



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

**EVALUACIÓN ESTADÍSTICA Y REOLÓGICA DE LA
VISCOSIDAD EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN
GEOTÉRMICOS Y SU IMPLICACIÓN EN EL CÁLCULO DEL
COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR
CONVECTIVO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

ENERGÍA - GEOTÉRMIA

P R E S E N T A:

EFRAÍN GÓMEZ ARIAS

TUTOR:

DR. JORGE A. ANDAVERDE ARREDONDO



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Santoyo Gutiérrez Edgar Rolando

Secretario: Dr. Andaverde Arredondo Jorge A.

Vocal: Dr. Urquiza Beltrán Gustavo

1er. Suplente: Dr. Torres Alvarado Ignacio Salvador

2do. Suplente: Dr. Kailasa Pandarinath

Temixco, Morelos

TUTOR DE TESIS:

Dr. Andaverde Arredondo Jorge A.

Agradecimientos

Al **Dr. Jorge A. Andaverde Arredondo**, por su apoyo y dirección para lograr el desarrollo del presente trabajo de tesis de maestría y por haberme brindado su confianza y la oportunidad de trabajar a la par en este proyecto.

Al **Dr. Edgar Santoyo**, por su valiosa orientación y por su apoyo incondicional durante el desarrollo de este trabajo.

Al **Dr. Ignacio Torres**, por la revisión, participación y sugerencias sobre esta tesis.

Al **Dr. Pandarinat**, por la revisión y sugerencias sobre esta tesis.

Al Dr. Gustavo Urquiza, por la revisión y sugerencias de esta tesis, y por haberme permitido realizar parte de este trabajo en el CIICAp

A la **M. C. Mirna Guevara** por su apoyo académico durante el desarrollo del presente trabajo de tesis.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)** a través del Centro de Investigación en Energía (CIE), por haberme recibido y formado académicamente y al Centro de investigación en Ingeniería y Ciencias aplicadas (CIICAp) donde realicé parte de este trabajo.

Al **Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)** por su apoyo económico brindado durante el proyecto de tesis de maestría.

Un agradecimiento a mis compañeros, Alejandra, Carlos, Hugo, José, Lorena, Michelle, Mario, Maricruz, Mauricio, Orlando, Rosi (si me faltó alguno mil disculpas).



Contenido	Pág.
Capítulo 1: Introducción	
1.1 Introducción	1
1.2 Justificación del proyecto	4
1.3 objetivos del trabajo de investigación	5
1.4 Alcance del proyecto	5
1.5 Metodología	6
1.6 Estructura de la tesis	6
Capítulo 2: Estado del Arte de la Geotermia en el mundo y en México	
2.1 Energía geotérmica	8
2.2 Recursos geotérmicos	10
2.2.1 Hidrotermales	10
2.2.2 Roca seca caliente	11
2.2.3 Geopresurizados	12
2.2.4 Marinos	13
2.2.5 Magmáticos	13
2.2.6 Supercríticos	13
2.3 Generación de electricidad	13
2.3.1 Plantas de vapor seco	14
2.3.2 Plantas de separación de vapor	14
2.3.3 Plantas de ciclo binario	15
2.4 Actualidad geotérmica en el Mundo	16
2.5 Actualidad geotérmica en México	21
2.5.1 Cerro Prieto, Baja California	22
2.5.2 Los Azufres, Michoacán	23
2.5.3 Los Humeros Puebla	23
2.5.4 Las Tres Vírgenes	23
2.6 Uso directo de la energía geotérmica en México	24
2.7 Costos de generación de energía geotérmica	24
Capítulo 3: Fluidos de perforación, Propiedades Reológicas y Herramientas Estadísticas	
3.1 Fluidos de perforación	27
3.2 Funciones de los fluidos de perforación	28
3.2.1 Transporte de recortes	28
3.2.2 Enfriamiento y lubricación	29
3.2.3 Control de presión bajo la superficie	29
3.2.4 Soporte del peso de la tubería y revestimiento	30
3.3 Clasificación de los fluidos	30



3.3.1 Fluidos Newtonianos	30
3.3.2 Fluidos No-Newtonianos	31
3.3.3 Fluidos independientes del tiempo	33
3.3.3.1 Fluido plástico de Bingham	33
3.3.3.2 Fluidos pseudoplásticos	34
3.3.3.3 Fluidos dilatantes	35
3.4 Reología de fluidos de perforación	36
3.4.1 Velocidad de corte	37
3.4.2 Esfuerzo cortante	39
3.4.3 Viscosidad	40
3.4.3.1 Viscosidad dinámica	42
3.4.3.2 Viscosidad aparente	42
3.4.3.3 Viscosidad cinemática	42
3.5 Modelos reológicos	43
3.5.1 Modelo Plástico de Bingham	45
3.5.2 Modelo Ley de Potencia	45
3.5.3 Modelo de Robertson-Stiff	45
3.5.4 Modelo de Casson	46
3.5.5 Modelo de Herschel-Bulkley	46
3.5.6 Modelo de Sisko	46
3.5.7 Modelo cuadrático	47
3.5.8 Modelo Robertson-Stiff Modificado	47
3.5.9 Modelo de Sisko Modificado	47
3.6 Herramientas estadísticas	48
3.6.1 Histogramas	49
3.6.2 Distribución Gaussiana o normal	49
3.6.3 Media	50
3.6.4 Desviación estándar	50
3.6.5 Coeficiente de variación	51
3.6.6 Pruebas F y t	51
3.6.7 Regresión lineal ordinaria	54
3.6.8 Pruebas de discordancia en muestra univariadas	55
3.6.9 Pruebas de linealidad	58
6.6.9.1 Regresión por subset	58
6.6.9.2 RSS	58
3.7 Propagación de errores	59
3.8 Coeficiente de transferencia de calor convectivo (CTCC)	59
3.8.1 Dittus y Boelter	62
3.8.2 Sleicher y Rause	62
3.8.3 Lakshminarayanan	62
3.8.4 Gnielinski	63
3.8.5 Kays y Crawford	63
Capítulo 4: Metodología y Base de Datos Experimental	
4.1 Metodología	64
4.2 Base de datos	65



4.3 Pruebas de linealidad	70
Capítulo 5: Resultados Experimentales, Análisis e Interpretación	
5.1 Evaluación de modelos reológicos	78
5.1.1 Modelo Plástico de Bingham	78
5.1.2 Modelo Ley de Potencia	79
5.1.3 Modelo de Robertson-Stiff	80
5.1.4 Modelo de Casson	80
5.1.5 Modelo de Herschel-Bulkley	81
5.1.6 Modelo de Sisko	81
5.1.7 Modelo cuadrático	82
5.1.8 Modelo Robertson-Stiff Modificado	82
5.1.9 Modelo de Sisko Modificado	83
5.1.10 Lenguaje de programación en Fortran y Statistica	83
5.1.11 Parámetros de estimación del residual RES	85
5.2 Análisis de ajuste de modelos reológicos	87
5.3 Selección de la base de datos experimental	99
5.4 Cálculo de viscosidades de fluidos de perforación	105
5.5 Análisis estadístico de datos de viscosidad	107
5.6 Análisis y aplicación de correlaciones empíricas del Nusselt	118
5.6.1 Transferencia de calor por conducción	118
5.6.2 Transferencia de calor por convección	119
5.7 Propagación de errores para el cálculo del CTCC	123
5.8 Cálculo del coeficiente de transferencia de calor convectivo (CTCC)	123
Capítulo 6: Conclusiones y Recomendaciones	134
Bibliografía	138
Apéndice A	
Apéndice B	
Apéndice C	
Apéndice D	

**Nomenclatura.**

K	Factor de consistencia del modelo Ley de Potencia
D, d	Diámetro de la tubería (m)
a, b, c, d	Constantes de los modelos reológicos
\bar{x}	Media
s	Desviación estándar
s^2	Covarianza
RSS	Residual de suma de cuadrados
RES	Parámetros de estimación de residuales
h	Coefficiente de transferencia de calor convectivo ($W/m^2\text{°C}$)
Re	Número adimensional del Reynolds
Pr	Número adimensional del Prandtl
Nu	Correlaciones empíricas del número de Nusselt (hd/k)
k	Conductividad térmica ($W/m\text{°C}$)
T_0	Temperatura de la superficie (°C)
T_α	Temperatura de la superficie (°C)
U_α	Velocidad media del fluido (m/s)

Símbolos griegos

τ	Esfuerzo cortante (Pa)
τ_0	Punto de cedencia
γ	Velocidad de corte (s^{-1})
μ	Viscosidad del fluido (Pa.s)
ρ	Densidad del fluido (Kg/m^3)
α	Difusividad térmica del fluido (m^2/s)

Superíndices

n	Índice del comportamiento del flujo
-----	-------------------------------------



Lista de figuras	Pág.
Figura 2.1 La corteza, manto y núcleo de la Tierra	9
Figura 2.2 Esquema de un sistema geotérmico hidrotermal	11
Figura 2.3 Esquema de una planta geotermoeléctrica de separación de vapor	15
Figura 2.4 Esquema de una planta geotermoeléctrica de ciclo binario	26
Figura 2.5 Aplicación de la energía geotérmica como usos directos el mundo	17
Figura 2.6 Campos geotérmicos que operan en México	22
Figura 3.1 Fluido Newtoniano y No-Newtoniano	32
Figura 3.2 Clasificación de los fluidos	36
Figura 3.3 Muestra los tipos de viscosidades	43
Figura 4.1 Ejemplo de dos fluidos de perforación	67
Figura 4.2 Número de mediciones reológicas para cada fluido geotérmico	68
Figura 4.3 Número total de mediciones de velocidad de corte	69
Figura 4.4 Histograma del tipo de comportamiento para cada fluido	72
Figura 4.5 Ejemplos de fluidos de perforación del tipo de comportamiento	74
Figura 4.6 Mediciones reológicas del fluido de perforación de la tabla 4.4	76
Figura 4.7 Valores de viscosidad a velocidades de corte de 200, 500 y 800 s ⁻¹ para cada concentración de bentonita de la tabla 4.4	77
Figura 5.1 Diagrama de flujo del análisis y evaluación de la base de datos	86
Figura 5.2 Diagrama de flujo de las pruebas de discordancia	89
Figura 5.3 (a, b y c) Histogramas de ajuste de los modelos reológicos a la base de datos	90
Figura 5.4 Box plot de residuales estimados por los modelos reológicos	93
Figura 5.5 Desviación estándar y % de datos originales por cada modelo	95
Figura 5.6 Media y % de datos originales por cada modelo	95
Figura 5.7 Eficiencia de las pruebas de discordancia a los ajustes calculados por los modelos reológicos	97
Figura 5.8 Distribución de esfuerzo cortante de la base de datos (520)	103
Figura 5.9 Distribución de esfuerzo cortante de la base de datos (19)	104
Figura 5.10 Diagrama de flujo del programa de cálculo de viscosidad	110
Figura 5.11 Distribución de las viscosidades para un fluido	112
Figura 5.12 Distribución de las viscosidades en forma global a una velocidad de corte de 500 s ⁻¹	112
Figura 5.13 Distribución de las viscosidades en forma global a 5 velocidades de corte	113
Figura 5.14 Gráfica de las iteraciones realizadas para lograr una tendencia normal en los datos de viscosidad	116
Figura 5.15 Eficiencia de las pruebas de discordancia para en el análisis de datos de viscosidad	117
Figura 5.16 Diagrama de flujo del programa de propagación de errores para el cálculo del CTCC	135
Figura 5.17 Diagrama de flujo a detalle del código para la simulación de la propagación de errores para el cálculo del CTCC	128



Figura 5.18 Histograma de los CTCC para el fluido 901	130
Figura 5.19 Histograma de los CTCC para el fluido 694	131
Figura 5.20 Histograma de los CTCC para el fluido 632	132



Lista de tablas	Pág.
Tabla 2.1 Producción de energía geotérmica en el mundo en el año 2008	19
Tabla 2.2 Variaciones en la capacidad de instalación de energía Geotérmica en el mundo en el periodo 1995-2008	20
Tabla 2.3 Datos geotérmicos en México	24
Tabla 2.4 Energía y costos de inversión para producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables	25
Tabla 2.5 Energía y costos de inversión para usos directos de fuentes renovables	26
Tabla 3.1 Ecuaciones de los modelos reológicos	48
Tabla 3.2 Pruebas de discordancia para muestras univariadas	56
Tabla 4.1 Aplicación de las pruebas de linealidad por subset	71
Tabla 4.2 RSS de las ecuaciones de ajuste para ejemplos de fluidos	71
Tabla 4.3 Número de fluidos de perforación presentes en la base de datos	73
Tabla 4.4 Fluido de perforación con concentración de bentonita diferente	74
Tabla 5.1 Porcentaje de datos originales de cada modelo reológico la media y la desviación estándar	95
Tabla 5.2 Eficiencia de las pruebas de discordancia aplicadas a cada modelo reológico	98
Tabla 5.3 Análisis estadístico de la prueba F de Fisher	102
Tabla 5.4 Análisis estadístico de la prueba t de Student	103
Tabla 5.5 Valores de viscosidad media y sus incertidumbres estimados	113
Tabla 5.6 Análisis de datos de viscosidad	115
Tabla 5.7 Valores de variables involucradas en las correlaciones empíricas para el cálculo del CTCC y su incertidumbre	126
Tabla 5.8 Valores estimados del CTCC y sus incertidumbres	129

Resumen

Actualmente las fuentes de energía renovables son alternativas con una demanda creciente de generación de energía eléctrica. Dentro de las fuentes renovables se encuentra la generación de energía a partir de la explotación de recursos geotérmicos (calor contenido en el interior de la tierra), lo que ha permitido en particular colocar a México en el cuarto lugar en el escenario mundial en cuanto a generación de electricidad a partir del recurso geotérmico.

La explotación de este recurso renovable requiere de la extracción de fluidos geotérmicos mediante la construcción de pozos de perforación similares a los petroleros, con un costo elevado aproximadamente entre uno y dos millones de dólares. Durante las operaciones de perforación se requiere el uso de fluidos de perforación los cuales desempeñan un papel importante principalmente el lubricar la barrena de perforación y llevar los recortes de la formación hacia la superficie. Estos fluidos deben ser evaluados y controlados en cuanto a sus propiedades reológicas con la finalidad de realicen de forma óptima sus aplicaciones.

En el presente trabajo, se realizó el cálculo de los coeficientes de transferencia de calor convectivos de fluidos de perforación a partir de propiedades de transporte y termofísicos como viscosidad, densidad, difusividad térmica y conductividad térmica, cada uno de estas propiedades con sus incertidumbres. La propiedad importante analizada en el presente trabajo fue la viscosidad, donde a partir de propiedades reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante de fluidos de perforación es posible estimar estos valores de viscosidad gracias a la disponibilidad de modelos reológicos, los cuales permiten calcular estos valores a velocidades de corte característicos.



Capítulo 1: Introducción

1.1 Introducción

Actualmente las fuentes de energía renovables ocupan un lugar de gran importancia para la generación de energía eléctrica. Dentro de las fuentes renovables se encuentra la generación de energía a partir de la explotación de recursos geotérmicos (calor contenido en el interior de la tierra). México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en la generación de electricidad a partir del recurso geotérmico (Hiriart-LeBert y Gutiérrez-Negrín, 1994; Verma y Santoyo, 2000; Bertani, 2005; Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2005; Lund, 2008), con una producción actual de 959.5 MW, lo cual representa aproximadamente el 2.0% de la capacidad total instalada (49,854.19 MW) al cierre de diciembre del 2007 (Comisión Federal de Electricidad CFE, 2007).

La explotación de esta fuente renovable requiere de la extracción de fluidos geotérmicos mediante pozos perforados similares a los petroleros. La perforación de tales pozos geotérmicos tiene un costo elevado, aproximadamente de uno a dos millones de dólares (Santoyo, 1997; Augustine et al., 2006), lo cual puede llegar a representar el 40 % del costo del proyecto (Santoyo, 1997). Durante las operaciones de construcción de los pozos, se requiere el uso de fluidos (lodos) de perforación. Estos fluidos deben ser evaluados y controlados en cuanto a sus propiedades reológicas con la finalidad de que realicen de una forma óptima



tareas principales como: (a) la de lubricación de la barrena, (b) enfriamiento de la tubería de perforación y (c) transporte de los recortes de la formación hacia la superficie, entre otros (ver capítulo 4). La evaluación de los fluidos de perforación se lleva a cabo mediante estudios de reología, en donde se busca determinar el comportamiento de la viscosidad y su estabilidad durante las operaciones de perforación.

La determinación de las propiedades físicas y la composición química de los fluidos de perforación han sido objeto de numerosos trabajos, ya que ellas determinan las propiedades termofísicas (Santoyo, 1997) y de transporte de los fluidos (ej. Wooley, 1980; Caldiño et al., 2002; Santoyo et al., 2003). Recientemente se ha desarrollado un trabajo encaminado a la determinación de la viscosidad de lodos de perforación y en su primera etapa se implementaron siete modelos reológicos No-Newtonianos para evaluar el comportamiento de los fluidos de perforación (Gómez-Arias, 2006). En este estudio se determinó cuál es el modelo que mejor permite ajustar mediante una ecuación el esfuerzo cortante y la velocidad de corte realizadas a 810 series de datos experimentales. En algunas de las series se tiene su composición química, la cual se busca relacionar con las propiedades reológicas de los fluidos.

La velocidad de corte y el esfuerzo cortante son conceptos de la reología de gran importancia, que permiten evaluar la viscosidad en los fluidos de perforación, a partir de modelos reológicos de regresión no-lineales. La viscosidad de los fluidos de perforación es una de las principales propiedades que influye de manera significativa en la determinación del coeficiente de transferencia de calor por convección en pozos geotérmicos durante las operaciones de perforación (Marshall y Bentsen, 1982; Santoyo, 1997; Santoyo et al., 2003), por lo que su



determinación es significativa para el análisis de la convección entre el fluido de perforación, la tubería y el anulus, además permite el modelado numérico de la distribución de temperaturas transitorias en un pozo geotérmico (Wooley, 1980).

Después de una revisión de la literatura internacional sobre el flujo de calor convectivo en fluidos de perforación, se ha podido encontrar que a la fecha no se han reportado trabajos en donde se estudie el efecto de coeficientes convectivos de transferencia de calor y sus incertidumbres en el historial de temperaturas durante las operaciones de perforación. Para lograr lo anterior es necesario primero disponer de correlaciones empíricas del número de Nusselt que permiten calcular el coeficiente de transferencia de calor convectivo y su incertidumbre en los fluidos de perforación de pozos geotérmicos.

En la transferencia de calor por convección existen una serie de números adimensionales (ej. Nusselt, Prandtl, Stanton, Reynolds) que se obtienen a partir de relaciones entre propiedades termofísicas y de transporte de fluidos. Para el caso concreto del número de Nusselt existen dos formas de calcularlo (Kakac y Yener, 1994): **(1)** la que relaciona los coeficientes de transferencia de calor por conducción y por convección y una longitud característica según la geometría por donde es transportado el fluido, y **(2)** mediante correlaciones empíricas de otras propiedades termofísicas y de transporte de fluidos (difusividad térmica, viscosidad, densidad, velocidad de flujo entre otras; (ej. Dittus y Boelter, 1930; Seider y Tate, 1936; Gnielinsky 1976). Del tratamiento algebraico de estas dos formas de estimar el Nusselt es posible determinar el coeficiente de transferencia de calor por convección (CTCC; Santoyo et al., 2003).



Las variables con las que se puede calcular el CCTC tienen incertidumbres que pueden ser propagadas para determinar el error en dicho coeficiente según lo propuesto por Santoyo et al. (2003). Es importante resaltar que durante el desarrollo de esta tesis se pretende calcular valores de viscosidad de fluidos y sus incertidumbres a fin de utilizarlos en la propagación de errores del CTCC mediante simulación numérica. Trabajos similares de propagación de errores que se han realizado al calcular correlaciones entre la viscosidad y la temperatura de fluidos de perforación (Santoyo et al., 2001), así como estimación de incertidumbres de temperaturas de formación estáticas de pozos geotérmicos (Andaverde et al., 2005) fueron útiles para llevar a cabo el presente trabajo.

Por último, como es reportado para el uso de simuladores de pozos (ej. Wooley, 1980, Santoyo, 1997) es necesario contar con valores confiables de CTCC (García et al., 1998a, 1998b; Espinosa-Paredes et al., 2001). Hasta donde se sabe, solo en el trabajo de García-Valladares et al. (2006) se ha incluido el cálculo de incertidumbres en las temperaturas de pozos, pero esto solo durante la producción de yacimientos geotérmicos, por lo que el presente trabajo ofrece una metodología para evaluar CTCC y sus incertidumbres, el cual pueda ser aplicado a futuro en simuladores de los procesos térmicos durante las operaciones de perforación de pozos.

1.2 Justificación del proyecto

El flujo de calor convectivo en los fluidos de perforación es un fenómeno importante durante las operaciones de perforación (Beirute, 1991) y está directamente relacionado con el CCTC. Este coeficiente presenta incertidumbres que hasta nuestro conocimiento no han sido determinados ni teóricos, ni



experimentalmente. La presente tesis tiene como meta determinar dichas incertidumbres a partir de las que presentan los parámetros tales como viscosidades de los fluidos, conductividades térmicas, densidad, difusividad térmica, velocidad del fluido, entre otros. El cálculo de las incertidumbres en los CCTC se realizará mediante simulaciones numéricas.

1.3 Objetivo del Trabajo de Investigación

El presente trabajo tiene como objetivo principal calcular los coeficientes de transferencia de calor convectivo de fluidos de perforación de pozos geotérmicos y sus incertidumbres ($h = \bar{h} \pm s_h$). La incertidumbre en los coeficientes será a partir de las incertidumbres en los valores de viscosidades y de las variables que influyen en cálculo del número de Nusselt.

1.4 Alcance del Proyecto

En este proyecto se evaluó una base de datos con propiedades de fluidos de perforación. Esta base contiene información de 813 series de datos, la cual se generó de manera exhaustiva realizando una revisión de artículos y revistas de alto reconocimiento internacional. En cada una de las series se cuenta con mediciones de esfuerzo cortante (τ) y velocidad de corte (γ). Se aplicarán nueve modelos reológicos para determinar la viscosidad y sus incertidumbres de cada serie a una velocidad característica. Posteriormente se utilizará la información generada para calcular el coeficiente convectivo de transferencia de calor y su incertidumbre.



1.5 Metodología

La metodología aplicada para lograr el objetivo del presente trabajo será descrita a detalle durante el capítulo 4.

1.6 Estructura de la tesis

El presente trabajo consta de cinco capítulos. En el capítulo 1 se presenta la introducción de la tesis, la definición del problema, justificación del proyecto y la metodología a desarrollar.

En el capítulo 2, se describen de manera breve generalidades sobre la energía geotérmica en el mundo y en México, explotación de este recurso, usos y aplicaciones, construcción de pozos geotérmicos, funciones y propiedades reológicas de los fluidos de perforación.

En el capítulo 3, se describen de manera breve generalidades sobre los fluidos de perforación de pozos geotérmicos, propiedades reológicas de los fluidos y herramientas estadísticas empleadas para el análisis e interpretación de datos.

En el capítulo 4, se describe la metodología aplicada al presente trabajo, abordando solo dos puntos: (i) análisis de la base de datos y (ii) aplicación de las pruebas de linealidad como herramientas estadísticas a la base de datos.



En el capítulo 5, se describirá el análisis y evaluación estadística de los resultados obtenidos de los modelos reológicos No-Newtonianos utilizados para evaluar la base de datos experimental para el cálculo de las viscosidades y sus incertidumbres, herramientas y programas de cómputo utilizados, así como la metodología de análisis y evaluación estadística de las correlaciones empíricas del número de Nusselt para determinar los coeficientes convectivos y sus incertidumbres de los fluidos de perforación.

En el capítulo 6, se presentarán las conclusiones y recomendaciones derivadas de los datos obtenidos de los coeficientes de transferencia de calor convectivos (CTCC) y sus incertidumbres de los fluidos de perforación de pozos geotérmicos.



Capítulo 2:

Estado del Arte de la Geotermia en el Mundo y en México

2.1 *Energía Geotérmica.*

La energía geotérmica es la energía natural almacenada en el interior de la Tierra en forma de calor. El término energía geotérmica o simplemente geotermia se puede considerar como el uso de técnicas que permite indicar aquella porción del calor del interior de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre (Verma y Santoyo, 2000; Santoyo et al., 2001; Dickson y Fanelli, 2004; Ronald, 2006).

Dickson y Fanelli en el 2004, realizaron estimaciones indicando que el flujo calórico total de la Tierra es alrededor del 6% mayor que el estimado por Stacey y López en 1988 de 42×10^{12} W. por lo que el contenido total de calor de la Tierra, calculado a partir de una temperatura ambiente media estimada en 15°C , es del orden de 12.6×10^{24} MJ y que el contenido de calor de la corteza es de unos 5.4×10^{21} MJ (Armstead, 1983; Dickson y Fanelli, 2004). La energía térmica de la Tierra es por lo tanto inmensa, pero solo una fracción de ella es utilizada por el hombre. La figura 2.1 muestra la estructura de la Tierra desde la superficie hasta el núcleo. La Tierra se compone de una corteza, la cual alcanza un espesor de alrededor de 20 a 65 km en los continentes y alrededor de 5 a 6 km en los océanos, un manto de unos 2,900 km de espesor y un núcleo de aproximadamente de 3,300 km de radio.

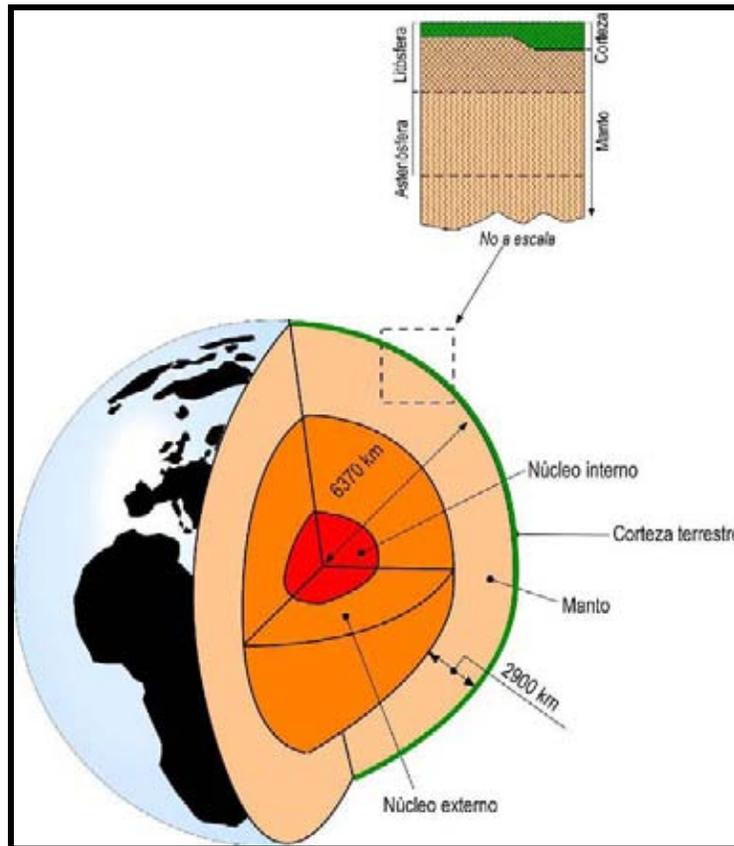


Figura 2.1 La corteza, manto y núcleo de la Tierra. Arriba a la derecha: una sección a través de la corteza y del manto superior (Tomado de Dickson y Fanelli, 2004).

Hasta ahora la utilización de esta energía ha estado limitada a áreas en las cuales las condiciones geológicas permiten un transporte (agua en la fase líquida o vapor), para “transferir” el calor desde zonas calientes profundas hasta o cerca de la superficie, dando así origen a los recursos geotérmicos.

Una variable importante en el estudio de campos geotérmicos es el gradiente geotérmico, el cual se define como el cambio de temperatura con respecto a la profundidad en la corteza terrestre. El gradiente geotérmico promedio es alrededor de 30 °C/km, mientras que en un yacimiento geotérmico el gradiente puede estar alrededor de los 100 °C (Nicholson, 1993).



2.2 Recursos Geotérmicos.

A la fecha se han identificado seis tipos de recursos geotérmicos, que están disponibles para utilizarse como fuentes de energía (Sanyal, 2005; Fridleifsson y Elders, 2005): a) hidrotermales, b) roca seca caliente, c) geopresurizados, d) marinos, e) magmáticos y, f) supercríticos. A continuación se describe de manera concreta sus principales características.

2.2.1 Hidrotermales.

Estos sistemas están constituidos por: (i) una fuente de calor que puede ser una intrusión magmática a muy alta temperatura (del orden de los 800 °C a 1500 °C), (ii) un fluido geotérmico (agua en fase líquida y/o vapor) que es el medio que transfiere el calor y (iii) un reservorio formado por roca permeable en donde se almacena el fluido y delimitado en su parte inferior y superior por roca impermeable (Fig. 2.2). El agua de los sistemas hidrotermales se origina en la superficie de la Tierra en forma de lluvia (agua meteórica o pluvial). Ésta se infiltra lentamente en la corteza terrestre, a través de poros y fracturas, penetrando a varios kilómetros de profundidad en donde es calentada por la roca alcanzando temperaturas que oscilan de los 180 y 400 °C (Sanyal, 2005). Estos sistemas pueden clasificarse en tres tipos principales: vapor dominante, líquido dominante de alta entalpía y líquido dominante de baja entalpía, siendo los dos primeros los sistemas que se explotan comercialmente para la generación eléctrica.

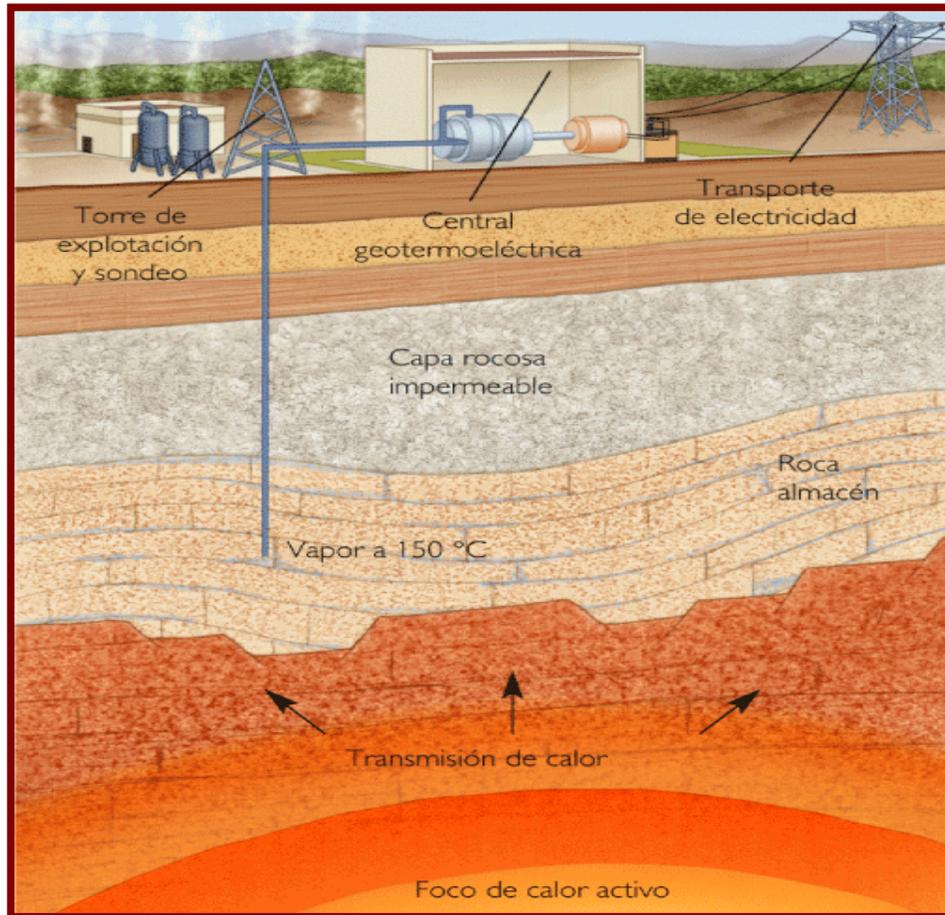


Fig. 2.2 Esquema de un sistema geotérmico hidrotermal, actualmente estos sistemas son los únicos que se explotan comercialmente para la generación de energía eléctrica (Modificado de Dickson y Fanelli, 2004).

2.2.2 Roca Seca Caliente.

Son sistemas rocosos con alto contenido energético pero sin ningún contenido de agua, se conocen como HDR por sus siglas en inglés (Hot Dry Rock; Sanyal, 2005). En la actualidad no se explotan comercialmente. Este es uno de los recursos geotérmicos más abundantes. El U.S. Geological Survey ha estimado que la energía almacenada en los yacimientos de roca seca



caliente que se encuentran dentro de los 10 km superiores de la corteza terrestre, equivale a más de 500 veces la energía acumulada en todos los yacimientos de gas y de petróleo del mundo, lo que habla de un recurso viable.

Con el objetivo de explotar estos yacimientos, se está desarrollando la tecnología necesaria para implementar el siguiente concepto. Se perfora un pozo hasta la profundidad en que se encuentra la formación de roca seca caliente. Como esta roca es esencialmente impermeable, se crea un yacimiento artificial mediante fracturamiento hidráulico, una técnica muy utilizada por las industrias del gas y del petróleo. Posteriormente se perfora otro pozo, a algunos cientos de metros del primero, que intercepte la red de fracturas creada artificialmente. A continuación se inyecta agua a presión en uno de los pozos. Al desplazarse por la red de fracturas, el agua se calienta por contacto con la roca de alta temperatura. El agua caliente se extrae por el pozo restante.

En la actualidad los proyectos de investigación acerca de HDR más importantes se están llevando a cabo en la Comunidad Económica Europea (Baria *et al.*, 2000), en Japón (Kaieda *et al.*, 2000) y en Australia. Para México, Alonso y Suárez (1994) presentan algunos posibles sitios con la existencia de este tipo de recursos, pero a la fecha no existe una evaluación formal sobre el potencial de este tipo de yacimientos.

2.2.3 Geopresurizados.

Son sistemas que contienen agua y metano disuelto a alta presión (del orden de 70,000 KPa) y a una temperatura que oscila entre los 90 y 200 °C, y se encuentran atrapados en formaciones sedimentarias a una profundidad de 3-6 Km y no se explotan comercialmente en la actualidad. Estos recursos ofrecen



tres tipos de energía: térmica (agua caliente), química (metano) y mecánica (fluidos a muy alta presión).

2.2.4 *Marinos.*

Son sistemas de alta entalpía existentes en el fondo del mar. No se explotan comercialmente en la actualidad, estos sistemas han sido poco estudiados hasta ahora (Sanyal, 2005).

2.2.5 *Magmáticos.*

Son sistemas de roca fundida existentes en medios volcánicos activos o a grandes profundidades de 6 -10 Km. No se explotan comercialmente en la actualidad. El atractivo más importante de este tipo de recurso son las elevadas temperaturas disponibles que van del orden de 700 - 1200 °C (Sanyal, 2005).

2.2.6 *Supercríticos.*

Son sistemas relacionados con zonas de actividad sísmica y volcánica en un ambiente de rifting. El ejemplo mas representativo de este tipo de sistemas geotérmicos se localiza en Islandia por encontrarse en este lugar fronteras de placas divergentes asociadas a plumas del manto. En estos sistemas se tienen condiciones termodinámicas de alta temperatura (450 – 600°C) a profundidades de 4 – 5 km. Se caracterizan además por tener fluidos en condiciones supercríticas con entalpías del orden de 3000 – 3500 joules/gm y presiones del orden de 300 a 500 bares (Fridleifsson y Elders, 2005).

2.3 *Generación de Electricidad.*



La generación de electricidad a través de la energía geotérmica como fuente renovable está íntimamente ligada con las condiciones naturales de presión y temperatura que prevalecen en el yacimiento geotérmico (Santoyo et al., 2003). El fluido geotérmico bajo estas condiciones permite girar las turbinas de un generador logrando la transformación de esta energía (calor) a energía eléctrica, y, por lo tanto la presión de entrada a las turbinas de vapor está determinada por la presión y la temperatura del yacimiento. Existen varios tipos de procesos de conversión de energía para generar electricidad por medio de recursos hidrotermales. Actualmente, tres de estos procesos se encuentran en operación comercial: vapor seco, sistemas de separación de vapor y ciclo binario.

2.3.1 Plantas de Vapor seco.

Las plantas de vapor seco se utilizan para producir energía de yacimientos de vapor dominante con una temperatura de 180 a 350°C. En este caso el vapor saturado o ligeramente sobrecalentado que se obtiene en la superficie se envía directamente a las turbinas las cuales accionan un generador eléctrico. El vapor húmedo a la salida se condensa para regresarse al yacimiento a través de pozos de inyección. Esta es una tecnología bien desarrollada y comercialmente disponible, con tamaños de turbina típicos en el rango de 35 a 120 Mw (Dickson y Fanelli, 2004)

2.3.2 Plantas de separación de vapor.

En yacimientos geotérmicos dominados por líquido, los pozos generalmente producen una mezcla de agua y vapor en la superficie. Esto se debe a que el fluido del yacimiento sufre un proceso de ebullición en el interior del pozo causado por la caída de presión a lo largo de la tubería. Cuando la

mezcla llega a la superficie, el vapor y el líquido se separan por medio de instalaciones adecuadas. El primero es utilizado para alimentar la turbina, mientras que el líquido se inyecta nuevamente al yacimiento.

Las plantas de separación de vapor se utilizan para producir electricidad de los sistemas de líquido dominante que están lo suficientemente calientes (150 – 370 °C) como para permitir la ebullición de una porción importante de líquido en la superficie. Se cuenta con tamaños de turbina típicos en el rango de 10 a 55 MW (Fig. 2.3; Dickson y Fanelli, 2004).

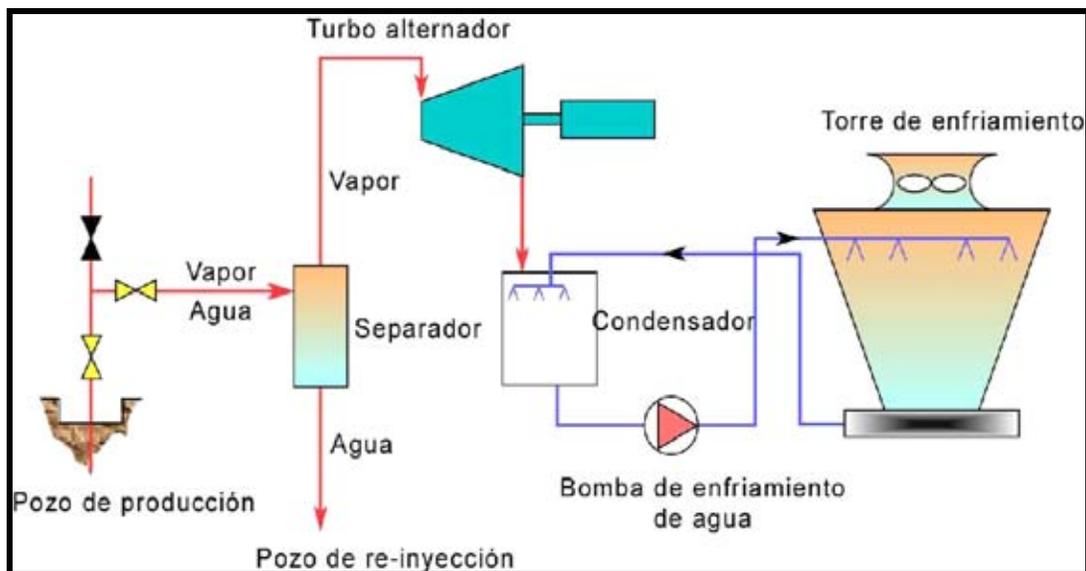


Figura 2.3 Esquema de una planta geotermoeléctrica de separación de vapor (Modificado de Dickson y Fanelli, 2004).

