tránsito, resistividad y conductividad.

1. Obtener la curva del registro geofísico del pozo contra profundidad.
2. Graficar en escala semilogarítmica la curva del registro (datos observados) VS. profundidad.
3. Si se tiene determinada la tendencia normal, continuar en el punto 4, si no se tiene:
  - 3.1 Determinar la Tendencia Normal (proceso A.1) y continuar en el punto 5.
4. Obtener la ecuación de la tendencia normal, Anexo A.2.3.
5. A partir de la ecuación de la tendencia normal, calcular los datos normalizados, Anexo A.2.3.
6. Sobreponer los datos normalizados en la grafica de datos observados VS. profundidad.
7. Si se tiene determinado el gradiente de presión de formación normal, continuar en el punto 8, si no se tiene:
  - 7.1 Determinar el gradiente de presión normal (proceso A.2) y continuar en el punto 9.
8. Obtener el valor del gradiente de presión de formación normal Anexo A.2.5.
9. Si se tiene determinado el exponente alfa ( $\alpha$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 10, si no se tiene:
  - 9.1 Determinar el exponente ( $\alpha$ ), proceso A.3 y continuar en el punto 11.
10. Obtener el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ).
11. Calcular el gradiente de presión de formación anormal, ecuaciones A.2.1, A.2.2, A.2.3 y A.2.4, Anexo A.2.1.
12. Si se tiene determinada la relación de Poisson ( $\nu$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 13, si no se tiene:
  - 12.1. Determinar la relación de Poisson ( $\nu$ ), proceso A.3 y continuar en el punto 14.
13. Obtener el valor de la relación de Poisson ( $\nu$ ), Anexo A.2.3.

14. Calcular el gradiente de presión de fractura, ecuación A.3.1, anexo A.3.1.
15. Obtener las geopresiones VS. profundidad a partir de registros geofísicos de pozo.
16. Finalizar el proceso 1.4.2.

**PROCESO 1.4.2A. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON EL PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS.**

Quando no se tiene información de registros geofísico de un área en particular, para calcular geopresiones, se pueden utilizar registros geofísicos de otra área, aunque esta este muy lejana, para calcular las geopresiones del área que nos interesa. Esto se puede realizar, siempre y cuando ambas áreas cumplan con el principio de sobreposición de columnas sedimentarias, el cual se explica en el Anexo A.4.

1. Obtener las curvas de densidad y de tiempo de tránsito de algún pozo que cumpla con el principio de sobreposición de columnas (Anexo A.4), se recomienda que sea del mismo campo.
2. Si se tiene registro de tiempo de tránsito en la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 4, si no se tiene, evaluar:
  - 2.1. Si no se tiene registro de densidad desde la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 19, si se tiene, realiza:
    - 2.1.1. Calcular la velocidad de intervalo con la ecuación A.2.9a, del Anexo A.2.2.
    - 2.1.2. Calcular el tiempo de tránsito sintético a partir de la ecuación A.2.10, del Anexo A.2.2.
3. Graficar en escala semilogarítmica el tiempo de tránsito observado VS. profundidad del pozo de sobreposición.
4. Si se tiene determinada la tendencia normal, continuar en el punto 5, si no se tiene:
  - 4.1. Determinar la Tendencia Normal (Proceso A.1) y continuar en el punto 6.
5. Obtener la ecuación de la tendencia normal, Anexo A.2.3.
6. A partir de la ecuación de la tendencia normal, calcular el tiempo de tránsito normal en toda la profundidad del pozo en evaluación, Anexo A.2.3.
7. Graficar en escala semilogarítmica el tiempo de tránsito observado VS. la profundidad del pozo de sobreposición y del pozo en evaluación. Todo en una misma gráfica.
8. Sobreponer el tiempo de tránsito normal en la gráfica del tiempo de tránsito observado VS. la profundidad.
9. Si se tiene determinado el gradiente de presión de formación normal, continuar en el punto 10, si no se tiene:

- 9.1. Determinar el Gradiente de Presión Normal (Proceso A.2) y continuar en el punto 11.
10. Obtener el valor del gradiente de presión de formación normal, Anexo A.2.5.
11. Si se tiene determinado el exponente alfa ( $\alpha$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 12, si no se tiene:
  - 11.1. Determinar el Exponente Alfa ( $\alpha$ ), Proceso A.3, y continuar en el punto 13.
12. Obtener el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ), Anexo A.2.4.
13. Calcular el gradiente de presión de formación anormal, Ecuación A.2.1, Anexo A.2.1.
14. Si se tiene determinada la relación de Poisson ( $\nu$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 15, si no se tiene:
  - 14.1. Determinar la Relación de Poisson ( $\nu$ ), Proceso A.3, y continuar en el punto 16.
15. Obtener el valor de la relación de Poisson ( $\nu$ ), Anexo A.2.3.
16. Calcular el gradiente de presión de fractura, Ecuación A.3.1, Anexo A.3.1.
17. Obtener las Geopresiones VS. Profundidad a partir del Principio de Sobreposición de Columnas.
18. Finalizar el proceso 1.4.2A.

**PROCESO 1.4.3. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.**

Este proceso contiene los pasos necesarios para calcular el gradiente de presión de formación y fractura a partir de datos de perforación, es decir, utiliza la teoría del exponente "dc" (exponente de perforabilidad de las formaciones).

1. Obtener los valores de peso sobre barrena, velocidad de rotación, densidad del lodo, diámetro de barrenas y ritmo de penetración.
2. Si se tiene información de la zona superficial, continuar en el punto 3, si no se tiene:
  - 2.1. Descartar este método y continuar en el punto 18.
3. Calcular el exponente "d" y el exponente "dc" observado, a partir de las ecuaciones A.2.19 y A.2.20, Anexo A.2.6.
4. Graficar en escala semilogarítmico los valores del exponente "dc" observado VS. profundidad.
5. Si se tiene determinada la tendencia normal, continuar en el punto 6, si no se tiene:
  - 5.1. Determinar la Tendencia Normal (Proceso A.1) y continuar en el punto 7.
6. Obtener la ecuación de la tendencia normal, Anexo A.2.3.

7. A partir de la ecuación de la tendencia normal, calcular el exponente "dc" normal, Anexo A.2.3.
  8. Sobreponer el exponente "dc" normal en la gráfica del exponente "dc" observado VS. Profundidad.
  9. Si se tiene determinado el gradiente de presión de formación normal, continuar en el punto 10, si no se tiene:
    - 9.1. Determinar del Gradiente de Presión Normal (A.2) y continuar en el punto 11.
  10. Obtener el valor del gradiente de presión de formación normal, Anexo A.2.5.
  11. Si se tiene determinado el exponente alfa ( $\alpha$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 12, si no se tiene realizar:
    - 11.1. Determinar el Exponente Alfa ( $\alpha$ ), Proceso A.3, y continuar en el punto 13.
  12. Obtener el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ), Anexo A.2.4.
  13. Calcular el gradiente de presión de formación anormal, Ecuación A.2.4, Anexo A.2.1.
  14. Si se tiene determinada la relación de Poisson ( $\nu$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 15, si no se tiene:
    - 14.1. Determinar la Relación de Poisson ( $\nu$ ), Proceso A.3, y continuar en el punto 16.
  15. Obtener el valor de la relación de Poisson ( $\nu$ ), Anexo A.2.3.
  16. Calcular el gradiente de presión de fractura, Ecuación A.3.1, Anexo A.3.1.
  17. Obtener las Geopresiones VS. Profundidad con parámetros de Perforación.
- Finalizar el proceso 1.4.3.

#### **PROCESO 1.4.4. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON POROSIDAD.**

Con este proceso se determinan las geopresiones a partir de porosidad calculada con información del registro LWD (Resistividad y Temperatura) y de los registros neutrón, gamma, densidad y tiempo de tránsito .

1. Obtener los registros geofísicos de resistividad, temperatura, densidad, tiempo de tránsito y neutrón (porosidad).
2. Si no se tiene información de porosidad, continuar en el punto 3, si se tiene:
  - 2.1. Calcular la relación de espacios porosos con la ecuación A.2.26, Anexo A.2.7. y continuar en el punto 6.
3. Si no se tiene registro de tiempo de tránsito y/o densidad, continuar en el punto 4, si se tiene:
  - 3.1. Calcular la porosidad con las ecuaciones A.2.23 y A.2.24 Anexo A.2.7.

- 3.2. Calcular la relación de espacios porosos con la ecuación A.2.26, Anexo A.2.7. y continuar en el punto 6.
4. si no se tiene el factor de formación, continuar en el punto 5, si se tiene:
  - 4.1. Calcular la porosidad con la ecuación A.2.25, Anexo A.2.7.
  - 4.2. Calcular la relación de espacios porosos con la ecuación A.2.26, Anexo A.2.7. y continuar en el punto 6.
5. Si no se tiene registro de resistividad y temperatura (LWD), continuar en el punto 15, si se tiene:
  - 5.1. Calcular la resistividad del agua ( $R_{wb}$ ) con la ecuación A.2.21, Anexo A.2.7.
  - 5.2. Calcular el factor de formación con al ecuación A.2.22, Anexo, A.2.7.
  - 5.3. Calcular la porosidad con la ecuación A.2.25, Anexo A.2.7.
  - 5.4. Calcular la relación de espacios porosos con al ecuación A.2.26, Anexo A.2.7.
6. Si se tiene determinado el esfuerzo vertical efectivo, continuar en e punto 7, si no se tiene realizar:
  - 6.1. Determinar la Ecuación del Esfuerzo Vertical Efectivo (Proceso A.7) y continuar en el punto 8.
7. Obtener la ecuación del esfuerzo vertical efectivo, ecuación A.2.27, Anexo A.2.7.
8. Calcular el esfuerzo vertical efectivo a cada profundidad.
9. Determinar el Gradiente de Sobrecarga (Proceso 1.4.1).
10. Calcular el gradiente de presión anormal de formación con la ecuación A.2.29, Anexo A.2.7.
11. Si se tiene determinada la relación de Poisson ( $\nu$ ) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 12, si no se tiene, realizar:
  - 11.1. Determinar la Relación de Poisson ( $\nu$ ), Proceso A.3, y continuar en el punto 13.
12. Obtener el valor de la relación de Poisson ( $\nu$ ), Anexo A.2.3.
13. Calcular el gradiente de presión de fractura, ecuación A.3.1, Anexo A.3.1.
14. Obtener Geopresiones VS. Profundidad a partir de Porosidad.
15. Finalizar el Proceso 1.4.4.

**PROCESO 1.4.5. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES CON GEOFÍSICA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN POZOS PERFORADOS.**

Debido a que los gradientes de presión se pueden calcular por diferentes tipos de información (resistividad, tiempo de tránsito, sísmica, etc.), este proceso tiene como finalidad analizar los gradientes de presión obtenidos por diferentes fuentes y obtener solo un perfil de presiones representativo del pozo. El valor de  $\pm 0.12$  gr./cc (1 lb/gal) esta basado en literatura, en la cual se acepta un margen

de error en la predicción de geopresiones de ese orden. Además, se ha reportado en la literatura que el margen mínimo entre la presión de poro y la densidad del fluido de control es de 0.026 gr./cc.

1. Obtener la columna geológica y estratigráfica de los pozos; densidad del fluido de control pruebas de goteo, DST, RFT, producción, alijo; pérdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial, brotes y manifestaciones.
2. Con la información obtenida de geopresiones, realizar dos graficas, una de presión contra profundidad y otra de gradiente de presión contra profundidad.
3. Sobreponer los valores de las evidencias reales en las gráficas.
4. Si se tienen evidencias reales para compararlas con el gradiente de presión de formación, continuar en el punto 5, si no se tienen, evaluar:
  - 4.1. Si por lo menos una curva del gradiente de presión de formación se ajusta entre 0.024 y 0.12 gr./cc por debajo de la densidad del fluido de control, continuar en el punto 7, sino se ajustan:
    - 4.1.1. Ajustar Iterativamente el Exponente Alfa ( $\alpha$ ), Proceso A.6, y continuar en el punto 7.
5. Si se tiene certeza en las evidencias reales recopiladas, continuar en el punto 6, si no se tiene, evaluar:
  - 5.1. Si por lo menos una curva del gradiente de presión de formación se ajusta entre 0.024 y 0.12 gr./cc por debajo de la densidad del fluido de control, continuar en el punto 7, si no se ajustan:
    - 5.1.1. Ajustar Iterativamente el Exponente Alfa ( $\alpha$ ), Proceso A.6, y continuar en el punto 7.
6. Si al menos una curva del gradiente de presión de formación se ajusta entre 0.024 y 0.12 gr./cc por debajo de la densidad del fluido de control, continuar en el punto 7, si no se ajustan:
  - 6.1. Ajustar Iterativamente el Exponente Alfa ( $\alpha$ ), Proceso A.6.
7. Tomar el valor del gradiente de presión de formación resultante del proceso como el definitivo y continuar en el punto 8.
8. Si se tienen evidencias reales para compararlas con el gradiente de presión de fractura, continuar en el punto 9, sino evaluar:
  - 8.1. Si las curvas de gradiente de fractura tienen aproximadamente el mismo comportamiento (discrepancias entre  $\pm 0.12$  gr./cc), continuar en el punto 8.2, sino lo tienen:
    - 8.1.1. Calcular la media aritmética de las curvas de gradiente de fractura en comparación con la ecuación A.5.8, Anexo A.5.
    - 8.1.2. Tomar el comportamiento promedio de las curvas (media aritmética a cada valor de profundidad), como el gradiente de presión de fractura definitivo y continuar en el punto 12.
  - 8.2. Tomar cualquier curva de gradiente de fractura, como el gradiente de presión de fractura definitivo y continuar en el punto 12.

9. Si se tiene certeza en las evidencias reales recopiladas, continuar en el punto 10, sino se tiene, evaluar:
  - 9.1. Si las curvas de gradiente de fractura tienen aproximadamente el mismo comportamiento (discrepancias entre  $\pm 0.12$  gr./cc), continuar en el punto 9.2, sino lo tienen, realizar:
    - 9.1.1. Calcular la media aritmética de las curvas de gradiente de fractura en comparación con la ecuación con la ecuación A.5.8, Anexo A.5.
    - 9.1.2. Tomar el comportamiento promedio de las curvas (media aritmética a cada valor de profundidad), como el gradiente de presión de fractura definitivo y continuar en el punto 12.
  - 9.2. Tomar el comportamiento de cualquier curva de gradiente de fractura, como el gradiente de presión de fractura definitivo y continuar en el punto 12.
10. Si al menos una curva del gradiente de presión de fractura se ajusta entre  $\pm 0.12$  gr./cc respecto a las evidencias reales, continuar en el punto 11, si no se ajustan:
  - 10.1. Determinar la relación de Poisson ( $\nu$ ), Proceso A.4.
  - 10.2. Determinar Geopresiones en Pozos Perforados (Proceso 1.4).
11. Tomar el valor del gradiente de presión de fractura resultante del proceso como el definitivo.
12. Obtener Geopresiones VS. Profundidad. Solo se debe obtener una curva de gradiente de presión de formación y fractura por pozo.
13. Finalizar el Proceso 1.4.5.

### **PROCESO 1.5. PRONOSTICO DE GEOPRESIONES CON POZOS PERFORADOS.**

El proceso describe los pasos a seguir para realizar un análisis entre las geopresiones del pozo en planeación y sus pozos de correlación. El proceso permite determinar solo un perfil de presiones, que al final serán las geopresiones a utilizar para el diseño del pozo.

1. Obtener la columna geológica y estratigráfica de los pozos, plano estructural de localización de los pozos, geopresiones contra profundidad de los pozos de correlación; geopresiones contra profundidad de sísmica del pozo en planeación o diseño.
2. Con la información obtenida de geopresiones realizar dos gráficas, una de presión contra profundidad y otra de gradiente de presión contra profundidad.
3. Si los pozos son del mismo campo o uno adyacente al del pozo en diseño, continuar en el punto 4, sino lo son:

- 3.1. Tomar como definitivas, las geopresiones calculadas con sísmica y continuar en el punto 8.
4. Si la curva del gradiente de presión de formación de sísmica, se ajusta  $\pm 0.12$  gr./cc con respecto al gradiente de presión de formación de la mayoría de los pozos, continuar en el punto 5, si no se ajusta, realizar para sísmica:
  - 4.1. Un Ajuste Iterativo del exponente alfa ( $\alpha$ ), Proceso A.6, y continuar en el punto 6.
5. Tomar el gradiente de formación de sísmica como el gradiente de presión de formación definitivo.
6. Si la curva del gradiente de presión de fractura de sísmica se ajusta  $\pm 0.12$  gr./cc respecto a la mayoría de los pozos, continuar en el punto 7, sino se ajusta, realizar para sísmica:
  - 6.1. Determinar la relación de Poisson ( $\nu$ ), Proceso A.4.
  - 6.2. Determinar Geopresiones con Información Sísmica (Proceso 1.4).
7. Tomar el valor del gradiente de presión de fractura de sísmica como el definitivo.
8. Obtener Geopresiones VS. Profundidad definitivas.
9. Finalizar el Proceso 1.5.

### **PROCESO 2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.**

El proceso describe la información mínima necesaria que deberá ser recopilada para una adecuada determinación de los gradientes de presión de formación, fractura y sobrecarga.

1. Si no se esta perforando la etapa del conductor o de la tubería de revestimiento superficial, continuar en 2, si se esta perforando.
  - 1.1. Tomar muestras del agua de formación para que se realice un análisis de laboratorio para determinar su densidad.
2. Realizar prueba de presión de formación con registro de línea de acero (RFT). Se recomienda por lo menos una por etapa.
3. Realizar prueba de goteo (leak-off). Se recomienda a cada asentamiento de tubería de revestimiento.
4. Si no existen capas de lutita con espesor mayor a 15 metros y no es pozo exploratorio, continuar en 5, si existen capas de lutita y es pozo exploratorio:
  - 4.1. Tomar un núcleo en la zona de lutitas para que se lleven a cabo pruebas de compresión y determinación de la porosidad en el laboratorio. Se recomienda tomarlo por lo menos en dos etapas y en dos pozos del mismo campo.
5. Tomar registros de tiempo de tránsito de cizallamiento y de densidad. Se recomienda que por lo menos se tomen dos etapas.

6. Tomar registro de espectroscopia de rayos gamma. Se recomienda que por lo menos se tome en todo el terciario.
7. Tomar registros de temperatura. A partir del LWD o Registros de línea de acero.
8. Tomar los registros convencionales de: rayos gamma y resistividad.
9. en caso de que las condiciones técnicas y económicas lo permitan tomar registros sónico, densidad, neutrón gamma y LWD (Resistividad y Temperatura).
10. Solicitar en el procesado de los registros, el calculo de la porosidad y del factor de formación.
11. Registrar en la bitácora eventos como son: brotes, manifestaciones, pegaduras y pérdidas totales o parciales del fluido de perforación.
12. Finalizar el proceso 2.1.

### **PROCESO A.1. DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA NORMAL.**

Para determinar los valores normales de la ecuación de Eaton se tiene que establecer una tendencia normal. Para poder establecerla se deben graficar los datos observados contra la profundidad. Generalmente, los datos observados siguen un comportamiento normal con la profundidad, incrementan o disminuyen. Cuando estos datos se apartan de su tendencia normal, se dice que estos datos son anormales. Para poder definir la tendencia normal, se deben tomar aquellos datos superficiales que siguen la tendencia normal y realizar un ajuste de tipo exponencial, es decir, se deben tomar aquellos datos de la zona de transición (de presión normal a anormal) hacia la superficie. Este proceso detalla como se debe obtener la tendencia normal.

1. Obtener de pozos evaluados del área datos observados de registros geofísicos, parámetros de perforación (exponente "dc"), registros de espectroscopia de rayos gamma, registro de rayos gamma (formaciones del terciario), registro de potencial espontáneo (formaciones del terciario).
2. Revisar el comportamiento de los registros geofísicos o de los parámetros de perforación (Anexo A.2.3).
3. Si se tiene el registro de espectroscopia de rayos gamma, continuar en el punto 4, sino se tiene, evaluar:
  - 3.1. Si se tiene el registro de rayos gamma, continuar en el punto 5, sino se tiene, evaluar:
  - 3.2. Si se tiene registro de potencial espontáneo, continuar en el punto 5, sino se tiene, realizar:
    - 3.2.1. Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra los datos observados de registros geofísicos o parámetros de perforación (eje de las "Y" en escala logarítmica).

- 3.2.2. Ajustar una tendencia exponencial a los datos observados de registros geofísicos o parámetros de perforación y continuar en el punto 9. tomar para el ajuste solo aquellos datos de la zona menos profunda y hasta antes de los 1500 m verticales. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
4. Seleccionar aquellos puntos con contenido de Torio y Potasio mas altos (puntos de lutita).
5. Graficar en escalas lineales los datos observados (eje de las "X") VS. profundidad (eje de las "Y").
6. Si se observa la zona de transición, es decir, el cambio de presión normal a presión anormal, continuar en el punto 7, sino se observa, realizar:
  - 6.1. Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra los datos observados de registros geofísicos o parámetros de perforación (eje de las "Y" en escala logarítmica).
  - 6.2. Ajustar una tendencia exponencial a los datos observados de registros geofísicos o parámetros de perforación y continuar en el punto 9. Tomar para el ajuste solo aquellos datos de la zona menos profunda y hasta antes de los 1500 m verticales. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
7. Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra los datos observados de registros geofísicos o parámetros de perforación (eje de las "Y" en escala logarítmica).
8. Ajustar una tendencia exponencial a los datos observados de registros geofísicos o parámetros de perforación. Tomar para el ajuste solo aquellos datos de la zona menos profunda y hasta la cima de la zona de transición. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
9. Obtener la ordenada al origen y la pendiente de la tendencia ajustada.
10. Sustituir los valores de la ordenada al origen y la pendiente en las ecuaciones de las tendencias normales (A.1.11, A.1.12, A.1.13, A.1.14, Anexo, A.2.3).
11. Obtener la ecuación de la tendencia normal.
12. Finalizar el Proceso A.1.

#### **PROCESO A.2. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL.**

Para determinar el gradiente de presión normal de la ecuación de Eaton, se puede obtener a partir de pruebas DST, RFT o de datos de presión de formación de los pozos del área en la zona normal o en su defecto, se puede tomar de pruebas de densidad del agua de formación obtenidas en laboratorio. Además, generalmente se asume este valor en 1.074 g/cm<sup>3</sup> (0.465 psi/pie o

0.1074 Kg/cm<sup>2</sup>/m). Este proceso, detalla como obtener el gradiente de presión normal.

1. Obtener pruebas de formación (DST o RFT) VS. Profundidad, densidad del agua de formación a partir de pruebas de laboratorio, gradientes de presión de formación de pozos evaluados (valores reales).
2. Si se tienen para el campo o área en estudio, pruebas de formación (DST o RFT) en la zona ( $\pm 0$  a 1500 m) continuar en el punto 3, sino se tienen, evaluar:
  - 2.1. Si se tienen para el campo o área en estudio, gradientes de presión de formación reales en la zona normal ( $\pm 0$  a 1500 m), continuar en el punto 3, sino se tienen, evaluar:
  - 2.2. Si se tiene para el campo o área en estudio, la densidad del agua de formación en la zona normal ( $\pm 0$  a 1500 m), a partir de laboratorio, continuar en el punto 3, sino se tiene:
    - 2.2.1. Tomar un valor de gradiente de presión normal entre 1.00 y 1.08 gr./cc, se recomienda utilizar 1.07 gr./cc (0.465 psi/pie ó 0.107 Kg/cm<sup>2</sup>/m) y continuar en el punto 6.
3. Calcular la media aritmética de los valores obtenidos con la ecuación A.5.8, Anexo A.5.
4. Si la media aritmética se encuentra en el rango de 1.00 a 1.08 gr./cc, continuar en el punto 5, sino:
  - 4.1. Tomar un valor de gradiente de presión normal entre 1.00 y 1.08 gr./cc, se recomienda utilizar 1.07 gr/cc (0.465 psi/pie ó 0.107 Kg/cm<sup>2</sup>/m) y continuar en el punto 6.
5. Tomar la medida aritmética como el gradiente de presión normal.
6. Finalizar el proceso A.2.

### **PROCESO A.3. DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE ALFA ( $\alpha$ ).**

Para determinar los valores del exponente alfa ( $\alpha$ ), de la ecuación de Eaton se deben obtener mediciones reales de presión de formación. Estas mediciones pueden ser tomadas en pruebas DST, RFT, producción o durante el control de brotes estos datos deben ser sustituidos en las ecuaciones que propuso Eaton y calcular el exponente para cada área en particular, sin embargo, cuando no se tiene información, se pueden utilizar los valores propuestos por Eaton. El proceso describe como obtener el exponente alfa ( $\alpha$ ).

1. Obtener de pozos evaluados en el área (datos reales) el gradiente de presión de sobrecarga, gradiente de presión de formación anormal, gradiente de presión de formación normal, datos observados y normales de registros geofísicos y de parámetros de perforación (exponente "dc"), pruebas de formación (DST ó RFT) VS. Profundidad, datos de brotes.

2. Si se tiene determinado el gradiente de sobrecarga del área en estudio, continuar en el punto 3, sino se tiene, realizar:
  - 2.1 Determinar el Gradiente de Sobrecarga (Proceso 1.4.1) y continuar en el punto 4.
3. Obtener el gradiente de presión de sobrecarga
4. Si se tiene determinado el gradiente de presión de formación normal, continuar en el punto 5, si no se tiene realizar:
  - 4.1. Determinar el Gradiente de Presión Normal (Proceso A.2) y continuar e el punto 6.
5. Obtener el valor del gradiente de presión de formación normal, Anexo A.2.5.
6. Si se tienen gradientes de presión de formación reales, continuar en el punto 7, sino se tienen, evaluar:
  - 6.1. Si se tienen pruebas de formación (DST, RFT), continuar en el punto 7, sino se tienen evaluar:
  - 6.2. Si se tienen valores registrados de brotes, continuar en el punto 7, sino se tienen:
    - 6.2.1. Tomar los valores determinados por Eaton en la Costa de Louisiana: Resistividad, Conductividad y Exponente "dc",  $\alpha = 1.2$ , para Tiempo de Tránsito,  $\alpha = 3.0$ , y continuar en el punto 10.
7. Para cada uno de los datos de gradientes de presión de formación, realizar:
  - 7.1. Calcular el exponente alfa ( $\alpha$ ) a partir de las ecuaciones A.2.15, A.2.16, A.2.17, A.2.18, Anexo A.2.4, según sea el caso.
  - 7.2. Tomar otra serie de datos y repetir la secuencia de calculo (reiniciar en el punto 7).
8. Calcular la media aritmética de los valores obtenidos del exponente alfa ( $\alpha$ ) con la ecuación A.5.8, Anexo A.5.
9. Obtener el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ).
10. Finalizar el Proceso A.3.

#### **PROCESO A.4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE POISSON ( $\nu$ ).**

La relación de Poisson se debe determinar para cada área en particular utilizando datos de presión de formación y de fractura de mediciones reales tales como: Pruebas de goteo, DST, RFT, producción o de control de brotes posteriormente se tiene que realizar un ajuste logarítmico a los datos calculados. Sin embargo también se puede utilizar el tiempo e tránsito de cizallamiento y la densidad del registro FDC o similar. Además, cuando no se tiene información real, se puede utilizar la ecuación ajustada el nomograma de Eaton para la Costa del Golfo de Louisiana. Este proceso describe como obtener la relación de Poisson para el calculo del gradiente de presión de fractura.

1. Obtener de pozos evaluados en el área (datos reales) el gradiente de presión de sobrecarga, gradiente de presión de formación, gradiente de presión de fractura, pruebas de goteo (leak-off) VS. Profundidad, registro de tiempo de tránsito de cizallamiento ( $\Delta T$  shear), registro de densidad (FDC, LDT ó similar), pruebas de formación (DST ó RFT) VS. Profundidad, datos de brotes.
2. Si se tiene determinado el gradiente de sobrecarga del area en estudio, continuar en el punto 3, sino se tiene, realizar:
  - 2.1. El Proceso 1.4.1. *Determinación del Gradiente de Sobrecarga* (Proceso 1.4.1) y continuar e el punto 4.
3. Obtener el gradiente de presión de sobrecarga.
4. Si se tienen gradientes de presión de formación reales, continuar en el punto 5, si no se tienen, evaluar:
  - 4.1. Si se tienen pruebas de formación (DST, RFT), continuar en el punto 5, sino se tienen, evaluar:
  - 4.2. Si se tienen valores registrados de brotes, continuar en el punto 5, sino se tienen:
  - 4.3. Si se tienen valores de tiempo de tránsito de cizallamiento ( $\Delta T$  shear) y densidad a la misma profundidad, continuar e el punto 4.3.2, sino se tienen:
    - 4.3.1. Calcular la relación de Poisson para cada valor de profundidad a partir del Nomograma de Eaton con la ecuación A.3.6, Anexo A.3.2 y continuar en el punto 10.
    - 4.3.2. Calcular para cada uno de los datos, la relación de Poisson ( $\nu$ ) con la ecuación A.3.5, Anexo A.3.2. y continuar en el punto 7.
5. Si se tienen gradientes de presión de fractura reales, continuar en e punto 6, si no se tienen, evaluar:
  - 5.1. Si se tienen pruebas de goteo (Leak-off), continuar en el punto 6, si no se tienen, evaluar:
  - 5.2. Si se tienen valores de tiempo de tránsito de cizallamiento ( $\Delta T$  shear) y densidad a la misma profundidad, continuar en el punto 5.2.2, si no se tienen:
    - 5.2.1. Calcular la relación de Poisson para cada valor de profundidad a partir del Nomograma de Eaton con la ecuación A.3.6, Anexo A.3.2 y continuar en el punto 10.
    - 5.2.2. Calcular para cada uno de los datos, la relación de Poisson ( $\nu$ ) con la ecuación A.3.5, Anexo A.3.2 y continuar en el punto 7.
6. Calcular para cada uno de los datos, la relación de Poisson ( $\nu$ ) con con las ecuaciones A.3.2, y A.3, Anexo A.3.2.
7. Graficar en escalas lineales la profundidad (eje de las "X") contra la relación de Poisson (eje de ls "Y") y ajustar una tendencia logarítmica. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.

8. Obtener la ecuación de la tendencia logarítmica. Similar a la ecuación A.3.4, Anexo A.3.2.
9. A partir de la ecuación, calcular la relación de Poisson.
10. Obtener a relación de Poisson VS. Profundidad.
11. Finalizar el proceso A.4.

#### **PROCESO A.5. INTERPOLACIÓN Y/O EXTRAPOLACIÓN DE CURVAS.**

Este proceso describe los pasos a seguir para la interpolación de curvas. Se utiliza la técnica de Lagrange en dos dimensiones, la cual permite calcular los valores intermedios de dos curvas.

1. Obtener las coordenadas UTM ( $X_i$ ,  $Y_i$ ) y los gradientes de presión ( $G_{xiyi}$ ), en los cuales se quiere interpolar; las coordenadas UTM de los puntos a evaluar ( $X_{nt}$ ,  $Y_{int}$ ).
2. Obtener el grado del polinomio, restando al numero total de datos uno ( $G_p$  igual al numero total de datos menos 1). Ecuación A.5.1, Anexo A.5.
3. Calcular la serie de valores del polinomio interpolante en función de la coordenada  $X_i$  ( $P_{xi}$ ). Ecuaciones A.5.2 y A.5.3, Anexo A.5.
4. Calcular la serie de valores del polinomio interpolante en función de la coordenada  $Y_i$  ( $P_{yi}$ ). Ecuaciones A.5.4 y A.5.5, Anexo A.5.
5. Calcular el gradiente de presión en  $X_{int}$ ,  $Y_{int}$  ( $G_{Xint}$ ,  $Y_{int}$ ), a partir del polinomio interpolante bidimensional. Ecuaciones A.5.6 y A.5.7, Anexo A.5.
6. Obtener Geopresiones VS. Coordenadas UTM, y Profundidad.
7. Finalizar el Proceso A.5.

#### **PROCESO A.6. AJUSTE ITERATIVO DEL EXPONENTE ALFA ( $\alpha$ ).**

Cuando se tiene certeza en el gradiente de presión de formación en un área en particular y la predicción de este gradiente no es igual al gradiente del que se tiene certeza, se puede ajustar al exponente alfa ( $\alpha$ ), de manera iterativa para encontrar un valor tal, del que se obtengan presiones de poro iguales o similares en magnitud. Este proceso detalla como realizar ese ajuste.

1. Obtener de os pozos Geopresiones VS. Profundidad.
2. Obtener el valor del gradiente de presión de formación del pozo en evaluación.
3. Obtener el o los gradientes de presión de formación que se tienen como referencia.
4. Seleccionar el o los intervalos donde existe una diferencia en el rango de  $\pm 0.12$  gr./cc, entre el gradiente de presión de formación del pozo en

- evaluación VS. el o los gradientes de presión de formación de los pozos de referencia.
5. Para cada uno de los intervalos realizar:
    - 5.1. Si el gradiente en evaluación es mayor que el de referencia, disminuir el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ) en 0.1 y continuar en 5.3, sino es mayor:
    - 5.2. Incrementar el valor del exponente alfa ( $\alpha$ ) en 0.1.
    - 5.3. Si la curva del gradiente de presión de formación en evaluación, se ajusta  $\pm 0.12$  gr./cc respecto al gradiente de presión de formación de referencia, continuar en 5.4, sino se ajusta:
      - 5.3.1. Repetir la secuencia de pasos hasta que se cumpla la condición (reiniciar en el punto 5.1).
    - 5.4. Tomar otro intervalo y evaluar (repetir el punto 5).
  6. Obtener el Gradiente de Presión de Formación VS. Profundidad definitivo del pozo en evaluación.
  7. Finalizar el proceso A.6.

#### **PROCESO A.7. DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO.**

En este proceso, la porosidad es relacionada con los esfuerzos verticales efectivos in-situ por medio de curvas de compresión derivadas de la ecuación de la teoría compresional en una dimensión y la presión de poro es obtenida sustituyendo el esfuerzo vertical efectivo dentro de la ecuación de Terzaghi.

1. Obtener resultados de pruebas de compresión en lutitas y valores de porosidad en las lutitas del campo ó área de estudio.
2. Si se tienen pruebas de compresión en lutitas y el valor de su porosidad, continuar en 3, sino se tienen:
  - 2.1. Calcular el esfuerzo vertical efectivo con la ecuación A.2.26, Anexo A.2.7 y continuar en el punto 8.
3. Calcular la relación de espacios porosos a partir de la ecuación A.2.26, Anexo A.2.7.
4. Graficar en escala semilogarítmica la relación de espacios porosos (eje de las "X") contra valores de compresión (eje de las "Y" en escala logarítmica).
5. Ajustar una tendencia exponencial a los valores graficados. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
6. Obtener la ecuación de la tendencia exponencial y sustituirla en la ecuación A.2.27a, Anexo A.2.7.
7. Calcular el esfuerzo vertical efectivo con la ecuación A.2.27a, Anexo A.2.7.
8. Obtener esfuerzo vertical efectivo VS. Profundidad.
9. Finalizar el Proceso A.7.

### **III.3. SOFTWARE**

Para el calculo de geopresiones se puede utilizar el siguiente software el cual esta disponible en cada Unidad Operativa:

#### **III.3.1 SISMIC 1.0**

Este software determina los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura, a partir de información sísmica; el programa tiene también la opción de utilizar el tiempo de transito compresional del registro sonido y la densidad de la roca del registro de densidad, para determinar los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura. Sismic 1.0 puede ser utilizado para simplificar el calculo en el Proceso 1.1 Determinación de Geopresiones con Información Sísmica. Esta herramienta es solo de calculo, por lo que el proceso de análisis lo tiene que llevar a cabo el usuario.

#### **III.3.2 GEOPRESW 2.0**

Este software utiliza registros de resistividad, conductividad y tiempo de transito compresional para determinar los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura. Geopresw 2.0, puede ser utilizado para simplificar el proceso de calculo del Proceso 1.4. Determinación de Geopresiones en Pozos Perforados. Esta herramienta es solo de calculo, por lo que el proceso de análisis lo tiene que llevar a cabo el usuario.

### **III.4. ANEXOS**

#### **III.4.1. CALCULO DE GEOPRESIONES**

Todos los métodos empíricos para estimar las geopresiones se fundamentan en determinar una tendencia normal de compactación a partir de datos de sismología, resistividad, conductividad y/o tiempo de transito. Así con los valores de estos 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.

#### **GRADIENTE 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.

A continuación se describe el procedimiento a partir de registros sísmicos y del registro de densidad para cuantificar el gradiente de sobrecarga en pozos terrestres y marinos. Estos procedimientos están basados en la determinación de la densidad de la roca, por lo que, en algunos casos se utilizan correlaciones para su cálculo y en otros se obtienen a partir de registros geofísicos de explotación, tal como el FDC o Litodensidad.

