

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN PARA EL ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES AL UTILIZAR LODOS BASE ACEITE

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Millán Q. Leandro R.,
Rivero D. José A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN PARA EL ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES AL UTILIZAR LODOS BASE ACEITE

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno G.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Millán Q. Leandro R.,
Rivero D. José A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2005

Vuela sin temor y haz realidad tus sueños

“El Triunfo es de los Valientes”.

Anónimo.

DEDICATORIA

A Dios, mi creador.

A mi hermano Pablo Emilio, esa grandeza espiritual que brilla y la puedo sentir, y ese bonito recuerdo que está *vivo* conmigo cada segundo. Gracias por guiarme al camino del éxito.... ¡Qué grande eres!

A ti mamá, gracias por tanto apoyo, perseverancia y por haberme traído a este mundo.

A ti papá, por ser mi mejor maestro en esta vida, por tus valiosos consejos, por hacerme el camino siempre más fácil y lo más importante: *creer en mí*.

A mi abuela Graciela, por estar siempre pendiente de mí; y a mi abuelo Pablito.

A mi novia María Gabriela (la poli), por su gran amor, confianza y colaboración que me brindó a lo largo de mi carrera.

A mis tías y tíos, verdaderos tesoros.

A mi madrina Maritza y mi padrino Andrés.

A todos mis primos.

A todos mis panas de la universidad.

A mi Alma Mater, la Universidad Central de Venezuela.

A mi mayor obra: yo mismo.

José Angel Rivero Díaz.

DEDICATORIA

...A mi madre Maritza, quien durante todos los años de mi vida ha estado allí cuidando de mí, en las buenas y en las malas, quien me ha gritado, pero también me ha besado; quien me ha enseñado las cosas más sencillas pero importantes de la vida como el amor, la fe en Dios, y el creer en uno mismo. Te quiero mamá!

...A mi hermana Carmen, quien ha sido la persona que más cree en mí, que me ha dado todo el apoyo incondicional que he necesitado y a quien más le latió el corazón detrás del mío durante esta importante etapa académica de mi vida. Lo logré flaca!

...A mi padre, quien durante los primeros años de mi vida fijó en mí lo que sería el norte de mi vida. Siempre inculcó en mí el valor que tiene ser un profesional. Aquí estamos papá... Ya soy un profesional!

Leandro R. Millán Quintero.

AGRADECIMIENTOS

A la máxima casa de estudio y Patrimonio Mundial de la Humanidad, la Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas y haberme dado la oportunidad de estudio para mi formación profesional y de llevar en alto ese orgullo de ser *ucevista*.

Al Profesor Luis Norberto Bueno, por su calidad y excelencia como docente y tutor; por habernos brindado su apoyo, conocimientos y tiempo los cuales fueron piezas fundamentales para finalizar con éxito este Trabajo Especial de Grado. Gracias por creer en nosotros *mi doctor*.

A mis padres por brindarme toda su ayuda y apoyo en todo momento.

Al Lic. Arnoldo Claret Véliz, por su excelente taller y libro “Como Realizar y Defender una Tesis”, el cual nos ayudó a encontrar el camino de vencer el paradigma de *todo menos tesis*.

A la Profesora María Esther, por facilitarnos el Laboratorio de Fluidos de Perforación y Cementación de la escuela de petróleo de la Facultad de Ingeniería.

Al T.S.U Gonzalo China, por prestarnos toda su colaboración en el laboratorio mientras estuvimos realizando las actividades en el mismo.

A mis compañeros y amigos de la universidad, Rafael Villarroel, Debbie Maldonado, Pedro Pardo, Carlos Izquierdo, Whyt Machado, José Flores, Jefferson Laguna, César Gutiérrez, Jorge Jiménez, Manuel Vera, Gabriel Suárez, Ruben Millán.

A mi pana y compañero de tesis Leandro Millán.

José Angel Rivero Díaz.

AGRADECIMIENTOS

Después de varios años de esfuerzo, de lucha y de logros, quiero agradecer en primer lugar a Dios, quien me dio la fuerza, la voluntad, el valor y el potencial para lograr todas las cosas importantes de mi vida, entre ellas, ingresar en la universidad más importante del país: la Universidad Central de Venezuela, y culminar mi pregrado en esta magna casa de estudios. Doy gracias a Dios también por haberle dado existencia a todas las personas que de alguna u otra manera me han formado como persona.

La primera de esas personas a quien le quiero dar mi agradecimiento es por supuesto, a mi madre, quien me trajo a la vida y ha tenido el coraje y la paciencia para criarme y hacer de mí quien soy en este momento.

La segunda persona a quien debo agradecerle todo el apoyo y quien ha sido como una segunda mamá para mí, es a mi hermana Carmen. Sin ti quién sabe que estuviera haciendo en este momento. Es por eso que también le agradezco a Alberto Gordo por hacerla feliz en esta importante etapa de su vida. Un abrazo desde aquí de Venezuela hasta La Madre Patria.

A mi padre Ofelio, por haberme dado existencia y sabios consejos.

A mi hermana Thaizdé, quien ha sido mano derecha de mi madre durante toda su vida y que con su esfuerzo titánico ha logrado darme techo, comida y amor de familia. Esto hace inevitable que les agradezca a mis sobrinas Fabiana y Luisana por haberla hecho feliz a ella y por haberle dado color a nuestro hogar. Las quiero muchísimo!

A mi hermana Vicmar, por haberme abierto las puertas de la confianza y la comprensión. Gracias hermanita “iga”!.

A mis demás hermanos por creer en mí y por esperar ansiosamente mi logro como profesional. Luis, ahora si podemos brindar hermano!.

A Suyim, quien me ha apoyado incondicionalmente, quien abrió para mí las puertas de su corazón y además quien ha estado allí en estos últimos años para sostenerme cuando he estado a punto de caer. Gracias, te quiero mucho!

A mis amigos de la vida, con quienes he compartido todo tipo de momentos que han causado efectos importantes en mi formación como persona: mis “compadres” César Graterol, Germán, Gustavo Urbina, Héctor y Juan Carlos. Mis panas del alma Alberto Da Silva, Argenis, Braian, Debbie, Débora, Deisy, Er, Eraso, Eugenio Pita, Jefferson, Jorge Idrogo, Rómulo, Ronny, Tatiana, Thaisita y demás personas que aunque no he nombrado me dieron brindaron muchas experiencias que me hicieron crecer y madurar sustancialmente. Los quiero a todos.

A la familia Urbina, quienes me dieron su confianza, cariño y aprecio y a quienes les tengo mucha admiración y respeto. Significan un gran ejemplo de familia, de equipo y espero que yo tenga la dicha y la oportunidad de seguir ese modelo de progreso que los caracteriza.

Al profesor Luis Norberto Bueno, quien puso en nosotros su confianza para que lleváramos a cabo este trabajo y compartió con nosotros sus conocimientos y su experiencia, dentro y fuera del aula de clases. Muchas gracias “Mi Doctor”.

A la profesora María Esther y a Gonzalo por habernos dado todo el soporte técnico necesario en las actividades del laboratorio.

A mi compañero, José Angel Rivero, mi compañero de mil batallas en esta carrera tan compleja y mi cómplice en la realización de este trabajo, gracias por haberme soportado, por creer en mis criterios, y por haberme dado mucha motivación para superar muchos obstáculos. Agradezco de verdad tener un amigo como tú y espero que en algún momento yo pueda tener la suerte de volver a enfrentar algún reto contigo. Suerte Riverino!.

Y por supuesto, a todos mis demás familiares y compañeros de clase que de alguna u otra manera colocaron su grano de arena para que yo pudiera subir muchos peldaños en esta carrera de la vida. Gracias a todos de corazón!!!

Leandro R. Millán Q.

**Millán Q., Leandro R.
Rivero D., José A.**

**DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN PARA EL
ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN DURANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES AL UTILIZAR
LODOS BASE ACEITE**

**Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad
de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2005, 204 p.**

Palabras Claves: Lodos de Perforación, Reología, Hidráulica.

Resumen. El objetivo principal de este trabajo de investigación consiste en determinar una correlación para el estudio de las pérdidas de presión durante la perforación de un pozo vertical, al utilizar lodos base aceite. La investigación, es del tipo experimental de campo y consiste en hacer pruebas de laboratorio a los lodos de perforación para evaluar su reología y poder así, evaluar los modelos reológicos. Se comprobó que el modelo de la Ley Exponencial Modificada es el que arroja los resultados más satisfactorios ya que se comportan de manera similar a los valores obtenidos experimentalmente. Por lo tanto, las ecuaciones para el cálculo de caídas de presión correspondientes a este modelo, fueron las tomadas en consideración, además de integrarse con las correlaciones Millán-Rivero (MIRI) para su simplificación. Las correlaciones MIRI fueron el producto principal de este trabajo y cumple con los objetivos trazados por esta investigación. La presencia de agua dentro de la emulsión, se comporta como partículas sólidas y tiene un efecto importante en las propiedades del flujo y del fluido; al igual que lo hacen los verdaderos sólidos presentes en el sistema, especialmente la barita. Se puede decir que los sistemas de lodos base aceite de emulsión inversa con menor porcentaje de sólidos y menor proporción de agua son los que producen menores caídas de presión. Se recomienda diseñar un catálogo o libro de bolsillo que contengan las diferentes gráficas MIRI así como las ecuaciones de hidráulica del modelo seleccionado para un manejo más práctico de las mismas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Páginas
Introducción	xxi
 Capítulo I El Problema	
1.1 Planteamiento del Problema	24
1.2 Objetivos del Problema	24
1.2.1 Objetivo General	24
1.2.2 Objetivos Específicos	25
1.3 Justificación	25
1.4 Limitaciones	26
1.5 Ventajas	27
1.6 Desventajas	27
 Capítulo II Fundamentos Teóricos	
2.1 Antecedentes	29
2.2 Fluidos de Perforación	31
2.2.1 Definición	31
2.2.2 Funciones	31
2.3 Composición del Fluido de Perforación	35
2.3.1 Fase Líquida	35
2.3.2 Fase Sólida	37
2.4 Tipos de Fluido de Perforación	39
2.4.1 Fluidos Base Agua	39
2.4.1.1 Fluidos Inhibitorios Base Agua	39
2.4.1.2 Lodos Dispersos	40
2.4.1.3 Lodos No Dispersos	40
2.4.1.4 Lodos Floculados	40
2.4.1.5 Salmueras	40

2.4.1.6 Sistemas de Tolerancia a los Sólidos	41
2.4.2 Fluidos Neumáticos de Perforación	41
2.4.3 Fluidos Base Aceite	42
2.4.3.1 Definición	42
2.4.3.2 Composición del Lodo Base Aceite	42
2.4.3.2.1 Aceite	43
2.4.3.2.2 Emulsificantes	44
2.4.3.2.3 Cal	44
2.4.3.2.4 Humectante	44
2.4.3.2.5 Agua	45
2.4.3.2.6 Arcilla Organofílica	46
2.4.3.2.7 Sal	46
2.4.3.2.8 Material Densificante	47
2.4.3.3 Razones para Utilizar Lodo Base Aceite	48
2.4.3.4 Ventajas de Usar Lodo Base Aceite	48
2.4.3.5 Desventajas de Usar Lodo Base Aceite	49
2.4.3.6 Tipos de Lodo Base Aceite	49
2.4.3.6.1 Sistema Convencional	49
2.4.3.6.2 Lodo Base Aceite con Relación 50/50	49
2.4.3.6.3 Sistema Relajado	50
2.4.3.6.4 Lodo 100% Aceite	50
2.4.3.6.5 Sistemas Sintéticos	51
2.5 Propiedades de los Fluidos de Perforación	51
2.5.1 Reología	51
2.5.2 Factores que Afectan la Reología	52
2.5.2.1 Temperatura	52
2.5.2.2 Presión	52
2.5.2.3 Tiempo	52
2.5.3 Densidad	52
2.5.4 Viscosidad	53

2.5.5 Viscosidad Plástica	54
2.5.6 Viscosidad Aparente	54
2.5.7 Resistencia de Gel	55
2.5.8 Punto de Cedencia	55
2.5.9 Filtrado	56
2.5.10 Estabilidad Eléctrica	57
2.5.10.1 Factores que Afectan la Estabilidad Eléctrica	58
2.6 Casos Problemáticos del Lodo Base Aceite	58
2.6.1 Pérdida de Circulación	59
2.6.2 Control de Sólidos	59
2.6.2.1 Equipos para el Manejo de Control de Sólidos	59
2.6.3 Cementación	60
2.6.4 Arremetidas	61
2.7 Hidráulica	61
2.7.1 Funciones de la Hidráulica	62
2.7.2 Regímenes de Flujo	63
2.7.3 Clasificación de los Fluidos	64
2.7.3.1 Según su Comportamiento	64
2.7.3.1.1 Fluido Newtoniano	64
2.7.3.1.2 Fluidos No-newtoniano	65
2.7.3.2 Según su Viscosidad	66
2.7.3.2.1 Fluido Viscoso	66
2.7.3.2.1.1 Flujo Laminar	66
2.7.3.2.1.2 Flujo Turbulento	67
2.7.3.2.2 Fluido No Viscoso.	67
2.7.4 Etapas de Flujo Durante la Perforación.	68
2.7.5 Modelos Reológicos.	70
2.7.5.1 Modelo Plástico de Bingham.	70
2.7.5.2 Modelo de Ley Exponencial.	71
2.7.5.3 Modelo de Ley Exponencial Modificada.	73

2.8 Ciclo del Lodo en un Pozo.	75
2.9 La Barrena de Perforación.	76
2.9.1 Funciones de la Barrena.	77
2.9.2 Tipos de Barrena.	78
2.9.3 Tipos de Formación.	79
 Capítulo III Metodología	
3.1 Preparación del Fluido de Perforación.	81
3.2 Pruebas y Procedimientos.	82
3.2.1 Prueba de Densidad.	82
3.2.2 Prueba de Estabilidad Eléctrica.	82
3.2.3 Prueba de Reología.	83
3.2.4 Prueba de Filtrado ATAP Estático.	83
3.2.5 Prueba de Contenido de Líquidos y Sólidos.	83
3.3 Determinación de las Correlaciones de la Hidráulica.	84
3.3.1 Determinación de los Valores de “n” y “k”.	84
3.3.2 Pérdidas de presión en la tubería.	84
3.3.2.1 Para Flujo Laminar en el Anular.	85
3.3.2.2 Para Flujo Turbulento en la tubería.	86
 Capítulo IV Análisis e Interpretación de Resultados	
4.1 Lecturas Obtenidas de la Prueba Reológica.	89
4.2 Comparación de los Modelos Reológicos.	91
4.3 Resultados de los diferentes índices de comportamiento de flujo “n” y de los índices de consistencia “k” para cada muestra mediante el modelo de la Ley Exponencial Modificada (L.E.M).	95
 Conclusiones	 106
Recomendaciones	108
Símbolos y Abreviaturas	109

Glosario	111
Bibliografía	117
Apéndices	
Apéndice A: Caída de presión mediante Ley Exponencial Modificada.	119
Apéndice B: Equipos.	124
Apéndice C: Correlaciones “MIRI” para Flujo Turbulento en Tubería.	133
Apéndice D: Correlaciones “MIRI” para Flujo Laminar en el Anular.	156
Apéndice E: Correlaciones “MIRI” para el Cálculo del Número de Reynolds.	173
Apéndice F: Instructivo para el Uso de las Correlaciones.	182
Apéndice G: Métodos de Aproximación Numérica.	188
Apéndice H: Ejemplo del Uso de las Correlaciones “MIRI”.	193
Apéndice I: Formulación de los Lodos.	204

ÍNDICE DE FIGURAS

		Páginas
Figura 2.1	Clasificación de la fase líquida de los fluidos de perforación.	36
Figura 2.2	Clasificación de la fase sólida de los fluidos de perforación.	38
Figura 2.3	Clasificación de los Fluidos.	64
Figura 2.4	Comportamiento de un Fluido Newtoniano.	65
Figura 2.5	Comportamiento de un Fluido No-newtoniano.	66
Figura 2.6	Etapas de Flujo.	69
Figura 2.7	Modelo de Bingham y de Ley Exponencial Modificada.	71
Figura 2.8	Comparación del Modelo de Ley Exponencial.	73
Figura 2.9	Efecto del índice "n" de Ley Exponencial sobre el comportamiento del Fluido.	73
Figura 2.10	Comparación de los Modelos Reológicos.	74
Figura 2.11	Ciclo del Lodo en un Pozo.	76
Figura 2.12	Tipos de Barrenas.	78
Figura 4.1	Ejemplos de los Resultados Obtenidos Anteriormente para cada Muestra de Forma Gráfica.	92
Figura 4.2	Ejemplo de Tasa de Corte vs. Esfuerzo de Corte para una de las Muestras.	93
Figura 4.3	Índice de comportamiento "n" al variar la densidad.	96
Figura 4.4	Índices de comportamiento "n" al variar la densidad diferenciándose por las relaciones Aceite/Agua.	97
Figura 4.5	Índices de consistencia "K" al variar la densidad.	97
Figura 4.6	Índices de consistencia "K" al variar la densidad, diferenciándose por cada relación Aceite/Agua.	98
Figura 4.7	Lecturas "cero gel" (L_0) variando la densidad.	98
Figura 4.8	Lecturas "cero gel" (L_0) al variar la densidad,	99

	diferenciándose por cada relación Aceite/Agua.	
Figura 4.9	Viscosidad Plástica y punto cedente al incrementar la densidad del lodo.	99
Figura 4.10	Porcentaje de sólidos con respecto a la densidad.	103
Figura 4.11	Proporción de agua con respecto a la densidad.	103
Figura 4.12	Gráfica MIRI para el cálculo de las pérdidas de presión en la tubería.	104
Figura 4.13	Gráfica MIRI para el cálculo de las pérdidas de presión en el anular.	105
Figura B.1	Balanza Electrónica.	124
Figura B.2	Balanza de Lodo.	125
Figura B.3	Retorta.	127
Figura B.4	Viscosímetro rotativo FANN 35.	129
Figura B.5	Multimezclador.	129
Figura B.6	Medidor de Estabilidad Eléctrica.	130
Figura B.7	Filtrado ATAP.	132
Figura C.1	Cálculo de la Velocidad del Fluido dentro de la Tubería para lodos 70:30, 80:20 y 90:10.	133
Figura C.2	Cálculo del coeficiente “a” del Factor de Fricción para Lodos 70:30.	134
Figura C.3	Cálculo del coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 70:30.	135
Figura C.4	Cálculo del Factor V^2/θ para Lodos 70:30.	136
Figura C.5	Corrección del Número de Reynolds por el coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 70:30.	137
Figura C.6	Cálculo del Factor de Fricción “f” para Lodos 70:30.	138
Figura C.7	Cálculo de Densidad* V^2 para Lodos 70:30.	139
Figura C.8	Cálculo de Densidad*f* V^2 para Lodos 70:30.	140
Figura C.9	Cálculo de la Caída de Presión por cada 1000 pies para flujo Turbulento en Tubería con un Lodo de Relación 70:30.	141

Figura C.10	Cálculo del coeficiente “a” del Factor de Fricción para lodos 80:20.	142
Figura C.11	Cálculo del coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 80:20.	143
Figura C.12	Corrección del Número de Reynolds por el coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 80:20.	144
Figura C.13	Cálculo de Densidad*V ² para lodos 80:20.	146
Figura C.14	Cálculo de la Caída de Presión por cada 1000 pies para flujo Turbulento en Tubería con un Lodo de Relación 80:20.	148
Figura C.15	Cálculo del coeficiente “a” del Factor de Fricción para Lodos 90:10.	149
Figura C.16	Cálculo del coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 90:10.	150
Figura C.17	Corrección del Número de Reynolds por el coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 90:10.	151
Figura C.18	Cálculo del Factor de Fricción “f” para Lodos 90:10.	152
Figura C.19	Cálculo de Densidad*V ² para Lodos 90:10.	153
Figura C.20	Cálculo de Densidad*f*V ² para Lodos 90:10.	154
Figura C.21	Cálculo de la Caída de Presión por cada 1000 pies para flujo Turbulento en Tubería con un Lodo de Relación 90:10.	155
Figura D.1	Gráfica para hallar la Velocidad del Fluido en el anular al variar la tasa.	156
Figura D.2	Coeficiente del Factor Geométrico vs. Densidad para Lodos 70:30.	157
Figura D.3	Factor Geométrico vs. Densidad para lodos 70:30.	158
Figura D.4	Producto del Factor Geométrico “G” por la Velocidad del Fluido en el Anular para Lodos 70:30.	159
Figura D.5	Cálculo de la relación Gs para Lodos 70:30.	160

