

01173

/

**CONVECCIÓN EN FRACTURAS INCLINADAS DE
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

JOSÉ ANTONIO CÓRDOVA MAGAÑA

TESIS
PRESENTADA A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO
COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA
(AREA MECÁNICA)

Director: Dr. César Treviño Treviño
Asesor: Dr. Abraham Medina Ovando

2002

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.

Resumen

Convección en Fracturas Inclinadas de Yacimientos Naturalmente Fracturados

José Antonio Córdova Magaña

Universidad Nacional Autónoma de México

Director: César Treviño Treviño
Asesor: Abraham Medina Ovando

Este trabajo está enfocado a entender la convección térmica en fracturas inclinadas, las cuales se presentan frecuentemente en yacimientos de petróleo. Se explica lo que es un yacimiento naturalmente fracturado y se muestra un estudio teórico de la convección en fracturas así como la distribución de temperaturas en la zona circundante y dentro de la fractura.

En el estudio experimental se estableció una diferencia de temperaturas en una placa de cobre sólida que contiene una fractura inclinada con un fluido en su interior. La distorsión del gradiente térmico vertical debido a la presencia de la fractura induce convección natural dentro de la misma. Se analizan tanto la convección dentro de la fractura como la distribución de temperaturas en el sólido y en el fluido.

Las predicciones numéricas tanto de la convección como de la distribución de temperaturas son comparables favorablemente con los resultados experimentales.

Dedico este trabajo de tesis a mis padres,
José Luis y María Antonieta, por todo el cariño, el apoyo
y el esfuerzo brindado.

Índice	página
Resumen	i
Índice	iii
1. Introducción	
1.1 Yacimientos <i>naturalmente fracturados</i>	1
1.2 Clasificación de los yacimientos <i>naturalmente fracturados</i>	3
1.3 Fracturas	4
1.4 Orientación de las fracturas	6
1.5 Convección en fracturas	7
1.6 El Complejo Cantarell	8
2 Estudio teórico de la convección en fracturas	
2.1 Introducción	16
2.2 Formulación del problema	18
2.3 Método numérico	23
2.4 Solución local para el fluido	24
3 Investigación experimental	
3.1 Introducción	29
3.2 Equipo Experimental	29
3.3 Velocimetría de Partículas por Imágenes	34
4 Análisis de Resultados	
4.1 Caso I, placa de cobre con polietileno en la fractura	38
4.2 Caso II, placa de cobre con aire en la fractura	43
4.3 Caso III, placa de cobre con glicerina en la fractura	45
4.4 Caso IV, gradiente invertido	55
5 Conclusiones	
5.1 Conclusiones generales	60
5.2 Importancia del conocimiento de fenómeno de convección	66
5.3 Mantenimiento de presión	68
Bibliografía	70

Agradecimientos

Este trabajo de tesis se llevó a cabo gracias al apoyo brindado por el Instituto Mexicano del Petróleo a través del Proyecto FIES 98-58-1, y agradezco la beca otorgada por este instituto.

Agradezco a CONACYT, por el apoyo brindado a través del Megaproyecto: Ciencia e Ingeniería de Materiales aplicada a la explotación petrolera en México, parte H.

Agradezco profundamente al Dr. César Treviño Treviño y al Dr. Abraham Medina Ovando, por todas las herramientas proporcionadas para realizar la investigación experimental, tanto físicas como de conocimiento.

Muchas gracias a Erick Luna por su importantísima aportación en el desarrollo del marco teórico y su ayuda en la realización de los experimentos y a Mauricio Moreno por compartir su experiencia en el análisis digital de imágenes utilizada ampliamente en este trabajo.

Capítulo 1

Introducción a los Yacimientos Petrolíferos Fracturados

Este trabajo está enfocado al estudio experimental de la convección térmica en fracturas inclinadas, las cuales son sistemas que aparecen frecuentemente en yacimientos de petróleo. Con la finalidad de poner en el contexto más específico posible este tipo de sistemas en este capítulo se explicarán algunos conceptos e información útil la cual permitirá ver con mayor detalle la importancia de estudiar la convección térmica en fracturas.

1.1 Yacimientos naturalmente fracturados

Un *yacimiento naturalmente fracturado* es un sistema formado por poros intercomunicados y canales, en donde los pequeños poros forman el sistema matricial y los canales el sistema fracturado extendiéndose ambos sistemas en todo el yacimiento. Un *sistema fracturado* se puede imaginar como una estructura constituida por una gran cantidad de fracturas paralelas en un lugar dado. De igual manera, una *red de fracturas* se constituye por dos o más sistemas fracturados, pudiendo ser la red isotrópica, o estar formada por un sistema predominante, en cuyo caso se habla de un sistema anisotrópico de fracturas [1]. El sistema fracturado se encuentra en contacto íntimo con el sistema matricial y por lo tanto existirá un drenado de petróleo a través de las fracturas y hacia los pozos de producción, aunque se encuentren lejos del sistema matricial, así como fracturas llenas de fluido intersticial, como puede ser aceite, agua o gas.

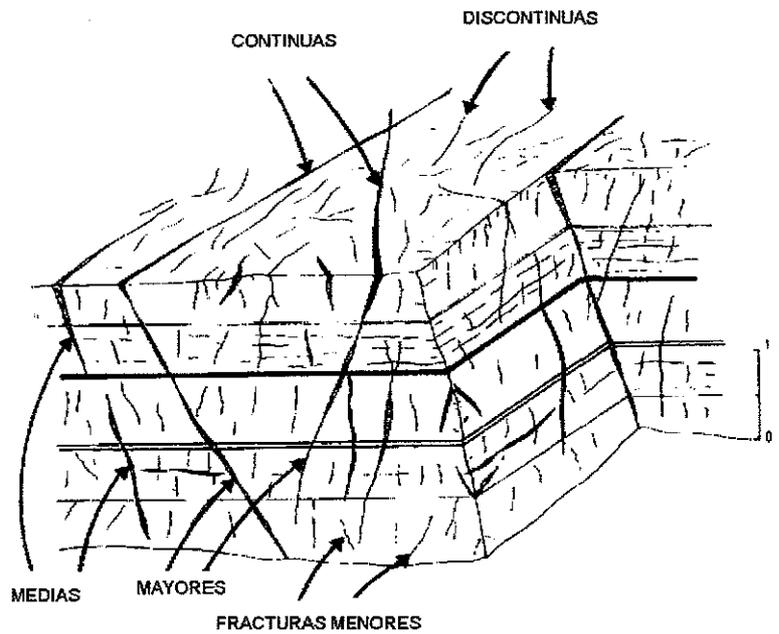


Figura. 1. Tipos de fracturas en un yacimiento fracturado[1].

Un elemento que sirve para distinguir a un yacimiento fracturado de uno no-fracturado, es la certidumbre que dan diversas herramientas, como el análisis de núcleos y los análisis in situ, de que las fracturas se encuentran orientadas tanto horizontalmente como verticalmente y se encuentran distribuidas en gran parte del yacimiento. También es evidente que las fracturas orientadas horizontalmente son poco frecuentes por la carga estática que tendrían que soportar, siendo las inclinadas entre 45° y 80° las más comunes. Es posible que el sistema fracturado sólo ocupe una parte del yacimiento; en este caso, sólo ésta parte se considera fracturada. Cuando un yacimiento tiene fracturas distribuidas aleatoriamente, sin ningún patrón característico, este no se considera como un yacimiento fracturado homogéneo [1].

La distribución de los fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado es muy similar a la encontrada en yacimientos de arenisca, es

decir, existe una zona de aceite, otra de agua congénita e incluso una zona o casquete de gas, sin embargo, bajo gradientes de presión y temperatura los flujos que ocurren en un yacimiento fracturado son muy diferentes a los de un yacimiento homogéneo (no fracturado). El flujo asociado con el gradiente de temperatura, en una sola fractura, será estudiado con mucho detalle en los siguientes capítulos.

1.2.1 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados se pueden clasificar en dos grandes grupos, basados en la contribución de la matriz en la extracción de las reservas:

- A. Las reservas recuperables se encuentran principalmente en las fracturas. Este tipo de yacimientos tienen una matriz de muy baja porosidad y/o permeabilidad.
- B. Las reservas recuperables se encuentran principalmente en la roca matriz.

1.2.2 Características de los yacimientos fracturados

A grandes rasgos éstos presentan las siguientes características:

a) Alto índice de producción: Se pueden llegar a producir 500 barriles de petróleo (bdp) por día y por psi o más siendo éste un límite inferior para producir y mantener activo un pozo en yacimiento fracturado. Se puede llegar hasta 10,000 bdp aunque esta es una cifra poco común. La mayor contribución del flujo de petróleo al pozo se realiza a través de las fracturas.

b) Gradiente de Presión: El gradiente de presión horizontal a través del yacimiento e inclusive cerca del pozo es pequeña debido a la alta permeabilidad existente en el sistema fracturado.

c) Composición uniforme del fluido en las fracturas. Esta uniformidad se debe en parte al movimiento convectivo existente en las fracturas.

d) Nivel promedio uniforme de la zona de contacto petróleo-gas a lo largo de todo el yacimiento. El nivel de agua-gas puede también ser uniforme a lo largo de todo el yacimiento, ya que el gas producido en la matriz fluye a través de las fracturas al casquete cuando este tiene grandes dimensiones.

e) La producción de gas-petróleo decrece durante la historia de producción del yacimiento pues el gas fluye hacia el casquete a través de las fracturas.

f) La producción de petróleo libre de agua es esencialmente una función del ritmo de producción, es decir, el tiempo en que se tarde en extraer el petróleo. En un yacimiento convencional depende de la permeabilidad de la roca.

1.3 Fracturas

Las fracturas naturales en los yacimientos se formaron por presiones ejercidas en el material a causa de movimientos tectónicos terrestres en alguna época o era geológica.

Cuando los depósitos terrestres se encuentran sometidos a un esfuerzo suficientemente grande, se empiezan a generar dobleces llegando un instante en el que la roca no puede soportar más fuerza sin romperse, generando así una o varias fracturas. Es por ello que algunos yacimientos no se encuentran fracturados en su totalidad, pudiendo existir zonas del yacimiento fracturadas y otras dobladas con muy pocas fracturas, ya que no sufrieron un esfuerzo suficientemente grande para fracturarse. A esto se le debe sumar que las rocas no están sometidas a una presión uniforme y que al ser su composición heterogénea los esfuerzos actúan de manera diferente en diferentes zonas. El fracturamiento se puede llevar a cabo por la acción de cargas verticales (compresión), cargas laterales (tensión o

compresión) y cargas tangenciales (corte) las cuales actúan solas o en conjunto y generalmente ocurre a grandes profundidades. (Ver las Figs. 2, 3 y 4) en donde se ilustran algunos tipos de fracturas[1].

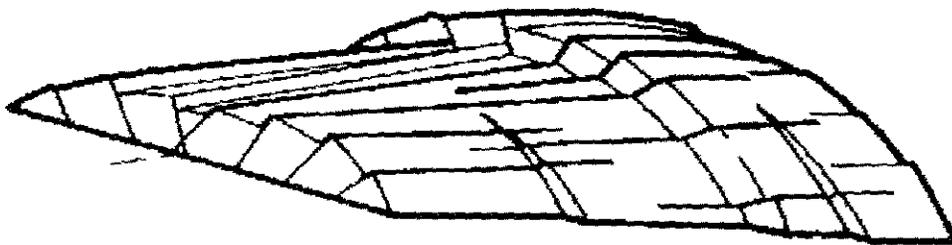


Figura 2. Fracturas generadas por tensión[1].

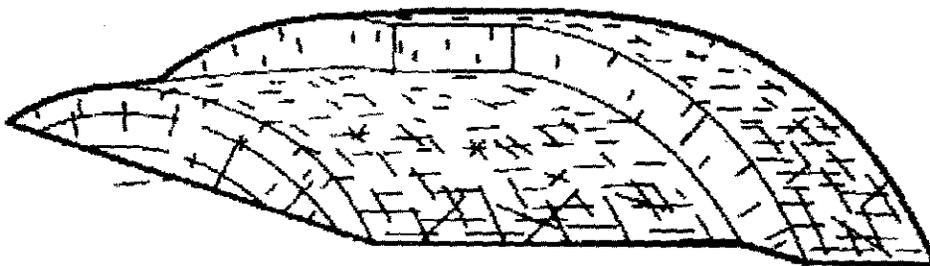


Figura 3. Fracturas generadas por tensión y esfuerzos cortantes[1].

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

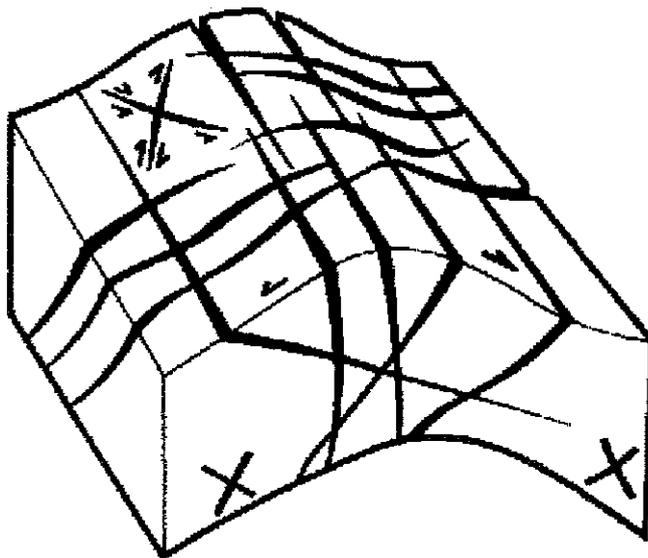


Figura 4. Fracturas generadas por esfuerzos cortantes, tensión y compresión[1].

1.4 Orientación de las fracturas

Debido al impacto que tiene la orientación de las fracturas en el movimiento del fluido, este parámetro es muy importante en el yacimiento. La orientación preferente de las fracturas sólo se puede determinar al conocer la orientación de la corteza. Por lo tanto, para medir el ángulo de las fracturas se puede utilizar alguna de las siguientes técnicas:

- utilizar una referencia mecánica que sirva como azimut para realizar mediciones. Este proceso es difícil si el yacimiento es de formaciones muy duras.

- Interpretación del magnetismo residual, una forma sofisticada de realizar la medición.

En general, las fracturas que predominan en el yacimiento están entre 45° y 85° respecto a la horizontal ya que la existencia de fracturas horizontales es muy difícil ya que tendrían que soportar una toda la carga del material que se encuentre encima.

1.5 Convección en fracturas

En un yacimiento naturalmente fracturado los fluidos pueden encontrarse en fracturas en las cuales la temperatura de la roca se incrementa con la profundidad aproximadamente de 14 a 100 °C/km, es decir, el fluido dentro de la fractura se encuentra sometido un gradiente geotérmico, pudiendo este provocar convección natural.

El transporte convectivo provocado por el gradiente geotérmico puede afectar procesos geológicamente relevantes tales como la sedimentación y la diagénesis en las fracturas mismas. Más aún, el conocimiento de la magnitud de este transporte es necesario para estimar la migración de materiales. Así, es importante conocer las condiciones que gobiernan la existencia de flujos convectivos en fracturas y hasta que punto estos flujos son capaces de cambiar o distorsionar el gradiente geotérmico o bien cambiar dramáticamente la escala de tiempo de la dispersión de materiales [2].

En primera aproximación las fracturas pueden ser consideradas como regiones rectas, de grosor uniforme, inclinadas y limitadas por una pared sólida impermeable. Dichas fracturas están expuestas a un gradiente vertical de temperatura y existirá convección si las conductividades térmicas del fluido y del sólido son diferentes. Por ejemplo, en fracturas con agua o con petróleo la conductividad térmica de la roca circundante es típicamente de 1.5 a 3 veces mayor que la del agua

y 7 a 10 veces mayor que la del petróleo, la convección ocurrirá si la fractura es inclinada y existe un gradiente de temperaturas

En este trabajo se estudiara experimentalmente el flujo convectivo natural que se presenta en una ranura inclinada que contiene algún fluido, estando ésta limitada por un medio impermeable de conductividad diferente y con un gradiente vertical de temperatura y uniforme lejos de dicha ranura.

1.6.1 El Complejo Cantarell

El propósito general de este trabajo es comprender los mecanismos más relevantes que generan convección en una fractura. En particular, se tiene interés en detallar la forma en que aparece éste fenómeno en sistemas realistas como el complejo Cantarell. Dicho complejo se encuentra ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 kilómetros al noreste de la ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua de entre 35 y 50 metros. Ver Figura 5. Está constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, ubicándose en lo que geológicamente se conoce como la Provincia marina de Coatzacoalcos. Allí, la roca almacén es una brecha de clastos de caliza dolomitizados del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior, y carbonatos dolomitizados del Cretácico Medio, Inferior y Jurásico Superior [3].

Los yacimientos del complejo Cantarell se encuentran en trampas de tipo estructural y con espesores netos de hasta 980 metros. La densidad del aceite de estos yacimientos varía de 20 a 22 grados API.

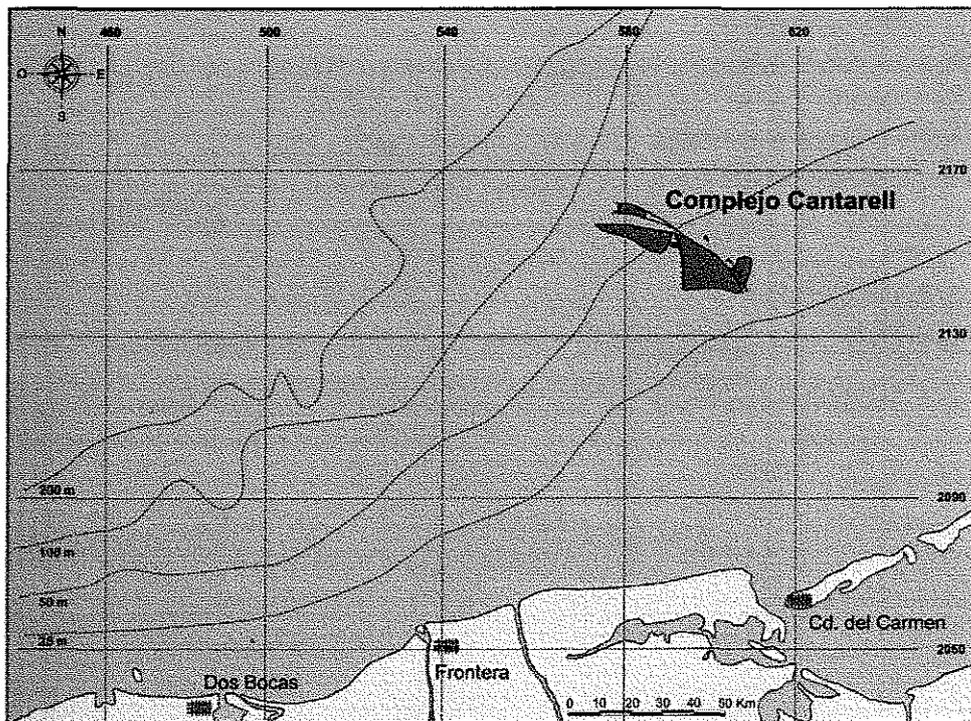


Figura 5. El complejo Cantarell se localiza al noreste de la Ciudad del Carmen, a una distancia aproximada de 75 kilómetros[3].

Los cuatro campos tienen una extensión de 162 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 211 pozos de los cuales 174 están activos. El espaciamiento entre ellos varía de 400 a 800 metros. En términos de su producción, Cantarell es la zona productora más importante del país, el segundo en reservas totales, después de Chicontepec, y el primero en reservas probadas. También, por la magnitud de sus reservas, Cantarell es el octavo campo en el mundo, considerándose un campo supergigante.

La producción promedio diaria en diciembre de 1998 fue de 1.3 millones de barriles de aceite y 528.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Al 1 de enero de 1999 se habían producido 6,934.4 millones de barriles de aceite y 2,954.8 miles de millones de pies cúbicos de gas

natural. Su reserva remanente probada a la misma fecha es de 10,176.7 millones de barriles de aceite y 5,169.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El campo Akal, a nivel de producción, aporta el 92 por ciento de la producción total del complejo.

La disminución de la presión original ha creado un casquete de gas secundario que además requiere del uso de bombeo neumático continuo. Actualmente está en proceso de implantación un mecanismo de mantenimiento de presión, a través de inyección de nitrógeno, para acelerar la producción de aceite y mantener la presión actual del yacimiento.