Sin embargo, en algunas ocasiones no se cuenta con la información suficiente, por lo que se adaptaron ecuaciones a las curvas de gradiente de sobrecarga desarrolladas por Ben A. Eaton para costa de Louisiana, donde solo basta sustituir la profundidad para obtener un valor.

Para el caso en que no exista información, se puede utilizar un gradiente de presión de 1 psi/pie, pero con las reservas correspondientes, ya que la sobrecarga es variable y no constante. Siempre que se tenga información disponible se deberá calcular la sobrecarga para cada pozo en particular.

### **MÉTODO DE EATON**

Como se menciona anteriormente, 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 del espacio poroso.

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

$$S = \int_0^D \rho_r g_r dD \dots\dots\dots (A.1.1)$$

Donde:

- S= Presión de sobrecarga.
- G = Constante gravitacional.
- D = Profundidad vertical real a nivel del suelo terrestre o marítimo.
- $\rho_r$  = Densidad de la roca.

Una vez que se tienen las densidades obtenidas a través de algún registro o método similar, se puede obtener el perfil del gradiente de sobrecarga en pozos

terrestres y marinos a partir de la aplicación de las ecuaciones siguientes, respectivamente, las cuales son ampliamente aplicadas en el calculo del gradiente de sobrecarga, ya que son consideradas como una aproximación de la integral de Eatón:

$$G_s = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{ri} \cdot (D_i - D_{i-1})}{D_i} \dots\dots\dots (A.1.2)$$

$$G_s = \frac{\rho_w \cdot D_w + \sum_{i=1}^n \rho_{ri} \cdot (D_i - D_{i-1})}{D_w + D_i} \dots\dots\dots (A.1.3)$$

Donde:

- Gs = gradiente de presión de sobrecarga, (gr./ cc).
- $\rho_w$  = Densidad del agua de mar, (gr./cc).
- $D_w$  = tirante de agua, (m).
- $\rho_{ri}$  = Densidad de la roca a la profundidad i, (gr./cc).
- $D_i$  = Profundidad en el punto i, (m).

Si no se cuenta con mediciones directas de densidad o el registro solo se tienen en la parte superficial, se pueden utilizar los siguientes métodos para calcular una densidad aproximada de la roca:

**REGISTROS SÍSMICOS**

A partir de la ecuación de Gardner, se puede determinar la densidad promedio de las capas reflectoras para cada valor de la velocidad de intervalo.

$$\rho_r = 0.31 \cdot (V_I)^{0.25} \dots\dots\dots (A.1.4)$$

Donde:

- $\rho_r$  = Densidad de la roca, (gr./cc).
- $V_I$  = Velocidad de intervalo, (m/seg.).

**REGISTRO DE DENSIDAD O TIEMPO DE TRANSITO EN ZONA SUPERFICIAL**

La densidad de la roca se incrementa exponencialmente con la profundidad. Basados en este hecho, cuando no existe información de densidad

en la totalidad del pozo y solo se cuenta con información superficial, se puede obtener el comportamiento de la densidad con la profundidad realizando un ajuste exponencial a los datos superficiales. Para tal efecto se pueden utilizar las siguientes ecuaciones:

Quando se tiene solo información de densidad en la zona superficial.

$$\rho_n = ke^{mD} \dots\dots\dots (A.1.5)$$

Donde:

- $\rho_n$  = Densidad normalizada de la roca (variable dependiente), (gr./cc).
- $k$  = Constante obtenida del ajuste exponencial (ordenada al origen).
- $m$  = Constante obtenida del ajuste exponencial (pendiente).
- $D$  = Profundidad (variable independiente), (m).

Quando se tiene solo información del registro sónico en la zona superficial, se puede utilizar la ecuación A.1.4 para calcular la densidad sintética y la ecuación A.1.6 para calcular la velocidad de intervalo a partir del tiempo de tránsito observado.

$$VI = 304878.05 * \left( \frac{1}{\Delta t_0} \right) \dots\dots\dots (A.1.6)$$

Donde:

- $VI$  = Velocidad de intervalo, (m/seg.).
- $\Delta t_0$  = Tiempo de tránsito observado, ( $\mu$ seg./pie).

Una vez determinada la densidad sintética, se realiza un ajuste exponencial y se utiliza la ecuación A.1.5 para calcular la densidad normalizada.

**DENSIDAD POR GRAVIMETRÍA**

Quando no se cuenta con mediciones directas de densidad, se pueden utilizar los estudios gravimétricos del área, los cuales presentan densidades promedio de cada estrato. La figura A.1 muestra los resultados de un estudio gravimétrico.



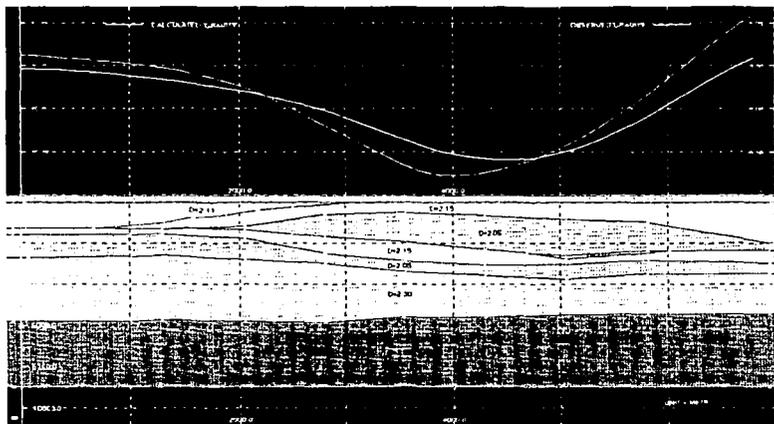


Figura A.1.- perfil gravimétrico

**CÁLCULO DE LA SOBRECARGA CON LA ECUACIÓN DEL NOMOGRAMA DE EATON**

En algunas ocasiones no se cuenta con información suficiente, por lo que se adaptaron ecuaciones a las curvas del gradiente de sobrecarga desarrolladas por Ben A. Eaton para la Costa de Louisiana, donde solo basta sustituir la profundidad para obtener un valor.

Para el caso en que no exista información, se pueden utilizar un gradiente de presión de 1 psi/pie, pero con reservas correspondientes, ya que la sobrecarga es variable y no constante. Siempre que se tenga información disponible se deberá calcular la sobrecarga para cada pozo en particular.

$$G_s = 1.9417 + 0.0001D - 2 \times 10^{-4} D^2 + 1 \times 10^{-12} D^3 \dots\dots\dots(A.1.7)$$

Donde:

G<sub>s</sub> = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr./cc).

D = Profundidad vertical real a nivel del suelo terrestre o marino, (m).

**TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN**

**GRADIENTE 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. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite; gas y/o agua salada.

Para cuantificar el gradiente de presión de formación se utilizan registros geofísicos de pozos de correlación e información de velocidad de registros sísmicos. El procedimiento que se presenta a continuación esta basado en la correlación de Ben A. Eaton, la cual utiliza la curva de resistividad son ohm-m. También, la resistividad multiplicada por 1000 para que se tengan unidades de milimhos-m. Para esta operación se utiliza la resistividad de las curvas antes mencionadas.

Además, la correlación puede usar tiempo de tránsito compresional del registro sónico de porosidad (BHC) o tiempo de transito sintético a partir de la ecuación de Dix cuando se tiene información de registros sísmicos.

**GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN POR EL MÉTODO DE EATON**

Para calcular el gradiente de presión de formación anormal, se utilizan registros geofísicos de pozo, sísmica y parámetros de perforación. El valor del gradiente de presión depende del calculo del exponente alfa para cada área en particular y la determinación de una tendencia normal. A continuación se presentan las ecuaciones:

Para tiempo de Tránsito:

$$Gf_{an} = Gs - [Gs - Gf_n] \cdot \left( \frac{\Delta T_n}{\Delta T_o} \right)^\alpha \dots\dots\dots (A.2.1)$$

para Resistividad:

$$Gf_{an} = Gs - [Gs - Gf_n] \cdot \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^\alpha \dots\dots\dots (A.2.2)$$

Para Conductividad:

$$Gf_{an} = Gs - [Gs - Gf_n] \cdot \left( \frac{C_n}{C_o} \right)^\alpha \dots\dots\dots (A.2.3)$$

Para el Exponente dc:

$$Gf_{an} = Gs - [Gs - Gf_n] \cdot \left( \frac{dc_o}{dc_n} \right)^\alpha \dots\dots\dots (A.2.4)$$



Donde:

- Gs = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr./cc).
- Gfan = Gradiente de presión de formación anormal, (gr./cc).
- Gfn = Gradiente de presión de formación normal, (gr./cc).
- Ro = Resistividad observada, (ohm-m).
- Rn = Resistividad normal, (ohm-m).
- dco = Exponente "dc" observado.
- dcn = Exponente "dc" normal.
- ΔTo = Tiempo de tránsito observado, (μseg./pie).
- ΔTn = Tiempo de Tránsito normal, (μseg./pie).
- Co = Conductividad observada, (milimohms-m).
- Cn = Conductividad normal (milimohms-m).
- α = Exponente alfa.

**CÁLCULO DEL TIEMPO DE TRÁNSITO SINTÉTICO A PARTIR DE REGISTROS SÍSMICOS**

Para poder determinar el tiempo de tránsito observado sintético a partir de registros sísmicos se deben utilizar las siguientes ecuaciones desarrolladas por Dix:

$$VI = \sqrt{\frac{(V_{mi-1}^2 * T_{i-1}) - (V_{mi}^2 * T_i)}{(T_{i-1} - T_i)}} \dots\dots\dots (A.2.5)$$

$$VI_i = \sqrt{\frac{(VRMS_{i-1}^2 * T_{i-1}) - (VRMS_i^2 * T_i)}{(T)}} \dots\dots\dots (A.2.6)$$

$$\Delta D_i = \frac{VI_i * (T_i - T_{i-1})}{2} \dots\dots\dots (A.2.7)$$

$$D_i = \Delta D_i + \Delta D_{i-1} \dots\dots\dots (A.2.8)$$

$$VI = 304878.05 * \left(\frac{1}{\Delta T_0}\right) \dots\dots\dots (A.2.9)$$

$$VI = \left(\frac{\rho_z}{0.31}\right)^4 \dots\dots\dots (A.2.9a)$$

**TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN**

$$\Delta t_0 = 304878.05 * \left( \frac{1}{VI} \right) = \frac{T_i - T_{i-1}}{6.56 * (D_i - D_{i-1})} * 10^5 \dots\dots\dots(A.2.10)$$

Donde:

- VI = Velocidad de intervalo, (m/seg.).
- V<sub>m</sub> = Velocidad media entre la superficie y la capa reflectora, (m/seg.).
- T = Tiempo doble de reflexión, (seg.).
- VRMS = Velocidad cuadrática media referida a un punto de reflejo común, (m/seg.).
- ΔD = Espesor de la capa reflectora, (m).
- D<sub>i</sub> = Profundidad en el punto i, (m).
- Δt<sub>0</sub> = Tiempo de tránsito observado sintético, (μseg./pie).
- ρ<sub>r</sub> = Densidad de la roca, (gr./cc).
- i = Subíndice que identifica el renglón que se está evaluando.

### DETERMINACIÓN DE LOS DATOS NORMALES

Para determinar los valores normales de la ecuación de Eaton se tienen que establecer una tendencia normal. Para poder establecerla se deben graficar los datos observados contra la profundidad. Generalmente, los datos observados siguen un comportamiento normal con la profundidad, incrementan o disminuyen. Cuando estos datos se apartan de su tendencia normal, se dice que estos datos son anormales.

Para poder definir la tendencia normal, se deben tomar aquellos datos superficiales que siguen la tendencia normal y realizar un ajuste de tipo exponencial, es decir, se deben tomar aquellos datos de la zona de transición (de presión normal a anormal) hacia la superficie. En México, en caso de que las curvas no se puedan apreciar la zona de transición, la tendencia normal se puede estimar con datos superficiales de entre 0 y 1500 m de profundidad. La tabla A.1 resume el comportamiento normal de los registros para determinar geopresiones. Las ecuaciones para obtener los datos normalizados son las siguientes:

PARÁMETRO	TENDENCIA NORMAL	SOBREPRESIONADA	FORMACIONES DENSAS	HIDROCARBUROS	AGUA DULCE	AGUA SALADA
VELOCIDAD DE INTERVALO	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	-----	-----	-----
TIEMPO DE TRÁNSITO	Disminuye	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	-----	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal
RESISTIVIDAD	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal
CONDUCTIVIDAD	Disminuye	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal
POROSIDAD	Disminuye	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	-----	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal
DENSIDAD	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	-----	Disminuye respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal
RAYOS GAMMA	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal (terciario)	-----	-----	-----	-----
POTENCIAL ESPONTÁNEO	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal (terciario)	-----	-----	-----	-----

Para tiempo de tránsito:

$$\Delta t_n = ke^{-mD} \dots\dots\dots (A.1.11)$$

Para Resistividad:

$$R_n = ke^{mD} \dots\dots\dots (A.1.12)$$

Para Conductividad:

$$C_n = ke^{-mD} \dots\dots\dots (A.1.13)$$

Para el exponente "dc" :

$$dc_n = ke^{mD} \dots\dots\dots (A.1.14)$$

Donde:

Rn = Resistividad normal, (ohm-m).

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

dcn = Exponente "dc" normal.

$\Delta T_n$  = Tiempo de tránsito normal, ( $\mu$ seg/pie).

Cn = Conductividad normal, (milimohms-m).

k = Constante obtenida del ajuste exponencial (ordenada al origen).

m = Constante obtenida del ajuste exponencial (pendiente).

D = Profundidad (variable independiente), (m).

**DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE ALFA ( $\alpha$ )**

Para determinar los valores del exponente alfa de la ecuación de Eaton se deben obtener mediciones reales de presión de formación. Estas mediciones pueden ser tomadas en pruebas DTS, RTF, producción o durante el control de brotes. Estos datos pueden ser sustituidos en las siguientes ecuaciones y calcular el exponente para cada área en particular, sin embargo, cuando no se tiene información, se pueden utilizar los valores propuestos por Eaton.

Para tiempo de tránsito:

$\alpha = 3.0$

$$\alpha = \frac{\ln \left[ \frac{G_S - G_{f_{an}}}{G_S - G_{f_n}} \right]}{\ln \left( \frac{\Delta T_0}{\Delta T_n} \right)} \dots\dots\dots (A.2.15)$$

Para Resistividad:

$\alpha = 1.2$

$$\alpha = \frac{\ln \left[ \frac{G_S - G_{f_{an}}}{G_S - G_{f_n}} \right]}{\ln \left( \frac{R_o}{R_n} \right)} \dots\dots\dots (A.2.16)$$

Para Conductividad:

$\alpha = 1.2$

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[ \frac{G_s - G_{f_{an}}}{G_s - G_{f_n}} \right]}{\text{Ln} \left( \frac{C_n}{C_o} \right)} \dots\dots\dots (A.2.17)$$

Para el expoñte "dc" :

$$\alpha = 1.2$$

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[ \frac{G_s - G_{f_{an}}}{G_s - G_{f_n}} \right]}{\text{Ln} \left( \frac{dc_n}{dc_o} \right)} \dots\dots\dots (A.2.18)$$

Donde:

- G<sub>s</sub> = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr/cc).
- G<sub>f<sub>an</sub></sub> = Gradiente de presión de formación anormal, (gr/cc).
- G<sub>f<sub>n</sub></sub> = Gradiente de presión de formación normal, (gr/cc).
- R<sub>o</sub> = Resistividad observada, (ohm-m).
- R<sub>n</sub> = Resistividad normal, (ohm-m).
- C<sub>o</sub> = Conductividad observada, (milimohms-m).
- C<sub>n</sub> = Conductividad normal, (milimohms-m).
- dc<sub>o</sub> = Exponente "dc" observado.
- dc<sub>n</sub> = Exponente "dc" normal.
- α = Exponente alfa.

**DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL**

A partir de una prueba DST, RFT o de datos de presión de formación de los pozos del área en la zona normal, se puede estimar el gradiente de presión normal de formación. En su defecto, se puede tomar de pruebas de densidad del agua de formación obtenida en laboratorio. Generalmente se asume este valor en 1.074 g/cm<sup>3</sup> (0.465 psi/pie o 0.1074 kg/cm<sup>2</sup>/m).

**DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE "dc"**

Considerando que las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica de ritmo de penetración contra profundidad define, como tendencia normal, una disminución de la penetración,

**TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN**

identificándose una zona bajocompactada por el notable aumento de la penetración en esta zona. Una gráfica de resistividad de lutitas contra profundidad, define características similares.

Sin embargo las variables de perforación tales como el peso aplicado a la barrena, la velocidad de rotación de la sarta, el tipo y el tamaño de la barrena, no siempre pueden mantenerse constantes, por lo que no es fácil localizar una zona anormal.

Jorden y Shirley propusieron un método matemático para compensar la variación de varios de los parámetros que influyen en el ritmo de penetración, conocido en la industria petrolera como la técnica del exponente "d". En el desarrollo de esta teoría parten del modelo presentado por Bingham, el cual relaciona el ritmo de penetración con el peso aplicado en la barrena, así como la velocidad y el diámetro. Además, supone que los otros parámetros que afectan a la penetración permanecen constantes, como se muestra a continuación:

Exponente "d"

$$d = \frac{1.26 - \log\left(\frac{R}{N}\right)}{1.58 - \log\left(\frac{W}{D_B}\right)} \dots\dots\dots (A.2.19)$$

Donde:

- d = Exponente de perforabilidad.
- R = Ritmo de perforación, (m/hr).
- N = Velocidad de rotación, (r.p.m.).
- W = Peso sobre barrena, (ton).
- D<sub>B</sub> = Diámetro de barrena, (pg).

Debido a que el exponente "d" se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, haciendo difícil la interpretación de la gráfica; se hizo necesaria una modificación para normalizar dicho exponente, este parámetro modificado es conocido como exponente "dc" y se define como:

Exponente de "dc"

$$d_c = d \left( \frac{Gf_n}{\rho_l} \right) \dots\dots\dots (A.2.20)$$

Donde:

- $d_c$  = Exponente de perforabilidad corregido.
- $\rho_L$  = Densidad de lodo, (gr/cc).
- $Gf_n$  = Gradiente de presión de formación normal, (gr/cc).

**DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FORMACIÓN A PARTIR DE POROSIDAD.**

En este modelo se supone que las sobrepresiones resultan del desequilibrio de la comparación de la lutitas, por lo que la porosidad de la lutita es el indicador para la presión de poro. La porosidad de la lutita es derivada de la interpretación de la medición de la resistividad usando un nuevo modelo de conductividad de lutitas, el cual incluye una corrección por temperatura, la porosidad calculada es entonces convertida a una relación de espacios poroso, la cual es relacionada con los esfuerzos verticales efectivos insitu por medio de curvas de compresión derivadas de la ecuación de la teoría compresional en una dimensión. Finalmente la presión de poro es obtenida sustituyendo dentro de la ecuación de Terzaghi del esfuerzo vertical objetivo.

La evaluación de la presión de poro es con base en el registro de resistividad a tiempo real (LDW). Sin embargo, cualquier medición que proporcione porosidad en tiempo real puede ser usada en lugar de resistividad.

Las ecuaciones para el calculo de la presión de poro son las siguientes:

Resistividad del Agua:

$$R_{wb} = 297.6 \left( \frac{T}{1.8} + 32 \right)^{-1.76} \dots\dots\dots (A.2.21)$$

Donde :

- $R_{wb}$  = Resistividad del agua de formación, (ohm-m).
- $T$  = Temperatura de la formación, (°C).

Factor de formación:

$$F = \frac{R_o}{R_{wb}} \dots\dots\dots (A.2.22)$$

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Donde:

F = Factor de formación.  
 Ro = Resistividad observada, (ohm-m).  
 RWB = Resistividad del agua de formación, (ohm-m).

Porosidad:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \dots\dots\dots (A.2.23)$$

$$\phi = \frac{(\Delta t_0 - \Delta t_m)}{(\Delta t_f - \Delta t_m)} \dots\dots\dots (A.2.24)$$

$$\phi = \frac{.75 + 0.1F}{F + 0.1} \dots\dots\dots (A.2.25)$$

Donde:

F = Factor de formación.  
 $\Delta t_f$  = Tiempo de tránsito del fluido de la formación o perforación, ( $\mu\text{se}/\text{pie}$ ).  
 $\Delta t_m$  = Tiempo de tránsito de la matriz rocosa, ( $\mu\text{se}/\text{pie}$ ).  
 $\Delta t_0$  = Tiempo de tránsito de registro sónico, ( $\mu\text{se}/\text{pie}$ ).  
 $\rho_b$  = Densidad del registro FDC, ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).  
 $\rho_m$  = Densidad de la matriz rocosa, ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).  
 $\rho_f$  = Densidad de la formación o perforación, ( $\text{gr}/\text{cc}$ ).  
 $\phi$  = Porosidad de la formación, (frac).

Relación de espacios porosos:

$$e = \frac{\phi}{1 - \phi} \dots\dots\dots (A.2.26)$$

Donde:

e = Relación de espacios porosos.  
 $\phi$  = porosidad de la formación, (frac.).

**TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN**

Esfuerzo vertical efectivo:

Si se cuenta con datos reales utilizar la ecuación A.2.27 y A.2.27a, sino utilizar la ecuación A.2.28.

$$\sigma_v = ke^{me} \dots\dots\dots (A.2.27)$$

$$\sigma_v = \left( \frac{ke^e}{D} \right) * 10 \dots\dots\dots (A.2.27a)$$

$$\sigma_v = \frac{0.7 \left( 10^{\frac{e-3.84}{-1.1}} \right)}{D} \dots\dots\dots (A.2.28)$$

Donde:

- e = Relación de espacios poroso.
- $\sigma_v$  = Gradiente del esfuerzo vertical efectivo, (gr/cc).
- D = Profundidad vertical, (m).
- k = Constante obtenida del ajuste exponencial (ordenada al origen).
- m = Constante del ajuste exponencial (pendiente).

Gradiente de Presión de Formación:

$$G_f = G_s - \sigma_v \dots\dots\dots (A.2.29)$$

Donde:

- $G_s$  = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr/cc).
- $G_{fan}$  = Gradiente de presión de formación, (gr/cc).
- $\sigma_v$  = Gradiente del esfuerzo vertical efectiva, (gr/cc).

**GRADIENTE DE FRACTURA**

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 formación, es decir, se provoca la deformación permanente del material que constituye la roca.

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

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que esta sometido. 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, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzos de sobrecarga; por el contrario, si el esfuerzo de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales la fractura producida será vertical.

### **CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA POR EL MÉTODO DE EATON**

La metodología que se presenta en el procedimiento fue desarrollada por Ben A. Eaton. El método está basado en la relación de Poisson. Los resultados obtenidos pueden ser considerados muy cercanos a los reales, sin embargo, se deben hacer ajustes a la relación de Poisson para cada área en particular, de tal manera que el grado de exactitud se incremente.

$$Gr_f = G_f + \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \cdot [G_s - G_f] \dots\dots\dots (A.3.1)$$

Donde:

- $\nu$  = Relación de Poisson.
- $G_s$  = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr/cc).
- $G_f$  = Gradiente de presión de formación, (gr/cc).
- $G_r$  = Gradiente de presión de fractura, (gr/cc).

### **CALCULO DE LA RELACIÓN DE POISSON.**

La relación de Poisson se debe determinar para cada área en particular utilizando datos de presión de formación y fractura de mediciones reales tales como: Pruebas de goteo, DTS, RTF, producción o de control de brotes, posteriormente se tiene que realizar un ajuste logarítmico a los datos calculados. Sin embargo también se puede utilizar el tiempo de tránsito de cizallamiento y la densidad del registro FDC o similar. Cuando no se tiene información real, se puede utilizar la ecuación ajustada al nomograma de Eaton para la costa del golfo de Louisiana. Al utilizar la ecuación del nomograma de Eaton, se debe tomar en cuenta que la relación de Poisson no debe pasar de 0.49, por lo que si esto ocurre se deberán ajustar los datos a 0.49. a continuación se presentan las ecuaciones para calcular la relación de Poisson:



A partir de mediciones reales:

$$A = \frac{(Grf - Gf)}{Gs - Gf} \dots\dots\dots (A.3.2)$$

$$\nu = \frac{A}{1 + A} \dots\dots\dots (A.3.3)$$

$$\nu = mLn(D) - k \dots\dots\dots (A.3.4)$$

Donde:

- $\nu$  = Relación de Poisson.
- $G_s$  = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr/cc).
- $G_f$  = Gradiente de presión de formación, (gr/cc).
- $G_{fr}$  = Gradiente de presión de fractura, (gr/cc).
- $k$  = Constante obtenida del ajuste logarítmico (ordenada al origen).
- $m$  = Constante obtenida del ajuste logarítmico (pendiente).
- $D$  = Profundidad Vertical, (m).

A partir del registro de tiempo de transito de cizallamiento y la densidad del registro FDC:

$$\nu = \frac{\rho_r}{\Delta t_r^2} * (1.34 * 10^{10}) \dots\dots\dots (A.3.5)$$

Donde:

- $\nu$  = Relación de Poisson.
- $\rho_r$  = Densidad de la roca (gr/cc).
- $\Delta T_s$  = Tiempo de tránsito de cizallamiento, ( $\mu$ seg/m).

A partir del nomograma de Eaton:

$$\nu = 0.0645Ln(D) - 0.0673 \text{ (A.3.6)}$$

Donde:

- $\nu$  = Relación de Poisson.
- $D$  = Profundidad vertical, (m).

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

---

---

## **SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS SEDIMENTARIAS**

Como una alternativa para la planeación de pozos exploratorios, se presenta la técnica de correlación de pozos, mediante la sobreposición de columnas sedimentarias de edad geológica reciente, que son registradas desde la superficie del fondo marino al perforar pozos someros en la plataforma continental y en columnas sedimentarias más potentes del continente, donde solo se dispone de información confiable proporcionada por registros geofísicos de pozos a partir de profundidades intermedias.

## **CONFORMIDAD GEOLÓGICA**

La introducción de sedimentos terrígenos a una cuenca sedimentaria es predominantemente efectuada por sistemas deltaicos. Las facies más significativas son las del frente deltaico que están constituidas principalmente por arenas que son depositadas frente a las desembocaduras del sistema deltaico y la facies de prodelta, que son los sedimentos mas finos transportados por la energía fluvial remanente hacia lugares mas alejados de la desembocadura, que al ser litificados constituyen espesores potentes y homogéneos de lutitas.

La constante introducción de sedimentos terrígenos implica un continuo avance de la línea de costa hacia la cuenca (progradación), así como superposición de las facies de frente deltaico sobre las facies de prodelta. Si las condiciones tectónicas sedimentarias son mantenidas durante un intervalo de tiempo geológico, los sistemas de depósito (fluvial, fluvio-deltaico, abanicos submarinos, plataforma) que están suministrando sedimentos a la cuenca, continuarán su desarrollo bajo ciertos ritmos y modalidades. El conjunto de estos depósitos genéticamente interrelacionados constituyen una secuencia de depósito. Los cambios tectónicos sedimentarios que significan terminación e inicio de secuencias de depósito, son marcados por discordancias extendidas regionalmente, las cuales pueden identificarse por superficies que separen bruscamente los estratos de segmentos de diferentes edades geológicas: el estrato inferior pudo haber sido erosionado, o bien no haber recibido la deposición de sedimentos durante un intervalo de tiempo geológico (hiatus).

Si no existe un cambio significativo del grado de compactación, la superficie será considerada como una discordancia conformable ó el supuesto de una conformidad geológica entre dos secuencias de depósito.

## **COMPACTACIÓN DE SEDIMENTOS TERRÍGENOS.**

La sobrecarga de sedimentos progresivamente cada vez mas jóvenes tienden a incrementar la densidad y decrementar la porosidad en un punto dado

de las formaciones subyacentes de la columna sedimentaria; lo cual es posible solamente con la expulsión del líquido o la compresión de gas intersticial.

El grado de compactación es gobernado por el tipo y volumen de carga, el ritmo de deposito, y la permeabilidad del medio poroso. Estas variables determinarán el perfil de compactación normal; si la permeabilidad del medio poroso es suficiente para mantener un equilibrio con el ritmo de deposito necesario para permitir la expulsión de fluidos, hasta un nivel donde la presión intersticial se iguale a la hidrostática, en el caso contrario se generará una zona de presión anormal.

Diferentes litologías se compactan de manera distinta. Algunos materiales, tales como el cuarzo que constituyen las arenas, sufren bajo carga una deformación elástica, lo que implica un efecto irreversible y en consecuencia la reducción de permeabilidad y porosidad es permanente, estos últimos son definidos mediante el siguiente modelo:

$$\phi = \phi_0 e^{-kD} \dots\dots\dots (A.4.1)$$

Donde:

- $\phi$  = Porosidad promedio de la lutita, (%).
- $\phi_0$  = Porosidad superficial, ordenada al origen del modelo de porosidad, (%).
- D = Profundidad neta de la columna estratigráfica, (m).

Rubbey & Gubert (1959) considerando que ésta función exponencial es aproximada a secciones estratigráficas de lutitas cuyo perfil de compactación es normal. Además explicaron éste modelo de la manera siguiente: En una etapa de compactación, las lutitas poseen una alta permeabilidad, tanto que, mayor cantidad de fluido puede expulsarse con el incremento de sobrecarga, el resultado se refleja en un ritmo acelerado de reducción de la porosidad a profundidades someras. En etapas de compactación que correspondan a zonas intermedias y mas profundas, para un mismo incremento de sobrecarga la cantidad de fluido expulsado será mucho menor que a profundidades someras.

En columnas sedimentarias potentes donde solo sean disponibles registros geofísicos de pozo a partir de profundidades intermedias, estos pueden correlacionarse verticalmente hacia la superficie utilizando los modelos obtenidos en columnas sedimentarias recientes de mediano espesor; con la condición de que ambas superficies contemporáneas no hayan estado bajo el efecto de la erosión y que las columnas de sedimentos sobrepuestas sean compuestas por secuencias de depósito conformables (conformidad geológica).

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

Los registros de densidad compensado y sónico de porosidad, son parámetros de la porosidad de la formación. Si es factible utilizar el de densidad compensado para obtener el perfil de porosidad en la sobreposición de columnas sedimentarias, entonces el sónico de porosidad también puede ser extrapolado verticalmente para evaluar la desviación del tiempo de tránsito normal y determinar la presión de poro en la zona anormalmente compactada.

**INTERPOLACIÓN DE LAGRANGE**

Para  $n+1$  puntos, existe uno y solo un polinomio de orden,  $n$ , que pasa a través de todos los puntos y para curvas seccionalmente suaves como en este caso, la interpolación de Lagrange en dos dimensiones es suficiente para determinar el polinomio único de  $n$ -esimo orden que ajuste  $n+1$  puntos que permitan calcular los valores intermedios de dos curvas.

En este procedimiento solo se consideran secciones de curvas de la superficie de nivel con los datos suficientes para una interpolación precisa y cuyos valores  $X_{int}$ ,  $Y_{int}$ , a interpolar estén en medio de los datos seleccionados. Los datos seleccionados no deben cambiar de pendiente o de signo, por lo que se recomienda seleccionar pequeños segmentos de las curvas de isomapas.

**PROCEDIMIENTO**

1. Se calcula el grado del polinomio interpolante,  $N_G$ , a partir del numero de datos,  $N$ .

$$N_G = N - 1 \dots\dots\dots(A.5.1)$$

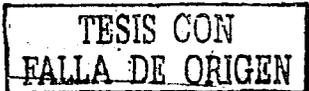
Donde:

$N_G$  = Grado del polinomio interpolante.  
 $N$  = Número de datos.

2. Determinar los valores del polinomio interpolante,  $P_{xi}$ , para la serie de valores  $X_i$ .

$$P_{x_i} = \prod_{j=1}^{N_G} \left( \frac{X_{int} - X_j}{X_i - X_j} \right) \dots\dots\dots(A.5.2)$$

$$P_{x_i} = P_{x_i} \left( \frac{X_{int} - X_j}{X_i - X_j} \right) \dots\dots\dots(A.5.3)$$



Donde:

- $P_{xi}$  = Polinomio interpolante en X.
- $X_{int}$  = Coordenada UTM del dato a interpolar en X.
- $X_{i \delta_j}$  = Coordenada UTM de los datos para interpolación en X.

Pseudocódigo para calculo de la productoria:

1. Iniciar el subíndice  $i = 1$
  2. Iniciar el valor de la productoria como  $P_{xi} = 1$
  3. Iniciar el subíndice  $j = 1$
  4. Si  $i = j$ , pasar a (6), sino continuar.
  5. Calcular el polinomio interpolante,  $P_{xi}$ , sustituyendo los valores de la serie de datos (X) de acuerdo a los subíndices indicados y el valor a interpolar  $X_{int}$  en la ecuación (A.5.3).
  6. Incrementar el valor de  $j$  en una unidad.
  7. Si  $j$  es menor o igual que  $N_G$  ir a (5), si es mayor ir a (8).
  8. Incrementar el valor de  $i$  en una unidad.
  9. Si  $i$  es menor o igual que  $N_G$  ir (2), si es mayor, finalizar el proceso. Se detuvo la serie de valores  $P_{xi}$  deseada.
3. Determinar los valores del polinomio interpolante  $P_{yi}$  para la serie de valores  $Y_i$

$$P_{y_i} = \prod_{j=1}^{N_G} \left( \frac{Y_{int} - Y_j}{Y_i - Y_j} \right) \dots\dots\dots (A.5.4)$$

$$P_{y_i} = P_{y_i} \left( \frac{Y_{int} - Y_j}{Y_i - Y_j} \right) \dots\dots\dots (A.5.5)$$

Donde:

- $P_{yi}$  = Polinomio interpolante en Y.
- $Y_{int}$  = Coordenada UTM del dato a interpolar en Y.
- $X_{i \delta_j}$  = Coordenada UTM de los datos para interpolación en Y.

Seudocódigo para el calculo de la productoria:

1. Iniciar el subíndice  $i = 1$
2. Iniciar el valor de la productoria como  $P_{yi} = 1$
3. Inicializar el subíndice  $j = 1$
4. Si  $i = j$ , pasar a (6), sino continuar.

**TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN**

5. Calcular el polinomio interpolante,  $P_{yi}$ , sustituyendo los valores de la serie de datos (Y) de acuerdo a los subíndices indicados y el valor a interpolar,  $Y_{int}$ , en la ecuación (A.5.5).
  6. Incrementar el valor de j en una unidad.
  7. Si j es menor o igual que  $N_G$  ir a (5), si es mayor ir a (8).
  8. Incrementar el valor de i en una unidad.
  9. Si i es menor o igual que  $N_G$  ir a (2), si es mayor finalizar el proceso. Se obtuvo la serie de valores  $P_{yi}$  deseada.
4. Interpolación del gradiente de presión,  $G_{xyint}$ , por medio del polinomio interpolante bidimensional en función de  $P_{xi}$ ,  $P_{yi}$  y la serie de datos del gradiente de presión  $G_{xyij}$ .

$$G_{xyint} = \sum_{i=1}^N P_{x_i} * P_{y_i} * G_{xy_{i,j}} \dots \dots \dots (A.5.6)$$

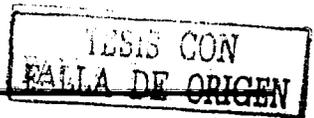
$$G_{xyint} = G_{xyint} + P_{x_j} * P_{y_i} * G_{xy_{i,j}} \dots \dots \dots (A.5.7)$$

Donde:

- $P_{yi}$  = Polinomio interpolante en Y.
- $P_{xi}$  = Polinomio interpolante en X.
- $G_{xyij}$  = Gradiente de presión a la coordenada UTM XYij
- $G_{xyint}$  = Gradiente de presión a interpolar.

Seudocódigo para el calculo de la sumatoria:

1. Iniciar el valor de la sumatoria como  $G_{xyint} = 0$
2. Inicializar el subíndice i = 1.
3. Inicializar el subíndice j= 1.
4. Calcular el valor del gradiente de presión  $G_{xyint}$  por medio del polinomio de interpolación bidimensional, sustituyendo los valores de la serie de datos (X,Y) y  $G_{xy}$ , así como de las series obtenidas  $P_x$  y  $P_y$  de acuerdo a los subíndices indicados en la ecuación (A.5.7).
5. Incrementar el valor de j en una unidad.
6. Si j es menor o igual que N ir a (4), si es mayor ir a (7).
7. Incrementar el valor de i en una unidad.
8. Si i es menor o igual que N ir a (3), si es mayor finalizar el proceso. Se obtuvo el valor interpolado del gradiente de presión  $G_{xy}$  en función de la  $X_{int}$ ,  $Y_{int}$ .



**MEDIA ARITMÉTICA**

En algunos casos es necesario realizar promedios de los valores obtenidos en los cálculos, por lo que la media aritmética proporciona una solución sencilla y fácil de aplicar.