Figura D.6	Cálculo de la Lectura Equivalente del Viscosímetro Fann “ θ ” para Lodos 70:30.	161
Figura D.7	Cálculo de las Pérdidas de Presión por cada 1000 pies en el Anular para Flujo Laminar en Lodos de Relación 70:30, 80:20 y 90:10.	162
Figura D.8	Coeficiente del Factor Geométrico vs. Densidad para Lodos 80:20.	163
Figura D.9	Factor Geométrico vs. Densidad para lodos 80:20.	164
Figura D.10	Producto del Factor Geométrico “G” por la Velocidad del Fluido en el Anular para Lodos 80:20.	165
Figura D.11	Cálculo de la relación Gs para Lodos 80:20.	166
Figura D.12	Cálculo de la Lectura Equivalente del Viscosímetro Fann “ θ ” para Lodos 80:20.	167
Figura D.13	Coeficiente del Factor Geométrico vs. Densidad para Lodos 90:10.	168
Figura D.14	Factor Geométrico vs. Densidad para lodos 90:10.	169
Figura D.15	Producto del Factor Geométrico “G” por Velocidad del Fluido en el Anular para Lodos 90:10.	170
Figura D.16	Cálculo de la relación “Gs” para Lodos 90:10.	171
Figura D.17	Cálculo de la Lectura Equivalente del Viscosímetro Fann “ θ ” para Lodos 90:10.	172
Figura E.1	Cálculo del Número de Reynolds para Flujo Laminar para Lodos 70:30.	173
Figura E.2	Cálculo del Número de Número de Reynolds “RL” para Flujo Laminar para Lodos 80:20.	174
Figura E.3	Cálculo del Número de Número de Reynolds “RL” para Flujo Laminar para Lodos 90:10.	175
Figura E.4	Cálculo del Número de Número de Reynolds “RT” para Flujo Turbulento para Lodos 70:30.	176
Figura E.5	Cálculo del Número de Número de Reynolds “RT” para	177

	Flujo Turbulento para Lodos 80:20.	
Figura E.6	Cálculo del Número de Número de Reynolds “RT” para Flujo Turbulento para Lodos 90:10.	178
Figura E.7	Cálculo del Número de Reynolds “R”para Lodos 70:30.	179
Figura E.8	Cálculo del Número de Reynolds “R”para Lodos 80:20.	180
Figura E.9	Cálculo del Número de Reynolds “R” para Lodos 90:10.	181

ÍNDICE DE TABLAS

	Páginas
Tabla 2.1 Densificantes comúnmente usados en los Fluidos de Perforación.	38
Tabla 4.1 Resultados de la Prueba Reológica de los Lodos.	89
Tabla 4.2 Resultados de lecturas por el Modelo de Bingham.	89
Tabla 4.3 Resultados de lecturas por el Modelo de Ley Exponencial	90
Tabla 4.4 Resultados de lecturas por el Modelo de Ley Exponencial Modificada.	90
Tabla 4.5 Comparación entre los diferentes modelos reológicos para una muestra con densidad de 9 lpg.	94
Tabla 4.6 Índices “n” y “K” y la lectura “cero gel” para cada muestra.	95
Tabla I.1 Formulación de los Lodos de Emulsión Inversa.	204

INTRODUCCIÓN

A lo largo del proceso de perforación de un pozo petrolero, se confrontan siempre una serie de dificultades a las que se les debe buscar y encontrar soluciones rápidas y eficientes, al menor costo posible. Uno de los problemas normales que ocurren en esta etapa se denomina *pérdidas de presión del sistema circulante*. Como se sabe en el campo de la ingeniería de petróleo, cuando se está perforando un pozo, debe utilizarse un lodo de perforación para hacer circular los ripios, desde el fondo del hoyo hacia la superficie, entre otros. Cuando este fluido se desplaza a través de la sarta de perforación y el espacio anular entre las tuberías instaladas y el hoyo, se va perdiendo en el recorrido la presión con la que fue bombeado, debido a la fricción y otros factores que interactúan entre el medio y dicho fluido.

Estos lodos de perforación, por ser fluidos, poseen una serie de características importantes que describen como puede ser el comportamiento de los mismos durante la circulación. A este conjunto de elementos descriptivos se les denomina *reología del lodo* y existen varios modelos matemáticos que utilizan este concepto para estudiar el *patrón de flujo* de estos fluidos y poder calcular así las pérdidas de presión del sistema circulante. Pero estos modelos resultan muy tediosos si no se cuenta en el momento con una herramienta útil y de fácil manejo que lo sustente, trayendo como consecuencia una posible pérdida de tiempo y dinero, además que a veces estos programas pueden arrojar resultados que no se adapten a la realidad y pueden viciar negativamente los cálculos.

Es por eso que es importante la *determinación de una correlación para el estudio de las pérdidas de presión durante la perforación de pozos verticales al utilizar lodos base aceite*, ya que con ella se pueden obtener resultados muy útiles, rápidos y prácticos para la solución de estos problemas sin necesidad de utilizar ecuaciones largas y complicadas que puedan entorpecer un poco el tiempo de obtención de los resultados numéricos y con esto, el de la realización del proceso de perforación.

El problema es factible desde el punto de vista práctico y matemático y puede llevarse a cabo mediante la obtención de datos a través de pruebas de laboratorio y el empleo de métodos numéricos. La obtención de estas correlaciones puede resultar beneficiosa para la ejecución de un programa de perforación así como también para propósitos de índole académico.

Las motivaciones para la escogencia del tema obedecieron al interés de desarrollar métodos más prácticos de determinación de pérdidas de presiones, convirtiéndose en una herramienta útil que debe manejar todo profesional de la ingeniería de petróleo.

En cuanto a la modalidad de investigación ésta presentó un diseño de Campo tipo Experimental. Las técnicas e instrumentos de recolección de datos consistieron en ensayos de laboratorio y bibliografía. De igual forma, fueron definidos los procedimientos de las pruebas que permitieron el logro de los objetivos planteados.

El desarrollo del Trabajo Especial de Grado se estructuró en IV capítulos. El Capítulo I presenta el planteamiento del problema, los objetivos, tanto el general como los específicos, la justificación e importancia. El Capítulo II comprende los antecedentes de la investigación y fundamentos teóricos. El Capítulo III se refiere al marco experimental el cual incluye las técnicas e instrumentos de recolección de datos y los procedimientos de las pruebas. El Capítulo IV se refiere al análisis e interpretación de los resultados de la investigación. Luego se presentan las conclusiones y recomendaciones. Como aspecto final se hace un listado de las referencias bibliográficas, glosario y apéndices.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema.

En la actualidad existen ecuaciones muy complejas para el cálculo de pérdidas de presión por lo cual resulta muy poco práctica su determinación. Adicionalmente, algunas ecuaciones están sujetas a errores ya que no toman en cuenta algunos parámetros o no tienen una buena aproximación. Dicha situación sirve de estímulo para el desarrollo de un método que permita calcular la pérdida de presión del fluido de perforación, de manera más sencilla y práctica. Las correlaciones pueden ser la vía más sencilla de determinar estos valores.

Del planteamiento del problema descrito anteriormente se deriva la siguiente interrogante:

¿Cómo determinar una correlación para el estudio de las pérdidas de presión durante la perforación de pozos verticales al utilizar lodos base aceite?

1.2 Objetivos del Estudio.

A través de la presentación de los objetivos de la investigación se orientaron las líneas de acción que se han de seguir en el despliegue del presente objeto de estudio, precisando lo que se ha de estudiar en el marco del problema, situándolo dentro de determinados límites.

A continuación se describen el objetivo general y los objetivos específicos.

1.2.1 Objetivo General.

Determinación de una correlación para el estudio de las pérdidas de presión durante la perforación de pozos verticales al utilizar lodos base aceite.

1.2.2 Objetivos Específicos.

- Elaborar un lodo base aceite, a partir de la formulación base estudiada en el laboratorio de fluido de perforación y cementación de la escuela de petróleo de la UCV.
- Modificar la reología del lodo variando su densidad utilizando como densificante la barita.
- Estudiar los diferentes modelos reológicos y las ecuaciones matemáticas de la hidráulica de un pozo para cálculos de valores de caídas de presión.
- Establecer relación entre la reología de un lodo y patrones de flujo.
- Recopilar los valores obtenidos de las pruebas realizadas para correlacionarlos y graficarlos para poder establecer el sistema que arroje una menor pérdida en caída de presión.

1.3 Justificación.

El aporte y la importancia que tuvo este trabajo fue el de determinar correlaciones para el estudio de las pérdidas de presión, la cual ocurre al bombear el fluido de perforación desde los tanques, pasando por las tuberías de perforación, para así salir por la barrena, retornando a la superficie por el espacio anular. Para ello, se realizaron pruebas de laboratorio con lodos de diferentes densidades.

Este estudio facilitará la realización de cálculos matemáticos que permitan determinar las pérdidas de presiones que suelen ocurrir durante el recorrido del lodo al ser bombeado.

Este Trabajo Especial de Grado es un aporte para la carrera y la universidad por su gran valor académico y por el impacto que puede tener en el desarrollo del área de perforación de la industria petrolera.

De igual forma, los resultados de esta investigación permiten que los estudiantes y egresados en ingeniería de petróleo, fortalezcan sus conocimientos sobre lodos de perforación base aceite y la hidráulica de un pozo. Así mismo, el trabajo servirá como una base para que otros tesisistas o investigadores continúen esta línea en un tema novedoso que pueda contribuir al desarrollo de este importante campo de la industria petrolera.

1.4 Limitaciones.

La temperatura no se tomó en cuenta. El gradiente geotérmico y demás condiciones del pozo afectan la densidad y las propiedades del fluido. Los cálculos son hechos con una temperatura promedio de 150°F.

Las correlaciones y las ecuaciones expuestas sólo permiten (al igual que en la mayoría de las bibliografías) el cálculo de una determinada sección o un intervalo específico del pozo.

No se realizaron pruebas Alta Temperatura-Alta Presión (ATAP) en estado dinámico, lo que simula aún mejor el proceso de perforación en el laboratorio.

Para el empleo de las correlaciones MIRI en el cálculo de las pérdidas de presión, se debe tener en cuenta un buen diseño de la hidráulica.

Debido a inconveniencias presupuestarias no se pudo realizar mayor cantidad de repeticiones de cada prueba experimental, lo que podría generar mayor incertidumbre en los resultados.

1.5 Ventajas.

El uso de estas correlaciones permite el estudio detallado de la hidráulica de un pozo, y con ellas se puede desarrollar o diseñar programas avanzados de computación.

Las correlaciones permiten hacer los cálculos sin el uso de una calculadora.

Se pueden hacer predicciones de lectura de viscosímetro Fann e incluso omitirlas y calcular directamente “n” y “K” mediante la densidad y la relación aceite/agua.

Se tiene un valor académico agregado en cuanto al campo de la hidráulica.

1.6 Desventajas.

Las gráficas MIRI pueden generar cierto margen de error debido a problemas de apreciación durante el uso de las mismas.

Las correlaciones MIRI solo son aplicables a los lodos base aceite de emulsión inversa.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS

TEÓRICOS

2.1 Antecedentes.

Durante el proceso de perforación es importante la utilización de un fluido de perforación adecuado para que las operaciones se realicen de una manera eficiente. El concepto y el uso de un fluido de perforación para remover los ripios del hoyo fueron concebidos en un principio por Fauvelle, un ingeniero francés, en 1845.

En un principio, se utilizaba agua, la que al mezclarse con las arcillas de la formación que se perforaban daba origen a un lodo con propiedades indeterminadas.

A medida que los años pasaron, fueron surgiendo problemas en la perforación de los pozos, lo cual hace que en la década de los años veinte se comenzara una intensa búsqueda de materiales para mejorar el lodo de circulación. Estos años constituyen el período empírico, en el que se utiliza el método de ensayo y error.

Alrededor de 1928 comienza un período experimental, cuando se logra el primer paso importante, con la introducción de la arcilla bentonita como fuente fundamental del lodo y se inició también el desarrollo de los instrumentos y equipos necesarios para la medición y control de los parámetros de los lodos. A partir de 1926, se conceden un grupo de patentes, como la concedida a B.K Staud para el uso de material densificante tales como sulfato de bario, óxido de hierro, óxido de plomo, etc., en lodos de perforación, para impedir reventones de gas. En 1929 se le concede a P.E Harth la patente para el uso de bentonita, como agente de suspensión y gelificación en lodos de perforación. A partir de 1931 se introduce el uso del embudo Marsh, el viscosímetro Sformer, se desarrolló la técnica de preparar y mantener lodos de perforación, se hicieron numerosos estudios sobre el uso de la bentonita como agente de control de las propiedades reológicas y el filtrado y se introduce el uso del filtro prensa para determinar las propiedades de filtración.

A partir de 1937 se desarrollan equipos para determinar las propiedades de los lodos y de esta manera desarrollar y mejorar los aditivos para un mejor control de sus propiedades.

En 1955 comienza un vertiginoso desarrollo de las técnicas de diseño y formulación de los lodos. Se realizan amplias y profundas investigaciones que traen consigo un salto cualitativo de esta especialidad, que la sitúa en el campo mundial como una ciencia con un grado de desarrollo científico y tecnológico.

Prácticamente desde la aparición de la perforación rotatoria en la industria petrolera, ha sido un objetivo tecnológico la determinación de las pérdidas de presión en el sistema de circulación. Los primeros esfuerzos en determinar estas pérdidas de presión derivaron de la hidráulica del pozo la cual fue empleada en 1948.

Luego se desarrollaron los programas de hidráulica para la optimización de la mecha, lo que fue importante para la introducción de correlaciones, cartas y reglas prácticas durante los años 50. Para esta misma época, se introdujo el viscosímetro para medir las propiedades del lodo de perforación en flujo laminar.

En un principio los cálculos de pérdidas de presión para flujo laminar fueron concebidos asumiendo el modelo de Bingham, pero hoy en día ha sido reemplazado por el modelo de la ley exponencial modificada, la cual ha demostrado ser más preciso.

Estos modelos se basan en ecuaciones algo poco prácticas, y si bien es cierto que en la actualidad, existen poderosas herramientas computacionales capaces de resolver y de manejar estas ecuaciones, también es cierto que son costosas y no muestran el modelo exacto que se está utilizando, lo que hace al profesional de petróleo que cada día sea menos analítico y capaz de interpretar la veracidad de los resultados arrojados por estos “softwares”.

Se debe estar muy atento del estudio de la hidráulica en sí, con la finalidad de entender mejor estas herramientas y proporcionar otras herramientas prácticas que puedan en algún momento llenar ese vacío que dejan estas tecnologías además de permitir hacer otras interpretaciones. Gran parte de ese objetivo se puede cumplir con las correlaciones, que no son más que gráficas que describen el comportamiento de un fenómeno determinado, en este caso, el de las pérdidas de presión en el sistema de circulación, tanto para flujo laminar como para flujo turbulento, empleando la ley exponencial modificada.

2.2 Fluidos de Perforación.

2.2.1 Definición.

Se definen como aquellos fluidos que cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia y seguridad durante la perforación de un pozo. En general se trata de un fluido con características físicas y químicas apropiadas que por circulación dentro del pozo controlan la presión de fondo y remueven los ripios de la formación, entre otras cosas. Pueden ser de agua, aceite, gas, polímeros o combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. No debe ser tóxico al medio ambiente aunque con frecuencia lo es, ni corrosivo, ni inflamable, pero sí debe ser estable a altas temperaturas y mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación.

2.2.2 Funciones.

La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- **Enfriar y lubricar la mecha y la tubería así como suspender la sarta de perforación.** Una gran cantidad de calor es generada durante la perforación por la fricción proveniente de las fuerzas mecánicas e hidráulicas entre la barrena y las paredes de la formación y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. Este calor es disipado por el lodo desde el fondo del hoyo hasta la superficie, además que lubrica el hoyo.
- **Limpiar el fondo del hoyo.** La remoción de los cortes de roca (ripios) que se encuentran debajo de la mecha de perforación es quizá la función más importante de los fluidos de perforación. Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.
- **Obturar las formaciones permeables.** Cuando la presión de la columna de lodo es mayor que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.
- **Minimizar el daño a la formación.** El daño a la formación generalmente es una reducción de la permeabilidad cerca del hoyo, acompañado también de una reducción importante de la porosidad. El problema puede ser severo en yacimientos de baja permeabilidad o con alto contenido de arcilla. Los lodos de perforación deben tener la propiedad de generar el revoque protector pero

evitando, lo mas posible, generar daños que puedan reducir las capacidades productivas del yacimiento.

- **Controlar la presión del yacimiento.** Garantizar una operación de perforación segura es una función muy básica e importante. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del hoyo. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.
- **Mantener la estructura del hoyo.** La inestabilidad del hoyo es causada básicamente debido a fenómenos geológicos, tales como zonas fracturadas, arenas poco consolidadas, arcillas hidratadas o secciones presurizadas. El fluido de perforación debe controlar estos problemas de manera que la sección perforada permanezca abierta y pueda llevarse a cabo una perforación más profunda. Muchas veces el revoque, que se crea en las paredes del hoyo debido a la adhesión del fluido de perforación, es quien se encarga de no permitir que las mismas se derrumben.
- **Suspensión de partículas cuando se detiene la circulación.** Los recortes y derrumbes caerán hacia el fondo del pozo a menos que el lodo tenga la capacidad de formar una estructura del tipo gel cuando no está circulando. El lodo debe, por supuesto, recuperar su fluidez cuando se reinicia la circulación.
- **Facilitar las operaciones de corridas de perfil en un pozo y el estudio de muestras para asegurar una evaluación adecuada de la formación.** La selección de un grupo de herramientas para obtener perfiles de pozos debe

adecuarse al sistema de lodo empleado para poder obtener una información más aproximada de la formación. Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación pueden afectar el programa de perfil del pozo.

- **Evitar o minimizar los problemas de contaminación.** El sistema también debe controlar varios tipos de contaminantes, incluyendo gases tóxicos, alto contenido de sólidos, hidrocarburos gaseosos y contaminación iónica. Los diferentes tipos de lodos normalmente usados en la fase de perforación tienen una amplia gama de habilidades para controlar estos contaminantes.
- **Minimizar la corrosión de la sarta de perforación.** Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.
- **Minimizar el momento, las fuerzas de arrastre y la adhesión de la tubería.** El momento y el arrastre son problemas que se encuentran frecuentemente durante las perforaciones y esto puede ser canalizado mediante la selección de un lodo y aditivos adecuados. El momento es la fuerza que se necesita para hacer rotar la tubería. El arrastre es la fuerza requerida para mover la tubería verticalmente. Un momento excesivo puede torcer la tubería mientras que fuerzas de arrastre importantes pueden hacer que se adhiera o se rompa la tubería. Los lodos pueden reducir estos problemas notablemente.
- **Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.** La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y

las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD).

- **Facilitar la cementación y completación del hoyo.** Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el achique, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El lodo debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento.

2.3 Composición de los Fluidos de Perforación.

En términos generales, los fluidos de perforación (base agua y base aceite) se componen de dos fases que son líquida y sólida. Los fluidos de perforación compuestos de aire y gas son fluidos especiales llamados *neumáticos* de perforación.

2.3.1 Fase Líquida:

La fase líquida de los fluidos de perforación está constituida por agua o aceite y está esquematizada en la figura 2.1.