2.3.3 Plantas de Ciclo Binario.

Las plantas de ciclo binario son apropiadas para la explotación de los sistemas geotérmicos de líquido dominante que no están lo suficientemente

calientes ($120\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $180\text{ }^{\circ}\text{C}$) como para producir una importante ebullición del fluido geotérmico, y para utilizar el calor contenido en los fluidos de desecho de las plantas de separación de vapor.

En estas plantas, el calor que se obtiene del fluido geotérmico se transmite por medio de un intercambiador de calor a un fluido de trabajo secundario con un menor punto de ebullición (por lo general es un refrigerante). El fluido de trabajo se expande en una turbina, se condensa y se recalienta en otro ciclo (Fig. 2.4). Existen unidades de 1 a 25 MW. Actualmente existe en el mundo una capacidad instalada de aproximadamente 300 MW en este tipo de plantas (Dickson y Fanelli, 2004).

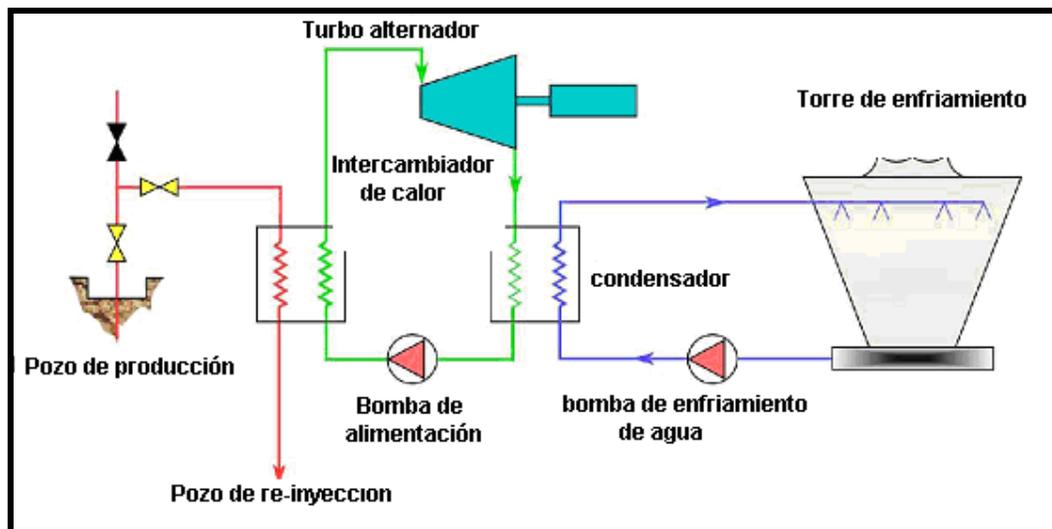


Figura 2.4 Esquema de una planta geotermoeléctrica de ciclo binario (Modificado de Dickson y Fanelli, 2004).

2.4 Actualidad Geotérmica en el Mundo.

La energía geotermia, tiene varias aplicaciones hoy en día (Lund et al., 2005). La aplicación directa se refleja gracias a los proyectos de explotación de



energía geotérmica de 72 países (Dickson y Fanelli, 2003; Lund et al., 2005; IGA, 2008). En mayo del 2005, se estimó la capacidad térmica mundial instalada en el orden de 28,268 MWt y una capacidad de energía eléctrica instalada de 8930 MW (Bertani, 2005). El uso de energía geotérmica en el mundo, se estima con base en la generación de 273,372 TJ/año (75,943 GWh/año). Estos datos representan un incremento del 7.5% del año 2000 al 2005.

La aplicación de la energía geotérmica a nivel mundial (Fig. 2.5) es aproximadamente el 32% para bombas de calor geotérmicas, 30% balnearios y piscinas, 20% sistemas de calefacción, 7.5% invernaderos, 4% industria, 4% acuicultura, 1% agricultura, 1% congeladores/aire acondicionado y 0.5% otros usos (Lund et al., 2005).

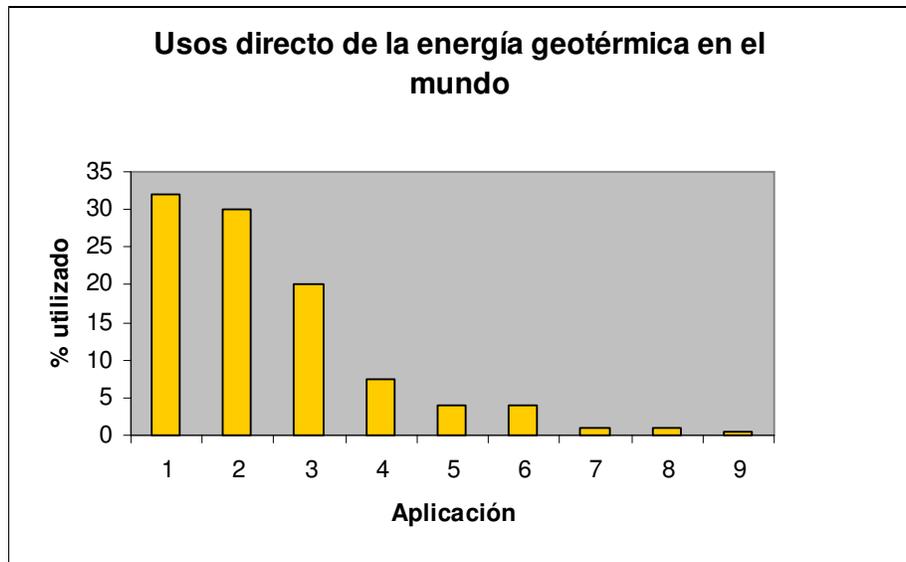


Figura 2.5 Aplicación de la energía geotérmica como usos directos en el mundo, el caso (1) corresponde a bombas de calor geotérmicas, (2) balnearios y piscinas, (3) sistemas de calefacción, (4) invernaderos, (5) a la industria, (6) la acuicultura, (7) la agricultura, (8) congeladores / aire acondicionado y (9) otros usos (Modificado de Lund et al., 2005).



Los resultados de las investigaciones y estudios realizados, permiten conocer en forma real, los avances en cuanto a la generación de energía eléctrica que ofrece este rubro de la Geotermia (Bertani, 2005). La tabla 2.1, muestra la capacidad geotérmica en el año 2008, la producción de energía durante el año, el número de unidades geotérmicas instaladas y el porcentaje de energía generada de los recursos geotérmicos en el mundo. La tabla 2.2, muestra la capacidad de producción de energía geotérmica en el mundo, durante los últimos 13 años (1995-2008).



Tabla 2.1 Producción de energía geotérmica en el mundo en el año 2005 (Modificado de Bertani, 2005; Lund, 2008).

País	Capacidad Instalada (MWe)	Producción Generada (MWe)	Producción Anual de Energía (GWh/año)	Número de Unidades	Porcentaje de Capacidad Nacional	Porcentaje de Energía Nacional
Australia	0.1	0.1	0.5	1	Mínimo	Mínimo
Austria	1.2	1.1	3.2	2	Mínimo	Mínimo
China	32.1	19	96	13	30% Tibet	30% Tibet
Costa Rica	162.5	163	1145	5	8.4	17
El Salvador	204.0	119	967	5	1.4	21
Etiopía	7.3	7.3	0	2	1	Mínimo
Francia- (Guadalupe)	14.7	15	102	2	9	9
Alemania	0.2	0.2	1.5	1	Mínimo	Mínimo
Guatemala	49.5	29	212	8	1.7	3
Islandia	456.0	202	1483	19	13.7	17.2
Indonesia	1000.0	838	6500	15	2.2	6.7
Italia	810.5	699	5300	32	1.0	1.9
Japón	537.3	530	3467	19	0.2	0.3
Kenia	127.0	129	1088	9	11.2	19.2
México	950.0	953	6300	36	2.2	3.1
Nueva Zelanda	434.0	403	2774	33	5.5	7.1
Nicaragua	77.5	38	271	3	11.2	9.8
Nueva Guinea	5.5	6	17	1	10.9	Mínimo
Filipinas	2000.0	1838	10000	57	12.7	19.1
Portugal	16.0	13	90	5	25	Mínimo
Rusia	79.0	79	85	11	Mínimo	Mínimo
Tailandia	0.3	0.3	1.8	1	Mínimo	Mínimo
Turquía	24.7	18	105	1	Mínimo	Mínimo
USA	2600.0	1935	18000	209	0.3	0.5
Total	9595.4	8035	58009	490		

En la tabla anterior se muestra el escenario mundial en cuanto a generación de energía eléctrica, y México (950.0 MWe) ocupa el cuarto lugar, después de Estados Unidos (2600.0 MWe), Filipinas (2000.0 MWe) e Indonesia (1000.0 MWe).



Tabla 2.2 Variaciones en la Capacidad de Instalación de Energía Geotérmica en el Mundo en el Periodo 1995-2007 (Modificado de Bertani, 2005; Lund, 2008).

País	1995 (MWe)	2000 (MWe)	2005 (MWe)	2007 (MWe)	2008 (MWe)
Australia	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Austria	0	0	1.2	1.2	1.2
China	29	29	28	32.1	32.1
Costa Rica	55	143	163	162.5	162.5
El Salvador	105	161	151	204.0	204.0
Etiopía	0	7.3	7.3	7.3	7.3
Francia	4.2	4.2	15	14.7	14.7
Alemania	0	0	0.2	0.2	0.2
Guatemala	0	33	33	49.5	49.5
Islandia	50	170	202	456.0	456.0
Indonesia	310	589	797	807.0	1000.0*
Italia	632	785	791	810.5	810.5
Japón	414	547	535	537.3	537.3
Kenia	45	45	129	127.0	127.0
México	753	755	953	953.5	950.0*
Nueva Zelanda	286	437	435	434.0	434.0
Nicaragua	70	70	77	77.5	77.5
Nueva Guinea	0	0	6	5.5	5.5
Filipinas	1227	1909	1930	1978.0	2000.0*
Portugal	5	16	16	16.0	16.0
Rusia	11	23	79	79.0	79.0
Tailandia	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Turquía	20	20	20	24.7	24.7
USA	2817	2228	2564	2936.5	2600.0*
Total	6833	7972	8933	9714.4	9595.4

* Datos recientemente publicados por Lund, 2008, del resto de los países no se reportan cambios significativos en la capacidad instalada.

Dada la información anterior, México ha tenido un cambio significativo en cuanto a la capacidad instalada de energía geotérmica durante el periodo 1995-2008. En el año de 1995, la capacidad de energía geotérmica instalada era de 753 MWe, para el año 2008 la capacidad instalada era del orden de 950.0 MWe, esto significa un aumento de 197.0 MWe comprendido en este periodo.



Considerando los proyectos a futuro, y la construcción de plantas de energía geotérmica, la estimación de la producción de energía eléctrica para el año 2010, es aproximadamente de 10,800 MWe (Bertani, 2005, Lund, 2008).

2.5 Actualidad Geotérmica en México.

Debido a sus particulares características geológico-estructurales, México cuenta con cuantiosos recursos geotérmicos. Actualmente existe una base de datos que incluye 2,332 manifestaciones geotérmicas distribuidas en 27 de los 32 Estados Mexicanos (Torres et al., 2005).

En México se operan cuatro campos geotérmicos (Quijano-León y Gutiérrez-Negrin, 2000; Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004; CFE, 2007) (Fig. 2.6, tabla 2.3):

- 1.- Cerro Prieto, en Baja California
- 2.- Los Azufres, en Michoacán
- 3.- Los Humeros, en Puebla
- 4.- Las Tres Vírgenes, en Baja California Sur

La capacidad total de energía geotérmica instalada en México es de 953 MWe, distribuidos en cuatro campos geotérmicos (figura 2.6, tabla 2.5). En estos campos operan treinta y seis unidades de tipos diversos (vapor seco, contrapresión y ciclo binario), entre 1.5 y 110 MWe, alimentadas por 197 Pozos con una producción combinada de 7,700 toneladas de vapor por hora (t/h). Estos pozos productores tienen profundidades entre 600 y 4,400 metros. El vapor sale acompañado por 8,750 t/h de salmuera, que se inyecta en 19 pozos inyectoros o se trata en una laguna de evaporación solar (p.ej. en Cerro Prieto la laguna tiene una área de 14 Km²). Durante el 2003, con el vapor producido, las unidades generaron 6,282 GWh, lo que representa el 3 % de la energía



eléctrica producida en México. La empresa pública Comisión Federal de Electricidad (CFE) opera todas las plantas y campos geotérmicos (Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004).

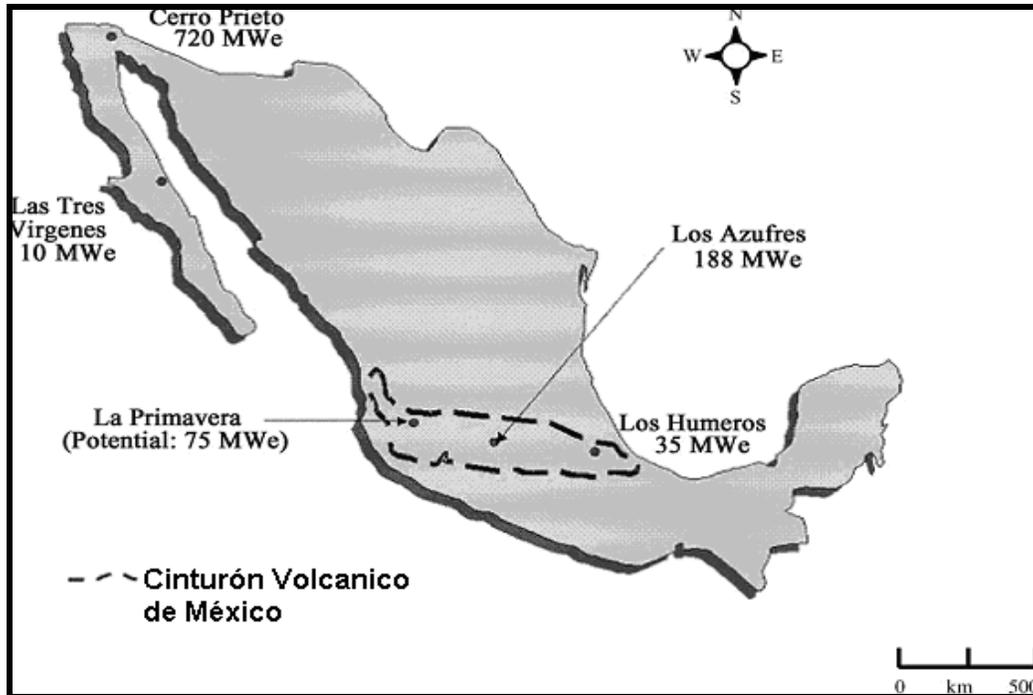


Figura 2.6 Campos geotérmicos que operan en México (Modificado de Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004).

2.5.1 Cerro Prieto, Baja California.

El campo Geotérmico de Cerro Prieto, se ubica a 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali, capital del estado de Baja California. Actualmente se han perforado alrededor de 171 pozos geotérmicos, cuya profundidad va de los 750 a 4,125 metros. La capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Cerro Prieto a la fecha, es de 720 MWe, distribuidos en 13 unidades y con una



producción anual de 5,112 GWh/año (Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004; CFE, 2007).

2.5.2 Los Azufres, Michoacán.

El campo geotérmico de Los Azufres, se encuentra en un ambiente geológico diferente al de Cerro Prieto, ya que se localiza dentro de la provincia del Cinturón Volcánico Mexicano (CVM). En la actualidad se han perforado alrededor de 58 pozos geotérmicos, cuya profundidad van desde los 627 metros a 3,544 metros. La capacidad instalada de energía eléctrica en Los Azufres, es de 188 MWe, distribuidos en 14 unidades, su producción anual es de 852 GWh/año (Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004; CFE, 2007).

2.5.3 Los Humeros Puebla

El campo geotérmico de los Humeros, se localiza dentro de una caldera de origen volcánico, que forma parte del sector oriental del Cinturón Volcánico Mexicano. Se cuenta aproximadamente con 40 pozos geotérmicos, con profundidades entre los 1,450 y 3,100 metros. La capacidad instalada de energía eléctrica en Los Humeros es de 35 MWe, distribuidos en 7 unidades y con una producción anual de 285.4 GWh/año (Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004; CFE, 2007).

2.5.4 Las Tres Vírgenes.

El campo Geotérmico de las Tres Vírgenes, esta formado por los volcanes El Viejo, El Azufre y La Virgen, localizados en la porción central de la Península de Baja California Sur, México. La capacidad instalada de energía eléctrica en Las Tres Vírgenes, es de 10 MWe, distribuidos en 2 unidades y



con una producción anual de 33 GWh/año (Gutiérrez-Negrin y Quijano-León, 2004; CFE, 2007).

Tabla 2.3 Datos geotérmicos en México (Modificado de Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2004).

Localización	Capacidad Instalada (MWe)	Número de Unidades	Producción Anual de Electricidad (GMh/año)
Cerro Prieto	720	13	5112
Los Azufres	188	14	852
Los Humeros	35	7	285
Las Tres Vírgenes	10	2	33
Total	953	36	6282

2.6 Uso Directo de la Energía Geotérmica en México.

En México, el uso directo de la energía geotérmica se limita sólo al secado de productos agrícolas (granos, frutas y vegetales), balnearios y piscinas, invernaderos, calefacción de edificios y otros (cultivo de hongos). Esto ha sido posible gracias a los proyectos de la CFE, para promover el uso de los recursos geotérmicos de los campos Los Azufres y Los Humeros. Además, la CFE canaliza los residuos geotérmicos del campo Cerro Prieto para la concentración y explotación mineral en un evaporador solar y lavanderías industriales (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2004; CFE, 2007).

2.7 Costos de Generación de Energía Geotérmica.

La instalación de una planta geotermoeléctrica está constituida por los pozos, los ductos que transportan los fluidos geotermales, la planta de



generación y frecuentemente, el sistema de pozos de re-inyección. La interacción de todos estos elementos influye fuertemente en los costos de inversión y por lo tanto deben estar sujetos a un cuidadoso análisis (Dickson y Fanelli, 2004).

Los fluidos de origen geotérmico pueden transportarse en tuberías termalmente aisladas a distancias razonablemente grandes. En condiciones ideales pueden ser de hasta 60 km de largo. Sin embargo, las tuberías, los equipos auxiliares necesarios (bombas, válvulas, etc) y su manutención, son todos bastante costosos y podrían pesar fuertemente en el costo de capital y en el costo de operación de la planta geotérmica (Augustine et al., 2006).

Para una idea cuantitativa acerca de las inversiones y de los costos se recomienda el World Energy Assessment Report (WEA) elaborado por UNDP, UN-DESA y el World Energy Council, publicado en el 2000. Los datos del WEA aparecen en las tablas 2.4 y 2.5, que también comparan la energía geotérmica con otras formas de energía renovable (Fridleifsson, 2001; Bakis, 2008).

Tabal 2.4 Energía y costos de inversión para producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables (Modificado de Bakis, 2008).

	Costo actual de la energía US ¢/kWh	Posible costo futuro de la energía US ¢/kWh	Costo de la planta a la entrega US \$/kW
Biomasa	5 - 15	4 - 10	900 - 3000
Geotérmica	2 - 10	1 - 8	800 - 3000
Eólica	5 - 13	3 - 10	1100 - 1700
Solar(fotovoltaica)	25 - 125	5 - 25	5000 - 10 000
Solar (electricidad térmica)	12 - 18	4 - 10	3000 - 4000
Mareomotriz	8 - 15	8 - 15	1700 - 2500



Tabla 2.5 Energía y costos de inversión para usos directos de fuentes renovables (Modificado de Bakis, 2008).

	Costo actual de la energía US ¢/kWh	Posible costo futuro de la energía US ¢/kWh	Costo de la planta a la entrega US \$/kW
Biomasa (incluye etanol)	1 - 5	1 - 5	250 - 750
Geotérmica	0.5 - 5	0.5 - 5	200 - 2000
Eólica	5 - 13	3 - 10	1100 - 1700
Calor solar de baja temperatura	3 - 20	2 - 10	500 - 1700

Los costos de perforación de pozos geotérmicos, requieren de un análisis más riguroso, ya que puede tener un costo elevado de uno a dos millones de dólares con el fin de extraer fluidos geotérmicos para la generación de energía eléctrica (Santoyo, 1997). Esta información se analizará más a detalle en el capítulo tres.



Capítulo 3

Fluidos de Perforación, Propiedades Reológicas y Herramientas Estadísticas.

3.1 Fluidos de perforación

El fluido de perforación, o lodo de perforación, se define como una suspensión de partículas coloidales en una fase líquida, capaz de mantener en suspensión a los recortes de la formación (Hernández, 1992). Estos fluidos son generalmente mezclas de bentonita y agua (formulaciones base-agua) resistentes a la alta temperatura y con una viscosidad muy estable a ésta, lo cual los hace idóneos para trabajar en los procesos de perforación de sitios térmicos (Bourgoyne et al., 1986; Santoyo *et al*, 2001, 2003).

Lo anterior hace referencia de la importancia de conservar una relación entre viscosidad plástica y punto de cedencia, procurando con esto, que los fluidos sean suficientemente fluidos y mantengan una velocidad aceptable al transportar los recortes hacia la superficie.

La buena selección de fluidos de perforación tiene gran importancia en la perforación de pozos geotérmicos, debido a que los elevados gradientes de temperatura, pueden afectar sus propiedades químicas, físicas y reológicas (viscosidad plástica, viscosidad aparente y punto de cedencia), haciéndolos inadecuados (Santoyo et al., 2001).



3.2 Funciones de los fluidos de perforación

Las principales funciones de los fluidos de perforación, se describen a continuación (Chilingarian 1983; Bourgoyne et al., 1986; Santoyo et al., 2001):

- 1.- Transporte de recortes
- 2.- Enfriar y lubricar la barrena y tubería de perforación
- 3.- Controlar las presiones debajo de la superficie
- 4.- Soportar parte del peso de la tubería y revestimiento

3.2.1 Transporte de recortes

El acarreo de los recortes de la formación es una de las funciones más importantes de los fluidos de perforación. El fluido que sale de la barrena ejerce una acción limpiadora sobre la misma y el fondo de la formación.

Esta función permite prolongar la vida útil de la barrena y por consiguiente una mayor eficiencia durante las operaciones de perforación. El fluido circulante transporta los recortes hacia la superficie (Santoyo et al., 2001). Por influencia de la gravedad, los recortes tienden a asentarse a través del fluido ascendente, pero circulando una cantidad de fluido suficiente a una velocidad considerable, es posible anular este efecto, logrando acarrear los recortes a la superficie. La efectividad del fluido de perforación para sacar los recortes a la superficie, depende de tres factores de gran importancia:



- ◆ Velocidad anular: Es un factor importante para acarrear los recortes a la superficie, con frecuencia se requieren de velocidades entre 300-650 m/min. Este factor depende de la capacidad de la bomba, diámetro del agujero y de la tubería de perforación.
- ◆ Densidad: Es el peso por unidad de volumen, ejerce un efecto de flotación sobre las partículas. Al aumentar la densidad de los lodos de perforación aumenta la capacidad de acarreo.
- ◆ Viscosidad: Es un factor de gran importancia en el acarreo de los recortes, el cual depende de la concentración, calidad y dispersión de los sólidos suspendidos.

3.2.2 Enfriamiento y lubricación

Se genera una gran cantidad de calor por fricción entre la barrena y la tubería de perforación en contacto con la formación. Hay poca oportunidad para que este calor se disipe a la formación, por lo que el fluido debe servir como líquido de enfriamiento (Santoyo et al., 2001).

El calor generado por la fricción (entre la barrena y el medio) se disipa al salir el fluido a la superficie. Aunque en bajo grado, el fluido posee propiedades lubricantes, la aplicación de fluidos combinado con agentes emulsificantes, aumenta su grado de lubricidad. Esto se manifiesta en el aumento de la vida de la barrena, reducción de la presión de bombeo, etc.

3.2.3 Control de presión bajo la superficie

La contención apropiada de las presiones de la formación, dependen de la densidad o peso del fluido (Santoyo et al., 2001). La presión normal en la profundidad es de 0.70 kg/m^2 , esta es la presión ejercida por una columna de



agua de la formación. Normalmente el peso del agua y de los sólidos recogidos de la superficie es suficiente para balancear las presiones de la formación. Sin embargo, algunas veces, presiones anormales requieren de un material pesado, finamente dividido, para aumentar la presión hidrostática del fluido.

3.2.4 Soporte del peso de la tubería y revestimiento

El fluido de perforación, cumple con otra función, la de sostener parte de la tubería de perforación y revestimiento. Esto se realiza mediante un empuje ascendente que obra en la tubería al estar sumergida en el fluido de perforación. Este efecto, depende de la profundidad a la que se encuentre la tubería y la densidad del fluido de perforación (Santoyo et al., 2001).

3.3 Clasificación de los fluidos

Los fluidos básicamente se clasifican en dos grupos: (1) Newtonianos y (2) No-Newtonianos. Dentro del segundo grupo, los fluidos se dividen en tres subgrupos: (i) independientes del tiempo, (ii) dependientes del tiempo y (iii) características sólidas. Los fluidos que se utilizan durante las operaciones de perforación de pozos geotérmicos son del tipo No-Newtoniano e independiente del tiempo.

3.3.1 Fluidos Newtonianos

Los fluidos Newtonianos son aquellos cuyo comportamiento de flujo está descrito por la “Ley de viscosidad de Newton”. Esta ley establece que a una temperatura y presión dadas, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte (API, 1980); esta constante de proporcionalidad es la viscosidad real de los fluidos Newtonianos (Figura 3.1). Todos los gases y la



mayor parte de los líquidos sencillos, se comportan de acuerdo a la ecuación 3.1 (Bird et al., 1980):

$$\tau_{yx} = \mu \frac{dv_x}{dy} \quad (3.1)$$

Donde τ_{yx} es el esfuerzo cortante, μ la viscosidad y $\frac{dv_x}{dy}$ el gradiente de velocidad de corte.

Esta ecuación describe un fluido Newtoniano; algunos ejemplos de este tipo de fluidos son: agua, glicerina, entre otros. El coeficiente de viscosidad se define como la razón entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. La viscosidad de un fluido Newtoniano describe de manera completa las características del flujo de ese fluido, ya que ésta es constante a todas las velocidades de corte.

3.3.2 Fluidos No-Newtonianos

De acuerdo con la ley de viscosidad de Newton, al representar gráficamente el esfuerzo cortante frente a la velocidad de corte para un fluido determinado, debe de obtenerse una línea recta que pasa por el origen de coordenadas y cuya pendiente es la viscosidad del fluido a una cierta temperatura y presión. (Figura 3.1).

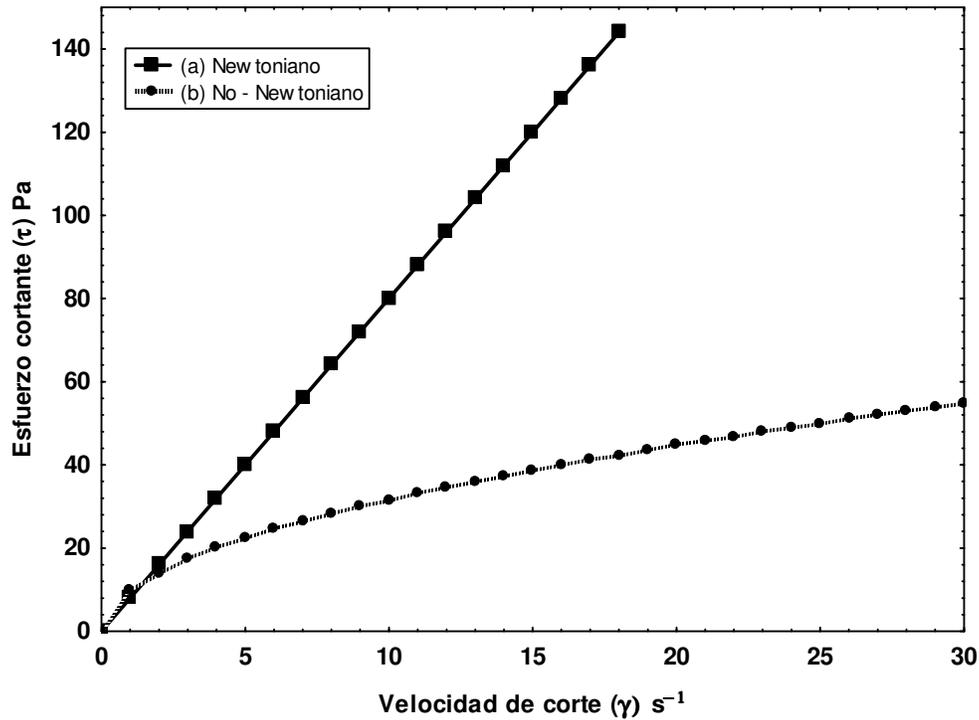


Figura 3.1 La línea (a) muestra el comportamiento de un fluido Newtoniano, en el cual el valor de la pendiente es la viscosidad por la relación proporcional ente el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. La línea (b) describe el comportamiento de un fluido No-Newtoniano, la relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte es la viscosidad aparente del fluido.

El comportamiento reológico, en estado estacionario, de la mayor parte de los fluidos no-Newtonianos puede establecerse mediante la ecuación 3.2:

$$\tau_{yx} = -\eta \frac{dv_x}{dy} \quad (3.2)$$

En donde η puede expresarse a su vez en función de $\frac{dv_x}{dy}$ o de τ_{xy} indistintamente. En las regiones en que η disminuye al aumentar el gradiente



de velocidad $-\frac{dv_x}{dy}$, el comportamiento se denomina pseudoplástico y dilatante en la que η aumenta con dicho gradiente; si η resulta independiente del gradiente de velocidad, el fluido se comporta como Newtoniano y por lo tanto $\eta = \mu$ (Bird et al., 1980).

Por lo tanto, los fluidos No-Newtonianos no manifiestan una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante, y por lo tanto no pueden representarse por la ecuación de viscosidad.

3.3.3 Fluidos independientes del tiempo

Son aquellos cuyo valor de velocidad-esfuerzo de corte no cambia con el tiempo. La figura 3.2 muestra la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante para los tres tipos de fluidos en los cuales se subdivide:

- a) Plástico de Bingham
- b) Pseudoplástico
- c) Dilatantes

3.3.3.1 Fluido plástico de Bingham

Las características de un fluido plástico de Bingham es que la relación velocidad de corte-esfuerzo cortante está representada por una línea recta que intercepta el eje de los esfuerzos en un punto diferente al origen. La implicación física de este comportamiento es que el fluido de Bingham requiere un valor finito de esfuerzo de corte para iniciar el flujo del fluido. A este valor mínimo de esfuerzo de corte se denomina “Punto de Cedencia” (Yield Point), el cual es un valor obtenido mediante la aplicación del modelo de Bingham.



El valor del punto de cedencia τ_0 es una indicación de las fuerzas de atracción entre los sólidos, y por lo tanto, de la desviación del comportamiento No-Newtoniano del fluido. La pendiente de la línea que parte del valor del punto de cedencia, se llama Viscosidad Plástica μ_p y es una medida del espesamiento del lodo. Ésta depende del contenido y tamaño de los sólidos y de la temperatura del fluido. Sustancialmente la temperatura afecta al fluido disminuyendo su viscosidad plástica, al ser menor la viscosidad de la fase líquida.

Matemáticamente la relación para el fluido Bingham se puede expresar en la ecuación 3.3:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \gamma \quad (3.3)$$

En esta ecuación el punto de cedencia τ_0 se expresa (para efectos del presente trabajo) en Pa, la viscosidad plástica μ_p en Pa.s y la velocidad de corte γ en s^{-1} .

3.3.3.2 Fluidos pseudoplásticos

Los materiales pseudoplásticos incluyen la mayoría de los fluidos No-Newtonianos y abarcan soluciones o disoluciones poliméricas, fluidos de base-agua, así como suspensiones de pulpa de papel o pigmentos. En general, la curva del flujo es una recta en la gráfica logarítmica que se define mediante la ecuación 3.4, conocida como Ley de Potencia (Perry y Chilton, 1982).

$$\tau = K \left(\frac{dv}{dr} \right)^n \quad \text{en donde } n < 1 \quad (3.4)$$



La constante K es la medida de la viscosidad del fluido, la cual es uniforme para un fluido dado, y el factor de potencia n es una medida del grado de desviación del comportamiento de un fluido Newtoniano, este factor es uniforme para un flujo dado y está determinada por la pendiente de la recta.

Si el valor n es igual a 1, el fluido es Newtoniano, si n es mayor que 1, el fluido es dilatante y si n es menor que 1, el fluido es pseudoplástico.

La viscosidad aparente está dada por la ecuación 3.5:

$$\mu_a = K \left(-\frac{dv}{dr} \right)^n \quad (3.5)$$

3.3.3.3 Fluidos dilatantes

Los materiales dilatantes presentan un comportamiento reológico opuesto a los pseudoplásticos. La figura 3.2 muestra el comportamiento típico del flujo; como se puede ver, la viscosidad aparente aumenta al incrementarse la razón del esfuerzo cortante.

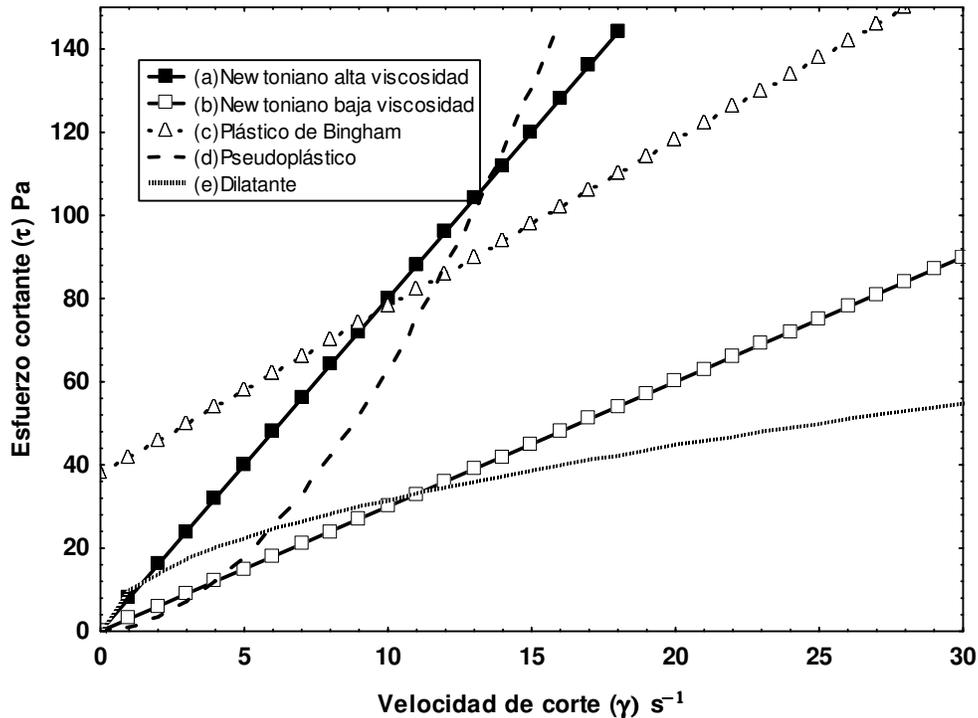


Figura 3.2 Muestra la clasificación de los fluidos en dos grupos: el primero del tipo Newtonianos (a y b) y el segundo del tipo No-Newtonianos (c, d y e), el segundo, a su vez, muestra la clasificación de fluidos independientes del tiempo en: plástico de Bingham (c), pseudoplástico (d) y dilatante (e).

3.4 Reología de fluidos de perforación

La determinación de las propiedades reológicas (velocidad de corte, esfuerzo cortante y viscosidad) es importante en el estudio experimental de los fluidos No-Newtonianos (Núñez et al., 2003).

El éxito o fracaso en la perforación de un pozo geotérmico depende, hasta cierto punto, de la elección apropiada del fluido, la cual se realiza de acuerdo con el medio que se va a perforar, fluidos a encontrar, entre otros. (Santoyo et al., 2001).



Las propiedades de velocidad de corte-esfuerzo cortante involucran mediciones y análisis matemáticos para observar el comportamiento del flujo de los fluidos de perforación. Para ello se requiere la aplicación o el uso de los diferentes modelos reológicos propuestos en la literatura.

El estudio reológico de los fluidos de perforación de pozos geotérmicos en el presente trabajo tuvo como objetivo establecer una metodología para el cálculo de sus coeficientes de transferencia de calor convectivo (como se explicará en el capítulo 4). Es importante describir de forma concisa las propiedades reológicas como son velocidad de corte, esfuerzo cortante y viscosidad.

3.4.1 Velocidad de corte (γ)

La velocidad de corte es la velocidad a la cual una partícula del fluido es desplazada de otra partícula dividida por la distancia entre ellas. El gradiente de velocidad es el cambio de velocidad ΔV con respecto a la distancia a la pared del tubo h (API, 1980).

$$\gamma = \text{Gradiente de Velocidad} = \frac{\Delta V}{h} \left[\frac{1 \text{ cm/s}}{1 \text{ cm}} = 1 \frac{1}{\text{s}} = \text{s}^{-1} \right] \quad (3.6)$$

Este gradiente juega un papel importante en la expresión de los modelos reológicos y por lo tanto la definición de la velocidad de corte está en función del gradiente de velocidad y distancia, como se observa en la ecuación 3.7:

$$\gamma = \frac{dV}{dr} \quad (3.7)$$

Donde V = Velocidad



r = Distancia

La velocidad de corte en la tubería está en función de la velocidad promedio \bar{V} y el diámetro de la tubería D , ecuación 3.8:

$$\gamma = f\left(\frac{8\bar{V}}{D}\right) \quad (3.8)$$

En esta ecuación, el cálculo de \bar{V} se realiza como se indica en la ecuación 3.9:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (3.9)$$

Donde: Q = flujo volumétrico

A = área de sección transversal

Para tuberías con espesor de diámetro exterior (D_2) y diámetro interior (D_1), la velocidad de corte se calcula utilizando la ecuación 3.10:

$$\gamma = f\left(\frac{12V}{D_2 - D_1}\right) \quad (3.10)$$

El cálculo de V se lleva a cabo a través de la ecuación 3.11:

$$V = \left(\frac{4Q}{\pi(D_2^2 - D_1^2)}\right) \quad (3.11)$$

El comportamiento de estas funciones depende de los modelos reológicos, de la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante



(API,1980).

3.4.2 Esfuerzo cortante (τ)

El esfuerzo de corte está relacionado con la fuerza requerida para sostener el flujo de un fluido en particular; ésta es una fuerza por unidad de área y puede ser considerada como un momentum del flujo a través de un área dada.