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} \dots\dots\dots (A.5.8)$$

Donde:

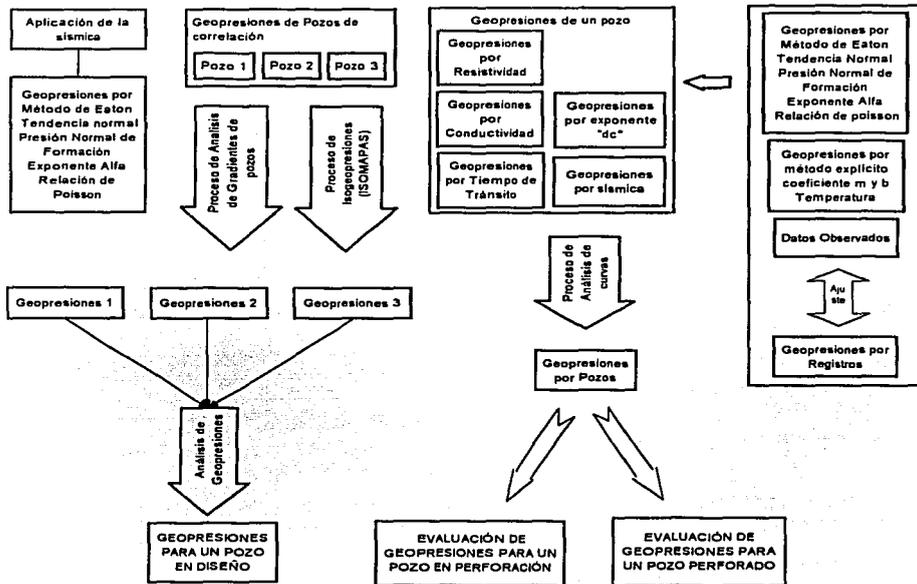
$\bar{x}$  = Media aritmética de los datos observados.

$x_i$  = Datos observados.

$n$  = Número de datos observados.

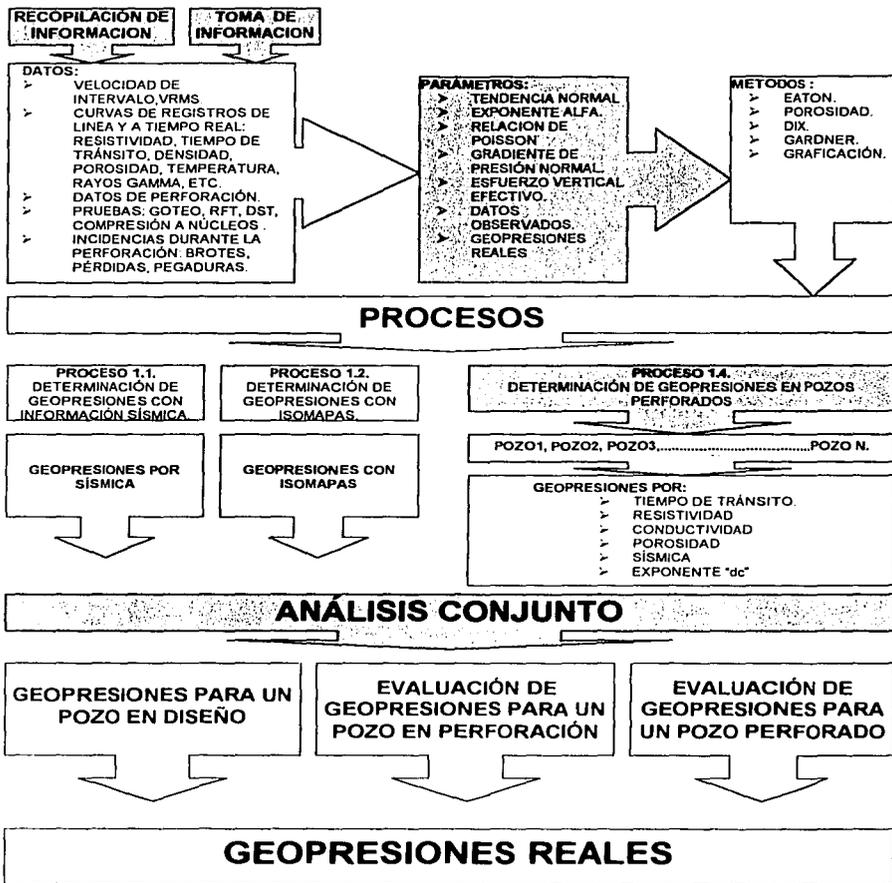
TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FILOSOFÍA DEL PROCESO



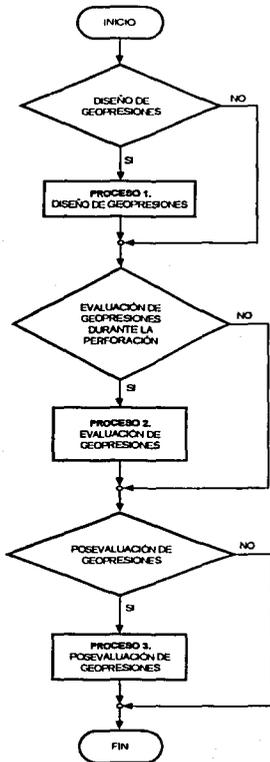
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

MAPA DEL PROCESO

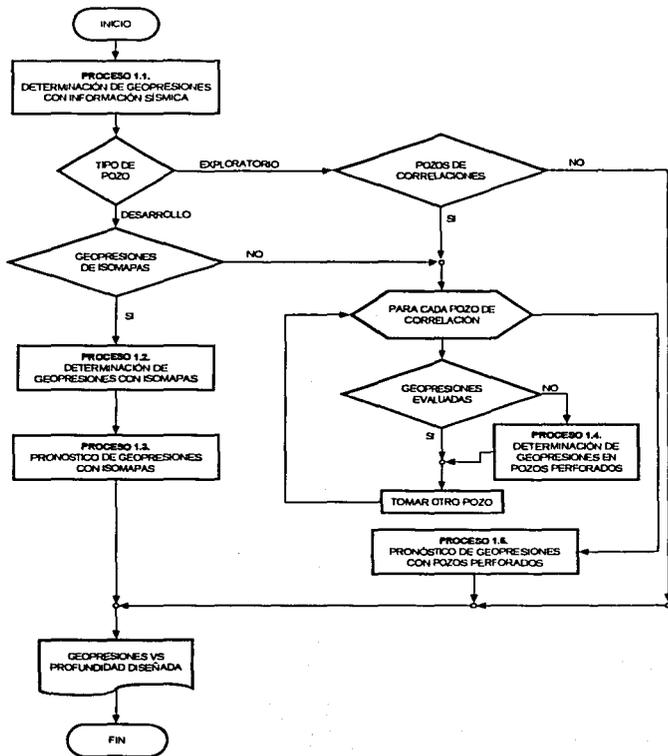


TESIS CON FALLA DE ORIGEN

PROCESO PRINCIPAL

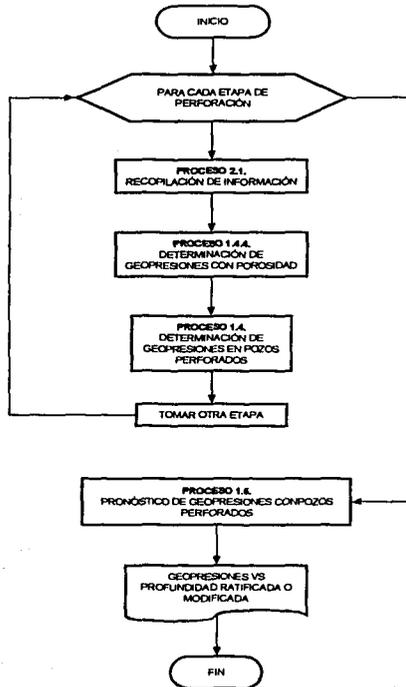


PROCESO 1. DISEÑO DE GEOPRESIONES

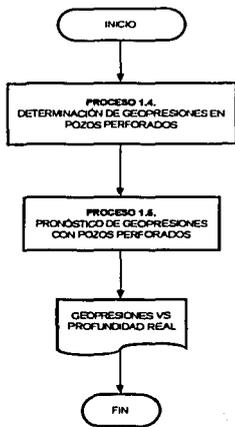


TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 2. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES

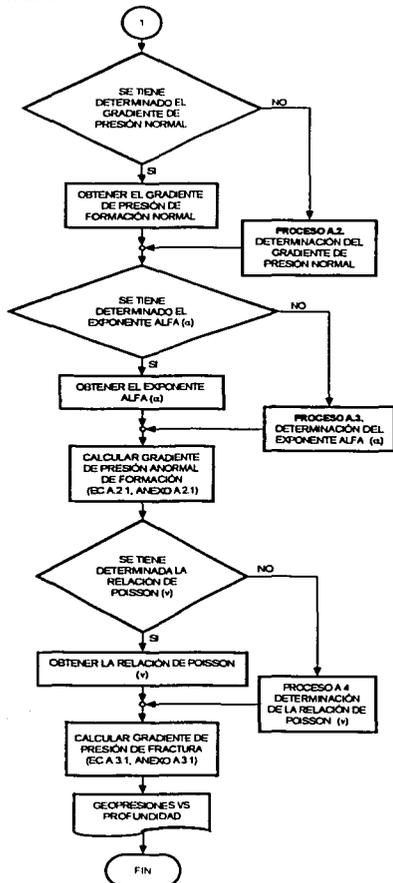
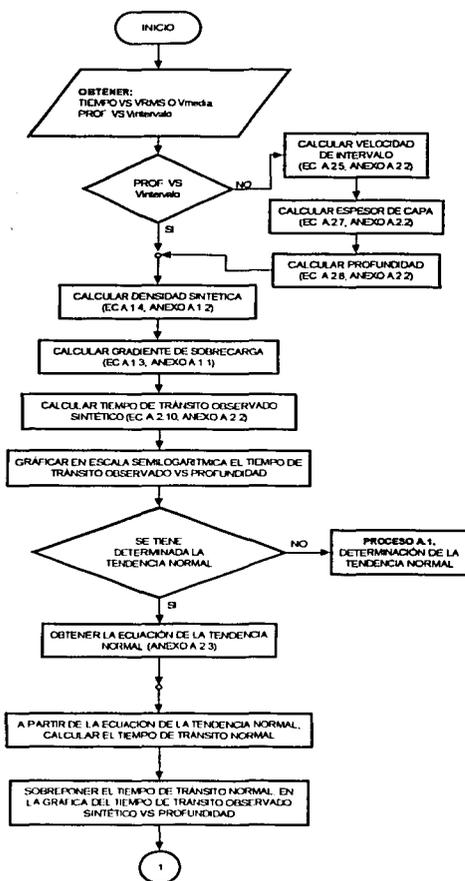


PROCESO 3. POSEVALUACIÓN DE GEOPRESIONES



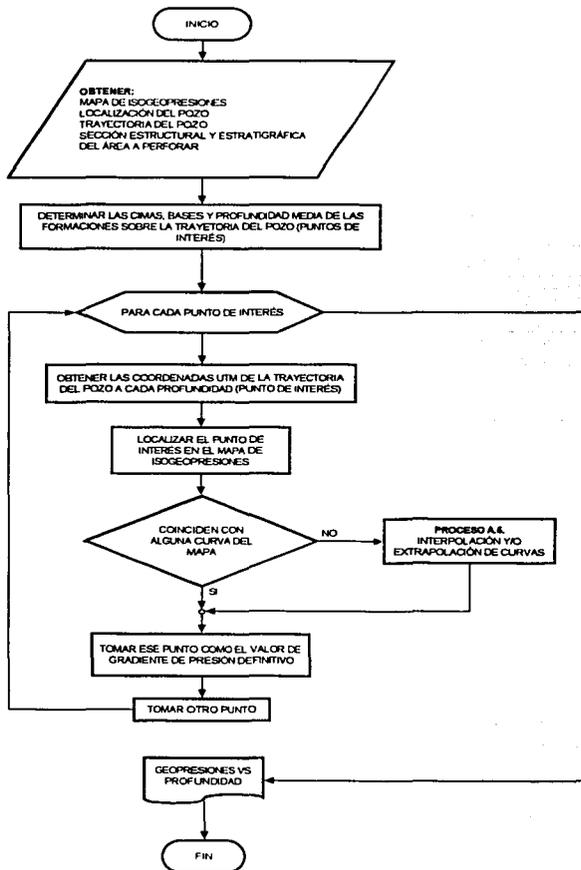
TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.1. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON  
INFORMACIÓN SÍSMICA



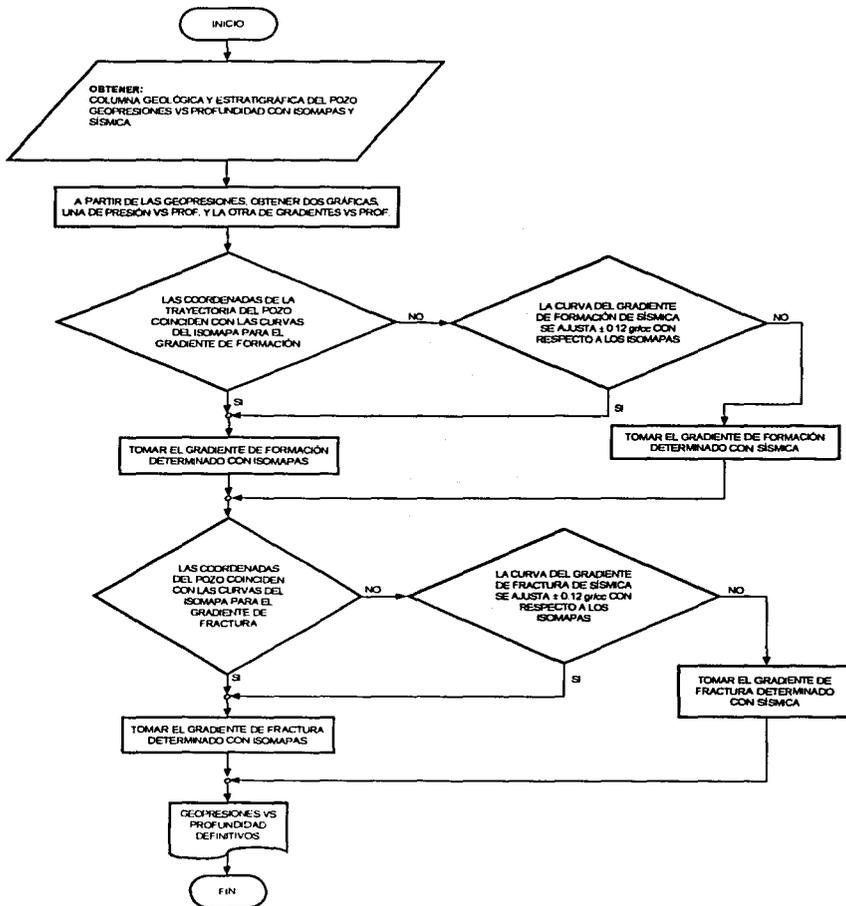
TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.2 DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES DE ISOMAPAS

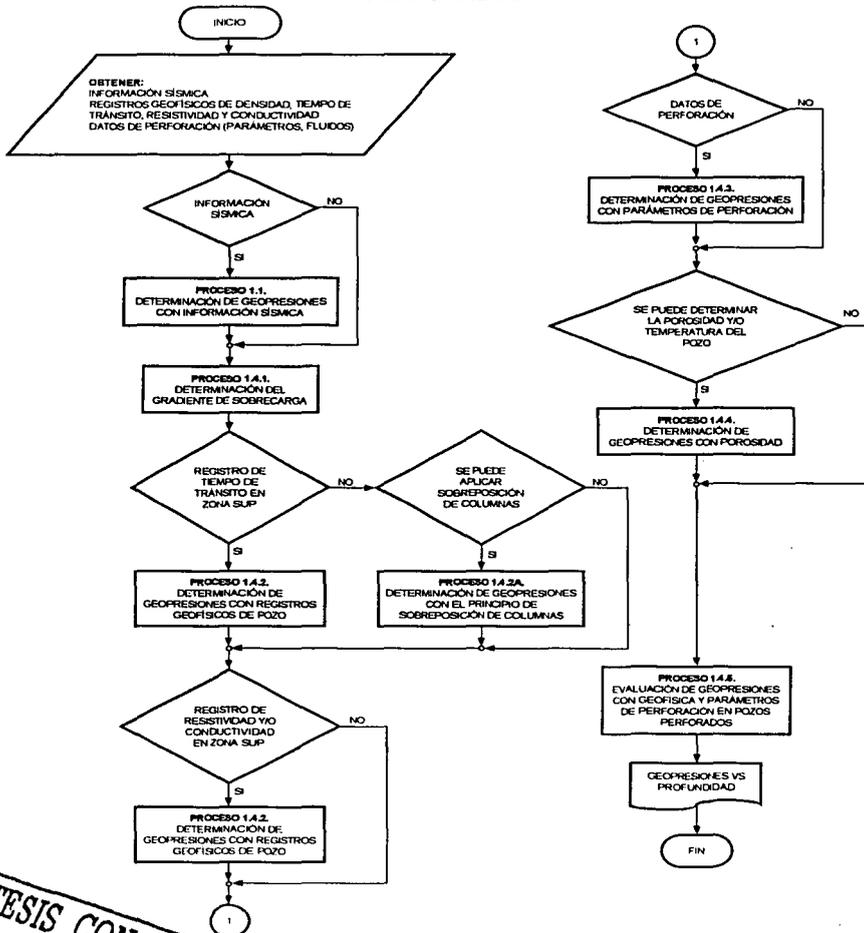


TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.3. PRONÓSTICO DE GEOPRESIONES CON ISOMAPAS

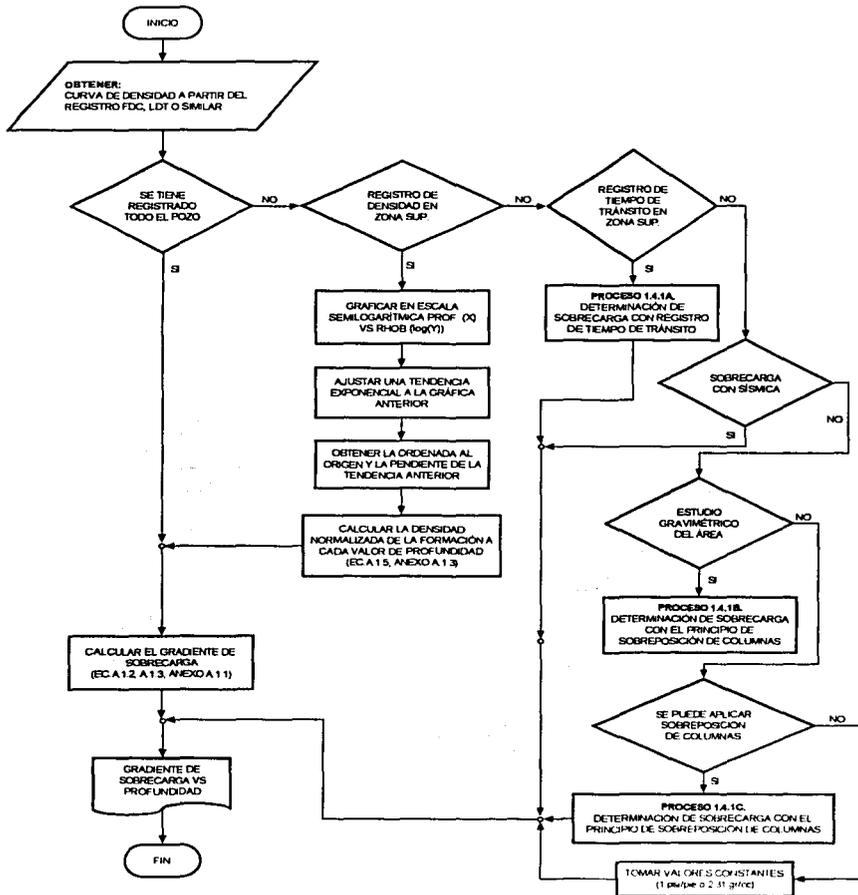


PROCESO 1.4. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES EN POZOS PERFORADOS



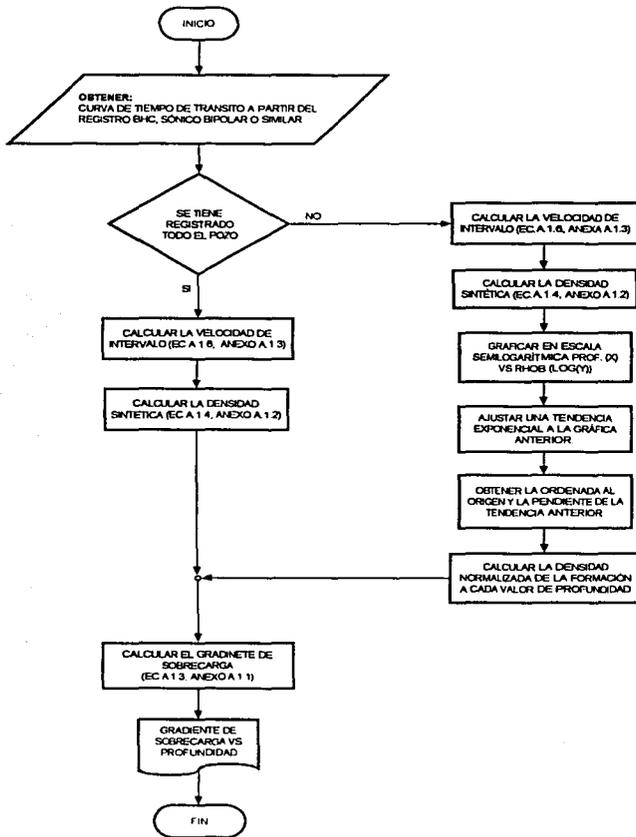
TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.1. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA



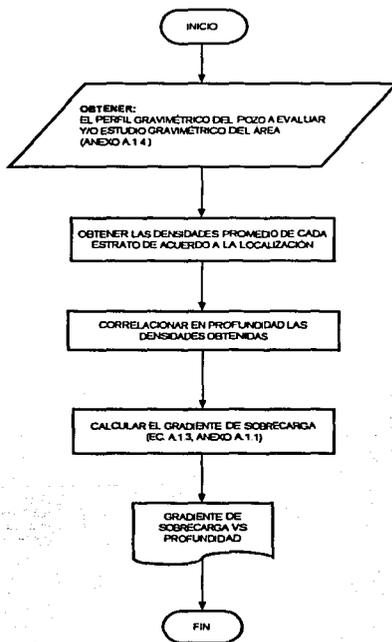
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.1A. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON REGISTRO DE TIEMPO DE TRÁNSITO

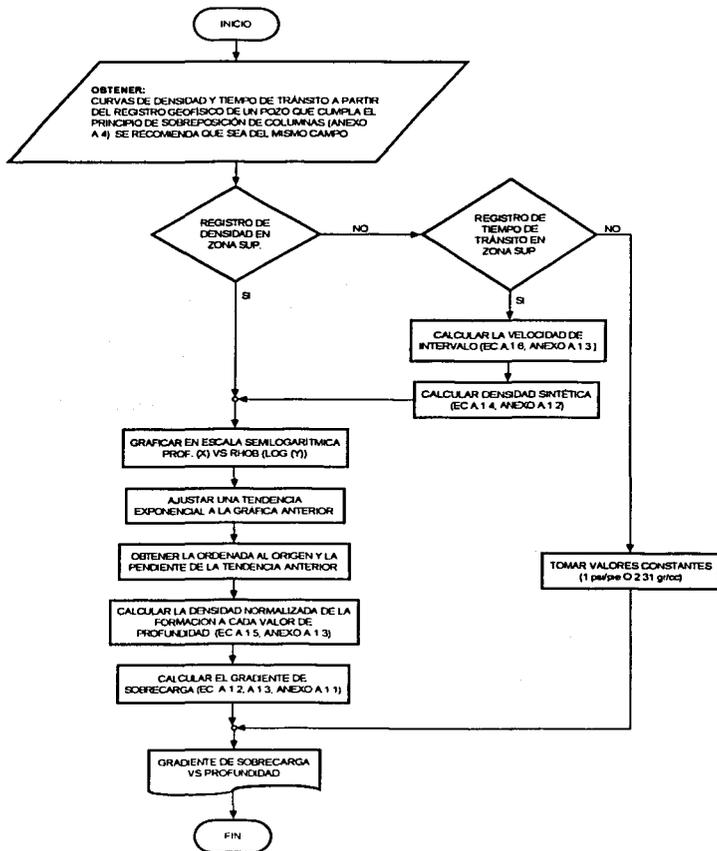


TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.1B DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON GRAVIMETRÍA

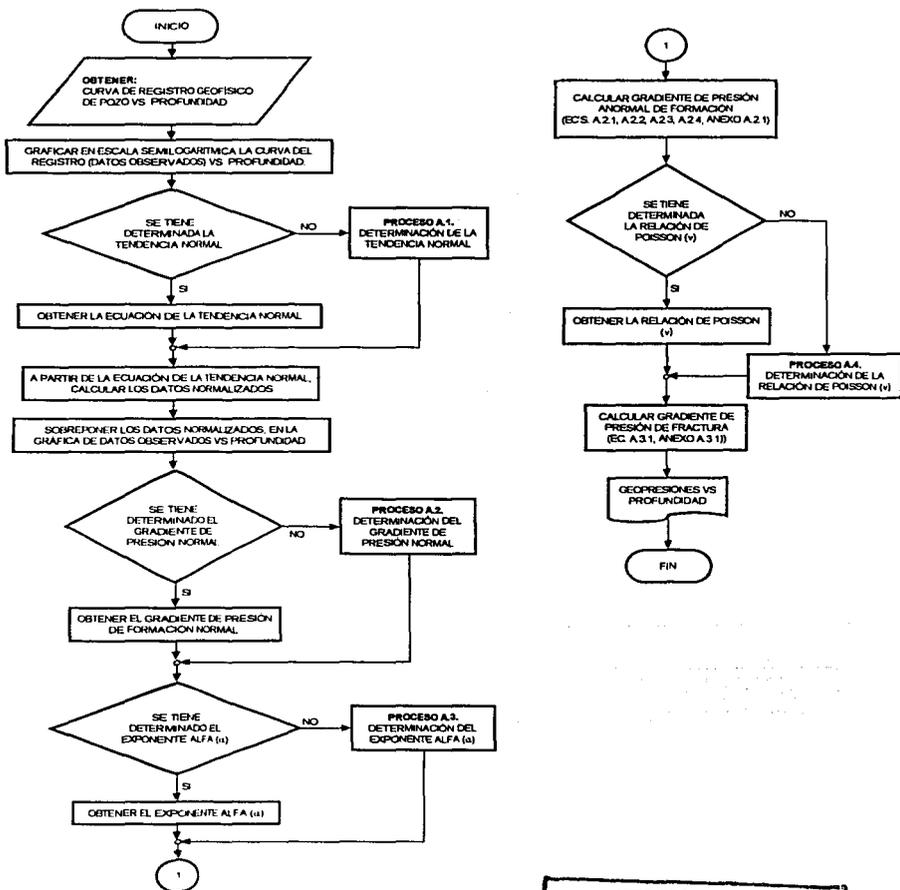


PROCESO 1.4.1C. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON EL  
 PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS

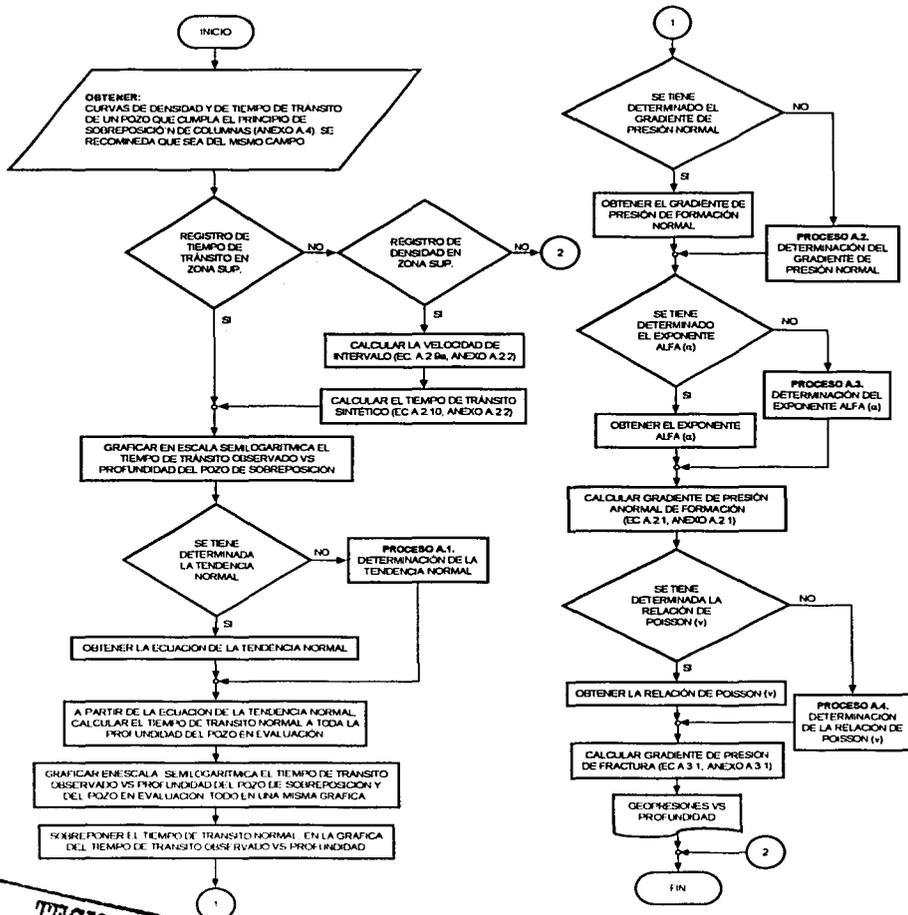


TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.2. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON REGISTRO  
GEOFÍSICOS DE POZO

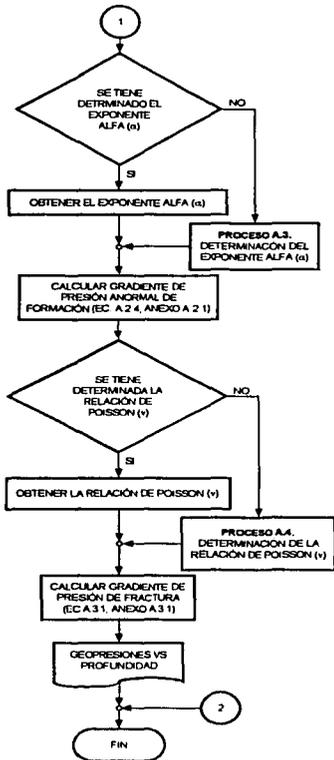
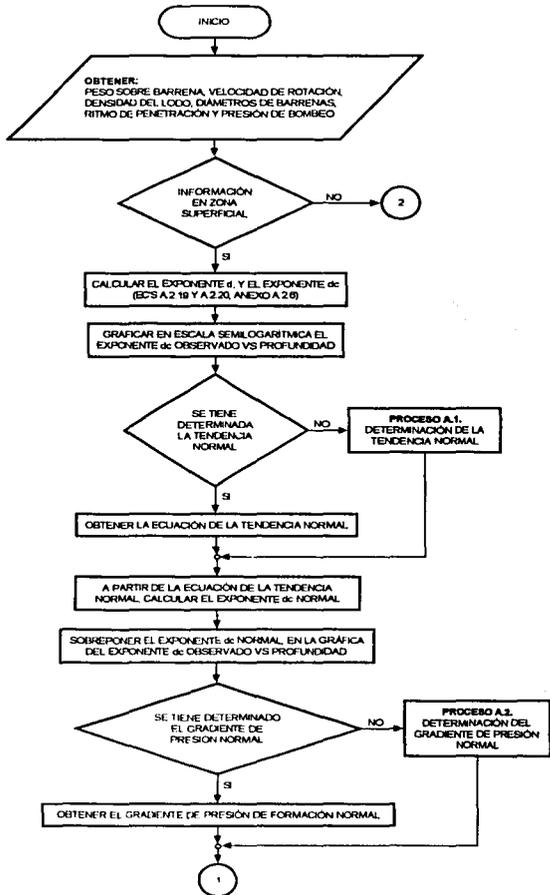


PROCESO 1.4.2A. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON EL PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS



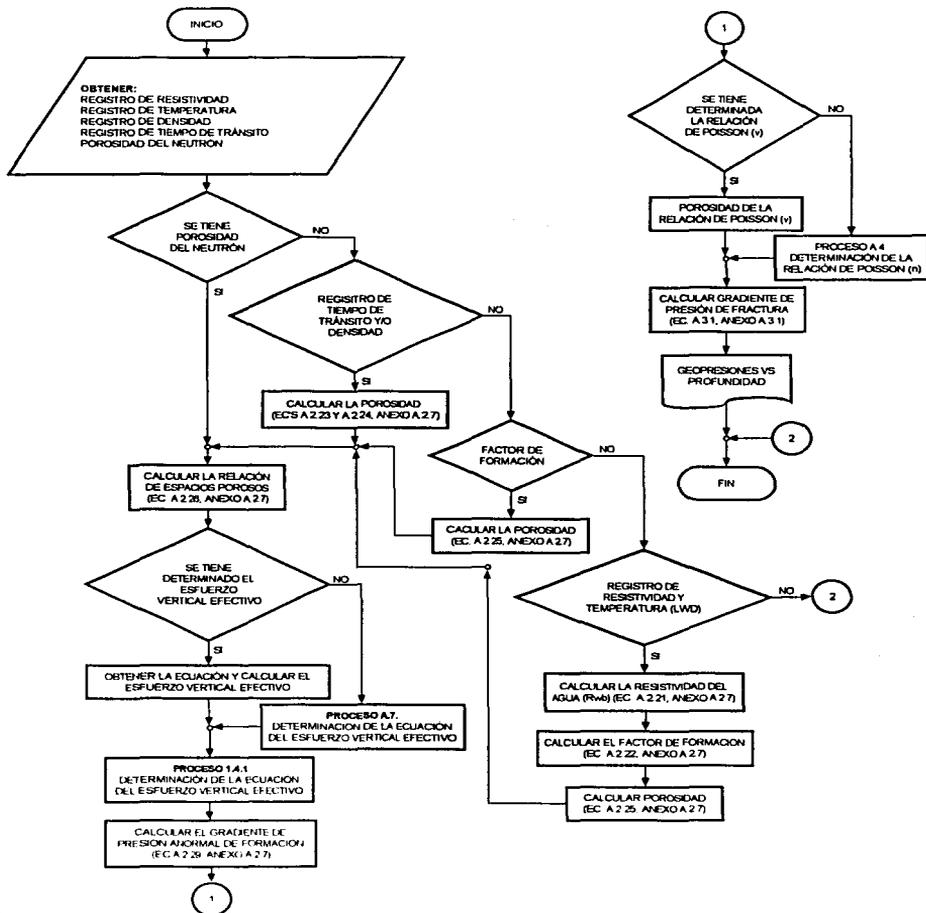
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.3 DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON  
 PARAMETROS DE PERFORACIÓN



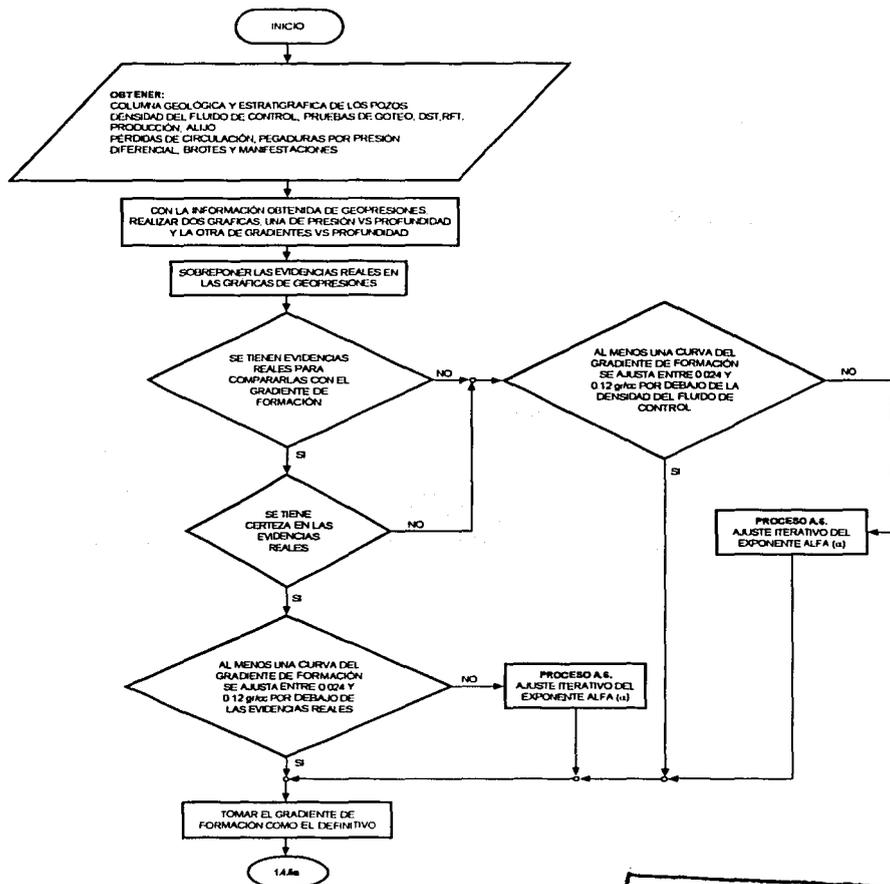
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.4 DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON  
 POROSIDAD



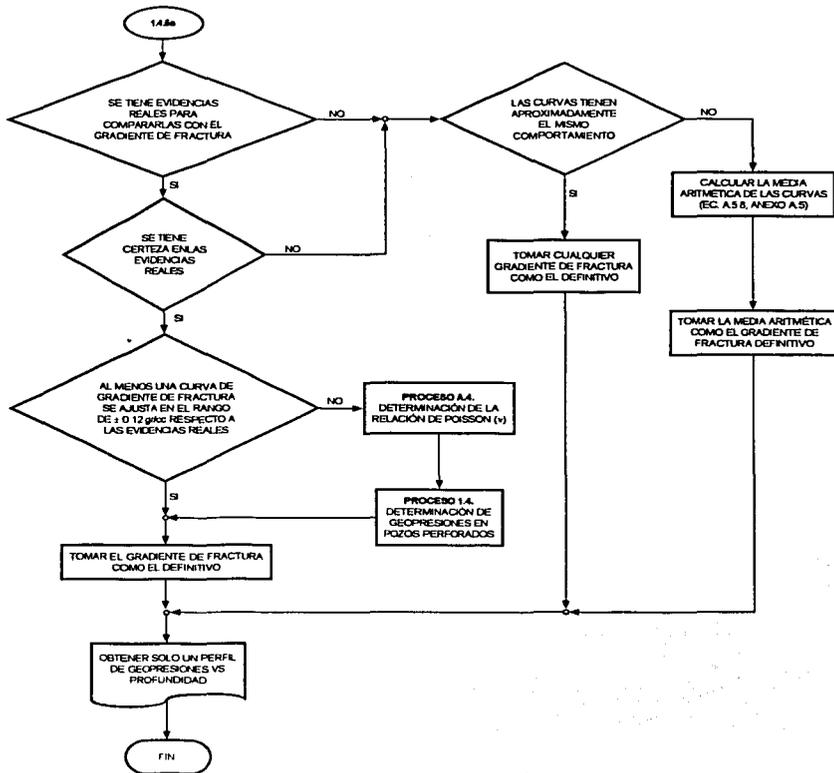
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.5. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES CON GEOFÍSICA Y PARAMETROS DE PERFORACIÓN EN POZOS PERFORADOS (1a Parte).



