

7

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

ESTADO DEL ARTE EN LA
DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES EN
AGUAS PROFUNDAS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:
CIGARROA ARIAS JOSE ÁNGEL.
GARCÍA ROBLES MIGUEL ÁNGEL.

DIRECTOR DE TESIS: M.I JOSE MARTÍNEZ PÉREZ



MÉXICO, D.F

JUNIO, 2001



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.



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-556

SR. JOSE ANGEL CIGARROA ARIAS
Presente

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

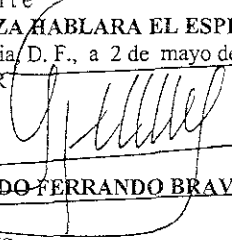
ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACION DE GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS

	INDICE
I	INTRODUCCION
II	ESTIMACION DE LA PRESION DE SOBRECARGA
III	METODOLOGIAS PARA LA ESTIMACION DE LA PRESION DE FORMACION
IV	METODOLOGIAS PARA LA ESTIMACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA
V	PREDICCION DE LAS GEOPRESIONES CON INFORMACION SIMICA (PRINCIPIOS BASICOS Y METODOLOGIA)
VI	PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE GEOPRESIONES
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	ANEXOS
	BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 2 de mayo de 2001
EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFB*RLLR*gtg

P



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-557

SR. MIGUEL ANGEL GARCIA ROBLES
Presente

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

ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACION DE GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS

	INDICE
I	INTRODUCCION
II	ESTIMACION DE LA PRESION DE SOBRECARGA
III	METODOLOGIAS PARA LA ESTIMACION DE LA PRESION DE FORMACION
IV	METODOLOGIAS PARA LA ESTIMACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA
V	PREDICION DE LAS GEOPRESIONES CON INFORMACION SISMICA (PRINCIPIOS BASICOS Y METODOLOGIA)
VI	PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE GEOPRESIONES CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	ANEXOS
	BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 2 de mayo de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

P

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS: ESTADO DEL ARTE EN LA ESTIMACIÓN DE GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS.

TESIS PRESENTADA POR:

JOSÉ ÁNGEL CIGARROA ARIAS

08855998-6

MIGUEL ÁNGEL GARCÍA ROBLES

09458771-1

DIRIGIDA POR:

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL

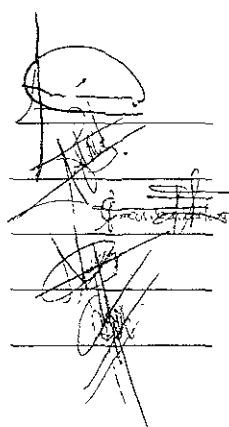
PRESIDENTE: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

VOCAL: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

SECRETARIO: ING. MARIA CRISTINA AVILES ALCÁNTARA

1ER SUPLENTE: ING. OSWALDO HERNÁNDEZ MENA

2DO SUPLENTE: ING. OLIVIA BOBADILLA MENDOZA



CD. UNIVERSITARIA, MAYO DE 2001

AGRADECIMIENTOS.

A DIOS:

Que en silencio me has acompañado a lo largo de mi vida y sin pedirme nada a cambio hoy me regalas la alegría de ver realizado uno más de mis sueños guarda mi corazón cerca de ti y guíame día con día en el camino que lleva hacia a ti. Gracias Señor.

A mi Padre.

Jose Domingo Cigarroa Zavala (+)

Quien en vida fue una gran persona y un padre ejemplar que me enseñó lo mejor de la vida y de quien recibí su bendición a diario.

A mi madre:

Alicia Arias Torres

Esto es el resultado de todos tus esfuerzos y sacrificios que hiciste para que lograra esta meta. Me llenó de orgullo al dedicarte esta realidad tan hermosa que me has permitido alcanzar. Dios te bendiga siempre

A los dos gracias por darme la vida, la educación, la disciplina y conducirme por el camino del bien, ya que siempre velaron por mí desde niño y me impulsaron a seguir siempre adelante

A mi esposa :

Jacqueline Villanueva Cruz.

Quien a base de sacrificios y apoyo incondicional, estuvo conmigo en todo momento para ser de mí un gran hombre, un buen padre y un excelente esposo, brindándome su confianza para salir adelante. Mi amor esto es el principio de muchos logros que alcanzaremos juntos, Te amo.

A mis hijas:

Dana Itzel, Yanira y Ma. De Jesús.

Por ser la motivación diaria para llegar a este momento y por ser lo más bello y preciado que Dios a puesto en mi vida, compartiremos siempre esa sonrisa que refleja amor y cariño y por la alegría de estar siempre juntos, estoy orgulloso de mis chiquitas, es por ello que al haber concluido con éxito mi carrera profesional, quiero que sepan que es para ustedes y que siempre estarán en mi corazón. Las amo.

A mis Hermanos:

Luz María, Mario, Asunción, Ma. Luisa.

En reconocimiento a todo el apoyo brindado a través de mis estudios y con la promesa de seguir siempre adelante. Gracias

Francisco y Ramón

Por compartir aquellos grandes años de infancia., quiero agradecerles su ayuda de siempre y en todo lugar. Gracias por todo.

A mi Hermana Rosa Isela

Quien incondicionalmente me brindo su gran apoyo en todo momento, inspirándome confianza e impulsándome a obtener uno de mis principales objetivos

A mi Hermana Rosinela

Quien me dio la gran oportunidad de superarme en la vida, reflejado en su sacrificio, comprensión, paciencia y amor, y por todo ese apoyo desinteresado, comparte conmigo este esfuerzo, te admiro por ser una gran mujer, gracias te quiero mucho.

A la Familia Villanueva Cruz.

Quienes me dieron su ayuda incondicional, el más sincero agradecimiento a todos, en especial a mi suegra Martha Cruz que siempre fue oportuna con mi familia, gracias.

A la Familia Barrera Morales

Por considerarme parte de ellos, y a mi amigo Daniel quien estuvo al pendiente de este momento, también a la memoria del Sr. Jose Alejandro quien comparte conmigo este logro donde quiera que este.

Muchas gracias.

A mi amigo Miguel Ángel García R. Por su amistad.

A Ignacio Mendoza T. quien confío y sabía que tarde o temprano llegaría este momento. Gracias Compin.

A Antonio Galindo Quien me brindo su amistad en todo momento

Al M. en I. Néstor Martínez Romero

Sin duda alguna agradezco infinitamente su apoyo y confianza que me brindó desde principio, reiterando que es usted una gran persona.

Al M. en I. José Martínez Pérez

Por su invaluable dirección en este trabajo, y por permitirme formar parte de su amistad, gracias por todo el apoyo y consejos claves que recibí de usted. Me llevo un grato recuerdo sin olvidar desde luego su buen humor que lleva por dentro.

Por su confianza brindada los dos fueron parte fundamental para que concluyera mis estudios son un ejemplo a seguir ya que se refleja en ustedes un gran futuro.

A la UNAM mi alma mater y a la FACULTAD DE INGENIERÍA donde recibí una gran educación, y como resultado me llevo una sólida preparación académica el cual me hace un profesionalista competitivo.

A mis Profesores, quienes transmiten año con año su conocimiento y experiencia, lo cual hace cada día mucho mejor a nuestra máxima casa de estudios

A mis sinodales quienes se tomaron la molestia de revisar y enriquecer más este trabajo.

A mis amigos como símbolo de la amistad compartida.

A quienes por algun motivo ya no están con nosotros(+).

“Por mi raza hablara el espíritu”

JOSE ANGEL CIGARROA ARIAS

AGRADECIMIENTOS DE MICUEL ÁNGEL GARCÍA ROBLES

A MI ABUELO JESÚS CONZÁLEZ BÁEZ

Por darme tu apoyo, cariño, confianza y saberme guiar para poder lograr esta meta, que es la de convertirme en una persona de provecho para la sociedad. gracias a ti lograre lo que me propuesto, por todo lo anterior te doy las gracias.

A MI ABUELA GUADALUPE CARDENAS AMESCUA

a usted por darme el cariño de madre, por alentarme a salir adelante y nunca dejar que me desanimara.

A DACIA OBISPO CONZÁLEZ

A tí por estar conmigo en las buenas y en las malas, por darme tu amor y confianza, gracias te doy por cuidarme en los momentos difíciles que pasamos ambos espero y compartamos nuestros triunfos y tengamos una larga vida.

A M.I JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

Gracias ingeniero por su amistad y comprensión, por dirigirnos la tesis y por llevarla por buen camino hasta el ultimo momento, por ultimo por aguantarnos tanto tiempo con usted.

A JOSÉ ÁNGEL CIGARROA ARIAS

gracias por tu amistad y tu confianza para poder realizar este trabajo.

A MIS AMIGOS con los que conviví amenamente

Francisco Castellanos, Jorge Ávila, Sergio Troncoso, Rene Miranda, Daniel Hernández, Lázaro Segovia, Antonio Lozano, Carlos Gudiño, ing. Oswaldo Hernández y amigos que se me olvidan.

A LA UNAM Y LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Que estaré agradecido por dejar que sus profesores compartieran sus conocimientos y experiencias conmigo por todo esto y lo mucho que me brindaron gracias.

Espero este trabajo sea útil a otros alumnos que en futuro no muy lejano necesiten información y la encuentren en esta tesis ojala les sea útil.

RESUMEN

Se han desarrollado numerosos trabajos acerca de la estimación de las geopresiones en pozos terrestres obteniéndose, en muchos casos, magníficos resultados. Debido a los grandes retos que la perforación presenta para el caso de aguas profundas, es necesario la cuantificación y análisis de las geopresiones como parte fundamental del diseño y desarrollo de pozos petroleros.

El presente trabajo tiene como **objetivo principal**:

Proporcionar un procedimiento que permita sistematizar y uniformizar el proceso de diseño para determinar los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura en aguas profundas. Lo anterior con la finalidad de perforar el pozo de una forma segura y eficiente, minimizando el tiempo y costo durante la actividad de perforación.

El propósito del capítulo II es documentar una investigación de los métodos para estimar el gradiente de sobrecarga para pozos en aguas profundas usando la información previa a la perforación. Típicamente, las aproximaciones usadas en el pasado han involucrado la información sísmica de intervalo para obtener un estimado de las densidades de la formación.

En el capítulo III, se analizan dos enfoques generales para convertir los indicadores de presión de poro en estimaciones de la presión de poro los cuales son:

- a) Métodos directos
- b) Métodos del esfuerzo efectivo

Posteriormente en el capítulo IV, se explican 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. También, proporciona ejemplos de los métodos directos, del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo.

Por su parte en el capítulo V, nos enfocamos a las bases del análisis de la velocidad sísmica. Seguimos de la mejor práctica metodológica basada en muchos años de experiencia de este autor en el uso de las velocidades para la predicción de presiones en medios sedimentarios de aguas profundas.

Finalmente en el sexto y último capítulo se describe la información que se deberá recopilar para una adecuada determinación de geopresiones. Así mismo, 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.

En los anexos del presente trabajo se describen los procedimientos a partir de registros sísmicos y del registro de densidad para cuantificar el gradiente de sobrecarga, formación y fractura en pozos terrestre 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 obtiene a partir de registros geofísicos de explotación, tal como el FDC o Lito densidad. Por último, se presenta un proceso esquematizado en un diagrama de flujo, que de manera sistemática permitirá al ingeniero de perforación, llevar a cabo el análisis, cálculo y determinación de las geopresiones.

ÍNDICE
**ESTADO DEL ARTE EN LA DETERMINACIÓN DE
GEOPRESIONES EN AGUAS PROFUNDAS.**

CAPITULO I	INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO II	ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA	6
	2.1 GENERALIDADES	6
	2.2 UNIDADES PARA EL GRADIENTE DE SOBRECARGA	6
	2.3 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA	7
	2.4 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD Y LA SOBRECARGA ANTES DE LA PERFORACIÓN	10
	2.4.1 Uso de la profundidad únicamente	10
	2.4.2 Combinación de los modelos de profundidad y compactación	17
	2.4.3 Método de Zamora	26
	2.5 DENSIDAD Y GRADIENTE DE SOBRECARGA A PARTIR DE INFORMACIÓN ACÚSTICA	27
	2.5.1 Coeficiente de Reflexión Sísmica	28
	2.5.2 Modulo elástico	28
	2.5.3 Ecuación de Gardner.	30
	2.5.4 Transformación de Pennebaker	30
	2.5.5 Transformación de Belloti y Giacca	31
	2.6 ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS PARA DETERMINAR EL GRADIENTE DE SOBRECARGA	32
	2.6.1 El mejor método que utiliza Profundidad únicamente	32
	2.6.2 Mejor Método Acústico	33
	2.6.3 Comparación directa del Método de Garner con el posterior Método DEA-119	35
CAPITULO III	METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN.	38
	3.1 GENERALIDADES	38

3.2 MÉTODOS DIRECTOS	41
3.2.1.- SÓNICO Y RESISTIVIDAD	41
3.2.1.1.- Hottman y Johnson	41
3.2.1.2.- Pennebaker/McClure	44
3.3 MÉTODOS DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO	46
3.3.1.- SÓNICO Y RESISTIVIDAD	47
3.3.1.1.- Profundidad Equivalente	47
3.3.1.2.- Profundidad Equivalente del Esfuerzo Medio	48
3.3.2.- SÓNICO	49
3.3.2.1.- Bellotti y Giacca	49
3.3.2.2.- Hart, Flemings y Deshpande	51
3.3.3.- RESISTIVIDAD	52
3.3.3.1.- Bryant	53
3.3.3.2.- Alixant y Desbrandes	54
3.4.- MÉTODOS DEL ESFUERZO HORIZONTAL EFECTIVO	55
3.4.1.- SÓNICO Y RESISTIVIDAD	55
3.4.1.1.- Eaton	55
3.4.1.2.- Tendencias de Compactación	57
3.4.2.- SÓNICO	64
3.4.2.1.- Weakley	64
3.4.3.- RESISTIVIDAD	65
3.4.3.1.- Rasmus y Gray Stephens	65
3.5.- OTROS MÉTODOS DEL ESFUERZO EFECTIVO	67
3.5.1.- SÓNICO	67
3.5.1.1.- Bowers	67
3.5.1.2.- Wilhelm	68
3.5.2.- RESISTIVIDAD	69
3.5.2.1.- Holbrook	69
CAPITULO IV METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA.	75
4.1.- GENERALIDADES	75

4.2.- TEORÍAS DE FRACTURA	77
4.2.1.- Suposiciones básicas	77
4.2.2.- Método del esfuerzo tangencial	81
4.2.2.1.- Caso I. Agujero impermeable, fractura impermeable cerrada	83
4.2.2.2.- Caso II. Agujero impermeable, fractura permeable cerrada	84
4.2.2.3.- Caso III. Agujero permeable, fractura permeable cerrada	84
4.2.3.- Método del esfuerzo mínimo	86
4 3.- MÉTODOS DEL ESFUERZO MÍNIMO	90
4.3.1.- Hubbert & Willis	90
4.3.2.- Matthews & Kelly	91
4.3.3.- Pennebaker	92
4.3.4.- Eaton	93
4.3.5.- Christman	95
4.3.6.- Pilkington	96
4.3.7.- Daget & Parigot	97
4.3.8.- Daines	98
4.3.9.- Brennan & Annis	100
4.3.10.- Zamora	102
4.3.11 - Simmons & Rau	104
4.3.12.- Singh & Emery	105
4.3.13.- Holbrook, Maggiori & Hensley	107
4.4.- MÉTODOS DEL ESFUERZO TANGENCIAL	107
4.4.1.- Hubbert & Willis	108
4.4.2.- Haimson & Fairhurst	109
4.4.3.- Belloti & Giacca	109
4.4.4.- Anderson, Ingram & Zanier	110
4.4.5.- Aadnoy & Larsen	112
4 5.- MÉTODOS DIRECTOS	114
4.5.1.- Rocha & Bourgoyne	114
4.5.2.- Barker & Wood	116
4.5.3.- Breckels & van Eekelen	117

	4.5.4.- McPherson & Berry	119
	4.5.5.- Salz	119
CAPITULO V	PREDICCIÓN DE LAS GEOPRESIONES CON INFORMACIÓN SÍSMICA (PRINCIPIOS BÁSICOS Y METODOLOGÍA)	120
	5.1 GENERALIDADES	120
	5.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE VELOCIDAD	121
	5.2.1.- ¿Qué es la velocidad?	121
	5.2.2.- ¿Que es la velocidad de roca?	123
	5.2.3.- ¿Que es la velocidad sísmica?	126
	5.3.- BREVE REVISIÓN DEL ANÁLISIS DE LA VELOCIDAD SÍSMICA	126
	5.3.1.- Geometría CMP	126
	5.3.2.- Velocidad Normal de Movimiento (NMO)	127
	5.3.3.- NMO en capas horizontalmente estratificadas	130
	5.3.4.- NMO para capas con inclinación	131
	5.3.5.- NMO para n-capas de inclinación arbitraria	132
	5.4.- ANÁLISIS DE VELOCIDAD	135
	5.4.1.- Procedimiento	135
	5.4.2.- Suavizado, calibración, resolución e interpretación de la velocidad	140
	5.5.- GUÍA DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES	145
	5.6.- EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA VELOCIDAD SÍSMICA PARA LA PREDICCIÓN DE PRESIONES	148
	5.6.1.- Aplicaciones en 3-D	150
	5.6.2.- Aplicaciones 1-D / 2D ..	154
CAPITULO VI	PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES.	160
	6.1 INFORMACIÓN NECESARIA.	160
	6.1.1 Pozo en Planeación.	160
	6.1.2 Pozos de Correlación.	160

6.2 PROCEDIMIENTO.	162
6.2.1 Filosofía del proceso.	162
6.2.2 Proceso principal.	165
6.2.2.1 Proceso 1. Diseño de geopresiones	165
6.2.2.2 Proceso 2. Evaluación de geopresiones.	166
6.2.2.3 Proceso 3. PosEvaluación de geopresiones.	167
6.2.2.4 Proceso 1.1. Determinación de geopresiones con información sísmica.	167
6.2.2.5 Proceso 1.2. Determinación de geopresiones con isomapas.	169
6.2.2.6 Proceso 1.3. Pronóstico de geopresiones con isomapas.	170
6.2.2.7 Proceso 1.4. Determinación de geopresiones en pozos perforados.	171
6.2.2.8 Proceso 1.5. Pronóstico de geopresiones con pozos perforados.	183
6.2.2.9 Proceso 2.1.- Recopilación de información.	184
6.2.2.10 Proceso A.1. Determinación de la tendencia normal	185
6.2.2.11 Proceso A.2. Determinación del gradiente de presión normal.	187
6.2.2.12 Proceso A.3. Determinación del exponente alfa.	188
6.2.2.13 Proceso A.4. Determinación de la relación de poisson.	189
6.2.2.14 Proceso A.5. Interpolación y/o extrapolación de curvas.	190
6.2.2.15 Proceso A.6. Ajuste iterativo del exponente alfa.	191
6.2.2.16 Proceso A.7. Determinación del esfuerzo vertical efectivo	192
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	193
ANEXOS Y APÉNDICE	195
BIBLIOGRAFÍAS	250

CAPITULO. I 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. Básicamente, la determinación del gradiente de presión de sobrecarga, influye en la cuantificación de los gradientes de presión de formación y de fractura tanto en ambientes marinos como terrestres.

Por su parte la determinación de la presión de formación resulta importante en las siguientes actividades:

- 1.- Reducir la frecuencia y severidad de 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 bien aplicados, el pozo puede ser perforado en una forma segura y eficiente; minimizando el tiempo y costo de perforación.

La presión de sobrecarga 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.

Para poder cuantificar la sobrecarga se puede emplear la información obtenida de registros sísmicos y de registros de densidad. 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 la Costa de Louisiana, donde solo basta sustituir la profundidad para obtener un valor.

Para el caso en que no exista información, generalmente se asume que el gradiente de presión de sobrecarga es constante, por ejemplo, en la costa norte del Golfo de México y en otras partes, se emplea un gradiente de sobrecarga de $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ (1 psi/pie) correspondiente a una densidad

promedio del paquete de rocas-fluidos de las formaciones sobreyacentes de 2.31 g/cm^3 . Sin embargo, se ha demostrado que el gradiente de sobrecarga tiene un comportamiento no lineal y puede variar de un lugar a otro. Siempre que se tenga información disponible debe de calcularse para cada zona en particular, ya que este afecta al valor del gradiente de la presión de fractura usado en las operaciones de perforación y terminación de pozos, debido a que es más bajo en ambientes marinos que en los terrestres; lo cual es más notable en aguas profundas y en formaciones someras.

El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad es una función de la formación de los sedimentos superiores. Desafortunadamente, la densidad de los sedimentos no puede ser una determinación confiable hasta que estos han sido penetrados por el pozo y se han tomado registros. Esto conduce a la siguiente paradoja: en general para el adecuado diseño de un pozo, es necesario perforarlo primero. Dado que esto es una imposibilidad física, en el diseño de pozos exploratorios dependerá de estimaciones de sobrecarga basadas en métodos indirectos o empíricos.

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.

Una predicción precisa de la presión de poro es necesaria para el éxito de la exploración y producción de hidrocarburos. En aguas profundas, las altas velocidades de penetración y los bajos gradientes de fractura requieren que el operador pueda predecir con éxito las geopresiones antes de la perforación. La predicción precisa de la presión, con el apropiado programa de tuberías de revestimiento y fluidos de control, ayudan a evitar pérdida de tiempo-equipos, la mayoría de las veces asociado a pegaduras por presión diferencial y pérdidas de circulación. Antes de que un pozo sea perforado, se requiere la estimación de la presión de poro para poder planear el pozo.

La presión 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 de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumenta la profundidad se añaden a la anterior los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

Se ha probado que cuando se fractura la formación horizontalmente, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo de sobrecarga; por el contrario, si el esfuerzo de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales la fractura producida será vertical.

De los métodos desarrollados en la teoría se tiene que éstas técnicas se agrupan 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

Los métodos del esfuerzo mínimo suponen que ocurrirán altas pérdidas de fluido de perforación cuando la presión iguale el esfuerzo in-situ mínimo. Los métodos del esfuerzo tangencial están basados en la solución analítica de los esfuerzos alrededor del agujero, 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 iniciará y terminará su propagación. La principal desventaja con el método de mecánica de la fractura, es que requiere de información generalmente no conocida como es: firmeza de la fractura, longitud inicial de la fractura y distribución del fluido a lo largo de la fractura.

El último grupo de métodos de predicción del gradiente de fractura clasificados como "directos" no están basados en ningún modelo teórico. En este caso correlacionan en forma directa 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, y no pueden ser considerados intercambiables.

La detección de geopresiones puede llevarse a cabo antes, durante y después de la perforación del pozo.

Los métodos aplicables antes de la perforación se caracterizan por utilizar técnicas de prospección geofísica superficial para la detección de presiones. El desarrollo y refinamiento de nuevas técnicas en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos geofísicos, tales como los sísmicos, han hecho posible para la industria petrolera, no solo el estudio de las configuraciones estructurales de las roca sedimentarias, si no además, la configuración estratigráfica, la detección y evaluación de las formaciones presionadas, así como información proporcionada por los registros geofísicos de los pozos vecinos ya perforados; los cuales deben ser correlacionados con el pozo a perforarse.

En el segundo caso, la detección durante la perforación hace uso de la información obtenida por diferentes parámetros que intervienen en la perforación tales como, ritmo de penetración, incremento en la torsión de la tubería de perforación, tensión y arrastre, exponente d y dc , presión de bombeo, incremento en el volumen de lodo, registros de lodo (detección de gas), incremento de recortes y el uso del LWD (registro mientras se perfora).

Para el tercer caso se utilizan los registros geofísicos del pozo (resistividad /conductividad, tiempo de tránsito, neutron, etc.), los cuales son utilizados para medir propiedades de la formación que varían con la profundidad y en forma indirecta se determinan, las geopresiones y conjuntamente con información de pruebas tomadas durante la perforación. Esta información es muy valiosa para la planeación de la perforación y el diseño de los siguientes pozos.

Los datos sísmicos, siendo los únicos datos disponibles, son usados extensivamente para la predicción de la presión. Las técnicas sísmicas explotan el hecho de que una formación geopresionada presente varias de las siguientes propiedades cuando es comparada, en la misma profundidad, con una sección normalmente presurizada:

1. Densidades de formación bajas.

2. Esfuerzos efectivos bajos.
3. Temperaturas altas.
4. Velocidades de intervalo bajas.
5. Porosidades altas.

Los métodos sísmicos detectan cambios de la velocidad de intervalo a partir de un análisis de velocidad en un punto de profundidad común. Pennebaker (1968) fue uno de los primeros autores en describir con detalle las técnicas sísmicas para indicar la profundidad y la magnitud de las presiones anormales

Sus artículos despertaron mucho interés en toda la industria y sus métodos todavía son utilizados con bastante éxito.

Desde los primeros trabajos de Pennebaker, muchos autores describieron como la velocidad sísmica podría ser usada para el análisis de Geopresiones: Reynolds (1970), Reynolds y otros(1973), Bilgeri y Adememo (1982), Dutta (1997). Desafortunadamente, la velocidad tiene con frecuencia un mal uso para la determinación de geopresiones no obstante la precaución que tienen los geofísicos de decir que no todos los datos de un análisis de velocidad sísmica podrían ser utilizados para este propósito. Con mucha frecuencia, las velocidades sísmicas son obtenidas para producir una “sección de apilamiento maquillada (ideal)” para destacar el aspecto estructural de la geología. Por otro lado, las Geopresiones tratan principalmente con los cambios estratigráficos (intervalos lutíticos, desarrollados debido a los cambios en la depositación). Una rutina usa las velocidades de apilamiento para la predicción de presiones sin un adecuado entendimiento de cómo las velocidades sísmicas son obtenidas, procesadas, interpretadas y sus limitaciones, esto podría, originar consecuencias desastrosas.

CAPITULO. II ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA

2.1 GENERALIDADES

La información presentada en éste capítulo fue recabada de reportes realizados por la DEA (Drilling Engineering Association), en su proyecto Dea-119 en donde presentan datos de 32 pozos perforados en aguas profundas con un conjunto de registros los cuales incluyen registros sónico (acústicos), tiempo de transito como registros de densidad del pozo. Cuando no contaron con datos de velocidad sísmica del intervalo de estos pozos, supusieron que alguna relación válida entre la velocidad y la densidad obtenida de los registros del pozo puede adaptarse para utilizarse en la estimación de la densidad para la velocidad sísmica de intervalo.

Los datos obtenidos representan una sección transversal de los pozos de aguas profundas en el Golfo de México en parte de E.E.U.U. El intervalo de tirante de agua es de 1015 a 7520 pies. El límite geográfico de los pozos es un triángulo accidentado desde Loma Viosca a Valle Atwater a la Falla Este. La mayoría de estos pozos fueron perforados en sedimentos que tienen cambiado el sistema de ríos Mississippi-Atchafalaya. Un subgrupo de doce pozos fue seleccionado para dar una clara muestra de los pozos sin influenciar alguna conclusión cuantitativa debido a una sobre concentración de los pozos en una área particular. Modelos empíricos desarrollados, fueron probados contra otro grupo de pozos representativos con el propósito de confirmar la validez de los resultados.

Debido al intervalo geográfico restringido de estos pozos (E.E.U.U. Golfo de México) se deberá ser cauteloso al aplicar los resultados de este estudio en otras áreas. Por otro lado, estos resultados probablemente aplican a otra cuenca similares Terciarias del Golfo de México, y habría que constatar si aplica a la parte de México.

2.2 UNIDADES PARA EL GRADIENTE DE SOBRECARGA

La presión de sobrecarga es el esfuerzo creado por el peso de los materiales sobre la profundidad de interés. El gradiente de sobrecarga es este esfuerzo dividido por la profundidad vertical. Las dimensiones del esfuerzo son fuerza por unidad de área, F/L^2 . Las dimensiones de profundidad son,

por supuesto, simplemente la longitud, o [L]. Sin embargo, la medición de alguna unidad consistente con unidades F/L^3 puede ser apropiada para el gradiente de sobrecarga. Unidades típicas de esta forma son: psi por pie y kilopascales por metro. Con la suposición de un valor constante para la aceleración debida a la gravedad, unidades de densidad de masa tales como lb/gal. US (ppg), gramos por centímetro cúbico (g/cc) y kilogramos por litro (kg/l) son también apropiadas para el gradiente de sobrecarga. La gravedad específica (SG), tomando la densidad del agua como 1 g/cc, es con frecuencia usada como una unidad para el gradiente de sobrecarga.

2.3 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA

El cálculo del gradiente de sobrecarga a una determinada profundidad se realiza a partir de la determinación de los esfuerzos verticales, la determinación de los esfuerzos verticales para cada estrato de roca sobre la profundidad de interés, se obtiene el esfuerzo total. El esfuerzo vertical debido al estrato esta dado por:

$$\sigma_{wi} = \rho_i h_i \quad (2.1)$$

Donde:

σ_{wi} = contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

ρ_i = densidad promedio de la i-ésima capa.

h_i = espesor de la i-ésima capa.

El gradiente de sobrecarga es derivado dividiendo el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad vertical.

$$GS = \sum_{i=1}^n \sigma_{wi} / Z \quad (2.2)$$

Donde :

σ_{wi} = contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

i = índice de la capa del material.

n = número de capas del material.

Z = profundidad vertical (por ejemplo, referido a la mesa rotatoria).

La distancia entre la mesa rotatoria y el nivel del mar puede ser considerada despreciable. El tirante de agua de mar hasta el fondo marino debe considerarse como un intervalo muy estrecho, dependiendo de la salinidad y la temperatura.

La salinidad del agua de mar varía de 32,000 ppm a 39,000 ppm. La temperatura del agua generalmente decrece con la profundidad por debajo de 40°F en el fondo marino, aunque han ocurrido excepciones a esta regla. La densidad de esta agua puede estar en el intervalo de 1.02 a 1.03 g/cc. Aunque la variación de la densidad es pequeña, la contribución de la columna de agua a la sobrecarga total a la profundidad del tirante de agua se incrementa conforme se incrementa el tirante de agua. Las variaciones llegan a ser significativas para la determinación en flujo de agua somera y gradiente de fractura someros.

El valor de Z es la profundidad relativa para un punto de referencia, que debe ser elegido con sumo cuidado para la perforación en aguas profundas. Cuando el retorno del lodo está en el fondo marino, como es el caso de la perforación sin raiser, la consideración de la elevación de la mesa rotatoria como la profundidad de referencia, para el cálculo del gradiente de presión resulta en más errores significativos. Con la tecnología actual (1999), eventualmente la perforación en cada pozo cumple al punto donde retorna el lodo y las profundidades de referencia son una aproximación tradicional para que los cálculos convencionales puedan ser aplicados.

2.3.1 Definición de aguas profundas

El término “agua profunda” parece tener un significado relativo al estado del arte en la perforación marina, “agua profunda” fue definido en forma arbitraria (basado en un consenso de 1998), como la profundidad de agua superior a los 1500 pies.

En otro reporte relacionado a ambientes de sedimentología, se tiene otra (Krumbein y Sloss (1963)) define un “medio ambiente batial”, la cual expone que profundidades de tirante de agua de 600 a 13,500 pies son aguas profundas. Esto incluye a todos los pozos considerados en el estudio DEA119,

previo mencionado. Este texto divide el ambiente batial en una “zona epibatial”, extendida a 3,600 pies e incluye mucho del alcance exterior de la meseta continental, y un ambiente “mesobatial” el cual incluye la mayor parte de la cuenca del fondo marino. Fuera de la zona batial” Krumbein y Sloss definen el “ambiente abisal”, el cual se extiende a 21,000 pies de tirante de agua y el “ambiente hadal” (de Hades?), el cual incluye el talud oceánico.

Un texto más reciente (Boggs (1995)) simplemente define una zona oceánica, la cual incluye el ambiente marino que se extiende entre los intervalos de los arrecifes. La profundidad promedio de los intervalos de los arrecifes se supone alrededor de los 130 metros, equivalente a los 425 pies de tirante de agua. La zona oceánica incluye el declive continental, la cuesta continental, la llanura continental, las fosas oceánicas y la cordillera del océano medio. La siguiente caracterización de sedimentos de aguas profundas es considerada del texto de Boggs.

Los sedimentos de aguas profundas pueden ser divididos (y en ocasiones superponiendo) en dos amplias categorías: terrígenos y pelágicos. Los sedimentos terrígenos son aquellos transportados desde la plataforma continental o áreas más superficiales. Estos sedimentos pueden ser transportados por suspensión en las corrientes de salida de agua dulce de los ríos, erosionados por las corrientes suboceánicas, transportados como partículas finas por los vientos, corrientes turbias, por desprendimientos y deslaves. En algunas áreas el transporte por volcanismo y los glaciales puede contribuir a la sedimentación en aguas profundas. Los sedimentos pelágicos son derivados de material originado fuera de la influencia de formas terrenas. Esta incluye fangos calcáreos y silíceos derivados de los restos de plancton y arcilla pelágica.

La mayoría de los sedimentos atravesados por los pozos, en este estudio se suponen materiales de consistencia y tipo continental, aunque es concebible que a mayores profundidades pueda incrementarse la cantidad de materiales pelágicos

2.4 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD Y LA SOBRECARGA ANTES DE LA PERFORACIÓN.

Se han tenido varios métodos principales para obtener la densidad o los datos de sobrecarga antes de la perforación en áreas exploratorias. Un método no considera el empleo de los datos sísmicos, se basa en una estimación de la densidad y uso de la profundidad como la única fuente de datos para crear una

correlación regional de la densidad o bien del gradiente de sobrecarga. La otra aproximación intenta crear una función entre la densidad y la velocidad del sonido o del tiempo de tránsito. Una tercera aproximación, se basa en un modelo de la compresibilidad volumétrica como una función de la profundidad por debajo del fondo marino, la cuál fue desarrollada y probada por la DEA en el proyecto DEA119. Sin embargo, esto resulta insatisfactorio para estimar las densidades de la formación a partir de datos acústicos.

2.4.1 Uso de la Profundidad Únicamente

La estimación de la densidad de la formación o del gradiente de sobrecarga basado solamente sobre el criterio de la profundidad, ha sido popular por varias décadas. La primera razón para esto es la simplicidad: los algoritmos son generalmente simples expresiones algebraicas y estas no requieren otra información. Otra razón es la popularidad actual del empleo de las herramientas MWD/LWD donde se obtienen registros de Rayos Gamma/Resistividad. Sin tener mediciones de densidad para calcular directamente el esfuerzo de sobrecarga, estos métodos pueden dar un estimado que es usado como una parte de las técnicas de monitoreo de la presión de formación en tiempo real.

2.4.1.1 Valor Constante del Gradiente de Sobrecarga

El primer método para asignarle un valor al gradiente de sobrecarga fue el uso simple de un gradiente constante de 1 psi/pie. Esto corresponde a una densidad de 2.31 g/cc. En areniscas esto será equivalente a una porosidad promedio del 21%. Sin embargo, también se reconoció que un valor constante de sobrecarga puede conducir a una gran imprecisión en la estimación de la presión de formación y del gradiente de fractura. Es particularmente cierto en ambientes marinos donde la densidad del agua de mar debe ser promediada con la densidad de los sedimentos (los cuales inicialmente tienen una densidad muy baja) y la profundidad del tirante de agua varía de pozo a pozo. Esto es porque las técnicas de sobre posición no son exitosas en la predicción de la presión de formación en ambientes marinos.

2.4.1.2 Gradiente de Sobrecarga de Eaton para la Costa del Golfo

Una de las primeras formulaciones generalizadas del gradiente de sobrecarga esta basada en la gráfica (figura 2.1) preparada por Ben Eaton (1968). Esta gráfica muestra un gradiente de esfuerzo de sobrecarga contra la profundidad para formaciones normalmente compactadas de la Costa del Golfo.

Esto fue derivado a partir de un conjunto de registros de densidad de varios pozos de la Costa del Golfo (figura 2.1). Se puede decir que debido a lo lejano de la presentación del estudio, los pozos de aguas profundas no presentan el comportamiento de Eaton.

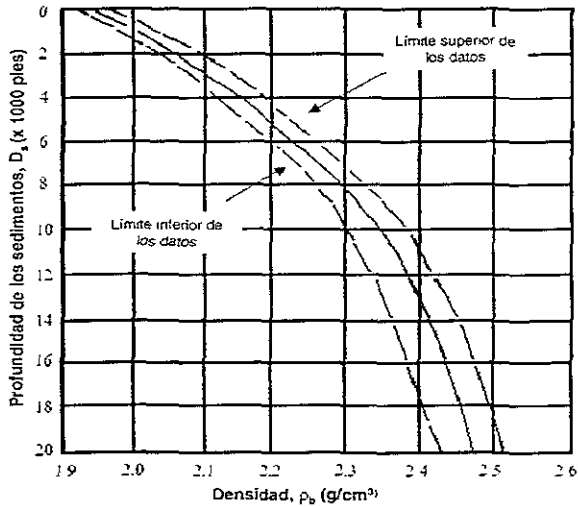


Figura 2.1.- Datos de la densidad de Eaton para la Costa del Golfo.

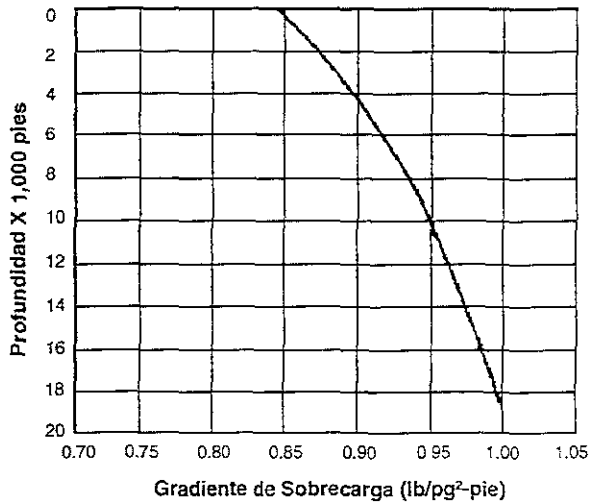


Figura 2.2.- Relación de Eaton de la sobrecarga vs. profundidad.

2.4.1.3 Adaptación del Método de Sobrecarga de Eaton a otras Regiones.

Siguiendo el ejemplo de Eaton, expresiones algebraicas para el Gradiente de Sobrecarga en otras regiones se han elaborado. Un ejemplo es la siguiente expresión creada para el Delta Níger. Si bien esto no fue originalmente intentado para aplicaciones marinas, la siguiente versión ha sido adaptada para tal propósito:

$$GS = \frac{0.0133 * \ln(D)^2 - 0.173 * \ln(D) + 1.4335 * D + 0.4335 * WD * \rho_w}{Z} \quad (2.3)$$

Donde:

GS = Gradiente de sobrecarga, psi/pies

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

WD = Tirante de agua, pies

ρ_w = Densidad del agua de mar, g/cc

Z = Profundidad vertical relativo a la mesa rotatoria, pies

Otro ejemplo fue la derivación de una ecuación para el campo Statfjord en el Mar del Norte realizada por Aadnoy y Larsen (1987).

$$GS = 19.5 - 1.21E - 3 * D + 8.78E - 7 * D^2 - 10.43E - 11 * D^3 \quad (2.4)$$

Donde:

GS = Gradiente de sobrecarga, kPa/m

D = Profundidad, m

2.4.1.4. Técnica de “Profundidad Equivalente” de Simmons y Rau

Simmons y Rau (1998) presentaron un método que ellos llamaron “La modificación de la técnica Eaton” para estimar el esfuerzo de sobrecarga en aguas muy profundas, definiendo como aguas

profundas una profundidad mayor a los 350 pies. Al parecer la lógica de la técnica anterior es engañosa en cuanto esta basada en la idea de que la columna de agua origina un “pre-esfuerzo” el cual contribuye a la compactación de los sedimentos. Esto es contrario a la ley generalmente aceptada de Terzaghi sobre la compactación de las formaciones (1943), la cual establece que el esfuerzo debido a la sobrecarga esta balanceado por la presión del fluido en el poro y el esfuerzo entre grano y grano (ecuación (2.5)).

$$\sigma_s = P_{fp} + \sigma_e \quad (2.5)$$

Donde:

σ_s = esfuerzo por sobrecarga

P_{fp} = presión del fluido del poro

σ_e = esfuerzo efectivo grano a grano

Por supuesto, todos los términos en la ecuación 2.5 pueden ser divididos por la profundidad para obtener una expresión valida en términos de gradientes de presión o densidad equivalente del lodo.

No obstante, la técnica de Simmons y Rau presentada es, desde su creación, una relación empírica que ellos encontraron útil, para la determinación del gradiente de fractura antes de la perforación de pozos marinos, sobre el entonces estado del arte vigente. Sin embargo, debido a la fundamentación empírica y la verificación que hicieron para esta técnica, se consideró importante su inclusión en el estudio del proyecto DEA-119.

El primer paso en la técnica de Simmons y Rau es establecer una “profundidad equivalente del sedimento” que corresponda al tirante de agua del pozo, utilizando para ello la ecuación 2.6 y/o 2.7

$$D_{eq} = 0.00001489554 + 1/\left(\frac{1.911364}{WD} - \frac{2.703024}{WD^2}\right) \quad (2.6)$$

$$D_{eq} = \frac{WD}{2} \quad (2.7)$$

Donde:

D_{eq} = Profundidad equivalente del sedimento, pies

WD = Tirante de agua, pies

El segundo paso es calcular la “profundidad efectiva de penetración del sedimento” por la adición de la “profundidad equivalente del sedimento” de la columna de agua a la profundidad por debajo del fondo marino:

$$D_{eff} = D_{eq} + D \quad (2.8)$$

Donde:

D_{eff} = Profundidad efectiva de penetración del sedimento, pies

D_{eq} = Profundidad equivalente del sedimento, de la ecuación (2.7) u (2.8), pies

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

El tercer paso es determinar el gradiente de sobrecarga promedio a la “profundidad efectiva de penetración del sedimento”, utilizando la siguiente relación empírica:

$$\ln\left(\frac{GS_{prom}}{0.8511934}\right) = \frac{(\ln D_{eff} - 6.206593)^2}{84.36084} \quad (2.9)$$

Donde:

GS_{prom} = Gradiente de sobrecarga promedio, psi/pie

D_{eff} = Profundidad equivalente de penetración de sedimento, de la ecuación 2.8, pies

2.4.1.5 Relación Empírica de Traugott

Recientemente, Martin Traugott (1997) introdujo la siguiente ecuación empírica para estimar el gradiente de sobrecarga basado únicamente en la profundidad por debajo del fondo marino

$$GS = \frac{8.5WD + (16.3 + \left(\frac{D}{3125}\right)^{0.6})D}{Z} \quad (2.10)$$

Donde:

GS = Gradiente de sobrecarga, lb/gal. US

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

WD = Tirante de agua, pies

Z = Profundidad vertical relativo a la mesa rotatoria, pies

Nota: En esta ecuación, la densidad del agua de mar está dada como 8.5 lb/gal y la densidad en el fondo marino esta dada como 16.3 lb/gal. Las 16.3 lb/gal de densidad del fondo marino es consistente con la densidad promedio del fondo marino de Eaton de aproximadamente 1.95 g/cc. Considerando que la densidad promedio de la matriz de los sedimentos de aguas profundas es 2.6 g/cc, esto corresponde a una porosidad del fondo marino de 41%.

2.4.1.6 Ajuste del Gradiente de Sobrecarga de Barker y Wood, a partir de Información de Pruebas de Admisión (Leak-off)

Barker y Wood (1997), consideraron formaciones plásticas para aguas profundas, derivaron una expresión para la densidad promedio acumulativa a partir del fondo marino a una profundidad de interés utilizando datos de pruebas de goteo de 70 pozos de aguas profundas. La esencia de la consideración de una formación plástica es que la presión requerida para abrir una fractura es igual al gradiente de sobrecarga.

Eaton (1997) reafirmo este medio para obtener el Gradiente de Sobrecarga cuando se aplica su propio método para estimar gradientes de fractura en aguas profundas. Cuando se combina con la contribución de la superposición de capas en aguas marinas Barker y Woods sugieren 8.55 lb/gal como la densidad promedio del agua de mar para pozos de aguas profundas en el Golfo de México), resulta la siguiente expresión:

$$GS = \frac{8.55WD + 5.3D^{1.1356}}{Z} \quad (2.11)$$

Donde.

GS = Gradiente de sobrecarga, lb/gal.

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

WD = Tirante de agua, pies

Z = Profundidad vertical relativo a la mesa rotatoria, pies

2.4.1.7. Relación Empírica de John Jones para la Densidad de Sedimentos en Aguas Profundas

Otro medio estrictamente empírico para obtener una estimación del Gradiente de Sobrecarga utilizando únicamente la profundidad, proviene de John Jones, de Marathon Oil, Houston. El método empleado establece una ecuación empírica de la densidad para cada serie de intervalos de profundidad. Las ecuaciones empíricas fueron obtenidas utilizando información de densidad tanto de registros convencionales como de recortes obtenidos del pozo. El perfil de densidades resultante es por lo tanto mas realista que la mayoría de las estimaciones de densidades cerca del fondo marino. Este perfil puede ser usado para obtener el Gradiente de Sobrecarga utilizando la metodología de la ecuación (2.2).

Para profundidades entre el fondo marino y 100 pies por debajo del fondo marino,

$$\rho = 1.47 + 0.0028D - 0.0000033D^2 \quad (2.12)$$

De 100 a 500 pies por debajo del fondo marino,

$$\rho = 1.6 + 0.0013D - 0.00000132D^2 \quad (2.13)$$

Entre 500 y 8,000 pies por debajo del fondo marino,

$$\rho = 1.9 + 0.00006D - 0.000,000,00106D^2 \quad (2.14)$$

Por debajo de 8000 pies a partir del fondo marino,

$$\rho = 2.037 + 0.00004D - 0.000,000,000,7D^2 \quad (2.15)$$

Donde: para las ecuaciones 2.12 a 2.15:

ρ = Densidad de la formación, g/cc

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

2.4.2 Combinación de los Modelos de Profundidad y Compactación

El método de Simmons y Rau, intento incorporar implícitamente los efectos de compactación dentro de su propio modelo. En esta sección se presentan dos modelos explícitos ampliamente conocidos para la compactación (el de Athy y el de Hubbert-Rubey), junto con una fórmula empírica que trata con la compactación incorporando la edad de la formación en el modelo (modelo de Zamora).

2.4.2.1 Fórmula de Compactación de Athy.

En 1930, Athy publicó un estudio sobre lutitas Pérmicas y Pensilvánicas en el norte de Oklahoma, que le permitió postular la siguiente relación entre la porosidad y la profundidad de sepultamiento, es decir una ecuación de compactación:

$$\phi = \phi_0 e^{-kz} \quad (2.16)$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción

ϕ_0 = Porosidad (inicial) en el fondo marino, fracción

k = Ritmo de compactación (constante), pies⁻¹

Z = Profundidad vertical, relativa al fondo marino, pies

Esta ecuación considera que la compactación normal ha tomado lugar y que no hay inconformidades o fallas que hayan interrumpido el perfil de sepultamiento

Los valores de ϕ_0 y k de Athy para información del norte de Oklahoma son 0.48 y -4.33×10^{-4} pies⁻¹, respectivamente.

2.4.2.2 Aplicación de la Ecuación de Athy a los Datos de Eaton para la Determinación del Gradiente de Sobrecarga.

Utilizando los resultados de la densidad promedio vs. profundidad, obtenidos por Eaton (1968), es posible obtener una porosidad genérica vs. el perfil de profundidades para los sedimentos de la Costa del Golfo para las cuales se puede determinar las constantes de Athy. Esto fue presentado en el libro de texto "Ingeniería de Perforación Aplicada" (1986), publicado por la SPE. La ecuación constitutiva para la densidad fue aplicada a la información de Eaton para estimar la porosidad:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_s}{\rho_m - \rho_f} \quad (2.17)$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción

ρ_m = Densidad de la matriz, g/cc

ρ_s = Densidad de la formación, g/cc

ρ_f = Densidad del fluido, g/cc

Cuando la ecuación de la densidad y la de Athy se combinan y aplican en el cálculo de la esencia de la ecuación (2.2), se puede derivar la formula siguiente:

$$GS = \frac{19.25 \left(0.43345 \left(\rho_{sw} WD + \rho_m D \frac{(\rho_m - \rho_f) \phi_o}{k} (1 - e^{-kD}) \right) \right)}{Z} \quad (2.18)$$

Donde:

19.25 = Factor de conversión de psi/pie a libras / galón

0.43345 = Factor de conversión de g/cc a psi/pie

ρ_{sw} = Densidad del agua de mar, g/cc

WD = Tirante de agua, pies

ρ_m = Densidad del grano (matriz), g/cc

D = Profundidad por debajo de la línea de lodo, pies

ρ_f = Densidad del fluido del poro, g/cc

ϕ_o = Porosidad inicial en el fondo marino, fracción

k = Constante de compactación de Athy, pies⁻¹

Z = Profundidad vertical referido a la mesa rotatoria, pies

Considerando la densidad promedio de la matriz igual a 2.6 g/cc y la densidad del fluido de 1.074 g/cc, se evaluaron las porosidades. Una regresión aplicada en los datos de porosidad vs. profundidad da una densidad en el fondo marino, ϕ_o , de 0.41 y una constante de compactación, k, de 0.000085 pies⁻¹

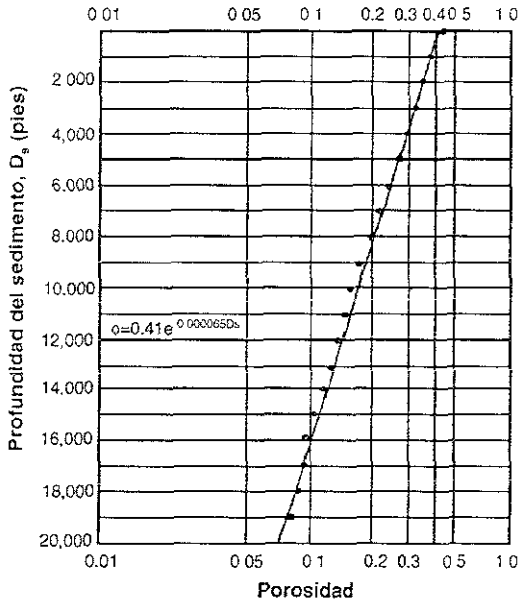


Figura 2.3.- Relación de Athy obtenida de los datos de Eaton de densidad de la Costa del Golfo

Si uno fuera a considerar que la profundidad del agua es despreciable y que $Z = D$, entonces la ecuación (2.19) debe dar un perfil de Gradiente de Sobrecarga muy similar al de la figura 2.1

2.4.2.3. Combinación de las Ecuaciones de Athy y de Hubbert-Rubey para la Compactación.

La ecuación de Hubbert-Rubey (1959) para la compactación es muy similar a la ecuación de Athy; sin embargo, esta sustituye el esfuerzo efectivo para el parámetro de profundidad utilizado por Athy:

$$\phi = \phi_0 e^{-c\sigma} \quad (2.19)$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción

ϕ_0 = Porosidad inicial (del fondo marino), fracción

c = Constante de compactación

σ = Esfuerzo efectivo

Puede parecer razonable considerar esto como un avance sobre la ecuación de Athy debido a que la profundidad en si misma no produce compactación. El esfuerzo vertical efectivo es la causa verdadera de la reducción de la porosidad durante la compactación. Ya que este esfuerzo se incrementa con la profundidad, puede verse que la profundidad es meramente un parámetro sustituto para el esfuerzo vertical efectivo.

Así entonces, de acuerdo con la ley de Terzaghi (ecuación 2.7), el esfuerzo efectivo es igual al esfuerzo de sobrecarga menos la presión de formación, podemos sustituir esto en la ecuación (2.20) para obtener:

$$\phi = \phi_0 e^{-c(S-P_f)} \quad (2.20)$$

Donde:

ϕ ... = Porosidad, fracción

ϕ_0 ... = Porosidad en el fondo marino (inicial), fracción

c ... = Constante de compactación

S ... = Sobrecarga

P_f = Presión de formación

Alixant y Desbrandes (1989) observaron que esta aproximación pudo haber sido el primer método para estimar explícitamente la presión de formación sin el uso de las líneas de compactación de tendencia normal. En un estudio en el Golfo de México, en el Campo Petrolero Eugene Island Bloque 331, obtuvieron un valor de 0.40 para ϕ y 0.0368 Mpa⁻¹ (Hart y otros, 1995).