El esfuerzo cortante τ está dado por la ecuación 3.12 (API, 1980):

$$\tau = \frac{F}{A} [N/m^2; Pa] \quad (3.12)$$

Donde: F = fuerza aplicada

A = área expuesta a dicha esfuerzo

En tuberías de diámetro D la fuerza aplicada a la columna del líquido a través de la tubería se expresa como la presión ejercida en él P , del cual se obtiene la ecuación 3.13:

$$F = \frac{P\pi D^2}{4} \quad (3.13)$$

El área del fluido transversal en contacto a lo largo de la tubería está dado por la ecuación 3.14.

$$A = \pi DL \quad (3.14)$$



Por lo tanto el esfuerzo cortante estará dado por la ecuación 3.15:

$$\tau = \frac{F}{A} = \frac{\frac{P\pi D^2}{4}}{\pi DL} = \frac{DP}{4L} \quad (3.15)$$

Para tuberías con diámetro exterior (D_2) y diámetro interior (D_1), el esfuerzo cortante se calcula utilizando la ecuación 3.16:

$$F = \frac{P\pi D_2^2}{4} - \frac{P\pi D_1^2}{4} = P\pi \left(\frac{D_2^2 - D_1^2}{4} \right) \quad (3.16)$$

$$A = \pi D_2 L + \pi D_1 L = \pi L (D_2 + D_1) \quad (3.17)$$

$$\tau = \frac{F}{A} = \frac{\frac{P\pi}{4} (D_2 - D_1) (D_2 + D_1)}{\pi L (D_2 + D_1)} = \frac{P(D_2 - D_1)}{4L} \quad (3.18)$$

La velocidad de corte y el esfuerzo cortante son las dos propiedades básicas involucradas en el flujo de un fluido. La velocidad de corte está relacionada con la velocidad de movimiento y el esfuerzo cortante con las fuerzas transmitidas al flujo.

3.4.3 Viscosidad (μ)

La evaluación de los fluidos de perforación se lleva a cabo mediante estudios de reología, en donde se busca determinar el comportamiento de la viscosidad y su estabilidad con respecto a la temperatura que prevalece



durante las operaciones de perforación.

Con el objeto de conocer estas características fisicoquímicas, es de fundamental importancia determinar sus propiedades reológicas a través de mediciones reométricas de velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) y esfuerzo cortante (τ). Este tipo de determinaciones son tareas experimentales complejas debido a que este tipo de fluidos exhibe generalmente un comportamiento no-lineal o no-Newtoniano (descrito en párrafos anteriores) entre estas dos variables experimentales $\dot{\gamma}$ - τ (Robertson y Stiff, 1976; Lauzon y Reid, 1979). El comportamiento No-Newtoniano que muestran los fluidos incide en forma significativa en su viscosidad (μ) (Caldiño-Villagómez *et al.*, 2002).

Por lo antes mencionado, es importante dar una breve descripción de esta propiedad de transporte del fluido. La *viscosidad* se puede definir como una medida de la resistencia a la deformación del fluido (Chilingarian, 1983). Dicho concepto se introdujo anteriormente en la Ley de Newton, la cual relaciona el esfuerzo de corte aplicado y la velocidad de corte adoptada por el fluido de perforación (ecuación 3.19).

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} [Pa / s] \quad (3.19)$$

Donde:

τ = esfuerzo cortante (Pa)

$\dot{\gamma}$ = velocidad de corte (s^{-1})

Existen tres tipos de viscosidad: (i) la viscosidad dinámica, (ii) la viscosidad cinemática, y (iii) la viscosidad aparente (figura 3.3).



3.4.3.1 Viscosidad dinámica

La viscosidad dinámica o absoluta, denominada “ μ ”, se determina derivando el esfuerzo de corte con respecto a la velocidad de corte en un punto dado de la curva que caracteriza al fluido. Se define también como la pendiente en cada punto de dicha curva (Casson, 1959; Lauzon y Reid, 1979; API, 1980). Dicho comportamiento está dado por la siguiente ecuación:

$$\mu = \frac{d\tau}{d\gamma} \quad [Pa \cdot s] \quad (3.20)$$

Donde:

$d\tau$ = esfuerzo cortante

$d\gamma$ = velocidad de corte

3.4.3.2 Viscosidad aparente

La viscosidad aparente “ η ” se define como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación (las unidades de medición son $Pa \cdot s$ o *Centipoise* (Cp)). Este término es el que se utiliza en la literatura y que cabe notar que no es precisamente la viscosidad de un fluido de comportamiento No-Newtoniano (ver ecuación 3.19).

3.4.3.3 Viscosidad cinemática

Por último, existe otro término de viscosidad “ ν ” denominado viscosidad cinemática, que relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido utilizado. Su ecuación es la siguiente:



$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad [Cst; Centistokes] \quad (3.21)$$

Donde:

v : viscosidad cinemática

μ : viscosidad dinámica

ρ : densidad del fluido

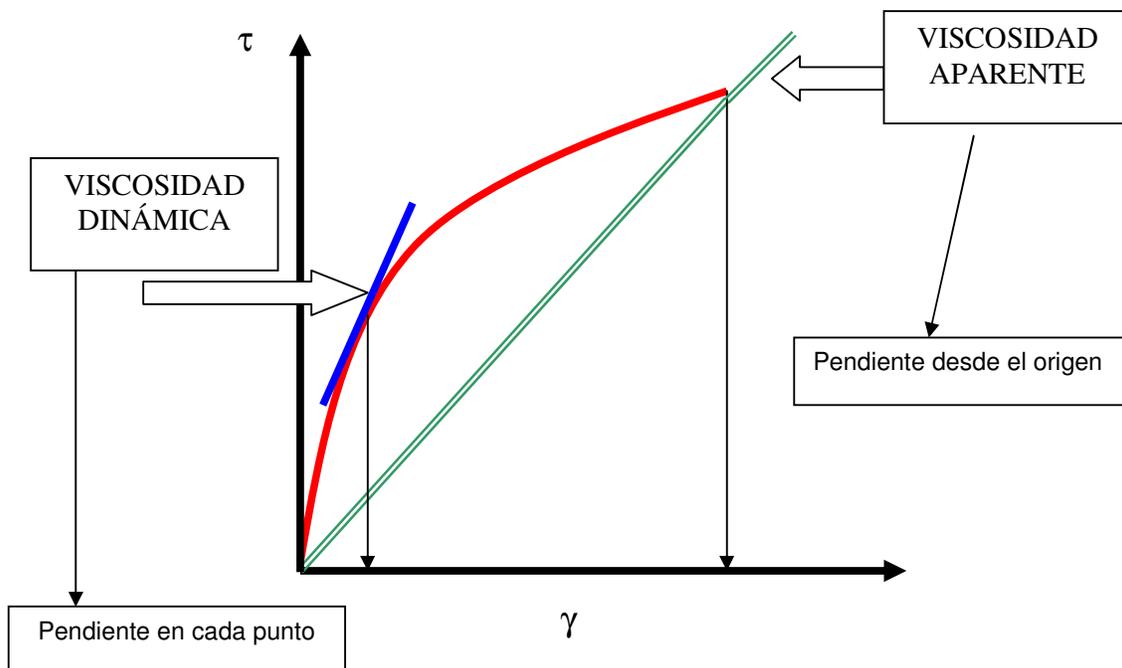


Figura 3.3 La línea recta muestra la relación proporcional entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante dando como resultado la viscosidad aparente, mientras que la viscosidad dinámica es evaluada en cualquier punto (pendiente) de la curva que caracteriza al fluido No-Newtoniano.

3.5 Modelos reológicos

La correlación de las variables reológicas ($\gamma - \tau$) se realiza mediante el



uso de modelos reológicos (matemáticos), entre los cuales destacan los modelos convencionales (Weir y Bailey, 1996; Kok y Alikaya, 2004) de: (i) plástico de Bingham, M-BN (Bingham, 1922); (ii) Ley de Potencia, M-PL (Oswald, 1925); (iii) Robertson-Stiff, M-RS (Robertson y Stiff, 1976); (iv) Casson, M-CS (Casson, 1957); (v) Sisko, M-SK (Sisko, 1958); (vi) Herschel-Bulkley, M-HB (Herschel y Bulkley, 1926); (vii) el modelo cuadrático, M-QR (Andaverde et al., 2005); (viii) Robertson y Stiff modificado M-RSM (Robertson y Stiff, 1976) y (ix) Sisko modificado, M-SKM (Sisko, 1958). En el cuadro 3.1 se presentan las ecuaciones de cada uno de los modelos antes citados, los parámetros que se requiere calcular.

En el presente trabajo se analizaron los modelos reológicos de regresión para fluidos de perforación de tipo No-Newtoniano antes mencionados. Los criterios de selección de estos modelos fueron que las ecuaciones del modelo reológico representaran un caso particular de la expresión generalizada mostrada en la ecuación 3.22;

$$\tau = a + b\gamma + c(d + \gamma)^n \quad (3.22)$$

A continuación se presentan para cada uno de los modelos, la ecuación que relaciona a la velocidad de corte (γ) con el esfuerzo cortante (τ). La relación entre estas variables puede ser también escrita de la forma siguiente:

$$\tau = f(\gamma, \phi) + \varepsilon \quad (3.23)$$

donde ϕ y ε representan a los parámetros reométricos de cada tipo de modelo y el error aleatorio de ajuste de cada modelo, respectivamente. A continuación se describen en forma concreta cada modelo reológico.



3.5.1 Modelo Plástico de Bingham (M-BN; Bingham; 1922).

Este modelo muestra una relación directamente proporcional entre γ y τ . Estas variables están relacionadas mediante la ecuación 3.24 y en ella se determinan dos parámetros (a , b). El parámetro a representa el punto de cedencia y el b la viscosidad plástica.

$$\tau = a + b\gamma \quad (3.24)$$

3.5.2 Modelo Ley de Potencia (M-PL; Oswald, 1925)

Este modelo muestra una relación no lineal entre γ y τ (ecuación 3.25). Los parámetros que se determinan son c y n , siendo $n < 1$ para fluidos pseudoplásticos, $n > 1$ para fluidos dilatantes y $n = 1$ para fluidos newtonianos.

$$\tau = c\gamma^n \quad (3.25)$$

En el caso particular de que $n = 1$, tendríamos que c representa la viscosidad de un fluido newtoniano.

3.5.3 Modelo Robertson-Stiff (M-RS; Robertson y Stiff, 1976)

En este modelo reológico, la relación entre γ y τ es representada por la ecuación 3.26 y en ella se determinan 3 parámetros (c , d , n). Los valores de n , al igual que en el modelo anterior, determinan el tipo de fluido.



$$\tau = c(d + \gamma)^n \quad (3.26)$$

Este modelo tiene la característica de que puede englobar a los dos anteriores ya que si $d = 0$ tenemos el modelo de ley de Potencia, y si $n = 1$ tendríamos el modelo de Bingham.

3.5.4 Modelo de Casson (M-CS; Casson, 1957)

La relación entre γ y τ presenta un comportamiento no lineal (ecuación 3.27) y en él se determinan los valores de a y b , siendo \sqrt{a} el punto de cedencia y \sqrt{b} la viscosidad plástica.

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{a} + \sqrt{b}\gamma \quad (3.27)$$

3.5.5 Modelo de Herschel-Bulkley (M-HB; Herschel y Bulkley, 1926)

Este es un modelo de tres parámetros (a , c , n) para la relación entre γ y τ (ecuación 3.28) y puede describir la ecuación del modelo de Bingham (si $n = 1$) y la ley de potencia (si $a = 0$).

$$\tau = a + c\gamma^n \quad (3.28)$$

3.5.6 Modelo de Sisko (M-SK; Sisko, 1958)

Este es un modelo matemático de tres parámetros (b , c , n , ecuación 3.29) y puede englobar a los modelos de Bingham, Ley de Potencia y Herschel-Bulkley.



$$\tau = b\gamma + c\gamma^n \quad (3.29)$$

3.5.7 Modelo Cuadrático (M-QR; Andaverde et al., 2005)

Este modelo es propuesto a raíz de la de los resultados obtenidos en el trabajo de Andaverde et al. (2005) para el cálculo de temperaturas estabilizadas de formación. Es un caso particular de la ecuación 3.22 y se representa mediante la ecuación 3.30. Este modelo, aunque es sencillo en su aplicación, permite en muchos de los casos lograr un ajuste significativo entre γ y τ .

$$\tau = a + b\gamma + c\gamma^2 \quad (3.30)$$

3.5.8 Modelo Robertson-Stiff Modificado (M-RSM; Robertson y Stiff, 1976)

En este modelo reológico, la relación entre γ y τ es representada por la ecuación 3.31 y en ella se determinan 4 parámetros (a, c, d y n). Los valores de n, al igual que en la ecuación 3.25, determinan el tipo de fluido.

$$\tau = a + c(d + \gamma)^n \quad (3.31)$$

3.5.9 Modelo de Sisko Modificado (M-SKM; Sisko, 1958)

Este es un modelo matemático de cuatro parámetros (a, b, c, n, ecuación 3.32) y puede englobar a los modelos de Bingham, Ley de Potencia y Herschel-Bulkley.

$$\tau = a + b\gamma + c\gamma^n \quad (3.32)$$



Tabla 3.1.- Ecuaciones de los modelos reológicos bajo estudio y los parámetros determinados en cada caso para su mejor visualización.

Modelo reológico	Ecuación $\tau = a + b\gamma + c(d + \gamma)^n$	Parámetros calculados				
		a	b	c	d	n
(M-BN) Plástico de Bingham	$\tau = a + b\gamma$	√	√			
(M-PL) Ley de potencia	$\tau = c\gamma^n$			√		√
(M-RS) Robertson-Stiff	$\tau = c(d + \gamma)^n$			√	√	√
(M-CS) Casson	$\sqrt{\tau} = \sqrt{a} + \sqrt{b\gamma}$	√	√			
(M-HB) Herschel-Bulkley	$\tau = a + c\gamma^n$	√		√		√
(M-SK) Sisko	$\tau = b\gamma + c\gamma^n$		√	√		√
(M-QR) Cuadrático	$\tau = a + b\tau + c\gamma^2$	√	√	√		
(M-RSM) Robertson-Stiff	$\tau = a + c(d + \gamma)^n$	√		√	√	√
(M-SKM) Sisko	$\tau = a + b\gamma + c\gamma^n$	√	√	√		√

3.6 Herramientas estadísticas

Existen diferentes metodología aplicables para el tratamiento de datos univariados (Verma, 2005). En el presente trabajo de investigación se aplicaron herramientas estadísticas para evaluar la base datos de series de mediciones reológicas (ver capítulo 4), así como la base de datos generada de valores de viscosidad y coeficientes convecinos (ver capítulo 4). Las principales pruebas



aplicadas al presente trabajo se describen a continuación.

3.6.1 Histogramas

Los valores obtenidos de γ , τ y μ ($x_1, x_2, x_3, \dots, x_{n-1}, x_n$, respectivamente en cada variable) son los datos iniciales (n = número de datos individuales), y que $x_{(1)}, x_{(2)}, x_{(3)}, \dots, x_{(n-1)}, x_{(n)}$ es un arreglo ordenado de estos datos donde $x_{(1)}$ es la observación más pequeña y $x_{(n)}$ la más grande. Se puede graficar los n datos en un histograma, y para ello se utilizó el programa de cómputo Statistica versión 6.

A partir de la construcción de un histograma (Verma y Santoyo, 2003), se puede verificar si los datos representan:

- a) Una distribución Gaussiana o normal.
- b) Una distribución sesgada.
- c) Una distribución con la presencia de posibles valores desviados o aberrantes.

3.6.2 Distribución Gaussiana o Normal

Una distribución Gaussiana o normal de una población con la media μ y la desviación estándar σ se define como (ecuación 4.3):

$$P_G(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right] \quad (3.33)$$

En muchas de las ciencias e ingenierías, incluyendo la Geoquímica, casi siempre se trabaja con muestras relativamente pequeñas.



3.6.3 Media

Debido a la presencia de los errores aleatorios en cualquier experimento para estimar un parámetro físico o químico, el valor de la media aritmética o la media (\bar{x}) se estima mediante la suma de los datos individuales univariados y su división entre el número total (n) de los datos (Verma, 2005). Este parámetro es usado para expresar la tendencia central o parámetro de localización de un conjunto de datos y se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (3.34)$$

3.6.4 Desviación Estándar

La desviación estándar (s) es un parámetro frecuentemente usado como medida de la dispersión. Se trata de una medida la cual se obtiene de los datos experimentales cuando muestran o presentan una distribución normal. Cuando éstos no sean normales y contengan valores desviados, esta medida proporcionará una estimación de la dispersión más amplia que para los datos normales y se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}} \quad (3.35)$$



3.6.5 Coeficiente de Variación (cv)

El coeficiente de variación (cv) se define como:

$$cv = \frac{s}{\bar{x}} \quad (3.36)$$

Ésta es una medida relativa de la dispersión y representa el valor relativo de la desviación estándar con respecto a la media, por lo tanto, no depende de la unidad de la medición.

3.6.6 Pruebas F y t

Las pruebas de relación F (*Fisher*), permiten realizar una prueba estadística de una o más muestras (por ejemplo que las medias o las desviaciones estándar son iguales), y se requiere, por lo general: (1) formular adecuadamente una hipótesis nula (H_0) y una hipótesis alterna (H_1), la primera se formula como “las muestras tienen la misma varianza” y la segunda “las muestras tienen varianzas diferentes”; (2) calcular el valor de un estadístico (Ec. 3.37) donde $F \geq 1$, en caso de que esta ecuación arroje un valor < 1 , se debe calcular el estadístico con la ecuación 3.38. Esta función matemática es apropiada para resolver la validez estadística de dichas hipótesis; (3) comparar el valor del estadístico calculado con el valor crítico a un determinado nivel de confianza o nivel de significancia (se recomienda un nivel de confianza del 99%; Verma, 2005), y con grados de libertad $\nu_1 = (n_y - 1)$ y $\nu_2 = (n_x - 1)$ (los valores crítico fueron tomados de Verma, 2005). Si el estadístico calculado es menor que el valor crítico se acepta la hipótesis nula y se rechaza la hipótesis alterna, de lo contrario se rechaza H_0 y se acepta H_1 .



$$F = \frac{s_x^2}{s_y^2} \quad (3.37)$$

$$F = \frac{s_y^2}{s_x^2} \quad (3.38)$$

La prueba t de Student es para comparar las medias de dos muestras después de haber aplicado la prueba F. La hipótesis nula (H_0) establece que “las medias de las muestras son iguales” y la hipótesis alterna H_1 indica que “las medias de las muestras son diferentes”. Si las varianzas son iguales (resultado de la prueba F) el estadístico t es calculado con la ecuación 3.39, 3.40 y 3.41, el valor es comparado con un valor crítico (Verma, 2005) a un cierto nivel de confianza y con grados de libertad ($n_x + n_y - 2$), si el valor del estadístico es menor que el crítico la hipótesis nula se acepta, de lo contrario se rechaza.

Si las varianzas son diferentes (resultado de la prueba F) el estadístico t es calculado con la ecuación 3.42 y se procede a concluir cuál de las hipótesis debe ser aceptada (de acuerdo al procedimiento anterior) y con grados de libertad de acuerdo a la ecuación 3.43.

La prueba t de Student cuando las varianzas son iguales se calcula con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{s \left(\sqrt{\frac{1}{n_x} + \frac{1}{n_y}} \right)} \quad (3.39)$$



Donde $|\bar{x} - \bar{y}|$ es la diferencia absoluta de las dos medias, y s es la desviación estándar, la cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 + \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{(n_x + n_y - 2)}} \quad (3.40)$$

Si los datos individuales no están disponibles, no es posible utilizar la ecuación 3.40, y por tanto, utilizando las desviaciones estándar respectivas se calcula la desviación combinada con la ecuación:

$$s = \sqrt{\frac{(n_x - 1)s_x^2 + (n_y - 1)s_y^2}{(n_x + n_y - 2)}} \quad (3.41)$$

La prueba t de Student cuando las varianzas no son iguales se calcula con:

$$t = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{\sqrt{\frac{s_x^2}{n_x} + \frac{s_y^2}{n_y}}} \quad (3.42)$$

Los grados de libertad están dados por la ecuación:

$$v = \frac{\left(\frac{s_x^2}{n_x} + \frac{s_y^2}{n_y}\right)^2}{\left(\frac{s_x^4}{n_x^2(n_x - 1)} + \frac{s_y^4}{n_y^2(n_y - 1)}\right)} \quad (3.43)$$



3.6.7 Regresión lineal ordinaria

La regresión lineal ordinaria (RLO), es el tipo de regresión comúnmente usado en las calibraciones (Verma, 2005). Para que la RLO sea un procedimiento válido, deben cumplirse una serie de suposiciones o condiciones:

- a) Todos los errores se encuentran en la dirección del eje y, por lo tanto el eje x es libre del error (se tolera un error no mayor al 10% del error en y).
- b) Los errores en y se distribuyen en forma normal (Gaussiana) y
- c) Los errores del eje y son independientes del valor de x, los errores en y son iguales (errores homosedásticos).

La línea recta resultante de la RLO (Miller y Miller, 2000), puede expresarse para pares de n datos (x_i , y_i) con la siguiente ecuación:

$$y = a + bx \quad (3.44)$$

Donde la pendiente b está dada por la ecuación:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n \left\{ \left(x_i - \bar{x} \right) \left(y_i - \bar{y} \right) \right\}}{\sum_{i=1}^n \left(x_i - \bar{x} \right)^2} \quad (3.45)$$

y el intercepto a por la ecuación:

$$a = \bar{y} - b\bar{x} \quad (3.46)$$



3.6.8 Pruebas de discordancia en muestras univariadas

Las pruebas de discordancia son para evaluar si los datos extremos $x_{(1)}$ o $x_{(n)}$ o $x_{(2)}$ o $x_{(n-1)}$ o una combinación de estos valores son valores desviados. Un valor desviado (outlier) se define como una observación en un conjunto de observaciones que parece inconsistente con el resto de los datos en el mencionado conjunto (Verma, 2005). Las pruebas estadísticas aplicadas en el presente trabajo se clasifican en cuatro tipos principales:

- (i) El estadístico de la desviación o la dispersión: que emplea en el numerador una medida de la distancia de un dato desviado con respecto al parámetro de tendencia central de los datos, y el denominador una medida de la dispersión total de los datos. Las pruebas aplicadas en este tipo son el N1 de valor más alto $x_{(n)}$, el N1 de valor más bajo $x_{(1)}$, el N2 de valores extremos $x_{(n)}$ o $x_{(1)}$ (ver tabla 3.2).
- (ii) El estadístico de la suma de cuadrados: es la relación de las sumas de los cuadrados para una muestra reducida que no contiene el o los datos a probar y la muestra total. Las pruebas de este grupo se denominan tipo Grubbs. Las pruebas aplicadas en este tipo son el $N4K=1$ de valor más alto $x_{(n)}$ y el $N4K=1$ de valor más bajo $x_{(1)}$ (ver tabla 3.2).
- (iii) El estadístico de exceso o de dispersión: representa la relación de la diferencia entre la distancia un dato desviado y su vecino más cercano o el próximo al más cercano y el intervalo total de los datos, pero no la desviación estándar. Las pruebas de esta categoría se llaman tipo Dixon. Las pruebas aplicadas en este tipo son el N7 de



valor más alto $x_{(n)}$ y el N8 de valores extremos, N9 de valor más alto $x_{(n)}$ y el N9 de valor más bajo $x_{(1)}$, $x_{(n)}$ y el N10 de valor más alto $x_{(n)}$ y el N10 de valor más bajo $x_{(1)}$ (ver tabla 3.2).

- (iv) El estadístico de momento de alto orden: corresponde a la medida de asimetría o sesgo, conocida como tercer momento (skewness) y el coeficiente de curtosis o cuarto momento. Las pruebas aplicadas en este tipo son el N14 y N15 de valores extremos $x_{(n)}$ o $x_{(1)}$ (ver tabla 3.2).

Tabla 3.2 Pruebas de discordancia para las muestra univariadas normales con K=1 (modificado de Verma, 2005)

Tipo de Estadístico*	Clave**	Descripción de la prueba**	Valores probados**	Estadístico de la prueba**	Significado de la prueba***
(i)	N1	Más alto	$x_{(n)}$	$TN1_{(a)} = (x_{(n)} - \bar{x}) / s$	Mayor que
	N1	Más bajo	$x_{(1)}$	$TN1_{(a)} = (\bar{x} - x_{(1)}) / s$	Mayor que
	N2	Extremo	$x_{(n)}$ o $x_{(1)}$	$TN2 = Max : \left[\begin{array}{l} (x_{(n)} - \bar{x}) / s, \\ (\bar{x} - x_{(1)}) / s \end{array} \right]$	Mayor que
(ii)	N4	K=1 Más alto	$x_{(n)}$	$TN4_{(a)} = S^2_{(n)} / S^2$	Menor que
	N4	K=1 Más bajo	$x_{(1)}$	$TN4_{(a)} = S^2_{(1)} / S^2$	Menor que
	N7	Más alto	$x_{(n)}$	$TN7_{(a)} = (x_{(n)} - x_{(n-1)}) / (x_{(n)} - x_{(1)})$	Mayor que
	N8	Extremo	$x_{(n)}$ o $x_{(1)}$	$TN8 = \left[\begin{array}{l} (x_{(n)} - x_{(n-1)}) / \\ (x_{(n)} - x_{(1)}), \\ (x_{(2)} - x_{(1)}) / \\ (x_{(n)} - x_{(1)}), \end{array} \right]$	Mayor que



(iii)	N9	Más alto	$x_{(n)}$	$TN9_{(a)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(2)})}$	Mayor que
	N9	Más bajo	$x_{(1)}$	$TN9_{(b)} = \frac{(x_{(2)} - x_{(1)})}{(x_{(n-1)} - x_{(1)})}$	Mayor que
	N10	Más alto	$x_{(n)}$	$TN10_{(b)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(3)})}$	Mayor que
	N10	Más bajo	$x_{(1)}$	$TN10_{(b)} = \frac{(x_{(2)} - x_{(1)})}{(x_{(n-2)} - x_{(1)})}$	Mayor que
(iv)	N14	Extremo	$x_{(n)} \text{ o } x_{(1)}$	$TN14 = n^{1/2} \frac{\left\{ \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3 \right\}}{\left\{ \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right\}^{3/2}}$	Mayor que
	N15	Extremo	$x_{(n)} \text{ o } x_{(1)}$	$TN15 = n \frac{\left\{ \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4 \right\}}{\left\{ \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right\}^2}$	Mayor que

* Muestra el tipo de prueba de discordancia explicado anteriormente para datos univariados

** Define el tipo de prueba, el dato a probar y el estadístico de la prueba

*** El valor obtenido en cada estadístico es comparado con un valor crítico a un nivel de confianza del 99% (0.01) sugerido por Verma, 2005 y para el caso el cual resulte mayor que el dato analizado es rechazado y si el caso es viceversa, es decir, menor que el dato analizado o probado es rechazado. Los datos crítico se encuentran en las referencia Verma, 1997,2005; Verma y Quiroz-Ruiz, 2006a, 2006b; Verma et al., 2008a, 2008b.

Es importante señalar, que antes de proceder a realizar el análisis estadístico de una base de datos, se puede apoyar visualmente mediante



histogramas para detectar posibles datos desviados y aplicar las pruebas de discordancia para datos univariados para lograr tener una distribución normal (Gaussiana), y, finalmente realizar el análisis aplicando las herramientas antes mencionadas para el cálculo adecuado de los parámetros de tendencia central (media) y de dispersión (desviación estándar).

3.6.9 Pruebas de linealidad

Una vez aplicado las pruebas de discordancia, es posible realizar pruebas de linealidad de dos variables, mediante dos métodos: (i) regresión por subset y (ii) suma de residuales cuadrados (por sus siglas en inglés Residual Sum of Squares “RSS”) o ajustes (Andaverde et al., 2005). Estas pruebas ayudan a determinar si el comportamiento de una serie de datos es lineal o no.

3.6.9.1 Regresión por subset

Esta prueba consiste en calcular una serie de pendientes de varios subset del arreglo ordenado de datos que forma cada serie x y y , y, compararlas utilizando las pruebas F y t (Andaverde et al., 2005). Si esas pruebas muestran que no existe diferencia significativa entre las pendientes a un nivel de confianza, se puede concluir que el arreglo x y y obedece una tendencia lineal, en caso contrario el arreglo tiene una tendencia no lineal.

3.6.9.2 RSS

A partir del arreglo ordenado de datos de la serie x y y , se busca determinar la ecuación (lineal, cuadrática, cúbica o de orden n) que permite ajustar la serie de datos (Andaverde et al., 2005). El RSS (Ec. 3.47) es la suma de los residuales entre el valor de y experimental y el calculado, y por lo tanto,



la ecuación que mejor ajuste la serie de datos será aquella cuyo residual sea cercano a cero. Con esta prueba se determina si el comportamiento de los datos obedece una tendencia lineal (ecuación lineal) o no lineal (ecuación de orden n).

$$RSS = \sum_{i=1}^n (y_{\text{exp}} - y_{\text{cal}})^2 \quad 3.47$$

3.7 Propagación de errores

La teoría de propagación de errores, establece que éstos se propagan, o se combinan de acuerdo con ciertas reglas o ecuaciones y son aplicadas cuando hay evidencia de errores aleatorio (precisión del equipo de medición). En el presente trabajo no se consideró esta técnica, recurriendo a la simulación con la ayuda de un Software. Esta metodología será ampliamente explicada en el capítulo 5.

3.8 Coeficiente de transferencia de calor convectivo (CTCC)

En el capítulo 1 (sección 1) se hace mención que en la transferencia de calor por convección existen una serie de números adimensionales (ej. Nusselt, Prandalt, Stanton, Reynolds) que se obtienen a partir de relaciones entre propiedades termofísicas y de transporte de fluidos.

Para el caso concreto del número de Nusselt existen dos formas de calcularlo (Kakac y Yener, 1994): **(1)** la que relaciona los coeficientes de transferencia de calor por conducción y por convección y una longitud característica según la geometría por donde fluye el fluido, y **(2)** mediante correlaciones empíricas de otras propiedades termofísicas y de transporte de



fluidos (difusividad térmica, viscosidad, densidad, velocidad de flujo, entre otras; (ej. Dittus y Boelter, 1930; Gnielinsky 1976). Del tratamiento algebraico de estas dos formas de calcular el Nusselt es posible determinar el coeficiente de transferencia de calor por convección (**CTCC**; Santoyo et al., 2003).

En geotermia, el calor convectivo tiene un efecto importante en la velocidad de transferencia de calor en los fluidos de perforación en contacto con la formación durante las operaciones de perforación de pozos geotérmicos (Beirute, 1991). El modelado numérico de la distribución de temperaturas transitorias en un pozo geotérmico requiere del análisis convectivo asociado con la transferencia de calor entre el fluido de perforación, la tubería y el anulus (Wooley, 1980).

Los procesos de transferencia de calor entre el fluido y la tubería de perforación, el fluido y la pared del anulus y el fluido y la formación (roca), son definidos por el coeficiente de transferencia de calor convectivo h (CTCC), el cual depende de las propiedades de transporte (ej. viscosidad) y termofísicas (ej. densidad, conductividad térmica, capacidad calorífica) del fluido, de la geometría del pozo y de la velocidad del fluido.

El cálculo del CTCC de fluidos de perforación de pozos geotérmicos a partir del cálculo de la viscosidad y su error (incertidumbre) será explicado y analizado en el capítulo 5, por lo que a continuación solo nos enfocaremos al estudio de correlaciones empíricas para el cálculo del número de Nusselt.

Como se ha mencionado, se tienen dos alternativas para inferir el cálculo del coeficiente convectivo. Para el presente trabajo, se tomó la segunda alternativa ya que la viscosidad es el factor importante a ser tomado en cuenta y el uso adecuado de correlaciones empíricas considera este factor viscosidad.



De acuerdo a la literatura, existen diferentes correlaciones que permiten determinar el número de Nusselt. Este número adimensional está en función del Reynolds, Prandtl y a su vez están en función de la viscosidad, densidad, velocidad del fluido, conductividad térmica y diámetro de la tubería, y, estos últimos están definidos por el fluido de perforación y sus propiedades reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante (ecuación 3.48).

$$\begin{aligned} h &\rightarrow f(Nu) \rightarrow \\ &f(\text{Re}, \text{Pr}) \rightarrow \\ &f(\mu, \rho, \alpha, \kappa, d, u) \rightarrow f(\tau, \gamma) \end{aligned} \quad (3.48)$$

El número de Nusselt es un gradiente de temperatura adimensional en la superficie de la capa límite térmica y proporciona una medida de la transferencia de calor por convección que ocurre en tal superficie. Este número adimensional está representado por la siguiente ecuación:

$$Nu = \frac{hd}{k} \quad (3.49)$$

Donde: h = coeficiente de transferencia de calor ($\text{W}/\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$)

d = diámetro característico de la tubería de perforación (m)

k = conductividad térmica del fluido de perforación ($\text{W}/\text{m } ^\circ\text{C}$)

De acuerdo a la ecuación 3.48, para el cálculo del número de Nusselt y debido a la existencia de diferentes correlaciones empíricas para el cálculo del mismo, el criterio aplicado para seleccionar las correlaciones adecuadas fue: (i) que su aplicación fuera estrictamente a tubería verticales (y pozos de perforación), (ii) que las propiedades de transporte como la viscosidad estuvieran relacionadas con las correlaciones empíricas; y (iii) evaluar la más



comúnmente utilizadas en la literatura como el caso de Dittus y Boelter (1930) y Gnielinsky (1976) (Santoyo et al., 2003; García-Valladares et al., 2006). Estas correlaciones fueron cinco y en cada una interviene la variable de viscosidad.

3.8.1 Dittus y Boelter (1930)

Esta correlación involucra números adimensionales de Reynolds y Prandtl. Las condiciones en esta ecuación son que el $Re \geq 10,000$ y $0.7 \leq Pr \leq 160$.

$$Nu = 0.023Re^{0.8} Pr^{0.4} \quad (3.50)$$

3.8.2 Sleicher y Rause (1975)

Esta correlación involucra números adimensionales de Reynolds y Prandtl. Las condiciones de esta correlación son: $10^4 < Re < 10^6$, y $0.1 < Pr < 10^4$.

$$\begin{aligned} Nu_b &= 5 + 0.015Re^m Pr^n \\ m &= 0.88 - 0.24/(4 + Pr) \\ n &= 1/3 + 0.5e^{-0.6Pr} \end{aligned} \quad (3.51)$$

3.8.3 Lakshminarayanan (1976)

En esta correlación, se requiere primero del cálculo del número Stanton para inferir el número de Nusselt.



$$\begin{aligned} St &= 0.071 \text{Re}^{-0.33} \text{Pr}^{-0.67} \\ Nu &= St \cdot Pe \\ Pe &= \text{Re} \cdot \text{Pr} \end{aligned} \quad (3.52)$$

3.8.4 Gnielinski (1976)

Esta correlación involucra números adimensionales de Reynolds y Prandtl, además de un valor estimado de fricción. Las condiciones de esta correlación son: $2300 < \text{Re} < 10^4$, y $0.5 < \text{Pr} < 2000$, además de un factor de fricción dado por la ecuación 3.54.

$$Nu_b = \frac{(f/2)(\text{Re}_b - 1000) \text{Pr}_b}{1 + 12.7(f/2)^{1/2} (\text{Pr}_b^{2/3} - 1)} \quad (3.53)$$

$$f = (1.82 \log \text{Re} - 1.64)^{-2} \quad (3.54)$$

3.8.5 Kays y Crawford (1981)

Esta es una correlación modificada de Dittus y Boelter, para valores de Pr de 0.5 a 1.0 y $\text{Re} \geq 5000$.

$$Nu_b = 0.022 \text{Re}_b^{0.8} \text{Pr}_b^{0.5} \quad (3.55)$$



Capítulo 4

Metodología y Base de Datos Experimental

4.1 Metodología

En el presente capítulo se muestra la metodología desarrollada, lo cual permitió cumplir con el objetivo general y con los objetivos particulares propuestos en el presente trabajo. Ésta metodología consta de diez pasos, los cuales se presentan a continuación y solo el (1) y (2) serán abordados en este capítulo.

Los puntos 1, 2 y 3 son el resultado del trabajo de licenciatura realizado por Gómez-Arias, en el 2006. En éste trabajo el objetivo fue evaluar modelos reológicos en una base de datos experimental de fluidos de perforación, como se describe a continuación:

- 1) Generación de una base de datos experimental de propiedades reológicas de fluidos de perforación de pozos geotérmicos
- 2) Pruebas de linealidad aplicadas a cada serie de la base de datos experimental
- 3) Selección y evaluación de modelos reológicos aplicados a la base de datos experimental



Los puntos del 4 al 5 es la metodología desarrollada durante el presente trabajo, misma que se describen a continuación:

- 4) **Análisis de ajuste de modelos reológicos aplicados a la base de datos**
- 5) **Selección de fluidos de perforación como muestra de la base de datos experimental**
- 6) **Cálculo de viscosidades de fluidos de perforación a diferentes velocidades de corte**
- 7) **Análisis estadístico de datos de viscosidad (detección de datos desviados)**
- 8) **Análisis y aplicación de las correlaciones empíricas del número de Nusselt para el cálculo del CTCC**
- 9) **Propagación de errores de las variables (viscosidad, densidad, conductividad térmica, entre otros) que intervienen en las correlaciones empíricas del número de Nusselt mediante simulación numérica**
- 10) **Cálculo del coeficiente de transferencia de calor convectivo h con propagación de errores mediante simulación numérica**

4.2 Base de datos

Para el desarrollo del presente trabajo fue necesario contar con una base de datos experimentales de propiedades reológicas de fluidos de



perforación de pozos geotérmicos (ver capítulo 3, sección 3.4). Para ello se realizó una revisión de artículos en revistas de alto reconocimiento internacional, tales como Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Drilling Engineers, Society of Petroleum Engineers Drilling & Completions, Journal of Colloid and Interface Science, Chemical Engineering Communication, The Oil and Gas Journal, por citar solo algunas (ej. Robertson y Stiff, 1976; Weir y Bailey, 1996; Kok y Alikaya, 2004, ver apéndice A).

La búsqueda de mediciones reológicas básicamente de velocidad de corte $\dot{\gamma}$ y esfuerzo cortante τ de la literatura, permitió generar una base de datos el cual contiene 810 series de mediciones reológicas experimentales ($\dot{\gamma} - \tau$). Esta actividad fue el resultado de un primer trabajo encaminado a la determinación de la viscosidad de lodos de perforación y en su primera etapa se implementaron modelos reológicos No-Newtonianos para evaluar el comportamiento de los fluidos de perforación (Gómez-Arias, 2006).

La base de datos originalmente contenía 810 series de mediciones experimentales y fueron anexadas tres series más de la referencia Lauzon y Reid, 1976. Por lo tanto la nueva base de datos contiene 813 mediciones y como ejemplo se muestra la figura 4.1 a y b para dos fluidos de perforación seleccionados de manera aleatoria.