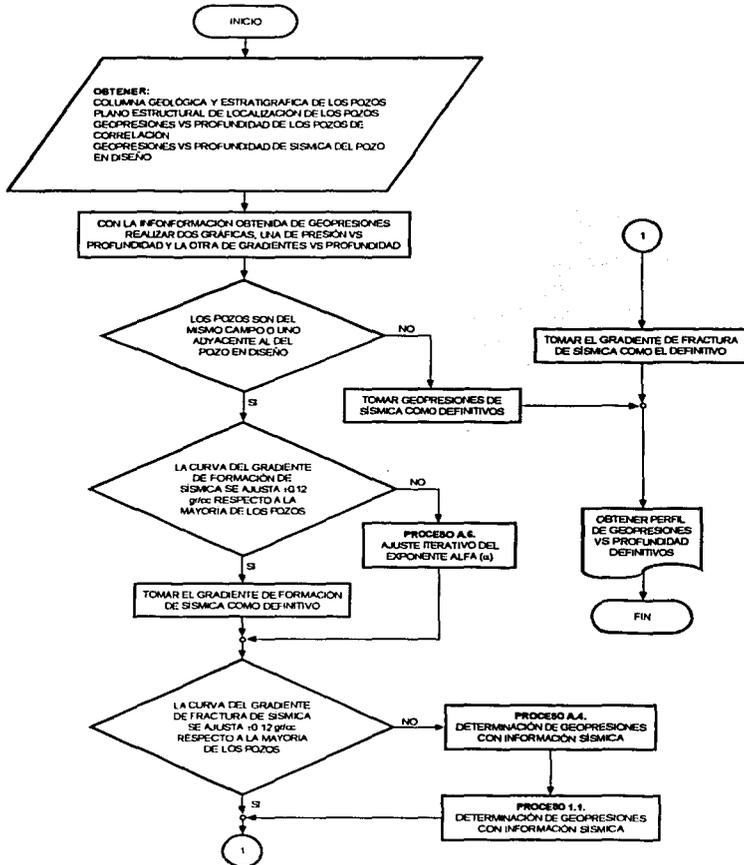
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.4.5. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES CON GEOFÍSICA Y  
 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN POZOS PERFORADOS (2da Parte)

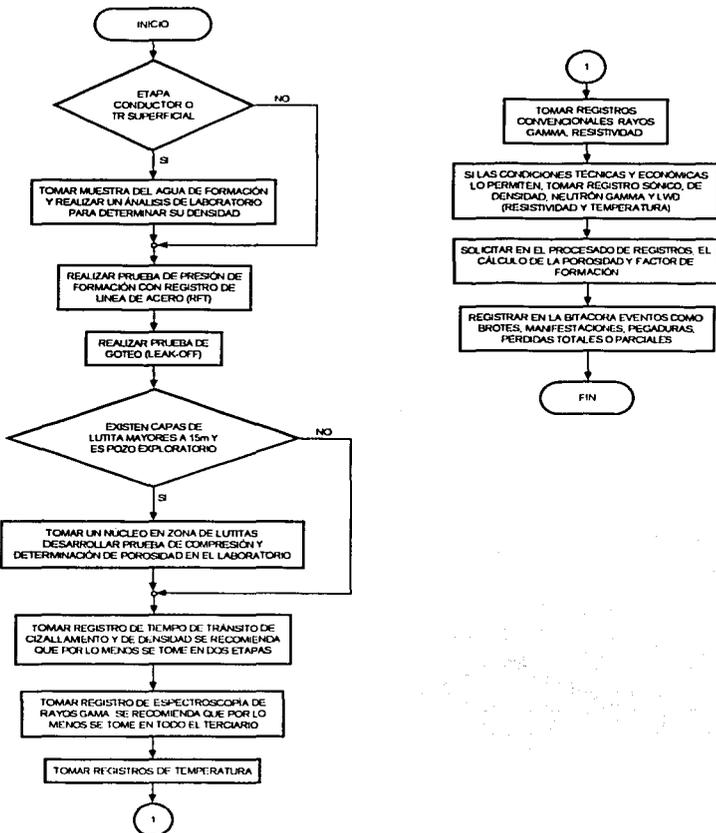


TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO 1.5. PRONÓSTICO DE GEOPRESIONES CON POZOS  
PERFORADOS

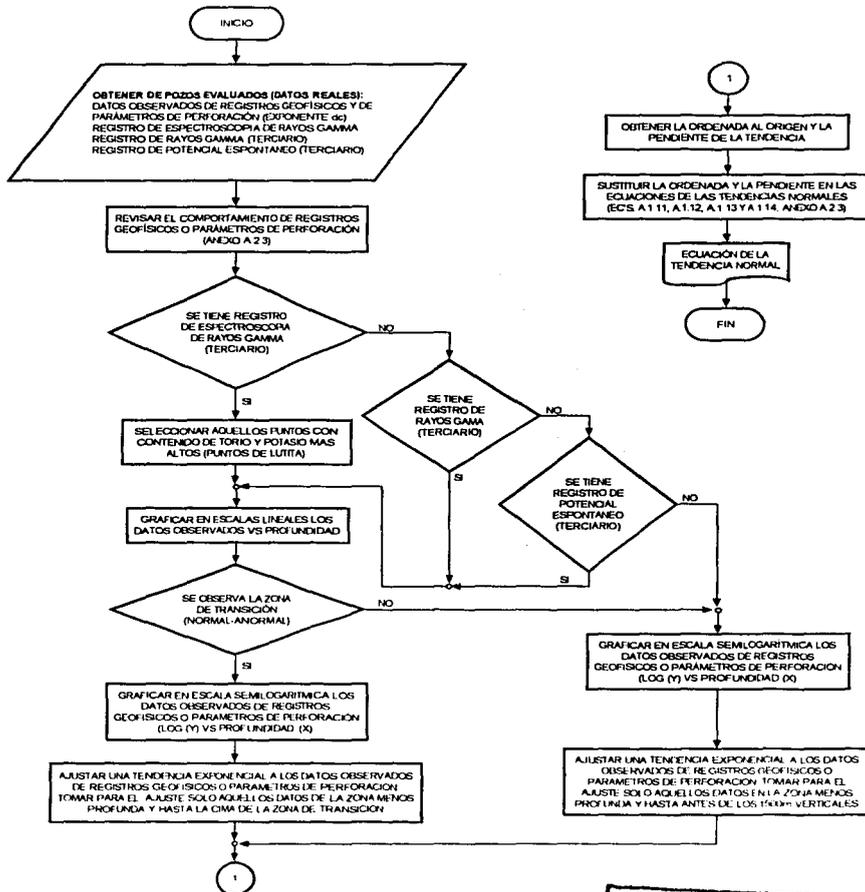


PROCESO 2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN



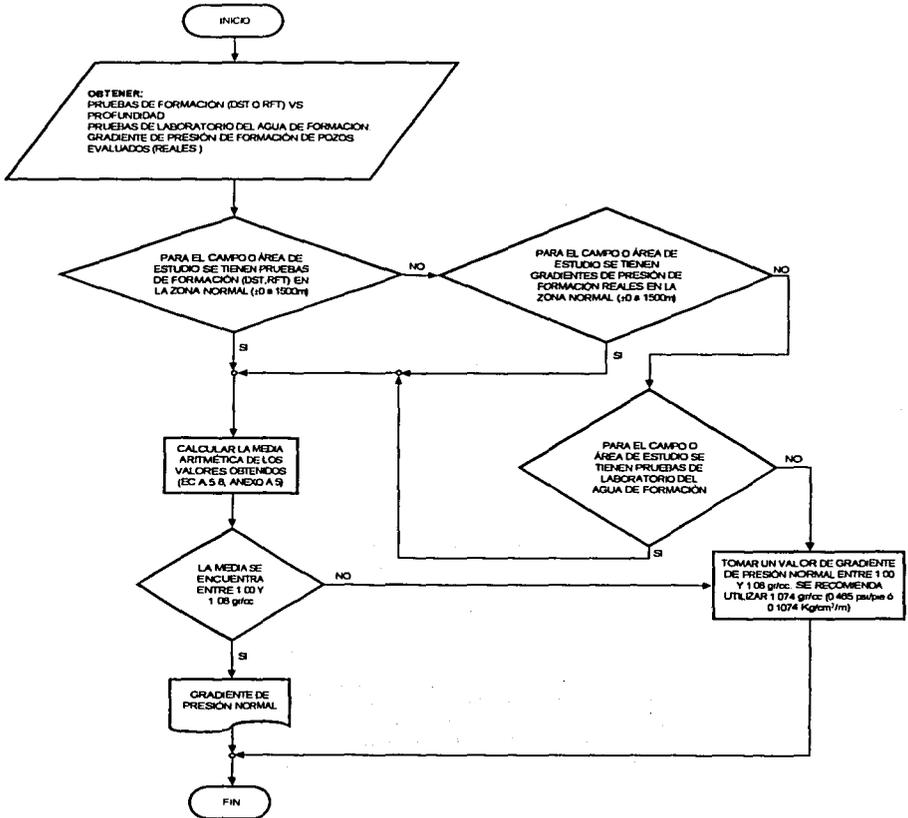
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO A.1. DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA NORMAL



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

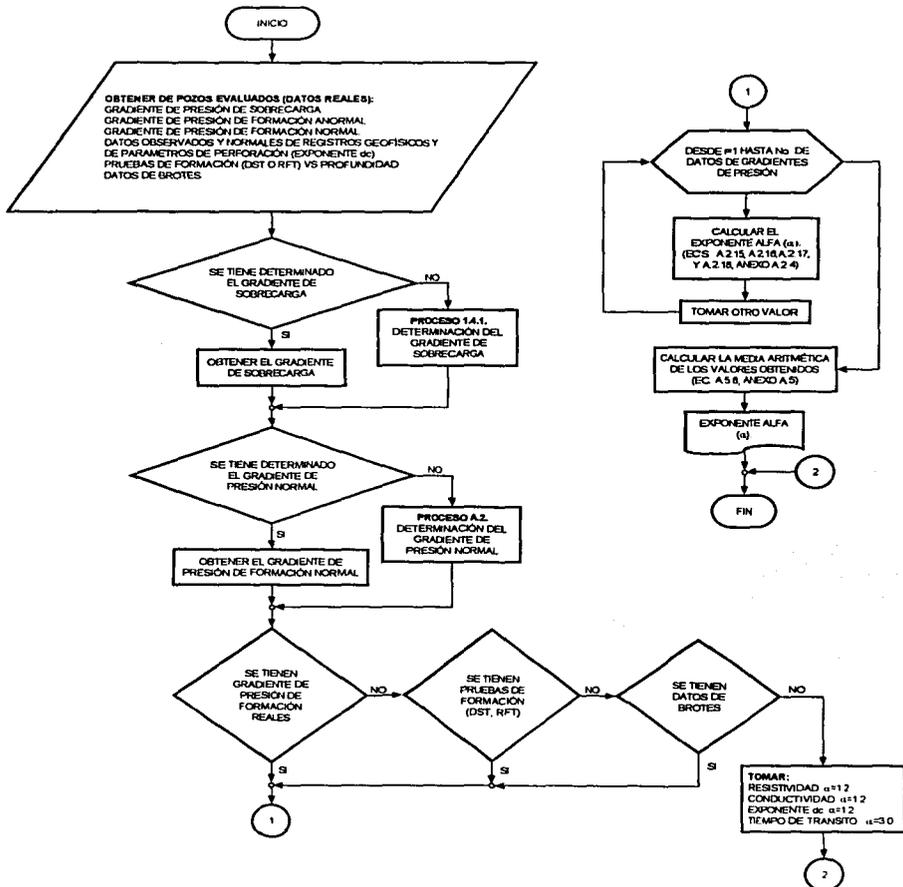
PROCESO A.2. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

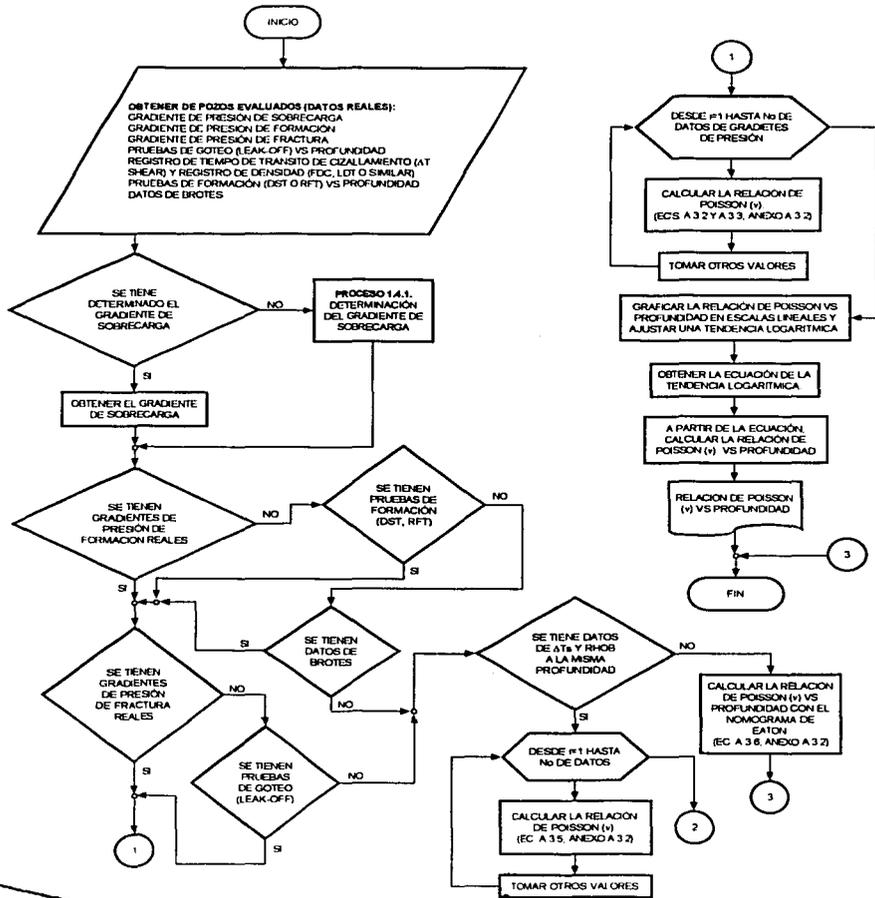
# CAPITULO III METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES

## PROCESO A.3. DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE ALFA ( $\alpha$ )



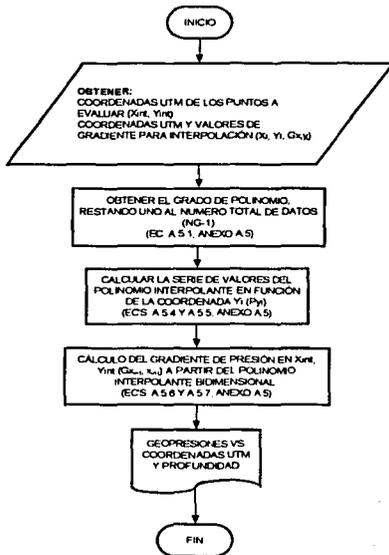
TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

PROCESO A.4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE POISSON ( $\nu$ )



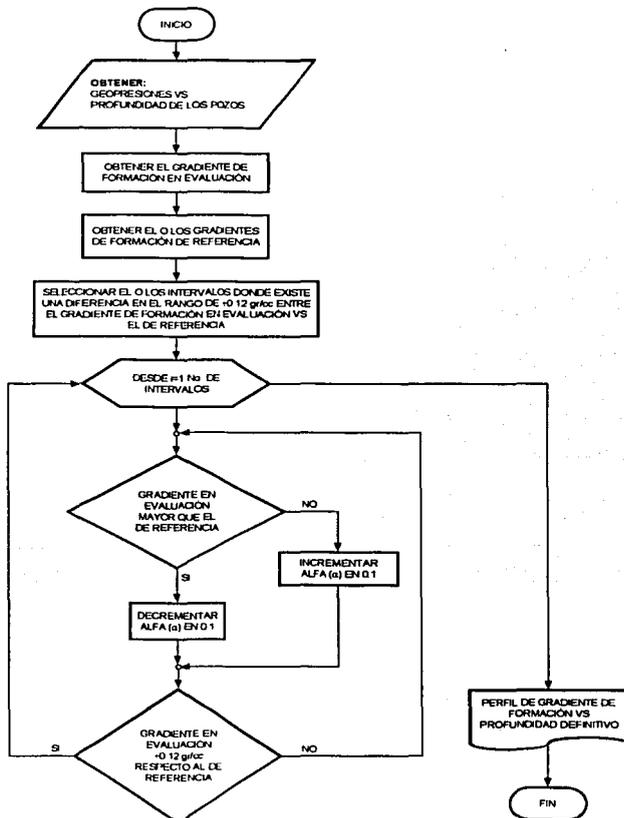
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO A.5. INTERPOLACIÓN Y/O EXTRAPOLACIÓN DE CURVAS



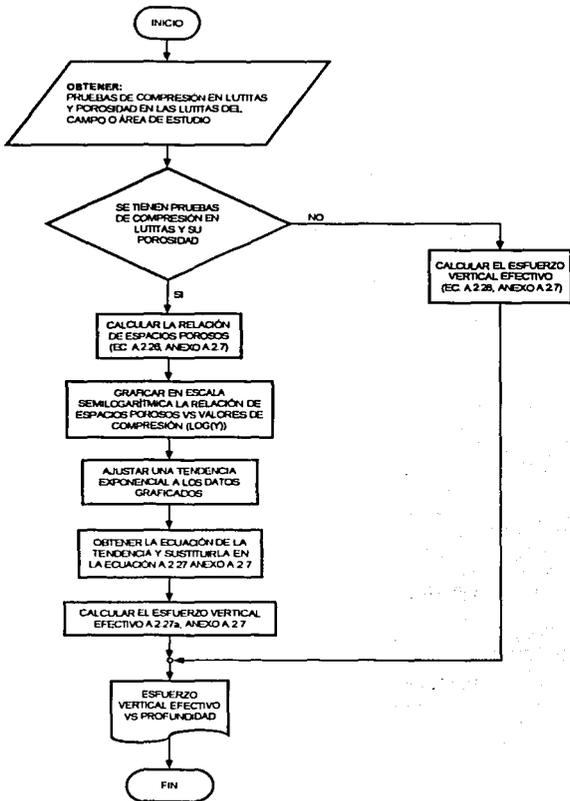
TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

PROCESO A.6. AJUSTE ITERATIVO DEL EXPONENTE ALFA ( $\alpha$ )



**TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN**

PROCESO A.7. DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## **CAPITULO IV                    TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

### **CAPITULO IV                    TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

#### **INTRODUCCIÓN**

La primera tarea en la preparación del plan de un pozo es seleccionar la profundidad a la cual se va a correr y cementar la tubería de revestimiento. El ingeniero de perforación debe considerar las condiciones geológicas tales como las presiones formación y gradientes de fractura, problemas del agujero, políticas internas de la compañía, y, en muchos casos, una variedad de regulaciones gubernamentales. Los resultados del programa permitirán perforar el pozo de manera segura sin la necesidad de construir un "monumento de acero" de tuberías de revestimiento. Desdichadamente, muchos de los planes para los pozos dan una consideración significativa a los actuales diseños de las tuberías, sin embargo, dan solo una atención superficial a la profundidad de asentamiento de la tubería.

No se puede sobreestimar la importancia de seleccionar profundidades apropiadas de asentamiento de tuberías de revestimiento. Muchos pozos se han convertido en fallas ingenieriles y económicas porque los programas de tuberías de revestimiento han especificado profundidades de asentamiento muy profundas o muy someras. El aplicar uno cuantos principios básicos en combinación con un conocimiento básico de las condiciones geológicas en un área puede determinar donde deben ser colocadas las sargas de revestimiento, para asegurar que las operaciones de perforación tengan un procedimiento con dificultades mínimas.

#### **IV. 1. TIPOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN.**

Los ambientes de perforación muchas veces requieren varias sargas de perforación en orden de alcanzar la profundidad total deseada. Algunas de las sargas se conforman como sigue:

- Estructural
- Conductora
- Superficial
- Intermedia (también conocida como tubería de protección)
- Liners

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## **CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

- De producción (también conocida como tubería de aceite)
- Tubería de perforación (sarta de flujo)

La figura 3-1 muestra la relación de algunas de esas sarts de revestimiento. Además, la ilustración muestra algunos de los problemas y riesgos de perforación que la sarta esta diseñada para controlar.

Ningún pozo usa todos los tipos de tuberías de revestimiento. Las condiciones a encontrar en cada pozo deben ser analizadas para determinar los tipos y cantidades de tubería necesaria para perforarlo. Las funciones generales de todas las sarts de perforación son las siguientes:

- Seleccionar y aislar varias formaciones para minimizar problemas de perforación o maximizar la producción.
- Preparar un pozo estable con un diámetro conocido en el cual se puedan ejecutar operaciones de perforación y terminación futuras.
- Proveer un medio seguro en cual se pueda instalar el equipo de control de presión.

### **IV.1.1. TUBERÍA CONDUCTORA.**

La primera sarta en correrse o colocarse en el pozo es usualmente la tubería conductora. Los rangos normales de profundidad son de 30 – 90 metros. En áreas de rocas suaves como el área de Louisiana o en ambientes de costa afuera, la tubería es piloteada en el fondo del mar con un martillo enorme de diesel. En áreas de rocas duras se requiere de un diámetro muy grande, y se tiene que perforar un agujero somero antes de correr y cementar la tubería. La tubería conductora puede ser elaborada como la tubería de acero con paredes gruesas o simplemente con unos cuantos barriles vacíos de aceite unidos con soldadura.

Uno de los objetivos primarios de esta sarta de revestimiento es proveer un conducto para el fluido desde la barrena hasta la superficie. Las formaciones someras tienden a deslavarse severamente y deben ser protegidas con tubería. Además, las formaciones mas someras muestran un tipo de problema de perdida de circulación que debe de minimizarse.

Una de las funciones adicionales de esta tubería es minimizar los problemas de derrumbes. Las rocas no consolidadas y las areniscas continuaran cayendo dentro del pozo si no son estabilizadas con tubería. Típicamente se

## **CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

requiere que el operador pase a través de estas zonas bombeando lodos muy pesados a un gasto alto.

### **IV.1.2. TUBERÍA ESTRUCTURAL.**

Ocasionalmente, las condiciones de perforación requerirán que una tubería de revestimiento adicional se corra entre la tubería superficial y la conductora. Los rangos típicos de profundidad van de los 180 a los 300 metros. Los propósitos para la tubería incluyen el resolver problemas adicionales de pérdida de circulación o de derrumbamientos y el minimizar problemas de zonas de gas.

### **IV.1.3. TUBERÍA SUPERFICIAL.**

Existen varias razones para correr tuberías superficiales, incluyendo las siguientes:

- Cubrir acuíferos de agua dulce
- Mantener la integridad del agujero, previniendo el derrumbamiento.
- Minimizar las pérdidas de circulación en zonas someras permeables.
- Cubrir zonas débiles que son incompetentes, para controlar presiones impuestas por brotes.
- Proporcionar un medio para la instalación de los preventores.
- Soportar el peso de toda la sarta de tuberías de revestimiento (excepto liners) que se han corrido bajo la tubería superficial.

### **IV.1.4. TUBERÍA INTERMEDIA.**

Las aplicaciones básicas de la tubería intermedia envuelven presiones anormalmente altas. Ya que para controlar estas presiones se requiere de lodos pesados, las formaciones mas someras y débiles deben protegerse para prevenir pérdidas de circulación o atrapamientos de tubería. Algunas veces, la tubería intermedia se usa para aislar zonas salinas o zonas que pueden causar problemas de agujero, tales como lutitas hidratables y deleznales.

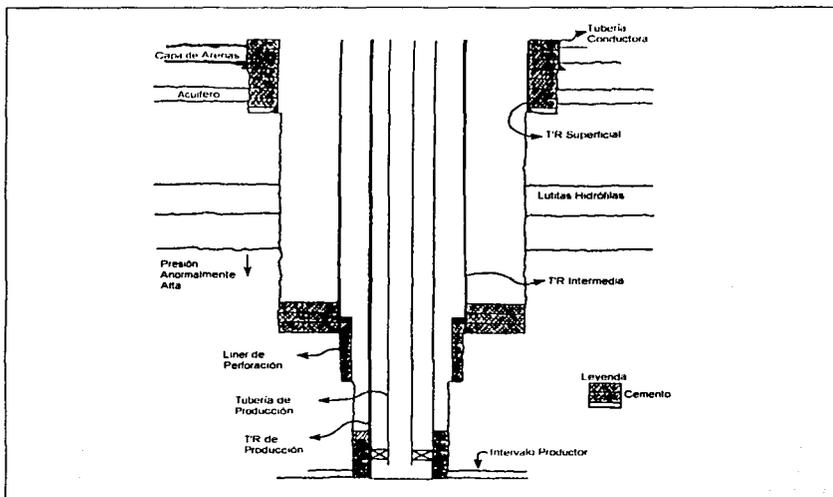


Fig. 4.1. Relaciones típicas entre las sartas de tuberías de revestimiento.

#### IV.1.5. LINERS.

Los liners de perforación se usan para algunos propósitos de la tubería intermedia. En vez de correr la tubería hasta la superficie, se usa una tubería abreviada del fondo del pozo a una profundidad más somera dentro de la tubería intermedia. Usualmente el traslape entre las dos tuberías es de 90 – 150 metros. En este caso, la tubería intermedia está expuesta a las mismas consideraciones de perforación que el liner (ver figura 3-1)

Los liners de perforación (y de producción) se usa frecuentemente como un método de reducción de costos, para atender el problema de gradiente de presión sin el costo elevado de correr una tubería desde la superficie. Cuando se usa un liner, la tubería expuesta en la parte superior, que es, usualmente la tubería intermedia, debe ser evaluada con respecto a las presiones interna y colapso para perforar el agujero abierto bajo el liner.

## **CAPITULO IV            TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

Debe recordarse que una sarta completa de revestimiento puede correrse hasta la superficie en vez del liner si se requiere, esto es dos tuberías intermedias.

### **IV.1.6. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.**

La tubería de producción llamada también sarta de aceite. Esta tubería puede colocarse ligeramente arriba, en medio, o debajo del intervalo productor. Y la tubería tiene los siguientes propósitos:

- Aislar la zona productora de las otras formaciones.
- Proporcionar un conducto de trabajo de un diámetro de trabajo conocido a la zona productora.
- Proteger el equipo de la tubería de producción.

### **IV.1.7. TUBERÍA TIE-BACK.**

Los liners de perforación se usan frecuentemente como parte de la tubería de producción que para correr una sarta adicional completa de tubería desde la superficie al intervalo productor. El liner es conectado a la superficie, corriendo la cantidad de tubería requerida para conectar el liner a la parte más alta. Este procedimiento es particularmente común cuando 1) los hidrocarburos que están siendo producidos están detrás del liner y 2) la sección mas profunda no es comercial.

## **IV.2. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO PARA LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO.**

Las profundidades de asentamiento se ven directamente afectadas por las condiciones geológicas. En algunos casos, el criterio básico para seleccionar para seleccionar profundidades de asentamiento es el de cubrir las zonas expuestas de pérdida de circulación. En otros, la selección del asentamiento puede basarse en problemas de pegaduras diferenciales, talvés resultado del abatimiento de presión en un campo. Sin embargo, en pozos profundos la consideración primaria esta basada usualmente en el control de presiones anormales y la prevención de su exposición en zonas más someras y débiles. El criterio de diseño del control de las presiones anormales aplica para la mayoría de las áreas de perforación.

## **CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

La selección de las profundidades de asentamiento para propósitos de control de presión, empieza con conocer, las condiciones geológicas, como son, presión de formación y gradientes de fractura. Esta información esta generalmente disponible dentro de un rango de aproximación aceptable.

El paso inicial para determinar las profundidades de asentamiento es determinar la presión de formación y gradientes de fractura que van a presentarse en el pozo. Después de que estas han sido determinadas, el operador debe diseñar un programa de tuberías de revestimiento basado en la suposición de que se conoce el comportamiento del pozo aun antes de ser perforado.

Este principio es usado extensivamente para perforación sobrebalance. Donde las condiciones conocidas dictan el programa de tubería de revestimiento. Usando esas indicaciones, el operador puede seleccionar el programa más efectivo de tuberías de revestimiento que satisfaga los requerimientos de presión necesarios y minimizar los costos.

### **IV.2.1. SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO PARA TUBERÍAS INTERMEDIAS Y MÁS PROFUNDAS.**

La selección de la profundidad de asentamiento debe hacerse para las tuberías que van a ser corridas en el fondo del pozo y después sucesivamente diseñadas desde la mas profunda hasta la superficie. Aunque este procedimiento parezca estar invertido, evita el consumo de tiempo por procedimientos iterativos. Los procedimientos de diseño de las tuberías superficiales se basan en otros criterios.

El primer criterio para seleccionar las profundidades de las tuberías de revestimiento mas profundas es dejar tal peso del lodo para control de presión de formación que no fracture las formaciones mas someras. Este procedimiento se aplica del fondo a la superficie. Una vez establecidas estas profundidades, se hacen consideraciones de pegaduras por presión diferencial para determinar si la sarta de tubería de revestimiento se va a pegar cuando ésta se corra dentro del pozo. Estas consideraciones son hechas de la superficie al fondo al contrario del primer criterio de selección.

El paso inicial de diseño es, establecer las presiones proyectadas y los gradientes de fractura. En la figura 4-2a, existe una presión de formación de 15.6-lb/gal (equivalente) en el fondo del pozo. Para alcanzar esta profundidad, deben considerarse necesariamente las presiones del pozo mayores a 15.6-lb/gal.

## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Las presiones que deben considerarse incluyen un margen de corrida o viaje. Para controlar las presiones que se generan al sacar la sarta de perforación, un peso equivalente del lodo de perforación debido a las presiones asociadas a la corrida de la tubería de revestimiento, y un factor de seguridad. Estas presiones están en rangos que van de 0.2 – 0.3-lb/gal, respectivamente, y pueden variar debido a la viscosidad del lodo y la geometría del agujero. Por lo tanto, las presiones presentes en el fondo del pozo incluyen las consideraciones del peso del lodo requerido para controlar la presión de poro de 15.6-lb/gal y el incremento del peso del lodo de 0.6 – 0.9-lb/gal por (el swab), la surgencia, y el factor de seguridad. Así como resultado, las formaciones que muestran un gradiente de fractura menor que 16.5-lb/gal o menos (15.6-lb/gal + 0.9-lb/gal) deben ser revestidas con tubería. La profundidad a la cual se encuentra este gradiente de fractura es una profundidad tentativa para asentar la tubería intermedia de revestimiento.

El siguiente paso es determinar si ocurrirán pegaduras de la tubería cuando se este corriendo la sarta de tubería de revestimiento. Las pegaduras de la tubería generalmente, pueden ocurrir en el punto donde se encuentre la máxima presión diferencial. En la mayoría de los casos, esta profundidad es la de la zona mas profunda de presión normal, esto es, en la transición a presiones anormales.

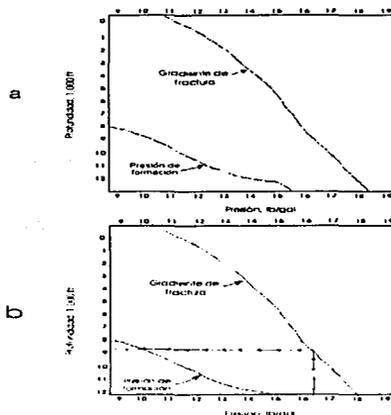


Fig. 4.2. (a) Presiones de formación y gradientes de fractura planeados. (b) Selección de la profundidad de asentamiento tentativa para la T.R. intermedia, para el ejemplo 4.1.

## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Se han usado estudios de campo para establecer valores generales de la cantidad de presión diferencial que puede tolerarse antes de que ocurra una pegadura:

Zonas de presión normal	2000-2300 psi
Zonas de presión anormal	3000-3300 psi

Estos valores se recomiendan como guías razonables. Su exactitud en las operaciones diarias depende de la atención general dada a las propiedades del lodo y la configuración de la sarta de perforación.

La profundidad tentativa de asentamiento de la tubería intermedia de revestimiento será la profundidad de asentamiento actual si la presión diferencial a la zona más profunda de presión normal es menor a 2,000 – 2,300 psi. Si el valor es mayor que este límite arbitrario, la profundidad se define como la profundidad de asentamiento del liner más somero requerido para perforar el pozo. En este caso, se necesita un paso adicional para determinar la profundidad de la tubería intermedia.

Se usará un problema de ejemplo para ilustrar este procedimiento. La sección que sigue al ejemplo ilustra el caso en el cual las consideraciones de presión diferencial causa el paso adicional para seleccionar la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia.

### Ejemplo 4.1

Usar la figura 4-2a para determinar la profundidad de asentamiento apropiada para la tubería de revestimiento intermedia. Suponga un factor de 0.3-lb/gal para jalón y empuje y un factor de seguridad de 0.2-lb/gal. Use un límite máximo arbitrario de presión diferencial de 2,200 psi para las zonas de presión normal.