Comparando la ecuación (2.21) con la ecuación (2.17), es claro que las dos ecuaciones pueden ser combinadas como sigue:

$$c(S - P_p) - kD \quad (2.21)$$

Donde:

c = Constante de compactación de Hubbert-Rubey, psi^{-1}

S = Sobrecarga, psi

P_p = Presión de formación, psi

K = Constante de compactación de Athy, pies^{-1}

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

Ordenando términos:

$$\frac{S - P_p}{D} = \frac{k}{c} = A, \text{ una constante, } \text{psi/pie} \quad (2.22)$$

La implicación de este resultado es que el esfuerzo efectivo es constante en sedimentos normalmente compactados (normalmente presurizados). Ya que el esfuerzo de sobrecarga se incrementa, la presión de formación debe también de incrementarse. Pero, si la presión de formación aumenta, entonces la consideración de compactación normal se viola. Por lo tanto, ambas relaciones no pueden ser verdaderas al mismo tiempo. El análisis de esta contradicción queda fuera del alcance de este estudio, pero puede mencionarse que ambas ecuaciones tienen sus soportes en la industria y han permitido hacer estimaciones de geopresiones con el uso de técnicas empíricas.

Esto concluye la consideración de la profundidad como el medio para estimar la densidad de la formación o el gradiente de sobrecarga. La siguiente sección considera el uso de datos de velocidad sísmica del intervalo (o el equivalentemente, tiempo de tránsito) para estimar la densidad de la formación o el gradiente de sobrecarga antes de la perforación.

2.4.2.3.1 Combinación de la Ecuación de Athy con Otras Ecuaciones de Compactación

Existen otras ecuaciones de compactación a parte de la ecuación de Hubbert-Rubey (1959), una de las cuales relaciona la porosidad con el esfuerzo vertical efectivo. Cuando se aplican para estimar los esfuerzos de sobrecarga, estas combinaciones se espera sean exactas únicamente cuando las formaciones son normalmente compactadas y presurizadas. Cuando estas condiciones no se cumplen, la sobrecarga resultante se espera sea muy alta. Para aplicar estas ecuaciones, se requiere del conocimiento de un par de constantes obtenidas empíricamente.

2.4.2.3.2 Relaciones de Compactación de Athy y Baldwin-Butler

La ecuación de Baldwin-Butler (1985) ha sido popularizada por Phil Holbrook (desde 1987) y ha sido utilizada también por Tom Bryant (1989) en su técnica de presión de formación de "Lutita Dual". Siguiendo la notación de Holbrook, la ecuación de Baldwin-Butler considera el esfuerzo efectivo como una función de ley de potencias como sigue:

$$\sigma_e = \sigma_{\max} (1 - \phi)^\alpha \quad (2.23)$$

Donde:

σ_e = Esfuerzo efectivo

σ_{\max} = Constante del material de la ley de potencias, el esfuerzo al cual la porosidad es reducida a cero

ϕ = Porosidad, fracción

α = Otra constante del material para la ley de potencias

Cuando se combina con la ecuación de Athy (1930), la siguiente expresión para el esfuerzo de sobrecarga en aguas profundas puede ser obtenida:

$$S = \rho_{sw} WD + P_p + \sigma_{\max} (1 - \phi_o e^{-kD})^\alpha \quad (2.24)$$

Donde:

S = Sobrecarga, psi

ρ_{sw} = Densidad del agua de mar, g/cc

WD = Tirante de agua, g/cc

P_{fp} = Presión del fluido del poro, psi

σ_{max} = Constante del material de la ley de potencias

ϕ_o = Porosidad en el fondo marino (inicial), fracción

k = Constante de compactación de Athy, pies⁻¹

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

α = Constante del material de la ley de potencias

Teniendo en mente que la ley de Athy (1930) únicamente es válida para sedimentos normalmente compactados y debido a que la presión de formación no se conoce a priori, la expresión anterior puede ser útil para estimar un esfuerzo de sobrecarga. Sin embargo, el uso de este esfuerzo de sobrecarga puede resultar en un cálculo excesivamente grande de la presión de formación y del gradiente de fractura. A diferencia de la ley de compactación de Hubbert-Rubey (1959), la combinación de la ley de Athy (1930) con la relación de Baldwin-Butler (1985) no conduce a alguna contradicción obvia.

2.4.2.3.3 Relaciones de Compactación de Athy y Perloff-Baron

Otra ecuación de compactación que considera la relación de porosidad, $\phi/(1-\phi)$, con el esfuerzo efectivo. La técnica de presión de formación de Alixant y Desbrandes (1989) hace uso de la siguiente ecuación de compactación, atribuida a Perloff and Baron (1976):

$$\sigma_e = 10^{\frac{\phi/(1-\phi)-b}{a}} \quad (2.25)$$

Donde:

σ_e = Esfuerzo efectivo

ϕ = Porosidad, fracción

a = Constante

b = Constante

De acuerdo con lo anterior, esta expresión puede ser combinada con la ley de Athy (1930) para derivar una expresión que pueda ser utilizada para estimar el esfuerzo de sobrecarga en ambientes de aguas profundas:

$$S = \rho_{sw} WD + P_{fp} + 10^{\frac{\phi/(1-\phi)-b}{a}} \quad (2.26)$$

Donde:

S = Sobrecarga, psi

ρ_{sw} = Densidad del agua de mar, g/cc

WD = Tirante de agua, g/cc

P_{fp} = Presión del fluido del poro, psi

ϕ = Porosidad de la ley de Athy, $= \phi_o e^{-kz}$

a = Constante

b = Constante

Al igual que la combinación de la ley de Athy (1930) con la ecuación de Baldwin-butler (1985), el gradiente de sobrecarga calculado se espera que sea exacto solo cuando las formaciones sean normalmente compactadas y normalmente presurizadas.

2.4.3 Método de Zamora -Relacionado con la Edad de la Roca

En un intento por generalizar el gradiente de sobrecarga de Eaton (1968) de la Costa del Golfo, para diferentes cuencas y para su aplicación costa afuera, Zamora (1989) propuso la siguiente formula:

$$GS = \frac{8.5WD + (8.03 + 0.232A)D^{1.075}}{Z} \quad (2.27)$$

Donde:

GS = Gradiente de sobrecarga, lb/gal.

WD = Tirante de agua, pies

A = Parámetro dependiente de la edad geológica de la roca

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies

Z = profundidad vertical (por ejemplo referido a la mesa rotatoria), pies

El parámetro A, es dependiente de la edad de la roca de acuerdo a la siguiente tabla:

EDAD	A
Holoceno-Plioceno:	0-5
Mioceno-Oligoceno:	5-9
Eoceno-Paleoceno:	9-10
Cretácico-Triásico:	10-11
Permiano-Inferior:	11-14

Zamora observó que un valor de 4 para A da un buen acercamiento a la curva de Eaton de la Costa del Golfo.

2.5 Densidad y Gradiente de Sobrecarga a partir de Información Acústica

Ya que antes de la perforación la información sísmica comúnmente se encuentra disponible, puede usarse para proveer información acerca de las capas sedimentarias. Físicamente, la propagación de una onda compresiva a través de una roca esta directamente relacionada con la densidad en al menos tres formas distintas: 1) por medio del coeficiente de reflexión sísmica (impedancia acústica), 2) por el módulo elástico y 3) por la porosidad.

Puede ser meritorio también considerar el uso del esfuerzo efectivo como un “campo común” entre la velocidad y el gradiente de sobrecarga. En reflexiones profundas, es claro que si la velocidad es utilizada para determinar la sobrecarga por medio de una transformación del esfuerzo efectivo, utilizando una suposición de presión normal de formación; entonces, cuando la resultante del esfuerzo de sobrecarga sea aplicada, las presiones de formación calculadas serán normales.

En consecuencia, no se debe estimar la sobrecarga a partir de tiempos de transito sísmicos utilizando una relación de esfuerzos efectiva. La razón de esto es que cuando esta sobrecarga se utiliza para calcular presiones de formación, los valores que se obtienen representan únicamente los puntos donde se obtuvo la de formación. Obviamente, estos cálculos no permiten facilitar el diseño de programas de densidad del lodo o de tuberías de revestimiento.

2.5.1 Coeficiente de Reflexión Sísmica

La formula para el coeficiente de reflexión sísmica está dado por:

$$R = \frac{\rho_2 V_{p2} - \rho_1 V_{p1}}{\rho_2 V_{p2} + \rho_1 V_{p1}} \quad (2.28)$$

Donde:

R = Coeficiente de reflexión sísmica

ρ_1 = Densidad de la capa 1

V_{p1} = Velocidad compresional en la capa 1

ρ_2 = Densidad de la capa 2

V_{s2} = Velocidad compresional en la capa 2

Esta ecuación puede ser resuelta algebraicamente para la densidad del sedimento en la capa 2 si las velocidades de las capas han sido determinadas, el coeficiente de reflexión entre las capas ha sido establecido y si la densidad de la capa 1 es conocida. Para aplicaciones en aguas profundas, la columna de agua puede utilizarse como la capa 1 para comenzar con el proceso de establecer las densidades de todas las capas subsecuentes.

2.5.2 Módulo Elástico

La velocidad de una onda compresional está dada por la siguiente formula:

$$V = \left(\frac{E}{\rho} \right)^{0.5} \quad (2.29)$$

Donde:

V = Velocidad

E = Módulo elástico (módulo de Young)

ρ = Densidad

Esta ecuación puede ser rearrreglada para resolver la densidad en términos de la velocidad y el módulo elástico:

$$\rho = \frac{E}{V^2} \quad (2.30)$$

La DEA, en el proyecto DEA-119, realizó una breve investigación sobre la posibilidad de utilizar el módulo elástico como medio para obtener la densidad a partir de la información de velocidad. Para doce de los pozos, se obtuvo un “valor logarítmico” para el módulo elástico por medio del siguiente arreglo de la ecuación (2.28):

$$C = \frac{1}{E} = \frac{\Delta t^2}{\rho} \quad (2.31)$$

Donde:

C = Compresibilidad, unidades del registro, por ejemplo (microsegundos por pie)² / (g/cc)

E = Módulo elástico

Δt = Tiempo de tránsito, microsegundos por pie

ρ = Densidad, g/cc

La idea fue investigar si se podía obtener una relación útil entre el módulo elástico y la profundidad por debajo del fondo marino. Si así hubiera sido, entonces la velocidad del tiempo de tránsito puede ser utilizada para estimar la densidad de la formación. Las compresibilidades fueron calculadas para doce pozos en el proyecto DEA-119, distribuidos en la zona de aguas profundas del Golfo de México en Estados Unidos. La compresibilidad promedio obtenida se utilizó para calcular la densidad en función del tiempo de tránsito. El resultado fue una curva con amplias variaciones que representan valores de densidad irreales.

2.5.3 Ecuación de Gardner

Por mucho, el método más popular para obtener información de densidades a partir de información acústica es la ecuación de Gardner (1974). Parte de esto es por la simplicidad del método. No hay necesidad de cualquier otra variable de entrada de información a parte de la velocidad. La ecuación tiene la forma de una ley de potencias:

$$\rho = aV^b \quad (2.32)$$

Dónde:

ρ = Densidad, g/cc

a = Coeficiente empírico, el valor original fue 0.23

V = Velocidad, pies/seg.

b = Exponente empírico, el valor original fue 0.25

En la práctica la ecuación de Gardner, con sus constantes originales, no es confiable porque generalmente valores de las densidades de formación están por debajo de su valor real en ambientes costa afuera. Esto se ha confirmado para la mayoría de los pozos considerados en este estudio. Para corregir los resultados obtenidos con la ecuación de Gardner, algunos operadores hacen ajustes locales a las constantes de la ley de potencias utilizando la información disponible de registros de densidad. En algunos casos, se ha encontrado que el cambio en el coeficiente a 0.25 es suficiente para obtener una mayor exactitud en las densidades de las formaciones. Debido a la magnitud de los valores de velocidad expresada en pies/segundo, la ecuación de Gardner es más sensible a cambios en el exponente que a los cambios en el coeficiente.

2.5.4 Transformación de Pennebaker

Pennebaker (1968), uno de los pioneros en el análisis de geopresiones, antes de la perforación a partir de información sísmica, publicó un método para el análisis de la presión de formación y el gradiente de fractura. Uno de los conceptos menos utilizados en su trabajo, fue la idea de utilizar la profundidad a la cual el tiempo de tránsito alcanzó un valor relacionado con la compactación para estimar el gradiente de sobrecarga. El criterio seleccionado por Pennebaker fue $100 \mu \text{ seg/pie}$. En algunos aspectos, este método es semejante al de Zamora en cuanto a que el gradiente de sobrecarga resultante puede estar correlacionado con edad geológica. El método probablemente tiene un mérito, sin embargo; las curvas de Pennebaker (figura 2.4) no han sido aún convertidas a un algoritmo que pueda ser comprobado fácilmente con técnicas computacionales.

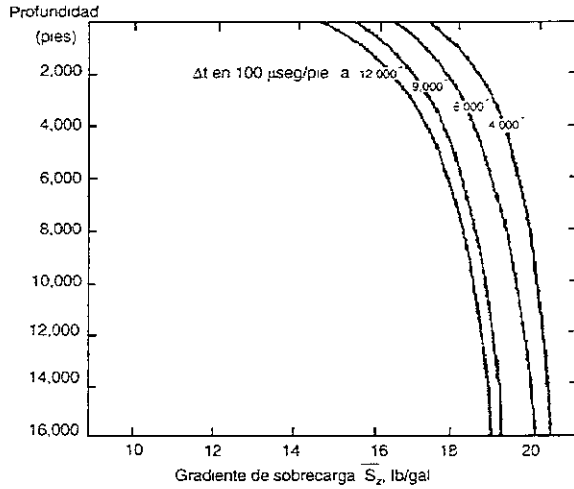


Fig. 2.4.- Transformación del GS de Pennebaker.

2.5.5 Transformación Belloti y Giacca

Esta transformación recibió amplia aceptación debido al tiempo y el lugar donde fue publicada. Se publicó en 1978, cuando las herramientas MWD comenzaron a ser introducidas en el mercado, y cuando la necesidad de establecer gradientes de sobrecarga en ausencia de registros de densidad comenzaba a crecer considerablemente. Más aún, debido a que se publicó en el Oil and Gas Journal, tuvo gran circulación. Las constantes utilizadas en la fórmula sugieren que fueron optimizadas para un área específica (Po Valley Basin, Italia), sin embargo, la forma de la ecuación puede ser aplicada en otras áreas. La fórmula fue publicada como se muestra a continuación:

$$\rho = 2.75 - \frac{2.11(\Delta t - 53)}{(\Delta t + 200)} \quad (2.33)$$

2.6 Análisis de los métodos para determinar el gradiente de sobrecarga.

2.6.1 El Mejor Método que Utiliza Profundidad Únicamente

Entre los algoritmos probados, el proporcionado por John Jones de Marathon para calcular la densidad como una función de la profundidad, determina un gradiente de sobrecarga con la menor

diferencia a partir de otro que utiliza la densidad promedio de las lecturas de los registros de densidad de los pozos bajo estudio.

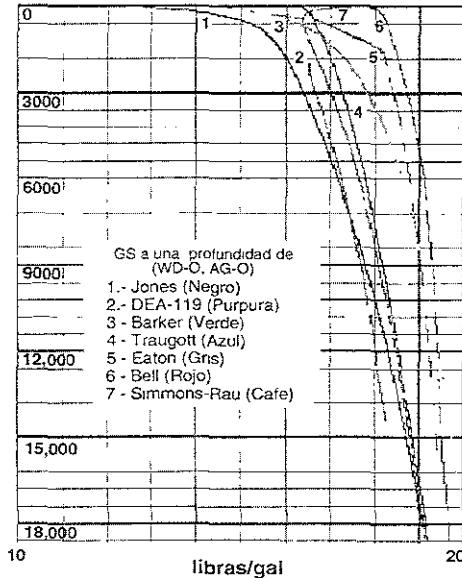


Figura 2.7 - GS desde profundidades a partir del fondo marino

Es factible modificar el algoritmo de Jones para obtener un mejor ajuste de los resultados con la información del proyecto DEA-119, sin embargo, lo mostrado en la figura 2.7 indica que un método no basado solo en la profundidad puede ser utilizado con confianza sin información de pozos de correlación vecinos. La razón de esto, es el intervalo de información de densidad encontrado en estos pozos

Los datos de Eaton (figura 2.1) tiene una dispersión máxima de aproximadamente 0.1 g/cc entre la densidad mínima y máxima encontradas. Para los doce pozos analizados, en el estudio de la DEA, la variación en densidades es de alrededor de 0.2 g/cc para el intervalo de 2910 a 12700 pies, por debajo del fondo marino. Obviamente, esta clase de variación en densidades actuales puede dar lugar a que ocurran errores serios en la estimación de la sobrecarga. Por lo tanto, se recomienda utilizar la velocidad sísmica del intervalo del sitio específico para determinar densidades para calcular el gradiente de sobrecarga.

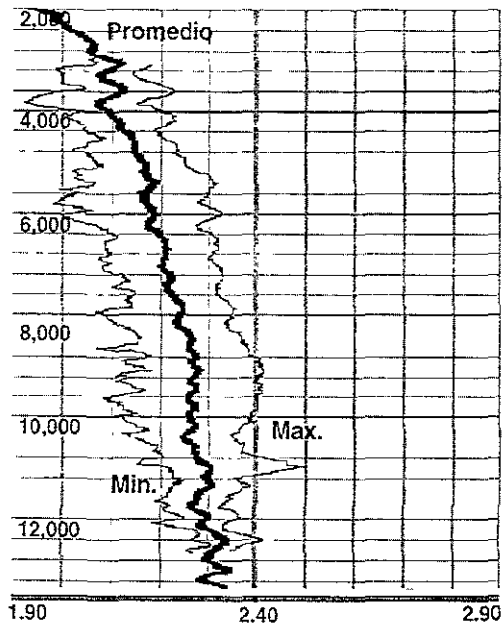


Figura 2.8.- Intervalo de información de densidad para los doce pozos del proyecto DEA-119.

2.6.2 Mejor Método Acústico.

Como se mencionó anteriormente, en el Proyecto DEA119 se desarrollaron dos nuevos algoritmos. El mejor, por mucho, es el que se conoce como “última transformación de la velocidad/densidad”, basado en la ecuación de Raiga-Clemenceau (1986), utilizando las constantes de Issler, una densidad de la matriz de 2.6 g/cc y una densidad de fluido de 1.03 g/cc. Este método fue el mejor en ocho de los doce pozos representativos seleccionados, produciendo la menor diferencia media entre la información de densidad real y la densidad pronosticada por la nueva transformación. En sólo dos de los pozos otro método dio una pequeña desviación estándar en la diferencia entre la densidad real y la pronosticada.

Fuera de los cuatro pozos en los que el nuevo método no fue el mejor, dos fueron los más orientados hacia el oeste. En estos, el método de Gardner produjo los mejores resultados. Esto sugiere que una calibración regional de las constantes puede mejorar los resultados, cuando se espera que pueda haber diferencias en la fuente de las rocas o en otros parámetros geológicos. En general, el método de Gardner no salió muy bien: la información de densidad real promedió es mayor que la predicción de

Gardner por 0.040 g/cc, siendo la más alta en once de los doce pozos. En contraste, el nuevo método produjo densidades promedio que fueron demasiado bajas en siete de los doce pozos, con una diferencia promedio de 0.0037 g/cc

Se trató de encontrar los mejores coeficientes y exponentes para la ecuación de Gardner en cada uno de los doce pozos en este estudio. Los resultados fueron sorprendentes. Aún cuando los mejores valores promedio del coeficiente (0.230) y del exponente (0.261) fueron muy próximos a los valores publicados originalmente (0.23 y 0.25, respectivamente), el intervalo de diferencia de estos parámetros fue considerable. El intervalo para el coeficiente fue de 0.098 a 0.448, con una desviación estándar de 0.106. El intervalo para el exponente fue de 0.178 a 0.348, con una desviación estándar de 0.047. En los dos pozos en los cuales el método de Gardner fue el mejor, en uno de ellos tuvo un coeficiente y exponente de 0.399 y 0.190, respectivamente (East Breaks 688) lo cual representa una desviación considerable con respecto a los valores estándar. El otro pozo (Garden Banks 581) tuvo valores para el coeficiente y exponente 0.248 y 0.240, respectivamente, los cuales son muy próximos a los valores publicados.

En el pozo más profundo, el algoritmo de Traugott (un método que considera únicamente la profundidad), produce la mejor aproximación a la densidad real. Sin embargo, la desviación estándar para la diferencia entre la densidad real y la pronosticada fue la mayor entre los métodos probados. El nuevo método fue el segundo mejor en este pozo, superando a los métodos basados en la acústica.

En el otro pozo, la primera transformación de velocidad/densidad obtenida en el proyecto DEA-119, fue mejor. Éste fue el único en el cual se tuvo conocimiento que los datos analizados fueron subtratados. Esta es una pequeña muestra para poder sacar conclusiones, pero esta correlación tal vez debería ser investigada posteriormente.

2.6.3 Comparación directa del método de Gardner con el posterior método DEA-119.

Ya que uno de los objetivos del proyecto DEA-119 es buscar y encontrar mejoras en las metodologías existentes, esta sección se enfocará en hacer una comparación entre el mejor método DEA-119 desarrollado, con los métodos existentes, los estándar de la industria y el de Gardner. La siguiente tabla contiene 3 columnas. La primera columna identifica el bloque para el cual el pozo en estudio fue

tomado. La segunda columna contiene el resultado de sustraer la densidad obtenida por el método de Gardner de la densidad real obtenida a partir de un registro de línea de acero (se excluye la información etiquetada como anómala). La tercer columna contiene un cálculo similar desarrollado sobre la densidad obtenida a partir de la última transformación de la velocidad/densidad obtenida en el proyecto DEA-119.

	Gardner	Transformación
		DEA-119 (última)
MC546	0 021	-0.016
AV575	0 038	0 001
GC260	0 044	0 007
GC235	0 036	0 001
MC211	0 085	0 0049
MC706	0 028	-0 009
GB581	-0 011	-0 049
AV471	0 028	-0.009
MC657	0 059	0.022
EB688	0 017	-0.019
GB594	0 05	0.013
MC952	0 047	0.011
Promedio	0 036833	0.000166667

Tabla 2.1 Promedio de las diferencias para la densidad obtenida por registros de línea de acero.

Como se puede observar, en once de los doce pozos, el método de Gardner hace una baja estimación de las densidades de la formación utilizando información sónica de línea de acero. Esta baja estimación de las densidades corrobora el consenso general del método de Gardner. En contraste, el nuevo método bajo estima las densidades en la mitad de los pozos, siete de doce. De estos doce pozos, el método de Gardner solamente dio buenos resultados en dos pozos, el GB581 y el EB688. Estos pozos son los que se encuentran más hacia el oeste, lo cual sugiere que se necesita una posterior investigación sobre la influencia de la localización geográfica.

El pozo GC235 tiene una estadística la cual concuerda bastante bien con el promedio estadístico, como se puede observar en la tabla anterior. Para tener una visión del significado de las diferencias entre los métodos, se presenta la siguiente gráfica.

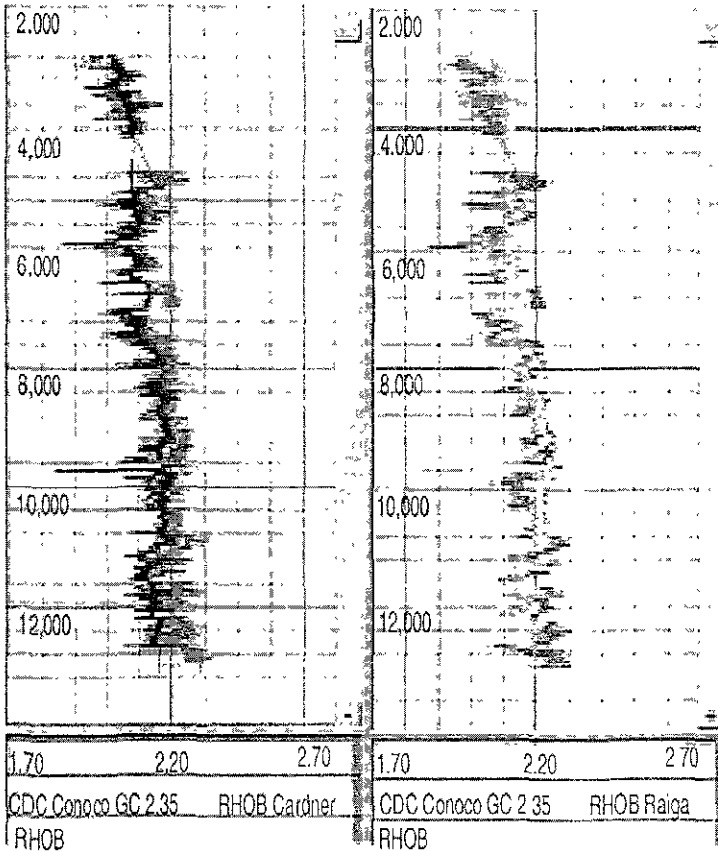


Figura 2.9 - Comparación de los métodos de Gardner y el último propuesto por el DEA-119, con registros de densidad. El pozo es representativo de los pozos estudiados

Siendo el objetivo de este estudio, determinar el mejor método para estimar el gradiente de sobrecarga antes de la perforación, es apropiado incluir otras gráficas que muestren, en promedio, las diferencias que se puedan esperar entre los gradientes de sobrecarga obtenidos cuando se utilizan los dos métodos. A 10,000 pies por debajo del fondo marino, es decir, a una profundidad de 11,792 pies en este pozo, el gradiente de sobrecarga del último DEA-119 es 0.25 lb/gal. más alto que el gradiente de sobrecarga obtenido usando la densidad obtenida del método de Garner

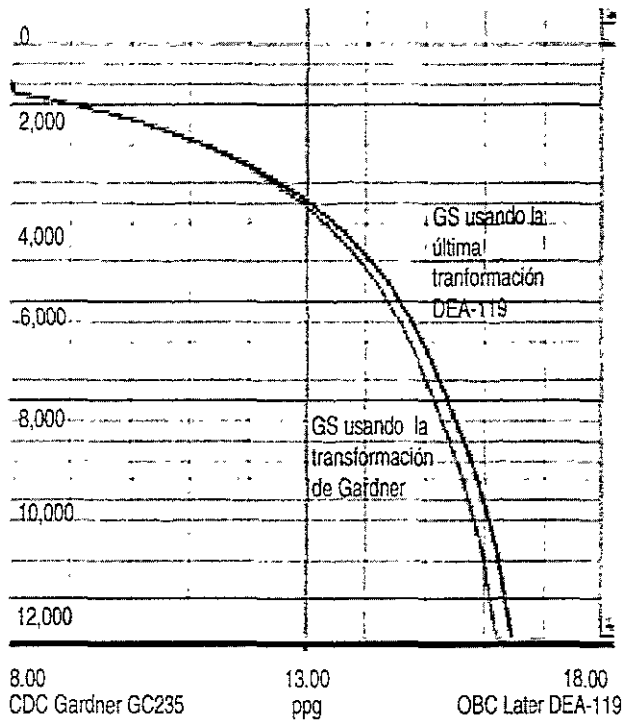


Figura 2 10 - Comparación de los gradientes de sobrecarga de los métodos de Gardner y la última transformación del proyecto DEA-119.

CAPITULO III METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN.

3.1 GENERALIDADES

La literatura sobre la estimación de la presión de formación o poro ha crecido extensamente desde que Hottman y Johnson (1965) la iniciaron. 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 geofísico que sea sensible a la presión de poro será referido como un indicador de la misma.

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

Métodos directos

Métodos del esfuerzo efectivo

Los métodos directos relacionan que tanto 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 es gobernado 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 (σ_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.

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

$$P_p = S - \sigma_v \quad (3.1)$$

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, las 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 3.1). 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 3.1 categoriza varios métodos de estimación de la presión de poro que han sido publicados utilizando la velocidad sónica, tiempo de tránsito y resistividad.

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.

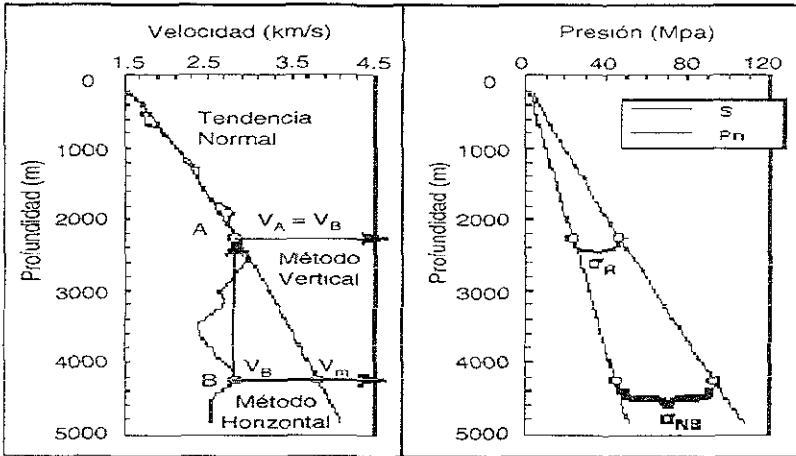


Figura 3.1. Métodos verticales y horizontales para la estimación de la presión de poro

Directos	Esfuerzo Efectivo		
	Verticales	Horizontales	Otros
RESISTIVIDAD/SONICO	RESISTIVIDAD/SONICO	RESISTIVIDAD/SONICO	SONICO
<ul style="list-style-type: none"> Hottman & Jonson Penneker y McClure 	<ul style="list-style-type: none"> Profundidad equivalente Profundidad equivalente del esfuerzo medio 	<ul style="list-style-type: none"> Eaton 	<ul style="list-style-type: none"> Bowers Wilhem
	SONICO	SONICO	RESISTIVIDAD
	<ul style="list-style-type: none"> Bellotti & Giaca Hart & Flemings 	<ul style="list-style-type: none"> Weakley 	<ul style="list-style-type: none"> Holbrook
	RESISTIVIDAD	RESISTIVIDAD	
	<ul style="list-style-type: none"> Bryant Alixant & Desbrandes 	<ul style="list-style-type: none"> Reasmus & Gray Stephens 	

Tabla 3.1 - Clasificación de los métodos publicados para la estimación de la presión de poro

Las cuatro secciones siguientes, proporcionan un resumen de los métodos listados en la tabla 3.1.

El método de Eaton será revisado con mayor detalle, ya que este método es el más utilizado en la industria. 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, por ello es importante definir cual de los métodos es el mas conveniente en este ambiente.

3.2 MÉTODOS DIRECTOS

Los métodos directos relacionan que tanto diverge un indicador de presión de poro desde su línea de tendencia normal respecto al gradiente de presión de poro con la profundidad

3.2.1 SÓNICO Y RESISTIVIDAD

Los métodos del esfuerzo efectivo, están basados en el principio del esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi (1943) Los métodos publicados desde finales de los 60's han sido enfocados al esfuerzo efectivo, en el cual las técnicas se subdividen en tres categorías, que son: Métodos Verticales, Métodos Horizontales, Otros.

3.2.1.1 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:

$$X = \frac{R_n}{R_o} \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \quad (3.2)$$

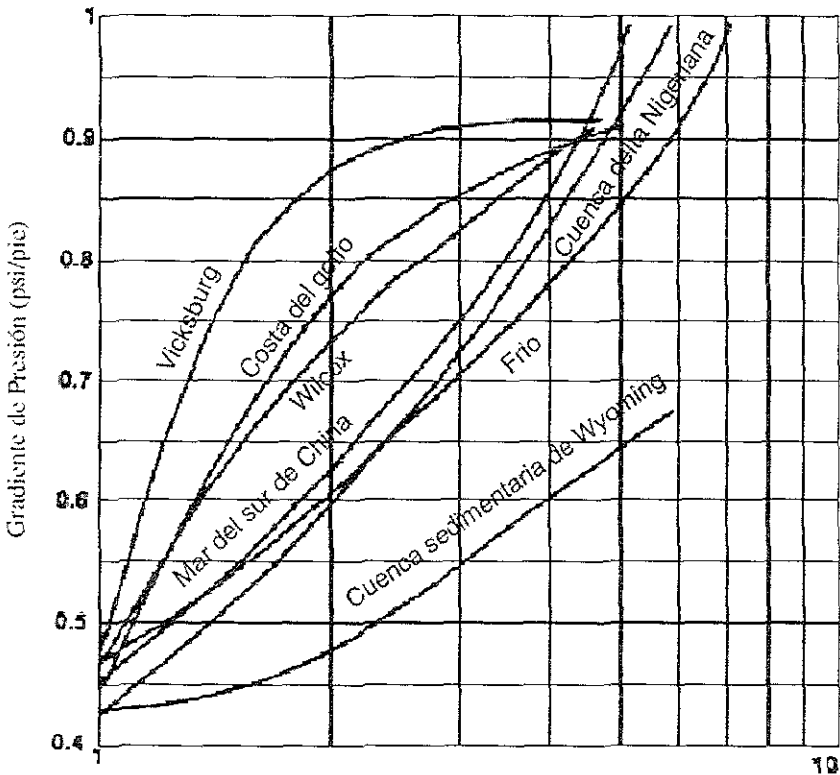
Tiempo de tránsito del registro sónico:

$$X = \Delta t_o - \Delta t_n, \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \quad (3.3)$$

El subíndice “n” denota el valor de la tendencia normal, y el valor observado en el registro.

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 3.2 y 3.3 muestran publicaciones de diagramas cruzados (Crossplots) para resistividad y tiempo de tránsito.

Se 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.



Relaciones de resistividad de la lutita $R(sh)/R(sh)_{anormal}$

Figura 3.2. Diagrama cruzado de presión de poro para resistividad (Owolabi, et. Al 1990)

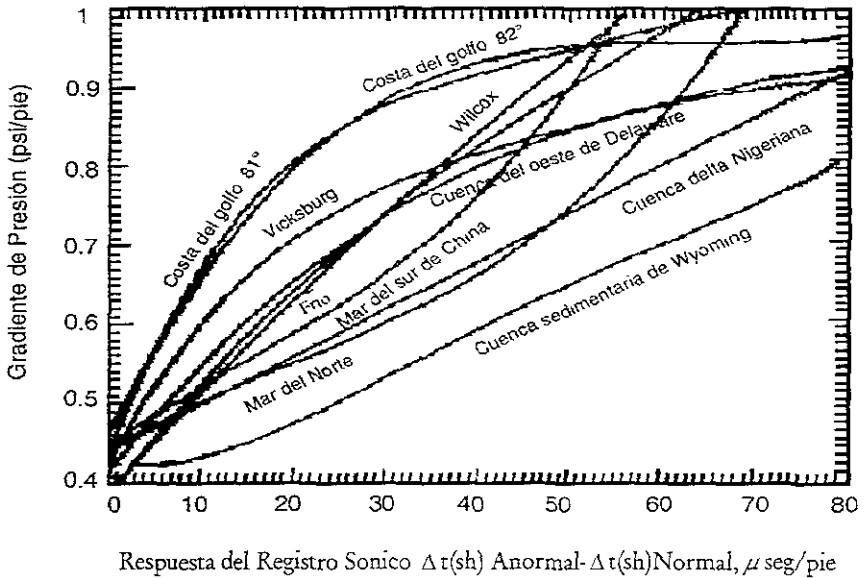


Figura 3.3. Diagrama cruzado de presión de poro para tiempo de transito (Owolabi, et Al 1990)

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 procedimiento 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. 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.

3.2.1.2 Pennebaker/McClure

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

$$X = \frac{\Delta t_0}{\Delta t_n}, Y = \text{Gradiente de presión de poro (psu/pie)} \quad (3.4)$$

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

$$Y = 1.0173 - 0.531 X^{-5.486} \quad (3.5)$$

Pennebaker determinó que para cualquier tendencia normal dada, la ecuación 5 puede ser utilizada para construir curvas de Δt vs. PROFUNDIDAD para una serie de gradientes de presión diferentes. Él imprimió esas curvas en una gráfica de sobre posición transparente (Overlay) de tal forma que el gradiente de presión de poro puede ser leído directamente a partir de una gráfica de TIEMPO DE TRANSITO vs. PROFUNDIDAD

Al igual que el diagrama cruzado original de Hottman & Jonhson (1965), la relación de Pennebaker estuvo basada en datos de pozos de Texas y la Costa del Golfo de Luisiana. Sin embargo, intentó generalizar su método incluyéndole diferentes edades geológicas y litologías. 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. 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, propuso que una gráfica de sobre posición 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 sobre posición 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 sobre posición es asociado a McClure más que a Pennebaker.

A través de los años, se ha determinado que una gráfica de sobre posición general de aplicación mundial no es suficiente para cualquier indicador de presión de poro. Los usuarios del método de Pennebaker tienen gráficas de sobre posición locales. Sin embargo, el "cambio lateral propuesto por Pennebaker" todavía permanece como parte del método, como se muestra en la figura 3.4, la cual es copia de un artículo publicado por Gill (1986).

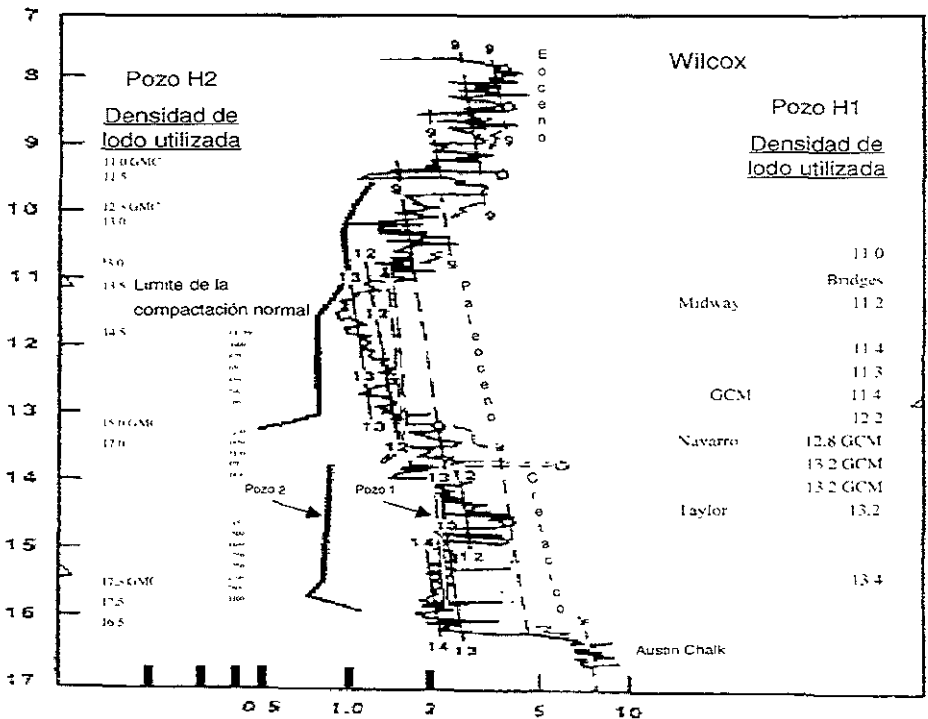


Figura 3.4. Ejemplo de una gráfica de sobre posición con cambio lateral (Grill, 1986)

3.3 MÉTODOS DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO

Los métodos verticales suponen que las formaciones normalmente presionadas y sobre presionadas siguen la misma y única relación de compactación como una función del esfuerzo efectivo. En otras palabras, las formaciones sobre presionadas y normalmente presionadas que tienen velocidades idénticas, se supone que tienen idénticos esfuerzos efectivos (figura 3.5). El método de Profundidad Equivalente utiliza este concepto para resolver gráficamente el esfuerzo efectivo, mientras que otros métodos lo hacen analíticamente. La figura 3.6 ilustra como la relación velocidad y esfuerzo efectivo puede ser construida a partir de datos de la tendencia normal.

Las formaciones sobre presionadas, no siempre siguen la misma relación de esfuerzo vertical efectivo que las formaciones normales. 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 3.7.

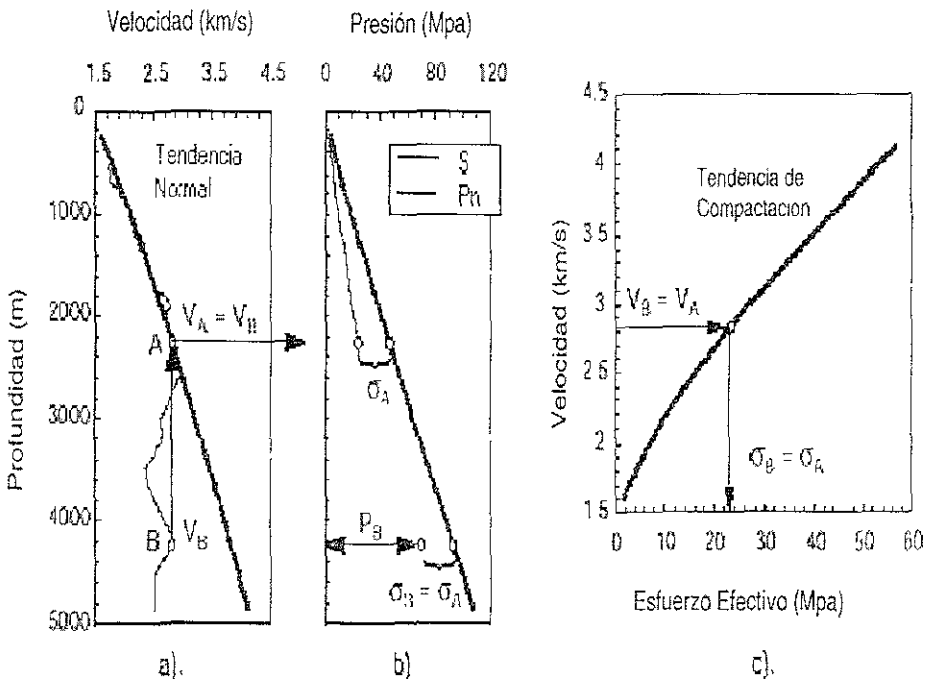


Figura 3.5 Métodos del esfuerzo vertical efectivo

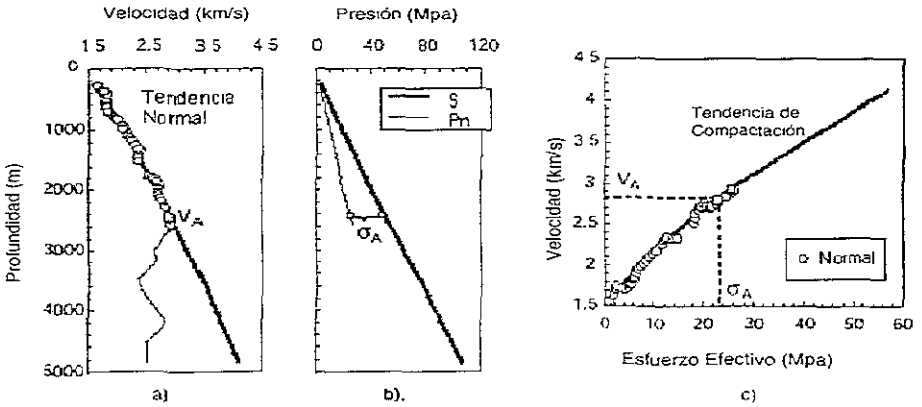


Figura 3.6 Calibración de un método del esfuerzo vertical efectivo a partir de datos de la tendencia normal.

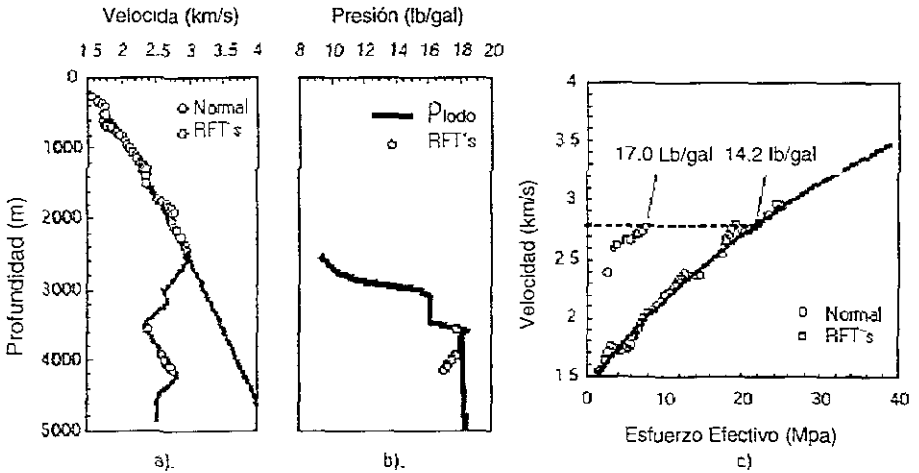


Figura 3.7 Casos donde los métodos del esfuerzo vertical efectivo falla

3.3.1 SÓNICO Y RESISTIVIDAD

3.3.1.1 Profundidad Equivalente

El método de Profundidad Equivalente sirve para encontrar gráficamente el esfuerzo efectivo. Para los datos del registro sónico en la figura 3.5a, 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 3.5b). En otras palabras.

$$P_{PB} = S_B - \sigma_B - S_B - (S_A - P_{PNA}) \quad (3.6)$$

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 3.5) 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 primer 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) presenta la aplicación del método de Profundidad Equivalente para datos de los registros sísmico, densidad y resistividad.

3.3.1.2 Profundidad Equivalente del Esfuerzo Medio

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

$$\sigma_M = \frac{\sigma + \sigma_h + \sigma_H}{3} \quad (3.7)$$

Donde σ es el esfuerzo vertical efectivo, σ_h y σ_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 σ_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:

$$\sigma_h = \sigma_H = K\sigma \quad (3.8)$$

Donde K es la razón o relación del esfuerzo efectivo. La ecuación 3.7 puede ser escrita como sigue.

$$\sigma_M = \left(\frac{1+2K}{3}\right) * \sigma = \left(\frac{1+2K}{3}\right) * (S - P_p) \quad (3.9)$$

Por ejemplo, en la figura 3.5 con el método de Profundidad Equivalente modificado por Traugott's se tiene:

$$\sigma_{MB} = \left(\frac{1+2K_B}{3}\right) * (S_A - P_{PB}) = \sigma_{MA} = \left(\frac{1+2K_A}{3}\right) * (S_A - S_{PAN}) \quad (3.10)$$

y por lo tanto:

$$P_{PB} = S_B - \left(\frac{1+2K_A}{1+2K_B}\right) * (S_A - P_{PNA}) \quad (3.11)$$

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.

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

3.3.2 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.

3.3.2.1 Bellotti y Giacca

Calculo del Esfuerzo Efectivo

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

efectivo:

$$V = V_{\min} + \frac{V_{\max} \sigma}{A\sigma + B} \quad (3.12)$$

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

$$\sigma = \frac{(V - V_{\min})B}{V_{\max} - A(V - V_{\min})} \quad (3.13)$$

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:

$$\rho = \rho_{\max} - 1.128(\rho_{\max} - \rho_f) \frac{(\Delta t - \Delta t_{\max})}{(\Delta t + \Delta t_f)} \quad (3.14)$$

Donde $\Delta t = 1 \times 10^6 / V =$ tiempo de tránsito de intervalo, ρ_{\max} , ρ_f son las densidades de la matriz rocosa y del fluido de la formación, respectivamente, y Δt_{\max} , Δt_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:

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

$$\rho_{\max} = 2.75 \text{ g/cc}, \Delta t_{\max} = 53 \text{ } \mu\text{s/pie}$$

3.3.2.2. 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:

$$\phi = 1 - \left(\frac{V}{V_{mx}} \right)^X \quad (3.15)$$

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

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

Cálculo del Esfuerzo Efectivo

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

$$\phi = \phi_0 e^{-\eta\sigma} \quad (3.16)$$

Donde ϕ_0 y η son parámetros de prueba, y σ es el esfuerzo vertical efectivo. La ecuación 3.15 y 3.16 se pueden combinar dentro de las siguientes relaciones de velocidad y esfuerzo:

$$V = V_{mx} \left(1 - \phi_0 e^{-\eta\sigma} \right)^X \quad (3.17)$$

$$\sigma = \frac{1}{\eta} \ln \left(\frac{\phi_0}{1 - \left(\frac{V}{V_{\max}} \right)^{\frac{1}{x}}} \right) \quad (3.18)$$

Las porosidades calculadas con la ecuación 3.15 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 sónico se convierten en un problema si se utilizan para calcular esfuerzos de sobrecarga.

3.3.3 RESISTIVIDAD

Con la llegada de la toma 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 debe probablemente ser consideradas como adimensionales, resistividades a temperatura normalizada, que como porosidad “verdadera”.

En el presente trabajo se definirán cuatro métodos del esfuerzo efectivo basados en la resistividad. 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”.

3.3.3.1. Bryant

Cálculo de la porosidad

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

$$\phi = \sqrt{\frac{R_w}{R_o}} \quad (3.19)$$

Donde R_o es la resistividad medida u observada, R_w es la resistividad del agua de formación, y ϕ 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).

$$\sigma = \sigma_{max} (1 - \phi)^\alpha \quad (3.20)$$

Donde σ es el esfuerzo vertical efectivo, σ_{max} y α son parámetros, y $1 - \phi$ fueron referidos por Baldwin y Butler (1985) como solidez. Bryant utiliza el valor de Baldwin y Butter de 7.35 para α , pero deja σ_{max} como un parámetro independiente para una calibración local. Generalmente σ_{max} y α pueden 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:

$$S = 0.444 * WD + D(E + 2.64 * 10^{-5}D - 1.97 * 10^{-9}D^2 + 6.60 * 10^{-14}D^3 - 3.97 * 10^{-19}D^4) \quad (3.21)$$

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.

3.3.3.2. Alixant y Desbrandes

Calculo de la porosidad

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

$$\frac{R_0}{R_{wb}} = 1 + G \frac{(1 - \phi)}{\phi - \phi_r} \quad (3.22)$$

ó

$$\phi = \frac{G + \left(\frac{R_0}{R_{wb}} - 1 \right) \phi_r}{G + \left(\frac{R_0}{R_{wb}} - 1 \right)} \quad (3.23)$$

Donde R_0 es la resistividad medida u observada, R_{wb} es la resistividad del agua de las lutitas, ϕ es la porosidad, G y ϕ_r son parámetros usados para la calibración. Alixant y Desbrandes (1991) asumieron que $G = 1.85$, $\phi_r = 0.1$, los cuales son valores obtenidos por Perez-Rosales para arenas R_{wb} es calculado analíticamente para un perfil de temperaturas regional utilizando la siguiente ecuación:

$$R_{wb} = 2.867.6T^{-1.76} \quad (3.24)$$

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:

$$\varepsilon = \frac{\phi}{(1-\phi)} = r_i - 1_c \log(\sigma) \quad (3.25)$$

La cual puede ser expresada como:

$$\sigma = 10^{\frac{(\varepsilon - r_i)}{1_c}} \quad (3.26)$$

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

3.4 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 3.8, podría ser la velocidad VNB, y el esfuerzo efectivo σ_{NB} .

3.4.1. SÓNICO Y RESISTIVIDAD

3.4.1.1. Eaton

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

Velocidad Sónica V:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{V}{V_N} \right)^3 \quad (3.27)$$

Tiempo de Transito. Δt :

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t_0} \right)^3 \quad (3.28)$$

Resistividad R:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{R_o}{R_N} \right)^{12} \quad (3.29)$$

Conductividad C:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{12} \quad (3.30)$$

Exponente dc:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{d_{C_o}}{d_{CN}} \right)^{12} \quad (3.31)$$

Donde, el subíndice "N" denota el valor de la línea de tendencia normal a la profundidad de interés y el o el observado o leído en los registros.

La figura 3.8b ilustra cual método de Eaton es utilizado. La velocidad VNB y el esfuerzo efectivo σ_{nb} son usados para fijar un punto sobre la tendencia de compactación verdadera. El resto de la curva entre (VNB, σ_{NB}) y (VB, σ_B) son aproximados con la ecuación. 3.27

Puede verse en la figura 3.8b 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.