1.6.2 Geología estructural

Por medio de un levantamiento sísmico tridimensional realizado en 1979 se definieron las características estructurales de los yacimientos que conforman el complejo Cantarell, y por medio de perforación de pozos, exploratorios se definieron los límites físicos de los yacimientos, y se confirmó la estructura geológica de los mismos. Es importante notar que el flujo de los fluidos en los yacimientos depende críticamente de la distribución espacial de fracturas, fallas y otras heterogeneidades como los cuerpos salinos, los graben, etc. Por ello, un conocimiento detallado de las diferentes zonas (áreas y en profundidad) del complejo es muy importante para los procesos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos.

Akal

La estructura de Akal se presenta como un anticlinal asimétrico afallado, orientado en dirección noroeste a sureste con buzamiento suave hacia el sur, y pronunciado al norte y noreste. Limitado al oeste por una falla normal, y al norte noreste por una inversa. Hacia el sureste, se encuentra un cuerpo salino con una conformación irregular y de

profundidad variable, que llega a romper y penetrar hasta sedimentos del Terciario. Esto se observa en la figura 6.

Nohoch

Tiene una estructura anticlinal ligeramente alargada con el mismo rumbo noreste a sureste, afectada por una serie de fallas normales e inversas en el flanco oeste, y dos fallas normales y una inversa en el flanco este, en la misma dirección. La parte central de la estructura esta definida por un graben, y a través del plano de fallas del mismo se tiene la presencia de sal. Esto también se observa en la figura 6.

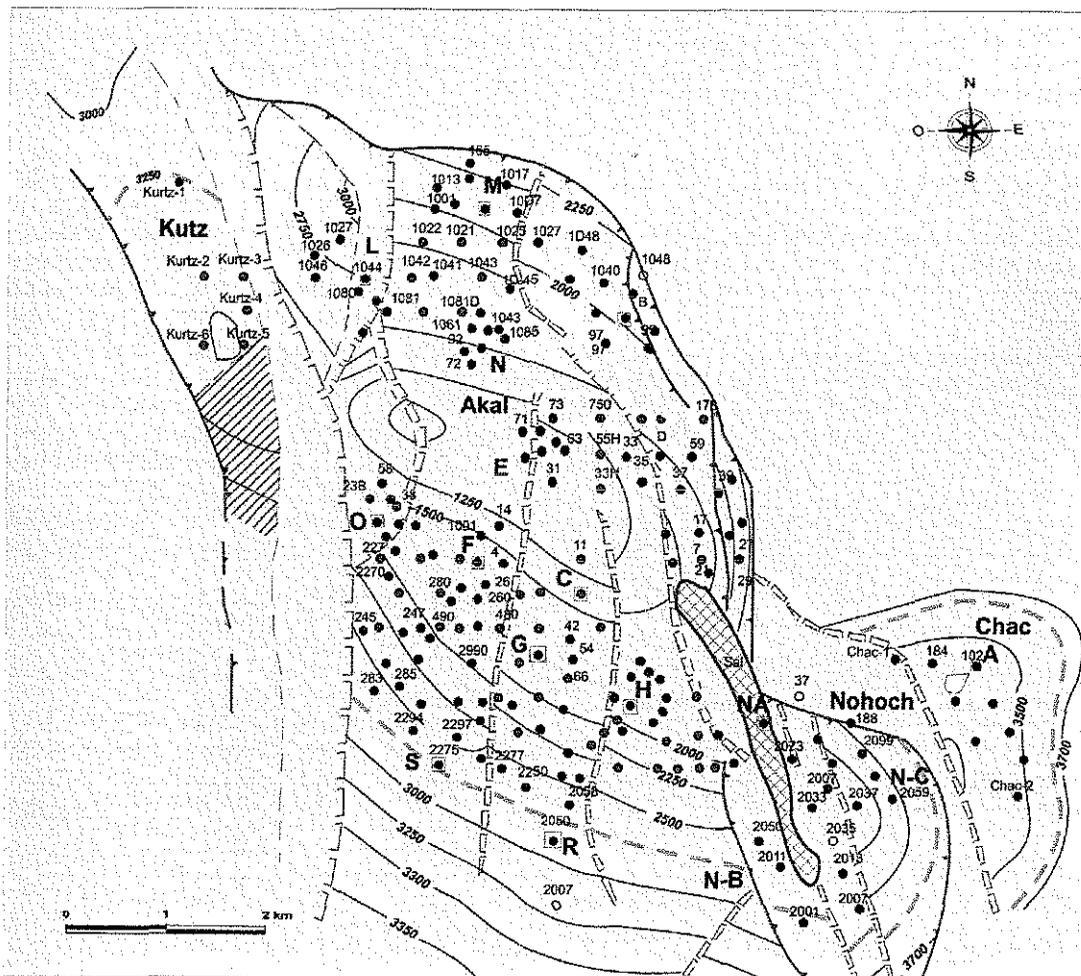


Figura 6. Configuración estructural de la cima de la brecha del complejo Cantarell. Se puede observar la ubicación de los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz que lo constituyen[3].

Chac

Se muestra como una nariz estructural con dirección noroeste a sureste, truncada por una falla normal que la separa del campo Nohoch. El campo Chac se encuentra estructuralmente más bajo que los campos de Akal y Nohoch.

Kutz

Se expone como una estructura anticlinal alargada, con una orientación noroeste a sureste y está limitada por dos fallas paralelas a su eje principal, la inversa hacia el occidente y la normal en el poniente, que corren en forma paralela al graben que separa la estructura del bloque de Akal. La estructura Kutz se localiza estructuralmente a 1500 metros más abajo que el de Akal. En la figura 7 se observa la sección de tipo estructural del complejo, y en la figura 8 la sísmica.

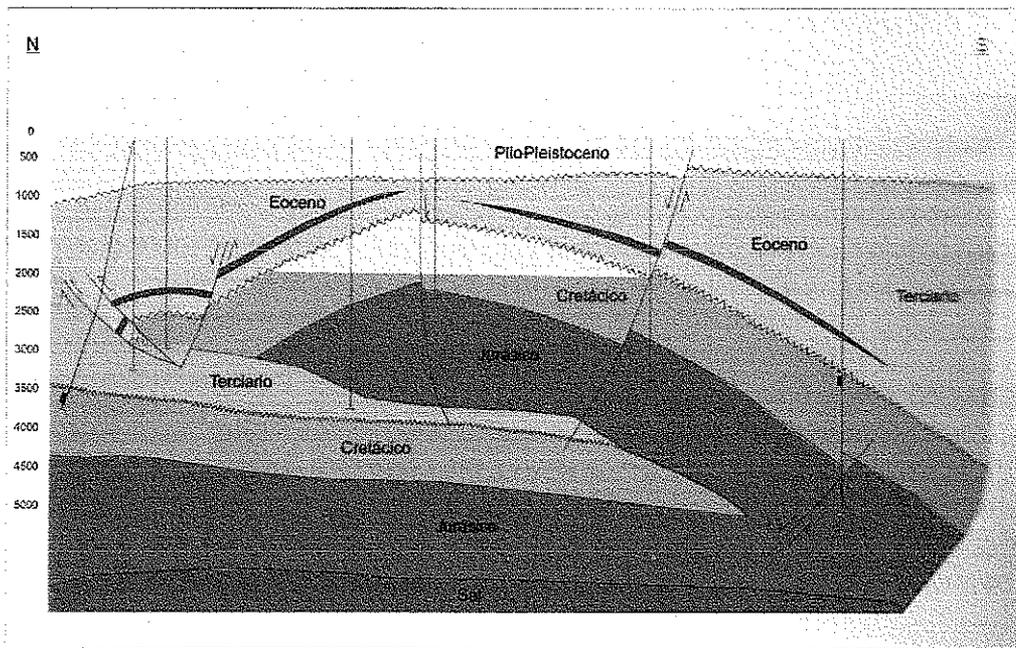


Figura 7. Sección estructural tipo del complejo Cantarell. Las líneas sólidas negras corresponden a pozos perforados, los cuales han definido la geometría de los campos[3].

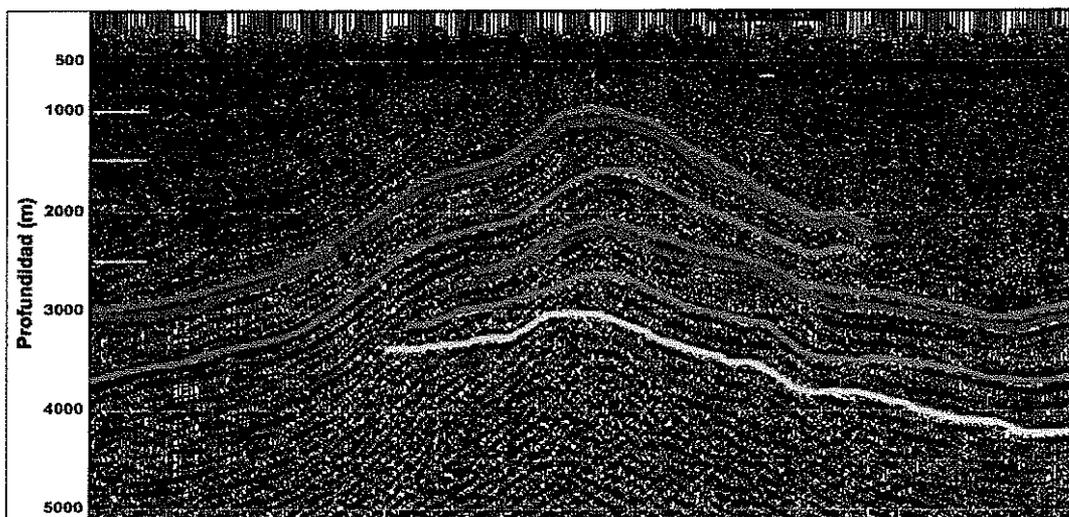


Figura 8. Sección sísmica tipo del complejo Cantarell en donde diferentes horizontes sísmicos han sido identificados. La línea sólida azul corresponde al reflejo sísmico del cretácico, en tanto la línea sólida roja identifica una falla del tipo cabalgante[3].

1.6.3 El yacimiento

Se ha determinado mediante estudios litológicos que el espesor medio de la columna de aceite en el complejo, varía entre los 141 y los 908 metros. Las cimas de los yacimientos están en promedio a 2000 metros para Akal; 2400 metros para Nohoch; 3450 metros para Chac; y 3100 metros para Kutz, bajo el nivel del mar.

El yacimiento en la parte del Cretácico Superior y Paleoceno inferior es una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Está constituida por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. Esta brecha tiene una porosidad promedio entre 8 y 12 por ciento, su permeabilidad es de 3000 a 5000 milidarcies. La temperatura media del

yacimiento en el complejo se encuentra entre 100 y 115 grados centígrados, con un promedio de 14 °C/Km y una salinidad del agua de la formación entre las 85000 y 90000 partes por millón. Se infiere que las formaciones principales que alojan al yacimiento fueron originadas por la erosión de la Plataforma de Yucatán.

La roca generadora más productora está principalmente en las formaciones del Jurásico Superior y los cretácicos Inferior y Medio, son dolomías fracturadas y alteradas por procesos diagenéticos, con porosidades promedio entre 4 y 8 por ciento, con permeabilidades de 800 milidarcies para el Jurásico y de 2000 para el Cretácico.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, el campo Akal produce principalmente por medio de los mecanismos de segregación gravitacional, expansión del casquete de gas, expansión de los fluidos, y empuje hidráulico, siendo los dos primeros predominantes. El campo Nohoch, al igual que el Chac, produce en primera instancia por el mecanismo de empuje hidráulico y en parte, por la expansión de los fluidos. Las presiones originales medidas en estos campos se encontraban entre los 270, 278 y 363 kg/cm², respectivamente. Asimismo, los contactos de agua-aceite son diferentes en los cuatro yacimientos, cuyo análisis de presiones ha permitido establecer su comunicación hidráulica[3].

1.7 Reservas

En el complejo Cantarell se ha optado por mantener la presión de manera que, por empuje hidráulico, se mantenga e incluso se mejore el ritmo de producción de crudo. Debido a ello en la actualidad se está inyectando N₂ en el casquete de gas. Entre una de las principales problemáticas se encuentra la determinación de la posible influencia de la convección térmica en los procesos de inyección de N₂ en el casquete de gas y su dispersión hacia la zona de aceite. Por ello, además de la

importancia de la convección en si misma el otro ingrediente adicional que debe de evaluarse en un estudio integral es la influencia de este fenómeno térmico sobre otros procesos asociados con la explotación del yacimiento.

Capítulo 2

Estudio Teórico de la Convección en una Fractura Inclinada

2.1 Introducción

Hemos mencionado con anterioridad que varios de los mayores yacimientos de petróleo son naturalmente fracturados. En la figura 1 se muestran dos imágenes, a distintas escalas, de un núcleo del yacimiento más importante de nuestro país, Cantarell. Allí se aprecian claramente las características geométricas de las fracturas que aparecen en este tipo de yacimientos.

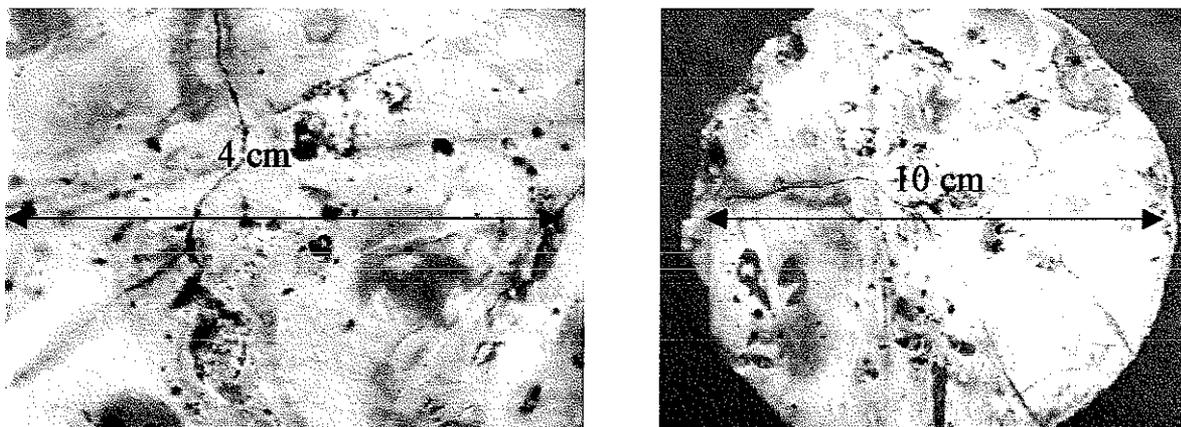


Figura 1 Fracturas en el yacimiento de Cantarell

Una vez observado lo que es un medio fracturado, conviene mencionar ahora algunas otras características generales de los yacimientos de petróleo. Comúnmente dichos yacimientos están sometidos a gradientes geotérmicos verticales y constantes en los cuales la parte somera está mas fría que el fondo. En un yacimiento fracturado típico, las

fracturas se encuentran en una matriz porosa muy poco permeable, son delgadas y están inclinadas respecto a la horizontal con una gran variedad de ángulos y dentro de ellas se encuentra el fluido, así que de manera natural se tiene un problema de convección térmica en cada una de ellas. Sin embargo, debido a la facilidad con la que los fluidos migran de una región del yacimiento a otra es lógico pensar que muchas fracturas están interconectadas. No obstante, este problema es muy complicado y se sale de los alcances de este trabajo.

Hasta ahora se han realizado pocas investigaciones para entender el comportamiento de un fluido dentro de una fractura inclinada y sometida a un gradiente térmico constante en una roca poco permeable. En este caso se han estudiado analíticamente el problema de una fractura infinita [4] y numéricamente el problema de una fractura finita. En ambos trabajos se considero a la roca como un sólido impermeable, aunque en el primer caso se supuso que el gradiente sobre las paredes de la fractura inclinada eran la simple proyección del gradiente vertical. En el caso finito si se considero al sólido, pero sólo en una región pequeña alrededor de la fractura de manera que lejos de la fractura el gradiente vertical constante no es una solución del problema. En lo que sigue de este trabajo demostraremos que el problema del flujo de calor en la parte sólida es muy importante y necesario para comprender con precisión las características del flujo convectivo dentro de la fractura. Además de ser importante para la explotación del yacimiento, el conocimiento preciso del campo de temperaturas alrededor y dentro de la fractura puede ayudar a explicar otros procesos como la diagénesis y la dispersión de material dentro de ellas.

2.2 Formulación del problema

El sistema más simple que se puede considerar para representar una fractura dentro de un sólido es aquel que considera al sistema matriz-fractura como se muestra en la Fig. 2. Dicho sistema es un bloque de roca que contiene una fractura inclinada llena de fluido. Dicho bloque está sujeto a una diferencia de temperatura $\Delta T = (T_l - T_u) > 0$ donde T_l es la temperatura en la parte inferior y T_u es la temperatura en la parte superior y todo el conjunto matriz-fractura está sujeto a la acción de la aceleración de la gravedad, g . De manera general, la fractura está inclinada a un ángulo ϕ respecto a la horizontal, tiene un ancho d , grosor infinito y longitud $L = H/\sin\phi$, mientras que la matriz sólida tiene un ancho D y altura H . Esta configuración permite asegurar que en los extremos de la matriz, de conductividad térmica k_s , existe un gradiente en la dirección vertical constante, $G = \Delta T/H$. Las coordenadas espaciales para el sólido son (x, y) ubicando su origen en el vértice inferior del sólido rectangular y para la fractura se asume que las coordenadas son (η, ξ) con origen en la base de la fractura y justo a la mitad de ésta. El fluido que llena la fractura tiene un coeficiente de expansión térmica β , calor específico c , densidad ρ , viscosidad dinámica μ , viscosidad cinemática ν , conductividad térmica k_f y

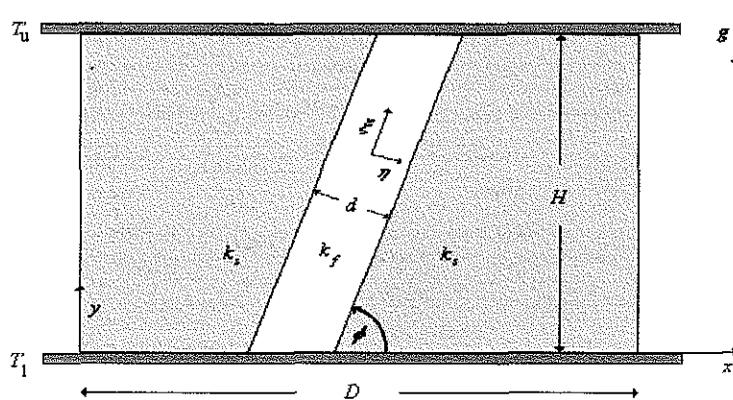


Fig 2 . Representación gráfica de una fractura inclinada.
El gradiente vertical en los extremos verticales, como en los yacimientos,
es $G = (T_l - T_u)/H$.

difusividad térmica $\alpha = k_f / (\rho c)$. La difusividad térmica del sólido es κ_s [5].

2.2.1 Análisis Fenomenológico

Para entender cómo ocurre el inicio del movimiento del fluido, y consecuentemente la convección, considérese una celda como la mostrada en la figura 3 que abarque las zonas fluida y sólida del medio fracturado. En ambas zonas es posible suponer, en primera aproximación, que el gradiente de temperatura es el mismo, G . Ya que las zonas fluida y sólida se caracterizan por sus conductividades térmicas k_f y k_s , respectivamente, entonces, el flujo de calor por unidad de longitud, en la dirección vertical es

$$k_s G a + k_f G b = k_f G (a + b). \quad (1)$$

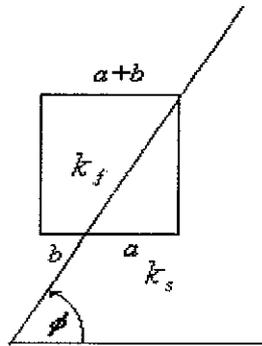


Figura 3 Balance local de los flujos de calor.

Esto lleva inmediatamente a que

$$k_s = k_f, \quad (2)$$

Este último resultado no es lógico ya que en general $k_s \neq k_f$ (en particular para petróleo en rocas carbonatadas $k_s \approx 10(k_f)$). Por tanto, la única opción que queda es que el balance de flujo de calor ocurra de otra manera, es decir, deberá haber un gradiente propio (G_s) de la parte sólida y otro propio (G_f) de la parte fluida y ambos mutuamente dependientes entre sí. Físicamente, esto refleja que las isothermas (curvas de igual temperatura) no son paralelas a la horizontal sino que se deberán de deformar cerca de la fractura. En el capítulo 3 se mostrara esto experimentalmente con más detalle.

