

01174



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
AREA DE INGENIERIA PETROLERA

5

T E S I S

2 ep.

MAESTRIA EN PERFORACION
INGENIERIA PETROLERA

SELECCION DE LA TRAYECTORIA
DE UN POZO HORIZONTAL

DIRECTOR DE TESIS:

DR. DANIEL GARCIA GAVITO

PRESENTADO POR:

ING. MARCO ANTONIO MARTINEZ CASTAÑEDA

265688

Septiembre 1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNAM

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

AREA DE INGENIERIA PETROLERA

TESIS DE MAESTRIA EN PERFORACION

**SELECCION DE LA TRAYECTORIA DE UN
POZO HORIZONTAL**

DIRECTOR DE TESIS:

DR DANIEL GARCIA GAVITO

PRESENTADO POR:

ING. MARCO ANTONIO MARTINEZ CASTAÑEDA

INDICE

HOJA DE PRESENTACIÓN	1
ÍNDICE	2
AGRADECIMIENTOS	4
RESUMEN	7
LISTA DE TABLAS	9
LISTA DE FIGURAS	10

CAPÍTULOS

1. - INTRODUCCIÓN	11
2. - CONCEPTOS GENERALES	15
2.1. - Introducción	16
2.2. - Esfuerzos.	17
2.3. - Esfuerzos ejercidos en el yacimiento.	19
2.4. - La presión de poro y el esfuerzo efectivo	20
2.5. - Determinación de los esfuerzos in-situ.	22
2.6. - Determinación de los esfuerzos in-situ en el campo	23
2.7. - Pruebas de leak-off	26
2.8. - Pozos horizontales	31
2.9. - Selección de la trayectoria del pozo horizontal.	34
3. - TÉCNICA DE INVERSIÓN (TI)	40
3.1. - Introducción.	41
3.2. - Modelo matemático.	43
3.3. - Aplicaciones del modelo.	49
3.4. - Análisis amplio del caso de campo.	52
3.5. - Seguridad del método	57
3.6. - Estado de esfuerzos supuestos.	58
3.7. - Programa de cómputo.	60
3.8. - Modelo esquemático de la trayectoria de un pozo horizontal.	66

4. - VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LITERATURA	68
4.1. - Introducción.	69
4.2. - El Campo Tommeliten.	70
4.3. - Aspectos Geológicos.	70
4.4. - Análisis de los Esfuerzos In-Situ.	71
4.5. - Aplicación de la Técnica de Inversión al Campo Tommeliten.	73
4.6. - Estado de Esfuerzos Supuestos	76
4.7. - Análisis de la Dirección Horizontal del Campo Tommeliten.	78
5. - APLICACIÓN PRACTICA AL CAMPO CANTARELL	85
5.1. - Introducción.	86
5.2. - El Campo Cantarell.	87
5.3. - Aspectos Geológicos.	89
5.4. - Pozo Horizontal Cantarell 2074.	91
5.5. - Aplicación de la Técnica de Inversión al Campo Cantarell.	91
5.6. - Obtención de la Información de Campo Necesaria.	92
5.7. - Corridas y Resultados del Programa de Cómputo.	98
5.8. - Estado de Esfuerzos Supuestos	100
5.9. - Análisis de la Dirección Horizontal del Pozo Cantarell 2074	100
5.10. - Comparación de Resultados.	101
6. - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	108
NOMENCLATURA	112
REFERENCIAS	114
PROGRAMA DE CÓMPUTO	117

AGRADECIMIENTOS

**Con todo el amor de mi vida a mi esposa Carmina
Chepetla Jiménez por todo su apoyo y cariño y en
especial a mis hijas Karla Fabiola y Carmina
Ailen por ser lo más maravilloso que me ha
pasado en la vida**

**A mi madre Blanca Castañeda
Rivera con cariño y respeto**

**Con cariño para mi hermano
Alfredo Enrique para que se recupere
Lo más pronto posible y siga siendo
Como siempre ha sido**

**† A la memoria de mi padre Juvencio
Martínez Salazar y de mi hermano
Carlos.**

**Agradezco a PEMEX
por la oportunidad brindada de estudiar
la maestría en ingeniería Petrolera**

**Agradezco con cariño a la UNAM por
volverme a abrir las puertas de sus aulas
y poder sentirme universitario otra vez**

**Al Dr. DANIEL GARCÍA GAVITO
por su asesoría profesional en la
dirección de este trabajo escrito**

**Al Dr. Fernando Castrejon Vacio
Por la ayuda y consejos durante la maestría**

**A la región marina y al activo Cantarell
Por la información de campo proporcionada
Principalmente a los M en I Alfredo Ríos Jiménez,
Benito Ortiz Sánchez, Paulino Valadez y al ing
Antonio Balderas.**

**Al M en I Jaime Martínez Cordova y a
Mis compañeros de la unidad Operativa Frontera.
Por las facilidades para terminar este trabajo. En especial a Juan
Carlos Gonzalez Ruiz por su ayuda para la
Elaboracion de las gráficas**

**A todas las personas que de una manera directa
O indirecta ayudaron en la obtención de este objetivo.**

RESUMEN

Los yacimientos naturalmente fracturados representan excelentes objetivos para los pozos horizontales. Esto en la industria petrolera es bien conocido ya que a la fecha más del 70% de los pozos horizontales en el mundo lo han hecho en este tipo de yacimientos. En la práctica si un pozo piloto se va a perforar para identificar posibles fracturas y determinar el mejor intervalo a probar, es preferible un pozo desviado que permita tender a la dirección de la pre-perforación, para así obtener el mayor número de información posible.

El conocimiento de los esfuerzos in-situ del campo es un factor predominante en cualquier trabajo relacionado con la industria petrolera. Actualmente se están usando con más frecuencia técnicas tales como el mini-frac y pruebas sobre la recuperación de la deformación de núcleos. El esfuerzo de sobrecarga se obtiene de registros y si se conocen los esfuerzos horizontales, se pueden usar los principios de mecánica de rocas para analizar ciertos problemas de agujero tales como las pérdidas de circulación, el colapso y la producción de arena. También, existe un potencial para reducir los problemas del agujero planeando la trayectoria, la dirección del agujero y la de los disparos. Otra aplicación importante es al fracturamiento hidráulico el cual es un método para estimular yacimientos de baja porosidad. Las fracturas se propagarán perpendicularmente a la dirección del esfuerzo principal horizontal mínimo. Finalmente es también importante conocer los esfuerzos in-situ del campo para planear un apropiado drene del mismo.

La experiencia muestra que los esfuerzos in-situ de un campo petrolero son no-hidroestáticos, es decir que los tres esfuerzos principales tienen diferentes magnitudes. Debido a la carencia de datos, muchas veces los dos esfuerzos horizontales in-situ se han considerado iguales. En este trabajo se presenta una metodología para determinar la dirección de perforación de un pozo horizontal a partir de datos de pruebas de leak-off, estimando para ello la magnitud de los dos esfuerzos horizontales principales, así como su dirección.

Muchos pozos costa-afuera se desvían, esto implica que en adición a la presión de fracturamiento, la presión de poro, el esfuerzo de sobrecarga y la profundidad, se tienen dos

parámetros asociados con cada prueba de leak-off, estos son el azimuth y la inclinación del agujero. Esta información se alimenta a un programa de cómputo, creado a partir de la Técnica de Inversión, el cual es el modelo matemático usado para calcular la magnitud y orientación de los esfuerzos principales in-situ del campo. Con estos datos se puede suponer la dirección de las fracturas (la cual es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo) y proponer la dirección óptima de perforación del pozo horizontal, la cual se define como la perforación en la dirección del mínimo esfuerzo y que cruce perpendicularmente el mayor número de fracturas.

El objetivo de este trabajo es crear una metodología que coadyuve en la planeación efectiva de un pozo horizontal y reduzca por tanto alguna de las dudas siguientes: ¿ Habré seleccionado la trayectoria adecuada del pozo para cumplir con mi objetivo?, ¿ Estaré en la zona productora?, ¿ Es el pozo tan productivo como se esperaba? ¿Cuál será la orientación natural de las fracturas? y/o ¿Qué tan bueno fue nuestro trabajo de planeación?.

LISTA DE TABLAS

3.1. - Resumen de resultados de mediciones de azimuth.	42
3.2. - Datos de campo usados en el análisis del modelo.	50
3.3. - Resultados del programa de cómputo del análisis del modelo.	50
3.4. - Condiciones del estado de esfuerzos para 3 juegos de datos.	60
4.1. - Datos del Campo Tommeliten para la verificación de la literatura	73
4.2. - Resultados del análisis de datos de leak-off Campo Tommeliten.	76
4.3. - Condiciones supuestas de los estados de esfuerzos Campo Tommeliten.	76
4.4. - Resultados de 6 corridas del programa de cómputo	79
5.1. - Datos obtenidos del campo Cantarell para el programa de cómputo	95
5.2. - Resultados de las corridas de 20 y 13 3/8" del Campo Cantarell	99
5.3. - Resultados de las pruebas en el Campo Cantarell	100
5.4. - Condiciones supuestas de los estados de esfuerzos Campo Cantarell	100

LISTA DE FIGURAS

2.1- Componentes de los esfuerzos normales y de corte	21
2.2- Descomposición de esfuerzos en dos dimensiones	21
2.3- Esfuerzos totales en una cuenca sedimentaria	21
2.4- Gráfico de una prueba de minifracturamiento	25
2.5- Núcleo de un pozo vertical para el método de relajación de esfuerzos	25
2.6- Gráfica de prueba de leak-off idealizada.	31
2.7- Gráfica de prueba de leak-off del ejemplo de cálculo.	35
2.8- Gráfica de leak-off de una prueba incompleta.	35
2.9- Gráfica de prueba de leak-off mostrando falla en la cementación.	36
2.10- Gráfica de prueba de leak-off mostrando fractura a la formación.	36
2.11- Pozo horizontal con múltiples fracturas.	39
2.12- Fracturas inducidas a varios ángulos de desviación del pozo.	39
3.1- Geometría del problema del modelo a resolver	47
3.2- Esfuerzos horizontales in-situ y sus direcciones	47
3.3- Diagrama de flujo del modelo matemático	51
3.4- Diagrama de Esfuerzos horizontales in-situ	54
3.5- Gráfica esfuerzo-ángulo auxiliar del caso pozos 1, 2 y 5 juego de datos 1, 2 y 3.	55
3.6- Elongación del agujero causado por colapso	59
3.7- Direcciones calculadas de las fracturas en el yacimiento	59
3.8- Posiciones de los estados supuestos	59
3.9- Diagrama de flujo para la Técnica de Inversión.	63
3.10- Diagrama de flujo del modelo esquemático	67
4.1- Diagrama esquemático de fallas en el agujero.	74
4.2- Esfuerzos horizontales estimados y su dirección en el Campo Tommeliten.	77
4.3- Esfuerzos horizontales promedios y su dirección en el Campo Tommeliten.	78
4.4- Caso 1. Pozos 1 y 2. (Juego de datos 1, 3 y 4) Campo Tommeliten.	80
4.5- Caso 4. Pozos 1 2 y 3. (Juego de datos 1, 2 y 3.) Campo Tommeliten.	81
4.6- Caso 5. Pozos 1, 2 y 5 (Juego de datos 1, 2, 3, 4 y 5) Campo Tommeliten.	82
4.7- Caso 6. Pozos 2 y 5. (Juego de datos 1, 2, y 5.) Campo Tommeliten.	83
4.8- Direcciones calculadas de las fracturas en el Campo Tommeliten.	84
5.1- Localización en la República Mexicana del Campo Cantarell.	90
5.2- Plano de localización del Campo Cantarell.	93
5.3- Estado mecánico del Pozo Cantarell 2074.	94
5.4- Plano de pozos vecinos al Pozo Cantarell 2074.	96
5.5- Gráfico de densidad equivalente-profundidad pozo Cantarell 49.	97
5.6- Caso "1". T.R's de 20". Campo Cantarell.	103
5.7- Esfuerzos horizontales estimados y su dirección en el Campo Cantarell.	104
5.8- Caso "2". T.R's 16" y 13 3/8"	105
5.9- Direcciones calculadas de las fracturas en el Campo Cantarell.	106
5.10- Proyección de Wulff de Campo Cantarell.	106
5.11.- Evaluación de la trayectoria del Pozo Cantarell 2074	107

CAPITULO I

INTRODUCCION

INTRODUCCIÓN

El uso de la perforación horizontal se ha incrementado notablemente debido a las ventajas que representa (un radio de drene extendido, aumento en los gastos de producción y un incremento en la recuperación final del campo.), México no puede quedar rezagado en esta tecnología, por lo que se han perforado con éxito inusitado algunos pozos horizontales (Cuitlahuac, Agua Fría, Cantarell, Cerro Nanchital, Catedral, etc. ^{1,2}.) logrando con ello un mejor dominio de la tecnología tanto de perforación como de terminación.

Los yacimientos petroleros más importantes de México se encuentran en la porción sureste de la República Mexicana donde predominan las formaciones naturalmente fracturadas. Las altas producciones en muchos de estos campos están relacionadas con porosidad secundaria por cavernas de disolución y por fracturas³, de tal forma que es necesaria la determinación de la orientación del sistema de fracturas para la correcta explotación del yacimiento, con lo que se incrementara la producción y se mejorara la recuperación de los mismos.

Los costos de extracción del petróleo son cada día más altos y el riesgo durante la perforación de pozos profundos es grande, por lo que los pozos horizontales son una fuerte opción a futuro para obtener más hidrocarburos. El costo de un pozo horizontal es aproximadamente de 2 a 4 veces mayor que un pozo vertical por lo que la producción de un pozo horizontal debe ser de 2 a 4 veces mayor que la de un pozo vertical para que sea rentable⁴, este efecto se acentúa en yacimientos naturalmente fracturados donde la perforación horizontal mejora la producción en un factor de cinco diez y hasta veinte veces⁵, en esto radica la importancia de la selección de la " mejor " trayectoria para llegar al objetivo, ya que de lo contrario la ganancia será menor y en muchos casos se pueden incluso tener pérdidas económicas severas.

Uno de los conceptos más importantes que se deben de tener en cuenta para la selección de la dirección de perforación de un pozo horizontal en yacimientos naturalmente fracturados es el conocimiento de los esfuerzos en el yacimiento, ya que estos ayudan en la

planeación de la perforación, en el diseño del pozo, en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, en problemas de colapso del agujero, en la determinación de la dirección y orientación de las fracturas, en procesos de inyección de agua y en la dirección y estabilidad de pozos desviados u horizontales.⁷

La determinación de los esfuerzos in-situ del campo, a partir de datos de fracturamiento se hace mediante la aplicación de una técnica matemática aplicada en el Mar del Norte por Aadnoy Bernt^{7,8}. Trabajos referentes al tema normalmente han supuesto que los dos esfuerzos horizontales sean iguales en los estudios de la estabilidad del agujero, esta simplificación ha sido necesaria debido a la falta de información. El método que se presenta, distingue los dos esfuerzos horizontales in-situ y estima la magnitud y dirección de cada uno de ellos. La información necesaria para obtener lo anterior se obtiene a partir de pruebas de fracturamiento leak-off.

Tomando ventaja de las características de los campos costa afuera, (la de perforar varios pozos de una misma localización) e incluyendo la inclinación y el azimuth del agujero, se pueden resolver y obtener los dos esfuerzos horizontales. El modelo resulta de la obtención de la inversa de un sistema de ecuaciones predeterminado y los resultados se demuestran con pruebas de campo. Se pueden utilizar cualquier número de datos de presiones de leak-off y se puede también aplicar la técnica a cualquier campo^{7,9}.

La metodología usada en la solución del problema planteado se desarrolló de la siguiente manera: Una vez seleccionado el campo de estudio, se investigó, revisó y evaluó la información de pruebas de leak-off, posteriormente se efectuó una revisión al desarrollo matemático del modelo de la "Técnica de Inversión" basado en las ecuaciones de Kirsch⁹, elaborándose un programa de cómputo del modelo, posteriormente se obtuvieron la dirección y magnitud de cada uno de los esfuerzos horizontales in-situ del campo seleccionado y con esto se determinó la dirección preferencial de las fracturas naturales del campo, las cuales fueron el factor predominante para definir la trayectoria del pozo horizontal.

La validación de la información resultante se efectuó en función de: 1) El programa de cómputo se probó con información de la literatura existente. 2) La trayectoria del pozo así como la dirección y orientación de las fracturas se corroboró en la práctica con el uso de registros de imágenes de microresistividad corridos con anterioridad en el campo estudiado.

La contribución del autor a la industria petrolera será la creación de una metodología que permita definir la óptima dirección de perforación de un pozo horizontal a partir de datos de pruebas de perforación. La metodología hace uso de un programa de cómputo que calcula parámetros del agujero (a partir de datos de pruebas de leak-off y la aplicación de la técnica de inversión) los cuales son analizados para definir, evaluar y proponer la trayectoria óptima de un pozo horizontal. Se presenta un ejemplo de aplicación de dicha metodología a un Campo Petrolero Mexicano.

El capítulo 1 llamado "Introducción" menciona brevemente el objetivo de la tesis, sus alcances y limitaciones, los fines de la misma, hacia quien va dirigida y describe brevemente el problema que dio origen a dicha problemática. El capítulo 2 llamado "Conceptos Generales" consiste básicamente en definir las bases teóricas de los conocimientos relacionados con el tema, tales como esfuerzos, pruebas de leak-off, perforación horizontal, etc.

En el capítulo 3 llamado "Técnica de Inversión", se describe el desarrollo de dicha técnica con sus bases, sus ventajas, su modelo matemático etc. Así mismo, se crean las bases para el desarrollo del programa de cómputo. Este capítulo incluye diagramas de flujo, el programa y todos los detalles relacionados. En el capítulo 4, llamado "Aplicación del Modelo a Datos de Literatura", se aplica la técnica al campo petrolero Tommeliten del Mar del Norte, en el cual se corren todas las pruebas y se verifica la validez del programa de cómputo. El capítulo 5 se llama "Aplicación del Modelo a Datos del Campo Cantarell", aquí se aplica el modelo a dicho campo y en base a los resultados obtenidos se determina la dirección de perforación "óptima", la cual es comparada con la trayectoria de perforación del primer pozo horizontal del área, el Cantarell 2074. Finalmente, el capítulo seis incluye una sección de "conclusiones y recomendaciones".

CAPITULO 2

CONCEPTOS GENERALES

CONCEPTOS GENERALES

2.1.- INTRODUCCION

En la industria petrolera el Ingeniero de Perforación debe dominar la mecánica de rocas para predecir el comportamiento mecánico de las formaciones en el subsuelo y reducir los problemas de inestabilidad del agujero al perforar el pozo. La deformación de las rocas puede crear problemas serios ya que si se tiene una importante contracción del agujero, debido al estado de los esfuerzos inducidos en la roca adyacente a la pared del agujero, se pueden crear problemas tales como restricciones al movimiento de la barrena de perforación o resistencias al introducir la tubería de revestimiento. Si la deformación del agujero resulta en un agrandamiento del mismo, la formación se puede fracturar y provocar pérdidas de circulación. Por otro lado, la predicción del comportamiento mecánico del yacimiento juega un papel importante en la terminación del pozo y en los programas de estimulación.

Desde mediados de este siglo se ha utilizado la mecánica de rocas para explicar cualitativa y cuantitativamente diversos comportamientos tales como: la orientación de las fracturas, fallas en las tuberías de revestimiento, colapso de la matriz de la roca durante la producción, problemas de estabilidad del agujero y respuestas inesperadas del yacimiento, tales como son la baja en la producción después de una estimulación, la declinación de la presión en pozos vecinos a un pozo de inyección etc.

La mayor contribución en el área fue la de Hubbert y Willis¹⁰ los cuales indicaron un incremento diferencial de esfuerzos dentro de la corteza de la tierra. Antes, todas las consideraciones de diseño se basaban en la suposición de que un estado isostático de esfuerzos prevalecía en cualquier zona.

Al perforarse pozos más profundos los colapsos y las inestabilidades se volvieron más comunes. Determinándose que las causas de estos problemas eran debidas a las grandes fuerzas tectónicas. Aplicando los conceptos desarrollados en la mecánica de rocas se determinó que las rocas estaban muy lejos de ser cuerpos inertes y de que su comportamiento

era completamente receptivo a los disturbios creados por el hombre. A partir de esto, las investigaciones se enfocaron en la definición de los parámetros necesarios para la apropiada caracterización de las formaciones productoras. Los núcleos entonces ya no se tomaron solo para determinar la porosidad, permeabilidad y litología sino que también se tomaron para efectuarles pruebas mecánicas bajo condiciones simuladas de fondo.

Para evaluar un yacimiento es de vital importancia conocer las propiedades mecánicas de las rocas que se tienen en el subsuelo pero para conocer estas se deben de determinar primero los esfuerzos ejercidos en el yacimiento.

2.2.- ESFUERZOS.

Cuando uno considera un plano orientado aleatoriamente de área ΔA centrado sobre un punto P dentro del cuerpo, a través del cual actúa una fuerza resultante ΔF , el esfuerzo σ en ese punto esta definido como:

$$\sigma = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta F}{\Delta A} \right) \quad (2.1)$$

Este esfuerzo es expresado como una fuerza por unidad de área. Por convención, la compresión se dice que es positiva debido a que las fuerzas prevalecientes a profundidades son usualmente compresivas por naturaleza. La fuerza ΔF somete al plano de área A a dos componentes una normal y una de corte. La componente de corte τ tiende a "cortar" el material en el plano ΔA . fig. 2.1

Existe una cantidad infinita de planos que se pueden trazar a través de un punto dado. Aunque la fuerza resultante actuando sobre estos planos es la misma, los esfuerzos que actúan sobre ellos son diferentes debido a sus diversas inclinaciones. Por tanto, para describir completamente los esfuerzos se debe especificar además de su magnitud, dirección y sentido, la superficie sobre la cual actúa dicho esfuerzo. Por lo anterior, los esfuerzos se describen por tensores.

En el caso de dos dimensiones fig. 2.2, se puede ver que si se conocen los valores de σ_x , σ_y y τ_{xy} se puede obtener el estado de esfuerzos de cualquier plano usando las siguientes expresiones:

$$\sigma = \sigma_x \cos^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta + \sigma_y \sin^2 \theta \quad (2.2)$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + 2\tau_{xy} \cos 2\theta \quad (2.3)$$

Donde σ_i representa la componente del esfuerzo normal actuando en una dirección normal a la dirección "i" y τ_{ij} representa la componente del esfuerzo de corte actuando perpendicularmente a la dirección "i" y paralela a la dirección "j". Se sabe que $\tau_{ij} = \tau_{ji}$. Las ecuaciones 2.2 y 2.3 se obtuvieron aplicando las ecuaciones del equilibrio de fuerzas a lo largo de las direcciones σ y τ respectivamente.

En tres dimensiones, se puede mostrar que para definir el estado de esfuerzos se necesitan seis componentes independientes del esfuerzo (3 componentes de corte y 3 componentes normales). El vector de esfuerzos para cualquier dirección de ΔA , se encuentra generalmente planteando las ecuaciones del equilibrio de fuerzas en varias direcciones.

Existen 3 orientaciones ortogonales de ΔA , para las cuales las componentes del esfuerzo de corte se anulan; estas son los planos principales. En dos dimensiones, las expresiones para estos esfuerzos principales se encuentran haciendo $\tau=0$ en la ecuación 2-3, o tomando la derivada de la ecuación 2-2 con respecto al ángulo θ e igualándola a cero. En los dos casos resulta la siguiente ecuación¹⁰:

$$\sigma_{1,2} = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \pm \left[\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2 \right]^{1/2} \quad (2.4)$$

actuando sobre un plano orientado en un ángulo dado por:

$$\theta = \frac{1}{2} \arctan \left(\frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \right) \quad (2.5)$$

Donde σ_1 y σ_2 son las componentes de los dos esfuerzos principales.

2.3. - ESFUERZOS EJERCIDOS EN EL YACIMIENTO.

ESFUERZOS TOTALES PRINCIPALES.- La ocurrencia del petróleo se encuentra asociada generalmente a cuencas sedimentarias. Durante el tiempo geológico dichas cuencas sedimentarias o depresiones de la corteza terrestre fueron rellenadas de sedimentos pudiendo haber sufrido posteriormente diversas modificaciones. Las condiciones naturales de formación de las capas terrestres conducen a la generación de un estado de esfuerzos natural, el cual se crea por el propio peso de los sedimentos suprayacentes. Considere un elemento a cualquier profundidad H, este elemento estará sujeto a una carga geostática Σ_1 , cuyo esfuerzo total es vertical, llamada también presión de sobrecarga debida al peso de los sedimentos superpuestos. Este esfuerzo crea en el elemento considerado otros dos esfuerzos totales horizontales, perpendiculares entre sí y que en condiciones naturales serán iguales a Σ_2 y Σ_3 .

Fig. 2.3

A cada uno de estos esfuerzos, Σ_2 y Σ_3 le corresponderá una reacción de igual magnitud pero de sentido contrario. Si se conocen la densidad promedio (ρ) de los estratos en (gr/cm^3) y la profundidad del elemento considerado (H) en metros, se tiene que el esfuerzo Σ_1 (kg/cm^2) es¹¹:

$$\Sigma_1 = \frac{1}{10} * \rho * H \quad (2.6)$$

En lo general ρ para las rocas comunes varia entre 2 y 2.6 gr/cm^3 , dependiendo de la profundidad a la que se encuentre y el gradiente de sobrecarga varia de 1 a 1.1 psi/pie . Bajo este estado natural de esfuerzos se tiene la condición de que $\Sigma_2 = \Sigma_3$ y estos valores se pueden calcular por medio de la Ley de Hooke (en tres dimensiones) obteniéndose:

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 = \Sigma_1 * \frac{\gamma'}{1 - \gamma'} \quad (2.7)$$

Donde γ' es la Relación de Poisson. Los esfuerzos $\Sigma_1 = \Sigma_2 = \Sigma_3$ se les conoce como esfuerzos principales totales, dado que son únicos y en cada plano que actúan son esfuerzos normales, no generadores de esfuerzos cortantes. Los esfuerzos horizontales en regiones inactivas tectónicamente, pueden estimarse del esfuerzo de sobrecarga y son iguales entre sí dependiendo su valor del tipo de roca. Debido a la evidencia que presentan las formaciones de haber estado sujetas a fuerzas tectónicas (presencia de plegamientos, fallas etc.) el estado natural de esfuerzos raramente se tiene en el subsuelo por lo que los valores de Σ_2 y Σ_3 no son iguales. Entonces, en lo general¹¹:

$$\Sigma_1 \neq \Sigma_2 \neq \Sigma_3 \quad (2.8)$$

2.4. - LA PRESIÓN DE PORO Y EL ESFUERZO EFECTIVO.

En la discusión anterior no se hizo la consideración de que las rocas de interés en la industria petrolera son porosas, permeables y contienen fluidos a presión. La sección anterior considera la roca compacta sin poros y lo discutido debe de modificarse dado que los fluidos en los poros soportan parte del esfuerzo de sobrecarga. En el yacimiento la presión de poro juega un papel muy importante, ya que soporta una parte del esfuerzo total aplicado. Por lo que, solo una porción del esfuerzo total llamada la componente del esfuerzo efectivo es soportada por la matriz de roca. En 1923 Terzaghi¹⁰ presentó el concepto de esfuerzo efectivo en el cual el estado de esfuerzo natural al que esta sometido un elemento de la roca se convierte en un estado de esfuerzos principales efectivos y propuso la siguiente ecuación:

$$\sigma_1 = \Sigma_1 - \alpha P_{fm} \quad (2.9)$$

Donde Σ_1 es el esfuerzo total aplicado, σ_1 es el esfuerzo principal efectivo, y P_{fm} es la presión de poro. La ley de Terzaghi fue modificada (Handin et al, 1963)¹⁰ aplicando un factor de corrección al término de la presión de poro, lo cual implicó que la cementación existente entre los granos previene la magnitud total de la presión de poro contrarrestando así la carga aplicada.

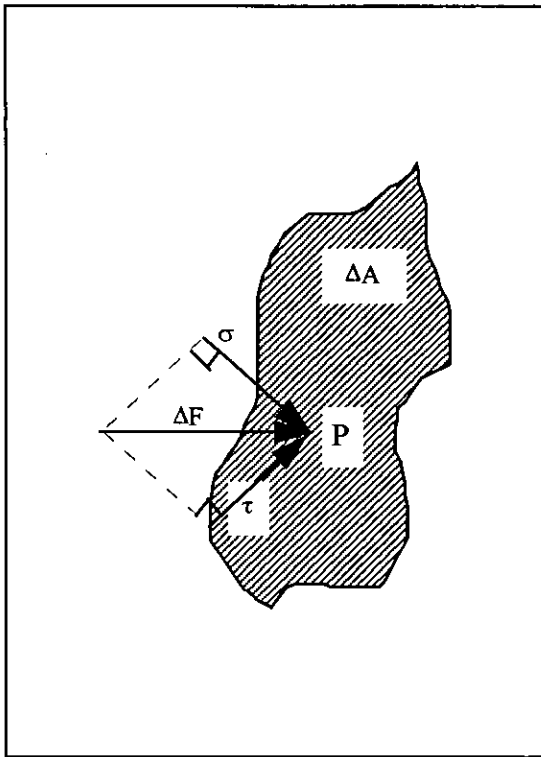


Fig. 2.1. Componentes de los esfuerzos normales de corte.¹⁰

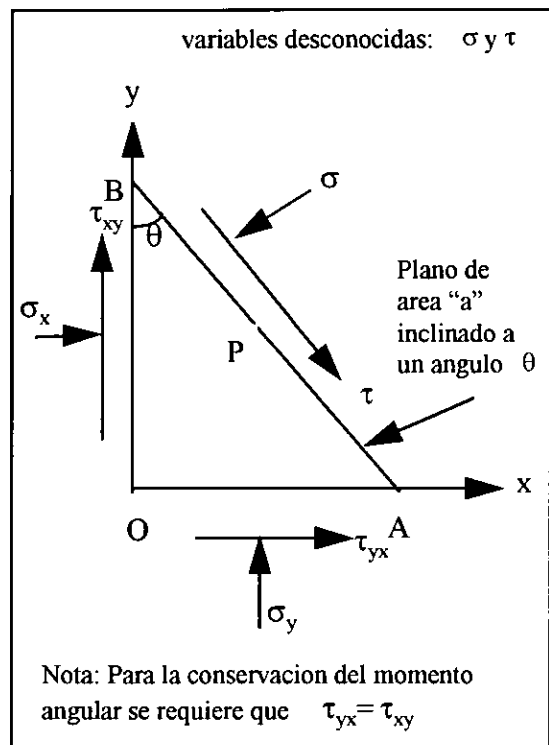


Fig. 2.2. Descomposición de esfuerzos en dos dimensiones.¹⁰

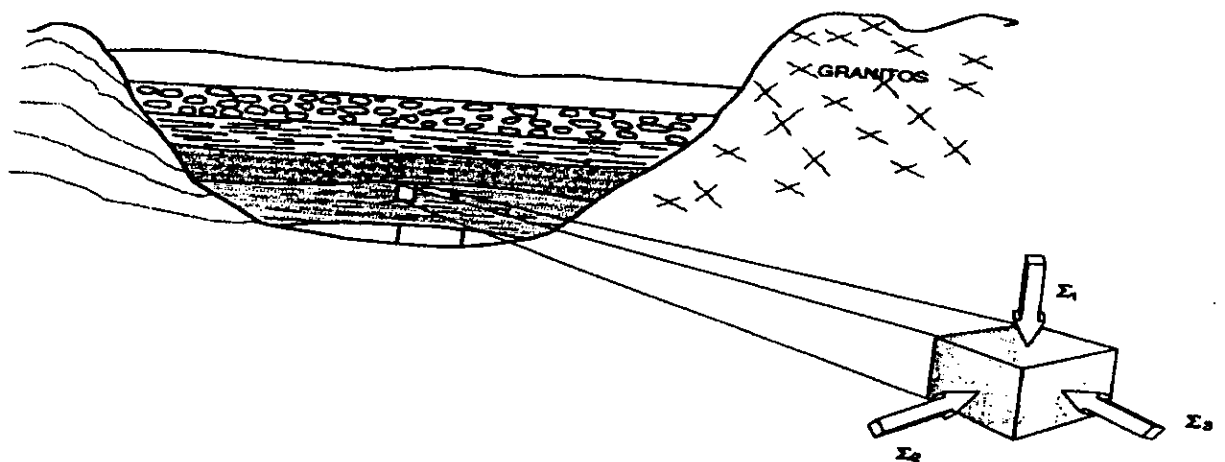


Fig. 2.3 Esfuerzos Totales en una Cuenca Sedimentaria¹¹

Donde α es la constante poroelástica la cual varía de 0 a 1 y es un parámetro que describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado. Este valor depende de la geometría del poro y de las propiedades físicas del sólido. Para un pozo petrolero (α)¹⁰ es igual a 0.7.