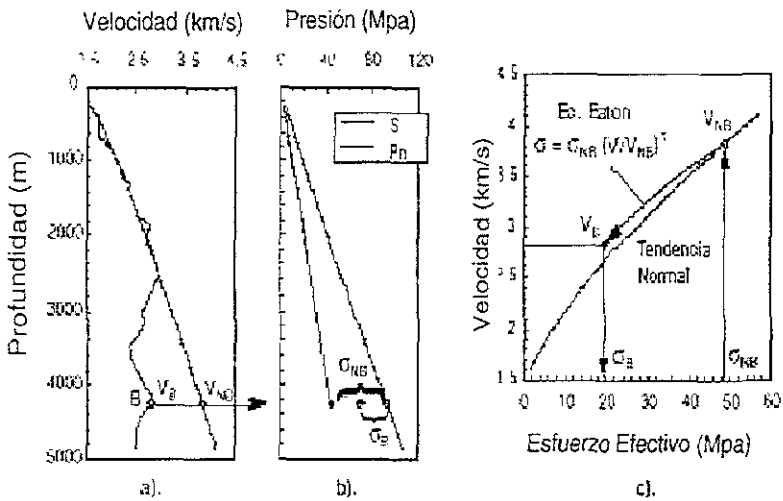


Figura 3.8. Métodos del esfuerzo horizontal efectivo (método de Eaton)

3.4.1.2. 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:

$$\log(\Delta t) = A - B * \text{Depth}; \quad \Delta t = 10^A 10^{-B * \text{Depth}} \quad (3.32)$$

Las relaciones del esfuerzo efectivo correspondiente son:

$$\log(\Delta t) = A - B * \sigma \quad \Delta t = a 10^{-B * \sigma} \quad (3.33a)$$

$$\log(V) = A + B * \sigma \quad V = a 10^{B * \sigma} \quad (3.33b)$$

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

Bellotti y Giacca (1978):

$$V = V_{\min} + \frac{V_{\max} \sigma}{A\sigma + B} \quad (3.34a)$$

Hart, Flemings, y Dishpande (1995):

$$V = V_{\max} (1 - \phi_o e^{n\sigma})^x \quad (3.34b)$$

Bowers (1995):

$$V = V_o + A\sigma^B \quad (3.34c)$$

Hamouz y Mueller (1984)

$$\log(\Delta t - \Delta t_{mx}) = A - B\sigma, \cdot \Delta t - \Delta t_{mx} = a10^{-B\sigma} \quad (3.34d)$$

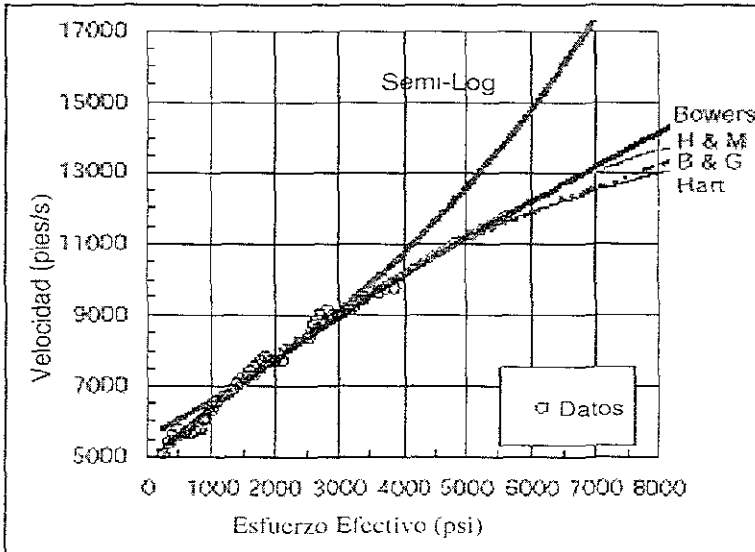


Figura 3.9 Comparación de varias ecuaciones de la tendencia de compactación

Método	Ecuación	Valores de los Parámetros
• Semilogarítmico	$\log \Delta t = A - B^* \sigma$	$A=2.252, B=7.04 \times 10^{-7}$
• Bellotti & Giacca	$V = V_{\min} + \frac{V_{\max} \sigma}{A\sigma + B}$	$V_{\min}=4600, V_{\max}=14.925$ $A=0.7911, B=7539$
• Hart y otros	$V = V_{\max} \left(1 - \phi_0 e^{-\eta \sigma}\right)^X$	$\phi_0=0.409, \eta=2.36 \times 10^{-7}$ $V_{\max}=14.925$
• Bowers	$V = V_0 + A\sigma^B$	$V_0=4600, A=7.20, B=0.80$
• Hamouz y Mueller	$\log(\Delta t - \Delta t_{\max}) = A - B^* \sigma$	$A=2.120, b=1.50 \times 10^{-4}$ $\Delta t_{\max}=65$

Tabla 3.2. Ajustes de los datos del esfuerzo efectivo y velocidad. Las velocidades están en pies/s, el tiempo de tránsito en μ s/pe, y el esfuerzo en psi

Para propósitos de comparación, las ecuaciones 3.33 y 3.34 fueron ajustada para los datos de tendencia normal mostrados en la figura 3.6. Los resultados están graficados en la figura 3.9. La tabla 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. Fuera de este rango, la tendencia semilogarítmica predice esfuerzos efectivos más bajos.

La figura 3.10 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).

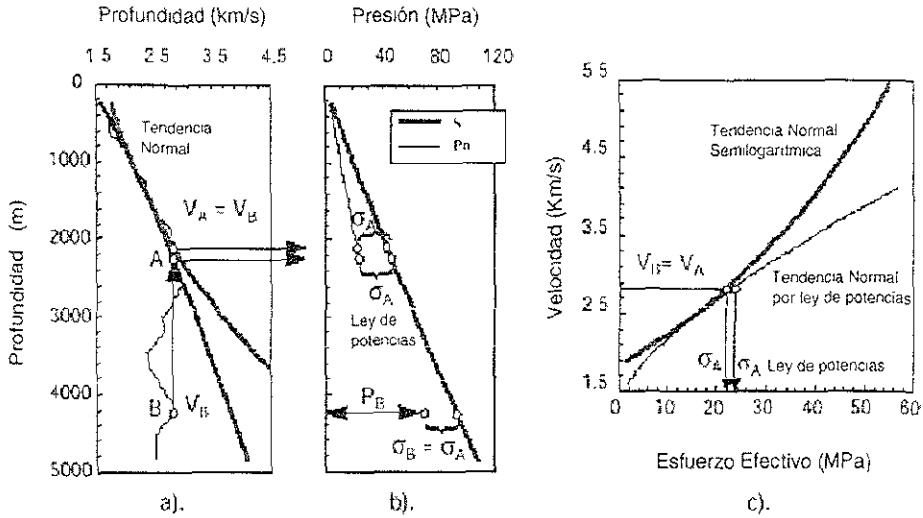


Figura 3.10. Efecto de la línea de tendencia semilogarítmica VS la tendencia normal del ajuste potencial de la información sónica sobre el método de Profundidad Equivalente

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 3.11, 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 años. Consecuentemente, debe haber casos donde los esfuerzos efectivos en zonas sobrepresionadas realmente divergen de la tendencia de compactación principal.

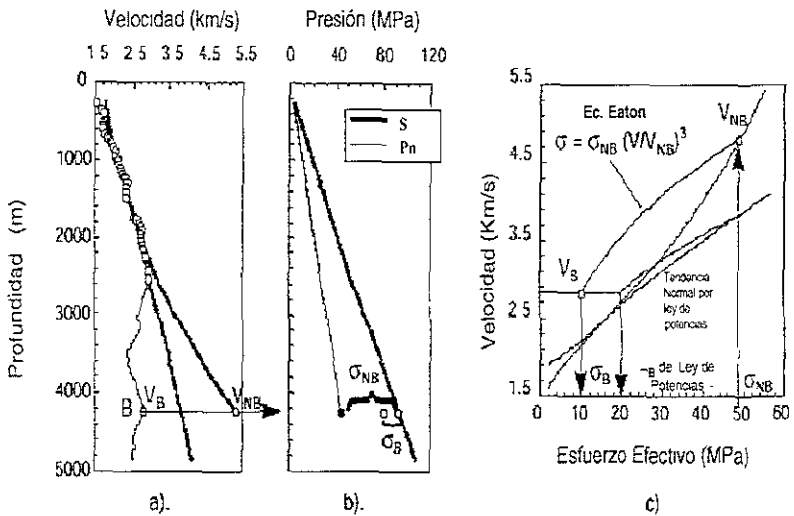


Figura 3.11. Efecto de línea de tendencia semilogarítmica VS tendencia normal del ajuste potencial de la información sísmica, sobre el Método de Eaton.

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 sobre estimación 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. La otra alternativa es usar la curva de tendencia lineal, como una de las listadas en la ecuación 3.34.

El inconveniente con la curva de tendencia lineal es que bajo estimarán 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 3.12 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 3.11 con una línea de tendencia semilogarítmica.

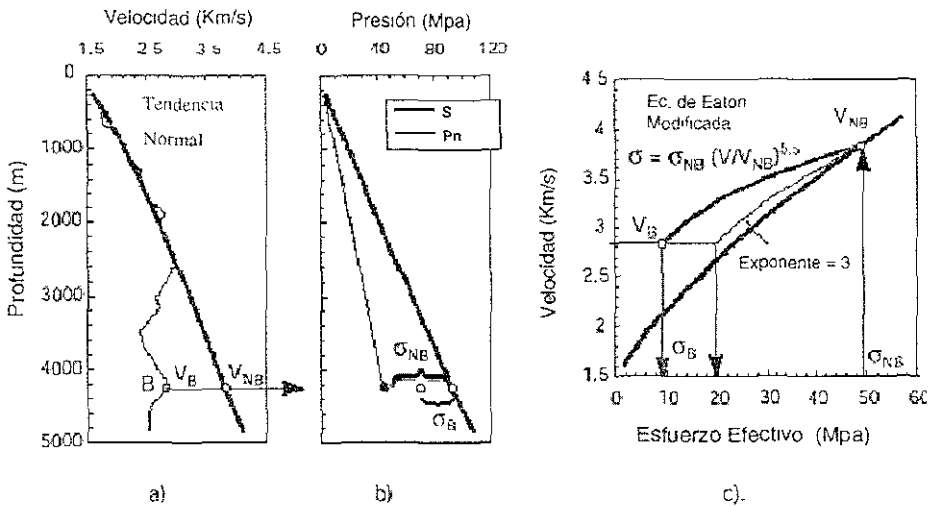


Figura 3.12. Método de Eaton "Modificado"

Tendencia de Compactación de Resistividad

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

$$\log(R) = A + B * PROF; \quad R = A10^{B*PROF} \quad (3.35)$$

o en términos del esfuerzo efectivo:

$$\log(R) = A + B * \sigma; \quad R = A10^{B*\sigma} \quad (3.36)$$

Foster y Whalen (1966) discutieron como la relación de esfuerzo efectivo y porosidad de Athy (ecuación 3.16) y la ecuación del factor de la formación de Archie $F = R/RW = a\phi^{-m}$, pueden ser combinados para derivar una relación semilogarítmica de la siguiente forma:

$$\log(F) = A + B * \sigma; \quad F = A10^{B*\sigma} \quad (3.37)$$

La ecuación 3.37 corresponde a la siguiente relación de esfuerzo efectivo y resistividad:

$$\log(R) = \log(R_w) + A + B * \sigma; \quad R = R_w A 10^{B*\sigma} \quad (3.38)$$

La ecuación 3.38 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 $\log(RN)$.

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):

$$\text{Relación de Arps: } R_{ref} = R \frac{(T + 6.67)}{(T_{ref} + 6.67)} \quad (3.39)$$

$$\text{Relación de Exxon: } R_{ref} = R \frac{(T + 6)}{(T_{ref} + 6)} \quad (3.40)$$

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 3.13 se comparan los datos de resistividad compensada por temperatura calculados con las ecuaciones 3.39 y 3.40, y los datos sin compensar. Se puede ver que realmente no importa si la ecuación 3.39 o 3.40 se utilizan para la compensación de la temperatura. Ambas hacen más fácil la identificación de la línea de tendencia normal.

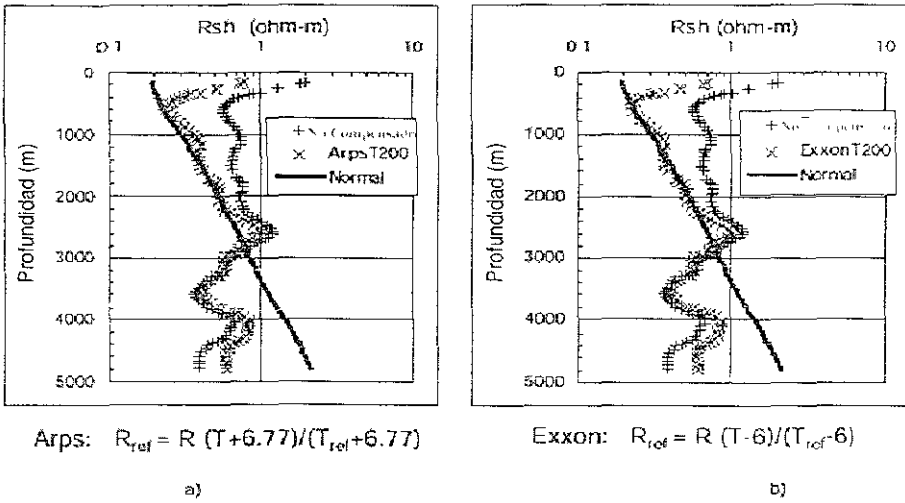


Figura 3.13 Resistividad compensada por efectos de temperatura

3.4.2. SÓNICO

3.4.2.1. Weakley

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 3.27, 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 representativa para la tendencia de la velocidad en cada sección.

2. Cuando ocurre un salto en la velocidad en la interface 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 mantener 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:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{S - P_P}{S - P_{PN}}\right)}{\log\left(\frac{V}{V_N}\right)} \quad (3.41)$$

Donde α es el Exponente de Eaton, S es el esfuerzo de sobrecarga, PP es la presión de poro conocida, V es la velocidad a la profundidad de PP , y PN y VN son los valores de tendencia normal para la presión de poro y velocidad a la profundidad de PP . S , PP , y PPN pueden ser expresadas en cualquiera de las unidades, incluyendo gradiente de presión o densidad equivalente del lodo.

3.4.3 RESISTIVIDAD

3.4.3.1. 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 un 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 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 lutíticas:

$$\phi - \phi_N = \left(\frac{1}{R_0} - \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (3.42)$$

Donde ϕ es la porosidad, ϕ_N es la tendencia normal de la porosidad a la profundidad de interés, R_0 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 $R_0 = R_{cl}/V_{cl}$, 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

$$\sigma = \sigma_N 10^{-B(\sigma - \sigma_N)} \quad (3.43)$$

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

3.5. OTROS MÉTODOS DE ESFUERZO EFECTIVO

Existen otros métodos basados en el esfuerzo efectivo que toman en consideración casos como el presentado en la figura 3.7, donde las formaciones normalmente presionadas y las sobrepresionadas no siguen un misma y única relación para la compactación como una función del esfuerzo efectivo.

3.5.1. SÓNICO

3.5.1.1. Bowers

El método de Bowers es probablemente más fácil de explicar (1995) 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 3.14, y 3.2) 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:

$$\sigma_B = \sigma_{max} \left(\frac{\sigma_A}{\sigma_{max}} \right)^U \quad (3.44)$$

Donde σ_A es el esfuerzo efectivo a la profundidad equivalente A, σ_{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 y el Golfo de México, $U=3.13$ (Bowers, 1995).

La ecuación 3.44 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 3.14c, la ecuación 3.44 produce una curva de compactación más precisa, similar a la que se obtuvo en la figura 3.12 al incrementar el exponente de Eaton.

Para evitar tener que solucionar gráficamente σ_A y σ_{max} , Bowers (1995) presentó una relación analítica de la forma:

$$V = V_0 + A \sigma^B \quad (3.45)$$

Donde V es la velocidad, σ es el esfuerzo vertical efectivo, y V_0 , A y B son parámetros de calibración.

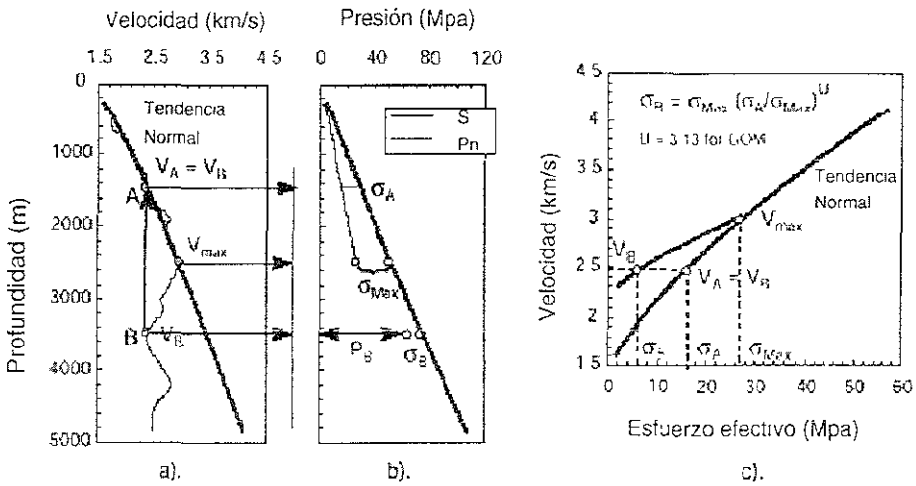


Figura 3.14 Método de Bowers para la estimación de la presión de poro

3.5.1.2. 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 3.7, 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-temperature-CEC (capacidad del intercambio catiónico).

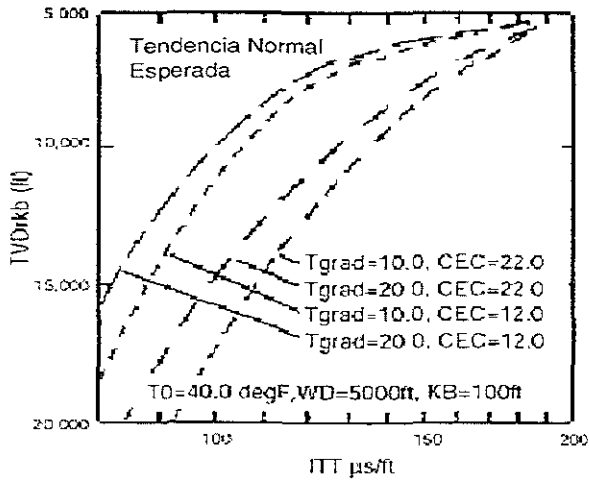


Figura 3.15. Método Wilhelm (1998) para estimar la presión de poro.

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 3.15, que fue descargada de la página en Internet de Wilhelm.

3.5.2 RESISTIVIDAD

3.5.2.1 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 3.16a). Todo converge en el punto $\phi = 0.44$, $F = 3.62$. La curva de la arena limpia es la ecuación de Humble:

$$\phi_{sd} = \left(\frac{0.62}{F} \right)^{\frac{1}{2.15}} \quad (3.46)$$

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

$$\phi_{sd} = \left(\frac{1}{F} \right)^m \quad (3.47)$$

Donde:

$$m = 2.2 - \frac{0.035}{(\phi + 0.042)} \quad (3.48)$$

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. 3.16b 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, 1.0

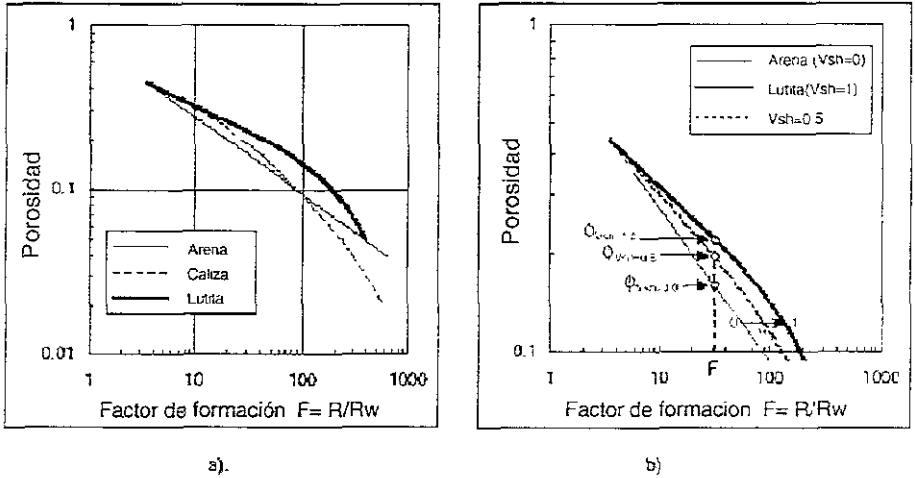


Figura 3.16 Relación de la porosidad y el factor de formación de Holbrook (1995)

La figura (a) para componentes totales de lutita limpia, arena y caliza. La figura (b) es el cálculo de porosidad 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, " Γ ", como sigue:

$$V_{sh} = \frac{[\Gamma - \Gamma_{sh}]}{[\Gamma_{sh} - \Gamma_{sd}]} \quad (3.49)$$

Donde Γ_{sd} y Γ_{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 3.17 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.

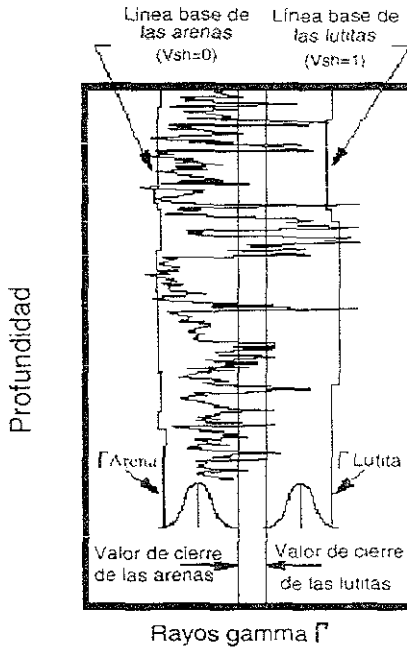


Figura 3 17. Determinación de la línea base de rayos gamma para arenas limpias y lutitas puras

Cálculo 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:

$$\sigma = A(1-\phi)^B \quad (3.50)$$

Donde σ es el esfuerzo vertical efectivo, ϕ es la porosidad, y $(1-\phi)$ es referido como solidez. Este es el mismo tipo de ecuación usado por Bryan (1989). La tabla 3.3 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 de halita	0.586	31.909

Tabla 3.3. Parámetros de la relación porosidad y esfuerzo efectivo para componentes totales

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 3.18a). Esto corresponde a la siguiente relación analítica:

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

Ó

$$\sigma = A \left(1 + \sigma_{sd} \left(\frac{\sigma_{sh}}{\sigma_{sd}} \right)^{V_{sh}} - \phi \right)^B \quad (3.51)$$

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

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 carga en el último valor estimado de esfuerzo efectivo máximo $\sigma_{MÁX}$ (figura 3.18b). Esto es similar a la propuesta desarrollada por Bowers (1995) para la velocidad.

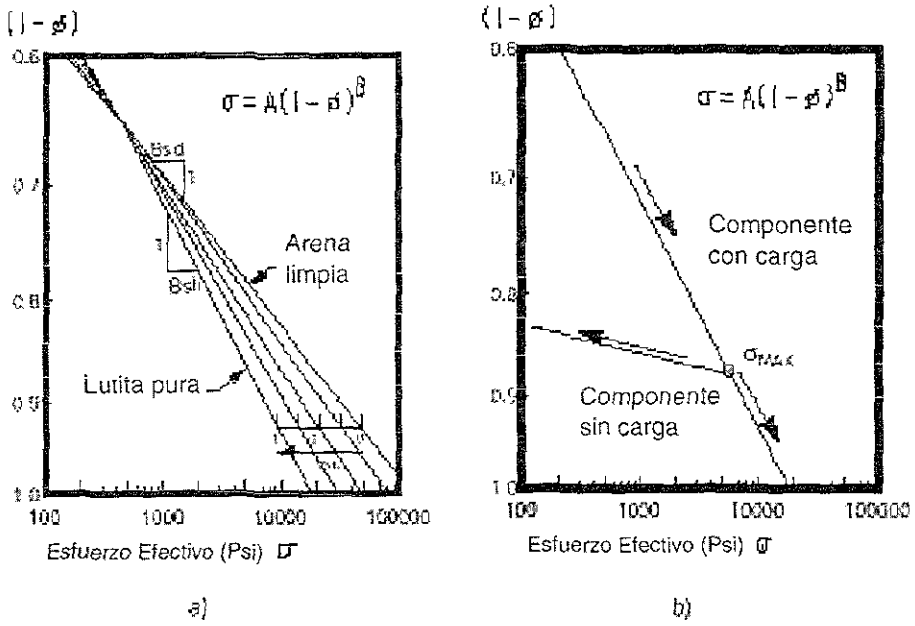


Figura 3.18. Esfuerzo efectivo VS Porosidad para combinaciones de arena y lutita

CAPITULO. IV METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA

4.1 GENERALIDADES

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, esas técnicas pueden ser 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 siguiente tabla, muestra como fueron clasificados cada uno de los métodos revisados en este estudio.

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

Se supone que el agujero normalmente tiene fracturas por lo que 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 al 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, si se considera que las fracturas son permeables o impermeables cuando se cierran.

Esfuerzo Mínimo	Esfuerzo Tangencial	Mecánica de Fractura	Directos
<ul style="list-style-type: none"> • Hubert & Willis • Matthews & Kelly • Pennebaker • Eaton, Eaton & Eaton • Christman • Pilkington • Daget & Pariot • Daines • Brennan & Annis • Simmons & Rau • Zamora • Holbrook, Maggioni & Hensley • Singh & Emery 	<p>Fracturas Impermeables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hubert & Willis • Anderson, Ingram & Zaner • Aadnoy & Larsen <p>Fracturas Permeables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Haimson & Fairhurst • Bellon & Giacca 	<p>Fracturas Completamente Presionadas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abou-Sayed, Brechtel & Clifton <p>Cualquier Perfil de Presión de Fractura.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rummel 	<p>Profundidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bellon & Giacca • Rocha & Burgoyne • Baker & Wood <p>Profundidad & Presión de Poro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Breckels & Van Eekelen <p>Presión de Poro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Salz

Tabla 4.1 Clasificación de los métodos publicados para la estimación del gradiente de fractura.

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 iniciará y terminará 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 contra la presión en el agujero, para el caso de una fractura completamente presurizada. Rummel (1987) desarrolló 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 como es: firmeza de la fractura, la 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 capítulo. 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 en forma directa 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 resto de este capítulo, proporciona ejemplos de los métodos directos, del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo listados en la tabla 4.1.

4.2 TEORÍAS DE FRACTURA

4.2.1 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 o admisión (leak-off). Para referencias futuras, la figura 4.1 muestra la terminología que será utilizada para describir los puntos clave a lo largo de la curva de la prueba de goteo.

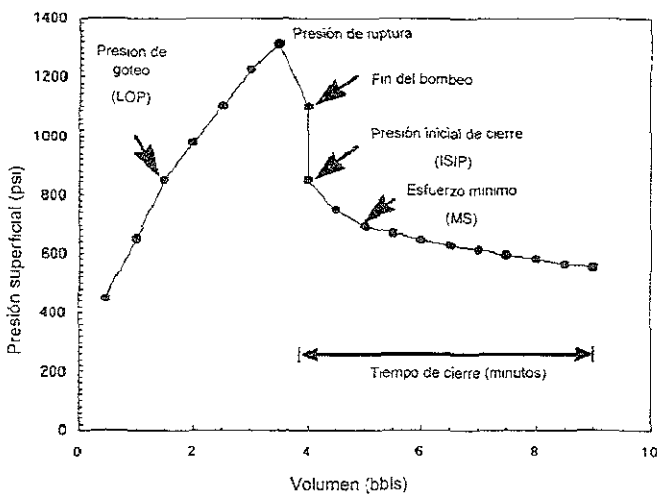


Figura 4.1. Terminología de la Prueba de Goteo

Las pruebas de goteo pueden hacerse de dos maneras, como se ilustra en la figura 4.2, donde se hace sin fracturar, mientras que en la figura 4.2b, la admisión y el fracturamiento ocurren simultáneamente.

Las pruebas de esfuerzo insitu utilizando empacadores para aislar una porción del agujero y la obtención de datos de fracturamiento hidráulico en el laboratorio, normalmente presentan la forma de la curva mostrada en la figura 4.2b. La figura 4.2a muestra un comportamiento típico de una prueba de goteo en la zapata de una T.R, realizada directamente en el pozo.

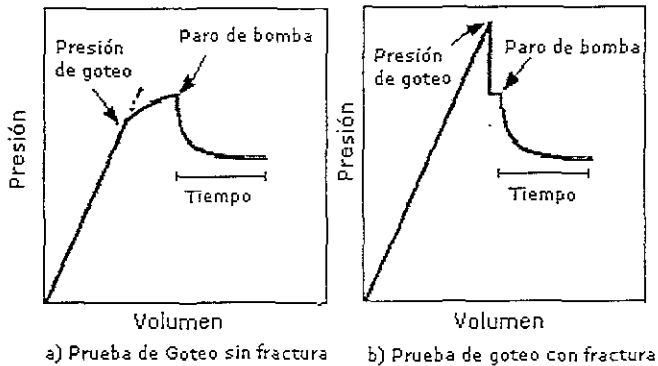


Figura 4.2. Tipos de pruebas de goteo

La figura 4.3 compara una prueba de goteo real en la zapata de una T.R. contra datos de una prueba de esfuerzos insitu, desarrollada por Daneshy, et. al. (1984). Se puede observar que las pruebas de esfuerzo 2 y 3 son muy similares a la prueba 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 las diferencias en las longitudes de las fracturas que estuvieron presentes al inicio de cada ciclo.

Las fracturas presentes al inicio de la prueba 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 prueba de goteo y de la prueba de esfuerzo 2, sugiere que las fracturas

preexistentes durante la prueba de goteo fueron más grandes que las fracturas presentes al inicio de la prueba de esfuerzo 1.

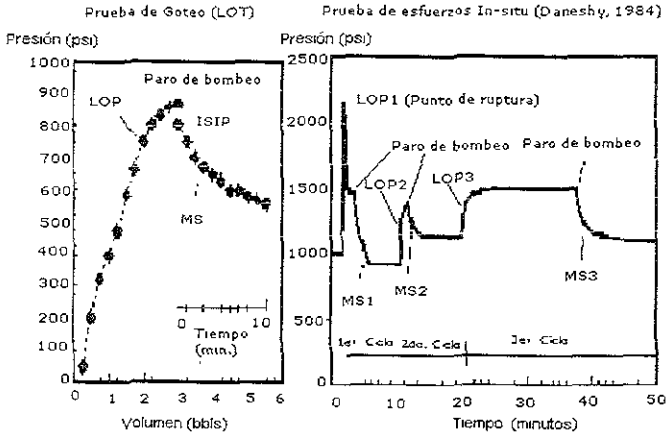


Figura 4.3 Prueba de goteo VS Prueba de esfuerzo insitu (Daneshy, et. Al 1994)

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 significativamente 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.

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 4.2 que se representada en la figura 4.3 proporciona datos de que tanto la presión de fuga

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 insitu 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 más 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 4.3. Los resultados se listan en la tabla 4.2. En la tabla Pp, Gs, MS y Gfr 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, éste valor ha sido establecido en forma estadística. El gradiente de sobrecarga fue calculado a partir de la correlación de Eaton para el Golfo de Luisiana (1972).

Los métodos del esfuerzo mínimo son normalmente calibrados para que coincidan con las presiones de goteo, pero en este ejemplo, se dejó 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 a cerca 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.

Caso II. Pared del agujero impermeable, fracturas permeables cuando se cierran.

Caso III. Agujero permeable, fracturas permeables cuando se cierran.

Prueba	TVD (pies)	Densidad del Fluido (lb/gal)	Gasto de la bomba (bpm)	LOP (psi)	MS (psi)	LOP _{DE} (lb/gal)	MS _{DE} (lb/gal)	LOP _{DE} /MS _D E
LOT	74.35	12.4	0.25	750	675	14.3	14.1	1.01
Prueba de esfuerzo 1	81.32	14.2	0.27	2160	950	19.3	16.4	1.18
Prueba de esfuerzo 2	81.32	14.2	0.18	1250	1150	17.2	16.9	1.02
Prueba de esfuerzo 3	81.32	14.2	0.19	1300	1113	17.3	16.8	1.03

Tabla 4.2. Predicciones del gradiente de fractura a partir de la prueba de goteo y de las pruebas de esfuerzo de la figura 4.3.

En este ejemplo en particular (tabla 4.3), 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)	P_p (lb/gal)	G_s (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	74.35	11.9	18	14.1	14.3	16.3	14.1	15.2
Prueba 1	81.32	13.3	18.1	16.4	19.3	19.1	16.4	17.75
Prueba 2	81.32	13.3	18.1	16.9	17.2	20.1	16.9	18.5
Prueba 3	81.32	13.3	18.1	16.9	17.3	20.1	16.9	18.5

Tabla 4.3 Gradientes de fractura estimado a partir del esfuerzo tangencial.

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 I 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 4.2 en forma individual, al menos dos métodos necesitan ser cotejados. 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 4.2b). Los métodos del esfuerzo mínimo son más apropiados para agujeros con fracturas preexistentes largas, donde la admisión puede ocurrir sin ruptura (figura 4.2a).

4.2.2 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 4.4, el hecho de remplazar a la roca por fluido

de perforación perturba el campo de esfuerzos insitu en una distancia de alrededor de 3 veces el radio del agujero.

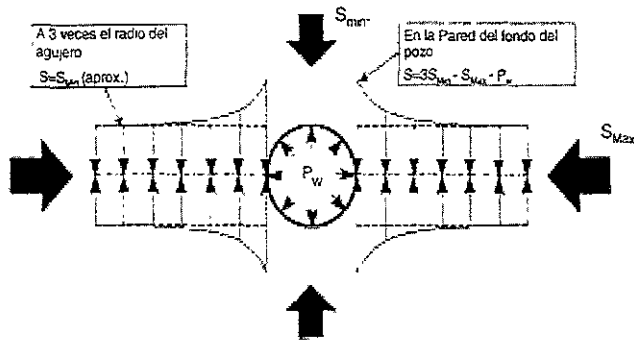


Fig. 4 4 Solucion de Kirsch para la concentración de esfuerzos en el agujero.

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_{θ} , definidos como esfuerzos tangenciales. El esfuerzo tangencial mínimo S_{θ} (compresión +) ocurre cuando S_{θ} es paralelo al esfuerzo insitu mínimo que esta presurizando al agujero (ver figura 4.3) e igual a:

$$S_{\theta} = 3S_{Min} - 3S_{Max} - P_w \quad (4.1)$$

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), $S_{Min} = S_{Max} = Sh$ para un pozo vertical, mientras que para un pozo horizontal, $S_{Min} = Sh$ y $S_{Max} = Sv$, donde Sh y Sv son los esfuerzos horizontales y verticales respectivamente.

Como se puede apreciar en la ecuación 4.1, cuando se incrementa P_w , S_{θ} 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, esto 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 le ocurre la admisión 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.

4.2.2.1 Caso I. Agujero impermeable, fractura impermeable cerrada

El cierre de las caras de la fractura que realiza S_0 es contrarrestado por la presión de fluido dentro de la fractura (P_C), Sin embargo, la fractura se abrirá cuando:

$$S_0 - P_C = 3S_{Min} - 3S_{Max} - P_W - P_C \tag{4.2}$$

En el caso I, la presión del fluido dentro de la fractura es supuestamente igual a la presión de poro insitu, P_0 (ver figura 4.5). Esto conlleva al siguiente criterio de apertura de fractura (gradiente de fractura):

$$P_W = 3S_{Min} - 3S_{Max} - P_0 \tag{4.3}$$

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

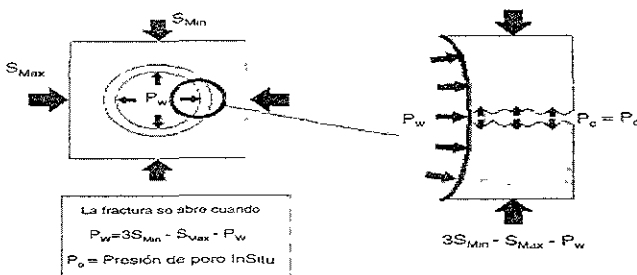


Figura 4 5. Criterio de apertura de fractura para un agujero impermeable y una Fractura impermeable cerrada (Gubert y Willis, 1957)

4.2.2.2 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 4.6). Por lo tanto, con $P_c = P_w$, la ecuación 4.2 da como resultado el criterio de fractura siguiente:

$$P_w = \frac{3S_{Min} - S_{Max}}{2} \quad (4.4)$$

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

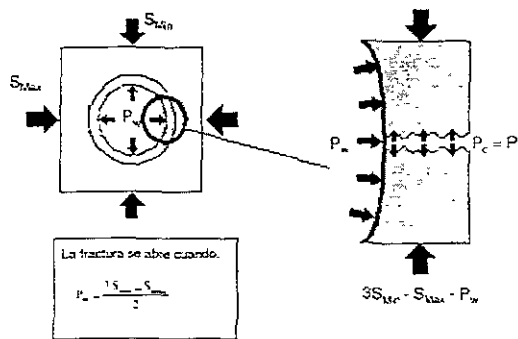


Figura 4.6. Criterio de apertura de fractura para un agujero impermeable y una fractura permeable cerrada (Haimson y Fairhurst, 1970)

4.2.2.3 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 sobrealance, la invasión incrementa la presión de poro del fluido dentro de la pared (ver figura 4.7). 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. Las restricciones que ofrece el material

delante del frente de invasión inhiben esta expansión, lo cual causa que el esfuerzo tangencial se incremente.

Este efecto de hinchamiento adiciona un termino llamado esfuerzo compresivo a la relación del esfuerzo tangencial de Kirsch (ecuación 4.2), por lo que ahora S_{θ} es igual a:

$$S_{\theta} = 3S_{Min} - 3S_{Max} - P_w + 2\eta(P_w - P_o) \quad (4.5)$$

Con:

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \quad (4.6)$$

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_G} \quad (4.6b)$$

y donde ν 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:

$$P_w = \frac{(3S_{Min} - S_{Max} - 2\eta P_o)}{2(1-\eta)} \quad (4.7)$$

Para rocas impermeables, $\eta = 0$, lo cual reduce la ecuación 4.7 a:

$$P_w = \frac{(3S_{Min} - S_{Max})}{2} \quad (4.8)$$

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 4.7 se reduce a:

$$P_w = (1-\nu)[2(S_{Min} - P_o) - (S_{Max} - S_{Min})] + P_o \quad (4.9)$$

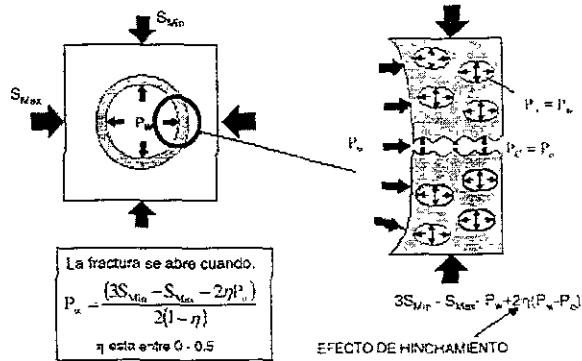


Figura 4.7 Criterio de apertura de fractura para un agujero permeable y para una fractura permeable cerrada (Haimson & Fairhurst, 1970)

4.2.3 Método del Esfuerzo Mínimo

Los métodos del esfuerzo tangencial solo predicen cuando se puede abrir 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 4.2b o podría la fractura crecer de una manera más controlada, similar a la figura 4.2a. 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 4.3 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 explicación 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.

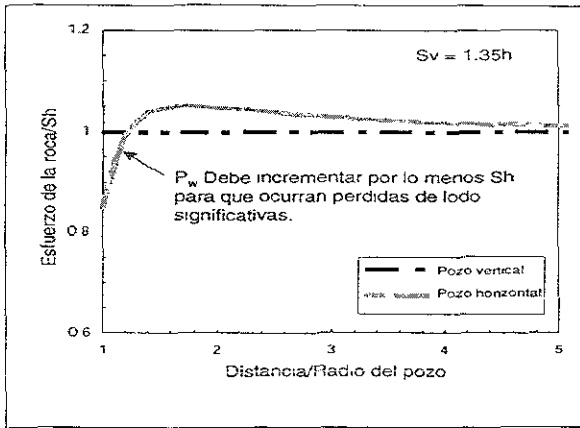


Figura 4.8 Esfuerzos delante de una fractura al momento de que $P_w =$ Presión de goteo.

Para la figura 4.8 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} .

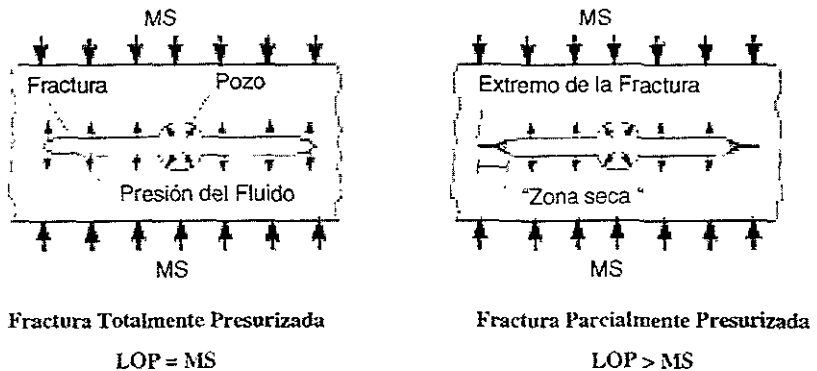
Criterio de Fractura Práctico: $P_w = S_{Min}$.

Para pozos verticales, la presión del fluido en la fractura iguala el esfuerzo horizontal, S_h , tal que cualquier incremento pequeño 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 insitu 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. La manera formal de analizar este problema es con la mecánica de la fractura. La figura 4.9 presenta las soluciones de la mecánica de la fractura para la longitud de la fractura contra presión en el agujero, para los dos pozos de la figura 4.8. Esos resultados fueron calculados a partir de la solución para una fractura completamente presurizada obtenida del artículo de Abou-Sayed, et. al. (1978).

Se puede apreciar que la mecánica de la fractura también muestra que el esfuerzo insitu mínimo es, de manera general, un buen límite inferior para que ocurra el crecimiento rápido de la fractura o pérdidas masivas de fluido.

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 4.10. 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.



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

Figura 4.10. 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 4.10), 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 4.11 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.

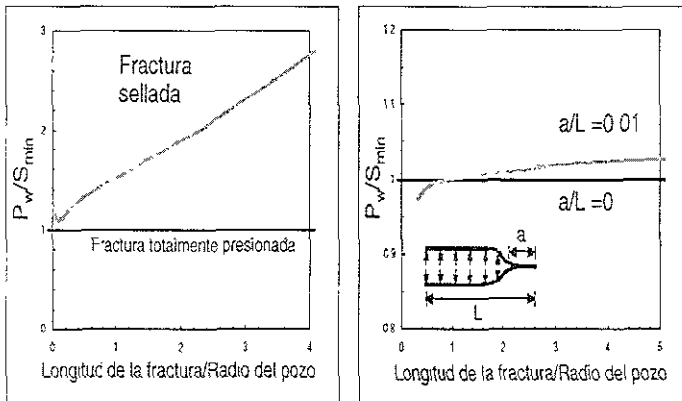


Figura 4.11. Efecto de la permeabilidad de la fractura en su crecimiento

El lado derecho de la figura 4.11 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 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. Con ello se muestra que los incrementos de presión que ocurren después de la admisión son ocasionados por las pérdidas de presión a lo largo de la fractura.

4.3 MÉTODOS DEL ESFUERZO MÍNIMO

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

$$GFr = K(GS - GP_p) + GP_p \quad (4.10)$$

Donde:

GFr = Gradiente de fractura.

GS = Gradiente de sobrecarga.

GP_p = 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 es debido 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:

$$K = \frac{(GFr - GP_p)}{(GS - GP_p)} \quad (4.11)$$

4.3.1 Hubbert y Willis

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

$$K = \frac{(1 - \text{sen}\theta)}{(1 + \text{sen}\theta)} \quad (4.12)$$

Donde θ , 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 “ K_a ” (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 K_a .

4.3.2 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:

$$\sigma = S_v - P_{PN} = (\text{TVD}) - (0.465 * \text{TVD}) = 0.535 * \text{TVD} \quad (4.13)$$

donde σ 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 pie efectivo, σ .

Utilice la ecuación 4.13 para encontrar la profundidad TVD_N , donde ese esfuerzo efectivo ocurriría a la presión normal (la profundidad equivalente):

$$\text{TVD}_N = \frac{\sigma}{0.535} \quad (4.14)$$

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

La figura 4.12 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 σ en el paso 2. La ecuación 4.14 todavía sería utilizada para encontrar TVD_N , porque es la conexión que liga σ 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.

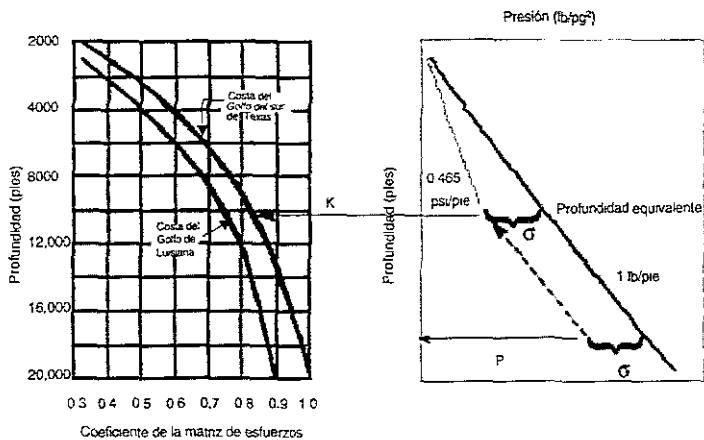


Figura 4.12. Método de Matthews y Kelly

4.3.3 Pennebaker

Pennebaker (1968) presentó una razón de esfuerzos VS la curva de profundidad que se supone para aplicarse en todas partes (figura 4.13). 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, 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 presenta varios esfuerzos de sobrecarga VS relaciones de profundidad ligadas a las edades geológicas (véase figura 4.13), es algo sorprendente que decida utilizar solamente una K VS la curva de profundidad.

El método de Pennebaker es bueno para calibración local.

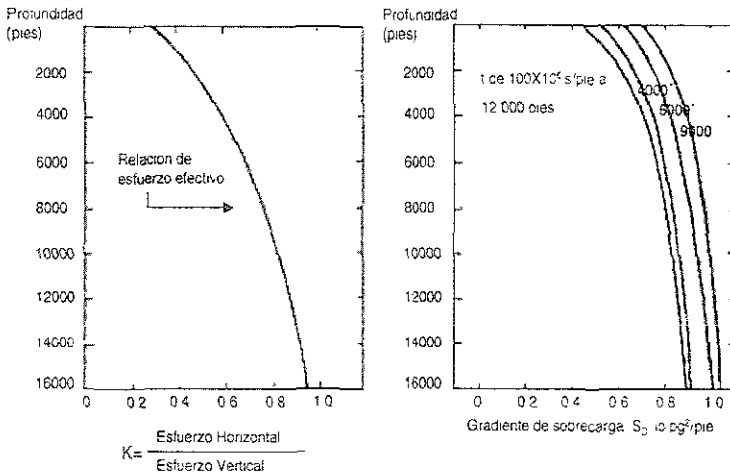


Figura 4.13 Curvas de relación de esfuerzo y de gradiente de sobrecarga de Pennebaker (1968)

4.3.4 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 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:

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} \quad (4.15)$$

donde ν 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 4.15 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.

En la aplicación de esta propuesta, es crucial tomar en cuenta que la ecuación 4.15 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 4.15, 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 4.11, y entonces ν se calcula de la relación:

$$\nu = \frac{K}{1+K} \quad (4.16)$$

Esto se hace en tantos puntos de prueba de goteo como sea posible, y entonces se ajusta una relación de ν VS profundidad. Para cuando no se tienen datos de pruebas de goteo, Eaton&Eaton (1997)

publicaron dos relaciones analíticas para ν como una función de la profundidad por debajo del fondo marino (TVD_{BML}):

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 $5000 \leq TVD_{BML}$

$$\nu = -1.7728 \times 10^{-10} * (TVD_{BML})^2 + 9.4748424 \times 10^{-6} * (TVD_{BML}) + 0.3724340861 \quad (4.17)$$

Aguas Profundas del Golfo de México

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

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

para $5000 \leq TVD_{BML}$

$$\nu = -1.882 \times 10^{-10} * (TVD_{BML})^2 + 7.2947129 \times 10^{-6} * (TVD_{BML}) + 0.4260341387 \quad (4.18)$$

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.

4.3.5 Christman

El artículo de Christman (1973) puede ser bien recordado por su análisis sobre el efecto del tirante de agua en gradientes de fractura costa afuera. Sin embargo, él también describió dos técnicas que 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. Por otro lado, él también señaló los buenos resultados al tomar la dependencia entre relación de esfuerzos con la densidad, según lo mostrado en la figura 4.14

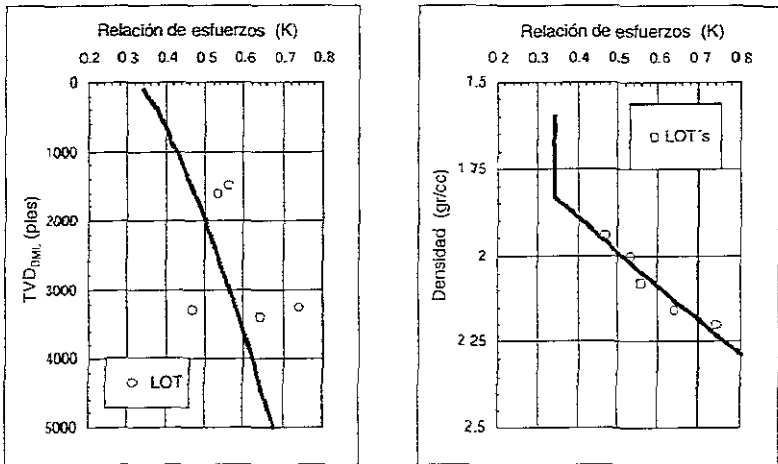


Figura 4.14 Método de Christman (1973) para la estimación de las relaciones de esfuerzos en el Canal de Santa Barbara.

4.3.6 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 ajustó 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:

$$K_{\text{Ong}}(1 - 0.465) * \text{TVD} = K_{\text{Nueva}}(GS - 0.465) * \text{TVD}$$

$$K_{\text{Nueva}} = k_{\text{Orig}} \frac{0.535}{GS - 0.465} \quad (4.19)$$

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 fundamenta 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.

para $GS \leq 0.94$

$$K = 3.9 * GS - 2.88$$

para $GS > 0.94$

$$K = 3.2 * GS - 2.224 \quad (4.20)$$

4.3.7 Daget y Parigot

Daget y Parigot (1979) reconocieron que el término $(GS - GP_p)$ en la ecuación 4.10 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.

$$(GS - GP_p) = (GS - GP_{PN}) \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^E \quad (4.21)$$

Donde Δt es el tiempo del tránsito medido, Δt_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 4.10 y la 4.21 entonces dan lugar a la relación del gradiente de fractura siguiente:

$$GF_r = GS - (1 - K) (GS - GP_{PN}) \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^E \quad (4.22)$$

Ellos eligieron definir un nuevo parámetro " ψ ", donde

$$\psi = (1-K)(\Delta t_N)^E \quad (4.23)$$

para que se pueda reescribir la ecuación 4.22 como:

$$GF_r = GS - (1-K)(GS - GP_{PN}) \left(\frac{\psi}{(\Delta t)^E} \right) \quad (4.24)$$

Por lo tanto, el método de Daget y Parigot se centra alrededor del desarrollo de una relación para ψ 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 Δt a cada profundidad donde el GF_r se ha determinado de pruebas de goteo o de pérdidas de circulación. La ecuación 4.24 se puede entonces expresar para calcular el valor de ψ a cada profundidad, quedando de la siguiente manera:

$$\psi = \frac{(GS - GF_r)}{(GS - GP_{PN})} (\Delta t)^E \quad (4.25)$$

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

$$\ln \psi = A(TVD_{BML}) + B \quad (4.26)$$

4.3.8 Daines

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

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} + \beta \quad (4.27)$$

donde β es un parámetro independiente de la litología, pero toma en cuenta efectos tectónicos. La relación de Poisson se obtiene de una tabla de valores recomendados (véase las tablas 4.3a y 4.3b) mientras que β esta basada en pruebas de goteo usando la relación siguiente:

$$\beta = \frac{(GFr - GP_p)}{(GS - GP_p)} - \frac{v}{1-v} \quad (4.28)$$

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

En realidad, el término “ β ” de Daines, en la mayoría de los casos es un factor de corrección que se tiene que introducir porque 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 4.27 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:

Por lo que:

$$K_2 - \frac{v_2}{1-v_2} = K_1 - \frac{v_1}{1-v_1} = \beta \quad (4.29)$$

Por lo que:

$$K_2 = K_1 + \frac{v_2}{1-v_2} - \frac{v_1}{1-v_1} \quad (4.30)$$

Litología	v	Litología	v
Arcilla mojada	0.5	Caliza	
Arcilla	0.17	Fina	0.28
Conglomerado	0.2	Media	0.31
Dolomita	0.21	Calcarenta Porosa	0.2
Limolita	0.08	Estolítica	0.27
Pizarra	0.13	Fosilíferos	0.09
Toba	0.34	Fósiles estratificados	0.17
Grauvaca		Arcillosas	0.17
Gruesa	0.07		
Fina	0.23		
Media	0.24		

Tabla 4.3a Relaciones de Poisson sugeridas por Daines

Litología	ν	Litología	ν
Areniscas		Lutitas	
Grano grueso	0.05	Calcareas	0.14
Grano grueso cementado	0.1	Dolomítica	0.28
Finas	0.03	Silicea	0.12
Muy finas	0.04	Limosa	0.17
Pobremente ordenadas, arcillosas	0.06	Arenosa	0.12
Fósilíferas	0.24	Kerógena	0.25

Tabla 4.3b. Relaciones de Poisson sugeridas por Dames (continuación).

