

Determinación de la viscosidad y su incertidumbre en fluidos de perforación usados en la construcción de pozos geotérmicos: aplicación en el campo de Los Humeros, Puebla, México

Efraín Gómez-Arias¹, Jorge Andaverde^{2,*}, Edgar Santoyo³ y Gustavo Urquiza²

¹ Posgrado en Ingeniería (Energía), Centro de Investigación en Energía, Universidad Nacional Autónoma de México, Priv. Xochicalco s/n, Col. Centro, 62580 Temixco, Morelos, México.

² Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Av. Universidad 1001, Colonia Chamilpa, 62209 Cuernavaca, Morelos, México.

³ Centro de Investigación en Energía, Universidad Nacional Autónoma de México, Priv. Xochicalco s/n, Col. Centro, 62580 Temixco, Morelos, México.

* jaaa@cie.unam.mx

RESUMEN

La perforación de rocas en sistemas geotérmicos para la construcción de pozos es ampliamente reconocida como una tarea complicada y costosa. Los fluidos de perforación de alta viscosidad son requeridos para las operaciones de perforación. Estos fluidos deben ser analizados para la evaluación de sus propiedades reológicas, las cuales son fundamentales para el transporte de recortes de formaciones geológicas a la superficie, entre otras importantes aplicaciones. El objetivo del presente trabajo fue desarrollar una nueva metodología reológica-estadística para calcular la viscosidad dinámica de fluidos de perforación a partir de 813 series de datos reológicos (velocidad de corte y esfuerzo cortante). La metodología involucra la selección y cálculo mediante programas de cómputo de nueve modelos reológicos de regresión (Plástico de Bingham, Power Law, Robertson-Stiff, Casson, Herschel-Bulkley, Sisko, Cuadrático, Robertson-Stiff modificado, y Sisko Modificado) para encontrar el mejor ajuste entre los datos experimentales. Los residuales estudentizados fueron estimados y posteriormente evaluados mediante la aplicación de trece pruebas de discordancia tipo sencillo. El análisis reológico-estadístico del conjunto de datos mostró que las pruebas de discordancia más eficientes fueron la N14 (skewness), N15 (kurtosis) y N1 (Grubbs). Así mismo, se encontró que la ecuación de Herschel-Bulkley proporciona el mejor modelo de regresión, el cual fue utilizado para estimar la viscosidad dinámica de fluidos de perforación a velocidades de corte establecidas en el intervalo de 100 a 1100 s⁻¹. La viscosidad dinámica de fluidos de perforación y sus incertidumbres fueron estimadas a partir de datos reológicos "normalizados". Estas viscosidades junto con algunas propiedades físicas de las rocas fueron finalmente utilizadas para calcular la velocidad crítica requerida en los fluidos de perforación para transportar los recortes de las formaciones de algunos pozos (de diferentes litologías) perforados en el campo geotérmico de Los Humeros. Detalles de todos los resultados de aplicación obtenidos en este trabajo son presentados.

Palabras clave: reología, fluidos no Newtonianos, valores desviados, regresión lineal, regresión polinomial, pruebas de discordancia, muestras univariadas, residuales simples.

ABSTRACT

Drilling the hard-rock found in and around geothermal systems for the completion of wells is widely recognized as a difficult and costly task. Drilling fluids of high viscosity (also called muds) are required for the well drilling operations. These fluids must be analyzed for the evaluation of their rheological properties, which are crucial for transporting geological formation cuttings to the surface, among other important applications. The goal of the present work was to develop a new rheological-statistical methodology to calculate dynamic viscosities of drilling fluids using 813 rheological data sets (i.e., shear stress and shear rate measurements). The methodology involved the selection and computer programming of nine rheological-regression models (Bingham Plastic, Power Law, Robertson-Stiff, Casson, Herschel-Bulkley, Sisko, Quadratic, Modified Robertson-Stiff, and Modified Sisko) for finding out the "best fit" line or curve through the experimental data. "Studentized" residuals were calculated and later used for the data fitting evaluation through the application of thirteen univariate discordant tests of single-outlier types. The rheological-statistical analysis of the data sets showed that the most efficient discordant tests were the N_{14} (skewness), N_{15} (kurtosis), and N_1 (Grubbs). It was also found that the Herschel-Bulkley equation provided the best regression model which enabled to estimate dynamic viscosities of drilling fluids at shear rates ranging from 100 to 1100 s^{-1} . Drilling fluid viscosities and their uncertainties were estimated using "normalized" rheological data sets. These viscosities together with some physical properties of rocks were finally used for calculating the critical velocities of drilling fluids required to transport the formation cuttings in some wells (of different lithologies) drilled in Los Hornos geothermal field. Details of all the application results obtained in this survey are outlined.

Keywords: rheology, non-Newtonian fluids, discordant outliers, linear regression, polynomial regression, univariate discordant tests, studentized residuals.

INTRODUCCIÓN

Dentro de las fuentes renovables se encuentra la geotermia, energía que es actualmente usada para la generación de electricidad (Hiriart-LeBert y Gutiérrez-Negrín, 1994; Verma, 2002a; Bertani, 2005; Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2005). Hasta ahora, la utilización de los recursos geotérmicos ha estado limitada a yacimientos en los cuales las condiciones geológicas facilitan el transporte de calor a través de un fluido (fase líquida o vapor), desde zonas profundas de alta temperatura hacia la superficie (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2005). México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en la generación de electricidad a partir del recurso geotérmico, con una producción actual de 964.5 MWe (Bertani, 2005, 2007), lo cual representa ~3% de la capacidad total instalada (177,795 GWh al cierre de septiembre del 2008: CFE, 2008a, 2008b).

La explotación de esta energía renovable requiere de la extracción de fluidos geotérmicos mediante pozos perforados, similares a los petroleros. Esta perforación tiene un costo elevado que oscila aproximadamente entre uno y dos millones de dólares, lo cual puede llegar a representar hasta el 40% del costo total del proyecto (Santoyo, 1997; Augustine *et al.*, 2006). Este costo depende de la geología (tipos de rocas y características de permeabilidad o fracturamiento) del subsuelo a perforar, el gradiente geotérmico, así como de las propiedades petrofísicas y termofísicas de las formaciones geológicas encontradas durante la perforación del pozo geotérmico. Durante las operaciones de construcción de los pozos, se requiere el uso de fluidos de perforación (también conocidos como lodos de perfora-

ción). La propiedades reológicas de estos fluidos deben ser evaluados y controlados con la finalidad de que realicen, en forma óptima y económica, algunas tareas principales como: (a) la lubricación de la barrena; (b) el enfriamiento de la tubería de perforación; y (c) el transporte de los recortes de la formación hacia la superficie, en donde la viscosidad del fluido se considera un factor importante para mantener suspendidos los recortes de perforación (Chilangarian y Vorabutr, 1983).

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 la temperatura. Los fluidos de perforación usados en la geotermia son generalmente mezclas de bentonita y agua (formulaciones base agua) resistentes a la alta temperatura y con una viscosidad estable a ésta (Bourgoyne *et al.*, 1986; Santoyo *et al.*, 2001, 2003).

La determinación de las propiedades físicas y la composición química de los fluidos de perforación han sido objeto de numerosos trabajos, ya que éstas inciden en los procesos térmicos y de transporte de los fluidos (p. ej., Wooley, 1980; Santoyo, 1997; Caldiño-Villagómez *et al.*, 2002; Santoyo *et al.*, 2001, 2003). La viscosidad de un fluido (como propiedad fundamental de transporte) es determinada a partir de mediciones de velocidad de corte y de esfuerzo cortante mediante el uso de modelos reológicos de regresión (no lineales), por ser generalmente estos fluidos de tipo no Newtoniano (Weir y Bailey, 1996; Santoyo, 1997; Kok y Alikaya, 2004). Los fluidos no Newtonianos se clasifican en tres subgrupos: (i) independientes del tiempo; (ii) dependientes del tiempo; y (iii) de características sólido-

das. Los fluidos que se utilizan durante las operaciones de perforación de pozos geotérmicos son generalmente del tipo no Newtoniano e independiente del tiempo, los cuales a su vez pueden tener un comportamiento plástico de Bingham, pseudoplástico, o dilatante (Figura 1).

El comportamiento no Newtoniano de los fluidos de perforación incide en forma significativa en su viscosidad dinámica (μ) (Caldiño-Villagómez *et al.*, 2002), la cual se define simplemente como la resistencia a la deformación de un fluido (Chilingarian y Vorabutr, 1983). Dicho concepto está implícito en la Ley de Newton (Ecuación 1) y para efectos del presente trabajo se consideró la viscosidad dinámica (en $Pa \cdot s$) como la derivada del esfuerzo cortante (τ) con respecto a la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) (Lauzon y Reid, 1979; API, 1980).

$$\mu = \frac{d\tau}{d\dot{\gamma}} \left[\frac{Pa}{1/s} \right] \Rightarrow [Pa \cdot s] \quad (1)$$

La terminología y unidades usadas en este trabajo se muestran en la Tabla 1.

Dentro de este contexto científico, es importante aplicar un análisis estadístico correcto a las mediciones reológicas experimentales usando metodologías para el tratamiento de datos univariados o bivariados y la evaluación de modelos de regresión (Verma, 2005). En el presente trabajo de investigación se aplicaron este tipo de herramientas estadísticas para evaluar una base de datos de series de mediciones reológicas efectuadas en diferentes formulaciones de fluidos de perforación usados en la construcción de pozos geotérmicos, para que a partir de esta evaluación se puedan inferir confiablemente los valores de viscosidad dinámica.

El objetivo del presente trabajo fue evaluar estadísticamente (mediante pruebas de discordancia aplicadas a residuales studentizados) nueve modelos reológicos (los más usados en la construcción de pozos), a partir de una base de datos compilada con mediciones de velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) y esfuerzo cortante (τ) realizadas en 813 fluidos de perforación. Los modelos reológicos evaluados fueron: (i) plástico de Bingham, M-BN (Bingham, 1916); (ii) Ley de Potencia, M-PL (Oswald, 1925); (iii) Robertson-Stiff, M-RS (Robertson y Stiff, 1976); (iv) Casson, M-CS (Casson, 1959); (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). Una vez evaluados los modelos reológicos, se determinó la viscosidad dinámica de fluidos de perforación. Por último y como un ejemplo práctico, se presenta una aplicación de la viscosidad dinámica en el cálculo de la velocidad crítica de inyección de los fluidos de perforación que garantiza el transporte de recortes de la formación en pozos de diferentes litologías, construidos en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México.