2.2.2 Distribución de temperaturas en el sólido

Bajo la acción de un gradiente vertical constante las isothermas en el sólido, lejos de la fractura, deben ser horizontales aunque cerca de ésta su forma variara de acuerdo a las condiciones de frontera que corresponden a la continuidad de la temperatura y flujo de calor. Así que cualquier solución para el flujo en la fractura es fuertemente dependiente de las condiciones de frontera. Para dar una idea de cómo son los perfiles de temperatura alrededor de una fractura inclinada y con las características típicas de la roca en un yacimiento en este caso es adecuado considerar que la conductividad térmica del fluido es muy pequeña comparada con la

del sólido es decir $\varepsilon = k_f/k_s \rightarrow 0$. Esto último es válido ya que para roca de Cantarell, $k_s = 10k_f$. Esta última condición también asegura que el movimiento del fluido dentro de la fractura no afecta la distribución de temperaturas fuera de ella. Por eso, será suficiente con resolver el problema de la conducción de calor en el sólido y después, al resolver el problema del fluido, se aplicarán las condiciones de frontera resultantes de distribución de temperatura a ambos lados de la fractura.

El procedimiento para resolver el problema de difusión de calor en el sólido consistió primeramente en considerar un problema bidimensional (ya que no hay flujo de calor en la dirección perpendicular a las caras del sólido ni en la dirección horizontal) y separarlo en dos regiones acopladas a través de la fractura. La parte a la izquierda de la fractura tiene coordenadas (x_1, y_1) y la parte a la derecha (x_2, y_2) . En la figura 4, se observan esquemáticamente las zonas mencionadas anteriormente.

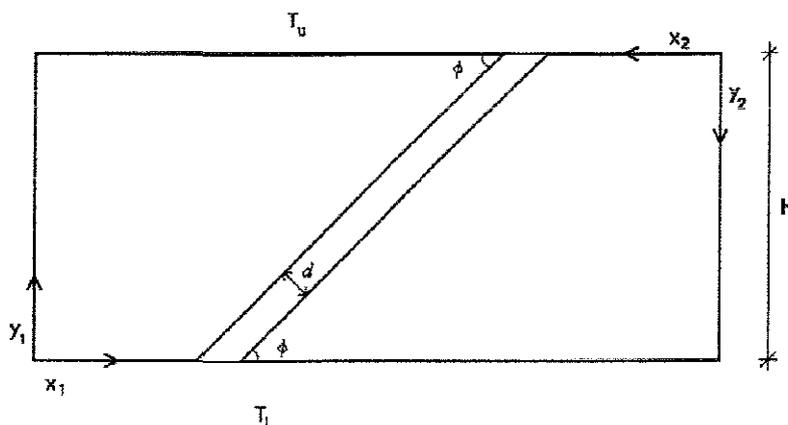


Figura.4 Sistema coordenado para cada parte de la matriz sólida. El lado derecho se asocia al sistema coordenado x_2, y_2 y el lado izquierdo se asocia al sistema coordenado x_1, y_1 .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La ecuación adimensional de la energía de la matriz sólida a cada lado de la fractura es:

$$\left(\frac{\partial^2 \theta_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta_i}{\partial y^2} \right) = 0, \quad \text{para} \quad i = 1, 2 \quad (3)$$

donde la temperatura T se ha escalado de forma que:

$$\theta_i = \frac{(T - T_l)}{T_u - T_l}, \quad (4)$$

y las coordenadas han sido adimensionalizadas con la altura H de la siguiente manera:

$$x_i \rightarrow \frac{x_i}{H}, \quad y_i \rightarrow \frac{y_i}{H}, \quad (5)$$

las condiciones de frontera adimensionalizadas son:

$$\theta_1(y_1 = 0) = \theta_2(y_2 = 1) = 0, \quad (6a)$$

$$\theta_1(y_1 = 1) = \theta_2(y_2 = 0) = 1, \quad (6b)$$

$$\theta_1(x_1 = 0) = 1 - y_1, \quad \theta_2(x_2 = 0) = y_2, \quad (6c)$$

$$\left. \frac{\partial \theta_1}{\partial n_1} \right|_{\phi_1} = \varepsilon \left. \frac{\partial \theta_f}{\partial n_1} \right|_{\phi_1}, \quad \left. \frac{\partial \theta_2}{\partial n_2} \right|_{\phi_2} = \varepsilon \left. \frac{\partial \theta_f}{\partial n_2} \right|_{\phi_2} \quad (6d)$$

en donde n_i son las coordenadas normales adimensionales a la pared de la fractura para la parte i y θ_f representa la temperatura adimensional del fluido dentro de la fractura. ϕ_i indica que los gradientes son normales a la fractura y hacia el sólido i .

2.3 Método Numérico

Para encontrar la solución de cada matriz sólida se utilizó un método numérico basado en diferencias finitas, esto se explica en [8] ampliamente. El orden de exactitud del método es $O(\Delta x)^2 \sim O(1/40)^2$. En la figura 5 se observa un diagrama de las isotermas, para el caso en el que el sólido tiene una conductividad térmica mucho mayor que la del fluido ($\varepsilon \rightarrow 0$) con un ángulo de inclinación $\phi = 45^\circ$.

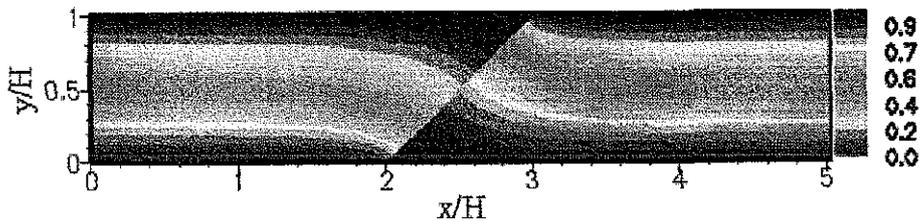
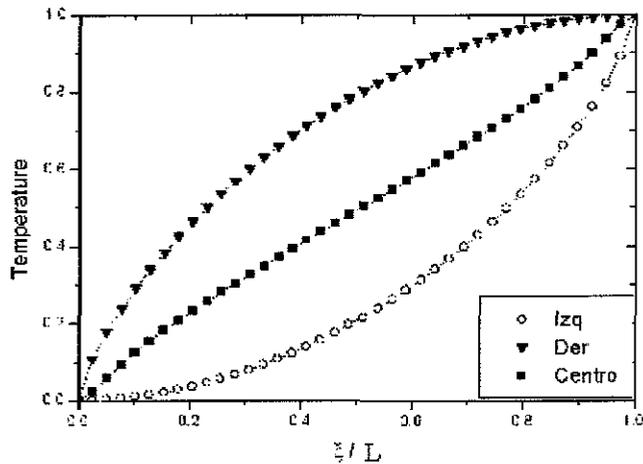


Figura 5 Isotermas en el sólido y en la fractura.

Los perfiles de temperatura adimensionales, a lo largo de las paredes de la fractura, se observan en la figura 6 como una función de la coordenada longitudinal adimensional $\xi = \xi/L$.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



En este caso se observa que la distribución de temperaturas a lo largo de la fractura es no lineal. El método numérico supone que $D \gg H \cot(\phi)$, lo que significa que las isothermas en el sólido son horizontales lejos de la fractura. Cuando $\varepsilon \rightarrow 0$, el gradiente de temperatura en el fluido es fuerte, de orden $\Delta T/H$, produciéndose un movimiento convectivo importante en el fluido el cual se estudiara teóricamente en la siguiente sección.

2.4 Solución para el fluido dentro de la fractura

Considerando la solución obtenida del problema de transferencia de calor en el sólido y en particular la encontrada para la temperaturas a lo largo de las paredes de la fractura, se observa que localmente existe una zona (en la parte media $\xi=1/2$) en la que los gradientes de temperatura son casi constantes y el flujo es paralelo a las paredes de la fractura. Suponiendo flujo paralelo se puede obtener una teoría simple para determinar el perfil de velocidad en el fluido. Las ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento para el fluido considerando el

sistema coordenado (η, ξ) , en las direcciones tangencial y normal a la fractura, son respectivamente en forma dimensional:

$$0 = \rho g T \sin \phi + \mu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial \eta^2} \right) - \frac{\partial p}{\partial \xi}, \quad (7)$$

$$0 = \rho g T \cos \phi - \frac{\partial p}{\partial \eta}, \quad (8)$$

en donde T es la temperatura, u es la velocidad paralela a las paredes de la fractura y p es la presión en el fluido. Por otro lado, la ecuación de conservación de la energía en el fluido es

$$u \frac{\partial T}{\partial \xi} = \alpha_f \left(\frac{\partial^2 T}{\partial \eta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial \xi^2} \right) \quad (9)$$

La solución de estas ecuaciones esta sujeta a las condiciones de frontera

$$u(0) = u(d) = 0; \quad (10a)$$

$$T(0) = T_2 + G_2 \xi, \quad (10.b)$$

$$T(d) = T_2 + G_1 \xi, \quad (10c)$$

Las condiciones de frontera dadas en las Ecs. (10) expresan, respectivamente, que la velocidad es nula sobre las paredes de la fractura y que las temperaturas sobre cada una de las paredes no es constante, sino depende de la coordenada ξ . Mas aún, las cantidades G_1 y G_2 son obtenidas a través del método numérico discutido en la sección anterior.

Finalmente, la ecuación para la conservación de masa está dada por:

$$\int_0^d u d\eta = 0. \quad (11)$$

Las ecuaciones anteriores, junto con las condiciones a la frontera constituyen un problema bien puesto a partir del cual es posible obtener soluciones analíticas. Así pues, utilizando la aproximación en donde se sustituye el valor de la densidad $\rho(T)$ por el valor:

$$\rho(T) = \rho_0 [1 - \alpha(T - T_0)] \quad (11)$$

en los términos de la flotación en la ecuación del momento y sustituyendo también las siguientes cantidades adimensionales:

para las coordenadas espaciales

$$(\eta, \xi) = \left(\frac{\eta}{d}, \frac{\xi}{L} \right),$$

para la temperatura

$$\theta = \frac{(T - T_0)}{\Delta T},$$

para la presión

$$p^* = \frac{p}{(\rho_0 d g \cos \phi)},$$

para la velocidad

$$u^* = \frac{u v \Gamma \cos \phi}{g \alpha \Delta T d^2 \sin^2 \phi},$$

en donde $\Gamma = d/L$ y el número de Rayleigh es

$$Ra = \frac{g \alpha \Delta T d^3 \sin \phi}{\nu \alpha} \quad (12)$$

A partir de lo anterior se tiene que las ecuaciones adimensionalizadas adquieren la forma

$$\frac{\partial^3 u^*}{\partial \eta^3} - \frac{\partial \theta}{\partial \eta} = -\frac{\Gamma}{\tan \theta} \frac{\partial \theta}{\partial \xi}, \quad (13)$$

$$\frac{\partial^2 \theta}{\partial \eta^2} = -\Gamma^2 \frac{\partial^2 \theta}{\partial \xi^2} + Ra u^* \tan \phi \frac{\partial \theta}{\partial \xi}. \quad (14)$$

En las anteriores ecuaciones se eliminó el término adimensional de la presión y en el límite en donde $Ra \rightarrow 0$ y $\Gamma \rightarrow 0$, la distribución de temperaturas en el fluido es lineal,

$$\theta = -\theta_1(\xi)\eta + \theta_2(\xi), \quad (15)$$

aquí, las cantidades $\theta_1(\xi)$ y $\theta_2(\xi)$ son los valores de la temperatura adimensional en una región alrededor de la longitud media de la fractura en cada una de las paredes de la fractura. Estos valores se obtienen o del método numérico o de las mediciones experimentales de la temperatura[8]. Por otro lado la velocidad adimensional es un polinomio de grado 3 en la coordenada normal

$$u^* = \theta_1(\xi) \left\{ \frac{\eta}{12} + \frac{\eta^2}{4} - \frac{\eta^3}{6} \right\}. \quad (16)$$

El aspecto más importante en relación con estos resultados es que existe siempre flujo convectivo dentro de la fractura sin importar que tan pequeño sea el número de Rayleigh. Hasta donde sabemos este resultado

no se ha explorado experimentalmente para este tipo de sistema. Por tanto en la siguiente sección exploraremos por medio de experimentos varios de los resultados aquí reportados.

Capítulo 3

Investigación Experimental

3.1 Introducción

En el capítulo anterior se discutió teóricamente cómo en una fractura llena de fluido y sujeta a un gradiente vertical lejos de ella la convección siempre ocurre. En este capítulo se discuten los experimentos que prueban este resultado. En esencia, se construyó un sistema convectivo el cual permitió determinar, mediante un monitoreo cuidadoso de la temperatura y del flujo de fluido, las características principales de la convección en una fractura inclinada.

3.2 Equipo experimental

El equipo utilizado para esta investigación se muestra esquemáticamente en la figura 1.

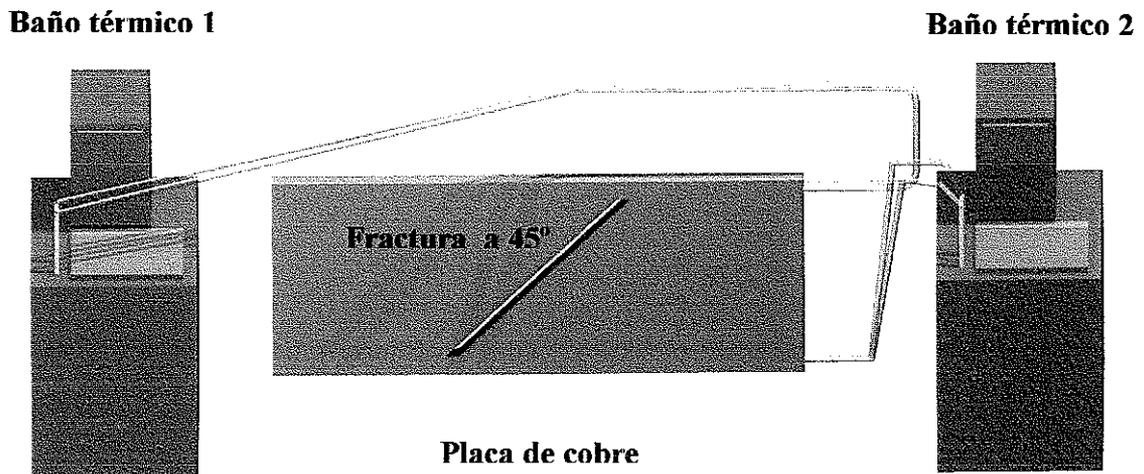


Figura 1. Equipo experimental en donde se aprecian los baños térmicos, las tuberías de alimentación de cada uno hacia la placa y la placa de cobre sin aislar.

En este se incorporan dos baños térmicos los cuales hacen circular etilenglicol en las partes superior e inferior de una placa de cobre, cuyas dimensiones se muestran en la figura 2. El fluido circula a través de dos ranuras, una en la parte superior y otra en la parte inferior, siendo estas de la forma que se muestra en la figura 3. Así, este sistema funciona como un intercambiador de calor a contraflujo y logra un calentamiento o enfriamiento uniforme según sea el caso para poder fijar el gradiente de temperatura deseado.

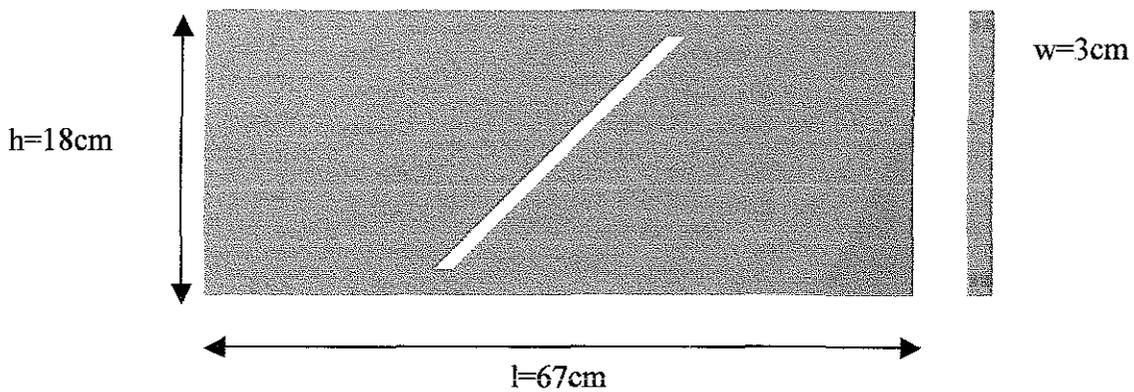


Figura 2. Dimensiones de la placa de cobre

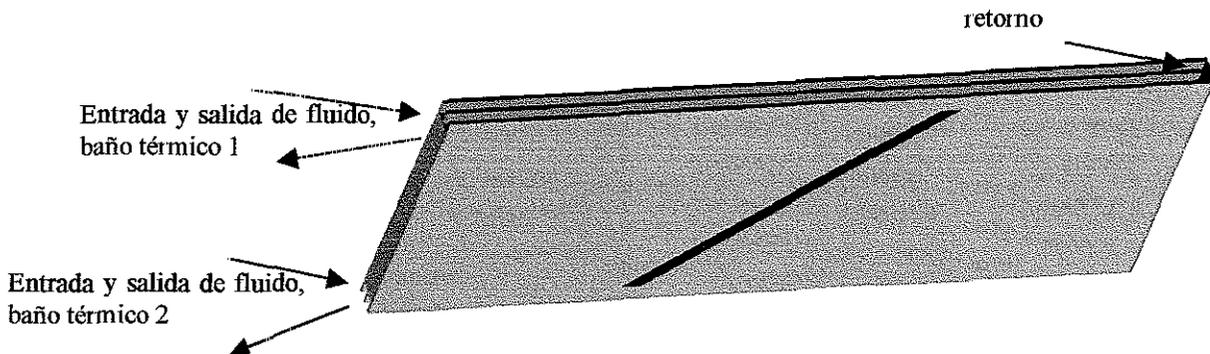


Figura 3. Detalle de las ranuras de la parte superior e inferior de la placa.

El fluido recirculante, etilen glicol, fue elegido en virtud de alta su conductividad térmica y su relativamente baja viscosidad.

Baños térmicos

Los baños térmicos (figura 4) son calentadores que cuentan con sistema de recirculación de algún fluido para controlar la temperatura de sistemas externos. Una potente bomba hace circular al fluido que está encargado de realizar un buen intercambio de calor a sistemas cerrados y así se logra un control preciso de la temperatura.

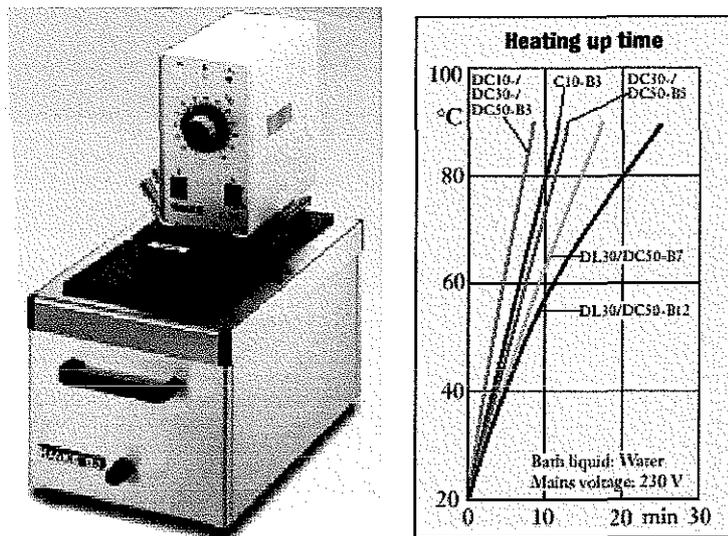


Figura 4. Baño térmico Haake modelo C10-B3 y gráfica de tiempo de calentamiento.

Las características de este baño térmico son la siguientes:

Rango de temperaturas de operación; 25-100 °C

Precisión; 0.04 +/- K

Capacidad calorífica a 115V; 1000 W

Bomba: Presión / flujo másico; 300mbar / 12.5 L/min

Los baños térmicos se conectan a la placa como se muestra en la figura 1, por medio de tuberías hacia los canales ya mostrados anteriormente. De esta forma se logra un control preciso en la temperatura de la placa.