4.3.9 Brennan y Annis

Brennan y Annis (1984) desarrollaron una relación entre el gradiente de fractura efectivo ($GFr-GP_p$), y el gradiente de sobrecarga efectivo ($GS-GP_p$) 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 4.15)

$$Y = AX^2 + BX \quad (4.31)$$

Donde:

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

$$Y = GS - GP_p \text{ (psi/pie)}$$

Para sus datos, Brennan y Annis encontraron:

$$A = 1.40, \quad B = 1.35 \text{ (Gradientes donde el nivel de referencia es el nivel del mar)}$$

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 4.31. Si el nivel de referencia es a nivel del mar, el gradiente de fractura es simplemente:

$$GF_{BSL} = GP_{PSSL} + Y \quad (4.32)$$

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

$$GF_{RKB} = GP_{PRKB} + Y \frac{TVD_{BSL}}{TVD_{RKB}} \quad (4.33)$$

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)

$$GRD_{BML} = \frac{(TVD_{RKB} * GRD_{RKB} - 0.444 * WD)}{TVD_{BML}} \quad (4.34)$$

Lecho marino (BML) a Mesa rotatoria (RKB)

$$GRD_{RKB} = \frac{(TVD_{BML} * GRD_{BML} - 0.444 * WD)}{TVD_{RKB}} \quad (4.35)$$

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:

$$A = 1.328, \quad B = 1.323 \quad (\text{Gradientes donde el nivel de referencia es el lecho marino})$$

La figura 4.15 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.

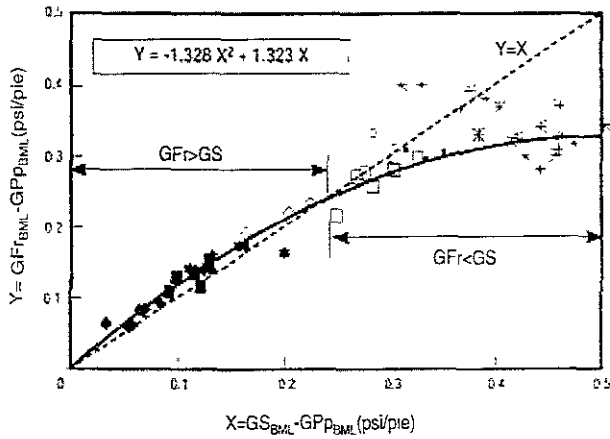


Figura 4.15. Relación del gradiente de fractura efectivo VS gradiente de sobrecarga efectivo para el Golfo de México; datos de Brennan y Annis re-referenciados a la profundidad debajo del lecho marino

4.3.10 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:

$$GS(\text{lb/gal}) = \frac{8.5 * WD + (C_3 + AC_4) * (TVD_{BML})^{1+X}}{TVD_{RKB}} \quad (4.36)$$

Relación de Esfuerzo Efectivo:

$$K = M[1.0 - C_5 * \exp(C_6 * TVD_{BML})] \quad (4.37)$$

Donde WD es la profundidad del tirante de agua, TVD_{BML} es la profundidad vertical verdadera debajo del lecho marino (ambos en pies), A y M están localmente calibrados, y los parámetros C1 a C6, y X se listan en la tabla 4.4.

Parámetro	Valores
C1	1 034
C2	0.03
C3	8 03
C4	0.232
C5	0.55
C6	-0.00013
C7	0.075

Tabla 4.4 Constantes C_1 a C_6 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 4.5.

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 4.6.

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

Tabla 4.5 Rangos del coeficiente "A" del esfuerzo de sobrecarga por edad geológica.

Area	A	M	Area	A	M
Alabama, Mobile Bay	6 a 7	1	Nuevo México	10 a 11	0.45
Alaska	9 a 10	0.9	Mar del Norte	7 a 10	1
Costa del Atlántico (costa afuera)	9 a 10	0.7	Oklahoma	7 a 10	0.39
California (costa afuera)	6	1	Montañas Rocallosas	11	0.4
California (costa afuera)	7	1	Texas (Austin)	9	1
California (sacramento)	8 a 9	1	Texas, Norte	12 a 13	0.4
Costa del Golfo (igual Eaton)	4	1	Texas, sur (Costa afuera)	4 a 6	1
Luisiana (Costa afuera)	3 a 5	1	Texas, sur (Tierra)	6 a 8	1
Mississippi	10.5	0.34	Oeste de Texas	12 a 13	0.4

Tabla 4.6 Ejemplos de los parámetros "A" y "M" para el método de Zamora.

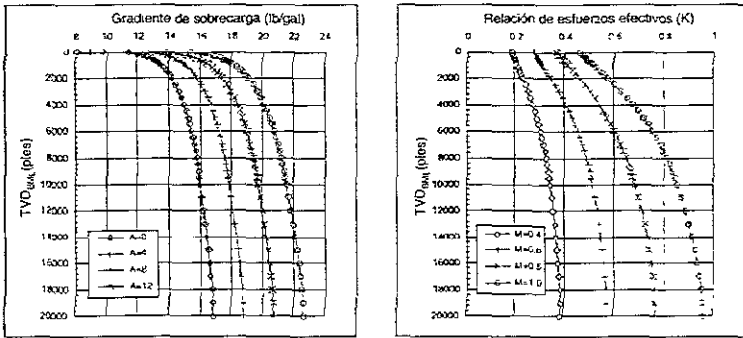


Figura 4.16 Ejemplo de la relación general de Zamora para el gradiente de sobrecarga y la relación del esfuerzo efectivo. Todas las cantidades están referidas al lecho marino.

4.3.11 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 está 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:

$$D_{eq}(\text{pies}) = 1.489554 \times 10^{-5} + \frac{1}{\frac{1.911364}{WD} - \frac{2.703024}{WD^2}} \quad (4.38)$$

$$D_{eq}(\text{pies}) = \frac{WD}{2} \quad (4.39)$$

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

$$D_{eff}(\text{pies}) = TVD_{BML} + D_{eq} \quad (4.40)$$

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

$$S_v(\text{psi}) = 0.444 * WD + TVD_{\text{BML}} * 0.8511934 * \exp\left(\frac{\ln(D_{\text{eff}}) - (6.206593)^2}{84.36084}\right) \quad (4.41)$$

$$K = 0.05329427 * (0.999996)^{D_{\text{eff}}} * (D_{\text{eff}})^{0.3006479} \quad (4.42)$$

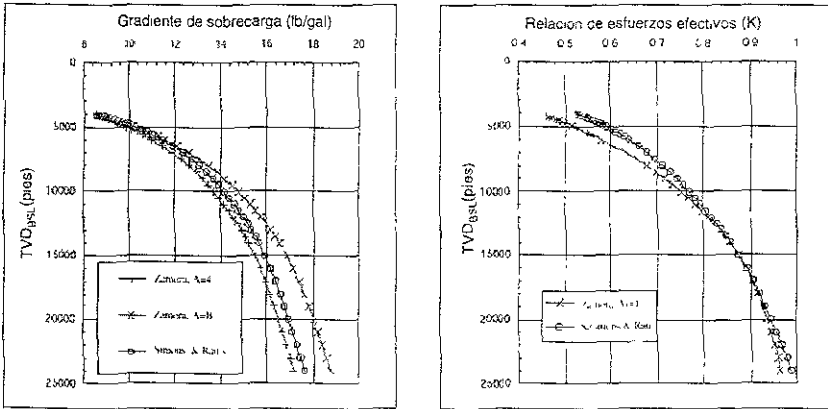


Figura 4.17. Comparación de las relaciones generales de Zamora (1989) y Simons y Rau para el gradiente de sobrecarga y la relación del esfuerzo efectivo. Se supone un trante de agua de 4000 pies

4.3.12 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:

$$K = K_c \left(\frac{v}{1-v} \right) \quad (4.43)$$

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

$$K_c = \frac{K_{lutita}}{\left(\frac{v_{lutita}}{1-v_{lutita}}\right)} = \frac{K_{arena}}{\left(\frac{v_{arena}}{1-v_{arena}}\right)} \quad (4.44)$$

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

$$K_{arena} = K_{lutita} \left(\frac{v_{arena}}{1-v_{arena}}\right) \left(\frac{1-v_{lutita}}{v_{lutita}}\right) \quad (4.45)$$

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

$$v_{arena} = (1-f_{sh}) * v_{qtz} + f_{sh} * v_{lutita} \quad (4.46)$$

con f_{sh} igual a:

$$f_{sh} = \frac{(GR - GR_{qtz})}{(GR_{lutita} - GR_{qtz})} \quad (4.47)$$

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:

$$GF_{r_{dep}} = GF_{ini} * \exp[-0.57 * (P_{ini} - P_{fin})] \quad (4.48)$$

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

4.3.13 Holbrook, Maggiori, y Hensley

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

$$K = (1 - \phi) \quad (4.49)$$

4.4 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

$$P_w = 3S_{Min} - 3S_{Max} - P_o \quad (4.3)$$

Caso II Agujero impermeable, fractura cerrada permeable

$$P_w = \frac{3S_{Min} - S_{Max}}{2} \quad (4.4)$$

Caso III. Agujero permeable, fractura permeable cerrada

$$P_w = \frac{(3S_{Min} - S_{Max} - 2\eta P_o)}{2(1 - \eta)} \quad (4.7)$$

Donde:

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

ν es la relación de Poisson "verdadera" de la roca (no el valor común usado por 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 4.4

Para $\alpha = 1$:

$$P_w = (1 - \nu) [2(S_{\min} - P_o) - (S_{\max} - S_{\min})] + P_o \quad (4.9)$$

4.4.1 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 4.10. Para las fracturas cortas, supusieron que el agujero y las fracturas eran impermeables (ecuación 4.3), lo cual implica un gradiente de fractura de:

$$GFr = \left(\frac{P_w}{TVD} \right) - \left(\frac{3S_{\min} - 3S_{\max}}{TVD} \right) - GP_p \quad (4.50)$$

Para pozos verticales en una cuenca tectónicamente estable, $S_{\min} = S_{\max} =$ el esfuerzo horizontal *insitu* S_h , entonces tenemos:

$$GFr = 2 \left(\frac{S_h}{TVD} \right) - GP_p \quad (4.51)$$

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

$$GFr = \left(\frac{3S_h - S_v}{TVD} \right) - GP_p \quad (4.52)$$

4.4.2 Haimson y Fairhurst

Haimson y Fairhurst (1970) fueron los que desarrollaron la ecuación 4.7, así que para el caso más general (agujero permeable, fracturas permeables), su relación del gradiente de fractura sería:

$$GF_r = \left(\frac{3S_{Min} - 3S_{Max} - 2\eta P_o}{2TVD(1-\eta)} \right) \quad (4.53)$$

Para pozos verticales y horizontales en un ambiente tectónico estable,

Pozo Vertical:

$$GF_r = \frac{(S_h - \eta P_o)}{TVD(1-\eta)} \quad (4.54a)$$

Pozo Horizontal:

$$GF_r = \frac{2(S_h - \eta P_o) - (S_v - S_h)}{2TVD(1-\eta)} \quad (4.54b)$$

4.4.3 Bellotti y Giacca

Para rocas de formaciones de 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 4.10), y relación de esfuerzos de Eaton (Ecuación 4.15). Bellotti y Giacca consideran dos casos:

Un fluido de perforación que no penetra (ecuación 4.4)

Un fluido completamente penetrante con una matriz rocosa altamente compresible (ecuación 4.9).

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 que no penetra (ecuación 4.4):

$$GFr = \left(\frac{2v}{1-v} \right) (GS - GP_p) + GP_p \quad (4.55)$$

Fluido de perforación penetrante, roca altamente compresible (ecuación 4.9):

$$GFr = 2v(GS - GP_p) + GP_p \quad (4.56)$$

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

$$GFr = GS \quad (4.57)$$

Para arenas limpias, areniscas y carbonatos sin fracturas, Bellotti y Giacca utilizaron un valor de 0.25 para v . Para las arenas lutíticas y areniscas, o calizas profundas, utilizaron $v=0.28$. Para los pozos exploratorios, recomiendan usar la ecuación 4.55, con $v=0.25$, de lo cual resulta una predicción del gradiente de fractura de:

$$GFr = 0.67(GS - GP_p) + GP_p \quad (4.58)$$

La ecuación 4.56 se aplica cuando se perfora con un fluido penetrante, o al perforar formaciones altamente permeables.

4.4.4 Anderson, Ingram y Zanier

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

$$\sigma = S - P_o \quad (4.59)$$

Con la relación de Biot:

$$\sigma = S - \alpha P_o \quad (4.60)$$

Donde, como antes, $\alpha = 1 - K/K_0$, K es el módulo volumétrico de la roca seca, y el K_0 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_0 por αP_0 . Para el caso de un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales, su versión de la ecuación 4.3 es (presión de fractura para un agujero impermeable con fracturas impermeables):

$$P_w = 2S_h - \alpha P_0 \quad (4.61)$$

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

$$S_h = K(S_v - \alpha P_0) + \alpha P_0 \quad (4.62)$$

Ellos combinaron las ecuaciones 4.61 y 4.62, con la relación de Eaton para la relación de esfuerzo efectivo (ecuación 4.15):

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (4.15)$$

Para obtener la siguiente ecuación del gradiente de fractura:

$$GFr = \left(\frac{2\nu}{1 - \nu} \right) GS + \alpha \frac{1 - 3\nu}{1 - \nu} GP_0 \quad (4.63)$$

El valor del parámetro α se supone igual a la porosidad fraccionaria de la densidad:

$$\alpha = \phi_{den} \quad (4.64)$$

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

$$I_{sh} = \frac{\phi_{son} - \phi_{den}}{\phi_{den}} \quad (4.65)$$

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

$$\phi_{son} = \frac{\Delta t - \Delta t_{matrz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matrz}} \quad (4.66)$$

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

$$v = A * I_{sh} + B \quad (4.67)$$

con los valores obtenidos de v , I_{sh} de pruebas de goteo y los incidentes de pérdidas de circulación, con I_{sh} calculado de datos de los registros sínicos y de densidad por medio de la ecuación 4.65, y v calculado de la relación:

$$v = \frac{GFr - \alpha GP_p}{GFr + GS - 3\alpha GP_p} \quad (4.68)$$

4.4.5 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 4.3). Para un pozo vertical con esfuerzos horizontales uniformes, su relación del gradiente de fractura es:

$$GFr = 2GRD_h - GP_p - A \quad (4.69)$$

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 4.3, a menudo resultaron ser excesivamente bajos. La discusión de la sección 2 sugeriría que esto es porque la ecuación 4.3 supone que todas las fracturas preexistentes son cortas, y esto comúnmente no es el caso.

En lugar de utilizar el método de la relación de esfuerzos (ecuación 4.10) 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:

$$GRD_h = GS - K_1 \quad (4.70)$$

A partir de la ecuación 4.70, la ecuación 4.69 se puede entonces escribir como:

$$GFr = 2GS - 2K_1 - GP_p - A \quad (4.71)$$

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 4.71, tenemos:

$$K_1 = \frac{2GS - GFr - GP_{pMax}}{2} \quad (4.72)$$

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

$$A = a - b(GP_p) \quad (4.73)$$

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 :

$$A = 2 * GS - 2K_1 - GP_p - GFr \quad (4.74)$$

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:

$$GFr = 2GS - 2K_1 - a - (1-b)GP_p \quad (4.75)$$

Según Aadnoy y Larsen, la ecuación 4.75 solamente aplica para pozos verticales. Para pozos desviados, ellos utilizan la relación:

$$GFr = GFr_o + \frac{1}{3}(GP_p - GP_p^*)[\text{sen}\gamma]^2 \quad (4.76)$$

Donde GFr_o es el gradiente de fractura para un pozo vertical, calculado con la ecuación 4.75, GFr es el gradiente de fractura para un pozo a un ángulo de γ grados de la vertical, y GP_p^* es un parámetro constante.

GP_p^* de la ecuación 4.76 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 4.76 con un γ igual a 90° .

4.5 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, así que ellos pueden ser los más relevantes para esta sección. 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.

4.5.1 Rocha y Bourgoyne

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

$$\phi = \phi_o \exp(-K_\phi TVD_{BML}) \quad (4.77)$$

Donde ϕ es la porosidad fraccional, TVD_{BML} es la profundidad por debajo del lecho marino, y ϕ_o , K_ϕ son parámetros calibrados con pruebas de goteo. La pseudo presión de sobrecarga es encontrada substituyendo la ecuación 4.77 en la ecuación para la densidad:

$$\rho = \rho_w \phi + \rho_G (1 - \phi) \quad (4.78)$$

e integrando, con ρ_F y ρ_G , que son las densidades del fluido en el poro, y de los granos de roca, respectivamente. Esto da lugar a la siguiente relación para la presión de sobrecarga:

$$S_o = 0.444WD + 0.4335\rho_G TVD_{BML} - \frac{0.4335(\rho_G - \rho_F)\phi_o}{K_\phi} [1 - \exp(-K_\phi TVD_{BML})] \quad (4.79)$$

La calibración tiene que ser llevada a cabo a través de un proceso de ensayo y error. Los valores iniciales son escogidos para ϕ_o y K_ϕ , y un esfuerzo de pseudo sobrecarga se calcula en cada prueba de goteo. Rocha y Bourgoyne entonces convierten cada S_o a un gradiente, llamado G_o , y trazan un diagrama:

$$G_o = \frac{S_o}{TDV} \quad \text{vs} \quad GFr$$

Donde GFr es el gradiente de fractura real.

Si la curva de pseudo esfuerzo 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_o VS GFr con una relación potencial:

$$G_o = a * GFr^b \quad (4.80)$$

Si el valor de a y b fuera igual a uno, entonces se tiene un ajuste perfecto. Si no, corrigen ϕ_o y K_ϕ , recalculando S_o y G_o , regraficando y reajustando sus datos de G_o , GFr . Este proceso continúa hasta que el ajuste sea satisfactorio. Una vez más ϕ_o y K_ϕ son los parámetros que realmente están solucionando esto; a y b apenas se utilizan para checar que tan bueno es el ajuste respecto a los datos del gradiente de fractura.

La tabla 4.7 muestra ejemplos de valores de Rocha y Bourgoyne para ϕ_0 y K_f incluidos en su trabajo.

Area	ϕ_0	K_f
Cañon del Mississippi, GOM	0.66	$1.66 \cdot 10^5$
Cañon Green, GOM	0.77	$3.32 \cdot 10^4$
Main Pass, GOM	0.565	$9.90 \cdot 10^4$
Ewing Bank, GOM	0.685	$9.90 \cdot 10^4$
Río de Janeiro, Brasil	0.67	$1.79 \cdot 10^5$
Campo Alba, Europa del Este	0.555	$9.90 \cdot 10^4$

Tabla 4.7 - El ejemplo de parámetros del pseudo esfuerzo de sobrecarga

4.5.2 Barker y Wood

Barker y Wood (1997) propusieron En lugar de intentar ajustar las curvas del pseudo esfuerzo 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:

$$GS(\text{lb/gal}) = \frac{8.55WD + 5.3(\text{TVD}_{BML})^{1.1356}}{\text{TVD}_{RKB}} \quad (4.81)$$

Barker y Wood también observaron que las pérdidas de circulación, 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 4.18 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 cañon del Mississippi y el cañon Green.

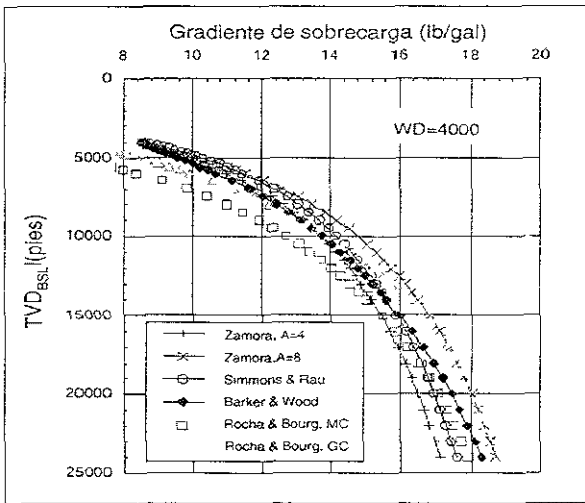


Figura 4.18 Comparación de las relaciones del gradiente de sobrecarga de Zamora (1989), Simmons y Rau (1988), Rocha y Bourgoyne (1996), y de Barker y Wood. Se considera un trante de agua de 4000 pies. Las curvas mostradas de Rocha y Bourgoyne son para el cañón del Mississippi y el cañón Green.

4.5.3 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 capítulo, ellos también expresaron preocupación por el método de Eaton, en particular: él escribe $K=v/(1-v)$ y grafica sus resultados como una correlación de v 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 v 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, con presiones de pruebas de goteo (véase figura 4.1). 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

$$S_{h \min} (\text{psi}) = 0.197(\text{TVD})^{1.145} + 0.46(P_p - P_{PN}) \quad (4.82)$$

con un gradiente de presión normal = 0.465 psi/pie

Venezuela

Para 5,900 pies < TVD < 9,200 pies

$$S_{h \min} (\text{psi}) = 0.210(\text{TVD})^{1.145} + 0.56(P_p - P_{PN}) \quad (4.83)$$

con un gradiente de presión normal = 0.433 psi/pie

Brunei

Para TVD < 11,500 pies

$$S_{h \min} (\text{psi}) = 0.227(\text{TVD})^{1.145} + 0.49(P_p - P_{PN}) \quad (4.84)$$

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 $S_{h \min}$.

4.5.4 MacPherson y Berry

MacPherson y Berry (1972) desarrollaron una relación X-Y para la presión de fractura, donde.

$$X = \frac{\rho V^2}{S_v} \quad (4.85)$$

y ρ es la densidad, V es la velocidad compresional, y S_v es el esfuerzo de sobrecarga, en psi.

4.5.5. 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 4.1). 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:

$$GFr = 0.57 \exp(0.57 * GP_p) \quad (4.86)$$

Donde GFr Y GP_p están en psi/pe.

CAPITULO. V PREDICCIÓN DE LAS GEOPRESIONES CON INFORMACIÓN SÍSMICA: (PRINCIPIOS BÁSICOS Y METODOLOGÍA)

5.1 GENERALIDADES.

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

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

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

5.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE VELOCIDAD.

5.2.1 Definición de velocidad del sonido

La velocidad del sonido es una cantidad empleada en la definición de la factibilidad de perforación de formaciones por la que emplea a la barrena de perforación para llevar a cabo la sísmica, lo que se despliega en función de la profundidad una sección sísmica tradicional, usualmente referenciada en tiempo doble de reflexión. Esta cantidad es también de la que más se abusa y mal usa en geofísica. Con apropiado cuidado, los datos sísmicos pueden dar estimaciones indirectas de la verdadera velocidad de la roca o de propagación (Al Chabali, 1973). Lo último, es la velocidad de propagación de la onda en rocas y esta relacionado a factores como tipo y textura de las rocas, forma del poro y presión de poro, tipo de fluido en el poro y composición, presión y temperatura de confinamiento. La forma directa de medición de la velocidad sísmica se lleva a cabo con una medición no destructiva, usando la técnica de propagación de un pulso bajo condiciones geológicas simuladas en laboratorio, tal como se muestra esquemáticamente en la figura 5.1.

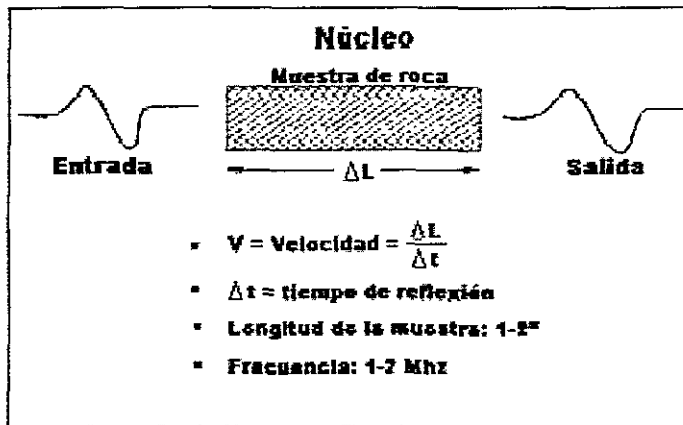


Figura 5.1 Mediciones de velocidad en una muestra de roca

Alternativamente, mediciones in-situ (o en el lugar) de la velocidad de la roca pueden llevarse a cabo usando un disparo controlado (figura 5.2), o mediciones de registro sísmico (figura 5.3).

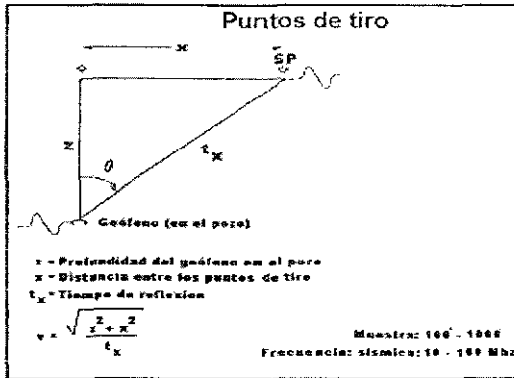


Figura 5.2 Medición directa de velocidad en un pozo(registro de disparos)

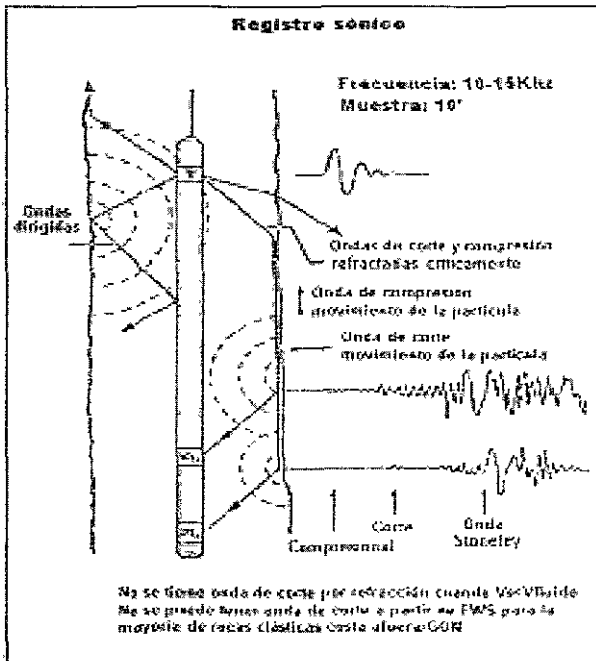


Figura 5.3 Medición con registro sísmico en un pozo

En contraste, las velocidades sísmicas son mediciones indirectas y son usualmente determinadas con objetivos diferentes a la estimación de las velocidades en la roca. Mientras que la velocidad sísmica es creada para hacer secciones sísmicas con el mejor apilamiento, las velocidades en la roca es la cantidad física relacionada a las propiedades de la roca y el fluido. De esta manera, amenos que se efectúe con

cuidado la obtención, procesamiento, calibración y análisis de la velocidad sísmica, esto podría no tener alguna relación con la velocidad en la roca –una cantidad de interés que puede dar información sobre la presión de poro. Por lo tanto, relacionar la velocidad sísmica con la velocidad en la roca es el componente más crítico en la estimación de la presión de poro a partir de información sísmica.

5.2.2 Definición de velocidad de la Roca

La velocidad de la onda de propagación en una pieza de roca es llamada “velocidad de la roca”. No se debe confundir con la velocidad de propagación de la onda sísmica. Esta sección no intenta dar una descripción completa de que controla la velocidad de la roca, (una cantidad necesaria para la predicción de presiones). Si no mas bien, es un recordatorio de que la velocidad de la roca (ondas P y S) es una cantidad compleja. Esta depende de muchos parámetros: porosidad, saturación de fluido, estado de esfuerzos, tipo de fluido en el poro, esfuerzo poral y de confinamiento, temperatura, propiedades del fluido en el poro, litología, contenido de arcilla y frecuencia de la propagación de las ondas. Además, estos parámetros no son independientes unos de otros. Una descripción completa de estas dependencias puede ser obtenida por medio de mediciones controladas en el laboratorio. En este trabajo se puntualizan características significativas relacionadas con nuestra discusión sobre la predicción de la presión de poro usando velocidades sísmicas. Litologías densas exhiben grandes distribuciones de velocidad de ondas P (figura 5.4)

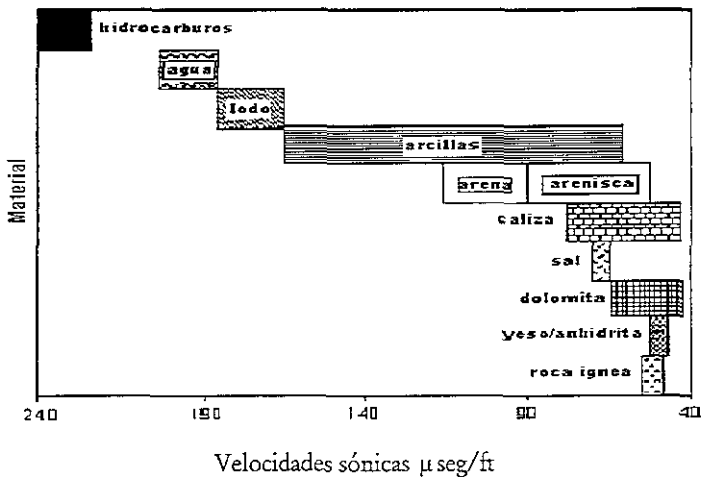


Figura 5.4 Velocidades de ondas P para litologías comunes

Se observa que:

1. La distribución de velocidades de arenisca y lutita coinciden considerablemente. En aguas profundas para sedimentos normalmente compactados, con frecuencia las velocidades de arena y lutita coinciden completamente. Las densidades de lutita típicamente son ligeramente más altas que las densidades correspondientes a la arena.
2. Las velocidades en zonas sobrepresionadas son más bajas que las que se encuentran en presiones hidrostáticas normales. Las bajas velocidades causadas por zonas de alta presión son frecuentemente relacionadas al espesor de las zonas de lutita que tienen baja ocurrencia de arena (menor al 10%). Esto es muy común en sedimentos pobremente consolidados y relativamente jóvenes (Golfo de México, Terciario).
3. En los sedimentos de aguas superficiales, con frecuencia arenas y lutitas tienen velocidad localmente identificable respecto a la tendencia que siguen con la profundidad. Tales tendencias son muy útiles para el análisis de presión. Sin embargo, en sedimentos de aguas profundas, tales tendencias están usualmente ausentes. Presiones más altas a las normales con frecuencia se dan en sedimentos justo debajo del lecho marino. En aguas profundas, estas arenas presurizadas se caracterizan por ser peligrosas, y perforar a través de ellas tiene un costo económico enorme. Esto es conocido como "el problema del flujo de agua en arenas superficiales" (SWF).

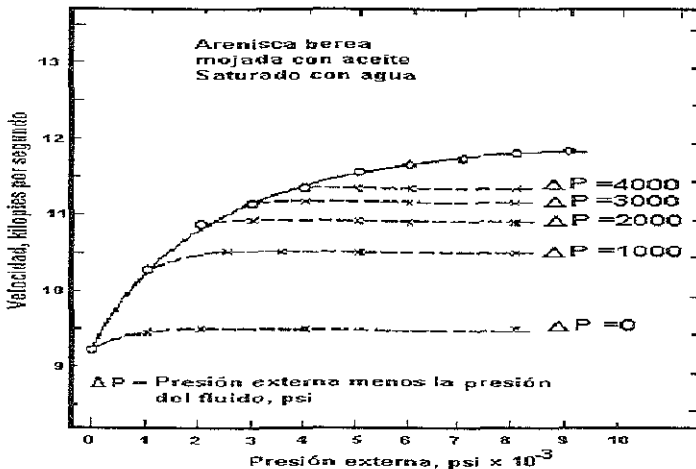


Figura 5.5 Velocidades a través de una arenisca mojada por aceite bajo variación del esfuerzo efectivo

Un ejemplo típico del efecto de la presión externa y efectiva (definido como la diferencia entre la presión externa o de confinamiento y la presión del fluido en el poro) sobre la velocidad de una arenisca Berea se muestra en la figura 5.5, tomado de Wyllie y otros (1957). Este sugiere que:

1. La velocidad incrementa con el incremento del esfuerzo efectivo. El incremento primero es rápido, pero decrece con el incremento del esfuerzo efectivo hasta que se alcanza una velocidad terminal constante.
2. Para un esfuerzo efectivo cero, la velocidad incrementa rápido y después lentamente, casi linealmente.
3. Para esfuerzos efectivos más pequeños el comportamiento es muy similar al de esfuerzo efectivo cero. En diferenciales más altas, el aumento de la velocidad inicial no es observado.
4. Muestras diferentes de igual porosidad de la misma roca o la misma muestra, utilizadas repetidamente, pueden mostrar una variación en la medición de la velocidad para una presión externa baja y fija. Sin embargo, la velocidad final en todos estos casos es la misma.

Todas estas observaciones, hechas en 1957 por Willie y otros, son también observadas en aguas profundas y son adecuadas para desarrollar una transformación relativa al esfuerzo efectivo y la presión de poro para la velocidad de la roca. Para aplicaciones en sedimentos de aguas profundas, se debería considerar que las porciones no lineales de estas curvas para bajos esfuerzos efectivos son los más pertinentes para presiones de poro altas en los pozos más profundos.

Si bien las mediciones de laboratorio aumentan mucho nuestro entendimiento de las propiedades de las rocas, tales mediciones de la velocidad en núcleos tienen un problema, lo restringido del muestreo. La velocidad de la onda sísmica con frecuencia difieren de aquellas mediciones sobre pequeñas muestras de núcleos. Esto se debe a “un problema de escalamiento”, una discusión que esta fuera de los alcances del presente trabajo. Existe otro resultado con este tipo de mediciones, la frecuencia. ¿Cómo puede uno hacer coincidir datos de mediciones ultrasónicas con aquellos de frecuencia sísmica de ancho de banda de (10 a 100 Hz)?

En la figura 5.2 se muestra el esquema de un registro de disparos de prueba, una manera para obtener datos de velocidad a partir de mediciones directas en el agujero. En este tipo de mediciones, tanto el

problema de muestreo como el de frecuencia es resuelto, los intervalos medidos son del orden de 100 a 1000 pies y las fuentes de la sísmica convencional emplean frecuencias con ancho de banda de 10 a 100 Hz. Otro tipo de velocidad de la roca es obtenido de mediciones en el agujero con registros sísmicos. Estos operan entre un rango de frecuencia de 5 y 10 KHz. Las mediciones son realizadas usando el principio de refracción como se muestra en la figura 5.3. Aquí los intervalos de muestreo son del orden de varios pies. La información de velocidad obtenida de los registros sísmicos es la más usada para el análisis de presión, porque estas mediciones son las únicas que producen bastantes datos en lutitas bajo condiciones insitu.

5.2.3. Definición de velocidad sísmica

La nomenclatura para la velocidad usada por los sismólogos es bastante confusa. Esta incluye velocidad de intervalo y aparente, velocidades promedio y raíz cuadrada promedio (RMS), velocidad instantánea, de fase y grupo, velocidad de normal de movimiento por distancia (NMO), velocidad de apilamiento y migración. Como se estableció al inicio, la velocidad que puede ser obtenida de datos sísmicos es la velocidad de apilamiento o velocidad sísmica. Para modelos de capas horizontales, la velocidad de apilamiento esta relacionada a la velocidad NMO, que a su vez se relaciona con la RMS, velocidad promedio y de intervalo. Para el análisis de las propiedades de la roca y presión de poro, necesitamos la velocidad de intervalo, la cual es una velocidad promedio entre dos intervalos sísmicos (podrían ser reflectores). Estas relaciones son explicadas mas adelante (en gran parte en Yilmaz, 1987; Al-Chabali, 1973; Taner y Koehler, 1969; Hubral y Krey, 1980).

5.3. BREVE REVISIÓN DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD SÍSMICA.

5.3.1. Geometría CMP.

El punto medio común (CMP por sus siglas en ingles, Common Mid Point), es una técnica de grabación y procesamiento de datos sísmicos que fue presentada en 1950. La técnica usa grabación redundante para mejora la relación S/N de los datos sísmicos, el así llamado proceso de apilamiento.

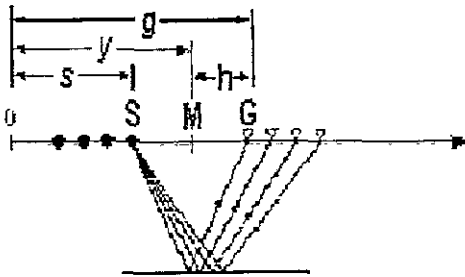


Figura 5.6

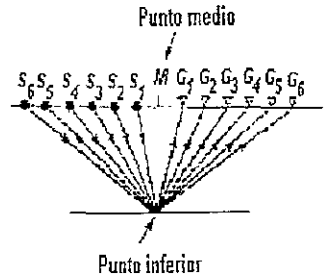


Figura 5.7

En la figura 5.6, se muestran las coordenadas en las cuales se obtienen los datos sísmicos: coordenadas disparo-receptor (s, g). Las reflexiones mostradas son apropiadas para la grabación en un modelo de capas horizontales a partir de un punto de tiro (S) para varias localizaciones del receptor (G). En la figura 5.7 mostramos la geometría CMP. El procesamiento de datos sísmicos es hecho en las coordenadas del punto medio entre dos puntos de tiro (y, h). Las reflexiones muestran que están asociadas con un solo CMP común. Esto es idéntico para un punto de profundidad común (CDP) si las capas son horizontales y planas. La estimación de la velocidad requiere de datos registrados en distancias diferentes de cero suministrados por una grabación CMP. Con las velocidades estimadas, se realizan las correcciones para distancias diferentes de cero y los datos son comprimidos en las coordenadas del punto medio del desplazamiento para una sección apilada. Frecuentemente, se siguen dos o más etapas de procesamiento: de convolución y migración. El proceso de convolución actúa en los datos sísmicos a lo largo del eje del tiempo y esto afina la resolución temporal de los datos. Por otra parte, el proceso de migración mueve eventos de inclinación a la superficie verdadera y difracción colapsos, incrementando la resolución lateral.

5.3.2 Velocidad Normal de Movimiento NMO(Normal More Out)

La figura 5.8 muestra una geometría simple de reflexión de una capa plana. x es la distancia entre el origen (S) y el receptor (G), una distancia, la velocidad del medio (v), la cual supone constante, en la primer superficie reflectante, $t(0)$ duplica el tiempo de viaje a lo largo de la trayectoria vertical MD y el tiempo de viaje $t(x)$ para la línea a lo largo de la trayectoria SDG. Entonces se puede mostrar fácilmente usando el teorema de Pitagoras que:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{v^2} \tag{5.1}$$

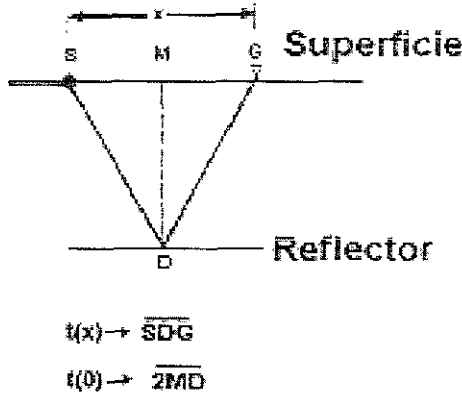


Figura 5.8 Geometría NMO para un reflector horizontal

La ecuación 5.1 para el tiempo de viaje describe una hipérbola en el plano del tiempo doble de reflexión respecto a la distancia, una relación muy fundamental. Se nota que en la geometría representada en la figura 5.8, el CMP y el CDP son idénticos si las capas son planas y horizontales.

De la ecuación 5.1, la corrección de NMO es dada por la diferencia entre los tiempos de viaje, $t(x)$ y $t(0)$.

$$\Delta t_{NMO} = t(x) - t(0) = t \left\{ 0 \left[1 + \left(\frac{x}{v_{NMO} t(0)} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} - 1 \right\} \tag{5.2}$$

Una vez estimada la velocidad NMO, los tiempos de viaje podrán ser corregidos con la ecuación de arriba, como se muestra en la figura 5.9

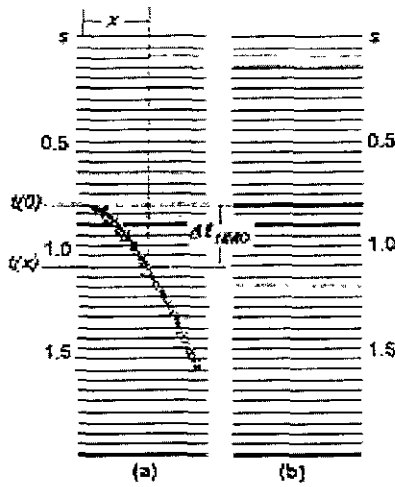


Figura 5.9.-Corrección NMO que involucra el mapeo del tiempo de viaje a un desplazamiento diferente de cero $t(x)$ respecto al tiempo de viaje con desplazamiento cero $t(0)$. (a) Antes y (b) Después de la corrección NMO.

Trazas en la NMO corregida después son supuestas para obtener una traza apilada a una localización particular CMP. Esto es mostrado en forma gráfica en la figura 5.10 para tres puntos de tiro.

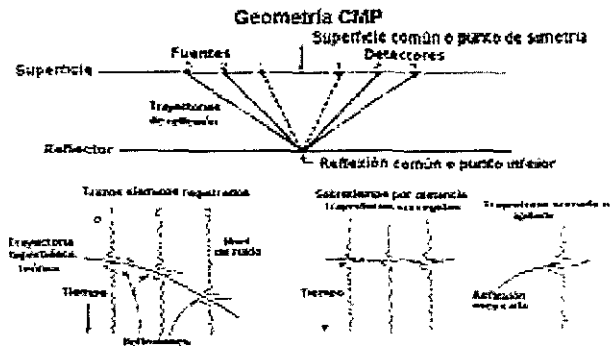


figura 5.10 Las bases para la velocidad sísmica es el método de l punto reflejo común (como se ilustra en la parte superior del diagrama) enlazados con las curvas de tiempo por distancia. Se puede medir una componente horizontal del tiempo para apreciar el tiempo de llegada de una reflexión para mas o menos un punto común en la superficie.

El objetivo del apilamiento es mejorar la relación S/N de datos sísmicos. Los datos sísmicos deberán tener corrección NMO aplicada antes de que estos sean apilados. Esta corrección mejora la señal y cancela el ruido para el proceso de apilamiento. Este proceso es repetido por toda la sección de traza.

comunes CMP y tiempos de viaje para producir una sección sísmica apilada. Nosotros notamos que la función de velocidad resultante, la función de velocidad NMO o de apilamiento, es aquella velocidad que maximiza la señal en los procesos de apilamiento CMP o CDP. Esto tiene varias consecuencias y limitaciones impuestas al análisis de velocidad, y si no son reconocidas y corregidas, puede limitar su uso para el análisis de presión. Algunas de estas son discutidas abajo.

5.3.3 NMO en una capa horizontalmente estratificadas.

La ecuación NMO para una capa plana llega a ser extremadamente compleja para n-capas horizontalmente estratificadas. Taner y Koehler (1969) derivan la siguiente ecuación de tiempo de viaje para el sistema (figura 5.11):

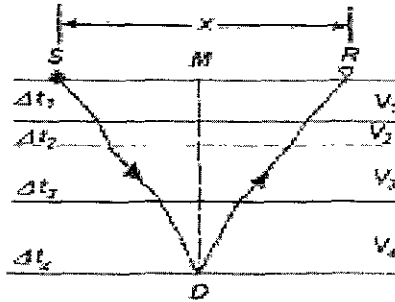


Figura 5.11 NMO para un modelo de capas horizontales estratificadas

$$t^2(x) = C_0 + C_1 x^2 + C_2 x^4 + \dots \tag{5.3}$$

Donde:

$$C_0 = t^2(0) \tag{5.4}$$

$$C_1 = \frac{1}{V_{RMS}^2} \tag{5.5}$$

y \$C_2, C_3\$, etc. Son funciones complicadas que dependen del espesor de la capa y de velocidades de intervalo, como son descritas en la figura 5.11. La velocidad RMS para el punto D es definida como:

$$V_{RMS}^2 = t^{-1}(0) \sum_{i=1}^N V_i^2 \Delta t_i(0) \tag{5.6}$$

Donde Δt_i es el tiempo vertical en dos direcciones de la i -ésima capa y:

$$t(0) = \sum_{i=1}^N \Delta t_i \tag{5.7}$$

La aproximación anterior para el tiempo de viaje dado en la ecuación 5.3 puede emplearse suponiendo que la distancia es pequeña comparada con la profundidad (aproximación de recepción pequeña). En este caso, las series en la ecuación 5.3 pueden ser truncadas como sigue:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{V_{RMS}^2} \tag{5.8}$$

Cuando nosotros comparamos la ecuación 5.1 con la 5.8, obtenemos la velocidad requerida para la corrección NMO considerando un medio horizontalmente estratificado igual a la velocidad RMS, con tal de que la aproximación de recepción pequeña se lleve a cabo.

5.3.4. NMO para capas con inclinación

En realidad, las capas horizontales son raramente encontradas. La situación es mucho más complicada cuando las capas no son horizontales. La figura 5.12 muestra la geometría CMP y CDP de una sola capa inclinada. M es el punto medio de la distancia entre el origen al receptor, SG.

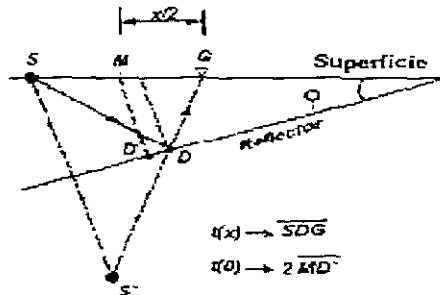


Figura 5.12 Geometría para un NMO con un solo reflector inclinado

El punto común de profundidad, D no está bajo M , pero este es D' . El desplazamiento al tiempo cero es el tiempo doble de reflexión a lo largo de la trayectoria M a D' (y no a D). El tiempo de viaje, $t(x)$ a lo largo de la trayectoria SDG puede ser escrito como:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2 \cos^2 \phi}{v^2} \quad (5.9)$$

El cual es, otra vez la ecuación de la hipérbola. Sin embargo, la velocidad NMO esta hora dada por la velocidad media dividida por el coseno del ángulo de inclinación:

$$V_{NMO} = \frac{v}{\cos \phi} \quad (5.10)$$

El apropiado apilamiento de un evento inclinado requiere de una velocidad más grande que la velocidad del medio sobre el reflector, ya que el $\cos(\phi)$ es menor o igual que 1. Esto claramente sugiere una capa horizontal con una alta velocidad que puede producir el mismo tiempo por distancia como una capa con inclinación con baja velocidad, y por lo tanto el mismo apilamiento, en la aproximación de recepción pequeña. Esta ambigüedad puede resultar en una función de velocidad de apilamiento diferente para apilamientos que aparentemente se observen similares.

5.3.5 NMO para n-capas con inclinación arbitraria.

La corrección para un apilamiento de capas, todas con diferentes desviaciones es bastante complejas. Nosotros referimos al trabajo de Hubral y Krey (1980). La geometría básica es dada en la figura 5.13

El objetivo es calcular la ecuación del tiempo de viaje para una trayectoria a lo largo del punto de origen (S) a un punto de profundidad (D) y entonces sostener la localización del receptor (G), como es mostrado por las flechas (ver figura 5.12). El punto medio de la trayectoria es M. Sin embargo, la traza CMP desde M toca la interface de inclinación para una incidencia normal en D'. La ecuación relevante del tiempo de viaje es:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{V_{NMO}^2} + \text{términos de alto orden} \quad (5.11)$$

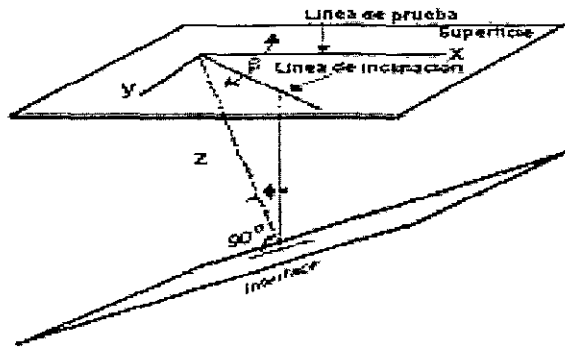


Figura 5.13. Geometría para el movimiento de una interfase de inclinación en un modelo con capas con inclinación arbitraria.

Donde la velocidad NMO es:

$$V_{NMO}^2 = \left(\frac{1}{t(0) \cos^2 \beta_0} \right)^N v_i^2 \Delta t(0) \prod_{k=1}^{i-1} \left(\frac{\cos^2 \alpha_k}{\cos^2 \beta_k} \right) \quad (5.12)$$

Debería notarse que para una sola capa inclinada la ecuación 5.12 se reduce a 5.10. Además, para una capa estratificada horizontalmente la ecuación 5.12 se reduce a la ecuación 5.6. Conforme la inclinación se suaviza y la recepción es pequeña, la ecuación de tiempo de viaje es representada aproximadamente por una hipérbola, ecuación 5.8, y la velocidad requerida para la corrección NMO es aproximadamente la función de velocidad RMS de la ecuación 5.6.

Después haciendo la aproximación de inclinación y recepción pequeña, el NMO es hiperbólico y está dado por:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{V_{NMO}^2} \quad (5.13)$$

La velocidad hiperbólica del tiempo por distancia debería ser distinguida de la velocidad de apilamiento que permite en forma óptima los trazos en una sección de trazos comunes CMP. La forma hiperbólica es usada para definir la mejor trayectoria de apilamiento:

$$t_{st}^2(x) = t_{st}^2(0) + \frac{x^2}{v_{st}^2} \tag{5.14}$$

Donde v_{st} es la velocidad que permite el mejor ajuste de la curva de tiempo de viaje sobre una sección de trazos comunes CMP a una hipérbola dentro de la longitud de recepción. Esta hipérbola no es necesariamente la hipérbola de la recepción pequeña implicada por la ecuación 5.13. Las diferencias pueden ser significativas, especialmente para una recepción grande comúnmente usada en la actualidad. Estas diferencias son mostradas en la Fig. 5.14

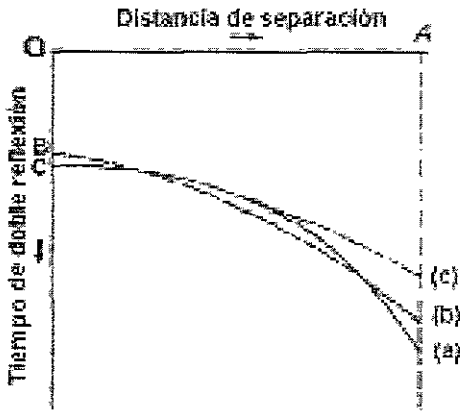


Figura 5.14. La ecuación de velocidad de tiempo por distancia es derivada suponiendo una hipérbola de recepción pequeña. Por otro lado, la velocidad de apilamiento es derivada del mejor ajuste de la hipérbola sobre toda la longitud de recepción (a) es tiempo de viaje real, (b) es el mejor ajuste de la hipérbola sobre la distancia total, y (c) es la hipérbola de recepción pequeña

La diferencia entre la velocidad de apilamiento, V_{ST} y la velocidad NMO, V_{NMO} , es llamada longitud oblicua de distribución y será tratado en el análisis de velocidad.