De la ecuación 2.9 el esfuerzo principal efectivo vertical siempre podrá estimarse y los esfuerzos principales efectivos horizontales solo se conocerán si se considera el área tectónicamente relajada con lo que

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_1 * \frac{\gamma'}{1-\gamma'} \quad 2.10$$

2.5. - DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN-SITU.

La magnitud del esfuerzo vertical, a una determinada profundidad H está dado por:

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(h)gdh \quad (2-11)$$

Donde ρ es la densidad de las rocas suprayacentes la cual se obtiene de registros y g es la aceleración de la gravedad. La predicción de los esfuerzos horizontales se basó en dos diferentes premisas. Estas normalmente se confunden debido a que para áreas tectónicamente relajadas, las dos predicen aproximadamente la misma relación de 1/3 entre el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo vertical. La primera premisa es para cuando la roca está en un estado de incipiente afallamiento (Hubbert y Willis, 1957)¹⁰. Para esta condición, el estado de esfuerzos se define por el criterio de falla y es independiente de las propiedades elásticas de la roca, aquí la constante poroelástica¹⁰ (α) es igual a 1

La segunda premisa supone que los esfuerzos horizontales dependen únicamente del comportamiento elástico de la roca y es independiente del criterio de falla o de cualquier actividad tectónica. Debido al efecto Poisson, la sobrecarga también genera las componentes de los esfuerzos horizontales asociados, cuya magnitud dependerá de las

condiciones laterales de frontera. En una cuenca no sujeta a deformaciones tectónicas, las componentes de los esfuerzos horizontales, dentro de una cierta litología, serán las mismas en cualquier dirección. Su magnitud se puede determinar usando la siguiente expresión:

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu'}{(1 - \nu')} \sigma_1 \quad (2.12)$$

Por tanto, en áreas tectónicamente inactivas, el esfuerzo horizontal efectivo es aproximadamente igual a un tercio del esfuerzo vertical efectivo.

2.6 DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN-SITU EN EL CAMPO

En el campo se utilizan los siguientes medios para obtener los esfuerzos horizontales in-situ:

A) PRUEBAS DE MICROFRACTURAMIENTO.- El método del minifrac es probablemente el más confiable para determinar los esfuerzos in-situ¹². Consiste en crear microfracturas en las zonas de interés introduciendo un empacador y bombeando un volumen de 1 a 2 barriles de fluido de perforación, monitoreando y registrando las presiones en la TP, el espacio anular, el gasto, el volumen bombeado en cada etapa y el volumen acumulado. Una vez creada la microfractura se corta un núcleo orientado del fondo del pozo para medir las propiedades físicas y mecánicas de la roca.

Al término de la operación de minifrac se debe de obtener una gráfica como la de fig. 2.4. La presión de cierre instantáneo en la superficie (PCI) es el punto de desviación de la presión del comportamiento lineal. En formaciones con alta permeabilidad o con presencia de fracturas alrededor del pozo, la fractura podría cerrar instantáneamente, por lo que el valor de la PCI más la presión hidrostática del fluido son una buena aproximación del esfuerzo principal mínimo

$$\sigma_{Hmin} = PCI + Ph \quad (2.13)$$

σ_{Hmin}	Esfuerzo principal menor (psi)
PCI	Presión de cierre instantáneo (psi)
Ph	Presión hidrostática. (psi)

En los casos donde la permeabilidad de la formación es baja, la fractura no cierra instantáneamente y la PCI es mayor que el σ_{Hmin} , se debe observar la gráfica de presión contra tiempo para analizar la declinación de la presión y obtener la presión de cierre o magnitud del esfuerzo principal mínimo.

B) MÉTODO DE RELAJACIÓN DE ESFUERZOS- Este método sirve para determinar las direcciones de los esfuerzos horizontales in-situ utilizando un núcleo orientado. Esta basado en la suposición de que un núcleo recuperado de las condiciones originales de confinamiento en las que se encontraba se relaja (deforma elásticamente) en proporción a los esfuerzos in-situ preexistentes. En otras palabras, la deformación de un núcleo dependiente del tiempo después de que ha sido cortado puede relacionarse directamente a los esfuerzos in-situ¹³.

Este método supone que la máxima deformación recuperada puede ocurrir en la dirección del máximo esfuerzo, fig. 2.5. La magnitud del desplazamiento elástico (relajación) mostrado por el núcleo de roca, depende de la liberación de esfuerzos a los que se encontraba sometida, de las propiedades de la roca dependientes del tiempo y del tamaño del núcleo.

La deformación dependiente del tiempo que un núcleo muestra después de que es recuperado del fondo del pozo, es el resultado de los desplazamientos causados por la liberación de esfuerzos in-situ, (esfuerzos de sobrecarga y esfuerzos horizontales), por el cambio en la temperatura del núcleo y por la liberación de la presión de poro.

El análisis de los datos medidos se realiza después de corregir los datos por efecto de temperatura. Generalmente el análisis se hace por cada conjunto de mediciones mediante un programa de cómputo. La predicción final resultante del análisis se corrige de acuerdo a la dirección del azimuth en el núcleo orientado¹³.

C) REGISTROS DE CAMPO.- El registro de estabilidad mecánica del agujero MSL (Mechanical Stability Log) esta diseñado para evaluar los valores de la relación de Poisson y

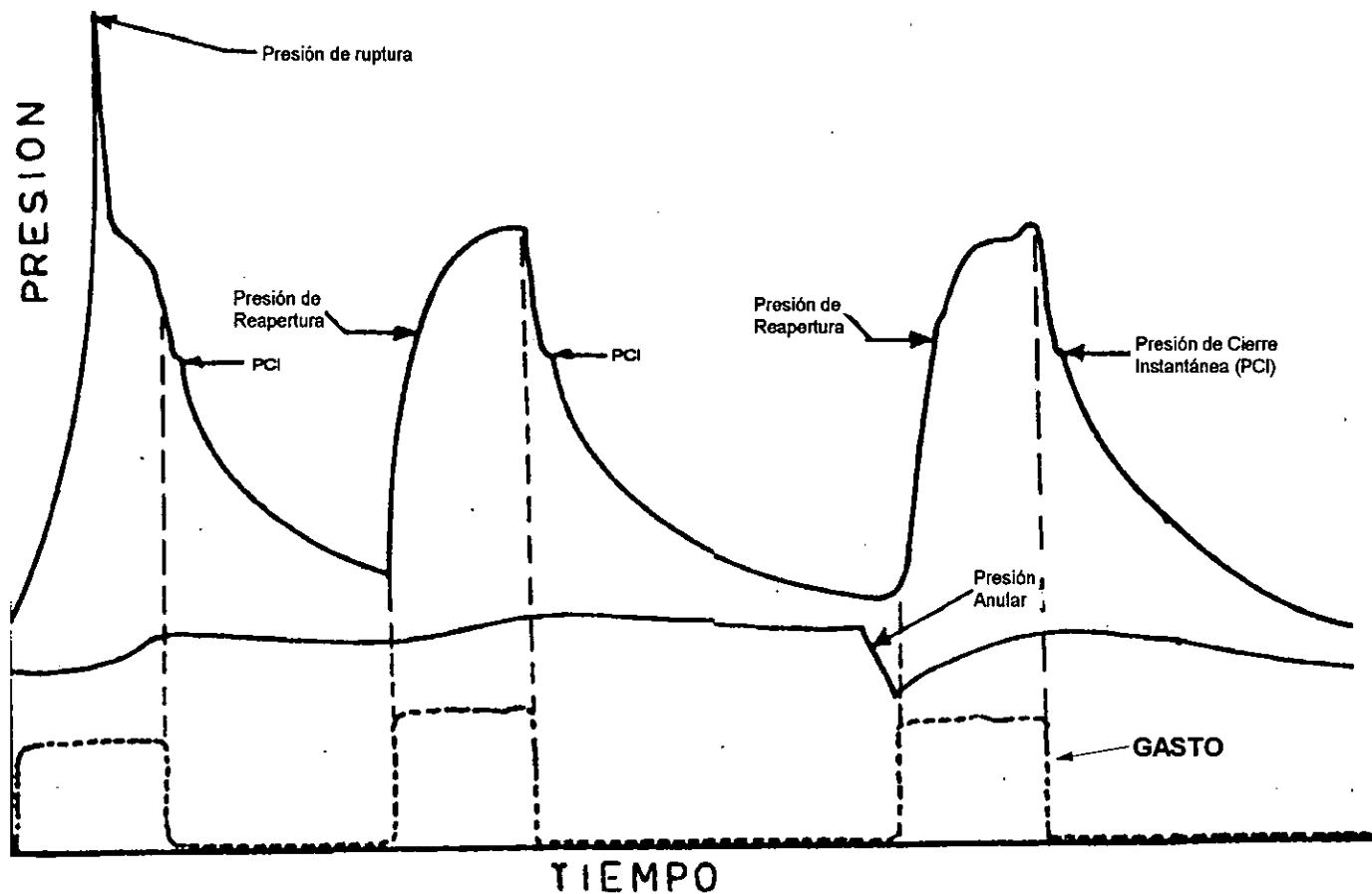


Fig.2.4. Gráfico de una Prueba de Microfracturamiento¹²

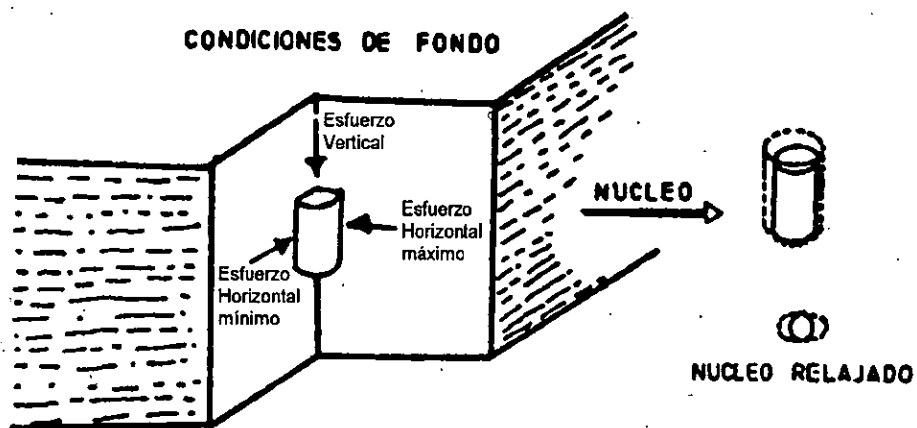


Fig.2.5. Núcleo de un Pozo Vertical para el método de Relajación de Esfuerzos.¹³

los esfuerzos. Este registro no mide directamente, sino que sus cálculos están basados en la estimación de la relación de Poisson y la determinación de la densidad de la roca mediante el empleo de registros acústicos¹⁴.

Cuando se perfora un pozo se genera un estado de esfuerzos alrededor del agujero en el cual el peso del lodo no balancea perfectamente los esfuerzos de la pared y se presenta un ligero cierre, o bien, el caso contrario si el peso del lodo es muy alto se puede crear falla por tensión. El registro MSL emplea un modelo poro-elástico para la determinación de los esfuerzos, por lo que el peso del lodo define la rotura tangencial a cualquier profundidad en el registro.

2.7. - PRUEBAS DE LEAK-OFF.

Por norma general tanto en los Estados Unidos como en México, después de que una tubería de revestimiento se ha cementado y se han perforado algunos metros se exige determinar el gradiente de fractura de la formación expuesta y evaluar la efectividad de la cementación. La obtención de estos datos es de vital importancia pero es primordial cuando existieron problemas durante la cementación, como pérdidas de circulación del cemento, heterogeneidad de la lechada, falla del equipo de bombeo, etc.

Para determinar el gradiente de fractura de la formación, se realiza la prueba de leak-off o de "goteo", siendo esta la que proporciona con mayor confiabilidad el gradiente de fractura de la formación y así, definir la máxima presión permisible a usarse en el caso de un brote, las densidades máximas a usarse y el asentamiento de las siguientes tuberías de revestimiento¹⁵.

Existen otros métodos indirectos para calcular el gradiente de fractura (en forma indirecta) por medio de registros eléctricos o de datos sismológicos, siguiendo los procedimientos de Eaton, Mathews-Kelly y/o Willis.¹⁵

El principio fundamental de la prueba de goteo es determinar la presión a la cual la formación empieza a admitir lodo sin provocar la fractura de la formación. La presión a aplicar dependerá de la columna hidrostática que se tenga dentro del pozo; a mayor densidad del lodo, menor presión se requerirá para efectuar la prueba de goteo y viceversa.

El gradiente de fractura dependerá del tipo y características de las rocas del área. Por ejemplo si la T.R ha sido cementada en lutitas, arenas consolidadas o roca dura, el gradiente de fractura puede ser alto. La máxima presión permisible a la fractura, es la resultante de la sustracción de la presión de fractura de la formación y de la presión hidrostática de la columna del lodo actual.

En pozos de desarrollo, la prueba puede darse por válida si la presión alcanza un valor de densidad equivalente de lodo 0.05 gr/cm^3 mayor a la utilizada en perforar pozos vecinos en la etapa correspondiente. En otras palabras, para realizar la prueba no es necesario aplicar la presión que se requiera para que la formación comience a admitir lodo, ya que solo bastará aplicar la presión suficiente para elevar la densidad equivalente del lodo al nivel deseado. Por lo que, en este caso, la prueba se realiza para verificar la efectividad de la cementación de la tubería de revestimiento.

Para efectuar la prueba de la cementación o la determinación del gradiente de fractura, la prueba de goteo se debe efectuar en lodo base agua, si se tuviese la necesidad de recementar, esta se efectuaría inmediatamente y posterior a ella se repetiría la prueba de goteo, para posteriormente efectuar el cambio de lodo.

PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA.- Después de que la tubería de revestimiento ha sido cementada, los preventores instalados y de haberse probado el equipo de control superficial se debe probar la tubería de revestimiento antes de rebajar el cople y la zapata de la misma.

Es necesario distinguir el objetivo de la prueba, el cual determina la profundidad que se debe de perforar bajo la zapata.

→Generalmente, para la prueba de la efectividad de la cementación, se debe profundizar bajo la zapata 15 m o antes de alcanzar una formación permeable.

→Para determinar el gradiente de fractura, se deberá de perforar de 30 a 50 m hasta la primera arena o formación permeable (debajo de la zapata).

→Mientras que Kunze¹⁶ sugiere perforar solo 3 m de agujero en ambas pruebas.

El procedimiento de la prueba es el siguiente:

1. - Circular el tiempo necesario para acondicionar y estabilizar las características del lodo.

2. - Levantar la barrena dentro de la T.R

3. - Utilizar para el bombeo unidad de alta presión, ya que se requiere bombear a bajo gasto y medir con exactitud el volumen bombeado. Antes de iniciar el bombeo, probar las líneas de la unidad de alta presión a la T.P para verificar que no hay fugas y circular con lodo desde la unidad (llenando las líneas y el pozo). Cerrar el preventor de arietes.

4. - Bombear lodo a un gasto de 0.5 bl/min. , cuidando de no rebasar la presión superficial máxima por T.R y conexiones superficiales.

5. - Graficar simultáneamente los datos de presión y gasto del paso anterior, que deben de alinearse en una recta (mientras exista represionamiento). Fig. 2.6.

Donde se observe una variación de la tendencia de la línea recta en la gráfica, esta se marcara como el valor de la presión de goteo, debiendo continuarse hasta obtener dos valores iguales.

6. - Suspender el bombeo para evitar el fracturamiento de la formación.

7. - Observar el comportamiento de la presión para certificar que se trata de la presión de goteo (deberá descender hasta un valor igual o ligeramente menor al del punto de separación de la tendencia recta).

8. - Descargar la presión y verificar el volumen regresado.

Si el agujero no sostiene la presión aplicada antes de alcanzar la presión requerida; entonces la formación esta aceptando fluido, la cementación fue defectuosa y sé esta comunicando fluido al espacio anular entre el agujero y la T.R.; o bien, existe una fuga superficial¹⁵.

FORMULARIO.

$$Ph(Kg/cm^2) = \rho_L * h / 10 \quad (2.15)$$

Ph	Presión hidrostática (Kg./cm ²)
h	Profundidad del pozo (m)
ρ_L	Densidad del lodo de perforación. (gr./cm ³)

$$Pr_g = \frac{h * gel}{1300.86 * (Dag - Dtp)} \quad (2.16)$$

Dag	Diámetro del agujero (pg)
Dtp	Diámetro de la TP (pg)
gel	Gelatinosidad a 10 min. (Lb/100 ft ²)
Prg	Presión de ruptura del gel (Kg/cm ²)

$$P_{maxtp} = P_{tr} + Pr_g - Ph \quad (2.17)$$

P _{maxtp}	Límite máximo de presión durante la prueba por TP (Kg/cm ²)
P _{tr}	Presión interna de la T.R. (Kg/cm ²)

$$Ptz = Ph + P_{goteo} \quad (2.18)$$

P _{goteo}	Presión de goteo (Kg/cm ²)
P _{tz}	Presión total en la zapata (Kg/cm ²)

$$P_{mpf} = P_{tz} - Ph \quad (2.19)$$

P _{mpf}	Presión máxima permisible a la fractura con lodo actual (Kg/cm ²)
------------------	---

$$\rho_{eq} = \frac{Ptz * 10}{h} \quad (2.20)$$

ρ_{eq} Densidad equivalente del lodo de perforación. (gr/cm³)

$$\rho_{eq} = \frac{Pgoteo * 10}{h} + \rho_L \quad (2.21)$$

$$Gf = \frac{Ptz}{h} \quad (2.22)$$

Gf Gradiente de fractura (Kg/cm²/m)¹⁵

POSIBLES CAUSAS DE ERROR AL EFECTUAR LA PRUEBA.

PRUEBA INCOMPLETA.- El propósito de la prueba de goteo es determinar la efectividad de la cementación y definir la presión de fractura de las formaciones expuestas debajo de la zapata. En la fig. 2.8 la prueba no se llevó a cabo por completo, a pesar de que la presión de prueba estuvo por arriba de la presión de fractura esperada (la presión de goteo no fue determinada)

Una prueba incompleta puede ser causada por la confusión que puede existir entre la pérdida de lodo por filtración y la presión real de goteo, este problema se complica si se tiene una formación altamente permeable.

FALLA EN LA CEMENTACIÓN.- Si ha ocurrido alguna falla en la cementación de la tubería de revestimiento, el comportamiento de la prueba es similar al mostrado en la fig. 2.9. Lo cual indica que será necesario efectuar una cementación a presión (forzada), y una vez que haya fraguado el cemento y perforado algunos metros la formación, se deberá repetir de nuevo la prueba de goteo.

FRACTURA DE LA FORMACIÓN.- Si durante la prueba de goteo, el bombeo no es suspendido en el momento oportuno, es posible ocasionar una fractura en la formación como

se muestra en la fig. 2.10. Cuando esto ocurre, es necesario primeramente restaurar el daño efectuado y posteriormente se deberá repetir de nuevo la prueba de goteo.

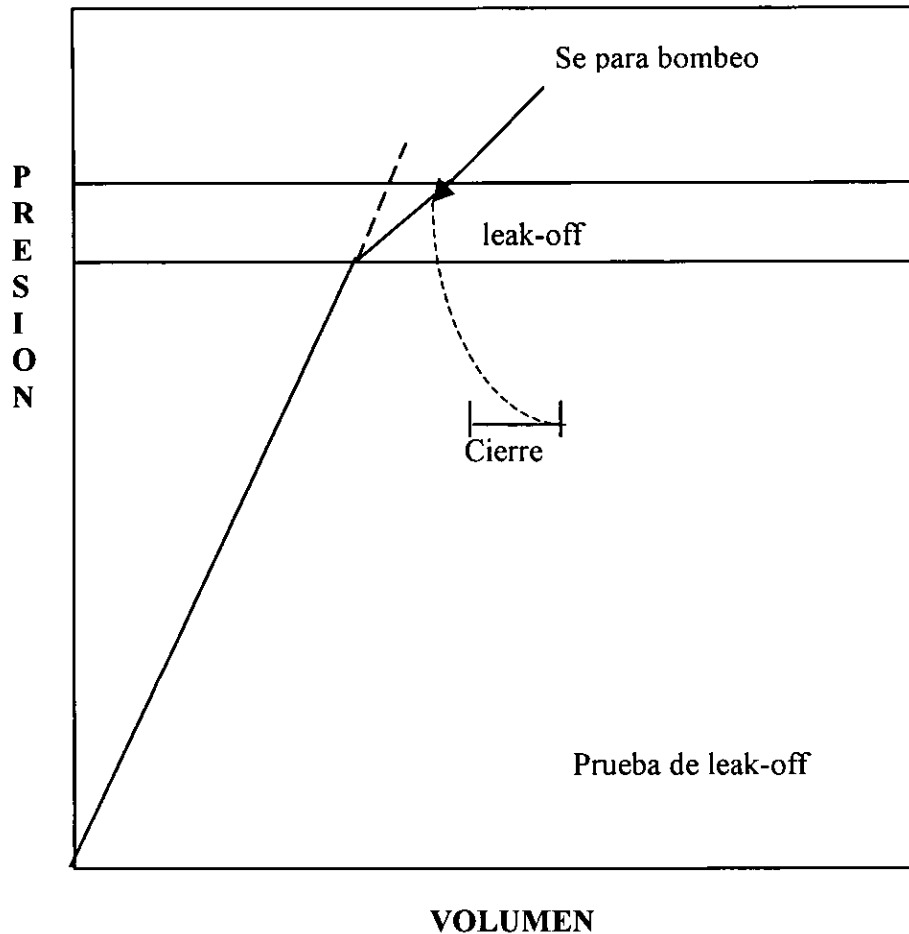


FIG. 2.6 Gráfica de una prueba de leak-off idealizada.

2.8. - POZOS HORIZONTALES

OBJETIVO- El objetivo fundamental de la perforación horizontal es mejorar la capacidad de producción de los pozos e incrementar la eficiencia de recuperación final de los yacimientos¹⁷

GENERALIDADES- Un pozo horizontal puede definirse como aquel que en su última etapa se perfora en forma horizontal o paralela al yacimiento. El pozo horizontal se

perfora paralelamente a los planos de estratificación. Mientras que los pozos verticales se perforan perpendiculares a los planos de estratificación.

La mayor parte de la actividad de la perforación horizontal, a la fecha, ha sido enfocada al mejoramiento de la producción a partir de yacimientos naturalmente fracturados y sobre la reducción de la conificación de agua y gas.¹⁸

El proyecto de un pozo horizontal es diferente de uno vertical, debido a que la productividad del pozo depende de la longitud perforada y esta depende de la tecnología de perforación. Los pozos horizontales han probado su capacidad para incrementar la producción por lo que la experiencia adquirida durante la planeación, perforación y terminación ha hecho que los costos se reduzcan considerablemente¹.

APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES.-

Un pozo horizontal se comporta en forma similar a un pozo vertical que tiene una fractura de conductividad infinita de la misma longitud y altura que el agujero horizontal; como tales; en los siguientes tipos de formaciones pueden proporcionar beneficios¹:

1. - En yacimientos naturalmente fracturados
2. - En yacimientos con problemas de conificación de agua y gas. En los que el intervalo productor de aceite es muy estrecho, limitado por un casquete de gas o un acuífero.
3. - En yacimientos con baja permeabilidad o bien donde $K_{ver} > K_{hor}$
4. - En yacimientos heterogéneos.
5. - Incrementar los ritmos de producción en campos existentes, en donde los pozos verticales son de bajo índice de productividad
6. - Desarrollar campos costa-afuera con pocos pozos y por ende con plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales.
7. - Esta técnica es aplicable tanto a formaciones de arenisca como a las de caliza.

8. - En yacimientos con empuje hidráulico o por expansión del casquete de gas, en la que los pozos horizontales dan un drene más eficiente por gravedad y una área de drene más extensa.
9. - En yacimientos de poco espesor en los que se requiere un gran número de pozos verticales para explotarlo. Si hay un acuífero asociado con un casquete de gas la situación es aun más favorable.
10. - En yacimientos estratificados
11. - En proyectos de recuperación secundaria o terciaria, ya que se puede incrementar el índice de inyectabilidad y mejorar el barrido, sobre todo en yacimientos de baja permeabilidad y muy compactos.
12. - En formaciones estrechas donde es posible hacer fracturas múltiples (4 o más por pozo)

LIMITACIONES.-

La principal limitación de los pozos horizontales es su costo en comparación con los verticales. Por lo que la adecuada selección de la trayectoria del pozo requiere mucho cuidado, sin olvidar por ende la programación, evaluación, perforación y terminación del pozo. Entre otras desventajas principales se encuentran las siguientes:

1. - Inestabilidad del agujero, la cual puede provocar alargamiento del agujero y/o cierres y fracturas.
2. - Estratos o capas de recortes en el lado bajo del pozo debido a la ineficiente limpieza del agujero.
3. - Enjarres depositados en formaciones permeables.
4. - Pegaduras de tuberías de perforación y revestimiento
5. - Dificultades al registrar y hacer pruebas varias.
6. - Trabajos pobres de cementación etc¹⁸.

TÉCNICAS DE PERFORACIÓN.-

Por su trayectoria los pozos horizontales se clasifican en cuatro categorías, dependiendo del radio de curvatura requerido para pasar de una dirección vertical a una horizontal:

1. - Ultracortos (R=1-2 ft, L=100-200 ft)
2. - Cortos (R=20-40 ft, L=100-800 ft)
3. - Radio medio (R=300-800 ft, L=1000-4000 ft)
4. - Radio largo (R>1000 ft, L=1000-4000 ft)^{4,18}

Donde R es el radio de la sección curva y L es la longitud horizontal.

TÉCNICAS DE TERMINACIÓN.-

1. - Agujero descubierto.
2. - Liner ranurado
3. - Liner con aislamientos parciales (con empacadores de TR)
4. - Liner cementado y disparado^{4,18}.

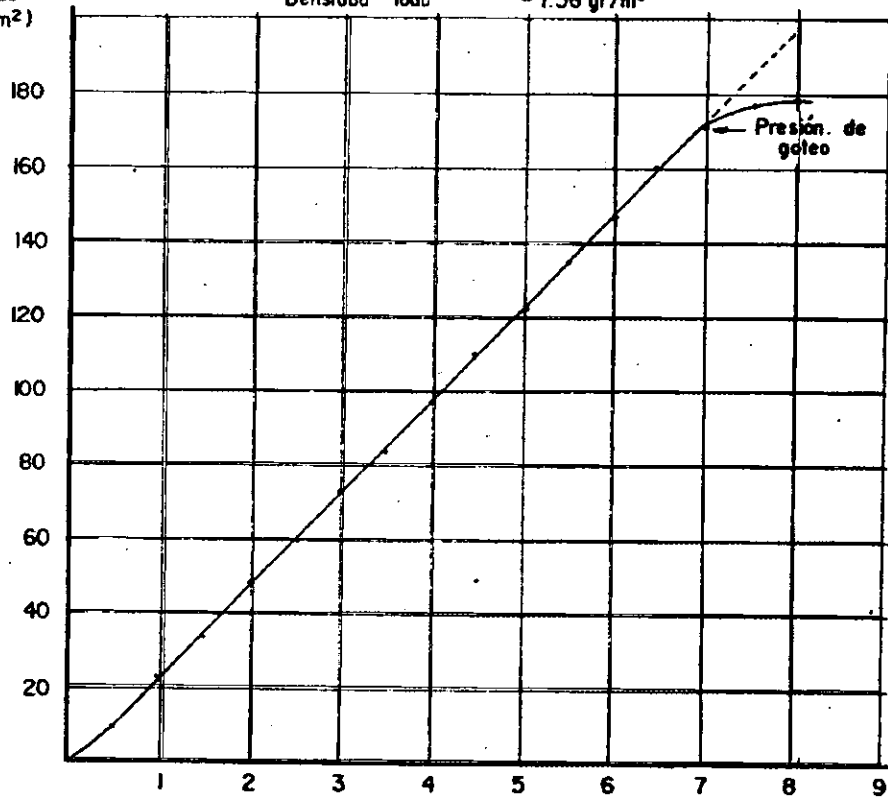
2.9. - SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA DEL POZO HORIZONTAL

Las principales características que afectan la selección de la trayectoria de perforación de un pozo son la permeabilidad, el tipo de formación y la presencia de fracturas naturales. Para un yacimiento isotrópico de alta permeabilidad, la dirección de la sección horizontal podría no tener problema. En yacimientos compactos es necesario conocer el esfuerzo principal mínimo ya que en los pozos horizontales a diferencia de los pozos verticales, las fracturas pueden inducirse a lo largo, inclinadas o perpendiculares a la sección horizontal.