Obtención del campo de temperaturas con la cámara térmica

Con la cámara térmica se obtendrá el campo de temperaturas tanto en la placa como en la fractura en los diferentes experimentos. En la figura 5 se observa la posición de la cámara térmica en el experimento, la cual tiene que formar un ángulo de 90 grados con respecto a la placa, también se muestra una fotografía de la cámara térmica utilizada para esta investigación.

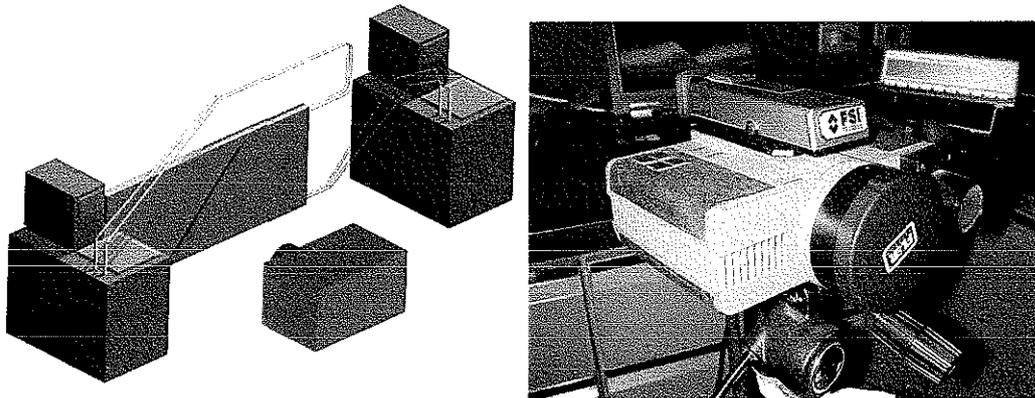


Figura 5. Posición de la cámara térmica con respecto a la placa y fotografía de la

El modelo de la cámara térmica es una FSI-PROBEYE con las siguientes características:

Detector; 320x240

Precisión; +/- 2 °C, +/- 2%

Rango de temperaturas; -20 °C a 1500 °C

Las imágenes de la cámara térmica son transferidas directamente a la computadora por medio de cable de video RCA conectado en una tarjeta de captura de video con el fin de un procesamiento posterior en Matlab, en donde se podrán obtener las temperaturas a lo largo de la placa para así poderlas comparar con los resultados teóricos.

En el Matlab se realizó un programa que lee las temperaturas en cualquier punto de la placa con el fin de poder analizar cuantitativamente las imágenes de la cámara térmica de otra forma sólo podría haber sido un análisis cualitativo.

En figura 6 se observa una imagen típica de la placa, obtenida con la cámara térmica en donde se aprecia la paleta de colores y se ve el campo de temperaturas en la placa.

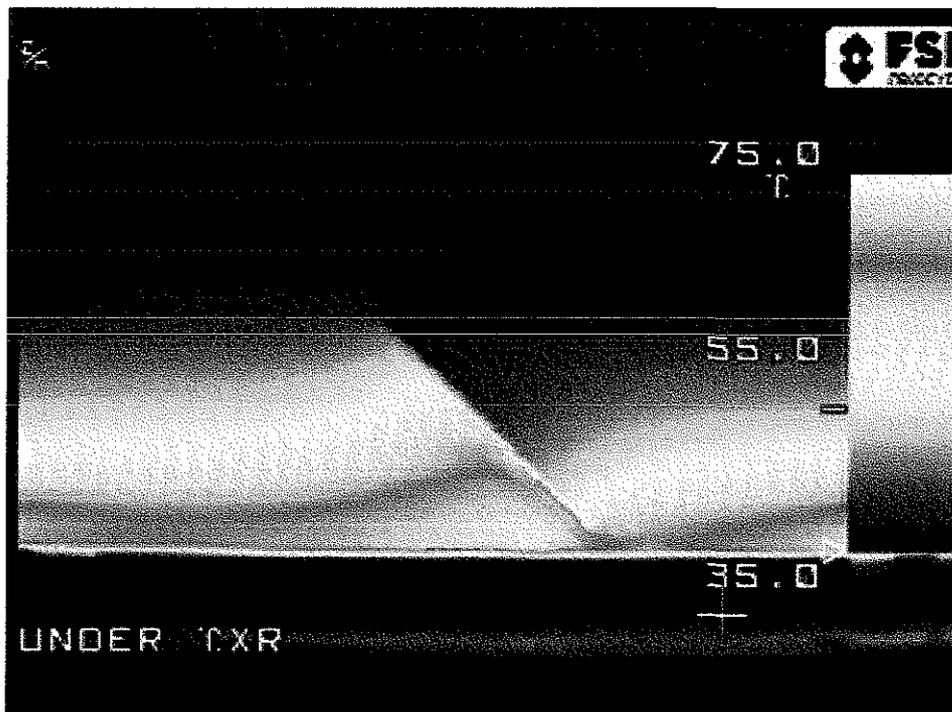


Figura 6. Imagen infrarroja de la placa, se observa la paleta de colores con la escala de temperaturas

3.3 Velocimetría de Partículas por Imágenes (PIV)

Obtención del campo de velocidades

Para la obtención del campo de velocidades del fluido dentro de la fractura se utilizó la técnica de velocimetría de partículas por imágenes que es la medición simultánea de vectores de velocidad en un fluido o en partículas en mucho puntos, utilizando técnicas ópticas de análisis de imágenes. Las mediciones se realizan en rebanadas planas del campo de flujo. En esta técnica la medición de la velocidad del flujo se realiza por medio de la determinación de la distancia recorrida por partículas en el flujo en el tiempo entre dos imágenes consecutivas.

En esta investigación se utilizó una cámara digital de video Sony modelo TRV87 y una lente de aumento o macro de 2X, con el fin de lograr una amplificación de la zona de la fractura sin perder calidad de la imagen.

Debido a que PIV es una técnica que depende de la calidad de la imagen, se utilizó una alta velocidad de obturador para obtener imágenes nítidas, así como una digitalización con la misma calidad que la que la cámara otorga para que la medición de velocidades sea lo mas precisa posible.

En la técnica de PIV se requiere que el fluido al cual se le va a medir su velocidad sea transparente, en este caso glicerina y además es necesario alimentarlo de partículas que sigan el comportamiento del fluido, se utilizó polen de diámetro medio de 20 micras que cumple con las características deseadas, la más importante es que no se sedimenta en una escala de tiempo representativa del experimento. Además es necesario iluminar la zona de estudio con el fin de que las partículas de polen brillen y sean visibles a la cámara, esto se logró iluminando el canal por la parte posterior con una lámpara de 100W. Se garantiza que la imagen corresponde a un plano gracias al enfoque de la lente.

Ya captado el video en la cámara es necesario transferir imagen por imagen a la computadora para su análisis con el software comercial de PIV llamado INSIGHT el cual lleva a cabo la correlación cruzada de dos cuadros

En la siguiente ilustración (figura 7) se observa la disposición del equipo experimental para la obtención de imágenes y el posterior análisis con PIV

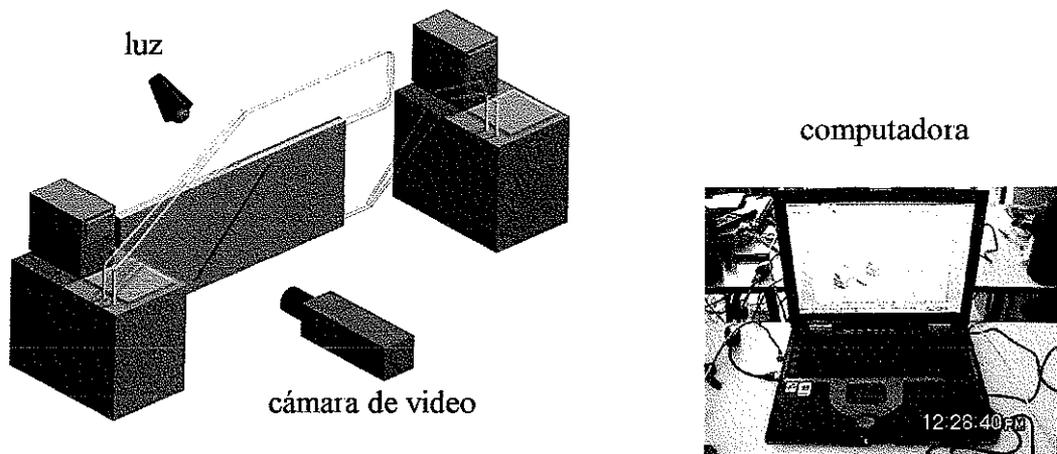


Figura 7. Sistema de PIV, de la cámara se digitalizan las imágenes a la computadora para su procesamiento

Las imágenes se transfieren a la computadora siendo el tiempo entre éstas de 1/30s, en las siguientes figuras se observan un par de imágenes obtenidas, en donde se rotó el sistema de referencia de tal manera que la imagen de la fractura quedara horizontal, esto con el fin de facilitar el procesamiento.

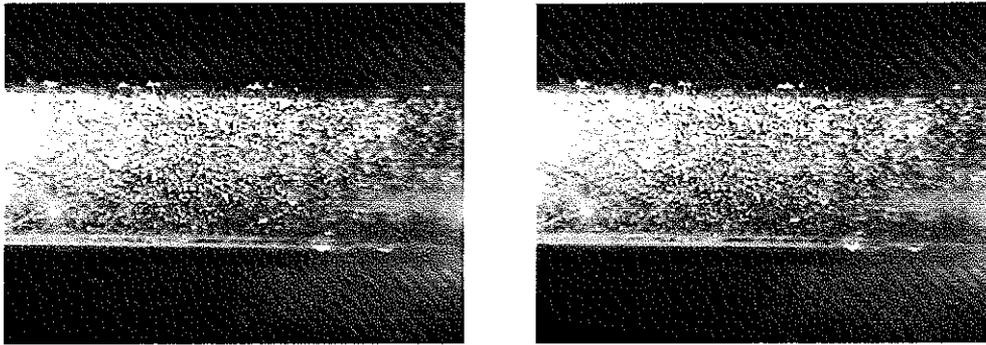


Figura 8. Imágenes consecutivas que se procesan para obtener el campo de velocidades

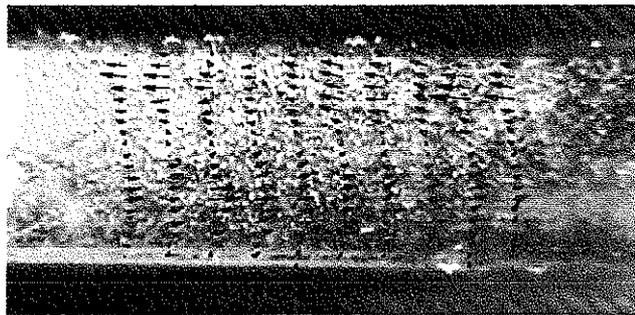


Figura 9. Ejemplo de campo de velocidades obtenido de las imágenes de la figura 8.

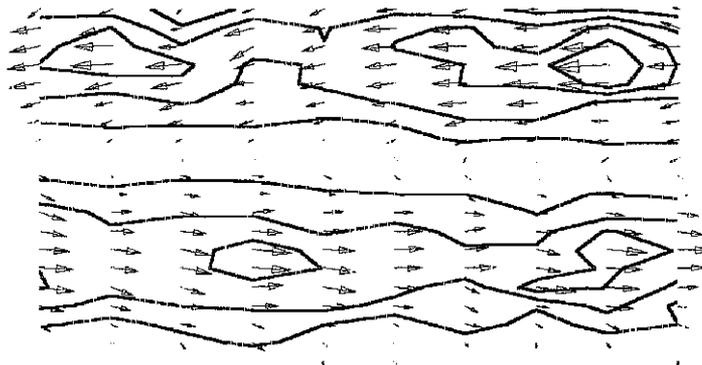


Figura 10 Post-procesamiento de imágenes, en donde se observan contornos de iso-magnitud de velocidad

Por último, en la siguiente figura se observa una fotografía de todo el equipo experimental en el laboratorio, en donde se aprecian tanto la cámara térmica como la de video, la computadora, la placa y los baños térmicos.

Placa de cobre

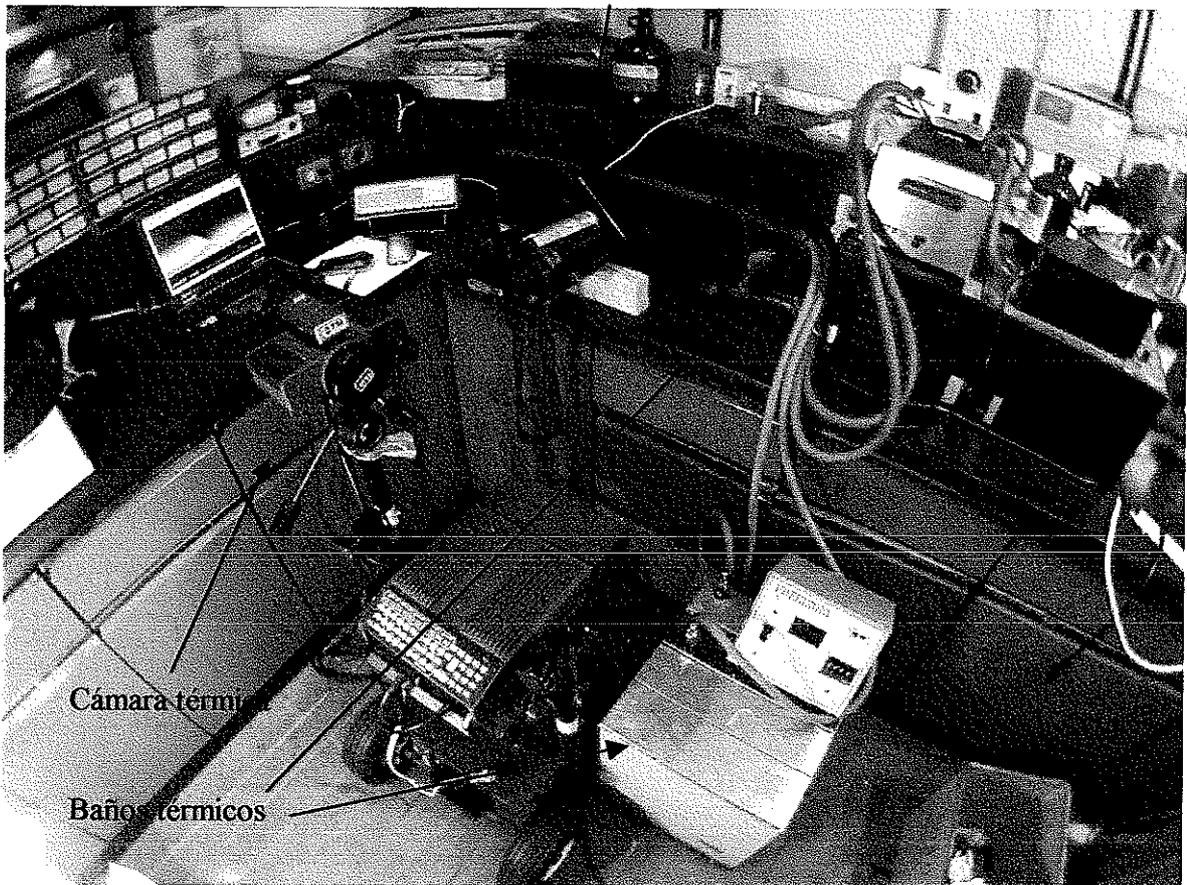


Figura 11 Equipo experimental completo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Capítulo 4

Análisis de Resultados

4.1 Caso I, placa de cobre con polietileno en la fractura

Para este primer caso, se utiliza la placa de cobre descrita en el capítulo anterior con ángulo ϕ de 45° . Como primera prueba, para comparar con la primera parte del estudio teórico, se investigó el caso en el cual la fractura contiene polietileno, de conductividad térmica 0.034 (W/mK), de tal manera que sea comparable con los resultado teóricos, cerca del límite en el que el cociente de conductividades térmicas es cercano a cero ($\epsilon = k_f/k_s \rightarrow 0$). En la siguiente figura, se muestra la imagen infrarroja obtenida con la cámara térmica, en este caso la temperatura “fría”, en la parte superior de la placa, es de 30° y la temperatura en la parte inferior, o bien la temperatura “caliente” es de 65° , ambas temperaturas fueron medidas con el termómetro digital en los extremos de la placa. La temperatura inferior se fija así para evitar los efectos de la temperatura ambiente en la imagen, es decir, todo aquello que se encuentre a menos de 30° aparece negro en la imagen, que corresponde a temperaturas que se encuentran fuera del rango de medición de la cámara.

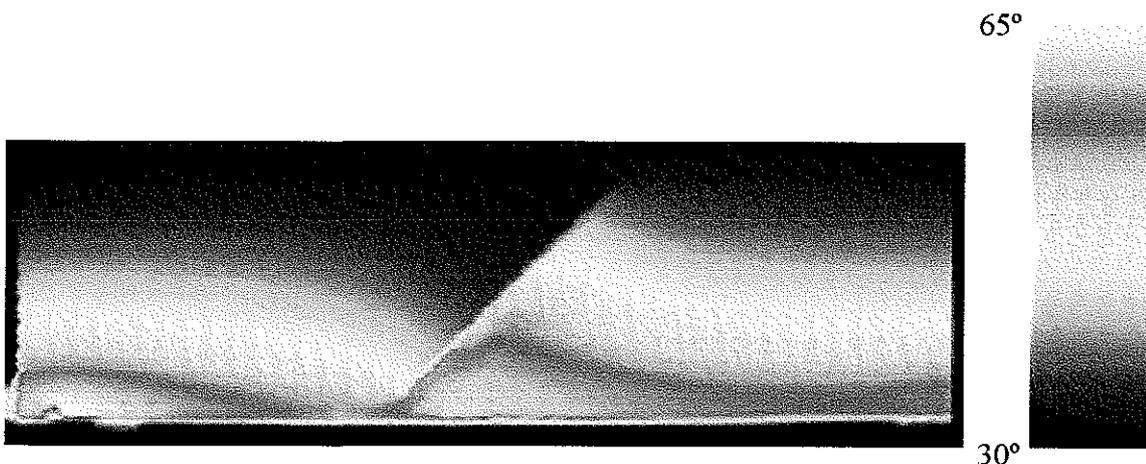


Figura 1 Imagen infrarroja de la placa, polietileno en la fractura, escala de colores arcoiris.

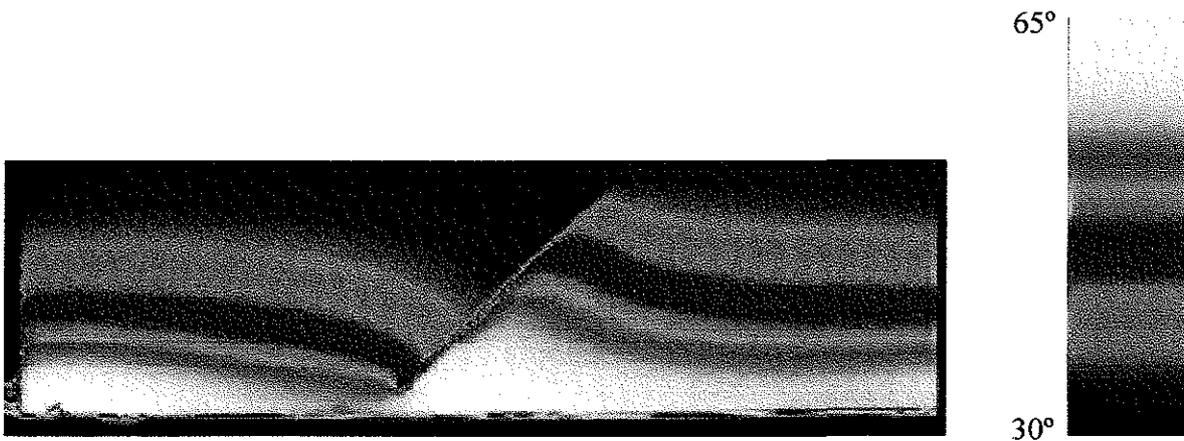


Figura 2 Imagen infrarroja de la placa de cobre con polietileno en la fractura, escala de colores de alto contraste

La imagen anterior es muy útil para observar la forma y distribución de las isotermas, pero no lo es tanto para el análisis cuantitativo de las temperaturas es por eso que utilizaremos las imágenes en escala de grises con una resolución de 1024 por 768 pixeles y 256 tonos de gris. En la siguiente figura se observa el mismo caso que la imagen anterior pero en tonos de gris:

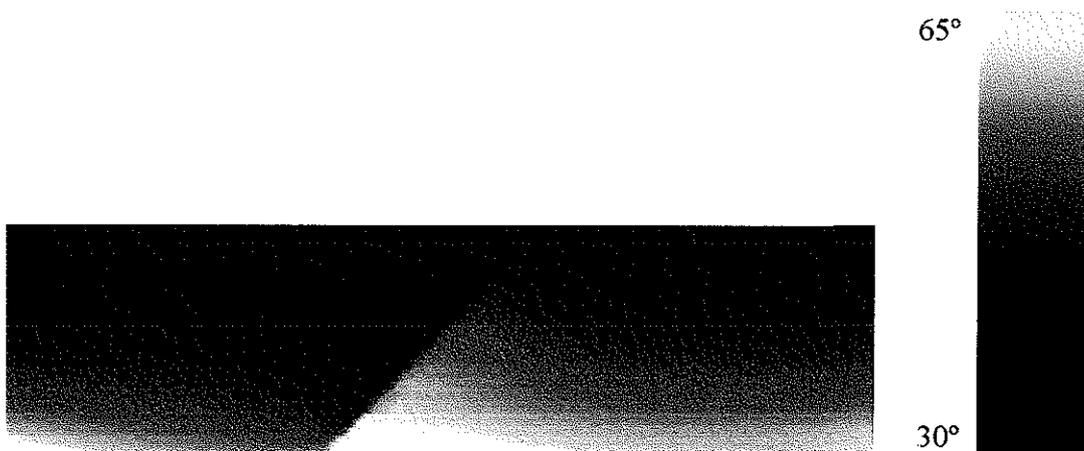


Figura 3 Imagen en escala de grises para el análisis de temperaturas.