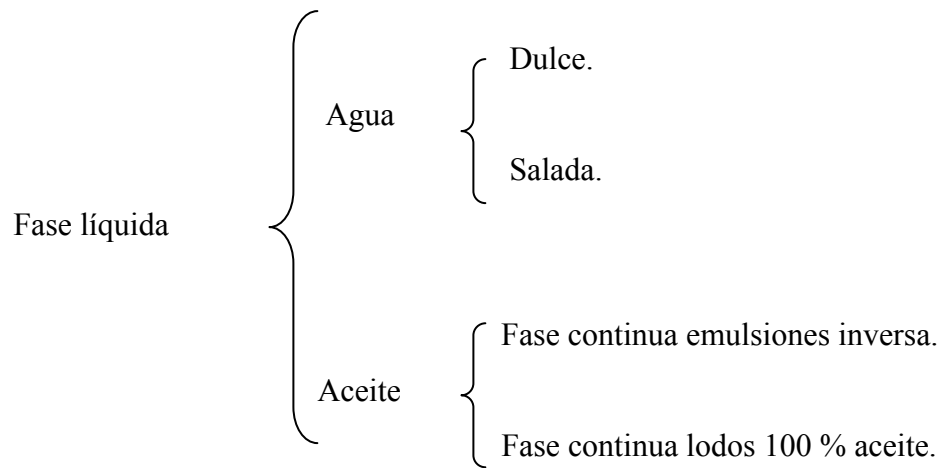


Figura 2.1 Clasificación de la fase líquida de los fluidos de perforación.

Agua Dulce:

El agua dulce es ideal para perforar en zonas donde existen bajas presiones de formación y no hay presencia de arcillas hidratables. El precio del agua dulce es sumamente económico, es muy abundante, requiere un mínimo de tratamiento químico y provee el mejor líquido para realizar los métodos de evaluación de formaciones.

Agua de Mar:

Generalmente, se usan lodos parcialmente saturados de sal cuando se perfora costa afuera debido a la abundancia de agua salada.

Aceite:

El aceite se usa como fase continua en lodos para entre otras cosas mejorar la estabilidad del hoyo y mantener las arcillas hidratables inhibidas, minimizar el

atascamiento de la tubería, perforar zonas productivas que puedan ser afectadas por el agua debido al efecto de filtración estática o dinámica (según sea el caso) que normalmente ocurre en los fluidos de perforación.

2.3.2 Fase Sólida:

Sólidos Inertes Deseables:

Sólidos no reactivos de alta gravedad específica, como el sulfato de bario ($BaSO_4$) o el carbonato de calcio, entre otros que sirven para darle la densidad requerida al lodo de perforación. La tabla 2.1 presenta algunos de los sólidos usados normalmente como material densificante.

Sólidos Inertes Indeseables:

Sólidos perforados como arena, caliza, dolomita, limo. Estos tipos de sólidos generalmente son extremadamente abrasivos. Si son mantenidos en el lodo pueden causar severos daños a los pistones y cilindros de las bombas del sistema de circulación del equipo de perforación.

Sólidos Reactivos:

Son sólidos arcillosos que poseen cargas eléctricas, se pueden agregar al fluido de perforación o incorporarse a este durante la perforación de la formación. Entre los principales se tienen los sólidos arcillosos comerciales y los sólidos arcillosos de formación como las lutitas.

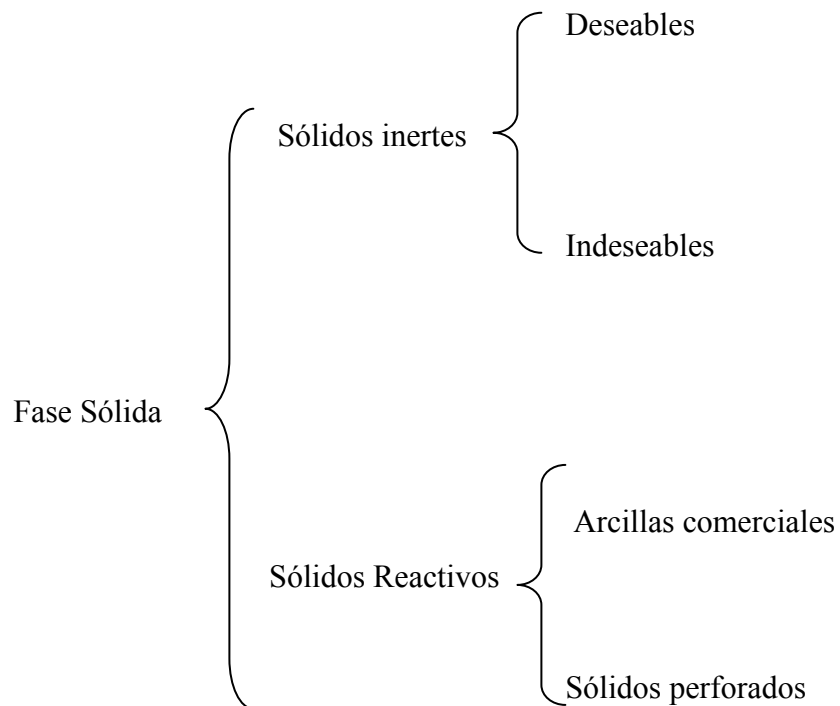


Figura 2.2 Clasificación de la fase sólida de los fluidos de perforación.

Tabla 2.1 Densificantes comúnmente usados en los Fluidos de Perforación.

Densificante	Gravedad específica
Hematita (Fe_2O_3)	5.1
Barita (BaSO_4)	4.2
Calcita (CaCO_3)	2.7

2.4 Tipos de Fluidos de Perforación.

Existen muchos tipos de fluidos de perforación que se usan en la industria. Las categorías más grandes son:

- Fluidos base agua.
- Fluidos neumáticos de perforación (Lodos aireados).
- Fluidos base aceite.

2.4.1 Fluidos Base Agua.

Los fluidos base agua son los sistemas más utilizados en la industria. El agua es la fase continua, pero puede igualmente contener aceite en su fase dispersa (por ejemplo, los lodos de emulsión) o también aire.

El agua generalmente es empleado cuando se utilizan químicos tales como arcillas, polímeros, densificantes, y otros aditivos para controlar otras propiedades.

2.4.1.1 Fluidos Inhibitorios Base Agua.

Frecuentemente utilizados para minimizar los problemas de embolamiento de la mecha. La inhibición se refiere principalmente al proceso mediante el cual se logra retardar la velocidad con la que la arcilla de la formación se hidrata. La hidratación de las arcillas reduce la estabilidad estructural del hoyo. El calcio muchas veces es utilizado como aditivo para retardar esta hidratación, mientras que otras veces se usa altas concentraciones de varios tipos de sales. Cuatro grupos principales de fluidos inhibitorios base agua son los lodos secuestrantes, los de calcio, los de agua salada y los de salmuera saturada.

2.4.1.2 Lodos Dispersos.

Contienen químicos que hacen que los fragmentos de arcilla se dispersen en el fluido acuoso. Estos tipos de lodos tienden a tener un mejor control de la viscosidad, mayor tolerancia a los sólidos y un mejor control de filtrado que los lodos no dispersos.

2.4.1.3 Lodos No Dispersos.

Por lo general están asociados a sistemas con bajo contenido de sólidos y una baja densidad. No contienen dispersantes químicos y normalmente contienen una baja cantidad de bentonita. Utilizan polímeros que floculan selectivamente sólidos perforados indeseables. Se debe tener un equipo de control de sólidos adecuado, y un monitoreo de alcalinidad y de concentraciones de bentonita para que este tipo de sistema funcione correctamente.

2.4.1.4 Lodos Floculados.

Las partículas de arcilla se conforman en arreglos dispersos de “punta con punta”. Este arreglo ocurre normalmente con la intrusión de un contaminante. El filtrado, la viscosidad y las fuerzas de gel se incrementarán notablemente una vez que el lodo se flocule. Existen varios agentes químicos disponibles que puede evitar este tipo de arreglo entre las partículas de arcilla. Estos defloculantes las arregla de manera dispersa nuevamente.

2.4.1.5 Salmueras.

Se utiliza frecuentemente en operaciones de completación donde el control ambiental y el de sólidos son fundamentales. Estas salmueras pueden ser sencillas, o

compuestas por dos, y hasta tres tipos diferentes de sales tales como: cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro y bromuro de calcio, bromuro de zinc.

2.4.1.6 Sistemas de Tolerancia a los Sólidos.

Se puede utilizar la concentración de sólidos para describir el sistema. Un lodo de agua fresca prácticamente no contiene sólidos. Los lodos de alta concentración de sólidos son utilizados por lo general cuando se requieren sistemas de alta densidad, lo cual se logra con el empleo de un agente densificante. Esta concentración debe ser controlada entre los rangos aceptables. El grado en que los sólidos de la formación contaminan el lodo base agua depende de las características de la fase continua y del tipo y cantidad de arcilla presente en los ripios. El exceso de sólidos puede ser manejado mediante la utilización de los equipos de control en superficie o mediante la dilución con agua, aunque este proceso es más costoso.

2.4.2 Fluidos Neumáticos de Perforación.

Los fluidos neumáticos también conocidos como fluidos con aire, niebla o espuma, se utilizan frecuentemente en campos maduros. Estos tipos de fluido de perforación son también útiles en áreas en que la pérdida de circulación severa constituye un problema. Las ventajas de usar estos tipos de fluidos son: mayor tasa de penetración, mayor vida de la barrena, mejor control en áreas con pérdida de circulación, un daño mínimo a las formaciones productivas, y evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos.

2.4.3 Fluidos base aceite.

2.4.3.1 Definición.

Los lodos base aceite constituyen una emulsión de agua en aceite, es decir, una emulsión inversa, donde la fase dispersa es agua y la fase continua, al igual que el filtrado, es aceite. El agua no se disuelve o mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados. Son utilizados para propósitos muy específicos, tales como mantener la estabilidad del hoyo en formaciones hidratables o durante la perforación de zonas que puedan contener ácido sulfhídrico.

2.4.3.2 Composición del Lodos Base Aceite.

En la preparación del lodo base aceite se utilizan diversos aditivos químicos, cada uno de los cuales cumple con una función específica. Estos productos deben ser agregados de acuerdo al siguiente orden:

- Aceite
- Emulsificantes
- Cal
- Humectantes
- Agua
- Arcilla organofílica
- Sal
- Controlador de filtrado
- Material densificante

El uso del agente de control de filtrado es opcional y se debe agregar después del humectante. Los lodos base aceite relajados no utilizan controladores de filtrado.

2.4.3.2.1 Aceite

➤ **Gas Oil.**

El gas oil es un aceite utilizado para preparar emulsiones inversas. No obstante, su uso se encuentra restringido debido a su toxicidad, sobre todo en las operaciones costa afuera.

➤ **Aceites Minerales.**

Estos aceites contienen una fracción mucho más reducida de aromáticos que el gas oil y el kerosén, y por lo tanto son mucho menos tóxicos a los organismos marinos. Se utiliza en la preparación de los sistemas 100 % aceite. Son limpios, producen un olor menos desagradable que el gas oil y permiten obtener bajas viscosidades a altas tasas de penetración. Son costosos, poco disponibles en el mercado y tienen la desventaja de ser incompatibles con algunos aditivos químicos.

➤ **Petróleo.**

El uso del petróleo en la formulación de los lodos base aceite tiene varios aspectos negativos, además de poseer un punto de inflamación bajo, contiene asfáltenos que pueden cambiar la mojabilidad de la formación y pueden causar complicaciones durante la etapa de perforación o completación. El contenido de asfáltenos influye en el rendimiento de los otros productos usados en la preparación de las emulsiones inversas.

2.4.3.2.2 Emulsificantes.

El emulsificante hace que el agua se mezcle con el aceite, formando un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en la preparación de los lodos base aceite deben ser solubles, tanto en agua como en aceite. El calcio soluble aportado por la cal, permite la creación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por ello, los jabones a base de calcio son emulsificantes primarios que se usan con bastante frecuencia en los lodos base aceite.

2.4.3.2.3 Cal.

La cal tiene como función principal hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H_2S y CO_2 .

Es recomendable agregar cal en una proporción de 1:1, con relación al emulsificante, es decir, se debe agregar una libra de cal por cada libra de emulsificante. Se debe evitar el exceso de cal en el sistema, debido a que la cal siendo un sólido, causa un aumento indeseable en la viscosidad del lodo.

La contaminación masiva con el H_2S / CO_2 consumirá grandes cantidades de cal y generará pequeñas cantidades de CaS y $CaCO_3$ como productos sólidos de la reacción. Por esta razón, cuando se tiene problemas con H_2S y CO_2 , se debe mantener una mayor concentración de cal que permita su remoción.

2.4.3.2.4 Humectante.

Un agente humectante es un agente tensioactivo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido. Esto hace que el líquido se extienda sobre la superficie del sólido. Los agentes humectantes tienen un extremo

que es soluble en el líquido de fase continua y otro que tiene una fuerte afinidad con las superficies de los sólidos.

En los fluidos no acuosos, los agentes humectantes causan la humectación de los sólidos por el aceite o líquido. Los sólidos (barita, arcilla y sólidos perforados) deben ser humectados por la fase líquida continua del fluido de perforación, si no, se agregarán y se depositarán. La mayoría de los sólidos tienden naturalmente a ser humectados por el agua y requieren agentes humectantes para ser humectados por el aceite o el fluido sintético.

Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los hidrocarburos sulfonados, etc.; los cuales se utilizan en los lodos invertidos para mantener humedecidos los sólidos con aceite. Por lo general estos productos son también efectivos como emulsificantes.

2.4.3.2.5 Agua.

Esta forma parte de los lodos base aceite, consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ella como una partícula sólida. La adición de emulsificantes hace que el agua se mezcle con el aceite, formando un sistema estable. La dilución con agua en los lodos invertidos ayuda a aumentar la viscosidad y la fuerza del gel, así como también a controlar el filtrado. Además, el agua permite la dilución del cloruro de calcio utilizado para lograr el equilibrio de actividad entre el lodo y la formación.

Durante la agitación inicial, el agua se separa en pequeñas gotas y se dispersa en aceite. A medida que aumenta la agitación, las gotas se hacen más pequeñas y la emulsión se hace más estable. Igual sucede cuando se adiciona aceite; hay más estabilidad en la emulsión porque aumenta la distancia entre las gotas de agua. Entre

más pequeñas sean las gotas de agua, mayor será el área superficial y, por consiguiente, el área de contacto aceite/agua.

La emulsión resulta menos estable cuando se agrega agua, porque la distancia entre gotas disminuye. Mientras más agua, mayor es la tendencia de que las gotas se junten y choquen. Las gotas más grandes chocarán más fácilmente que las más pequeñas.

2.4.3.2.6 Arcilla Organofílica.

Los lodos base aceite tienen baja viscosidad y menor capacidad suspensiva en comparación con los lodos base agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento de la barita, particularmente si está humedecida por agua. Es importante señalar que la viscosidad no previene el asentamiento, solamente lo hace más lento.

La capacidad de suspensión es función de la resistencia de gel y la capacidad de limpieza es función del punto cedente. Para aumentar la capacidad suspensiva de los lodos base aceite se utilizan las arcillas organofílicas, las cuales además de aumentar la resistencia de gel, aumenta la viscosidad y punto cedente. Estas arcillas requieren de un activador polar para desarrollar un máximo rendimiento. Entre los activadores polares están: agua, metanol, carbonato de propileno y glicerina, siendo el metanol el más utilizado en los sistemas 100% aceite.

2.4.3.2.7 Sal.

Los lodos base aceite tienen la habilidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua. Este fenómeno ocurre cuando la salinidad del lodo es mayor a la de la formación. Es un hecho bien conocido que el agua migra de una solución menos salina hacia otra de mayor

salinidad, si está presente una membrana semipermeable. Es debido a este fenómeno que un lodo base aceite puede realmente deshidratar formaciones lutíticas o arcillosas.

Durante la perforación de formaciones lutíticas se trata de lograr un equilibrio de actividad, es decir, se trata de perforar con la misma concentración de sal contenida en la formación.

Para desarrollar fuerzas osmóticas en los lodos base aceite se utilizan sales de cloruro de sodio y/o de cloruro de calcio. De estas dos se usa en mayor cantidad el cloruro de calcio, debido a que desarrolla una mayor fuerza osmótica.

Tanto el cloruro de sodio como el cloruro de calcio se pueden obtener fácilmente y ninguno de los dos causa efectos notables en la reología del lodo. Es importante señalar que la sal se disuelve en la fase acuosa del lodo y no en la fase líquida total. Es altamente recomendable diluirla antes de agregarla al sistema.

La cantidad de sal que se debe suministrar para controlar la actividad del lodo no debe llegar al nivel de saturación, ya que causaría problemas muy graves de humectabilidad, y en consecuencia, la precipitación de barita. La concentración óptima dependerá de los requerimientos de la perforación. De todas maneras, nunca se debe formular un sistema con más de 350000 ppm de cloruro de calcio (35% por peso).

2.4.3.2.8 Material Densificante.

La barita es un material de alta gravedad específica que se utiliza para densificar el lodo hasta densidades de 22 lpg. Debe agregarse sola pero antes de hacerlo es conveniente agitar el lodo por varias horas. Solamente en caso de necesidad se puede agregar conjuntamente con algún humectante que ayude a mantener húmedos los sólidos con aceite.

2.4.3.3 Razones para Utilizar Lodo Base Aceite.

- Para perforar lutitas problemáticas utilizando el concepto de actividad balanceada.
- Para prevenir pérdidas de circulación en formaciones con bajo gradiente de presión. Los lodos base aceite permiten perforar bajo balance, es decir, con este tipo de lodo se puede perforar con un peso menor al requerido con los lodos de base acuosa. La diferencia de peso puede variar de 0.2 a 0.4 lpg.
- Para perforar zonas productoras. Los lodos base aceite no causan problemas de hinchamiento de las arcillas de formación y en consecuencia no disminuyen la permeabilidad.
- Para perforar hoyos profundos de alta temperatura.
- Para perforar domos salinos, anhidrita, yeso, etc.; los cuales son suficientemente solubles para causar la floculación de un lodo base acuosa.
- Para perforar hoyos direccionales.
- Para perforar formaciones productoras de H_2S y CO_2 . Estos gases causan problemas de corrosión y alteran notablemente la reología de los lodos base agua.
- Para prevenir atascamiento de la tubería en zonas permeables y hoyos desviados. Los lodos base aceite poseen un alto coeficiente de lubricidad que ayuda a minimizar los problemas de momento y arrastre.

2.4.3.4 Ventajas de Usar Lodo Base Aceite.

- El costo de mantenimiento de los lodos base aceite a altas temperaturas, es menor.
- Minimizan los problemas de momento, arrastre y atascamiento de tuberías.
- Son menos afectados por los contaminantes comunes.
- Ayudan a mejorar la toma y análisis de núcleos.
- Reducen los problemas de derrumbes de formaciones lutíticas sensibles al agua.
- Disminuye el problema de corrosión.
- Permiten perforar hoyos en calibre.

2.4.3.5 Desventajas de Usar Lodo Base Aceite.

- Aumenta el problema de asentamiento de barita.
- Son contaminados por la presencia de agua libre.
- Resulta más difícil la interpretación de los perfiles.
- El problema de contaminación ambiental es mayor.
- El trabajar con lodo base aceite resulta más peligroso para el personal del taladro.
- Disminuye la tasa de penetración.
- Las probabilidades de pérdida de circulación son mayores, ya que estos dan mayores valores de densidad equivalente de circulación (ECD).

2.4.3.6 Tipos de Lodos Base Aceite.**2.4.3.6.1 Sistema Convencional.**

Estos sistemas se aplican en áreas donde se perforan formaciones con una fuerte tendencia a perder circulación, o en formaciones que tengan presiones de poros anormales. Son sistemas bastante estables y resistentes a la contaminación y a las altas temperaturas. Su costo inicial es elevado y su principal desventaja es la disminución de la tasa de perforación.