5.4 ANÁLISIS DE VELOCIDAD.

5.4.1 Procedimiento

La ecuación (5.14) contiene las bases para el análisis de velocidad para un conjunto de trazos comunes CMP. Esta ecuación describe una línea en el plano t^2 respecto x^2 . La pendiente de estas líneas es $1/v_{st}^2$.

y el valor interceptado en $x=0$ es $t(0)$. En la practica es usado el método de mínimos cuadrados para ajustar la curva. Un ejemplo con datos reales es mostrado en la figura 5.15

Las velocidades estimadas del análisis t^2-x^2 son mostradas como triángulos sobre el espectro de velocidad. La velocidad real elegida es también mostrada en el espectro de velocidad, y la concordancia entre las dos es buena. Un método alternativo para llevar a cabo el análisis de velocidad es mostrado en la Fig. 5.15a.

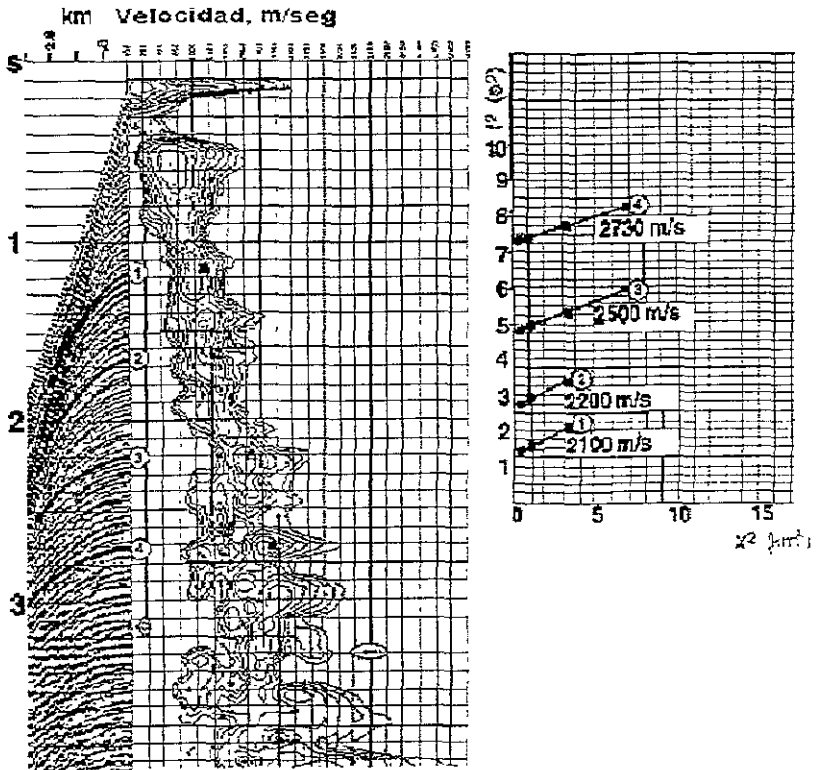


Figura 5.15 Análisis de velocidad (t^2-x^2) aplicado a un conjunto de trazas comunes CMP. Los triángulos en el espectro de velocidad (pista central) representan los valores de velocidad derivados a partir de las pendientes de las líneas mostradas en la grafica de la derecha

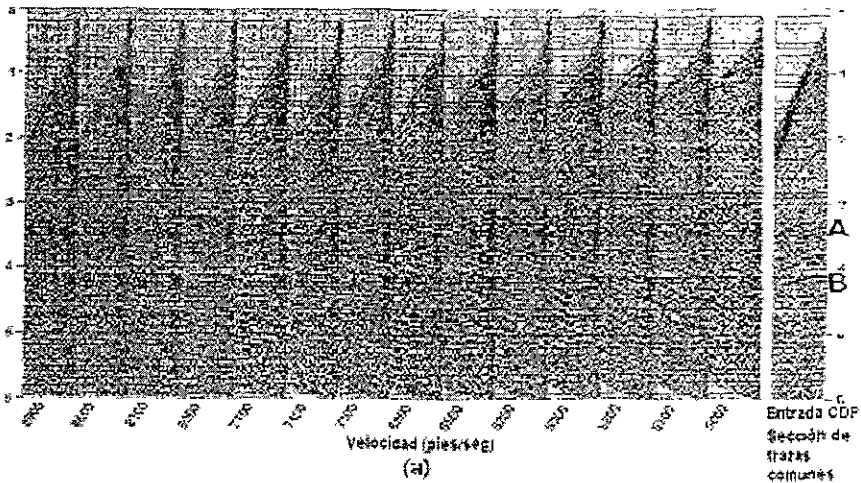


Figura 5.15a. corrección de tiempo por distancia a velocidad constante aplicada a un conjunto de trazas comunes CMP(5000 a 8900 pies/s)

La figura anterior es llamada método de exploración de velocidad constante CVS (constant velocity scan). Los datos en la figura 5.15b son repetidamente corregidos con NMO utilizando un intervalo de valores de velocidad constante entre 5000 y 13,600 pies/seg con la ayuda de una computadora de velocidad alta.

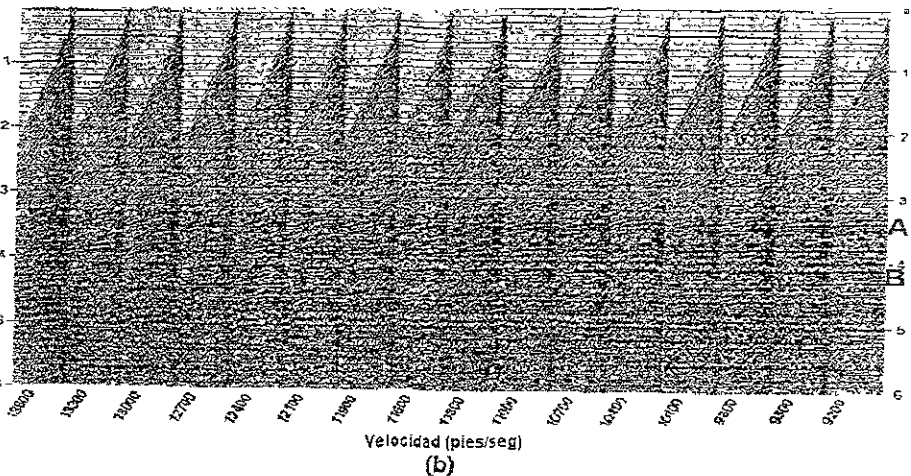


Figura 5.15b correcciones de tiempo por distancia a velocidad constante aplicados al conjunto de trazas comunes CMP de la figura 5.15a (9200-13600 pies/s)

El conjunto de trazas comunes corregido con NMO, es desplegado a un lado en forma de pista. Los eventos marcados como A y B sugieren cómo se debe llevar a cabo el procedimiento. Para un cierto valor de velocidad, estos eventos serían uniformes (planos); de otra manera serían curvos, si las velocidades son sobre corregidas o pobremente corregidas. Así, el evento A parece ser uniforme (o bien apilado) con una velocidad de 8300 pies/seg. Similarmente, el evento B parece apilar bien con una velocidad de 8900 pies/seg. Procediendo de esta manera, uno puede construir una función de velocidad que sea apropiada para la corrección del NMO de este conjunto de trazas comunes. El proceso se repite tantas veces como puntos se tengas en la línea sísmica.

Para la predicción de la presión de poro u otro trabajo estratigráfico normalmente se utiliza el Análisis de Velocidad de Horizonte (HVA. Horizon Velocity Analysis). Ésta es una manera eficaz y exacta de obtener la información de velocidad a cada punto CMP seleccionados a lo largo de los horizontes importantes, en comparación con el análisis de velocidad convencional en el cual se proporciona la información de velocidad a cada tiempo en puntos seleccionados CMP. Lo anterior es tedioso y caro, pero altamente recomendado para el trabajo estructural o estratigráfico. Las figuras 5.16 y 5.17 muestran ejemplos del análisis HVA (Horizon Velocity Análisis). La figura 5.16 muestra una sección apilada con varios horizontes marcados y el primero en la figura 5.17 muestra las funciones de velocidad de apilamiento en los mismos horizontes. Los ejes verticales y horizontales en cada panel son los ejes de la velocidad de apilamiento y de los CMP, respectivamente.

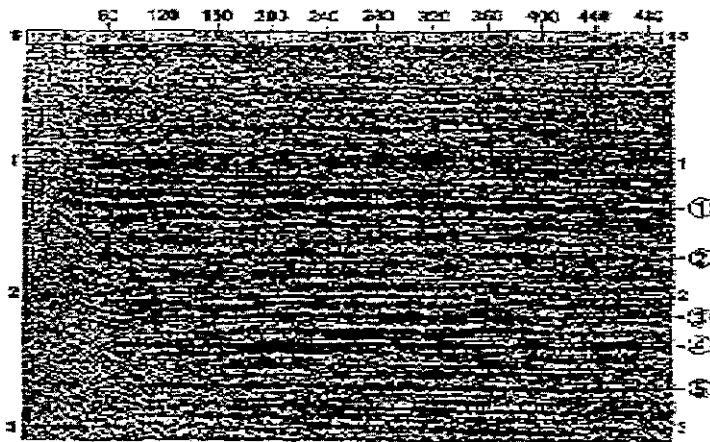


Figura 5.16. sección apilada con cinco horizontes marcados como se indica

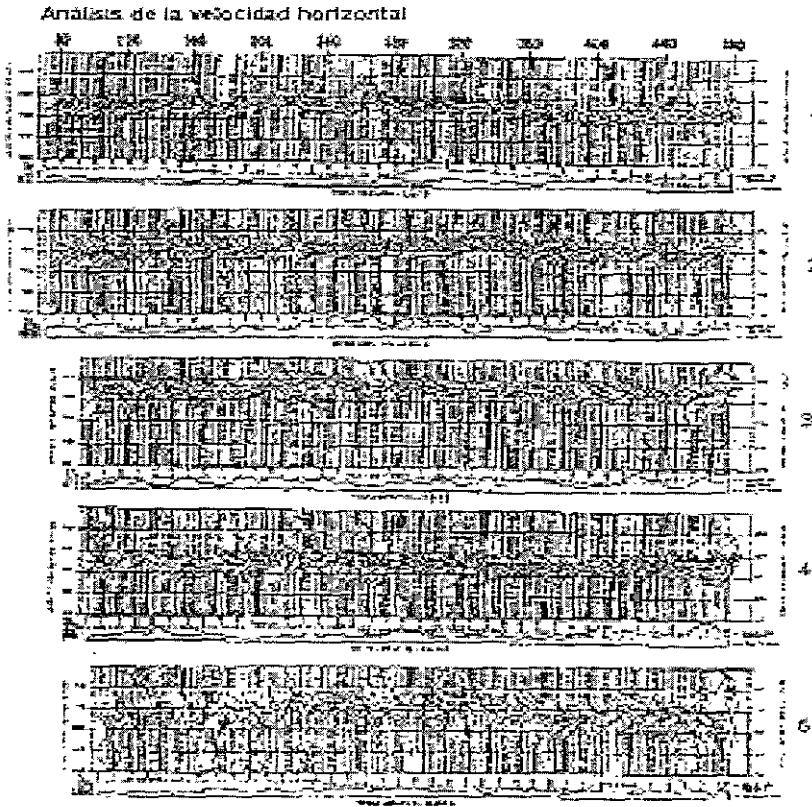


Figura 5.17. Análisis de velocidad de horizonte a lo largo de los cinco horizontes marcados representados en la figura 5.16 los ejes verticales y horizontales en cada panel son los ejes de la velocidad de apilamiento y los CMP respectivamente.

No importa qué método se utilice debemos comprender que la calidad de la función de velocidad esta dictada por la calidad del apilamiento, función que encima un cierto evento en un conjunto de trazas comunes. Esto significa la utilización de una medida cuantitativa para obtener una función de velocidad basada en la amplitud y continuidad de evento(s) apilado(s). Esto tiene una consecuencia significativa, no todas las funciones de velocidad que produzcan el mejor apilamiento se pueden considerar una velocidad verdadera de roca. A continuación se dan las razones por las cuales la estimación de la velocidad a partir de un análisis de velocidad de apilamiento sísmico esta limitada:

- Relación S/N del conjunto de trazas comunes.
- Eliminación del ruido.

- Longitud del tendido de recepción utilizado para la adquisición de datos.
- Magnitud del apilamiento.
- Selección de la medida de coherencia
- Emisión real a partir del sobretiempo por distancia hiperbólico (por ejemplo, anisotropía).
- Longitud del intervalo de tiempo.
- El ancho de banda de los datos.

En general, conforme los eventos en un análisis de velocidad se tomen más y más profundos (en tiempo), la calidad de la función de velocidad se degrada. Esto es porque uno encuentra un rango de funciones de velocidad que encima un evento, proporcionando ambigüedad y falta de exactitud en la función de velocidad seleccionada.

Para el cálculo de la presión de poro, uno utiliza velocidades de intervalo derivadas a partir de velocidades de apilamiento, como se discutió anteriormente. Para complementar, se resume a continuación las limitaciones para calcular las velocidades de intervalo (utilizando el modelo de Dix) a partir de velocidades de apilamiento:

- Supone una geometría en capas para el cálculo de la velocidad de Dix.
- Supone que las capas son homogéneas e isotrópicas.
- Falta de precisión en el análisis de los datos (seleccionando los tiempos de reflexión, etc.).
- El uso impropio del cálculo de Dix (calculando velocidades de intervalo en un intervalo estrecho).
- Pobre resolución.
- Plegamiento de la trayectoria del rayo a través de geología compleja.
- Muestreo espacial.

Un esquema convencional del proceso sísmico para el análisis de la velocidad se muestra en la figura 5.18

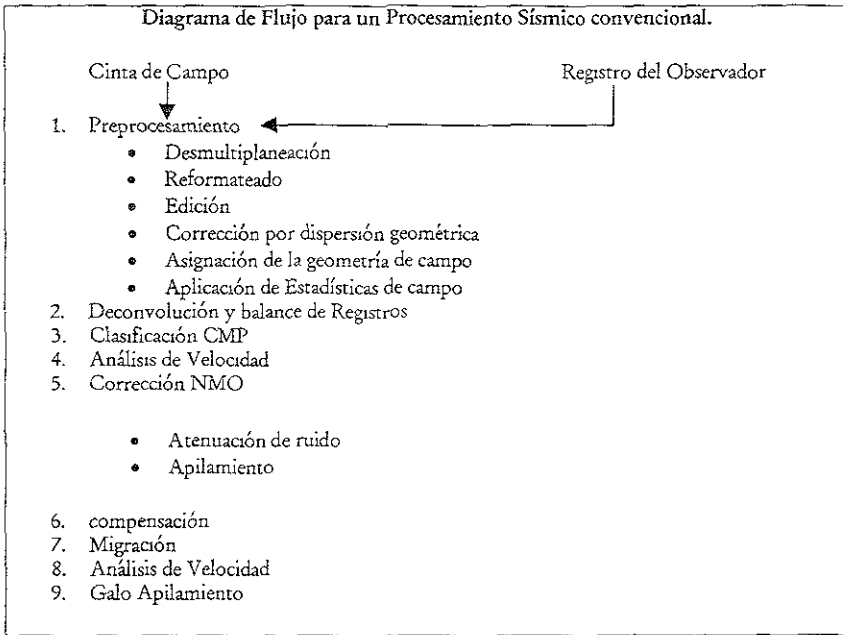


Figura 5.18 Diagrama de flujo para el procesamiento sísmico convencional

5.4.2 Suavizado, Calibración, Resolución e Interpretación de la velocidad.

El suavizar la velocidad es un paso esencial en el acondicionamiento de las velocidades para la predicción de la presión de poro. El suavizado (e interpolación) es hecho en tiempo y espacio. Un ejemplo se muestra en la figura 5.19

La primera de las dos imágenes de la figura 5.19 muestra velocidades apiladas sin suavizar, mientras que la figura de abajo muestra las velocidades suavizadas. Obviamente, las velocidades de intervalo para cada sección en estas figura tendrían diferentes velocidades de intervalo ¿Cual de los dos modelos es valido? Uno no sabe si es esto es a priori. Por esta razón la calibración de la velocidad es un paso esencial en el acondicionamiento de las velocidades sísmicas para la predicción de la presión. Este paso se discute a continuación.

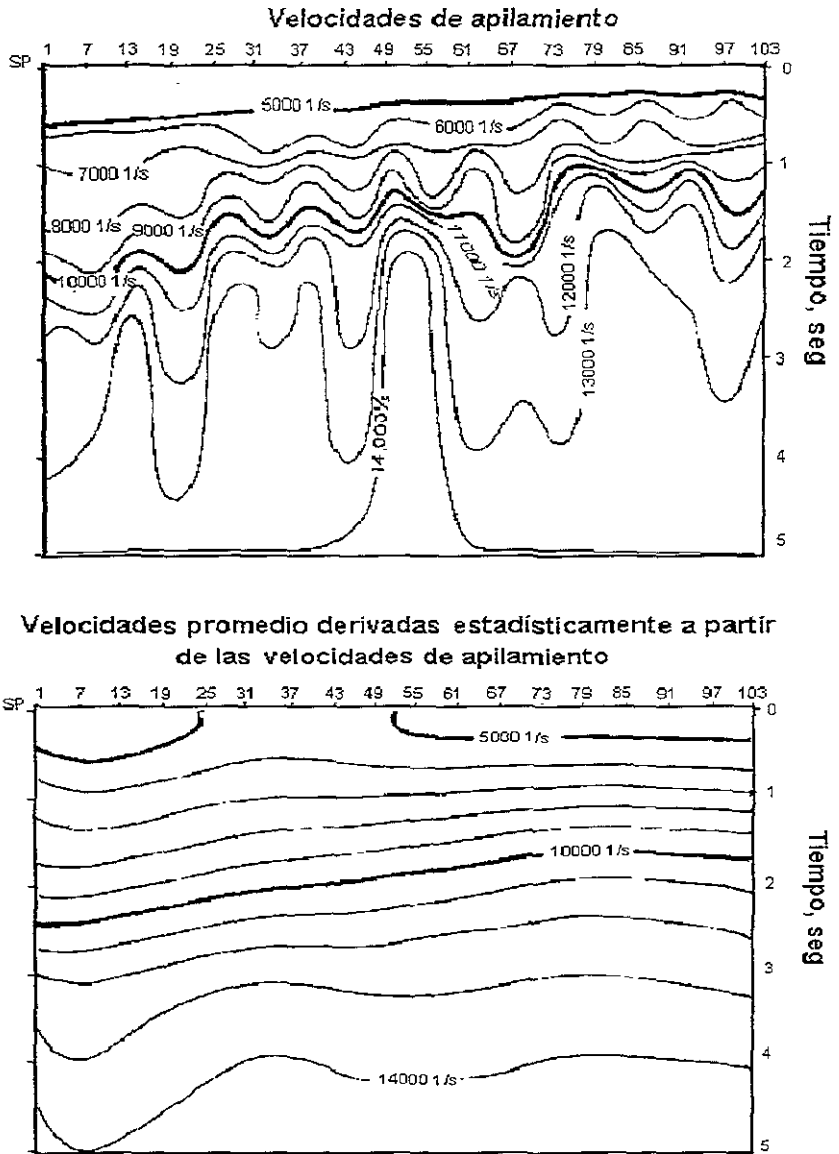


Figura 5.19 Velocidades de apilamiento suavizadas (abajo) y no suavizadas (arriba) a partir de datos sísmicos

La calibración de la velocidad normalmente se hace con los datos de puntos de tiro a partir de registros de pozo. Debido al plegamiento de la trayectoria del rayo, las velocidades de intervalo sísmicas son más altas que las velocidades verticales medidas durante el registro del pozo. Algunas veces esto es

relacionado como una aparente anisotropía, lo cual se opone a las velocidades de propagación en una roca verdaderamente anisotrópica. Hay dos métodos para considerar las diferencias entre las velocidades sísmicas y de puntos de tiro de pozo. El primer método involucra una comparación de las relaciones tiempo-profundidad a partir del registro de puntos de tiro en pozos con aquellos derivados de los datos sísmicos. El segundo, un método más preferido, involucra la comparación de las velocidades del intervalo a partir de puntos de tiro en pozos con aquellas derivadas a partir del análisis de la velocidad de apilamiento de sísmica utilizando el método de Dix. El procedimiento involucra la obtención de una función de corrección contra el tiempo doble de reflexión en la localización del pozo (o ubicación análoga del pozo), que se aplica entonces al campo de velocidad total. Típicamente, se utilizan varias funciones de la velocidad alrededor del pozo para construir la función de calibración. Esto permite un análisis del error, el cual debe seguir un esquema semejante de calibración.

El procedimiento se muestra esquemáticamente en la figura 5.20 se recomienda que el procedimiento se pruebe en líneas sísmicas que se intercepten por exactitud y consistencia. La predicción de la presión nunca debe hacerse basado en una sola función de velocidad a una localización del CMP

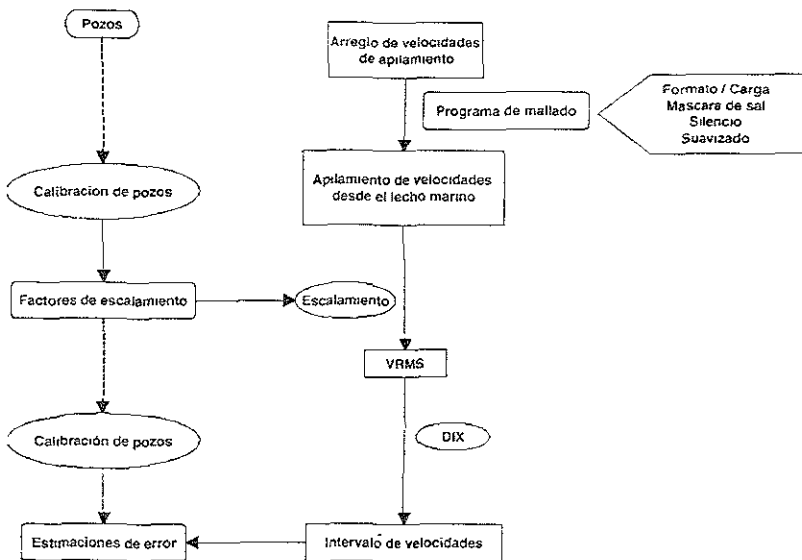


Figura 5.20 Proceso para el acondicionamiento y calibración de la velocidad para realizar un análisis de presión

Cualquier aplicación de la velocidad sísmica para la predicción de la presión debe incluir un entendimiento de la resolución de la velocidad existente en el proceso de análisis de la velocidad. La

tabla de la figura 5.21, muestra la resolución vertical (temporal) y lateral de las velocidades convencionales: temporalmente las velocidades de intervalo a partir de un análisis de velocidad de apilamiento convencional no tienen frecuencias más altas que 2-4 Hz.

	Vertical	Lateral	Cementaciones
Baja resolución	0-2Hz	-1 milla	Presión constante en intervalo 500-800 pie, geología traslapada
Datos de especificaciones y estándar	(400-500)		
Líneas reprocesadas	0-4Hz	-1000 pies	Intervalos de 250-400 pies, mejora la resolución geológica
Picos cerrados y control de calidad	(200-400)		
Alta resolución	(8-10)-(50-60)Hz (10-20 ms)	-100 pies	Intervalos de 100-200 pies, mejora la resolución geológica
Amplitud sísmica (AL) en cada traza sísmica			
Espaciamiento de frecuencia	4,-(8-10)Hz		Necesita un modelo previo basado en datos del pozo e integración con otros datos geológicos (facies...)

Figura 5.21 Resolución de la velocidad para datos sísmicos.

Esto conduce a un análisis de presión en capas no menores a 400 pies para los sedimentos típicos de la Costa de Golfo. La inversión sísmica de datos apilados (inversión con inteligencia artificial post-apilamiento) o datos de pre-apilamiento (usando la onda completa, análisis e inversión de un conjunto de trazas comunes en varios CDP's), puede agregar resolución más alta.

La interpretación de la velocidad también es un paso esencial en la conversión de las velocidades de apilamiento a velocidad de la roca. Hay muchas dificultades en el procedimiento, algunas de las cuales ya se han precisado. Una dificultad mayor, no discutida hasta ahora, necesita mencionarse. La figura 5.22 muestra un análisis de velocidad para un CDP simple en el cual se muestra la calidad del apilamiento de varias funciones de velocidad seleccionadas por los usuarios. Los contornos indican la calidad del apilado y la función de velocidad de apilamiento óptimo se obtiene conectando los contornos altos, como se muestra en las líneas gruesas de la gráfica. Note que la función de velocidad baja secundaria, en la parte inferior izquierda de la gráfica. Esto representa las velocidades de apilamiento óptimas para múltiples CDP en esta localización. Sin embargo, a priori uno no sabe si está

reducción en la velocidad es debida a presiones de poro más altas que la normal en ese intervalo como oposición a los demás. También podría ser debido al cambio de litología (por ejemplo de carbonatos a rocas plásticas). ajustados utilizando otros datos y el conocimiento del interprete en el campo de velocidad sísmica. Incluso el simple paso de suavizar la velocidad descrito anteriormente puede llevar a destruir la geología local o a crear una nueva geología, lo cual puede conducir a un modelo Ambigüedades de este tipo son muy comunes en el proceso del análisis de velocidad y deben ser de presión no real, por lo que debe ser evitado.

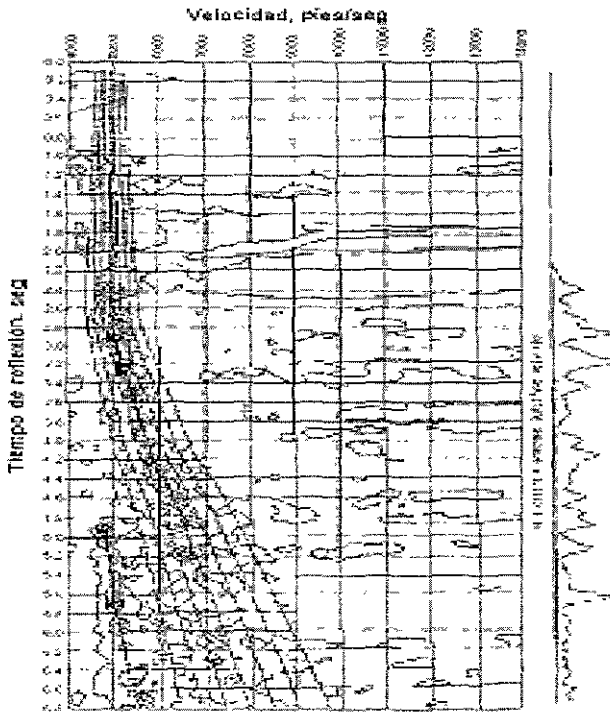


Figura 5.22. Análisis de velocidad para un solo CDP en el cual se muestran la calidad de apilamiento de varias funciones de velocidad seleccionadas por el usuario. Los contornos indican la calidad del apilamiento y la función de velocidad de apilamiento se obtiene conectando los contornos altos como son mostrados por la línea gruesa en la grafica note que la función de velocidad baja secundaria en la parte inferior izquierda de la grafica representan las velocidades de apilamiento optimas para los múltiples CDP's en esta localización.

El análisis del error debe acompañar a cada análisis de velocidad empleado para la predicción de la presión. En la figura 5.23 se muestran los errores en la estimación de la velocidad de apilamiento.

Errores en la estimación de la velocidad de apilamiento

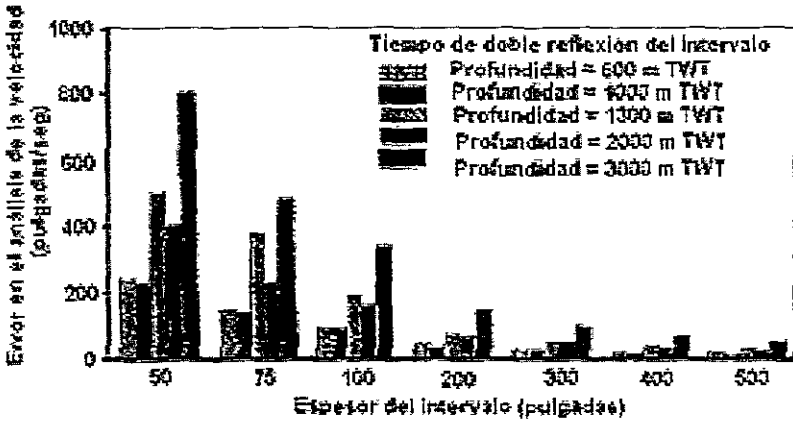


Figura 5.23

La figura ilustra un histograma de errores en el análisis de la velocidad como una función de la amplitud de tiempo doble de la función. Una tendencia de velocidad típica se utiliza para su cálculo. La amplitud del intervalo se muestra en milisegundos y el error en la velocidad se muestra en m/s. Esta figura claramente muestra que los errores en la velocidad del intervalo, son más grandes para las capas delgadas a profundidades grandes. Esto inherentemente pondrá un límite en la exactitud de la predicción de presiones utilizando la velocidad sísmica del intervalo.

5.5. GUÍA DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES.

A menudo se utilizan las velocidades sónicas para predecir geopresiones en forma errónea. Se necesita tener mucha precaución con las velocidades de apilamiento antes de que sean utilizadas para este propósito. Antes de que el trabajo empiece, se debe definir claramente el propósito del trabajo: aspectos como si se necesitan las velocidades para el entendimiento regional de la presión (típicamente una malla de 1000 por 1000). O si son necesarias imágenes detallada de la presión del subsuelo a la escala de la prospecto (3x3 millas). A la escala del yacimiento (100-200 por capa), del agujero del pozo (30-40" por 20,000 pies), etc. El cuidado y los detalles empleados en cada una de estas escalas varía y requiere la integración de una gran cantidad de datos, otros diferentes a los sísmicos, tales como velocidades tomadas en el pozo, registros y geología. El análisis de la velocidad es un proceso tedioso,

a cada paso se utilizan datos adicionales y se utiliza una interpretación para adicionar resolución y exactitud. Los pasos siguientes que se dan a continuación son una guía para el proceso.

- 1.- Realizar un análisis general de la geología el cual debe preceder a cualquier análisis de velocidad. Localizar las secciones sísmicas apiladas e interpretadas es lo mejor. Se deben de correlacionar todos los pozos disponibles a lo largo de los horizontes geológicos importantes.
- 2.- Las velocidades de apilamiento procesadas convencionalmente son normalmente inadecuadas para la predicción de presiones, esto es debido a que ellas son creadas para obtener el mejor apilamiento y podrían tener muy poca relación con la velocidad de la roca.
- 3.- El conjunto de trazas sísmicas debe estar disponible para control de calidad.
- 4.- El flujo del procesamiento debe estar claramente identificado. Las velocidades deben ser procesadas por demultiplexación, DMO y migración del preapilamiento. Paredes con sal tales como las de aguas profundas en el Golfo de México se deben aplicar apropiadas mascararas de sal y atenuación de ruido.
- 5.- La velocidad de apilamiento, la velocidad RMS o las velocidades intervalos dadas en la sima de la sección no deben ser utilizadas para la predicción de presiones sin antes verificar la calidad por medio del conjunto de trazas sísmicas o gráficas de espectros de velocidad.
- 6.- Se tiene mayor calidad en el análisis de la velocidad utilizando una estación de trabajo tal como ProMAX o herramientas similares. Algunos pasos esenciales incluyen un análisis de velocidad con espaciamientos cortos, consistencia lateral en el campo de velocidad, suavizamiento, calibración e interpretación.
- 7.- El criterio común para escoger la velocidad (como el máximo de semejanza en los espectros de velocidad) podría no ser adecuado para la predicción de presiones. Seleccionar aquella velocidad la cual estratifica un evento desde los puntos de tiro más cercanos y hasta los más lejanos podría proporcionar mejores resultados. Si un evento no puede ser estratificado horizontalmente a lo largo de todos los puntos de tiro, entonces se debe hacer un esfuerzo adicional para optimizar la estratificación horizontal en un rango de puntos de tiro tan largo como sea posible (aproximadamente la mitad del rango).

- 8.- La calibración de velocidad es un paso esencial en el acondicionamiento de las velocidades para la predicción de presiones. La comparación de la velocidad sísmica RMS y la de intervalo con aquéllas de puntos de tiro en pozo, ayudan a que esto sea mejor. Sin embargo, si los datos de los puntos de tiro en pozo no están disponibles, una noción de la velocidad en la roca se debe utilizar para ajustar el campo de velocidades, si es posible, de estudios análogos.
- 9.- Nunca hacer una predicción basada en una sola función de velocidad, aunque sea en la localización del pozo. El campo de velocidad se debe verificar para una consistencia lateral y vertical, para que no se presente ninguna fluctuación severa o picos. Se recomienda que cualquier análisis de velocidad para la predicción de presiones debe de llevarse a cabo con el análisis de por lo menos una docena de puntos de reflejo común alrededor del pozo.
- 10.- Las velocidades deben seleccionarse en varios pasos incrementando el detalle sucesivamente. Se debe tener un mayor detalle en la selección para asegurar que ninguna desviación se introduzca por los cálculos de Dix para los intervalos de espesor variable.
- 11.- Deben utilizarse despliegues de control de calidad, tales como registros de NMO corregidos para verificar la exactitud de las velocidad seleccionadas.
- 12.- Como indica el histograma de la figura 5.23, nunca escoja velocidades en las capas con espesor menor de 50 ms, sobre todo a profundidades relativamente grandes (a 3 segundos de tiempo doble de reflexión o mayores).
- 13.- Para el análisis de velocidad a escala regional para la predicción de presiones, se deben escoger las velocidades por lo menos en un mallado 1x1km o menor. Se debe tener un cuidado especial mientras se interpola el campo de velocidades, porque cualquier disturbio en la velocidad debido a 'picos anómalos pueden ser exagerados por el proceso de interpolación.
- 14.- Las velocidades deben ser suavizadas por una función matemática simple, como un polinomio de bajo orden. El utilizar algoritmos suavizadores, como un trazador, no es adecuado. Estas funciones tienden a seguir las ondulaciones en el campo de velocidad de manera literal y algunas veces crean geología cuando esta no esta presenta.

- 15.- Se deben investigar cuidadosamente las estructuras de velocidad observadas dentro de un tendido de recepción. Éstas podrían no ser debidas a variaciones geológicas.
- 16.- Cada esfuerzo debe hacerse para relacionar las velocidades sísmicas del intervalo con la velocidad de la roca. El campo de velocidad debe limitarse por el conocimiento del rango de velocidades de la roca conocida en esta área. Por ejemplo, velocidades que excedan 10,000 pies/s en aguas profundas del Golfo de México, deben examinarse cuidadosamente. Cualquier comparación con la velocidades sónicas del registro del pozo solo deben hacerse después de que el registro sónico ha sido corregido.
- 17.- Los analistas convencionales se especializan para seleccionar 'rápidamente' las velocidades con el aumento en las profundidades. Esto podría no ser una buena práctica, cuando se seleccionan velocidades par el análisis cuantitativo de la presión. De hecho conforme la presión de poro incrementa debido a la bajo compactación, las velocidades no aumentan rápidamente con la profundidad como con el sepultamiento como si se tuviera ningún efecto de presión.
- 18.- Un especial cuidado debe tenerse con la velocidad de la ultima capa (se sabe que al final del conjunto de datos se puede ser realizada una selección confiable de la velocidad). Muy a menudo, la velocidad del intervalo se mantiene constante en esta capa y entonces se extrapola a mayor profundidad, más allá de dónde no hay ningún dato para escoger la velocidad. Esto es una 'mala' práctica y debe evitarse.
- 19.- Todo análisis de velocidad se debe acompañar de un análisis del error. Cada selección debe incluir un procedimiento de convicción de calidad (1 para bueno, 2 para cuestionable y 3 para malo).

5.6. EJEMPLOS DE APLICACIONES DE VELOCIDAD SÍSMICA PARA LA PREDICCIÓN DE PRESIONES

En una encuesta realizada por la DEA durante el desarrollo del proyecto DEA-119, fue claro que la mayoría de la gente utiliza los datos sísmicos para la predicción de presiones, ya sea directamente a través del análisis de velocidad tal como se describió anteriormente o indirectamente, basados en

rutinas de análisis las cuales utilizan horizontes sísmicos seleccionados y datos de compactación como entrada.

Notamos que la resolución de la velocidad sísmica de intervalo es baja; el valor de la frecuencia no es mayor de 24 Hz. Así, la estimación de la presión usando el análisis de velocidad convencional es bastante masivo y no pueden proporcionar estimaciones dentro de capas del yacimiento como lo haría una medición con RFT. Para estimaciones de presión a escala del yacimiento, se requeriría información de velocidad de alta frecuencia a partir de otras fuentes, tal como los datos de impedancia acústica. La técnica actual puede ser y se ha extendido a aplicaciones a escala de yacimiento (Dutta y Ray, 1996) usando velocidades obtenidas de la inversión de la impedancia acústica de datos sísmicos.

En la figura 5.1 se muestra un diagrama de flujo para la predicción de la presión utilizando la velocidad sísmica (*sin control* del pozo). Se supone que las velocidades están condicionadas a seguir el procedimiento descrito hasta ahora. Notamos que esas velocidades sísmicas se usan dos veces: una vez para generar una pseudo densidad que eventualmente proporcionará la sobrecarga y posteriormente derivar el esfuerzo efectivo a cada localización de la velocidad (localización CMP), a través de transformaciones especificadas por el usuario entre la velocidad y el esfuerzo efectivo. Alternativamente, las mismas velocidades también pueden usarse en la forma tradicional, como aquellos métodos basados en Eaton (1968) u Hottmann y Johnson (1965). Estos métodos se basan en una Tendencia Normal de Compactación (NCT) y el análisis de velocidad sísmica como una(s) función(es) de la profundidad, y entonces utilizan la desviación de velocidad de la NCT como una medida de la presión de poro, a través de funciones de calibración empírica. Algunas de estas técnicas se describen en Dutta (1987).

Una vez que el análisis de velocidad se completa, la predicción de la presión puede hacerse en dimensiones diferentes, dependiendo de los requerimientos: 1-D, 2-D, y 3-D. A continuación se presentan algunos ejemplos, los cuales muestran el poder de la velocidad sísmica como una herramienta para la predicción de la presión.

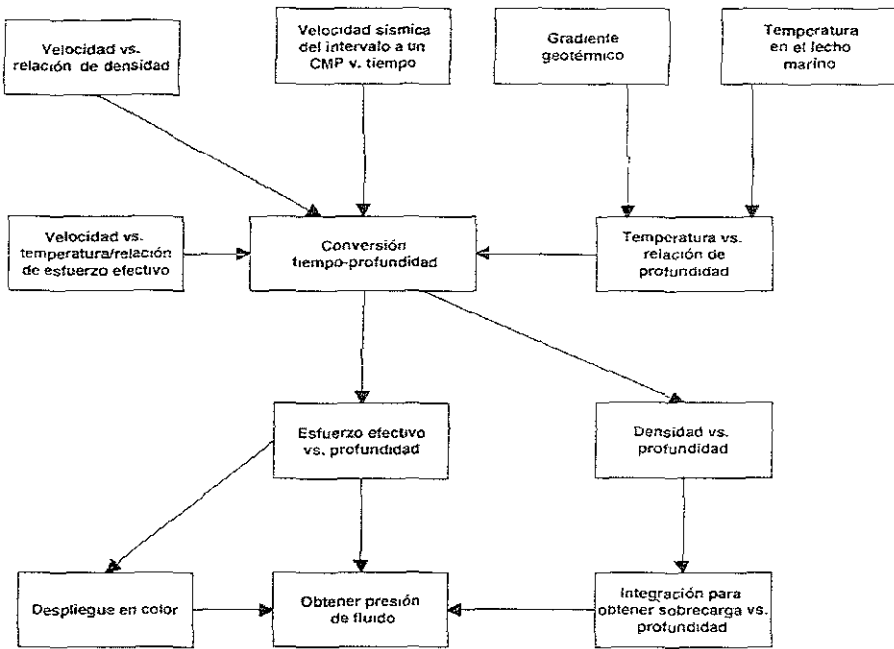


Figura 5.24 Diagrama de flujo para la predicción de la presión utilizando la velocidad sísmica

5.6.1 Aplicaciones en 3-D

Para aplicaciones 3-D (para estudios regionales de presión) las velocidades son suministradas a partir de registros de velocidad en 3-D o líneas sísmicas en 2-D con mallas de poco espaciamiento. Típicamente, tales análisis se llevan a cabo en varias etapas como se muestra en varias de las siguientes figuras. La Primera fase de la figura 5.25 consiste esencialmente en una fase de calibración de velocidades de intervalo derivada de las velocidades de apilamiento convencionales utilizando controles disponibles del pozo. Los pasos se explican por sí mismos.

Este paso requiere el acceso a software con mado en 3-D dónde se condiciona la velocidad, incluyendo suavizado lateral y temporal y se lleva a cabo la interpolación. El enmascaramiento de la sal y otros pasos de control de calidad se aplican en este paso.

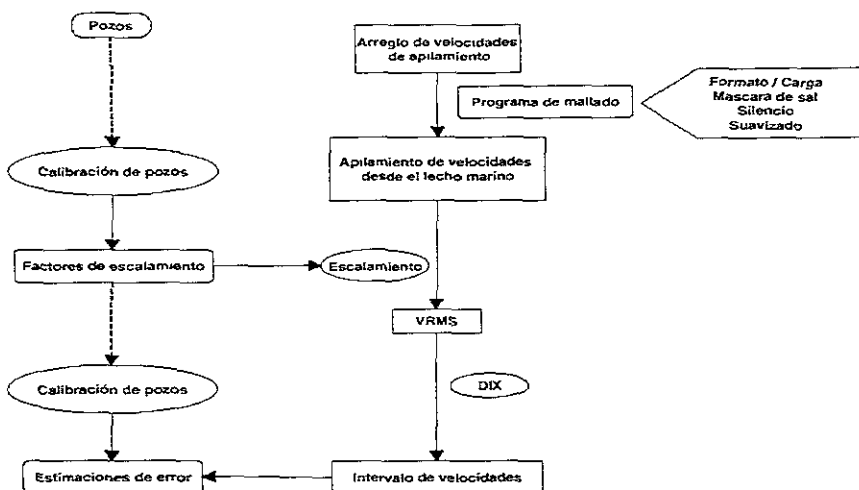


Figura 5.25. Pasos para la calibración de velocidad.

La salida de este proceso es un cubo de velocidad en 3-D, el cual es cargado en una estación de trabajo sísmica y que se visualiza usando cualquier software de visualización, como Earth Vision de Dynamic Graphics, Inc. La siguiente fase en el proceso de la figura 5.25, es trata con la transformación del cubo de velocidad 3-D a un cubo de esfuerzo efectivo o presión en 3-D. La fase subsecuente consiste en la conversión de la profundidad utilizando los datos de velocidad, para que los mapas de presión puedan desplegarse en profundidad, y no en tiempo doble de reflexión. La última fase del proceso, de la figura 5.26, consiste en tomar secciones del cubo de presión a lo largo de los horizontes mayores y proyectarlos en el mapa. Esto nos permite conseguir un buen entendimiento de la relación entre la presión de poro y la aparición de unidades potentes de arena y lutitas.

La figura 5.27 muestran una aplicación de este procedimiento tomada de Dutta (1997) para aguas profundas del Golfo de México. El área de estudio se muestra en el recuadro inferior. Aquí se desarrolló un modelo de esfuerzo efectivo en 3-D para un prospecto. El modelo cubre una área de 140x102 km, con un tirante de agua mayor a 330 m.

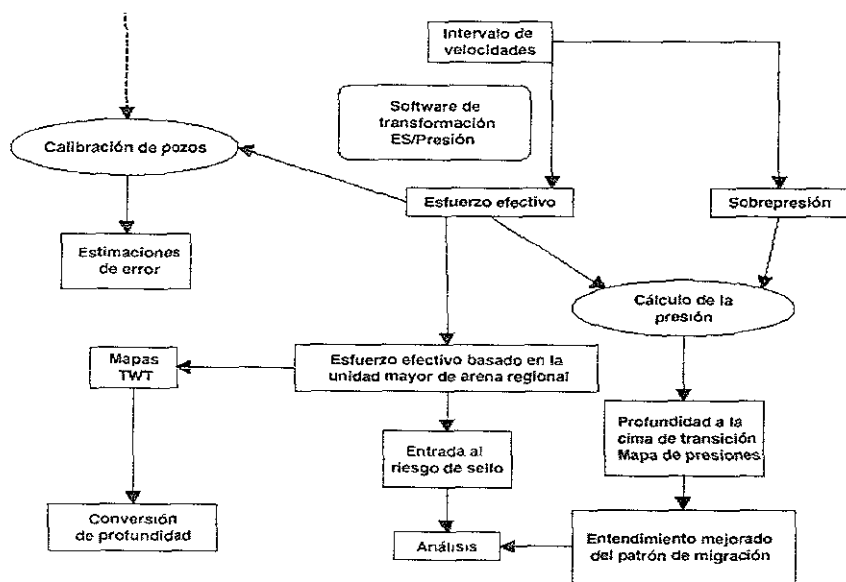


Figura 5.26. Pasos para generar un cubo de esfuerzo efectivo y presión de poro a partir de un cubo de velocidades de intervalo sísmica

La figura 5.27 es un mapa de esfuerzo efectivo, en psi, proyectado a un horizonte probable sobre muchos bloques. Los códigos de color en esta figura representan el riesgo asociado con la falla del sello hidráulico. Esta clase de mapas ha ayudado en alto grado a las exploración de áreas de bajo riesgo disminuyendo las áreas de alto riesgo.

La figura 5.28 es un mapa de la cima de presión anormal como una función de tiempo doble de reflexión. Aquí la cima de la presión alta ha sido definida a la profundidad (o tiempo) donde el esfuerzo efectivo alcanza un valor de 1000 psi. Análisis como los mostrados aquí en 3-D, siempre deberían utilizar un mallado de velocidades no mayor a 0.5 km de separación. Por otra parte, el proceso de interpolación puede crear geología que no existe o que no es realista.

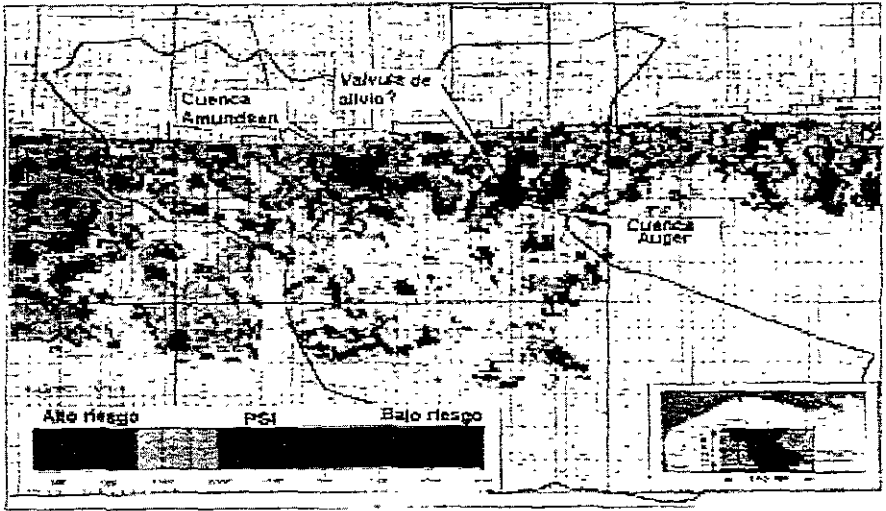


Figura 5.27. El esfuerzo efectivo ha ido codificado en color de acuerdo con límite de sello hidráulico de 1000 psi. El color verde representa una baja probabilidad de falla. El color amarillo indica incertidumbre basada en un análisis de error del esfuerzo efectivo. Ciertas cuencas se encuentran en zonas de bajo riesgo (por ejemplo, la cuenca Auger) o en zonas de alto riesgo (por ejemplo, la cuenca Amundsen)

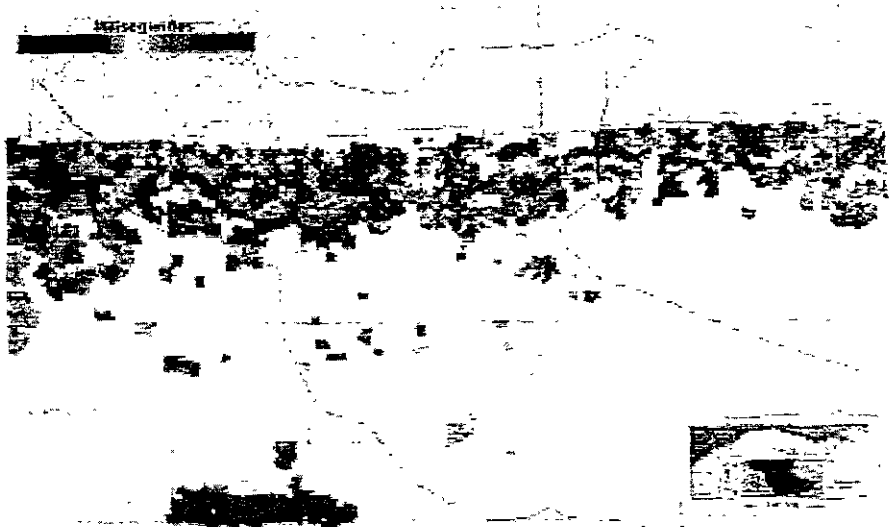


Figura 5.28. Mapa de tiempo doble de reflexión en la cima de presión anormal en un campo en aguas profundas del Golfo de México. El recuadro inferior muestra la extensión del área de estudio.

5.6.2 Aplicaciones 1-D/2-D.

Como se mencionó al inicio de este capítulo, la escala del prospecto, la resolución del análisis de velocidad sísmica puede ser ampliamente mejorado seleccionando velocidades a cada CMP. De esta manera, se puede obtener una imagen subsuperficial de presión y esfuerzo efectivo bastante detallada a la escala del prospecto y a la escala del agujero. Un ejemplo de este tipo de análisis para aguas profundas del Golfo de México se muestra en figura 5.29, sobre una línea sísmica 2-D, la cual se ha sido sujeta al procedimiento descrito con anterioridad en el reporte. Este procedimiento ha conservado mucho detalle estratigráfico. La figura 5.29 muestra el esfuerzo efectivo, en psi, como una función del tiempo doble de reflexión y de los puntos de profundidad común (CDP's). La figura muestra la existencia de una celda de presión asociada con las variaciones estratigráficas dentro del prospecto. También indica trampas de presión en la dirección vertical como un inverso del esfuerzo efectivo.

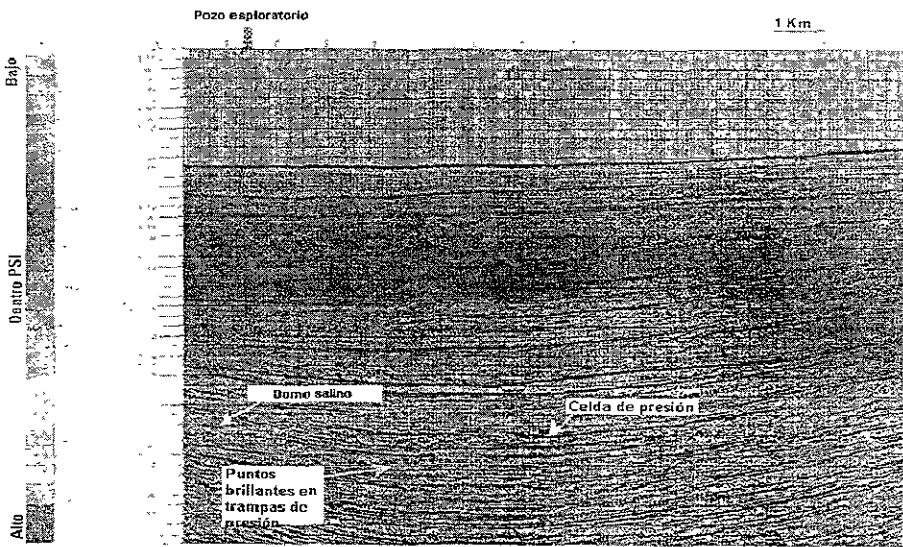


Figura 5.29. Esta figura muestra una sección cruzada del esfuerzo efectivo vs. El tiempo doble de reflexión en un prospecto en el Golfo de México. Se observa claramente una celda de presión la cual es limitada por sal a la izquierda. La localización del pozo exploratorio también se observa en la sección sísmica.

Una comparación de predicción de presiones con datos obtenidos de un registro RFT se muestran en la figura 5.30. La comparación es buena, y las predicciones están dentro de 400 psi de la presión de la formación.