En la imagen se observa la barra de tonos de gris, que es la que sirve de referencia para el análisis posterior de las temperaturas en matlab. Además se observan en sus extremos las temperaturas superior e inferior fijadas en la computadora de la cámara térmica de tal manera de lograr la mayor cantidad de tonos de gris en la placa. Mientras más tonos tengamos más precisa será nuestra medición de temperaturas.

Ya teniendo la imagen en escala de grises se obtiene el perfil de temperaturas en la parte media de la placa con el fin de comparar con el resultado teórico:

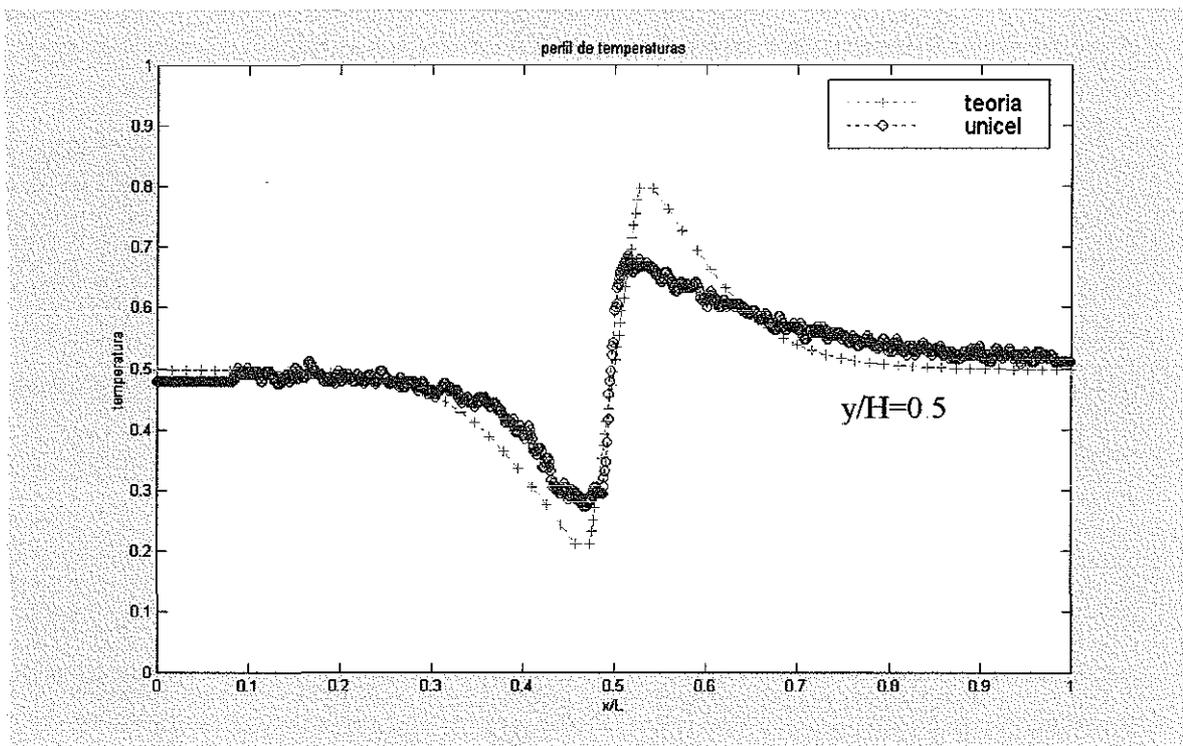


Figura 4 Comparación de la temperatura a la mitad de la placa ($y/H=0.5$) experimental con la teórica cuando $\varepsilon \rightarrow 0$

El perfil teórico se obtuvo del mapa de temperaturas del análisis numérico explicado en el capítulo II que se muestra en la figura 5 para el

caso en el que el sólido tiene una conductividad térmica mucho mayor que el material dentro de la fractura y un ángulo de 45° ($\varepsilon \rightarrow 0$):

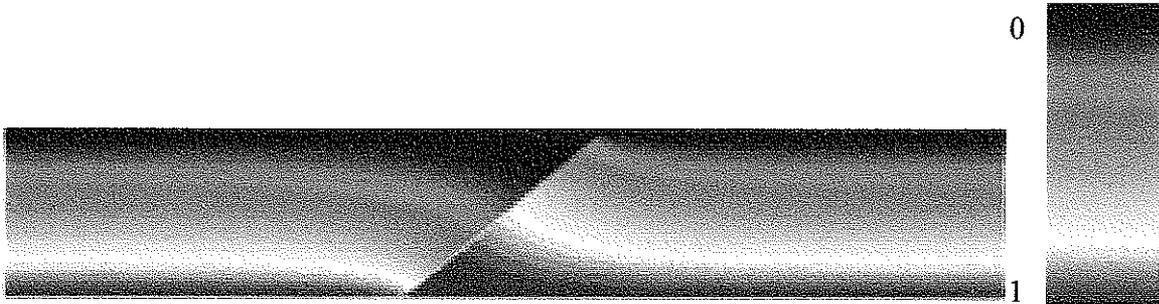


Figura 5 Mapa de temperaturas teórico

Del análisis numérico es posible obtener la temperatura a lo largo de las paredes de la fractura y compararla con las mediciones experimentales que se realizaron con el termómetro digital.

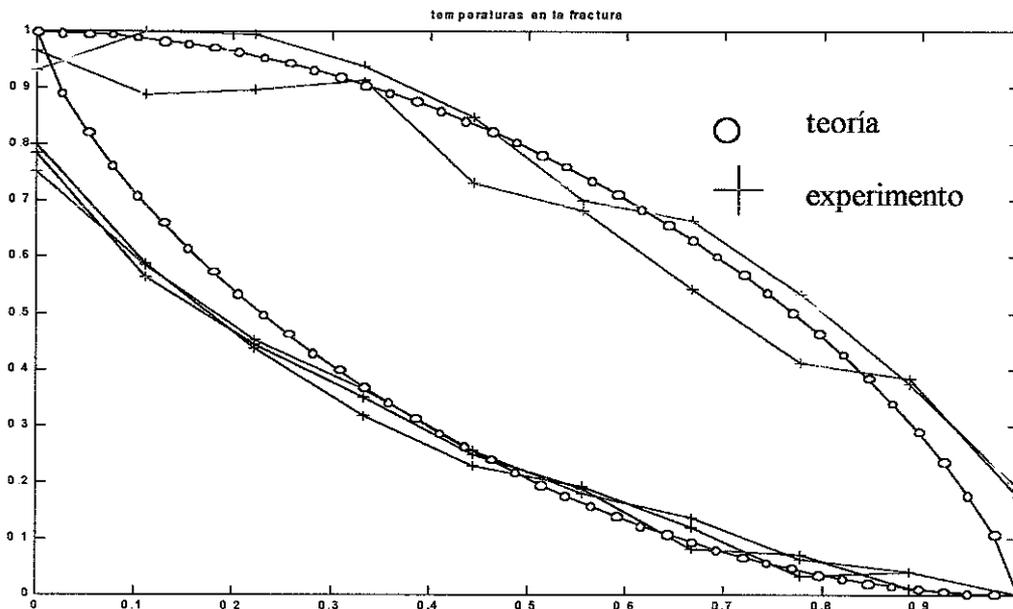


Figura 6 Temperaturas medidas a lo largo de la fractura, y su comparación con la teoría.

Las variaciones de temperatura entre la teoría y el experimento se deben a la suma de muchas causas. La causa principal se debe a que el contacto entre el material que se encuentra dentro de la fractura, en este caso polietileno, no es íntimo con las paredes de cobre de la placa que forman dicha fractura. Otra causa importante es el enfriamiento por convección natural ocasionado al destapar la placa del aislante que la rodea con el fin de poder adquirir las imágenes con la cámara térmica y los errores propios de los sistemas de medición y de calentamiento que también contribuyen a que la comparación sea inexacta. La teoría considera que $\varepsilon = k_f/k_s \rightarrow 0$, sin embargo, el valor real para polietileno y cobre es de $\varepsilon = 0.023/401 = 5.73E-5$.

Además, se obtuvo la temperatura en la parte media de la fractura, y se comparó con el resultado teórico:

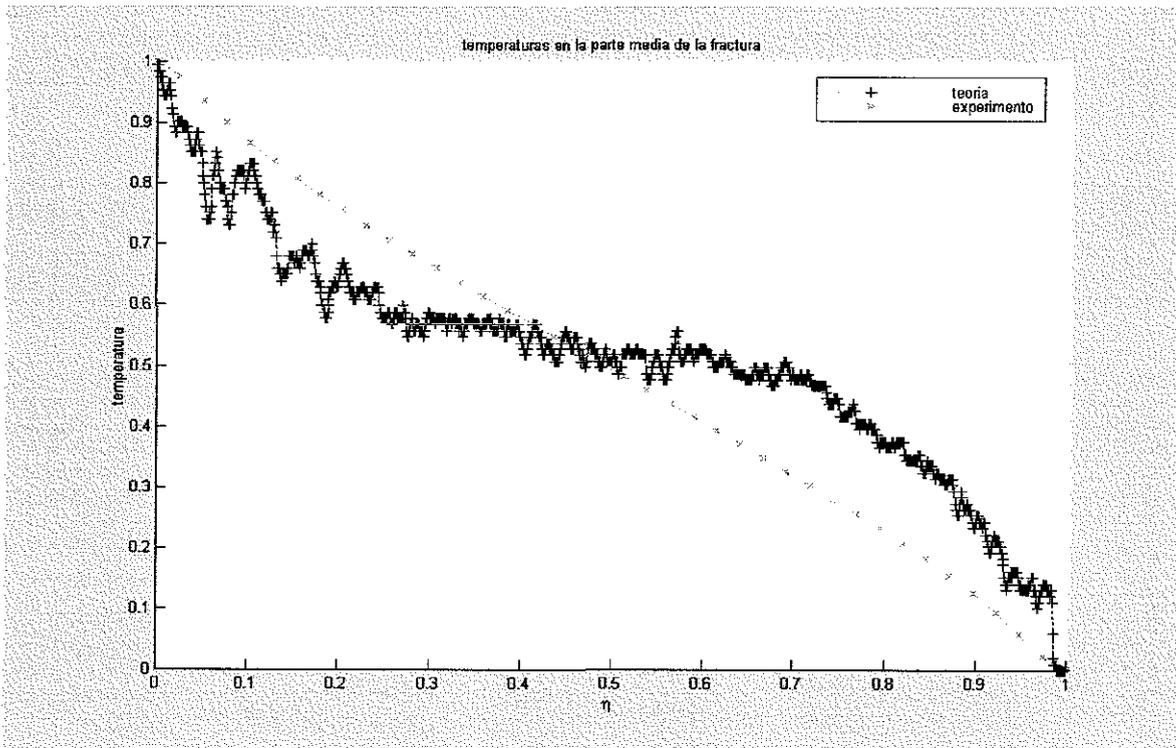


Figura 7 Comparación de la temperatura medida en la parte media de la fractura con la teórica (unicel)

En las gráficas anteriores y en las imágenes infrarrojas, se ha logrado observar una concordancia buena entre la teoría y el experimento

Se analizaron diferentes casos con diferentes materiales en la fractura, que se presentan a continuación y que se compararán con los resultados teóricos. Además, se incluye la medición de la velocidad en el flujo con glicerina.

4.2 Caso No. II

Aire en la fractura

En este caso, en lugar de polietileno (en donde no existía convección, pero posiblemente representa a un líquido muy viscoso en el cual la convección sería despreciable) se puso aire dentro de la fractura, el cual tiene una conductividad térmica de 0.026 (W/mK), muy parecida a la del polietileno utilizado en el caso anterior. Con aire en la fractura sí hay convección. En este caso el cociente de las conductividades de la matriz sólida (cobre, $k_s=401$ (W/mK)) y el fluido dentro de la fractura (aire $k_f=0.026$), es $6.48e-5$, estando entonces, al igual que en el caso de polietileno cerca del resultado teórico cuando $\varepsilon \rightarrow 0$. Para esta serie de experimentos, el aire se mantiene dentro de la fractura por medio de cinta adhesiva transparente colocada por delante y por detrás de la fractura.

La imagen infrarroja correspondiente es la siguiente:

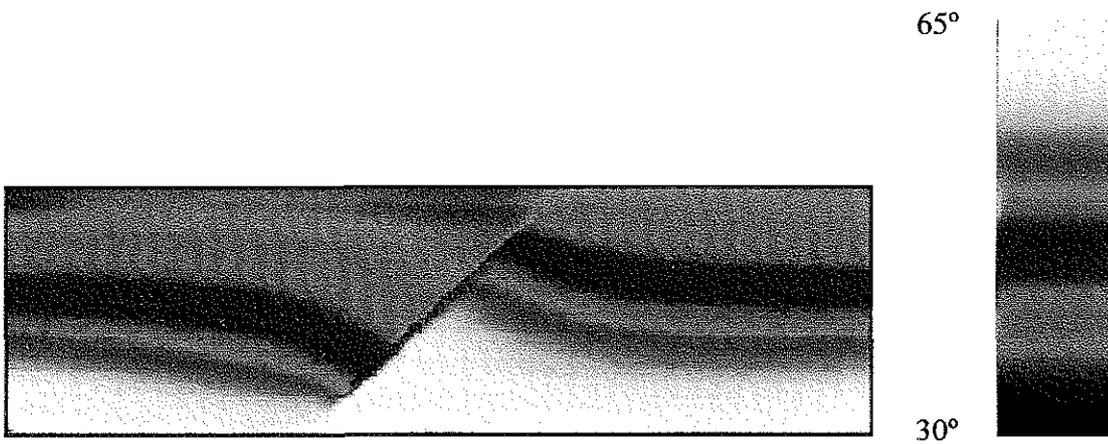


Figura 4.8 Imagen infrarroja de la placa con aire dentro de la fractura.

El proceso de análisis de temperaturas es el mismo al realizado en el primer caso. Se obtuvieron las gráficas de temperatura a la mitad de la placa y en la fractura, con el fin de comparar con los resultados anteriores. Las mediciones de velocidad en este caso no se pudieron realizar pues no se contaba con los visualizadores adecuados.

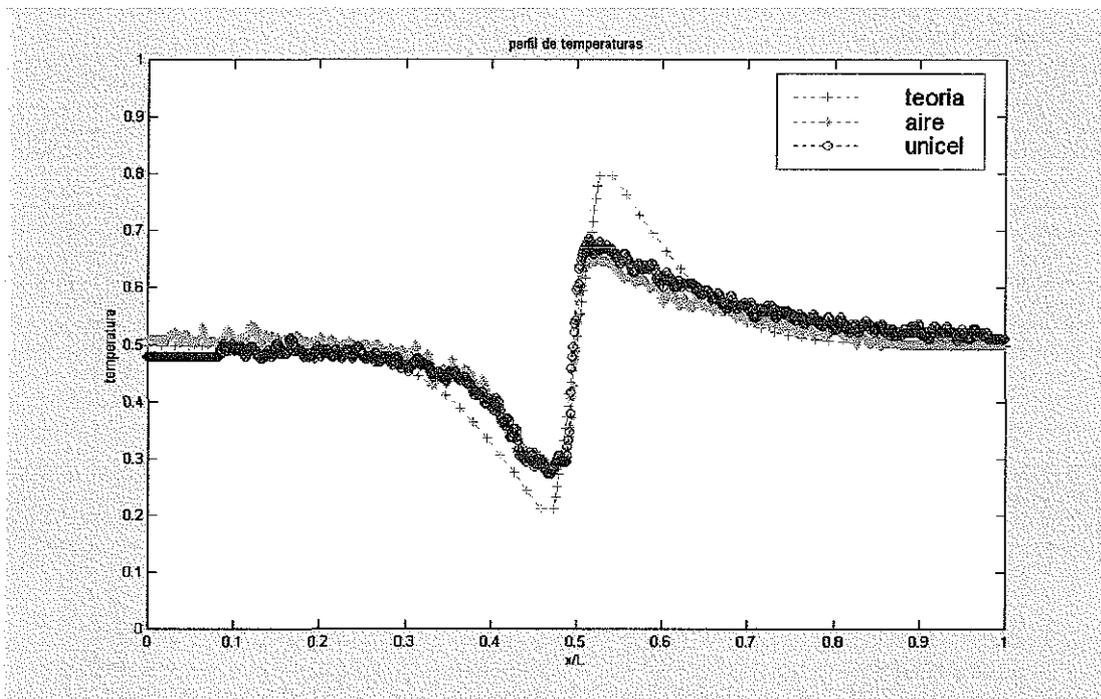


Figura 9 Comparación de temperaturas de aire y uncel con el caso teórico a la mitad de la placa

Como se puede observar en la imagen anterior, el caso de polietileno en la fractura, es muy parecido al de aire en la fractura, debido a que ambos son muy buenos aislantes. La convección de aire en la fractura tiene poca influencia en las temperaturas de la matriz sólida debido a su capacidad calorífica pobre, sin embargo este movimiento en una fractura con dos componentes como nitrógeno y aceite podría generar un incremento en los procesos difusivos de una fase a otra en periodos de tiempo mucho menores que si se tratara de difusión pura.

Las técnicas experimentales disponibles no fueron suficientes para la visualización de este flujo, ya que se requieren partículas muy pequeñas que sigan el flujo. Para captar partículas pequeñas se necesita o mayor iluminación para generar mayor brillo o una lente microscópica. No se contaba con ninguno de los equipos.

4.3 Caso III

Placa de cobre con glicerina en la fractura

El fluido dentro de la fractura en este caso es glicerina. Procediendo de la misma forma como en los casos anteriores, se muestra la imagen infrarroja en alto contraste para observar la distribución de temperaturas en la placa. Es importante notar, que las isothermas en la placa se “enderezan” ya que la glicerina tiene mayor conductividad térmica que el aire y el unicel de los experimentos anteriores

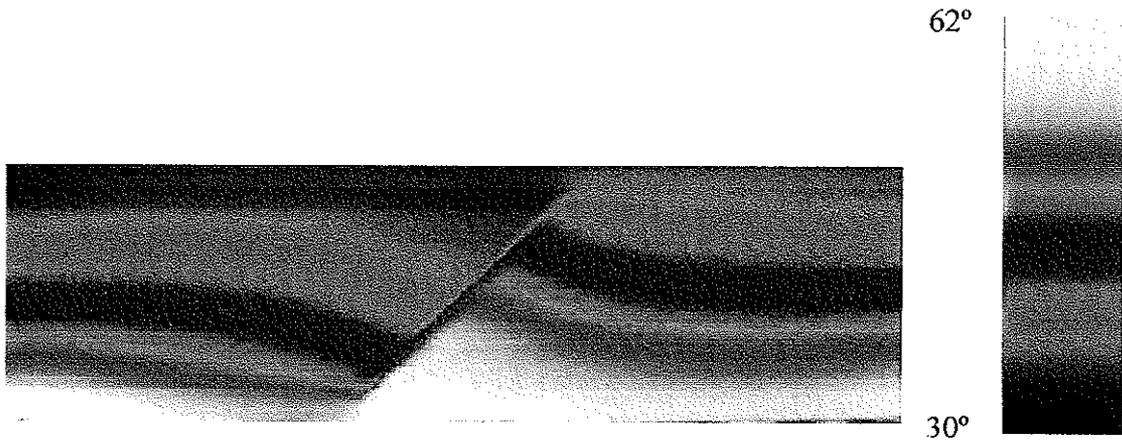


Figura 10. Imagen infrarroja de la placa de cobre con glicerina dentro de la fractura.