2.4.3.6.2 Lodo Base Aceite con Relación 50/50.

En este sistema la cantidad de aceite se reduce por restricciones ambientales. El sistema se utiliza en áreas sensitivas donde el descarte de los recortes constituye un problema. El sistema tiene una tolerancia adecuada a la contaminación de sólidos y al agua. Su costo de mantenimiento es alto al igual que el consumo de cloruro de calcio.

2.4.3.6.3 Sistema Relajado.

En la formulación de este sistema no se incluye el emulsificante principal ni el lignito utilizado para controlar filtrado. Con este sistema se logra mejorar la tasa de perforación y minimizar el costo inicial del lodo. El sistema es poco estable a altas temperaturas y requiere mayor consumo de aceite.

2.4.3.6.4 Lodo 100% Aceite.

Este sistema no contiene agua. Es un sistema formulado íntegramente a base de un aceite mineral o de otra naturaleza. El sistema 100% aceite está diseñado para recuperar núcleos en su estado original, sin alteración. En este sistema se utiliza un emulsificante débil que tiene la habilidad de absorber el agua de la formación y emulsionarla de una manera efectiva en el lodo. Los emulsificantes y surfactantes fuertes causan daños a la formación por bloqueo de la emulsión.

Una desventaja de los sistemas 100% aceite es la muy baja tolerancia a la contaminación con agua. Aparentemente el sistema puede tolerar contaminaciones con agua hasta un 5% en volumen, sin causar cambios en la humectabilidad de la roca, y es posible lograr la conversión a una emulsión inversa en caso de conseguir una invasión de agua mayor al 5%.

Otra desventaja del sistema 100% aceite es la pérdida de volumen en superficie por la gran adherencia entre el lodo y el ripio de formación, y el mayor tiempo de mezcla requerido para lograr la estabilidad del sistema, puesto que estos lodos se caracterizan por tener baja viscosidad y ser bajos en geles mientras no sean mezclados por varias horas y circulados varias veces.

2.4.3.6.5 Sistemas Sintéticos.

Los sistemas a base de aceite sintético están formulados principalmente con una poli-alfa-olefinas (PAO) y una salmuera. La PAO es un líquido sintético que no contiene componentes aromáticos, razón por la cual el sistema no es tóxico ni contaminante. En su preparación también se utilizan emulsificantes principales, humectantes, arcillas organofílicas, cal y, en caso necesario, se pueden utilizar modificadores reológicos.

2.5 Propiedades de los fluidos de perforación.

2.5.1 Reología.

La reología de una emulsión inversa es básicamente más compleja que la de un lodo base agua, debido a que la presión aumenta la viscosidad del aceite, pero no afecta en forma significativa a la viscosidad del agua. En cambio, la temperatura la reduce mucho más rápido que la del agua y además influye en la solubilidad de algunos componentes del lodo, tales como los asfaltos y emulsificadores.

Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido se comportará bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte.

La reología es la rama de la física dedicada al estudio de la mecánica de los cuerpos deformables, describe como se deforma un cuerpo sometido a un esfuerzo externo. La reología se ocupa primordialmente de la deformación de los cuerpos cohesionados. Sin embargo, se ha extendido al estudio de la fricción de los sólidos y al estudio de sustancias como el polvo (Fernández., F 1999).

2.5.2 Factores que Afectan la Reología (Tecnología aplicada de lodos, 1993).**2.5.2.1 Temperatura.**

“Generalmente, la viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura. Hay excepciones en casos de altas temperatura. Como el de algunos lodos de calcio, en los cuales a unos 300 °F empieza a producir gelificación y aun cementación”.

2.5.2.2 Presión.

“La presión ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero puede afectar significativamente la reología de los lodos base aceite”.

2.5.2.3 Tiempo.

La reología de un lodo depende del tiempo. Es como si el lodo recordara las velocidades de corte que ha experimentado en el pasado y permitiera que su tensión de corte a la velocidad de corte actual sea influida parcialmente por esa memoria. Así, el orden de las lecturas en el viscosímetro FANN deben tomarse en el orden correcto, primero a 600 rpm que a 300 rpm, ya que de invertirse el orden de las lecturas puede alterarse el resultado. La resistencia de gel es otra manifestación de la dependencia del tiempo. La estructura del gel solo se desarrolla después de un período de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

2.5.3 Densidad.

Una de las propiedades principales del lodo es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación. Adicionalmente, mantiene las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas. La densidad o peso específico, es el peso por unidad de volumen, expresado en libras por galón. Esta propiedad depende del tipo de líquido

usado y el material densificante que se le adicione (es más pesada el agua, 8,33 lpg que el aceite que es 7,0 lpg).

El control del peso es muy importante, ya que sirve para prevenir o controlar el influjo de fluidos de la formación al pozo. El peso del lodo debe ser suficiente para contener los fluidos de las formaciones, pero no debe sobrepasar el gradiente de fractura de la formación. Es importante mantener el peso del lodo para proporcionar soporte a las formaciones expuestas en el hoyo abierto. A partir de este momento se referirá la densidad como peso del lodo.

Los lodos base aceite se pueden preparar con densidades que varían de 7.0 a 22 lpg. Usualmente, se usa barita para aumentar el peso del lodo pero, se puede usar caliza o cloruro de calcio disuelto en la fase acuosa del lodo cuando se requiere baja densidad. Es de hacer notar que un lodo sin barita y con 100% de aceite pesa 7.0 lpg. Para reducir el peso del lodo se agrega aceite, agua o su combinación en relación correcta.

2.5.4 Viscosidad.

“Todos los fluidos reales poseen viscosidad y, por lo tanto, presentan ciertos fenómenos friccionales cuando ocurre su movimiento. La viscosidad resulta básicamente de la cohesión del intercambio de momentum molecular entre las capas de fluido y al ocurrir el flujo, estos efectos aparecen como esfuerzos tangenciales o de corte entre esas capas en movimiento”. (Vennard, J y Street, R.1979).

La viscosidad es una propiedad de transporte muy importante de la materia, que expresa la resistencia a la deformación irreversible (fluir) del flujo. Más específicamente, esta magnitud física refleja todo lo grande que es el retardo en el movimiento relativo de las capas adyacentes de fluidos y puede ser considerada como una medida de la fricción interna entre estas láminas (Fernández., F. 1999).

La viscosidad embudo de un lodo base aceite es afectada en mayor grado por la temperatura que la de un lodo de base acuosa, debido a que la temperatura reduce la viscosidad del aceite mucho más rápido que la del agua. En cambio, la presión aumenta la viscosidad del aceite.

2.5.5 Viscosidad Plástica.

La viscosidad plástica es generalmente descrita como la parte de la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica entre las partículas sólidas en el lodo y la viscosidad de la fase dispersada (fase líquida). Es principalmente afectada por los siguientes factores:

- Concentración de sólidos.
- Tamaño y forma de las partículas sólidas.
- Viscosidad de la fase continúa.

La viscosidad plástica aumenta al incrementar el contenido de partículas sólidas dentro del lodo, debido a un aumento de fricción entre las mismas. Mientras que la viscosidad de la fase líquida del lodo por si sola permanece igual, esta viscosidad se ve afectada por la temperatura no por los sólidos presentes (Prieto, A.1995).

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$VP \text{ (cp)} = \text{Lectura 600 rpm} - \text{Lectura 300 rpm} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

2.5.6 Viscosidad Aparente.

Viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte. Es una función de la viscosidad plástica y del punto de cedencia. La viscosidad aparente en centipoises tal como se determina con el viscosímetro es igual a la mitad de la lectura @ 600 rpm. (Tecnología aplicada de lodos, 1993).

Su valor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$VA \text{ (cp)} = (\text{Lectura 600 rpm}) / 2 \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

2.5.7 Resistencia de Gel.

La resistencia de gel está relacionada con la capacidad que tiene el fluido para mantener en suspensión el material de peso y el ripio de formación, en condiciones estáticas. Se expresa en lb/100 pies². Cuando el lodo ha sido sometido a velocidades de corte cercanas a cero durante un cierto período de tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura rígida o semi-rígida. Esta propiedad se conoce como tixotropía. Este tipo de estructura, es la que permite al lodo mantener en suspensión los ripios de formación al momento en que se detiene la circulación en el pozo. “Es importante destacar que no necesariamente se deben mantener altas fuerzas de gel sino que se deben mantener los valores adecuados que permitan prevenir el asentamiento de los sólidos cuando se detiene la circulación del lodo para así evitar atascamiento de la sarta de perforación”. (Prieto, A.1993).

El viscosímetro FANN, posee seis diferentes tasas rotatorias de corte (3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm), permite calcular de manera directa los valores de la fuerza de gel. Para un período de reposo de 10 segundos, y 10 minutos se aplica una velocidad de corte de 3 rpm y se lee directamente del dial del viscosímetro el esfuerzo de corte. Este se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos en unidades de lb/100 ft². (Frank, W. 1995).

2.5.8 Punto de Cedencia.

“Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas positivas y negativas localizadas cerca de la superficie de las partículas”. (Ruiz, M. 2001).

La magnitud de esta fuerza es una función de:

- El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas con ellos.
- La cantidad de sólidos.
- La concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo.

Un punto de cedencia excesivo puede tener varias causas. La presencia de contaminantes tales como sal, cemento o anhidrita puede provocar la floculación de las partículas de arcilla. La acción trituradora y desgarrante rompe las partículas dejando expuesto un número mayor de cargas de superficie. Un aumento de la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas.

En la práctica para determinar el punto de cedencia se utiliza la siguiente ecuación:

$$PC \text{ (lb/100 pies}^2\text{)} = \text{Lectura 300 rpm} - VP \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

2.5.9 Filtrado.

Aunque el filtrado de un lodo base aceite o sintético no cause problemas del pozo y de la formación relacionados con el hinchamiento de las arcillas, el filtrado debería ser controlado porque la alta pérdida de filtrado podría causar la pegadura de la tubería por presión diferencial y daños a ciertas formaciones.

La presencia de agua en el filtrado ATAP (Alta Temperatura-Alta Presión) es indicativo del rompimiento de la emulsión y la necesidad de adicionar más emulsificantes. Algunas veces se hace necesario agregar tanto un emulsificante como un agente humectante, ya que el agua libre humedece la barita causando su precipitación y, por consiguiente, su sedimentación.

“Un lodo base aceite se puede considerar en buenas condiciones cuando no existe agua libre en el filtrado ATAP, por más baja que sea la estabilidad eléctrica”. (Tecnología aplicada de lodos, 1993)

2.5.10 Estabilidad Eléctrica.

La estabilidad eléctrica es un indicativo de que tan bien emulsionada se encuentra el agua en el aceite. La prueba no indica necesariamente que un lodo base aceite esté en buenas o malas condiciones. Solamente indica la tendencia que tiene el lodo a mejorar o empeorar.

La calidad de la emulsión se puede evaluar cualitativamente por medio de la prueba de estabilidad eléctrica, por ejemplo: una caída repentina en el voltaje indica una posible entrada de agua. Este hecho deberá confirmarse por medio de un análisis de retorta. Si este es el caso, se deberá agregar un emulsificante.

Si el voltaje disminuye lentamente puede indicar que la emulsión se está debilitando y que se requiere la adición de más emulsificante. También puede indicar que se ha agregado demasiada cantidad de cloruro de calcio al sistema.

Generalmente, una estabilidad eléctrica de 400 milivoltios o más, es aceptable para densidades que estén dentro del rango de 8 a 12 lpg. A densidades más altas se requiere más emulsificante y humectante para mantener la barita totalmente humedecida con aceite. A mayor porcentaje de sólidos, mayor es la separación entre las gotas de agua, y por lo tanto, el voltaje a aplicar también deberá ser mayor para lograr un flujo de corriente.

2.5.10.1 Factores que Afectan la Estabilidad Eléctrica:

- Contenido de agua. Un alto contenido de agua reduce la estabilidad eléctrica porque la distancia entre las gotas de agua disminuyen. Esto facilita la terminación del circuito eléctrico mediante la coalescencia de las gotas de agua y una reducción de la estabilidad eléctrica.
- Sólidos humectados por agua. Los sólidos humectados por agua reducen la estabilidad de la emulsión. Los sólidos humectados por agua actúan como gotas de agua en lo que se refiere a la conductividad eléctrica. Los grupos de sólidos humectados por agua conducen la electricidad, produciendo el efecto de gotas de agua más grandes y una reducción de la estabilidad eléctrica.
- Estabilidad de la emulsión. Las gotas de agua son más grandes y menos emulsionadas en los sistemas de lodos nuevos e inestables, haciendo que estos fluidos tengan valores de estabilidad de emulsión considerablemente más bajos.

2.6 Casos Problemáticos del Lodo Base Aceite.**2.6.1 Pérdida de Circulación.**

El tipo más común de pérdida de circulación que ocurre cuando se perfora con lodo base aceite es el fracturamiento, ya que el lodo base aceite se usa, por lo general, después de correr el revestidor intermedio. Para controlar este tipo de pérdida no se deben emplear materiales celulósicos o celofán, porque se degradan con el aceite. En este caso, se recomienda cáscara de nuez, mica, en tamaño mediano y grueso. En caso de pérdida de circulación de mayor magnitud, es aconsejable preparar una píldora forzada de arcilla organofílica de alto filtrado y usar un espaciador entre ésta y el lodo. La píldora al igual que el espaciador, se prepara con agua. El espaciador deberá tener un peso cercano al del lodo y un punto cedente próximo al de la píldora.

En caso de conseguir relleno en el fondo al bajar tubería se debe, antes de continuar con las operaciones de perforación, circular el hoyo hasta limpiarlo completamente. Por último, es conveniente trabajar con bajas velocidades de circulación que aseguren mínimas pérdidas de presión en el anular.

2.6.2 Control de Sólidos.

El control de sólidos eficaz es esencial para el uso económico de los sistemas de aceite y sintético, debido a su costo relativamente alto y a las consideraciones de eliminación. Aunque los sólidos perforados no se hidraten en los lodos base aceite y sintético, como lo hacen en los lodos base agua, el control de sólidos es crítico en estos lodos. Un alto contenido de sólidos perforados aumenta la viscosidad plástica debido a la gran acumulación de los mismos. Los sólidos perforados deben ser tratados con agentes humectantes para evitar que desestabilicen la emulsión. La cantidad excesiva de sólidos en los lodos base aceite y sintético no sólo reduce el rendimiento hidráulico, sino que también puede reducir la estabilidad de la emulsión.

2.6.2.1 Equipos para el Manejo Control de Sólidos:

- **Zarandas Vibratorias.** Las zarandas vibratorias representan el método principal para el control de sólidos perforados en lodos base aceite o sintético. Las zarandas deberían usar una malla más fina que no descargue la fase continua del lodo por el extremo de la zaranda y que no eliminen cantidades excesivas de material densificante. Las zarandas son críticas para mantener económicamente los sistemas de aceite y sintético. Si se anticipan altas velocidades de penetración y grandes caudales, las zarandas de separación preliminar deberían ser usadas para eliminar los recortes más grandes. Luego, que el flujo sale por debajo de las zarandas de separación preliminar debería de ser encaminado hacia zarandas de malla fina de alta capacidad que sean capaces de manejar el caudal más grande.

- **Limpiadores de Lodo.** El uso de limpiadores de lodo para controlar sólidos en lodos base aceite ha tenido un éxito limitado. El limpiador de lodo está diseñado para eliminar grandes partículas del sistema de lodo, procesando el flujo que sale por debajo de un deslimador a través de una zaranda. Por lo tanto, el tamaño de corte de un limpiador de lodo está gobernado por el tamaño de malla.
- **Centrífugas.** La dilución y las centrífugas son los únicos medios eficaces para reducir el contenido de sólidos finos de los lodos base aceite y sintético. Las centrífugas reducen la cantidad de dilución requerida para controlar las propiedades del lodo. Las centrífugas pueden ser usadas en lodos base aceite y sintético no densificados para eliminar los sólidos perforados finos y recuperar la fase fluida costosa. En este proceso, se desecha la descarga que contiene sólidos perforados mientras que el efluente regresa al sistema activo. El peso del fluido que regresa al sistema activo debería ser monitoreado todos los días.

2.6.3 Cementación.

Cuando una emulsión inversa se mezcla con una lechada de cemento se produce una contaminación que resulta en un incremento de la viscosidad. Si el lodo contiene una alta concentración de cloruro de calcio se originará una deshidratación del cemento en la interfase, dejándolo seco y fraguado. Es imprescindible utilizar un espaciador compatible con ambos fluidos, el cual se prepara con gas oil, emulsificante, agua y barita.

Durante la cementación es importante mantener el punto cedente del cemento por encima del punto cedente del lodo.

2.6.4 Arremetidas.

Las arremetidas con lodo base aceite son difíciles de detectar, por el hecho de que el gas se solubiliza en el lodo cuando es sometido a altas presiones y altas temperaturas. Cuando el gas entra en solución, se comporta como cualquier fluido en el anular y ningún cambio ocurre en la superficie durante la circulación, lo que da una falsa señal cuando se para la circulación para observar el pozo.

El gas se manifestará cuando salga de solución y se expanda, situación que ocurre por lo general entre 1000 y 2000 pies de la superficie, y esto se debe a la reducción de la presión y la temperatura a medida que el gas asciende hacia la superficie.

2.7 Hidráulica.

Cuando se hace circular un fluido o lodo de perforación mediante la bomba de lodo que se encuentra en superficie a través de la tubería de perforación y luego a través de los chorros de la mecha para después retornar a la superficie por espacio anular, ocurren una serie de fenómenos físicos que en conjunto constituyen la hidráulica de un pozo.

En el instante en que se habla de hidráulica, directamente se está refiriendo a el lodo circulante y sus propiedades reológicas, los parámetros mediante los cuales es bombeado y circulado este fluido y los fenómenos que van ocurriendo durante la circulación del mismo, tales como la pérdidas de presión por fricción a través de los equipos de superficie, la tubería de perforación y el espacio anular; y las pérdidas de presión debido a las fuerzas de aceleración que son producidas en las boquillas de la barrena.

Según Kenneth, S. mediante el criterio de los caballos de fuerza, la suma de las caídas de presión en la tubería y en el espacio anular debe conformar el 33% de la

presión total de bombeo, mientras que el 67% restante debe distribuirse en la mecha para un buen diseño de la hidráulica de un pozo.

La hidráulica describe la manera en que el flujo de fluido crea y utiliza las presiones. En los fluidos de perforación, el comportamiento de flujo del fluido debe ser descrito usando modelos reológicos y ecuaciones, antes de poder aplicar las ecuaciones de hidráulica. (M-I Drilling Manual, 2001).

La hidráulica juega un papel fundamental durante el proceso de perforación. Si los parámetros de la hidráulica del pozo están bien diseñados, se tendrán mejores resultados en la limpieza del hoyo, y por consiguiente, en la tasa de penetración, lo que se traduce en ahorro de costos.

El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es lograr un equilibrio entre el control del pozo, la limpieza del pozo, la presión de bombeo, la densidad equivalente de circulación (ECD) y la caída de presión a través de la barrena. (M-I Drilling Manual, 2001).

2.7.1 Funciones de la Hidráulica

El sistema de hidráulica tiene varias funciones en el pozo. Debido a que está basado prácticamente en el lodo de perforación, sus objetivos son básicamente las funciones que ejerce el fluido de perforación. Las razones por las que se le debe prestar mucha atención a la hidráulica son muchas y además son vitales durante las operaciones de perforación. Las más comunes son:

- El control de las presiones en el hoyo.
- Brindar flotabilidad al revestimiento y a la tubería de perforación.
- Minimizar la erosión de las paredes del hoyo debido a la circulación del lodo a través de ellas.
- Mantener limpio el hoyo y la mecha.
- Aumentar la tasa de penetración (ROP).

- Determinar las dimensiones de los equipos de superficie, por ejemplo, la bomba de lodo.
- Mantener el control del pozo durante las posibles arremetidas.