METODOLOGÍA

La metodología reológica–estadística desarrollada para lograr el objetivo del presente trabajo consta de siete pasos, los cuales se describen a continuación:

1) Creación de una base de datos reológicos de velo-

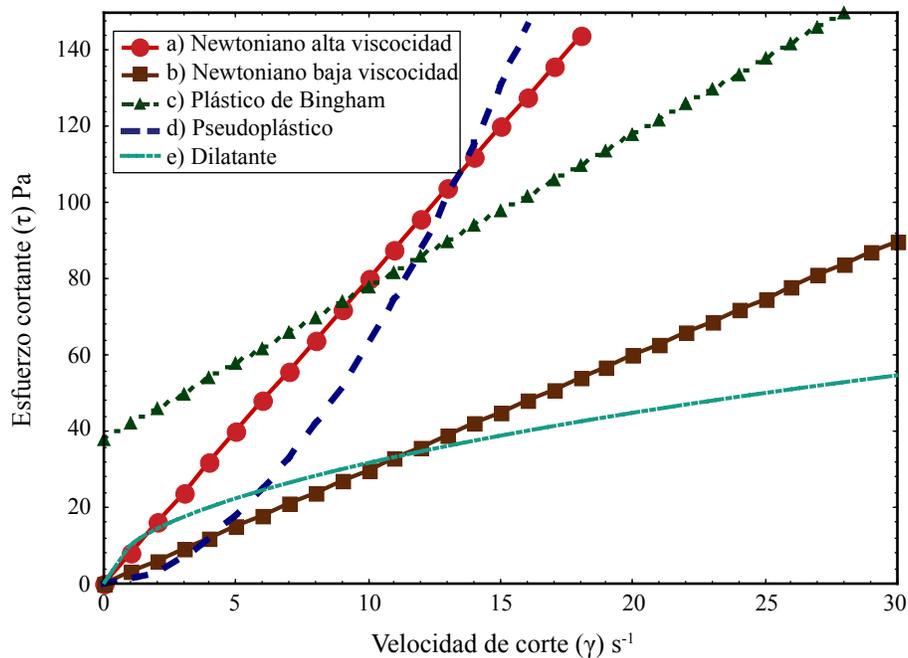


Figura 1. Muestra la clasificación de los fluidos en dos grupos: el primero del tipo Newtoniano (a y b) y el segundo del tipo no Newtoniano (c, d y e), el segundo, a su vez, muestra la clasificación de fluidos independientes del tiempo en: plástico de Bingham (c); pseudoplástico (d); y dilatante (e).

Tabla 1. Nomenclatura. Se presenta una síntesis de los términos y abreviaturas usadas en este trabajo.

Abreviatura	Término	Unidades
τ	Esfuerzo cortante	Pa
γ	Velocidad de corte	(1/s)
a, b, c, d y n	Parámetros a estimar en cada modelo reológico	
μ	Viscosidad dinámica	(Pa·s)
γ_{exp}	Velocidad de corte experimental	
γ_{cal}	Velocidad de corte calculada	
CA	Calidad de ajuste	
Ca_i	Calidad de ajuste en cada modelo	
M-BN	Modelo de Bingham	
M-PL	Modelo Ley de Potencia	
M-RS	Modelo Robertson-Stiff	
M-CS	Modelo de Casson	
M-SK	Modelo de Sisko	
M-HB	Modelo de Herschel-Bulkley	
M-QR	Modelo cuadrático	
M-RSM	Modelo Robertson-Stiff modificado	
M-SKM	Modelo de Sisko modificado	
N_i	Eficiencia de cada prueba de discordancia	
N_{max}	Prueba de discordancia con mayor eficiencia	
RES	Estimación de residuales	

idad de corte (γ) y esfuerzo cortante (τ).

2) Aplicación de pruebas estadísticas de linealidad a la base de datos para determinar el comportamiento lineal o no lineal de las mediciones reológicas.

3) Aplicación del programa MOD_REOL.FOR (en

Fortran, no-publicado) y del Software Statistica® para calcular los coeficientes y exponentes de cada uno de los modelos reológicos usados en este trabajo y cuyas ecuaciones empíricas se presentan en la Tabla 2. El criterio de selección de estos modelos fue que las ecuaciones de los modelos reológicos a evaluar, tal y como se presentan o su transformación a modo logarítmico, representan un caso particular de la expresión generalizada mostrada en la ecuación (2):

$$\tau = a + b\gamma + c(d + \gamma)^n \tag{2}$$

4) Selección, aplicando criterios estadísticos, de una muestra de series reológicas (19 series) para la evaluación de los modelos reológicos de regresión.

5) Análisis de ajuste de modelos reológicos mediante criterios estadísticos basados en el cálculo de residuales studentizados.

6) Determinación de la viscosidad dinámica mediante derivación numérica de la ecuación de esfuerzo cortante de cada uno de los modelos reológicos (Figura 2).

7) Aplicación de pruebas de discordancia a los datos estimados de viscosidad para estimación de la viscosidad promedio y su desviación estándar asumiendo que todos los datos de viscosidad muestran distribución normales o Gaussianas.

Las principales pruebas estadísticas aplicadas al presente trabajo fueron:

a) Pruebas de linealidad entre dos variables, mediante dos métodos: (i) regresión por subconjunto (*subset*) que permite calcular las pendientes de cada subconjunto de

Tabla 2. Modelos reológicos y ecuaciones derivadas para el cálculo de la viscosidad y su incertidumbre.

Modelo reológico	Ecuación	Ecuación de μ (dada por la derivada)
Plástico de Bingham (M-BN)	$\tau = a + b\gamma$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = b$
Ley de Potencia (M-PL)	$\tau = c\gamma^n$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = cn \gamma^{n-1}$
Robertson y Stiff (M-RS)	$\tau = c(d + \gamma)^n$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = cn (d + \gamma)^{n-1}$
Casson (M-CS)	$\sqrt{\tau} = \sqrt{a} + \sqrt{b\gamma}$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = \sqrt{\frac{ab}{\gamma}} + b$
Sisko (M-SK)	$\tau = b\gamma + c\gamma^n$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = b + cn \gamma^{n-1}$
Herschel y Bulkley (M-HB)	$\tau = a + c\gamma^n$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = cn \gamma^{n-1}$
Cuadrática (M-QR)	$\tau = a + b\tau + c\gamma^2$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = b + 2c\gamma$
Robertson y Stiff Modificado (M-RSM)	$\tau = a + c(d + \gamma)^n$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = cn (d + \gamma)^{n-1}$
Sisko modificado (M-SKM)	$\tau = a + b\gamma + c\gamma^n$	$\frac{d \tau}{d \gamma} = b + cd \gamma^{n-1}$

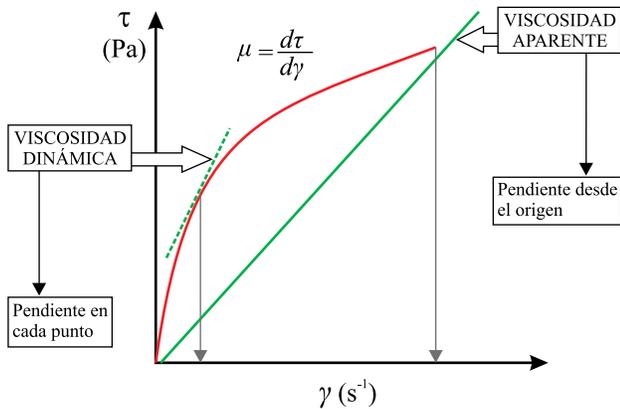


Figura 2. Comportamiento esquemático: la línea recta muestra la relación proporcional entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante dando como resultado la viscosidad aparente (línea recta continua), mientras que la viscosidad dinámica es evaluada en cualquier punto (pendiente; línea recta discontinua) de la curva que caracteriza al fluido no Newtoniano.

datos ordenados x y y , y su comparación mediante pruebas F y t (Andaverde *et al.*, 2005; Verma, 1998, 2005, 2009); y (ii) suma de residuales cuadrados (por sus siglas en inglés Residual Sum of Squares “RSS”) o ajustes, en donde 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 permita ajustar confiablemente la serie de datos (Andaverde *et al.*, 2005; Verma y Quiroz-Ruiz, 2008; Verma, 2009). Estas pruebas ayudan concurrentemente a determinar si el comportamiento de una serie de datos reológicos es lineal (Newtoniano) o no lineal (no Newtoniano).

b) Pruebas de discordancia en muestras univariadas que permiten evaluar si los datos extremos $x_{(1)}$ o $x_{(n)}$, $x_{(2)}$ o $x_{(n-1)}$ (o una combinación de estos valores) son valores desviados. Un valor desviado (también llamado “discordant 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, 1997, 2005; Velasco-Tapia *et al.*, 2001; Guevara *et al.*, 2001). Aunque actualmente se dispone del programa DODESYS (Verma y Díaz-González, en preparación) para aplicar 33 pruebas estadísticas, en este trabajo se incluyeron en el programa MOD_REOL.FOR sólo las pruebas estadísticas con $k=1$ con el fin de aplicarlas; éstas se clasifican en cuatro tipos principales (ver Tabla A1, en el suplemento electrónico de este trabajo): (1) El estadístico de la desviación o la dispersión (N1 para $x_{(n)}$; N1 para $x_{(1)}$; N2 para $x_{(n)}$ o $x_{(1)}$); (2) El estadístico de la suma de cuadrados (N4K=1 para $x_{(n)}$ y N4K=1 para $x_{(1)}$); (3) El estadístico de exceso o de dispersión (N7 para $x_{(n)}$; N8 para $x_{(n)}$ o $x_{(1)}$; N9 para $x_{(n)}$; N9 para $x_{(1)}$; N10 para $x_{(n)}$; N10 para $x_{(1)}$); y (4) El estadístico de momento de alto orden (N14 y N15 para $x_{(n)}$ o $x_{(1)}$). Se optó por solamente estas pruebas por ser de la naturaleza de pruebas de tipo un valor desviado a la vez.