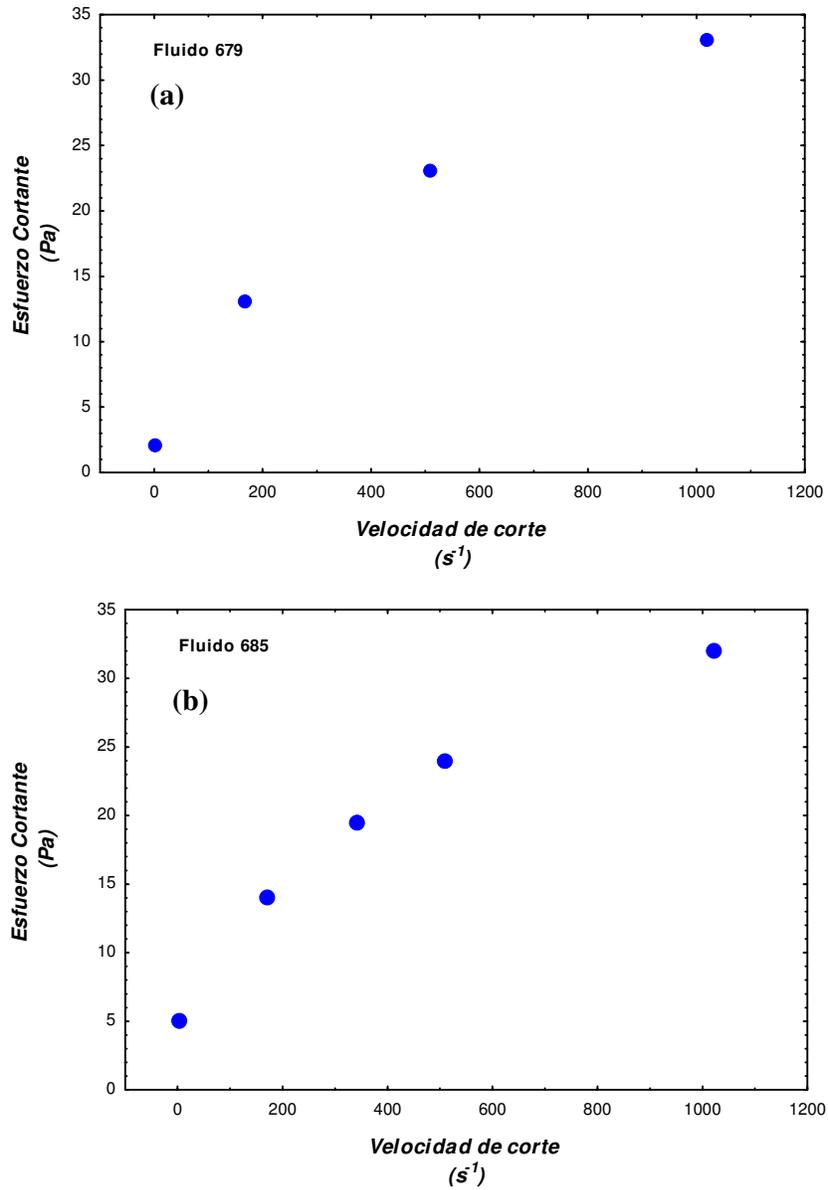


Figura 4.1(a) y (b) muestran las relación de velocidad de corte (γ) y esfuerzo cortante (τ) para dos fluidos de la base de datos experimental. La serie (a) contiene solo cuatro mediciones y la serie (b) contiene cinco mediciones reológicas.



El análisis de las series en cuanto a velocidades de corte característicos, y número de mediciones de cada serie, fue posible gracias al uso del software Statistica 6.0 que permite realizar histogramas (ver capítulo 3, sección 3.6.1).

Cada serie de la base de datos cuenta con n mediciones reológicas, los cuales fueron graficados y el resultado del análisis fue que de las 813 series, 772 reportaron 6 mediciones, 14 reportaron solo 5 mediciones, 2 reportaron 4 mediciones y 25 reportaron de 8 a 20 mediciones (ver figura 4.2)

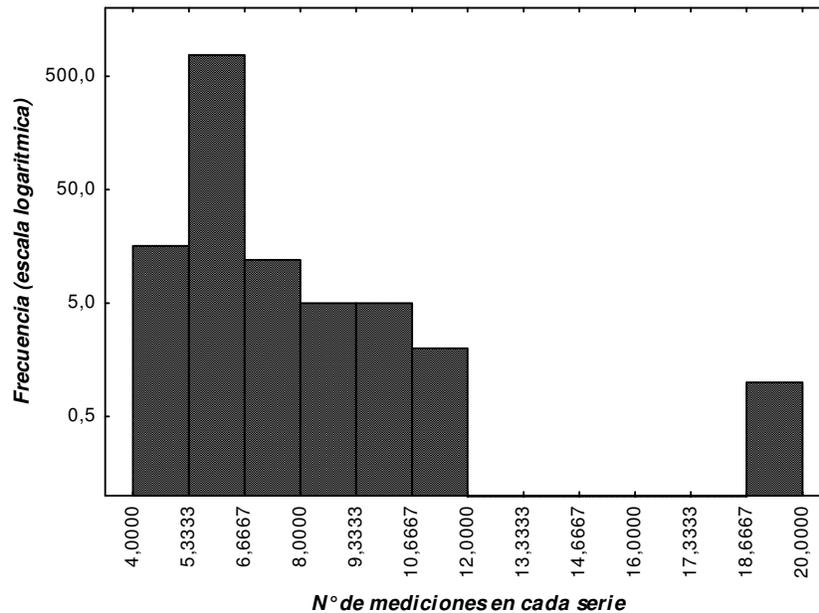


Figura 4.2 Muestra el número de mediciones reológicas reportadas en cada series de los fluidos de perforación que integran la base de datos experimental. En el eje de las x se muestra el número de mediciones y en el eje y la frecuencia a escala logarítmica.

El mismo procedimiento fue aplicado para determinar el intervalo de velocidades de corte característico aplicados a los fluidos de perforación de pozos geotérmicos. Las velocidades reportadas en la literatura tiene valores de



1021 s⁻¹ (600 rpm), 510 s⁻¹ (300 rpm), 340 s⁻¹ (200 rpm), 170 s⁻¹ (100 rpm), 10.2 s⁻¹ (6 rpm), 5.1 s⁻¹ (3 rpm), y en algunos casos velocidades diferentes a estos.

La base de datos (813 series) tiene un total de 4945 mediciones de velocidad de corte, los cuales fueron graficados (ver figura 4.3) y su análisis permite concluir que:

- (i) Las velocidades de 1021 s⁻¹ presenta 765 observaciones
- (ii) Las velocidades de 510 s⁻¹ muestran 752 observaciones
- (iii) Las velocidades de 340 s⁻¹ muestran 753 observaciones
- (iv) Las velocidades de 170 s⁻¹ muestran 731 observaciones y
- (v) El resto de las observaciones (1944) muestran velocidades menores a 170 s⁻¹.

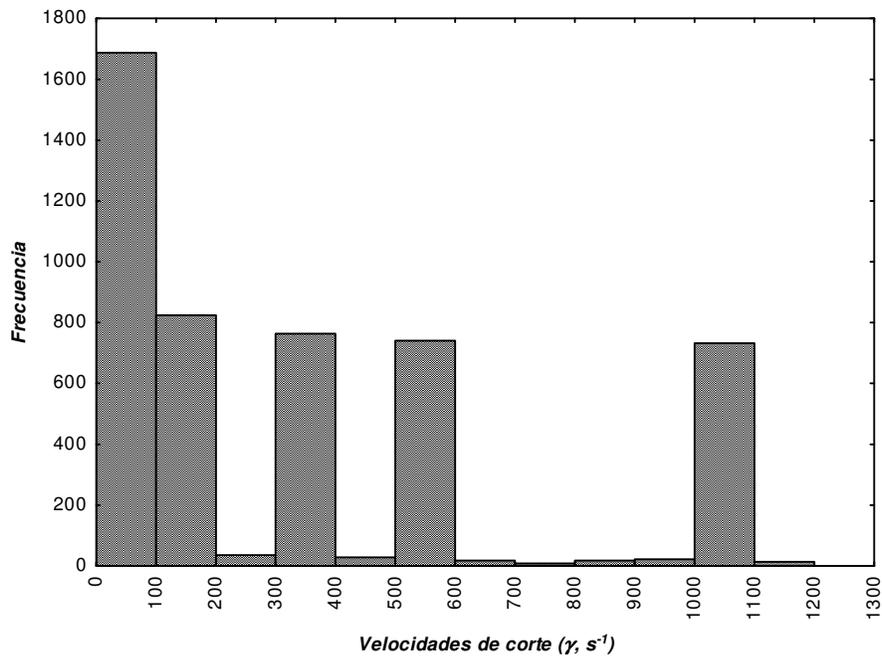


Figura 4.3 Muestra el número total de mediciones de velocidad de corte (4945 mediciones) de la base de datos y la frecuencia de cada valor de velocidad.



Con esta información se concluye que los puntos (i), (ii), (ii) y (iv) determinan el intervalo de velocidades típicas medidas experimentalmente en laboratorio con reómetros (estos equipos determinan el esfuerzo cortante a partir de una velocidad de corte dada) para fluidos de perforación los cuales son reportados en la literatura. Las velocidades de rotación en pozos de perforación (geotérmicos o petroleros) dependen del tipo de formación a perforar, y las velocidades van de los 100 a 300 rpm (Chilingarian, 1983; Bourgoyne et al., 1986).

4.3 Pruebas de linealidad

Una vez realizado el análisis de la base de datos (sección 4.2) con respecto solo a velocidades de corte y número de mediciones que caracteriza a cada serie (además del origen de la base de datos), fue necesario verificar el comportamiento no – lineal o No- Newtoniano de los fluidos de perforación.

Para lograr este objetivo particular, se efectuaron las pruebas de linealidad (ver capítulo 3) a las 813 series y los resultados fueron los siguientes:

- (i) 533 series son de tipo no newtoniano lo que representa el 66% de la base de datos.
- (ii) 280 series presentan un comportamiento lineal y esto representa el 34% de la base de datos.

En el cuadro 4.1 y 4.2 se muestran los resultados de las pruebas de linealidad aplicados a dos fluidos de perforación (como ejemplo) y la figura 4.4 y el cuadro 4.3, presenta la distribución de las series No Newtonianas según tres posibles comportamientos: (1) pseudoplásticas, (2) dilatantes y (3) las



series que presentan un comportamiento caótico. Por otra parte, se presentan las series que muestran una tendencia lineal (figura 4.4 d).

En la figura 4.5 se reportan cuatro fluidos de perforación que ilustran los diferentes comportamientos. El tipo de fluido No Newtoniano que predomina es el dilatante (97.5 %) y al graficar el esfuerzo cortante contra velocidad de corte de este tipo de fluido se genera una curva cóncava hacia abajo.

Tabla 4.1 La tabla muestra los valores de las pendientes de los subset para cada fluido; en ambos casos las pendientes difieren, por lo que los fluidos no obedecen un comportamiento lineal.

Fluido	n° de datos	Subset	Pendiente
632	6	$\{x_{(1)}, y_{(1)}\}$ a $\{x_{(4)}, y_{(4)}\}$	$m = 0.0117$
		$\{x_{(3)}, y_{(3)}\}$ a $\{x_{(6)}, y_{(6)}\}$	$m = 0.0195$
685	5	$\{x_{(1)}, y_{(1)}\}$ a $\{x_{(3)}, y_{(3)}\}$	$m = 0.0177$
		$\{x_{(3)}, y_{(3)}\}$ a $\{x_{(5)}, y_{(5)}\}$	$m = 0.0432$

Tabla 4.2 La tabla muestra los RSS de las ecuaciones de ajuste para cada fluido; ambos fluidos no obedecen una tendencia lineal, en el primer caso la serie de datos se ajusta mejor a una ecuación cúbica, el segundo caso a una ecuación cuadrática.

Fluido	n° de datos	Ecuación de ajuste	parámetros	RSS
632	6	$y = a + bx$	$a = 3.068216$ $b = 0.013418$	4.16899



			$y = a + bx + cx^2$	$a = 2.371214$	
				$b = 0.020223$	0.941474
				$c = -0.000007$	
			$y = a + bx + cx^2 + dx^3$	$a = 2.254736107$	
				$b = 0.024406288$	0.731857177
				$c = -0.000020193$	
				$d = 0.000000009$	
685	5		$y = a + bx$	$a = 8.647916$	32.489034
				$b = 0.025053$	
			$y = a + bx + cx^2$	$a = 5.297676$	
				$b = 0.049451$	1.5486269
				$c = -0.000023$	

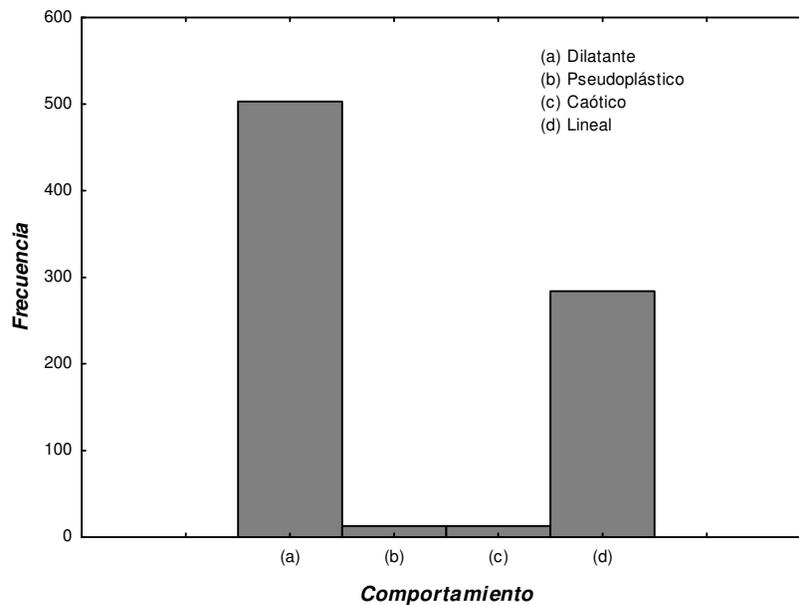
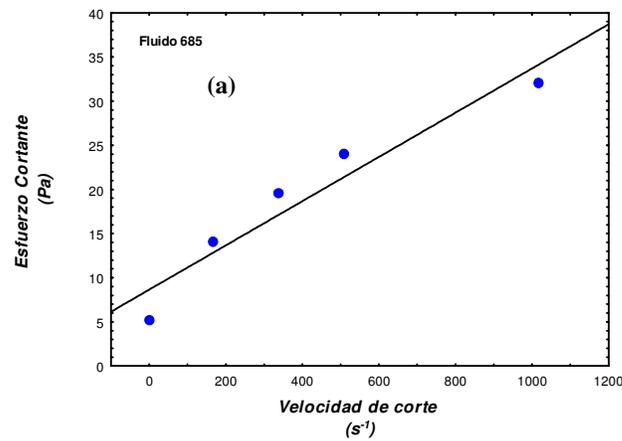


Figura 4.4 El histograma muestra el comportamiento de cada fluido de perforación para el caso No – Newtoniano y tendencia lineal.



Tabla 4.3 Muestra el número de fluidos de perforación presentes en la base de datos, el tipo de comportamiento que siguen con respecto al tipo de relación entre τ y $\dot{\gamma}$.

Tipo de fluido	Descripción del tipo de fluido	Número de fluidos en la base de datos	Porcentaje referida a las 813 series
No – Newtonianos:			
Dilatante	Cóncava abajo	507	62
Pseudoplástico	Cóncava arriba	13	2
Caótica	La relación entre $\dot{\gamma}$ y τ no presenta una tendencia clara	13	2
Newtoniano	Lineal	280	34



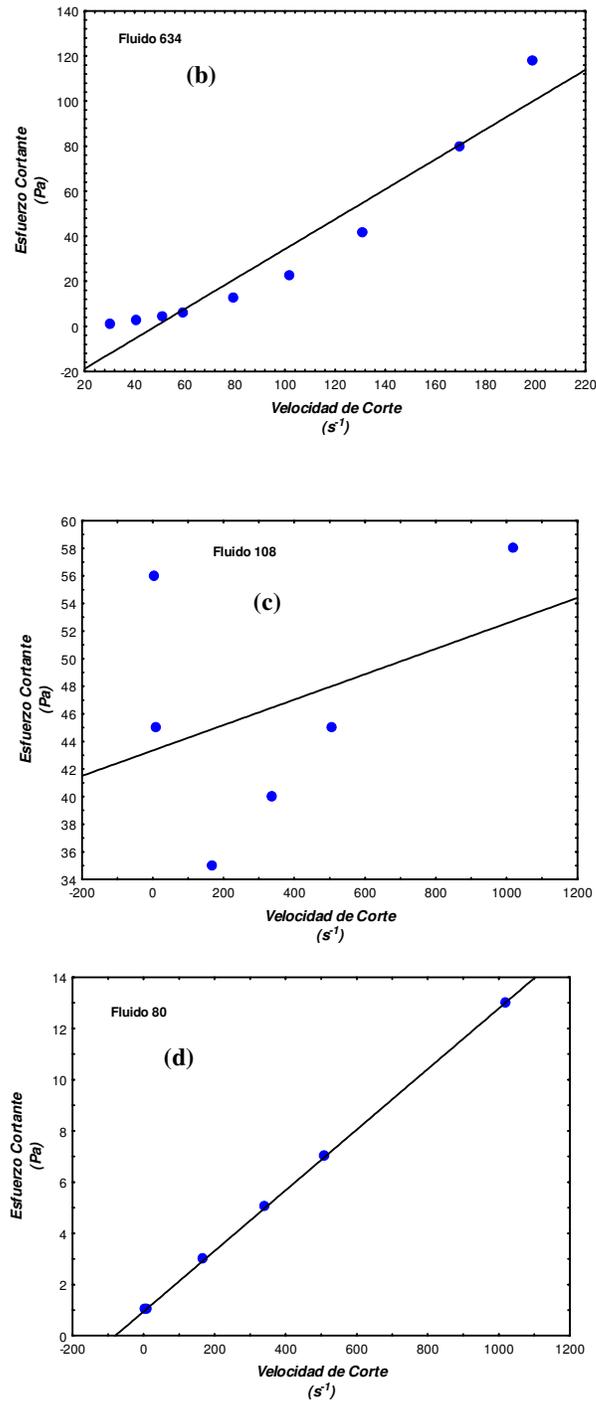


Figura 4.5 Se presentan, a modo de ejemplo, fluidos de perforación que en el ejemplo (a) muestra un comportamiento dilatante, (b) pseudoplástico, (c) caótico y (d) lineal.



Del análisis realizado se concluye que:

- Para el caso de los fluidos que muestran una tendencia lineal, sería conveniente realizar a futuro un análisis químico puesto que como primera hipótesis pueden tener un elevado nivel de agua que les permite tener esta tendencia y por consecuencia no formaron parte de la base de datos.

Con el fin de mostrar la relación que existe entre la concentración o composición de los fluidos de perforación con la viscosidad se analizaron y procesaron los datos publicados por Kelessidis et al., 2006, para un fluido de perforación con tres concentraciones de bentonita diferentes. En la tabla 4.4 se muestran estos datos analizados para un fluido con una concentración de 10, 12 y 28 % de bentonita respectivamente a diferentes velocidades de corte y como respuesta diferentes esfuerzos cortantes.

Tabla 4.4 Muestra un fluido de perforación con tres concentraciones de bentonita diferentes, para cada concentración el fluido es sometido a diez velocidades de corte y como respuesta en cada uno de estas composiciones se obtuvieron diferentes esfuerzos cortantes.

Muestra	1	2	3
Composición	10% de bentonita	12% de bentonita	28% de bentonita
Velocidad de corte (s ⁻¹)	Esfuerzo cortante (Pa)	Esfuerzo cortante (Pa)	Esfuerzo cortante (Pa)
1020.80	23.46	46.44	78.52
765.60	21.07	42.61	72.78
510.40	17.72	37.35	63.20
340.27	14.84	32.56	55.06
238.19	12.93	28.25	47.40
153.12	10.05	23.46	40.22
119.09	8.62	21.55	36.39
85.07	8.14	18.67	32.56



51.04	5.75	14.84	25.86
17.01	4.31	10.53	17.72

De la tabla de datos anterior, las mediciones reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante de cada serie de mediciones fueron graficadas tal y como se observa en la figura 4.6. En esta figura se observa el comportamiento No-Newtoniano que describen las series de mediciones.

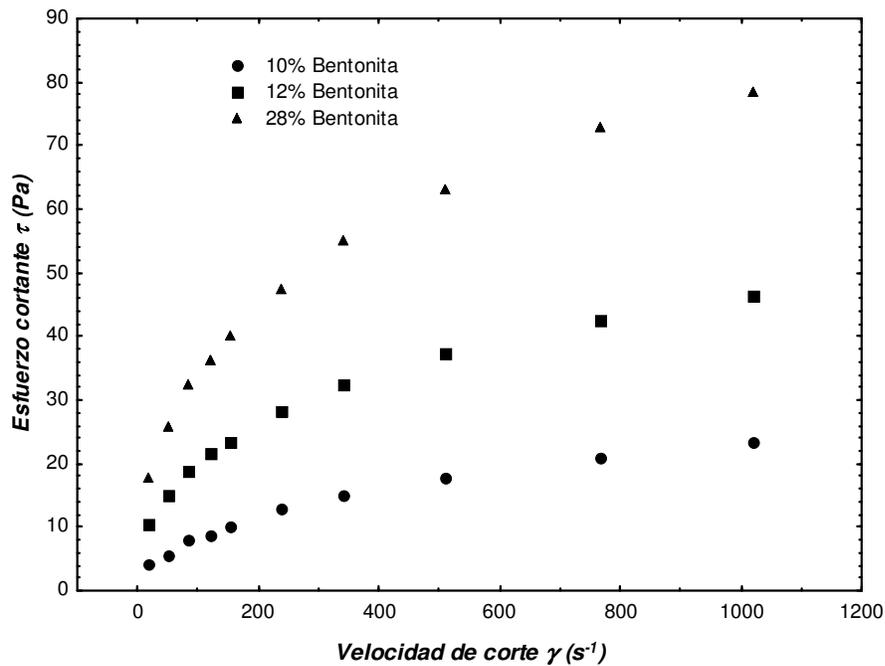


Figura 4.6 Muestra las series de mediciones reológica del fluidos de perforación de la tabla 4.4 para las tres composiciones diferentes.

De estos datos publicados por Kelessidis et al., 2006, se determinaron los valores de viscosidad para cada composición de bentonita a velocidades de



corte representativas de 200, 500 y 800 s^{-1} los cuales se muestran en la figura 4.7

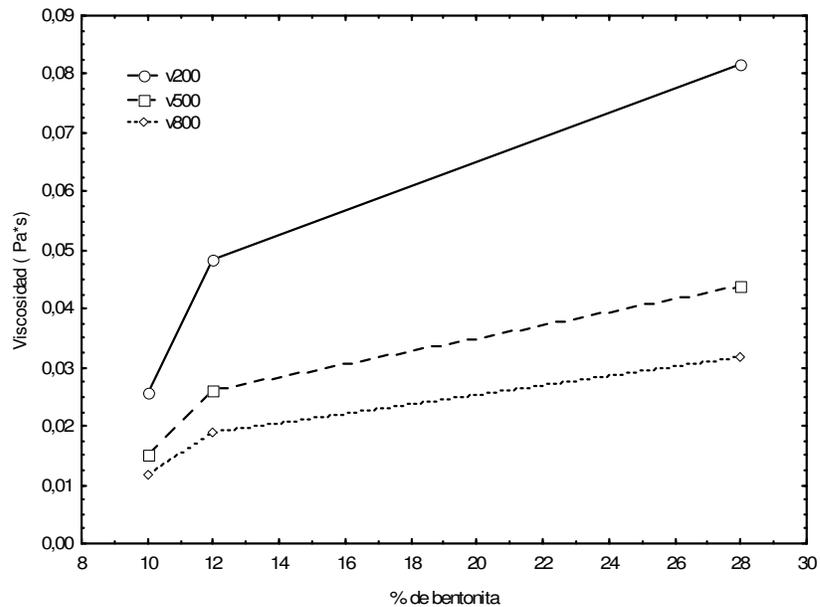


Figura 4.7 Muestra los valores de viscosidad estimados a velocidades de corte de 200, 500 y 800 s^{-1} para cada concentración de bentonita del fluido de perforación.

De la información obtenida se puede concluir que la viscosidad de los fluidos de perforación de pozos geotérmicos, depende fuertemente de su concentración o composición química.

- Las series de fluidos que muestran una distribución No – Newtoniano tanto del comportamiento dilatante y pseudoplástico (520 series) fueron utilizadas para el cálculo de valores de viscosidad y del coeficiente de transferencia de calor convectivo.



Capítulo 5

Resultados Experimentales, Análisis e Interpretación

En el capítulo 4 se describió la metodología desarrollada en el presente trabajo de investigación, de los cuales solo se trataron dos puntos: (a) generación de la base de datos experimental y (2) pruebas de linealidad aplicada a la base de datos. En este capítulo será abordado el complemento de la metodología (los puntos (3) al (10), ver capítulo 4) en lo que respecta a su desarrollo, análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

5.1 Evaluación de modelos reológicos

Los modelos reológicos (Kok y Alikaya, 2004) se caracterizan por su aplicación a fluidos de perforación No – Newtonianos y se han propuesto una variedad de ecuaciones para expresar la correlación entre las variables reológicas de velocidad de corte (γ) y el esfuerzo cortante (τ). En el capítulo 3, sección 3.5, se habló sobre los criterios de selección de modelos reológicos aplicados en el presente trabajo, bajo los cuales se tienen nueve. Cada modelo reológico fue descrito de forma breve, por lo que a continuación se explica la metodología para aplicar estos modelos y las herramientas utilizadas para lograr este objetivo particular.

5.1.1 Modelo plástico de Bingham: [M-BN]



Este modelo muestra una relación lineal entre las variables $\gamma - \tau$ (ecuación 5.1), donde a representa el punto de cedencia que es el punto de intersección en el eje del esfuerzo cortante, y la pendiente de la recta b corresponde a la viscosidad plástica del fluido. Esta ecuación se resuelve aplicando una regresión lineal ordinaria (RLO) donde a partir de los datos experimentales de γ y τ se calcula el nuevo valor de τ .

$$\tau = a + b\gamma \quad (5.1)$$

Los parámetros de limitación para esta ecuación son:

$$a \geq 0$$

$$b > 0$$

5.1.2 Modelo Ley de Potencia: [M-PL]

Este modelo muestra una relación no lineal entre las variables $\gamma - \tau$ (ecuación 5.2), para el análisis de las variables reológicas de fluidos de perforación, esta ecuación debe expresarse en logaritmos como se muestra en la ecuación 5.3.

$$\tau = c\gamma^n \quad (5.2)$$

$$\log \tau = \log C + n \log \gamma \quad (5.3)$$

Donde $\log C$ es un factor de consistencia (es la intersección con el eje y) y n es el índice de comportamiento del flujo; éstos son calculados aplicando una RLO.



Los parámetros de limitación para esta ecuación son:

$$\begin{aligned}c &> 0 \\ 0 &< n < 1\end{aligned}$$

5.1.3 Modelo de Robertson – Stiff: [M-RS]

En este modelo la relación entre las variables $\gamma - \tau$ es representada por la ecuación 5.4 y en ella se determinan 3 parámetros. Para resolver este modelo la ecuación se debe expresar en logaritmos (ecuación 5.5).

$$\tau = c(d + \gamma)^n \quad (5.4)$$

$$\log \tau = \log c + n \log(d + \gamma) \quad (5.5)$$

Los parámetros c y n son calculados aplicando una RLO como en el caso del modelo de Ley de potencia, en donde el primero es el intercepto y el segundo la pendiente. El parámetro d es una correlación de la velocidad de corte (ecuación 5.6), por lo que el término $(d + \gamma)$ es considerado como una velocidad de corte efectiva.

$$d = \frac{\gamma_{\min} \gamma_{\max}^{-2} - \gamma^2}{2\gamma - \gamma_{\min} - \gamma_{\max}} \quad (5.6)$$

5.1.4 Modelo de Casson: [M-CS]

En este modelo la relación entre las variables $\gamma - \tau$ es no lineal (ecuación 5.7). Esta ecuación se resuelve aplicando una RLO donde a partir de los datos experimentales de γ y τ se calcula el nuevo valor de τ .



$$\sqrt{\tau} = \sqrt{a} + \sqrt{b\gamma} \quad (5.7)$$

En esta ecuación, $\tau^{1/2}$ representa el punto de cedencia que es la intercepción en el eje y , y la pendiente de la línea entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante es la viscosidad plástica $b^{1/2}$ del fluido. Los parámetros de limitación son:

$$a \geq 0$$

$$b > 0$$

5.1.5 Modelo de Herschel – Bulkley: [M-HB]

En este modelo la relación entre las variables $\gamma - \tau$ es representada por la ecuación 5.8 y en ella se determinan 3 parámetros. La determinación del valor de los parámetros fue mediante simulación numérica para el valor óptimo de n y RLO para a y c , lo que permitió obtener el mejor ajuste.

$$\tau = a + c\gamma^n \quad (5.8)$$

Los parámetros de limitación para esta ecuación son:

$$a \geq 0$$

$$c > 0$$

$$0 < n < 1$$

5.1.6 Modelo de Sisko: [M-SK]

En este modelo la relación entre las variables $\gamma - \tau$ es representada por la ecuación 5.9 y en ella se determinan 3 parámetros. La determinación del valor



de los parámetros fue mediante simulación numérica para obtener el mejor ajuste.

$$\tau = b\gamma + c\gamma^n \quad (5.9)$$

Los parámetros de limitación para esta ecuación son:

$$b > 0$$

$$c > 0$$

$$0 < n < 1$$

5.1.7 Modelo Cuadrático: [M-QR]

En este modelo, la relación entre la variables $\gamma - \tau$ es representada por la ecuación 5.10 y en ella se determinan 3 parámetros. Para la determinación del valor de los parámetros se utilizó el software de Statistica 6.0 para obtener el mejor ajuste.

$$\tau = a + b\gamma + c\gamma^2 \quad (5.10)$$

5.1.8 Modelo Robertson- Stiff Modificado: [M-RSM]

En este modelo la relación entre la variables $\gamma - \tau$ es representada por la ecuación 5.11 y en ella se determinan 4 parámetros. La determinación del valor de los parámetros fue mediante simulación numérica para obtener el mejor ajuste.



$$\tau = a + c(d + \gamma)^n \quad (5.11)$$

Los parámetros de limitación para esta ecuación son:

$$\begin{aligned} a &\geq 0 \\ c &\geq 0 \\ d &\geq 0 \\ 0 &< n < 1 \end{aligned}$$

5.1.9 Modelo Sisko Modificado: [M-SKM]

En este modelo la relación entre la variables $\gamma - \tau$ es representada por la ecuación 5.12 y en ella se determinan 4 parámetros. La determinación del valor de los parámetros fue mediante simulación numérica para obtener el mejor ajuste.

$$\tau = a + b\gamma + c\gamma^n \quad (5.12)$$

Los parámetros de limitación para esta ecuación son:

$$\begin{aligned} a &\geq 0 \\ c &\geq 0 \\ d &\geq 0 \\ 0 &< n < 1 \end{aligned}$$

5.1.10 Lenguaje de programación en fortran y Statistica



La evaluación y análisis de la base de datos experimental de mediciones reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante de fluidos de perforación, se llevó a cabo mediante el uso de un programa desarrollado en Fortran el cual fue diseñado para evaluar los 520 fluidos No – Newtonianos en seis modelos reológicos: plástico de Bingham, Ley de Potencia, Robertson – Stiff, Casson, Herschel – Bulkley y Sisko. Esta actividad fue el resultado de un primer trabajo encaminado a la determinación de la viscosidad de fluidos de perforación y en él se implementaron estos modelos reológicos para evaluar el comportamiento de los fluido de perforación (Gómez-Arias, 2006).

En el presente trabajo este programa fue ampliado al anexar la solución de las ecuaciones de Robertson – Stiff modificado y Sisko modificado. El modelo cuadrático propuesto por Andaverde et al., 2005 para el cálculo de temperaturas estabilizadas de formación, fue considerado para evaluar la correlación entre las variables reológicas y comparar su efectividad contra los demás modelos. Este modelo cuadrático fue resuelto utilizando el Software Statistica. De esta metodología se enumeran los objetivos particulares logrados y en la figura 5.1 se muestra el diagrama de flujo de análisis y evaluación de la base de datos:

- Los modelos Plástico de Bingham, Ley de potencia, Robertson – Stiff y Casson fueron programados en fortran y sus parámetros calculados mediante el uso de regresión lineal ordinaria.
- Los modelos Herschel – Bulkley, Sisko, Robertson – Stiff modificado y sisko modificado, fueron programados en fortran y sus parámetros calculados mediante iteraciones (simulación numérica) para encontrar los valores de sus parámetros que mejor se ajustaran a la variable reología del esfuerzo cortante.



- El modelo cuadrático fue resuelto mediante el uso del programa de Statistica para el cálculo de sus parámetros.

5.1.11 Parámetro de estimación del residual (RES)

De los resultados obtenidos de los modelos reológicos programados para evaluar la base de datos experimental de variables reológicas, es posible estimar el RES. Este parámetro permite conocer el error entre el esfuerzo cortante experimental (medido en laboratorio) y el esfuerzo cortante calculado por el modelo reológico. El valor del residual permite realizar un análisis estadístico para determinar el comportamiento de los modelos y determinar el modelo que mejor ajusta los datos reológicos. Si el valor del error estimado es cercano al cero entonces el modelo es eficiente.

El cálculo de este parámetro de estimación es análogo a la ecuación 3.47 solo que el ajuste se realiza con respecto al valor del esfuerzo cortante experimental como se muestra en la ecuación 5.13 (ver figura 5.1):

$$RES = \frac{(y_{\text{exp}} - y_{\text{cal}})}{y_{\text{exp}}} \quad (5.13)$$

Para efectuar la comparación de bondad de ajuste entre los datos experimentales y calculados de esfuerzo cortante se transformando los datos de bivariados (esfuerzo cortante experimental y calculado según regresiones) a univariados (RES). La razón de tal transformación es que solamente existen valores críticos reportados por Barnett y Lewis (1994) para $n = 100$. Recientemente, en su tesis doctoral de Díaz-González (2008) y en la



publicación de Díaz-González y Santoyo (2008) propusieron la aplicación de las pruebas de discordancia para muestras univariadas en la determinación del ajuste entre variables. Esta metodología novedosa puede ser aplicada dado que se tiene valores críticos para las pruebas de discordancia para $n = 1000$ (Verma et al., 2008 a y b).

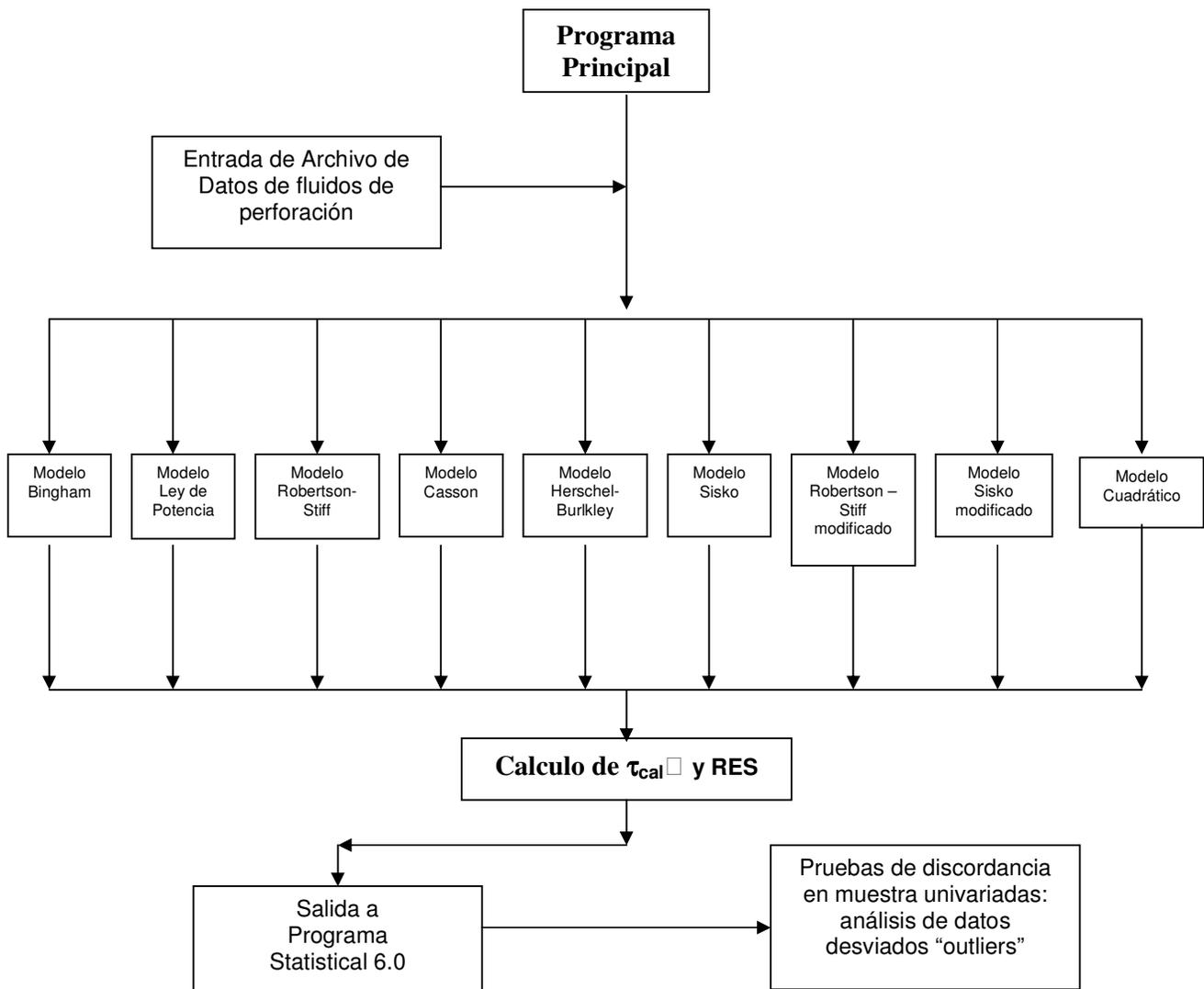


Figura 5.1 Diagrama de flujo del análisis y evaluación de la base de datos de fluidos de perforación de pozos geotérmicos.



5.2 Análisis de ajuste de modelos reológicos

La base de datos experimental de fluidos de perforación para el cálculo de viscosidades contiene 19 series de mediciones como muestra representativa de toda la base de datos (520 series de mediciones), la selección de estos fluidos será explicado a detalle más adelante. Esta base de datos fue utilizada para evaluar los modelos reológicos (9 modelos) y se estimaron los RES para cada dato de cada series de fluidos de perforación.

Está metodología fue implementada para determinar qué modelo reológico ajusta de manera eficiente la base de datos experimental y los resultados logrados fueron los siguientes:

- La base de datos (19 fluidos) fue evaluada en cada modelo reológico y cuenta con un total de 114 mediciones reológicas, por lo que se crearon nueve archivo con 114 RES determinados por cada modelo reológico.
- Ningún archivo de RES muestra una tendencia gaussiana, por lo que fue necesario aplicar las pruebas de discordancia para muestras univariadas (ver capítulo3 sección 3.6.8) para detectar los datos desviados y obtener una distribución normal o gaussiana.