#### Solución:

1. Evalúe las presiones máximas (pesos equivalentes de lodo) a la profundidad total del pozo.

Cantidad, lb/gal	Propósito	Tipo de presión
15.6	Presión de formación	Actual del lodo
0.3	Margen por viaje	margen de viaje
0.3	Presión de surgencia	Presión de surgencia
0.2	Factor de seguridad	Peso equivalente del lodo
16.4		

**CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

2. Determinar las formaciones que no resistirían presiones de 16.4-lb/gal, esto es, aquellas formaciones que deben ser revestidas con tubería. Dibujar una línea de 16.4-lb/gal hasta que se intercepte con la línea de gradiente de fractura (figura 5-2b). La profundidad de intersección es la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia, o 2,621.8 m en este ejemplo.
3. Checar la profundidad tentativa para determinar si las pegaduras por presión diferencial van a ser un problema para correr la tubería de revestimiento a 2,621.8 m. el lodo requerido para alcanzar 2,621.28 m es:

10.4 lb/gal	Presión de formación
0.3 lb/gal	Margen por viaje
-----	
10.7 lb/gal	Peso total requerido del lodo

El potencial de pegadura se evalúa en la zona mas profunda de presión normal(9.0 lb/gal), 2,438.4 m.

$$(10,7 \text{ lb/gal} - 9,0 \text{ lb/gal})(0,052)(8,000 \text{ ft}) = 707 \text{ psi}$$

$$707 \text{ psi} < 2,200 \text{ psi.}$$

Ya que la tubería puede correrse a 2,621.28 m sin que halla pegaduras diferenciales, la profundidad pasa a ser la profundidad de asentamiento actual para la tubería intermedia mas que la profundidad tentativa, como se define en el paso 2.

4. Checar el intervalo de 2,621.28 m – 3,657.6 m para determinar si la presión diferencial excede el rango de 914.4 m – 1,005.84 m. En este caso, la presión = 2,700 psi @ 2,621.28 m.

El ejemplo 4.1 ilustra el caso en el cual la línea vertical de 16.4 lb/gal intercepta la curva del gradiente de fractura en una región de presión anormal. Se hicieron cálculos para determinar si la tubería de revestimiento se pegaría cuando se corriera dentro del pozo. Si las presiones han sido más grandes que el límite arbitrario de 2,200 psi, se implementarán los procedimientos de las secciones siguientes. Los casos en los que la línea vertical intercepta la curva del gradiente de fractura en la línea de presión normal serán discutidos después.

En varios casos es necesario alterar la profundidad tentativa de asentamiento para la tubería de revestimiento intermedia debido al potencial de pegadura diferencial. "La profundidad de asentamiento de la tubería de asentamiento intermedia" definida previamente, se redefine como la profundidad de mas somera del liner. El procedimiento trabaja de la parte más alta al fondo de la zona de alta presión en vez de trabajar de manera inversa procedimiento el

**CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

cual fue usado para establecer la profundidad tentativa de la tubería intermedia. La nueva profundidad intermedia se establece usando los criterios de pegadura, y la mayor profundidad de asentamiento del liner se determina de la guía para gradientes de presión de fractura. Después se establece la mayor profundidad del liner, el operador debe determinar la profundidad exacta de asentamiento del liner entre las posibles calculadas mas somera y mas profunda. La profundidad final del liner se puede establecer de criterios tales como minimizar la pequeña cantidad de agujero que debe ser perforada debajo del liner y previniendo cantidades excesivas de agujero descubierto entre la sección intermedia del liner o la zona entre el intervalo productor y el liner.

Las ecuaciones 4.1 y 4.2 pueden ser usadas como ayuda para determinar la nueva profundidad intermedia si se tiene duda en cuanto a pegaduras.

$$\Delta P = (MW - 9)(.052)(D) \dots\dots\dots(4.1)$$

o:

$$[\Delta P / (0.052 \cdot D)] + 9 = MW \dots\dots\dots(4.1a)$$

Donde:

- MW = peso del lodo, lb/gal
- D = profundidad de la zona normal mas profunda, ft
- $\Delta P$  = presión diferencial, psi

Normalmente se usa un límite arbitrario de 2,000 – 2,300 psi para  $\Delta P$ . El peso del lodo, MW, de la ecuación 4.1 puede usarse para localizar la profundidad donde existe el valor de  $\Delta P$ :

$$MW - TM = P \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

- MW = peso del lodo, lb/gal
- TM = margen por viaje, lb/gal
- P = presión de formación, lb/gal

La profundidad a la cual ocurre la presión de formación, P, se define como la nueva profundidad de asentamiento de la tubería intermedia.

La mayor profundidad de asentamiento del liner se establece del gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia. Usando los procedimientos en orden inverso a los presentados en el ejemplo 4.1, se resta el swabeo, surgencia y factor de formación del gradiente de fractura

## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

para determinar la máxima presión de formación permisible en las secciones mas profundas del agujero. La profundidad a la cual se encuentra esta presión se convierte en la mayor profundidad del liner. El establecimiento de una profundidad de asentamiento entre las profundidades mayor y menor generalmente depende de la preferencia del operador y de las condiciones geológicas.

### Ejemplo 4.2

Use la figura 4-3 para seleccionar las profundidades de asentamiento del liner y la tubería revestimiento intermedia. Usando los siguientes factores de diseño:

Swabeo = 0.3 lb/gal  
Surgencia = 0.3 lb/gal  
Seguridad = 0.2 lb/gal

### Solución:

1. De la figura 4-3, se puede calcular el máximo peso equivalente del lodo que se encontrará en el fondo del pozo.

Cantidad, lb/gal	Propósito
17.2	Presión de formación
0.3	Margen de viaje
0.3	Factor de surgencia
0.2	Factor de seguridad
18.0	Presión de formación

2. Dibuje una línea vertical que intercepte la curva de gradiente de fractura (Fig. 4.3a). La profundidad de intersección, 3,962.4 m, es la profundidad tentativa de asentamiento para la tubería de revestimiento. Todas las formaciones someras deben ser protegidas con tubería de revestimiento puesto que sus respectivos gradientes de fractura son menores que los requerimientos máximos proyectados (18.0 lb/gal) en el fondo del pozo.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

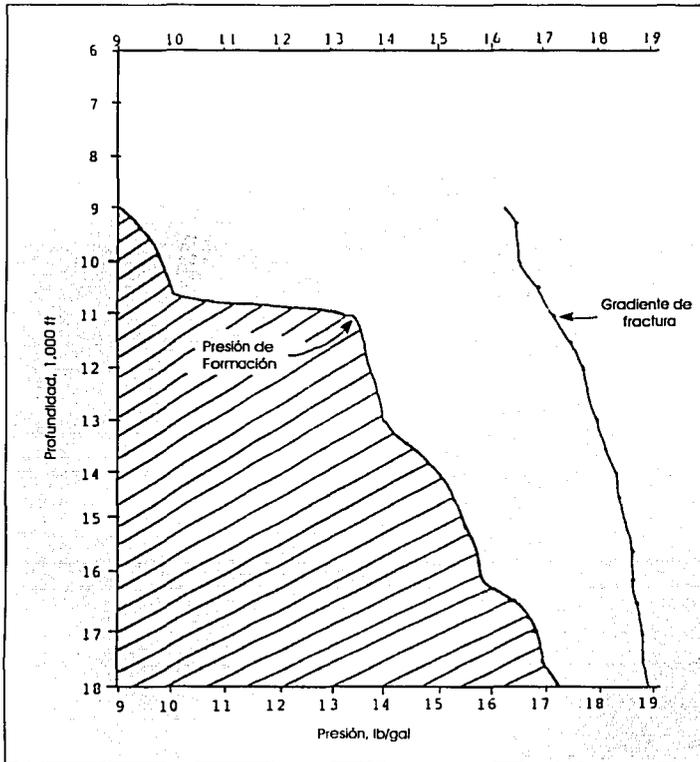


FIG. 4.3. Presiones de formación de diseño y gradientes de fractura para el ejemplo 4.2.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

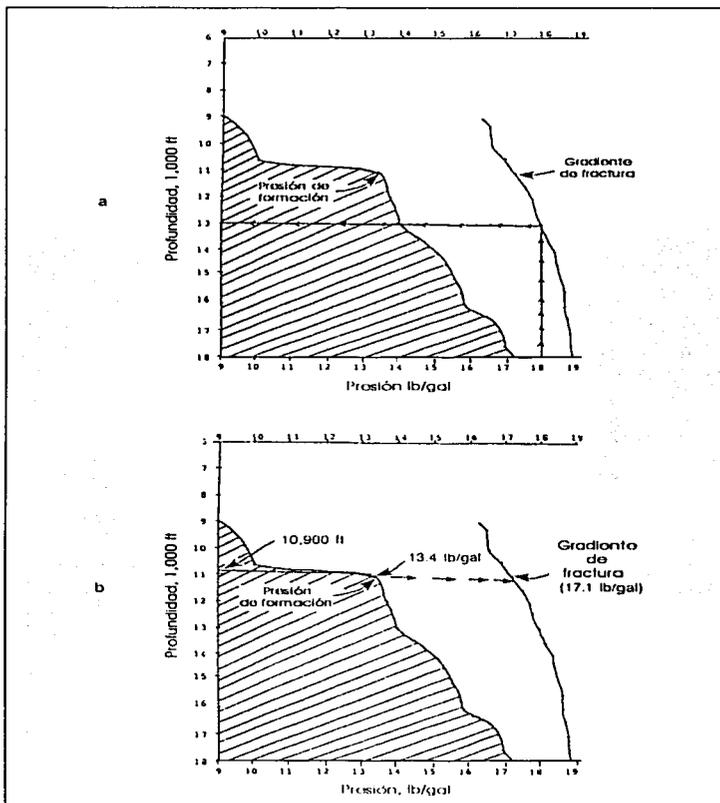


FIG. 4.3 a) Profundidad de asentamiento tentativa de la T.R. intermedia, b) profundidad intermedia basada en consideraciones de pegadura por presión diferencial.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

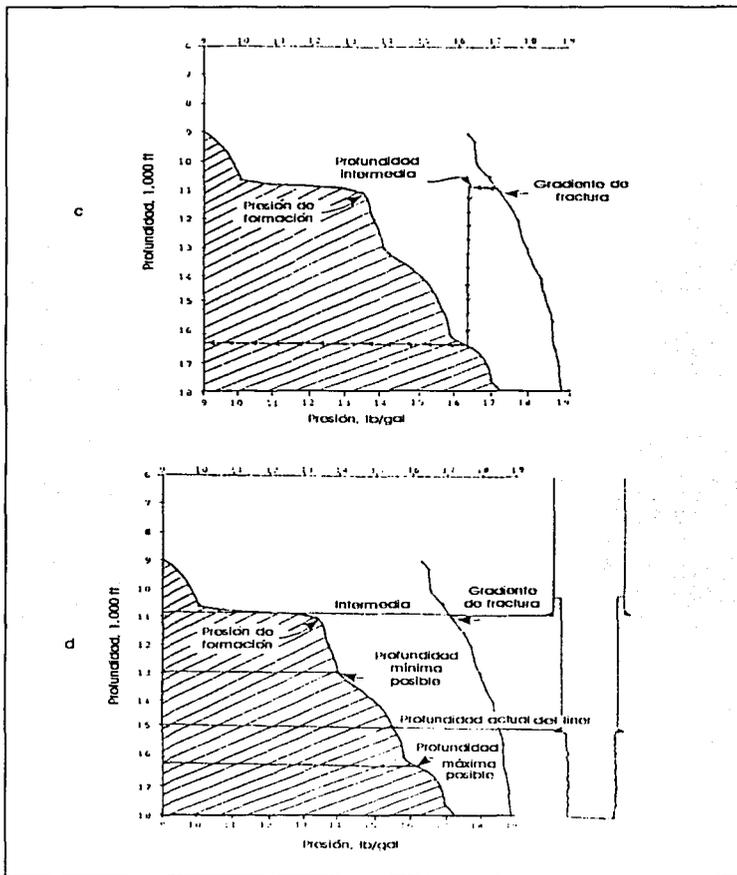


FIG. 4.3 c) Selección de la profundidad máxima del liner, d) configuración final.

**CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

3. Evalúe la profundidad tentativa para pegadura diferencial suponiendo que la densidad del lodo que se utilizará es de 14.3-lb/gal para perforar la formación a 3,962.4 m:

$$(9,000 \text{ ft})(.052)(14.3 - 9) = 2,480 \text{ psi}$$

ya que 2,480 psi > 2,200 psi, la tubería intermedia no puede ser corrida de forma segura a 3,962.4 m. la profundidad de 3,962.4 m se redefine como la profundidad mas somera del liner.

4. La profundidad de la tubería intermedia se define con las ecuaciones 4.1 y 4.2:

$$\Delta P = (MW - 9)(0.052)(D) \dots \dots \dots (4.1)$$

$$2,200 \text{ psi} = (MW - 9)(0.052)(9,000 \text{ ft})$$

$$MW \approx 13.7 \text{ lb/gal}$$

Y:

$$MW - TM = P$$

$$13.7 \text{ lb/gal} - 0.3 \text{ lb/gal} = P$$

$$P = 13.4 \text{ lb/gal}$$

De la figura 4.3b, a 13.4-lb/gal la presión de formación se presenta a los 3,322.32 m.

5. La máxima profundidad de asentamiento posible para el liner se determina, evaluando el gradiente de fractura a 3322.32 m. ¿Cuál es la máxima presión de formación debajo de 3322.32 m que puede controlarse de manera segura con un gradiente de fractura de 17.1 lb/gal?

Cantidad, lb/gal	Propósito
17.1	Gradiente de fractura
-0.3	Presión de swabeo
-0.3	Factor de surgencia
-0.2	Factor de seguridad
16.3	Presión de formación

De la figura 4.3c, tenemos que la presión de formación esta a 16,300 ft (4,968.24 m). Esta profundidad se define como la profundidad máxima permisible para asentar el liner.

6. Las profundidades tanto la mas somera como la mas profunda del liner se

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## **CAPITULO IV      TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

---

basan en consideraciones de los gradientes de fractura y las presiones de formación en el fondo del agujero (18,000 ft - 5486.4 m), así como la profundidad de la tubería intermedia (10,900 ft - 3,322.32 m) respectivamente. Cualquier profundidad entre el rango de 13,000 - 16,000-ft (3,962.4 - 4,876.8-m) es satisfactoria. Una selección arbitraria de la profundidad puede hacerse basándose en 1) minimizar las secciones de diámetro pequeño debajo del liner, 2) minimizar la longitud de agujero descubierto y por lo tanto reduciendo el costo de la tubería o 3) otras consideraciones, como las especificadas por el operador.

Como un ejemplo, se supone que se seleccionó la profundidad de 15,000 ft (4572 m). Esto reduce los agujeros de diámetros pequeños en el segmento de 3000-ft, 914.4m, (15,000 - 18,000 ft - 4572 - 5486.4 m) así que solo se tendrán 4,100 ft, 1,249.68 m, de agujero descubierto (10,900 - 15,000 ft) (figura 4-3d).

Los ejemplos 4.1 y 4.2 ilustraron los casos en los cuales las consideraciones del gradiente de fractura y presión deformación en el fondo del pozo sirvieron para seleccionar la profundidad de la tubería en las regiones de presión anormal. Se Deben usar diferentes técnicas si la profundidad de asentamiento para la tubería esta en una región de presión normal.

El paso inicial es evaluar las posibilidades de pegaduras diferenciales en la zona mas profunda de presión normal. Si el peso del lodo requerido en el fondo del pozo no crea presiones diferenciales por sobre algún limite (2,000 - 2300 psi), seria satisfactoria una sarta de revestimiento superficial. Se deben usar las ecuaciones 3.1 y 3.2 cuando las presiones diferenciales excedan el limite permitido.

### **IV.3. SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA SUPERFICIAL.**

La sarta de tubería de revestimiento más somera, como lo es la sarta de tubería superficial, constantemente esta sujeta a presiones las cuales son mayores a las que fueron consideradas para seleccionar la profundidad de asentamiento para la tubería de revestimiento intermedia y el liner. Estas presiones muchas veces son resultado de brotes que se ocasionan al perforar secciones mas profundas que hacen que estos ocurran inadvertidamente y no por. Por lo tanto, las profundidades de asentamiento de la tubería superficial de revestimiento se seleccionan tomando en consideración presiones de brote en vez de los procedimientos descritos previamente para tuberías de revestimiento. Esta filosofía difiere para el agujero intermedio puesto que las presiones de brote son



## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

usualmente mas bajas que las previamente discutidas, factores de seguridad, urgencia y swabeo, las cuales son lógicas para sartas profundas.

Los pesos equivalentes impuestos por los brotes son la causa para la mayoría de los descontrolos subterráneos. Cuando se produce un brote, la presión de cierre de la tubería de revestimiento sumada a la presión hidrostática del lodo de perforación excede la presión de fractura de la formación dando como resultado una fractura inducida. Por lo tanto, el objetivo de la selección de un procedimiento de asentamiento que evite descontrolos subterráneos será el seleccionar una profundidad que pueda de manera segura soportar las presiones que imponen las condiciones de un brote.

La determinación precisa de las presiones impuestas por los brotes son de gran dificultad. Sin embargo, se ha probado un procedimiento en el campo el cual estima los valores de estas de manera rápida y efectiva. La figura 5-4 representa un pozo cuyas bombas y preventores han simulado un brote. La ecuación 5.3 describe las relación entre las presiones:

$$EMW_{\text{brote}} = (\text{profundidad total} / \text{profundidad de interés}) * (\Delta M) + OMW \dots \dots \dots (4.3)$$

Donde:

$EMW_{\text{brote}}$  = peso equivalente de lodo a la profundidad de interés, lb/gal  
Profundidad total = intervalo mas profundo, ft

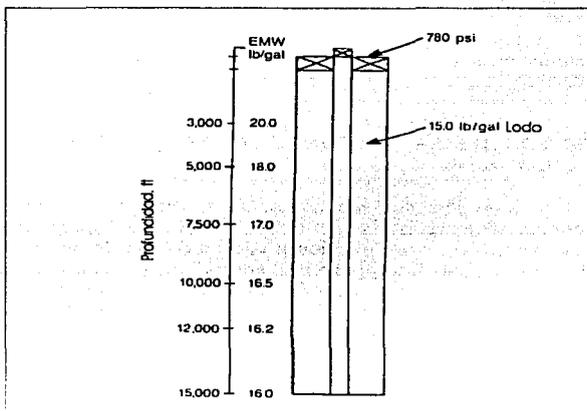


FIG. 4.4. Relación entre la presión de brote y peso de lodo equivalente.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Profundidad de interés = ft

$\Delta M$  = incremento del peso del lodo por incremento del brote, lb/gal.

OMW = peso original del lodo, lb/gal.

La ecuación 4.3 puede ser usada de manera iterativa junto con un cálculo teóricamente sustentable de un gradiente de fractura para determinar una profundidad de la tubería superficial, la cual tendrá la fuerza necesaria para resistir la presión del brote. Inicialmente, se selecciona una profundidad somera para la cual se calculan el gradiente de fractura y el peso equivalente del lodo. Si el peso equivalente del lodo es mayor que el gradiente de fractura, se debe seleccionar un intervalo mas profundo y repetir los cálculos. Se sigue este procedimiento hasta que el gradiente de fractura excede el peso equivalente del lodo. Cuando esto ocurre, se ha seleccionado una profundidad que va a soportar la presión diseñada del brote. El ejemplo 4.3 ilustra el procedimiento.

### Ejemplo 4.3

Usando la figura 4-3a, selecciona una profundidad para la tubería superficial y si es necesario la profundidad de asentamiento para sartas más profundas. Usando los siguientes factores de diseño:

0.3 = swabeo, factor de surgencia, lb/gal

0.2 = factor de seguridad, lb/gal

0.5 = factor de brote, lb/gal

2,200 = máxima presión diferencial admisible.

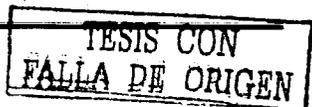
### Solución:

1. Evaluar la presión máxima anticipada en el fondo del pozo.

Cantidad, lb/gal	Propósito
12.0	Presión de formación
0.3	Margen de viaje (swabeo)
0.3	Factor de surgencia
0.2	Factor de seguridad
12.8	

Una línea vertical de 12.8 lb/gal intercepta el gradiente de fractura en una región de presión normal, lo cual indica que no se va a requerir una tubería intermedia de revestimiento a menos que las pegaduras diferenciales sean un problema.

2. Suponga que se usará 12.3 lb/gal en el fondo del pozo y determine si pueden ocurrir pegaduras diferenciales.



**CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

$$(12.3 - 9.0 \text{ lb/gal})(0.052)(9,000 \text{ ft}) = 1,544 \text{ psi}$$

ya que 1,544 psi es menor que el límite arbitrario de 2,200 psi, no se usará tubería intermedia de revestimiento por consideraciones de pegaduras de tubería.

3. Use la ecuación 4.3 y la curva de gradiente de fractura para determinar la profundidad a la cual el gradiente de fractura excede el peso del lodo por la carga del brote. Realice un primer calculo a 1,000 ft.

$$EMW_{1000} [12,000/1,000] \cdot (0.5) + 12.3 = 18.3 \text{ lb/gal}$$

El gradiente de fractura a 1,000 ft es 12.0 lb/gal. Ya que la carga del brote es mayor que la dureza de la roca, se debe seleccionar una profundidad de prueba de mayor valor.

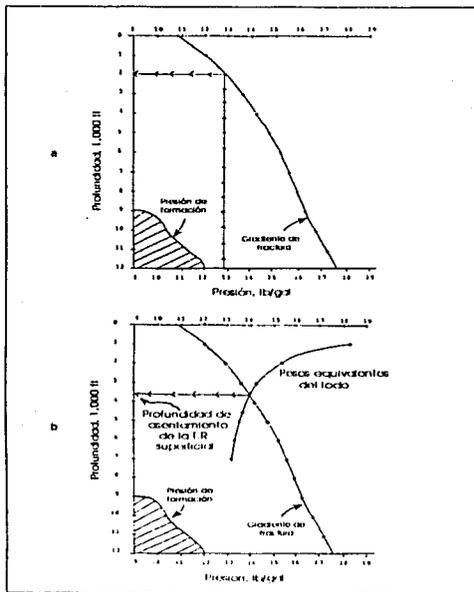


FIG. 4.5. a) evaluación de la T.R. intermedia para el Ejemplo 4.3, b) relación entre el peso de lodo equivalente y el gradiente de fractura.

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Abajo se muestran los resultados de múltiples iteraciones y se grafica en la figura 4-3b.

Profundidad, ft	EMW <sub>brote</sub> , lb/gal
1,000	18.3
2,000	15.3
3,000	14.3
3,500	14.0
4,000	13.8
4,500	13.6
5,000	13.5
6,000	13.3
7,000	13.2

4. Se seleccionó una profundidad de asentamiento de 3,600 ft.

El valor de 0.5 lb/gal usado en el ejemplo 4.3 para el incremento del peso del lodo por el efecto de brote incremental es ampliamente aceptado. Este representa el incremento promedio (máximo) del peso del lodo necesario para matar un brote. El uso de esta variable en la ecuación 4.3 permite al operador perforar (inadvertidamente) en una formación en la cual la presión es en exceso 0.5 lb/gal más grande que el valor original calculado y aún puede de manera segura controlar un brote que pudiera ocurrir. De hecho, si el peso variable del lodo es 0.3 - 0.4 lb/gal más grande que la presión de formación anticipada, la ecuación podría tomar en cuenta errores de presión de formación de 0.8 - 0.9 lb/gal. Si es necesario, un operador puede alterar la variable 0.5 lb/gal al ambiente de perforación a cualquiera que el considere.

Se ha hecho un argumento válido concerniente a la ecuación 4.3 y su representación de circunstancias de campo. En las situaciones actuales de brote, los pesos equivalentes de lodo se controlan hasta cierto grado por la presión de la tubería de revestimiento, la cual no es directamente tomada en cuenta en la ecuación. Sin embargo, una inspección de la presión de la tubería de revestimiento mostrará que los dos componentes en la presión son: 1) grado de bajobalance entre el lodo original y la presión de formación y 2) grado de bajobalance entre el influjo de fluido y la presión de formación.

El primero de estos componentes es tomado en consideración por la ecuación en el término de incremento peso incremental del lodo, mientras que el segundo no se considera. En la mayoría de las situaciones de brote, el valor promedio del segundo componente tendrá un rango de 100 - 300 psi. si un operador cree que el segundo componente es suficientemente significativo como para alterar la ecuación, este puede cambiar el término de incremento peso incremental del lodo a un valor mas alto.

## CAPITULO IV TECNOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Las figuras 4-4, 4-6, y 4-7 ilustran estas consideraciones. Las figuras 4-4 y 4-6 representan un brote de 1.0 lb/gal en geometrías de agujero simples y actuales, respectivamente. La Figura 4-7 muestra los pesos

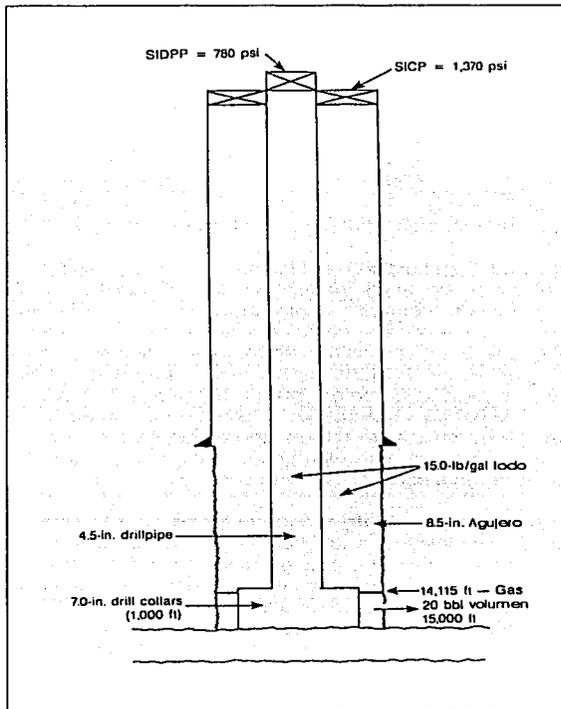


FIG. 4.6. brote de 20 barriles.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

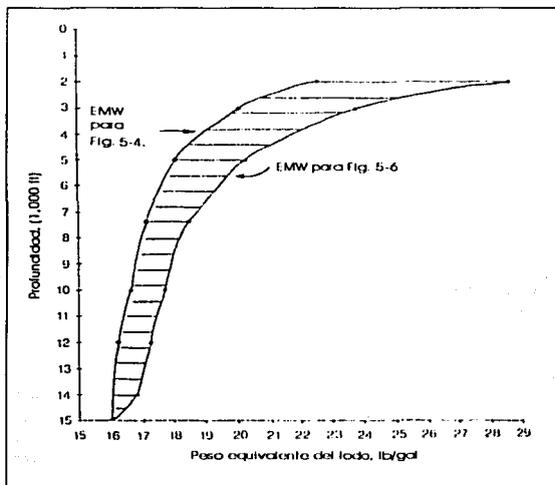


FIG. 4.7. Comparación del peso del lodo equivalente por la regla de la mano derecha y la situación actual.

equivalentes del lodo para ambos casos. Si un operador está preocupado acerca de las diferencias mostradas en la figura 4-7, se deberán hacer modificaciones a la ecuación 4.3, o usarse una ecuación diferente.

#### IV.3.1. DRIVE PIPE Y/O TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CONDUCTORA.

Las profundidades de asentamiento arriba de la tubería superficial se determinan usualmente de varias relaciones gubernamentales o problemas de perforación definidos. Por ejemplo, en un área puede haber serios problemas de pérdida de circulación de 75 - 100 ft que puede ser resuelto colocando una tubería conductora de revestimiento debajo de la zona. Otras condiciones de perforación que pueden afectar las profundidades de asentamiento incluyen arenas conductoras de agua, formaciones no-consolidadas o gas somero. Una evaluación de los registros de perforación locales normalmente identificaría estas condiciones. La mayoría de los gobiernos requiere que las arenas con acuíferos sean revestidas.

## CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

---

## CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

### INTRODUCCIÓN

La selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento (T.R.), es una de las más importantes tareas en el programa de planeación y diseño de los pozos petroleros. Muchos aspectos deberán ser considerados en la selección de la profundidad de asentamiento, entre ellos se encuentran:

- Condiciones geológicas.
- Zonas de presión anormal.
- Gases someros.
- Pérdidas de circulación.
- Experiencia del personal a cargo de perforación.
- Tolerancia al brote.

Una mala selección de la profundidad de asentamiento, desde el punto de vista económico y de ingeniería, trae como consecuencia fracasos rotundos, de aquí la importancia de contar con una metodología de diseño para determinar la correcta selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Así, con base en la necesidad que la perforación exige de planear y perforar pozos cada vez con mayor eficiencia para una mayor recuperación de hidrocarburos al menor costo, se hace necesario establecer procedimientos y bases teóricas para la selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, imprescindibles para la planeación de los pozos petroleros.

Por lo anterior, se presenta un procedimiento para determinar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento, la cual puede aplicarse a cualquier tipo de pozo.

Para el desarrollo de este procedimiento, se incluyen los principales parámetros que influyen en la determinación de la profundidad de asentamiento de las T.R.'s, los cuales son:

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

1. Densidad del fluido de control.
2. Presencia de brotes.
3. Presión diferencial.
4. Tipo de formación y su contenido de fluidos
5. Presión de formación y fractura durante la perforación.
6. Diámetro requerido al objetivo.

### **OBJETIVO**

Presentar la metodología para la determinación del asentamiento adecuado de las tuberías de revestimiento, con las bases teóricas y las consideraciones prácticas, de tal manera que permitan al diseñador realizar la selección del programa de tuberías de revestimiento más efectivo, que reúna los requerimientos necesarios para el control del pozo durante la perforación y que además cumpla con las regulaciones gubernamentales y minimice la longitud del revestimiento del pozo.

### **V.1. INFORMACIÓN NECESARIA**

La información es fundamental para la planeación y diseño de la perforación de pozos. En este punto hay necesidad de recurrir a las diferentes fuentes para conseguir los datos necesarios para aplicar los procedimientos de diseño. Básicamente, la información se obtiene de:

- Programa inicial de perforación.
- Propuestas de compañías.
- Programas de ingeniería.
- Expedientes de pozos.

En los siguientes puntos se definen los datos necesarios para aplicar el proceso de selección.

#### **V.1.1. POZO EN PLANEACIÓN.**

- Diámetro de la T.R. de producción o del agujero en la última etapa.
- Trayectoria programada, valores de profundidad vertical, profundidad desarrollada, inclinación y azimut.

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

- Columna geológica programada (Nombre, Edad, Litología, Estratigrafía, Espesor), todo referido a la profundidad.
- Sección estructural donde se muestre la localización del pozo, con su trayectoria vertical y desarrollada, y que contenga las características geológicas del campo (profundidad de las formaciones, fallas, pliegues, echado, pozos de correlación con su trayectoria).
- Presión de formación y presión de fractura.

### **V.1.2. POZOS DE CORRELACIÓN.**

- Columna geológica real de los pozos.
- Profundidad vertical y desarrollada del asentamiento de las tuberías.
- Márgenes de viaje empleados durante el movimiento de tuberías al perforar los pozos.
- Margen del fluido de perforación empleado para controlar el pozo en caso de algún brote.
- Densidades y el tipo de fluido de control utilizados para todas las etapas de perforación.
- Problemáticas y acontecimientos de los pozos y los estratos que pudieran modificar el asentamiento de T.R's. Por ejemplo: estratos salinos, zonas de lutilas hidratables y/o deleznales, acuíferos, estratos con H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>, zonas con pérdida de circulación severa, fallas, zonas de alta presión, formaciones no consolidadas, formaciones altamente fracturadas o vugulares, formaciones con gas y/o agua salada, formaciones con agua dulce, zonas de gas someras.
- Descripción de los eventos relevantes ocurridos durante la perforación que pudieran modificar el asentamiento de las T.R's. Por ejemplo: Pegaduras por presión diferencial, brotes, derrumbes, atrapamientos, cierres de agujero, pérdidas de circulación total y/o parcial.

**V.1.3. MARGEN DE CONTROL Y MARGEN DE FRACTURA.**

- Márgenes de succión, empuje y seguridad. Para lo anterior, es necesario realizar cálculos de las presiones de empuje y succión en pozos de correlación o suponiendo una geometría conocida del pozo a

perforar. Esto se debe realizar a diferentes profundidades en función de las propiedades del fluido de control, geometría del pozo y a diferentes velocidades de viaje de la sarta de perforación en condiciones críticas (barrena embolada) y/o diferentes velocidades de introducción de las tuberías de revestimiento.

Sin embargo, existen valores reportados en la literatura [1,2] que varían entre 0.2 a 0.5 lb/gal (0.024 a 0.060 gr/cc) para el margen de viaje (succión y empuje), y para el factor de seguridad entre 0.2 y 0.3 lb/gal (0.024 a 0.060 gr/cc). Asumiendo lo anterior se puede definir el margen de control como la suma del margen de viaje y el margen de seguridad dando como resultado valores entre 0.4 a 0.8 lb/gal (0.05 a 0.10 gr/cc) sobre el gradiente de presión de formación.

También se pueden utilizar márgenes que excedan el gradiente de presión de formación en el fondo del pozo de entre 200 y 500 psi (14.07 y 35.16 kg/cm<sup>2</sup>) [ 1 ]. Así mismo, se debe utilizar un margen de fractura por efecto de empuje durante la introducción de tuberías o l control de brotes, por lo que se debe reducir el gradiente de fractura pronosticado en el rango del margen de viaje (0.024 a 0.060 gr/cc). Se recomienda utilizar el margen de viaje reportado en la literatura como margen de fractura, ya que solo es un margen de seguridad entre el gradiente de fractura y la densidad equivalente del fluido de control.

**V.1.4. MARGEN POR EFECTO DE BROTE.**

- Incremento en la densidad equivalente del fluido de perforación para controlar un brote.

Este valor puede ser obtenido para cada área en particular de pozos de correlación donde se hayan realizado operaciones de control de brotes, es decir, la densidad del fluido para controlar el brote además se ha reportado en la literatura [2,3] que un incremento en el fluido de control de 0.5 lb/gal (0.060 gr/cc) proporciona buenos resultados, sin embargo, siempre que se tenga información para cada área en particular ésta debe ser utilizada.

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

### **V.1.5. MARGEN POR EFECTO DE PEGADURA POR PRESIÓN DIFERENCIAL.**

- Límite de presión diferencial sin que ocurran pegaduras de tubería.

Se deben obtener dos rangos, uno para la zona de transición (normal a anormal) y otro para la zona de presión anormal. Se pueden utilizar

valores de acuerdo a la experiencia en cada área en particular. Además, existen valores generales reportados en la literatura [2] de la cantidad de presión diferencial que puede tolerarse sin que ocurran pegaduras de tuberías, los cuales están entre:

1. Zona de transición (normal a anormal) 2,000 – 2,300 psi (140 y 160 kg/cm<sup>2</sup>)
2. Zonas de presión anormal 3,000 – 3,300 psi (210 y 230 kg/cm<sup>2</sup>)

### **V.2. PROCEDIMIENTO**

La selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, para propósitos de control de presión es, se inicia con el conocimiento de la presión de formación y fractura.

Debido a los recientes avances de las nuevas tecnologías en la interpretación de registros geofísicos y registros sísmicos, así como en la determinación de los gradientes de formación y fractura, en términos generales casi siempre se dispone de esta información con un grado de exactitud aceptable.

Estas determinaciones, realizadas antes de iniciar la perforación conjuntamente con las condiciones reales de perforación, determinarán las localizaciones apropiadas para la colocación de cada una de las sargas de tuberías de revestimiento. Antes de iniciar el procedimiento, el diseñador deberá:

- Correlacionar la columna geológica del pozo programado con la columna geológica de los pozos de correlación en función de la profundidad vertical y desarrollada.
  - Identificar y correlacionar en función de la columna geológica de los pozos en análisis, los estratos que pudieran modificar el asentamiento
-

## CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

---

de T.R's. Por ejemplo: estratos salinos, zonas de lutitas hidratables y/o deleznales, acuíferos, estratos con H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>, zonas con pérdidas de circulación severa, fallas, zonas de alta presión, formaciones no consolidadas, formaciones altamente fracturadas o vugulares, formaciones con gas y/o agua salada, formaciones con agua dulce, zonas de gas someras.

- Identificar y correlacionar en función de la columna geológica, eventos relevantes ocurridos durante la perforación de los pozos de correlación. Por ejemplo: pegaduras por presión diferencial, brotes, derrumbes, atrapamientos, cierres de agujero, pérdidas de circulación total y/o parcial.

A continuación se deben determinar los gradientes de presión de formación y fractura esperados durante la perforación del pozo. Una vez que estos han sido establecidos, se deberá diseñar un programa de tuberías de revestimiento basado en la suposición del comportamiento del pozo, aun antes de perforarse.

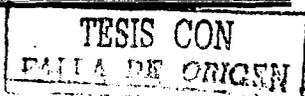
En la programación de la perforación de pozos de desarrollo, donde las condiciones de perforación conocidas dictan los programas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, este principio deberá ser empleado en forma extensiva y rutinaria.

El empleo de los lineamientos presentados permitirá la planeación apropiada del pozo y la selección del programa de tuberías de revestimiento mas efectivo, que cubrirá los requerimiento necesarios para el control de las presión es y minimizara el costo del revestimiento del pozo.