Utilizando la imagen en escala de grises, que se muestra en la figura 11

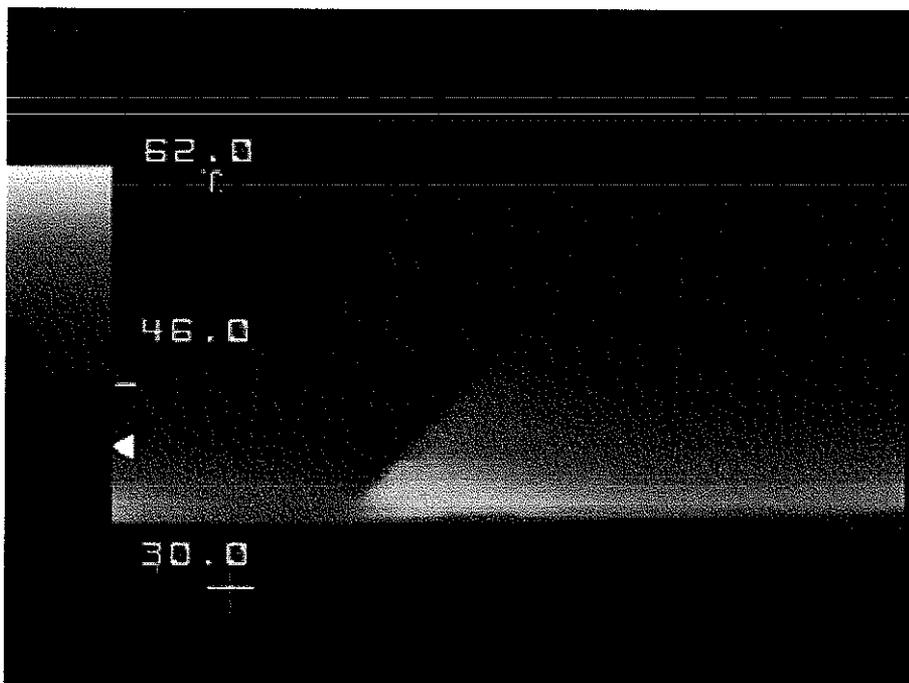


Figura 11 Imagen en escala de grises de la placa con glicerina en la fractura

se obtuvo la temperatura a la mitad de la placa, como se ha hecho en los casos anteriores, en donde se observa claramente la influencia del fluido dentro de la fractura. Al ser la glicerina la de mayor conductividad térmica de los casos analizados ($\varepsilon = \kappa_f/\kappa_s = 7.3 \times 10^{-4}$) es la que mayor diferencia tiene con respecto al resultado teórico ($\varepsilon \rightarrow 0$) y se observa claramente en la figura 12.

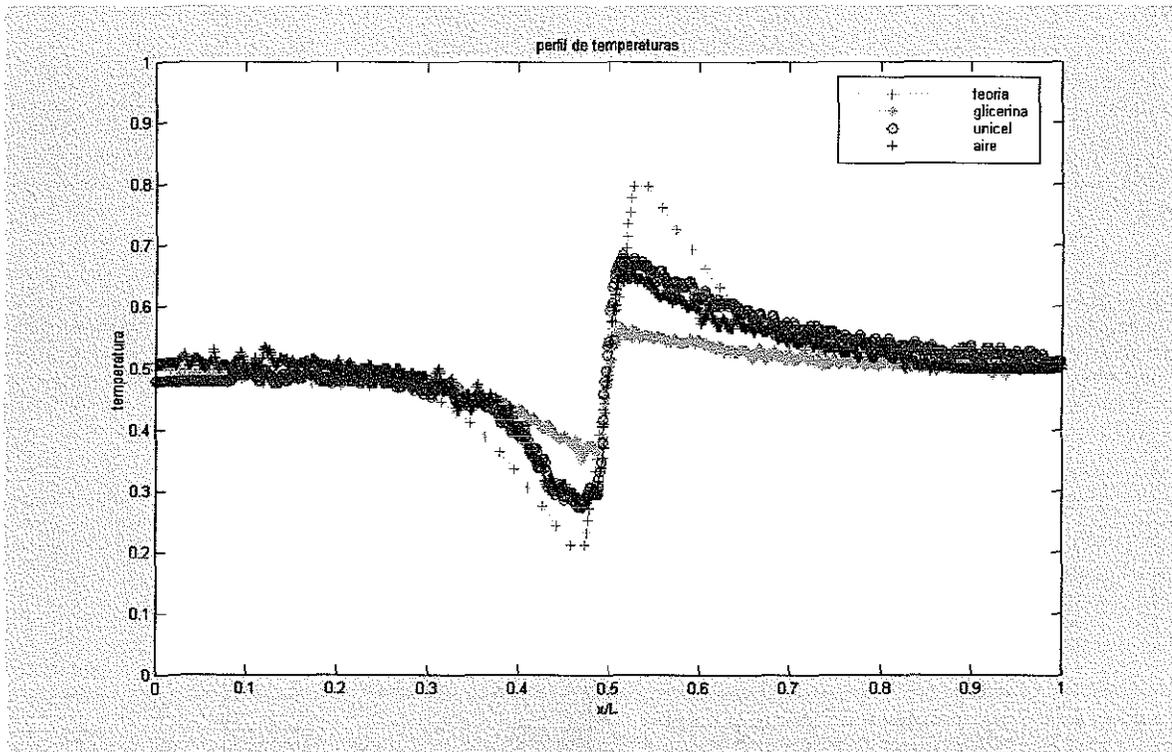


Figura 12 Temperatura a la mitad de la placa con glicerina en la fractura, comparada con el caso teórico, aire y unícel

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los dos bloques de cobre, como ya ha sido mencionado, tienen una conductividad térmica de $\kappa_s=389.11 \text{ W/(m K)}$, miden 0.67m de ancho, 0.03m de profundidad y 0.1318m de altura, con un ángulo en la fractura de $\phi=45^\circ$ y de 5mm de ancho medido normal a la pared de la fractura. Para contener la glicerina dentro de la fractura se utilizó dos hojas de material plástico transparente adhesivo, pegado en la parte frontal y posterior de la fractura. La glicerina tiene las siguientes propiedades: conductividad térmica $\kappa_f=0.2838 \text{ W/(m K)}$; coeficiente de expansión térmica $\beta=4.853 \times 10^{-4} \text{ 1/K}$; difusividad térmica $\alpha=9.347 \times 10^{-8} \text{ m}^2/\text{s}$; viscosidad cinemática $\nu=2 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$; y densidad $\rho=1260\text{kg/m}^3$. Esto nos lleva a las siguientes cantidades $b/H=.0379$ y $\delta = \kappa_f/\kappa_s = 7.3 \times 10^{-4}$. Por la parte superior e inferior de la placa circulaba etilen glicol suministrada por los baños térmicos descritos en la sección anterior y que mantenían un gradiente de temperatura aproximado de $\Delta T=30^\circ$ siendo la temperatura baja de 30° y la alta de 60° . En estas condiciones, descritas anteriormente, el número de Rayleigh $Ra_{\text{eff}}=g\beta\Delta T b^4/H\alpha\nu$, tiene un valor de $Ra_{\text{eff}}=3.62$.

Con las condiciones anteriores, se realizaron filmaciones de la glicerina dentro de la fractura, la cual fue contaminada con partículas de polen obteniéndose la imagen que se muestra:



Figura 13 Imagen de la fractura con glicerina, en el interior. Se aprecian las partículas de polen utilizadas como visualizador.

La técnica utilizada para la obtención de la velocidad en el flujo es la velocimetría de partículas por imágenes o simplemente PIV, en donde por medio de correlación cruzada de dos imágenes, se obtiene el campo de velocidades para el caso especificado de $Re_{eff}=3.62$. Este campo abarca el ancho de la fractura de 5mm y una longitud de 20mm en la parte central de la fractura, resultado que se muestra en la figura 14.

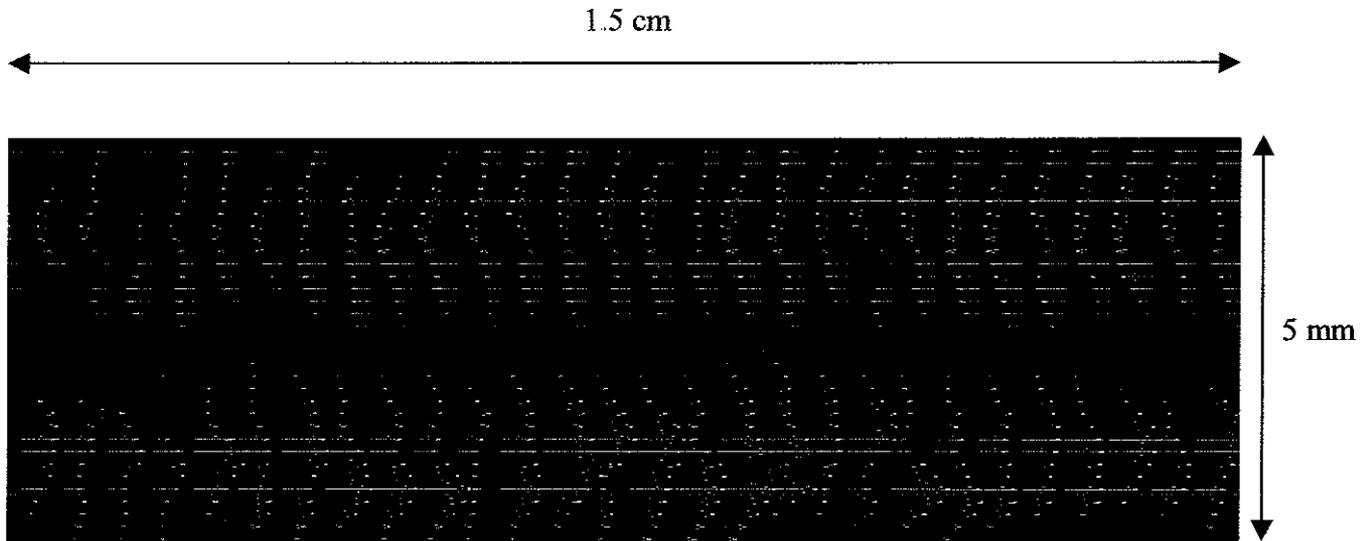


Figura 14 Campo de velocidades en la fractura, se observa el patrón convectivo ordenado dentro de la fractura

De la figura anterior se obtiene un promedio de todos los perfiles haciendo el promedio de la magnitud en x y la magnitud en y obteniéndose un solo perfil promedio, con el fin de comparar con el resultado teórico, esto es posible pues suponemos que nos encontramos en estado permanente, obteniendo el siguiente resultado.

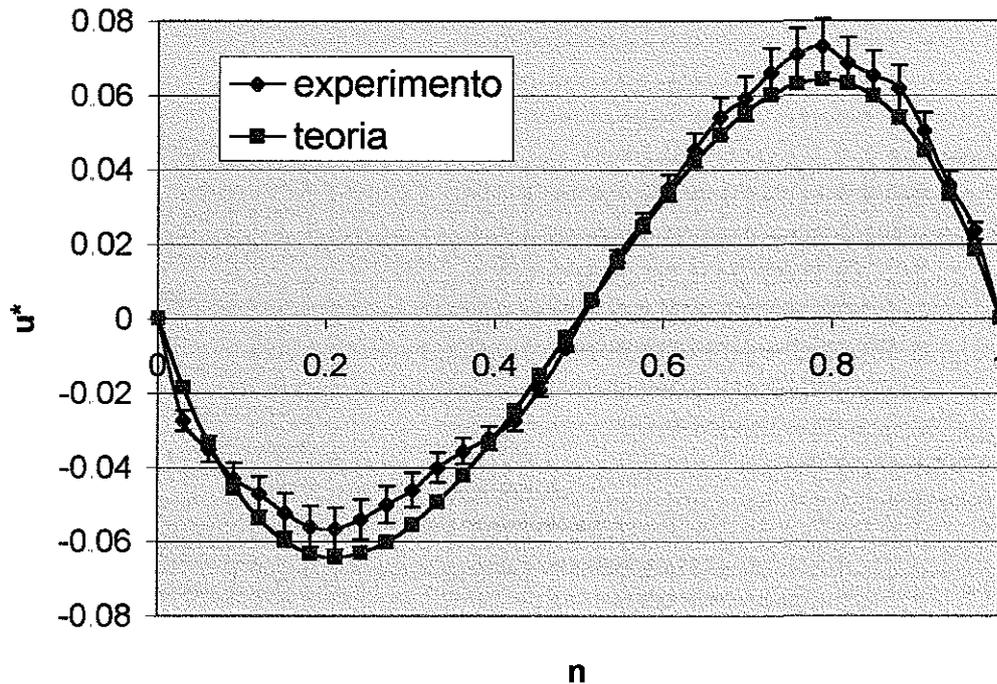


Figura 15 Comparación entre el perfil de velocidad teórico y experimental.

El perfil experimental es graficado con un error de un 10%, que refleja los posibles problemas de calentamiento no uniforme en la placa, de rugosidad en el maquinado dentro de la fractura y deformaciones provocadas por la lente de la cámara.

También se muestran las líneas de corriente correspondientes al campo de velocidades anterior, en donde se aprecia que existe un flujo convectivo que abarca toda la misma. Todas las imágenes corresponden a la parte media de la fractura lejos de los extremos superior e inferior.

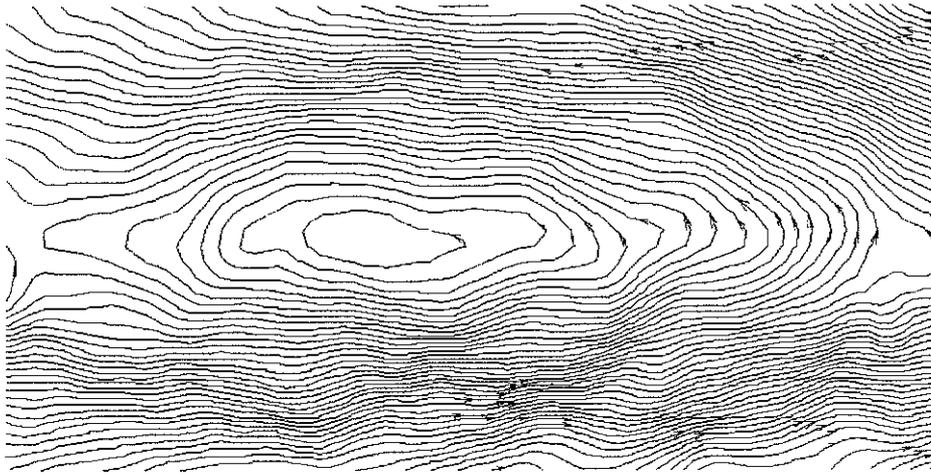


Figura 16 Líneas de corriente dentro de la fractura.

Al existir un flujo convectivo que abarca toda la fractura en el mapa de vorticidad que se muestra a continuación se nota que la intensidad mayor de vorticidad se encuentra en el centro de la misma.

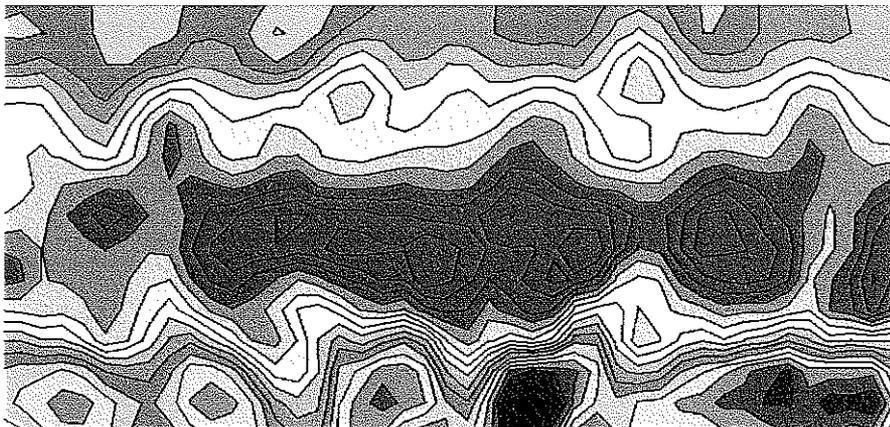


Figura 17 Mapa de vorticidad en el centro de la fractura.

Por último, para este caso se compara el mapa de velocidades teórico obtenido con el experimental, como se aprecia en las siguientes figuras:

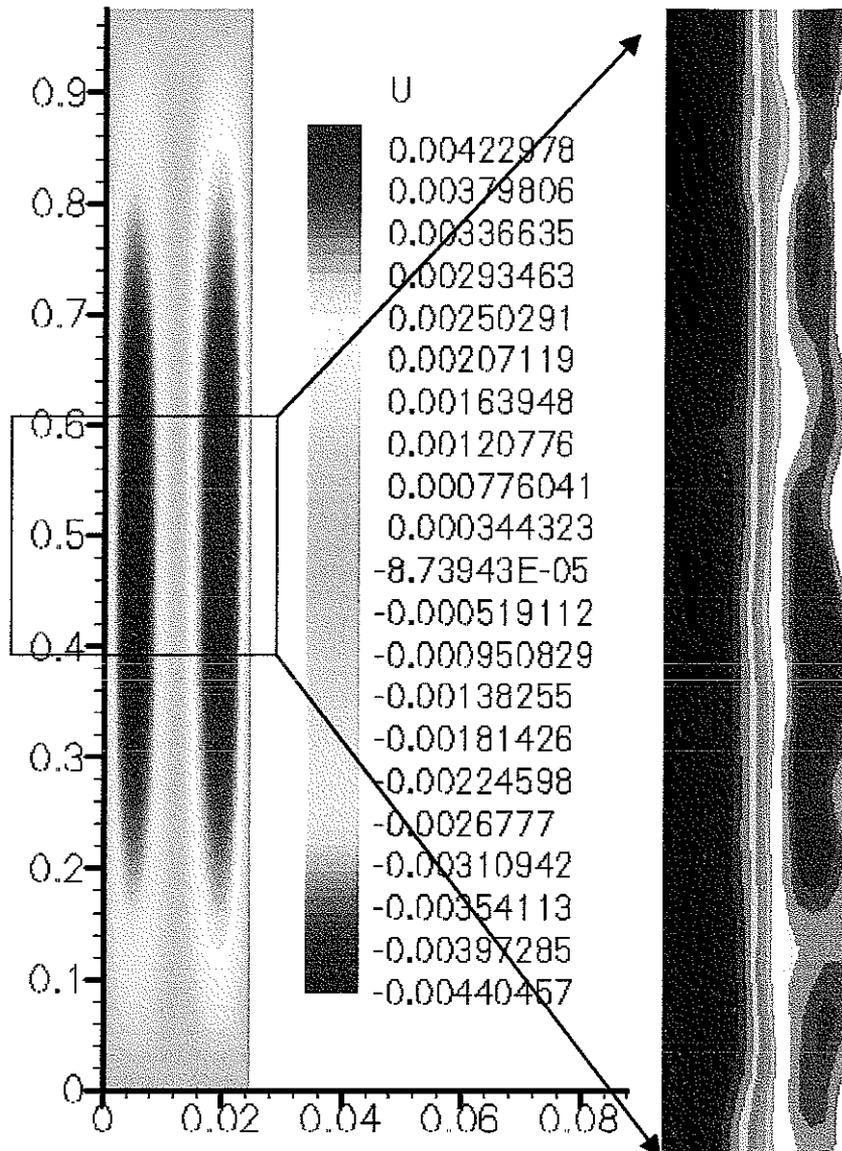


Figura 18 Comparación entre el resultado teórico y el experimental. (misma escala)

Es buena la concordancia entre el resultado teórico y el experimento, en donde se observa la misma estructura de flujo, en una mitad de la fractura se presenta el flujo ascendente y en la otra el flujo descendente.

Es necesario hacer la aclaración de que todas las mediciones de velocidad mostradas anteriormente se realizaron en la fractura inclinada, pero el sistema de referencia, en este caso la cámara de video fue rotada con el fin de que los perfiles de velocidad sean paralelos al eje de las ordenadas para facilitar la comparación con los resultados teóricos. En la siguiente imagen se observa el campo de velocidades en la fractura con el sistema de referencia original, en donde se aprecia el movimiento real del fluido dentro de una fractura inclinada.