Antes de mostrar los resultados de los ajustes de cada modelo reológico a la base de datos, es conveniente describir la metodología desarrollada para la aplicación de las pruebas de discordancia, que además de ser útil para normalizar los archivos de los RES también lo fue para la metodología subsecuente en el cálculo de viscosidades.



Las trece pruebas de discordancia (ver tabla 3.2) fueron programadas en el lenguaje Fortran el cual funciona de la forma siguiente:

- 1) Cada archivo de RES es evaluado por la pruebas de discordancia para detectar los datos desviados a un nivel de confianza del 99 % (0.01).
- 2) Si un dato desviado es detectado por tan solo una prueba es considerado como dato discordante y se retira del archivo y se procede a evaluarlo nuevamente.
- 3) Este proceso es iterativo hasta el momento en que ninguna prueba detecte algún dato desviado (Verma, 1997) y por lo tanto al graficar los datos del archivo con el uso de histogramas obedece una distribución normal o gaussiana (ver figura 5.2).

De esta metodología se realizó un análisis para determinar la eficiencia de las pruebas de discordancia en la detección de datos desviados en cada archivo de RES, pero antes mostraremos los resultados de los ajustes de cada modelo reológico a la base de datos.

En las figuras 5.3 (a, b y c) se muestran los histogramas de los RES por cada modelo reológico antes de ser evaluadas por las pruebas de discordancia y después de haber sido evaluadas con estas pruebas. Como se menciona, cada archivo de RES cuenta con 98 datos, al ser tratados con las pruebas de discordancia en el archivo de residuales del M-BN se detectaron 18 datos desviados, en el M-PL 3 datos, en el M-RS 3 datos, en el M-CS 2 datos, en el M-SK 25 datos, en el M-HB 1 dato, en el M-QR 8 datos, en el M-RSM 14 datos y en el M-SKM 7 datos, esto fue posible al realizar un total de 26 iteraciones para lograr eliminar estos datos desviados y permitir que cada archivo de RSS mostrara una distribución normal.

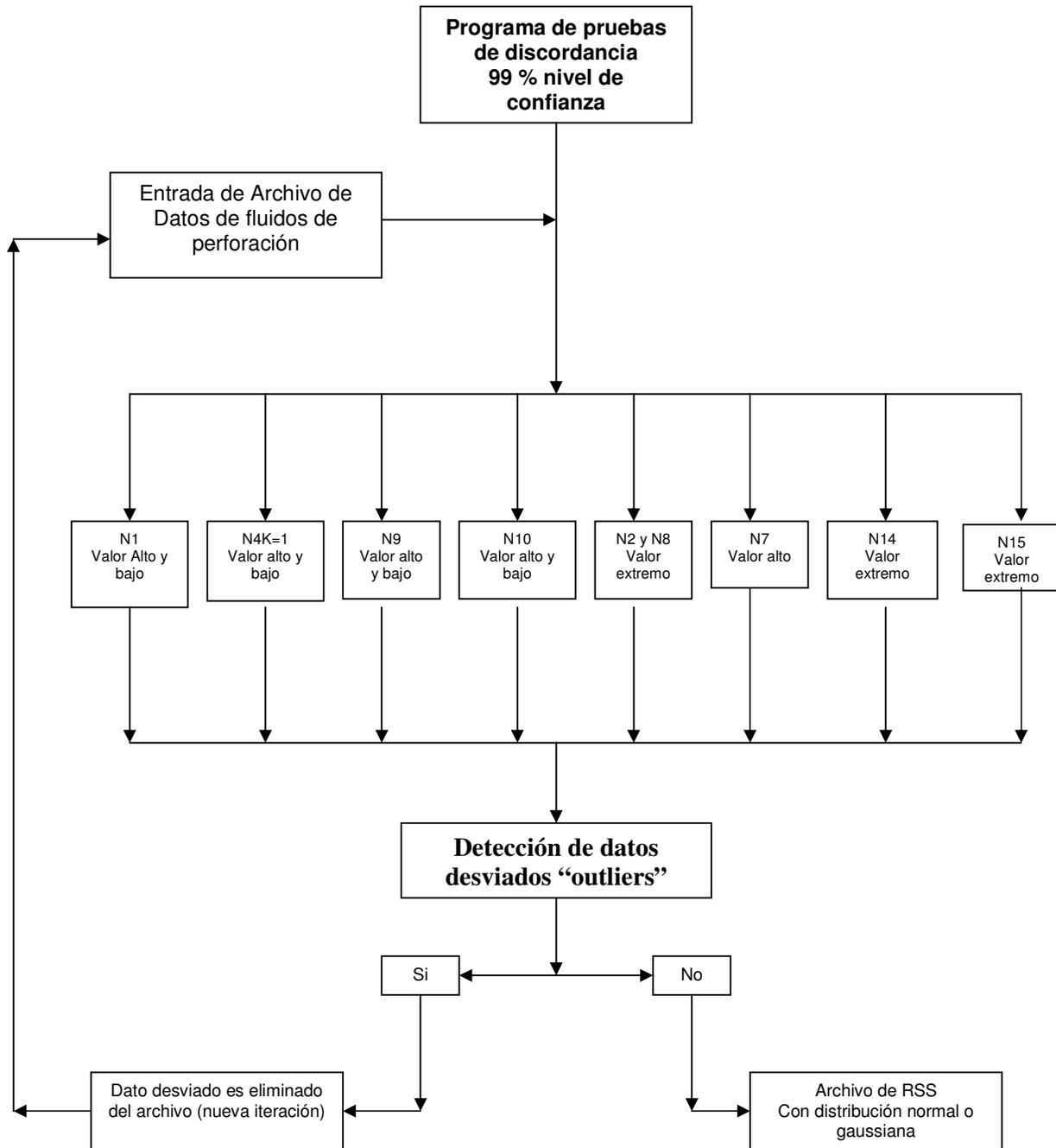


Figura 5.2 Diagrama de flujo de las pruebas de discordancia para muestras univariadas aplicadas a los archivos de RES.

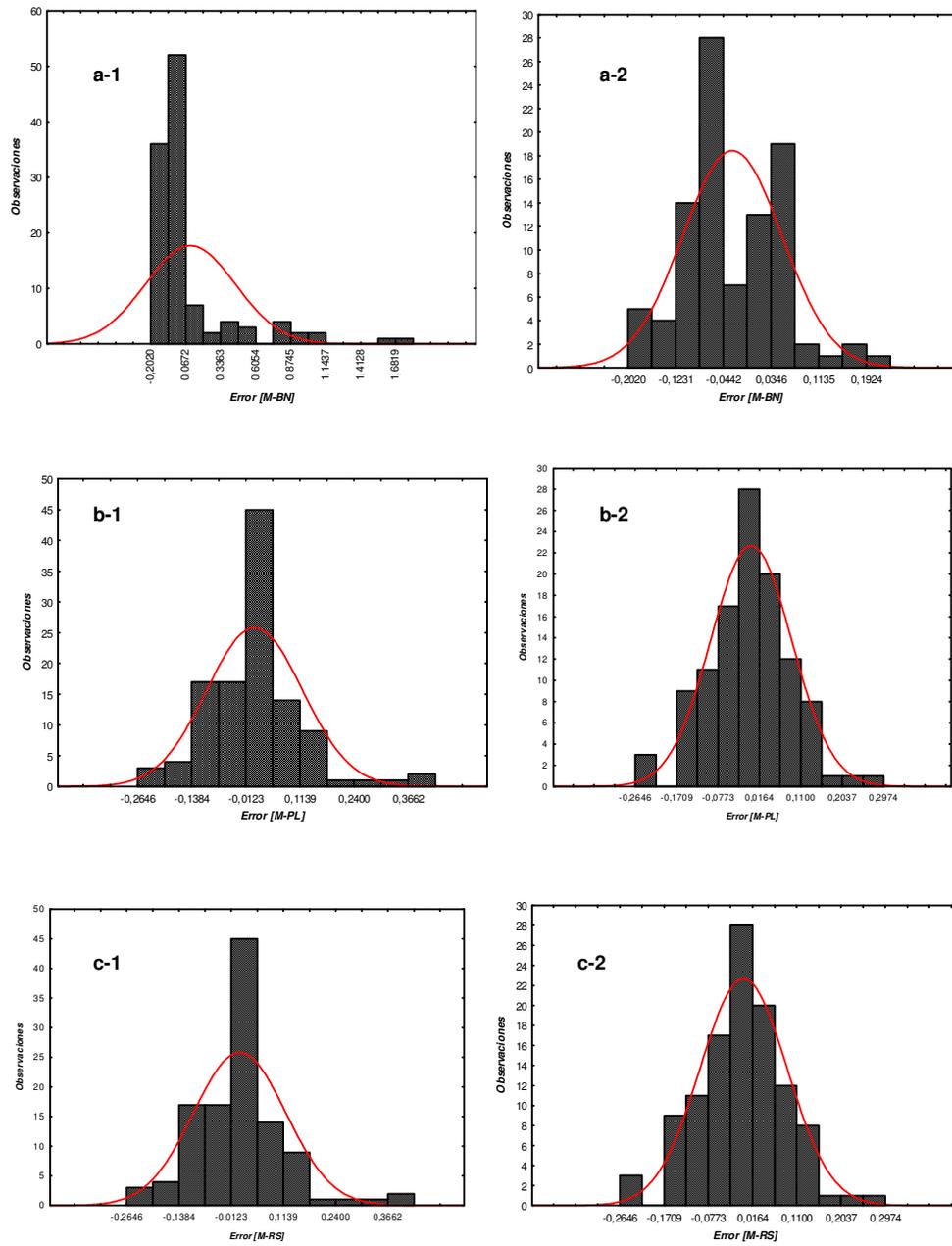


Figura 5.3 (a) Se muestran los histogramas de ajuste de los modelos reológicos a la base de datos, los histogramas de la a-1 a la c-1 muestran los ajuste de cada modelo antes de ser tratados con las pruebas de discordancia y los histogramas de la a-2 a la c-2 después de haber sido tratados con la pruebas.

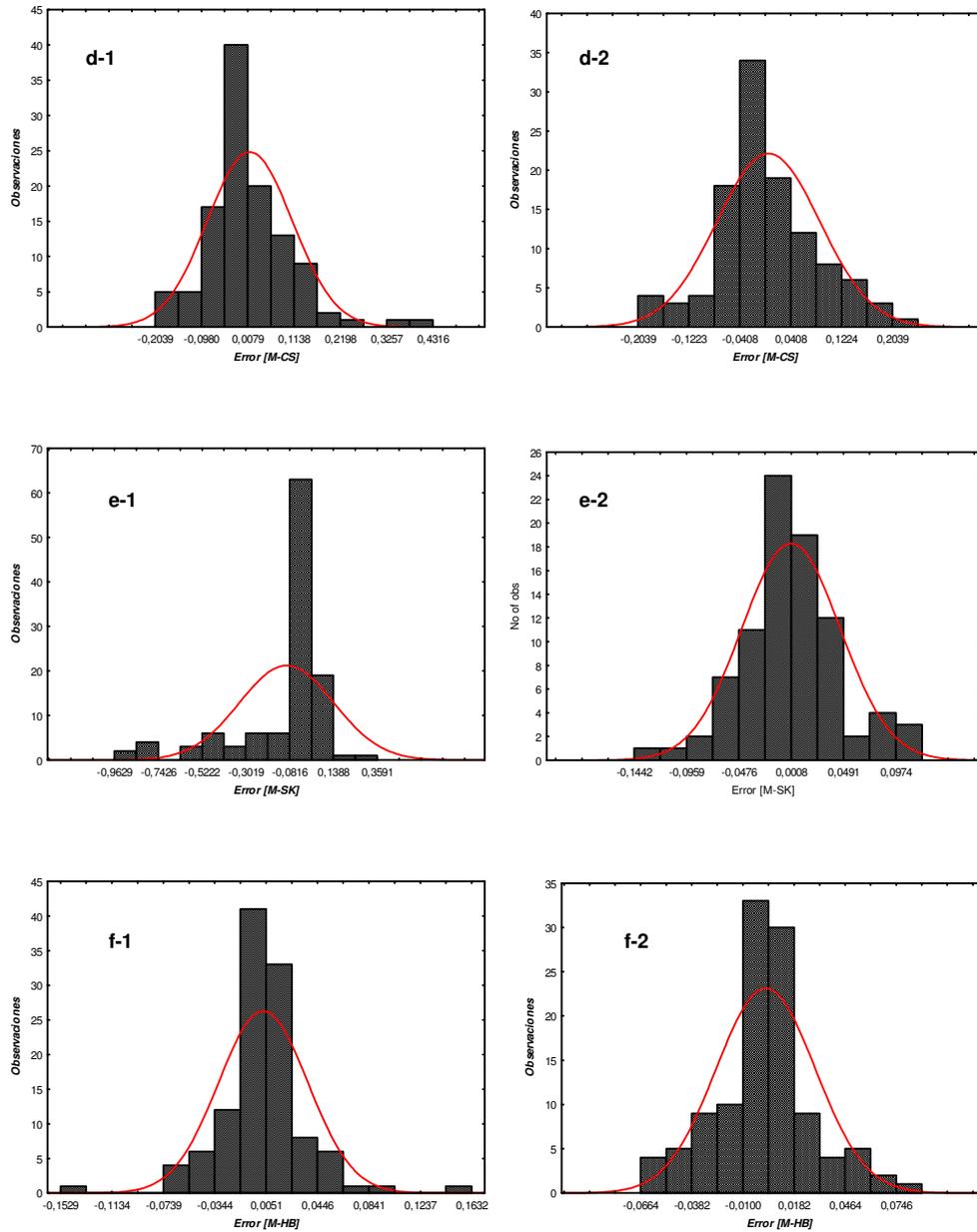


Figura 5.3 (b) Se muestran los histogramas de ajuste de los modelos reológicos a la base de datos, los histogramas de la d-1 a la f-1 muestran los ajuste de cada modelo antes de ser tratados con las pruebas de discordancia y los histogramas de la d-2 a la f-2 después de haber sido tratados con la pruebas.

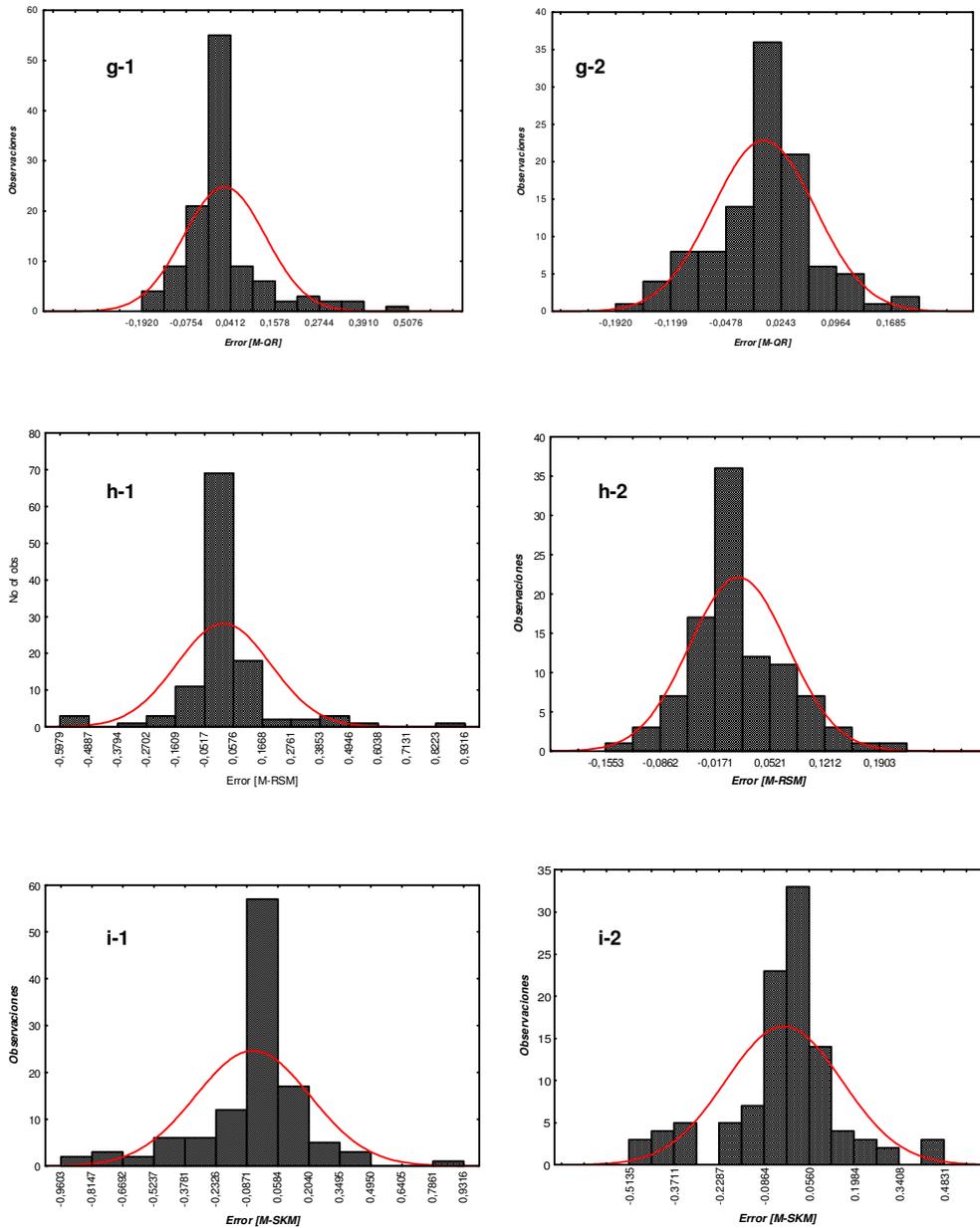


Figura 5.3 (c) Se muestran los histogramas de ajuste de los modelos reológicos a la base de datos, los histogramas de la g-1 a la i-1 muestran los ajuste de cada modelo antes de ser tratados con las pruebas de discordancia y los histogramas de la g-2 a la i-2 después de haber sido tratados con la pruebas.



Del análisis de ajuste de los modelos reológicos se puede concluir que el mejor modelo que ajusta o reproduce de forma eficiente los datos reológicos de los fluidos de perforación es el modelo de Herschel – Bulkley (M-HB) como se observa en la figura 5.4.

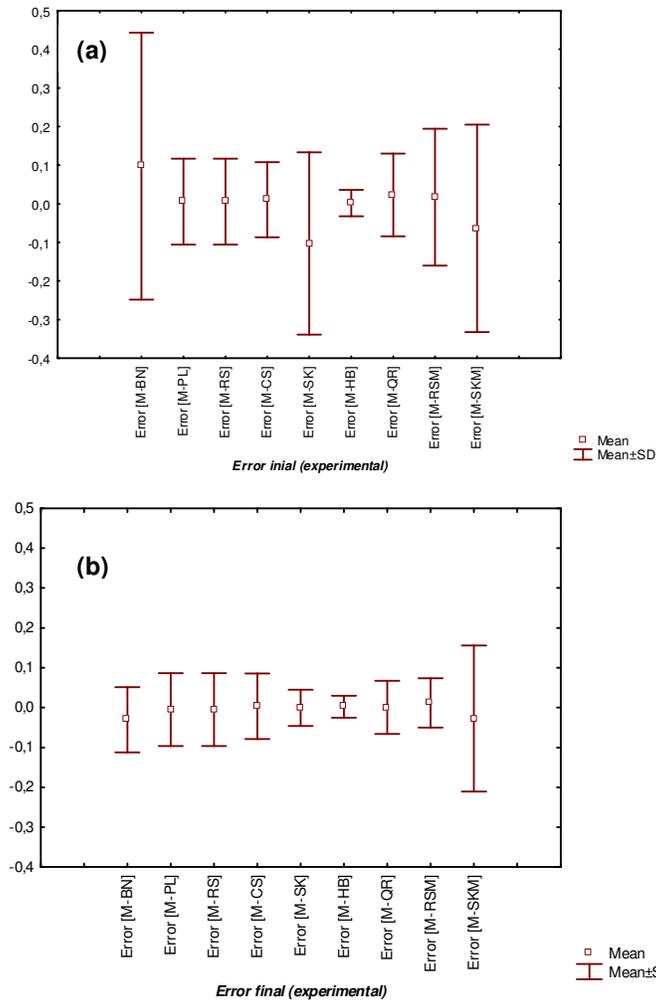


Figura 5.4 Los diagramas muestran para el caso (a) los residuales calculados por cada modelo reológico al evaluar la base de datos antes de ser sometida a las pruebas de discordancia (datos discordantes) y para el caso (b) se muestran los residuales de cada modelo después de haber sido tratadas con las pruebas de discordancia (datos concordantes).



En la figura anterior, la ilustración (a) muestra el error (RES) predicho de cada modelo reológico al evaluar la base de datos experimental y la ilustración (b) muestra los errores después de aplicar las pruebas de discordancia para detectar datos de desviados de cada archivo de RES, esto con el objetivo de identificar el modelo que mejor ajusta la base de datos.

En la tabla 5.1 se muestra para cada modelo reológico el porcentaje de datos originales, por ejemplo, para el caso del modelo de Bingham al ser tratado el archivo de residuales con la pruebas de discordancia se detectaron 18 datos desviados, si el archivo originalmente contenía 114 datos y esto representa el 100% al ser eliminados los datos desviados el archivo quedo con solo 96 datos lo que representa el 84.2 %, este procedimiento fue aplicado para el resto de los modelos. También se muestra la media y desviación estándar de cada modelo una vez que estos muestran una tendencia normal. En la figura 5.5 se muestra la gráfica que relaciona la desviación estándar con respecto al porcentaje de datos originales para cada modelo reológico, y en la figura 5.6 la media con relación al porcentaje de datos originales.

Tabla 5.1 Se muestra para cada modelo reológico el porcentaje de datos originales, la media y la desviación estándar (los valores de estos dos últimos parámetros estadísticos han sido reportados de esta forma solo para efectos de comparación entre los modelos reológicos).

Modelo reológico	% Datos originales	Media (\bar{x})	Des. Estándar (sd)
M-BN	84.2	0.0308	0.0819
M-PL	97.4	0.0048	0.0915
M-RS	97.4	0.0048	0.0915
M-CS	98.2	0.0033	0.0824
M-SK	78.1	0.0006	0.0454
M-HB	99.1	0.0020	0.0272
M-QR	93.0	0.0004	0.0667
M-RSM	87.7	0.0115	0.0618
M-SKM	93.9	0.0272	0.1832

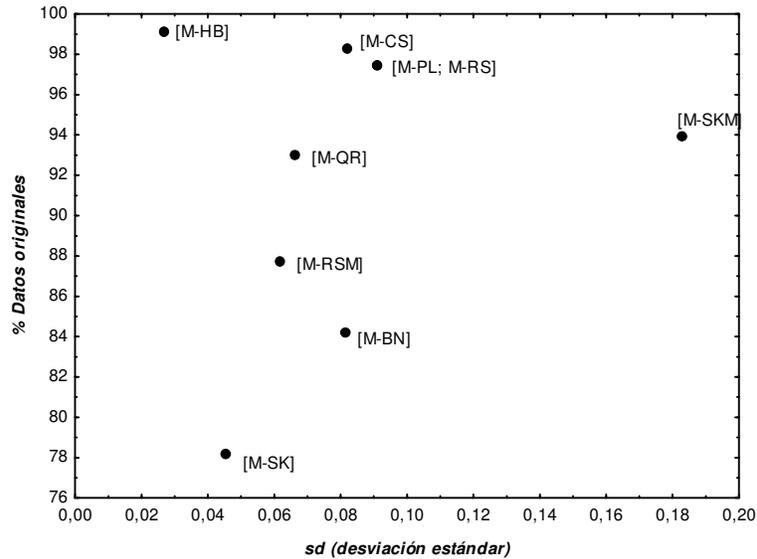


Figura 5.5 Se muestra la relación entre la desviación estándar y el % de datos originales para cada modelo reológico. El modelo Herschel-Bulkley tiene una *sd* de 0.0272 y el 99% de datos por lo tanto es un modelo eficiente para reproducir datos reológicos de fluidos de perforación.

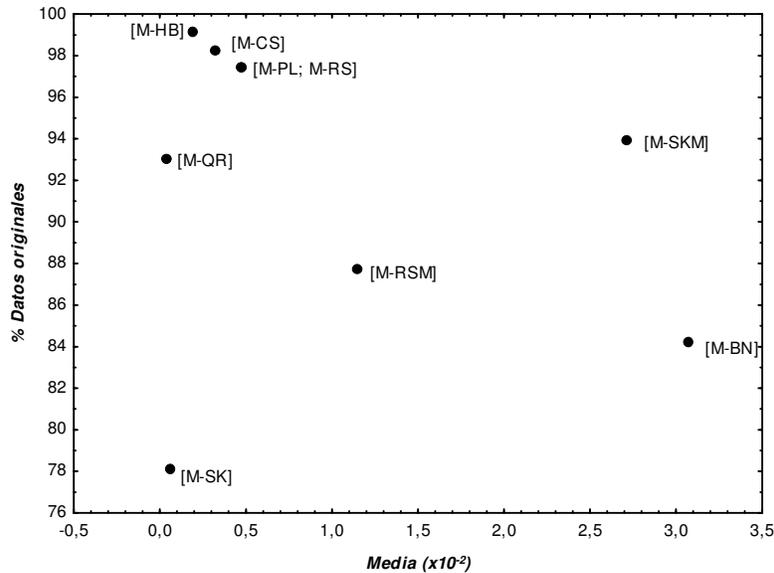
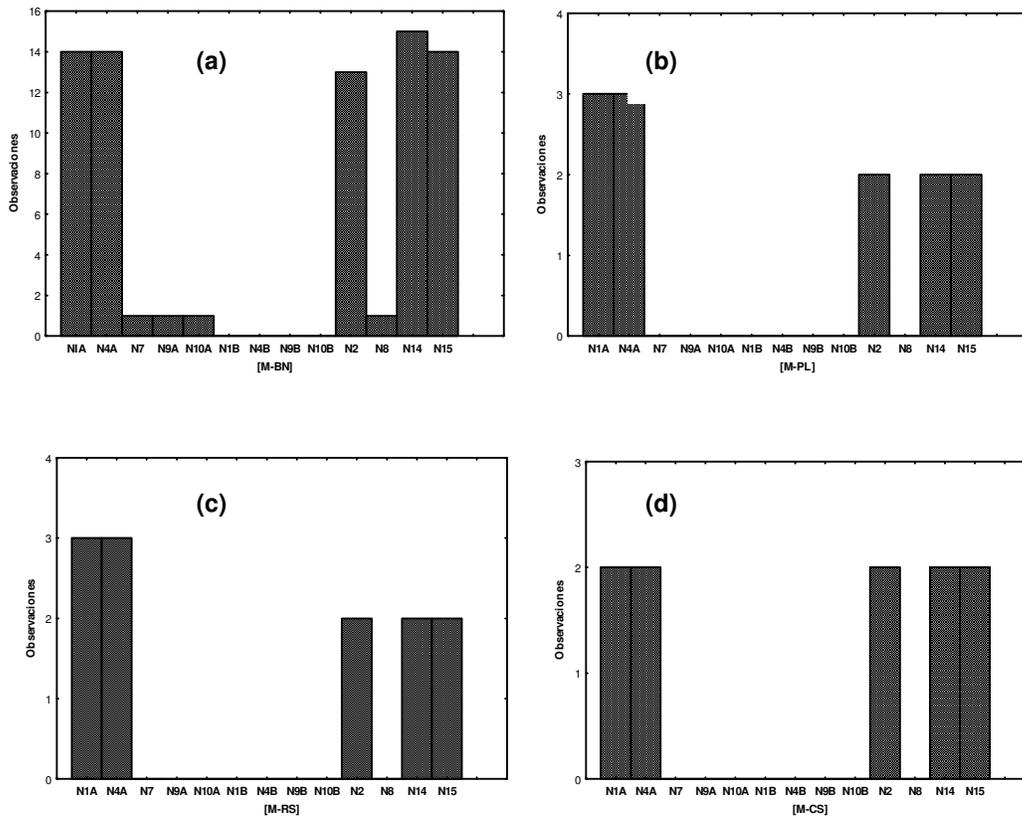


Figura 5.6 Se muestra la relación entre la *media* y el % de datos originales para cada modelo reológico. El modelo Herschel-Bulkley tiene una *media* de 0.020 y el 99% de datos pero con una medida de dispersión (*sd*) más pequeña, por lo tanto es un modelo eficiente para reproducir datos reológicos de fluidos de perforación.



De las figura 5.5 y 5.6 se puede concluir que el modelo H-B estima una media y una desviación estándar cercano al cero con un 99% de datos originales, lo que lo hace un modelo eficiente para reproducir datos reológicos de fluidos de perforación. Los modelos de CS, PL y RS son modelos buenos para ajustar variables reológica con existencia de pocos datos desviados.

Anteriormente se ha descrito el análisis e interpretación de la pruebas de ajuste de los modelos reológicos, por lo que ahora se muestran los resultados de las eficiencias de las pruebas de discordancia. En la figura 5.7 se muestran las eficiencias en cuanto a detección de datos desviados en los archivos de residuales calculados por cada modelo reológico.



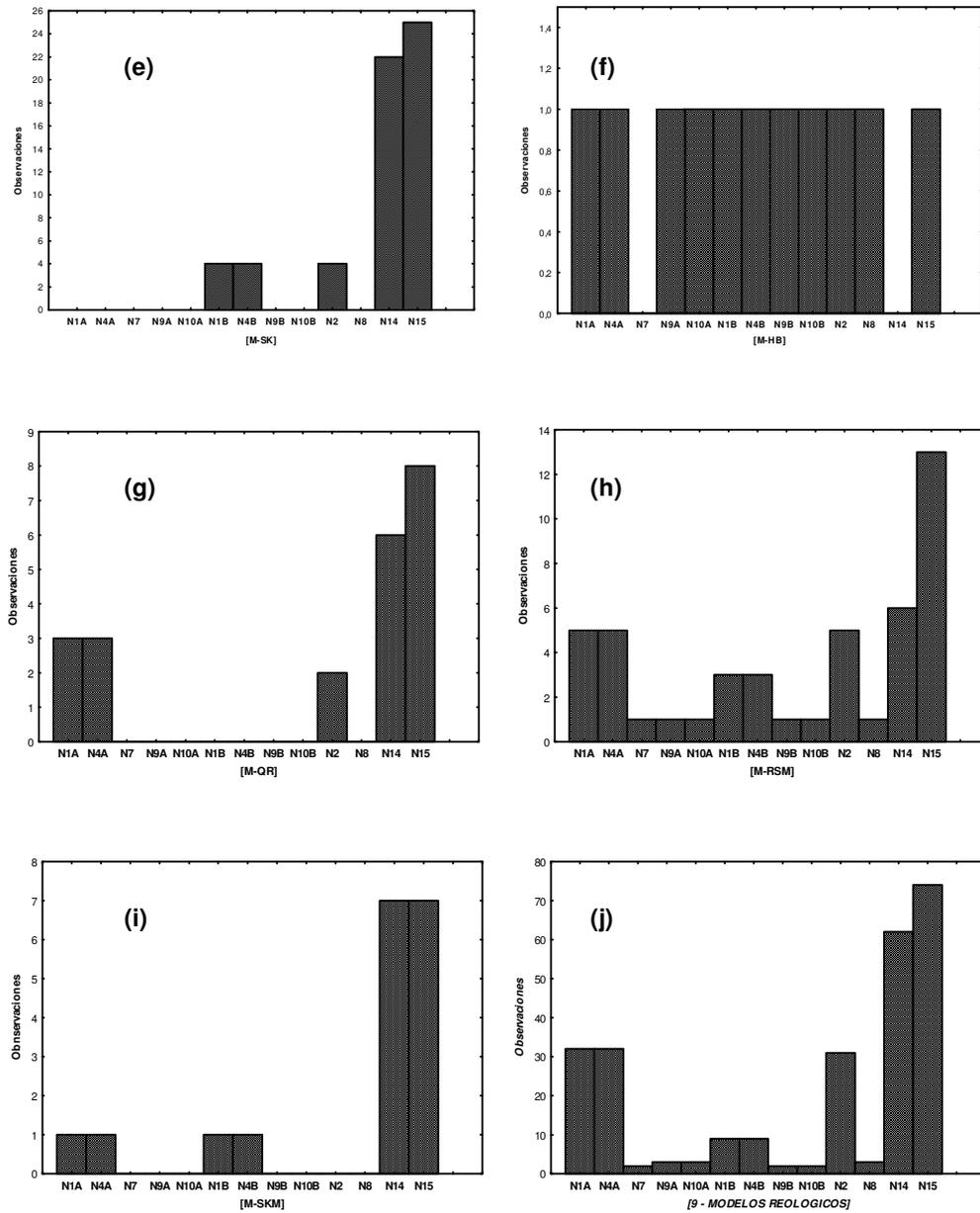


Figura 5.7 Muestra la eficiencias de las trece pruebas de discordancia para muestra univariadas aplicada a los ajustes calculados por los modelos reológicos. La figura (a) muestra la eficiencia de las pruebas para el M-BN, (b) M-PL, (c) M-RS, (d) M-CS, (e) M-SK, (f) M-HB (g) M-QR, (h) M-RSM, (i) M-SKM y (j) en forma global.



De estos resultados de las pruebas de discordancia se consideraron los siguientes intervalos de eficiencia:

Baja eficiencia	0.0 - 0.33
Mediana eficiencia	0.34 - 0.67
Alta eficiencia	0.68 - 1.0

En cada modelo, la eficiencia de cada prueba fue calculada con relación a la prueba que detectó un mayor número de datos desviado y la misma estrategia se aplica para la eficiencia de las pruebas de forma global. Bajo estas condiciones y como resultados, en la tabla 5.2 se muestra para cada modelo las eficiencias de las pruebas de discordancia, las cuales fueron aplicadas a los archivos de residuales dados por los modelos reológicos y que se concluye que las pruebas N14 y N15 son muy eficientes para detectar datos desviados como se observa en la eficiencia global de la tabla.

Tabla 5.2 Muestra las eficiencias de las pruebas de discordancia aplicadas en cada modelo reológico y en forma global.

Modelo	Baja eficiencia	Mediana eficiencia	Alta eficiencia
M-BN	N1B; N4BK=1; N9B; N10B		N1A; N4AK=1; N7; N9A; N10A; N2; N8; N14; N15
M-PL	N1B; N4BK=1; N7; N9 N9A; N9B; N10A, N10B	N2; N1A; N15	N1A; N4K=1
M-RS	N1B; N4BK=1; N7; N9 N9A; N9B, N10A, N10B	N2; N14; N15	N1A; N4K=1
M-CS	N1B; N4BK=1; N7; N9A		N1A; N4AK=1; N2;



	N9B; N10A; N10B; N8		N14; N15
M-SK	N1A; N1B; N2; N4AK=1; N4BK=1; N7; N8; N9A; N9B; N10A; N10B		N14; N15
M-HB	N7; N14		N1A; N1B; N4AK=1; N4BK=1; N2; N8; N9A N9B; N10AK=1; N10B K=1; N15
M-QR	N1B; N4BK=1; N2; N7 N8; N9A; N9B; N10A; N10B	N1A; N4AK=1	N14; N15
M-RSM	N1B; N4BK=1; N7; N9A N9B; N10A; N10B; N8	N1A; N4AK=1; N2 N14	N15
M-SKM	N1A; N1B; N2; N4AK=1; N4BK=1; N7; N8; N9A; N9B; N10A; N10B		N14; N15
GLOBAL	N1B; N4BK=1; N7; N8; N9A; N9B; N10A; N10B	N1A; N4AK=1; N2	N14; N15

5.3 Selección de la base de datos experimental

Como se mencionó en párrafos anteriores, la base de datos experimental de mediciones reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante de fluidos de perforación de pozos geotérmicos contiene 520 series de mediciones y para lograr el objetivo general y los particulares del presente trabajo se consideró una base de datos experimental de 19 series de mediciones reológicas como muestra representativa de la base de datos. Los criterios para considerar que esta base de datos es una muestra representativa fueron:



- (1) Se tiene la química de los 19 fluidos de perforación en cuanto a densidad, tipo de bentonita (arcilla), tipo de polímero, pH, concentración de NaOH y filtración.
- (2) Esta información de la química del fluido no era suficiente para demostrar que la base de datos era una muestra representativa, por lo que se realizaron pruebas de relación de Fisher (F) y t de Student.

En el capítulo 3, sección 3.6.6 se habló sobre las pruebas de relación F para determinar si dos muestras tienen la misma varianza y la prueba t de Student para determinar si las medias de las muestras son iguales. Para realizar esta comparación estadística, la variable reológica a comparar fue el esfuerzo cortante, ya que ésta depende de la composición química del fluido y de la velocidad de corte aplicada.

La aplicación de estas pruebas tuvo un inconveniente en su inicio, ya que la base de datos de 520 series contiene 3,161 mediciones reológicas de esfuerzo cortante y la base de datos de 19 series contiene 114 mediciones, lo que requiere tener valores críticos para número de datos altos. De acuerdo a la literatura, valores críticos de la distribución de t de Student a un nivel de confianza del 99 % (0.01) y valores críticos de F al 99% de nivel de confianza (0.01) han sido reportados hasta 1000 pero no de forma consecutiva, por lo que se tuvo la necesidad de realizar interpolaciones.

Verma en el 2008, realizó un trabajo en el cual evaluó modelos de regresión para valores críticos de F y t de Student y propuso diferentes ecuaciones para interpolar estos valores para grados de libertad hasta 1000 a diferentes niveles de confianza. Esto permitió resolver el problema en cuanto a la aplicación de estas pruebas.



Como las ecuaciones de interpolación solo permiten estimar valores críticos hasta 1000 y el valor crítico deseado es con relación a un valor mayor, se consideró tomar las ecuaciones propuestas por Verma (2008) (ecuaciones 5.14 y 5.15) para el cálculo del valor crítico de *t* de Student un nivel de confianza del 99 % y para el cálculo del valor crítico de *F* al mismo nivel de confianza, ya que para el primer caso el coeficiente de correlación cuadrado para la regresión polinomial R^2 es igual a 0.999999 y para el segundo R^2 es igual a 0.999985 y des pues de valores críticos de 1000 se considera un valor infinito.

$$v_{C_{cal}} = I + F_1 \cdot (\ln(\ln(v))) + F_2 \cdot (\ln(\ln(v)))^2 + F_3 \cdot (\ln(\ln(v)))^3 + F_4 \cdot (\ln(\ln(v)))^4 + F_5 \cdot (\ln(\ln(v)))^5 \quad (5.14)$$

En esta ecuación, se tiene un doble logaritmo natural de 5^{to} orden para $v = 2 - 1000$, y los valores de los demás parámetros se muestran a continuación:

$$I = 6.4733597$$

$$F_1 = -7.2463068$$

$$F_2 = 5.2481407$$

$$F_3 = -1.7685812$$

$$F_4 = 0.23495081$$

$$F_5 = 0$$

La ecuación 5.15, para cálculo de valores críticos de *F*, se tiene un doble logaritmo natural de 6^{to} orden para $v_2 = 2 - 1000$ y v_1 por:



$$vc_{cal} = I + F_1 \cdot (\ln(\ln(v_2))) + F_2 \cdot (\ln(\ln(v_2)))^2 + F_3 \cdot (\ln(\ln(v_2)))^3 + F_4 \cdot (\ln(\ln(v_2)))^4 + F_5 \cdot (\ln(\ln(v_2)))^5 + F_6 \cdot (\ln(\ln(v_2)))^6 \tag{5.15}$$

Los valores de los demás parámetros se muestran a continuación:

$$\begin{aligned} I &= 34.445104 \\ F_1 &= -101.12815 \\ F_2 &= 149.26391 \\ F_3 &= -132.34018 \\ F_4 &= 71.230587 \\ F_5 &= -21.319104 \\ F_6 &= 2.7066799 \end{aligned}$$

En la tabla 5.3 y 5.4 se muestran los cálculos realizados y el análisis estadístico para evaluar estas pruebas con las varianzas y las medias de estas dos muestras. Para la prueba F la hipótesis nula H_0 establece que “las muestras tienen la misma varianza” y la alternativa H_1 “las varianzas son diferentes”. Para la prueba t de Student la hipótesis nula H_0 establece que “las medias de las muestras son iguales” y la alternativa H_1 “las medias de las muestras son diferentes”.