En el caso de fracturas naturales la orientación de la sección horizontal será muy importante, por lo que se requiere determinar la orientación de las fracturas naturales, para que el pozo pueda interceptar el mayor número de ellas. Algunas veces el corte y análisis de núcleos en la sección vertical de la zona productora, proporcionarán tal información. Si la

Presión
aplicado
(kg/cm²)

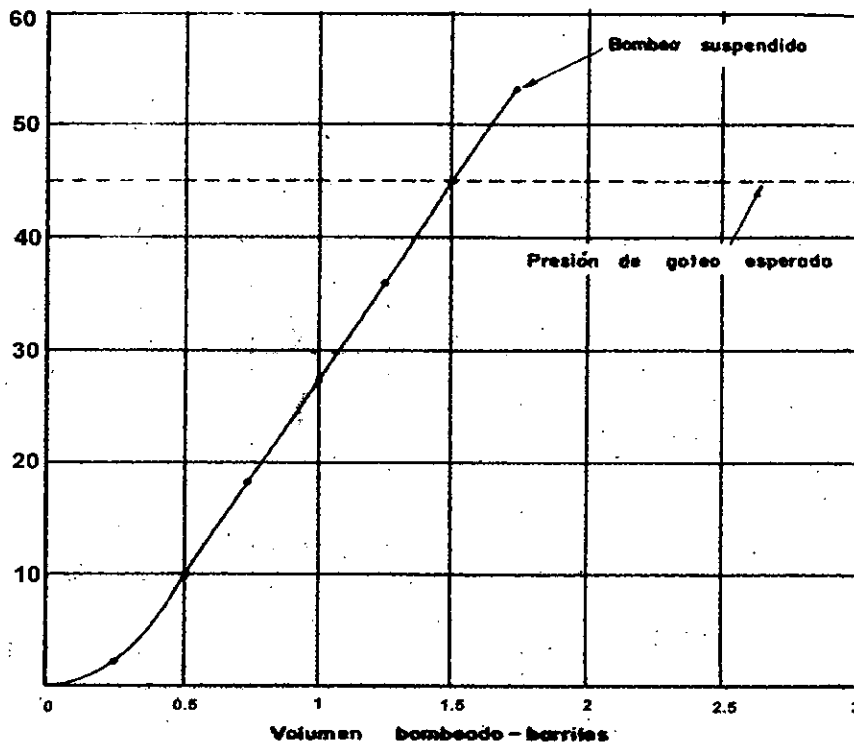
T.R. Intermedio 10³/₄" - 3325 m
Densidad lodo - 1.56 gr/m³



Volumen bombeado - barriles

Fig. 2.7. Gráfica de la Prueba de Leak-off¹⁵

aplicado
(kg/cm²)



Volumen bombeado - barriles

Fig. 2.8. Gráfica de la Prueba de Leak-off con prueba incompleta¹⁵

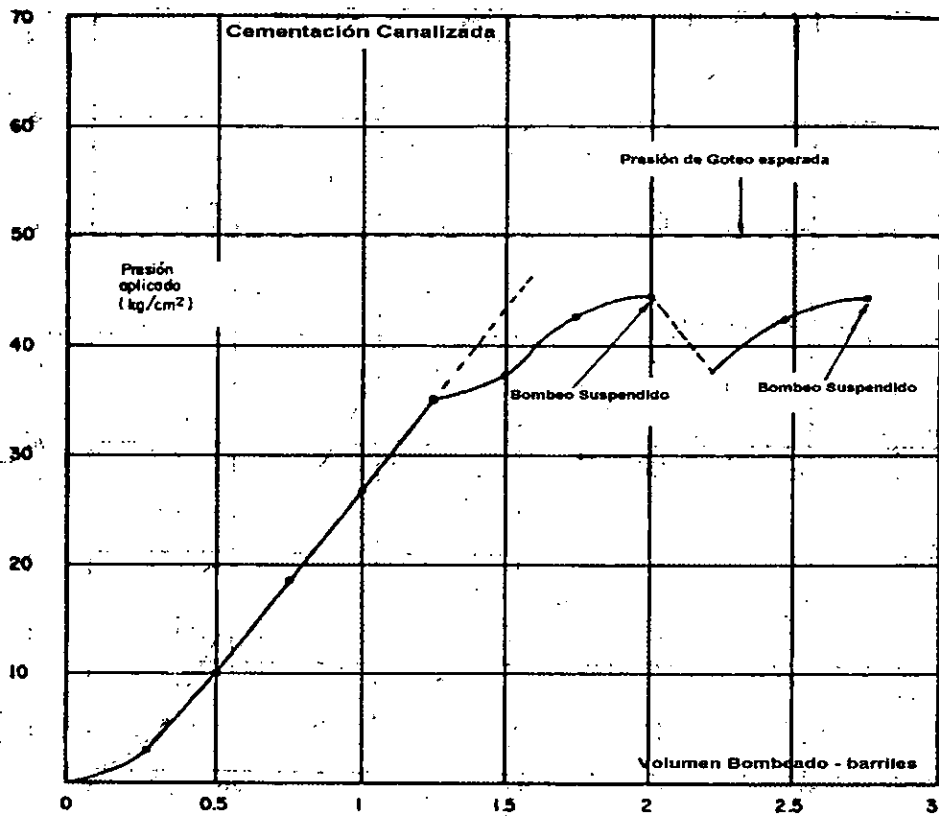


Fig. 2.9. Gráfica de Prueba de Leak-off con falla en la Cementación¹⁵

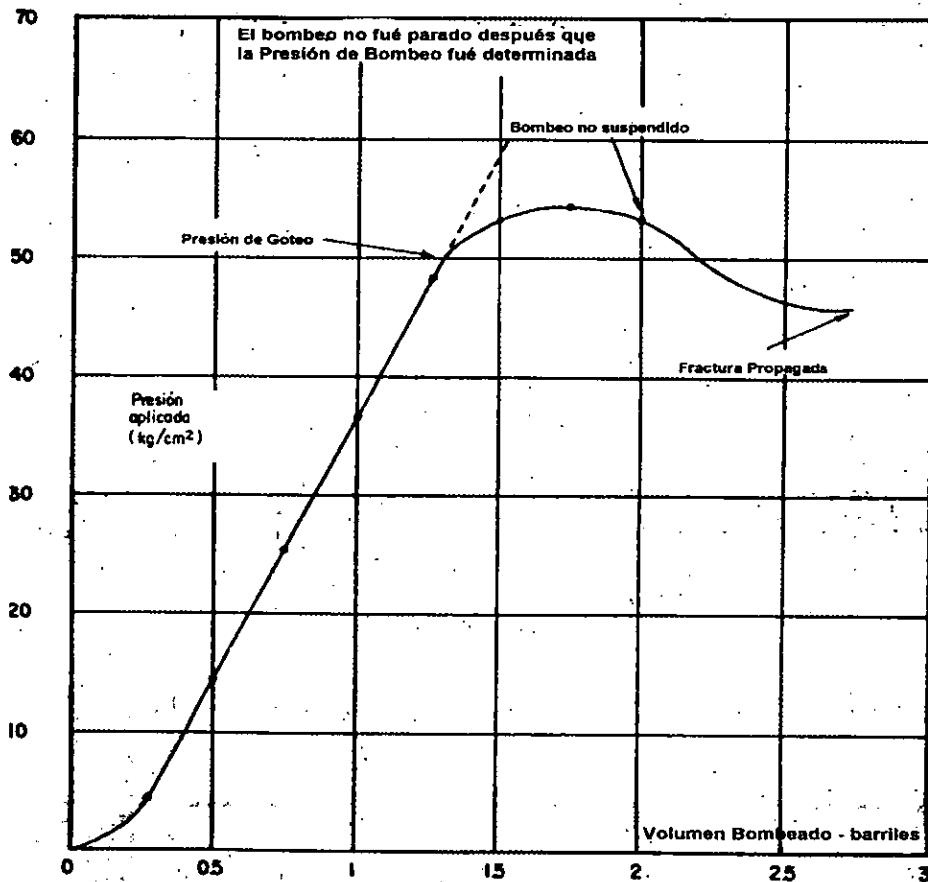


Fig. 2.10. Gráfica de Prueba de Leak-off con fractura a la Formación¹⁵

permeabilidad vertical es muy baja o no existe se perforaría un pozo horizontal y posteriormente se fracturaría hidráulicamente. También se puede aplicar en formaciones estratificadas con pequeñas capas de lutitas que evitan la comunicación entre los intervalos productores.

Para el caso de cualquier formación que en un futuro sea necesario aplicarle un fracturamiento hidráulico, la iniciación de la fractura se pretenderá que sea perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Estudios de mecánica de rocas¹⁰ determinaron que el tipo de fracturas creadas cerca del pozo controlara las presiones de ruptura y de cierre instantánea, además estudios posteriores determinaron que fracturas complejas pueden iniciarse en el agujero, además de cambiar de dirección para orientarse a ángulos perpendiculares al esfuerzo principal mínimo.

Si el pozo se perforó con un ángulo de orientación diferente al esfuerzo principal mínimo, el inicio de las fracturas a partir del pozo puede causar altas presiones de ruptura y de cierre instantáneo. Es por tanto que la dirección del pozo debe de ser paralela al esfuerzo principal mínimo fig. 2.11. De estudios de fracturamientos realizados en pozos horizontales perforados a diferentes ángulos con respecto a la dirección del σ_{Hmin} se obtuvo una gráfica de la geometría de las fracturas con respecto a la desviación del pozo la cual se observa en la fig. 2.12.

Otros factores que definen la trayectoria de un pozo horizontal en particular aparte de yacimientos naturalmente fracturados, explicados anteriormente son:

1. - Obtener altas producciones en paquetes de hidrocarburos en yacimientos lenticulares.
2. - Obtener mejores resultados en proyectos de recuperación secundaria.
3. - Reducción de problemas de conificación de agua y gas.
4. - Reducción de problemas de producción de arena.
5. - Protección ambiental.
6. - Yacimientos de baja permeabilidad.

7. - Reducción del daño a la formación.
8. - Yacimientos de gas.
9. - Estratos inclinados

Se debe tomar la decisión del sistema que mejor se adapte a las condiciones que se tienen. La mayoría dependen del tipo de terminación la cual es función del yacimiento y de las zonas que se requieran aislar a lo largo de la trayectoria, además el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación. Por lo que el mejor sistema de perforación horizontal es aquel que permite llegar al objetivo al menor costo total, lo cual generalmente significa llegar al objetivo con un agujero uniforme en el menor tiempo posible.^{8, 17, 18}

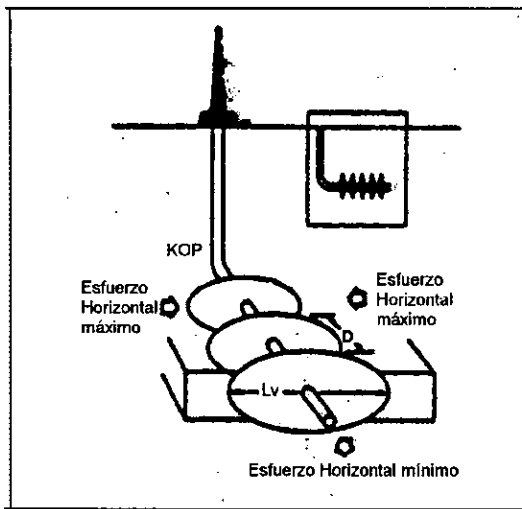


Fig.2.11. Pozo Horizontal intersectando fracturas múltiples¹⁷

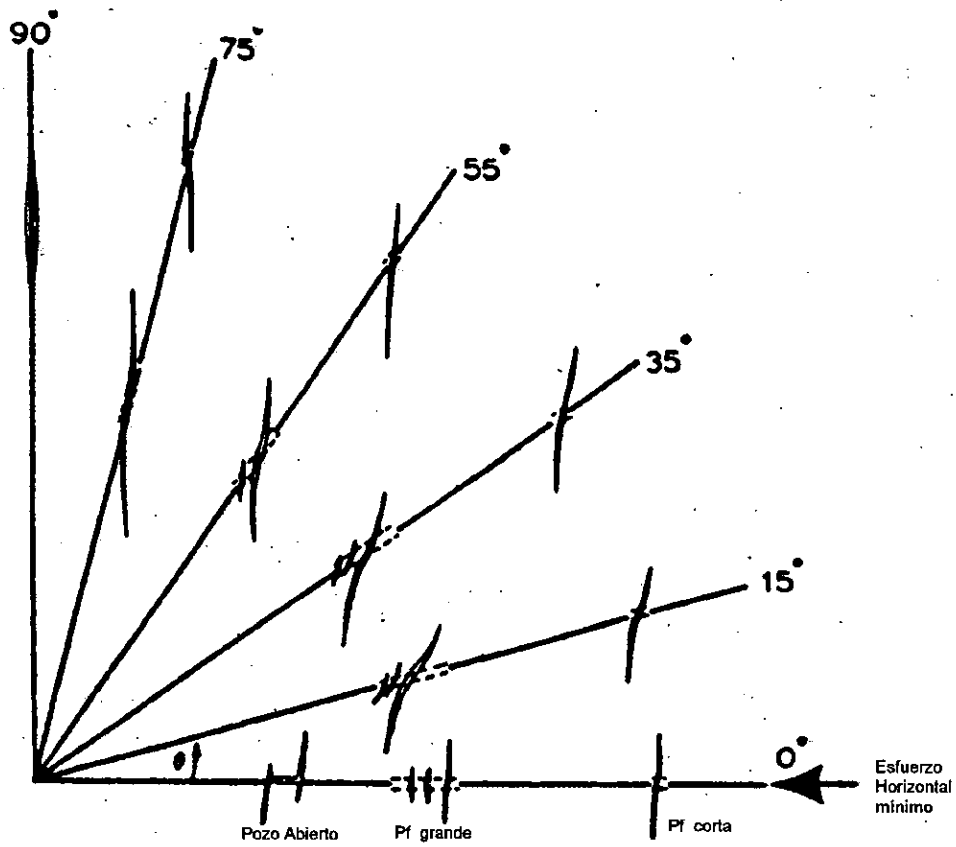


Fig.2.12. Fracturas Inducidas a varios ángulos de Desviación del Pozo

CAPITULO 3

TÉCNICA DE INVERSIÓN

TÉCNICA DE INVERSIÓN PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU DE UN CAMPO A PARTIR DE LOS DATOS DE FRACTURAMIENTO.

3.1 INTRODUCCIÓN.

En estudios de estabilidad del agujero se supone que los esfuerzos horizontales in-situ son iguales. Se ha hecho esta simplificación debido a la carencia de datos. La Técnica de Inversión distingue entre dichos esfuerzos y estima la magnitud y sentido de cada uno de ellos, a partir de datos de pruebas de fracturamiento Leak-off.⁹

Con las características direccionales de los agujeros costa-afuera e incluyendo la inclinación y el azimuth del agujero, se pueden calcular los dos esfuerzos horizontales (que normalmente nunca son iguales). El resultado del modelo consiste en calcular la inversa de un predeterminado sistema de ecuaciones.

Los esfuerzos in-situ de un campo son típicamente no hidrostáticos. Esto significa que los tres esfuerzos principales tienen magnitudes diferentes,

El conocimiento de los esfuerzos in-situ del campo es un factor clave en cualquier trabajo relacionado con la mecánica de rocas, realzando esta importancia la industria petrolera esta usando con mas frecuencia técnicas tales como el mini-frac y pruebas sobre la recuperación de la deformación en núcleos para determinarlos. El esfuerzo de sobrecarga se obtiene de registros y si conocemos los esfuerzos horizontales, se pueden usar los principios de mecánica de rocas para analizar problemas de agujero tales como el fracturamiento, pérdidas de circulación, colapso y producción de arena. También, existe un potencial para reducir los problemas del agujero planeando la trayectoria y dirección del agujero y la dirección de los disparos. El fracturamiento hidráulico es un método importante para estimular yacimientos de baja porosidad. Las fracturas se propagan perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo principal in-situ. Sin embargo es también importante conocer los esfuerzos in-situ del campo para planear una apropiada explotación del campo.⁹

El método combina la ecuación de la presión de fracturamiento y las ecuaciones de transformación de esfuerzos para calcular los esfuerzos horizontales. Al incluir la inclinación y el azimuth de cada pozo, se puede definir un sistema de ecuaciones, en el cual las variables desconocidas son solo los dos esfuerzos horizontales. El resultado del modelo consiste en la obtención de la inversa de un sistema de ecuaciones, en el que se pueden utilizar cualquier número de datos de presiones de leak-off y se puede también aplicar a cualquier campo.

Los esfuerzos del campo y el azimuth de la fractura están íntimamente relacionados, ya que uno da información del otro y viceversa, por ejemplo Smith¹⁹ et al (1986) compara 7 métodos para determinar la orientación (azimuth) de la fractura y estos son:

1. - televisión de fondo.
2. - registros de calibración orientados.
3. - monitoreo con medidores de inclinación.
4. - recuperación de esfuerzos inelásticos.
5. - análisis de curvas de deformaciones.
6. - análisis de velocidades de onda.
7. - monitoreo microsismico.

En dicha investigación Smith determinó como N98°E el azimuth de una arenisca a 320m de profundidad. Se midió el azimuth de dicha arenisca por los anteriores métodos para determinar la diferencia entre ellos. La tabla 3.1 resume los resultados de los azimuths medidos y dentro de los cuales se incluyen tanto los métodos de análisis de laboratorio como los realizados en la localización del pozo, y en la cual se destaca que los valores obtenidos de los análisis de laboratorio DSCA (Análisis diferencial de la curva de deformación) y DWVA (Análisis diferencial de la onda de velocidad) están muy alejados del valor verdadero.¹⁹

Tabla 3.1 Resumen de los azimuths medidos.¹⁹

	Procedimiento	Azimuth
Registros de Agujero	Televisión de Fondo	N95°E
	Registros Caliper	--
Tilmeters	Tilmeter	N95°E
Análisis de Núcleos	Relajación de Esfuerzos	N86°E
	Análisis de laboratorio (DSCA y DWVA)	N30°W
Monitoreo Sísmico	Sísmica del Agujero	N70°E
	Sísmica Remota	--

3.2 MODELO MATEMATICO.

Los pozos costa-afuera son perforados en diferentes direcciones, como se muestra en la figura 3.1. Cada pozo tiene diferente azimuth y dirección, por esta razón se ha dificultado la obtención de una medida del estado de esfuerzos a partir de las mediciones en un solo pozo. Sin embargo, tomando ventaja de la geometría indicada en la figura 3.1, se puede calcular un juego de esfuerzos que satisfaga aproximadamente todas las mediciones.

La ecuación para la presión de fractura del agujero es (a partir de las ecuaciones de Kirsch⁷):

$$P_{wf} = 3 * \sigma_y - \sigma_x - P_{fm} + \sigma_{tension} \quad (3.1)$$

La ecuación anterior esta referida al sistema coordenado x, y, z del agujero (z esta dirigida a lo largo del eje del agujero) y es válida para cualquier orientación del agujero. Se supuso que $\sigma_x > \sigma_y$. en la derivación de la ecuación (3.1), pero también se puede suponer el caso contrario $\sigma_y > \sigma_x$. La componente del esfuerzo tangencial proporciona la mayor contribución al esfuerzo principal mínimo por lo que la ecuación (3.1) se simplificó haciendo al esfuerzo tangencial como el esfuerzo principal mínimo, En la practica el error será pequeño usando esta aproximación.

Se busca obtener el estado de esfuerzos in-situ. Las relaciones entre los esfuerzos iniciales in-situ y sus componentes referidas al sistema coordenado del agujero en pozos desviados (fig. 3.2) son:

$$\sigma_x = \{ \sigma_{T1} * \cos^2 \varphi + \sigma_{T2} * \sen^2 \varphi \} * \cos^2 \gamma + \sigma_o * \sen^2 \gamma \quad (3.2)$$

$$\sigma_y = \{ \sigma_{T1} * \sen^2 \varphi + \sigma_{T2} * \cos^2 \varphi \}$$

Los parámetros de interés son la relación σ_{T1}/σ_0 y σ_{T2}/σ_0 . El esfuerzo de sobrecarga se calcula de los registros de densidad. Si sustituimos la ecuación (3.2) en la ecuación (3.1), dividiendo entre el esfuerzo de sobrecarga y reacomodando los términos se tiene que:

$$(3.3) \quad \frac{P_{wf} + P_{fm} - \sigma_{tension}}{\sigma_0} + \sin^2 \gamma = \left\{ 3 * \sin^2 \varphi - \cos^2 \varphi * \cos^2 \gamma \right\} * \frac{\sigma_{T1}}{\sigma_0} + \left\{ 3 * \cos^2 \varphi - \sin^2 \varphi * \cos^2 \gamma \right\} * \frac{\sigma_{T2}}{\sigma_0}$$

De la ecuación (3.3) se observa que los ángulos γ y φ son constantes físicas que dependen de la geometría del agujero, se nota también que la ecuación es lineal. Las dos variables desconocidas son despejadas al lado derecho de la ecuación, entonces, suponiendo que se tienen presiones de fractura de diferentes pozos, se puede usar la ecuación (3.3) para construir un sistema de ecuaciones que, en forma de matriz se representa como:

$$\begin{bmatrix} P'_1 \\ P'_2 \\ P'_3 \\ \vdots \\ P'_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \\ a_3 & b_3 \\ \vdots & \vdots \\ a_n & b_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{T1}/\sigma_0 \\ \sigma_{T2}/\sigma_0 \end{bmatrix}$$

O bien:

$$[P'] = [A] * [\sigma] \quad (3.4)$$

Se tiene, por conveniencia, agrupados todos los parámetros de la izquierda en la ecuación (3.3) bajo el término P' , y del lado derecho las expresiones de los senos y cosenos dentro de los términos a y b los cuales se agrupan en el término A de la matriz. Para resolver la ecuación (3.4) necesitamos por lo menos dos mediciones, pero cualquier número de mediciones puede usarse, mientras más información exista mejor. En lo sucesivo se determinará la inversa de la ecuación (3.4) por un método análogo al usado por Kanasewich (1981)⁹, el cual determinó al error como la diferencia entre las mediciones y las estimadas como sigue:

$$[e] = [A] * [\sigma] - [P'] \quad (3.5)$$

El error será minimizado con el método de mínimos cuadrados. La norma cuadrada es entonces:

$$\begin{aligned} e &= [e]^T [e] \\ &= \{ [A][\sigma] - [P] \}^T \{ [A][\sigma] - [P'] \} \\ &= [\sigma]^T [A]^T [A][\sigma] - [P']^T [A][\sigma] - [\sigma]^T [A]^T [P'] + [P']^T [P] \end{aligned} \quad (3.6)$$

Para minimizar la norma cuadrada se seleccionara un espacio vectorial con respecto a $[\sigma]$ o $[\sigma]^T$ y se igualaran los resultados a cero:

$$\left(\frac{\partial^2}{\partial [\sigma]} \right) = 0$$

o bien:

$$\partial(e^2) / \partial [\sigma]^T = 0$$

Ambas ecuaciones llegan al mismo resultado por lo que la solución estimada es:²⁰

$$[\sigma] = \{ [A]^T [A] \}^{-1} [A]^T [P'] \quad (3.7)$$

Sin embargo, existe una restricción a dicha solución. Es necesario que el determinante sea no-singular, es decir que el $\det[A]^T[A]$ sea diferente de cero.

La ecuación (3.7) es una herramienta útil para estimar los esfuerzos in-situ. Sin embargo, hay un problema más a vencer. La selección arbitraria del sistema coordenado X, Y,

Z se puede definir de la siguiente manera: Z esta dirigida en dirección descendente mientras que X y Y son dirigidas en el plano horizontal. En el campo, X se puede seleccionar arbitrariamente al norte, mientras que Y puede estar dirigida hacia el este. El problema surge en la transformación de la ecuación (3.2). Aquí σ_{T1} se refiere al eje X, mientras que σ_{T2} se refiere al eje Y. Por consiguiente, diferentes orientaciones geográficas de X y Y darán diferentes valores de los esfuerzos in-situ, (y diferentes direcciones). El problema se puede resolver seleccionando arbitrariamente las direcciones de X y Y, pero introduciendo un ángulo β tal que $(\varphi - \beta)$ sustituya a φ en la ecuación (3.2). El nuevo ángulo β define la dirección del esfuerzo horizontal mayor σ_{T1} a partir del eje X seleccionado arbitrariamente. La manera natural para manejar la situación ahora es insertar $(\varphi - \beta)$ en los elementos de la ecuación (3.7), diferenciarla e igualarla a cero para calcular los valores máximos y mínimos de $[\sigma]$

Se observa, sin embargo, que los elementos de la matriz $[A]$, con β insertado como variable tienden a convertirse fuertemente en no lineales. Por lo que esta consideración será abandonada. En lugar de lo anterior, se tomará la siguiente aproximación: Los datos del pozo se refirieron arbitrariamente al sistema coordenado seleccionado X, Y, y se insertaron en la ecuación:

$$[A] = \begin{bmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \\ a_3 & b_3 \\ \vdots & \vdots \\ a_n & b_n \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

donde:

$$\begin{aligned} a_i &= 3 * \text{sen}^2(\varphi_i - \beta) - \text{cos}^2(\varphi_i - \beta) * \text{cos}^2 \gamma_i \\ b_i &= 3 * \text{cos}^2(\varphi_i - \beta) - \text{sen}^2(\varphi_i - \beta) * \text{cos}^2 \gamma_i \end{aligned} \quad (3.9a)$$

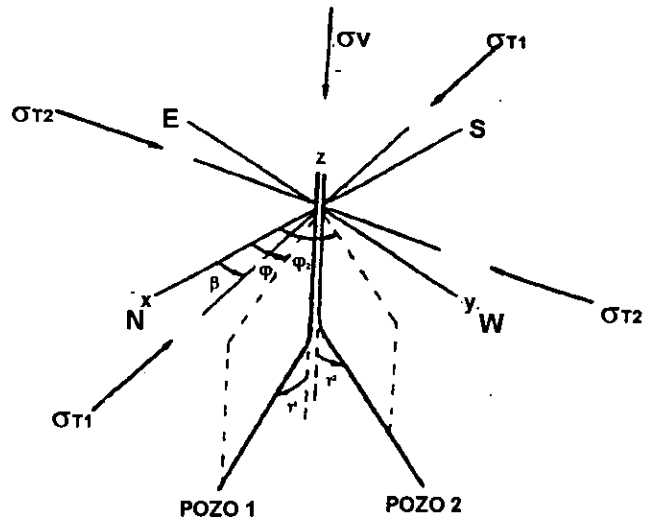


Fig. 3.1. Geometría del Problema del Modelo a resolver.⁹

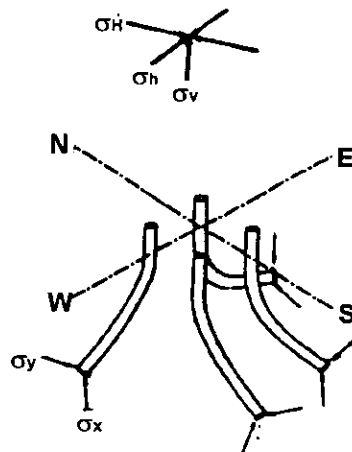


Fig. 3.2. Esfuerzos Horizontales in-situ y sus direcciones⁹

Para $\sigma_y < \sigma_x$ $i=2,3,\dots,n$, . En el caso $\sigma_y > \sigma_x$, las ecuaciones correspondientes (derivadas en el apéndice A) son:

$$\begin{aligned} a_i &= 3 * \cos^2(\varphi_i - \beta) * \cos^2 \gamma - \sin^2(\varphi_i - \beta) \\ b_i &= 3 * \sin^2(\varphi_i - \beta) * \cos^2 \gamma - \cos^2(\varphi_i - \beta) \end{aligned} \quad (3.9b)$$

Así, se estiman los esfuerzos horizontales in-situ:

$$\begin{bmatrix} \frac{\sigma_{T1}}{\sigma_0} \\ \frac{\sigma_{T2}}{\sigma_0} \end{bmatrix} = \{ [A]^T [A] \}^{-1} [A]^T [P'] \quad (3.10)$$

donde para $\sigma_y < \sigma_x$ $i=2,3,\dots,n$

$$P'_i = \frac{P_{wfi} + P_{fmi} - \sigma_{tensioni}}{\sigma_{0i}} + \sin^2 \gamma_i \quad (3.11a)$$

Para el caso $\sigma_y > \sigma_x$

$$P'_i = \frac{P_{wfi} + P_{fmi} - \sigma_{tensioni}}{\sigma_{0i}} - 3 \sin^2 \gamma_i \quad (3.11b)$$

Finalmente el error cuadrático, se obtiene de la ecuación (3.6) para cada valor del ángulo β en un rango de 0° a 360° . Se elabora una gráfica del error contra el ángulo auxiliar β . El valor mínimo del error obtenido en esta gráfica determinará la dirección (β) del esfuerzo horizontal mayor (σ_{T1}) medido a partir del eje X y perpendicular a este se tendrá la dirección del esfuerzo horizontal menor σ_{T2} . La magnitud de los esfuerzos horizontales σ_{T1} y σ_{T2} se obtiene en esos puntos al interceptar la curva respectiva y determinar el valor en el eje de las abscisas.

Se considera que el esfuerzo de tensión de la roca es cero, a menos que muy buena información de fracturamiento se tenga para calcularlo. Normalmente las ecuaciones 3.9a y 3.11a son usadas en el modelo. Sin embargo, la aplicación de las ecuaciones 3.9b y 3.11b, dependerán de la suposición del “Estado de Esfuerzos” durante la aplicación del modelo. En la fig. 3.3. Se muestra el diagrama de flujo que muestra como se calculan los esfuerzos horizontales.

3.3 APLICACIONES DEL MODELO.

Para mostrar el método se listan en la tabla 3.2 los datos de campo necesarios para que el modelo funcione, dichos datos son: numero del pozo (columna 2), profundidad de la zapata (columna 3), presión de leak-off (presión al momento de la ruptura) en la columna 4, en la columna 5 se coloca el gradiente de la presión de poro, todos los datos van en unidades consistentes y las dos últimas columnas contienen la desviación y el azimuth del agujero. En lo sucesivo, usaremos este juego de datos⁹.

ESFUERZOS LOCALES Y REGIONALES.- Los geólogos estudian los patrones de la deformación del campo para intentar reconstruir la historia geológica. En este proceso, es de vital importancia calcular la dirección supuesta del esfuerzo horizontal mínimo. Modernas herramientas de registros dan información acerca de indicios de fracturas en la vecindad del agujero proporcionando una buena ayuda para este tipo de análisis. Los geólogos distinguen entre los esfuerzos regionales que cubren una área grande, y los esfuerzos locales, los cuales son causados por efectos locales tales como fallas, domos salinos activos etc., por mencionar algunos. Sin embargo los resultados obtenidos con este tipo de análisis son cualitativos.

El método presentado aquí da resultados cuantitativos. Para demostrar el alcance y la potencia del método, el conjunto de datos de la tabla 3.2 se combinó de diferentes maneras para determinar la existencia de esfuerzos locales y/o regionales. El método necesita al menos dos mediciones para obtener resultados por lo que los cinco juegos de datos se pueden combinar para correr el programa y obtener los esfuerzos horizontales así como su dirección para cada combinación. Si los resultados coinciden tanto en magnitud como en dirección

entonces se tiene un caso en el cual predomina la geología regional. Si algunas de las mediciones o todas son diferentes entonces se tiene el caso en el cual predomina la geología local. La tabla 3.3 muestra los resultados de 2 simulaciones.

Los encabezados de las columnas 9, 10, y 11 en la tabla 3.3 muestran el número de la corrida, los pozos usados y los juegos de datos combinados en dicha corrida. La columna 12 muestra la relación entre el esfuerzo horizontal máximo y el esfuerzo de sobrecarga mientras que la columna 13 muestra la relación entre el esfuerzo horizontal mínimo y el esfuerzo de sobrecarga. En la columna 14 se muestra la relación entre los dos esfuerzos horizontales y la columna 15 muestra el ángulo del esfuerzo horizontal máximo, mientras que en la columna (16) aparece el error obtenido para el ángulo auxiliar.

TABLA 3.2 Datos Usados en el Análisis.⁹

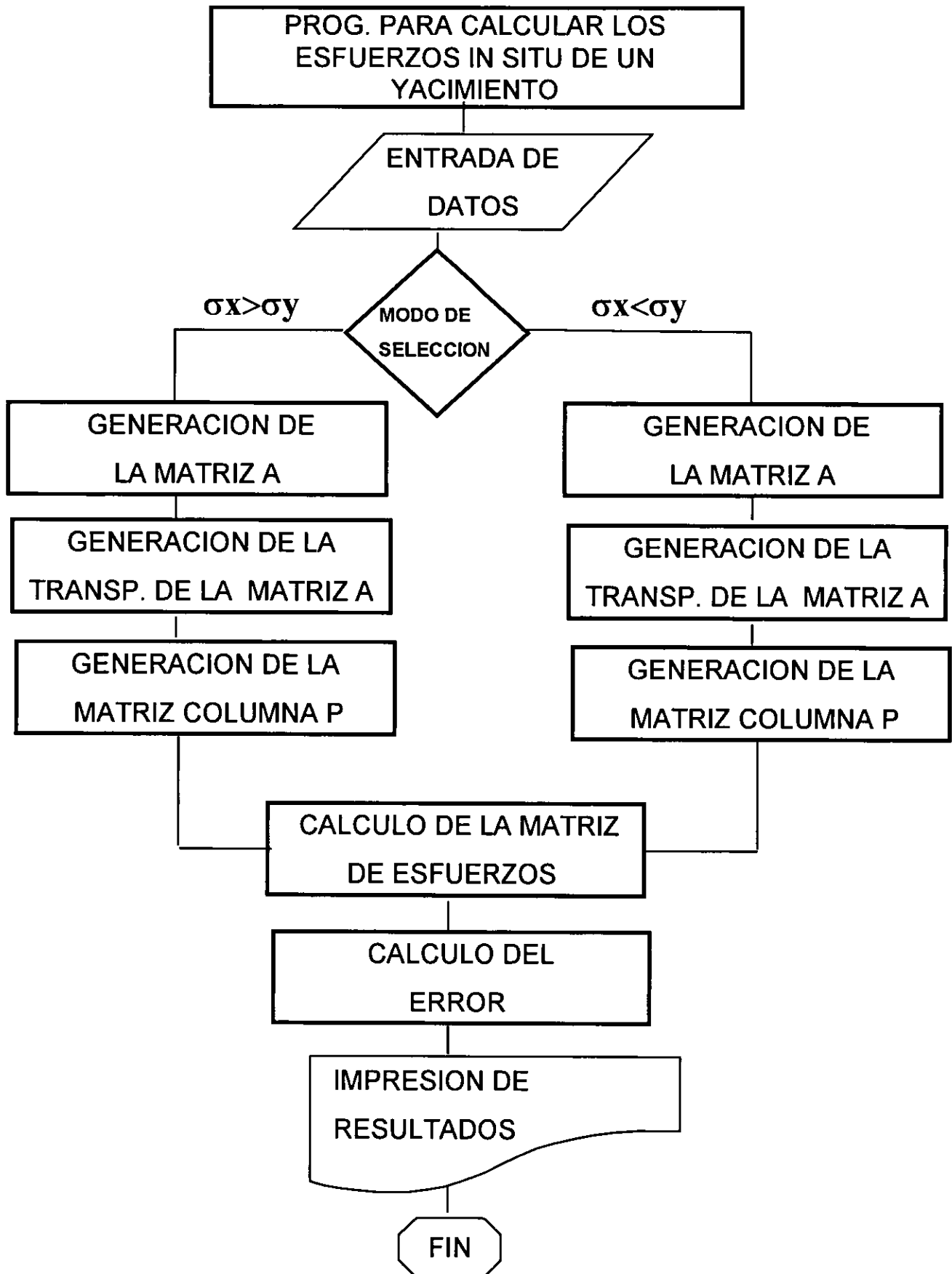
Juego de datos (1)	pozo numero (2)	D metros (3)	Pwf gcm-3 (4)	Pfm gcm-3 (5)	σ_0 gcm-3 (6)	γ (°) (7)	φ (°) (8)
1	2	1022	1.86	1.03	1.89	2	116
2	5	1028	1.95	1.03	1.89	0	357
3	1	1947	1.97	1.70	1.99	22	245
4	1	2914	2.00	1.62	2.05	17	229
5	5	3032	1.80	1.61	2.06	33	194

El azimuth se midió contra las manecillas del reloj a partir del eje X, el cual se seleccionó arbitrariamente al norte.