Estas pruebas de discordancia forman parte del método de pruebas múltiples inicialmente propuesto por Verma (1997) y usadas recientemente por muchos investigadores

para el manejo de datos experimentales, entre los trabajos se encuentran: Rodríguez-Ríos *et al.* (2007); Castellon-Urbe *et al.* (2008); Díaz-González *et al.* (2008); Jafarzadeh y Hosseini-Barzi (2008); Nagarajan *et al.* (2008); Obeidat *et al.* (2008); Palabiyik y Serpen (2008); Vargas-Rodríguez *et al.* (2008); Vattuone *et al.* (2008); González-Ramírez *et al.* (2009); Marroquín-Guerra *et al.* (2009); Pandarinath (2009); Torres-Alvarado *et al.* (2009); y Verma *et al.* (2009a, 2009b). Con la experiencia y eficiencia reportada sobre estas pruebas (González-Ramírez *et al.*, 2009), se asume que la aplicación de esta metodología puede ser extendida confiablemente al manejo de los datos de viscosidad.

RESULTADOS

Base de datos y pruebas estadísticas

La base de datos experimental se generó a partir de la revisión de artículos publicados en revistas (Robertson y Stiff, 1976; Remont *et al.*, 1977; Lauzon y Reid, 1979; Wang y Tang, 1982; Speers, 1984; Wanneng *et al.*, 1986; Ranjit *et al.*, 1987; Alderman *et al.*, 1988; Okafor y Evers, 1992; Hughes *et al.*, 1993; Sá *et al.*, 1994; Clark, 1995; Maglione y Robotti, 1996; Al-Zahrani, 1997; Weir y Bailey, 1996; Davidson y Stewart, 1997; Hemphill, 1998; Kumar *et al.*, 2000; Power y Zamora, 2003; Kok y Alikaya, 2004; Kislenco *et al.*, 2005; Mamdouh y Nabil, 2005; Kelessidis *et al.*, 2006). Esta base de datos contiene información de 813 series, de las cuales se registraron las variables reológicas de velocidad de corte (γ) y esfuerzo cortante (τ).

Posteriormente a un análisis estadístico de la base de datos experimental, se determinó que los datos registrados de cada serie varían de 4 a 20 mediciones, encontrándose que 772 series, lo que equivale a aproximadamente el 95%, reportaron solamente seis mediciones por serie reológica. Estas mediciones se efectúan a velocidades de corte de 10.2, 170, 340, 510 y 1021 s^{-1} . Las velocidades de rotación de la sarta de perforación usada en pozos (geotérmicos o petroleros) dependen del tipo de formación a perforar y comúnmente oscilan entre los 170 y 510 s^{-1} . De lo anterior, se puede concluir que el intervalo de las mediciones de laboratorio incluye a las velocidades de rotación usadas en las operaciones de perforación.

Se aplicaron las pruebas de linealidad (regresión por subconjunto y RSS) a las 813 series, resultando que 520 series son de tipo no Newtoniano (64.0% de la base de datos); 13 de tipo caótico (1.6%) y 280 series presentan un comportamiento lineal (34.4%). Las de tipo caótico son aquellas que no presentan una tendencia evidente (y que podría deberse a errores experimentales de los instrumentos), razón por la cual el ajuste con los modelos reológicos (sujetos a evaluación) no puede ser aplicado.

La evaluación y análisis de la base de datos experimental (520 series) de mediciones reológicas de fluidos de perforación se llevó a cabo de la siguiente forma:

(a) los modelos Plástico de Bingham, Ley de Potencia, Robertson-Stiff y Casson fueron programados en Fortran y sus parámetros calculados mediante regresión lineal usando el método de mínimos cuadrados para seleccionar los coeficientes de la regresión (Miller y Miller, 2000; Verma, 2005); (b) los modelos no lineales de Herschel-Bulkley, Sisko, Sisko Modificado y Robertson-Stiff Modificado, fueron resueltos iterativamente mediante el uso del programa MOD_REOL (codificado en lenguaje Fortran) para estimar sus coeficientes, ajustar los datos experimentales y minimizar las diferencias absolutas de los residuales a través de simulaciones numérica; y (c) el modelo Cuadrático fue resuelto con el software comercial STATISTICA para la determinación de sus coeficientes mediante el algoritmo clásico de optimización (StatSoft, 2003).

En la estimación de los valores de viscosidad se consideró la base de datos de 19 series de mediciones reológicas. Los criterios usados para considerar que esta base de datos es una muestra representativa fueron: (a) se tienen las propiedades físicas y químicas de los 19 fluidos de perforación (densidad, tipo de bentonita, tipo de polímero, pH, concentración de NaOH y filtración); y (b) se realizaron pruebas estadísticas F de Fisher y t de Student (Verma, 1998, 2005, 2009) para demostrar que la muestra combinada ($n = 114$) de los 19 fluidos no tiene diferencias significativas a un nivel de confianza del 99% (0.01) con la muestra combinada ($n = 3047$) de los 501 fluidos restantes.

Aplicación de pruebas de discordancia

Para efectuar la comparación de bondad de ajuste entre los datos experimentales y calculados de esfuerzo cortante, se transformaron los datos bivariados (esfuerzo cortante experimental y calculado según regresiones) a univariados usando la Ecuación 3. La justificación de tal transformación es que solamente existen valores críticos reportados por Barnett y Lewis (1994) para muestras bivariadas de tamaño ($n = 100$), condición que evidentemente invalida su aplicación en la base de datos reológicos. Por otra parte, no se conoce la exactitud ni la precisión de estos valores críticos (Barnett y Lewis, 1994; Díaz-González *et al.*, 2008; Verma, y Quiroz-Ruiz, 2006a, 2006b, 2008).

Debido a esta problemática, Verma y Quiroz-Ruiz (2006a, 2006b) sugirieron que las pruebas de discordancia para datos univariados (Barnett y Lewis, 1994; Verma, 1997, 1998, 2005) se pueden aplicar a los residuales de datos bivariados. Esto se debió a la sugerencia original de Shoemaker *et al.* (1996) quienes propusieron que la prueba de Dixon (N7) podría utilizarse en estas situaciones. Verma (2005) y Verma y Quiroz-Ruiz (2006a, 2006b), por su parte, argumentaron que, en realidad, todas las pruebas de discordancia podrían aplicarse para datos univariados en vez de sólo una prueba.

Aprovechando esta sugerencia, recientemente Díaz-González (2008) y Díaz-González y Santoyo (2008) rea-

lizaron la aplicación de las pruebas de discordancia para muestras univariadas de geotermómetros de Na/K para la evaluación del mejor ajuste entre sus variables (log Na/K y temperatura). Esta metodología se aplicó exitosamente dado que actualmente se disponen de valores críticos para las pruebas de discordancia para $n = 1000$, inclusive hasta 30,000 (Verma y Quiroz-Ruiz, 2006a, 2006b, 2008; Verma *et al.*, 2008).

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 archivos, uno por cada modelo reológico. Al analizar cada uno de los archivos, se observó que los datos de éstos no mostraban una distribución Gaussiana, por lo que fue necesario transformar los RES (Ecuación 3) mediante la transformación natural logarítmica, doble natural logarítmica sugeridas por Verma (2009) y finalmente la aplicación de las pruebas de discordancia para detectar los posibles datos desviados.

$$RES = \frac{(y_{\text{exp}} - y_{\text{cal}})}{y_{\text{exp}}} \quad (3)$$

Eficiencia de pruebas de discordancia

Información sobre la eficiencia de las pruebas de discordancia ha sido presentada, con anterioridad, en forma implícita por Verma (1997, 1998), Verma *et al.* (1998), Guevara *et al.* (2001), Velasco-Tapia *et al.* (2001) y en forma explícita por Velasco y Verma (1998), Velasco *et al.* (2000), González-Ramírez *et al.* (2009) y Verma *et al.* (2009a). En resumen, estos autores han reportado que las pruebas de Grubbs (p. ej., N1) y las de sesgo (N14) y curtosis (N15) presentan mayor eficiencia que las pruebas de Dixon (p. ej., N7). Cabe aclarar que los datos evaluados por estos autores provienen de materiales de referencia geoquímica, mientras que, en el presente trabajo, se trata de datos experimentales de viscosidad.

En este contexto, se realizó un análisis para determinar la eficiencia de las pruebas de discordancia en la detección de datos desviados en cada archivo de RES. La eficiencia de cada prueba (Outliers N_i) fue calculada con relación a la prueba que detectó un mayor número de datos desviados (Outliers con N_{max} , Ecuación 4) en cada modelo.

$$(4) \quad \text{Eficiencia} = \frac{\text{Outliers } N_i}{\text{Outliers } N_{\text{max}}}$$

Con los resultados de las pruebas de discordancia y con el fin de asignar una característica cualitativa, se consideraron los siguientes intervalos de eficiencia en forma arbitraria: baja (0.0–0.33); mediana (0.34–0.67); y alta (0.68–1.0). La eficiencia de las pruebas aplicadas se muestran en la Tabla A2 (suplemento electrónico). Se observa que, en general, las pruebas N1B, N4BK=1, N7, N9A, N9B, N10A y N10B presentan una baja eficiencia; las pruebas N1A, N4AK=1 y N2 muestran una eficiencia

mediana, y, las pruebas N14 y N15 tienen alta eficiencia. Estos resultados concuerdan con los obtenidos recientemente por González-Ramírez *et al.* (2009) y Verma *et al.* (2009a), quienes evaluaron las pruebas de discordancia para $k = 1$, en una base de datos de materiales de referencia geoquímica, encontrando que las pruebas más eficientes corresponden a la N15 y N14.

La eficiencia de cada una de las trece pruebas de discordancia en cada uno de los nueve modelos individualmente y de forma global es presentada mediante histogramas en la Figura A1 (suplemento electrónico).