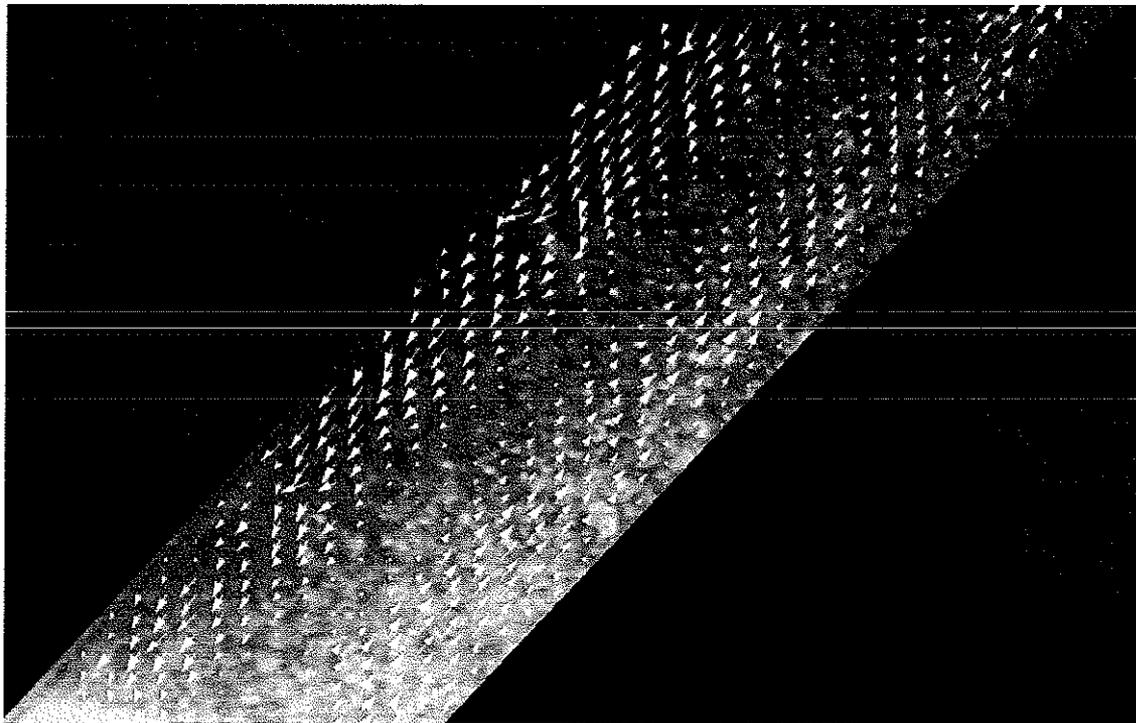


Figura 19 Convección en fractura, sin rotar el sistema de referencia

sus correspondientes líneas de isomagnitud de velocidad

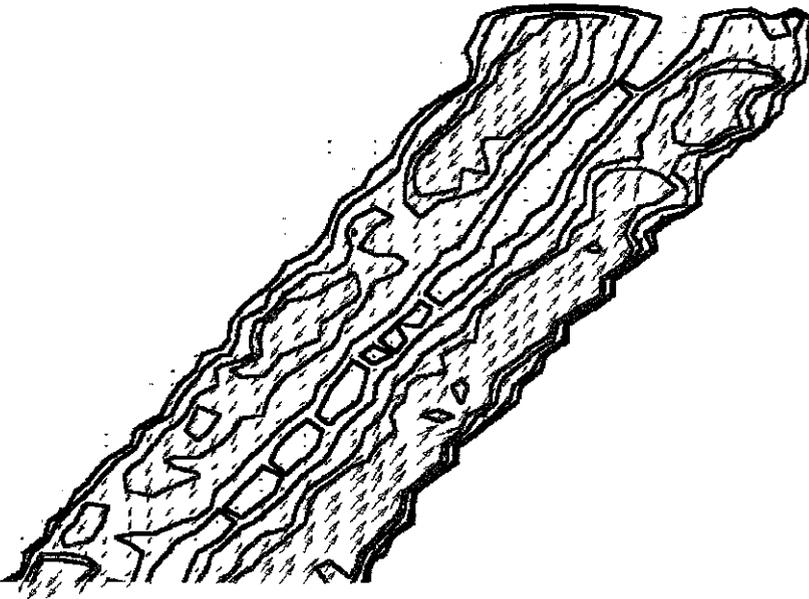


Figura 20 Líneas de isovelicidad

y de vorticidad

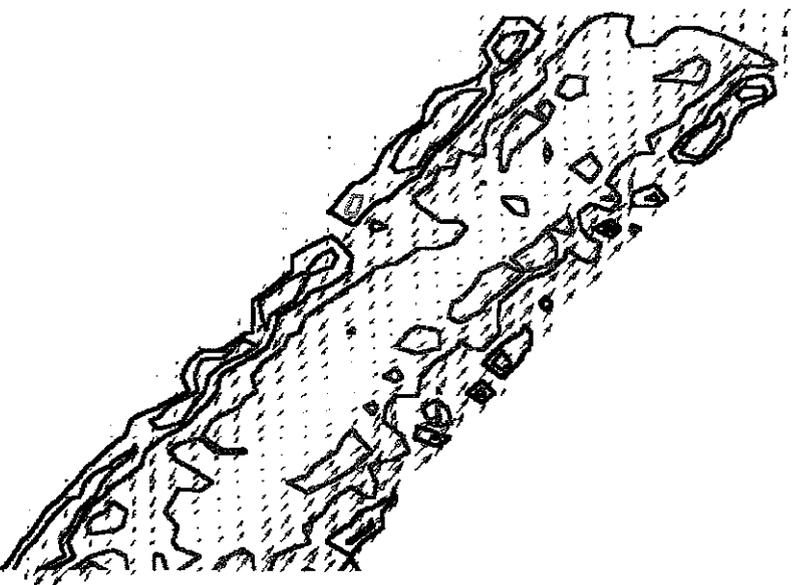


Figura 21 Líneas de Isovorticidad

4.4 Caso IV

Gradiente Invertido

En los yacimientos de petróleo naturalmente fracturados, existen gradientes de temperatura verticales que generan convección en fracturas inclinadas como se mostró en el caso de la glicerina, sin embargo, pueden existir gradientes de temperatura negativos ocasionados por fuentes de calor puntuales dentro del mismo yacimiento. Esto cambia el sentido del gradiente existiendo una temperatura alta en capas superiores y una temperatura baja en capas inferiores del yacimiento. Considerando esto se realizaron experimentos utilizando el mismo equipo experimental pero intercambiando el gradiente, calentando la placa en la parte superior y enfriándola en la parte inferior y se estudió de la misma forma que en los casos anteriores, observando las isotermas con la cámara infrarroja y haciendo mediciones de velocidad de la glicerina en la fractura utilizando la misma técnica de velocimetría.

En las siguientes imágenes se observan las isotermas obtenidas con la cámara infrarroja, en donde se aprecia la temperatura “caliente” en la parte superior de la placa y la temperatura “fría” en la parte baja. Es importante notar la forma de las isotermas, que son invertidas con respecto a las obtenidas en los casos. Las temperaturas se analizarán en un corte horizontal en el centro de la placa para ver su forma y se compararán con el resultado teórico. La teoría indica que el comportamiento del fluido es similar a los casos anteriores pero en sentido opuesto. Esto se demostrará experimentalmente.

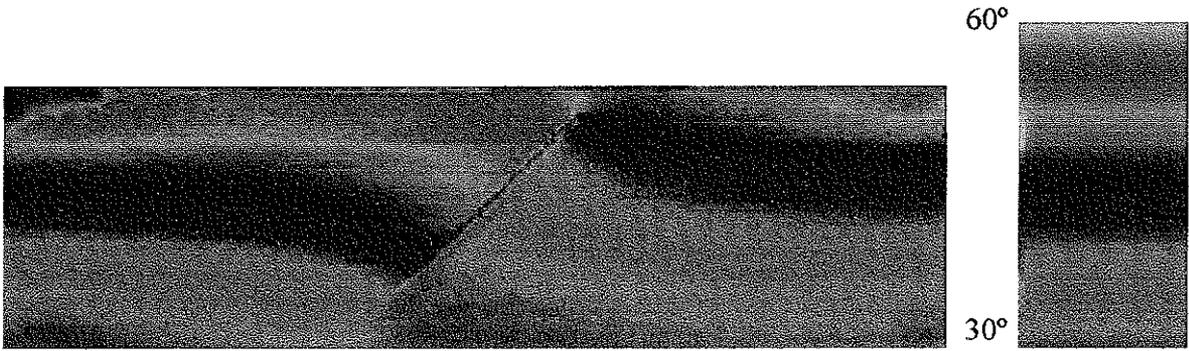


Figura 22 Imagen infrarroja de la placa de cobre con aire en la fractura, con el gradiente invertido

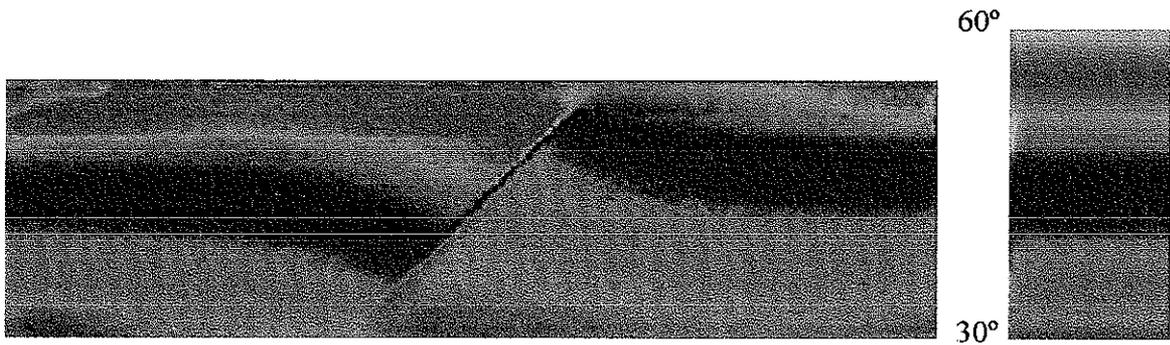


Figura 23 Imagen infrarroja de la placa de cobre con glicerina en la fractura y el gradiente invertido.

Debido a la mayor conductividad térmica de la glicerina dentro de la fractura, las isotermas se enderezan en comparación con las de aire dentro de la fractura, esta deformación se aprecia en la siguiente gráfica de temperatura.

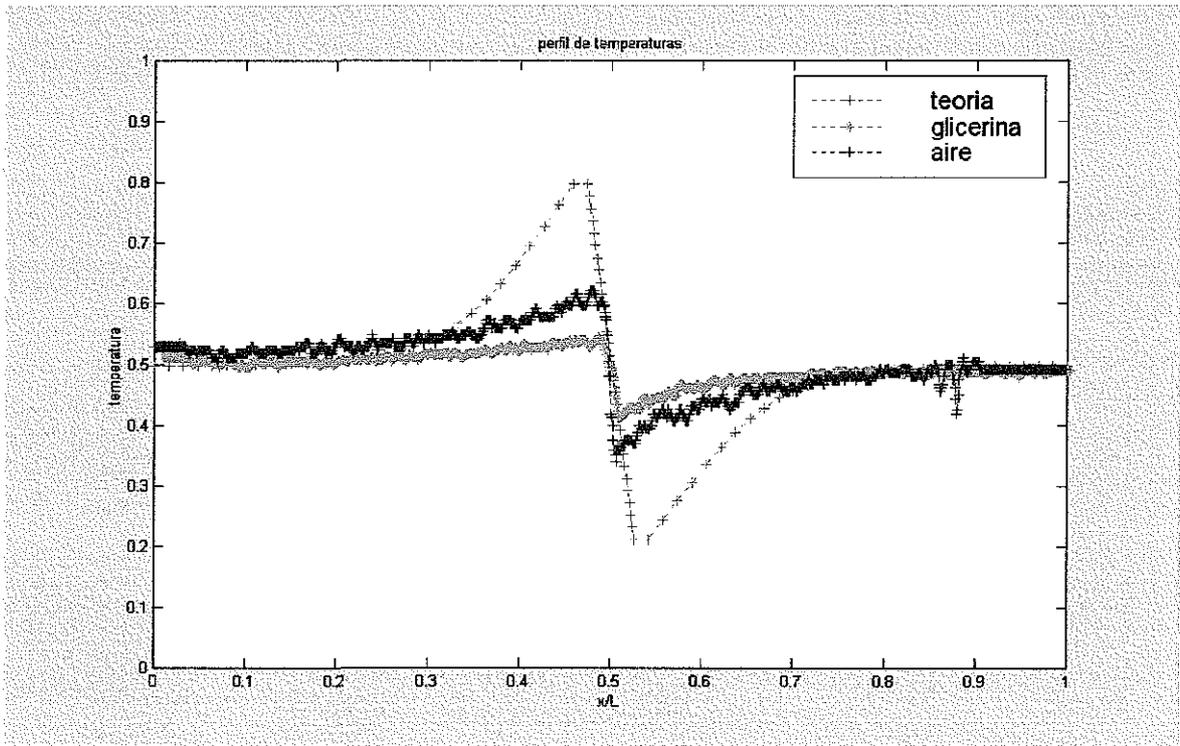


Figura 24 Comparación del resultado teórico de temperatura a la mitad de la placa con el resultado experimental de aire y glicerina.

También se realizaron mediciones de velocidad con el gradiente invertido y se observa el campo de velocidades así como el perfil de velocidades en el centro de la fractura y su comparación con el perfil teórico invertido.

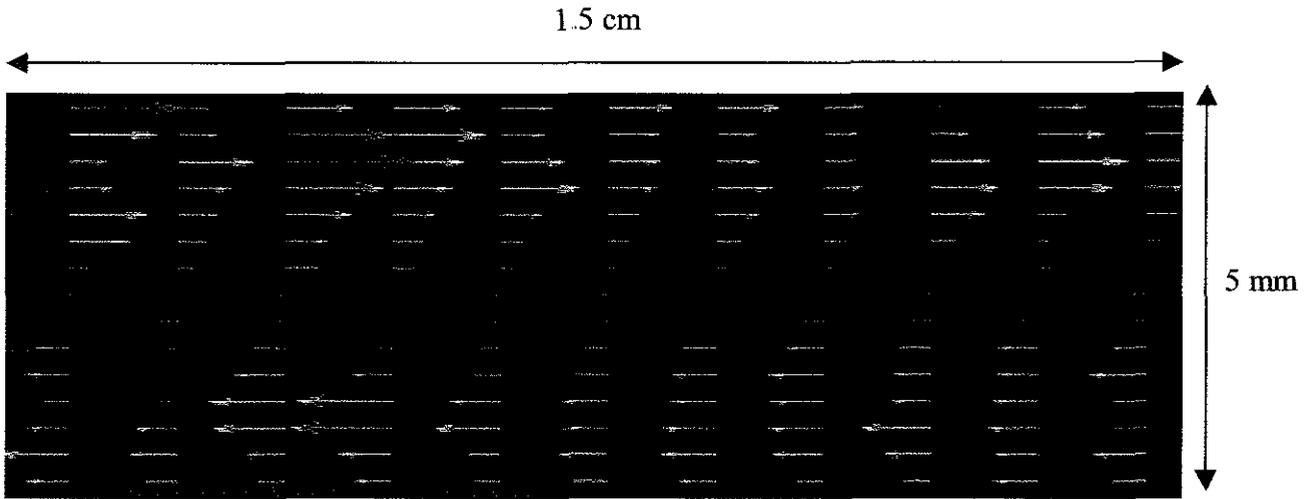


Figura 25 Campo de velocidades en la parte media de la fractura, gradiente invertido.

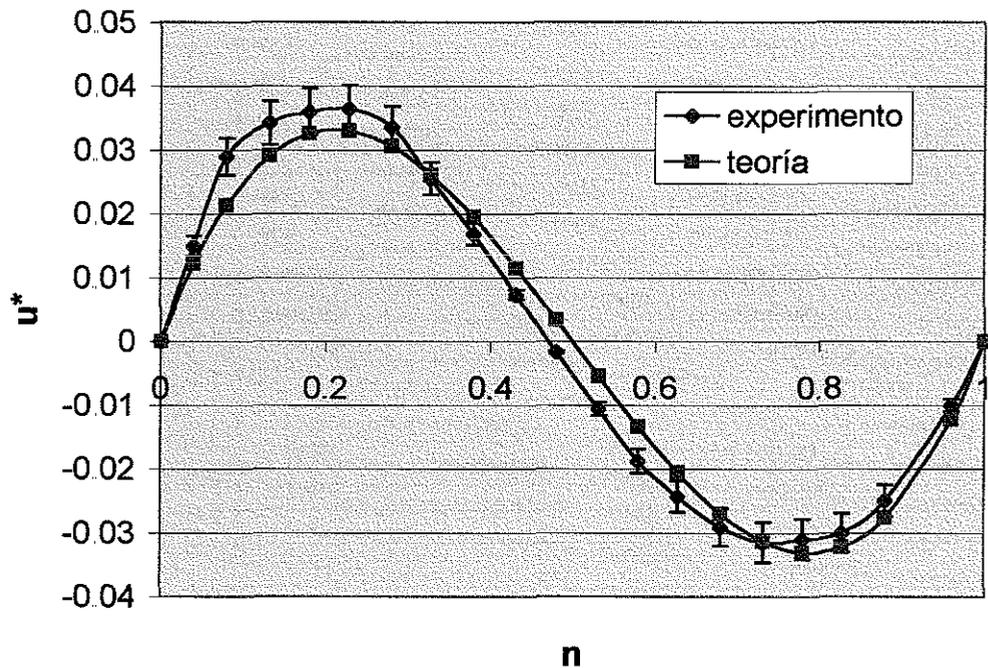


Figura 26 Comparación del perfil de velocidad experimental con el teórico, gradiente invertido

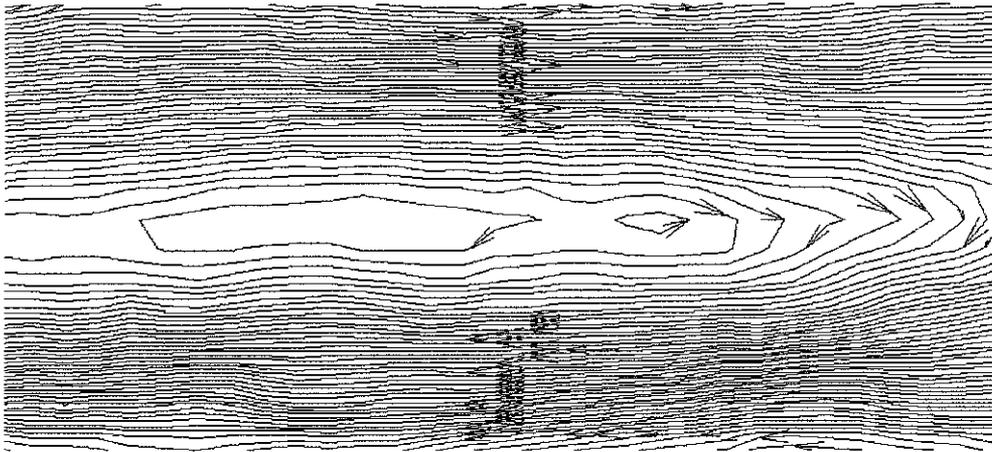


Figura 27 Líneas de corriente con el gradiente invertido en el centro de la fractura.

En la figura anterior observamos lo mismo que sucedió en el caso de gradiente normal, en donde se aprecia una sola estructura convectiva a lo largo de toda la fractura. Y se observa la gráfica de magnitud de vorticidad.