Tabla 5.3 Muestra el análisis estadístico de la prueba F de Fisher, el valor estadístico F es menor que el valor crítico, por lo que se acepta la hipótesis nula y por lo tanto las muestras tienen la misma varianza.

Base de datos	Media	Covarianza	Grados de libertad	prueba F	Valor crítico	Hipótesis aprobada
520	2.3171	1.8036	3,257	1.9199	2.5823	H_0
19	2.5333	0.9394				



Tabla 5.4 Muestra el análisis estadístico de la prueba t de Student, el valor estadístico t es menor que el valor crítico, por lo que se acepta la hipótesis nula y por lo tanto las medias de las muestras son iguales.

Base de datos	Media	Covarianza	Grados de libertad	prueba t	Valor crítico	Hipótesis aprobada
520	2.3171	1.8036	3,257	0.5951	1.1705	H_0
19	2.5333	0.9394				

Es importante mencionar que las dos bases de datos no presentan una distribución normal, es decir, se muestra una distribución sesgada, por lo que los valores de esfuerzo cortante fueron transformados a logaritmos y a partir de esta transformación se evaluaron las pruebas F y t de Student (figura 5.6 y 5.7).

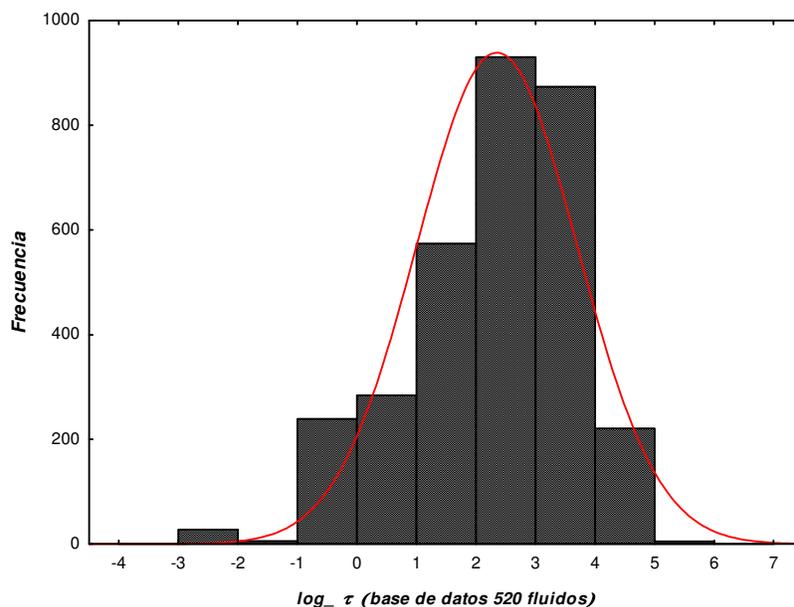


Figura 5.8 Muestra la distribución del esfuerzo cortante de la base de datos de 520 series de mediciones transformada a logaritmos.

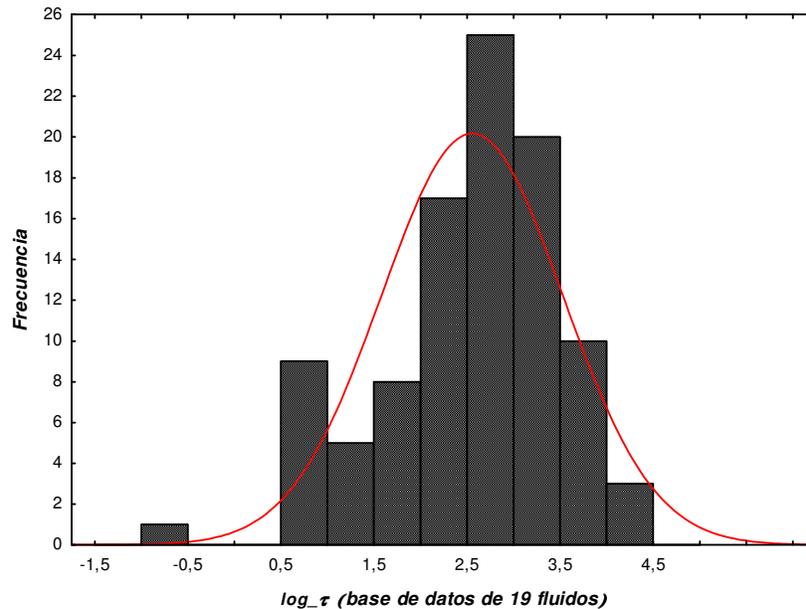


Figura 5.9 Muestra la distribución del esfuerzo cortante de la base de datos de 19 series de mediciones transformada a logaritmos.

Del análisis estadístico realizado se concluye que:

- (1) En el cálculo de la pruebas F (Fisher), el valor estadístico estimado resulto ser menor al valor crítico, por lo que las varianzas de las dos muestras son iguales.
- (2) En el cálculo de la prueba t de Student, el valor estadístico resulto menor al crítico estimado, por lo que las medias de las muestras son iguales.
- (3) Además de contar con la química de los fluidos de perforación, estadísticamente la base de datos de 19 series de mediciones es una muestra representativa de la base de datos a un nivel de confianza del 99% (0.01).



5.4 Cálculo de viscosidades de fluidos de perforación

La evaluación de los fluidos de perforación se lleva a cabo mediante estudios de reología, en donde se busca determinar el comportamiento de la viscosidad dinámica y su estabilidad con respecto a la temperatura que prevalece durante las operaciones de perforación.

La determinación de la viscosidad es a través de las variables reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante y esta correlación de variables se realiza mediante el uso de modelos reológicos como se ha visto anteriormente. Por lo que este parámetro “ μ ” se estima derivando el esfuerzo de corte con respecto a la velocidad de corte en un punto dado de la curva que caracteriza al fluido, como se observa en la ecuación 3.20 (Casson, 1959; Lauzon y Reid, 1979; API, 1980).

Los modelos reológicos (9 modelos) antes mencionados fueron sometidos a herramientas estadísticas y se ha determinado el mejor modelo que ajusta o reproduce de forma eficiente los datos reológicos de los fluidos de perforación. Ahora, utilizando cada modelo reológico es posible estimar la viscosidad en cualquier punto de la pendiente que caracteriza a cada fluido de la base de datos experimental. A continuación se muestra para cada modelo reológico su ecuación y su derivada para estimar la viscosidad.

1.- Modelo de Bingham:

$$\begin{aligned}\tau &= a + b \gamma \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= b\end{aligned}\tag{5.16}$$



2.- Modelo Ley de Potencia:

$$\begin{aligned}\tau &= c \gamma^n \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= cn \gamma^{n-1}\end{aligned}\quad (5.17)$$

3.- Modelo Robertson & Staff:

$$\begin{aligned}\tau &= c (d + \gamma)^n \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= cn (d + \gamma)^{n-1}\end{aligned}\quad (5.18)$$

4.- Modelo de Casson:

$$\begin{aligned}\tau &= (\sqrt{a} + \sqrt{b \gamma})^2 \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= 2 (\sqrt{a} + \sqrt{b \gamma}^{1/2}) (0.5 \sqrt{b \gamma}^{-1/2})\end{aligned}\quad (5.19)$$

5.- Modelo de Sisko:

$$\begin{aligned}\tau &= b \gamma + c \gamma^n \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= b + cn \gamma^{n-1}\end{aligned}\quad (5.20)$$

6.- Modelo de Herschel & Bulkley:

$$\begin{aligned}\tau &= a + c \gamma^n \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= cn \gamma^{n-1}\end{aligned}\quad (5.21)$$



7.- Modelo Cuadrático:

$$\begin{aligned}\tau &= a + b \gamma + c \gamma^2 \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= b + 2 c \gamma\end{aligned}\quad (5.22)$$

8.- Modelo Robertson & Staff Modificado:

$$\begin{aligned}\tau &= a + c (d + \gamma)^n \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= cn (d + \gamma)^{n-1}\end{aligned}\quad (5.23)$$

9.- Modelo de Sisko Modificado:

$$\begin{aligned}\tau &= a + b \gamma + c \gamma^n \\ \frac{d \tau}{d \gamma} &= b + cd \gamma^{n-1}\end{aligned}\quad (5.24)$$

En el trabajo desarrollados por Gómez-Arias en el 2006, se analizó el modelo reológico Racional Polinomial. En el presente trabajo no fue considerado para estimar datos de viscosidad debido a que este modelo presenta funciones discontinuas, lo que impide el cálculo de la viscosidad de fluidos de perforación de pozos geotérmicos.

5.5 Análisis estadístico de datos de viscosidad

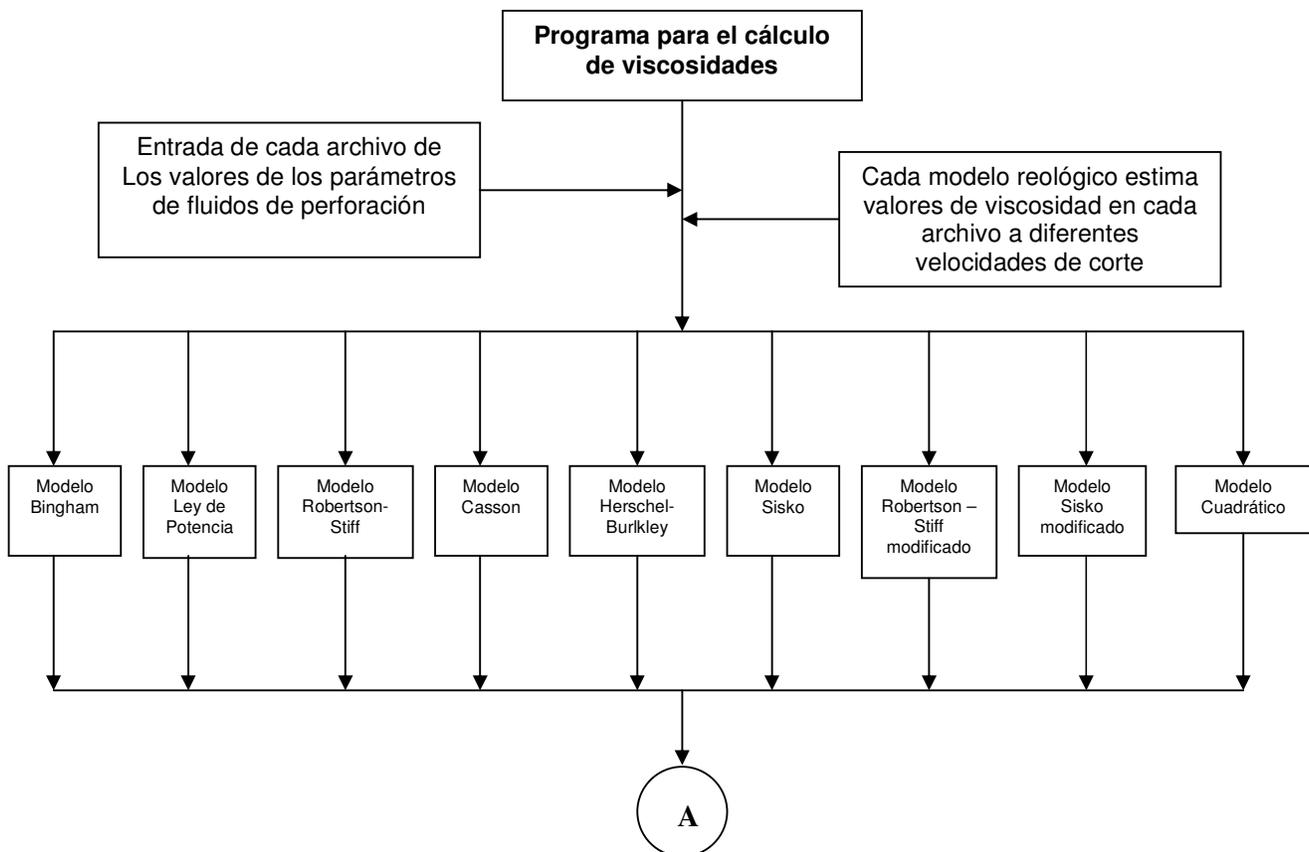
Las ecuaciones derivadas antes descritas de los modelos reológicos para el cálculo de la viscosidad, fueron programadas en lenguaje Fortran y el programa está estructurado de la siguiente forma:

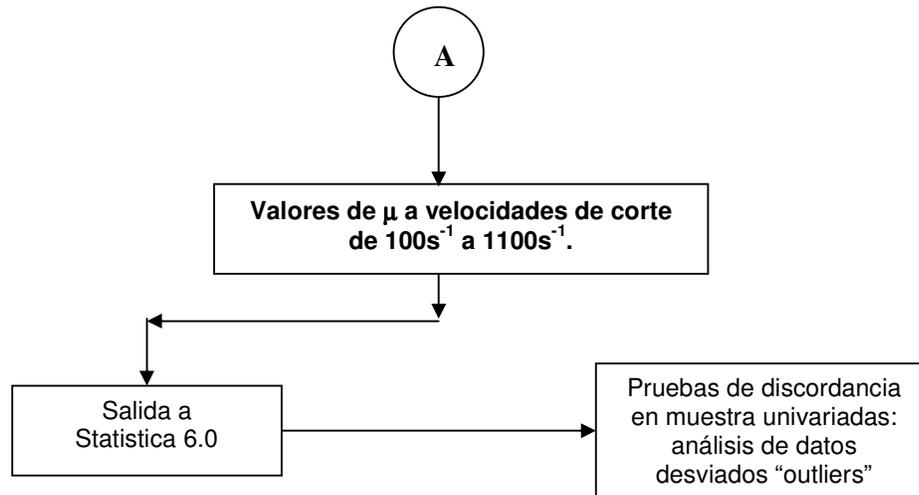


- (1) Las ecuaciones de los modelos reológicos programados estiman valores de los parámetros que satisfacen su propia ecuación para tratar de ajustar las variables reológicas de los fluidos de perforación.
- (2) Los parámetros estimados por cada modelo para lograr el ajuste son independientes para cada fluido, es decir, cada modelo reológico estima parámetros por cada fluido de perforación, por lo que estos valores son importantes para el cálculo de la viscosidad.
- (3) Los valores de los parámetros de cada fluido fueron capturados en un archivo, por lo que se cuenta con 19 archivos de cada fluido de perforación.
- (4) Cada archivo es leído por el programa y cada ecuación derivada de los modelos procede a calcular la viscosidad a una velocidad de corte dada. Esta viscosidad no solo se estima en cada punto que conforma cada serie de datos (cada punto graficado de velocidad de corte contra esfuerzo cortante), también se pueden estimar las viscosidades en diferentes velocidades de corte que se localicen en cualquier punto de la curva de cada fluido, dado que las velocidades de corte de la base de datos son de 5s^{-1} a 1000s^{-1} .
- (5) Del punto anterior se procedió a estimar valores de viscosidad a 11 velocidades de corte que van de los 100s^{-1} a los 1100s^{-1} .
- (6) El programa graba estos valores estimados en un nuevo archivo, en el cual, para cada fluido se tienen 9 viscosidades (calculados por cada modelo) a 11 velocidades de corte (ver figura 5.7).



En cada archivo de viscosidades fueron aplicadas las pruebas de discordancia a un nivel de confianza del 99 % (0.001) para obtener una distribución normal y realizar el cálculo de la media y desviación estándar de la viscosidad para 4 casos: (i) global para un fluido a 11 velocidades de corte ($100 - 1100 \text{ s}^{-1}$), (ii) global a una velocidad de corte (500 s^{-1}), (iii) global de la base de datos a 5 diferentes velocidades de corte ($200, 400, 600, 800$ y 1000 s^{-1}) y (iv) para 3 fluidos aleatorios a una velocidad de 500 s^{-1} . Esto con el objetivo de contar con 6 medias de viscosidad y sus respectivas desviaciones estándar para ser utilizadas en la propagación de errores de las correlaciones empíricas del número de Nusselt para estimar valores del CTCC.





La figura 5.10 Muestra un diagrama de flujo para del programa del cálculo de la viscosidad de fluidos de perforación de pozos geotérmicos a diferentes velocidades de corte.

Como se ha mencionado en el párrafo anterior, las pruebas de discordancia son una herramienta estadística para detectar datos desviados, los cuales han sido implementados a lo largo de la metodología del presente trabajo. Estas pruebas fueron aplicadas a cada archivo de datos de viscosidad estimados por los modelos reológicos a diferentes velocidades de corte. Esto permitió que cada archivo de datos tenga una distribución normal o gaussiana al ser eliminados los datos de viscosidad logrando minimizar los errores en las medias de las viscosidades de cada fluido a diferentes velocidades de corte.

Como se ha mencionado, el objetivo de esta metodología fue estimar valores de viscosidad. Para efectos del presente trabajo se calcularon 6 valores de viscosidad con su desviación estándar y evaluar su efecto en la propagación de errores para el cálculo de los CTCC. Para el caso particular del cálculo de la viscosidad y su error para un fluido a 11 velocidades de corte, se considero un fluido elegido en forma aleatorio y este archivo inicialmente contenía 9



viscosidades estimadas por cada modelo reológico a 11 velocidades de corte, dando un total de 99 datos de viscosidad. Después de haber sido detectados los datos desviados (discordantes) el archivo presenta un total de 95 datos de viscosidad. La distribución normal para este set de datos se puede observar en la figura 5.8 y en la tabla 5.5 se muestra el valor de la viscosidad media para este caso y su desviación estándar.

Para el cálculo de la viscosidad global y su error de los 19 fluidos de perforación a una velocidad de corte de 500 s^{-1} , el archivo analizado inicialmente contenía 9 viscosidades estimadas por los modelos a una misma velocidad de corte, dando un total de 171 datos de viscosidad. Una vez detectados los datos desviados de este archivo quedo un total de 167 datos de viscosidad. La distribución normal para este set de datos se observa en la figura 5.9 y en la tabla 5.5 se muestra el valor de la viscosidad media y desviación estándar para este caso.

Para el cálculo de la viscosidad global y su error de los 19 fluidos de perforación a 5 velocidades de corte, el archivo analizado inicialmente contenía 9 viscosidades estimadas por los modelos a 5 velocidades de corte, dando un total de 830 datos de viscosidad. Una vez detectados los datos desviados de este archivo quedó un total de 778 datos de viscosidad. La distribución normal para este set de datos se observa en la figura 5.10 y en la tabla 5.5 se muestra el valor de la viscosidad media y desviación estándar para este caso.

Para el caso de las 3 viscosidades de fluidos diferentes se consideraron los fluidos 901, 694 y 632 con coeficiente de variación baja, media y alta respectivamente a una velocidad de corte de 500 s^{-1} (ver apéndice C), estos fueron seleccionados del apéndice C de datos de viscosidad con distribución normal.

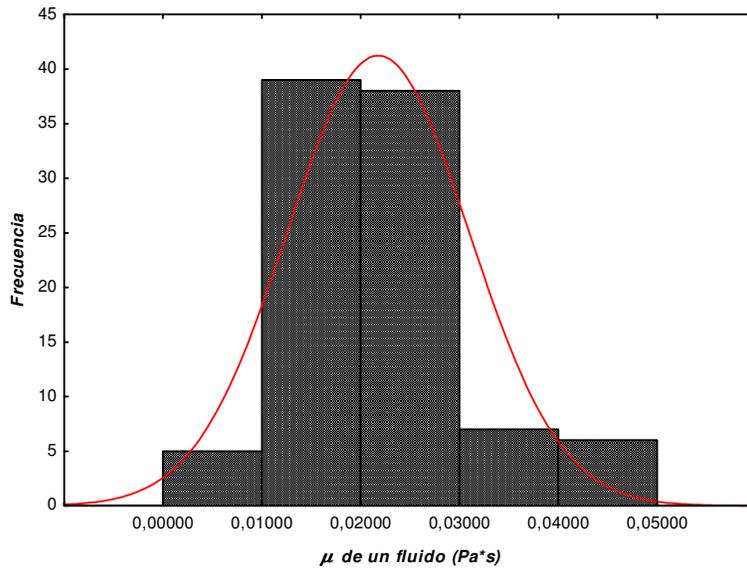


Figura 5.11 Histograma de la distribución de las viscosidades para un fluido elegido de forma aleatoria con una distribución normal después de haber sido tratados con las pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

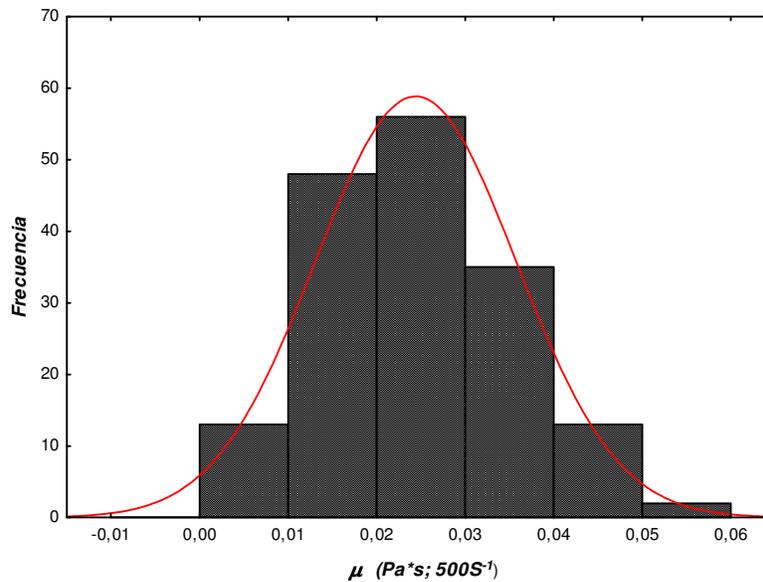


Figura 5.12 Histograma de la distribución de las viscosidades en forma global a una velocidad de corte de 500 s^{-1} con una distribución normal después de haber sido tratados con las pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

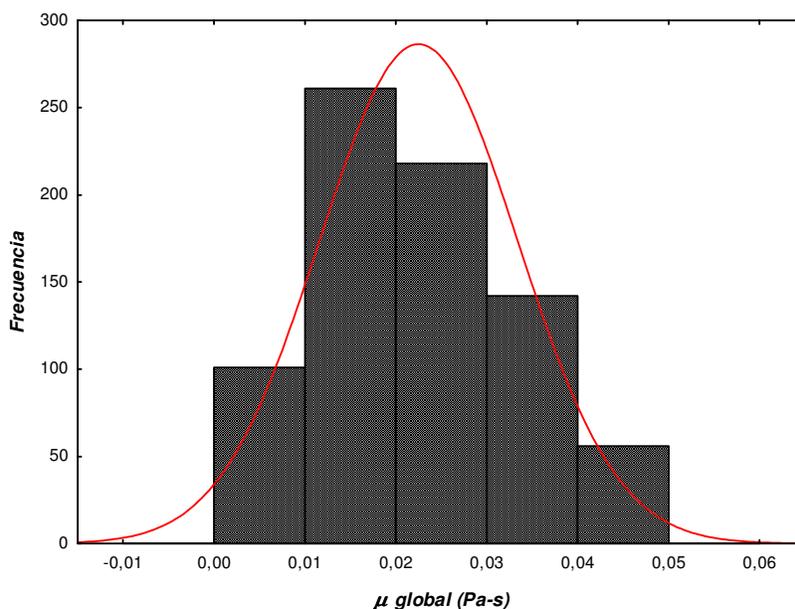


Figura 5.13 Histograma de la distribución de las viscosidades en forma global a 5 velocidad de corte de 200, 400, 600, 800 y 1000 s⁻¹ con una distribución normal después de haber sido tratados con las pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Tabla 5.5 Se muestra el valor de la viscosidad media y su desviación estándar para tres casos después de haber aplicados las pruebas de discordancia y detectar los datos desviados. Las estimaciones se realizaron con respecto a los datos finales, es decir, sin la presencia de datos desviados.

N° de fluidos	Velocidad de corte τ	Datos iniciales	Datos finales	valor de la $\bar{\mu} \pm s_{\mu}$
1 (685)	100 – 1100 s ⁻¹	98	95	0.022 ± 0.009
19	500 s ⁻¹	161	167	0.024 ± 0.011
19	200, 400, 600, 800 y 1000 s ⁻¹	830	778	0.022 ± 0.011
1 (901)	500 s ⁻¹	9	8	0.0219 ± 0.0007
1 (694)	500 s ⁻¹	9	9	0.0341 ± 0.0039



1 (632)	500 s ⁻¹	9	9	0.0108 ± 0.0022
---------	---------------------	---	---	-----------------

La tabla anterior muestra los valores estimados de 6 viscosidades. Para los primeros tres casos las incertidumbres no son pequeñas debido a que se ha considerado en la primera todas las viscosidades a las 11 velocidades de corte, en la segunda la base de datos a una velocidad de corte y la tercera la base de datos a 5 velocidades de corte. En cambio, para las últimas 3 viscosidades solo se consideró un fluido a una sola velocidad de corte lo que da como resultado una incertidumbre pequeña, esto debido a que no se combinaron diferentes velocidades y con otros fluidos. Por lo tanto estos últimos 3 datos de viscosidad y sus incertidumbres estimados serán aplicados a la propagación de errores para el cálculo del CTCC.

En la tabla 5.6 se muestra un análisis de datos de viscosidad rechazados por las pruebas de discordancia para las series de fluidos de perforación, así como el modelo reológico el cual estimó ese dato desviado y finalmente el número de corridas o iteraciones las cuales fueron necesarias para permitir que cada archivo de datos estimados de viscosidad logrará una tendencia normal.

En el apéndice B, muestra una tabla de datos estimados de viscosidad media, desviación estándar, coeficiente de variación y del número de datos contenidos para cada velocidad de corte (100 – 1100 s⁻¹) sin ser tratados con las pruebas de discordancia para detectar datos desviados y el apéndice C, muestra una tabla similar solo que después de haber sido sometidos los valores estimados de viscosidad con las pruebas de discordancia.



Tabla 5.6: Se muestra el análisis de datos de viscosidad, en la primer columna se muestra el fluido en el cual se detectaron datos desviados, en la columna dos las velocidades de corte en las cuales fueron detectados datos desviados, en la tercera el datos rechazado seguido del modelo reológico el cual estimo el dato de viscosidad y finalmente las corridas o iteraciones necesarias para logra la tendencia normal de los datos de viscosidad.

Fluido Nº	Velocidades (S ⁻¹)	Dato Rechazado		Modelo Reológico	Corrida
		Máx.	Mín.		
679	100	*	*	M-BN	1 ^{ra}
	200	*	*	M-QR; M-BN	1 ^{ra}
	300	*	*	M-QR	1 ^{ra}
	900		*	M-QR	1 ^{ra}
	1000		*	M-QR	1 ^{ra}
	1100		*	M-QR	1 ^{ra}
681	100	*	*	M-BN	1 ^{ra}
	200	*	*	M-QR	1 ^{ra}
684	100 a la 1100	*		M-RSMD	1 ^{ra}
685	100	*	*	M-BN	1 ^{ra}
	300	*	*	M-QR	1 ^{ra}
686	100		*	M-BN	1 ^{ra}
687	100 a la 1100	*		M-RSMD	1 ^{ra}
688	200	*	*	M-HB	1 ^{ra}
	100 a la 1100	*	*	M-RSMD	1 ^{ra}
689	400		*	M-RS	1 ^{ra}
690	100		*	M-BN	1 ^{ra}
694	100	*	*	M-BN	1 ^{ra}
	300	*	*	M-QR	1 ^{ra}
701	100	*	*	M-BN	1 ^{ra}
	200	*	*	M-QR	1 ^{ra}
	300	*	*	M-QR	1 ^{ra}
901	100 a la 1100	*		M-RSMD	1 ^{ra}
902	200	*	*	M-BN	1 ^{ra}
	400	*	*	M-QR; M-SKMD	1 ^{ra}
	700	*	*	M-SKMD	1 ^{ra}
	800	*	*	M-SKMD	1 ^{ra}



679	100		*	M-CS	2 ^{da}
688	100,300		*	M-HB	2 ^{da}
689	400		*	M-PL	2 ^{da}
902	200 400 700 800		* * * *	M-CS M-SKMD M-RSMD M-RSMD	2 ^{da} 2 ^{da} 2 ^{da} 2 ^{da}

De la tabla anterior y como se muestra en el apéndice D, fueron necesarias 3 iteraciones (cada una aplicando las pruebas de discordancia) para lograr una distribución normal de cada archivo de datos calculados de viscosidad. En forma global, para los 19 archivos de datos de viscosidad se tiene un total de 1881 datos y para la primera iteración se detectaron 463 datos desviados, en la segunda iteración solo se detectaron 35 datos desviados y finalmente, en la tercera iteración no se detectó ningún dato desviado (ver figura 5.11).

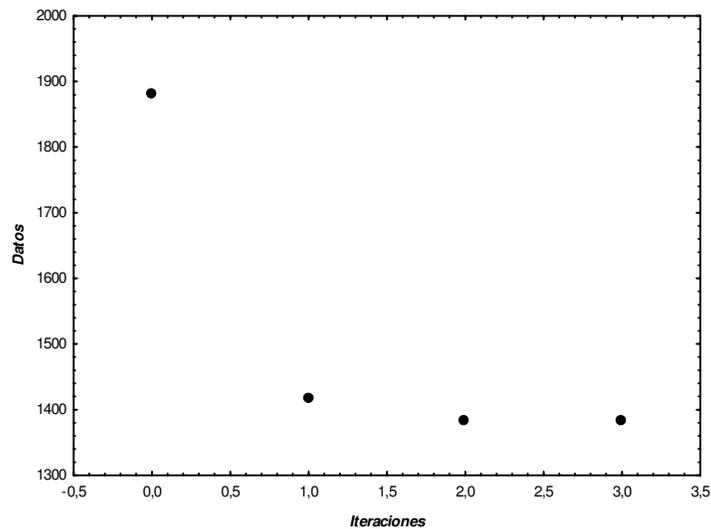


Figura 5.14 La gráfica muestra las iteraciones realizadas para lograr una tendencia normal en los archivos de datos de viscosidad, en forma global se tienen 1881 datos estimados.



El análisis estadístico de las pruebas de discordancia para estimar la viscosidad media y desviación estándar para un fluido a 11 velocidades de corte y de forma global a una velocidad de corte han sido explicados y mostrados los resultados anteriormente. Para el caso del cálculo de la viscosidad media y su error en forma global a 5 velocidades diferentes fue necesario obtener valores críticos a un nivel de confianza del 99 % estimados por Verma et al., 2008(a), (b), y anexados a código del programa de pruebas de discordancia, esto debido a que el archivo analizado contenía 830 datos de viscosidad. Como ya se mencionó, este programa de pruebas de discordancia detectó 52 datos desviados en un total de 39 iteraciones, quedando un total de 778 datos de viscosidad. La eficiencia de estas pruebas son mostradas en la figura 5.12.

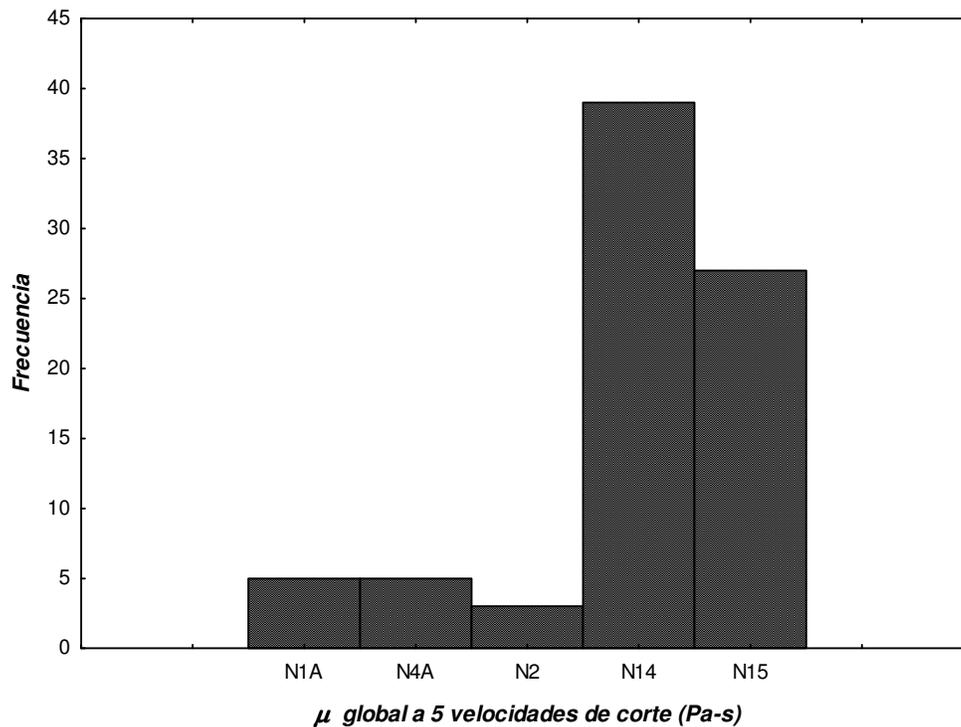


Figura 5.12 El histograma muestra la eficiencia de las pruebas de discordancia y solo las pruebas N1A, N4A, N2, N14 Y N15 detectaron datos desviados.



De la información anterior, es posible concluir que la metodología implementada permitió estimar valores de viscosidad de fluidos de perforación a diferentes velocidades de corte y por lo tanto se logró determinar 3 datos de viscosidad media y sus respectivas desviaciones estándar, esto gracias a las pruebas de discordancia programadas, las cuales detectan datos desviados. Con los archivos normalizados (con una distribución normal) es posible calcular la viscosidad como datos confiables.

5.6 Análisis y aplicación de correlaciones empíricas del Nusselt

La transferencia de calor tiene como esencia el análisis de intercambio de calor entre una sustancia más caliente a otra más fría. Este proceso puede llevarse a cabo por tres mecanismos: conducción, convección y radiación. El CTCC implica la combinación de la transferencia de calor por conducción y convección a través de las capas del fluido. De manera concreta se abordan estos dos mecanismos.

5.6.1 Transferencia de calor por conducción.

Se dice que la energía es transferida por conducción cuando la rapidez de transferencia de energía por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura y por lo tanto el calor deberá fluir de la temperatura más alta a la más baja. La ecuación que prevalece en este mecanismo es conocida como Ley de Fourier (ecuación 5.25):

$$q = -KA \frac{\partial T}{\partial x} \quad (5.25)$$

Donde: K = conductividad térmica del material (W/m °C)



A = área de transferencia de calor (m^2)

5.6.2 Transferencia de calor por convección.

La convección ocurre siempre que una superficie está en contacto con un fluido que tiene una temperatura diferente a la superficie en cuestión. La ecuación que prevalece en este mecanismo es conocida como Ley de enfriamiento de Newton (ecuación 5.26):

$$q = h \cdot A (T_0 - T_\alpha) \quad (5.26)$$

Donde h = coeficiente de transferencia de calor ($W/m^2 \text{ } ^\circ C$)

A = área de transferencia de calor (m^2)

T_0 = temperatura de la superficie ($^\circ C$)

T_α = temperatura del fluido ($^\circ C$)

En este proceso térmico existen dos tipos de convección: libre y forzada (Incropera, 1990; Kakac y Yener, 1994). La convección libre es provocada por la diferencia de densidad de un fluido al contacto con una frontera de diferente temperatura, es decir, que el fluido al ser calentado o enfriado por conducción en la frontera disminuirá o aumentará su densidad, provocando movimientos de éste y por consecuencia un acarreo de energía de la parte más caliente a la más fría.

La convección forzada se presenta siempre que se provoca el movimiento de un fluido por un medio motriz y al estar en contacto con una frontera de diferente temperatura (como es el caso de fluido de perforación a lo Largo del pozo geotérmico), éste acarrea energía de la parte más caliente a la más fría.



Para el análisis de transferencia de calor por convección forzada, es necesario tomar en cuenta los parámetros que influyen en el mecanismo, los cuales son asociados con el flujo del fluido y transferencia de calor. Un parámetro importante es el número de Reynolds, ya que relaciona las fuerzas de inercia con las fuerzas viscosas durante el flujo del fluido, teniendo repercusión en el mecanismo de convección en la transferencia de calor (Incropera, 1990; Kakac y Yener, 1994). Este parámetro se determina con la ecuación 5.27:

$$\text{Re} = \frac{\rho U_{\alpha} D}{\mu} \quad (2.27)$$

Donde: ρ = densidad del fluido (Kg/m^3)

U_{α} = velocidad media del fluido (m/s)

D = diámetro en la sección del conducto (m)

μ = viscosidad del fluido (Pa.s)

Otro parámetro importante dentro del mecanismo de convección forzada es el número de Prandtl, el cual relaciona la difusividad molecular de momentum con la difusividad molecular de calor. Esta relación representa la importancia del transporte de momentum y del transporte de energía por procesos de difusión (Incropera, 1990; Kakac y Yener, 1994). Este parámetro se determina con la ecuación 5.28:

$$\text{Pr} = \frac{\mu}{\rho \alpha} \quad (5.28)$$

Donde: μ = viscosidad del fluido (Pa.s)

ρ = densidad del fluido (Kg/m^3)



α = difusividad térmica del fluido (m^2/s)

El número de Nusselt es un parámetro muy importante en el análisis de transferencia de calor por convección, debido a que relaciona la transferencia de calor por conducción y por convección a través de las capas del fluido. Esta ecuación se muestra nuevamente a continuación:

$$Nu = \frac{hD}{K} \quad (5.29)$$

El estudio de este número adimensional ha llevado a múltiples investigaciones, en las cuales se han desarrollado una gran variedad de correlaciones empíricas que tratan de obtener el comportamiento más apropiado de este parámetro, las investigaciones han sido enfocadas a la determinación del coeficiente de transferencia de calor convectivo. En el capítulo 3 sección 3.11 se han establecido las correlaciones empíricas en estudio para lograr el presente trabajo, las condiciones y criterio de selección de los mismos, por lo que solo resta mencionar que el régimen de flujo es turbulento con $Re > 2300$ en la tubería de perforación del pozo geotérmico.