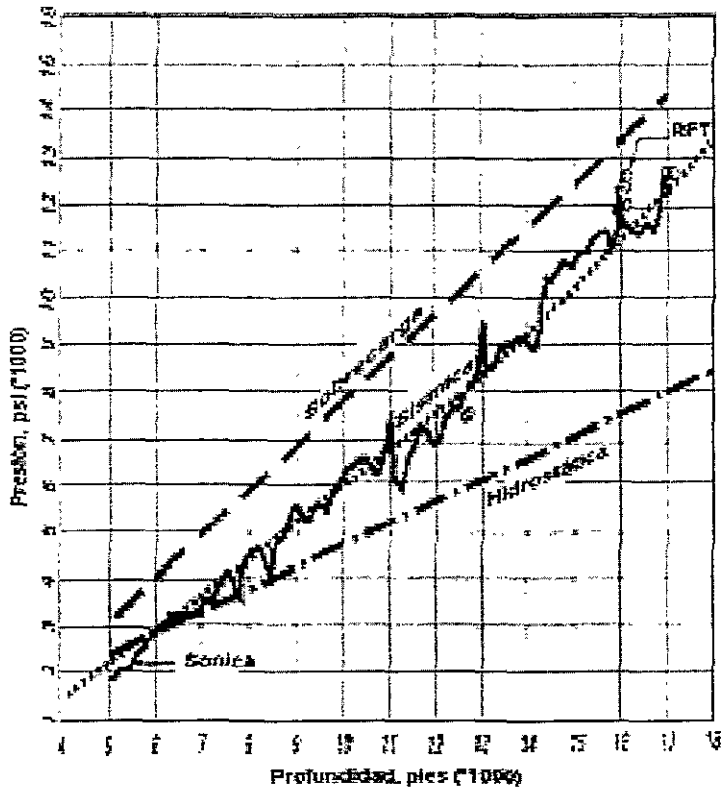


Figura 5.30. Esta figura muestra el perfil de presiones vs. profundidad para el pozo exploratorio mostrado en la figura 5.29. Las presiones calculadas a partir de sísmica (antes de la perforación) y a partir del sónico posterior a la perforación se muestran y comparan con las medidas de presión tomadas con un RFT. La presión se sobrecarga fue estimada partir de la velocidad sísmica y se encontró que tiene una buena concordancia con la obtenida a partir de datos de densidad de registro (posterior a la perforación)

Otro ejemplo para aguas profundas del Golfo de México se muestra en las figuras 5.31-5.35. La gráfica a color de la figura 5.31 muestra las velocidades de intervalo sísmicas junto con las trazas apiladas. Se observa la conformidad general de la estructura obtenido con el campo de velocidad a partir de datos de velocidad de apilamiento, utilizando el procedimiento descrito anteriormente. La escala de color de la velocidad en el lado izquierdo de las figuras 5.31 y 5.32 se expresan en pies/s.

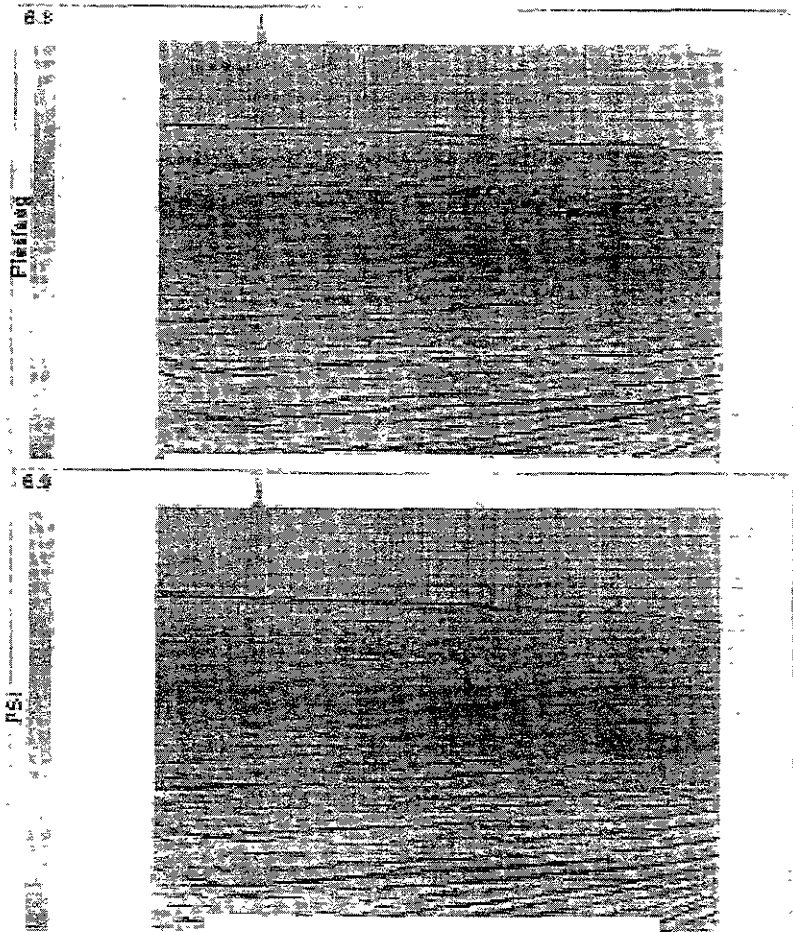


Figura 5.31. Gráfica a color de la velocidad del intervalo por sísmica suavizada vs. el tiempo doble de reflexión para un pozo de aguas profundas en el Golfo de México. La gama de colores a la izquierda de la gráfica muestra las velocidades del intervalo en pies/s.

Figura 5.32 Esta figura muestra el esfuerzo efectivo en psi vs el tiempo doble de reflexión para las velocidades mostradas en la figura 5.31

La sección en 2-D de la predicción del esfuerzo efectivo se muestra en la figura 5.32, en psi, como una función del tiempo doble de reflexión y de los CDP's. Los rangos de la escala de color de esta figura va de 470 a 4150 psi. Un incremento gradual del esfuerzo efectivo (significando una disminución en la presión de fluido) es aparentemente de izquierda a derecha (alejándose del pozo). Esto sugiere una

mayor compactación (y consecuente expulsión de agua), conforme uno se aleja del pozo y se mueve hechado arriba hacia la derecha. Así, un aumento en el esfuerzo efectivo hechado arriba y fuera de la localización del pozo hace pensar en una senda de migración activa de fluidos.

Regresando a la estimación de presiones utilizando registro sísmico, la figura 5.33 muestra una comparación del registro sísmico calibrado y de la velocidad de intervalo sísmica en la localización del pozo: las dos velocidades son muy parecidas, mostrando las bondades del análisis de la velocidad de datos sísmicos de reflexión. Tal comparación debe hacerse, siempre que sea posible, para asegurar que se ha utilizado una alta calidad de velocidad para la predicción de la presión.

La predicción de los esfuerzos efectivos obtenidos a partir de sísmica y del registro sísmico se muestra en la figura 5.34. La línea marcada como "hidrostática" muestra la variación del esfuerzo efectivo esperada cuando la presión del fluido está en equilibrio hidrostático. La geopresión en este pozo empezó aproximadamente 6 mil pies por debajo del nivel de referencia sísmico, donde los esfuerzos efectivos parten de la línea hidrostática.

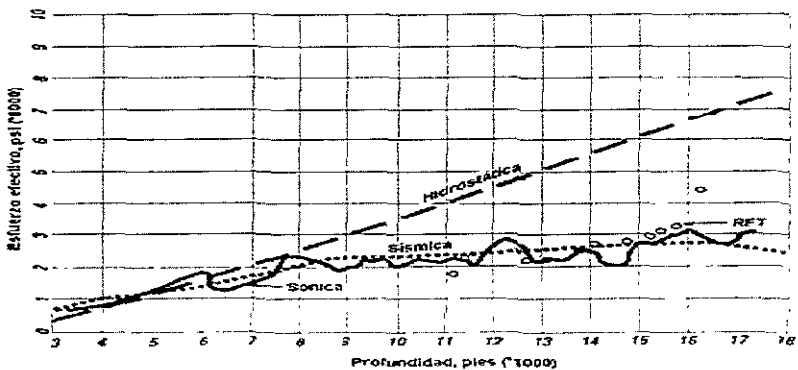


Figura 5.34. Predicción del esfuerzo efectivo vs profundidad utilizando la velocidad sísmica y los datos del registro sísmico de la figura 5.33. La curva etiquetada como hidrostática se obtuvo utilizando un gradiente de presión del fluido de 0.465 psi/pie. Las presiones de sobrecarga necesarias para generar las curvas de presión de esta figura se obtuvieron integrando la curva de densidad al registro.

Las presiones de poro de sísmica se compara con aquellas obtenidas con el registro sísmico en la figura 5.35. Las presiones obtenidas de estas dos fuentes de velocidad a dos diferentes escalas son acordes entre ellas y con los datos obtenidos de mediciones con el registro RFT. (mostrado por Daimond, en la figura 5.35).

Estos ejemplos revelan que: (i) procesadas cuidadosamente las velocidades sísmicas pueden producir buenas estimaciones de la presión de poro, sin datos del pozo, (ii) la migración activa de fluidos puede ser mostrada por los mapas de esfuerzo efectivo en 2-D/3-D utilizando datos de velocidad sísmica del, y (iii) la predicción de presión de poro en el pozo utilizando datos sísmicos y del registro sísmico tienen muy buena concordancia entre ellos y con un conjunto de datos independientes medidos a través de una prueba RFT.

En la figura 5.36, se muestra la predicción de la presión de poro para un prospecto en aguas profundas del Golfo de México, tomado de Lee y otros (1999). El color verde representa las presiones normales y el amarillo un gradiente de presión de poro de 10 libras por galón, el cual es definido como el frontera de la presión anormal. El gradiente de presión de poro lateral varía aproximadamente de 1 a 2 libras por galón entre la pared inferior y la pared colgante de las fallas normales. Estos resultados se obtuvieron utilizando el análisis sísmico de la velocidad en conjunto con la inversión tomográfica de las velocidades al agregar frecuencia alta a los datos. El procedimiento es muy complejo; utiliza todos los datos pre-apilados y requiere calibración. Así, no puede usarse en un sentido regional. Sin embargo, es una herramienta poderosa en la escala del prospecto, una vez que un pozo se ha perforado.

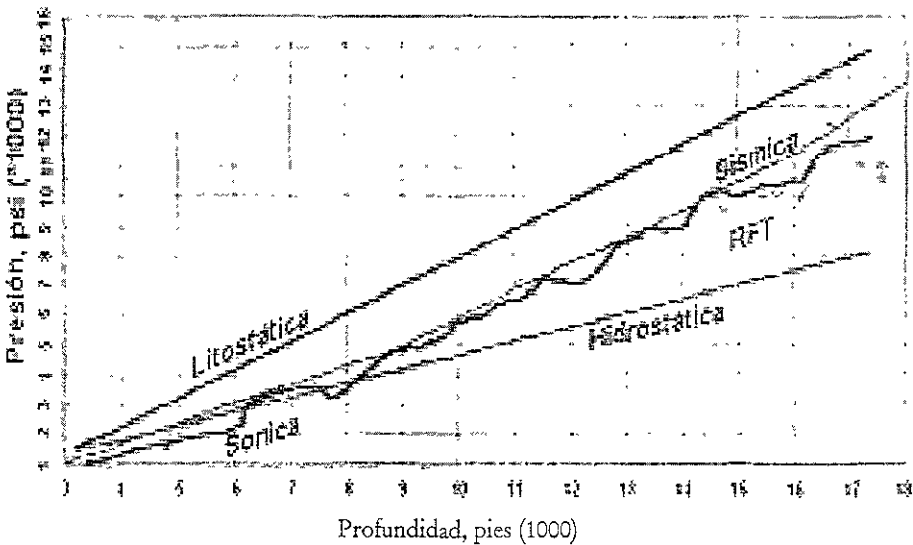


Figura 5.35. Predicción de presión de poro vs. profundidad a partir de velocidad sísmica y datos calibrados del registro sísmico. También se muestran a manera de comparación, datos de presión obtenidos de pruebas RFT. La curva litoestática o de sobrecarga fue generada utilizando velocidad sísmica.

Las experiencias en la perforación han indicado que cuando se procesan las velocidades sísmicas y se acondiciona conforme se ha descrito en este reporte, se puede tener una exactitud de los gradientes de presión dentro de 0.50 libras por galón a las profundidades del objetivo en aguas profundas, siempre y cuando que las tendencias de baja frecuencia de velocidades de intervalo sísmicas sean de buena calidad y estén dentro del 5-10 % de las velocidades en el pozo.

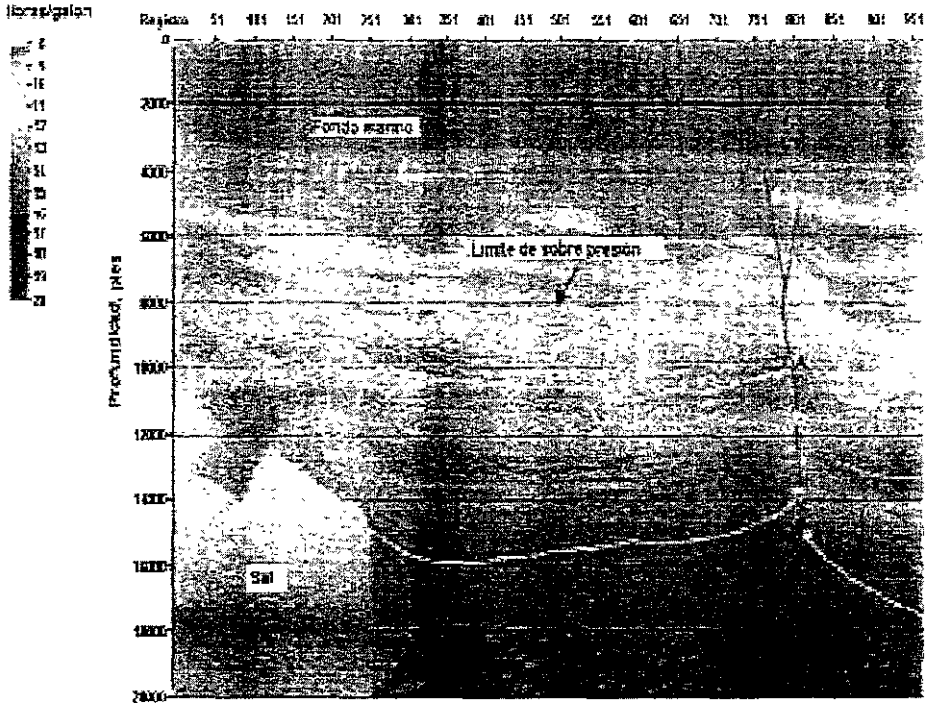


Figura 5.36. Predicción de la presión de poro de un prospecto en aguas profundas en el Golfo de México (Lee y otros, 1999).

CAPITULO. VI PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES.

6.1- 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, de propuestas de compañías, de programas de ingeniería, de registros geofísicos 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.

6.1.1- Pozo en Planeación.

- 1.- Trayectoria programada del pozo a perforar, valores de profundidad vertical, profundidad desarrollada, inclinación y acimut.
- 2.- Columna geológica programada (Nombre, Edad, Litología, Estratigrafía, Espesor), todo referido a la profundidad.
- 3.- Información sísmológica del área donde se ubicará 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).

6.1.2- Pozos de Correlación.

Adicionalmente a la información del pozo en planeación, se debe obtener lo siguiente:

- 5.- Información de mapas de isogeopresiones (sí se tienen).

- 6.- Eventos representativos en cada pozo como son: manifestación de brotes, pérdidas de circulación, pegaduras de tuberías por presión diferencial, etc. La información debe estar en *unidades de densidad equivalente* y referidos a la profundidad en que sucedió el evento (tomar densidad del lodo VS. profundidad).
- 7.- Fluidos de perforación utilizados.
- 8.- Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- 9.- Pruebas de goteo.
- 10.- Pruebas de DST o RFT
- 11.- Obtener la información a tiempo real de los registros proporcionados por las herramientas MWD y LWD (ángulo de inclinación, presiones, temperaturas, así como los registros de resistividad, rayos gamma, tiempo de tránsito). Lo anterior es si existen.
- 12.- 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 espontaneo.
- 13.- Trayectoria real de pozos de correlación y los valores de profundidad vertical, profundidad desarrollada, inclinación y acimut.
- 14.- Columna geológica real de los pozos de correlación (Nombre, Edad, Litología, Estratigrafía, Espesor), todo referido a la profundidad.
- 15.- Obtener velocidad de rotación, peso sobre barrena, velocidad de penetración, diámetros de barrena.

6.2- 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.

6.2.1- FILOSOFIA 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 más 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.
- ◆ 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 los 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 incluyó 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 cuál 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 las 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 cuál 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. Pronóstico de geopresiones con isomapas.
- ◆ Proceso 1.4. Determinación de geopresiones en pozos perforados.
- ◆ Proceso 1.4.1. Determinación del gradiente de sobrecarga.
- ◆ Proceso 1.4.1A. Determinación de sobrecarga con registro de tiempo de tránsito.
- ◆ Proceso 1.4.1B. Determinación de sobrecarga con gravimetría.
- ◆ Proceso 1.4.1C. Determinación de sobrecarga con el principio de sobreposición de columnas.
- ◆ Proceso 1.4.2. Determinación de geopresiones con registros geofísicos de pozo.
- ◆ Proceso 1.4.2A. 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.
- ◆ Proceso A.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.

6.2.2- 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, sino que además, debe verificar durante la perforación del pozo el perfil de geopresiones diseñado y en su caso corregirlo. Además, una vez perforado el pozo, debe realizar un análisis para obtener las geopresiones reales del pozo perforado.

- 1.- Seleccionar el proceso que se llevará a cabo:
 - 1.1.- Diseño de Geopresiones (Proceso 1).
 - 1.2.- Evaluación de Geopresiones (Proceso 2).
 - 1.3.- PosEvaluación de Geopresiones (Proceso 3).
- 2.- Finaliza Proceso Principal.

6.2.2.1- 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 geofísicos de pozo (de línea y LWD) y mapas de isogeopresiones (isobaras). También permite determinar y analizar 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. Definir el tipo de pozo a diseñar (exploratorio o 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 lo siguiente 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 Pronóstico 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 una 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.

6.2.2.2- 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 perfora (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. Finalizar Proceso 2.

6.2.2.3- 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.

6.2.2.4- 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 puede ser utilizado para pozos de desarrollo. Además, si cuentan con software, pueden determinar las geopresiones directamente con éste 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:
 - 2.2 Calcular la velocidad de intervalo con la ecuación A.2.5, Anexo A.2.2.
 - 2.3 Calcular el espesor de cada capa reflectora con la ecuación A.2.7, Anexo A.2.2.

- 2.4 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 de la densidad sintética de las capas reflectoras con la ecuación A.1.4, Anexo A.1.2.
- 4 Calcular el gradiente de presión de sobrecarga utilizando las ecuaciones A.1.2 ó A.1.3, Anexo A.1.1.
- 5 Calcular el tiempo de tránsito observado sintético con la ecuación A.2.10, Anexo A.2.2. Se puede utilizar software 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 tiene:
- 7.2 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 gráfica del 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:
- 11.2 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 (α) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 14, si no se tiene:
- 13.2 Determinar el valor del Exponente Alfa (α), Proceso A.3, y continuar en el punto 15.
- 14 Obtener el valor del exponente alfa (α), 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 (ν) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 18, si no se tiene:
- 16.2 Determinar los valores de la Relación de Poisson (ν), Proceso A.3, y continuar en el punto 18.

- 17 Obtener el valor de la relación de Poisson (ν), 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.

6.2.2.5 PROCESO 1.2. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON ISOMAPA

En caso de que alguna área de diseño cuente con un mapa de isogeopresiones (isobaras) para un campo en particular, este deberá 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, las coordenadas UTM; localización del equipo de perforación (o conductor) y del objetivo en las coordenadas UTM; la trayectoria del pozo; la sección estructural y estratigráfica 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:
 - 3.2 Obtener las coordenadas UTM de la trayectoria del pozo a cada profundidad (punto de interés). Se recomienda utilizar como puntos de interés, cada cambio geológico y estratigráfico.
 - 3.3 Localizar el punto de interés en el mapa de isogeopresiones.
 - 3.4 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 en el punto 3.4, en caso contrario:
 - 3.4.1 Realizar una Interpolación y/o Extrapolación de curvas (Proceso A.5).
 - 3.5 Tomar otro punto y repetir la secuencia de cálculos.
- 4 Obtener Geopresiones VS. Profundidad a partir de Isomapas.
- 5 Finalizar Proceso 1.2.

6.2.2.6 PROCESO 1.3. PRONÓSTICO 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 presiones será el que se utilice para el diseño del pozo. El valor de ± 0.12 gr./cc (1 lb/gal) está 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 o diseño. Además, obtener las geopresiones contra profundidad a partir de isomapas y sísmica.
- 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 las coordenadas de la trayectoria del pozo coinciden con las curvas del isomapa para el gradiente de presión de formación, tomar el gradiente de formación determinado con isomapas y continuar en el punto 4, sino coinciden evaluar:
 - 3.2 Si la curva del gradiente de presión de formación obtenido a partir de información sísmica se ajusta en ± 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 del isomapa para el gradiente de presión de fractura, tomar el gradiente de fractura determinado con isomapas y continuar en el punto 5, sino coinciden evaluar:
 - 4.2 Si la curva del gradiente de presión de fractura obtenido a partir de información sísmica se ajusta en ± 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.

6.2.2.7 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 normal-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:
 - 2.2 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:
 - 4.2 Determinar Geopresiones con Registros Geofísicos de Pozo (Proceso 1.4.2) y continuar en el punto 5.
 - 4.3 Si no se puede aplicar el principio de sobreposición de columnas (Anexo A.4), continuar en el punto 5, si se puede aplicar:
 - 4.3.1 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:
 - 5.2 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 los 1500 m verticales), continuar en el punto 7, si se tiene:
 - 6.2 Determinar Geopresiones con Parámetros de Perforación (Proceso 1.4.3).

- 7 Si no se tienen curvas de porosidad y/o curvas de temperatura del pozo, continuar en el punto 8, si se tienen:
 - 7.2 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.

6.2.2.7.1 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, LDT o alguno similar.
- 2 Si no se tiene registrado todo el pozo, continuar en el punto 2.2, si se tiene:
 - 2.2 Calcular el gradiente de sobrecarga con la ecuación A.1.2, A.1.3, A.1.1. y continuar en el punto 3.
 - 2.3 Si no se tiene registro de densidad en la zona superficial (antes de los 1500 m verticales), continuar en el punto 2.3, si se tiene, realizar:
 - 2.3.1 Graficar en escala semilogarítmica la profundidad (eje de las "X") contra densidad de la roca (eje de las "Y").
 - 2.3.2 Ajustar una tendencia exponencial a los datos de la gráfica. Se puede utilizar el programa Excel para realizar el ajuste y mostrar su ecuación.
 - 2.3.3 Obtener los valores de la ordenada al origen y la pendiente de la tendencia exponencial.
 - 2.3.4 Calcular la densidad normalizada de la formación a cada valor de profundidad, ecuación A.1.5, Anexo A.1.3.
 - 2.3.5 Calcular el gradiente de sobrecarga con la ecuación A.1.2, A.1.3, Anexo A.1.1. y continuar en el punto 3.

- 2.4 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:
 - 2.4.1 Determinar Sobrecarga con Registro de Tiempo de Tránsito (Proceso 1.4.1.A) y continuar en el punto 3.
- 2.5 Si no se tiene evaluada la sobrecarga a partir de información sísmica, continuar en el punto 2.5, si se tiene:
 - 2.5.1 Tomar la sobrecarga a partir de información sísmica y continuar en el punto 3.
- 2.6 Si no se tiene un estudio gravimétrico del área, continuar en el punto 2.6, si se tiene, realizar:
 - 2.6.1 Determinar Sobrecarga con Gravimetría (Proceso 1.4.1B) y continuar en el punto 3.
- 2.7 Si no se puede aplicar el principio de sobreposición de columnas (Anexo A.4), continuar en el punto 2.7, si aplica:
 - 2.7.1 Determinar Sobrecarga con el Principio de Sobreposición de Columnas (Proceso 1.4.2A) y continuar en el punto 3.
- 2.8 Si no se tiene información para calcular el gradiente de sobrecarga por ningún 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.

6.2.2.7.2 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, sónico bipolar o alguno similar.
2. Si no se tiene registro de 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 semilogarítmica 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 gráfica. 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 ó A.1.3, Anexo A.1.1.
10. Obtener Sobrecarga VS. Profundidad.
11. Finalizar el Proceso 1.4.1A.

6.2.2.7.3 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 ó A.1.3, Anexo A.1.1.
5. Obtener Sobrecarga VS. Profundidad.
6. Finalizar el Proceso 1.4.1B.

6.2.2.7.4 PROCESO 1.4.1C. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON EL PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS.

Cuando 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 sea 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 algún 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 gráfica. 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 ó A.1.3, Anexo A.1.1, 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 la 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 "Y").
 - 3.4. Ajustar una tendencia exponencial a los datos de la gráfica. 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 ó 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 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 1.4.1.

6.2.2.7.5 PROCESO 1.4.2. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES 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 adecuó 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 gráfica 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 (α) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 10, si no se tiene:
 - 9.1. Determinar el Exponente Alfa (α), Proceso A.3, y continuar en el punto 11.
10. Obtener el valor del exponente alfa (α)

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 (ν) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 13, si no se tiene:
 - 12.1. Determinar la Relación de Poisson (ν), Proceso A.3, y continuar en el punto 14.
13. Obtener el valor de la relación de Poisson (ν), 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.

6.2.2.7.6 PROCESO 1.4.2A. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON EL PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS.

Cuando 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 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, realizar:
 - 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 (α) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 12, si no se tiene:
 - 11.1. Determinar el Exponente Alfa (α), Proceso A.3, y continuar en el punto 13.
12. Obtener el valor del exponente alfa (α), 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 (ν) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 15, si no se tiene:
 - 14.1. Determinar la Relación de Poisson (ν), Proceso A.3, y continuar en el punto 16.
15. Obtener el valor de la relación de Poisson (ν), 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.

6.2.2.7 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:
 - 2.1.1. 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 semilogarítmica 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 (α) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 12, si no se tiene realizar:
 - 11.1. Determinar el Exponente Alfa (α), Proceso A.3, y continuar en el punto 13.
12. Obtener el valor del exponente alfa (α), 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 (ν) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 15, si no se tiene:
 - 14.1. Determinar la Relación de Poisson (ν), Proceso A.3, y continuar en el punto 16.
15. Obtener el valor de la relación de Poisson (ν), 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.
18. Finalizar el Proceso 1.4.3.

6.2.2.7.8 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:
 - 2.2 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:
 - 3.2 Calcular la porosidad con las ecuaciones A.2.23y A.2.24, Anexo A.2.7.
 - 3.3 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
 - 4.2 Calcular la porosidad con la ecuación A.2.25, Anexo A.2.7.
 - 4.3 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:
 - 5.2 Calcular la resistividad del agua (R_{wb}) con la ecuación A.2.21, Anexo A.2.7.
 - 5.3 Calcular el factor de formación con la ecuación A.2.22, Anexo A.2.7.
 - 5.4 Calcular la porosidad con la ecuación A.2.25, Anexo A.2.7.
 - 5.5 Calcular la relación de espacios porosos con la ecuación A.2.26, Anexo A.2.7.
- 6 Si se tiene determinado el esfuerzo vertical efectivo, continuar en el punto 7, si no se tiene realizar:
 - 6.2 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 (ν) de la ecuación de Eaton, continuar en el punto 12, si no se tiene, realizar:
 - 11.2 Determinar la Relación de Poisson (ν), Proceso A.3, y continuar en el punto 13.
- 12 Obtener el valor de la relación de Poisson (ν), 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.

6.2.2.7.9 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 ± 0.12 gr./cc (1 lb/gal) está 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 gráficas, 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, sino 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 (α), Proceso A.6, y continuar en el punto 7.
5. Si se tiene certeza en las evidencias reales recopiladas, continuar en el punto 6, sino 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, sino se ajustan:
 - 5.1.1. Ajustar Iterativamente el Exponente Alfa (α), 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, sino se ajustan:
 - 6.1. Ajustar Iterativamente el Exponente Alfa (α), 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 ± 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.
 - 8.1.1. 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.
 - 8.1. 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 ± 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 A.5.8, Anexo A.5.
- 9.1.1. 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.
- 9.1. Tomar el comportamiento 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 ± 0.12 gr./cc respecto a las evidencias reales, continuar en el punto 11, sino se ajustan:
 - 10.1. Determinar la Relación de Poisson (ν), Proceso A.4.
 - 10.1. 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.

6.2.2.8 PROCESO 1.5. PRONÓSTICO 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 ± 0.12 gr./cc con respecto al gradiente de presión de formación de la mayoría de los pozos, continuar en el punto 5, sino se ajusta, realizar para sísmica:
 - 4.1. Un Ajuste Iterativo del Exponente Alfa (α), 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 ± 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 (ν), Proceso A.4.
 - 6.1. 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.

6.2.2.9 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 está perforando la etapa del conductor o de la tubería de revestimiento superficial, continuar en 2, si se está 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 T.R.
4. Si no existen capas de lutita con espesor mayor a 15 metros y no es un 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 en 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 cálculo 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.

6.2.2.10 PROCESO A.1. DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA NORMAL.

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. 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 espontaneo (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 registro de rayos gamma, continuar en el punto 5, sino se tiene, evaluar:

- 3.1. Si se tiene registro de potencial espontaneo, continuar en el punto 5, sino se tiene, realizar:
 - 3.1.1. 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).
 - 3.1.1. 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 más 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 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).
 - 6.1. 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.

6.2.2.11 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 una prueba DST, RFT o de datos de presión de formación de los pozos del área en la zona normal. 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^3 (0.465 psi/pie o $0.1074 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$). 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 ó RFT) en la zona normal (± 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 (± 0 a 1500 m), continuar en el punto 3, sino se tienen, evaluar:
 - 2.1. Si se tiene para el campo o área en estudio, densidad del agua de formación en la zona normal a partir de pruebas de laboratorio (± 0 a 1500 m), continuar en el punto 3, sino se tienen:
 - 2.1.1. 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 $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$) 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 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 $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$) y continuar en el punto 6.
5. Tomar la media aritmética como el gradiente de presión normal.
6. Finalizar el Proceso A.2.

6.2.2.12 PROCESO A.3. DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE ALFA (α).

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 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.

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 o 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 del 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 en 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:
 - 6.1.1. Si se tienen valores registrados de brotes, continuar en el punto 7, sino se tienen
 - 6.1.1.1. Tomar los valores determinados por Eaton en la Costa de Louisiana: Resistividad, Conductividad y Exponente “dc”, = 1.2, para Tiempo de Transito, $\Delta t = 3.0$, 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 (α) 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.
- 7.1. Tomar otra serie de datos y repetir la secuencia de cálculo (reiniciar en el punto 7).
8. Calcular la media aritmética de los valores obtenidos del exponente alfa (α) con la ecuación A.5.8, Anexo A.5.
9. Obtener el valor del exponente alfa (α).
10. Finalizar el Proceso A.3.

6.2.2.13 PROCESO A.4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE POISSON (ν).

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, 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 de tránsito de cizallamiento y la densidad del registro FDC o similar. Además, cuando no se tiene información real, se puede utilizar la ecuación ajustada al 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 (ΔT shear), registro de densidad (FDC, LDT ó similar), pruebas de formación (DST o 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. El Proceso 1.4.1. Determinación del Gradiente de Sobrecarga (Proceso 1.4.1) y continuar en el punto 4.
3. Obtener del gradiente de presión de sobrecarga.
4. Si se tienen gradientes de presión de formación reales, continuar en el punto 5, sino se tienen, evaluar:
 - 4.1. Si se tienen pruebas de formación (DST, RFT), continuar en el punto 5, sino se tienen, evaluar:
 - 4.1. Si se tienen valores registrados de brotes, continuar en el punto 5, sino se tienen:

- 4.1. Si se tienen valores de tiempo de tránsito de cizallamiento (ΔT shear) y densidad a la misma profundidad, continuar en el punto 4.3.2, sino se tienen:
 - 4.1.1. 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.
 - 4.1.1. Calcular para cada uno de los datos, la relación de Poisson (ν) 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 el punto 6, sino se tienen, evaluar:
 - 5.1. Si se tienen pruebas de goteo (Leak-Off), continuar en el punto 6, sino se tienen, evaluar:
 - 5.1. Si se tienen valores de tiempo de tránsito de cizallamiento (ΔT shear) y densidad a la misma profundidad, continuar en el punto 5.2.2, sino se tienen:
 - 5.1.1. 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.
 - 5.1.1. Calcular para cada uno de los datos, la relación de Poisson (ν) 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 (ν) con las ecuaciones A.3.2, y A.3.3, Anexo A.3.2.
7. Graficar en escalas lineales la profundidad (eje de las "X") contra la relación de Poisson (eje de las "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 la relación de Poisson VS. Profundidad
11. Finalizar el Proceso A.4.

6.2.2.14 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_{int}, Y_{int}).

2. Obtener el grado del polinomio, restando al número total de datos uno (G_p igual al # 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.

6.2.2.15 PROCESO A.6. AJUSTE ITERATIVO DEL EXPONENTE ALFA (α).

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 el exponente alfa 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 los 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 ± 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 (α) en 0.1 y continuar en 5.3, sino es mayor:
 - 5.1. Incrementar el valor del exponente alfa (α) en 0.1.
 - 5.1. Si la curva del gradiente de presión de formación en evaluación, se ajusta ± 0.12 gr./cc respecto al gradiente presión de formación de referencia, continuar en 5.4, sino se ajusta:

5.1.1. Repetir la secuencia de pasos hasta que se cumpla la condición (reiniciar en el punto 5.1).

5.1. Tomar otro intervalo y evaluar (repetir el punto 5).

6. Obtener Gradiente de presión de formación VS. Profundidad definitivo del pozo en evaluación.
7. Finalizar el Proceso A.6.

6.2.2.16 PROCESO A.7. DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO.

En este proceso, la porosidad 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 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.2.28, 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.

Conclusiones y Recomendaciones

- Los métodos para estimar el gradiente de fractura (mas de 20) y los artículos técnicos referentes, permiten clasificar los métodos en Esfuerzo mínimo, esfuerzo Tangencial, Mecánica de la fractura y Directos.
- El método teórico más sólido para predecir gradientes de fractura es la mecánica de la fractura, la cual determina las condiciones bajo las cuales la fractura iniciará y terminará su propagación, la principal desventaja con el método 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 recomendable, por lo tanto el método de la fractura no es ideal para planear un pozo.
- De los métodos que emplean solo la profundidad para el cálculo del gradiente de sobrecarga el proporcionado por John Jones de Marathon es el más aproximado en comparación a otros que utilizan la densidad promedio de las lecturas de los registros geofísicos de densidad.
- De los métodos acústicos el mejor es el que se conoce como “ultima transformación de la velocidad/densidad”, basado en la ecuación de Raiga-Clemenceau, el cual utiliza las constantes de Issler, este método produjo la menor diferencia media entre la información de densidad real y la densidad pronosticada por la nueva transformación.
- Se ha mostrado que el método de Gardner para estimar la sobrecarga generalmente hace una baja estimación de las densidades y todos los métodos basados sólo en la profundidad son un tanto inciertos debido ala variabilidad de la densidad de las formaciones en aguas profundas.
- El análisis de las metodologías presentado en este trabajo permite reducir considerablemente el tiempo de evaluación de las geopresiones(fractura, poro, sobrecarga), haciendo hincapié que la información es de vanguardia, al cuál se le debe de dar la importancia en el desarrollo de correlaciones específicas para los campos petroleros de México.

- La desventaja de estas metodologías es el hecho de ser solo aproximaciones, además están desarrolladas para aplicación directa a determinado lugar, donde fueron validadas, lo que implica que para enfocarlo a las condiciones del país es necesario que exista personal capacitado para realizar la adecuación en la cual se debe de trabajar en un futuro no muy lejano.
- Se recomienda desarrollar trabajos exhaustivos para realizar el análisis de geopresiones en aguas profundas, que es la parte primordial dentro del proceso de la planeación de la perforación de un pozo ya que conducirá al éxito consecuente de los demás programas y con ello una alta eficiencia en la terminación de un pozo.

Anexo A CALCULO DE GEOPRESIONES

A.- CÁLCULO 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 tránsito. Así, con los valores de éstos parámetros obtenidos de los registros sísmicos y geofísicos y con los proporcionados por la tendencia normal podrán cuantificarse las presiones de sobrecarga y de formación; y con ello los gradientes de fractura.

A.1.- GRADIENTE DE SOBRECARGA

A.1.1.- Método de Eaton

Como se mencionó 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 el gradiente de sobrecarga era una función de la profundidad y de la densidad promedio de la roca, y éste aumenta conforme a la profundidad, esto es:

$$S = \int g \rho_r dD \dots\dots\dots (A.1.1)$$

Donde.

- S = Presión de sobrecarga.
- g = Constante gravitacional.
- D = Profundidad vertical real a nivel del suelo terrestre o marino.
- ρ_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 cálculo del gradiente de sobrecarga, ya que son consideradas como una aproximación de la integral de Eaton:

$$G_s = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{r_i} \cdot (D_i - D_{i-1})}{D_i} \dots\dots\dots (A.1.2)$$

$$G_s = \frac{\rho_w \cdot D_w + \sum_{i=1}^n \rho_{r_i} \cdot (D_i - D_{i-1})}{D_w + D_i} \dots\dots\dots (A.1.3)$$

Donde:

- G_s = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr./cc).
- ρ_w = Densidad del agua de mar, (gr./cc).
- D_w = Tirante de agua, (m).
- ρ_{r_i} = 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 tiene en la parte superficial, se pueden utilizar los siguientes métodos para calcular una densidad aproximada de la roca:

A.1.2 Registros Sísmicos

A partir de la ecuación de Gardner, se puede determinar la densidad promedio de las capas reflectoras para cada valor de velocidad de intervalo.

$$\rho_r = 0.31 * (VI)^{0.25} \dots\dots\dots (A.1.4)$$

Donde:

- ρ_r = Densidad de la roca, (gr./cc).
- VI = Velocidad de intervalo, (m/seg.).

A.1.3 Registro de densidad o tiempo de tránsito en zona superficial

La densidad de la roca 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:

Cuando se tiene solo información de densidad en la zona superficial.

$$\rho_r = ke^{mD} \dots\dots\dots (A.1.5)$$

Donde:

- ρ_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).

Cuando 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.

$$VI = 304878.05 * \left(\frac{1}{\Delta t_o} \right) \dots\dots\dots (A.1.6)$$

Donde:

- VI = Velocidad de intervalo, (m/seg.).
 Δt_o = Tiempo de tránsito observado, (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.

A.1.4 Densidad por 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. La figura A.1 muestra los resultados de un estudio gravimétrico.

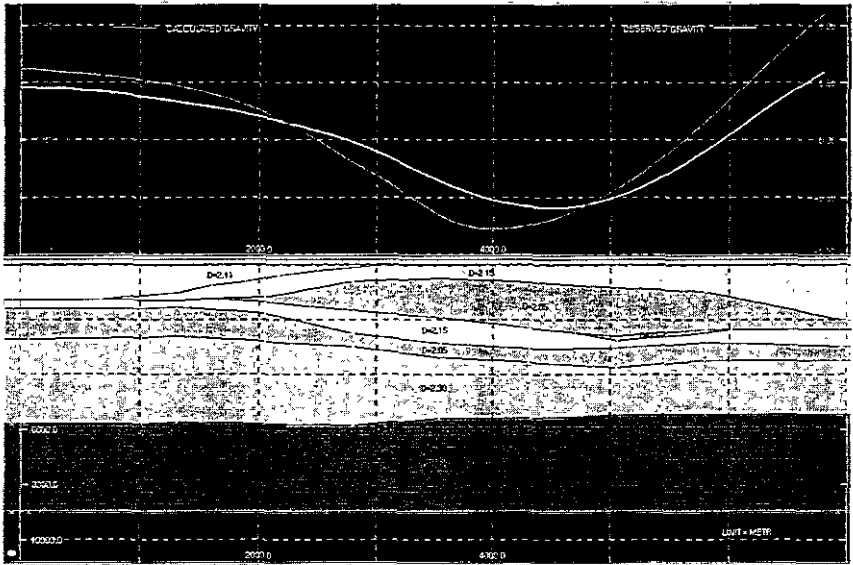


Figura A.1.- Perfil Gravimétrico

A.1.5 Calculo 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 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.

$$G_s = 1.9417 + 0.0001D - 2 \times 10^{-8} D^2 + 1 \times 10^{-12} D^3 \dots\dots\dots (A.1.7)$$

Donde:

- G_s = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr./cc).
- D = Profundidad vertical real a nivel del suelo terrestre o marino, (m).

A.2- GRADIENTE DE FORMACIÓN

A.2.1. 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:

$$Gf_{an} = Gs - [Gs - Gf_n] \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^\alpha \dots\dots\dots (A.2.2)$$

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

$$Gf_{an} = Gs - [Gs - Gf_n] \left(\frac{dc_o}{dc_n} \right)^\alpha \dots\dots\dots (A.2.4)$$

Donde:

- Gs = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr./cc).
- Gf_{an} = Gradiente de presión de formación anormal, (gr./cc)
- Gf_n = Gradiente de presión de formación normal, (gr./cc).
- R_o = Resistividad observada, (ohm-m).
- R_n = Resistividad normal, (ohm-m).
- dc_o = Exponente "dc" observado.
- dc_n = Exponente "dc" normal.
- ΔT_o = Tiempo de Tránsito observado, (seg./pie).
- ΔT_n = Tiempo de Tránsito normal, (seg./pie).
- C_o = Conductividad observada, (milimohms-m).
- C_n = Conductividad normal, (milimohms-m).
- α = Exponente alfa.

A.2.2. 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:

$$VI_i = \sqrt{\frac{(V_{m_{i-1}}^2 * T_{i-1}) - (V_{m_i}^2 * T_i)}{(T_{i-1} - T_i)}} \dots\dots\dots (A.2.5)$$

$$VI_i = \sqrt{\frac{(VRMS_{i-1}^2 * T_{i-1}) - (VRMS_i^2 * T_i)}{(T_{i-1} - T_i)}} \dots\dots\dots (A.2.6)$$

$$\Delta D_i = \frac{VI_i * (T_i - T_{i-1})}{2} \dots\dots\dots (A.2.7)$$

$$D_i = \Delta D_i + \Delta D_{i-1} \dots\dots\dots (A.2.8)$$

$$VI = 304878.05 * \left(\frac{1}{\Delta t_o} \right) \dots\dots\dots (A.2.9)$$

$$VI = \left(\frac{\rho_r}{0.31} \right)^4 \dots\dots\dots (A.2.9a)$$

$$\Delta t_o = 304878.05 * \left(\frac{1}{VI} \right) = \frac{T_i - T_{i-1}}{6.56 * (D_i - D_{i-1})} * 10^5 \dots\dots\dots (A.2.10)$$

Donde:

- VI = Velocidad de intervalo, (m/seg.).
- V_m = 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_i = Profundidad en el punto i, (m).
- Δt_o = Tiempo de tránsito observado sintético, (seg./pie).
- ρ_r = Densidad de la roca, (gr./cc).
- i = Subíndice que identifica el renglón que se está evaluando.

A.2.3. 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 en las curvas no se pueda 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:

Tabla A.1.- Comportamiento de registros.

PARAMETRO	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 TRANSITO	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	---	---	---	---

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:

- R_n = Resistividad normal, (ohm-m).
- dc_n = Exponente "dc" normal.
- ΔT_n = Tiempo de Tránsito normal, (seg./pie).
- C_n = 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).

A.2.4. Determinación del exponente alfa (α)

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:

=
3.0

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[\frac{G_s - G_{f_{an}}}{G_s - G_{f_n}} \right]}{\text{Ln} \left(\frac{\Delta T_o}{\Delta T_n} \right)} \dots \dots \dots (A.2.15)$$

Para Resistividad:

=
1.2

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[\frac{G_s - G_{f_{an}}}{G_s - G_{f_n}} \right]}{\text{Ln} \left(\frac{R_o}{R_n} \right)} \dots \dots \dots (A.2.16)$$

Para Conductividad:

=
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 exponente "dc":

=
1.2

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \left[\frac{G_s - G_{f_{ar}}}{G_s - G_{f_n}} \right]}{\text{Ln} \left(\frac{dc_n}{dc_o} \right)} \dots \dots \dots (A.2.18)$$

Donde:

G_s = Gradiente de presión de sobrecarga, (gr./cc).

$G_{f_{an}}$	= Gradiente de presión de formación anormal, (gr./cc).
G_{f_n}	= Gradiente de presión de formación normal, (gr./cc).
R_o	= Resistividad observada, (ohm-m).
R_n	= Resistividad normal, (ohm-m).
C_o	= Conductividad observada, (milimohms-m).
C_n	= Conductividad normal, (milimohms-m).
dc_o	= Exponente "dc" observado.
dc_n	= Exponente "dc" normal.
α	= Exponente alfa.

A.2.5. 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 obtenidas en laboratorio. Generalmente se asume este valor en 1.074 g/cm^3 (0.465 psi/pie o $0.1074 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$).

A.2.6.- 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, 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_B = 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:

- dc = Exponente de perforabilidad corregido.
- ρ_L = Densidad del lodo, (gr./cc).
- Gf_n = Gradiente de presión de formación normal, (gr./cc).

A.2.7.- Determinación del gradiente de formación a partir de porosidad.

En este modelo se supone que las sobrepresiones resultan del desequilibrio de la compactación de las 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 porosos, 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 efectivo.

La evaluación de la presión de poro es con base al registro de resistividad a tiempo real (LWD). Sin embargo, cualquier medición que proporcione porosidad en tiempo real puede ser usada en lugar de resistividad.

Las ecuaciones para el cálculo 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:

$$F = \frac{R_o}{R_{WB}} \dots\dots\dots (A.2.22)$$

Donde:

- F = Factor de formación.
- R_o = Resistividad observada, (ohm-m).
- R_{WB} = Resistividad del agua de formación, (ohm-m).

Porosidad:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_{fl}} \dots\dots\dots (A.2.23)$$

$$\phi = \frac{(\Delta t_o - \Delta t_m)}{(\Delta t_{fl} - \Delta t_m)} \dots\dots\dots (A.2.24)$$

$$\phi = \frac{1.75 + 0.1F}{F + 0.1} \dots\dots\dots (A.2.25)$$

Donde:

- F = Factor de formación.
- Δt_{fl} = Tiempo de tránsito del fluido de la formación o perforación, (seg./pie).
- Δt_m = Tiempo de tránsito de la matriz rocosa, (seg./pie).
- Δt_o = Tiempo de tránsito del registro sónico, (seg./pie).
- ρ_b = Densidad del registro FDC, (gr/cm³).
- ρ_m = Densidad de la matriz rocosa, (gr/cm³).

ρ_B = Densidad de la formación o perforación, (gr./cc).
 ϕ = 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.
 ϕ = Porosidad de la formación, (frac.).

Esfuerzo Vertical Efectivo:

Si se cuentan con datos reales utilizar la ecuación A.2.27 y A.2.27a, sino utilizar la ecuación A.2.28.

$$\sigma_v = ke^{me} \dots\dots\dots (A.2.27)$$

$$\sigma_v = \left(\frac{ke^{me}}{D} \right) * 10 \dots\dots\dots (A.2.27a)$$

$$\sigma_v = \frac{0.7 \left(10^{\frac{e-3.84}{-1}} \right)}{D} \dots\dots\dots (A.2.28)$$

Donde:

e = Relación de espacios porosos.
 σ_v = Gradiente del esfuerzo vertical efectivo, (gr./cc).
 D = Profundidad vertical, (m).
 k = Constante obtenida del ajuste exponencial (ordenada al origen)
 m = Constante obtenida 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_{fn} = Gradiente de presión de formación, (gr./cc).
 σ_v = Gradiente del esfuerzo vertical efectivo, (gr./cc)

A.3.- GRADIENTE DE FRACTURA.

A.3.1.- Calculo del gradiente de fractura por el método de Eaton

La metodología que se presentan 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.

$$G_{fr} = G_f + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) [G_s - G_f] \dots\dots\dots (A.3.1)$$

Donde:

- ν = 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).

A.3.2.- 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, DST, 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:

$$A = \frac{(G_{fr} - G_f)}{(G_s - G_f)} \dots\dots\dots (A.3.2)$$

$$\nu = \frac{A}{1 + A} \dots\dots\dots (A.3.3)$$

$$v = mLn(D) - k \dots\dots\dots(A.3.4)$$

Donde:

- v = 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 tránsito de cizallamiento y la densidad del registro FDC:

$$v = \frac{\rho_r}{\Delta t_s} * (1.34 * 10^{10}) \dots\dots\dots(A.3.5)$$

Donde:

- v = Relación de Poisson.
- ρ_r = Densidad de la roca (gr./cc).
- Δt_s = Tiempo de tránsito de cizallamiento, (seg./m).

A partir del nomograma de Eaton:

$$v = 0.0645 Ln(D) - 0.0673 \dots\dots\dots(A.3.6)$$

Donde:

- v = Relación de Poisson.
- D = Profundidad vertical, (m).

A.4.- 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 en el Continente, donde sólo se dispone de información confiable proporcionada por registros geofísicos de pozos a partir de profundidades intermedias.

A.4.1.- Conformidad geológica

La introducción de sedimentos terrigenos 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 las facies de prodelta, que son los sedimentos más finos transportados por la energía fluvial remanente hacia lugares más alejados de la desembocadura, que al ser litificados constituyen espesores potentes y homogéneos de lutitas.

La constante introducción de sedimentos terrigenos implica un continuo avance de la línea de costa hacia la cuenca (*progradación*), así como una *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 separan bruscamente los estratos de segmentos de diferentes edades geológicas: el estrato inferior pudo haber sido erosionado, o bien no haber recibido la depositación 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.

A.4.2.- Compactación de sedimentos terrigenos.

La sobrecarga de sedimentos progresivamente cada vez más 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 depósito, y la permeabilidad del medio poroso. Estas variables determinaran el perfil de compactación normal; si la permeabilidad del medio poroso es suficiente para mantener un equilibrio con el ritmo de depósito necesario para permitir la expulsión de fluidos, hasta un nivel donde la presión intersticial se iguale a la hidrostática; en 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:

- ϕ = Porosidad promedio de la lutita, (%).
- ϕ_0 = Porosidad superficial, ordenada al origen del modelo de porosidad, (%).
- D = Profundidad neta de la columna estratigráfica, (m).

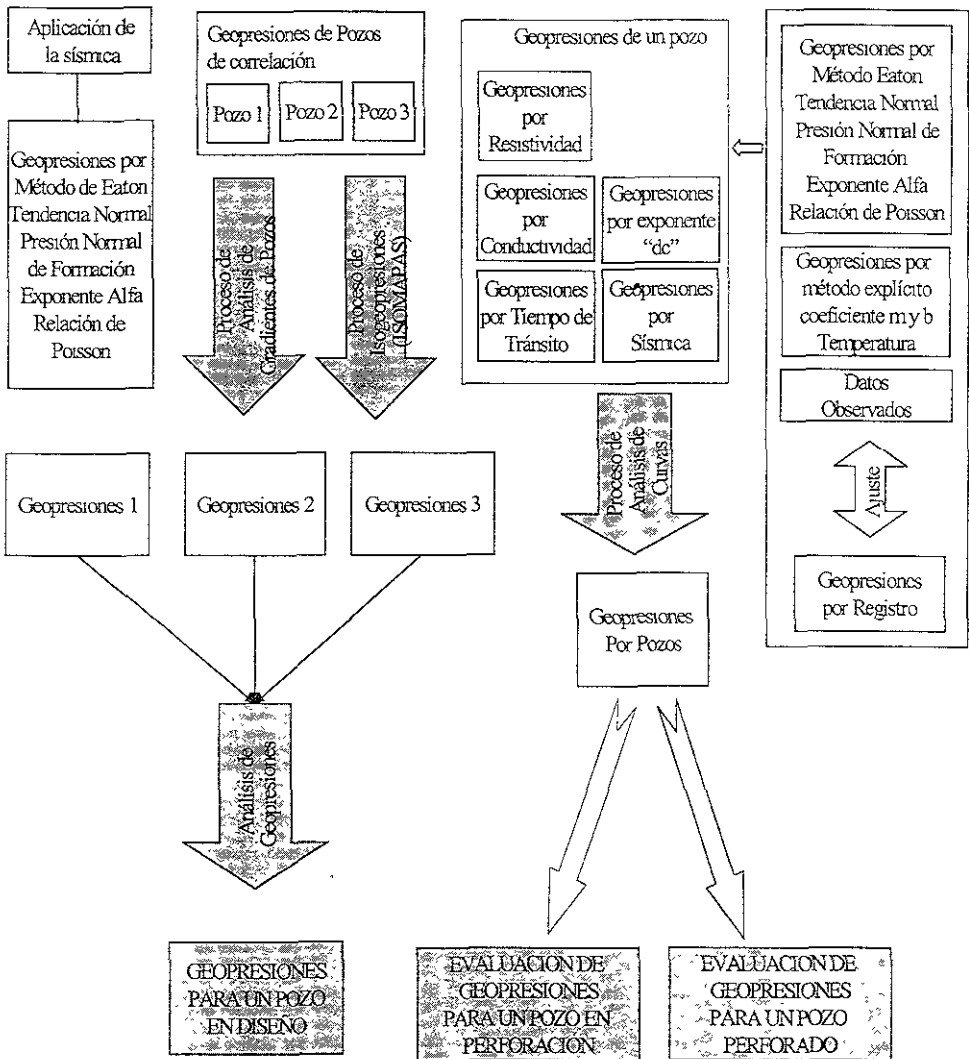
Rubbey & Hubbert (1959) consideraron que ésta función exponencial es aproximada a secciones estratigráficas de lutitas cuyo perfil de compactación es normal. Además explicaron éste modelo de la manera siguiente: En una etapa inicial de compactación, las lutitas poseen una alta permeabilidad, tanto que, 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 más profundas, para un mismo incremento de sobrecarga la cantidad de fluido expulsado será mucho menor que a profundidades someras.