TABLA 3.3 Resultados del análisis de los datos de fracturamiento.⁹

Corrida numero (9)	pozo numero (10)	Juego de datos (11)	σ_{T1}/σ_0 (12)	σ_{T2}/σ_0 (13)	σ_{T1}/σ_{T2} (14)	β (°) (15)	e2 (16)
1	1,2	1,3,4	1.05	0.85	1.24	106	0.000001
2	1,2,5	1,2,3,4,5	1.01	0.84	1.20	112	0.010668
promedios			1.03	0.85	1.21	109	

FIG. 3.3 ALGORITMO DE CALCULO



De los resultados de la tabla 3.3, se observó que las dos corridas tienen resultados parecidos en los valores de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos así como del ángulo β . Por lo que se concluye (en este ejemplo) que se tiene un caso en el cual predomina una tendencia geológica regional. Los resultados anteriores se pueden graficar en un plano coordenado fig. 3.4. La figura 3.4a muestra los esfuerzos del campo calculados en la corrida número uno de la tabla 3.3 en el cual se observa la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales in-situ, esta gráfica es útil para confirmar la tendencia de los resultados y definir la posibilidad de un dominio de la geología local o regional

La figura 3.4b muestra los resultados de la corrida numero 2 de la tabla 3.3. Como los resultados son similares se puede concluir que predomina una tendencia de los efectos regionales en estos juegos de datos. El promedio de las dos mediciones será representativo de las condiciones generales del campo. Fig. 3.4c. El esfuerzo mínimo in-situ es de aproximadamente el 85% del esfuerzo de sobrecarga, y el esfuerzo horizontal mínimo tiende en la dirección Norte 18° Oeste.

La figura 3.5 es la gráfica de la corrida número 1 (fig. 3.4 a) obtenida con el programa de cómputo y que explica el modelo. El error cuadrático muestra un punto de silla de caballo tanto a los 16° y a los 106°. El error mínimo entre estas dos mediciones ocurre a los 106°, por lo que este punto determina el valor de los esfuerzos horizontales para ese juego de datos en especial y los cuales son 1.05 para el máximo y 0.85 para el mínimo.

3.4. - ANÁLISIS AMPLIO DEL CASO DE CAMPO.

Los resultados de la figura 3.4c se usaran en los siguientes análisis de campo: fracturamiento del agujero, colapso del agujero y el fracturamiento inducido para propósitos de estimulación del yacimiento⁹.

FRACTURAMIENTO DEL AGUJERO.- Aadnoy y Chenevert²¹ (1987) establecieron las ecuaciones necesarias para modelar la presión de fracturamiento en agujeros inclinados. También expusieron un método aproximado para modelar el efecto de la inclinación del

agujero. Sin embargo, se supuso en ello que los dos esfuerzos horizontales in-situ eran iguales, debido a que en ese tiempo no había información disponible para distinguirlos. Una mejor obtención de los valores de fracturamiento del agujero se obtuvieron al usar los resultados de la figura 3.4c insertados en el modelo de Aadnoy y Chenevert²¹ (1987). El error fue muy pequeño, por lo que para el análisis de fracturamiento, se usaran los resultados de la figura 3.4c en el modelo usado aquí y los resultados se compararan con las presiones de leak-off cuando se calculen estas posteriormente.

COLAPSO DEL AGUJERO.- El mismo campo petrolero fue estudiado por Zoback para determinar la relación entre el colapso del agujero y los esfuerzos horizontales in-situ. Zoback et al²², mostraron que el punto de colapso del agujero corresponde a la dirección del esfuerzo normal mínimo en el agujero. Por esto cuando los agujeros se colapsan toman una forma oval o elíptica. Muchas veces esta ovalidad se debe al agrandamiento mecánico de los estabilizadores o también puede ser debida a la presencia de patas de perro. Sin embargo, muchas de las ovalidades son causadas por el colapso del agujero. La forma oval es entonces una nueva forma de equilibrio para el agujero.

Es muchas veces difícil distinguir entre colapso del agujero y los efectos del agrandamiento y la erosión hidráulica del mismo, pero si una sección grande del agujero es muy irregular y tiene forma oval, esto puede suponer que fue causado por el colapso. Aadnoy y Chenevert²¹ dieron mas información acerca del colapso del agujero y también discutieron los mecanismos de falla, de los cuales el más común es la falla de esfuerzos de corte. Un típico agujero colapsado y su estado de esfuerzos se muestra en la figura 3.6.

Para el análisis de colapso Zoback²² incluyó en su estudio seis pozos de perforación y demostró que en cuatro de los seis pozos perforados se tuvieron solo pequeños problemas de colapso. Sin embargo, dos de esos pozos se colapsaron completamente las secciones de alrededor de los 2000m a los 3200 m. Los registros de calibración de cuatro brazos mostraron agujeros no circulares variando el eje menor entre 12 y 13 pulgadas y el eje mayor variando entre 15 y 19 pulgadas. Las figuras mostraron claramente agujeros colapsados con formas

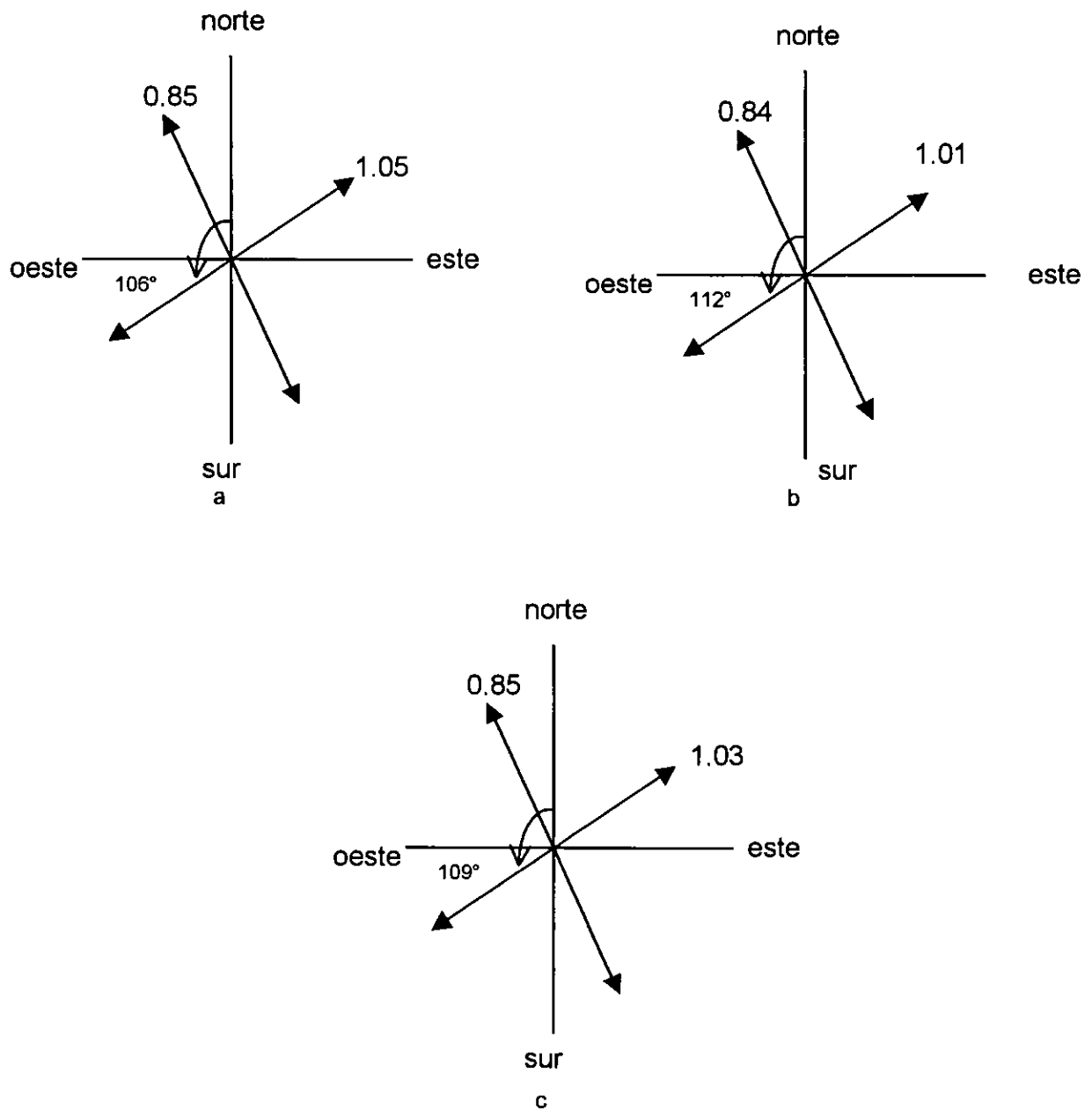
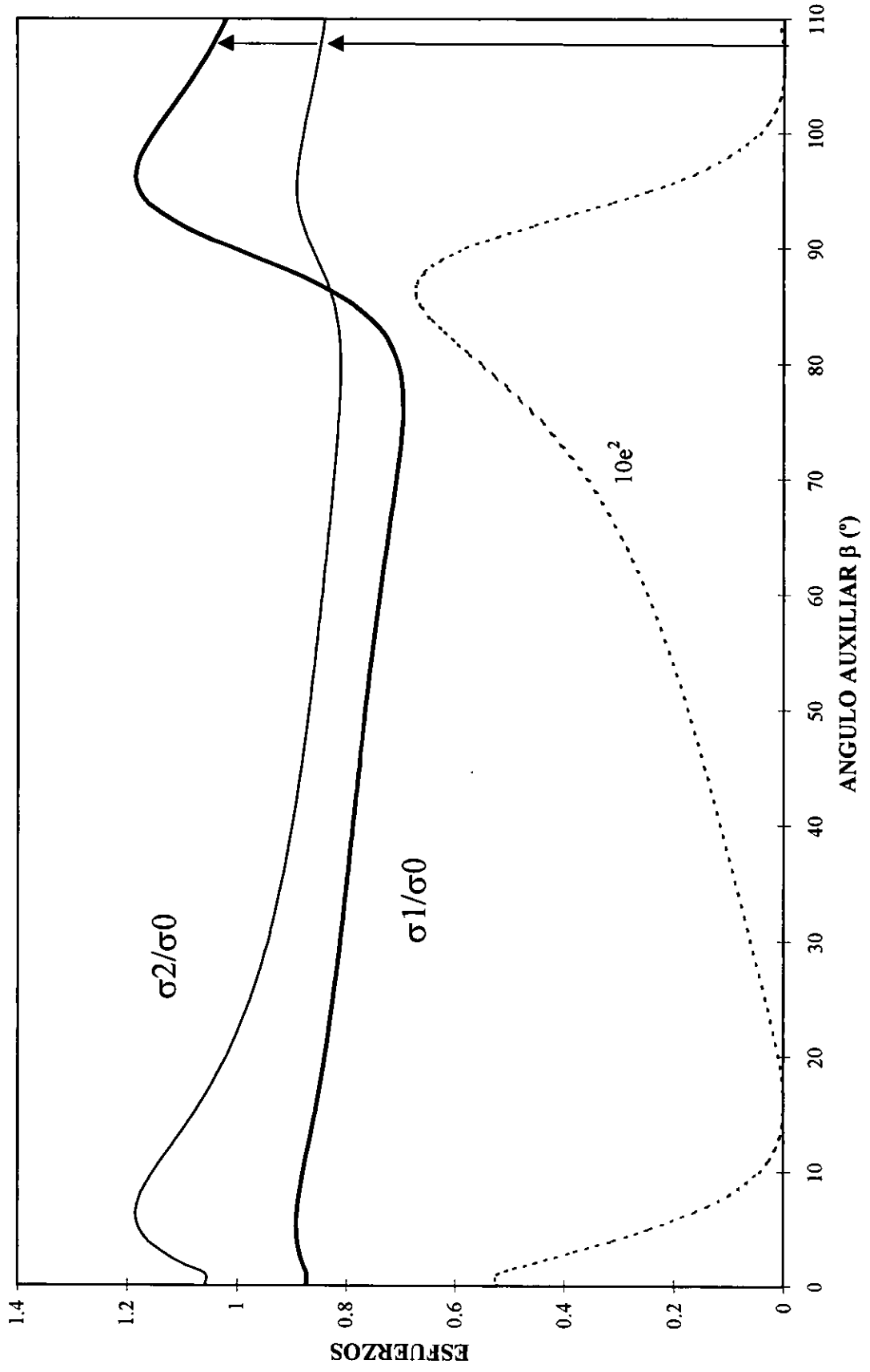


Fig. 3.4. Esfuerzos horizontales estimados así como sus direcciones a) pozos 1 y 2, b) pozos 1, 2, 3, 4 y 5, c) promedio de los dos resultados

FIG. 3.5 EJEMPLO DE GRAFICA ESFUERZO ANGULO AUXILIAR



ovales aproximadamente. La dirección de las ovalidades fue también determinada a partir de registros. Los máximos diámetros de los agujeros puntaron aproximadamente en la dirección Norte-Sur. Aplicando la teoría de Zoback et al²², (1985), el esfuerzo mínimo in-situ puede entonces ser estimado a estar en la dirección Norte-Sur. Comparando los resultados de Zoback con los de la técnica de inversión se observa claramente que los dos métodos difieren por solo 18°, una correlación aceptable. Esto también se muestra en la figura 3.4c.

Basado en los resultados de la figura 3.4c, hay consistencia entre los análisis de los datos de fractura y el análisis del colapso del agujero. En lo sucesivo, la información de la figura 3.4c será usada en ambos análisis.

FRACTURAMIENTO DEL YACIMIENTO. Las dos discusiones previas se refieren a los efectos cercanos al agujero. En la industria petrolera, se usa el fracturamiento artificialmente inducido para incrementar los gastos de producción. Los resultados del método mostrado aquí permiten planear las operaciones de fracturamiento. Cuando se conocen la dirección de las fracturas inducidas, se puede planear una mejor explotación del yacimiento, incrementando por tanto la recuperación del yacimiento y asegurar que se drene completamente el mismo.

Es comúnmente aceptado que la orientación de las fracturas es normal al esfuerzo mínimo conforme ellas se propagan lejos del agujero. La figura 3.7 se elaboró siguiendo este criterio, y la información dada en la figura 3.4c. Este es un mapa tridimensional del yacimiento y los pozos, y muestra las direcciones estimadas de las fracturas.

Varios puntos importantes son mostrados en la figura 3.7. Primero, las fracturas siempre son iniciadas a lo largo del eje del agujero, haciendo caso omiso de la inclinación del agujero, como lo demostró Aadnoy (1988)²³. Esto significa que las fracturas cortan al agujero en un ángulo que no es esperado. La longitud de la sección fracturada del agujero por tanto también determina el éxito de la estimulación. Segundo, la dirección de las fracturas conforme estas se alejan del agujero cambia, ya que se orientan perpendicularmente a la dirección del mínimo esfuerzo. Por lo que en base a las direcciones de los esfuerzos del campo previamente

definidas, las fracturas se extenderán a la dirección Oeste 18° Sur. La planeación del pozo debe ser consistente con los esfuerzos del campo.

3.5. - SEGURIDAD DEL MÉTODO.

DATOS DE ENTRADA.- El error en uno solo de los datos de entrada puede afectar los resultados finales en cierto grado. Las mediciones de pruebas leak-off y las presiones de poro raramente son inseguras. Los errores ocurrirán cuando ambas, las mediciones y las interpretaciones sean erróneas. Otra desventaja es la carencia de procedimientos operativos estandarizados en el campo para realizar las pruebas de leak-off. Por lo tanto se pueden tener errores debido a la pobre calidad de los datos.

EFECTOS DE FILTRACIÓN.- Este es un segundo punto relacionado con la seguridad del modelo. Suponemos que existe una presión estática dentro del agujero y una presión de poro virgen inmediatamente dentro de la roca en la pared del agujero, con una zona de transición como un caso ideal. En realidad, cierta pérdida de fluido puede darse a través del enjarre debido a la diferencia de presión. Este filtrado posiblemente incrementará localmente la presión de poro en la pared del agujero. Este efecto no esta totalmente comprendido, pero implica que las propiedades del fluido de perforación tienen algún efecto. Como una regla de dedo, se puede esperar que esta condición ideal sea válida para lutitas impermeables, mientras que para las arenas y arcillas un enjarre se formará creando condiciones más complejas.

NÚMERO DE PUNTOS DATOS.- Las ecuaciones derivadas en este trabajo contienen dos incógnitas. Sin embargo, si se usan solo dos juegos de datos el error cuadrático calculado siempre será cero para este caso y no puede se puede usar este como criterio para la determinación de la dirección de los esfuerzos in-situ. El procedimiento sugerido es graficar los dos esfuerzos horizontales in-situ contra el ángulo rotado β . El ángulo al cual la curva tiene un máximo y la otra curva tiene un mínimo sé selecciona como la dirección de uno de los esfuerzos in-situ.

Si se usan tres o más juegos de datos el procedimiento es simplemente como se explicó anteriormente. El sistema de ecuaciones es ahora sobredeterminado, resultando en un error. El criterio es seleccionar el ángulo al cual este error cuadrático sea mínimo en la dirección de uno de los esfuerzos in-situ.

La existencia de más datos, mejorara la estimación. Suponiendo que se tienen pocos datos, de los cuales uno es erróneo, el resultado final será afectado por dicho dato. Por otro lado si el número de datos es grande, el dato erróneo contribuirá menos sobre el resultado final. El método funciona bien para todas las etapas de desarrollo del campo. En una etapa temprana, los pocos juegos de datos disponibles, son utilizados para estimaciones preliminares. Conforme se tengan mas datos disponibles, estos se pueden alimentar continuamente el modelo para los esfuerzos in-situ, para estimar los esfuerzos regionales y/o locales.

3.6. - ESTADO DE ESFUERZOS SUPUESTOS.

Las ecuaciones 3.9 y 3.11 contienen dos diferentes juegos de ecuaciones dependiendo de que se tenga $\sigma_x > \sigma_y$ (el método usa las ecuaciones 3.9a y 3.11a) o bien $\sigma_x < \sigma_y$ (el método usa las ecuaciones 3.9b y 3.11b) En caso de no conocer la magnitud de cada uno de ellos se debe de suponer alguno de los dos anteriores estados de esfuerzos. Después de los cálculos se deberá verificar si se mantiene tal condición supuesta. Si no se cumple se deberá suponer el otro estado de esfuerzos. El programa de cómputo del apéndice C maneja esto.

La figura 3.8 muestra las dos posibles posiciones de la fractura en la pared del pozo y el estado de esfuerzos determina la posición de dichas fracturas. Si se conocen las direcciones de las fracturas sobre la pared del pozo a partir de registros, se puede calcular el estado de esfuerzos para cada pozo, tal como se muestra en las figuras 3.8a o 3.8b. Si la tendencia de las fracturas no esta disponible, uno puede suponer la dirección del mayor y menor esfuerzo, y usar el modelo de la figura 3.8b para los juegos de datos que parezcan críticos. Esto se hizo en el ejemplo de campo. La tabla 3.4 lista las condiciones posibles a suponer de los esfuerzos para 3 diferentes juegos de datos en la aplicación del modelo, es decir que se deben de correr

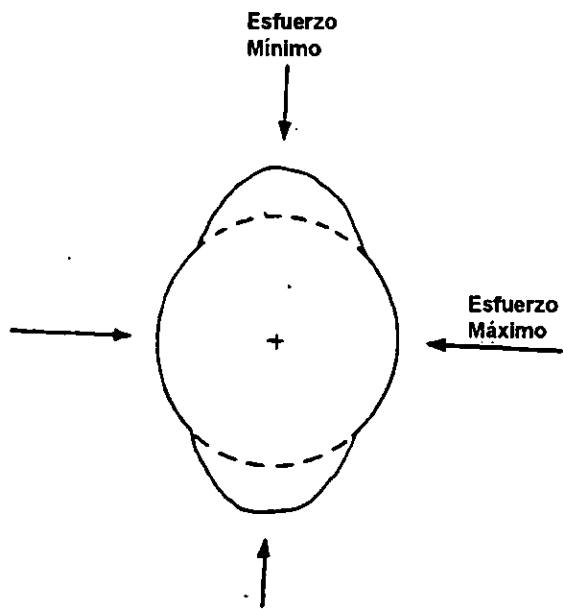


Fig. 3.6. Elongación del agujero por colapso.²²

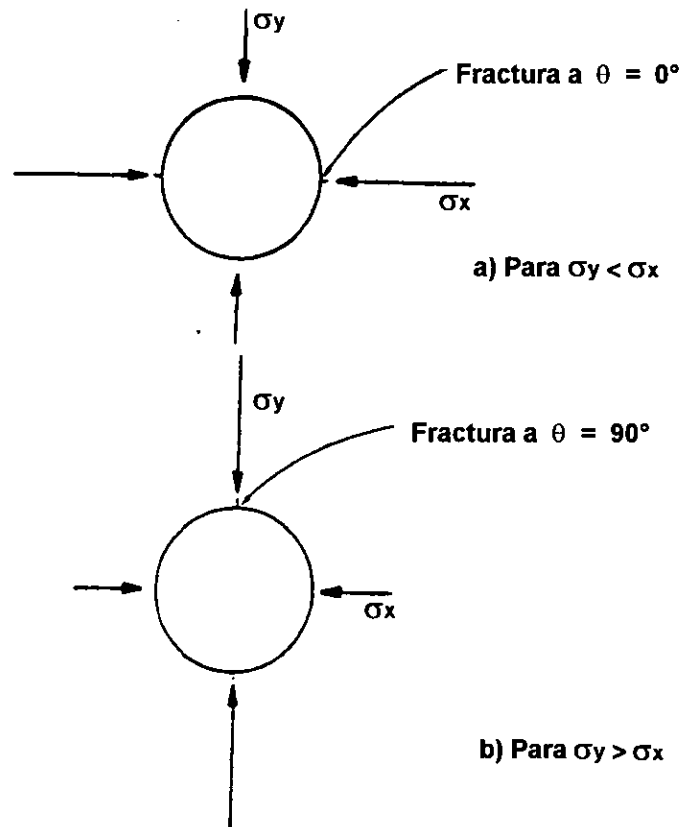


Fig. 3.8. Posiciones de los estados supuestos.⁹

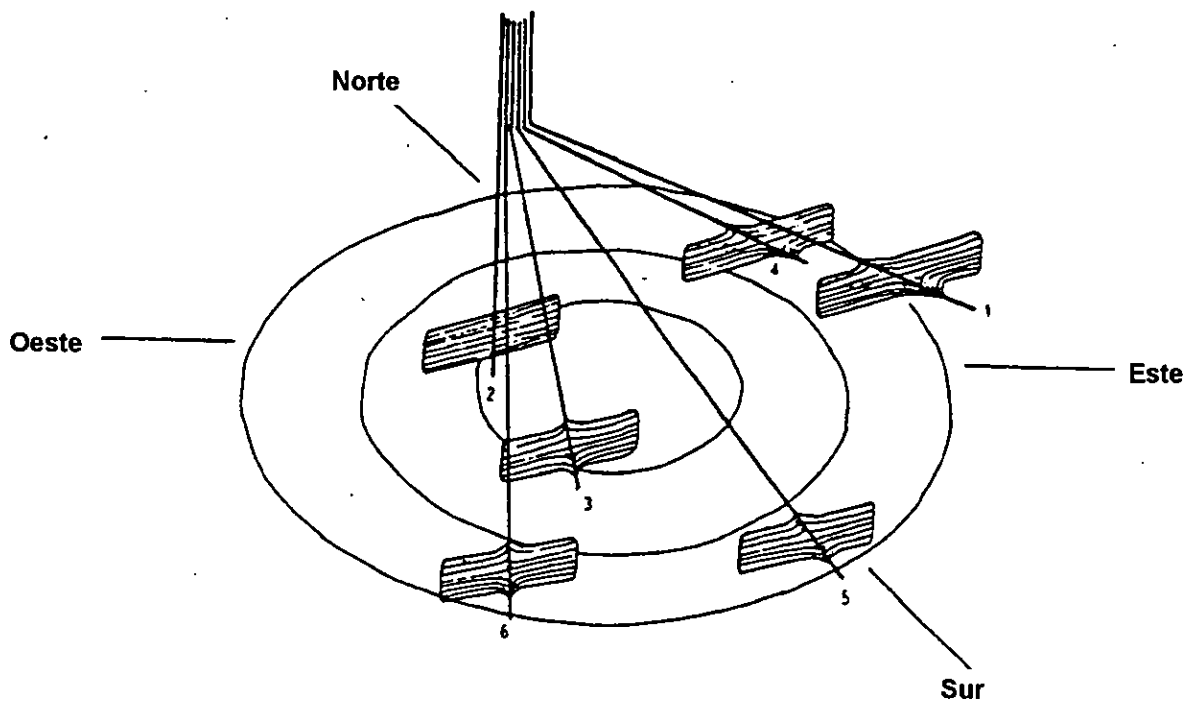


Fig. 3.7. Direcciones calculadas de las fracturas en el yacimiento⁹

todas estas pruebas antes de determinar cual será la que cumpla con las condiciones iniciales de ya sea $\sigma_x > \sigma_y$ o $\sigma_x < \sigma_y$. Una vez calculados los dos esfuerzos horizontales se sustituyen en la diferencia de las ecuaciones 3.2 y se debe cumplir durante todo el proceso el estado de esfuerzos supuesto.

Tabla 3.4- Condiciones de los estados de esfuerzos para 3 juegos de datos⁹

Juego de Datos	Posibles Combinaciones							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	1	0	1	1	0	1	0
2	0	1	0	1	0	1	0	1
3	0	1	1	0	0	1	1	0

clave: 0 $\sigma_x > \sigma_y$
1 $\sigma_y > \sigma_x$

3.7. - PROGRAMA DE CÓMPUTO

El programa de cómputo de la Técnica de Inversión esta diseñado para calcular los esfuerzos horizontales in-situ. El programa se efectuó en Quick Basic y es extrapolado a Excell en Windows para graficar los resultados obtenidos.

El programa de cómputo debe de cumplir los siguientes pasos:

1. - Para cada juego de datos se necesita introducir la siguiente información (se puede seguir el formato de la tabla 3.2). Las presiones y esfuerzos deben estar en unidades consistentes:

Presión de fractura.

Presión de poro.

Esfuerzo de sobrecarga.

Inclinación del agujero. (Grados)

Azimuth del agujero (Grados)

2. - Suponer el estado de esfuerzos supuestos para cada juego de datos. Existen solo dos opciones posibles para ello: si se sabe que se tiene una cuenca tectónicamente relajada ($\sigma_x > \sigma_y$) inserte cero en el modo de selección. El programa usará entonces las ecuaciones 9a y 11a. Si el caso esperado es tectónicamente estresado $\sigma_y > \sigma_x$, inserte uno en el modo de selección. Ahora el programa usará las ecuaciones 9b y 11b para este juego específico de datos.

3. - Correr el programa, el cual tarda aproximadamente 30 seg. , el cual arroja los siguientes resultados:

Ángulo β a partir del eje X (grados)

Esfuerzo estimado horizontal máximo in-situ. σ_{T1} / σ_0

Esfuerzo estimado in-situ. σ_{T2} / σ_0

Error cuadrático (e^2)

Diferencia de esfuerzos $\sigma_x - \sigma_y$: para cada juego de datos:

Los parámetros anteriores son calculados 360 veces. Se deben analizar los datos de la diferencia de esfuerzos para verificar la validez de los modos de selección supuestos y por tanto de los resultados obtenidos. Esto anterior se hace para cada juego de datos. Si en un juego de datos se seleccionó "0" como modo de selección ($\sigma_x > \sigma_y$), una vez obtenidos los esfuerzos σ_{T1} y σ_{T2} se sustituyen estos en la siguiente ecuación:

$$\sigma_x = \left\{ \sigma_{T1} * \cos^2 \varphi + \sigma_{T2} * \sin^2 \varphi \right\} * \cos^2 \gamma + \sigma_o * \sin^2 \gamma \quad (3.2)$$

$$\sigma_y = \left\{ \sigma_{T1} * \sin^2 \varphi + \sigma_{T2} * \cos^2 \varphi \right\}$$

la diferencia de esfuerzos será simplemente:

$$\sigma_x - \sigma_y$$

Si la elección fue la correcta dicha diferencia se mantendrá para los 360 puntos calculados alrededor del agujero. Si no se cumple en al menos en un solo punto la combinación de esfuerzos propuestos fue errónea y se debe de suponer el estado de esfuerzos $\sigma_y > \sigma_x$. Esto se hace para cada juego de datos, por ejemplo para 3 juegos de datos si se seleccionó el estado de esfuerzos como (0,0,0) entonces el valor de la diferencia ($\sigma_x - \sigma_y$) en los tres juegos de datos debe ser (+,+,+) positivos en las 360 corridas.

Otra forma de verificar la validez de los esfuerzos propuestos es hacer una gráfica de la diferencia ($\sigma_x > \sigma_y$) contra el ángulo auxiliar β . Si todos los juegos de datos cumplen con lo anterior seleccionar esta como la óptima, en caso contrario regresar al paso número 2 y suponer otro estado de esfuerzos hasta lograr que se cumpla lo deseado.