Las correlaciones empíricas del número de Nusselt fueron transformadas para el cálculo explícito del coeficiente convectivo de transferencia de calor y estas transformaciones se muestran a continuación:

1. Dittus y Boelter [DB] (1930)

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \quad (5.30)$$

$$h = \frac{0.023 \rho^{0.4} \nu^{0.8} k}{\mu^{0.4} \alpha^{0.4} d^{0.2}} \quad (5.31)$$



2. Sleicher y Rause [SR] (1975)

$$\begin{aligned}
 Nu_b &= 5 + 0.015 Re^m Pr^n \\
 m &= 0.88 - 0.24/(4 + Pr) \\
 n &= 1/3 + 0.5e^{-0.6 Pr}
 \end{aligned}
 \tag{5.32}$$

$$h = \frac{(5k/d) + 0.015 \rho^m v^m d^m \mu^n \kappa}{\mu^m \alpha^n \rho^n d}
 \tag{5.33}$$

3. Lakshminarayanan [LK] (1976)

$$\begin{aligned}
 St &= 0.071 Re^{-0.33} Pr^{-0.67} \\
 Nu &= St \cdot Pe \\
 Pe &= Re \cdot Pr
 \end{aligned}
 \tag{5.34}$$

$$h = \frac{0.071 \rho^{0.34} v^{0.67} \kappa}{\mu^{0.34} \alpha^{0.33} d^{0.33}}
 \tag{5.35}$$

4. Gnielinski [GK] (1976)

$$Nu_b = \frac{(f/2)(Re_b - 1000) Pr_b}{1 + 12.7(f/2)^{1/2} (Pr_b^{2/3} - 1)}
 \tag{5.36}$$

$$f = (1.82 \log Re - 1.64)^{-2}$$

$$h = \frac{(f_g/8)(Re-1000)Pr}{1 - 12.7(f/8)^{1/2} (Pr^{2/3} - 1)}
 \tag{5.37}$$

5. Kays y Crawford [KC] (1981)



$$Nu_b = 0.022 Re_b^{0.8} Pr_b^{0.5} \quad (5.38)$$

$$h = \frac{0.022 \rho^{0.3} v^{0.8} \kappa}{\mu^{0.3} \alpha^{0.2} d^{0.5}} \quad (5.39)$$

5.7 Propagación de errores para el cálculo del CTCC

El estudio de propagación de errores ha llevado a múltiples trabajos. Verma en el 2000 realizó un estudio de propagación de errores en ecuaciones para el modelado geoquímico de isótopos radiogénicos. Andaverve en el 2005, estimó incertidumbres de temperaturas estabilizadas en pozos geotérmicos. García-Valladares y colaboradores en el 2006 realizaron un trabajo de incertidumbre y sensibilidad en el modelado numérico de los proceso de flujo en pozos geotérmicos (simulador GEOWELLS).

En el presente trabajo, la propagación de errores para el cálculo del CTCC y su incertidumbre, se desarrolló mediante simulación numérica en el lenguaje Fortran en donde fueron programadas la correlaciones empíricas del número de Nusselt transformadas para el cálculo explícito del coeficiente convectivo antes mencionadas. Las propiedades de transporte y termofísicas involucradas en los números adimensionales del Reynolds y Prandalt fueron tomados de la literatura (García-Valladares et al., 2006; Santoyo, 1997) excepto la variable viscosidad la cual fue calculada a partir de una base se datos de mediciones reológicas de fluidos de perforación y aplicando los modelos reológicos.

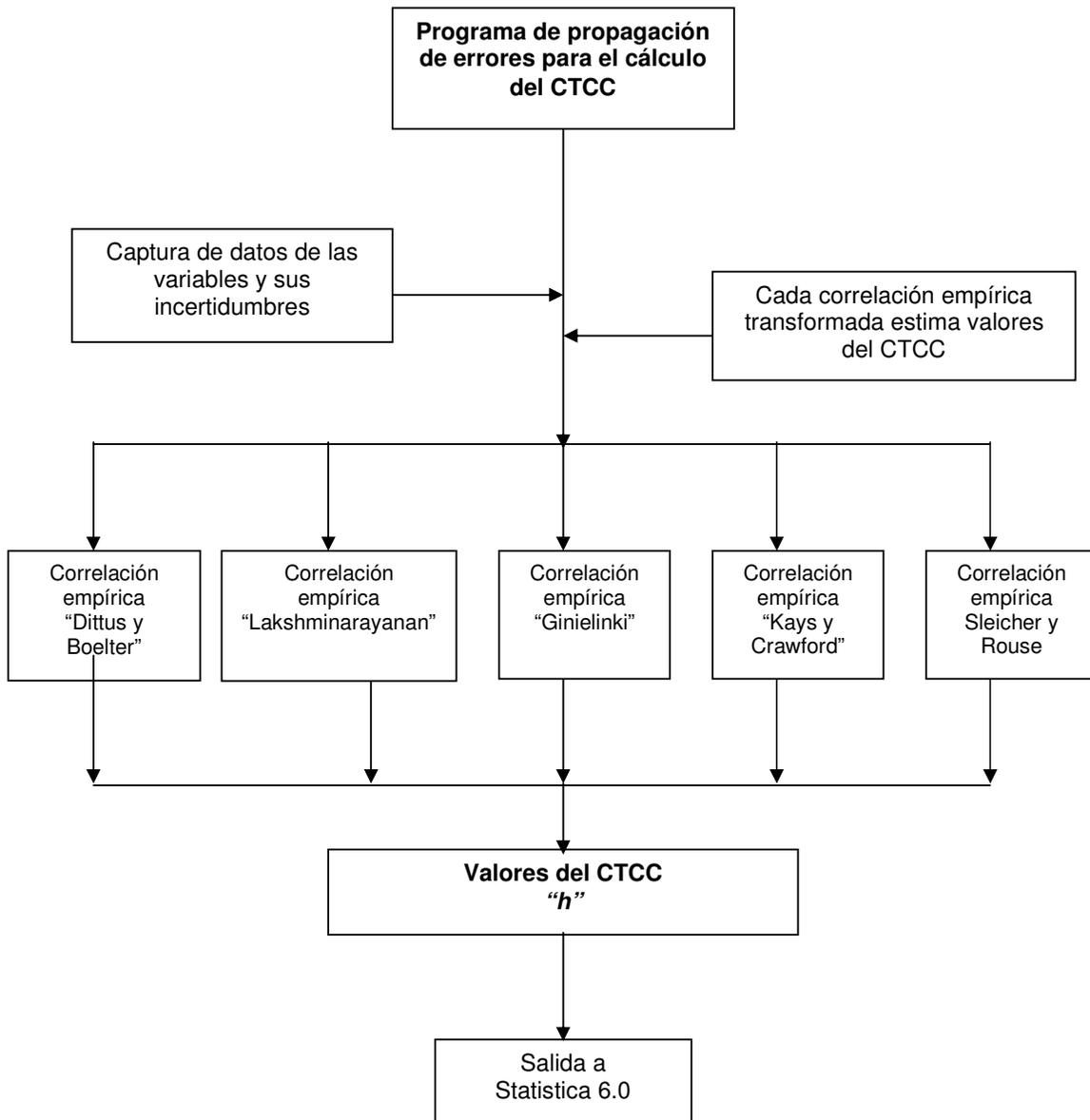
5.8 Cálculo del coeficiente de transferencia de calor convectivo (CTCC)



Para estimar los CTCC, como ya se ha mencionado, la propagación de errores en las variables involucradas en las correlaciones empíricas se realizó mediante simulación numérica y el código funciona de la siguiente forma (ver figura 5.13 :

- (1) En el código se capturan los valores de cada variable (densidad, difusividad, conductividad y viscosidad) y su incertidumbre, excepto la velocidad del fluido y el diámetro de la tubería ya que estos dependen de las condiciones que prevalecen en el pozo geotérmico.
- (2) Las variables y sus incertidumbres son propagadas mediante la aplicación de la ecuación 3.33 para distribución Gaussiana o normal hasta ± 3 desviaciones estándar y lograr una distribución con el 99% de datos.
- (3) El paso anterior es iterativo y cada valor calculado es evaluado en cada ecuación transformada para el cálculo del CTCC.
- (4) La información de datos generado por el simulador es enviado a un archivo denominado CTCC_DB, SR, LK, GK, KC.
- (5) Finalmente los archivos de los CTCC son analizados haciendo uso del software Statistica, para su análisis e interpretación.

Los valores de las variables consideradas para estimar los CTCC se muestran en la tabla 5.7, las unidades de medición y su referencia.



La figura 5.13 Muestra un diagrama de flujo para del programa de la propagación de errores para el cálculo del CTCC.



Tabla 5.7 Muestra los valores de las variables involucradas en las correlaciones empíricas para el cálculo del CTCC y su incertidumbre.

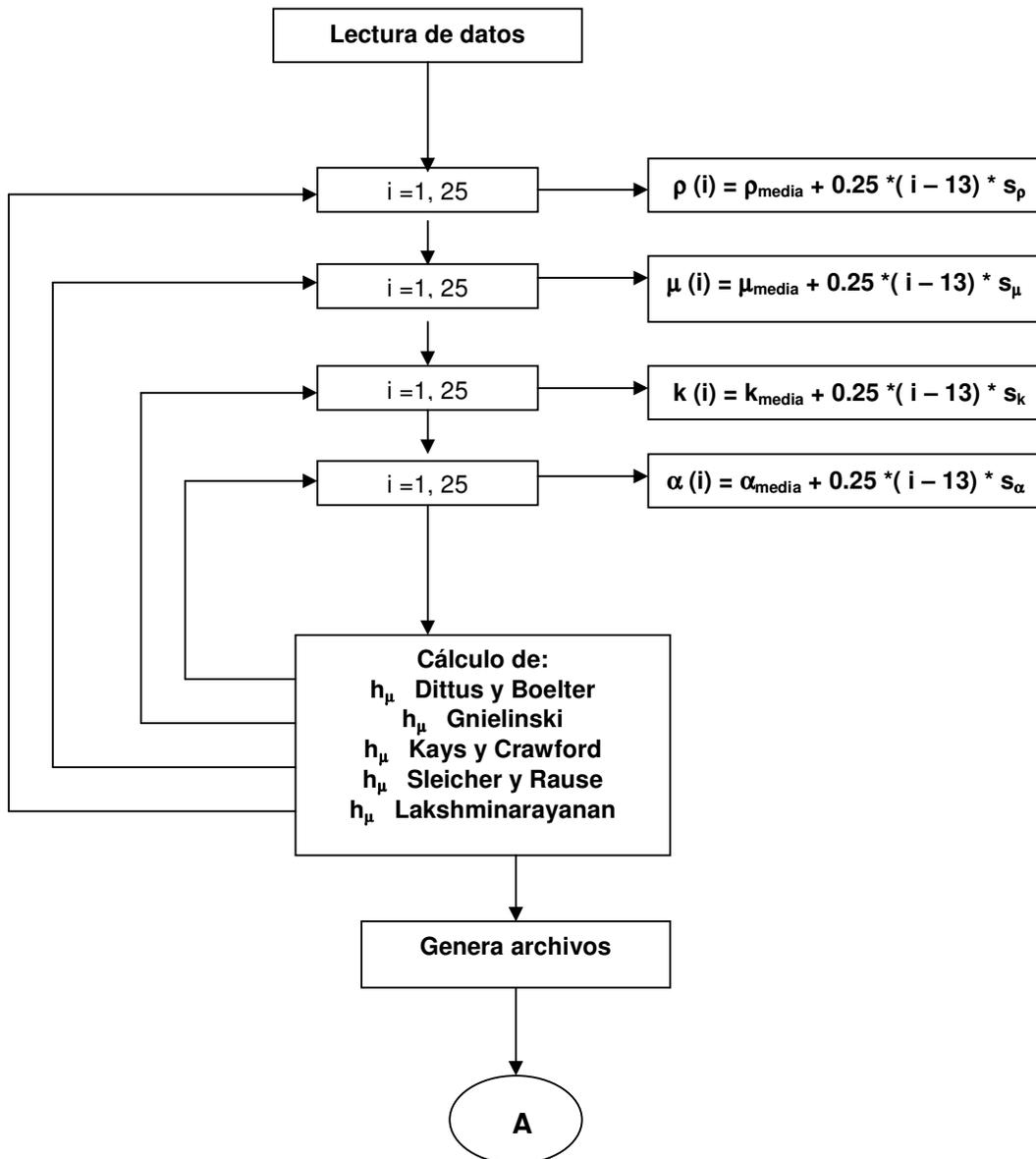
Variable	Valor	Unidades	Referencia
k	0.098	W/m°C	Isaías, 1992
ρ	1167	Kg/m ³	Santoyo, 1997
α	0.00000031	m ² /s	Tien-Chang, 1982
μ_1	0.0219	Pa.s	Estimado en este trabajo
μ_2	0.0341	Pa.s	Estimado en este trabajo
μ_3	0.0108	Pa.s	Estimado en este trabajo
U_α	0.84	m/s	Weir y Bailey, 1996
d	0.23	m	Chilingarian, 1983

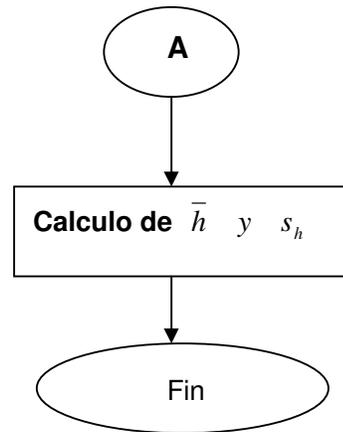
Para el cálculo de los coeficientes convectivos de transferencia de calor (h) y sus incertidumbres se desarrolló un programa de cómputo en Fortran y en la figura 5.14 se presenta su diagrama de flujo. Las correlaciones utilizadas para el cálculo de h fueron: (1) Dittus y Boelter, (2) Sleicher y Rause, (3) Lakshminarayanan, (4) Gnielinski y, (5) Kays y Crawford. Los datos de entrada en este programa son los valores de: densidad, viscosidad, conductividad térmica, difusividad térmica, así como sus respectivas incertidumbres. Los valores de velocidad del fluido y diámetro de la tubería fueron considerados constantes.

En este programa, la propagación de errores se simula numéricamente mediante el empleo de la ecuación de probabilidad de una variable que cumple con una distribución normal. Para cada una de las variables de entrada se calculan sus valores en función de sus media y su desviación estándar a fin de obtener sus respectivas distribuciones de tipo normal. Posteriormente,



mediante ciclos anidados se realizaron las combinaciones de dichas variables y en el caso del presente estudio se realizaron 390625 combinaciones obteniéndose igual número de valores de h . A estos valores se les calculó su media y su desviación estándar, lográndose así obtener la incertidumbre en el coeficiente convectivo de transferencia de calor.





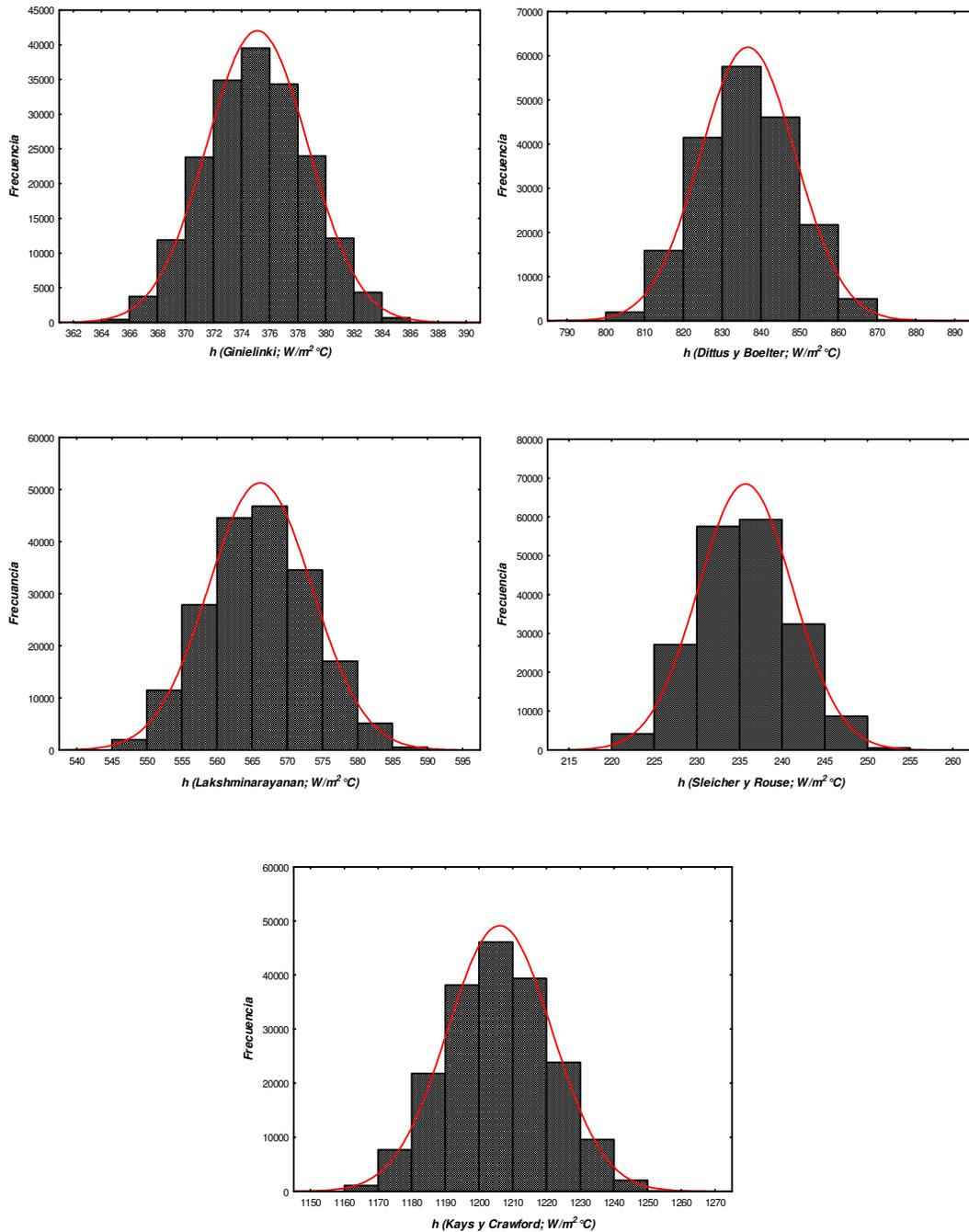
La figura 5.14 Muestra un diagrama de flujo a detalle del código para la simulación de la propagación de errores para el cálculo del CTCC.

Para la propagación de errores, las variables involucradas en las correlaciones empíricas tuvieron un error del 1% o con un coeficiente de variación del 0.001, excepto, la variable de viscosidad. Se realizaron 3 simulaciones de propagación con el error para cada uno de los valores estimados y de viscosidad y sus incertidumbres de los fluidos 901, 694 y 632 (ver tabla 5.5) y en la tabla 5.8 se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas y sus distribuciones observadas en las figuras 5.15, 5.16 y 5.17.

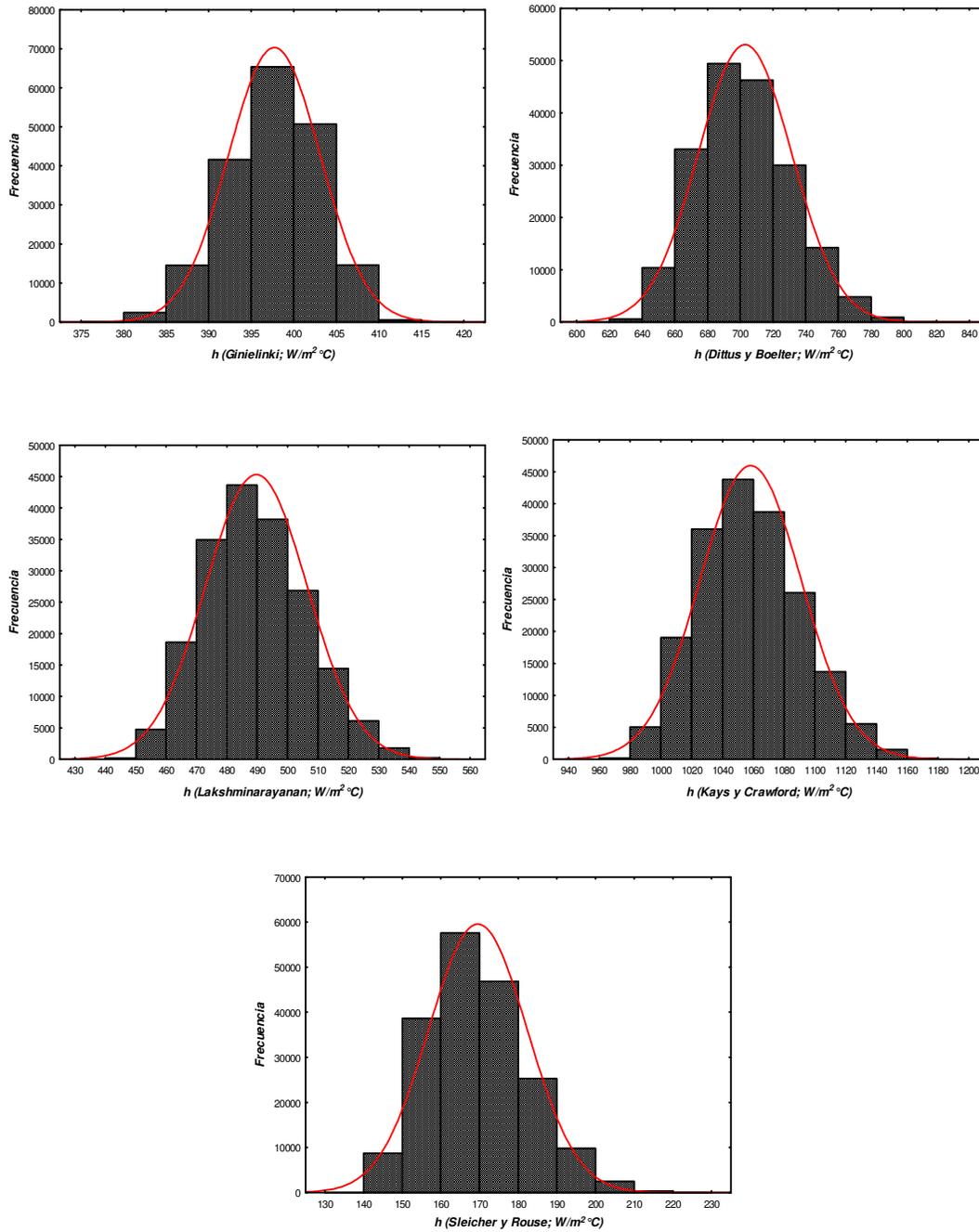


Tabla 5.8 Se muestran los valores estimados del CTCC y sus incertidumbres de las cinco correlaciones empíricas para cada uno de los 3 fluidos seleccionados.

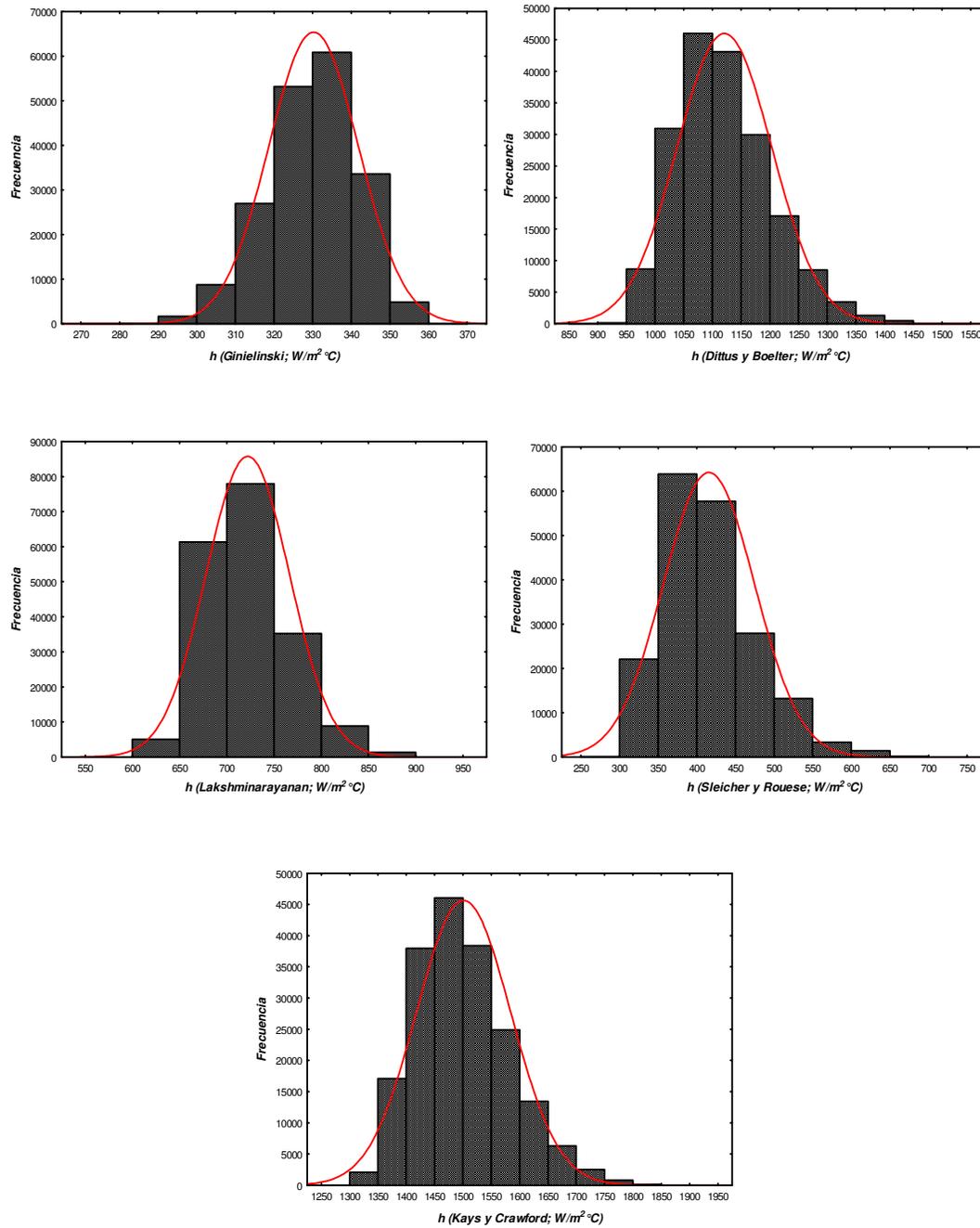
Fluido	cv	$\bar{\mu} \pm s_{\mu}$	Correlación	$h \pm s_h$
901	0.0319	0.0219 ± 0.0007 (3.2 %)	[D-B]	836 ± 12
			[LK]	566 ± 7
			[GK]	375.1 ± 3.6
			[KC]	1206 ± 15
			[SR]	236 ± 6
694	0.1144	0.0341 ± 0.0039 (11.4%)	[D-B]	702 ± 29
			[LK]	489 ± 17
			[GK]	398 ± 5
			[KC]	1058 ± 33
			[SR]	169 ± 13
632	0.2037	0.0108 ± 0.0022 (20.4%)	[D-B]	1119 ± 80
			[LK]	721 ± 44
			[GK]	330 ± 12
			[KC]	1499 ± 80
			[SR]	414 ± 60



Grafica 5.15 Histogramas de los CTCC estimados por las correlaciones empíricas mediante simulación numérica. Las variables propagadas fueron las mostradas en la tabla 5.7 con un error del 1% y la viscosidad media y su incertidumbre corresponde al fluido 901 con un cv de 0.0319.



Grafica 5.16 Histogramas de los CTCC estimados por las correlaciones empíricas mediante simulación numérica. Las variables propagadas fueron las mostradas en la tabla 5.7 con un error del 1% y la viscosidad media y su incertidumbre corresponde al fluido 694 con un cv de 0.1144.



Grafica 5.17 Histogramas de los CTCC estimados por las correlaciones empíricas mediante simulación numérica. Las variables propagadas fueron las mostradas en la tabla 5.7 con un error del 1% y la viscosidad media y su incertidumbre corresponde al fluido 632 con un cv de 0.2037.



Los resultados de la propagación de las variables involucradas en las correlaciones empíricas del número de Nusselt para el cálculo de los CTCC y principalmente la viscosidad y sus incertidumbres sí muestran un efecto en los resultados estimados.

Como se explicó anteriormente, las variables densidad, difusividad y conductividad fueron propagadas con un error del 1% para cada una de ellas, y los datos estimados de viscosidad media y sus incertidumbres de los fluidos 901, 694 y 632 se propagaron con un error de 3.2, 11.4 y 20.4 %, respectivamente (valores obtenidos en el presente trabajo). Esto muestra de manera clara que las incertidumbres de la viscosidad causan un efecto en el cálculo de los CTTC estimados por las correlaciones empíricas.

Finalmente, resta añadir que los valores estimados por los CTCC difieren entre ellos, por lo que sería conveniente a futuro realizar un análisis de cada uno de éstos y entender su comportamiento.



Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

De los estudios realizados en cuanto a la evaluación de modelos reológicos se puede concluir lo siguiente:

- 1) Se analizó de manera estadística una base de datos de 813 series de fluidos de perforación de pozos geotérmicos con mediciones reológicas de velocidad de corte y esfuerzo cortante, encontrándose que 280 series muestran un comportamiento lineal, 520 son de comportamiento No – Newtoniano y 13 un comportamiento caótico.
- 2) Se aplicaron 9 modelos reológicos de regresión entre velocidad de corte y esfuerzo cortante para evaluar propiedades reológicas de fluidos de perforación. Estos modelos fueron programados en el lenguaje fortran para estimar los parámetros de cada uno de ellos y las alternativas de solución fueron de cuatro tipos: (a) los modelos de BN, PL, RS y CS se resolvieron aplicando RLO, (b) el modelo de HB fue iterativo y con RLO, (c) el modelo QR aplicando el software Statistica y (d) los modelos SK, RSM y SKM fueron iterativos.
- 3) Para el análisis de ajuste de los modelos reológicos se aplicó la metodología de los residuales (RES). Estos valores se transformaron a una distribución normal y se encontró que el modelo de HB es eficiente para reproducir mediciones reológicas de fluidos de perforación y



además estima valores cercanos al cero de la media y desviación estándar al calcular los RES con un 99% de datos originales.

- 4) Se desarrolló un programa de pruebas de discordancia para detectar datos desviados, el cual fue aplicado a los datos de RES y de valores estimados de viscosidad. En el análisis de ajuste de modelos reológicos las pruebas de mayor eficiencia fueron la N14, N15 y N1, la de mediana eficiencia N4a y N2 y las de baja eficiencia N1B, N4B, N7, N8, N9a, N9b, N10A y N10B.
- 5) A fin de calcular los valores de viscosidad se derivaron las ecuaciones de los modelos reológicos y se aplicaron a la base de datos de 19 fluidos con información sobre propiedades termofísicas y de transporte, así como de composición química.
- 6) Del punto anterior se desarrolló un programa para el cálculo de viscosidades y su incertidumbre de fluidos de perforación y estimar estos valores a velocidades de 100 a 1100 s⁻¹ para cada fluido de perforación.
- 7) Se seleccionaron 5 correlaciones empíricas del número de Nusselt para el cálculo de los CTCC, los cuales fueron transformados para el cálculo explícito de h .
- 8) La propagación de los errores de las variables de densidad, difusividad, conductividad y las de viscosidad estimadas con sus respectivas incertidumbres fue mediante simulación numérica.
- 9) Se estimaron valores del coeficiente de transferencia de calor convectivo con propagación de errores encontrándose que las variables



involucradas en las correlaciones empíricas del número de Nusselt para el cálculo de los CTCC y principalmente la viscosidad y sus incertidumbres sí muestran un efecto en los resultados estimados.

10) El presente trabajo propone una metodología eficiente para el cálculo de viscosidades y sus incertidumbres el cual puede ser aplicado para evaluar el comportamiento de las temperaturas de formación estáticas de pozos geotérmicos.

11) Los resultados del presente trabajo fueron presentados en dos congresos en modalidad de póster:

a) "Evaluación estadística y reológica de la viscosidad en fluidos de perforación geotérmicos (No-Newtonianos) y su implicación en los cálculos de los coeficientes de transferencia de calor convectivos", VII Congreso de Estudiantes del Centro de Investigación en Energía (CIE-UNAM), Temixco, Morelos, Mayo del 2008.

b) "Evaluación estadística y reológica de la viscosidad en fluidos de perforación geotérmicos (No-Newtonianos) y su implicación en los cálculos de los coeficientes de transferencia de calor convectivos y de temperaturas estabilizadas de formación", II Simposio Geocientífico Internacional – Linares, Universidad Autónoma de Nuevo León, Junio del 2008

De los resultados obtenidos durante la realización de este trabajo, se proponen las siguientes recomendaciones:



- 1) Emplear los datos obtenidos de los CTCC en simuladores geotérmicos para estimar la distribución de temperaturas a lo largo del pozo geotérmico.

- 2) Realizar análisis de la composición química de los fluidos de perforación para estimar su efecto en la determinación de las viscosidades.



Bibliografía

Andaverde, J., Verma, S. P. y Santoyo, E., (2005). *Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models*. Geophysical Journal International, Vol. 160, p. 1112-1122.

Alonso, F. y Suárez M., (1994). *Hot Dry Systems in Mexico*. Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 18, p. 401-404.

API BUL 13D, (1980). *The Rheology of Oil-Well Drilling Fluids*, American Petroleum Institute. First Edition. August, Washington, D. C.

Armstead, H.C.H., (1983). *Geothermal Energy*. E. & F. N. Spon, London, 404 pp.

Augustine, C., Tester, J. W. Y Anderson, B., (2006). *A Comparison of Geothermal With Oil and Gas Well Drilling Costs*. Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-179.

Bakis, R., (2008). *Alternative Electricity Generation Opportunities*. Energy Sources, Part A, p. 141-148.

Baria R., Baumgartner J., Gérard A., y Garnish J., (2000). *The European HDR Programme: Main Targets and Results of the Deepening of the Well GPK2 to 5000 m*. Proc. World Geothermal Congress 2000, Eds. Eduardo Iglesias, David Blackwell, Trevor Hunt, John Lund, Shiro Tamanyu y Keiji Kimbara, International Geothermal Association, New Zealand, ISBN 0-473-06811-7, 3643-3652 pp.

Barnett, V. y Lewis, T., (1994). *Outliers in Statistical Data*. Third Edition, Wiley, Chichester, pp. 584.



Beirute, R. M., (1991). *A Circulating and Shut-in Well Temperature Profiles Simulator*. Journal Petroleum Technology, vol. 9, 1140-1146.

Bertani, R., (2005). *World Geothermal Power Generation in the Period 2001-2005*. Geothermics, Vol. 34, p. 651-690.

Bingham, E.C., (1922). *An Investigation of the Laws of Plastic Flow*, Scientific Paper of the Bureau of Standards, Dept. of Commerce, Washington DC, paper 278 (June 5, 1916), vol. 13, p. 309 – 353; Recapitulated in Fluidity and Plasticity, (by E.C. Bingham) McGraw Hill Book Co., New York.

Bird, R. B., Stewart, W. E., y Lightfoot, E. N., (1980). *Fenómenos de Transporte*, Editorial Reverte S. A. Barcelona, España.

Bourgoyne, A.T. Jr., Chenevert, M.E., Millheim, K.K. y Young, F.S. Jr. (1986). *Applied Drilling Engineering*, SPE Textbook Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Vol. 2, TX Chapter 2,4.

Caldiño-Villagómez, I.A., Bonola-Alonso I. y Salgado-Maldonado G., (2002). *Determinación en Laboratorio de los Parámetros Reológicos de Mezclas Agua-Sedimentos para el Cálculo de Flujos de Lodos y Debris*, Ingeniería Hidráulica en México, Vol. 17, núm. 3, p. 27-35.

Casson, N., (1957). A Flow Equation for Pigment-Oil Suspensions of the Printing Ink Type, Presented at the conference organized by the British Society of Rheology, University Collage, Swansea, UK (Sept 1957): Proceedings published as Rheology of Disperse Systems, C.C. Mill (ed.) Pergamon Press, London.

Chilingarian, G.V., (1983). *Drilling and Drilling Fluids*. Editorial ELSEVIER. Science Publishers. Suecia.

Comisión Federal de Electricidad CFE, 2007:



<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>

Díaz-González, L., (2008). *Desarrollo de nuevas Herramientas estadísticas y Geotermométricas Para la Industria Geotérmica*. Tesis de Doctorado, Posgrado en ingeniería (Energía), Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Pp. 65.

Díaz-González, L. y Santoyo, E., (2008). *A New Precise Calibration of the Na/K Geothermometer Using a World Database of Geothermal Fluids and Improve Geochemometric Techniques*. *Geochimica et Cosmochimica acta*, Vol. 72, Issue 12, Supplement 1, pp. A1-A1144, S1-S14.

Dickson, M. H. y Fanelli M., (2003). *Geothermal Energy: Utilization and Technology*. *Unesco Renewable Energy Series*, p. 205.

Dickson, M. H. y Fanelli M., (2004). *Cos'è l'Energia Geotermica?*. Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR , Pisa, Italy.

Dittus, F. W. y Boelter, L. M. K., (1930). *Publications in Engeneering*, Vol. 2, Univ. of Calif., Berkeley, USA, p. 443.

Espinosa-Paredes, G., García, A., Santoyo, E. y Hernández, I. (2001) TEMLOPI/V2.0: *a computer program for estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in*. *Computers & Geosciences*, Vol. 27 (3): p.329-346.

Fridleifsson, I. B., (2001). *Geothermal energy for the benefit of the people*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 5, p. 299-312.

Fridleifsson, G. O. y Elders, W. A., (2005). *The Iceland Deep Drilling Project: a Search for Deep Unconventional Geothermal Resources*. *Geothermics*, Vol. 34, p. 269-285.

García, A., Hernández, I., Espinosa-Paredes, G. y Santoyo, E. (1998a) TEMLOPI: *A thermal simulator for estimation of drilling mud and formation temperatures during*



drilling of geothermal wells. Computers & Geosciences, Vol. 24 (5): p.465-477.

García, A., Santoyo, E., Espinosa-Paredes, G. y Hernández, I. (1998b) *Estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in in the presence of lost circulation*. Transport in Porous Media, Vol. 33 (1-2): p.103-127.

García-Valladares, O., Sánchez-Upton, P. y Santoyo, E., (2006). *Numerical Modeling of Flow Processes Inside Geothermal Wells: An Approach for Predicting Production Characteristics With Uncertainties*. Energy Conversion and Management, Vol. 47, p. 1621-1643.

Gnielinsky, V., (1976). *New Equations for Heat and Mass Transfer in Turbulent Pipe and Channel Flow*. Int. Chem. Eng. Vol. 16, p. 359-368.

Gómez-Arias, E., (2006). *Evaluación de Modelos Reológicos para el Estudio del comportamiento de Fluidos de Perforación No-Newtonianos: Implicaciones en la Construcción de Pozos Geotérmicos*. Tesis de Licenciatura, Universidad Autónoma del Estado de Morelos, México. 140 p.

Gutiérrez-Negrín, L. C. A. y Quijano-León, J. L., (2005). *Update of Geothermics in Mexico*. Geotermia, Vol. 17, No. 1, p. 21-30.

Herschel, W.H. y Bulkley, R., (1926). *Measurement of Consistency as Applied to Rubber – Benzene Solutions*, Proc. 29th Annual Meeting of the American Soc. Testing Materials, Atlantic City NJ (June 21-25), vol. 26, No. 82, Parte 2, p. 621 – 629.