En columnas sedimentarias potentes donde sólo 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).

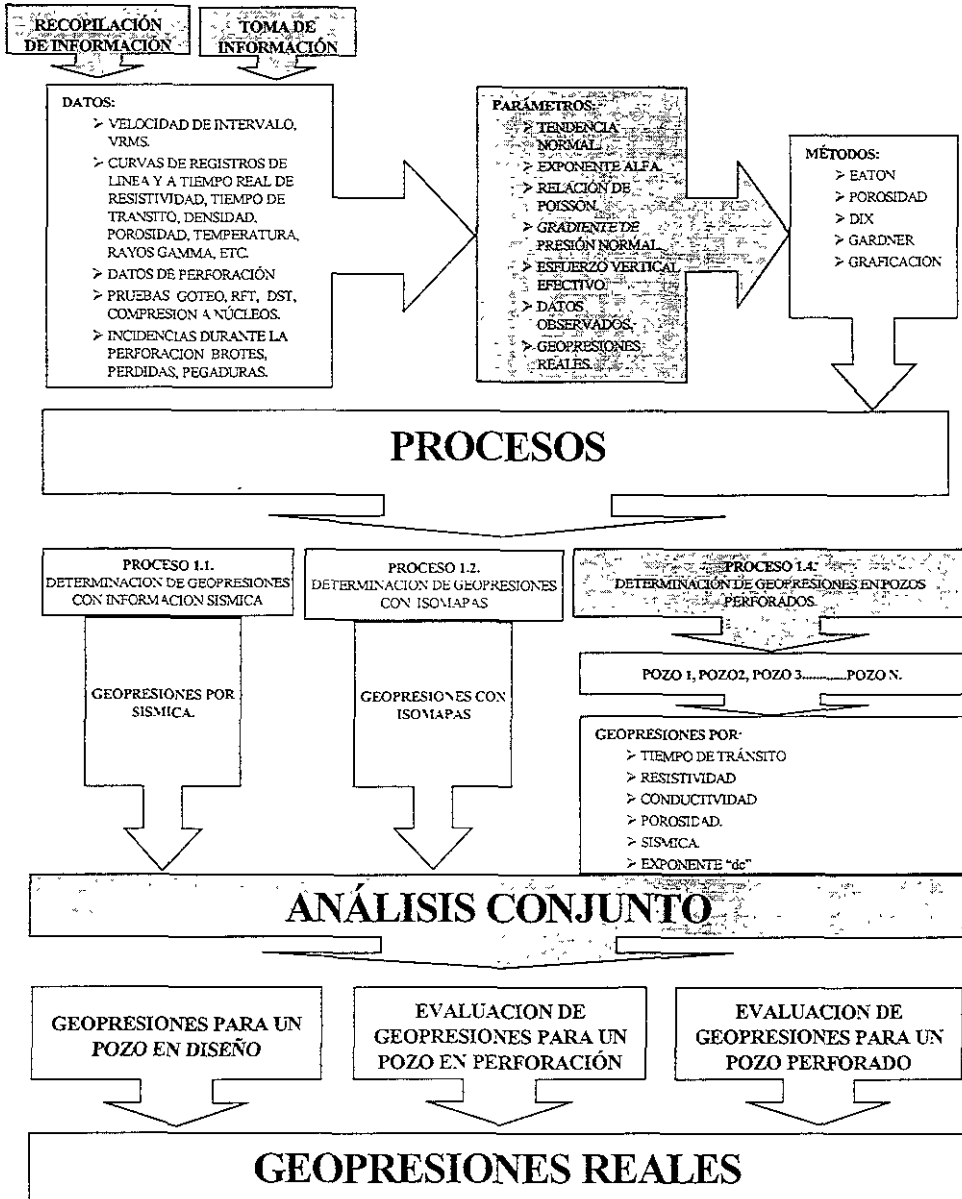
Los registros de densidad compensado y sónico de porosidad, son parámetros de la porosidad de la formación. Si es factible utilizar el de densidad compensado para obtener el perfil de porosidad en la sobreposición de columnas sedimentarias, entonces el sónico de porosidad también puede ser extrapolado verticalmente para evaluar la desviación del tiempo de tránsito normal y determinar la presión de poro en la zona anormalmente compactada.

Anexo B. Diagrama de Procesos para la Determinación de Geopresiones en Aguas Profundas

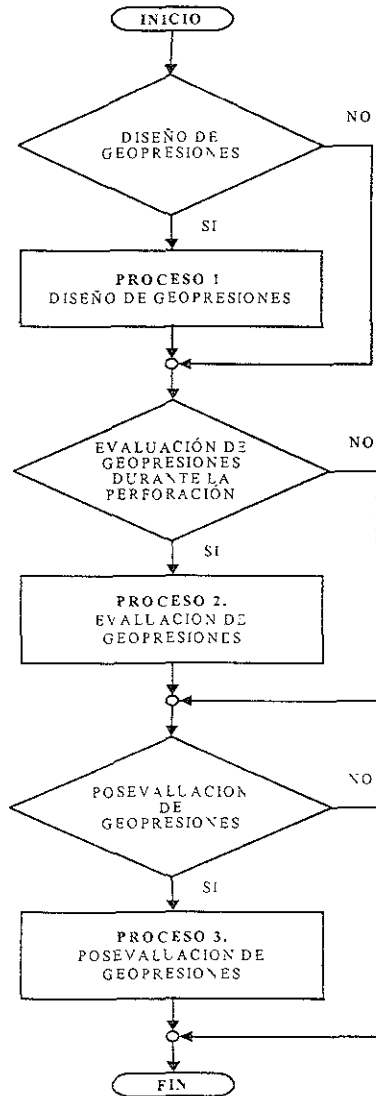
FILOSOFIA DEL PROCESO



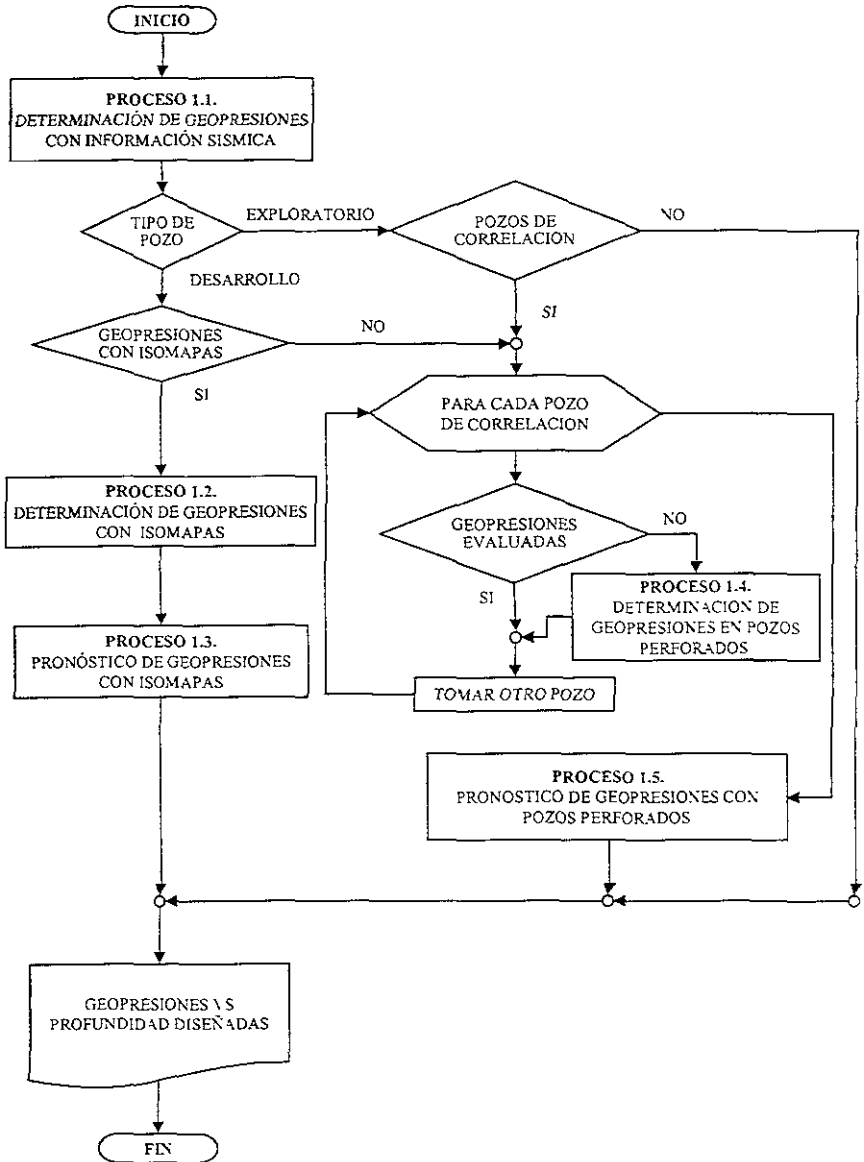
MAPA DEL PROCESO.



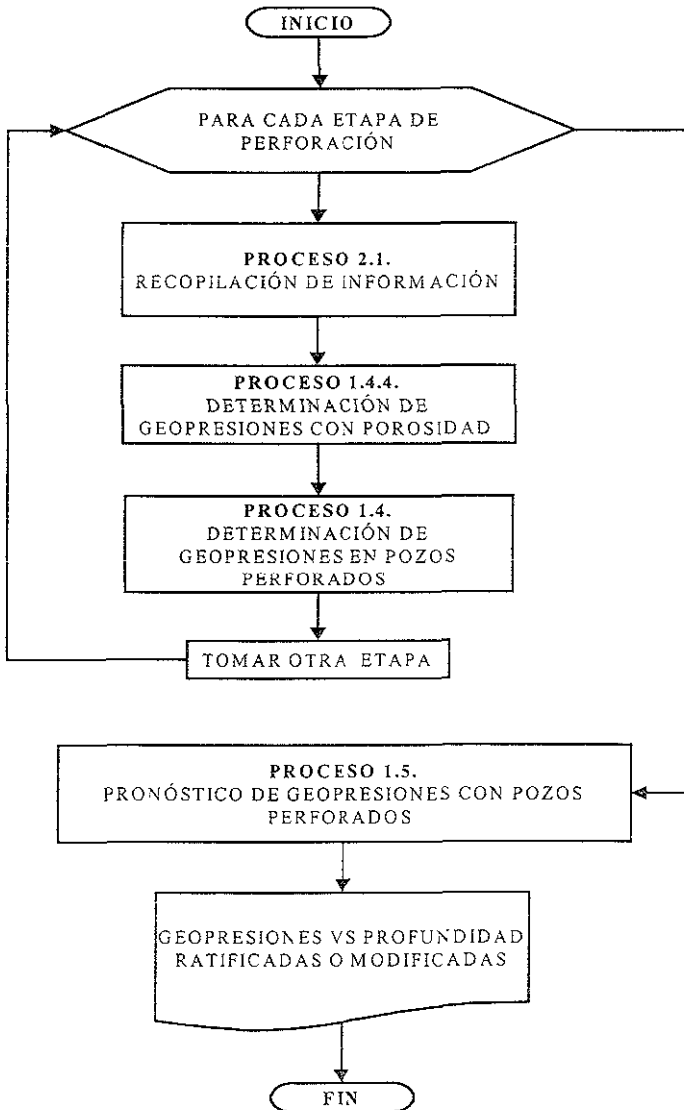
PROCESO PRINCIPAL.



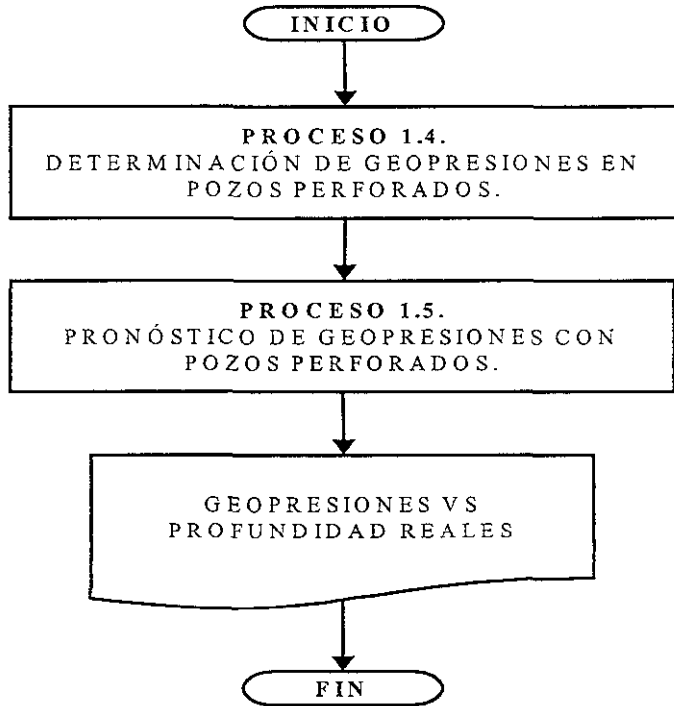
PROCESO 1. DISEÑO DE GEOPRESIONES



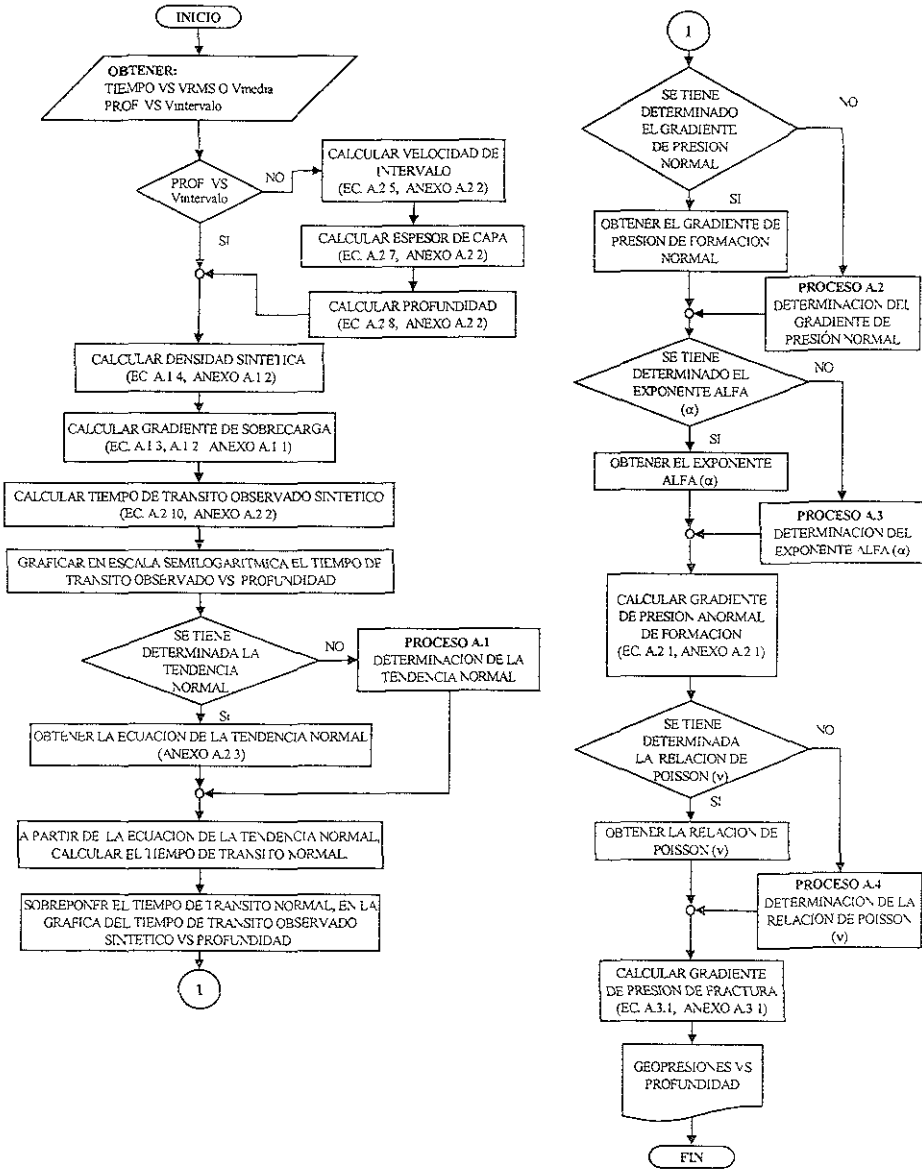
PROCESO 2. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES



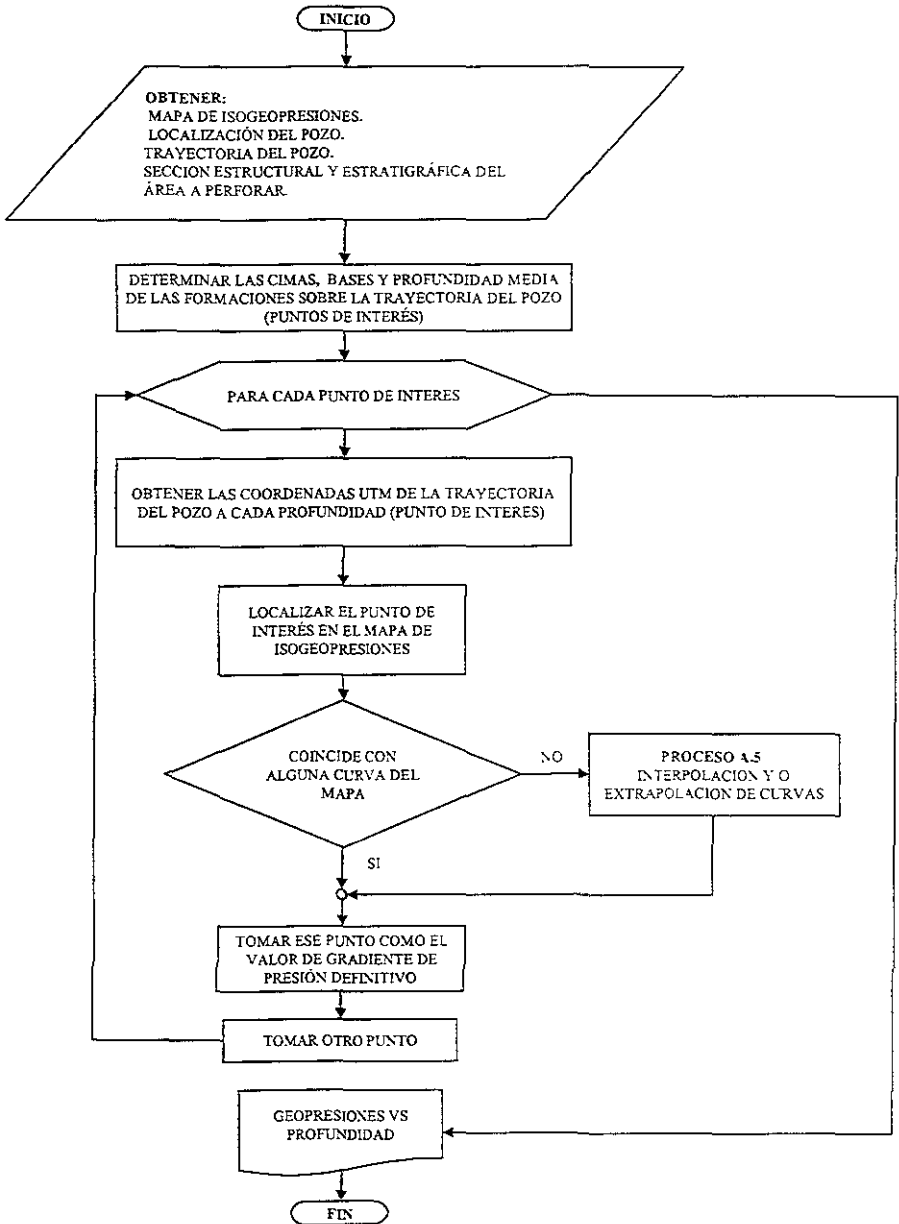
PROCESO 3. POSEVALUACIÓN DE GEOPRESIONES



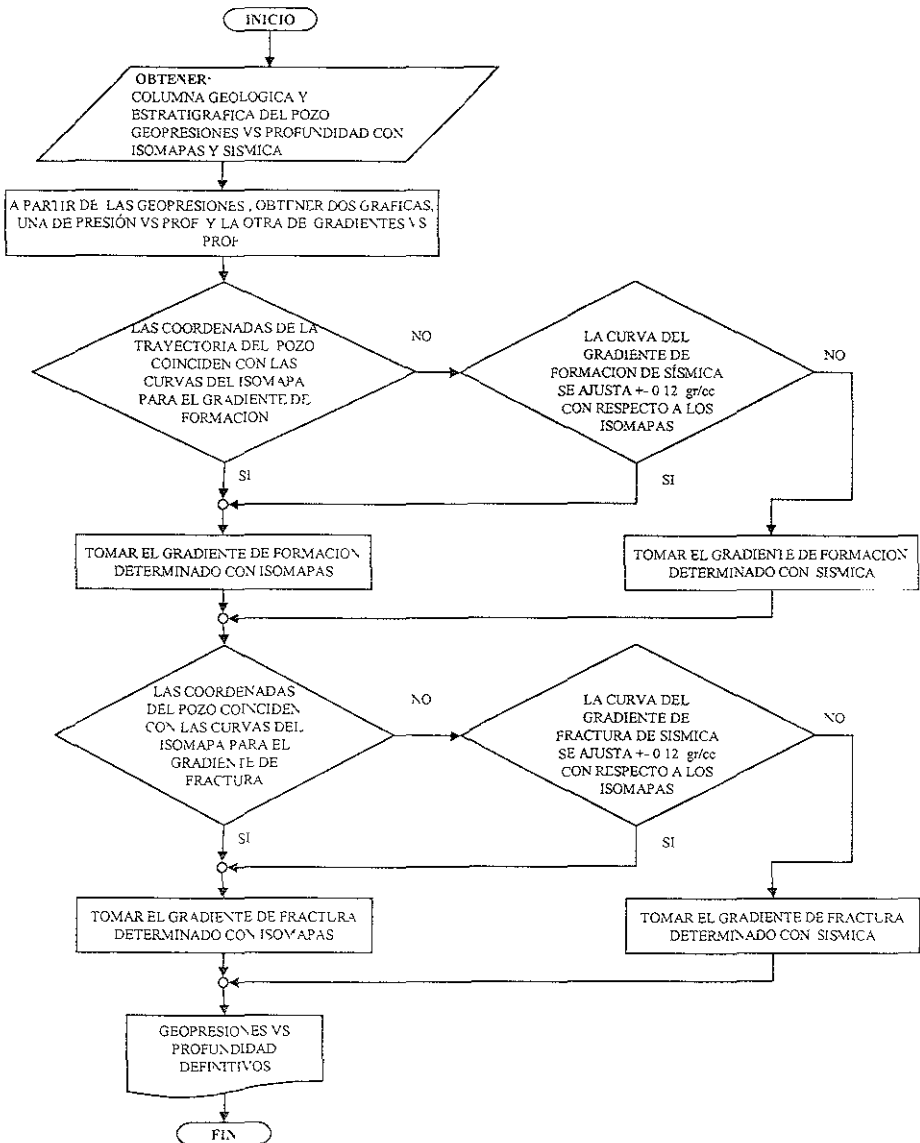
PROCESO 1.1. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON INFORMACIÓN SISMICA



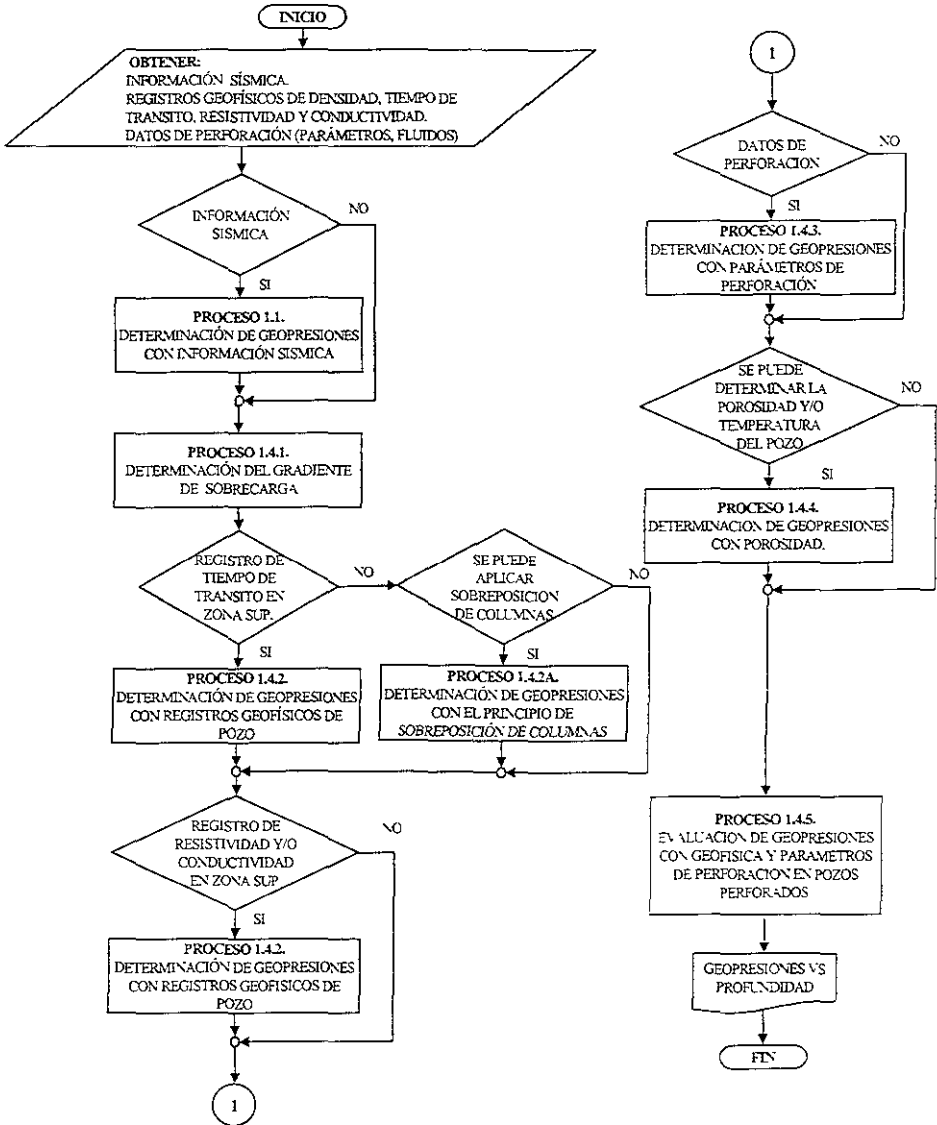
PROCESO 1.2. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON ISOMAPAS



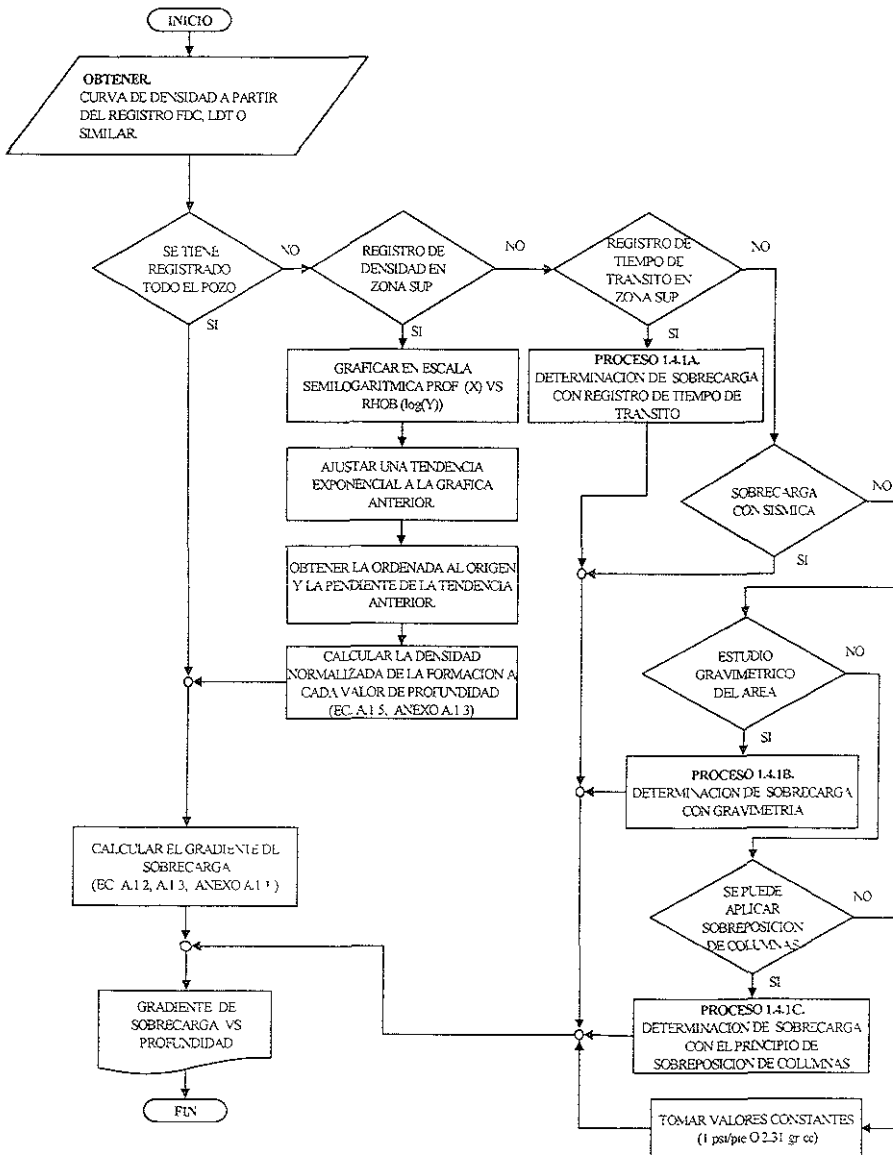
PROCESO 1.3. PRONOSTICO DE GEOPRESIONES CON ISOMAPAS



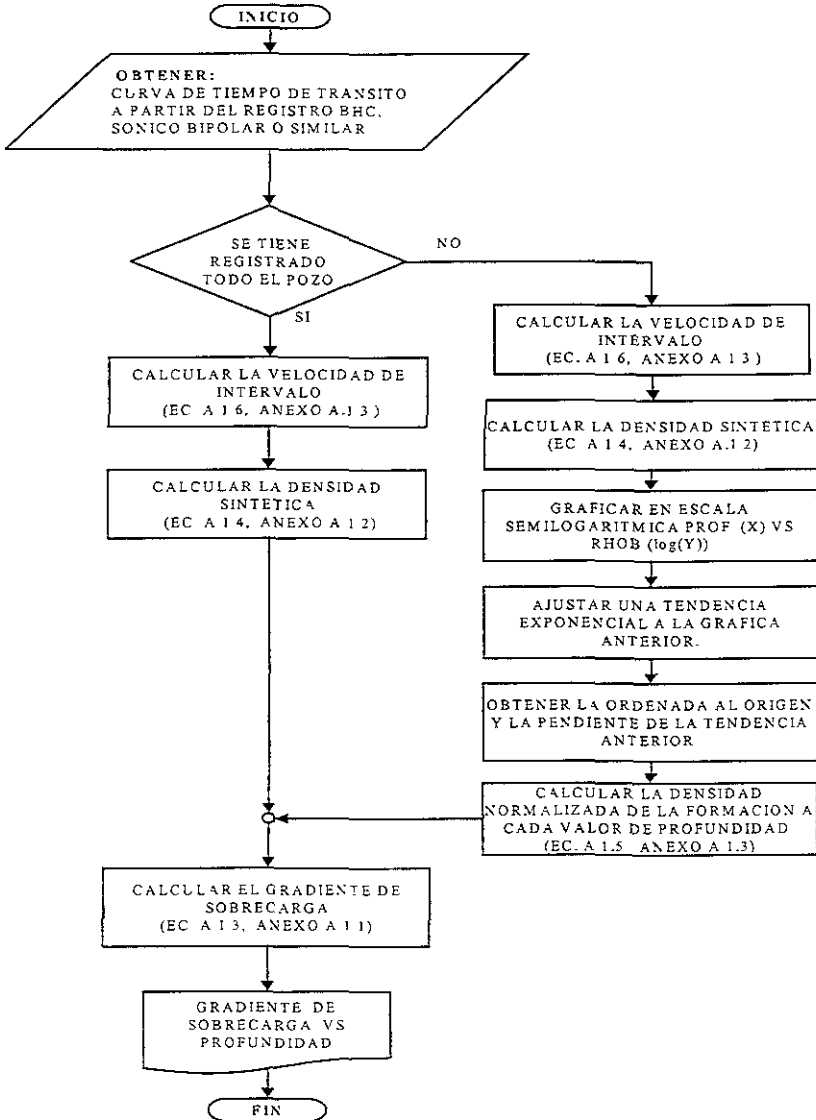
PROCESO 1.4. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES EN POZOS PERFORADOS



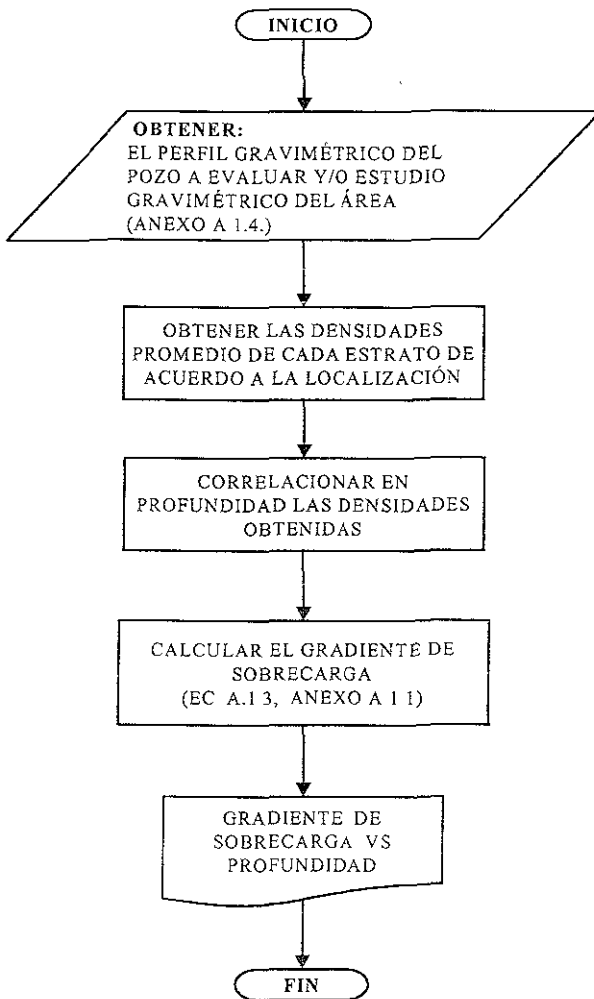
PROCESO 1.4.1 DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA



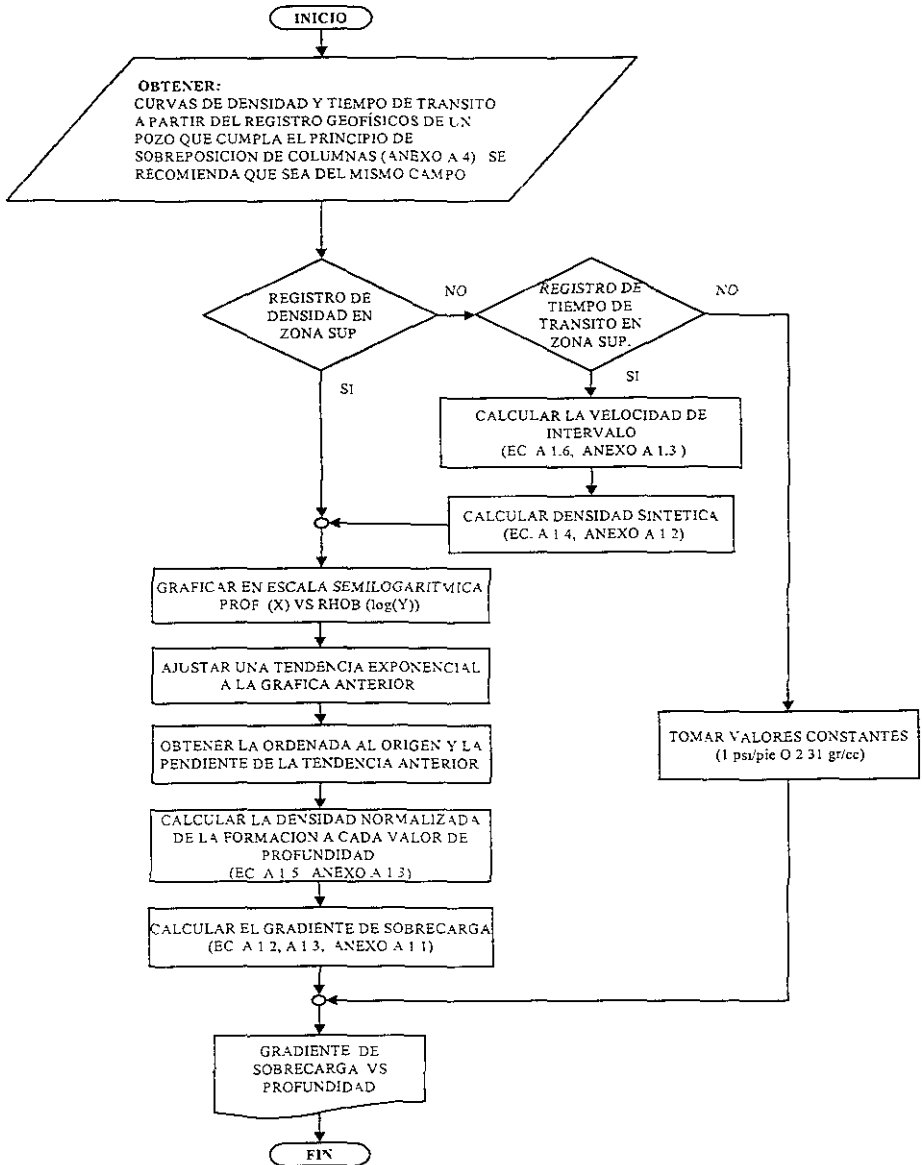
PROCESO 1.4.1A. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON REGISTRO DE
TIEMPO DE TRANSITO



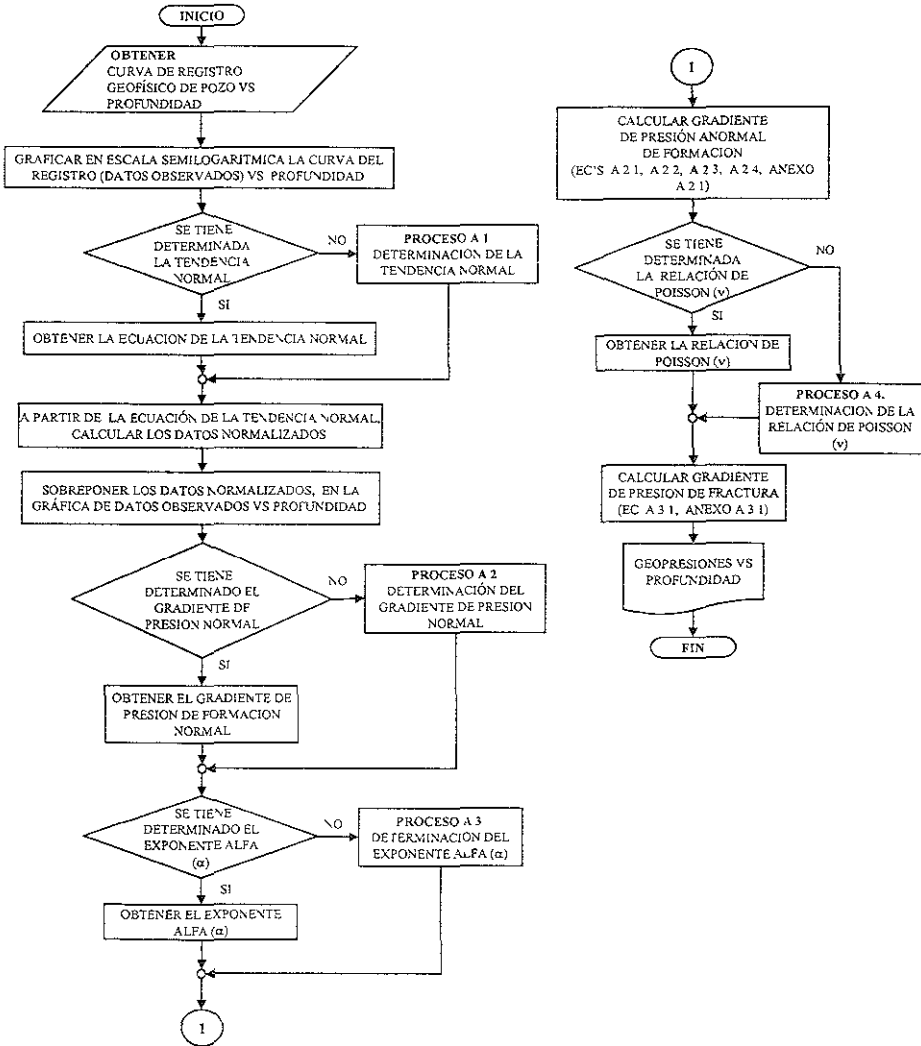
PROCESO 1.4.1B. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON GRAVIMETRIA



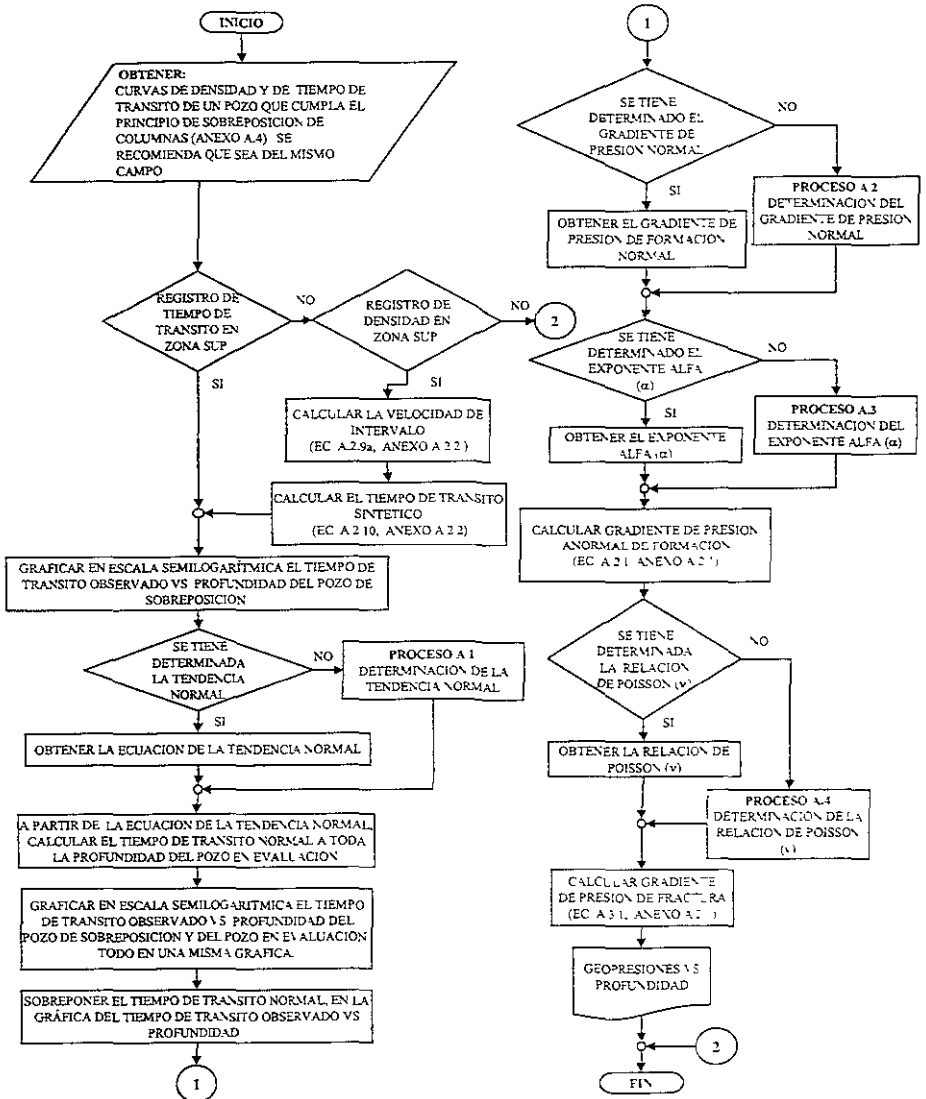
PROCESO 1.4.1A. DETERMINACIÓN DE SOBRECARGA CON EL PRINCIPIO DE
SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS



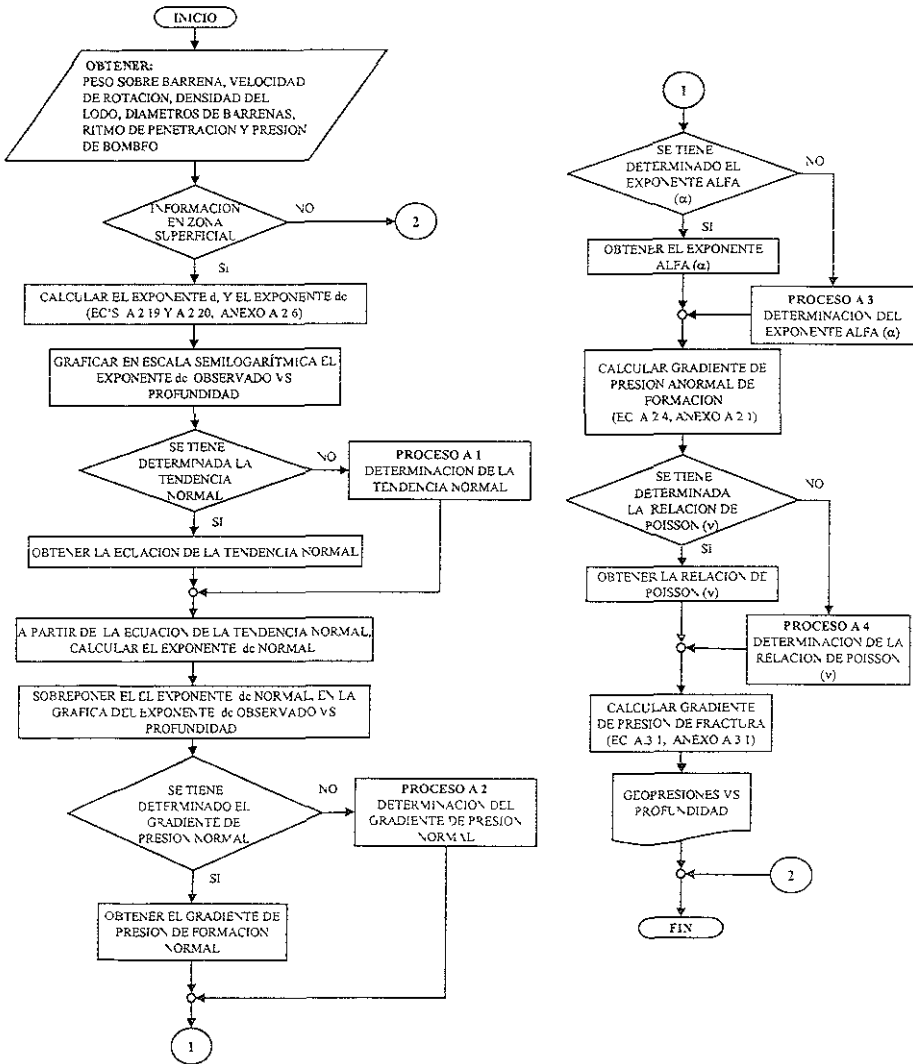
PROCESO 1.4.2. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS



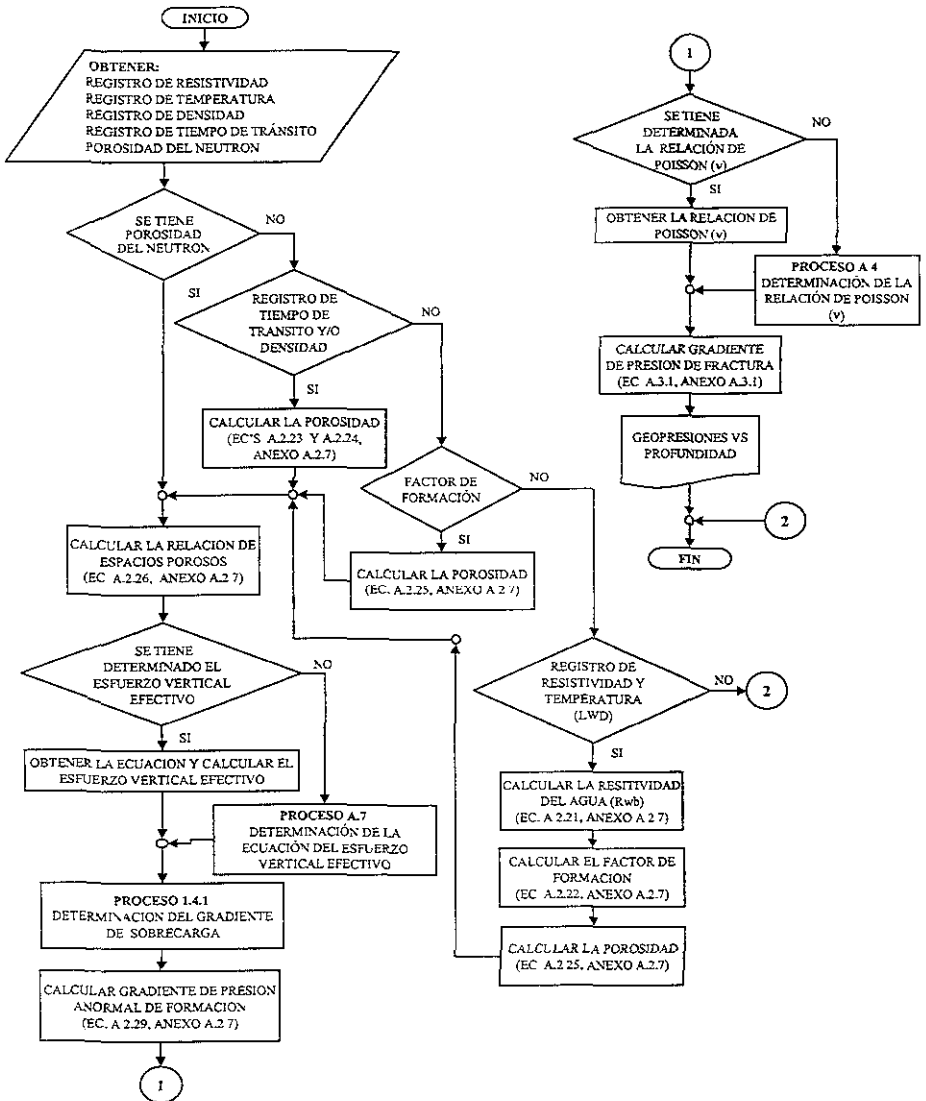
PROCESO 1.4.2A. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON EL PRINCIPIO DE SOBREPOSICIÓN DE COLUMNAS