2.7.2 Regímenes de Flujo

La primera etapa en los cálculos de hidráulica consiste en determinar la etapa de flujo que está ocurriendo en cada intervalo del pozo. La velocidad del fluido y la geometría en la que se desplaza son los parámetros principales que la determinan y al compararla con la velocidad crítica se puede establecer el régimen de flujo que tiene el fluido en ese instante. La velocidad crítica del fluido es la velocidad a la que el fluido se encuentra justo en los límites entre los dos regímenes de flujo que determinan los cálculos a llevar a cabo en la hidráulica: flujo laminar o flujo turbulento. Si la velocidad del fluido es menor a la velocidad crítica entonces el flujo es laminar y si, por el contrario, la velocidad del fluido es mayor a la velocidad crítica entonces, el flujo es turbulento.

Existen diversos criterios para determinar el patrón de flujo que está presente en la circulación del fluido. Tal vez el más práctico es el de tomar un cierto número de Reynolds (que por lo general oscila entre 2000 y 4000) e introducirlo en las ecuaciones de hidráulica para simplificarlas. Análogamente, determinar la velocidad crítica y compararla con la velocidad real del fluido equivale a márgenes de error similares tomando en cuenta que estas ecuaciones están estrechamente relacionadas a un número de Reynolds fijado como regla práctica. Lo más sensato es determinar un número de Reynolds para cada tipo de fluido y hacer los cálculos con ese número específicamente.

2.7.3 Clasificación de los Fluidos.

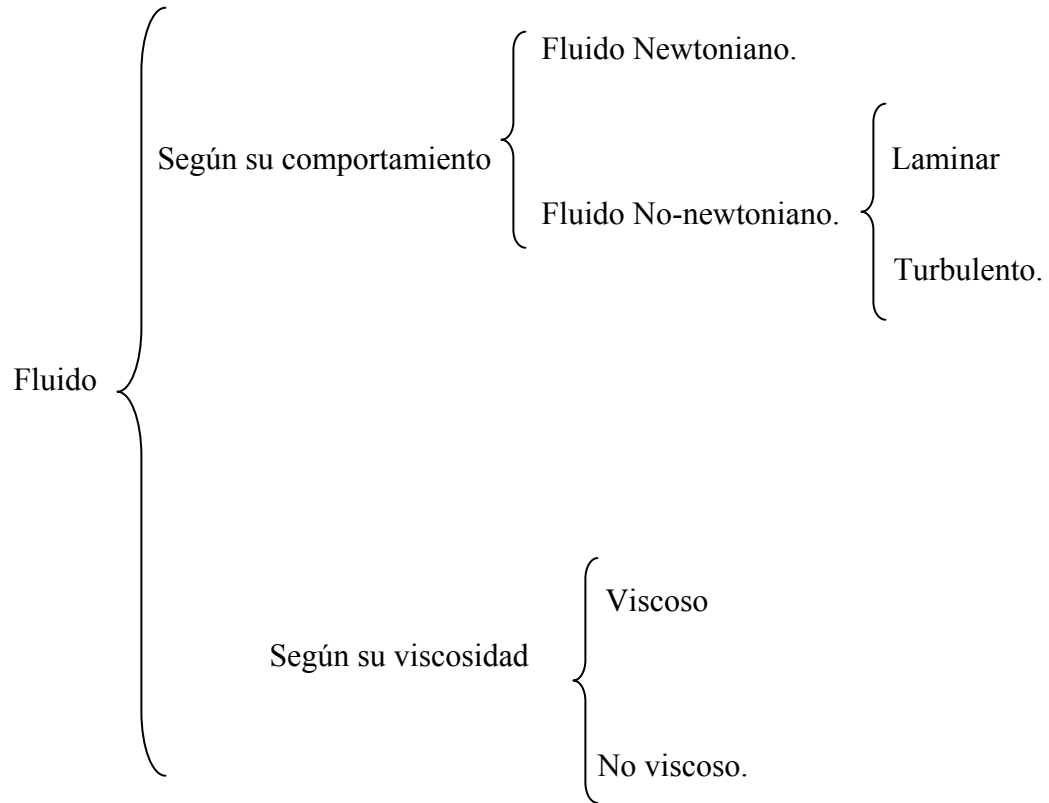


Figura 2.3 Clasificación de los Fluidos.

2.7.3.1 Según su Comportamiento.

2.7.3.1.1 Fluido Newtoniano

Son aquellos donde el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. El agua es un fluido newtoniano, al igual que el diesel y la glicerina. Matemáticamente los fluidos newtonianos satisfacen la ecuación:

$$\text{Esfuerzo de corte} = \mu \times \text{velocidad de corte} \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

Donde μ es la pendiente. El gráfico de esta ecuación en papel de coordenadas cartesianas es una línea recta que pasa por el origen (Figura 2.4).

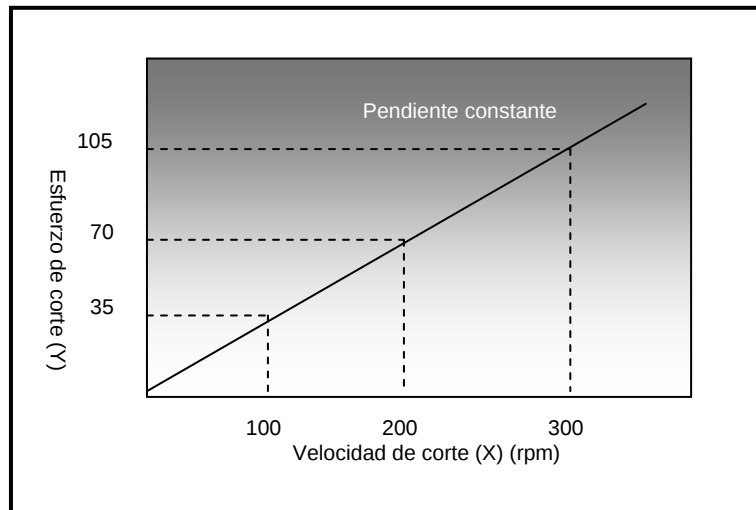


Figura 2.4 Comportamiento de un Fluido Newtoniano.

Fluido Newtoniano, es el fluido básico y más simple desde el punto de vista de la viscosidad en el cual la fuerza o resistencia al corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. (Tecnología aplicada de lodos, 1993)

2.7.3.1.2 Fluidos No-newtonianos

Los lodos no son fluidos newtonianos. Por el contrario, son fluidos complejos que presentan una amplia variedad de relaciones esfuerzo de corte-velocidad de corte.

A bajas velocidades de corte, las partículas se enlazan entre sí, aumentando la resistencia al flujo, pero a altas velocidades de corte, los enlaces se rompen. Bajo estas circunstancias, el esfuerzo de corte no aumenta en proporción directa a la velocidad de corte.

Un fluido no-newtoniano no tiene ninguna viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte.

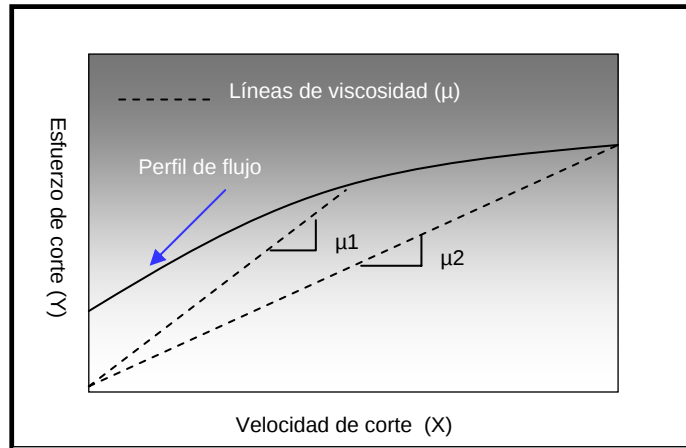


Figura 2.5 Comportamiento de un Fluido No-newtoniano.

2.7.3.2 Según su Viscosidad.

2.7.3.2.1 Fluido Viscoso.

Los fluidos viscosos, son aquellos que oponen resistencia al flujo de fluir, es decir, la pegajosidad interna de un fluido. Entre los más comunes, se mencionan los siguientes:

2.7.3.2.1.1 Flujo Laminar.

El fluido se mueve sin que haya una mezcla significativa de partículas de fluido cercanas. Los esfuerzos cortantes viscosos siempre afectan los flujos laminares. Normalmente, el flujo en el espacio anular es laminar. Este patrón lo podemos encontrar a partir de tasas de bombeo muy bajas hasta caudales en los que comience el flujo turbulento. Es importante mantener este patrón de flujo laminar en el anular

ya que permite lograr menores pérdidas de presión por fricción, evitando así una mayor erosión de las paredes del hoyo.

El flujo laminar se puede describir como un patrón suave de capas laminares de fluido, que se mueven a través del anular o de la tubería. Las capas centrales por lo general se mueven a velocidades mayores que las que se encuentran cerca de las paredes del hoyo o las de la tubería.

A veces podemos observar casos en los que las láminas centrales se mueven a una velocidad similar entre ellas siguiendo una especie de patrón aplanado. A este patrón se le denomina flujo tapón, que sigue siendo una variante del flujo laminar y que se produce por lo general cuando se tienen altos puntos de cedencia.

2.7.3.2.1.2 Flujo Turbulento.

Cuando las velocidades entre las capas aumentan se crean esfuerzos de cortes tan grandes que se pierde o excede la habilidad que tiene el fluido para permanecer en estado laminar. Se crea una especie de caos entre las láminas y comienzan a formarse vórtices, comenzando así la turbulencia. El movimiento del fluido total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Bajo estas condiciones, el flujo es turbulento. Por lo general, la turbulencia ocurre en la tubería de perforación y algunas veces alrededor de los portamechas.

2.7.3.2.2 Fluido No viscoso.

Los fluidos no viscosos son los que oponen poca resistencia al flujo de fluidos. Los efectos de la viscosidad no afectan significativamente el flujo y, por tanto no se toman en cuenta.

2.7.4 Etapas de Flujo durante la Perforación.

El fluido de perforación está sometido a una variedad de configuraciones del flujo durante el proceso de perforación de un pozo. Estas configuraciones del flujo pueden definirse como diferentes etapas de flujo (Figura 2.6).

- **Ningún flujo (etapa 1).** La mayoría de los fluidos de perforación resisten con fuerza suficiente al flujo, de manera que es necesario aplicar una presión para iniciarlo. El valor máximo de esta fuerza constituye el esfuerzo de cedencia verdadero del fluido. En un pozo, el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para “romper la circulación”.
- **Flujo tapón (etapa 2).** Ocurre cuando se excede el esfuerzo de cedencia verdadero. En el flujo tapón, la velocidad es la misma a través del diámetro de la tubería o del espacio anular, excepto para la capa de fluido que está contra la pared del conducto. El perfil de velocidad del flujo tapón es plano.
- **Flujo laminar (etapa 3).** A medida que se va aumentando la tasa, los efectos del caudal y de la pared sobre el fluido siguen aumentando. A cierto punto, el tapón central dejará de existir. A este punto, la velocidad alcanzará su nivel más alto en el centro del flujo y disminuirá a cero en la pared del conducto. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a diferentes velocidades.
- **Flujo de transición (laminar a turbulento - etapa 4).** A medida que el caudal aumenta, el flujo regular comienza a descomponerse, creándose así la formación de vórtices.
- **Flujo turbulento (etapa 5).** Cuando la tasa o caudal sigue aumentando, el flujo regular se decompone totalmente y el fluido tiene un flujo vorticial y turbulento.

La presión requerida para bombear un fluido dentro de un flujo turbulento es considerablemente más alta que la presión requerida para bombear el mismo fluido dentro de un flujo laminar.

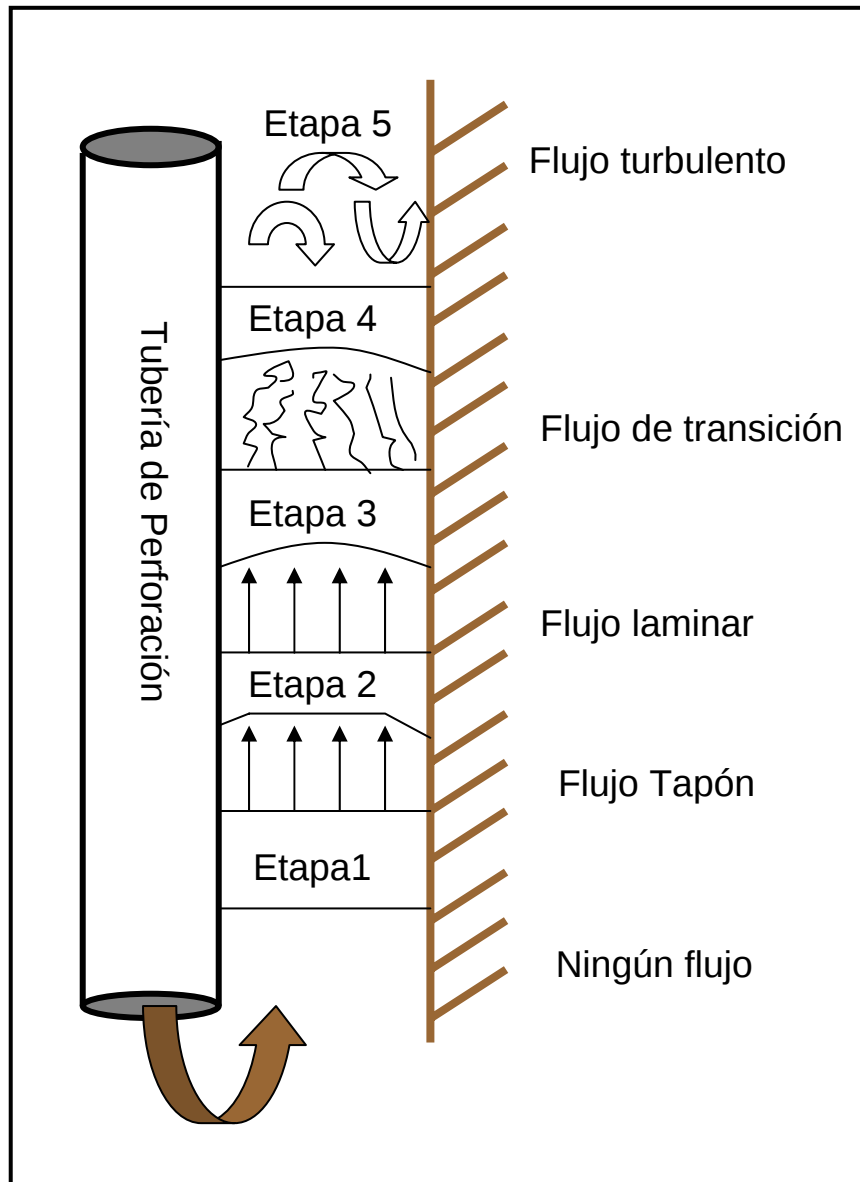


Figura 2.6 Etapas de Flujo.

2.7.5 Modelos Reológicos.

2.7.5.1 Modelo Plástico de Bingham.

El modelo plástico de Bingham es el modelo reológico que más se emplea en el campo. Es el modelo más simple para fluidos no-newtonianos y, a pesar de ello, provee habitualmente una base excelente para el tratamiento del lodo (Ver figura 2.7).

Éste es uno de los más antiguos modelos reológicos que son usados actualmente. El modelo describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta.

La ecuación para el modelo de Flujo Plástico de Bingham es la siguiente:

$$Y = P_{Co} + VP_x \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

Donde:

Y: Esfuerzo de corte.

P_{Co} : Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero.

VP: Viscosidad plástica o tasa de aumento del esfuerzo de corte con el aumento de la velocidad de corte.

x: Velocidad de corte.

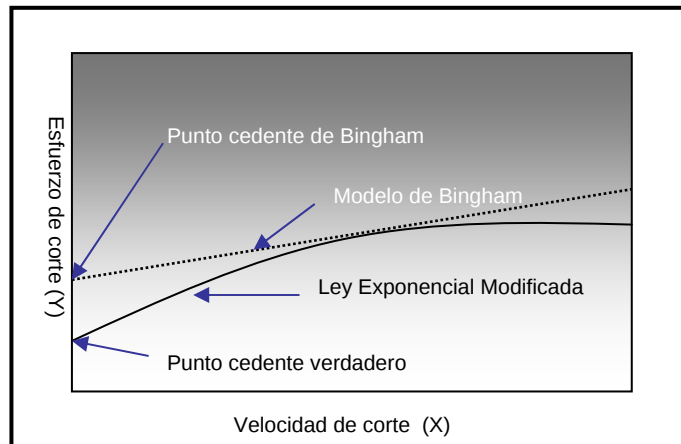


Figura 2.7 Modelo de Bingham y de Ley Exponencial Modificada.

2.7.5.2 Modelo de Ley Exponencial.

El modelo de Ley Exponencial procura superar las deficiencias del modelo de Flujo Plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. El modelo de Ley Exponencial es más complicado que el modelo de Flujo Plástico de Bingham (como se muestra en la figura 2.8) porque no supone que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

Este modelo describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte aumenta según la velocidad de corte elevada matemáticamente a una potencia determinada.

El modelo de Ley Exponencial se expresa como:

$$Y = KX^n \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

Donde:

Y = Esfuerzo de corte

K = Índice de consistencia

X = Velocidad de corte

n = Índice de Ley Exponencial

El índice “ n ” de Ley Exponencial indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido sobre un rango determinado de velocidades de corte. Cuanto más bajo sea el valor de “ n ”, más el fluido disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte sobre dicho rango de velocidades de corte, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte.

Según el valor de “ n ”, existen tres tipos diferentes de perfiles de flujo y comportamientos del fluido (Figura 2.9):

- $n < 1$: El fluido es un fluido no newtoniano que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte.
- $n = 1$: El fluido es un fluido newtoniano.
- $n > 1$: El fluido es un fluido dilatante que aumenta su viscosidad con el esfuerzo de corte (los fluidos de perforación no están incluidos en esta categoría).

" K " es el factor de consistencia del flujo laminar. Se le considera como similar a la viscosidad plástica, dado que un aumento de K indica generalmente un aumento en la concentración de sólidos o una disminución en el tamaño de las partículas. Los mejores métodos para bajar K son el control mecánico de sólidos y la dilución.

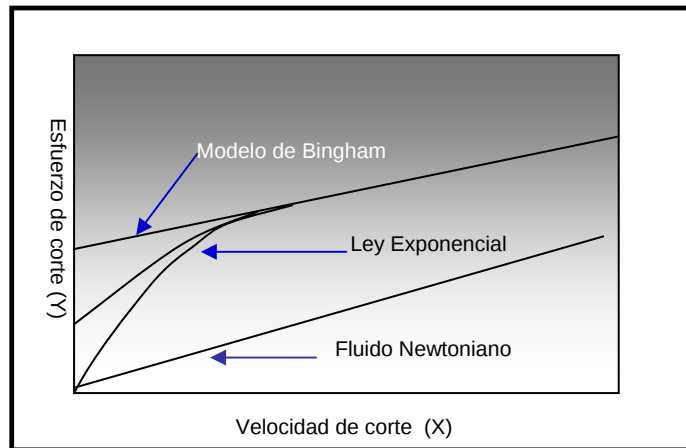


Figura 2.8 Comparación del Modelo de Ley Exponencial.

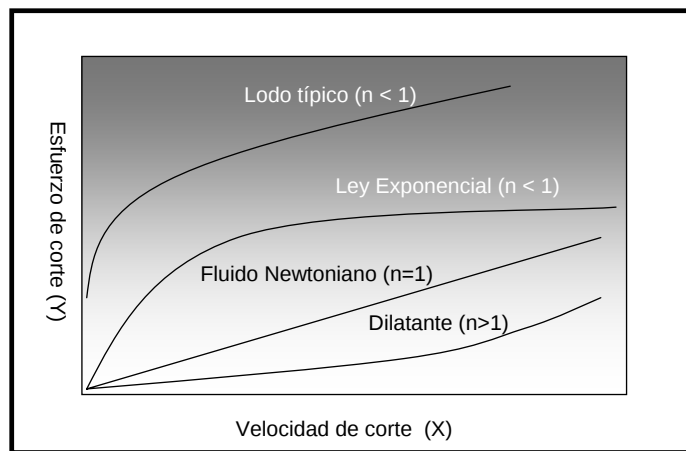


Figura 2.9 Efecto del índice "n" de Ley Exponencial sobre el comportamiento del Fluido.