Datos de viscosidad y calidad de ajustes

La calidad del ajuste (CA) de los datos experimentales (velocidad de corte y esfuerzo cortante) en cada uno de los modelos reológicos bajo estudio puede ser determinado aplicando la Ecuación 5. Para aplicar esta ecuación, se determinó primero la prueba estadística que mayor cantidad de datos discordantes detectó en cada modelo reológico, y de ésta se registró el número de datos detectados ($NMAX_i$), siendo $i = 1$ a 9, según el modelo reológico de que se trate. De todas las $NMAX_i$ analizadas se determina el valor máximo al cual se le denomina NSUP

$$CA(i) = 1 - \frac{NMAX_i}{NSUP} \quad (5)$$

Según los valores de $CA(i)$ de cada modelo, éstos se pueden clasificar en tres categorías, nuevamente asignadas en forma arbitraria: baja (0.00–0.33); mediana (0.34–0.66); y alta (0.67–1.0). El único modelo de baja CA es M-SK (0.0); los modelos de mediana CA son M-BN (0.40) y M-RSM (0.48); y de alta CA son M-QR (0.68), M-SKM (0.72), M-PL (0.88), M-RS (0.88), M-CS (0.92) y el M-HB (0.96).

De lo anterior, se deduce que el método de Herschel-Bulkley es el modelo reológico que mejor ajusta los datos experimentales. Por otra parte, en la Figura 3 se presenta el diagrama *box-plot* para los residuales de los nueve modelos bajo estudio, encontrándose nuevamente que el modelo Herschel-Bulkley es el que tiene menor desviación estándar y su media está muy cercana a cero. Este comportamiento lo muestra tanto para el caso de los datos originales de RES, como para los obtenidos después de aplicar las pruebas de discordancia.

Como puede observarse, el método que mejor ajusta los datos reológicos es aquel que presenta la media más cercana a cero y además tiene la menor desviación estándar. En la Figura 3a, se presenta el diagrama *box-plot* de los residuales antes de aplicar las pruebas de discordancia (RES) y según el criterio antes mencionado, el método M-HB es el que mejor logra el ajuste deseado. En la Figura 3b, se presenta el diagrama *box-plot* de los RES después de aplicar las pruebas de discordancia. Se observa que, en algunos de los métodos, la desviación estándar disminuyó

considerablemente (p. ej., método de Bingham, método de Sisko y método de Sisko modificado); sin embargo, el método de Herschel-Bulkley continua presentando la menor desviación estándar, y por ende es el que mejor ajusta los datos reológicos experimentales.

El cálculo de las viscosidades (μ) de fluido de perforación se realiza en cinco etapas: (i) Calcular, a partir de las variables ($\gamma - \tau$), las ecuaciones de regresión según cada modelo reológico; (ii) derivar las ecuaciones de regresión para obtener la correspondiente ecuación de viscosidad; (iii) las ecuaciones de viscosidad se programan en lenguaje Fortran para facilitar el cálculo de viscosidad; (iv) se determinan las viscosidades a diferentes valores de velocidad de corte; y (v) se efectúan las pruebas de discordancia en los valores de μ obtenidos.

Las viscosidades de los lodos fueron calculadas con los nueve modelos reológicos en los 19 lodos seleccionados, para 11 valores de velocidad corte que van de los $100s^{-1}$ a los $1100s^{-1}$ (ver Tabla A3 en el suplemento electrónico). De

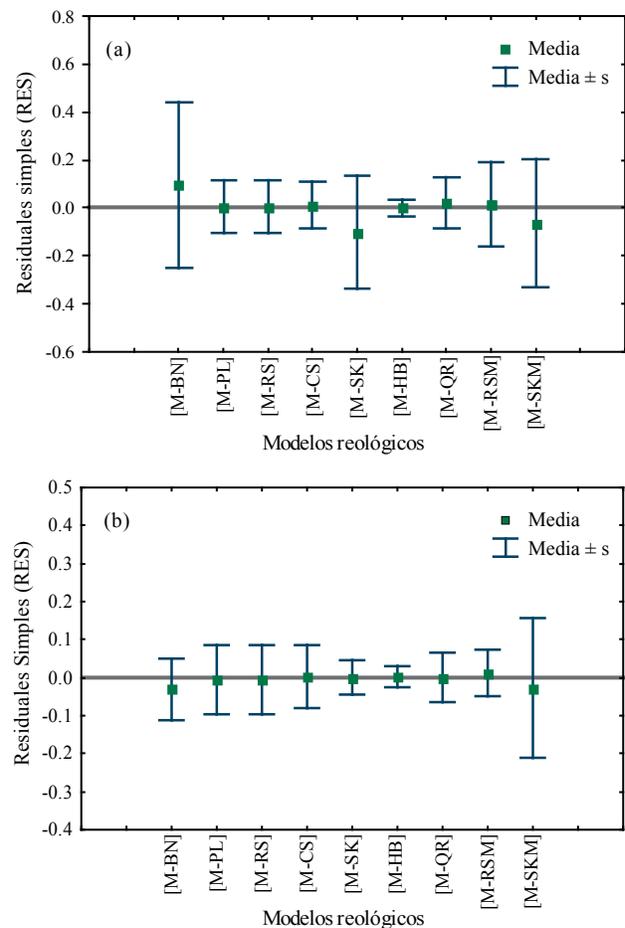


Figura 3. Los diagramas muestran para el caso (a) los residuales calculados por cada modelo reológico al evaluar la base de datos antes de ser sometida a las pruebas de discordancia (datos discordantes) y para el caso (b) se muestran los residuales de cada modelo después de haber sido tratada con las pruebas de discordancia (datos concordantes). En cada diagrama, las barras muestran la media y la media $\pm s$ (desviación estándar).

la combinación anterior, resulta una base de datos general de 1881 valores. A estos datos se les aplicaron las pruebas de discordancia antes descritas. Estas pruebas se aplicaron en cuatro casos o muestras: (a) para un fluido seleccionado de manera aleatoria a 11 velocidades de corte ($n = 99$; velocidades de 100–1100 s^{-1}), (b) a los 19 fluidos a una misma velocidad de corte de 500 s^{-1} , ($n = 171$, velocidad más común en las operaciones de perforación); (c) a los 19 fluidos a cinco diferentes velocidades de corte ($n = 855$; velocidad de corte de 200, 400, 600, 800 y 1000 s^{-1}), y (d) para tres fluidos aleatorios a una velocidad de corte de 500 s^{-1} ($n = 9$ para cada fluido).

En la Tabla 3, se presentan los resultados de la aplicación de las pruebas. En el caso (a) fueron detectados cuatro datos desviados, al igual que para el caso (b). En el caso (c) se detectaron 77 datos desviados, lo que podría ser un prueba de que la muestra (19 lodos) no es homogénea. En el caso (d) solamente se detectó un dato desviado. Cabe aclarar que un dato se consideró como desviado si una o más pruebas lo detectaban a un nivel de confianza de 99% (Verma, 1997, 1998, 2005; Verma *et al.*, 2008). En esta tabla también se presentan los valores de viscosidad promedio, así como su desviación estándar para los seis casos antes comentados. Además se presentan los valores de la desviación estándar relativa (DER) para los datos originales y para los que resultaron después de aplicar las pruebas de discordancia. Los valores de DER son en todos los casos menores después de la aplicación de dichas pruebas, siendo más evidente en el caso (d) para el fluido 901.

Se aplicaron las pruebas de discordancia a los datos del caso (c) antes descrito en donde $n = 855$. Se detectaron en total 77 datos desviados, lo que equivale al 9 % de los datos originales. Las pruebas más eficientes fueron las N14 y N15, aunque las pruebas N1A, N4A y N2 también detectaron datos desviados (Figura A2; suplemento electrónico).

En la Figura 4, se muestra una gráfica de viscosidad para tres fluidos (632, 694 y 901) a 11 velocidades de corte. Para cada punto de velocidad se graficó la media y la desviación estándar de la viscosidad. Se observa que para viscosidades entre 300 y 500 s^{-1} , la desviación estándar es mínima, mientras que para valores extremos (100 ó 1100

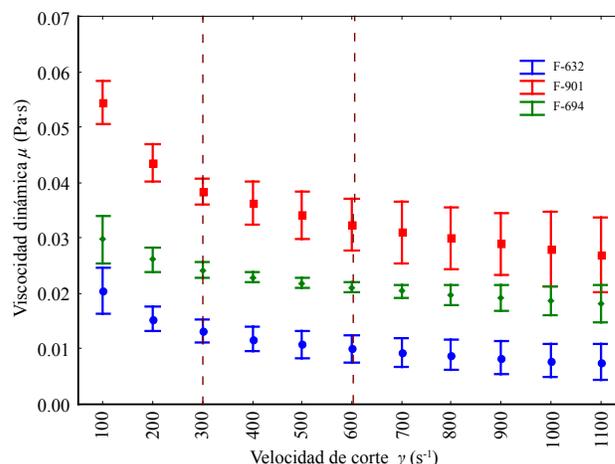


Figura 4. Variación de la viscosidad dinámica versus la velocidad de corte para tres fluidos de perforación. Se incluye los límites de confianza de las estimaciones de viscosidad al 99% a diferentes velocidades de corte (100 – 1100 s^{-1}), para los cuales los valores de t-Student fueron tomados de Verma (2009).

s^{-1}) la desviación es máxima. Lo anterior puede ser explicado a partir del hecho de que con los modelos de regresión evaluados en este trabajo se obtienen mejores ajustes en la parte intermedia de las curvas que en las partes extremas. Como último resultado, se puede mencionar que los valores de viscosidad obtenidos mediante la aplicación de la metodología descrita en este trabajo, son similares a los reportados por Chilingarian y Vorabutr (1983), Santoyo (1997), Santoyo *et al.* (2001, 2003), Kelessidis *et al.* (2006), y Kok y Alikaya (2004).

APLICACIÓN

Campo geotérmico de Los Humeros

El campo geotérmico de Los Humeros (CLH) está situado en el estado de Puebla cerca de los límites con Veracruz, en la parte este del Cinturón Volcánico Mexicano (CVM, *Mexican Volcanic Belt*, Pal *et al.*, 1978; Verma,

Tabla 3. Resultados de estimaciones promedio de viscosidad (μ) y su desviación estándar (s) usando pruebas de discordancia y detección de datos desviados. Las estimaciones de μ se realizaron con respecto a los datos finales normalizados, es decir, sin la presencia de datos desviados. DER: Desviación estándar relativa.