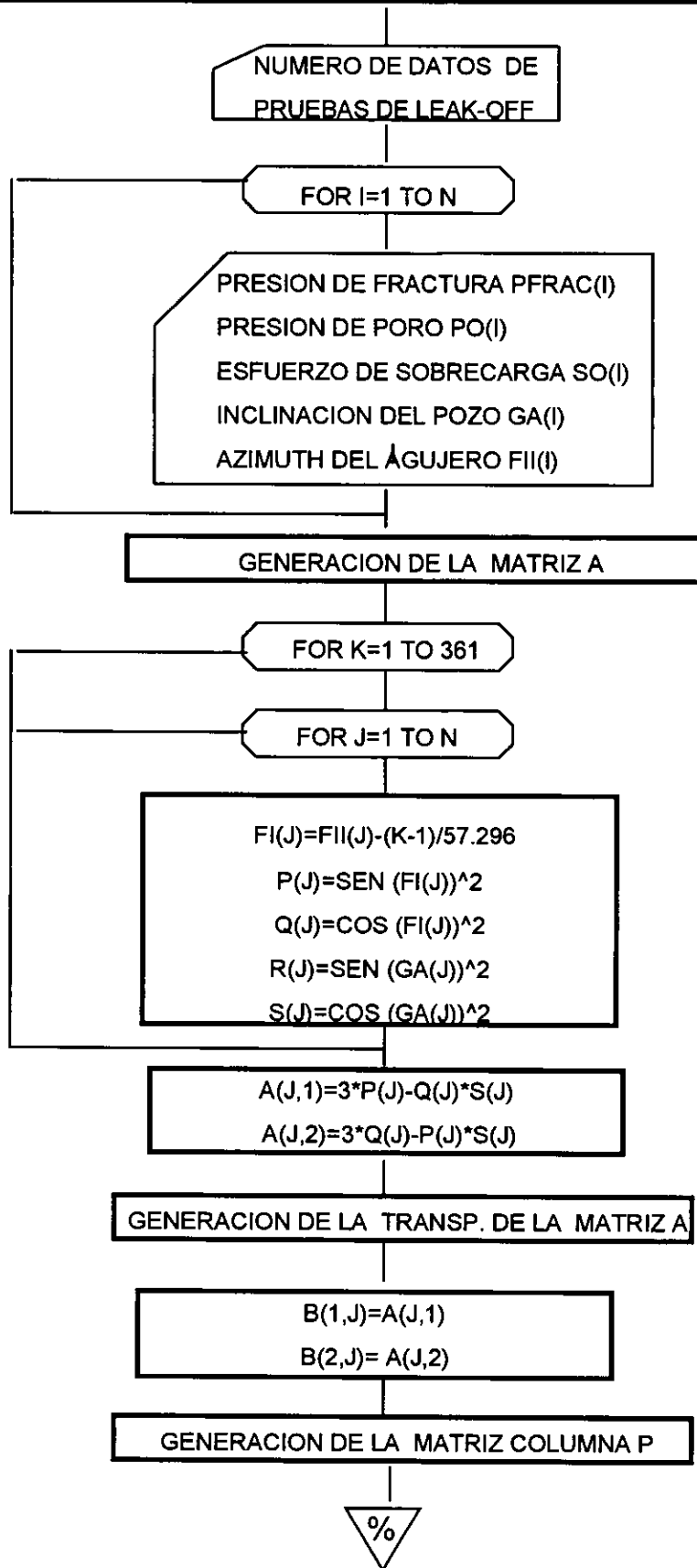
4. - Graficar los valores de σ_{T1}/σ_0 , σ_{T2}/σ_0 y el error calculado contra el ángulo β calculados en el paso 3 (como se muestra en la fig. 3.5) en la cual se muestren los 4 puntos de silla de caballo los cuales indican los valores de los esfuerzos horizontales y la dirección de cada uno de ellos, el mínimo error de los cuatro valores seleccionados determinará la magnitud y dirección del esfuerzo in-situ máximo o bien hacer una tabla que muestre los valores mínimos de las mediciones, mostrando el error mínimo respectivo, y presentarlos como se muestran en la tabla 3.3.

5. - Hacer una gráfica en un sistema coordenado con los datos obtenidos en el punto anterior (como se muestra en la fig. 3.4).

6. - Combinar todos los juegos de datos y tratar de determinar una tendencia regional y/o local, repitiendo para ello los pasos 1 a 5.

7. - Interpretar los resultados, para ello apoyarse en la información disponible de campo.

FIG 3.9. PROG. PARA CALCULAR LOS ESFUERZOS IN SITU DE UN YACIMIENTO





$XX(1,1) = XX(2,1) = 0$
 FOR KK=1 TO N
 $XX(1,1) = XX(1,1) + A(KK,1) * PF(KK,1)$
 $XX(2,1) = XX(2,1) + A(KK,2) * PF(KK,1)$

CALCULO DEL PRODUCTO $A * P$ (XX)
 $[A]^T [P]$

$DET = CC(1,1) * CC(2,2) - CC(1,2) * CC(2,1)$
 $MI(1,1) = CC(2,2) / DET$
 $MI(1,2) = -CC(1,2) / DET$
 $MI(2,1) = -CC(2,1) / DET$
 $MI(2,2) = CC(1,1) / DET$
 $DET = 0$

CALCULO DE LA MATRIZ INVERSA (MI)
 $\{ [A]^T [A] \}$

$CC(1,1) = CC(1,1) + A(IK,1) * A(IK,1)$
 $CC(1,2) = CC(1,2) + A(IK,1) * A(IK,2)$
 $CC(2,1) = CC(1,2)$
 $CC(2,2) = CC(2,2) + A(IK,2) * A(IK,2)$

CALCULO DEL PRODUCTO DE LA MATRIZ (CC)
 $\{ [A]^T [A] \}$

CALCULO DE LA MATRIZ DE ESFUERZOS
 $[\sigma] = \{ [A]^T [A] \} [A]^T [P]$

$PF(J,1) = (PFAC(J) + PO(J) + SO(J) * R(J)) / SO(J)$





CALCULO DE LA MATRIZ DE ESFUERZOS (X)
$$[\sigma] = \{ [A]^T [A] \}^{-1} [A]^T [P']$$

$X(1,1) = MI(1,1) * XX(1,1) + MI(1,2) * XX(2,1)$
 $X(2,1) = MI(1,1) * XX(1,1) + MI(2,2) * XX(2,1)$

CALCULO DEL ERROR MULTIPLICANDO LA MATRIZ A
CON LOS ESFUERZOS CALCULADOS Y DESPUES
RESTANDO LOS DATOS MEDIDOS

MAGNITUD Y DIRECCION DE LOS
ESFUERZOS HORIZONTALES IN-SITU



El programa de cómputo se elaboró en base al diagrama de flujo mostrado en la fig. 3.9.

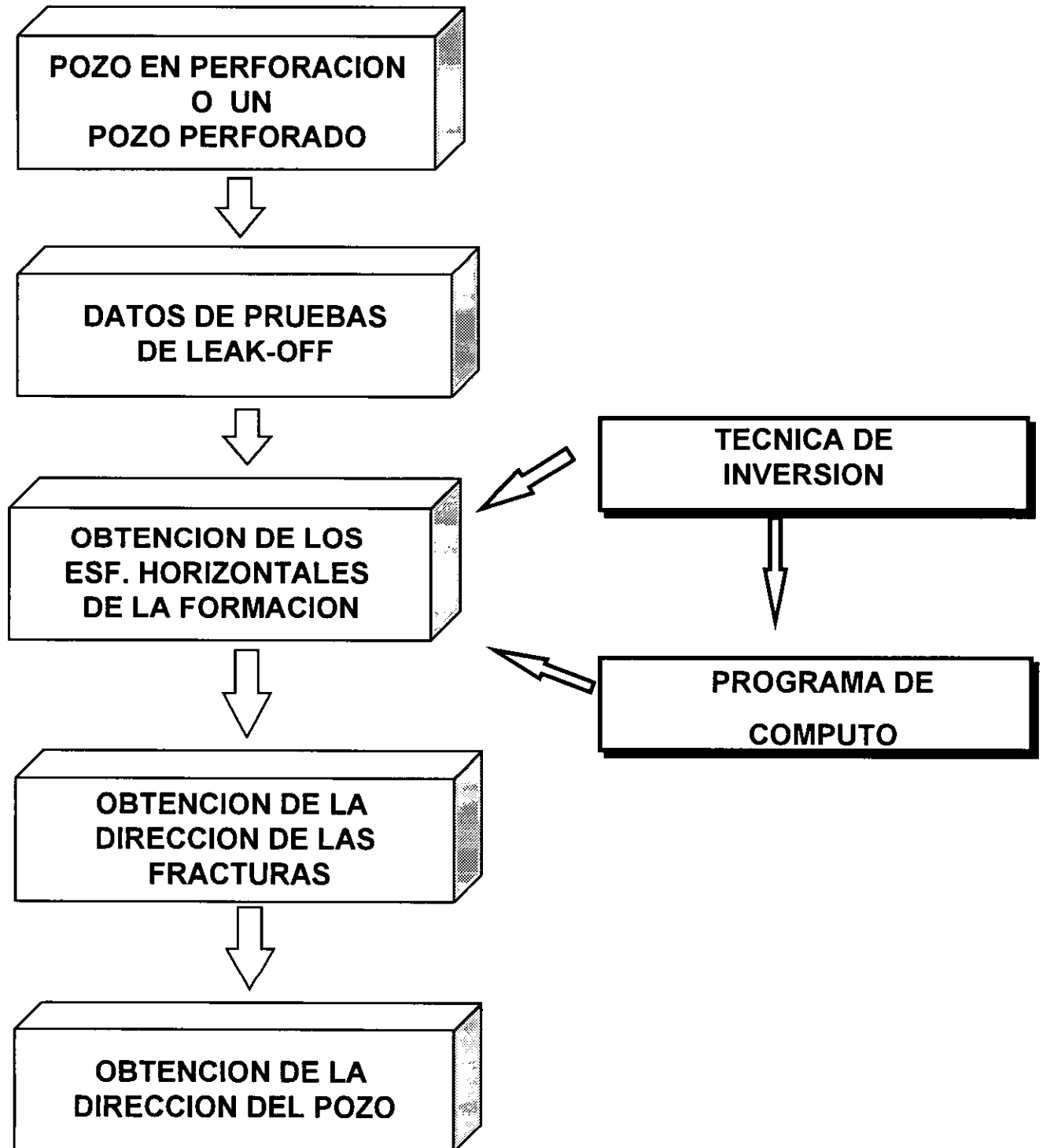
3.8 MODELO ESQUEMÁTICO PARA POZOS HORIZONTALES

El modelo esquemático para la obtención de la dirección óptima de perforación de un pozo horizontal busca marcar una pauta o patrón a seguir con el objeto de crear una metodología, la cual a partir de datos de pruebas de leak-off obtenga la dirección de perforación horizontal que permita la explotación adecuada del campo. En la fig. 3.10 se muestra un diagrama de flujo de los 5 pasos que forman el modelo esquemático.

La problemática surge de la necesidad de conocer la dirección y magnitud de los esfuerzos horizontales en un campo dado, para lo cual se necesita un pozo perforado y/o un pozo en perforación. La obtención de información es uno de los parámetros de mayor importancia para conocer un yacimiento por lo que en condiciones ideales se recomienda obtener el mayor número de datos. El siguiente paso consiste en la obtención de la dirección y el sentido de los esfuerzos horizontales in-situ a partir de pruebas de leak-off utilizando para ello el modelo matemático "Técnica de Inversión". La validez de los resultados del modelo se apoya en al compararlos con datos disponibles del área, tales como información geológica, geofísica, de registros de experiencia de campo y de toda la información técnica disponible.

Una vez obtenido lo anterior se procede a aplicar los conceptos de mecánica de rocas y del fracturamiento hidráulico para definir la dirección de las fracturas naturales. Se maneja aquí que la dirección de las fracturas es perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal mínimo de las rocas en estudio y que la dirección óptima de un pozo horizontal es aquella que intercepta perpendicularmente el mayor número de fracturas en el yacimiento o bien que se perfora en la dirección paralela al esfuerzo horizontal mínimo. Este método se aplica a campos nuevos y viejos y a cualquier tipo de formación ya sea yacimientos compactos, naturalmente fracturados etc.

Fig. 3.10. MODELO ESQUEMATICO



CAPITULO 4

APLICACIÓN DEL MODELO A DATOS DE LITERATURA

VALIDACIÓN DE DATOS DE LITERATURA.

4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es la validación de la "Técnica de Inversión" con datos reales reportados en la literatura de un campo petrolero. La validación consistirá en comparar los resultados de dicha técnica con otros métodos disponibles para la determinación de la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales in-situ.

Todos los datos obtenidos del campo petrolero son reales y sirvieron para estudiar el yacimiento. La información bibliográfica fue obtenida del artículo desarrollado por Lehne K. y Aadnoy B. S., el cual se llama: "Quantitative Analysis of Stress Regimes and Fractures From Logs and Drilling Records of a North Sea Chalk Field" y que fue presentado originalmente en el 13^{avo} Simposium Europeo de Evaluación de Formaciones efectuado del 22 al 26 de octubre de 1990 en la Ciudad de Budapest Hungría.²⁴

El objetivo de su trabajo fue la determinación del estado de esfuerzos en el Campo Tommeliten Gamma del Mar del Norte. El análisis de los esfuerzos así como del sistema de fracturas se basó en:

1. - Identificación de fracturas naturales e inducidas usando registros de microresistividad (FMS)
2. - Determinación de la orientación del esfuerzo horizontal mínimo a partir de mediciones de elongación del agujero. (caliper de cuatro brazos).
3. - Estimación del esfuerzo horizontal mínimo en función de pruebas de minifracturamiento.
4. - Estimación de los esfuerzos horizontales in-situ así como sus direcciones a partir de la técnica de inversión usando datos de leak-off de diferentes pozos.

Todas las mediciones anteriores se combinaron para estudiar el estado de los esfuerzos in-situ y la orientación de fallas y fracturas; lo cual permitió explotar eficientemente el Campo Tommeliten. El objetivo aquí será obtener los esfuerzos horizontales in-situ así como sus direcciones a partir de la técnica de inversión usando datos de leak-off del punto cuatro. Es importante mencionar que en dicho artículo solo se dan los datos y los resultados, por lo que

nuestro objetivo será obtener a detalle todas las corridas del programa y llegar al resultado dado por el autor y verificar su validez.

4.2 EL CAMPO TOMMELITEN.

El campo Tommeliten es un yacimiento productor desde 1988. Es una estructura de domo salino moderadamente fracturada. El conocimiento de las fallas y de las fracturas optimizó la productividad del pozo e incrementó el drene del yacimiento. En este campo existe falta de información sísmica debida a la alta saturación de gas en la roca impermeable superior y los núcleos no han sido orientados, por lo que las orientaciones de las fallas y fracturas son estimadas a partir de datos de perforación y registros en combinación con la historia tectónica del área.

Los campos Tommeliten Alfa y Gamma se localizan en la región sur del sector noruego del Mar del Norte. Consiste de dos estructuras salinas inducidas separadas 10 Km, las cuales contienen hidrocarburos en los yacimientos carbonatados del Cretacico Superior-Paleoceno Inferior. Hay dos secuencias de roca cretosa, la altamente productiva, la cual es un yacimiento sobrepresionado de alta porosidad y la menos productiva, es un yacimiento de baja porosidad y presión normal. Este estudio se dirigió específicamente al campo Tommeliten Gamma de donde las formaciones Ekofisk y Tor son las unidades productoras²⁴.

4.3. - ASPECTOS GEOLÓGICOS.

La naturaleza del sistema de fallas a través de la estructura es incierta debida a la carencia de información sísmica del área. La estructura se encuentra sobre una falla transversa del Jurásico Tardío en dirección Este-Oeste, así como dos juegos de fallas que caen al norte dentro de la estructura, las cuales se ubican dentro de la zona de gas y no han sido evaluadas por datos sísmicos disponibles. El sistema de fallas en Gamma tiende a la dirección NE-SW, suponiendo que el sistema de fracturas es paralelo al sistema de fallas.

El fracturamiento en el yacimiento es resultado del movimiento salino post-diapírico, afallamientos y compactación. La intensidad de la fractura varía grandemente tanto vertical como arealmente. Los datos de registros y núcleos se han utilizado para conocer la intensidad del fracturamiento así como su distribución. Debido a que los núcleos no están orientados, la orientación de las fracturas se obtuvo básicamente de registros, (registros dipmeter, (diplog, SHDT), registros de imágenes resistivas (FMS o microescanner de la formación), registros acústicos de forma de onda completa y registros acústicos circunferenciales (CALOG).

La orientación de la fractura solo fue posible a través del registro de microresistividad (FMS), basándose para ello en fracturas de la formación Hod. Para el pozo A-5H las direcciones dominantes de las fracturas son NNE-SSW a NE-SW, basado en 136 fracturas naturales. Para el pozo A-6H las dos direcciones dominantes de fractura son NE-SW (igual que el pozo A-5H) y NNW-SSE, basándose para ello en 114 fracturas. La distribución de las orientaciones de las fracturas obtenidas para estos pozos muestra tendencia regional SW-NE de las fracturas²⁴.

Es aun difícil distinguir entre fracturas naturales e inducidas como resultado directo de la perforación en base a registros y núcleos. Una fractura inducida normalmente se extiende a lo largo del eje del agujero, mientras que una fractura natural tiende a cortar a través del agujero²⁴. El lodo de perforación juega un papel importante dentro de la generación de fracturas inducidas, se supone que estas ocurren cuando la presión hidrostática dentro del agujero excede el estado de esfuerzos alrededor del agujero. Las fracturas hidráulicas inducidas ocurren a altas presiones del agujero mientras que los colapsos se llevan a cabo a bajas presiones. Estas diferentes fallas del agujero se muestran en la fig. 4.1. El fracturamiento hidráulico (fig. 4.1a) ocurre en dirección del máximo esfuerzo normal en el agujero. La elongación del agujero ocurre a baja presión y se discute en la fig. 4.1b.

4.4. - ANÁLISIS DE LOS ESFUERZOS IN-SITU.

ELONGACIÓN DEL AGUJERO.- El registro caliper de cuatro brazos es una herramienta útil para analizar los esfuerzos in-situ; la forma y orientación del eje mayor del agujero indica

la presencia de un no-isotropico estado de esfuerzos horizontales así como su dirección. El colapso del agujero ocurre a bajas presiones en el agujero. Así, si se requiere la información de ruptura se debe de bajar la densidad del lodo y las fracturas pueden evitarse usando un peso de lodo menor al gradiente de fractura del área.

La fig. 4.1 muestra tres casos típicos del colapso. En la fig. 4.1b, el agujero esta calibrado, en este caso el peso del lodo ha sido suficiente para estabilizar la pared del agujero y no se puede obtener información de los esfuerzos. La fig. 4.1c muestra un agujero que se colapsó uniformemente alrededor de la pared del pozo y en el cual los dos esfuerzos principales son aproximadamente iguales en magnitud. La fig. 4.1d, muestra un agujero elongado donde el esfuerzo in-situ mínimo tiende en la dirección de la rotura. Para aquellos casos en los cuales no se tengan registros tales como el FMS o el televiwer, la dirección del esfuerzo normal mínimo del agujero se puede estimar con el registro caliper de 4 brazos.

Hay sin embargo, varias fuentes de error en estos análisis, uno de ellos son los efectos de las propiedades anisotrópicas del material. Otro punto en contra de lo anterior es que un agujero elongado puede ser causado también por el rozamiento mecánico de la sarta de perforación en agujeros desviados. Normalmente el registro caliper detectara esto; para el rozamiento mecánico se espera que de una curva plana y uniforme. Otro aspecto es de que, aunque el agujero elongado indica esfuerzos normales a la pared del pozo que varían a lo largo del azimuth del agujero, los valores máximos y mínimos de estos esfuerzos pueden no ser los esfuerzos principales in-situ.

Por otro lado si en un pozo inclinado existe un campo de esfuerzos principal horizontal/vertical en la vecindad del agujero, los esfuerzos normales medidos en la dirección del agujero serán diferentes de los esfuerzos principales in-situ.

Se han desarrollado análisis de la elongación del agujero en un gran número de pozos de la estructura Gamma. En la parte superior del yacimiento las roturas han ocurrido en la dirección N-S, lo cual indica que el esfuerzo horizontal mínimo esta en esa dirección.

ANÁLISIS DEL FRACTURAMIENTO: La Técnica de Inversión desarrollada por Aadnoy²⁴ calculó el estado de esfuerzos regional del Campo Tommeliten Gamma a partir de datos de fracturamiento (leak-off) con los siguientes resultados:

Se calculó un esfuerzo horizontal máximo casi igual al esfuerzo de sobrecarga ($\sigma_{T1}/\sigma_0=1.01$) mientras que el esfuerzo horizontal mínimo fue de $\sigma_{T2}/\sigma_0=0.85$ veces el de sobrecarga. La dirección del esfuerzo horizontal mínimo fue de NNW 18°,

Lo cual concuerda razonablemente bien con el resultado del análisis de elongación del agujero el cual fue estimado en la dirección N-S. Análisis de pruebas de minifrac se desarrollaron también en los pozos. Los resultados indicaron que el esfuerzo horizontal mínimo in-situ es de 0.81 veces el esfuerzo de sobrecarga, en el pozo A-5H y 0.9 veces en el pozo A-6H. Otra vez, esto concuerda bien con el análisis de leak-off el cual arroja el valor de 0.85.

4.5. - APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE INVERSIÓN AL CAMPO TOMMELITEN.

El método usó información de campo y básicamente consiste en reproducir las pruebas efectuadas por los autores aplicando el programa de computo. El modelo aplicado será el mismo explicado en el capítulo anterior por lo que los datos a utilizar serán los siguientes:

TABLA 4.1 Datos Campo Tommeliten.⁹

Juego de datos	pozo numero	D metros	Pwf gcm-3	Pfm gcm-3	σ_0 gcm-3	γ (°)	ϕ (°)
1	2	1022	1.86	1.03	1.89	2	116
2	5	1028	1.95	1.03	1.89	0	357
3	1	1947	1.97	1.70	1.99	22	245
4	1	2914	2.00	1.62	2.05	17	229
5	5	3032	1.80	1.61	2.06	33	194

El azimuth se midió contra las manecillas del reloj a partir del eje X, el cual se seleccionó arbitrariamente al norte.

Los parámetros de interés son la relación σ_{T1}/σ_0 y σ_{T2}/σ_0 , por lo que se aplicarán las ecuaciones 3.4 a 3.11. Para demostrar el alcance y la potencia del método, el conjunto de datos de la tabla 4.1 se maneja de diferentes maneras. Para determinar si los esfuerzos son locales o.

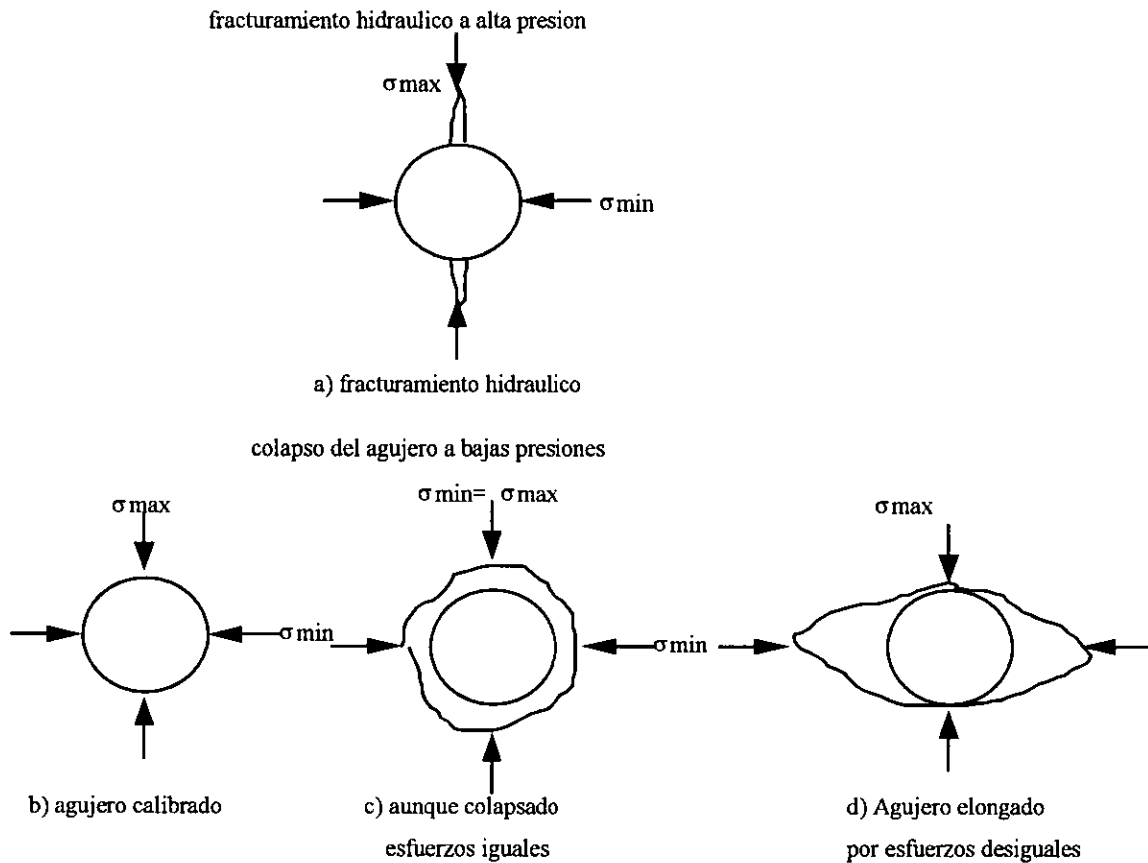


fig. 4.1 Diagrama esquemático de fallas del agujero.

13

regionales, los juegos de datos fueron analizados en diferentes combinaciones. Los resultados son los siguientes y se muestran en la tabla 4.2. y en la fig. 4.2.

La figura 4.2a muestra los esfuerzos del campo calculados usando datos de los pozos 1 y 2, esta gráfica representa solamente en un plano mostrando la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales in-situ estimados. Esta gráfica se hace para cada juego de datos propuesto en el objetivo del estudio. Se pueden presentar básicamente dos casos uno que todas las gráficas tengan similitud lo cual puede ser indicativo de esfuerzos geológicos regionales predominantes y/o todas las gráficas diferentes lo cual indica que se tenga un estado de esfuerzos dominado por esfuerzos geológicos locales.

La figura 4.2b muestra los esfuerzos calculados cuando los datos son los de los pozos 1 y 5 los resultados son muy similares a la 4.2a. Las líneas gruesas en la figura 4.2b son los

resultados de las partes más profundas de los pozos, en el intervalo de 2 a 3.2 km. Las líneas punteadas incluyen los datos someros de alrededor de 1 km. Sin embargo las direcciones de los esfuerzos mínimos son similares y los esfuerzos máximos son diferentes. Cuando los datos de fracturamiento son de buena calidad, esto se puede tomar como la indicación de la existencia de un gradiente de esfuerzos del campo que varía con la profundidad.⁹

La figura 4.2c muestra los resultados de datos usando todos los juegos de información. Se observa nuevamente un estado de esfuerzos similar al mostrado en las gráficas anteriores. La figura 4.2d muestra la simulación usando los pozos 2 y 5. Estos resultados son totalmente diferentes de los casos discutidos previamente pudiendo ser interpretado como un estado de esfuerzos dominado por los efectos locales, pero descartaremos esto para los análisis preliminares. Basado en los resultados de las figuras 4.2a, 4.2b y 4.2c hay pequeñas evidencias de esfuerzos locales, (con la excepción de la figura 4.2d la cual se despreciara). Se supone entonces que existen en el campo esfuerzos regionales dominantes, y se promediaran los resultados obtenidos de las cinco corridas. La figura 4.3 muestra los resultados promedio obtenidos.

Los esfuerzos horizontales máximos tienen aproximadamente la misma magnitud que el esfuerzo de sobrecarga, dando un valor promedio de 1.00. El esfuerzo mínimo in-situ es de aproximadamente el 85% del esfuerzo de sobrecarga, y los puntos son en la dirección Norte 18° Oeste (N18°W). Estos resultados son muy parecidos a los obtenidos con el análisis de la elongación del agujero el cual determinó que la dirección del esfuerzo horizontal mínimo era N-S y de los análisis de las pruebas de minifrac las cuales determinaron que el esfuerzo horizontal mínimo in-situ es de 0.81 veces el esfuerzo de sobrecarga, en el pozo A-5H y 0.9 veces en el pozo A-6H.

Se presentan de la fig. 4.4 a la 4.7 los resultados de las corridas 1, 4, 5 y 6 de la tabla 4.2. En la primera corrida se tomaron los datos de los pozos 1 y 2, los juegos de datos 1, 3 y 4, se alimentaron al programa de cómputo el cual arrojó la gráfica de la fig. 4.4, la cual consiste de las dos curvas de los esfuerzos horizontales in-situ σ_{T1}/σ_0 y σ_{T2}/σ_0 , así mismo de la gráfica del error al cuadrado, el cual determina la dirección y magnitud de los esfuerzos

resultantes. En este caso el error mínimo fue de 0.000001 a un ángulo de 106° , por lo que los valores de los esfuerzos horizontales in-situ leídos de dicha gráfica fueron los siguientes: $\sigma_{T1}/\sigma_0 = 1.05$ y $\sigma_{T2}/\sigma_0 = 0.85$. Los resultados de las corridas se presentan en la tabla 4.2 y se presenta en la tabla 4.4 un resumen de los cuatro valores críticos para cada prueba, con el objeto de verificar la validez de los resultados obtenidos. El procedimiento anterior se repitió para las cinco pruebas restantes.

TABLA 4.2 Resultados del análisis de los datos de fracturamiento Campo Tommeliten con TIM.

Corrida	pozo numero	Juego de datos	σ_{T1}/σ_0	σ_{T2}/σ_0	σ_{T1}/σ_{T2}	β ($^\circ$)	e2
1	1,2	1,3,4	1.05	0.85	1.24	106	0.000001
2	1,5	3,4,5	1.02	0.85	1.20	112	0.005893
3	1,5	2,3,4,5	0.88	0.85	1.04	106	0.039464
4	1,2,5	1,2,3	1.07	0.86	1.24	105	0.000003
5	1,2,5	1,2,3,4,5	0.95	0.82	1.16	112	0.010668
6	2,5	1,2,5	0.91	0.77	1.18	144	0.000017
		promedios	1.00	0.85	1.18	108	

4.6. - ESTADO DE ESFUERZOS SUPUESTOS

El estado de los esfuerzos supuestos en las seis corridas se realizó de la siguiente manera:

Tabla 4.3. - Condiciones supuestas de los estados de esfuerzos para cada juego de datos¹

Juegos de datos de tabla 1	corrida de tabla 2					
	1	2	3	4	5	6
1	0			0	0	0
2			1	1	1	0
3	0	1	0	0	1	
4	1	1	0		1	
5		1	0		1	0

clave: 0 $\sigma_x > \sigma_y$
 1 $\sigma_y > \sigma_x$

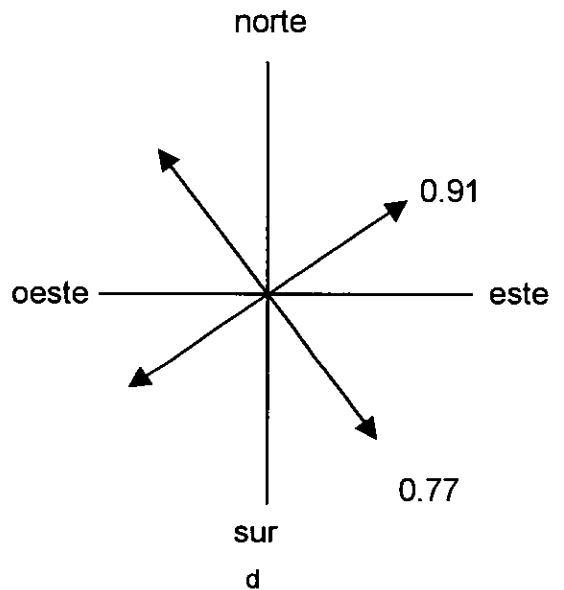
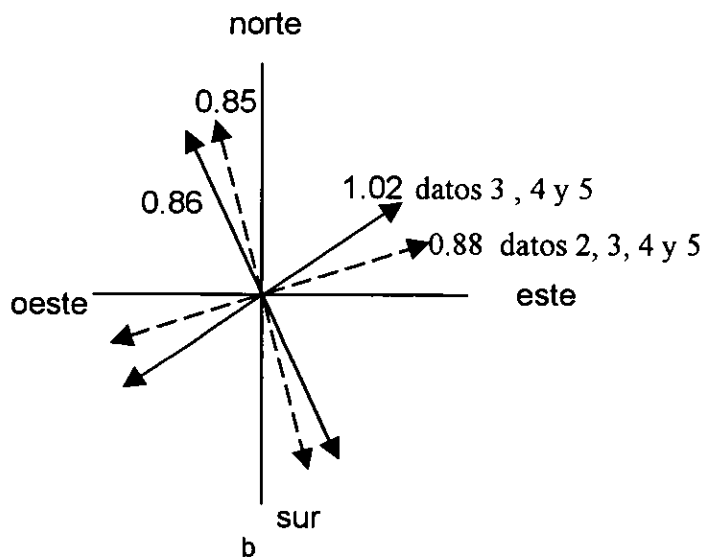
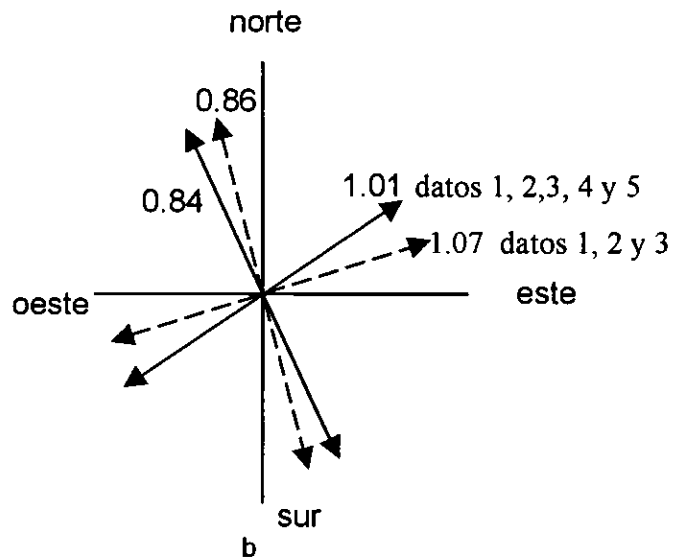
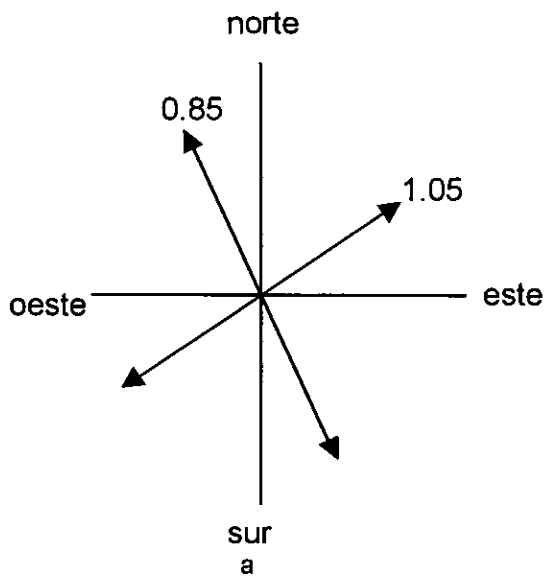


Fig. 4.2. Esfuerzos horizontales estimados así como sus direcciones en el Campo Tommeliten. a) pozos 1 y 2, b) pozos 1 y 5, c) pozos 1, 2, y 5 y d) pozos 2 y 5.⁹

4.7. - ANÁLISIS DE LA DIRECCIÓN HORIZONTAL DE CAMPO TOMMELITEN

Los resultados de la figura 4.3 son el promedio de las mediciones efectuadas y representa el estudio final del campo Tommeliten. La información de la figura 4.3 puede usarse para evaluar diferentes aspectos del campo, tales como el fracturamiento del agujero, colapso del agujero y el fracturamiento inducido para propósitos de estimulación del yacimiento. En la industria petrolera, se usa el fracturamiento artificialmente inducido para incrementar los gastos de producción. Este modelo tiene un gran potencial aquí. Es comúnmente aceptado que la orientación de las fracturas sea normal al esfuerzo mínimo conforme ellas se propagan lejos del agujero. Lo anterior en combinación con la información dada en la figura 4.3., indican que las direcciones estimadas de las fracturas son perpendiculares al mínimo esfuerzo, es decir, que las fracturas tienden en la dirección N72°E a S72°W (Fig. 4.8).