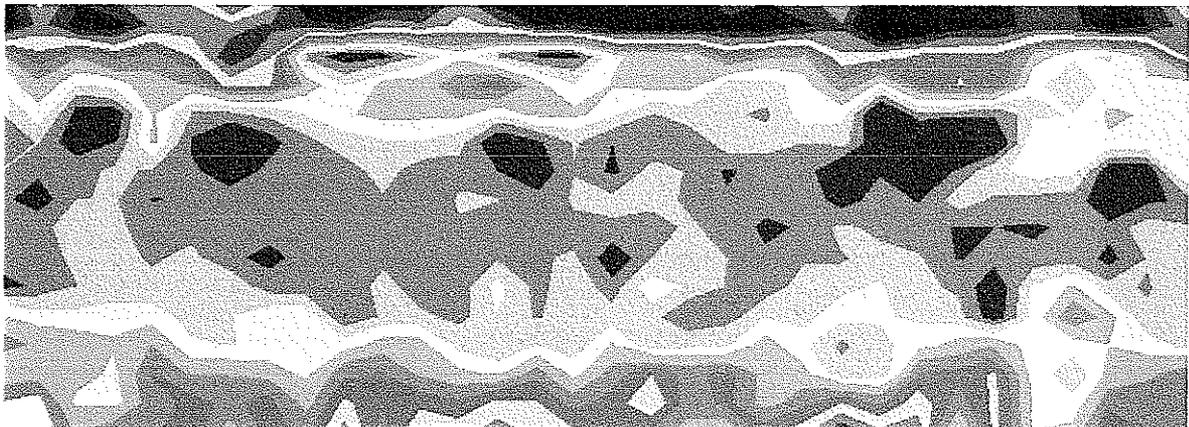


Figura 28 Gráfica de vorticidad con el gradiente invertido.

Capítulo 5

5.1 Conclusiones Generales

En este trabajo se ha expuesto el problema de transferencia de calor en una fractura finita e inclinada sometida a un gradiente vertical, ya sea positivo o negativo, con conductividad térmica del sólido mucho mayor que la del fluido y sus efectos en el movimiento del fluido. Dentro de los resultados más importantes de esta investigación se tiene que para un Rayleigh pequeño (como es el caso de las fracturas encontradas en los yacimientos) y para un ángulo de inclinación dado (45°) el fluido dentro de la fractura experimenta convección ocasionada por el gradiente vertical de temperaturas. Además se ha visualizado una estructura convectiva que consiste en una sola zona de recirculación que se extiende a lo largo de toda la fractura. Se ha hecho observó experimentalmente que el campo de temperaturas (isotermas) no es la proyección del gradiente de temperaturas en las paredes como sugieren Woods y Linz [4] sino que su estructura es compleja y depende de la razón de aspecto de la misma, a su vez, el campo de velocidades es fuertemente dependiente de la razón de aspecto, de la razón de conductividades térmicas entre el sólido y el fluido y del ángulo de inclinación de la fractura. En los experimentos se corroboró claramente lo que establece la teoría con respecto a las características del flujo, en donde la dirección de la velocidad longitudinal es hacia arriba del lado pegado a la pared inferior de la fractura y hacia abajo del lado superior en el caso en el que el gradiente es positivo, o bien la temperatura superior se encuentra en la parte de abajo de la placa. Debido a que el flujo es incompresible y que la velocidad es cero en el centro de la fractura paralela a las paredes laterales, en dicha parte media se divide al flujo en dos corrientes, cada una teniendo una velocidad y gasto másico promedio igual pero en sentido opuesto. De este resultado se

pueden obtener otras cantidades importantes como que tanto se puede arrastrar un material pasivo que es liberado en algún punto de la fractura en un tiempo determinado llevado por el flujo térmicamente originado.

En esta investigación se estudió el ángulo de 45° pues de acuerdo a Shaughnessy y Van Gilder [2] es aquel en el que se presenta con mayor fuerza el flujo convectivo para bajos números de Rayleigh. También sugieren que para bajos Ra , el flujo tiene una magnitud similar para ángulos igualmente mayores o menores a 45° . Esta simetría de comportamiento se rompe para altos números de Ra en donde el flujo en un ángulo de 30° es significativamente más débil que para un ángulo de 60° . Estos mismos resultados establecen que la fractura no debe ser muy larga para desarrollar un movimiento convectivo geológicamente significativo. En fracturas con una razón de aspecto de 10, se establecen flujos con una magnitud del 90% con respecto al resultado de la fractura infinita de Woods y Linz [4].

La mayor diferencia entre los trabajos anteriores y el presente se encuentra en el campo de temperaturas. En el caso de Woods y Linz [4] la temperatura del sólido está dada por continuidad del flujo normal de calor y de temperatura. En las imágenes se observa tanto el perfil de velocidad como la isoterma para Ra pequeño para ambos gradientes, en el primer caso, para un gradiente positivo y para el segundo un gradiente negativo:

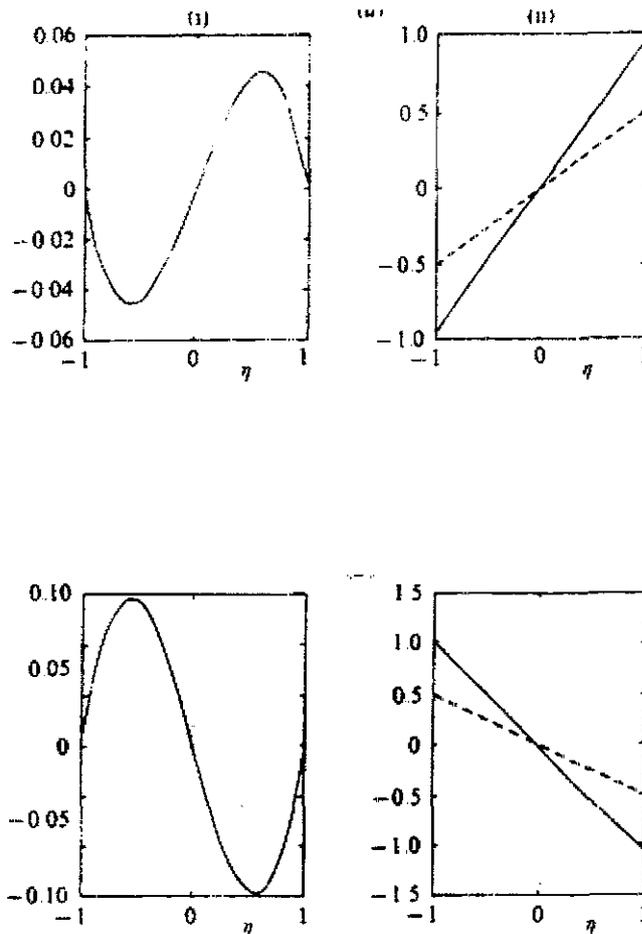


Figura 1 Perfil de velocidad e isothermas de Woods y Linz para fracturas infinitas

En donde, la línea segmentada representa la isoterma para el caso en el que la conductividad térmica de la sustancia dentro de la fractura sea la misma que la del sólido que la contiene.

Para Shaughnessy y Van Gilder [2] este tipo de flujo es muy débil en términos de su habilidad para transferir calor a lo largo de la fractura. En la figura se muestran los resultados de su solución numérica para una fractura con una razón de aspecto de 5 y para un $Ra=100$.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

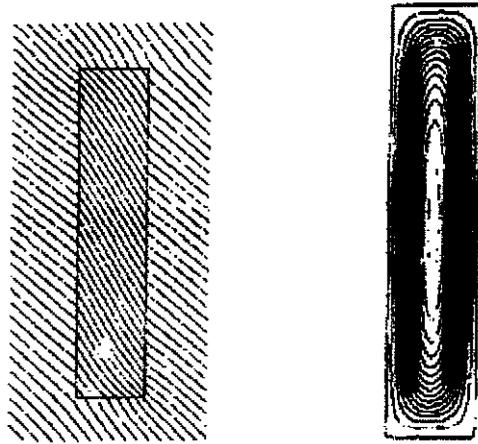


Figura 2 Campo de temperaturas y líneas de corriente en la fractura finita.

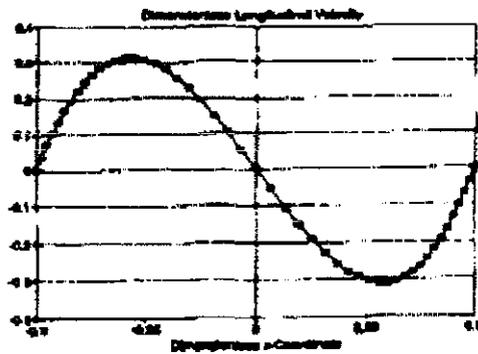


Figura 3 Perfil de velocidades en el centro de la fractura finita

Para Delgado y Crespo del Arco [6] la fractura consiste en una cavidad bidimensional en donde las paredes laterales son adiabáticas. Ellos analizan el problema para diferentes números de Rayleigh y obtienen las siguientes gráficas, en donde se observa que para grandes Rayleigh, el flujo convectivo se ve confinado a una zona pequeña cerca de la pared, sin embargo este flujo no es de interés para los yacimientos, pues el Ra, en general es pequeño.

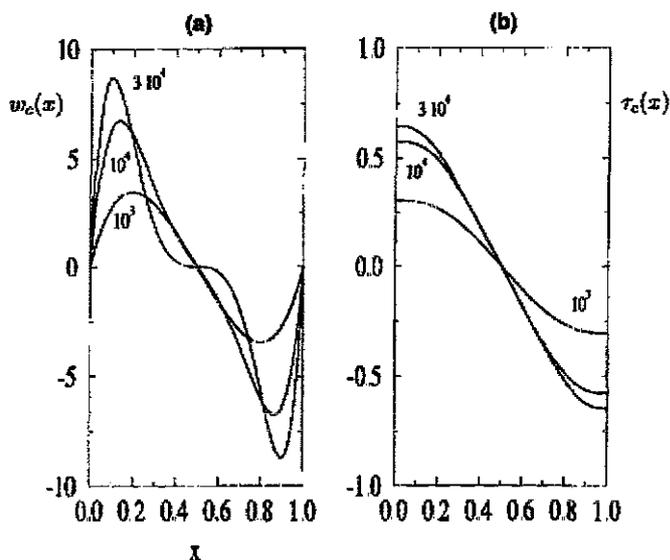


Figura 4 Perfiles de temperatura y de velocidad a diferentes números de Rayleigh, en una fractura finita y paredes laterales adiabáticas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se observa que la intensidad del flujo se incrementa con el número de Rayleigh, ya que para fracturas inclinadas se encuentran íntimamente ligados el campo de temperaturas con el campo de velocidades pues funcionan como un retroalimentación positiva uno del otro.

Por último observamos el campo de temperaturas real obtenido por medio de la cámara infrarroja y lo comparamos con el campo de temperaturas obtenido en el marco teórico [8], en donde se observa esa distorsión que sufren las isothermas dentro de la fractura.

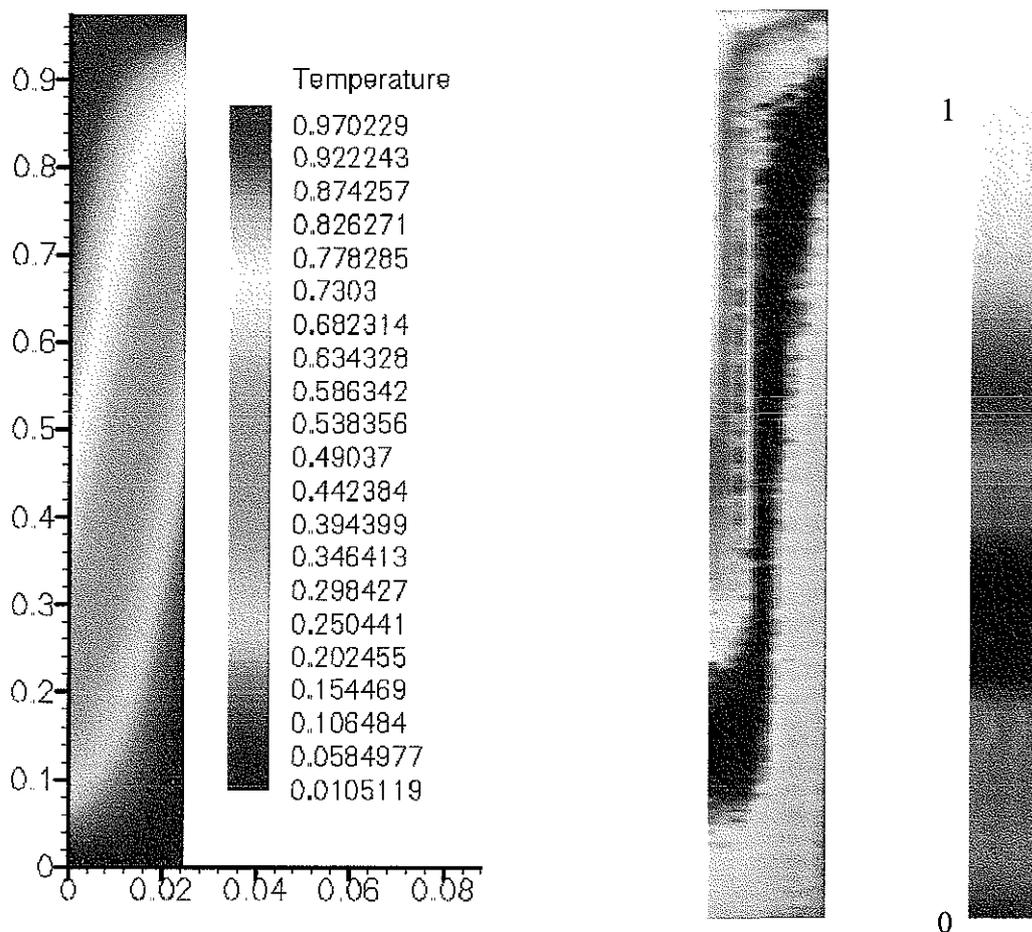


Figura 5. Comparación entre el resultado teórico [5] y el experimental de las isothermas dentro de la fractura, para un Ra pequeño.

Se puede observar que el estudio teórico coincide con los resultados experimentales tanto en el campo de velocidades como en el campo de temperaturas, comparación que no se había realizado en los artículos disponibles hasta el momento.

El flujo de la fractura, depende del gradiente de temperaturas, si contamos con una temperatura superior mayor en capas superiores, tenemos capas de fluido en flotación por encima de capas de fluido frías, entonces el flujo que se desarrolla tiende a restaurar las isothermas en el fluido de forma horizontal. Si la temperatura inferior es la temperatura alta, las capas de fluido inferiores tienen menor densidad que las capas superiores y tienden a subir, pero esto en lugar de enderezar las isothermas las distorsionará de mayor forma, entonces aunque el resultado es el mismo, el mecanismo es generado por causas diferentes.

5.2 Importancia del conocimiento del fenómeno de convección

A.- Dispersión en la fractura

Una de las motivaciones más importantes en esta investigación es que entendiendo el fenómeno de convección se podrá entender también el ritmo de dispersión de sustancias dentro de la fractura. Esto será muy útil pues se podrá calcular el tiempo en el que se transporta una sustancia química o una sustancia radiactiva en una fractura inclinada con agua sometida a un gradiente geotérmico. Además el transporte químico es de interés ya que puede existir una reacción entre la sustancia y la roca que la contiene, generando además un cambio en la geometría de la roca y modificaciones en la forma del flujo. Entonces, si el transporte convectivo del químico excede a la difusión molecular, el frente de la reacción se puede extender una distancia mayor que la que predice la pura difusión.

B.- Sistemas de mantenimiento de Presión en el Yacimiento de Cantarell

Cantarell es el yacimiento más importante del país y sexto en el ámbito mundial en cuanto a magnitud de sus reservas [3]. El plan de desarrollo de Cantarell busca incrementar la producción de 1.1 a más de 2.0 MMBPD desde principios del año 2001 a el año 2004. Esta meta requiere de un extenso programa para lograr contrarrestar la caída de presión en el yacimiento, ya que tan solo en el bloque original de Akal ha declinado aproximadamente 60% de su valor original, lo que ocasiona que sea más difícil la extracción de los hidrocarburos.

La aplicación de sistemas artificiales de explotación son necesario para obtener un volumen de hidrocarburos a largo plazo. Por ejemplo, un pozo típico del campo que al inicio de la explotación del yacimiento tenía una presión de 270 Kg/cm² y producía 30 MBPD, en la actualidad, puede producir solo 7 MBPD con ayuda del bombeo neumático, debido a que la presión ha caído a 109 Kg/cm².

Si no se implementara el mantenimiento de presión, en cinco años la presión caería aproximadamente 83 Kg/cm², y el mismo pozo típico produciría del orden de los 3 MBPD.

La historia de Presión-Producción del campo demuestra, que a cada Kg/cm² de reducción de la presión en el yacimiento, corresponde a una pérdida de producción de 120 BPD por pozo.

De seguir con el esquema de explotación actual, la presión del yacimiento continuará declinando, con la consecuente pérdida de productividad de los pozos y el crecimiento del casquete de gas.

El movimiento del contacto agua-aceite también continuará, dejando una mayor cantidad de aceite residual atrapado en la zona invadida por el agua, existiendo el riesgo de que el agua invada el flanco norte del yacimiento, disminuyendo sustancialmente la recuperación final de aceite

en esta zona, con el consiguiente efecto de cierre prematuro de pozos por alta producción de agua.

5.3 Mantenimiento de Presión

Los dos métodos principales para el mantenimiento de presión son la inyección de agua y de sustancias gaseosas [9]. Se determinó en el caso de Cantarell que la inyección de gas es preferible a la inyección de agua. Diversos gases son susceptibles. Los estudios indicaron que el nitrógeno ofrece un mejor resultado que el gas natural ya que no tiene efectos nocivos apreciables sobre el yacimiento y su costo es bajo.

De acuerdo con la revisión del comportamiento del campo Abkatún, la inyección de agua, como un medio para mantenimiento de presión, presenta un gran riesgo de canalización a través de las fracturas que pueden resultar en la surgencia prematura de agua en los pozos productores. Basado en la información de producción, se tiene un avance franco del contacto de agua aceite por el flanco sur del yacimiento. Este avance debe impedirse para evitar que el agua invada el flanco norte del yacimiento. La inyección de gas se presenta como la mejor solución para lograr este objetivo. La inyección de gas al casquete del Bloque Akal, se presenta como la mejor opción para lograr el mantenimiento de presión.

El nitrógeno se inyectará en un máximo de nueve pozos, mezclándose con el gas del casquete. Esta mezcla, a su vez, entrará en contacto con el aceite principalmente a través de las fracturas del yacimiento.

Con la inyección de nitrógeno en el casquete, habrá de presentarse una mezcla de nitrógeno con el gas en la corriente de producción en algún momento. Sin embargo, esta mezcla puede ser manejada con la tecnología disponible para la separación del nitrógeno del gas, a costos relativamente bajos comparados con los beneficios de mantenimiento de presión.

El caso menos favorable es aquel en el que el nitrógeno inyectado se mezcla de manera instantánea con el gas del casquete y con el aceite contenido en el sistema de fracturas.

Es aquí donde radica la mayor importancia de la convección en fracturas tanto para el caso de mantenimiento de presión por medio de agua o por medio de gas. Sólo conociendo la magnitud de la convección en fracturas se puede saber que tan intensa es la mezcla de dichas sustancias con el aceite que se encuentra sometido a un gradiente de temperaturas y que se encuentra en contacto con la superficie del gas o del agua, sometido al mismo gradiente. Al existir difusión en la interfase de ambas sustancias y considerando el movimiento convectivo, existirá una mezcla íntima entre las sustancias, que deberá ser tomada en cuenta en el costo de producción y en el costo de recuperación de aceite.

**ESTA TESIS NO SALI
DE LA BIBLIOTECA**

Referencias Bibliográficas

- [1] A. M. Saidi, Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs, General Printing and Publishing Services Pte. Ltd. 1987.
- [2] E. J. Shaughnessy, J. W. Van Gilder, Low Rayleigh Number Conjugate Convection in Straight Inclined Fractures in Rock, Numerical Heat Transfer, Part A, 28;389-408, 1995.
- [3] PEMEX, Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos en México, 1999.
- [4] S.J. Linz, A.W. Woods, Natural convection, Taylor dispersion, and diagenesis in a tilted porous layer, Physical Review A, Vol. 46 No. 8. (1992).
- [5] J.A. Cordova, A. Medina, C Pérez-Rosales, Convection in tilted fractures, Proceedings of LACAFLUM 2001, Caracas, Venezuela, Paper No. 79.
- [6] Delgado, Crespo del Arco, Flow and heat transfer regimes in inclined differentially heated cavities, International Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 44, 1947-1962, 2001.
- [7] Boehrer, Convection in a long cavity with differentially heated end walls, International Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 40, No. 17, 4105-4114, 1997.
- [8] E. Luna, A. Medina y C. Pérez Rosales, Convección térmica en fluidos, medios porosos y medios porosos con fracturas inclinadas, Coordinación de ingeniería de Yacimientos, Instituto Mexicano del Petróleo.
- [9] PEMEX, Resumen Ejecutivo, Proyecto Integral Cantarell, Octubre 1999.