Nº de fluidos	Velocidad de corte γ (s^{-1})	Datos iniciales	% DER	Datos finales	% DER	$\bar{\mu} \pm s_{\mu}$ (Pa·s)
1 (F-685)	100 – 1100	99	45.454	95	40.909	0.022 ± 0.009
1 (F-901)	500	9	140.000	8	3.196	0.0219 ± 0.0007
1 (F-694)	500	9	11.436	9	11.436	0.0341 ± 0.0039
1 (F-632)	500	9	20.370	9	20.370	0.0108 ± 0.0022
19	500	171	76.923	167	45.833	0.024 ± 0.011
19	200, 400, 600, 800 y 1000	855	80.769	778	50.000	0.022 ± 0.011

1985a; Aguilar-y-Vargas y Verma, 1987) y genera electricidad a partir de fluidos contenidos en rocas volcánicas. Es el tercer campo geotérmico en importancia en la República Mexicana, después de Cerro Prieto en Baja California y Los Azufres en Michoacán. El campo está en un valle que pertenece a la cuenca de Libres-Oriental, encontrándose a una elevación promedio de 2806 metros sobre el nivel del mar y localizado entre las siguientes coordenadas geográficas: 19°35' y 19°45' de latitud Norte, 97° 23' y 97° 35' de longitud Oeste (Figura 5). Es pertinente señalar que un origen extensional ha sido propuesto para los magmas en la parte este del CVM (Verma, 2002b, 2004), donde se localiza este campo geotérmico. Además existe una serie de calderas que han sido identificadas y en las cuales se pueden realizar estudios de exploración con fines geotérmicos. Algunas de estas calderas se señalan en la Figura 5 (Verma, 2001).

Geología de Los Humeros

La geología y la geoquímica del campo de Los Humeros ha sido descrita por varios autores, entre los que se encuentran los siguientes: Verma y López (1982); Ferriz y Mahood (1984, 1987); Verma (1984, 1985b, 2000); Ferriz (1985); Verma *et al.* (1990); Andaverde *et al.* (1993); Martínez-Serrano y Dubois (1998); González-Partida *et al.* (2001); y Campos-Enríquez *et al.* (2005). El basamento está constituido por un complejo paleozoico metamórfico e intrusivo, una secuencia sedimentaria mesozoica plegada,

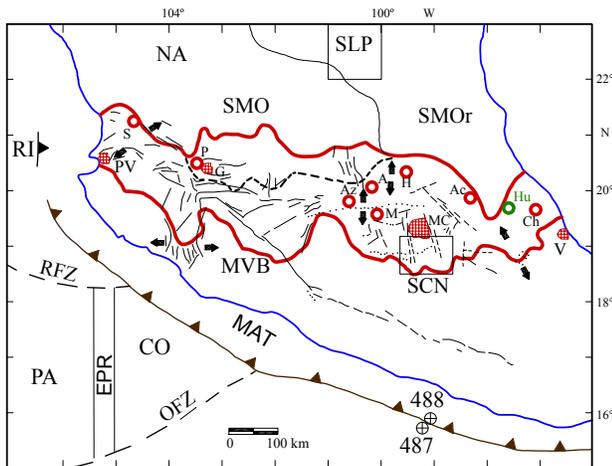


Figura 5. Localización y escenario tectónico del Cinturón Volcánico Mexicano (CVM; modificado de Verma, 2001). Abreviatura: MAT: Trincheras de la Cordillera de América; EPR: Dorsal del Pacífico Este; OFZ: Zona de Fractura Orozco; RFZ: Zona de Fractura Rivera; CO: Placa de Cocos; RI: Placa Rivera; PA: Placa Pacífico; NA: Placa de América del Norte; SMO: Provincia Sierra Madre Occidental; SMOOr: Provincia Sierra Madre Oriental; SCN: Campo monogenético de la Sierra de Chichinautzin; SLP: Área de San Luis Potosí. Calderas del CVM: S: Santa María del Oro; P: La Primavera; Az: Los Azufres; A: Amealco; M: Mazahua; H: Huichapan; Ac: Acapulco; Hu: Los Humeros; Ch: Chiconquiaco. Ciudades: MC: Ciudad de México; V: Veracruz; PV: Puerto Vallarta; G: Guadalupe.

intrusiones sieníticas y granodioríticas del Terciario inferior y andesitas pliocénicas.

La primera actividad volcánica en el área está representada por la erupción de lavas andesíticas y ferrobásicas de la formación Teziutlán (3.6 a 1.6 Ma). El colapso de la Caldera de Los Humeros fue provocado por la erupción de la Ignimbrita Xáltipan (0.46 Ma) que representa aproximadamente 115 km³ de magma y es predominantemente de composición riolítica. Posterior al colapso se formaron varios domos silíceos (0.3 Ma). Otra emisión de ignimbrita intermedia a ácida (Ignimbrita Zaragoza, 0.1 Ma) provocó el colapso de la Caldera de Los Potreros, dentro de la Caldera de Los Humeros. Las emisiones de andesitas, andesitas basálticas, así como lavas, pómez y cenizas de composición andesítica a riolita (0.08–0.04 Ma) dieron origen a otra estructura circular (Calderita El Xalapazco) dentro de las anteriores. La última actividad volcánica está representada por la eyección de aproximadamente 0.25 km³ de basaltos de olivino, durante los últimos 0.02 Ma. En la sección geológica que se presenta en la Figura 6, se pueden observar las diferentes unidades geológicas que han sido encontradas durante la perforación de pozos en el CLH (Verma *et al.*, 1990).

En el CLH se han perforado 40 pozos (Figura 7; López-Romero, 2006), de ellos 19 son productores (H-1, 3, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 15, 16, 17, 19, 20, 30, 31, 32, 35, 36 y 37), cuatro se utilizan o han utilizado para reinyección (H-13, 29, 38 y 40) y los restantes 17 son pozos exploratorios o de monitoreo (H-2, 4, 5, 10, 14, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 33, 34 y 39). La profundidad de los pozos oscila entre 1450 a 3250 m (Cedillo, 1999, 2000; Pizano y Jiménez, 1999) y nos da un total de longitud perforada de aproximadamente 86 km (Figura 7).

Una de las funciones importantes de los fluidos de perforación es el transporte a la superficie de los recortes generados en el fondo de un pozo en construcción. Para lograr extraerlos se requiere que la velocidad del fluido que circula en el anillo sobrepase un valor crítico, el cual según Chilingarian y Vorobutir (1983) puede ser determinado mediante la Ecuación 6:

$$V = \frac{2g(\rho_s - \rho_f)\theta^2}{9\mu} \quad (6)$$

donde: V es la velocidad del fluido de perforación (m/s); ρ_s es la densidad de la roca (kg/m³); ρ_f es la densidad del fluido (kg/m³); θ es diámetro de la partícula (m), y μ es viscosidad del fluido de perforación (Pa·s).

En la Tabla 4, se presentan los valores utilizados para calcular las velocidades críticas (mínimas) en pozos perforados en el campo geotérmico de Los Humeros. Las densidades de las rocas se han tomado de Castillo-Román *et al.* (1991), los valores típicos de densidad del fluido de Santoyo (1997) y el diámetro de las partículas de Bourgoyne *et al.* (1986). Los valores de viscosidad son los calculados en el presente trabajo y se seleccionaron de modo que incluyeran todo el intervalo mostrado en la Tabla 3.

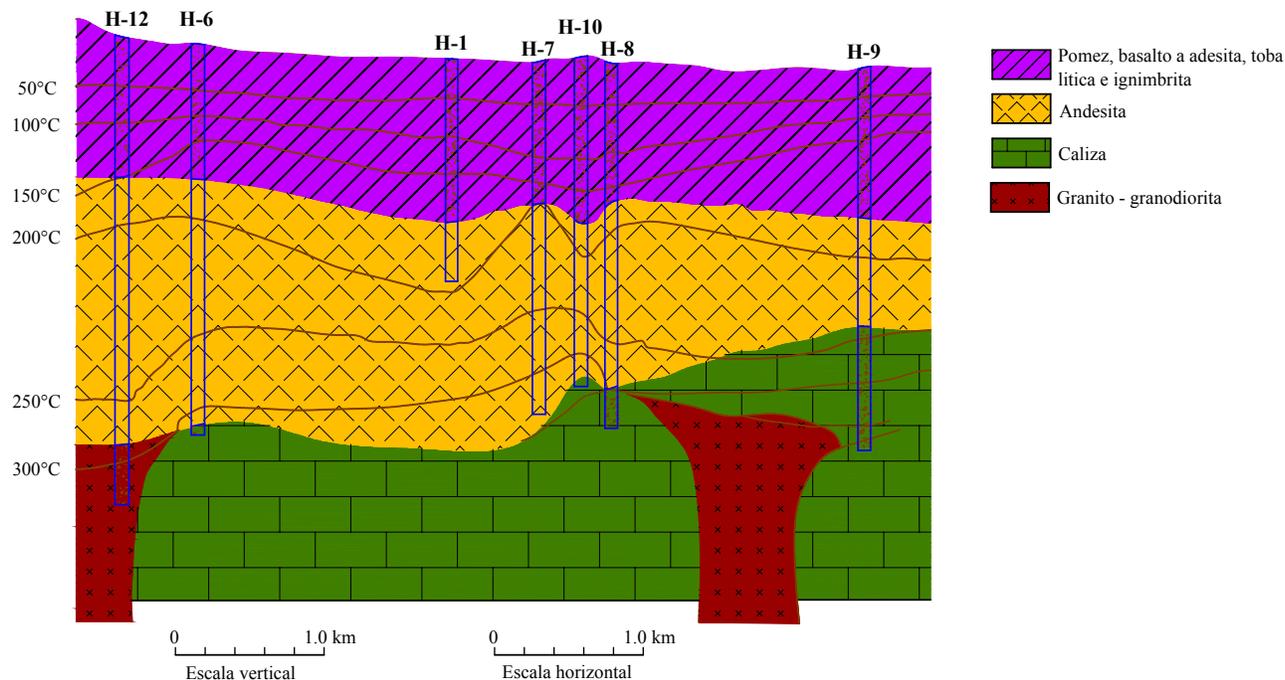


Figura 6. Sección geológica del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla (modificada de Verma *et al.*, 1990).