Este es un yacimiento carbonatado, y será sujeto mas tarde a fracturamientos hidraulicos para propósitos de estimulación del yacimiento por lo que la planeación del pozo debe ser consistente con los esfuerzos del campo para obtener un buen drene del yacimiento.⁹ Por lo que se puede concluir que la dirección optima de un pozo horizontal en el caso del Campo Tommeliten deberá tender en la dirección N-W para que atraviese el mayor número y en la dirección N18°W cruzara perpendicularmente las fracturas naturales e inducidas

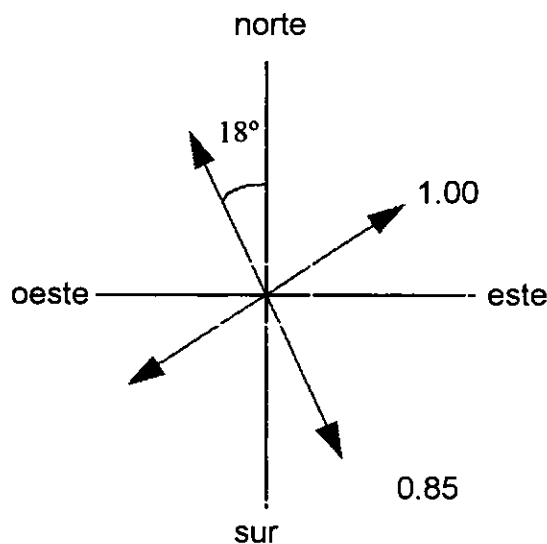


Fig. 4.3. Esfuerzos horizontales promedio en el Campo Tommeliten

TABLA 4.4 RESULTADO DE LAS 6 CORRIDAS DEL ARTICULO DE AADNOY

	ANGULO MEDIDO	$\sigma 1/\sigma 0$	$\sigma 2/\sigma 0$	10 e2	e2
CASO 1	17	0.85	1.05	1.01741E-05	1.02E-06
	107	1.05	0.85	1.00726E-05	1.01E-06
	197	0.85	1.05	9.969E-06	9.97E-07
	287	1.05	0.85	9.8686E-06	9.87E-07
CASO 2	23	0.85	1.02	0.05892698	5.89E-03
	113	1.02	0.85	0.05892507	5.89E-03
	203	0.85	1.02	0.05892321	5.89E-03
	293	1.02	0.85	0.05892152	5.89E-03
CASO 3	16	0.85	0.88	0.3993387	3.99E-02
	106	0.88	0.85	0.3993371	3.99E-02
	196	0.85	0.88	0.3993405	3.99E-02
	286	0.88	0.85	0.3993421	3.99E-02
CASO 4	16	0.85	1.07	2.83522E-05	2.84E-06
	106	1.07	0.85	2.82527E-05	2.83E-06
	196	0.85	1.07	2.81547E-05	2.82E-06
	286	1.07	0.85	2.80482E-05	2.80E-06
CASO 5	15	0.82	0.95	0.03386004	3.39E-03
	105	0.95	0.82	0.03386002	3.39E-03
	195	0.82	0.95	0.03386002	3.39E-03
	285	0.95	0.82	0.03386009	3.39E-03
CASO 6	55	0.77	0.91	0.000169064	1.69E-05
	145	0.91	0.77	0.000168775	1.69E-05
	235	0.77	0.91	0.000168477	1.68E-05
	325	0.91	0.77	0.000168192	1.68E-05

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

FIG.4.4. CASO 1. POZOS 1 y 2 (JUEGOS DE DATOS 1, 3, 4)

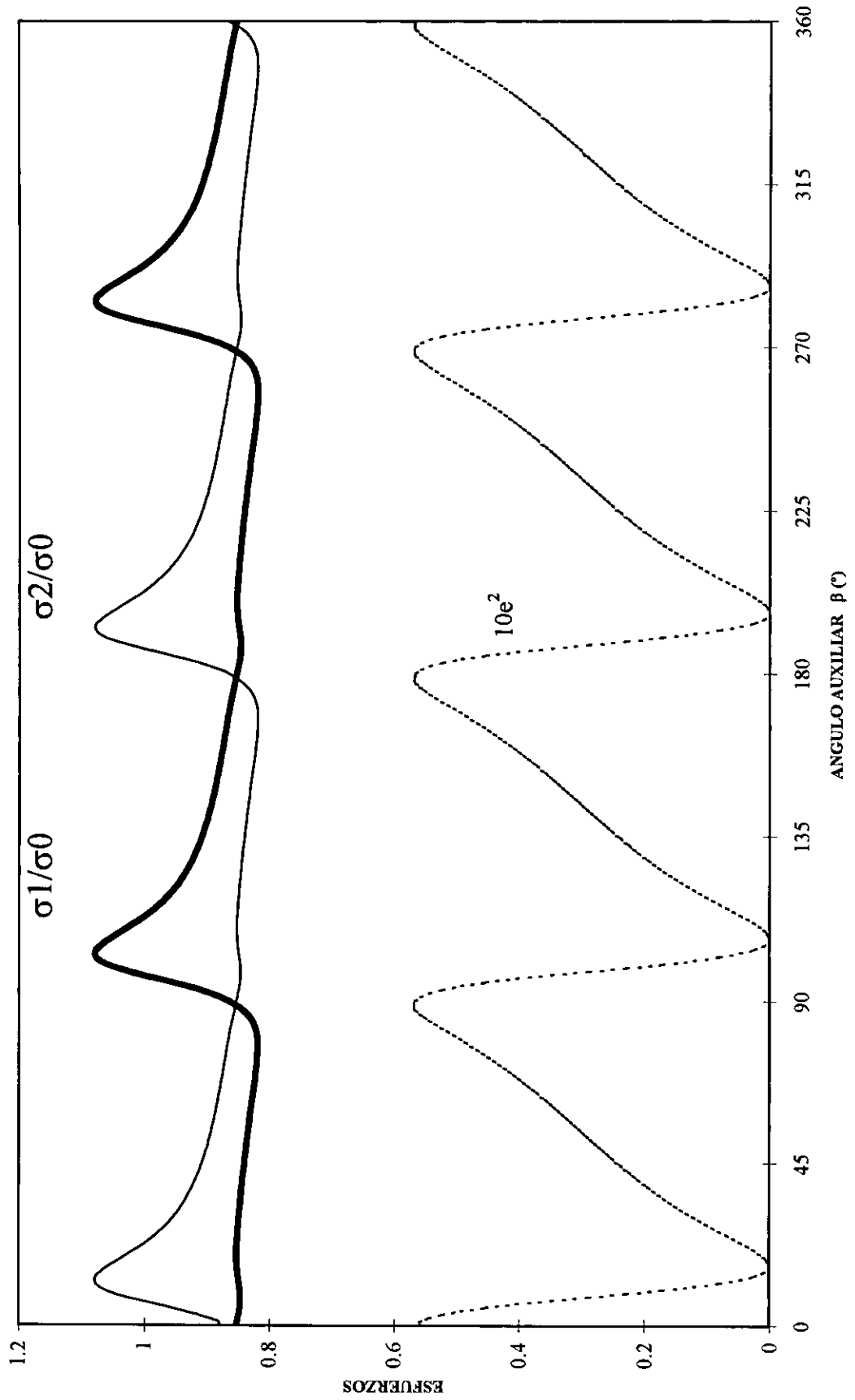


FIG 4.5. CASO 4. POZOS 1, 2, 5 (JGO DE DATOS 1, 2, 3)

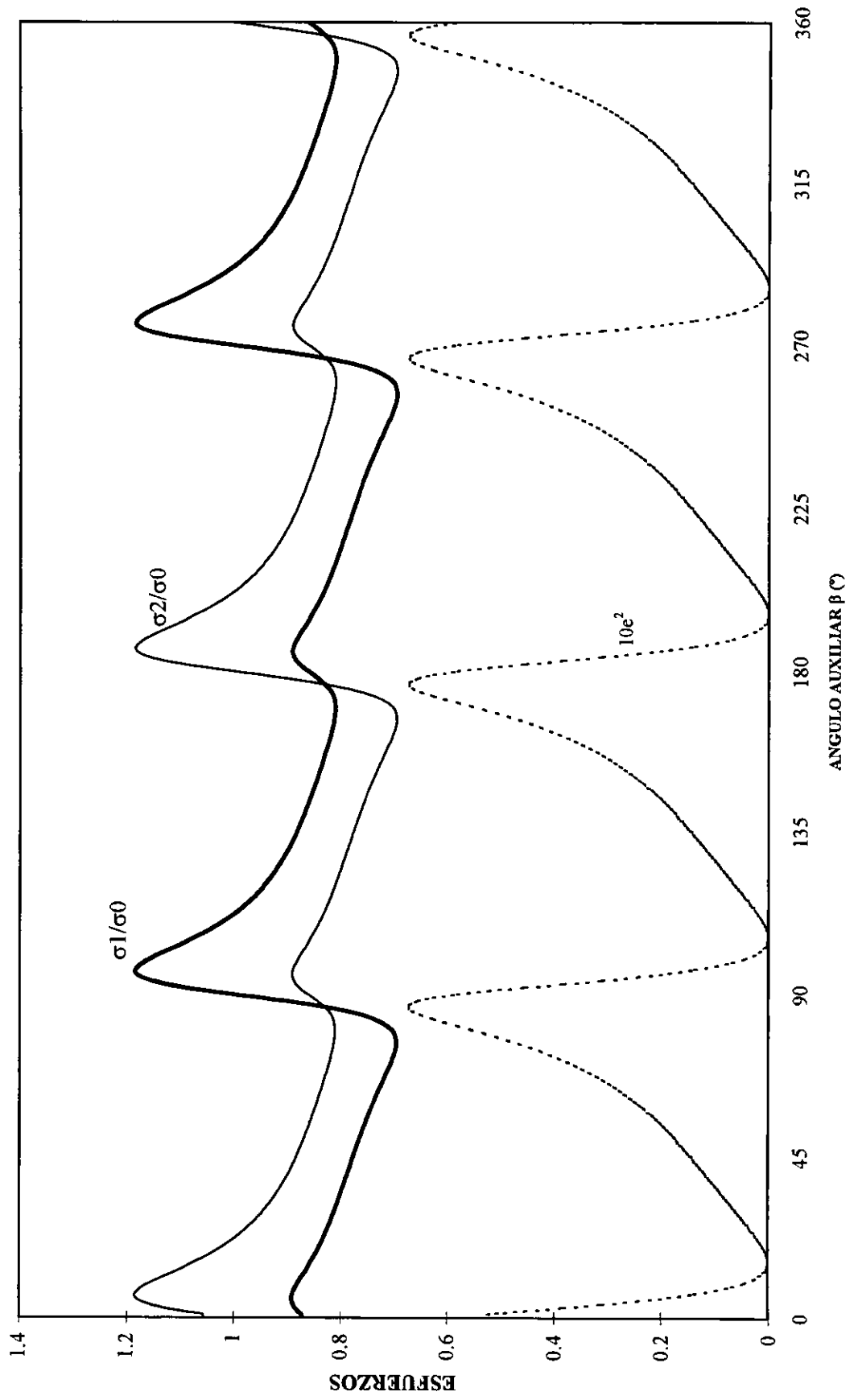


FIG 4.6. CASO 5. POZOS 1, 2, 5. (JGO DE DATOS 1, 2, 3, 4, 5.)

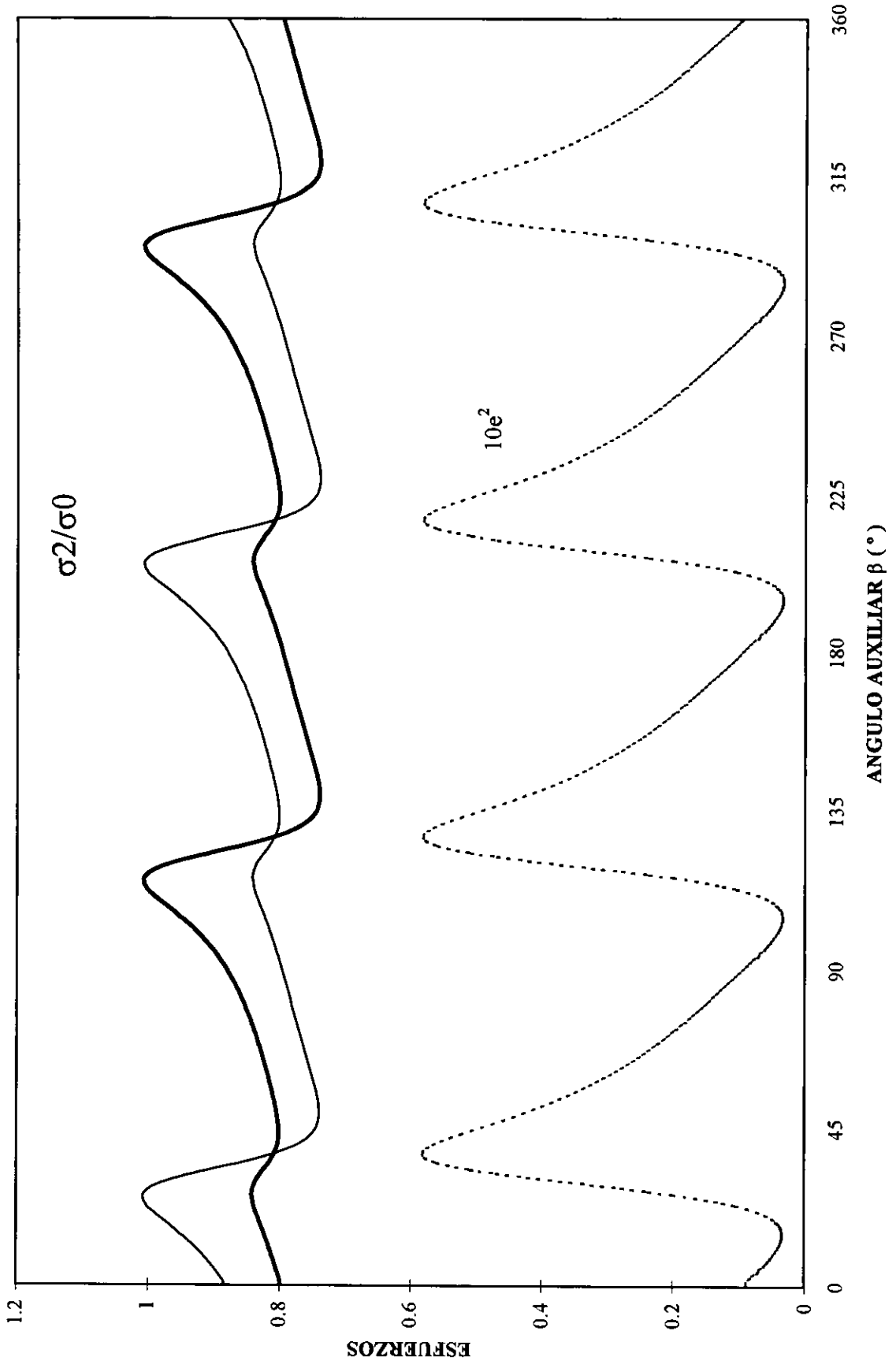
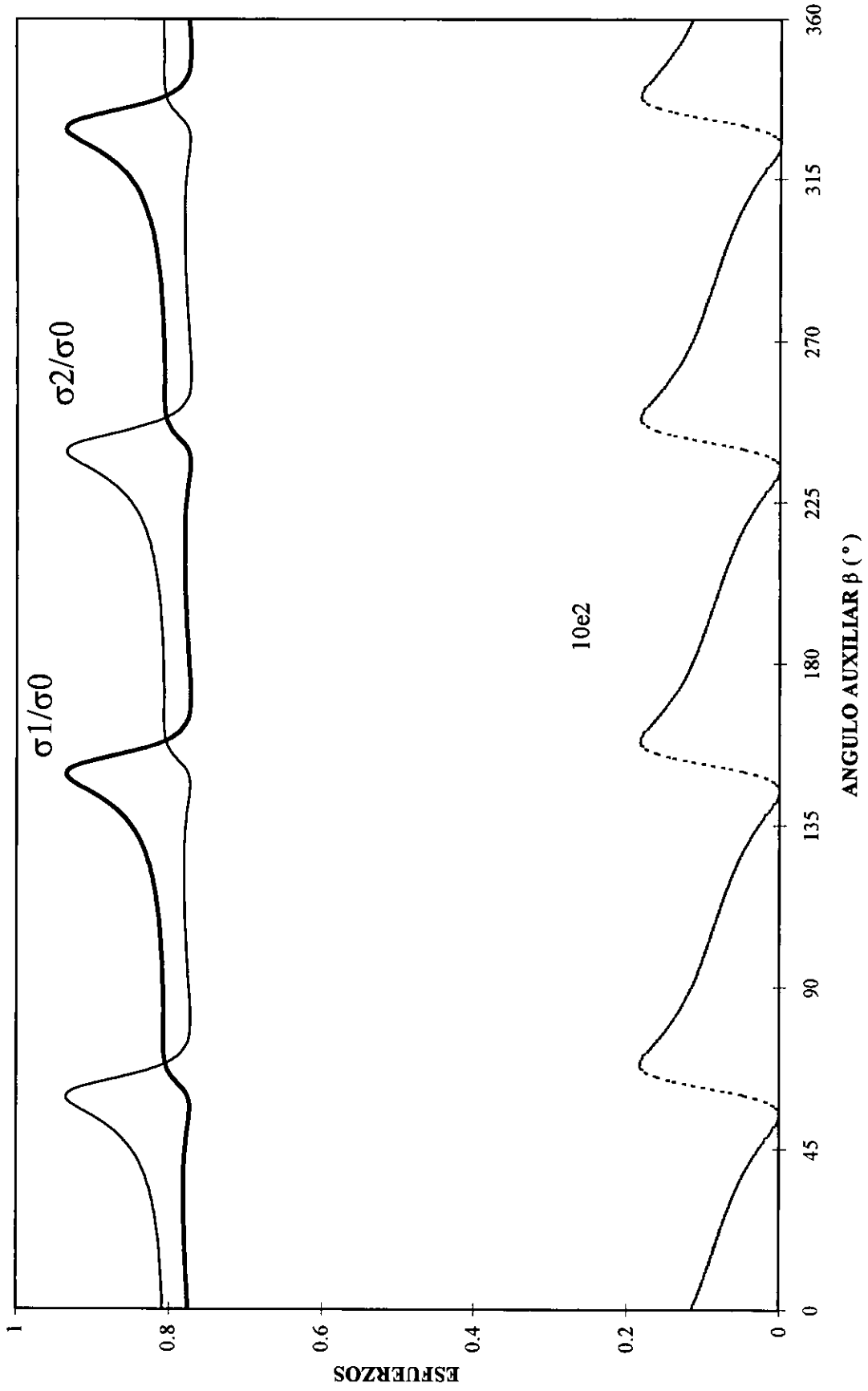


FIG. 4.7. CASO 6. POZOS 2 y 5. (JGO DE DATOS 1, 2, 5)



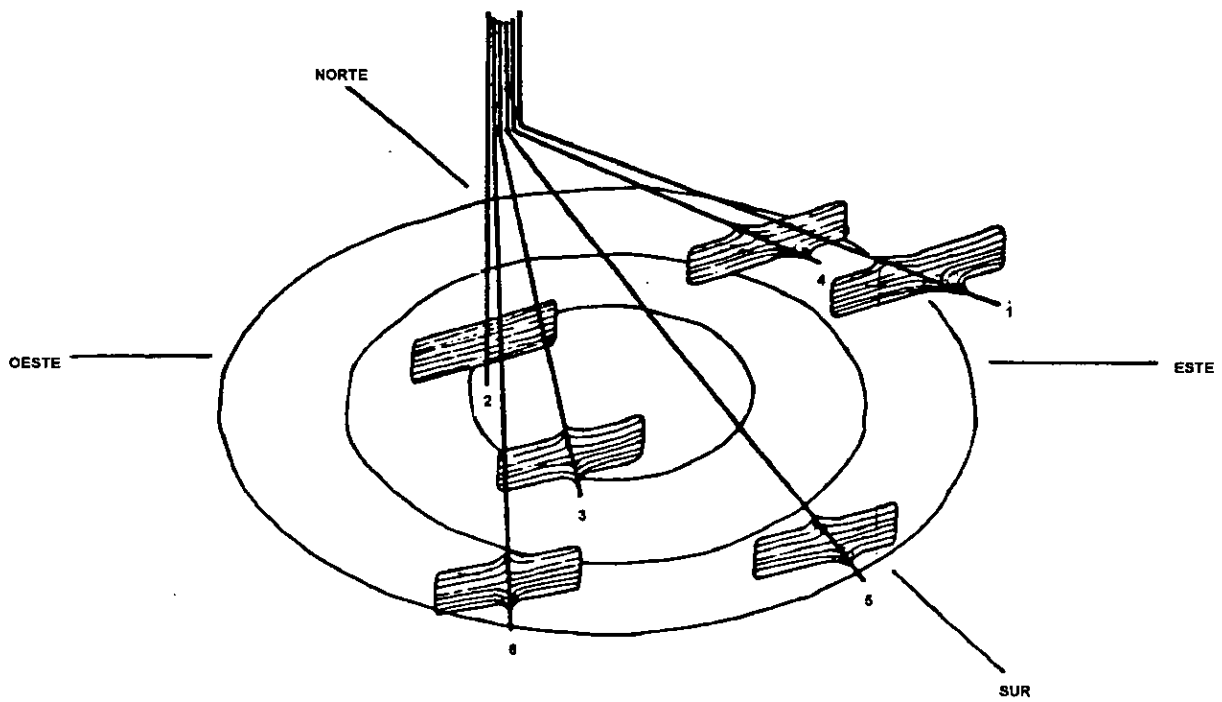


Fig. 4.8. Direcciones calculadas de las Fracturas en el Campo Tommeliten^a

CAPITULO 5

APLICACIÓN DEL MODELO A DATOS DE CAMPO

VALIDACIÓN DE DATOS DEL CAMPO CANTARELL

5.1 INTRODUCCIÓN

Hasta este momento se ha llevado un proceso de lo general a lo particular, primero se mostraron los conceptos teóricos, posteriormente se plantearon las bases de la Técnica de Inversión y se probó su validez con datos tanto teóricos como de campo. Ahora se intenta ir mas allá de todo lo logrado hasta ahora. Se busca la aplicación de la metodología creada a un Campo Petrolero Mexicano.

Se seleccionó el Campo Cantarell debido a que es uno de los Campos Petroleros más conocidos a nivel mundial, de los productores más importantes de la República Mexicana y por ser uno de los campos que mayor información tienen, además de que dicha información es disponible en un 100%.

El objetivo de este capítulo consiste en aplicar la Técnica de Inversión al campo Cantarell para determinar sus esfuerzos horizontales in-situ. En base a esto se propondrá una dirección de perforación que reduzca al mínimo los problemas durante la misma y que atraviese perpendicularmente el mayor de número de fracturas naturales para lograr que se tenga una eficiente explotación del yacimiento y segundo verificar estos resultados con información disponible del campo.

La validez de la Técnica de Inversión ha quedado comprobada. El campo Cantarell con su pozo Cantarell 2074 (el primer pozo horizontal en dicho campo) representa un excelente prospecto para evaluar la dirección de la perforación horizontal.

De antemano se agradece a todo el personal de la Zona Marina por la información prestada para la elaboración de este trabajo pero en especial para el Activo Cantarell el cual facilitó toda la información disponible.

5.2 EL CAMPO CANTARELL.

Por su tamaño el campo Cantarell se clasifica dentro de los campos supergigantes, y a nivel mundial ocupa el sexto lugar. Su volumen original fue de 35,020 millones de barriles. Actualmente la producción es de 1'250,000 barriles diarios lo que representa el 52% de la producción de la región marina y el 40% de la producción nacional. Pero debido a la declinación que va presentando, resulta cada vez más difícil mantener el ritmo de producción de los pozos.²⁵

El complejo Cantarell se localiza entre las coordenadas U.T.M, X:590000.00-606000.00 y la Y:2154000.00-2136000.00. En aguas territoriales del Golfo de México, se encuentra a 74.65 Km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, entre las isobatas 40 y 50 mts, y pertenece a la jurisdicción de la Región Marina.

El complejo Cantarell geológicamente se encuentra en la porción noroeste del horst llamado Pilar de Akal dentro de la provincia marítima de Coatzacoalcos, con una superficie aproximada de 200 km². Fig. 5.1.

En 1976 se perforó el primer pozo en la Sonda de Campeche el Chac-1, con el cual se descubrió el primer yacimiento. Esta estructura fue detectada por trabajos sismológicos, atravesó una columna sedimentaria que comprende desde el Plio-Pleistoceno al Jurásico Superior Oxfordiano, resultando productor en rocas calcáreas de edad Paleoceno-Cretácico.

Ante el hallazgo del primer pozo, se perforaron pozos para delimitar la estructura y evaluar el potencial petrolero de este yacimiento, por lo que se perforaron los pozos exploratorios Chac 2, los Akal 1, 2, 3, 501, 601, 701, 801, y 1501 y los Nohoch 1-2 resultando todos ellos productores.

Paralelo a esta actividad se realizó un levantamiento sísmico tridimensional llamado Campeche 3D Cantarell Block "A" con el objetivo de definir con mayor precisión las

características estructurales del yacimiento. Esto generó posteriormente la perforación de nuevos pozos exploratorios tales como el Ich 1, Kutz 1, Chac 101, C2207, C2239 y 91 y simultáneamente se efectuó una adecuada definición del yacimiento con pozos de desarrollo (fig. 5.2)

El yacimiento Cantarell resultó ser el yacimiento más grande y productivo de México, con un promedio de 1 100 000 bl/día promedio desde que inicio a producir en 1979 hasta la fecha.

Hasta 1996 se han perforado 217 pozos de los cuales 17 son considerados exploratorios, de los cuales 11 fueron de delimitación. Actualmente se tienen 165 pozos productores, 6 cerrados con posibilidades de explotación y 40 taponados. La producción se inicio en junio de 1979 alcanzándose una producción máxima de 1 150 000 barriles por día en abril de 1981, manteniéndose su capacidad a partir de entonces en valores cercanos al millón de barriles diarios a través de tres líneas principales de inversión: desarrollo, bombeo neumático y optimización del manejo superficial.

Para el manejo de la producción se cuenta con tres complejos de producción, una plataforma modular, 9 separadores remotos y 158 Km. de ductos.

El aceite del complejo varia de 19° a 22° API, considerándose aceite negro del Tipo Maya.

Las producciones originales de los primeros pozos perforados fueron de alrededor de 50 000 bls y de hasta 17 000 bls en los actuales pozos²⁶.

5.3 ASPECTOS GEOLOGICOS.

El complejo Cantarell esta compuesto por cuatro bloques: Akal, Nohoch, Chac y Kutz los cuales están separados por fallas normales de gran salto y en el caso de los bloques Akal y Nohoch por la intrusión de un domo salino. Cada uno de ellos tiene diferente contacto agua aceite.

Las formaciones productoras corresponden en escala geológica al Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio, Brecha Terciario Paleoceno-Cretacico Superior y el Eoceno Medio. Litológicamente están formadas por rocas carbonatadas, predominando las dolomias de textura microcristalina a mesocristalinas sobre calizas dolomitizadas y en menor proporción calizas dolomíticas.

Estas rocas presentan porosidades secundarias principalmente intercristalinas por dolomitización por fracturas y en cavidades por disolución del orden de hasta el 20% de porosidad efectiva en la cima del yacimiento a 2% en algunos intervalos del Cretacico Inferior. Debido al abundante fracturamiento y cavidades por disolución en toda la columna cretácica y parcialmente en el Jurásico, se tiene buena permeabilidad del rango de 1 a 5 darcys.

La roca sello la constituyen la gran cubierta sedimentaria terrígena del terciario constituida principalmente por lutitas calcareas bentoníticas, cuyo espesor varia de 1000 mts en la culminación de la estructura a 3500 mts en los flancos²⁶.

La formación generadora corresponde a lutitas bituminosas del Tithoniano y probablemente a algunos horizontes del Jurasico Superior Oxfordiano y Kimmeridgiano que presentan regular contenido de materia orgánica.

La estructura del complejo Cantarell es la de un gran anticlinal con una orientación N-W, cuya configuración actual es el resultado de una serie de eventos tectónicos ocurridos en tres diferentes periodos de tiempo geológico como consecuencia del rompimiento e interacción de las placas tectónicas.

La columna estratigráfica tipo del complejo Cantarell muestra tres importantes variaciones en las secuencias de depósitos, relacionado esto a los cambios en el régimen tectónico y fluctuaciones del nivel del mar así como regresiones y transgresiones.

En el primero, el Jurásico Superior esta representado por una secuencia de sal (inferida en los campos Ek-Balam y Lum), evaporitas y terrígenos y en menor proporción rocas calcáreas.

El segundo en el Cretácico se depositaron predominantemente rocas calcáreas con dos intercalaciones de dos pequeños horizontes de lutitas calcáreas a lutitas arcillosas de 10 mts aproximadamente en la cima del Cretácico inferior y el otro en la cima del Cretácico Medio los cuales funcionan como horizontes índice a lo largo y ancho del complejo, por la marca eléctrica característica, litología y paleontología.