2.7.5.3 Modelo de Ley Exponencial Modificada.

La ley exponencial tiene un defecto: no toma en consideración el esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la viscosidad a muy baja velocidad de corte. De hecho, la mayor parte de los lodos presentan un esfuerzo de cedencia, un

cierto grado de resistencia interna debe ser vencido para que el lodo comience a fluir. Los tres modelos son presentados sobre papel de coordenadas cartesianas (Ver figura 2.10)

El modelo de Ley Exponencial modificada, o modelo de Herschel-Bulkley, puede ser utilizado para tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia). Matemáticamente, el modelo de Herschel-Bulkley es el siguiente:

$$Y = PCo + KX^n \quad (\text{Ecuación 2.7})$$

Donde:

Y = Esfuerzo de corte.

PCo = Esfuerzo de cedencia o fuerza para iniciar el flujo.

K = Índice de consistencia.

X = Velocidad de corte.

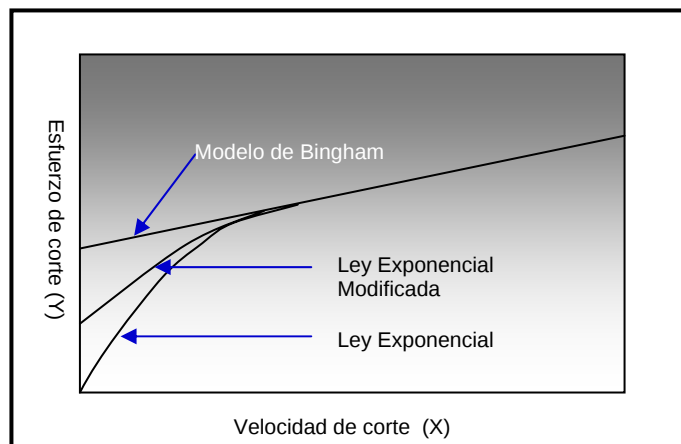


Figura 2.10 Comparación de los Modelos Reológicos.

2.8 Ciclo del Lodo en un Pozo.

La mayor parte del lodo que se utiliza en una operación de perforación se recircula en forma continua:

- El lodo se mezcla y se guarda en el tanque de lodo.
- Una bomba lo extrae del tanque de lodo y lo envía a través de la tubería de perforación directo hacia el hoyo.
- El lodo emerge de la tubería de perforación en la base del hoyo donde la barrena de perforación está triturando la formación de roca.
- Ahora el lodo comienza el viaje de regreso a la superficie, arrastrando consigo los fragmentos de roca, llamados ripios, que se han desprendido de la formación por acción de la barrena.
- El lodo sube por el espacio anular, el espacio entre la tubería de perforación y las paredes del hoyo.
- En la superficie, el lodo viaja a través de la línea de retorno del lodo, una tubería que conduce a la zaranda vibratoria.
- El lodo gotea a través de las mallas de la zaranda vibratoria y regresa al tanque de lodo.
- Algunos de los fragmentos de rocas se toman para ser examinados por los geólogos en busca de claves sobre lo que está sucediendo en la profundidad del pozo.

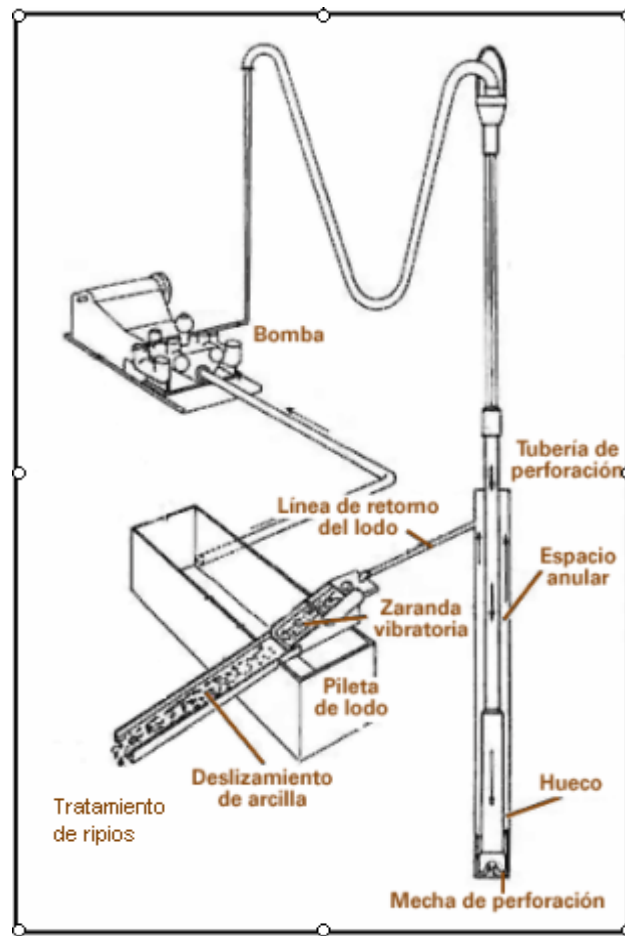


Figura 2.11 Ciclo del Lodo en un Pozo.

2.9 La Barrena de Perforación.

Su funcionamiento óptimo es la base principal del proceso de perforación rotatoria. Cuando esta en el fondo haciendo el hoyo, produce ganancias solo mientras sea efectiva

Para hacerla perforar es necesario aplicarle peso mediante el uso de portamechas y rotación a través de la mesa rotatoria. Su desempeño depende de muchas variables como: tipo de formación y el control de las mismas permitirá perforar un hoyo al menor costo por pie.

Cada barrena tiene un diámetro específico que determina la apertura del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren barrenas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 24 a 42 pulgadas, y seis rangos intermedios, para comenzar la parte superior del hoyo y meter una o dos tuberías de superficie de gran diámetro.

La selección del grupo de barrenas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sartas de revestimiento requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrena más adecuado que debe elegirse. Generalmente, la selección de barrenas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área. (Barberii, E. 1998)

2.9.1 Funciones de la Barrena.

- Perforar el hoyo hasta la profundidad requerida.
- Romper, triturar y fragmentar las formaciones rocosas.

2.9.2 Tipos de Barrenas.

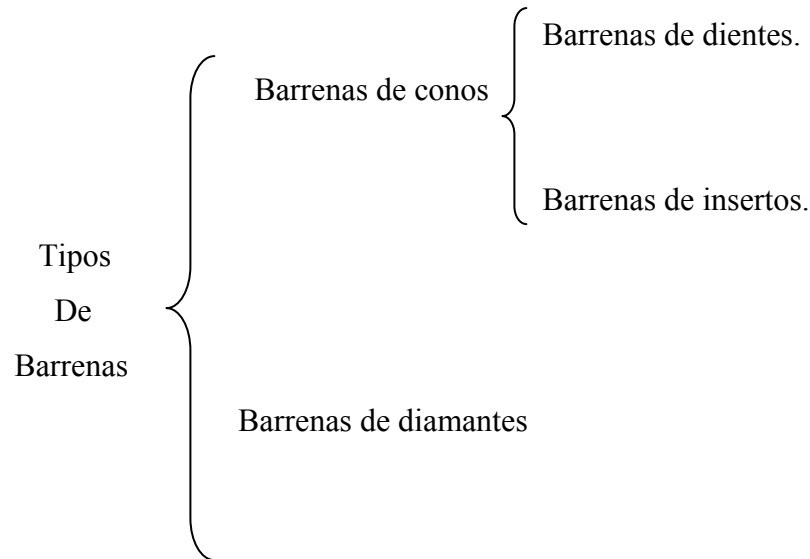


Figura 2.12 Tipos de Barrenas.

Barrenas de conos:

Este tipo es el más importante y común en uso hoy en día.

Barrena de dientes: Es la barrena más comúnmente usada, se caracterizan porque trituran o cortan las formaciones sobre todo las blandas.

Barrena de insertos: En este tipo de barrena los dientes están hechos de carburo de tungsteno, los cuales son resistentes al uso. Usualmente las barrenas de insertos son usadas en formaciones duras y muy abrasivos.

Barrenas de diamantes:

Tiene diamantes incrustados en los lados y fondo de la barrena. Son costosas pero dependiendo del tipo de formación que se va a perforar, ellas pueden hacer el hoyo más rápido que cualquier otro tipo. También son usadas como barrena toma núcleo.

2.9.3 Tipos de Formación.**Suave o blanda**

- Barrenas con dientes o insertos largos.
- Dientes en forma de cincel.
- Barrenas con alta descentralización.
- Barrenas que respondan más a la rotación que al peso.

Semi-dura o dura

- Barrenas con dientes de insertos de Carburo de Tungsteno más pequeños.
- Configuración de dientes o insertos desde forma de cincel.
- Barrenas con poca descentralización.
- Barrenas que respondan más al peso que a la rotación.

Abrasiva

- Barrenas con protección al calibre.
- Barrenas fabricadas con Diamante Policristalino o Diamante Natural.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

EXPERIMENTAL

El propósito fundamental de este trabajo fue determinar en base a resultados de laboratorio los valores correspondientes a la reología de cada lodo de perforación, con el fin de poder obtener las correlaciones que establecen las pérdidas de presión por fricción en cada una de las zonas claves del pozo (dentro de la tubería, en el anular y en la mecha de perforación) para cada uno de estos fluidos de perforación.

3.1 Preparación del Fluido de Perforación.

Los rangos entre los cuales pueden ser utilizados los aditivos escogidos para la elaboración de cada lodo de perforación son patentes de empresas de fluidos de perforación. Se elaboraron varios lodos de emulsión inversa de la misma clase con diferentes relaciones de porcentaje aceite/agua, específicamente de 70:30, 80:20 y 90:10.

Se establecieron distintas formulaciones de lodos de perforación en base a un barril equivalente, con la finalidad de emplear las cantidades de aditivos exactas para la preparación de los distintos lodos. Los productos escogidos para el estudio fueron: aceite mineral, emulsificante, humectante, controlador de filtrado, arcilla organofílica, sal, y cal. En estas matrices se variaron la relación agua/aceite y como componente principal, el peso o densidad en un rango de 8.5 a 18 lpg, siendo la barita el material densificante seleccionado.

En los lodos con relación aceite/agua de 70:30 se establecieron las formulaciones para obtener densidades de 8,5 a 11 lpg. Los lodos con relación aceite/agua de 80:20 se prepararon con densidades de 12 a 15 lpg y aquellos con 90:10 fueron formulados para lograr densidades de 16 a 18 lpg. A cada una de las muestras no se les varió la densidad deliberadamente, sino que en todo momento se debió establecer las cantidades adecuadas de cada aditivo, con la finalidad de que las propiedades de las muestras se mantuvieran estables, por ejemplo, la emulsión debe mantenerse estable en cada una de las muestras.

3.2 Pruebas y Procedimientos.

A cada matriz o muestra se le realizaron pruebas de densidad, estabilidad eléctrica, reología, porcentaje de sólidos y filtrado ATAP (Alta Temperatura – Alta Presión).

Las pruebas reológicas se realizaron con un viscosímetro modelo FANN 35 de seis velocidades a una temperatura de 150°F y presión atmosférica, para medir la densidad se empleó una balanza de lodo, la estabilidad eléctrica con un medidor del mismo, el control de sólidos por medio de un análisis de retorta y para las pruebas de filtrado un filtro prensa ATAP estático. Todas estas pruebas se efectuaron cumpliendo las normas API 13B-1 (American Petroleum Institute).

3.2.1 Prueba de Densidad.

Una vez preparado cada lodo, se determinó la densidad de cada uno de los mismos con una balanza de lodo calibrada, compuesta principalmente con una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire y contrapeso. Con el propósito de verificar que la formulación establecida cumpliera con la densidad deseada. Este valor de densidad siempre debería ser el mismo o muy similar al de su correspondiente matriz, de lo contrario, la prueba debía ser repetida o la formulación debía ser revisada a fin de poder cumplir con este parámetro fundamental.

3.2.2 Prueba de Estabilidad Eléctrica.

Se utilizó un medidor de estabilidad eléctrica para medir la estabilidad relativa de la emulsión de agua en aceite en cada muestra. Esta medición se realizó mediante el uso de un par de electrodos de placa separados precisa y permanentemente, sumergidos en la muestra de fluido.

3.2.3 Prueba de Reología.

Se realizaron, con las condiciones y características del viscosímetro anteriormente mencionado, las diferentes lecturas (600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm) a cada muestra.

3.2.4 Prueba de Filtrado ATAP Estático.

La prueba se realizó con un filtro ATAP, el cual está compuesto de un dispositivo exterior calefactor con termostato, un conjunto de platillo para la celda, el conjunto primario de presión y el receptor de contrapresión. La cantidad de lodo para la prueba fue de 160 ml con una superficie de filtro de 3,5 pulg.². Se fijaron valores de temperatura y diferencial de presión de 300 °F y 500 lpc respectivamente.

Esta prueba se hizo para verificar que la emulsión no se rompiera, en caso contrario, debía revisarse la formulación de la muestra para que luego la prueba pudiera repetirse.

3.2.5 Prueba de Contenido de Líquidos y Sólidos.

Para la realización de esta prueba, se utilizó una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el “horno” para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en cada muestra de fluido de perforación. Se tomó una muestra de 10ml de lodo, la muestra se calentó hasta que los componentes líquidos se vaporizaron. Los vapores pasaron a través del condensador y se recolectaron en un cilindro graduado. El volumen de líquido, aceite y agua se midieron directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos se determinaron restando de 100%.

3.3 Determinación de las Correlaciones de la Hidráulica.

3.3.1 Determinación de los Valores de “n” (índice de comportamiento de flujo) y “k” (índice de consistencia).

Con las lecturas obtenidas en el viscosímetro fann para cada muestra, se hicieron los cálculos para los dos valores reológicos fundamentales para determinar la hidráulica: la viscosidad plástica (VP) y el punto cedente (PC).

A cada una de las matrices se les hizo una gráfica de esfuerzo de corte, versus tasa de corte con los valores obtenidos en el viscosímetro fann. Esto con la finalidad de conocer a que modelo reológico mejor se adaptaba el experimento, para luego obtener los valores de “n” y “k” para cada muestra.

Con estos valores obtenidos se hicieron dos gráficas: “n” y “k” versus densidad del fluido. Con las cuales se obtuvieron correlaciones para estas variables en función de la densidad. Se observó que en cada gráfica existieron tres tendencias, que correspondían perfectamente con las tres relaciones aceite/agua empleadas en este trabajo. Así que se comprobó que había que trabajar con cada relación aceite/agua por separado y obtener correlaciones de pérdidas de presión para cada una de estas tres relaciones.

De igual manera, se obtuvieron correlaciones para las lecturas del viscosímetro (θ), en las tres relaciones aceite/agua; en función de la densidad.

3.3.2 Pérdidas de presión en la tubería.

Previamente se realizaron dos gráficas: Una de velocidad del lodo en la tubería versus diámetro de la tubería, y la otra similar a la anterior pero con diámetro en el

anular al variar la tasa de bombeo. Esta se utiliza para el cálculo de las pérdidas de presión en las tres relaciones.

3.3.2.1 Para Flujo Laminar en el Anular.

El siguiente procedimiento se aplicó a las tres relaciones aceite/agua. (Las fórmulas utilizadas se encuentran en el apéndice A)

Se determinó una ecuación para las lecturas a “cero gel” (θ_0) en función de la densidad, graficando las lecturas de “cero gel” obtenidas experimentalmente mediante el viscosímetro fann versus la densidad.

De igual manera al factor de n , llamado “ x ”. Debido a que depende de “ n ”, éste valor lo sustituimos por la ecuación que se determinó anteriormente en función de la densidad.

Ahora una vez expresado el valor de “ x ” en función de la densidad, ésta la sustituimos en la ecuación para hallar el coeficiente del factor geométrico (C), dejando nuevamente todo expresado en función de la densidad.

Posteriormente se realizó una gráfica de “ C ” versus densidad, variando los alfa (α) entre 0 y 1.

Una vez obtenido estas dos incógnitas en función de una sola variable, el cálculo para determinar el valor del factor geométrico (G) se tornó menos complejo. Luego se graficó “ G ” versus densidad para distintos valores de “ C ” (de 0 a 1).

Se determinó un rango para los valores de “ G ” obtenidos anteriormente y luego se graficó “ $G \cdot V$ ” versus “ V_a ” para distintos valores de “ G ”. Siendo “ V_a ” la velocidad

del lodo en el anular (mencionado anteriormente) y “ $G \cdot V$ ”, el producto del mismo con el factor geométrico.

A la relación $G \cdot V / D_h - D_e$ que es parte de la fórmula para hallar la lectura equivalente del viscosímetro fann “ θ ”, (ver apéndice A) se le llamó G_s . Para poder obtener gráficamente los valores de G_s , se graficó esta variable versus $G \cdot V a$, para distintos diámetros de tubería.

Con los valores obtenidos de “ G_s ” se procedió a determinar “ θ ”, de una manera más sencilla debido a que las otras dos variables restantes para el cálculo de las pérdidas de presión en la tubería para flujo laminar (θ_0 y k) ya estaban en función de la densidad.

Por último, con los valores de “ θ ” obtenidos anteriormente se estableció un rango de los mismos, para así graficar caída de presión por cada 1000 pies (gradiente de presión) versus “ θ ”, para distintos diámetros de tubería.

3.3.2.2 Para Flujo Turbulento en la tubería.

El siguiente procedimiento se aplicó a las tres relaciones aceite/agua. (Las fórmulas utilizadas se encuentran en el apéndice A)

Se determinaron correlaciones para las variables “ a ” y “ b ” en función de la densidad.

Se procedió a determinar el cálculo del factor V^2/θ , para esto se graficó los valores obtenidos de V^2/θ versus los valores de θ , para distintas velocidades.

Posteriormente, se calculó el número de Reynolds, luego se realizó una correlación con dichos valores versus densidad para distintos valores de V^2/θ .

Se graficó el numero de Reynolds versus R^b , para distintos valores de “a”.

Con los volares de R^b y de “a”, se calculó el factor de fricción (f), posteriormente se graficaron los valores de “f” versus R^b para distintos valores de “a”.

Se determinó el producto de densidad* V^2 para distintos valores de velocidad, luego estos resultados se graficaron versus la densidad.

El factor de fricción (f) se multiplicó a los valores de densidad* V^2 obtenidos anteriormente.

Finalmente con los valores obtenidos del paso anterior, se procedió a determinar la caída de presión por cada mil pies para distintos diámetros, para así, graficarlos versus $f \cdot \text{densidad} \cdot V^2$.

CAPÍTULO IV ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 Lecturas Obtenidas de la Prueba Reológica.

Tabla 4.1 Resultados de la Prueba Reológica de los Lodos.

Densidad (lpg)	Lectura 600rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 300rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 200rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 100rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 6rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 3rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 0rpm (lbf/100ft ²)
8,45	43	28	23	16	5	3	1
9	54	36	29	20	7	5	3
10	76	52	42	29	10	8	6
10,8	92	64	53	37	13	11	8
12,1	55	35	27	18	5	3	1
13,2	69	45	35	23	7	5	3
14,1	81	54	42	28	10	8	6
15,2	98	66	52	35	12	10	7
16,1	70	42	31	19	5	4	3
17,2	104	63	47	29	6	5	4
18,2	132	81	62	37	8	7	5

Tabla 4.2 Resultados de lecturas por el Modelo de Bingham.