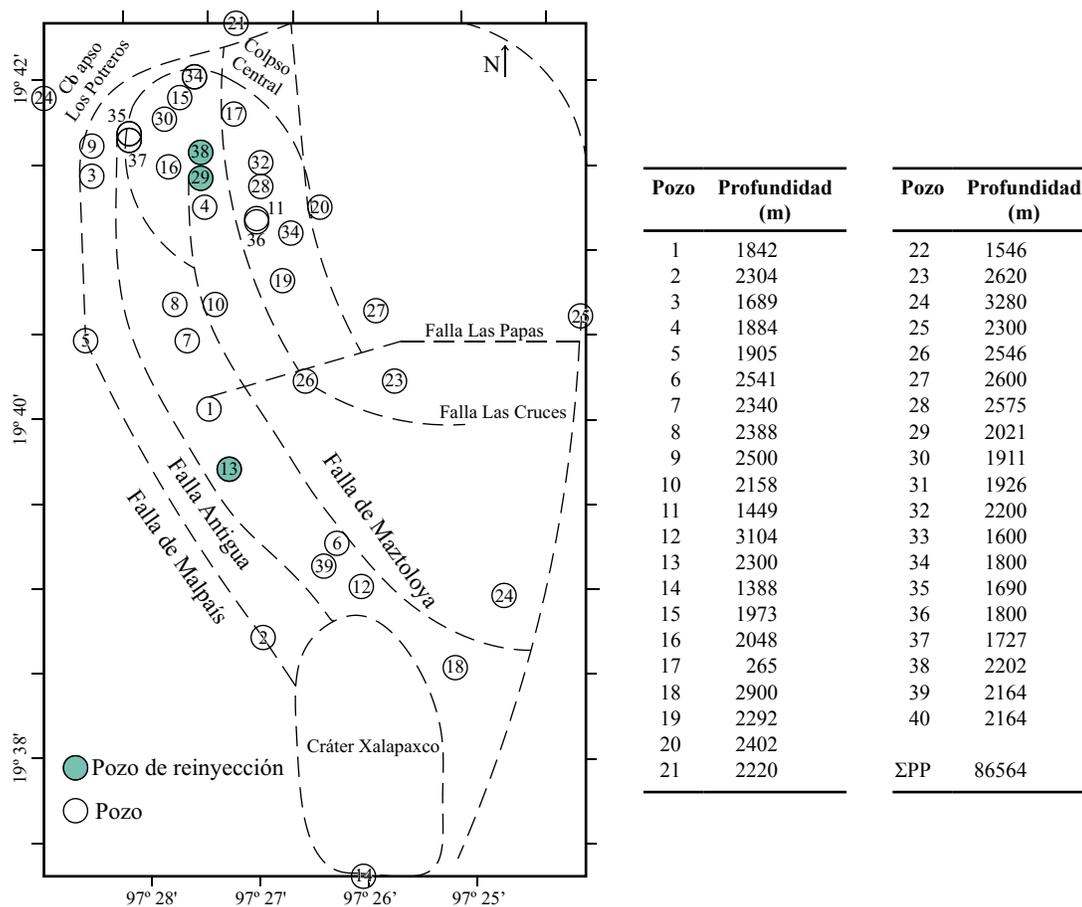


Figura 7. Localización de pozos en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. En la tabla se muestra la profundidad de cada uno de los pozos. ΣPP: Suma de las profundidades de los pozos.

En la Figura 8 se han graficado los valores de velocidad críticos del fluido de perforación contra los valores de viscosidad para los cinco tipos de rocas representativas de la geología del CLH. Se observa que la relación entre las variables graficadas es no lineal e inversa, resaltando que, a mayor viscosidad, la densidad de las rocas no es tan significativa para determinar la velocidad del fluido de perforación. De lo anterior se destaca que la variable viscosidad es uno de los parámetros que influye de modo determinante en las tareas de extracción de recortes.

Tabla 4. Datos utilizados para el cálculo de velocidad mínima del fluido de perforación para arrastre de partículas (recortes de perforación) de diferentes densidades y litología.

μ_{fluido} (Pa·s)	v_{fluido} (m/s)	VARIABLES CONSTANTES ASUMIDAS
<i>Toba</i>		
0.010	2.27	$\rho_{\text{roca}} = 2220 \text{ kg/m}^3$ $\rho_{\text{fluido}} = 1200 \text{ kg/m}^3$ $\theta_{\text{roca}} = 0.01 \text{ m}$
0.015	1.51	
0.020	1.31	
0.025	0.91	
0.030	0.76	
0.035	0.65	
0.040	0.57	
<i>Andesita</i>		
0.010	2.67	$\rho_{\text{roca}} = 2400 \text{ kg/m}^3$ $\rho_{\text{fluido}} = 1200 \text{ kg/m}^3$ $\theta_{\text{roca}} = 0.01 \text{ m}$
0.015	1.78	
0.020	1.34	
0.025	1.07	
0.030	0.89	
0.035	0.76	
0.040	0.67	
<i>Caliza</i>		
0.010	3.11	$\rho_{\text{roca}} = 2600 \text{ kg/m}^3$ $\rho_{\text{fluido}} = 1200 \text{ kg/m}^3$ $\theta_{\text{roca}} = 0.01 \text{ m}$
0.015	2.07	
0.020	1.56	
0.025	1.24	
0.030	1.04	
0.035	0.89	
0.040	0.78	
<i>Granito</i>		
0.010	3.24	$\rho_{\text{roca}} = 2660 \text{ kg/m}^3$ $\rho_{\text{fluido}} = 1200 \text{ kg/m}^3$ $\theta_{\text{roca}} = 0.01 \text{ m}$
0.015	2.16	
0.020	1.62	
0.025	1.29	
0.030	1.08	
0.035	0.93	
0.040	0.82	
<i>Basalto</i>		
0.010	2.60	$\rho_{\text{roca}} = 2370 \text{ kg/m}^3$ $\rho_{\text{fluido}} = 1200 \text{ kg/m}^3$ $\theta_{\text{roca}} = 0.01 \text{ m}$
0.015	1.74	
0.020	1.30	
0.025	1.04	
0.030	0.87	
0.035	0.74	
0.040	0.65	

μ : viscosidad dinámica del fluido de perforación; v : velocidad del fluido;
 ρ : densidad; θ : diámetro de la partícula.

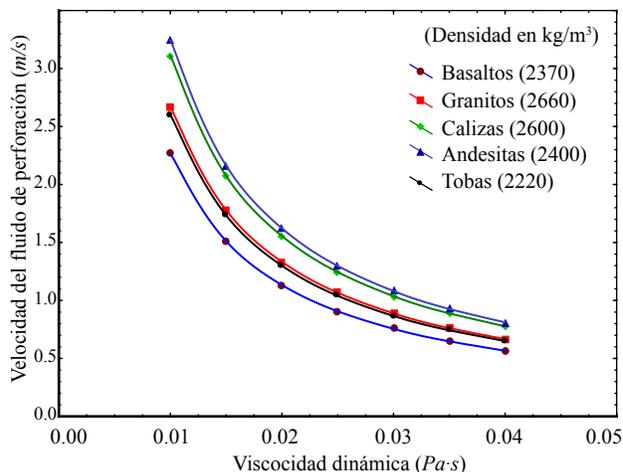


Figura 8. Comportamiento de la velocidad de flujo del fluido de perforación con respecto a su viscosidad dinámica al perforarse diferentes tipos de formaciones geotérmicas (mediante la consideración de la densidad de las rocas).

CONCLUSIONES

Se creó y evaluó una nueva base de datos de 813 series (velocidad de corte y esfuerzo cortante) de fluidos de perforación de pozos geotérmicos, logrando separar mediante pruebas de linealidad los fluidos que presentan una tendencia lineal (Newtoniana) de los de tendencia no lineal (no Newtoniana). Se evaluaron nueve modelos reológicos para el análisis de ajuste de los datos experimentales y aplicando la metodología de los residuales (RES) se determinó que el modelo de Herschel-Bulkley es el más eficiente para reproducir las mediciones experimentales. Se aplicaron las pruebas de discordancia en el análisis de bondad de ajuste de modelos reológicos encontrándose que las pruebas de mayor eficiencia son la N14 (sesgo), N15 (curtosis) y N1 (Grubbs). Además, se desarrolló un programa para el cálculo de viscosidades y sus incertidumbres de fluidos de perforación. Estas viscosidades fueron estimadas a velocidades de 100 a 1100 s⁻¹ para cada fluido, obteniéndose con la aplicación de la presente metodología valores similares a los reportados en la literatura internacional. Con esta información fue posible estimar datos de las velocidades críticas de fluidos de perforación necesarias para el arrastre de los recortes de la formación hacia la superficie como aplicación en el campo geotérmico de Los Humeros

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Dr. Surendra P. Verma por el apoyo en el análisis estadístico y crítica al presente trabajo. El primer autor expresa su agradecimiento a CONACYT por la beca de posgrado otorgada para realizar los estudios de maestría y doctorado. Los autores agradecen a dos árbitros – Eduardo González Partida y anónimo – por sus altas apre-

ciaciones de este trabajo y por las sugerencias constructivas que ayudaron a mejorar la presentación. Expresamos nuestro agradecimiento a Roberto Carlos García Sánchez por ayudarnos a adecuar las Figuras 5 y 6 del presente trabajo.

APÉNDICE. SUPLEMENTO ELECTRÓNICO

Información adicional a este artículo se encuentra disponible en el sitio web de la revista <<http://rmcg.unam.mx/>>, en la tabla de contenido de este número (suplemento electrónico 26-2-03).