### V.2.2. PROCESO PRINCIPAL

El proceso principal tiene como objetivo indicar al usuario qué debe realizar para obtener el diseño, evaluación y posevaluación de los asentamientos, es decir, no se debe concretar únicamente a diseñar los asentamientos dentro del proceso de planeación de la perforación de un pozo, sino que además, debe verificar durante la perforación del pozo la profundidad de asentamiento y en su caso, corregirla. Además, una vez perforado el pozo, debe realizar un análisis para tratar de optimizar las sargas de revestimiento. En el anexo B, se tienen todos los diagramas de flujo que implican estos procesos.

1. Seleccionar el proceso que se llevará a cabo:
  - 1.1. Diseño del asentamiento de T.R's. (Proceso 1).



## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

- 1.2. Evaluación del Asentamiento de T.R's (Proceso 2).
- 1.3. PosEvaluación de Asentamientos de T.R's (Proceso 3).
2. Finaliza Proceso Principal.

### **PROCESO 1. DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE T.R's.**

El proceso describe los pasos a seguir para el diseño del asentamiento de T.R's, el cual contempla pozos exploratorios y de desarrollo. El asentamiento de T.R's realiza considerando los efectos del fluido de control, brotes y presión diferencial. Además, se adecuan utilizando información de pozos de correlación cuando las condiciones de perforación son conocidas.

1. Definir el tipo de pozo a diseñar (exploratorio o de desarrollo).
2. Para un pozo EXPLORATORIO, evaluar (para pozos de desarrollo continuar en el punto 3):
  - 2.1. Cuando se tienen pozos de correlación y estos están en la misma estructura geológica que el pozo en planeación, realizar:
    - 2.1.1. Determinar el Asentamiento de T.R's con pozos de correlación (Proceso 1.4.).
    - 2.1.2. Determinar el Asentamiento de T.R's por efecto de brote (Proceso 1.4.).
    - 2.1.3. Determinar el Asentamiento de T.R's por efecto de presión diferencial (Proceso 1.3.).
    - 2.1.4. Continuar en el punto 5.
  - 2.2. Cuando NO se tienen pozos de correlación o estos NO están en la misma estructura geológica que el pozo en planeación realizar:
    - 2.2.1. Determinar el Asentamiento de T.R's por efecto del fluido de control (Proceso 1.1.).
    - 2.2.2. Determinar el Asentamiento de T.R's por efecto de brote (Proceso 1.2.).
    - 2.2.3. Determinar el Asentamiento de T.R's por efecto de presión diferencial (Proceso 1.3.).
    - 2.2.4. Continuar en el punto 5.
3. Para un pozo de DESARROLLO, evaluar:
  - 3.1. Cuando se tienen bien definidas las profundidades de asentamiento de T.R's, realizar:
    - 3.1.1. Determinar el Asentamiento de T.R's en función de las condiciones conocidas de perforación y producción.
    - 3.1.2. Continuar en el punto 5.
  - 3.2. Cuando NO se tienen bien definidas las profundidades de asentamiento de T.R's realizar:

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

- 3.2.1. Determinar el asentamiento de T.R's con pozos de correlación (Proceso 1.4.).
- 3.2.2. Determinar el asentamiento de T.R's por efecto de brote (Proceso 1.2.).
- 3.2.3. Determinar el asentamiento de T.R's por efecto de presión diferencial (Proceso 1.3.).
- 3.2.4. Continuar en el punto 5.
4. Determinar la geometría del pozo, figura A.1., Anexo A.1.
5. Determinar un índice geológico para verificar mediante control geológico el asentamiento de T.R's.
6. Obtener el Asentamiento de las T.R's. Diseñadas.
7. Finalizar el Proceso 1.

### **PROCESO 1.1. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE TR's POR EFECTO DEL FLUIDO DE CONTROL**

El proceso describe los pasos a seguir para la determinación del asentamiento de T.R's utilizando como parámetro la densidad del fluido de control necesaria para controlar la presión de poro y a su vez, no exceder el gradiente de presión de fractura. En el anexo "B" se tienen conjuntados los diagramas de flujo que describen en forma general este proceso.

1. Obtener el gradiente de presión de formación y fractura del pozo en planeación.
2. Si se tiene definido el margen de control y fractura para el área, continuar en el punto 3, sino:
  - 2.1. Determinar el Margen de Control y Fractura (Proceso A.1.), y continuar en el punto 4.
3. Determinar el Programa de Fluidos de Control para perforar el pozo (Proceso A.2.).
4. Determinar el Gradiente de Fractura afectado por el Margen de Fractura (Proceso A.3.).
5. Graficar en coordenadas cartesianas el gradiente de presión de poro y fractura, la densidad del fluido de control, el gradiente de fractura afectado por el margen de fractura vs. profundidad.
6. Desde el fondo del pozo (o una etapa) y hasta la superficie, realizar:
  - 6.1. A partir de la grafica, identificar el valor de la densidad del fluido de control en el fondo del pozo o en el fondo de una etapa.
  - 6.2. Desde el valor anterior, trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la curva del gradiente de fractura afectado por el margen de fractura.
  - 6.3. Posteriormente, trazar una línea horizontal a la izquierda hasta interceptar la curva del fluido de control.

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

- 6.4. Continuar en el punto 6.1. hasta alcanzar la superficie.
7. Obtener la profundidad inferior de cada sección trazada. Estas serán las profundidades de asentamiento determinadas por efecto del fluido de control.
8. Finalizar el Proceso 1.1.

### **PROCESO 1.3. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R's POR EFECTO DE BROTE**

Durante el control de brotes, se pueden generar fracturas bajo la zapata de la última T.R. cementada. Este proceso describe las consideraciones que hay que tomar para incluir como parámetro en el asentamiento de T.R's por el efecto de brote.

1. Obtener el gradiente de presión de formación y fractura del pozo en planeación, asentamiento de T.R's por efecto del fluido de control o de pozos de correlación, densidad del fluido de control y el gradiente de fractura afectado por el margen de fractura.
2. Si se tiene definido el margen de brote para el área, continuar en el punto 3, sino:
  - 2.1. Determinar el Margen por Efecto de Brote (Proceso A.6.).
3. Desde la superficie y hasta la profundidad total, realizar:
  - 3.1. Seleccionar la profundidad de asentamiento de la T.R.
  - 3.2. Obtener la profundidad final del siguiente asentamiento o etapa de perforación.
  - 3.3. Seleccionar la densidad del fluido de control a la profundidad final del siguiente asentamiento o etapa de perforación.
  - 3.4. Desde el inicio de la etapa en análisis y hasta el final del siguiente asentamiento o etapa:
    - 3.4.1. Calcular el efecto de brote con la ecuación A.3.1, Anexo A.3.
    - 3.4.2. Si el efecto de brote es menor que el gradiente de fractura afectado por el margen, continuar en 4.4.3, sino, evaluar:
      - 3.4.2.1. Si no se ha llegado al final del siguiente asentamiento o etapa, tomar otra profundidad y continuar en el punto 4.4.1, en caso contrario, esta será la profundidad de asentamiento ratificada por el efecto de brote.
      - 3.4.2.2. Continuar en el punto 4.5.

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

- 3.4.3. A esta profundidad se tiene que asentar la T.R. por efecto de brote. Profundidad de asentamiento modificada por efecto de brote.
- 3.5. Tomar otro asentamiento o etapa y continuar en 4.1. hasta evaluar todos los asentamientos de T.R's.
4. Profundidades de asentamiento determinadas o ratificadas por efecto del fluido de control.
5. Finalizar el Proceso 1.2.

### **PROCESO 1.3. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R's POR EFECTO DE PRESIÓN DIFERENCIAL**

Este proceso describe los pasos a seguir para corroborar el asentamiento de T.R's por efecto de presión diferencial. Este criterio toma en cuenta la presión diferencial generada por la presión hidrostática del fluido de perforación menos la presión de poro durante la introducción de la tubería, tanto en la zona de transición en la zona de transición como en la zona anormal alta.

1. Obtener el gradiente de presión de formación y fractura del pozo en planeación, y el asentamiento de T.R's por efecto de brote.
2. Si se tienen definidos los márgenes de pegadura por presión diferencial para el área, continuar en el punto 3, sino:
  - 2.1. Determinar los Márgenes de Pegadura por Presión Diferencial (Proceso A.4.), y continuar en el punto 4.
3. Desde la superficie y hasta la profundidad total, realizar:
  - 3.1. Obtener la profundidad de asentamiento de una T.R. (Etapa en Evaluación).
  - 3.2. Determinar la densidad del fluido de control para la Etapa en Evaluación (Proceso A.2.).
  - 3.3. Obtener la densidad del fluido de control a la profundidad final de la etapa en evaluación.
  - 3.4. Desde el asentamiento o etapa anterior y hasta el asentamiento o etapa en evaluación, realizar:
    - 3.4.1. Obtener el gradiente de presión de formación.
    - 3.4.2. Calcular la presión diferencial con la ecuación A.2.1, Anexo A.2.
    - 3.4.3. Si la T.R. esta asentada en la zona de transición Normal – Anormal, tomar el margen de presión diferencial para la zona normal, sino, tomar el margen de presión diferencial para la zona anormal.
    - 3.4.4. Si la presión diferencial es mayor que el margen, continuar en el punto 3.4.8, sino, evaluar:
    - 3.4.5. Si la profundidad en análisis es igual a la profundidad final de la etapa en evaluación, continuar en el punto 3.4.6, sino:

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

- 3.4.5.1. Incrementar la profundidad y continuar en el punto 3.4.1.
- 3.4.6. El asentamiento en evaluación es ratificado por efecto de pegadura por presión diferencial.
- 3.4.7. Si se evaluaron todos los asentamientos de T.R's, continuar en el punto 4, sino:
  - 3.4.7.1. Evaluar otro asentamiento, y continuar en el punto 3.1.
- 3.4.8. La profundidad de la T.R. en evaluación se transforma en la profundidad de una T.R. adicional, por lo que hay que determinar la profundidad de asentamiento de la T.R. en evaluación (Proceso A.5.).
- 3.4.9. Continuar en el punto 3, reiniciar el proceso desde la superficie y hasta alcanzar el fondo del pozo.
4. Obtener los asentamientos de T.R's. por Efecto de Presión Diferencial.
5. Finalizar el proceso 1.3.

### **V.2.2.5. PROCESO 1.4. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R's CON POZOS DE CORRELACIÓN.**

Cuando el campo esta perfectamente caracterizado, las practicas de perforación y producción dictan la profundidad de asentamiento de T.R's, por lo que en este proceso se describen los pasos a seguir para realizar el asentamiento en función de los pozos de correlación del área.

1. Obtener profundidad de asentamiento de T.R's de pozos de correlación y la sección geológica estructural del área.
  2. En función de la sección geológica y estructural del área, correlacionar en profundidad el asentamiento de T.R's de los pozos de correlación vs. el pozo en planeación.
  3. Si con los asentamientos correlacionados se aislaron las formaciones problemáticas, continuar en 4, sino, evaluar:
    - 3.1. si es necesario asentar T.R's en las formaciones problemáticas, continuar en 3.2, sino:
      - 3.1.1. Evaluar el problema y utilizar la tecnología disponible para atravesar esas formaciones. Continuar en el punto 4.
    - 3.2. Asentar el mínimo de T.R's para aislar esas formaciones y continuar en 5.
  4. Tomar los asentamientos correlacionados como las profundidades de asentamiento de T.R's del pozo en planeación.
  5. Obtener asentamientos de T.R's con pozos de correlación.
  6. Finalizar el proceso 1.4.
-

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

### **PROCESO 2. EVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R.'s.**

Este proceso describe los pasos que deberán tomarse en cuenta para evaluar durante la perforación del pozo, el asentamiento de T.R.'s programado.

1. Obtener profundidad de asentamiento de T.R.'s diseñadas, índice litológico de cada asentamiento, geopresiones vs. profundidad y densidad del fluido de control.
2. Para cada asentamiento de T.R. evaluar:
  - 2.1. Si el pozo no es exploratorio, continuar en 2.2, si lo es:
    - 2.1.1. Realizar control geológico en función de los índices litológicos durante toda la perforación del pozo y continuar en 2.3.
  - 2.2. Realizar control geológico en función de los índices litológicos a  $\pm 50$  m antes de llegar a la profundidad de asentamiento programada.
  - 2.3. Si no se utiliza LWD, continuar en 2.4, si se utiliza:
    - 2.3.1. Verificar en función de la resistividad del registro LWD la cima y/o base de la formación donde se debe asentar la T.R.
    - 2.3.2. Verificar el asentamiento de la T.R. en función de las geopresiones, calculando la presión de poro con la resistividad y temperatura del LWD.
  - 2.4. Verificar el asentamiento de T.R.'s en función de los incrementos de densidad del fluido de control y el gradiente de fractura en la ultima zapata cementada.
3. Obtener Asentamiento de T.R.'s definitivo.
4. Finalizar el proceso 2.

### **PROCESO 3. POSEVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R.'s.**

Este proceso describe los pasos que deberán tomarse en cuenta para analizar los asentamientos de T.R.'s del pozo perforado y tratar de optimizar el numero de T.R.'s para pozos subsecuentes.

1. Obtener profundidad de asentamiento de T.R.'s, columna geológica y litológica del pozo, geopresiones vs. profundidad, densidad del fluido de control y eventos relevantes ocurridos durante la perforación.
2. Si se alcanzo el diámetro al objetivo, continuar en 3, sino:
  - 2.1. Registrar las causas y evaluar la tecnología disponible para evitar ocurrencias en otros pozos.

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

3. Evaluar si se pueden reducir los asentamientos en función de las geopresiones reales.
4. Evaluar si se pueden reducir los asentamientos en función de la problemática presentada en las formaciones perforadas.
5. Evaluar si se pueden reducir los asentamientos en función de la tecnología disponible vs. costo, tiempo y practicas actuales.
6. Asentamiento de T.R's optimizado para futuros pozos.
7. Finalizar el Proceso 3.

### **PROCESO A.1. DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE CONTROL Y FRACTURA.**

Este proceso describe como se deben determinar el margen de control y el margen de fractura que serán utilizados en el diseño del pozo.

1. Obtener densidad del fluido de control de pozos de correlación, presión y profundidad a la que se manifestaron brotes y pérdidas de circulación de pozos de correlación.
  2. Si se tienen pozos de correlación, continuar en 3, sino:
    - 2.1. Utilizar un margen de control entre 0.05 y 0.10 gr/cc.
    - 2.2. Utilizar un margen de fractura entre 0.024 y 0.060 gr/cc, y continuar en 9.
  3. Para cada pozo de correlación, obtener la diferencia entre el fluido de perforación antes y después de la pérdida o brote.
  4. Calcular la media aritmética de los valores con la ecuación A.4.1, Anexo A.4.
  5. Si no existieron problemas de manifestaciones y/o inestabilidad del agujero, continuar en 6, si existieron:
    - 5.1. Incrementar el margen de control entre 0.024 y 0.060 gr/cc en las etapas donde ocurrieron estos problemas.
  6. Si no existieron problemas de pérdidas de circulación, continuar en 7, si existieron:
    - 6.1. Decrementar el margen de control entre 0.024 y 0.060 gr/cc en las etapas donde ocurrieron estos problemas.
  7. Tomar la media o el valor ajustado como el margen de control.
  8. Utilizar un margen de fractura entre 0.024 y 0.060 gr/cc.
  9. Obtener margen de control y fractura.
  10. Finalizar el Proceso A.1.
-

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

### **PROCESO A.2. DETERMINACIÓN DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE CONTROL.**

Este proceso describe los pasos a seguir para determinar la densidad del fluido de control para cada una de las etapas de perforación del pozo.

1. Obtener geopresiones vs. profundidad de todo el pozo o de una etapa y el margen de control.
2. Para cada valor de profundidad, desde la superficie o inicio de una etapa y hasta el fondo del pozo o final de la etapa.
  - 2.1. Obtener el gradiente de presión de formación.
  - 2.2. Sumar el margen de control al gradiente de presión de formación, esta será la densidad del fluido de control.
  - 2.3. Si la densidad del fluido de control a la profundidad anterior es mayor o igual a la densidad de la profundidad actual, continuar en 2.4, sino:
    - 2.3.1. Tomar la densidad de la profundidad actual y continuar en 2.5.
  - 2.4. Tomar la densidad de la profundidad anterior
  - 2.5. Si se alcanzo la profundidad final, continuar en 3 sino:
    - 2.5.1. Tomar otra profundidad y continuar en 2.1.
3. Obtener la densidad del fluido de control de todo el pozo o de una etapa.
4. Finalizar el Proceso A.2.

### **PROCESO A.4. DETERMINACIÓN DE LOS MÁRGENES DE PEGADURA POR PRESIÓN DIFERENCIAL**

Este proceso describe como obtener el margen permitido sin que ocurran pegaduras por presión diferencial, además, se dan valores generales reportados en la literatura. La pegadura por presión diferencial es mas severa en la zona de transición de presión normal a anormal alta.

1. Obtener densidad del fluido de control a la profundidad donde ocurrieron pegaduras por presión diferencial en pozos de correlación.
2. Si se tienen pozos de correlación, continuar en 3, sino:
  - 2.1. Utilizar un margen para la zona de transición normal – anormal de entre 140 y 160 kg/cm<sup>2</sup>.
  - 2.2. Utilizar un margen para la zona anormal de ente 210 y 230 kg/cm<sup>2</sup>. Continuar en el punto 8.
3. Para cada pozo de correlación, obtener la diferencia entre la presión ejercida por el fluido de control y la presión de formación a la profundidad de la pegadura.

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

4. Identificar aquellos valores que se encuentren en la zona de transición de la presión normal a la anormal.
5. Calcular la media aritmética de los valores con la ecuación A.4.1, Anexo A.4.
6. Identificar aquellos valores que se encuentren en la zona de presión anormal.
7. Calcular la media aritmética de los valores con la ecuación A.4.1, Anexo A.4.
8. Obtener los márgenes de pegadura por presión diferencial.
9. Finalizar el Proceso.

### **PROCESO A.5. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LA T.R. EN EVALUACIÓN**

Este proceso es continuación del proceso 1.3. y tiene como objetivo determinar la profundidad de asentamiento de una T.R. que no cumplió por efecto de presión diferencial.

1. Obtener geopresiones de la etapa anterior y de la etapa en evaluación, densidad del fluido de control de la etapa anterior y de la etapa en evaluación, profundidad de asentamiento de la T.R. en evaluación y márgenes de pegadura por presión diferencial.
2. Para cada valor de profundidad, desde el asentamiento en evaluación y hasta el asentamiento anterior, realizar:
  - 2.1. Obtener la densidad del fluido de control.
  - 2.2. Para cada valor de profundidad, desde el asentamiento anterior y hasta la etapa en evaluación, realizar:
    - 2.2.1. Obtener el gradiente de presión de formación.
    - 2.2.2. Calcular la presión diferencial con la ecuación A.2.1, Anexo A.2.
    - 2.2.3. Si la presión diferencial es mayor que el margen, continuar en el punto 2.2.4, sino:
      - 2.2.3.1. Si se alcanza la profundidad de la etapa en evaluación, continuar en 3, sino, tomar otra profundidad y continuar en 2.2.1.
      - 2.2.4. Si se alcanza la profundidad de la etapa anterior, continuar en 3, sino, tomar otra profundidad y continuar en 2.1.
  - 2.3. Obtener la profundidad de asentamiento de la T.R. en evaluación.
4. Finalizar el Proceso A.5.

### **PROCESO A.6. DETERMINACIÓN DEL MARGEN POR EFECTO DE BROTE**

Este proceso describe como se debe determinar el margen por efecto de brote, el cual será utilizado en el diseño de los asentamientos del pozo.

---

## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

1. Obtener densidad del fluido de control de pozos de correlación antes y después del control del brote.
2. Si se tienen pozos de correlación, continuar en 3, sino:
  - 2.1. Utilizar un margen por efecto de brote de 0.060 gr/cc, y continuar en 7.
3. Si existieron operaciones de control de brotes, continuar en 4, sino:
  - 3.1. Utilizar un margen por efecto de brote de 0.060 gr/cc, y continuar en 7.
4. Para cada pozo de correlación, obtener la diferencia entre el fluido de control antes y después del brote.
5. Calcular la media aritmética de los valores con la ecuación A.4.1, Anexo A.4.
6. Tomar la media aritmética como el margen por efecto de brote.
7. Obtener el margen por efecto de brote.
8. Finalizar el Proceso A.6.

### **V. 3. SOFTWARE**

Actualmente existen dos programas para determinar el asentamiento de tuberías de revestimiento llamados Casing Seat y Cseat de las compañías Enertech y Maurer Engineering respectivamente. Los dos programas determinan la profundidad de asentamiento de T.R's en función de los gradientes de presión

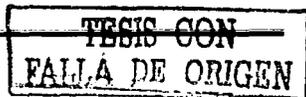
y la densidad de fluido de control. No toman en cuenta el efecto por presión diferencial y el efecto por brote.

### **V.4. ANEXOS**

#### **A. ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

La selección de las profundidades de asentamiento de las diferentes sarts de tuberías de revestimiento, que serán introducidas en el pozo, son directamente afectadas por las condiciones geológicas del área.

En algunos casos, el principal criterio para la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento es el de cubrir las zonas expuestas a pérdidas de circulación severas. En tanto que en otras, la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento puede estar basado en los problemas de pegaduras por presión diferencial, o atravesar zonas altamente permeables.



## **CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

---

Sin embargo, en pozos profundos la principal consideración se basa comúnmente en el control de las presiones anormales de formación y en evitar su exposición hacia zonas mas someras y débiles. Por lo que este criterio de diseño, es generalmente aplicable a la mayoría de las áreas petroleras. A continuación se presenta el soporte teórico mínimo necesario para una adecuada determinación de la profundidad de asentamiento de T.R's y la determinación de la geometría del agujero.

### **A.1. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL AGUJERO**

Los diámetros de las tuberías de revestimiento y de la barrena empleada para la perforación del intervalo, deben ser seccionados de manera que se cuente con un espacio adecuado (espacio libre), para las distintas operaciones que se lleven a cabo en el pozo: perforación, producción y servicio. Los requerimientos de perforación son: incluir el mínimo diámetro de barrena para un adecuado control direccional y funcionamiento de la perforación de otros intervalos. En cuanto a los requerimientos de producción tenemos: el diámetro de la tubería de producción, válvulas de seguridad subsuperficiales, los posibles sistemas artificiales de producción y la posibilidad de tener alguna terminación especial. Los requerimientos de servicio al pozo son: el equipo de toma de registros geofísicos y herramientas.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, la selección de los diámetros de las T.R's se lleva a cabo de acuerdo a los siguientes pasos apoyándonos en el diagrama de árbol esquematizado en la figura A.1. la selección se inicia del fondo del pozo hacia la superficie.

1. Se obtiene el valor del diámetro de la tubería de producción, el cual queda definido a partir de los pronósticos de yacimientos y producción.
2. A partir del diámetro de tubería de producción obtenido, seleccionamos el diámetro de la tubería de revestimiento de producción. En el diagrama nos desplazamos de abajo hacia arriba.
3. Posteriormente a partir del diámetro de T.R. seleccionado un diámetro de agujero (barrena), de acuerdo con las necesidades de perforación y cementacion del agujero. Lo anterior, siguiendo la ruta trazada en el esquema.
4. Determinamos el diámetro mas pequeño posible de T.R. (espacio libre suficiente), por el cual pasara sin problemas la barrena.

5. Repetir el proceso para las secciones correspondientes de tubería de revestimiento. En el esquema se continua la selección de los diámetros a partir de la selección anterior.

Es importante mencionar que se debe evitar sobrediseñar los diámetros, ya que eso nos llevara a tener diseños mas costosos, por lo que se recomienda por tal motivo, la selección del diámetro mas pequeño posible.

### **A.2. PRESIÓN DIFERENCIAL**

Para determinar la presión diferencial ejercida por el fluido de perforación, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Pd = \frac{(DC_{fin} - DC_{inicio}) * Di}{10} \dots \dots \dots (A.2.1)$$

Donde:

- Pd = Presión diferencial a la profundidad de interés, (kg/cm<sup>2</sup>).
- DC<sub>fin</sub> = Densidad del fluido de control a la profundidad final de la T.R. en evaluación, (gr/cc).
- DC<sub>inicio</sub> = Densidad del fluido de control a la profundidad final del asentamiento o etapa anterior, (gr/cc).
- Di = Profundidad de interés, (m).

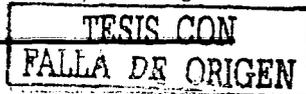
### **A.3. EFECTO DE BROTE**

Para determinar el efecto de brote durante el proceso de asentamiento de T.R's se puede utilizar la siguiente ecuación, la cual proporciona resultados confiables.

$$E_b = \left[ \frac{D}{D_i} \right] * I_{fr} + Gf_{mc} \dots \dots \dots (A.3.1)$$

Donde:

- E<sub>b</sub> = Efecto de brote, (gr/cc).
- I<sub>fr</sub> = Incremento en el fluido de perforación para controlar el brote en unidades de densidad equivalente, (gr/cc).
- Gf<sub>mc</sub> = Gradiente de presión de formación afectado por el margen



## CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

---

de control, (gr/cc)

$D_i$  = Profundidad de interés, (m).

$D$  = Profundidad de la siguiente etapa de perforación, (m).

### A.4. MEDIA ARITMÉTICA

En algunos casos es necesario realizar promedios de los valores obtenidos en los cálculos, por lo que la media aritmética proporciona una solución sencilla y fácil de aplicar.

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} \dots\dots\dots (A.4.1)$$

Donde:

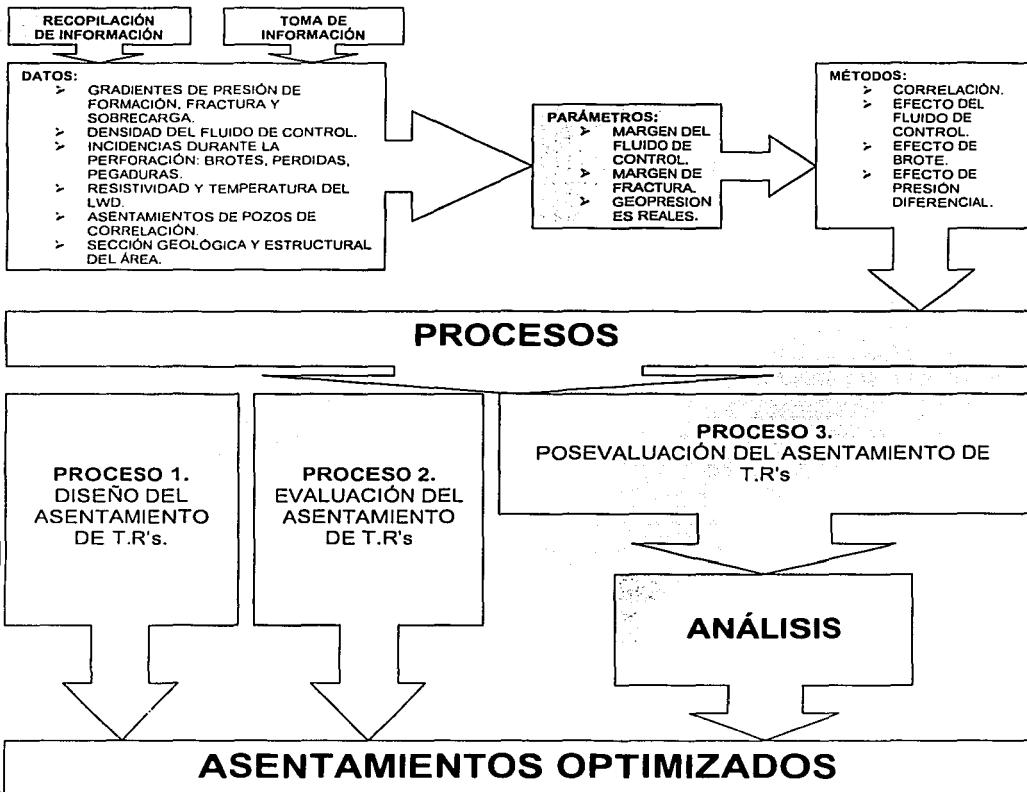
$\bar{x}$  = Media aritmética de los datos observados

$x_i$  = Datos observados

$n$  = Número de datos observados

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

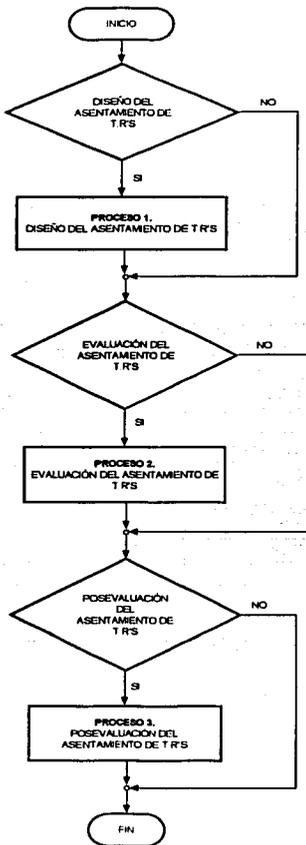
## MAPA DEL PROCESO



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

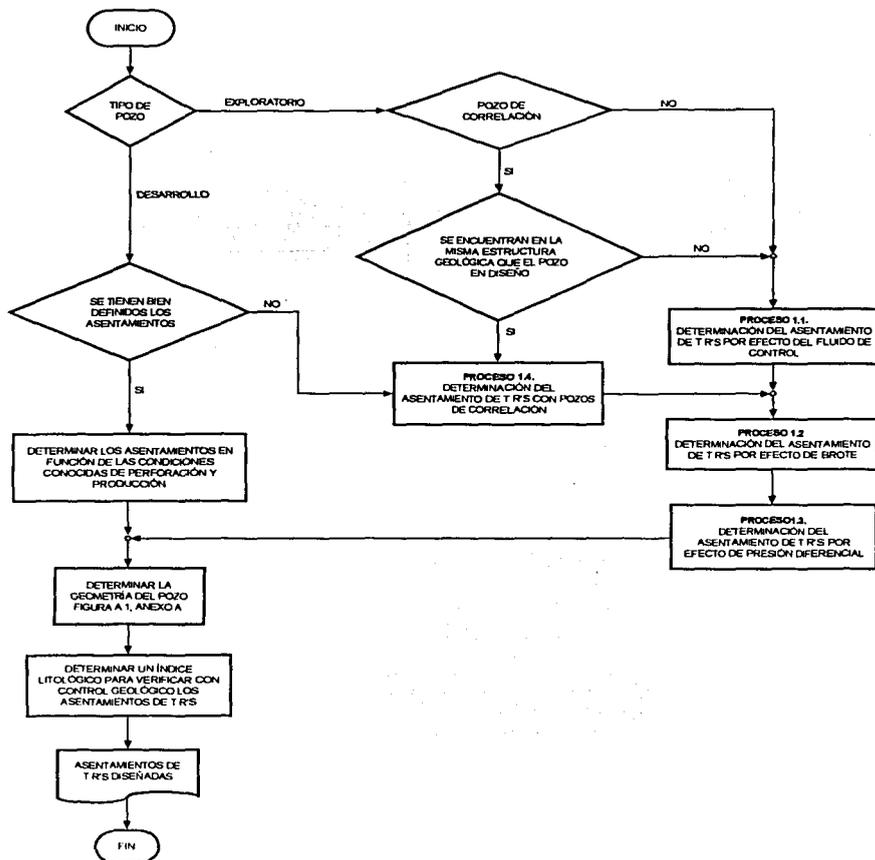
**PROCESO PRINCIPAL**



**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

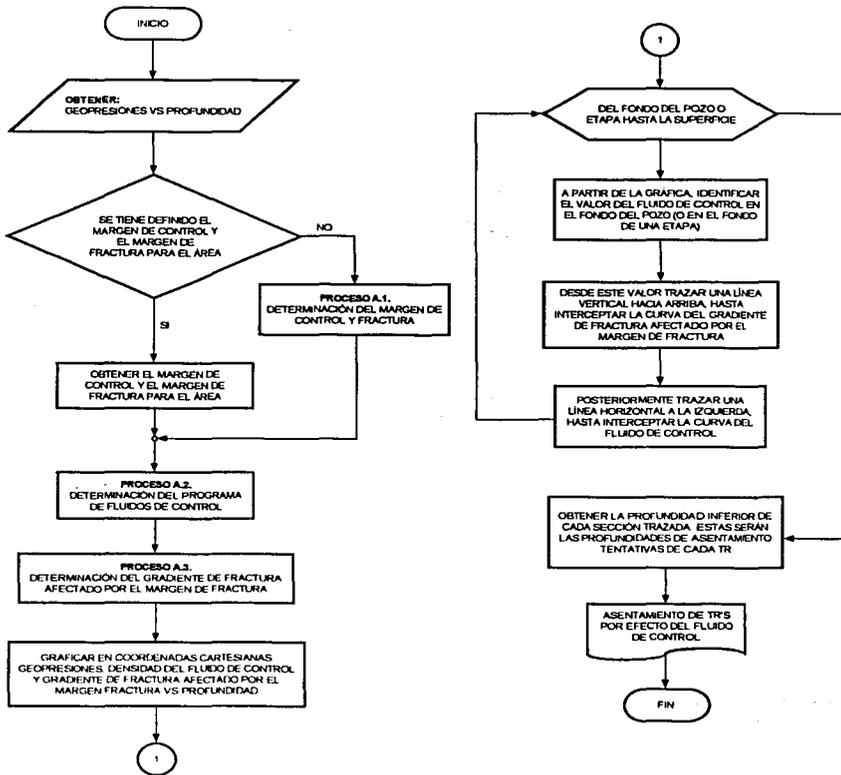
## PROCESO 1. DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

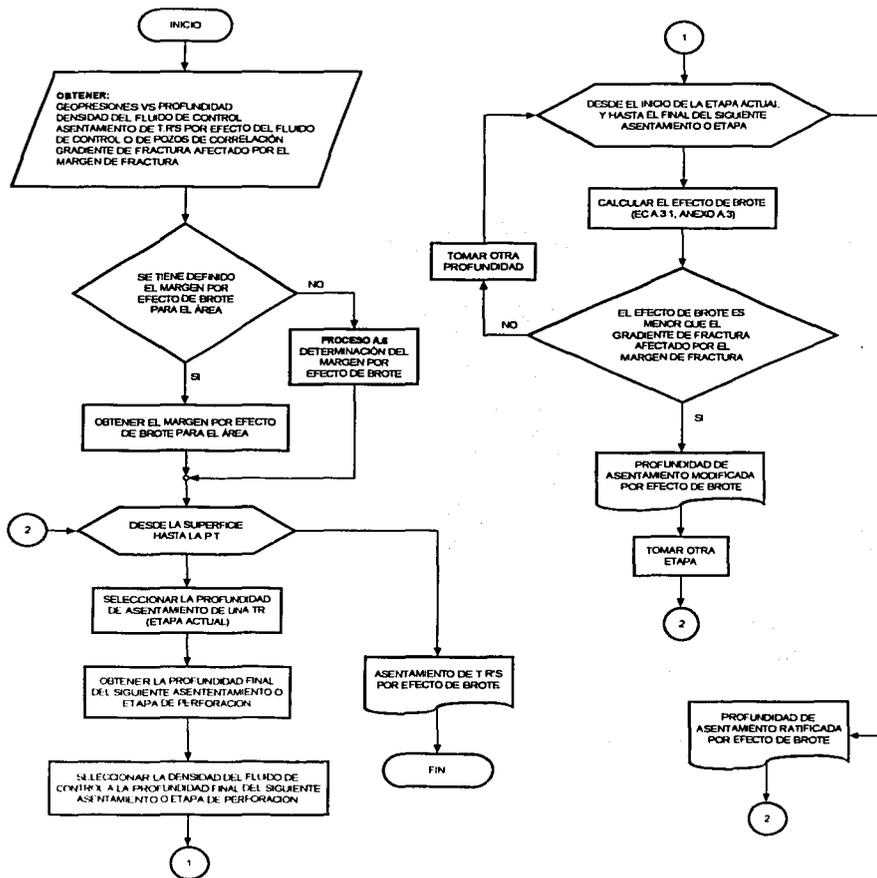
## PROCESO 1.1. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S POR EFECTO DEL FLUIDO DE CONTROL