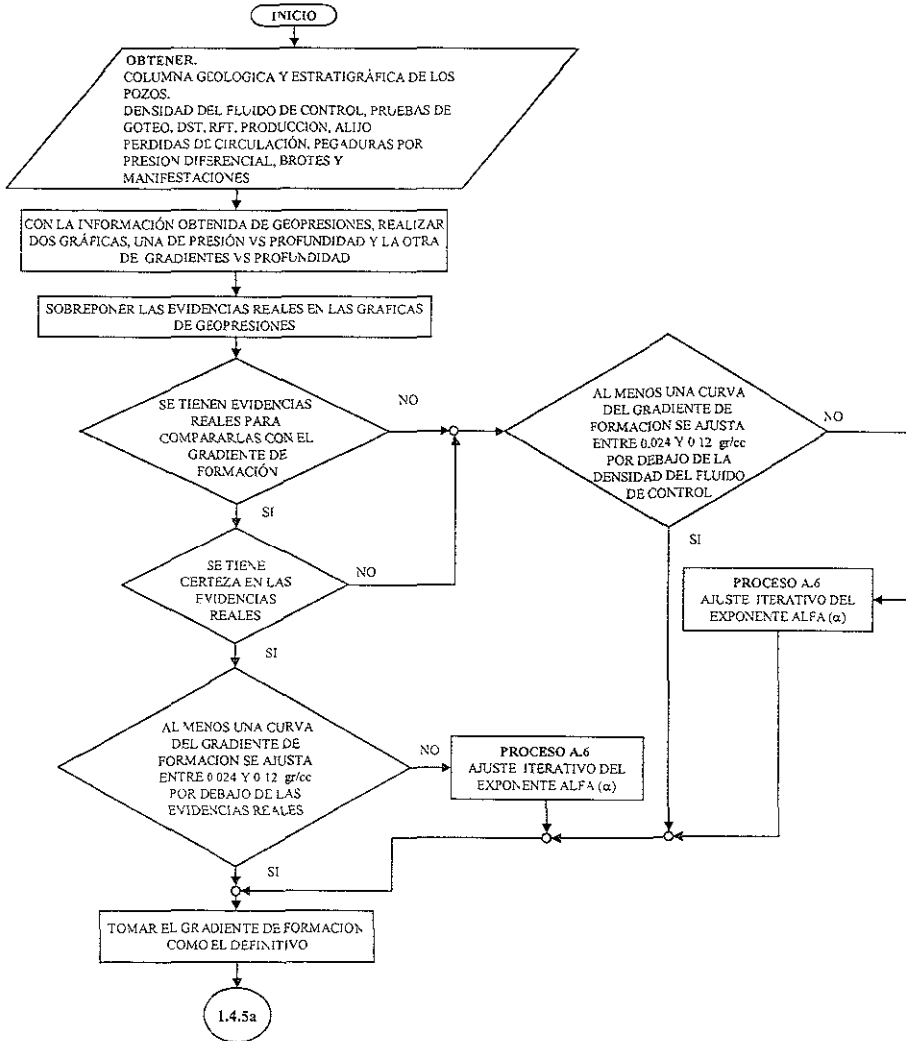
PROCESO 1.4.3. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON PARÁMETROS DE PERFORACIÓN



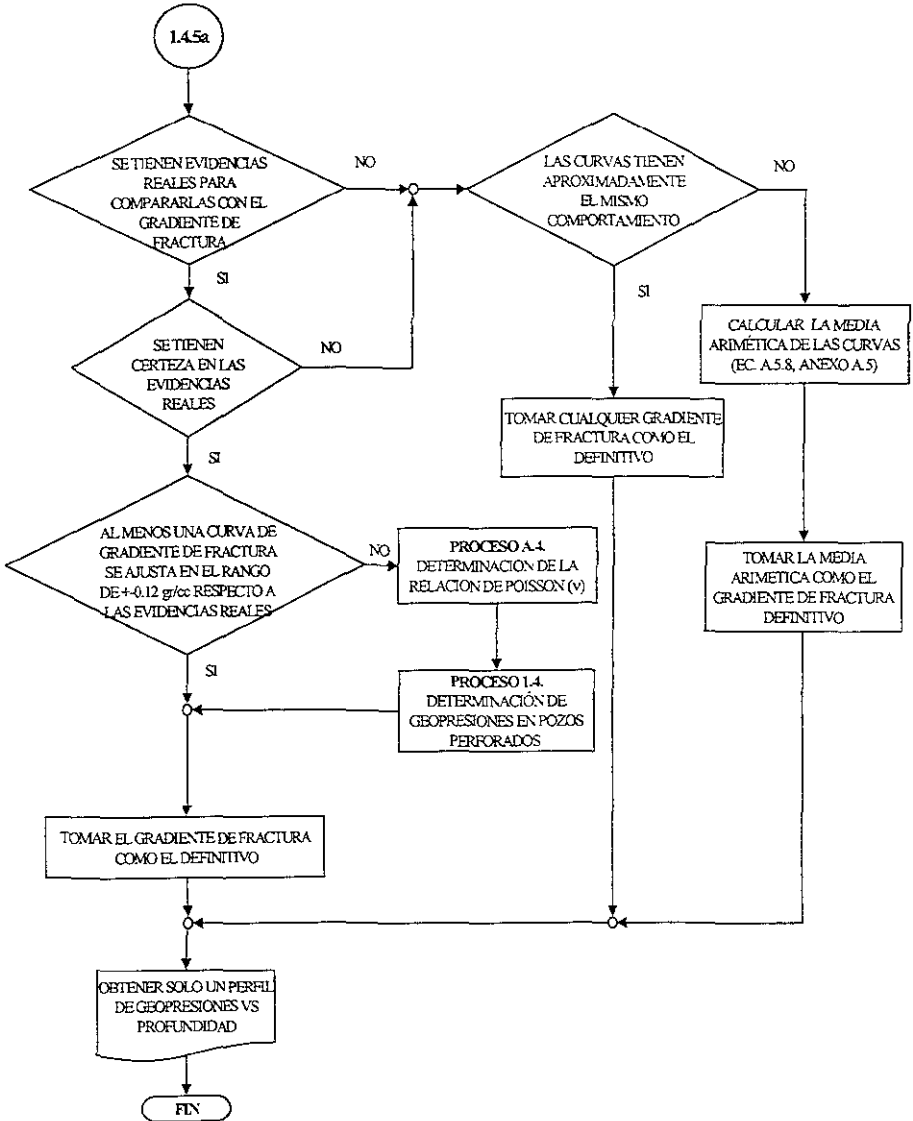
PROCESO 1.4.4. DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES CON POROSIDAD



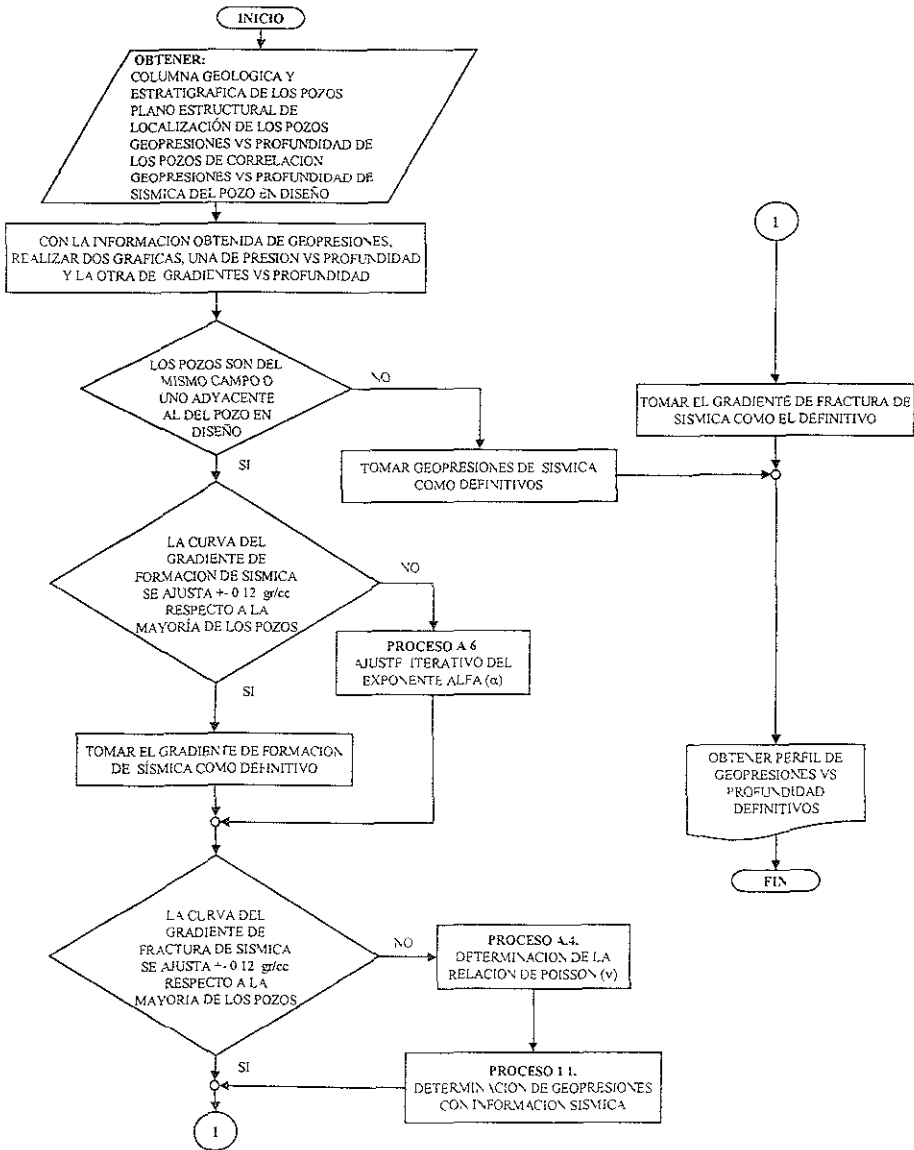
PROCESO 1.4.5. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES CON GEOFÍSICA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN POZOS PERFORADOS(1ra Parte)



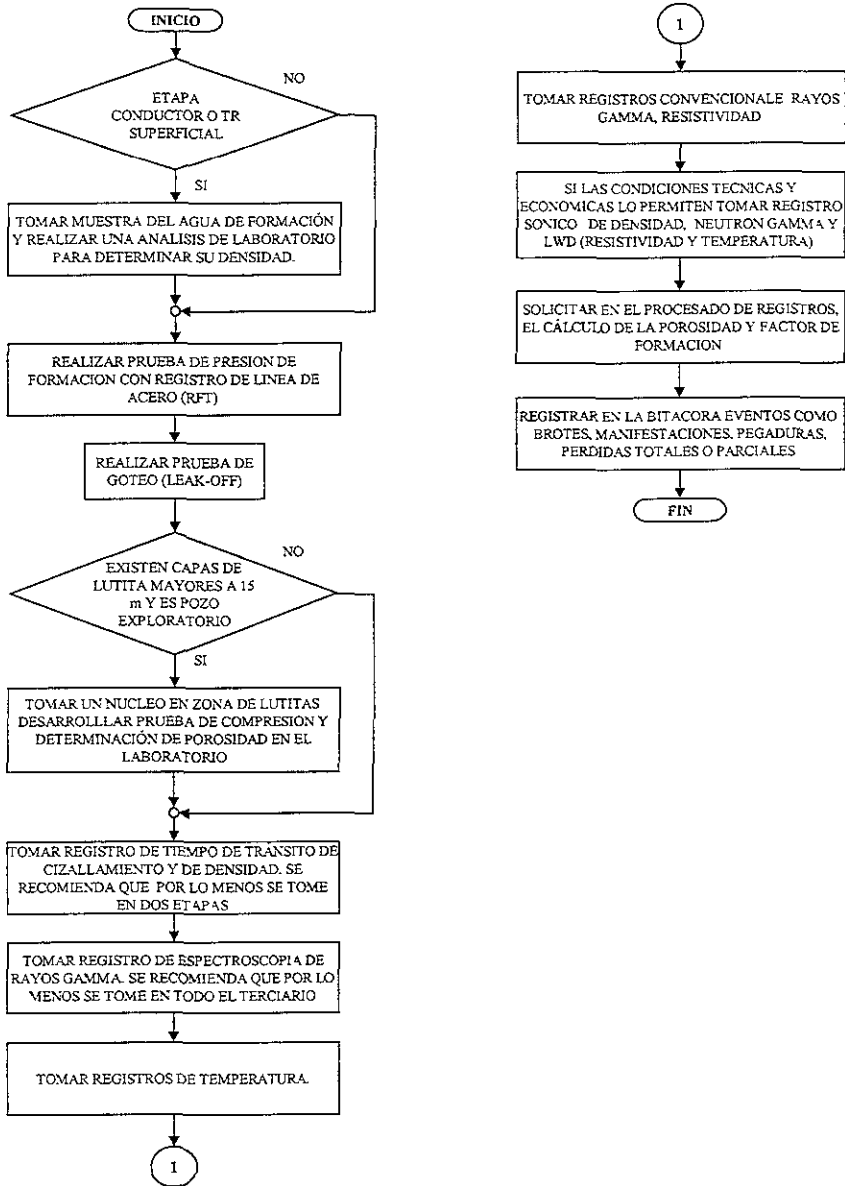
PROCESO 1.4.5. EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES CON GEOFÍSICA Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN POZOS PERFORADOS(2da Parte)



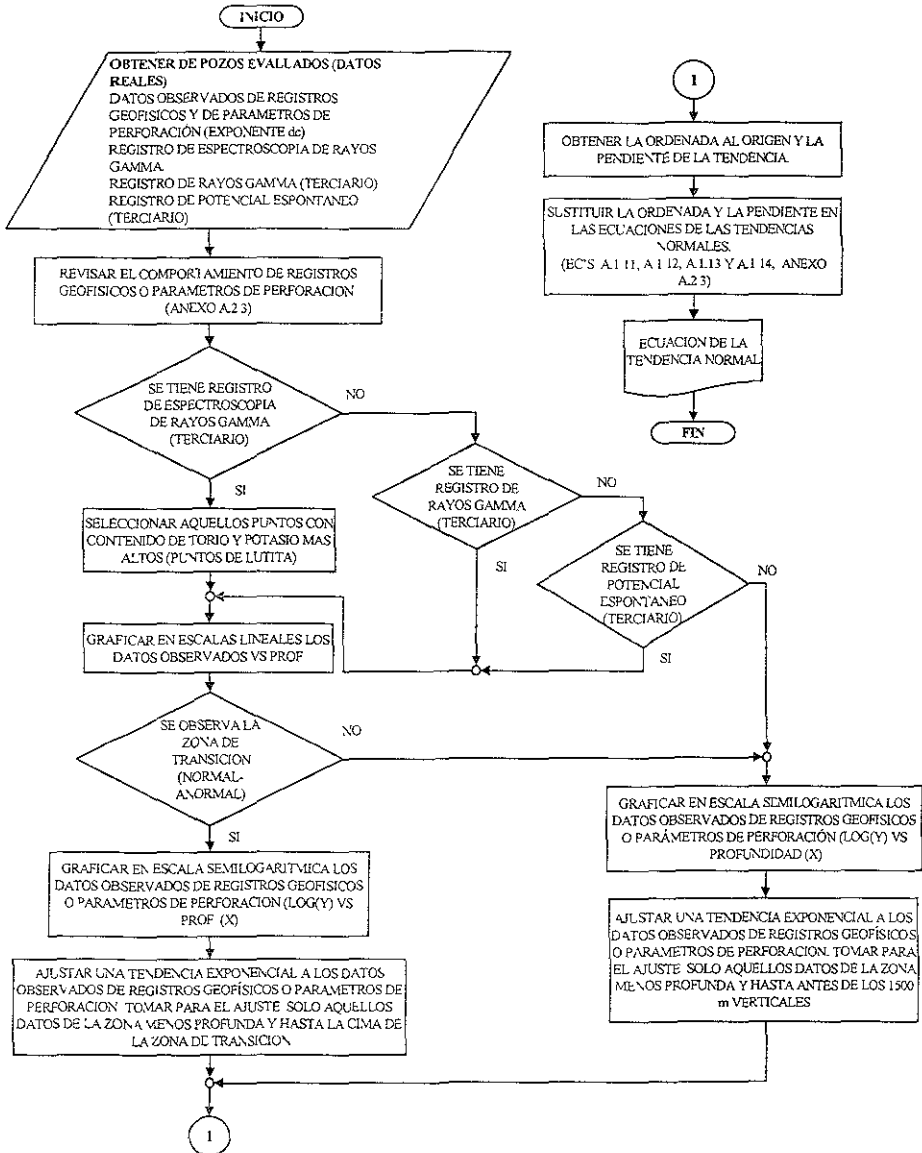
PROCESO 1.5. PRONOSTICO DE GEOPRESIONES CON POZOS PERFORADOS



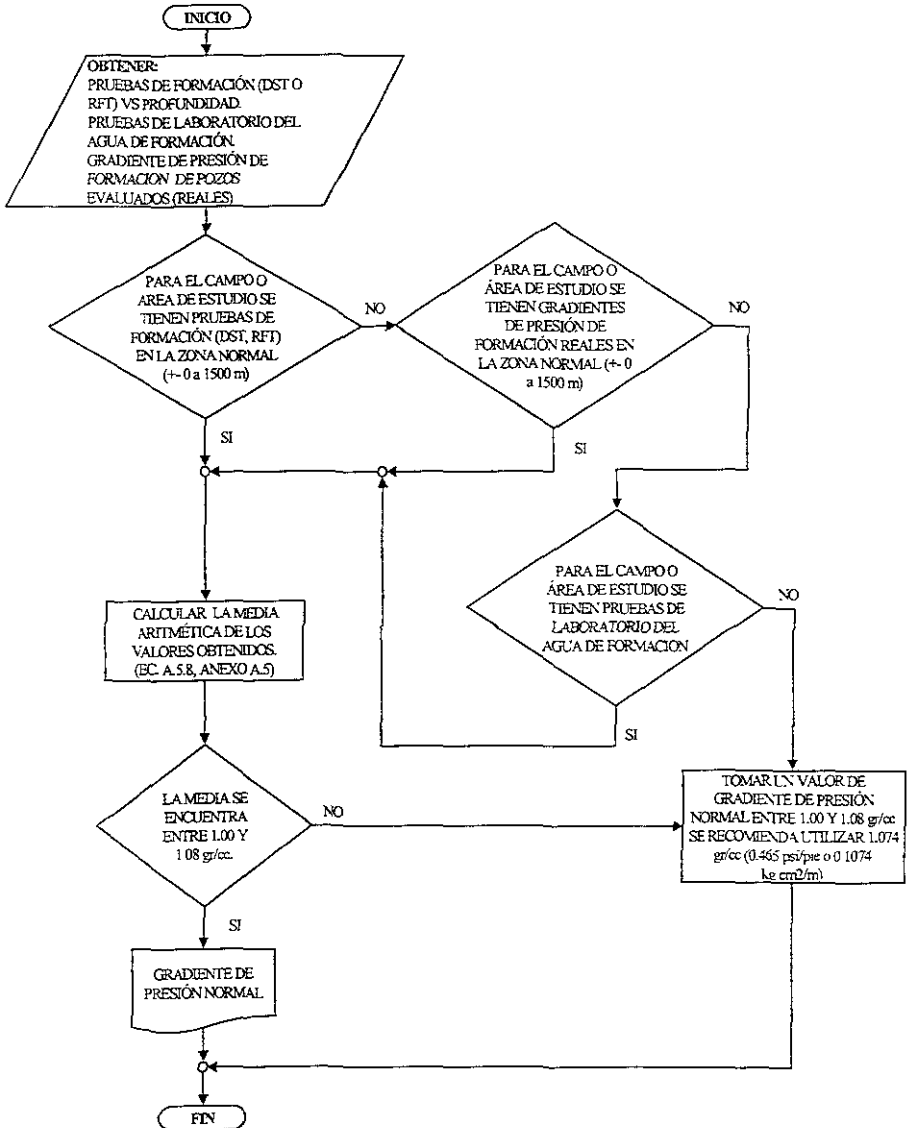
PROCESO 2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN



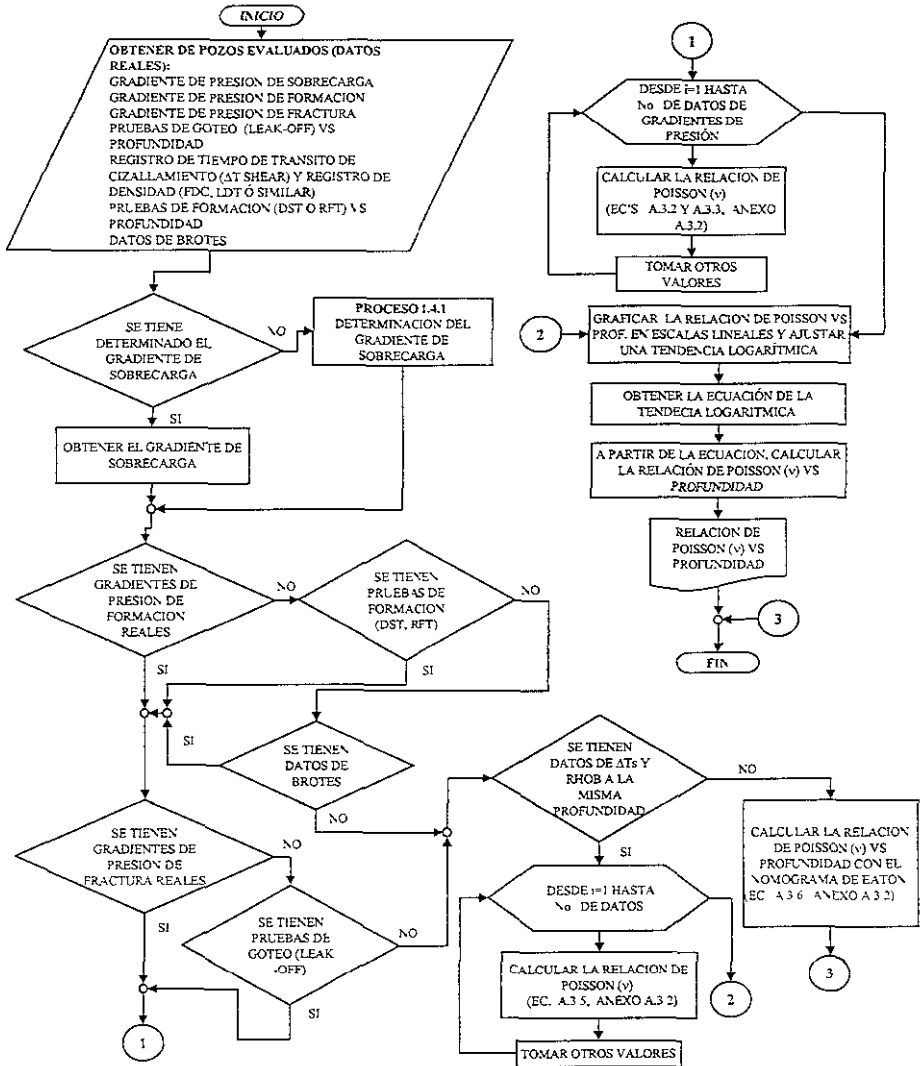
PROCESO A.1. DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA NORMAL



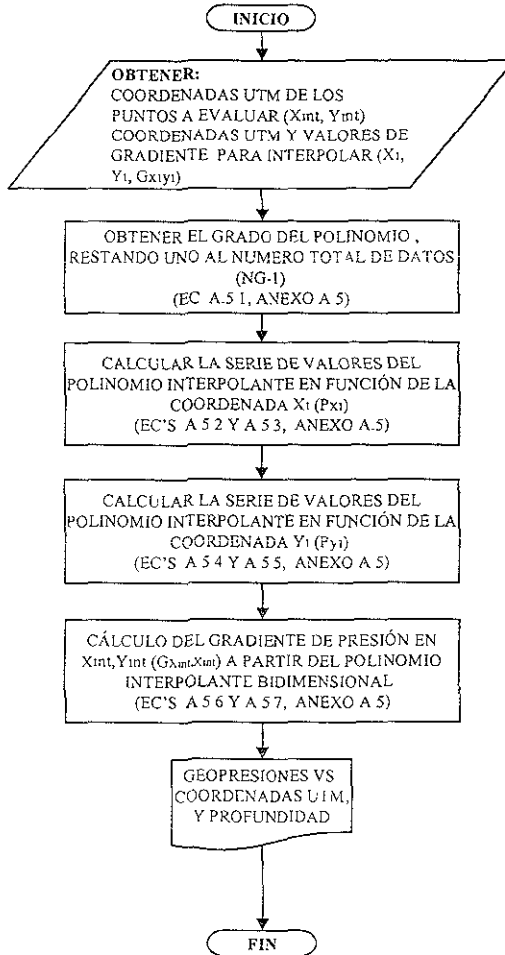
PROCESO A.2. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL

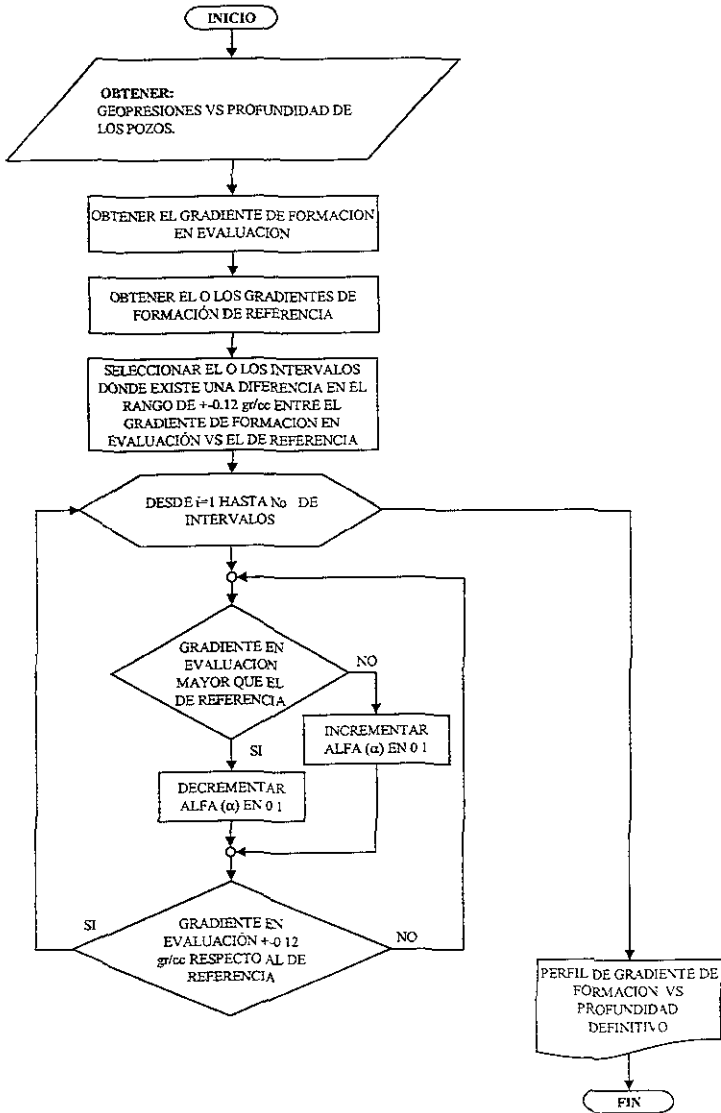


PROCESO A.4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE POISSON (ν)

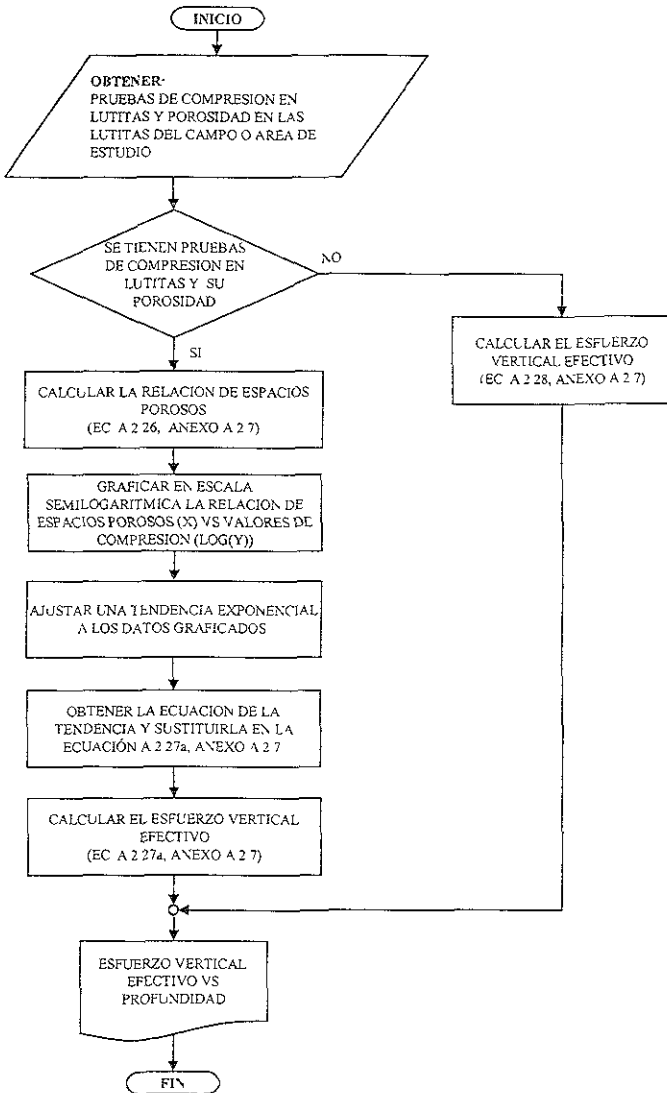


PROCESO A.5. INTERPOLACIÓN Y EXTRAPOLACIÓN DE CURVAS.



PROCESO A.6. AJUSTE ITERATIVO DEL EXPONENTE ALFA (α)

PROCESO A.7. DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO VERTICAL EFECTIVO



Apéndice Efecto de la Diagénesis de la Arcilla (Esmectita a Illita) en el diagrama de intersección de Densidad/Delta-T.

El siguiente Apéndice corto muestra otra posible aproximación para la estimación de la densidad a partir de la velocidad, tomando en cuenta los posibles efectos de la diagénesis de la arcilla y tales transformaciones. Este breve artículo fue provisto para sustentar científicamente el método de la primera transformación DEA-119, la cual fue sustituida por una mejor aproximación del método de la última transformación DEA-119. Es posible que con la información precisa se observen ritmos de sedimentación, gradientes de temperatura y constantes de reacción química para que este modelo pueda dar las bases para una mejor transformación. Todo la bases científicas de la diagénesis de la arcilla fueron dadas por Nader-Dutta, un consultor del proyecto DEA-119 a principios de 1999. Steve Hobart de Knowledge Systems, Inc., desarrollo el resto del trabajo.

PRINCIPIOS FÍSICOS BÁSICOS Y MODELACIÓN MATEMÁTICA

Principios físicos.

El ritmo de cambio del número de moles de esmectita en un sedimento es proporcional al número de moles remanente.

$$\frac{dN}{dt} = -KN$$

Donde:

N = Número de moles de esmectita

t = Tiempo

K = Constante de proporcionalidad

La ecuación de Arrhenius para la velocidad de una reacción química se considera que es adecuada para modelar la transformación de esmectita a illita.

$$K = Ae^{-\frac{E}{RT}} \tag{C.1}$$

Donde:

K = Constante de velocidad

A = Factor de frecuencia

e = Base de los logaritmos naturales

E = Energía de activación

R = Constante de los gases en unidades apropiadas

T = Temperatura en grados Kelvin

Las dos ecuaciones pueden ser combinadas como sigue:

$$\frac{dN}{dt} = -NA^{-\frac{E}{RT}} \tag{C.2}$$

El punto de inflexión en la transformación ocurre en el punto de cambio máximo en la velocidad de transformación:

$$\frac{dN}{dt} \Big|_{\max} \text{ ocurre para } \frac{d}{dt} \left(\frac{dN}{dt} \right) = 0 \tag{C.3}$$

Diferenciando (3), se obtiene:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{dN}{dt} \right) = -Ae^{-\frac{E}{RT}} \frac{dN}{dt} + \left(-NA \left(\frac{d}{dt} \left(e^{-\frac{E}{RT}} \right) \right) \right) \tag{C.4}$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{dN}{dt} \right) = -A \left[e^{-\frac{E}{RT}} \frac{dN}{dt} + Ne^{-\frac{E}{RT}} \frac{d \left(\frac{-E}{RT} \right)}{dt} \right] \quad (C.5)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{dN}{dt} \right) = -Ae^{-\frac{E}{RT}} \left[\frac{dN}{dt} + \left(\frac{-NE}{R} \frac{d(T^{-1})}{dt} \right) \right] \quad (C.6)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{dN}{dt} \right) = -Ae^{-\frac{E}{RT}} \left[\frac{dN}{dt} - \left(\frac{NE}{R} \right) \left(\frac{-1}{T^2} \right) \left(\frac{dT}{dt} \right) \right] \quad (C.7)$$

Ya que la expresión es igual a cero en el punto de inflexión y debido a que ni A o $e^{-E/RT}$ son iguales a cero:

$$0 = \frac{dN}{dt} + \frac{NE}{RT^2} \frac{dT}{dt} \quad (C.8)$$

$$\frac{dN}{dt} = -\frac{NE}{RT^2} \frac{dT}{dt} \quad (C.9)$$

Sustituyendo la ecuación (3) en el miembro izquierdo de la ecuación (10) se obtiene:

$$-NAe^{-\frac{E}{RT}} = -\frac{NE}{RT^2} \frac{dT}{dt} \quad (C.10)$$

$$e^{-\frac{E}{RT}} = \left(\frac{E}{RA} \right) T^2 \frac{dT}{dt} \quad (C.11)$$

Varios valores para la energía de activación para la conversión de beidelita sintética a una capa de mezcla esmectita-illita se dan a continuación:

$$E = 19.6 \pm 3.6 \text{ kilocalorías por mol,} \quad \text{Eberl y Hower (1976)}$$

$$E = 19.3 \pm 0.7 \text{ kilocalorías por mol,} \quad \text{Dutta (1987)}$$

Varios valores para el factor de frecuencia:

$$A = 2 \text{ seg}^{-1}, \quad \text{Eberl y Hower (1976)}$$

$$A = 1 - 10 \text{ seg}^{-1}, \quad \text{Eberl (1980), propuesto por Domenico y Palciauskas}$$

$$A = 0.4 \times 10^5 \text{ años}^{-1} \quad \text{Dutta (1987)}$$

$$0.4 \times 10^5 \text{ años}^{-1} = 0.0013 \text{ seg}^{-1}$$

Modelo geológico.

Existe un ritmo promedio de crecimiento, ω , para una cuenca. Este ritmo es expresado como número de pies de sedimento por año. Este será un número positivo si el ritmo de crecimiento es mayor que la combinación de ritmo de subsidencia (compactación) y el ritmo de erosión. Un modelo simplificado nos dice que la profundidad de una formación dada es igual al ritmo promedio de crecimiento de la cuenca multiplicado por el número de años (edad) de tiempo transcurrido desde la deposición de los sedimentos de la formación.

$$Z = \omega t \quad \text{(C.12)}$$

Donde:

Z = Profundidad vertical verdadera de la formación.

ω = Ritmo promedio de la cuenca

t = Edad de la formación

La temperatura de un sedimento se incrementa con la profundidad. Un modelo simplificado para la temperatura de una formación iguala esta con la temperatura superficial promedio más la profundidad multiplicada por un gradiente geotérmico:

$$T = T_s + GZ \quad \text{(C.13)}$$

Donde:

T = Temperatura de la formación

T_s = Temperatura superficial promedio (Temperatura del lecho marino para aguas profundas)

G = Gradiente geotérmico en grados por unidad de profundidad

Z = Profundidad vertical por debajo de la superficie de referencia.

Substituyendo la ecuación (13) en la (14):

$$T = T_s + G\omega t \tag{C.14}$$

Considerando que la temperatura superficial promedio ha permanecido constante (más valido para aguas profundas que para otras partes), puede notarse que el término $(G\omega)$ es el ritmo de incremento de temperatura. Esto es dado por la siguiente derivada:

$$\frac{dT}{dt} = G\omega \tag{C.15}$$

Integración de los modelos, geológico y de transformación de fase.

Substituyendo en la ecuación (12), se obtiene:

$$e^{-\frac{E}{RT}} = \left(\frac{E}{RA}\right) T^2 G\omega \tag{C.16}$$

Remarcando que T es la temperatura a la cual el ritmo de transformación de esmectita a illita se encuentra en un máximo, designaremos a esta temperatura como T_m . Aplicando logaritmos a ambos miembros de la ecuación (16), obtenemos:

$$\frac{E}{RT_m} = \ln\left(\frac{ART_m^2}{G\omega E}\right) \tag{C.17}$$

Esta es la ecuación (16) en el artículo de Domenico y Palciauskas. Ya que no existe una solución analítica, se puede utilizar un método iterativo. Rearreglando los términos de la ecuación (17), se puede visualizar el valor de T_m en dónde la siguiente expresión es verdadera:

$$e^{-\frac{E}{RT_n}} - \left(\frac{G\omega E}{RA}\right)T_n^{-2} = 0 \tag{C.18}$$

El método de Newton-Raphson, también conocido como regula falsi (o el método de falsa proposición), puede ser utilizado para converger sobre un valor de T_m . El algoritmo de convergencia está basado en las siguientes series:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_n)} \tag{C.19}$$

Prescindiendo del subíndice m para el término T_m , esto se convierte para $F(T) = e^{-E/RT} - (G\omega E/RA)T^{-2}$ (ecuación 18):

$$T_{n+1} = T_n - \left(\frac{\left(e^{-\frac{E}{RT}} - \left(\frac{G\omega E}{RA}\right)T_n^{-2} \right)}{\left(\left(\frac{-E}{RT_n^{-2}}\right)\left(e^{-\frac{E}{RT}}\right) + 2\left(\frac{G\omega E}{RA}\right)T_n^{-3} \right)} \right) \tag{C.20}$$

La ecuación (20) puede ser iterada tantas veces como sea necesario hasta que el valor absoluto de la diferencia entre T_n y T_{n+1} sea menor que algún valor preseleccionado, es decir 0.1 grados.

APLICACIÓN DEL MODELO INTEGRADO

Para utilizar el modelo, ciertas constantes físicas deben ser conocidas o supuestas. Nader sugiere las siguientes (para una exactitud de una cifra significativa):

- E 19.3 kilocaloría /mole
- A 0.4×10^{-5} /año
- R 0.002 kilocaloría/mol/grado centígrado
- G 5.6×10^{-3} grados centígrados por pie
- ω 0.001 a 0.005 pies/año

Para facilitar los cálculos, se construye una tabla como la que sigue:

T (°C)	T (°K)	E/RT (°K ⁻¹)	ln[(RA/EG ₀)T ^{-1.0001}]
80	353	27.34	25.25
100	373	25.87	25.357(?)

$$RA/EG_{\omega} = (2)(10^{-3})(4.0)(10^4)/(19.3)(5.6)(10^{-3}) = 7.4 \times 10^5$$

Se ha determinado que existen tres regiones en el diagrama de intersección $\Delta t - \rho$:

- 1 Una región en la cual la concentración original de esmectita permanece virtualmente constante, pero el proceso de compactación domina la relación $\Delta t - \rho$. Esto ocurre a bajas temperaturas o con altos ritmos de sedimentación; básicamente la esmectita puede ser considerada como "uncooked". Esto es modelado con una relación lineal.
- 2 Una región en la cual toda la esmectita se ha convertido en illita, modelado con una relación lineal diferente.
- 3 Una región de transición entre las dos regiones anteriores.

Para el bien de la discusión, el modelo lineal para el sedimento "uncooked" puede ser designado como sigue:

$$\rho_1 = a_1 + b_1 \Delta t \tag{C.21}$$

De igual forma, el sedimento "cooked" puede ser modelado como sigue:

$$\rho_2 = a_2 + b_2 \Delta t \tag{C.22}$$

La zona de transición se puede modelar tomando en consideración el grado de transformación que ha tenido lugar:

$$\rho_3 = \rho_1 I(t) + \rho_2 [1 - I(t)] \tag{C.23}$$

Donde:

$$I(t) = \exp\left(-\int_0,t A e^{-\frac{E}{RT(t)}} dt\right) \quad (C.24)$$

Cuando: $t \rightarrow 0$, $I(t) \rightarrow 1$, $\rho \rightarrow \rho_1$

Cuando: $t \rightarrow \infty$, $I(t) \rightarrow 0$, $\rho \rightarrow \rho_2$

La integración de la ecuación (25) puede hacerse si la historia de sepultamiento se conoce, llamada la función $T(t)$. Para un sepultamiento uniforme, la ecuación (15) puede ser considerada.

La información de registros sugiere que el mínimo Δt para el cual la ecuación (22) es válida, es más grande que el máximo Δt para el cual la ecuación (23) es válida. Así mismo, el máximo valor de ρ para el cual la ecuación (22) es válida, es menor que el mínimo valor de ρ para el cual la ecuación (23) es válida.

MÉTODO

Pasos:

1.-Edite los registros de Δt y ρ_s como sea necesario. Las curvas de calibración y $\Delta \rho$ pueden ser utilizadas para identificar información de registros de densidad que pueda ser cuestionada. El registro sísmico debe ser editado para eliminar saltos cíclicos.

2 Suavizar los registros de Δt y ρ_s . El suavizado debe ser móvil, con base en la profundidad filtrar con una longitud promedio suficiente para eliminar cualquier inversión. Un intervalo de suavizado mínimo de 500 pies o mayor puede ser necesario.

3 Asignar una temperatura superficial/lecho marino, $T_s = 40$ °F. Suponer un gradiente geotérmico simple (uniforme), $G: T = GZ + T_s$.

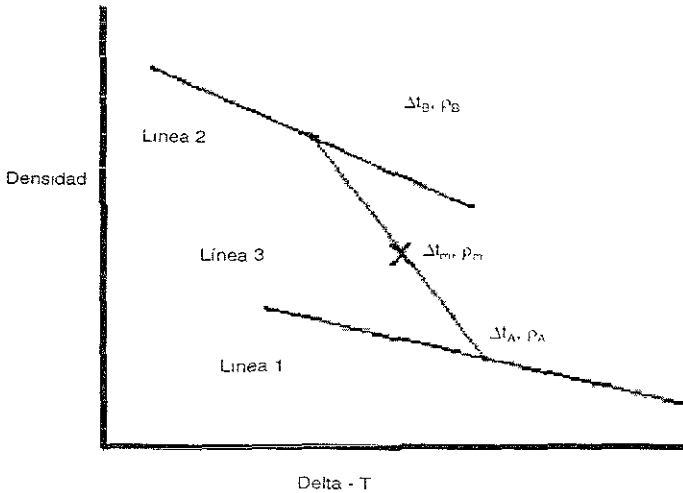
4 Suponer un ritmo de sepultamiento uniforme: $\omega = 1-5$ pies/1000 años.

5 Encontrar T_m resolviendo: $E/RT_m = \ln(ART_m^2/G \omega E)$

6 Convertir a grados Fahrenheit (°F)

7 Calcular la profundidad $Z = Z_m$, donde $T = T_m$: $Z_m = (T_m - T_s) / G$

8 Utilizar la información suavizada para encontrar $\rho = \rho_m$ y $\Delta t = \Delta t_m$ para $Z = Z_m$.



(Nota: El punto A se define en $Z = Z_A$, donde $T = 175$ °F).

9 Obtener la pendiente y la intersección de la línea 3 (para los puntos A y m)

10 Encontrar la intersección de la línea 3 con la línea 2, para ρ_s y Δt_s .

REFERENCIAS

1. Domenico, P. A., Palciauskas, V. V, 1988. The generation and dissipation of abnormal fluid pressures in active depositional environments en The Geology of North America. Volume 0-2, Hydrogeology. The Geological Society of America. pp. 435-445.

2. Dutta, N. C., IFP book (1987) (pp. 567-596). 3. Eberl, D., Hower, J., 1976. Kinetics of illite formation. Geological Society of America Bulletin. v. 87, pp. 1326-1330

Bibliografía

CAPITULO I

- 1.- Bellotti, P., Giacca, D. "Pressure Evaluation Improves Drilling Programs." Oil & Gas Journal Septiembre 1978, 76-85.
- 2.- Christman, S. T. "Offshore Fracture Gradients." JPT, Agosto 1973, 910-914.
- 3.- Dix, C. H. "Seismic Velocities from Surface Measurement." Geophysics, Vol. 20, No. 1, Enero 1955, 68-86.
- 4.- Eaton, B. "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations." JPT, Octubre 1969, 1353-1360.
- 5.- Barker, J.W., y Wood, T.D., 1997, "Estimating shallow below mud-line deepwater Gulf of Mexico fracture gradients", Presentado en el Houston AADE Chapter Annual Technical Forum, Abril 2-3, 1997. (una adaptación de esta presentación puede ser encontrada en el Deepwater Technology supplement del World Oil magazine de agosto de 1998, pag. 51.)
- 6.- Gardner, L. W. "Vertical Velocities from Reflection Shooting." Geophysics, Vol. 12, 1947, 221-228.
- 7.- Matthews, W. R., Kelly, J. "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient." Oil & Gas Journal, Febrero 1967, 92-106.
- 8.- Pennebaker, E. S. "An Engineering Interpretation of Seismic Data." SPE 2165, SPE-AIME 1968.

CAPITULO II.

1. Aadnoy, B.S., y Larsen, K., 1987, "Method for Fracture Gradient Prediction for Vertical and Inclined Boreholes", SPE 16695, presentado en el 62 nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, Septiembre 27-30, 1987.
2. Alixant, J-L., y Desbrandes, R., 1989, "A New Approach to Real-Time Pore Pressure Evaluation", SPE 19336, presentado en el SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia, Octubre 24-27, 1989.
3. Athy, L.F., 1930, "Density, Porosity, and Compaction of Sedimentary Rocks", Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol. 14, pp. 1-24.

4. Barker, J.W., y Wood, T.D., 1997, "Estimating shallow below mud-line deepwater Gulf of Mexico fracture gradients", Presentado en el Houston AADE Chapter Annual Technical Forum, Abril 2-3, 1997. (una adaptación de esta presentación puede ser encontrada en el Deepwater Technology supplement del World Oil magazine de agosto de 1998, pag. 51.)
5. Bellotti, P., y Giacca, D., 1978, "Pressure Evaluation Improves Drilling Program", The Oil and Gas Journal, Septiembre 11, 1978, pp. 76-85.
6. Boggs, Sam, Jr., 1995, Principles of Sedimentology and Stratigraphy, 2 nd ed., Prentice-Hall, New Jersey, 774 p.
7. Bourgoyne, A.T., Chenvert, M.E., Milihelm, K.K., y Young, F.S., Jr., 1986, Applied Drilling Engineering, SPE Textbook Series, Vol. 2, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 502 p.
8. Bryant, T., 1989, "A Dual Shale Pore Pressure Detection Technique", SPE/IADC 18714, 1989 Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, Febrero 28 - Marzo 3, 1989.
9. Christman, S.A., 1972, "Offshore Fracture Gradients", SPE 4133, 47 th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIIME, San Antonio, Texas, Octubre 8-11, 1972.
10. Dobrin, M.B., 1976, Introduction to Geophysical Prospecting, 3 rd ed., McGraw-Hill, Inc., New York, 630 p.
11. Eaton, B. A., 1968, "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Applications", SPE 2163. SPE 43 rd Annual Fall Meeting, Houston, Texas, Septiembre 29- Octubre 2, 1968.
12. Eaton, B.A., y Eaton, T.L., 1997, "Fracture gradient prediction for the new generation", World Oil, Octubre 1997, pp. 93-100.
13. Hart, B.S., Flemings, P.B., y Despande, A., 1995, "Porosity and Pressure: Role of Compaction Disequilibrium in the Development of Geopressures in a Gulf Coast Pleistocene Basin", Geology, Vol. 23, pp. 45-48. Available at <http://hycro.geosc.psu.edu/Papers/Hart/pressure.html>

14. Holbrook, P.W., y Hauck, M.L., 1987, "A Petrophysical-Mechanical Math Model for Real-Time Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction", SPE 16666, 62 nd Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Septiembre 27-30, 1987.
15. Jones, John, 1999, personal communication. Used by permission.
16. Krumbein, W.C., y Sloss, L.L., 1963, *Stratigraphy and Sedimentation*, 2 nd ed., W.H. Freeman and Company, San Francisco, 660 p.
17. Magara, K., 1978, *Compaction and Fluid Migration - Practical Petroleum Geology*, Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 319 p.
18. Pennebaker, E.S., 1968, "An Engineering Interpretation of Seismic Data", SPE 2165, 43 rd Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas, Septiembre 29-Oct 2, 1968.
19. Raiga-Clemenceau, J., Martin, J.P., y Nicoletis, S., 1986, "The Concept of Acoustic Formation Factor for More Accurate Porosity Determination from Sonic Transit Time Data", SPWLA 27 th Annual Logging Symposium Transactions, Paper G, Junio 9-13, 1986.
20. Raymer, L.L., Hunt, E.R., y Gardner, J.S., 1980, "An Improved Sonic Transit Time-to-Porosity Transform", SPWLA 21 st Annual Logging Symposium Transactions, Paper P, Julio 8-11, 1980.
21. Stump, B.B., Flemings, P.B., Finkbeiner, T., y Zoback, M.D., 1998, "Pressure Differences Between Overpressured Sands and Bounding Shales of the Eugene Island 330 Field (Offshore Louisiana, U.S.A.) with Implications for Fluid Flow Induced by Sediment Loading", Proceedings of the Workshop on Overpressures in Petroleum Exploration, Pau, France, Abril 7-8, 1998.
22. Traugott, M.O., 1997, "Pore/fracture pressure determinations in deep water", World Oil Deepwater Technology Supplement, Agosto 1997, pp. 68-70.
23. Zamora, M., 1989, "New Method Predicts Gradient Fracture" (sic), *Petroleum Engineer International*, Septiembre 1989, pp. 38-47.

CAPITULO III

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 Determing 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.
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.

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, TX, 1998 Lake Conroe.
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.
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 IV.

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.
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
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.
 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.

CAPITULO V

- 1.- Al-Chalabi, M., 1973, Series approximations in velocity and travelttime computations: *Geophys Prosp.*, 21, 783-795.
- 2.- Dix, C. H., 1955, Seismic velocities from surface measurements: *Geophysics*, 20, 68-66.
- 3.- Dutta, N. C. y Ray, A., 1996, Subsurface image of geopressed rocks using seismic velocity and acoustic impedance inversion: 58 th Annual Meeting Eur. Assoc. Geosci. Eng., Amsterdam (extended abstract).
- 4.- Dutta, N. C., (Editor) 1987, *Geopressure*, Geophysics Reprint Series No. 7, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK.
- 5.- Dutta, N. C., 1997, Pressure prediction from seismic data: Implications for seal istribution and hydrocarbon exploration and exploitation in the deepwater Gulf of Mexico: in *Hydrocarbon Seals*, Norwegian Petroleum Society Special Publication No. 7, Eds. Moller-Pederson, P. and Koestler, A. G., Elsevier Press.
- 6.- Eaton, B. A., 1968, Fracture gradient-prediction and its application in oil field operations: *J. Pet. Tech.*, Oct.: 1353.
- 7.- Hottmann, C. E., and Johnson, R. K., 1965, Estimation of formation pressures from log-derived shale properties; *J. Pet. Tech.*, Jun.: 717-722.
- 8.- Hubral, P., y Krey, T., 1980, Interval velocities from seismic reflection time measurements: Society of Exploration Geophysicists Monograph.

- 9.- Lee, S., Shaw, J., Ho, R., y Steeb, D., 1999, Deepwater reservoir prediction using seismic and geomechanical methods: *Leading Edge*, Jun. 1999.
- 10.- Nur, A. M. y Wang, Z., 1989, Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks, Vol. I, experimental studies; SEG Reprint Series No. 10.
- 11.- Tanner, M. T., Koehler, F., 1969, Velocity spectra- digital computer derivation and applications of velocity functions: *Geophysics*, 39, 859-881.
- 12.- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., y Gardner, G. H. F., 1957, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media: *Geophysics*, 23, 459-493.
- 13.- Yilmaz, O., 1987, Seismic data processing, Investigations in Geophysics No. 2, Society of Exploration Geophysics.

CAPITULO VI

- 1.- Bellotti, P., Giacca, D. "Pressure Evaluation Improves Drilling Programs." *Oil & Gas Journal* Septiembre 1978, 76-85.
- 2.- Bootwala, I. "Method 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.
- 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.