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar-y-Vargas, V.H., Verma, S.P., 1987, Composición química (elementos mayores) de los magmas en el Cinturón Volcánico Mexicano: *Geofísica Internacional*, 26(2), 195-272.
- Alderman, N.J., Gavignet, A., Guillot, O., Maitland, G.C., 1988, High-temperature, high-pressure rheology of water-based muds: Society of Petroleum Engineers (SPE), Annual Technical Conference, Paper 18035, 187-195.
- Al-Zahrani, S.M., 1997, A generalized rheological model for shear thinning fluids: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17, 211-215.
- American Petroleum Institute (API), 1980, The rheology of oil-well drilling fluids: Washington, D.C, American Petroleum Institute, First edition, 13D, 28 pp.
- Andaverde, J., Verma, S.P., Schildknecht, F., 1993, Aporte de calor por cristalización en dos campos geotérmicos del cinturón volcánico Mexicano: *Geofísica Internacional*, 32(2), 331-339.
- Andaverde, J., Verma, S.P., Santoyo, E., 2005, Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models: *Geophysical Journal International*, 160, 1112-1122.
- Augustine, C., Tester, J.W., Anderson, B., 2006, A comparison of geothermal with oil and gas well drilling costs, *en Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Proceedings: Stanford, California, Stanford University, SGP-TR-179, 15 pp.
- Barnett, V., Lewis, T., 1994, *Outliers in Statistical Data*: Chichester, Wiley, , Third Edition, 584 pp.
- Bertani, R., 2005, World geothermal power generation in the period 2001-2005: *Geothermics*, 34, 651-690.
- Bertani, R., 2007, World Geothermal Generation in 2007: *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, 28(3), 8-19.
- Bingham, E.C., 1916, An investigation of the laws of plastic flow: Washington DC, United States Bureau of Standards, 13(278), 309-353.
- Bourgoynne, A.T.Jr., Chenevert, M.E., Millheim, K.K., Young, F.S.Jr., 1986, *Applied drilling engineering*: Richardson, TX, Society of Petroleum Engineers, Textbook Series, 2, 502 pp.
- Caldiño-Villagómez, I.A., Bonola-Alonso, I., 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*, 17(3), 27-35.
- Campos-Enríquez, J.O., Domínguez-Méndez, F., Lozada-Zumaeta, M., Morales-Rodríguez, H.F., Andaverde, J.A., 2005, Application of the Gauss theorem to the study of silicic calderas: The calderas of La Primavera, Los Azufres and Los Humeros (México): *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 147(1-2), 39-67.
- Casson, N., 1959, A flow equation for pigment-oil suspensions of the printing Ink type, *en Mill, C.C. (ed.)*, *Rheology of Disperse Systems*: London, Pergamon, 84-104.
- Castillo-Román, J., Verma, S.P., Andaverde, J., 1991, Modelación de temperaturas bajo la Caldera de Los Humeros, Puebla, México, en términos de profundidad de la cámara magmática: *Geofísica Internacional*, 30(3), 149-172.
- Castrellon-Urbe, J., Cuevas-Arteaga, C., Trujillo-Estrada, A., 2008, Corrosion monitoring of stainless steel 304L in lithium bromide aqueous solution using transmittance optical detection technique: *Optics and Lasers in Engineering*, 46(6), 469-476.
- Cedillo, F.R., 1999, Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros, Puebla, México: *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, 15(3), 159-170.
- Cedillo, F.R., 2000, Geología del subsuelo del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México: *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, 16(1-3), 7-16.
- Chilingarian, G.V., Vorabutr, P., 1983, *Drilling and Drilling Fluids*: Amsterdam, Elsevier, *Developments in Petroleum Science*, 770 pp.
- Clark, P.E., 1995, Drilling mud rheology and the API recommended measurements, *en Production Operation Symposium*, Oklahoma City, OK: Society of Petroleum Engineers, paper SPE 29543, 933-941.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2008a, Generación de electricidad [en línea]: México, Secretaría de Energía, actualización 04 de diciembre de 2008 <<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>>.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2008b, Estadísticas [en línea]: México, Secretaría de Energía, actualización 04 de diciembre de 2008, <<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Estadística/>>.
- Davidson, E., Stewart, S., 1997, Open hole completions: drilling fluid selection, *en Middle East Drilling Technology Conference*, 23-25 November, Bahrain: Society of Petroleum Engineers, paper SPE 39284, 313-327.
- Díaz-González, L., 2008, Desarrollo de nuevas herramientas estadísticas y geotermométricas para la industria geotérmica: México, Universidad Nacional Autónoma de México, Posgrado en Ingeniería (Energía), Tesis de Doctorado, 65 pp.
- Díaz-González, L., Santoyo, E., 2008, A new precise calibration of the Na/K geothermometer using a world database of geothermal fluids and improved geochemometric techniques (resumen): *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 72(12), Supplement 1, A215.
- Díaz-González, L., Santoyo, E., Reyes-Reyes, J., 2008, Tres nuevos geotermómetros mejorados de Na/K usando herramientas computacionales y geoquimiométricas: aplicación a la predicción de temperaturas de sistemas geotérmicos: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(3), 465-482.
- Ferriz, H., 1985, Zoneamiento composicional y mineralógico en los productos eruptivos del centro volcánico de Los Humeros, Puebla, México: *Geofísica Internacional*, 24(1), 97-157.
- Ferriz, H., Mahood, G.A., 1984, Eruption rates and compositional trends at Los Humeros volcanic center, Puebla, México: *Journal of Geophysics Research*, 89, 8511-8524.
- Ferriz, H., Mahood, G.A., 1987, Strong compositional zonation in a silicic magmatic system: Los Humeros, Mexican Neovolcanic Belt: *Journal of Petrology*, 28(1), 171-209.
- González-Partida, E., Tello-Hinojosa, E., Verma, M.P., 2001, Interacción agua geotérmica-manantiales en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México: *Ingeniería Hidráulica en México*, 16(2), 185-194.
- González-Ramírez, R., Díaz-González, L., Verma, S. P., 2009, Eficiencia relativa de las 33 pruebas de discordancia para valores desviados basada en datos geoquímicos de materiales de referencia: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 26(2), 501-515.
- Guevara, M., Verma, S.P., Velasco-Tapia, F., 2001, Evaluation of GSI intrusive rocks JG1, JG2, JG3, JG1a, and JG1b: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 18(1), 74-88.
- Guevara, M., Verma, S.P., Velasco-Tapia, F., Lozano-Santa Cruz, R., Girón, P., 2005, Comparison of linear regression models for quantitative geochemical analysis: Example of X-ray fluorescence spectrometry: *Geostandards and Geoanalytical Research*, 29(3), 271-284.

- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., Quijano-León, J.L., 2005, Update of Geothermics in Mexico: *Geotermia*, 17(1), 21-30.
- Hemphill, T., 1998, Prediction of rheological behavior of ester-based drilling fluids under down hole conditions, *en* International Petroleum Conference and Exhibition 5-7 Marzo 1996, Villahermosa, Mexico: Society of Petroleum Engineers, paper SPE 35330, 243-253.
- Herschel, W.H., Bulkley, R., 1926, Measurement of consistency as applied to rubber-benzene solutions, *en* 29th Annual Meeting of the American Society of Testing Materials, Atlantic City, NJ, Junio 21-25, *Proceedings*, 26(82), 621-629.
- Hiriart-LeBert, G., Gutiérrez-Negrín, L.C.A., 1994, Geothermal development in Mexico: *Geothermal Resources Council Transactions*, 18, 269-274.
- Hughes, T.L., Jones, T.G.J., Houwen, O.H., 1993, Chemical characterization of CMC and its relationship to drilling-mud rheology and fluid loss: *Society of Petroleum Engineers, SPE Drilling & Completion*, SPE 20000, 157-164.
- Jafarzadeh, M., Hosseini-Barzi, M., 2008, Petrography and geochemistry of Ahwaz Sandstone Member of Asmari Formation, Zagros, Iran: implications on provenance and tectonic setting: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(2), 247-260.
- Kelessidis, V.C., Maglione, R., Tsamantaki, C., 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*, 53, 203-224.
- Kislenko, V., Oliynyk, L., Golachowski, A., 2005, The model of the rheological behavior of gelatinized starch at low concentrations: *Journal of Colloid and Interface Science*, 294, 79-86.
- Kok, M.V., Alikaya, T., 2004, Determination of rheological models for drilling fluids (a statistical approach): *Energy Sources*, 26, 153-165.
- Kumar, A., Saboo, S., Sheth, S., Pilehvari, A., Serth, R., 2000, Correlation of rheometric data and hydraulic calculations using rational polynomials: *Chemical Engineering Communications*, 183, 99-117.
- Lauzon, R.V., Reid, K.I., 1979, New rheological model offers field alternative: *Oil & Gas Journal*, 51-57.
- López-Romero, O., 2006, Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México: *Geotermia*, *Revista Mexicana de Geología*, 19(1), 23-32.
- Maglione, R., Robotti, G., 1996, Field rheological parameters improve stand pipe pressure prediction while drilling: *Society of Petroleum Engineers, SPE 36099*, 271-279.
- Mamdouh, T.G., Nabil E., 2005, Yield stress behavior for crude oil-polymer emulsions: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 47, 105-115.
- Marroquín-Guerra, S.G., Velasco-Tapia, F., Díaz-González, L., *en* prensa, Evaluación estadística de Materiales de Referencia Geoquímica del Centre de Recherches Péetrographiques et Géochimiques (Francia) aplicando un esquema de detección y eliminación de valores desviados: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 26(2), 530-542.
- Martínez-Serrano, R.G., Dubois, M., 1998, Chemical variations in chlorite at the Los Humeros geothermal system, México: *Clays and Clay Minerals*, 40, 6, 615-628.
- Miller, J.N., Miller, J.C., 2000, *Statistics and Chemometrics for Analytical Chemistry*: Essex, England, Prentice Hall, 271 pp.
- Nagarajan, R., Sial, A.N., Armstrong-Altrin, J.S., Madhavaraju, J., Nagendra, R., 2008, Carbon and oxygen isotope geochemistry of Neoproterozoic limestones of the Shahabad Formation, Bhima basin, Karnataka, southern India: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(2), 225-235.
- Obeidat, M.M., Ahmad, F.Y., Hamouri, N.A.A., Massadeh, A.M., Athamneh, F.S., 2008, Assessment of Nitrate Contamination of Karst Springs, Bani Kanana, Northern Jordan: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(3), 426-437.
- Okafor, M.N., Evers, J.F., 1992, Experimental comparison of rheology models for drilling fluids, *en* Society of Petroleum Engineers, Western Regional Meeting, 30 March-1 April 1992, Bakersfield, California: Society of Petroleum Engineers, paper SPE 24086, 575-581.
- Oswald, W., 1925, Ueber die Geschwindigkeitsfunktion der Viskosität disperser Systeme (the velocity of viscosity of disperse systems): *Kolloid Zeitung*, 36, 99-117.
- Pal, S., Lopez, M., Pérez R., J., Terrell, D.J., 1978, Magma characterization of the Mexican Volcanic Belt (Mexico): *Bulletin Volcanologique*, 41(4), 379-389.
- Palabiyik, Y., Serpen, U., 2008, Geochemical Assessment of Simav Geothermal Field, Turkey: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(3), 408-425.
- Pandarinath, K., 2009, Clay minerals in SW Indian continental shelf sediments cores as indicators of provenance and paleomonsoonal conditions: a statistical approach: *International Geology Review*, 51(2), 145-165.
- Pizano, A.H., Jiménez, M.M., 1999, Estudio y caracterización termodinámica del sector centro del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., México: *Geotermia*, *Revista Mexicana de Geoenergía*, 15(3), 195-211.
- Power, D., Zamora, M., 2003, Drilling fluid yield stress: measurement techniques for improved understanding of critical drilling fluid parameters, *en* National Technology Conference "Practical Solutions for Drilling Challenges": American Association of Drilling Engineers, Technical Conference papers, AADE-03-NTCE-35, 9 pp.
- Ranjit S., Koshel, K., Virmani, S.S., 1987, A computer program to evaluate the power law parameters from Fann meter data: *Society of Petroleum Engineers, Proceedings*, 11 pp.
- Remont, L.J., McDonald, W.J., Maurer, W.C., Rehm, W.A., 1977, Improved Geothermal Drilling Fluids: Energy Research and Development Administration, Technical report, IDO-1603-1, 151 pp.
- Robertson, R.E., 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*, 16, 31-36.
- Rodríguez-Ríos, R., Aguillón-Robles, A., Leroy, J.L., 2007, Evolución petrológica y geoquímica de un complejo de domos topacíferos en el campo volcánico de San Luis Potosí (México): *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 24(3), 328-343.
- Sá, C.H.M., Martins, A.L., Amaral, M.S., 1994, A computer programmed for drilling hydraulics optimization considering realistic rheological models, *en* European Petroleum Computer Conference, 15-17 Marzo 1994, Aberdeen, UK: Society of Petroleum Engineers, SPE 27554, 137-146.
- Santoyo, E., 1997, Transient numerical simulation of heat transfer processes during drilling of geothermal wells: United Kingdom, University of Salford, tesis doctoral, 351 pp.
- Santoyo, E., Santoyo-Gutiérrez, S., García, A., Espinosa, G., Moya, S.L., 2001, Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells: *Applied Thermal Engineering*, 21, 283-302.
- Santoyo, E., García, A., Espinosa, G., Santoyo-Gutiérrez, S., González-Partida, E., 2003, Convective heat-transfer coefficients of non-Newtonian geothermal drilling fluids: *Journal of Geochemical Exploration*, 78-79, 249-255.
- Shoemaker, D.P., Garland, C.W., Nibler, J.W., 1996, *Experiments in Physical Chemistry*: New York, McGraw Hill, 6th edition, 778 pp.
- Sisko, A.W., 1958, The flow of lubricating greases: *Industrial and Engineering Chemistry*, 50, 1789-1792.
- Speers, R.A., 1984, Computer-aided rheological analysis of drilling fluids: *Oil & Gas Journal*, 82(47), 118-135.
- StatSoft, Inc., 2003, STATISTICA (data analysis software system), version 6, <www.statsoft.com>
- Torres-Alvarado, I.S., Smith, A.D., Castillo-Román, J., *en* prensa, Sr, Nd, and Pb isotopic and geochemical constraints for the origin of magmas in Popocatepetl volcano (Central Mexico) and their relationship with the adjacent volcanic fields: *International Geology Review*.
- Vargas-Rodríguez, Y.M., Gómez-Vidales, V., Vázquez-Labastida, E., García-Bórquez, A., Aguilar-Sahagún, G., Murrieta-Sánchez, H., Salmón, M., 2008, Caracterización espectroscópica, química y