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

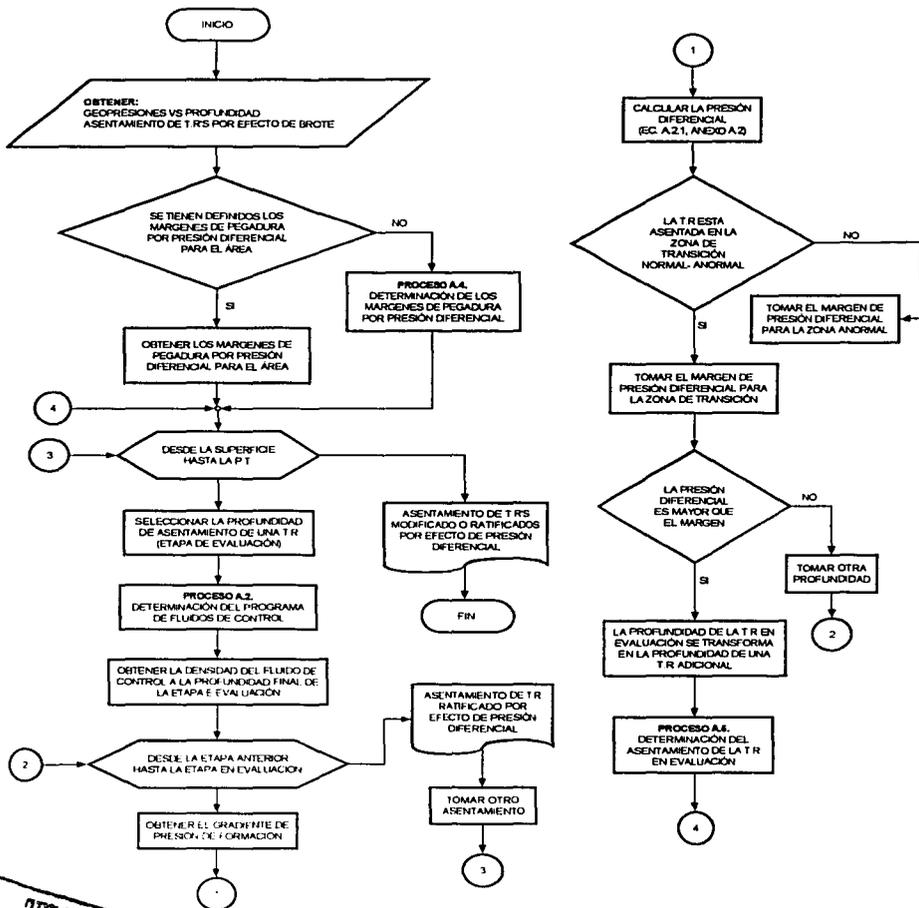
## PROCESO 1.2. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S POR EFECTO DE BROTE



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

# CAPITULO V METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

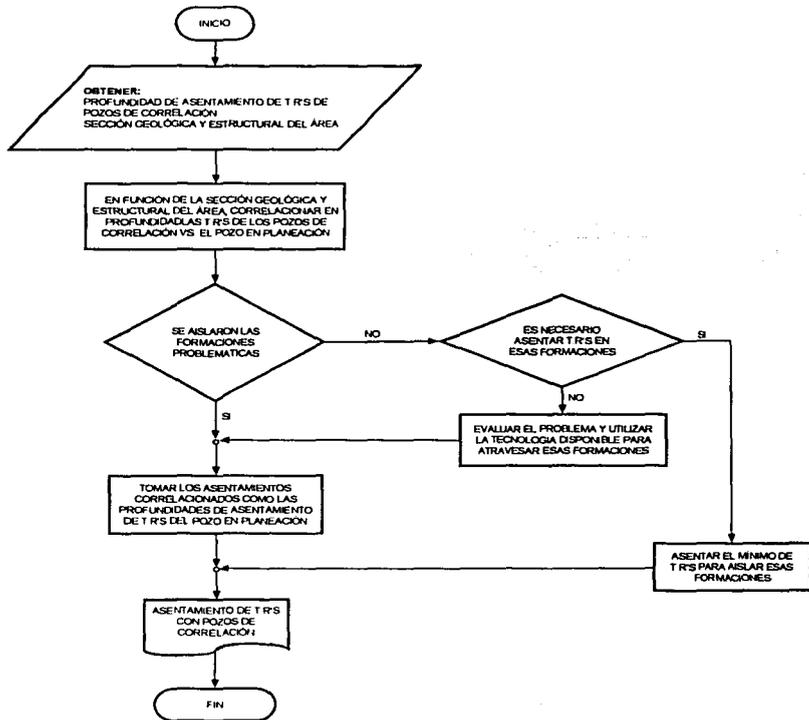
## PROCESO 1.3. DETERMINACION DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S POR EFECTO DE PRESION DIFERENCIAL



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

# CAPITULO V METODOLOGIA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

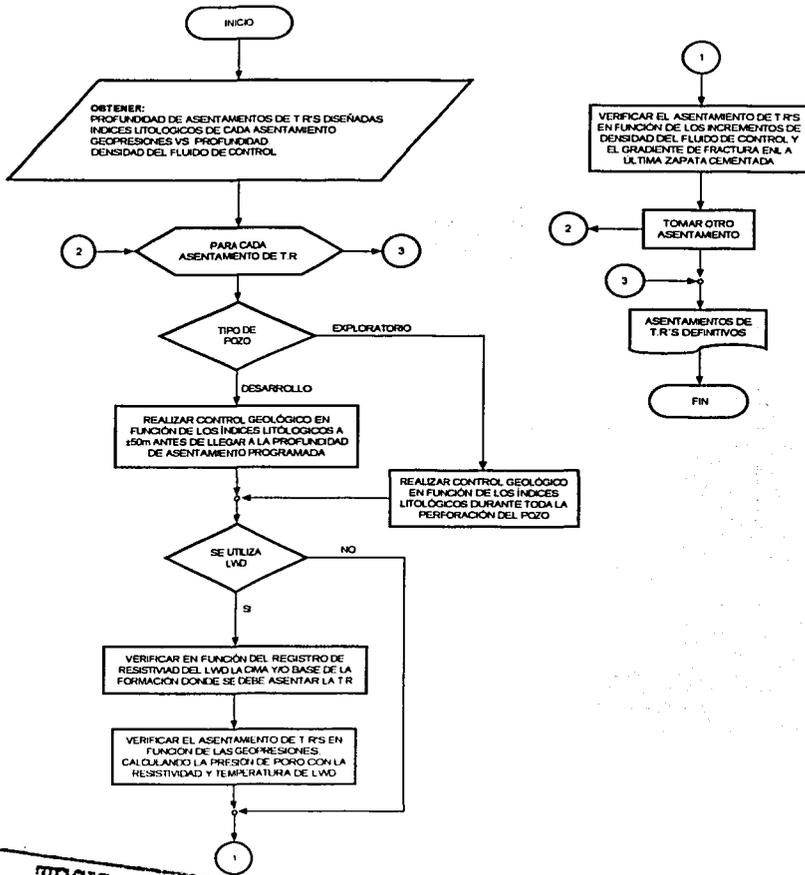
## PROCESO 1.4. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S CON POZOS DE CORRELACIÓN



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

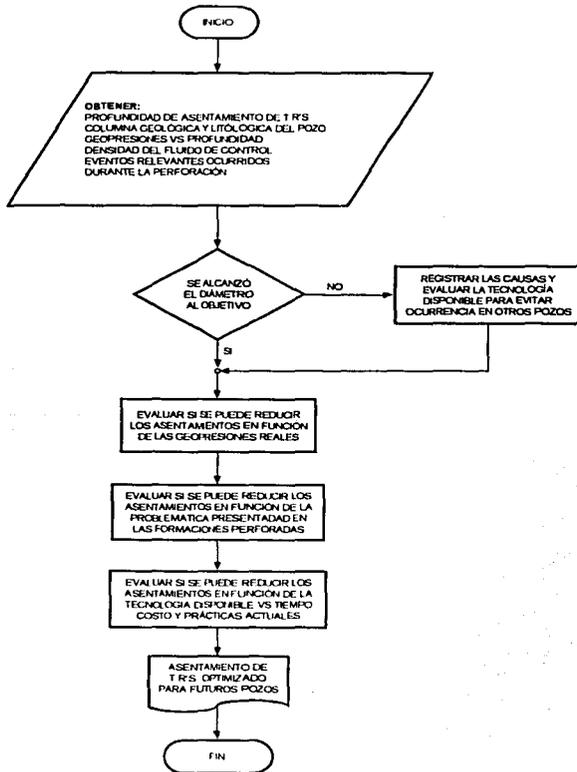
## PROCESO 2. EVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

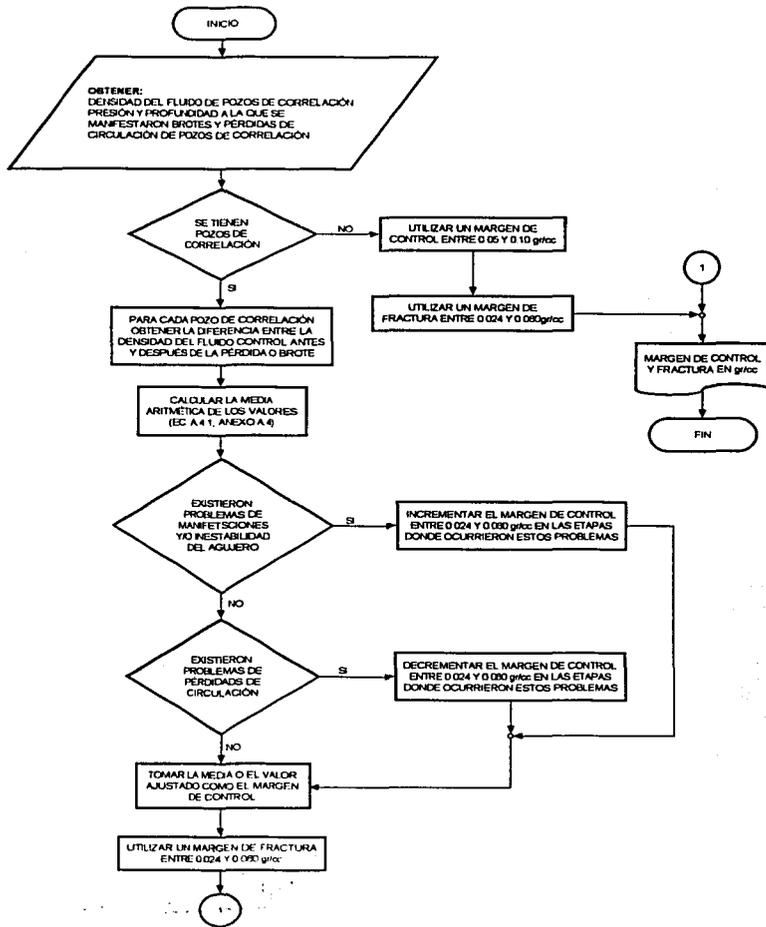
**PROCESO 3. POSEVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE T.R'S**



**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

# CAPITULO V METODOLOGIA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

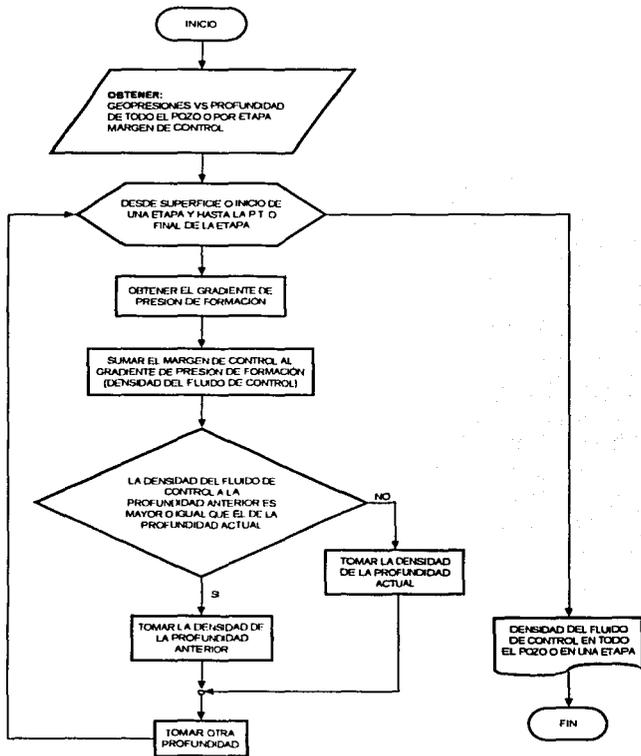
## PROCESO A.1. DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE CONTROL Y FRACTURA



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO V METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**

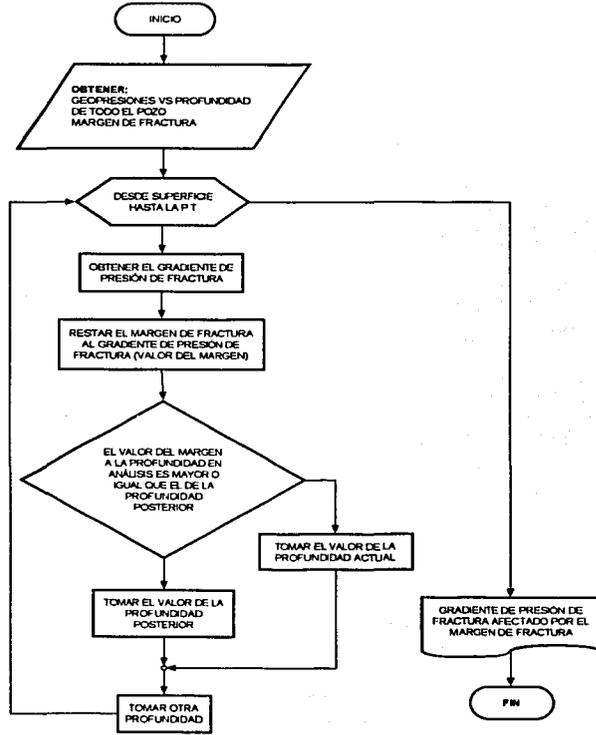
**PROCESO A.2. DETERMINACION DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE CONTROL**



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**CAPITULO V METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**

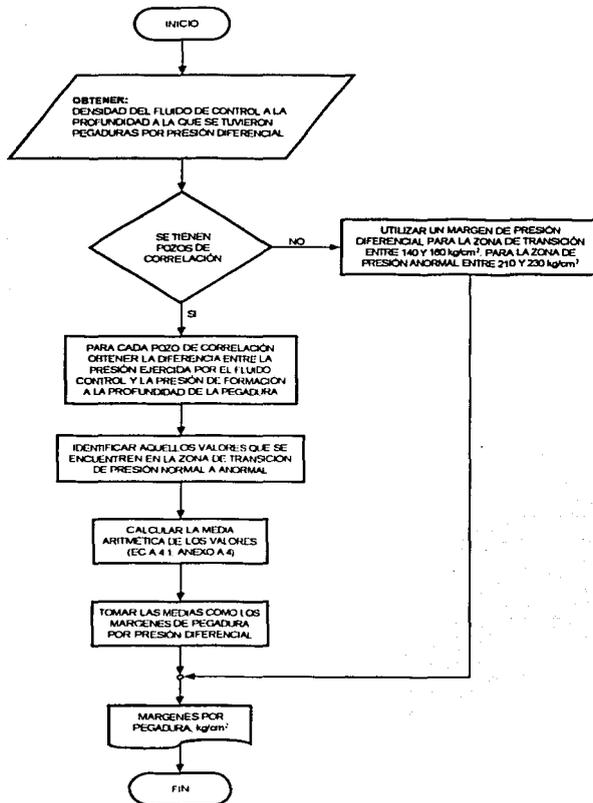
**PROCESO A.3 DETERMINACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA AFECTADO POR EL MARGEN DE FRACTURA**



**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

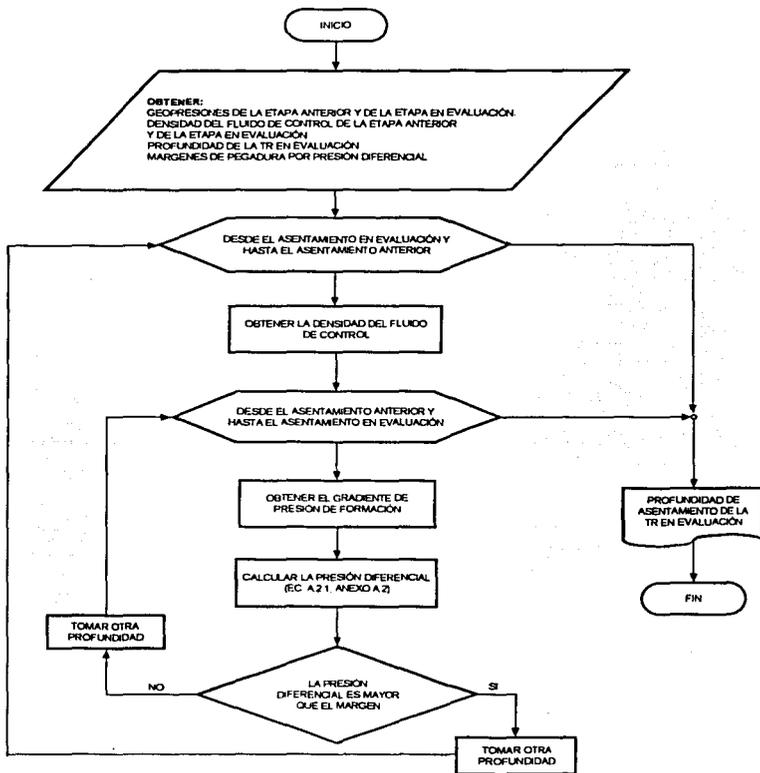
## PROCESO A.4 DETERMINACIÓN DE LOS MARGENES DE PEGADURA POR PRESIÓN DIFERENCIAL



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL  
ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

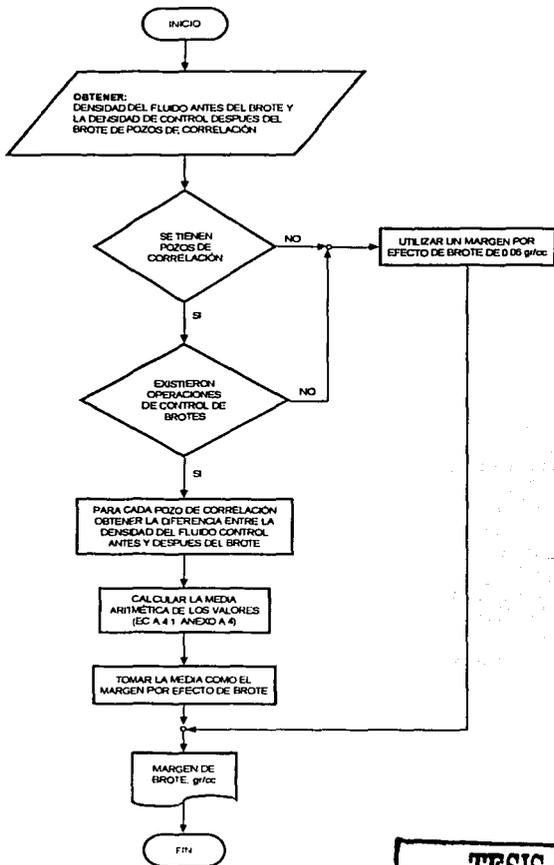
**PROCESO A.5. DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO  
DE LA T.R. EN EVALUACIÓN**



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

# CAPITULO V METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

## PROCESO A.6 DETERMINACIÓN DEL MARGEN POR EFECTO DE BROTE



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## INTRODUCCIÓN

La selección del diámetro de la tubería de revestimiento puede ser la diferencia entre un pozo que debe ser abandonado antes de la terminación y un pozo que es un éxito ingenieril y económico. Sin embargo la inadecuada selección de los diámetros de la tubería de revestimiento puede dar como resultado agujeros tan pequeños en diámetro que los pozos deben ser abandonados debido a problemas de perforación o terminación. El ingeniero de perforación (y el de diseño) es el responsable del diseño de la geometría del agujero y por lo tanto de evitar los problemas mencionados.

No obstante, un pozo exitoso no siempre es el mas barato. Por ejemplo, el diseño de un pozo que permite, perforación y terminación, sin problemas, puede ser un pozo que falle en la planeación económica ya que los costos de perforación serán más grandes que el esperado retorno de inversión. El diseño geométrico del pozo es una de las partes críticas en el plan de un pozo y puede hacer la diferencia entre un pozo exitoso o una falla ingenieril y económica.

### VI.1. TERMINACIÓN DEL POZO

La experiencia de la industria de la perforación ha contribuido al desarrollo de varios programas que se usan comúnmente en el diseño de la geometría de un pozo. Estos programas están basados en la disponibilidad de las medidas de las barrenas y tuberías de perforación así como de las condiciones esperadas de perforación. Dos programas de tubería de revestimiento ampliamente usados son los siguientes:

Medida de la tubería de revestimiento, en pulgadas.

Arreglo 1	Arreglo 2
13.375	10.75
9.625	7.625
7.0	5.0 o 5.5
5.0	

La mayoría de los pozos perforados mundialmente usan estas geometrias.

Pozos profundos y con altas presiones frecuentemente se desvían de las geometrias comunes. Las razones por las cuales se desvían pueden ser las siguientes:

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

- Altos ritmos de producción que requieren sartas de producción muy grandes.
- Problemas de perforación como resultado del uso de tuberías de revestimiento intermedias y uno o más liners (tuberías cortas).
- Tuberías de revestimiento intermedias profundas las cuales causan problemas de diseño de tensión ya que deben usarse tuberías con paredes gruesas para controlar estallamientos o colapsos.
- Limitantes de la torre de perforación al correr sartas de tubería pesada.

Debido a que cada vez mas frecuentemente se perforan pozos profundos y con altas presiones, debemos poner especial cuidado en el diámetro del agujero.

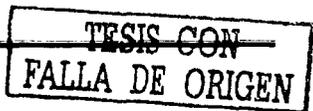
### VI.1.1. VISUALIZACIÓN DESDE EL FONDO HASTA LA SUPERFICIE.

La más alta prioridad en la planeación de un pozo debe ser un diseño que nos provea de una producción económica del intervalo productor. (Aún en perforaciones exploratorias para investigación geológica, se necesita de un agujero suficientemente grande para la evaluación a través de la formación) Por lo tanto el intervalo productor debe ser analizado con respecto a su potencial de flujo y a los problemas de perforación que puedan encontrarse cuando se alcance este objetivo. En otras palabras, el pozo debe ser diseñado del fondo a la superficie. El procedimiento inverso muchas veces resulta en un pozo que limita severamente la capacidad de producción del intervalo.

### VI.1.2. AJUSTE EN LAS MEDIDAS DE LA SARTA DE FLUJO.

La sarta de flujo o de producción debe ser tomada en consideración relativa a su habilidad para conducir aceite o gas a la superficie a ritmos económicos. Las tuberías de producción con diámetros muy pequeños restringen, o estrangulan, el flujo debido a la fricción de las altas presiones. Como resultados de esto los diámetros grandes en las tuberías de producción son preferibles para las consideraciones de rangos de flujo.

Los problemas de terminación pueden complicarse con tuberías de producción y revestimiento con diámetros pequeños. Las reducciones de las alturas radiales hacen más difícil el posicionamiento y operación de las herramientas, las operaciones de reparación en general son más complicadas.



En la figura 6-1 se muestran diseños típicos de pozos. Las geometrías en *a* y *c* usan tuberías de producción de diámetros grandes. La sarta de producción pequeña, *b*, probablemente restringirá el flujo del fluido de la zona productora.

Además, el diseño en *b* probablemente requerirá coples de rosca especial, sin embargo *a* y *c* podrían usar coples de diámetro estándar.

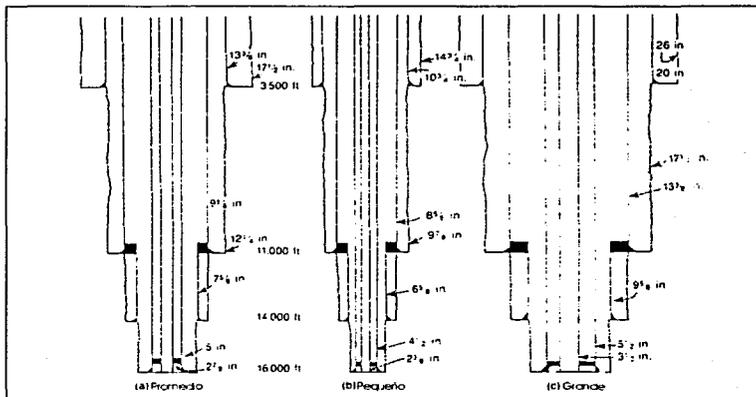


Fig. 6.1. Tres combinaciones de diferentes geometrías en un agujero.

### VI.1.3. PLANEACIÓN DE PROBLEMAS.

Las variaciones geológicas pueden dificultar la predicción precisa del ambiente de perforación esperado. Por ejemplo, el cruzar una línea de falla a una región de alta presión puede necesitar un liner de perforación, no obstante una sarta intermedia de tubería de revestimiento puede ser satisfactoria si no se encuentra la falla. Las geometrías de los agujeros son frecuentemente seleccionadas para permitir la opción de una sarta mas de revestimiento requerida por las condiciones geológicas (Figura 6-2).

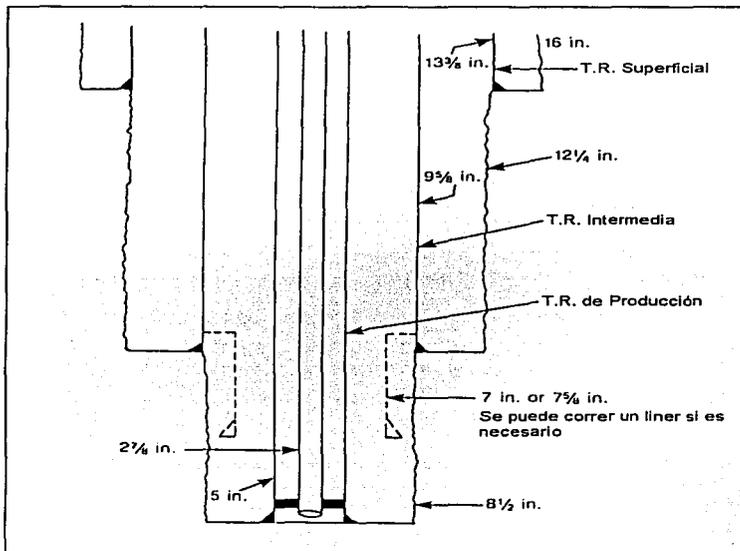


Fig. 6.2. Planeación de la geometría del agujero que permite la utilización de un liner si es necesario

## VI.2. PROBLEMAS DE SELECCIÓN DE MEDIDAS.

Se deben de considerar muchos problemas interrelacionados de selección de medidas antes de que se establezca la geometría final del pozo.

Estos problemas se relacionan primariamente a las consideraciones de medidas de tuberías de revestimiento y de agujero abierto, además, se interrelacionan con el diseño de las tuberías de revestimiento.

La experiencia de campo tiene una gran influencia en el diseño y selección de la tubería.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

VI.2.1. DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

El arreglo considerado grande de la figura 6-1c es el resultado del uso de una tubería de revestimiento de 133/8-in y una tubería superficial de 20-in. sin embargo, estas sargas pueden ser difíciles de diseñar si nos encontramos con altas presiones de formación. La tabla 6-1 muestra la tubería requerida para varias condiciones en la tubería de revestimiento intermedia, suponiendo que se usara un solo peso y grado de tubería.

Condiciones de perforación*		Tuberías de revestimiento	
Peso máximo del lodo (Lb/gal)	Presión superficial (Psi)	Peso (Lb/ft)	Grado
13	3,000	72.0	S-95
	5,000	72.0	L-125
14	3,000	80.7	S-95
	5,000	80.7	L-125
15	3,000	80.7	L-125
	5,000	80.7	L-125
16	3,000	80.7	L-125
	5,000	80.7	L-125
	7,500	80.7	L-125
	10,500	**	**

\*Gradiente de fractura del liner = 16.5 lb/gal

Peso del lodo fijo en = 10.0 lb/gal

15.6-lb/gal de cemento a 8000 ft

\*\* requiere tubería especial

Tabla 6-1. Requerimientos de diseño para la tubería de revestimiento de 13 3/8-in. en la Figura 6-1c.

El diseño por tensión se vuelve crítico en los casos similares a la Tabla 6-1. El peso de la sarga suspendida en el aire es 887,700 lb para el caso más crítico mostrado en la tabla. Si se usa un factor de diseño de 1.5 para estimar el valor de los requerimientos de la torre de perforación, el peso de diseño sería de 1,331,550 lb para la selección de la torre de perforación y la subestructura. Esto vuelve aparente el hecho de que la cedencia de la tubería, la fortaleza del conector y la clasificación de la torre de perforación influyen la selección de las tuberías de revestimiento y las medidas.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**VI.2.2. ANULAR: TUBERÍA DE REVESTIMIENTO – AGUJERO.**

Si el anular tubería de revestimiento-agujero, es pequeño pueden presentarse problemas de cementación. Los espacios reducidos alrededor de la tubería y de las juntas pueden causar una deshidratación prematura del cemento y dar como resultado un puente de cemento o poste. Las compañías de cemento han reportado que estos puentes ocurren con mayor frecuencia en pozos profundos y con altas temperaturas. Estas compañías sugieren un espacio mínimo de anular de 0.375 – 0.50 in. en cada lado de la tubería con 0.750 in. preferiblemente.

**VI.2.3. ANULAR: SARTA – AGUJERO.**

El área entre la sarta y el agujero, crea problemas si es muy grande o muy pequeña. Si el agujero es muy grande puede ocurrir que se haga una limpieza inadecuada. En agujeros pequeños pueden darse las presiones de alta fricción y la erosión turbulenta. Los agujeros muy grandes se originan en las regiones someras y los agujeros pequeños se encuentran mas frecuentemente en las secciones del fondo de los pozos.

La limpieza del agujero describe la habilidad del fluido de perforación para remover los recortes del anular. Los factores importantes son: viscosidad del lodo, velocidad de asentamiento de los recortes, y el ritmo de flujo del lodo en el anular. La velocidad del lodo en el anular, ecuación 6.1, usualmente se considera la variable controlable más importantes.

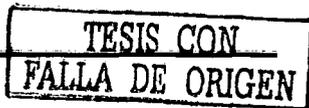
$$V = 24.50 Q / (d_H^2 - d_{DS}^2) \dots\dots\dots(6.1)$$

Donde:

- V = velocidad en el anular, ft / min
- Q = ritmo de flujo del lodo, gal/min
- d<sub>H</sub> = diámetro del agujero, in.
- d<sub>DS</sub> = diámetro de la sarta de perforación, in.

Los ingenieros de lodos frecuentemente usan otras formas de la ecuación de la velocidad del anular:

$$V = (PO / Vol. De An) * 100 \dots\dots\dots(6.2)$$



Donde:

- V = velocidad del anular, ft/min
- PO = gasto de la bomba, bbl/min
- Vol. de an = volumen del anular, bbl/1000 ft

El volumen del anular puede ser estimado de la guía del pulgar en la ecuación 6.3:

$$\text{Vol. De an} = d_H^2 - d_{DS}^2 \dots\dots\dots(6.3)$$

Donde:

$d_H, d_{DS}$  = diámetro de agujero y sarta de perforación, in.

Como un ejemplo, un anular de 8 1/2 x 4 1/2-in. tiene aproximadamente un volumen de 52 bbl/1,000 ft.

Muchos equipos de perforación carecen de una bomba con una potencia adecuada para limpiar las regiones superficiales del agujero, por lo tanto, la mayoría de los casos se recurre a tapones de gel de alta viscosidad para limpiar el anular. El ejemplo 6.1 ilustra el problema de la limpieza del agujero.

**Ejemplo 5.1**

Usando las geometrías de agujero en la figura 6 – 1, determinar el ritmo del flujo requerido para alcanzar una velocidad en el anular de 75 ft/min. además, determine la potencia requerida si la presión de la bomba esta limitada a 2,500 psi. Usar tubería de perforación de 5- in. para a y c tubería de 4 1/2 – in. para b.

**Solución:**

1. De la figura 6–1, las geometrías del anular en las secciones más grandes del agujero son:

Figura 6.1	$d_H$ , in.	$d_{DS}$ , in.
a	17.5	5
b	14.75	4.5
c	26	5

2. Use la ecuación 6.1 para determinar el ritmo de bombeo requerido para a:

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

$$V = (24.50 \cdot Q) / d_H^2 - d_{OS}^2$$

$$75 = (24.50 \cdot Q) / 17.5^2 - 5^2$$

$$Q = 860 \text{ gal/min.}$$

De la misma forma: Para b, Q = 604 gal/min

Para c, Q = 1,992 gal/min

3. Determinar los requerimientos de potencia superficial si la presión de la bomba esta limitada a 2,500 psi. Para a:

$$hp = (P \cdot Q) / 1,714$$

$$= [(2,500 \text{ psi})(860 \text{ gal/min})] / 1,714$$

$$= 1,254$$

Asimismo, para b, HP = 880

Para c, HP = 2,905

Con base en los resultados del Ejemplo 6.2, la geometría de agujero c va a ser difícil de limpiar puesto que la mayoría de los equipos de perforación no son capaces de entregar 2,905 hp cuando han estado en servicio constante. Este tipo de limpieza pobre del agujero es una causa común de incremento en los sólidos del anular, pérdidas de circulación y taponamientos cuando se esta perforando agujeros superficiales la mayoría de los equipos de perforación esta limitados en su potencia. Aunque una bomba este especificada para 3,000 – psi, el ritmo de flujo máximo se va a alcanzar antes de alcanzar las 3,000 – psi de presión superficial. Las presiones típicas para agujeros superficiales pueden ser de 600 – 1,500 psi aun cuando se estén usando las dos bombas en operación paralela. Si las bombas no son capaces de limpiar correctamente el anular, entonces deben tomarse las provisiones necesarias para aplicar gel slurries, o su equivalente, para limpiar el anular.

Los agujeros de diámetros pequeños crean problemas debido a la erosión turbulenta e hidráulica. Los espacios reducidos en el anular promueven la turbulencia en el mismo y erosionaran las formaciones que son sensibles a su ocurrencia. Los problemas resultantes pueden presentarse como dificultades al cementar y una pobre limpieza del agujero en la zona que ha sido erosionada.

En las secciones de diámetro pequeño, se complica la hidráulica del fondo del pozo. Las presiones de alta fricción reducen la acción limpiadora de la

hidráulica que esta disponible para el uso en la barrena e incrementan el efecto de suspensión de los recortes. Las presiones de swabeo y surgencia

pueden estar en rangos muy elevados que van de 0.3 – 1.0 –lb/gal de peso equivalente del lodo en agujeros pequeños cuando se usan lodos pesados.

### VI.2.4.AGRANDAMIENTO DEL AGUJERO DEBAJO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (UNDERREAMING).

Esta técnica es usada para agrandar el diámetro del agujero mas allá de la cantidad atribuible a la barrena. La herramienta agrandadora tiene brazos expandibles con conos de barrena que pueden ser activados con la presión de las bombas después de que la herramienta ha bajo el asiento de la tubería de revestimiento. Un aspecto importante negativo de el agrandamiento del agujero bajo la tubería de revestimiento es que los brazos de la herramienta frecuentemente se pierden o se dañan en el pozo. Es muy difícil el recuperar los brazos de esta herramienta una vez perdidos.

Esta herramienta tiene una aplicación significativa en algunas áreas. Una aplicación importante que abarca el agrandamiento del agujero por debajo de la tubería de revestimiento es a corrida de un liner en un agujero descubierto que puede ser considerado como muy pequeño sin el agrandamiento del agujero. Por ejemplo, un liner en el cual el diámetro de la unión o cople es del mismo diámetro que el diámetro exterior del liner de 75/8- in. que se corre en un agujero de 8 1/2-in puede considerarse inaceptable (por algunas compañías) sin el agrandamiento del agujero debajo de la tubería de revestimiento. Se puede usar como alternativa un liner de 7.0-in., lo cual podría resultar en la restricción de las medidas de la tubería en secciones profundas.

### VI.3. SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y DE LA BARRENA.

Un programa de medidas de tuberías de revestimiento y barrenas debe considerar los problemas descritos en la sección anterior, además, de las características actuales de medidas de las tuberías de revestimiento y barrenas. Estas características incluyen los siguientes puntos:

- Diámetros interiores y exteriores de la tubería de revestimiento
- Diámetros de los coples
- Medidas de las barrenas

Es muy importante el conocimiento de campo de las relaciones de estas variables para la selección de un programa geométrico viable.

### VI.3.1. SELECCIÓN DE LA TUBERÍA.

La disponibilidad de la tubería de revestimiento es una consideración prioritaria en la selección de la geometría del pozo. Las tuberías de revestimiento de alta resistencia requieren que los pozos profundos tengan un diámetro máximo de trabajo interior (drift) pequeño que influya subsecuentemente la selección de las medidas de la tubería de revestimiento y barrenas. Desgraciadamente los ciclos de oferta y demanda en la industria de las tuberías pueden controlar el diseño de las tuberías mas que las consideraciones de ingeniería.