Densidad (lpg)	Lectura 600rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 300rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 200rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 100rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 6rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 3rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 0rpm (lbf/100ft ²)
8,45	43	28	23	18	13,3	13,15	13
9	54	36	30	24	18,36	18,18	18
10	76	52	44	36	28,48	28,24	28
10,8	92	64	54,67	45,33	36,56	36,28	36
12,1	55	35	28,33	21,67	15,4	15,2	15
13,2	69	45	37	29	21,48	21,24	21
14,1	81	54	45	36	27,54	27,27	27
15,2	98	66	55,33	44,67	34,64	34,32	34
16,1	70	42	32,67	23,33	14,56	14,28	14
17,2	104	63	49,33	35,67	22,82	22,41	22
18,2	134	81	63,33	45,67	29,06	28,53	28

Tabla 4.3 Resultados de lecturas por el Modelo de Ley Exponencial

Densidad (lpg)	Lectura 600rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 300rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 200rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 100rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 6rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 3rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 0rpm (lbf/100ft ²)
8,45	43	28,01	21,79	14,2	2,49	1,62	0
9	53,99	36	28,4	18,94	3,66	2,44	0
10	75,98	52	41,65	28,51	6,11	4,18	0
10,8	91,98	64	51,77	36,02	8,26	5,75	0
12,1	54,99	35	26,87	17,11	2,73	1,74	0
13,2	68,98	45	35,05	22,86	4,04	2,63	0
14,1	80,98	54	42,6	28,41	5,48	3,66	0
15,2	97,98	66	52,38	35,29	7,1	4,78	0
16,1	69,98	42	31,16	18,7		1,41	0
17,2	103,97	63	47	28,48	3,73	2,26	0
18,2	131,96	81	60,88	37,37	5,15	3,16	0

Tabla 4.4 Resultados de lecturas por el Modelo de Ley Exponencial Modificada

Densidad (lpg)	Lectura 600rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 300rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 200rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 100rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 6rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 3rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 0rpm (lbf/100ft ²)
8,45	42,99	28	21,85	14,41	3,23	2,44	1
9	53,99	36	28,59	19,56	5,83	4,83	3
10	75,98	52	41,99	29,66	10,31	8,83	6
10,8	91,98	64	52,18	37,46	13,69	11,79	8
12,1	54,99	35	26,94	17,34	3,5	2,58	1
13,2	68,98	45	35,25	23,53	6,28	5,09	3
14,1	80,98	54	42,98	29,67	9,87	8,48	6
15,2	97,98	66	52,8	36,7	12,12	10,32	7
16,1	69,98	42	31,42	19,55	4,84	4,07	3
17,2	103,97	63	47,34	29,58	7,01	5,78	4
18,2	131,96	81	61,29	38,7	9,2	7,51	5

4.2 Comparación de los Modelos Reológicos

La tabla 4.1 muestra los resultados obtenidos mediante la lectura directa del viscosímetro Fann y estos son los que se toman como valores reales al momento de compararlos con los otros modelos reológicos. La tabla 4.2 muestra los valores de lecturas equivalentes del viscosímetro Fann al ser calculados mediante la ecuación del modelo reológico de Bingham. Análogicamente se llevó a cabo el mismo procedimiento con el modelo de la ley exponencial y los resultados se muestran en la tabla 4.3, y los valores obtenidos para el modelo de ley exponencial modificada se encuentran en la tabla 4.4.

Estos resultados fueron graficados en un plano cartesiano cuyo eje de las abscisas viene dado por la tasa de corte y el eje de las ordenadas por el esfuerzo de corte. A este plano cartesiano se le conoce como reograma. El reograma se le practicó a cada muestra. Es importante también destacar que las lecturas 600 a 200 (L_{600} a L_{200}) se está simulando el flujo dentro de la tubería y para las lecturas 100 a 0 (L_{100} a L_0) el flujo en el espacio anular. La figura 4.1 muestra algunos ejemplos de muestras a las que se les hizo el análisis gráfico y se pudo observar que:

1. Los resultados obtenidos directamente del viscosímetro Fann y que conforman la tendencia real, forman una curva con tendencia potencial pero que no llega al origen sino que toca al eje del esfuerzo de corte en un cierto valor. Este valor es el que se conoce como lectura de “cero gel” o simplemente “lectura cero” (L_0) y también se encuentra en la tabla 4.1. Esta curva con tendencia potencial que no llega al origen puede observarse con dificultad en la figura 4.2, debido a que las otras curvas no permiten apreciarla, sin embargo; se encuentra definida como la línea de “datos experimentales en esta figura.

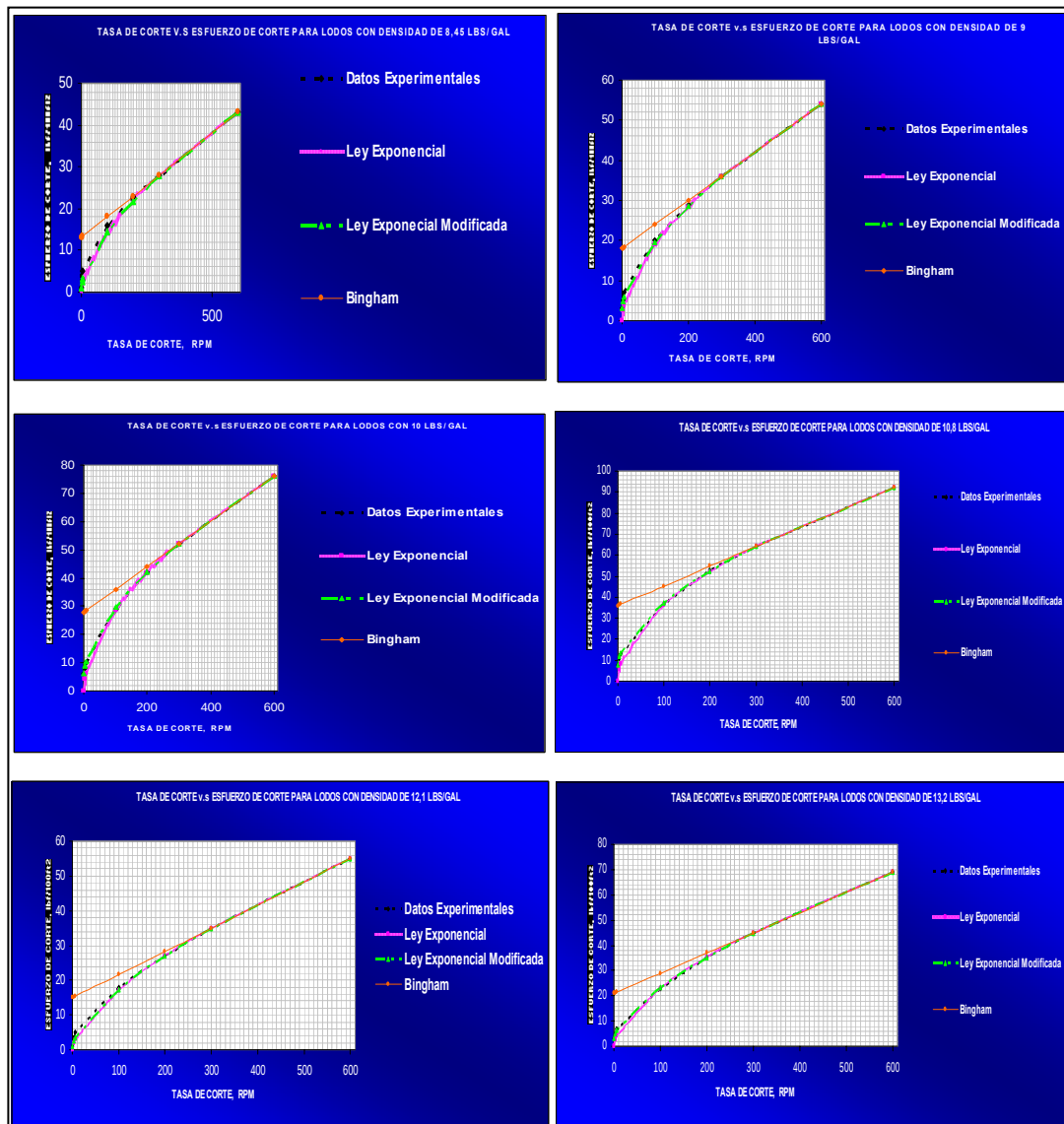


Figura 4.1 Ejemplos de los Resultados Obtenidos Anteriormente para cada Muestra de Forma Gráfica.

2. El modelo de Bingham forma una línea recta y fue graficada en los reogramas de cada muestra para compararla con los valores reales. En la zona de flujo en la tubería el modelo Bingham simula muy bien a los valores reales, sin embargo en la zona de flujo en el espacio anular los valores arrojados en este modelo son

mucho más altos que los valores reales. Esto también se puede apreciar en el ejemplo tipo que aparece en la figura 4.2.

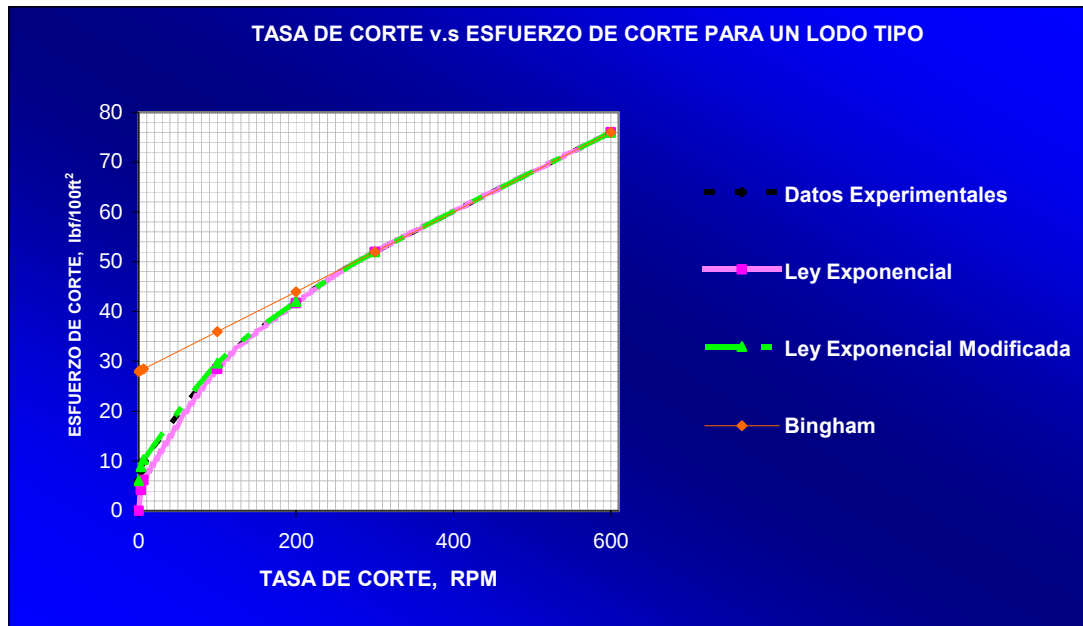


Figura 4.2 Ejemplo de Tasa de Corte vs.Esfuerzo de Corte para una de las Muestras.

3. El modelo de la Ley Exponencial, sí conforma una curva con tendencia potencial y esta llega al origen. Este fenómeno no sucede con los valores reales ya que estos no tocan el origen del reograma, por lo tanto, el modelo de ley exponencial siempre reflejará resultados similares a los valores reales en la zona de flujo en la tubería pero producirá valores de esfuerzo de corte más bajos aunque con mejor aproximación que el modelo de Bingham en la zona del reograma que simula el flujo en el anular. Puede observarse esa tendencia en la figura 4.2.
4. A través de los resultados obtenidos por el modelo de la ley Exponencial Modificada se puede observar que al plasmar estos valores en un reograma, se puede apreciar una curva con tendencia potencial muy similar a la obtenida por

los valores reales ya que esta curva de ley exponencial modificada, al igual que la real, tampoco toca el origen y las lecturas en la zona que simula el espacio anular son aún mucho más cercanas a los resultados experimentales que las obtenidas por el modelo de Ley Exponencial convencional.

5. La figura 4.2 no permite apreciar de manera óptima lo expuesto en estos puntos debido a problemas de tamaño y escala. Se puede observar los resultados mediante una tabla de comparación de modelos para una determinada muestra. La tabla 4.5 toma los valores de las tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 para una muestra de 9 lpg.

Tabla 4.5. Comparación entre los diferentes modelos reológicos para una muestra con densidad de 9 lpg

Densidad 9 (lpg)	Lectura 600rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 300rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 200rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 100rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 6rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 3rpm (lbf/100ft ²)	Lectura 0rpm (lbf/100ft ²)
Valores Reales	54	36	29	20	7	5	3
Ley Exponencial Modificada	53,99	36	28,59	19,56	5,83	4,83	3
Ley Exponencial	53,99	36	28,4	18,94	3,66	2,44	0
Bingham	54	36	30	24	18,36	18,18	18

Por lo tanto, el modelo de Ley Exponencial Modificada es el que debe ser tomado en cuenta para el cálculo del índice de comportamiento de flujo “n” y el índice de consistencia “K” y por consiguiente, deben también ser tomadas las

ecuaciones correspondientes a este modelo, para el cálculo de pérdidas de presión por fricción tanto en la tubería como en el espacio anular.

4.3 Resultados de los diferentes índices de comportamiento de flujo “n” y de los índices de consistencia “K” para cada muestra mediante el modelo de la Ley Exponencial Modificada (L.E.M)

La tabla 4.6 muestra los diferentes índices “n” y “K” obtenidos a través de las ecuaciones A.3 y A.4 para cada muestra así como también las lecturas “cero gel” (L_0). En esta misma tabla se incluyen los valores de viscosidad plástica “VP” y punto cedente “PC”.

Tabla 4.6 Índices “n” y “K” y la lectura “cero gel” para cada muestra.

Densidad [lpg]	“n” [-]	“K” [lbf/100pies ² *RPM]	L_0 [lbf/100pies ²]	VP [lbf/100pies ²]	PC [lbf/100pies ²]
8,45	0,63706	0,713328	1	15	13
9	0,62767	0,919830	3	18	18
10	0,60537	1,456077	6	24	28
10,8	0,58462	1,995290	8	28	36
12,1	0,66704	0,757089	1	20	15
13,2	0,65170	1,020737	3	24	21
14,1	0,64348	1,222523	6	27	27
15,2	0,62479	1,671762	7	32	34
16,1	0,78023	0,455335	3	28	14
17,2	0,76077	0,769714	4	41	22
18,2	0,74033	1,114123	5	51	30

Se graficaron cada uno de estos parámetros y se observó lo siguiente:

1. En ninguno de los parámetros que se graficaron en función de la densidad se logró obtener una línea o curva única a lo largo de todas las densidades que fueron probadas en el laboratorio (8,5 lpg – 18 lpg), tal como se muestra en las figuras 4.3, 4.5 y 4.7. Esto no resultó ser un fenómeno casual o aleatorio y lo primero que se pudo notar fue que las discontinuidades de estas funciones ocurrieron justamente en los puntos correspondientes a una nueva relación Aceite/Agua. Luego, para enfatizar aún más estas conjeturas, se muestran las figuras 4.4, 4.6 y 4.8, en donde se diferencia cada tendencia según la relación Aceite/Agua a la que corresponde la serie de puntos.

2. Los valores reológicos tales como el punto cedente y la viscosidad plástica también se vieron afectados por el mismo fenómeno. Esto se puede apreciar también en la figura 4.9. Estos parámetros van incrementándose a medida que aumenta la densidad y sufren una caída abrupta cuando hay un cambio de relación Aceite/Agua.

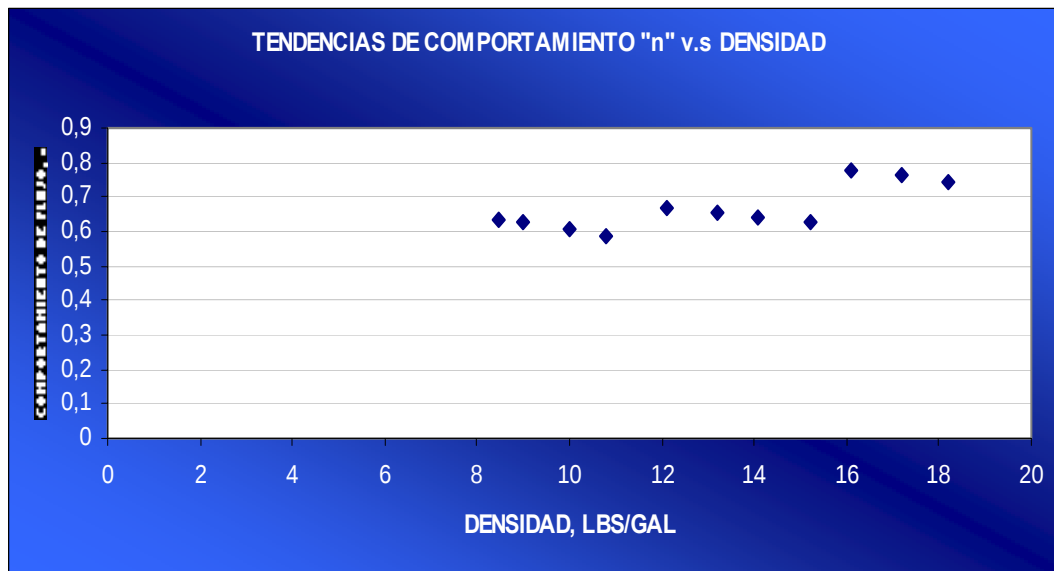


Figura 4.3. Índice de comportamiento “n” al variar la densidad

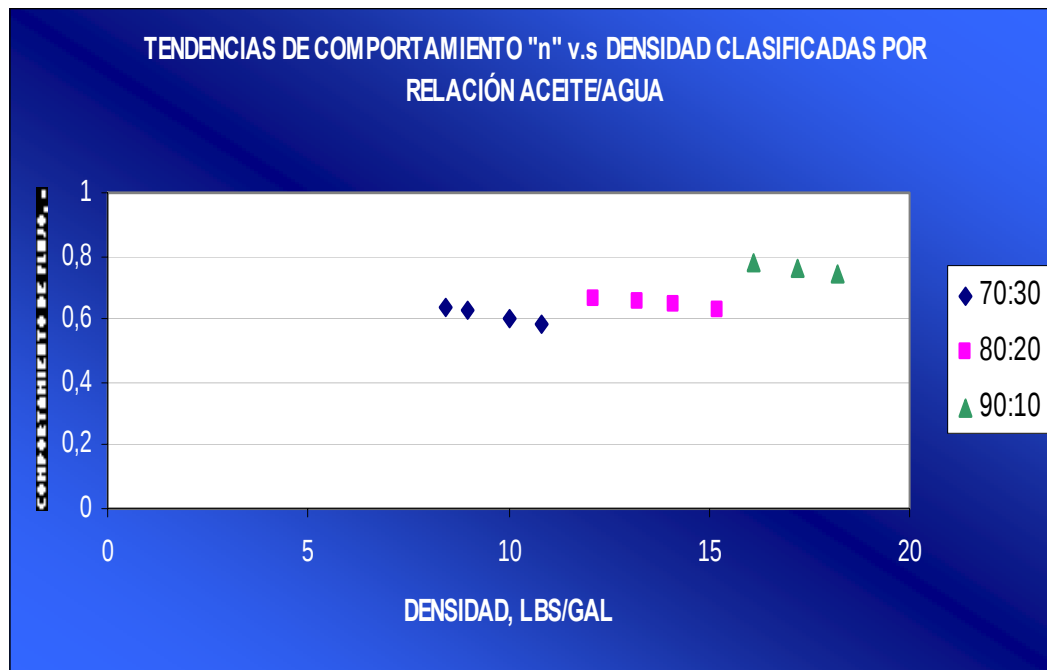


Figura 4.4. Índices de comportamiento “n” al variar la densidad diferenciándose por las relaciones Aceite/Agua

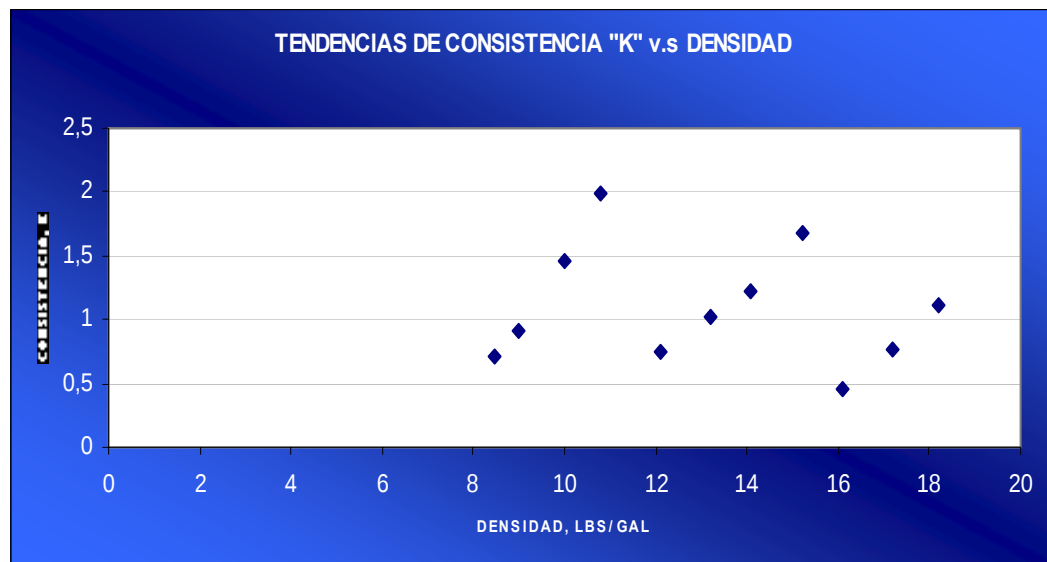


Figura 4.5. Índices de consistencia “K” al variar la densidad.