- morfológica y propiedades superficiales de una montmorillonita Mexicana: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(1), 135-144.
- Vattuone, M.E., Leal, P.R., Crosta, S., Berbeglia, Y., Gallegos, E., Martínez-Dopico, C., 2008, Paragénesis de zeolitas alcalinas en un afloramiento de basaltos olivínicos amigdaloides de Junín de Los Andes, Neuquén, Patagonia, Argentina: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25(3), 483-493.
- Velasco, F., Verma, S.P., 1998, Importance of skewness and kurtosis statistical tests for outlier detection and elimination in evaluation of Geochemical Reference Materials: *Mathematical Geology*, 30(1), 109-128.
- Velasco, F., Verma, S.P., Guevara, M., 2000, Comparison of the performance of fourteen statistical tests for detection of outlying values in geochemical reference material databases: *Mathematical Geology*, 32(4), 439-464.
- Velasco-Tapia, F., Guevara, M., Verma, S.P., 2001, Evaluation of concentration data in geochemical reference materials: *Chemie der Erde*, 61(1), 69-91.
- Verma, S.P., 1984, Alkali and alkaline earth element geochemistry of Los Humeros caldera, Puebla, Mexico: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 20(1), 21-40.
- Verma, S.P., 1985a, Mexican Volcanic Belt. Part 1 (Preface): *Geofísica Internacional*, 24(1), 7-18.
- Verma, S.P., 1985b, On the magma chamber characteristics as inferred from surface geology and geochemistry: examples from Mexican geothermal areas: *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 41, 207-214.
- Verma, S.P., 1997, Sixteen statistical tests for outlier detection and rejection in evaluation of international geochemical reference materials: example of micrograb PM-S: *Geostandards Newsletter*, 21(1), 59-75.
- Verma, S.P., 1998, Improved concentration data in two international geochemical reference materials (USGS basalt BIR-1 and GSJ peridotite JP-1) by outlier rejection: *Geofísica Internacional*, 37(3), 215-250.
- Verma, S.P., 2000, Geochemical evidence for a lithospheric source for magmas from Los Humeros caldera, Puebla, México: *Chemical Geology*, 164, 35-60.
- Verma, S.P., 2001, Geochemical evidence for a lithospheric source for magmas from Acozucal caldera, eastern Mexican volcanic belt: *International Geology Review*, 43, 31-51.
- Verma, S.P., 2002a, Optimisation of the exploration and evaluation of geothermal resources, *en* Chandrasekhar, D., Bundschuh, J. (eds.), *Geothermal Energy Resources for Developing Countries*: Rotherdam, Swets & Zeitlinger, B.V., A.A. Balkena Publishers, 195-224.
- Verma, S.P., 2002b, Absence of Cocos plate subduction-related basic volcanism in southern Mexico: a unique case on Earth?: *Geology*, 30(12), 1095-1098.
- Verma, S.P., 2004, Solely extension-related origin of the eastern to west-central Mexican Volcanic Belt (Mexico) from partial melting inversion model: *Current Science*, 86(5), 713-719.
- Verma, S.P., 2005, *Estadística Básica para el Manejo de Datos Experimentales: Aplicación en la Geoquímica (Geoquimiometría)*: México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, 186 pp.
- Verma, S.P., 2009, Evaluation of polynomial regression models for the Student t and Fisher F critical values, the best interpolation equations from double and triple natural logarithm transformation of degrees of freedom up to 1000, and their applications to quality control in science and engineering: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 26(1), 79-92.
- Verma, S.P., López-Martínez, M., 1982, Geochemistry of Los Humeros Caldera, Puebla, Mexico: *Bulletin of Volcanology*, 45, 63-79.
- Verma, S.P., Quiroz-Ruiz, A., 2006a, Critical values for six Dixon tests for outliers in normal samples up to sizes 100, and applications in science and engineering: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 23(2), 133-161.
- Verma, S.P., Quiroz-Ruiz, A., 2006b, 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*, 23(3), 302-319.
- Verma, S.P., Quiroz-Ruiz, A., 2008, Critical values for 33 discordancy test variants for outliers in normal samples for very large sizes of 1,000 to 30,000 and evaluation of different regression models for the interpolation and extrapolation of critical values: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 23(3), 369-381.
- Verma, M.P., Verma, S.P., Sanvicente, H., 1990, Temperature field simulation with stratification model of magma chamber under Los Humeros caldera, Puebla, México: *Geothermics*, 19(2), 187-197.
- Verma, S.P., Orduña-Galván, L.J., Guevara, M., 1998, SIPVADE: A new computer programme with seventeen statistical tests for outlier detection in evaluation of international geochemical reference materials and its application to Whin Sill dolerite WS-E from England and Soil-5 from Peru: *Geostandards Newsletter: Journal of Geostandards and Geoanalysis*, 22(2), 209-234.
- Verma, S.P., Quiroz-Ruiz, A., Díaz-González, L., 2008, 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*, 25(1), 82-96.
- Verma, S.P., Díaz-González, L., González-Ramírez, R., 2009a, Relative efficiency of single-outlier discordancy tests for processing geochemical data on reference materials and application to instrumental calibrations by a weighted least-squares linear regression model: *Geostandards and Geoanalytical Research*, 33(1), 29-49.
- Verma, S.P., Pandarinath, K., Velasco-Tapia, F., Rodríguez-Ríos, R., 2009b, Evaluation of the odd-even effect in limits of detection for electron microprobe analysis of natural minerals: *Analytica Chimica Acta*, 638, 126-132.
- Wang, Z., Tang, A., 1982, Casson rheological model in drilling fluid mechanics, *en* International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, 17-24 Marzo 1982, Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, SPE 10564, 397-433.
- Wanneng, S., Jianping, C., Zhenxue, L., 1986, Comparison of rheological models in high shear rate range and experimental relationship between penetration rate and high shear viscosities, *en* International Meeting on Petroleum Engineering, 17-20 Marzo 1986, Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, SPE 14858, 267-276.
- Weir, I.S., Bailey, W.J., 1996, A statistical study of rheological models for drilling fluids: *Society of Petroleum Engineers, SPE Journal*, 1(4), 473-486.
- Wooley, G.R., 1980, Computing downhole temperatures in circulation, injection, and production wells: *Journal Petroleum Technology*, 32(9), 1509-1522.

Manuscrito recibido: Diciembre 9, 2008

Manuscrito corregido recibido: Abril 1, 2009

Manuscrito aceptado: Abril 1, 2009