El diámetro exterior (OD) de la tubería de revestimiento esta disponible en varios tamaños. El diámetro máximo interior de trabajo (drift), el cual es mas pequeño que el diámetro interior (ID), controla la selección de la barrena para el agujero descubierto debajo de la tubería de revestimiento. Se necesita tubería pesada para cubrir ciertas especificaciones de diseño de la cual el diámetro máximo de trabajo interior es reducido. Una regla del pulgar que ha sido satisfactoriamente probada la mayoría de pruebas de campo es permitir 1 in. de grosor de pared para alcanzar un diseño aceptable sin recurrir a el uso de tubería de ultra alta resistencia (V - 150, SOO - 155, SOO - 140, etc.) ejemplificando, una tubería de 95/8-in. puede ser usualmente diseñada apropiadamente si se permiten diámetros de diámetro máximo interior de trabajo (drift) de 85/8-in.

La selección de la geometría del agujero con la visualización del fondo a la superficie puede dictar como criterio de control el diámetro máximo interior de trabajo de la tubería de revestimiento. Las opciones para este diseño lógico son las siguientes:

- Tratar de diseñar la tubería bajo un diámetro máximo interior de trabajo específico y condiciones de diámetro exterior.
- Usar materiales de alta resistencia
- Usar tubería de diámetro máximo interior de trabajo disponible para algunos fabricantes
- Como un ultimo recurso, los fabricantes de tuberías prepararan un diseño especial de tubería basado en requerimientos mínimos de diámetro máximo interior de trabajo agrandando el grosor de la pared del pozo y el diámetro exterior.

La cuarta opción es en ocasiones requerida en ambientes de ácido sulfhídrico donde deben usarse metales de baja resistencia.

**VI.3.2. SELECCIÓN DE LOS COPLES.**

Los coples de la tubería son diseñados generalmente para satisfacer requerimientos tales como estallamiento, colapso tensión y efectividad de sello. Sin embargo, los diámetros de los coples pueden ser la guía del diseño en algunos casos. La tabla 6 -2 muestra los diámetros exteriores de varios tipos de coples y medidas de tubería. Los coples API son normalmente 1 - in. mas grandes que la tubería en medidas arriba de 75/8-in. Muchas veces se obtienen avances significativos usando coples premium.

Estos coples usualmente tienen espacios menores que las conexiones comparables API y, como tal, ocasionalmente permitirán el uso de tubería más pequeña en un pozo. En muchos casos, coples premium más caros pueden claramente reducir el costo total del pozo permitiendo tuberías más pequeñas en las geometrías de agujero. En la figura 6 -1b, la geometría del pozo no sería difícil de conseguir si se usaran coples premium, además, los espacios serian inaceptables si se usaran los coples API.

**VI.3.3. SELECCIÓN DE LA MEDIDA DE LA BARRENA.**

El programa de medidas de la barrena depende de las medidas requeridas de la tubería de revestimiento. Las barrenas están disponibles en casi todas las medidas deseadas. Sin embargo barrenas que no son estándar y con medidas inusuales pueden no poseer todas las características deseables, tales como jet central, o características de protección por presión atmosférica. Además, la selección y disponibilidad de la barrena se vuelven mas difíciles en medidas de barrena pequeñas (6.5-in.).

Medidas de los coples, in.

Medida de la tubería, in.	LTC (API) <sup>1</sup>	SFJ <sup>2</sup>	VAM <sup>3</sup>	IJ-4S <sup>4</sup>
4 1/2	5.0	4.59	5.106	5.150
5	5.563	5.09	5.391	5.875
5 1/2	6.050	5.625	5.891	6.375
6 5/8	7.390	6.75	7.390	7.390
7 5/8	8.50	7.75	8.504	8.50
8 5/8	9.625	8.75	9.625	9.625
9 5/8	10.625	9.75	10.625	10.625
10 3/4	11.750	10.875	11.748	-

<sup>1</sup> cuerda larga y cople (diam = que STC o BTC)

<sup>3</sup> VAM (Vallourec)

<sup>2</sup> SFJ (Hydril)

<sup>4</sup> IJ - 4S (NL Atlas Bradford)

La Tabla 6 -2 espacios para coples API y para varios coples premium proprietary.

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO VI DISEÑO GEOMÉTRICO DEL POZO

Medida de la barrena, in.	Descripción de barrenas Hughes (código IADC)				
	J-44 (6,1,7)				
	J-22 (5,1,7)	J-33 (5,3,7)	J-55 (6,3,7)	J-77 (7,3,7)	J-99 (8,3,7)
43/4			X		
57/8		X	X		
6		X	X		
61/8		X	X		
61/4		X	X		
61/2		X	X	X	X
63/4			X		
77/8	X	X	X	X	X
83/8		X			
81/2	X	X	X	X	X
83/4	X	X	X	X	X
91/2		X	X	X	
93/8	X	X	X	X	
105/8		X	X		
11			X		
121/4	X	X	X	X	
171/2		X			

La Tabla 6.3. Ilustra la disponibilidad de las barrenas de dientes de insertos Hughes (balero journal). Las medidas de barrena de menos de 61/2-in. restringen la selección del tipo de barrena así como las medidas mayores de 121/4-in.

### VI.4. COMBINACIONES ESTÁNDAR BARRENA - TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

La figura 6-3 puede usarse para seleccionar las medidas de tubería de revestimiento y barrenas requeridos para llenar muchos programas de perforación. Para usar el listado, se debe determinar las medidas de las tuberías de revestimiento y liners para la última medida de tubería que se va a correr. El flujo del listado indica la medida del agujero que puede requerirse para ajustar esa medida de tubería (esto es para un liner de 5-in dentro de un agujero de 61/8 o 61/4 -in.).

Las líneas continuas indican las barrenas comúnmente usadas para esa medida de tubería y puede considerarse que tiene un espacio adecuado para correr y cementar la tubería de revestimiento o liner (esto es una tubería de revestimiento de 51/2-in. en un agujero de 77/8-in.). Las líneas discontinuas indican las medidas de agujero menos comúnmente usadas. La sección de uno de estos caminos discontinuos requiere que se de atención especial a la conexión, peso del lodo, cementación y patas de perro.

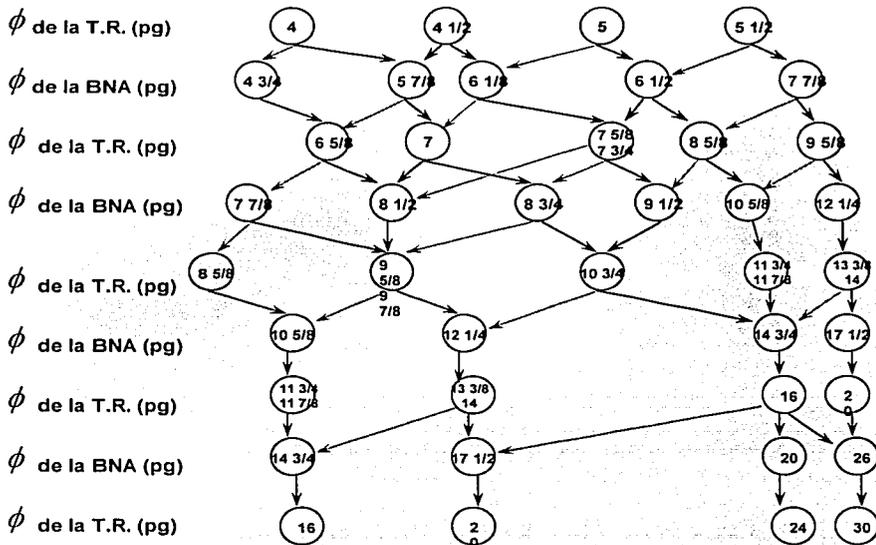


Fig. 6.3. Gráfica para la selección del tamaño de tuberías de revestimiento y barrenas

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPITULO VII APLICACIÓN**

**INTRODUCCIÓN**

Se propone el siguiente arreglo para el pozo Citam-12, para el cual se ha hecho la siguiente propuesta de programa de perforación siguiendo la metodología propuesta en la tesis.

Pozo: Citam 12  
Plataforma: Usumacinta  
Tipo: Desarrollo  
Tirante de agua: 32 (m)

**Localización:**

El pozo Citam - 12, estará ubicado en la región Marina del Golfo de México en la plataforma S, será un pozo de desarrollo

**Posición geológica:**

Se encuentra ubicado al NE del pozo Citam 101, en el flanco SE de la estructura, limitado al N por una falla inversa, al S por dos fallas normales, al W por una falla normal y al E por una falla inversa, se considera que el pozo corte una falla normal perpendicular a la trayectoria del mismo.

La tubería de explotación requerida es de 7".

## CAPITULO VII APLICACIÓN

### VII.1. COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA

Horizonte	Litología	Prof. vertical MVBMR	Prof. Desarrollada MDBMR
RECIENTE PLEISTOCENO	INDETERMINADO	FM	FM
MIOCENO SUPERIOR	MARGAS LUTITAS ARENOSAS	2861	2861
MIOCENO MEDIO	MUDSTONE LUTITA ARENOSA	2981	2981
MIOCENO INFERIOR	MUDSTONE	3836	3879
EOCENO SUPERIOR	DOLOMITA	4151	4212
EOCENO INFERIOR	LUTITAS	4331	4403
PALEOCENO SUPERIOR	LUTITAS	4718	4812
PALEOCENO INFERIOR	LUTITAS	4821	4921
CRETÁCICO SUPERIOR	CALIZA	4861	4963
CRETÁCICO MEDIO	ARENAS	4871	4974
PROFUNDIDAD TOTAL		5030	5142

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

VII.2. GEOPRESIONES

Se contó con la información de geopresiones en específico con la grafica de la presión contra la profundidad.

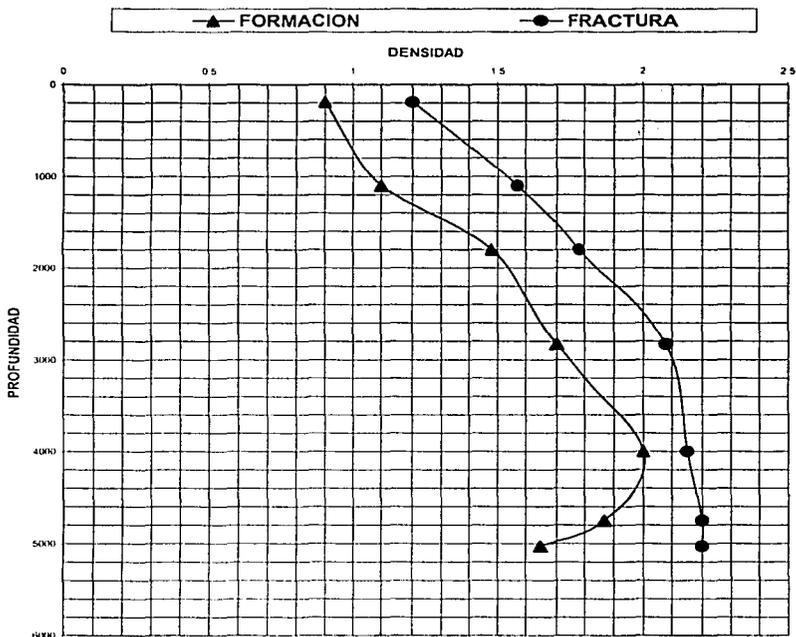


Fig. 7.1. Geopresiones estimadas para el pozo Citam 12

TESIS CON  
FALLA DE CALIDAD

**VII.3. DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

1. El máximo gradiente de presión formación se tiene a la profundidad de 4,000, el cual tiene un valor de  $P_f = 2.0$  ( $\text{g/cm}^3$ ) y para controlar esta presión es requerido emplear un fluido cuya densidad será:

$$\rho_{L@4000m} = 2.0 + 0.03 + 0.02 = 2.05 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

2. Agregando el factor de empuje  $0.03$  ( $\text{g/cm}^3$ ) se generará una densidad equivalente de  $\rho_a = 2.05 + 0.03 = 2.08$  ( $\text{g/cm}^3$ ), lo cual generara una fractura a la profundidad de 2830 (m) que deberá ser la profundidad de asentamiento de una T.R.

3. Para poder perforar hasta la profundidad de 2830 (m), será necesario emplear un lodo con una densidad de:

$$\rho_{L@2830m} = 1.70 + 0.03 + 0.02 = 1.75 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

4. Considerando margen de empuje  $0.03$  ( $\text{g/cm}^3$ ), la densidad equivalente  $\rho_{\text{eqv}} = 1.75 + 0.03 = 1.78$  ( $\text{g/cm}^3$ ), esta presión genera una ruptura a 1,100 (m), lo que implica que ahí debemos asentar una T.R. si deseamos llegar a 1,800 (m) sin problemas.

5. Para perforar a 1,100 (m) es necesario emplear un fluido cuya densidad será

$$\rho_{L@lodo} = 1.1 + 0.03 + 0.02 = 1.15 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

6. Con  $1.15$  ( $\text{g/cm}^3$ ) podemos perforar sin ningún problema de fractura hasta la profundidad de 1,100 m; sin embargo de 0 a 190 (m) se tiene una formación sumamente blanda, poco consolidada y deleznable por lo que es conveniente colocar el conductor hasta esa profundidad para poder mantener la integridad del pozo.

7. Para llegar a la profundidad total del pozo, si empleamos la densidad máxima sugerida en el paso 2, la cual fue de  $2.05$  ( $\text{g/cm}^3$ ) se generará una gran presión diferencial de:

$$\Delta P = \frac{(2.05 - 1.65) \times 5030}{10} = 201.2 \text{ (kg/cm}^2\text{)} \quad (2861 \text{ psi})$$

ésta presión esta por arriba de la presión diferencial permitida, por lo que se sugiere perforar la ultima etapa con una menor densidad, la cual genere hasta  $140 \text{ kg/cm}^2$  ( $2000 \text{ lb/pg}^2$ )

$$\rho_L = \frac{(140) \times 10}{5030} + 1.65 = 1.92 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

ésta densidad controla una presión de formación de 1.87 (g/cm<sup>3</sup>) la cual corresponde a la profundidad de 4,750 (m).

VII.4. DISEÑO GEOMÉTRICO DEL POZO CITAM – 12.

Con esto tenemos finalmente el siguiente arreglo:

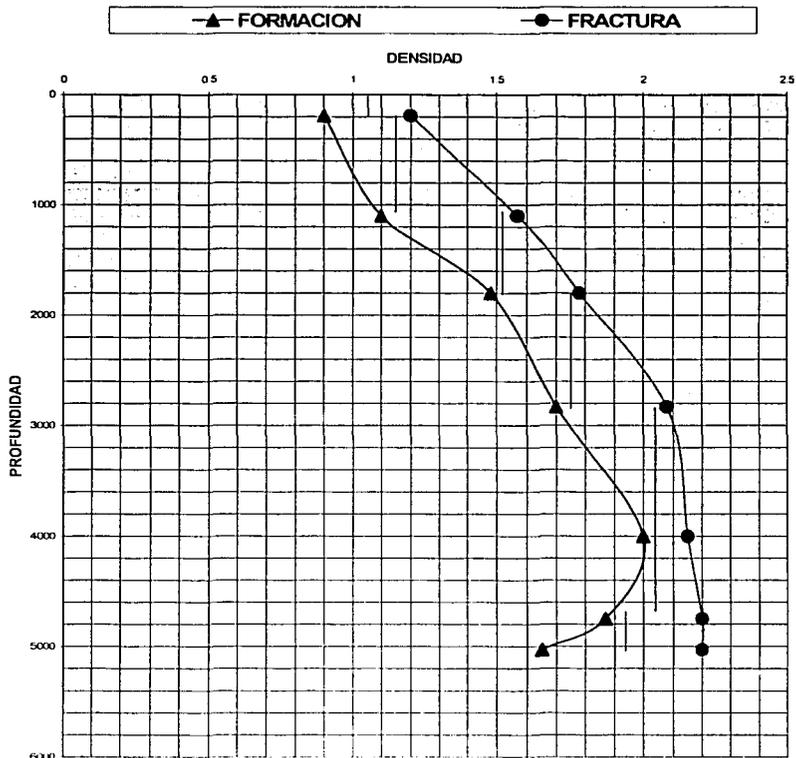
Tipo de T.R.	Profundidad (m)	Tipo de profundidad (m)	Φ BNA (pg)	Φ TR (pg)
EXPLOTACION	5030	TOTAL DEL POZO	36	30
INTERMEDIA	4750	OBTENIDA EN EL PASO 7	26	20
INTERMEDIA	2830	OBTENIDA EN EL PASO 2	17 1/2	13 3/8
INTERMEDIA	1800	OBTENIDA EN EL PASO 3	12 1/4	9 5/8
SUPERFICIAL	1100	OBTENIDA EN EL PASO 4	8 1/2	7 5/8
CONDUCTOR	190	OBTENIDA EN EL PASO 6	6 1/2	5 1/2

PROGRAMA DE BARRENAS

No. BNA	Diam. (pg)	Tipo IADC	Intervalo (md)
1	36	111	FM-190
2	26	115	190-1100
3	17 1/2	115	1100-1450
4	17 1/2	PDC	1450-1800
5	12 1/4	115	1800-1801
6	12 1/4	PDC	1801-2830
7	8 1/2	116	2830-2831
8	8 1/2	PDC	2831-4846
9	6 1/2	116	4846-4847
10	6 1/2	517	4847-4995
11	6 1/2	517	4995-5142

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

GRÁFICA DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

RESUMEN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Intervalo (m)	Densidad (gr/cc)
FM - 190	1.07
190 - 1100	1.10 - 1.15
1100 - 1800	1.51 - 1.55
1800 - 2830	1.70 - 1.75
2830 - 4846	1.98 - 2.05
4846 - 5142	1.74 - 1.78

RESUMEN DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y DENSIDADES

BNA (PG)	Diámetro (PG)	Profundidad (MVBMR - MDBMR)	Densidades (GR/CC)	Observaciones
36	30	190 - 190	AGUA DE MAR	
26	20	1100 - 1100	1.10 - 1.15	
17 ½	13 3/8	1800 - 1800	1.51 - 1.55	MS 2861 m.v.
12 ½	9 5/8	2830 - 2830	1.70 - 1.75	INICIO ZONA ALTA PRESION.
8 ½	7 5/8	4750 - 4846	1.98 - 2.05	PAL. A 4718 m.v.
6 ½	5 1/2	5030 - 5142	1.74 - 1.78	K.S. 4861 m.v.

TESIS CON  
FALLA DE ...

VII.5. CEMENTACIONES

a) Tubería conductora de 30"

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso (Lb-pie)
0-190	30"	X - 52	309.72

CEMENTACION

Se debe verificar la salida de cemento en el lecho marino, en caso contrario colocar anillo de cemento en el espacio anular entre la TR de 30" y agujero de 36".

B) TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso Lb-pie
0 - 600	20	K - 55	94
600 - 900	20	K - 55	106.5
900 - 1100	20	K - 55	133

Como esta etapa tiene formaciones poco consolidadas y con bajo gradiente de fractura, se utilizara un cemento de 1.54 gr/cc de densidad, considerando un exceso del 50% calculado y cemento solo de 1.90 gr/cc para amarre de la zapata.

C) TUBERÍA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso Lb-pie
0 - 1800	13 3/8	N-80	68

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO VII APLICACIÓN

---

### CEMENTACIÓN:

Como en esta etapa se tienen formaciones poco consolidadas y con bajo gradiente de fractura, se utilizará un cemento de 1.60 gr/cc de densidad, con el 30 % de exceso en agujero descubierto, considerando la cima 300 m arriba de la zapata de la TR de 20", además cemento solo para amarre de la zapata de 13 3/8".

### D) TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso Lb-pie
0 - 2830	9 5/8	TRC-95	53.5

### CEMENTACION:

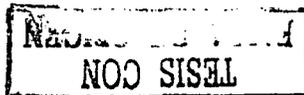
Como en esta etapa se tienen formaciones poco consolidadas y con bajo gradiente de fractura, se utilizará un cemento de 1.70 gr/cc de densidad, con el 30 % de exceso en agujero descubierto, considerando la cima 300 m arriba de la zapata de la TR de 13 3/8", además cemento solo para amarre de la zapata de 9 5/8".

### E) TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso Lb-pie
2630 - 4846	7 5/8"	TAC-140	39

### CEMENTACIÓN

Como esta tubería cubrirá la zona de presión anormal se utilizará un cemento normal con una densidad de 2.05 gr/cc, considerando el volumen determinado por el registro de calibración y 200 m. de traslape y 100 m. de tapón, en caso de no tener registro se considerará 30 % de exceso en agujero descubierto.



## CAPITULO VII APLICACIÓN

---

### F) 2 da. TUBERIA DE EXPLOTACION:

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso Lb-pie
4646 - 5142	5 1/2	T-140	23

**CEMENTACION:** considerar un exceso del 30% en agujero descubierto, 200 m. de trasape y 100 m. de tapón.

### VII.6. OBSERVACIONES

No se hace el desglose total de la metodología en el desarrollo del diseño del pozo por razones de espacio pero solo se puede llegar a los resultados anteriores mediante el seguimiento minucioso de los pasos de la metodología propuesta. Las barrenas que se escogieron de acuerdo al código IADC (Internacional Association of Drilling Contractors) y principalmente de acuerdo al tipo de formación que se piensa encontrar, cabe resaltar el hecho que la columna geológica es la propuesta y esperada de acuerdo a la información geológica que se tiene del campo Citam, pero de acuerdo a la experiencia, la columna geológica va variando en proporción a la profundidad de avance de nuestro pozo.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ El determinar las presiones de formación (poro), fractura y sobrecarga es la base del diseño del pozo.
- ✓ La exactitud de los valores obtenidos al predecir geopresiones determinarán el adecuado o no adecuado diseño del pozo.
- ✓ El estudio de las geopresiones es continuo, por lo que emplear las mismas correlaciones nos puede llevar a errores significativos.
- ✓ Es factible establecer una metodología para evaluar geopresiones y también para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- ✓ La incorrecta determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento puede generar problemas como pérdida de circulación, brotes, atrapamientos, etc. que de acuerdo a su magnitud pueden ser sumamente costosos e incluso llegar a la pérdida del pozo.
- ✓ El diseño geométrico (diámetros), del pozo debe partir del tipo de terminación requerida en el pozo y del diámetro óptimo de la tubería de producción.
- ✓ El correcto diseño geométrico del pozo y las ya mencionadas actividades optimizadas en los capítulos de este trabajo de tesis permiten que, al iniciar la perforación de un pozo petrolero, se haga una evaluación de la misma con los parámetros establecidos del programa y el objetivo encomendado. Si el pozo se perfora en tiempos y costos menores a los planeados, el resultado de la operación es positivo, por el contrario, si estos parámetros son mayores, los resultados son negativos.
- ✓ Lo que finalmente puedo recomendar reza de la siguiente manera: los parámetros que se deben utilizar en la planeación del diseño geométrico del pozo, en principio, deben ser el considerar datos históricos de la perforación de pozos con características similares, capitalizar la experiencia ganada en un determinado campo para acortar la curva de aprendizaje, y recurrir a lo mejor del estado del arte. Con esta filosofía se llega a reducir el número de operaciones con problemas, hasta llegar al límite técnico, el cual podemos definir como el menor tiempo posible para ejecutar las actividades del diseño geométrico de un pozo contando con los procesos, el personal técnico y las tecnologías más idóneas para la construcción del mismo. Algunas compañías petroleras internacionales han incorporado en sus sistemas de trabajo el concepto de límite técnico, el cual definen como: aquellas condiciones óptimas con las que puede lograrse una operación impecable usando la mejor gente, la tecnología apropiada y una buena planeación.

## BIBLIOGRAFÍA

---

### BIBLIOGRAFÍA

1. Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach.  
Neal J. Adams  
Tommie Charrier Research associate  
Pennwell Books  
Pennwell Publishing Company  
Tulsa, Oklahoma, 1985.  
Capitulos 5 y 6.
2. Mouchet, J., Paul, Mitchell, Alan. "Abnormal Pressures While Drilling". Elf  
Aquitaine, Manuels Techniques 2. 1989, 1 – 2, 5 – 7, 9 – 29.

## REFERENCIAS

---

### REFERENCIAS

#### CAPITULO II

#### GRADIENTE DE FORMACIÓN

1. Alixant, J. L., y Desbrandes, R., "Explicit Pore-Pressure Evaluation: Concept and Application", SPE Drilling Engineering, Septiembre, 1991.
2. Baldwin, B., y Butler, C. O., "Compaction Curves", AAPG Bull., V. 69, No. 4 (Abril, 1985), 622-626.
3. Bellotti, P., y Giacca, D., "Seismic data can detect overpressures in deep drilling", Oil and Gas Journal, Agosto 21, 1978.
4. Bellotti, P., y Giacca, D., "Pressure evaluation improves drilling performance", Oil and Gas Journal, Septiembre 11, 1978.
5. Bowers, G. L., "Pore Pressure Estimation from Velocity Data; Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction", SPE Drilling & Completions, Junio, 1995.
6. Bowers, G. L., "A Procedure for Detering an Appropriate Pore Pressure Estimation Strategy", AADE Industry Forum on Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction, Septiembre 2-4, Lake Conroe, TX, 1998.

#### GRADIENTE DE FRACTURA

1. Volterra, E. V., y Gaines, J. H., Advanced Strength of Materials, Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1971, pg. 159.
2. Hubbert, M. K., y Willis, D. G., "Mechanics of Hydraulic Fracturing", AIME Petroleum Transactions, Vol. 210, 1957, pp. 153-168.
3. Detournay, E., y Carbonell, R., "Fracture mechanics analysis of the breakdown process in minifrac or leak-off tests", Eurock '94, Balkema Rotterdam, ISBN 90 541050x2, pp. 399 - 406.
4. Abou-Sayed, A. S., Brechtel, C. E., y Clifton, R. J., "In Situ Stress Determination by Hydrofracturing: A Fracture Mechanics Approach", J. Geophys. Res., 83 (B6), Jun 1978, pp 2851-2862.

## REFERENCIAS

---

5. Rummel, F., "Fracture Mechanics Approach to Hydraulic Fracturing Stress Measurements", in *Fracture Mechanics of Rock*, Barry Kean Atkinson, ed., Academic Press, 1987, pp 217 - 239.
6. Daneshy, A. A., Slusher, G. L., Cox, B. R., y Chisholm, P. T., "In-Situ Stress Measurements During Drilling", SPE 13227.
7. Haimson, B., y Fairhurst, C., "In Situ Stress Determination At Great Depth By Means Of Hydraulic Fracturing", in *Rock Mechanics-Theory and Practice*, ed. By W. H. Somerton, Society of Mining Engrs., the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engrs., Inc., Salt Lake City, Utah, 1970, pp. 559-584.
8. Eaton, B. A., "The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs", *Journal of Petroleum Technology, Ago.*, 1972, pp. 929-934.
9. Biot, M. A., "Laboratory Experiments in Fracture Propagation", SPE 10377.
10. Barenblatt, G. I., "On Certain Problems of the Theory of Elasticity That Arise in the Investigation of the Mechanisms of Hydraulic Rupture of an Oil-Bearing Layer", *Prikl. Mat. Mekh.*, Vol. 20, 1956, pp 475-486.
11. Matthews, W. R., y Kelly, J., "How to predict formation pressure and fracture gradient", *The Oil and Gas Journal.*, Feb. 20, 1967, pp. 92-106.
12. Pennebaker, E. S., "An Engineering Interpretation of Seismic Data", SPE 2165.
13. Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", *Journal of Petroleum Technology*, Oct., 1969, pp. 1353-1360.
14. Eaton, B. A, y Eaton, T. L., "Fracture gradient prediction for the new generation", *World Oil*, Oct., 1997, pp. 93-100.
15. Christman, S. A., "Offshore Fracture Gradients", *Journal of Petroleum Technology, Ago.*, 1973, pp. 910-914.
16. Pilkington, P. E., "Fracture Gradient Estimates In Tertiary Basins", *Petroleum Engineer International*, May, 1978, pp. 138-148.
17. Daget, P., y Parigot, P., "Using log data to predict leak-off pressures", *World Oil*, Ago. 1, 1979.

## REFERENCIAS

---

18. Daines, S. R., "Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells", *Journal of Petroleum Technology*, Abr., 1982, pp. 863-872.
19. Brennan, R. M., y Annis, M. R., "A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Mexico Abnormal Pressures", SPE 13210.
20. Simmons, E. L., and Rau, W. E., "Predicting Deepwater Fracture Pressures: A Proposal", SPE 18025.
21. Zamora, M., "New Method Predicts Gradient Fracture", *Petroleum Engineer International*, Sep., 1989, pp. 38-47.
22. Holbrook, P. W., Maggiori, D. A., and Hensley, R., "Real-Time Pore Pressure and Fracture-Pressure Determination in All Sedimentary Lithologies", *SPE Formation Evaluation*, Dic., 1995, pp. 215-222.
23. Singh, B., y Emery, N., "Fracture Gradient Predictions In Depleted Sands In The Gulf Coast Sedimentary Basin", *AADE Industry Forum on Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*, Sep. 2-4, Lake Conroe, TX, 1998.
24. Bellotti, P., y Giacca, D., "Pressure Evaluation Improves Drilling Performance", *Oil and Gas Journal*, Sep. 11, 1978.
25. Anderson, R. A., Ingram, D. S., y Zanier, A. M., "Determining Fracture Pressure Gradients from Well Log", *Journal of Petroleum Technology*, Nov., 1973, pp. 1259-1268.
26. Aadnoy, B. S., and Larsen, K., "Method for Fracture Gradient Prediction for Vertical and Inclined Boreholes", SPE 16695.
27. Salz, B., "Relationship Between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure", SPE 6870.
28. MacPherson, L. A., y Berry, L. N., "Prediction of Fracture Gradients from Log Derived Elastic Moduli", *The Log Analyst*, Sep.-Oct. 1972, pp. 12-19.
29. Breckels, I. M., y van Eekelen, H. A. M., "Relationship Between Horizontal Stress and Depth in Sedimentary Basins", *Journal of Petroleum Technology*, Sep., 1982, pp. 2191-2199.
30. Grauls, D. J., "Fracturing gradient, sonic compaction, and related to undercompaction pressure relationships in clays and shales", in *Rock at Great Depth*, Maury & Fourmaintraux, eds., 1990 Balkema, Rotterdam, ISBN 90 61919754, pp. 1543-1550.

## REFERENCIAS

---

31. Barker, J. W., y Wood, T. D., "Estimating Shallow Below Mudline Deepwater Gulf of Mexico Fracture Gradients", Houston AADE Chapter Annual Technical Forum, Abr. 2-3, 1997.
  32. Rocha, L. A., y Bourgoyne, A. T., "A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient", SPE Drilling & Completion, Sep. 1996, pp. 153-159.
  33. Lambe, T. W., y Whitman, R., Soil Mechanics, John Wiley & Sons, 1969, ppg. 163-167.
  34. Eaton, B. A., "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", SPE 5544, 1975.
  7. Bryant, T. M., "A Dual Pore Pressure Detection Technique", SPE 18714, 1989.
  8. Clavier, C., Coates, G., y Dumanoir, J., "Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of Shaly Sands", SPE Journal, Abril, 1984.
  9. Eaton, B. A., "The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs", Journal of Petroleum Technology, Agosto, 1972.
  10. Eaton, B. A., "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", SPE 5544, 1975.
  11. Fertl, W. H., "Abnormal Formation Pressures", Elsevier Scientific Publishing Co., New York, 1976, pp. 210.
  12. Foster, J. B., y Whalen, J. E., "Estimation of formation pressures from electrical surveys-Offshore Louisiana", Journal of Petroleum Technology, Febrero, 1966.
  13. Gill, J. A., "Charged Shales: Self-Induced Pore Pressures", IADC/SPE 14788, 1986.
  14. Ham, H. H., "A method of estimating formation pressures from Gulf Coast well logs", Trans.-Gulf Coast Assn. Of Geol. Soc., 16, 185-197, 1966.
  15. Hamouz, M. A., y Mueller, S. L., "Some New Ideas for Well Log Pore-Pressure Prediction", SPE 13204, 1984.
-

## REFERENCIAS

---

16. Hart, B. S., Flemings, P. B., y Deshpande, A., "Porosity and pressure: Role of compaction disequilibrium in the development of geopressures in a Gulf Coast Pleistocene Basin", *Geology*, v. 23, 1995.
17. Holbrook, P. W., y Hauck, M. L., "A Petrophysical-Mechanical Math Model for Real-Time Wellsite Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction", SPE 16666, 1987.
18. Holbrook, P.W., Maggiori, D.A., y Hensley, R., "Real-Time Pore Pressure and Fracture-Pressure Determination in All Sedimentary Lithologies", SPE Formation Evaluation, Diciembre, 1995.
19. Holbrook, P., "Method for determining regional force balanced loading and unloading pore pressure regimes and applying them in well planning and real-time drilling", AADE Industry Forum on Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction, Septiembre 2-4, Lake Conroe, TX, 1998.
20. Hottman, C. E., y Johnson, R. K., "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties", *Journal of Petroleum Technology*, Agosto, 1965.
21. Issler, D. R., "A New Approach to Shale Compaction and Stratigraphic Restoration, Beaufort-Mackenzie Basin and Mackenzie Corridor, Northern Canada", *AAPG Bulletin*, V. 76, No.8, Agosto. 1992.
22. Lane, R. A., y Macpherson, L. A., "A Review of Geopressure Evaluation From Well Logs - Louisiana Gulf Coast", *Journal of Petroleum Technology*, Septiembre, 1976.
23. Matthews, W. R., y Kelly, J., "How to predict formation pressure and fracture gradient", *The Oil and Gas Journal*, Febrero, 1967.
24. Owolabi, O. O., Okpobiri, G. A., y Obomanu, I. A., "Prediction of Abnormal Pressures In The Niger Delta Basin Using Well Logs", Paper No. CIM/SPE 90-75, 1990.
25. Pennebaker, E. S., "An Engineering Interpretation of Seismic Data", SPE 2165, 1968.
26. Perez-Rosales, C., "Generalization of Maxwell Equation for Formation Factor", SPE 5502, 1975.

## REFERENCIAS

---

27. Rasmus, J. C., y Gray Stephens, D. M. R., "Real-Time Pore-Pressure Evaluation From MWD/LWD Measurements and Drilling-Derived Formation Strength", SPE Drilling Engineering, Diciembre, 1991.
28. Rasmus, J. C., comunicación personal, Enero, 1993.
29. Scott, D., y Thomsen, L. A., "A Global Algorithm for Pore Pressure Prediction", SPE 25674, 1993.
30. Serra, O., "Fundamentals of Well-Log Interpretation, 2. The Interpretation of Logging Data", Developments in Petroleum Science, 15B, Elsevier Science Publishers, New York, 1986.
31. Terzaghi, K., "Theoretical Soil Mechanics", John Wiley & Sons, Inc., New York (1943).
32. Traugott, M. "Pore/fracture pressure determinations in deep water", Deepwater Technology, Suplemento de Agosto, 1997 World Oil.
33. Weakley, R. R., "Use of Surface Seismic Data to Predict Formation Pore Pressure (Sand Shale Depositional Environments)", SPE 18713, 1989.
34. Weakley, R. R., "Use of Surface Seismic Data to Predict Formation Pore Pressure Worldwide", SPE 21752, 1991.
35. Wilhelm, R., Franceware, L. B., y Guzman, C. E., "Seismic pressure-prediction method solves problem common in deepwater Gulf of Mexico", Oil & Gas Journal, Septiembre, 1998.
36. Yoshida, C., Ikeda, S., y Eaton, B. A., "An Investigative Study of Recent Technologies for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America", IADC/SPE 36381, 1996.

## CAPITULO III

1. Belloti, P., Giacca, D. "Pressure Evaluation Improves Drilling Program." Oil & Gas Journal Sept. 1978, 76 – 85
  2. Bootwala, I. "Meted Speed On – Site Pressure Predictions"
  3. Christman, S. T. "Offshore Fracture Gradients." JPT, Agosto 1973, 910 – 914.
  4. Dix, C.H. "Seismic Velocities from Surface Measurement." Geophysics, Vol. 20, No. 1, Enero 1955, 68 – 86.
  5. Eaton, B. "Fracture Gradient Prediction and its Application in oilfield operations" JPT, Octubre 1969, 1353 – 1360.
-

## REFERENCIAS

---

6. Eaton, B. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs." SPE 5544, SPE – AIME 1975.
7. Gardner, L. W. "Vertical Velocities from Reflection Shooting." Geophysics, Vol. 12, 1947, 221 – 228.
8. Matthews, W. R., Kelly, J. "How to predict formation Pressure and Fracture Gradient" Oil & Gas Journal, Febrero 1967, 92 – 106.
9. Pennebaker, E. S. "An Engineering Interpretation of Seismic Data." SPE 2165, SPE – AIME 1968.

## CAPITULO IV

1. Applied Drilling Engineering, Bourgoyne, Millheim, Young, Chevernet.
2. Drilling Engineering "A Complete Well Drilling Approach", Neal Adams.
3. Determination of Casing Setting Depth Using Kick Tolerance Concept, Otto Santos, J.J. Azar, SPE – 30220.