Hernández, R.I., (1992). *Desarrollo de un Modelo Para el Cálculo de las Temperaturas de los Fluidos de Perforación*, Instituto Tecnológico de Puebla, Puebla.

Hiriart-LeBert, G. y Gutiérrez-Negrín, L. C. A., (1994). *Geothermal Development in Mexico*. Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 18, p. 269-274.



Incropera, F. P. y DeWitt, D. P., (1990). *Introduction to Heat Transfer*. Chaptre 8, Internal Flow, Wiley, New York, pp. 419-461.

Isaías, H. R., (1992). *Desarrollo de un Modelo Para el Cálculo de Temperaturas de Fluidos de Perforación*. Tesis de Licenciatura, Instituto Tecnológico de Zacatepec. pp. 120.

Kaieda H., Jones R.H., Moriya H., Sasaki S. y Ushijima K., (2000). *Ogachi HDR Reservoir Evaluation by AE and Geophysical Methods*. Proc. World Geothermal Congress 2000, Eds. Eduardo Iglesias, David Blackwell, Trevor Hunt, John Lund, Shiro Tamanyu y Keiji Kimbara, International Geothermal Association, New Zealand, ISBN 0-473-06811-7, pp. 3755-3760.

Kakac, S., y Yener, Y., (1994). *Convective Heat Transfer*. CRC Press Inc., Second Edition, 422p.

Kays, W. M. and Crawford, M. E., 1981. *Convective heat and mass transfer*, Second edition, McGraw-Hill, New York.

Kelessidis, V. C., Maglione, R., Tsamantaki, C. y Aspirtakis, Y., (2006). *Optimal Determination of Rheological Parameters for Herschel-Bulkley Drilling fluids and Impact on Pressure Drop, Velocity Profiles and Penetration Rates During Drilling*. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 53, p. 203-224.

Kok, M. V. y Alikaya, T., (2004). *Determination of Rheological Models for Drilling Fluids (A Statistical Approach)*, Taylor and Francisi. Energy Sources, Ankara, Turkey, Vol. 26, p.153-165.

Lakshminarayanan, M. S., Lalchandani, R., Raja Rao, M., 1976. *Turbulent flow heat transfer in circular tubes*. Indian Journal Technology, Vol. 14, 521-525.



Lauzon, R. V. y Reid, K. I., (1979). *New Rheological Model Offers Field Alternativ*”, The Oil and Gas Journal, Houston.

Lund, J. W., (2008). *Utilization of Geothermal Resources*. Resumen para Congreso World Future Energy Summit, Abu Dhabi, 2009.

Lund, J. W., Freeston, D. H. y Boyd, T. T., (2005). *Direct Application of Geothermal Energy: 2005 Worldwide Review*. Geothermics, Vol. 34, p. 691-727.

Marshall, D. W., y Bentsen, R. G., (1982). *A Computer Model to Determine the Temperature distributions in a Wellbore*. Journal Petroleum Technology, Vol 1-2, p. 63-75.

Miller, J. N. y Miller, J. C., (2000). *Statistic and Chemometrics for Analytical Chemistry*. Prentice Hall, Pearson Education, Harlow, Englad, 271 p.

Nicholson, K., (1993). *Geothermal Fluids Chemistry and Exploration Techniques*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, pp.263.

Núñez, S., Santoyo, E., Pérez, L. A. y Santoyo, S. G. (2003). *Rheological Evaluation of non-Newtonian Mexican Nixtamalised Maite and dry Processed Masa Flours*. Editorial ELSEVIER, Journal of Food Engineering, Vol. 60, p. 55-66.

Quijano-León, J. L. y Gutiérrez-Negrin, C. A., (2000). *Geothermal Production and Development Plans in México*. Proc. World Geoyhermal Congress 2000, Kyushu – Tohoku, Japon.

Oswald, W., (1925). *Ueber die geschwindigkeitsfunktion der viskositat disperser Systeme (the velocity of viscosity of disperse systems)*, Kolloid z., vol 36, p. 99-117.

Perry, R. H. y Chilton, C. H., (1982). *Manual del Ingeniero Químico*, Quinta Edición, Vol. 1, Mc Graw Hill, México.



Robertson, R. E. y Stiff, H. A., (1976). *An Improved Mathematical Model for Relating Shear Stress to Shear Rate in Drilling Fluids and Cement Slurries*, Society of Petroleum Engineers Journal, Dallas, Texas.

Ronald, S., (2006). *Liberalisation of Trade in Renewable Energy and Associated Technologies: Biodiesel, Solar Thermal and Geothermal Energy*. OECD Trade and Environment Working Paper No. 2006-01.

Sánchez, V. E., (2003). *Space Heating and Water Heating systems in Los Azufres, Michoacán, México*. Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 27, p. 107-110.

Sanyal, S. K., (2005). *Geothermal Resouce: Characteristics, Development, Assessment and Management*. World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, April.

Santoyo, E., (1997). *Transient Numerical Simulation of Heat Transfer Processes During Drilling of Geothermal Wells*. Ph.D. Thesis, University of Salford, U.K., 351 p.

Santoyo, E., García, A., Espinosa, G., Santoyo-Gutiérrez, S. y González-Partida, E., (2003). *Convective Heat-transfer Coefficients of Non-Newtonian Geothermal Drilling Fluids*, *Journal of Geochemical Exploration*, Vol. 78-79, p. 249-255.

Santoyo, E., Santoyo-Gutiérrez, S., García, A., Espinosa, G. y Moya, S. L., (2001). *Rheological Property Measurement of Drilling Fluids Used in Geothermal Wells*. *Applied Thermal Engineering*, Vol. 21, p. 283-302.

Seider, E. N. y Tate, G. E., (1936). *Heat Transfer and Pressure Drop of Liquids in Tubes*. *Industries Engineering Chemical*, Vol. 28, p. 1429.

Sisko, A.W., (1958). *The Flow of Lubricating Grases*, *Industries and Engineering Chemical*, Vol. 50, p. 1789-1792.



Stacey, F.D. y López, D.E., (1988). *Thermal history of the Earth: a corollary concerning non-linear mantle rheology*. Physics of the Earth and Planetary Interiors, 53, p. 167 - 174.

Tien-Chang L., (1982). *Estimation of Formation Temperatura and Termal Property From Dissipation of Heat Generated by Drilling*. Geophysics, vol. 47. pp. 1577-1584.

Torres R.J., Martínez-Estrella J.I. y Iglesias E.R., (2005). *"Database of Mexican medium- to low-temperature geothermal resources"*. Proceedings World Geothermal Congress 2005, paper 1724, Antalya, Turkey, 24-29, Ed. International Geothermal Association, Auckland, New Zealand.

Verma, S. P., (1997). *Sixteen statistical Tests for Outlier Detection and Rejection in Evaluation of International Geochemical reference Materials: Example of Micrograbbro PM-S*. Geostandards Newsletter, Vol. 21, No. 1, p. 59-75.

Verma, S. P., (2000). *Error Propagation in Equations for Geochemical Modeling of Radiogenic Isotopes in Two-Component Mixing*. Earth Planetary Science, Vol. 109, Nq 1, p. 79-88.

Verma, S. P., (2005). *Estadística Básica para el Manejo de Datos Experimentales: Aplicación en la Geoquímica (Geoquimiometría)*. Universidad Nacional Autónoma de México, D. F., 186p.

Verma, S. P., (2008). *Evaluation of Regression Models for the Student t and Fisher F Critical Values, the Best Interpolation Equations for Degrees of Freedom Up to 1000, and Their Applications to Quality Control in Science and Engineering*. Manuscrito sometido a la Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Junio, 2008.

Verma, S. P. y Quiroz-Ruiz, A., (2006 a). *Critical Values for Six Dixon Tests for Outliers in Normal Simples up to Sizes 100, and Applications in Science and Engineering*. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 23, No. 2, p. 133-161.



Verma, S. P. y Quiroz-Ruiz, A., (2006 b). *Critical Values for 22 Discordancy tests for Outliers in Normal Samples up to Sizes 100, and Applications in Science and Engineering*. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 23, No. 3, p. 302-319.

Verma, S. P., Quiroz-Ruiz, A. y Díaz-González, L., (2008 a). *Critical Values for 33 Discordancy tests Variants for Outliers in Normal Samples up to Sizes 1000, and Applications in Quality Control in Earth Science*. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 25, No. 1, p. 82-96.

Verma, S. P., Quiroz-Ruiz, A. y Díaz-González, L., (2008 b). *Critical Values for 33 Discordancy tests Variants for Outliers in Normal Samples up to Sizes 1000, and Applications in Quality Control in Earth Science*. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, suplemento electrónico 25-1-01, vol. 25, No. 1, p. 82-96.

Verma, S. P. y Santoyo, E., (2000). *Energía Geotérmica*. ISES Millennium Solar Forum 2000, México. Notas del Primer Curso de Energías Renovables y Ambiente. Editores: F. Manzini y M. Hermann, 19-21 de Septiembre, 2000, México, D. F., p. 82-89.

Verma, S. P. y Santoyo, E., (2003). *An Inusual Systematic Behaviour of Detection Limits for elements from ^{55}Cs to ^{73}Ta* . Analytical and Bioanalytical Chemistry 377, p 82-84.

Weir, I.S., W.J. Bailey, (1996). A Statistical Study of Rheological Models for Drilling Fluids, Society of Petroleum Engineering Journal, vol. 1, núm. 4, p. 413-421.

Wooley, G. R., (1980). *Computing Downhole Temperatures in Circulation, Injection, and Production Wells*. Journal Petroleum Technology. Vol. 9, p. 1509-1522.



APÉNDICE A

Referencias utilizadas para la generación de la base de datos experimental de fluidos de perforación de pozos geotérmicos (propiedades reológicas de velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) y esfuerzo cortante (τ))



Alderman, N. J., Gavignet, A., Guillot, O. y Maitland, G. C., (1988). *High-Temperature, High-Pressure Rheology of Water-Based Muds*, Society of Petroleum Engineers Drilling Inc, SPE 18035, p. 187-195.

Alex. S., (1983). *Computer-Aided Rheological Analysis of Drilling Fluids*, Technifluids Research and Development Calgary, Alberta Canada. UNSOLICITED 12232, p. 20.

David, P. y Mario, Z., (2003). *Drilling Fluid Yield Stress: Measurement Techniques for Improved Understanding of Critical Drilling Fluid Parameters*, American Association of Drilling Engineers, AADE-03-NTCE-35, p. 9.

Davidson, E. y Susan, S., (1997). *Open Hole Completions: Drilling Fluid Selection*, Society of Petroleum Engineers, SPE/IADC39284, p. 313-327.

Hughes, T. L., Jones, T. G. J. y Houwen, O. H., (1993). *Chemical Characterization of CMC and Its Relationship to Drilling-Mud Rheology and Fluid Loss*, Society of Petroleum Engineers Drilling & Completions, SPE 20000, p. 157-164.

Kelessidis, V. C., Maglione, R., Tsamantaki, C. y Aspirtakis, Y., (2006). *Optimal Determination of Rheological Parameters for Herschel-Bulkley Drilling fluids and Impact on Pressure Drop, Velocity Profiles and Penetration Rates During Drilling*. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 53, p. 203-224.

Kislenko, V., Oliynyk, L. y Golachowski, A., (2005). *The Model of the Rheological Behavior of Gelatinized Starch at Low Concentrations*, Journal of Colloid and Interface Science, 2005, Vol. 294, p. 79-86.

Kok, M. V. y Alikaya, T., (2004). *Determination of Rheological Models for Drilling Fluids (A Statistical Approach)*, Taylor and Francis, Ankara, Turkey, Vol. 26, p.153-165.



Kumar, A., Saboo, S., Sheth, S., Pilehvari, A. y Serth, R., (2000). *Correlation of Rheometric Data and Hydraulic Calculations Using Rational Polynomials*, Chemical Engineering Communication, Vol. 183, p. 99-117.

Lauzon, R. V. y Reid, K. I., (1979). *New Rheological Model Offers Field Alternative*, The Oil and Gas Journal, Houston.

Larry, J. R., William, J. M., William, C. M. y William, A. R., (1977). *Improved Geothermal Drilling Fluids*, Energy Research and Development Administration, Final Report, p. 98.

Mamdouh, T. G. y Nabil Esmail, (2005). *Yield Stress Behavior for Crude Oil-Polymer Emulsions*, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 47, p. 105-115.

Meter, E. Clark, (1995). *Drilling Mud Rheology and the API Recommended Measurements*, Society of Petroleum Engineers, SPE 29543, p. 933-941.

Okafor, M. N. y Evers, J. F., (1992). *Experimental Comparison of Rheology Models for Drilling Fluids*, Society of Petroleum Engineers Drilling Inc, SPE 24086, p. 575-581.

Ranjit Singh, Koshel, k. y Virmani, S. S., (1987). *A Computer Program to Evaluate the Power Law Parameters From Fann V. G. Meter Data*, Society of Petroleum Engineers, SPE 17126, p. 11.

Roberto, M., Agip, S. y Giovanni Roboti, (1996). *Field Rheological Parameters Improve Stand Pipe Pressure Prediction While Drilling*, Society of Petroleum Engineers, SPE 36099, p. 271-279.

Robertson, R. E. y Stiff, H. A., (1976). *An Improved Mathematical Model for Relating Shear Stress to Shear Rate in Drilling Fluids and Cement Slurries*, Society of Petroleum Engineers Journal, Dallas, Texas.



Sa, S. H. M., Martins, A. L. y Amaral., (1994). *A Computer Programme for Drilling Hydraulics Optimisation Considering Realistic Rheological Models*, Society of Petroleum Engineers, SPE 27554, p. 137-146.

Saeed, M. y Al-Zahrani, (1996). *A generalizad Rheological Model for Shear Thinning Fluids*, Journal of Petroleum Science and Engeneering, Vol. 17, p. 211-215.

Terry Hemphill, (1998). *Prediction of Rheological Behavior of Ester-Based Drilling Fluids Under Downhole Conditions*, Society of Petroleum Engineers, SPE 35330, p. 243-253.

Wang. Z. y Tang, A., (1982). *Casson Rheological Model in Drilling Fluid Mechanics*, International Meeting on Petroleum Engineering, SPE 10564, p. 397-433.

Wanneng, S., Jianping, C. y Zhenxue, I., (1986). *Comparison of Rheological Models in High Shear Rate Range and Experimental Relationship Between Penetration Rate and High Shear Viscosities*, Society of Petroleum Engineers, SPE 14858, p. 267-276.

Weir, I. S. y Bailey, W. J., (1996). *A Statistical Study of Rheological Models for Drilling Fluids*, Society of Petroleum Engineers Journal. Vol. 12, p.473-486.

APÉNDICE B

En este apéndice se muestran las tablas de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos reológicos utilizando la base de datos experimental de 19 fluidos de perforación de pozos geotérmicos a 11 velocidades de corte (100 s^{-1} a 1100 s^{-1}) antes de ser tratados con las pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Tabla de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos a 11 velocidades de corte, sin ser tratados con la pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Fluido	100 s ⁻¹				200 s ⁻¹				300 s ⁻¹				400 s ⁻¹			
	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴
⁽¹⁾ 632	0.0204	0.0037	0.1814	9	0.0154	0.0019	0.1234	9	0.0132	0.0019	0.1439	9	0.0118	0.0020	0.1695	9
⁽¹⁾ 679	0.047	0.007	0.148	9	0.0363	0.0039	0.1074	9	0.0312	0.0033	0.1058	9	0.0280	0.0031	0.1107	9
⁽¹⁾ 680	0.025	0.005	0.200	9	0.0184	0.0024	0.1304	9	0.0156	0.0023	0.1474	9	0.0138	0.0023	0.1667	9
⁽¹⁾ 681	0.033	0.005	0.152	9	0.0246	0.0026	0.1057	9	0.0210	0.0026	0.1238	9	0.0187	0.0028	0.1497	9
⁽¹⁾ 682	0.030	0.005	0.167	9	0.0230	0.0023	0.100	9	0.0197	0.0024	0.1218	9	0.0177	0.0026	0.1469	9
⁽¹⁾ 683	0.053	0.011	0.207	9	0.039	0.007	0.179	9	0.033	0.007	0.212	9	0.030	0.007	0.233	9
⁽¹⁾ 685	0.044	0.008	0.182	9	0.0322	0.0044	0.1366	9	0.0270	0.0041	0.1518	9	0.0238	0.0039	0.1639	9
⁽⁹⁾ 686	0.103	0.023	0.223	9	0.076	0.018	0.237	9	0.063	0.018	0.286	9	0.055	0.017	0.309	9
⁽¹⁾ 689	0.066	0.012	0.182	9	0.052	0.005	0.096	9	0.0451	0.0039	0.0865	9	0.041	0.005	0.122	9
⁽¹⁾ 690	0.076	0.012	0.158	9	0.059	0.006	0.102	9	0.051	0.005	0.098	9	0.046	0.006	0.130	9
⁽¹⁾ 691	0.036	0.007	0.194	9	0.0271	0.0038	0.1402	9	0.0229	0.0036	0.1572	9	0.0204	0.0038	0.1863	9
⁽¹⁾ 692	0.039	0.008	0.205	9	0.029	0.005	0.172	9	0.024	0.005	0.208	9	0.021	0.005	0.238	9
⁽¹⁾ 693	0.042	0.006	0.143	9	0.0339	0.0026	0.0767	9	0.0300	0.0027	0.0900	9	0.0276	0.0032	0.1159	9
⁽¹⁾ 694	0.053	0.006	0.113	9	0.0436	0.0030	0.0688	9	0.0392	0.0031	0.0791	9	0.0363	0.0035	0.0964	9
⁽¹⁾ 701	0.0266	0.0041	0.1541	9	0.0202	0.0019	0.0941	9	0.0172	0.0019	0.1105	9	0.0153	0.0021	0.1373	9
⁽¹⁾ 900	0.053	0.015	0.2830	9	0.041	0.007	0.171	9	0.0361	0.0040	0.1108	9	0.0330	0.0037	0.1121	9
⁽¹⁾ 902	0.057	0.008	0.140	9	0.048	0.003	0.063	9	0.0438	0.0015	0.0342	9	0.0408	0.0017	0.0417	9
⁽²⁾ 684	0.017	0.029	1.706	9	0.014	0.022	1.571	9	0.012	0.019	1.583	9	0.011	0.017	1.545	9
⁽²⁾ 901	0.1	0.1	1.0	9	0.05	0.08	1.60	9	0.05	0.08	1.60	9	0.05	0.07	1.40	9

¹valor de la media; ²valor de la desviación estándar; ³valor del coeficiente de variación; ⁴número de datos; ⁽¹⁾ fluidos con: 0 < cv ≤ 1; ⁽²⁾ fluidos con: cv > 1.

Tabla de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos a 11 velocidades de corte, sin ser tratados con la pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Fluido	500 s ⁻¹				600 s ⁻¹				700 s ⁻¹				800 s ⁻¹			
	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴
⁽¹⁾ 632	0.0108	0.0022	0.2037	9	0.0101	0.0022	0.2178	9	0.0094	0.0023	0.2447	9	0.0089	0.0024	0.2697	9
⁽¹⁾ 679	0.0255	0.0031	0.1216	9	0.0236	0.0034	0.1441	9	0.0220	0.0039	0.1773	9	0.021	0.005	0.2381	9
⁽¹⁾ 680	0.0126	0.0024	0.1905	9	0.0116	0.0025	0.2155	9	0.0108	0.0026	0.2407	9	0.0101	0.0028	0.2772	9
⁽¹⁾ 681	0.0170	0.0029	0.1706	9	0.0157	0.0031	0.1974	9	0.0146	0.0032	0.2192	9	0.0137	0.0035	0.2555	9
⁽¹⁾ 682	0.0163	0.0029	0.1779	9	0.0151	0.0030	0.1987	9	0.0142	0.0031	0.2183	9	0.0134	0.0033	0.2463	9
⁽¹⁾ 683	0.027	0.007	0.259	9	0.025	0.007	0.280	9	0.023	0.007	0.304	9	0.022	0.008	0.364	9
⁽¹⁾ 685	0.0214	0.0038	0.1776	9	0.0196	0.0038	0.1939	9	0.0180	0.0041	0.2278	9	0.017	0.005	0.294	9
(9) 686	0.050	0.017	0.340	9	0.045	0.017	0.378	9	0.041	0.018	0.439	9	0.038	0.019	0.500	9
⁽¹⁾ 689	0.038	0.006	0.158	9	0.036	0.006	0.167	9	0.034	0.007	0.206	9	0.033	0.007	0.212	9
⁽¹⁾ 690	0.042	0.006	0.143	9	0.040	0.006	0.150	9	0.037	0.007	0.189	9	0.035	0.007	0.200	9
⁽¹⁾ 691	0.0186	0.0040	0.2151	9	0.0172	0.0041	0.2384	9	0.0161	0.0042	0.2609	9	0.0152	0.0043	0.2829	9
⁽¹⁾ 692	0.019	0.005	0.263	9	0.018	0.005	0.278	9	0.017	0.005	0.294	9	0.016	0.005	0.313	9
⁽¹⁾ 693	0.0258	0.0036	0.1395	9	0.0244	0.0039	0.1598	9	0.0233	0.0042	0.1803	9	0.0223	0.0044	0.1973	9
⁽¹⁾ 694	0.0341	0.0039	0.1144	9	0.0324	0.0042	0.1296	9	0.031	0.005	0.161	9	0.030	0.005	0.167	9
⁽¹⁾ 701	0.0140	0.0023	0.1643	9	0.0129	0.0024	0.1860	9	0.0121	0.0026	0.2149	9	0.0113	0.0028	0.2478	9
⁽¹⁾ 900	0.0309	0.0042	0.1359	9	0.029	0.005	0.172	9	0.028	0.005	0.179	9	0.027	0.006	0.222	9
⁽¹⁾ 902	0.0386	0.0023	0.0596	9	0.0369	0.0029	0.0786	9	0.0354	0.0034	0.0960	9	0.0342	0.0039	0.1140	9
⁽²⁾ 684	0.010	0.015	1.500	9	0.009	0.014	1.556	9	0.009	0.013	1.444	9	0.009	0.013	1.444	9
⁽²⁾ 901	0.05	0.07	1.40	9	0.04	0.07	1.75	9	0.04	0.07	1.75	9	0.04	0.06	1.50	9

¹valor de la media; ²valor de la desviación estándar; ³valor del coeficiente de variación; ⁴número de datos; ⁽¹⁾ fluidos con: $0 < cv \leq 1$; ⁽²⁾ fluidos con: $cv > 1$.

Tabla de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos a 11 velocidades de corte, sin ser tratados con la pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Fluido	900 s ⁻¹				1000 s ⁻¹				1100 s ⁻¹			
	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴
⁽¹⁾ 632	0.0084	0.0026	0.3095	9	0.0079	0.0027	0.3418	9	0.0076	0.0029	0.3816	9
⁽¹⁾ 679	0.019	0.006	0.316	9	0.018	0.007	0.389	9	0.017	0.008	0.471	9
⁽¹⁾ 680	0.0095	0.0030	0.3158	9	0.0089	0.0033	0.3708	9	0.0084	0.0037	0.4405	9
⁽¹⁾ 681	0.0129	0.0038	0.2946	9	0.0122	0.0043	0.3524	9	0.011	0.005	0.455	9
⁽¹⁾ 682	0.0127	0.0035	0.2756	9	0.0121	0.0037	0.3058	9	0.0115	0.0040	0.3478	9
⁽¹⁾ 683	0.021	0.008	0.381	9	0.019	0.008	0.421	9	0.018	0.009	0.500	9
⁽¹⁾ 685	0.016	0.005	0.313	9	0.014	0.006	0.429	9	0.013	0.007	0.538	9
(9) 686	0.035	0.022	0.628	9	0.032	0.025	0.781	9	0.029	0.028	0.965	9
⁽¹⁾ 689	0.031	0.008	0.258	9	0.030	0.008	0.267	9	0.029	0.008	0.276	9
⁽¹⁾ 690	0.033	0.008	0.242	9	0.032	0.009	0.281	9	0.030	0.010	0.333	9
⁽¹⁾ 691	0.0143	0.0045	0.3147	9	0.014	0.005	0.357	9	0.013	0.005	0.385	9
⁽¹⁾ 692	0.015	0.006	0.400	9	0.014	0.006	0.429	9	0.013	0.006	0.462	9
⁽¹⁾ 693	0.021	0.005	0.238	9	0.021	0.005	0.238	9	0.020	0.005	0.250	9
⁽¹⁾ 694	0.029	0.005	0.172	9	0.028	0.006	0.214	9	0.027	0.006	0.222	9
⁽¹⁾ 701	0.0107	0.0031	0.2897	9	0.0101	0.0035	0.3465	9	0.0095	0.0039	0.4105	9
⁽¹⁾ 900	0.026	0.006	0.231	9	0.026	0.007	0.269	9	0.025	0.007	0.280	9
⁽¹⁾ 902	0.0331	0.0044	0.1329	9	0.032	0.005	0.156	9	0.031	0.005	0.161	9
⁽²⁾ 684	0.008	0.012	1.500	9	0.008	0.012	1.500	9	0.008	0.011	1.375	9
⁽²⁾ 903	0.05	0.06	1.20	9	0.05	0.06	1.20	9	0.05	0.06	1.20	9

¹valor de la media; ²valor de la desviación estándar; ³valor del coeficiente de variación; ⁴número de datos; ⁽¹⁾ fluidos con: $0 < cv \leq 1$; ⁽²⁾ fluidos con: $cv > 1$.

APÉNDICE C

En este apéndice se muestran las tablas de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos reológicos utilizando la base de datos experimental de 19 fluidos de perforación de pozos geotérmicos a 11 velocidades de corte (100 s^{-1} a 1100 s^{-1}) después de haber sido tratados con las pruebas de discordancia para detectar datos desviados

Tabla de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos a 11 velocidades de corte, después de haber sido tratados con la pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Fluido	100 s ⁻¹				200 s ⁻¹				300 s ⁻¹				400 s ⁻¹			
	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴
⁽¹⁾ 632	0.0204	0.0037	0.1814	9	0.0154	0.0019	0.1234	9	0.0132	0.0019	0.1439	9	0.0118	0.0020	0.1695	9
⁽¹⁾ 679	0.050	0.001	0.020	7	0.036	0.001	0.028	7	0.0302	0.0012	0.0397	8	0.0280	0.0031	0.1107	9
⁽¹⁾ 680	0.025	0.005	0.200	9	0.0184	0.0024	0.1304	9	0.0156	0.0023	0.1474	9	0.0138	0.0023	0.1667	9
⁽¹⁾ 681	0.0342	0.0022	0.0643	8	0.0240	0.0012	0.0500	8	0.0210	0.0026	0.1238	9	0.0187	0.0028	0.1497	9
⁽¹⁾ 682	0.030	0.005	0.167	9	0.0230	0.0023	0.100	9	0.0197	0.0024	0.1218	9	0.0177	0.0026	0.1469	9
⁽¹⁾ 683	0.053	0.011	0.207	9	0.039	0.007	0.179	9	0.033	0.007	0.212	9	0.030	0.007	0.233	9
⁽¹⁾ 685	0.0459	0.0037	0.0806	8	0.0322	0.0044	0.1366	9	0.0259	0.0027	0.1042	8	0.0238	0.0039	0.1639	9
⁽¹⁾ 686	0.110	0.011	0.100	8	0.076	0.018	0.237	9	0.063	0.018	0.286	9	0.055	0.017	0.309	9
⁽¹⁾ 689	0.066	0.012	0.182	9	0.052	0.005	0.096	9	0.0451	0.0039	0.0865	9	0.0433	0.0012	0.0277	7
⁽¹⁾ 690	0.079	0.007	0.089	7	0.059	0.006	0.102	9	0.051	0.005	0.098	9	0.046	0.006	0.130	9
⁽¹⁾ 691	0.036	0.007	0.194	9	0.0271	0.0038	0.1402	9	0.0229	0.0036	0.1572	9	0.0204	0.0038	0.1863	9
⁽¹⁾ 692	0.039	0.008	0.205	9	0.029	0.005	0.172	9	0.024	0.005	0.208	9	0.021	0.005	0.238	9
⁽¹⁾ 693	0.042	0.006	0.143	9	0.0339	0.0026	0.0767	9	0.0300	0.0027	0.0900	9	0.0276	0.0032	0.1159	9
⁽¹⁾ 694	0.0544	0.0033	0.0607	8	0.0436	0.0030	0.0688	9	0.0384	0.0019	0.0495	8	0.0363	0.0035	0.0964	9
⁽¹⁾ 701	0.0278	0.0022	0.0791	8	0.0197	0.0014	0.0711	8	0.0167	0.0010	0.0599	8	0.0153	0.0021	0.1373	9
⁽¹⁾ 900	0.053	0.015	0.2830	9	0.041	0.007	0.171	9	0.0361	0.0040	0.1108	9	0.0330	0.0037	0.1121	9
⁽¹⁾ 901	0.0297	0.0036	0.1212	8	0.0261	0.0019	0.0728	8	0.0242	0.0012	0.0496	8	0.0229	0.0008	0.0349	8
⁽¹⁾ 902	0.057	0.008	0.140	9	0.0497	0.0006	0.0121	7	0.0438	0.0015	0.0342	9	0.04114	0.00029	0.00705	6
⁽²⁾ 684	0.0075	0.0043	0.5733	8	0.0063	0.0036	0.5714	8	0.0057	0.0033	0.5789	8	0.0053	0.0032	0.6038	8

¹valor de la media; ²valor de la desviación estándar; ³valor del coeficiente de variación; ⁴número de datos; ⁽¹⁾ fluidos con: $0 < cv \leq 1$; ⁽²⁾ fluidos con: $cv > 1$.

Tabla de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos a 11 velocidades de corte, después de haber sido tratados con la pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Fluido	500 s ⁻¹				600 s ⁻¹				700 s ⁻¹				800 s ⁻¹			
	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴
⁽¹⁾ 632	0.0108	0.0022	0.2037	9	0.0101	0.0022	0.2178	9	0.0094	0.0023	0.2447	9	0.0089	0.0024	0.2697	9
⁽¹⁾ 679	0.0255	0.0031	0.1216	9	0.0236	0.0034	0.1441	9	0.0220	0.0039	0.1773	9	0.021	0.005	0.2381	9
⁽¹⁾ 680	0.0126	0.0024	0.1905	9	0.0116	0.0025	0.2155	9	0.0108	0.0026	0.2407	9	0.0101	0.0028	0.2772	9
⁽¹⁾ 681	0.0170	0.0029	0.1706	9	0.0157	0.0031	0.1974	9	0.0146	0.0032	0.2192	9	0.0137	0.0035	0.2555	9
⁽¹⁾ 682	0.0163	0.0029	0.1779	9	0.0151	0.0030	0.1987	9	0.0142	0.0031	0.2183	9	0.0134	0.0033	0.2463	9
⁽¹⁾ 683	0.027	0.007	0.259	9	0.025	0.007	0.280	9	0.023	0.007	0.304	9	0.022	0.008	0.364	9
⁽¹⁾ 685	0.0214	0.0038	0.1776	9	0.0196	0.0038	0.1939	9	0.0180	0.0041	0.2278	9	0.017	0.005	0.294	9
⁽¹⁾ 686	0.050	0.017	0.340	9	0.045	0.017	0.378	9	0.041	0.018	0.439	9	0.038	0.019	0.500	9
⁽¹⁾ 689	0.038	0.006	0.158	9	0.036	0.006	0.167	9	0.034	0.007	0.206	9	0.033	0.007	0.212	9
⁽¹⁾ 690	0.042	0.006	0.143	9	0.040	0.006	0.150	9	0.037	0.007	0.189	9	0.035	0.007	0.200	9
⁽¹⁾ 691	0.0186	0.0040	0.2151	9	0.0172	0.0041	0.2384	9	0.0161	0.0042	0.2609	9	0.0152	0.0043	0.2829	9
⁽¹⁾ 692	0.019	0.005	0.263	9	0.018	0.005	0.278	9	0.017	0.005	0.294	9	0.016	0.005	0.313	9
⁽¹⁾ 693	0.0258	0.0036	0.1395	9	0.0244	0.0039	0.1598	9	0.0233	0.0042	0.1803	9	0.0223	0.0044	0.1973	9
⁽¹⁾ 694	0.0341	0.0039	0.1144	9	0.0324	0.0042	0.1296	9	0.031	0.005	0.161	9	0.030	0.005	0.167	9
⁽¹⁾ 701	0.0140	0.0023	0.1643	9	0.0129	0.0024	0.1860	9	0.0121	0.0026	0.2149	9	0.0113	0.0028	0.2478	9
⁽¹⁾ 900	0.0309	0.0042	0.1359	9	0.029	0.005	0.172	9	0.028	0.005	0.179	9	0.027	0.006	0.222	9
⁽¹⁾ 901	0.0219	0.0007	0.0319	8	0.0211	0.0008	0.0379	8	0.0204	0.0011	0.0539	9	0.0198	0.0015	0.0758	8
⁽¹⁾ 902	0.0386	0.0023	0.0596	9	0.0369	0.0029	0.0786	9	0.0368	0.0024	0.0652	7	0.0357	0.0030	0.0840	7
⁽²⁾ 684	0.0050	0.0031	0.6200	8	0.0048	0.0031	0.6458	8	0.0047	0.0031	0.6596	8	0.0045	0.0030	0.6667	8

¹valor de la media; ²valor de la desviación estándar; ³valor del coeficiente de variación; ⁴número de datos; ⁽¹⁾ fluidos con: $0 < cv \leq 1$

Tabla de análisis de datos de viscosidad estimados por los nueve modelos a 11 velocidades de corte, después de haber sido tratados con la pruebas de discordancia para detectar datos desviados.

Fluido	900 s ⁻¹				1000 s ⁻¹				1100 s ⁻¹			
	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴	X ¹	S ²	Cv ³	n ⁴
⁽¹⁾ 632	0.0084	0.0026	0.3095	9	0.0079	0.0027	0.3418	9	0.0076	0.0029	0.3816	9
⁽¹⁾ 679	0.020	0.005	0.250	8	0.020	0.005	0.250	8	0.019	0.006	0.316	8
⁽¹⁾ 680	0.0095	0.0030	0.3158	9	0.0089	0.0033	0.3708	9	0.0084	0.0037	0.4405	9
⁽¹⁾ 681	0.0129	0.0038	0.2946	9	0.0122	0.0043	0.3524	9	0.011	0.005	0.455	9
⁽¹⁾ 682	0.0127	0.0035	0.2756	9	0.0121	0.0037	0.3058	9	0.0115	0.0040	0.3478	9
⁽¹⁾ 683	0.021	0.008	0.381	9	0.019	0.008	0.421	9	0.018	0.009	0.500	9
⁽¹⁾ 685	0.016	0.005	0.313	9	0.014	0.006	0.429	9	0.013	0.007	0.538	9
⁽¹⁾ 686	0.035	0.022	0.628	9	0.032	0.025	0.781	9	0.029	0.028	0.965	9
⁽¹⁾ 689	0.031	0.008	0.258	9	0.030	0.008	0.267	9	0.029	0.008	0.276	9
⁽¹⁾ 690	0.033	0.008	0.242	9	0.032	0.009	0.281	9	0.030	0.010	0.333	9
⁽¹⁾ 691	0.0143	0.0045	0.3147	9	0.014	0.005	0.357	9	0.013	0.005	0.385	9
⁽¹⁾ 692	0.015	0.006	0.400	9	0.014	0.006	0.429	9	0.013	0.006	0.462	9
⁽¹⁾ 693	0.021	0.005	0.238	9	0.021	0.005	0.238	9	0.020	0.005	0.250	9
⁽¹⁾ 694	0.029	0.005	0.172	9	0.028	0.006	0.214	9	0.027	0.006	0.222	9
⁽¹⁾ 701	0.0107	0.0031	0.2897	9	0.0101	0.0035	0.3465	9	0.0095	0.0039	0.4105	9
⁽¹⁾ 900	0.026	0.006	0.231	9	0.026	0.007	0.269	9	0.025	0.007	0.280	9
⁽¹⁾ 901	0.0192	0.0019	0.0990	8	0.0187	0.0023	0.1230	9	0.0182	0.0028	0.1538	8
⁽¹⁾ 902	0.0331	0.0044	0.1329	9	0.032	0.005	0.156	9	0.031	0.005	0.161	9
⁽¹⁾ 684	0.0044	0.0030	0.6818	8	0.0043	0.0030	0.6977	8	0.0042	0.0030	0.7143	8

¹valor de la media; ²valor de la desviación estándar; ³valor del coeficiente de variación; ⁴número de datos; ⁽¹⁾ fluidos con: $0 < cv \leq 1$

APÉNDICE D

En este apéndice se muestran las tablas de análisis de las iteraciones de las pruebas de discordancia para detectar datos desviados aplicado a los datos de viscosidad estimados por los nueve modelos reológicos utilizando la base de datos experimental de 19 fluidos de perforación de pozos geotérmicos a 11 velocidades de corte (100 s^{-1} a 1100 s^{-1}).

Tabla de análisis en la cual se muestra el número de datos rechazados por cada prueba de discordancia en las velocidades de 100-1100 el primer análisis, efectuado a los 19 fluidos de perforación de pozos geotérmicos en el cual se detectaron 463 datos desviados.

Velocidad (s ⁻¹)	Máximos					Mínimos				Extremos								Σ Filas
	N1	N4 K=1	N7	N9	N10	N1	N4 K=1	N9	N10	N2		N8		N14		N15		
1ra Corrida										Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	
100	4	4	4	4	4	6	-	1	-	4	3	4	1	4	6	4	1	64
200	5	5	5	6	6	1	-	3	3	5	-	5	-	5	1	5	-	55
300	5	5	6	6	6	-	-	-	-	4	-	5	-	5	-	5	-	47
400	4	4	4	5	4	-	-	2	2	4	-	4	1	4	-	4	-	42
500	4	4	4	4	4	-	-	-	-	4	-	4	-	4	-	4	-	36
600	4	4	4	4	4	-	-	-	-	4	-	4	-	4	-	4	-	36
700	4	4	4	4	4	-	-	-	-	4	-	4	-	4	-	4	-	36
800	4	4	4	4	4	-	-	-	-	4	-	4	-	4	-	4	-	36
900	4	4	4	4	4	-	-	-	1	4	-	4	-	4	-	4	-	37
1000	4	4	4	4	4	-	-	-	1	4	-	4	-	4	-	4	-	37
1100	4	4	4	4	4	-	-	-	1	4	-	4	-	4	-	4	-	37
Σ Columnas	46	46	47	49	48	7	0	6	8	45	3	46	2	46	7	46	1	463

Tabla de análisis en la cual se muestra el número de datos rechazados por cada prueba de discordancia en las velocidades de 100-1100 s¹, en el segundo análisis, efectuado a los 19 fluidos de perforación de pozos geotérmicos en el cual se detectaron 35 datos desviados.

Velocidad (s ⁻¹)	Máximos					Mínimos				Extremos								
	N1	N4 K=1	N7	N9	N10	N1	N4 K=1	N9	N10	N2		N8		N14		N15		Σ Filas
2da Corrida										Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	
100	-	-	-	-	-	2	1	2	1	-	2	-	1	-	2	-	1	12
200	-	-	-	-	-	1	-	1	1	-	1	-	1	-	1	-	1	7
300	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	3
400	-	-	-	-	-	2	-	2	1	-	2	-	2	-	2	-	2	13
500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Σ Columnas	-	-	-	-	-	7	1	5	3	-	5	-	4	-	6	-	4	35