La tercera variación en el Terciario se caracteriza por la predominancia de terrígenos sobre rocas calcáreas.²⁶

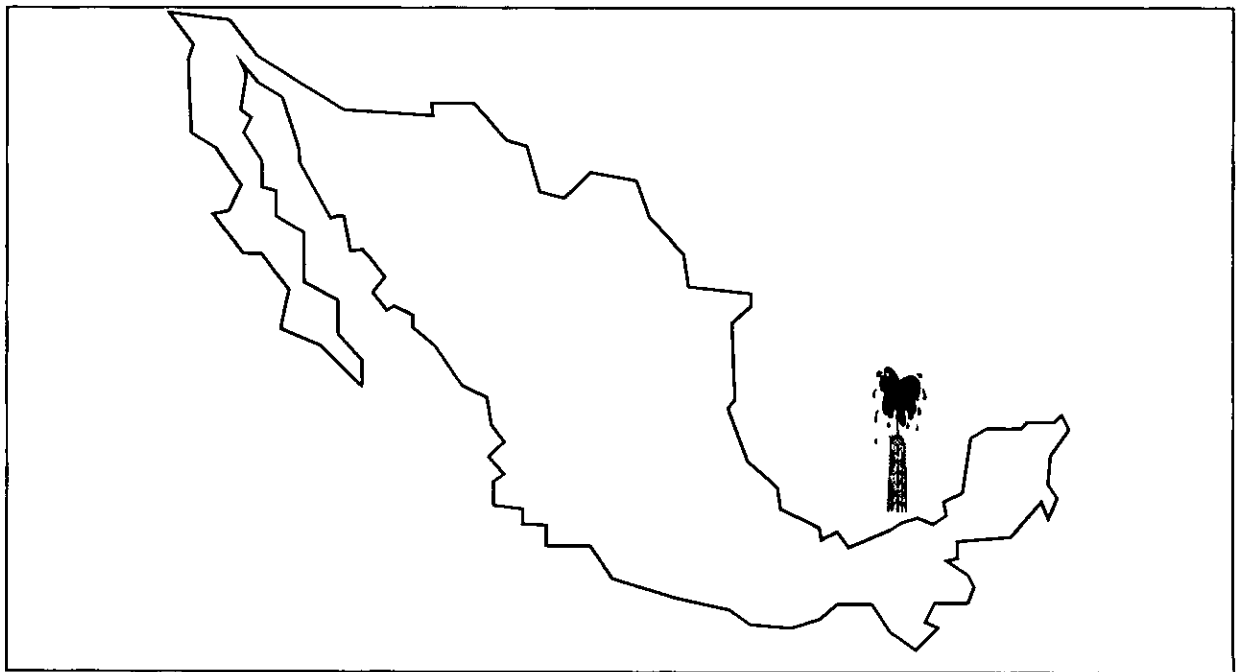


Fig. 5.1 Localización del campo Cantarell en la República Mexicana.

5.4 POZO HORIZONTAL CANTARELL 2074.

La necesidad de explotar eficientemente el campo Cantarell así como la obtención de la máxima recuperación de reservas fueron los principales objetivos que determinaron la perforación del pozo horizontal Cantarell 2074. Se contaba con información completa del yacimiento a perforar (distribución de fluidos, permeabilidades, estabilidad mecánica de la formación etc.) por lo que mediante la aplicación de un excelente equipo multidisciplinario, el cual comprendía gente especializada en las áreas de perforación, terminación, geofísica geología, yacimientos, geomecánica, producción etc. se logro planear, perforar, terminar y poner a producción el que fue el primer pozo horizontal en la zona marina el pozo Cantarell 2074.

El objetivo principal fue explotar rocas carbonatadas de la formación brecha del paleoceno. A continuación se hará un pequeño bosquejo de lo que fue la perforación del pozo, que es básicamente lo que nos interesa.

La perforación del pozo se inició el 9 de mayo de 1995 y se utilizó la plataforma Akal-R número de equipo PM-4048. La compañía perforadora fue P.P.M.P (Pemex Perforación y Mantenimiento a Pozos) y la estructura recuperadora fue el octapodo Akal-R

Los datos generales del pozo son: Pozo de desarrollo Cantarell 2074 con coordenadas UTM ($X_c=600\ 027.99$, $Y_c=2\ 139\ 438.00$, $X_y=601\ 800.00$ y $Y_y=2\ 141\ 040.00$), el tirante de agua fue de 40 mts con una profundidad total de 4037 M.D (2288.0 M.V), siendo la profundidad interior de 4036.00 M.D. La fig. 5.3 muestra un estado mecánico de perforación del pozo.²⁷

5.5. - APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE INVERSIÓN AL CAMPO CANTARELL

El método de la Técnica de Inversión se aplicó a datos del campo Cantarell, la información de pruebas de leak-off se dividió en dos tipos; la de profundidad somera del orden de 500 m para las TR de 20" y la de profundidad media del orden de 1400 m para las TRs de

16 y 13 3/8". Básicamente este trabajo consistirá en determinar los esfuerzos horizontales in-situ, usando dos pruebas para determinar en cada una de ellas la tendencia de los esfuerzos y de su comportamiento a profundidades someras y media y la relación entre ambas pruebas por lo que se aplicará el modelo primero a los datos de las TR de 20" y luego a los datos de las TR de 16"-13 3/8" para así poder comparar ambos resultados.

Lo anterior permitirá definir la influencia de la geología ya sea regional y/o local. Con los resultados obtenidos se calculara la dirección preferencial de las fracturas y proponer así como evaluar la dirección de perforación horizontal.

5.6. - OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN DE CAMPO

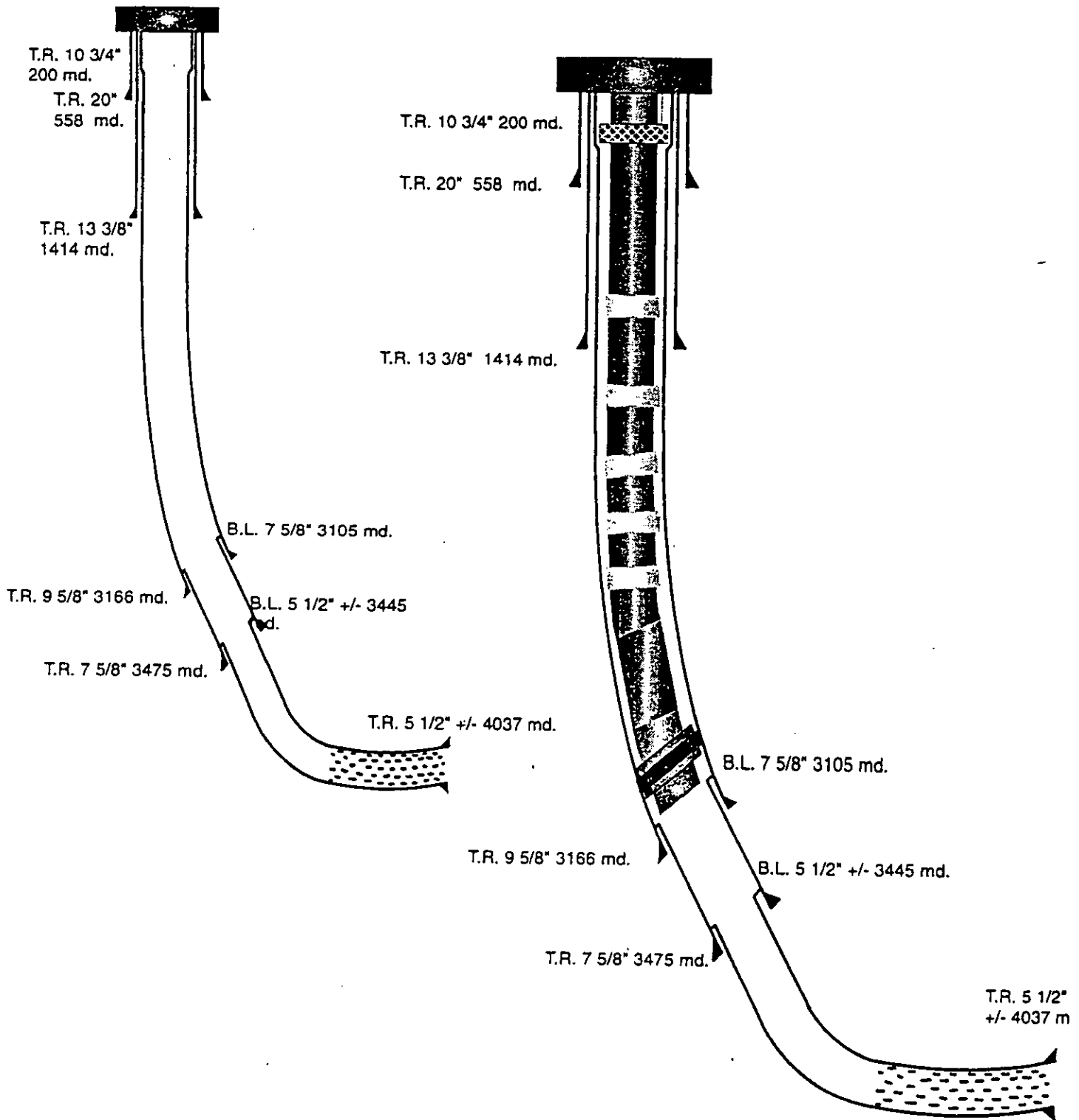
La información general requerida (nombre del pozo, profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento etc.) se obtuvo de los expedientes de perforación y terminación de los pozos vecinos al pozo horizontal Cantarell 2074, así mismo como la información necesaria para el programa de cómputo. Esta última información se verificó con datos representativos del campo para tratar de detectar posibles valores anómalos que pudiesen llegar a afectar el resultado de las mediciones.

La selección de los pozos para la obtención de la información no fue gran problema, debido a que los pozos vecinos al pozo horizontal Cantarell 2074 estaban bien definidos. No se pudo determinar información de todos ellos ya que fue imposible obtener los expedientes de algunos de ellos, pero la información se obtuvo de los siguientes pozos Cantarell (fig. 5.4): 2279 (Pozo productor de aceite), 2058 (Pozo improductivo otras razones), 2078 (Pozo improductivo por accidente mecánico), 2076 (Pozo productor de aceite), 2076-D (Pozo productor horizontal), 2074-D (Pozo en perforación horizontal) y por ultimo del 2074 (Pozo productor horizontal).

La información requerida para correr el programa es y se obtuvo de la siguiente manera²⁸:

POZO:
CANTARELL 2074

PLATAFORMA:
AKAL - R



5.3. Estado Mecánico Pozo Cantarell 2074.¹⁸

El nombre tipo de TR, asentamiento de la misma y lodo utilizado durante la perforación se obtuvo directamente de los registros de pozo.

El gradiente de presión (densidad equivalente en gr./cc) durante la prueba de leak-off se obtuvo del registro diario de perforación, después de haber cementado la TR, probarla y perforar una cierta cantidad de metros.

La presión de poro y el esfuerzo de sobrecarga se obtuvieron directamente del gráfico de densidad equivalente de presión de formación, fractura y gradiente de sobrecarga de los pozos respectivos (fig. 5.5).

Por último los datos de desviación del pozo y azimuth del agujero fueron determinados a partir del registro de giroscopio el cual fue tomado por una compañía especialista, cuando no se encontraron datos del giroscopio, la desviación se obtuvo del registro de perforación interpolando los datos entre las desviaciones más cercanas y cuando no se tenía el azimuth del pozo, los datos se desecharon por que era imposible suponer este dato o tomarlo de un pozo vecino.

Todos los datos anteriores se tomaron en las dos primeras etapas de perforación es decir en la etapa de TR de 20" y en la de 16"-13 3/8" las cuales están en un rango de profundidad que varía entre 500 y 1500 m respectivamente. A continuación en la tabla 5.1, se presenta la información obtenida.

Tabla 5.1. Datos del campo Cantarell obtenidos para el programa de cómputo.²⁸

Juego de datos	pozo número	D metros	Pwf gcm-3	Pfm gcm-3	σ_0 gcm-3	γ (°)	φ (°)
1	2076-D	550	1.55	1.07	1.849	1	100
2	2074-D	548	1.50	1.07	1.843	7	218
3	2074	557	1.45	1.07	1.855	1	5
4	2076-D	1399	1.82	1.532	2.063	50	350
5	2074-D	1349	1.84	1.577	2.058	55	324
6	2074	1415	1.63	1.273	2.063	60	313
7	2076	1436	1.79	1.68	2.065	40	340
8	2078-A	1404	1.84	1.532	2.063	38	337

El azimuth se midió contra las manecillas del reloj a partir del eje X, el cual se seleccionó arbitrariamente al norte

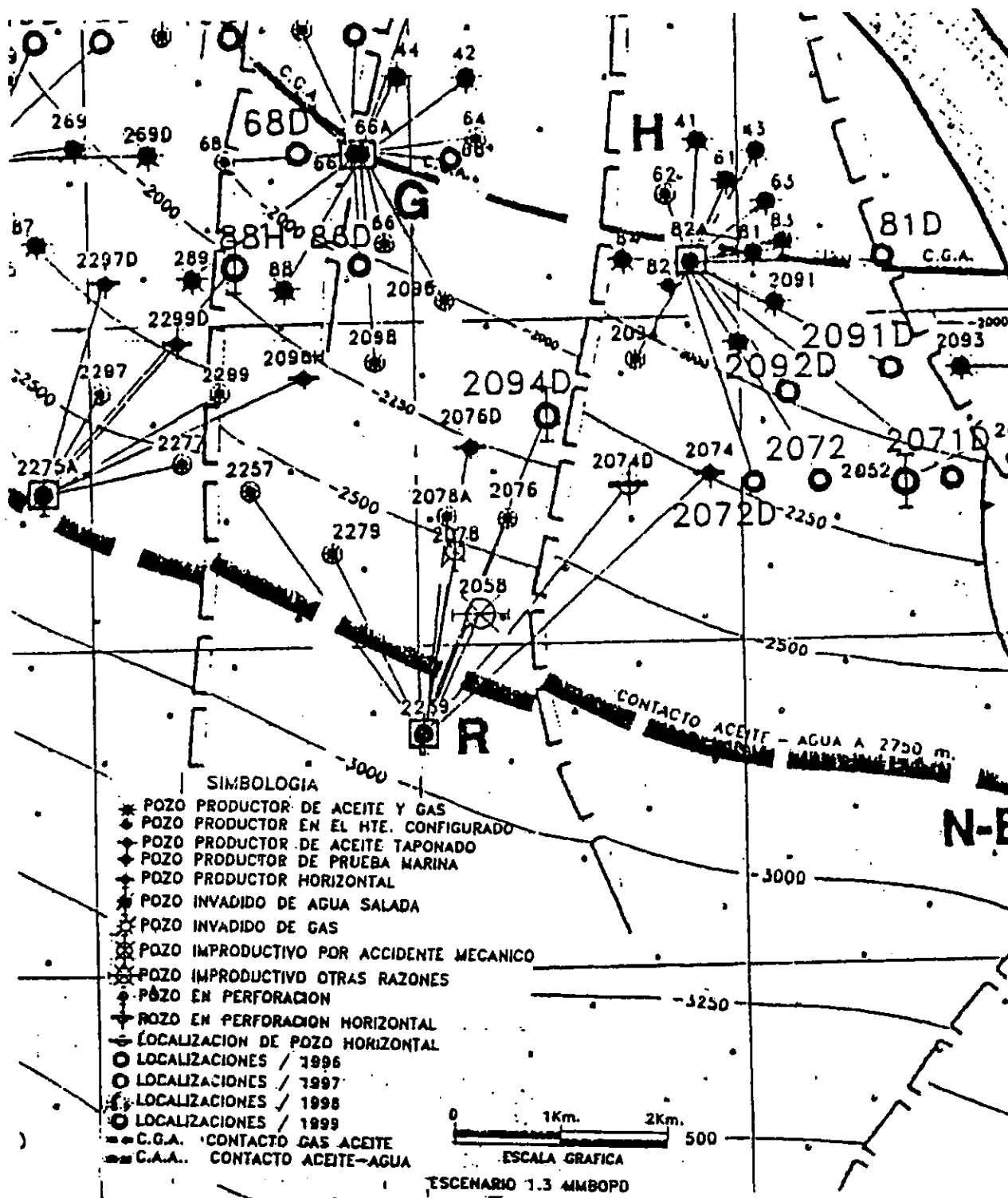


Fig. 5.4. Plano de pozos vecinos al Pozo Cantarell 2074.¹⁸

CANTARELL 49

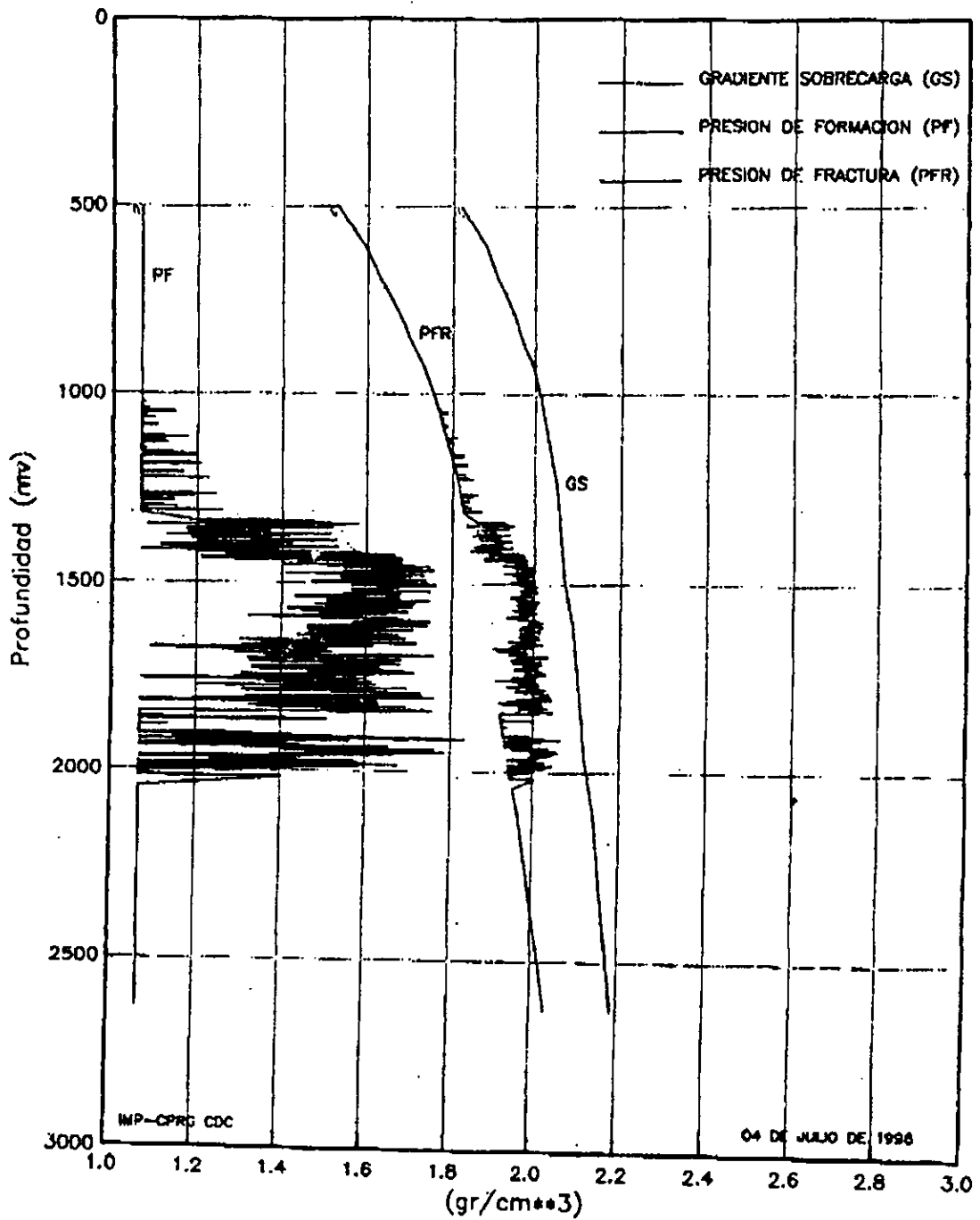


Fig. 5.5. Gráfico densidad equivalente-profundidad Pozo Cantarell 49.¹⁷

5.7. - CORRIDAS Y RESULTADOS DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO

La metodología aquí aplicada da resultados cuantitativos, por lo que se calcularán solamente la dirección y sentido de los dos esfuerzos horizontales in-situ, así como la dirección de ambos, para extrapolarlos posteriormente a la determinación de la trayectoria del pozo horizontal. Se determinarán también las variaciones locales o regionales del campo.

Se efectuarán dos corridas del programa de cómputo, una con los datos de las tuberías de revestimiento de 20" a una profundidad promedio de 500 m, se evaluarán los resultados y se compararán con las mismas pruebas pero ahora para las tuberías de revestimiento de 16-13 3/8"

ANÁLISIS TR DE 20". - Para este análisis se tomaron los juegos de datos 1, 2 y 3 de la tabla 5.1, se aplicaron al programa de cómputo el cual arrojó los datos de la fig. 5.6, la cual consiste de las dos curvas de los esfuerzos horizontales σ_{T1}/σ_0 y σ_{T2}/σ_0 contra el ángulo auxiliar β , el cual varió de 0 a 360°. Se muestra la gráfica del error el cual determina la dirección y magnitud de los esfuerzos resultantes; en este caso se tienen cuatro puntos mínimos a 69°, 159°, 249° y 339° pero el error mínimo a 69° es el más pequeño de los cuatro 0.00001035, por lo que los valores de los esfuerzos horizontales fueron los siguientes: el horizontal máximo fue $\sigma_{T1}/\sigma_0 = 0.90$ con una dirección de 69° medidos a partir del norte en la dirección contraria a las manecillas del reloj y el mínimo $\sigma_{T2}/\sigma_0 = 0.70$ el cual es perpendicular al esfuerzo máximo. Los resultados de la corrida se muestran en la tabla 5.2. mientras que la fig. 5.7a muestra los esfuerzos horizontales estimados y su dirección en el campo Cantarell para TR's de 20".

Se concluye para esta prueba que los esfuerzos horizontales máximos tienen aproximadamente la misma magnitud que el esfuerzo de sobrecarga, dando un valor de 0.9 y los puntos son en la dirección N69°W a S69°E de la posición de la plataforma Akal. El esfuerzo horizontal mínimo es del 70% del esfuerzo de sobrecarga

ANÁLISIS TR DE 16"-13 3/8". - Para este análisis se tomaron los juegos de datos 4, 5, 6, 7, y 8 de la tabla 5.1, se aplicaron al programa de cómputo el cual arrojó los datos de la fig. 5.8. Se muestra la gráfica del error el cual determina la dirección y magnitud de los esfuerzos resultantes; en este segundo caso se tienen cuatro puntos mínimos a 74°, 164°, 254° y 344° pero el error mínimo a 254° es el más pequeño de los cuatro 0.1748748, por lo que los valores de los esfuerzos horizontales fueron los siguientes: el horizontal máximo fue $\sigma_{T1}/\sigma_0 = 0.83$ con una dirección de 74° medidos a partir del norte en la dirección contraria a las manecillas del reloj y el mínimo $\sigma_{T2}/\sigma_0 = 0.69$ el cual es perpendicular al esfuerzo máximo. Los resultados de la corrida se muestran en la tabla 5.2. mientras que la fig. 5.7b muestra los esfuerzos horizontales estimados y su dirección en el campo Cantarell para TR's de 16-13 3/8".

El esfuerzo mínimo in-situ es de aproximadamente el 69% del esfuerzo de sobrecarga, y el esfuerzo horizontal máximo va en la dirección NNW74°SSE. Como ambos resultados tienen la misma tendencia se tomo un promedio de las dos para usarla como información base, con $\sigma_{T1}/\sigma_0 = 0.87$ y $\sigma_{T2}/\sigma_0 = 0.70$ y una dirección del esfuerzo horizontal máximo de NNW71°SSE, esto último también se muestra en la tabla 5.2. Mientras que la tabla 5.3 muestra los resultados detallados de las dos corridas en las cuales se muestra el error mínimo que determinó la dirección del esfuerzo horizontal máximo.

La tendencia de las curvas en esta segunda prueba es diferente al de la primera ya que los valores de los esfuerzos varían a lo largo de los 360° mientras que en el caso de los datos someros el valor de los esfuerzos se mantenía constante a lo largo de toda la prueba menos en los cuatro puntos críticos. Con lo que se concluye que existe un gradiente de esfuerzos que varía con la profundidad.

TABLA 5.2 Resultados del análisis de los datos del Campo Cantarell 20" y 13 3/8"

Corrida	pozo número	Juego de datos	σ_{T1}/σ_0	σ_{T2}/σ_0	σ_{T1}/σ_{T2}	β (°)	e2
1	20"	1,2,3	0.90	0.70	1.28	69	0.0000103
2	16-13 3/8"	4 a 8	0.83	0.69	1.20	74	0.0175
		promedios	0.87	0.70	1.24	71	

Caso 20"

Ángulo	σ_{T1}/σ_0	σ_{T2}/σ_0	10e2	e2
69	0.90	0.70	0.0001035	1.03E-05
159	0.70	0.90	0.0001039	1.04E-05
249	0.90	0.70	0.0001044	1.04E-05
339	0.70	0.90	0.0001048	1.05E-05

Caso 13 3/8"

Ángulo	σ_{T1}/σ_0	σ_{T2}/σ_0	10e2	e2
74	0.83	0.69	0.1745558	1.75E-02
164	0.69	0.83	0.17485558	1.75E-02
254	0.83	0.69	0.17485556	0.0174556
344	0.69	0.83	0.17485559	1.75E-02

Tabla 5.3. Resultados de las pruebas del Campo Cantarell

5.8. - ESTADO DE ESFUERZOS SUPUESTOS

Las ecuaciones 3.9 y 3.11 contienen dos opcionales juegos de ecuaciones. La tabla 5.4 lista las condiciones de los esfuerzos supuestos para las dos corridas realizadas.

Tabla 5.4. - Condiciones supuestas de los estados de esfuerzos para cada juego de datos en Cantarell

Corrida	juegos de datos							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1 (20")	0	0	1	no aplica	no aplica	no aplica	no aplica	no aplica
2 (16-13 3/8")	no aplica	no aplica	no aplica	0	0	0	0	0

clave: 0 $\sigma_x > \sigma_y$
 1 $\sigma_y > \sigma_x$

5.9. - ANÁLISIS DE LA DIRECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO CANTARELL 2074

En lo sucesivo, los resultados del promedio serán usados en los análisis del campo Cantarell para evaluar diferentes aspectos del campo, especialmente aplicados al fracturamiento del agujero, y el fracturamiento inducido para ayudar a determinar la dirección del pozo horizontal que asegure el drene efectivo del yacimiento.

Es comúnmente aceptado que la orientación de las fracturas sea normal al esfuerzo mínimo conforme ellas se propagan lejos del agujero. Por lo que de acuerdo al promedio en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo de las dos pruebas, el cual tiende en la dirección NE19°SW la dirección de las fracturas será en la dirección NW71°SE. La figura 5.9 se hizo siguiendo este criterio, y la información dada en la figura 5.7. Este es un mapa tridimensional del yacimiento y los pozos, donde se muestra las direcciones estimadas de las fracturas.

Usando los resultados de las direcciones de los esfuerzos del campo previamente definidas, la planeación del pozo debe ser consistente con los esfuerzos del campo con respecto a un buen drene del yacimiento.

Por lo que se puede concluir que la dirección óptima de un pozo horizontal en el caso del campo Cantarell debe tender en la dirección N-E, siendo a N19°E donde se cruzarán las fracturas perpendicularmente.

5.10. - COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Los esfuerzos horizontales máximos obtenidos usando el programa de cómputo de la Técnica de Inversión realizado aquí del Campo Cantarell tienen aproximadamente la misma magnitud que el esfuerzo de sobrecarga, dando un valor promedio de 0.87 y los puntos tienden en la dirección Norte 71° Oeste (N71°W). El esfuerzo mínimo in-situ es de aproximadamente el 70% del esfuerzo de sobrecarga, y tiende en la dirección perpendicular al mínimo esfuerzo, es decir N19°E.

De datos de campo se tiene la información obtenida por el Instituto Mexicano del Petróleo, el cual en conjunción con Pemex Exploración Producción y la compañía Schlumberger desarrollaron un estudio utilizando para ello registros de imágenes FMI y así determinar las heterogeneidades texturales y estructurales del Campo Cantarell.

Se puede citar textualmente “en lo referente que en el trabajo anterior uno de los objetivos era establecer la relación entre la estructura perforada y la trayectoria del pozo. La

proyección de Wulff, fig. 5.10, muestra que la mayoría de las magnitudes de los echados de las fracturas oscilan entre los 50 y 60° en la misma proyección se determina que el rumbo de las fracturas predomina hacia el NNW-10°-SSE²⁹ (la misma dirección NW-SE se calculó con nuestro método al calcular la dirección del esfuerzo horizontal máximo)

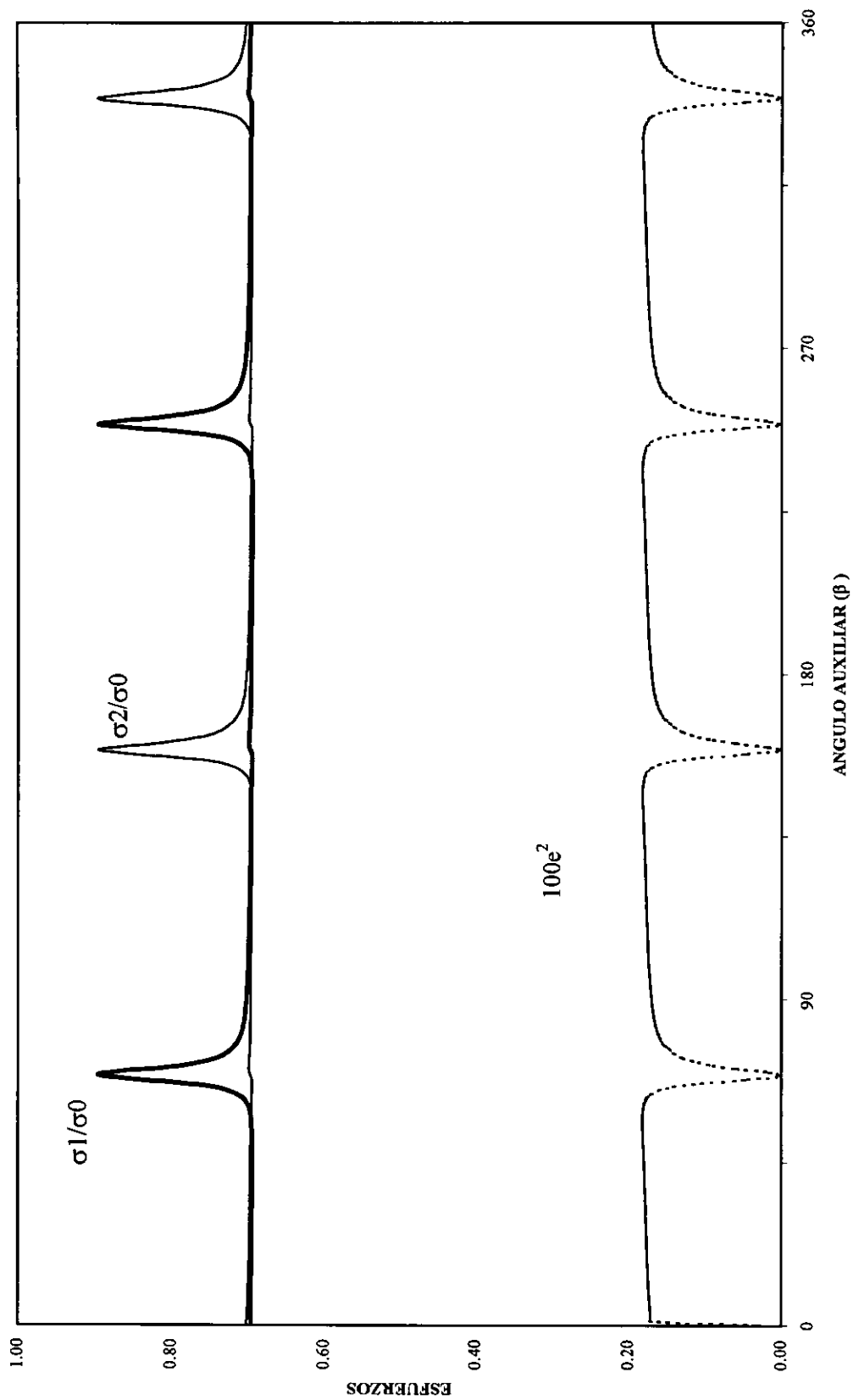
Este pozo, según el estudio, “se perforó con un alto grado de desviación y una trayectoria hacia el NE. Trazando en la red de Wulff el rumbo de las fracturas y el del pozo se puede determinar que entre la trayectoria del pozo y la promedio de las fracturas hay un ángulo promedio de 55° , lo que hace que el pozo tenga muy buenas posibilidades de cortar un gran numero de fracturas naturales abiertas”²⁹.

Teóricamente, perpendicular a la dirección de las fracturas se tendrá la perforación óptima, la cual seria N80°E y en la cual se cruzaran perpendicularmente el mayor número de fracturas. Analizando los resultados de la técnica de inversión con los anteriores observamos que la dirección de las fracturas a partir de simples pruebas de leak-off, aplicando la Técnica de Inversión es de N71°W por lo que la dirección de perforación en dirección paralela al mínimo esfuerzo seria de N19°E, la cual comparándola con la de registros, la cual es N80°E, se tendría una diferencia de alrededor de 61°, lo cual se puede tomar como una muy buena aproximación.

Referente a la dirección de perforación real del pozo Cantarell 2074 la cual fue N45E, la diferencia que se tendría con las mediciones obtenidas aquí es de solo 26° lo cual indica que la selección de la trayectoria del pozo Cantarell 2074 fue excelente.(Fig. 4.11)

Todo lo anterior demuestra que la aplicación del método realizado aquí con los datos de campo concuerdan con la información de campo y por ende la aplicación de la metodología ha probado su eficiencia al 100%.

FIG. 5.6. CAMPO CANTARELL CASO 1 TR'S DE 20"



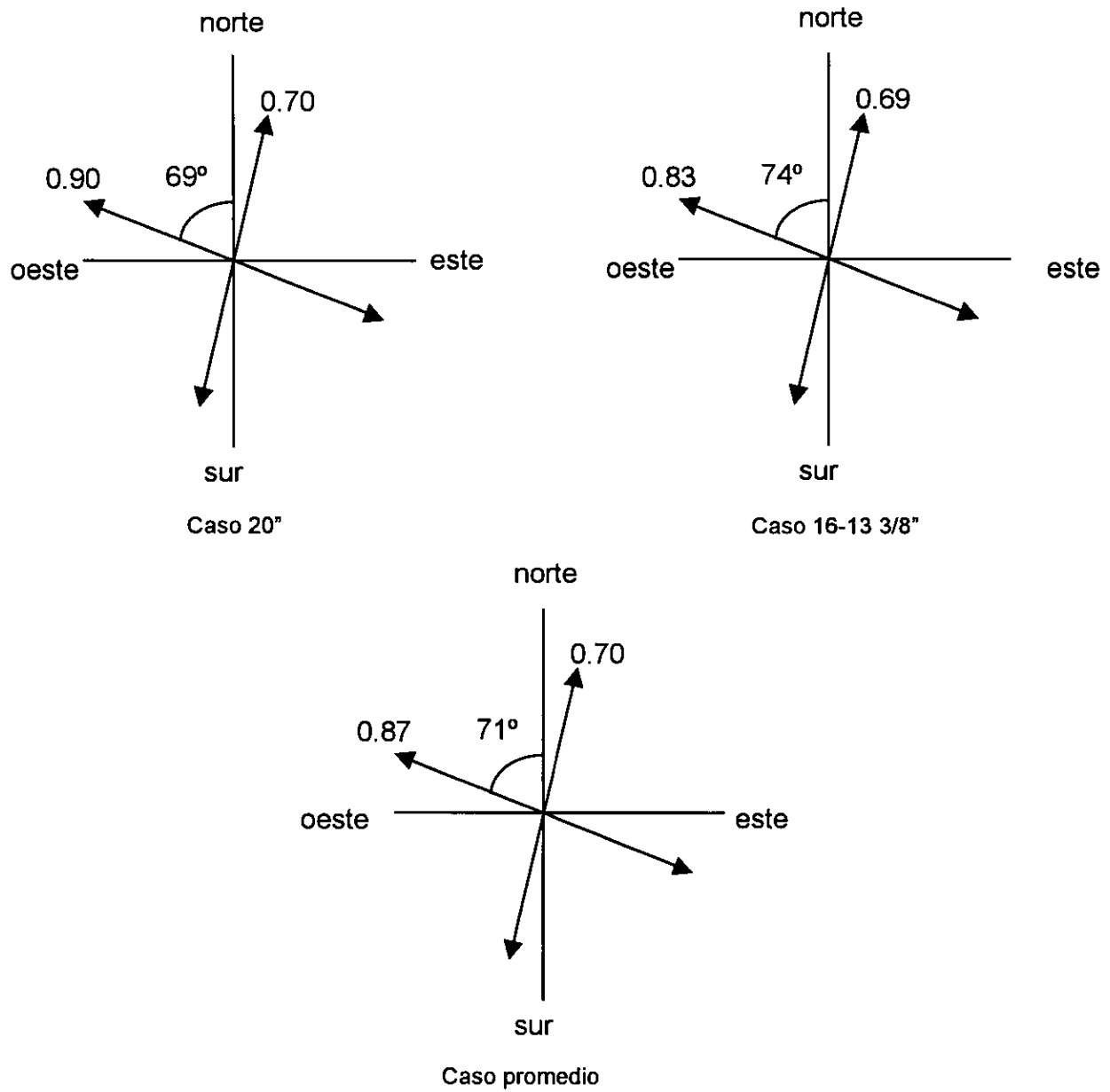
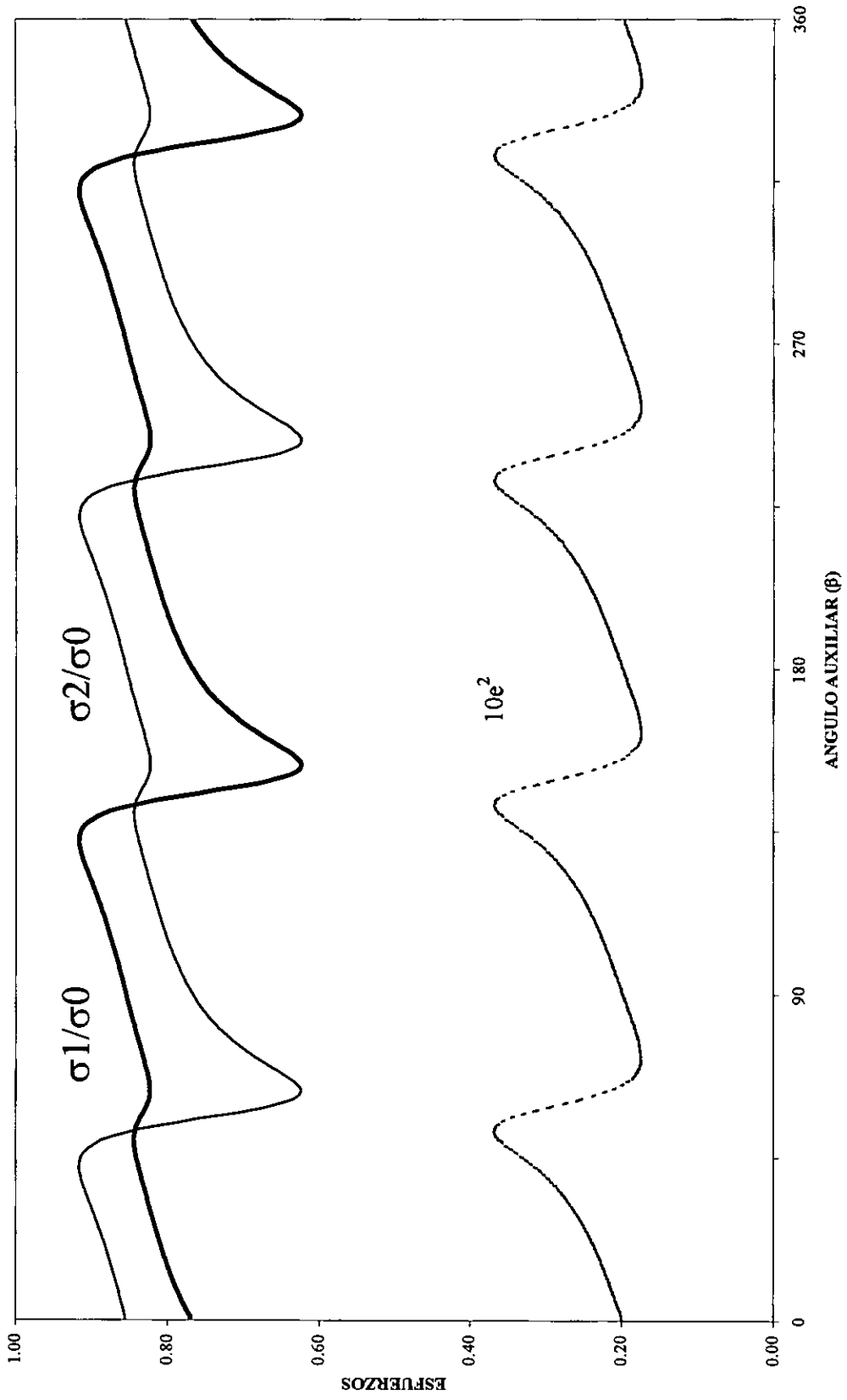


Fig. 5.7. Esfuerzos horizontales estimados así como sus direcciones en el Campo Cantarell. a) Caso 20", b) Caso 16-13 3/8" y c) Caso promedio de ambas mediciones.

FIG. 5.8. CANTARELL CASO 2. TR'S 16-13 3/8"



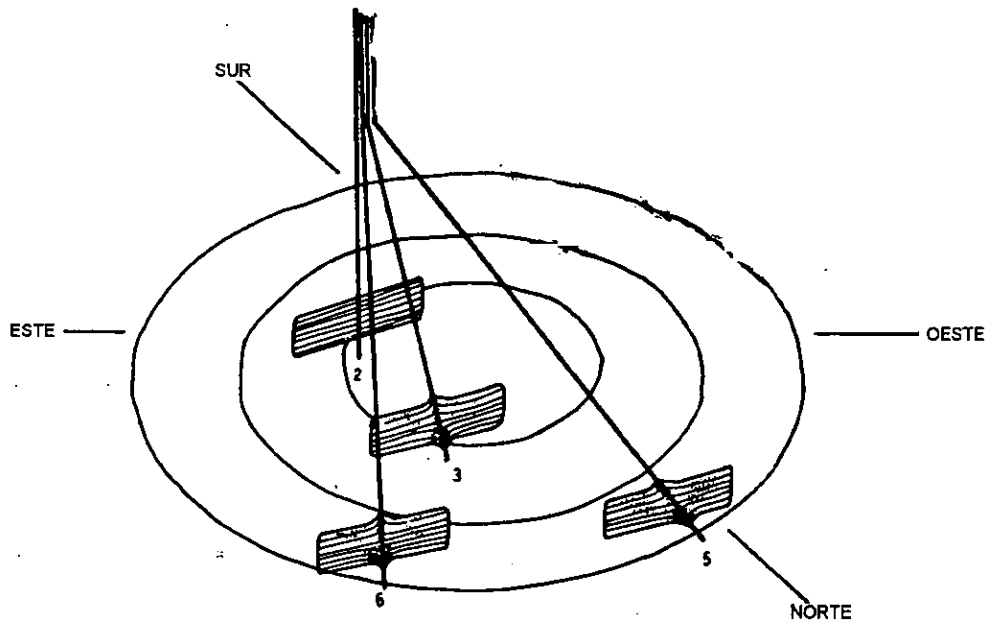


Fig. 5.9. Direcciones calculadas de las fracturas en Campo Cantarell

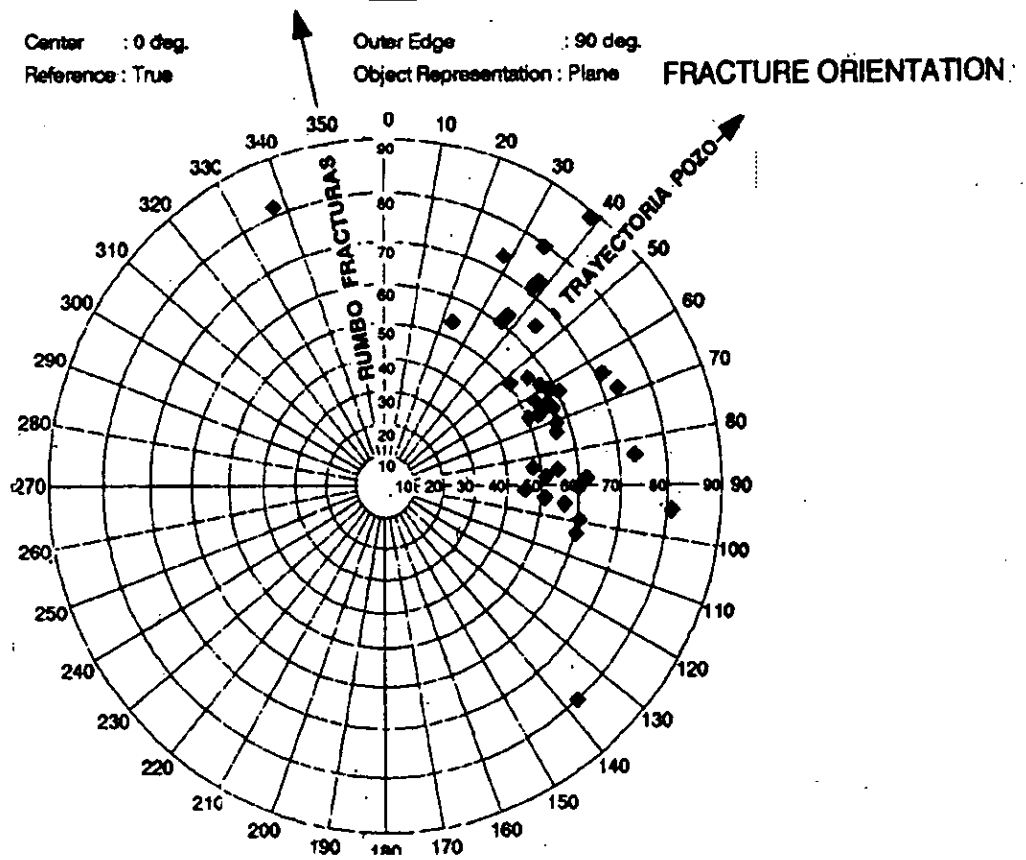


Fig. 5.10. Proyección de Wulff del campo Cantarell.²⁹

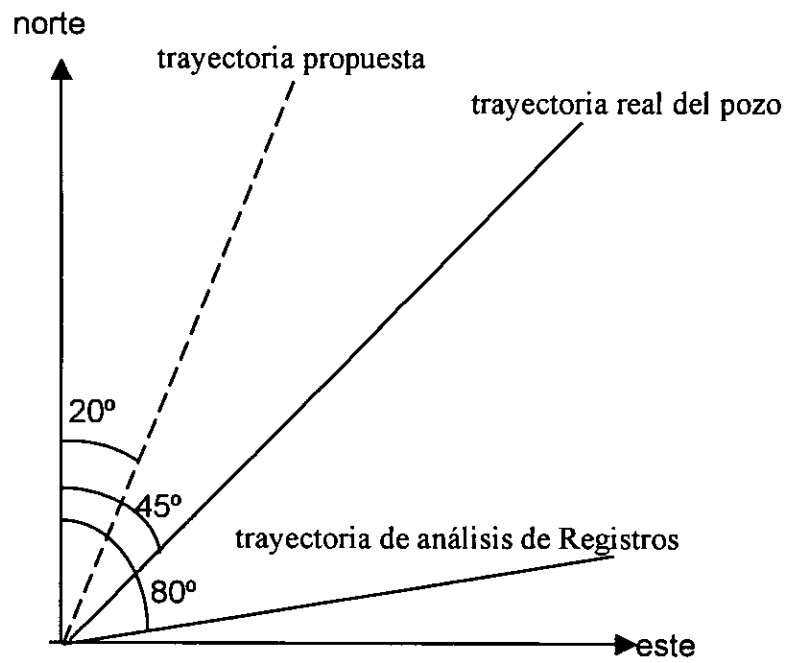


Fig.5.11. Evaluación de la Trayectoria del Pozo Cantarell 2074.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones del trabajo presentado aquí son:

1- Se creó una metodología para obtener la dirección de perforación de un pozo horizontal a partir de datos de perforación

2- Con los resultados de las pruebas de leak-off de pozos desviados se pueden obtener los esfuerzos horizontales regionales de un campo.

3- La técnica de inversión es el único modelo matemático que permite obtener la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales in-situ en base a datos de pruebas de leak-off.

4- Con datos disponibles de pruebas de presión de leak-off y la técnica de inversión se puede determinar la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales in-situ con gran exactitud en caso de no poder cortar núcleos y/o hacer pruebas de minifrac.

5- La predicción de la dirección de las fracturas naturales e inducidas se puede obtener de los resultados de la metodología propuesta aquí, para con ello proponer la trayectoria de perforación de un pozo horizontal.

6- El modelo desarrollado y aplicado para determinar la trayectoria de perforación de un pozo horizontal es una excelente herramienta para explotar eficientemente el yacimiento.

7- La aplicación de la metodología es económica ya que la información se puede obtener de pozos vecinos o bien no es necesario interrumpir las actividades diarias del pozo para obtenerlos

8- La información obtenida de la técnica de inversión puede utilizarse para resolver problemas de estabilidad del agujero en pozos con alto grado de inclinación. Así como la determinación de efectos geológicos locales y/o regionales en el campo en estudio.

9- Se elaboró un programa de cómputo de la técnica de inversión, que necesita como datos la presión de ruptura de la formación (leak-off), la presión de poro, el esfuerzo de sobrecarga así como la desviación y azimuth del agujero.

10. - En base a la técnica de inversión y al programa de cómputo se concluye que la orientación de los esfuerzos en el Campo Cantarell tiene las siguientes direcciones: El esfuerzo horizontal máximo es de NNW-SSE mientras el esfuerzo horizontal mínimo es de NNE-SSW.

11. - El procedimiento elaborado aquí se aplicó al campo petrolero mexicano Cantarell con el objeto de evaluar la dirección de perforación horizontal del pozo Cantarell 2074, obteniéndose excelentes resultados. ya que de datos de registros del campo se obtuvo como óptima dirección de perforación N80°E, la cual se considera como la dirección "oficial", mientras que con este procedimiento se obtuvo una dirección de N19°E y el pozo fue perforado en la dirección N45°E.

Entre las recomendaciones más importantes destacan:

1- Aplicar la técnica de inversión para determinar la dirección de perforación de un pozo horizontal, ya que los altos costos de perforación han hecho que la perforación horizontal sea una de las llaves para optimizar la explotación del yacimiento, lo cual permitirá que se tengan mayores recuperaciones de aceite.

2- Las características de la metodología para la obtención de la dirección de perforación de un pozo horizontal se pueden aplicar a cualquier tipo de yacimiento, tales como lenticulares, naturalmente fracturados, compactos etc.

3. -Elaborar normatividades operativas en la realización de pruebas de goteo, que permitan estandarizar su uso en el campo.

4- Utilizar este procedimiento como apoyo y no como una herramienta definitiva en la selección de la dirección de perforación del pozo horizontal, apoyándose para ello en otro tipo de información.

5- Crear un grupo multidisciplinario que permita planear, ejecutar, coordinar y evaluar eficientemente todo el proyecto de perforación horizontal.

6- Estudiar prioritariamente los intervalos fracturados lo cual permitirá aplicar mejor la tecnología de perforación horizontal

7- Aplicar esta técnica a pozos viejos lo cual permitirá evaluar de una forma mas completa esos yacimientos.

8- El modelo de esfuerzos del Campo Cantarell presentado aquí será revisado continuamente conforme mayor información se tenga disponible, para mejorar el conocimiento del campo.

NOMENCLATURA

A	Área
[A]	Matriz de transformación
a,b	Elementos de la matriz A
D	Profundidad vertical. (mts)
Dag	Diámetro del agujero (pg)
dt	Tiempo de viaje sónico compresional.
dtsm	Tiempo de viaje sónico de cizallamiento.
Dtp	Diámetro externo de la TP (pg)
DSCA	Análisis diferencial de la curva de deformación
DWVA	Análisis diferencial de la onda de velocidad
e	Error para cada juego de datos.
F	Fuerza
FS	Factor de seguridad a la presión interna (80%)
gel	Gelatinosidad a 10 min (Lb/100 ft ²)
Gf	Gradiente de fractura (Kg/cm ² /m)
H	Profundidad del pozo (mts)
P	
PCI	Presión de cierre instantaneo (psi).
$P_{fm} =$	Presión de poro. (gr/cm ³)
Pgoteo	Presión de goteo (Kg/cm ²)
Ph	Presión hidrostática (Kg/cm ²)
Pmaxtp	Límite máximo de presión durante la prueba por TP (Kg/cm ²)
Pmfp	Presión máxima permisible a la fractura con lodo actual (Kg/cm ²)
Prg	Presión de ruptura del gel (Kg/cm ²)
Ptr	Presión interna de la T.R. (Kg/cm ²)
Ptz	Presión total en la zapata (Kg/cm ²)
$P_w =$	Presión de fondo. (Kg/cm ²)
$P_{wf} =$	Presión de fondo al momento de la fractura. (Kg/cm ²)
T.R	Tubería de revestimiento
T.P	Tubería de perforación
X,Y,Z	Sistema arbitrario de coordenadas del campo (por ejemplo; Z puntos verticales, X puntos al norte, Y puntos al oeste.
x,y,z	Sistema coordinado del agujero.
$\sigma_0 =$	Esfuerzo de sobrecarga. (gr/cm ³)
$\sigma_1, \sigma_2 =$	Esfuerzos horizontales in situ. (gr/cm ³)
σ_2, σ_3	Esfuerzos horizontales in situ. (gr/cm ³)
$\sigma_{T1}, \sigma_{T2} =$	Esfuerzos horizontales in situ del programa de computo (gr/cm ³)
$\sigma_x, \sigma_y =$	Esfuerzos normales en las direcciones X y Y respectivamente. (gr/cm ³)

$\sigma_{tension}$ =	Esfuerzo a la tensión de la roca.
γ =	Inclinación del agujero respecto a la vertical. (°)
γ' =	Relación de Poisson.
φ =	Azimuth del agujero a partir del eje X. (°)
β =	Ángulo auxiliar para calcular la dirección de σ_{T1} a partir del eje X (°)
θ =	Ángulo polar de la pared del agujero a partir del eje x.
ρ	Densidad específica de los estratos (gr/ cm ³)
ρ_{eq}	Densidad equivalente del lodo de perforación. (gr/cm ³)
ρ_L	Densidad del lodo de perforación. (gr/cm ³)
σ'	Esfuerzo efectivo. (Kg/cm ²)
α	Constante poroelástica.
σ_{Hmin}	Esfuerzo principal mínimo obtenido de pruebas de minifrac (Kg/cm ²)

REFERENCIAS

1. - Gutiérrez Acosta Teodulo y Meza Meza Maximino
Perspectivas de la perforación horizontal en México
Revista de Ingeniería Petrolera
Abril de 1997
2. - Gerencia de Perforación División Sur.
Pagina de Internet <http://www.perf.sur.pep.pemex.com>
1998
3. - Porres A, Samudio M Castrejon F
"studies of fracturing in carbonate formations in Mexico"
SPE 35287 5-7 march 1996 vhsa Mex
4. - Joshi S.D
Horizontal Well Technology.
PennWell Books
Tulsa Oklahoma. 1991.
5. - Rodriguez Mendez Enrique
Perforación direccional Controlada.
Tecnología de Perforación. 1989.
- 6- Brumley J., Kuhlman R. And Abass H.
In-situ Stress field determination and formation characterization offshore Qatar.
Eurock 94
Rotterdam 1994.
7. - Aadnoy Bernt Sigve, Bratli Rolf K.
In-situ Stress Modelling of the Snorre Field
Eurock 94
Rotterdam 1994.
8. - Cordell G. R, Nicholl G, Artindale J, Ng M and Runions G.
Horizontal Wells
Gulf Publishing Company
9. - Aadnoy Bernt Sigve
Inversion Technique to Determine the In-Situ Stress Field From Fracturing Data.
SPE 18023 Octubre 2-5 1988.
10. - Economides, M and Nolten k.
Reservoir Estimulation
Prentice Hall. 2da edicion.
New Jersey 1989.

11. - Islas Silva Carlos
Apuntes de la materia de Estimulacion de Pozos
Postgrado de Ingeniería 1996.
12. - Daneshy A:A, Slusher et.al.
In-situ stress measurements during drilling.
JPT. August 1986.
13. - Coates D.F
Fundamentos de Mecánica de rocas
Ministerio de energía, minas y recursos naturales. Monografía 874.
Canadá, abril 1973.
14. - Fleming N.H, Ronaldi R, Bruce S y Haryanto.
The application of mechanical borehole stability theory to development well planing.
SPE 19943. Houston, Marzo 1990
15. - Pemex Exploracion Produccion.
Apuntes de Control de Pozos
Villahermosa Tab 1995
16. - Kunze K.R, y Steiger R.P.
Accurate in-situ stress measurements during drilling operations.
SPE 24593, Washington D.C., octubre 1992.
17. - D.S Joshi, Phillips Petroleum Co. (SPE)
" A review of horizontal well and drainhole Technology"
Julio 1986
18. - Aguilera R., Cordell G., Artindale J.,Ng M., Nicholl G., and Runions G.
Horizontal Wells
Gulf Publishing Company.
Houston Tex. 1991.
19. - Smith M, Sorrells and Teufel L.
A Comprehensive Fracture Diagnostic Experiment Part 2, Comparison of Fracture
Azimuth Measuring Procedures
SPE Production Eng. 1986
20. - Strang G.
Algebra lineal y sus aplicaciones
Addison Wesley Iberoamericana
Wilmington, Delaware USA, 1986

21. - Aadnoy y Chenevert
Stability of highly inclined boreholes.
SPE. Diciembre 1987
22. -Zoback et al
Wellbore breakouts and in-situ stress
Journal of Geophysical Research 1985
23. - Aadnoy
Modelling of the stability of highly inclined boreholes in anisotropic rock formations
SPE 16526 Sept 8-11 1988
24. - Lehne K. y A. Aadnoy B. S.
Quantitative Analysis of Stress Regimes and Fractures From Logs and Drilling
Records of a North Sea Chalk Field.
SPE (July-August 94)
25. - Limon Hernandez Tomas

Revista de Ingeniería Petrolera.
AIPM Nov. 1997
26. - Pemex Exploracion produccion
Estudio de caracterización y simulación integral Campo Cantarell.
Ciudad del Carmen Camp. 1996.
27. - Pemex Exploracion produccion
Programa de Terminación del pozo de desarrollo Cantarell 2074
Ciudad del Carmen Camp. 1995
28. - Pemex Exploracion produccion
Expedientes de pozos Campo Cantarell 2074, 49, 2076-D, 2074-D, 2076, 2078 y 2279
Ciudad del Carmen Camp. 1990-97
29. - Cia Schlumberger
Estudio Campo Cantarell
México 1996.
30. - Guidelines For the Preparation of Theses and Dissertations
Louisiana State University and A&M College.
The Graduate School.
32. -Aadnoy y Chenevert
Stability of highly inclined boreholes.
SPE. Diciembre 1987

APENDICE C

PROGRAMA DE COMPUTO

```

REM ESTE PROGRAMA QUE CALCULA LA MAGNITUD Y DIRECCION DE LOS ESFUERZOS REM
HORIZONTALES IN-SITU EN BASE A DATOS DE PRUEBAS DE LEAK-OFF
REM PROGRAMA CREADO POR MARCO ANTONIO MARTINEZ CASTAÑEDA PARA OBTENER EL REM
GRADO DE MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL REM
AUTONOMA DE MEXICO.
REM ASESOR DR DANIEL GARCIA GAVITO
OPEN "A:/RES.DAT" FOR OUTPUT AS #1
PRINT "LOS DATOS QUE SE NECESITAN PARA CADA PRUEBA SON"
PRINT "1 NUMERO DE PUNTOS DE FRACTURA (LEAK-OFF)"
PRINT "2 NOMBRE DEL POZO"
PRINT "3 NUMERO DEL POZO"
PRINT "4 PROFUNDIDAD DE LA PRUEBA (MTS)"
PRINT "5 LA PRESION DE FRACTURA PFRAC(KG/DM-3)"
PRINT "6 LA PRESION DE PORO PO(KG/DM3)"
PRINT "7 EL ESFUERZO DE SOBRECARGA SO(KG/CM3)"
PRINT "8 LA INCLINACION DEL AGUJERO GA(GRADOS)"
PRINT "9 EL AZIMUTH DEL AGUJERO FII(GRADOS)"
160 PRINT
REM INTRODUCIMOS LOS DATOS
PRINT
INPUT "DAME LOS JUEGOS DE DATOS DE PRUEBAS DE LEAK-OFF="; N
FOR I = 1 TO N
INPUT "PFRAC="; PFRAC(I)
INPUT "PO="; PO(I)
INPUT "SO="; SO(I)
INPUT "GA="; GA(I)
INPUT "FII="; FII(I)
INPUT "DAME EL ORDEN DE LOS ESFUERZOS (0/1)="; MODO$(I)
GA(I) = GA(I) / 57.296
FII(I) = FII(I) / 57.296
NEXT I
CLS
PRINT "PWF"; TAB(20); "PFM"; TAB(40); "SO"; TAB(60); "GA"; TAB(80); "FII"
FOR I = 1 TO N
PRINT PFRAC(I); TAB(20); PO(I); TAB(40); SO(I); TAB(60); GA(I); TAB(80); FII(I)
NEXT I
REM GENERACION DE LOS ELEMENTOS A Y B
FOR K = 1 TO 361

```

```

FOR J = 1 TO N
FI(J) = FII(J) - ((K - 1) / 57.296)
P(J) = (SIN(FI(J))) ^ 2
Q(J) = (COS(FI(J))) ^ 2
R(J) = (SIN(GA(J))) ^ 2
S(J) = (COS(GA(J))) ^ 2
IF MODO$(J) = "1" THEN 550
PRINT
REM GENERACION DE LA MATRIZ A
A(J, 1) = 3 * P(J) - Q(J) * S(J)
A(J, 2) = 3 * Q(J) - P(J) * S(J)
REM GENERACION DE LA TRANSPUESTA DE LA MATRIZ A
B(1, J) = A(J, 1)
B(2, J) = A(J, 2)
REM GENERACION DE LA MATRIZ COLUMNA P
PF(J, 1) = (PFRAC(J) + PO(J) + (SO(J) * R(J))) / SO(J)
GOTO 551
550 REM "CASO Y>X"
REM GENERACION DE LA MATRIZ A
A(J, 1) = 3 * Q(J) * S(J) - P(J)
A(J, 2) = 3 * P(J) * S(J) - Q(J)
REM GENERACION DE LA TRANSPUESTA DE LA MATRIZ A
B(1, J) = A(J, 1)
B(2, J) = A(J, 2)
REM GENERACION DE LA MATRIZ COLUMNA P
PF(J, 1) = ((PFRAC(J) + PO(J)) / SO(J)) - (3 * R(J))
NEXT J
551 REM A CONTINUACION SE CALCULA EL PRODUCTO AT*A (CC=B*A)
CC(1, 1) = 0
CC(2, 2) = 0
CC(1, 2) = 0
CC(2, 1) = 0
FOR IK = 1 TO N
CC(1, 1) = CC(1, 1) + A(IK, 1) * A(IK, 1)
CC(1, 2) = CC(1, 2) + A(IK, 1) * A(IK, 2)
CC(2, 1) = CC(1, 2)
CC(2, 2) = CC(2, 2) + A(IK, 2) * A(IK, 2)
NEXT IK
REM A CONTINUACION SE CALCULA LA INVERSA DE LA MATRIZ
REM LA CUAL ES EL PRODUCTO DE (AT*A)-1 O EN NUESTRAS UNIDADES
REM (UNIT=C*C-1)
DET = (CC(1, 1) * CC(2, 2)) - (CC(1, 2) * CC(2, 1))

```