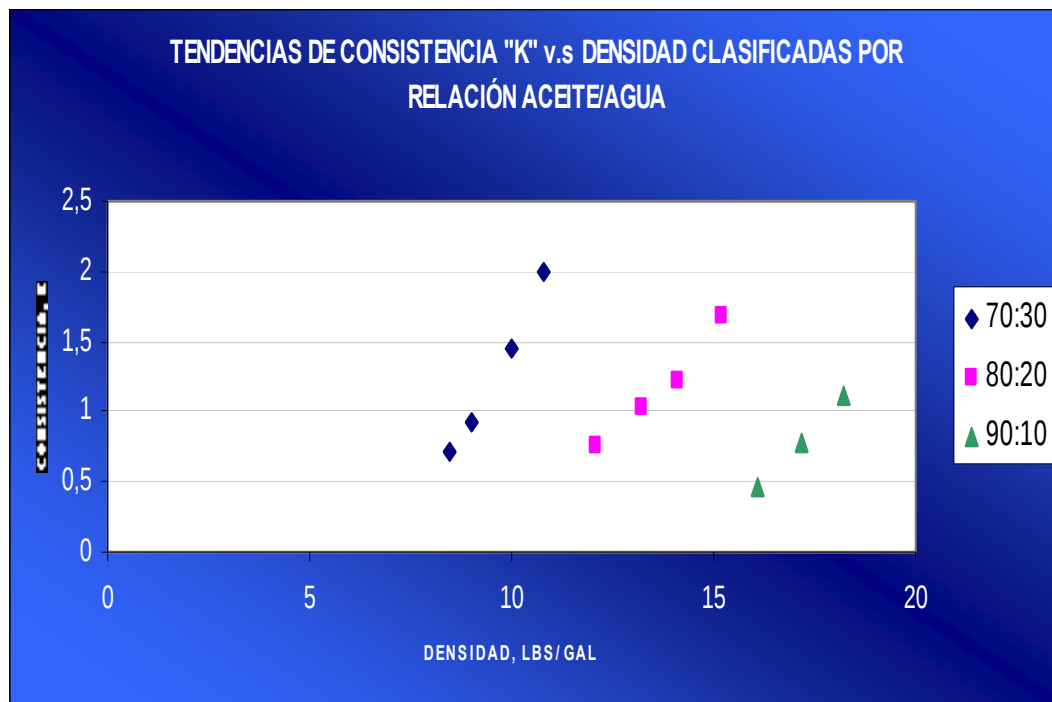


Figura 4.6. Índices de consistencia “K” al variar la densidad, diferenciándose por cada relación Aceite/Agua.

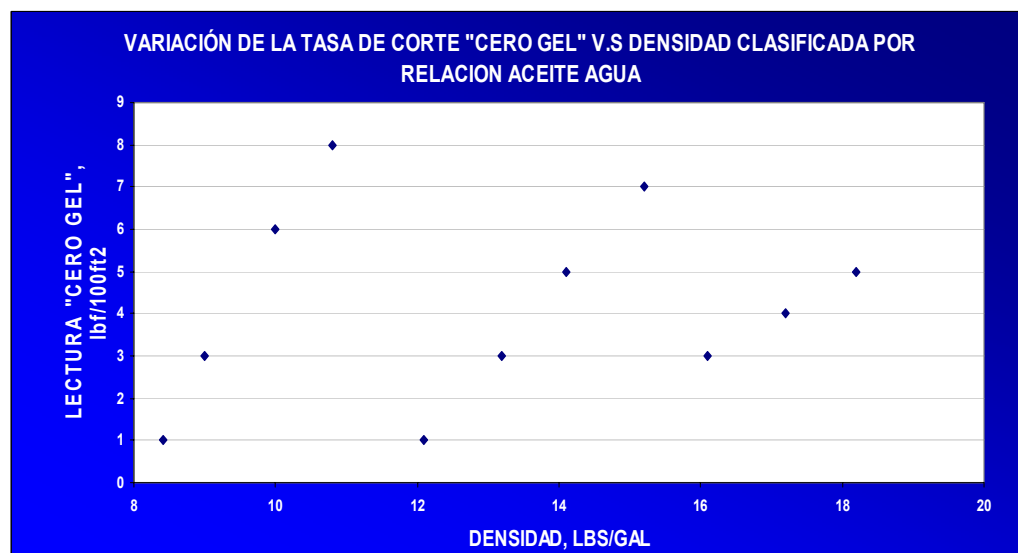


Figura 4.7. Lecturas “cero gel” (L_0) variando la densidad.

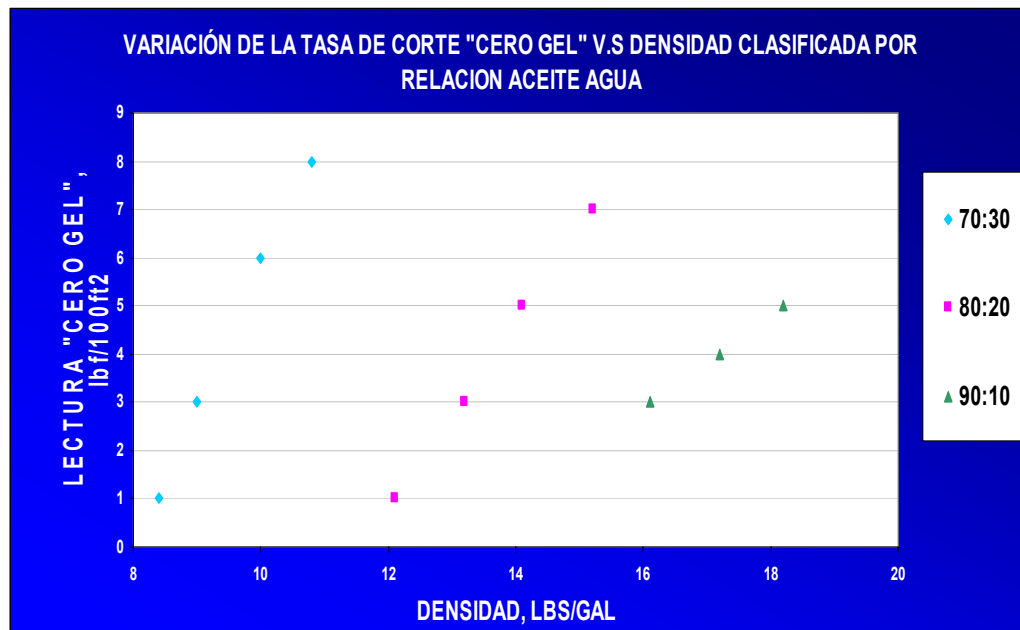


Figura 4.8. Lecturas “cero gel” (L_0) al variar la densidad, diferenciándose por cada relación Aceite/Agua

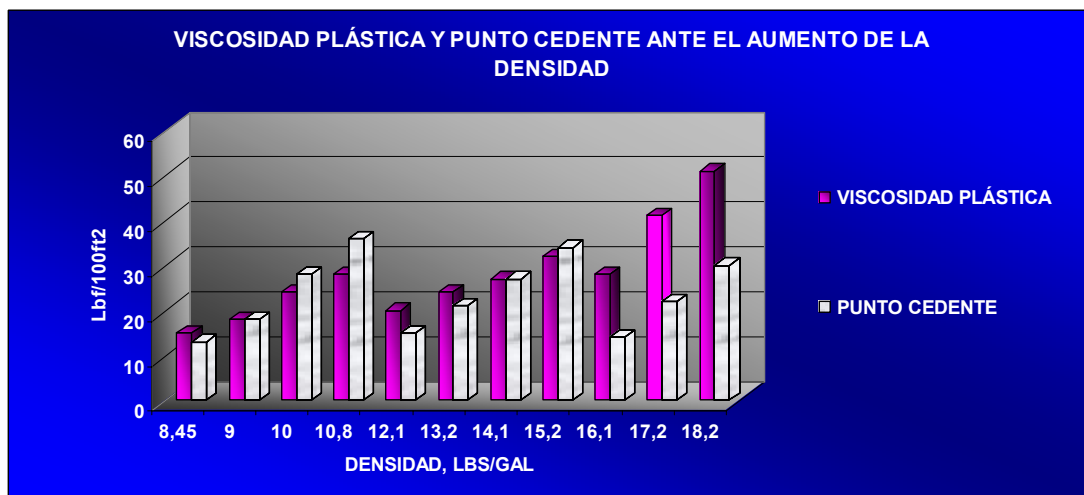


Figura 4.9. Viscosidad Plástica y punto cedente al incrementar la densidad del lodo.

3. Para cada relación Aceite/Agua, el índice de comportamiento de flujo “n” tiene una tendencia algo curva y con concavidad hacia abajo y va descendiendo a medida que aumenta la densidad. Sin embargo la tendencia o la curva “n” asciende en conjunto con respecto a la curva “n” de relación Aceite/Agua mayor. Esto se puede observar en la figura 4.4. Debido a la tendencia curva se decidió emplear el método de interpolación polinomial para determinar cada expresión matemática que describa a “n” en función de la densidad para cada relación Aceite/Agua y se obtuvieron las siguientes correlaciones, denominadas **MIRI** :

Para lodos de emulsión inversa con relación 70% Aceite y 30% Agua:

$$n = -0,00253\rho^2 + 0,02622\rho + 0,59601 \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

Para lodos de emulsión inversa con relación 80% Aceite y 20% Agua:

$$n = -0,00076\rho^2 + 0,00753\rho + 0,68697 \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

Para lodos de emulsión inversa con relación 90% Aceite y 10% Agua:

$$n = -0,00131\rho^2 + 0,02592\rho + 0,70242 \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

4. El índice de consistencia “K” también posee una tendencia curva y concavidad hacia arriba y va ascendiendo a medida que aumenta la densidad para una determinada relación Aceite/Agua. La tendencia o curva “K” desciende con respecto a la curva “K” de mayor relación Aceite/Agua. Esto puede observarse en la figura 4.6. Las correlaciones MIRI para el cálculo de “K” son las siguientes:

Para lodos de emulsión inversa con relación 70% Aceite y 30% Agua:

$$K = 0,08677\rho^2 - 1,12285\rho + 4,00296 \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

Para lodos de emulsión inversa con relación 80% Aceite y 20% Agua:

$$K = 0,04218\rho^2 - 0,86196\rho + 5,01979 \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

Para lodos de emulsión inversa con relación 90% Aceite y 10% Agua:

$$K = 0,02705\rho^2 - 0,61317\rho + 3,31367 \quad (\text{Ecuación 4.6})$$

5. El mismo análisis puede ser realizado para la lectura “cero gel” (L_0), que también es denominada como “ θ_0 ”. De hecho, en las correlaciones MIRI son denominadas de esta manera. Por lo tanto:

$$L_0 = \theta_0 \quad (\text{Ecuación 4.7})$$

La tendencia de este parámetro en cada relación es lineal y para determinar la expresión matemática que define “ θ_0 ” en función de la densidad, se utilizó el método de mínimos cuadrados mediante la herramienta computacional. Esto se puede apreciar en la figura 4.8. Las correlaciones MIRI correspondientes al cálculo de este parámetro son las siguientes:

Para lodos de emulsión inversa con relación 70% Aceite y 30% Agua:

$$\theta_0 = 2,9298\rho - 23,487 \quad (\text{Ecuación 4.8})$$

Para lodos de emulsión inversa con relación 80% Aceite y 20% Agua:

$$\theta_0 = 1,957\rho - 22,724$$

(Ecuación 4.9)

Para lodos de emulsión inversa con relación 90% Aceite y 10% Agua:

$$\theta_0 = 0,9517\rho - 12,337$$

(Ecuación 4.10)

Este fenómeno en el que cada uno de estos parámetros aumenta a medida que lo hace la densidad, se debe básicamente a dos factores fundamentales: la presencia de sólidos y la proporción de agua. En la figura 4.10 se puede apreciar que el porcentaje de sólidos, que viene dado sustancialmente por la adición de barita, siempre aumenta con la finalidad de incrementar la densidad. Para una misma relación Aceite/Agua, donde la cantidad de agua se mantiene constante, se observa un aumento en los valores reológicos y de propiedades de flujo, debido a que se está aumentando la cantidad de barita. Luego, a densidades superiores, debe hacerse un cambio en la relación Aceite/Agua, para evitar la precipitación de sólidos, aumentando la cantidad de aceite y disminuyendo la proporción de agua. Es en ese punto cuando ocurre la disminución de todos los valores reológicos o del comportamiento del flujo, ya que el agua se comporta como un sólido en los sistemas de emulsión inversa. La figura 4.11 muestra como va disminuyendo la proporción de agua, causante de la disminución abrupta de los diferentes parámetros.

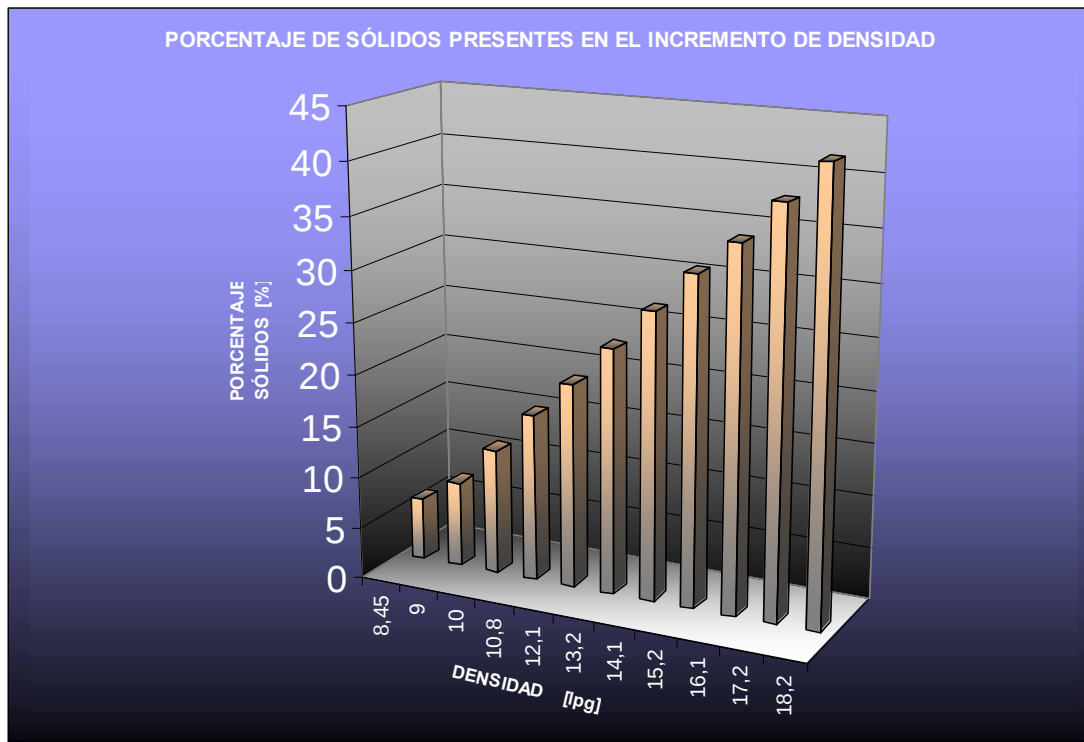


Figura 4.10. Porcentaje de sólidos con respecto a la densidad.

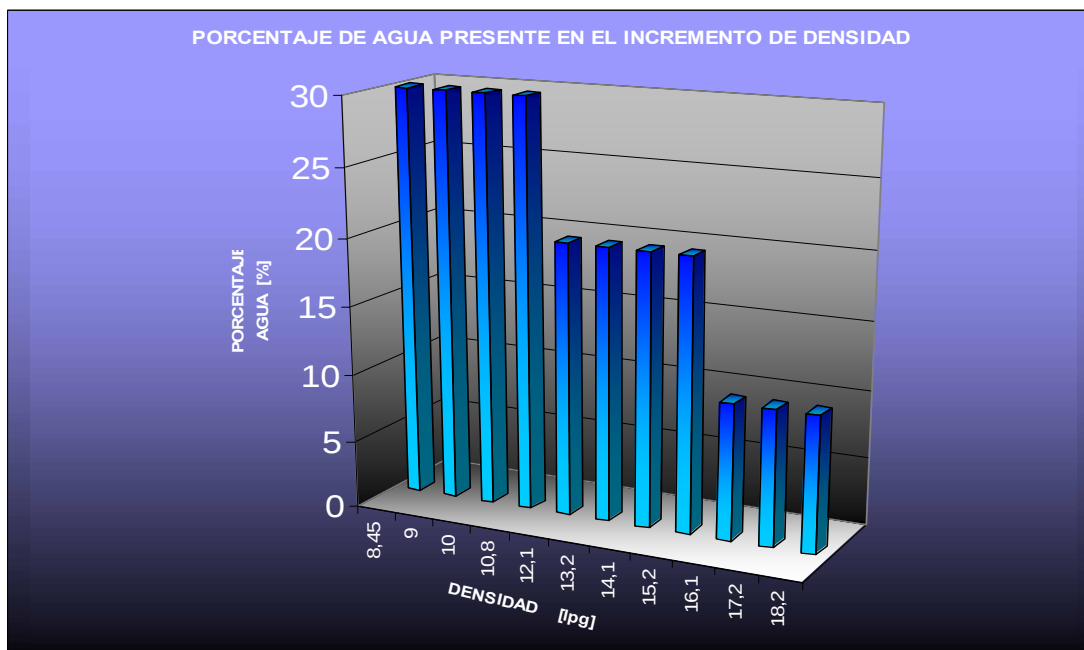


Figura 4.11. Proporción de agua con respecto a la densidad.

Como resultado final de todo este análisis y de la realización de las correlaciones MIRI se diseñaron las gráficas MIRI, que son sustentadas por estas correlaciones y por las ecuaciones del modelo de la Ley Exponencial Modificada para el cálculo de pérdidas de presión por fricción. Aunque las figuras 4.12 y 4.13 muestran las gráficas MIRI para el cálculo de las caídas de presión, existe un conjunto previo de gráficas que permiten obtener valores previos para el posterior uso de estas últimas. Todas ellas se muestran en detalle en los apéndices C y D.

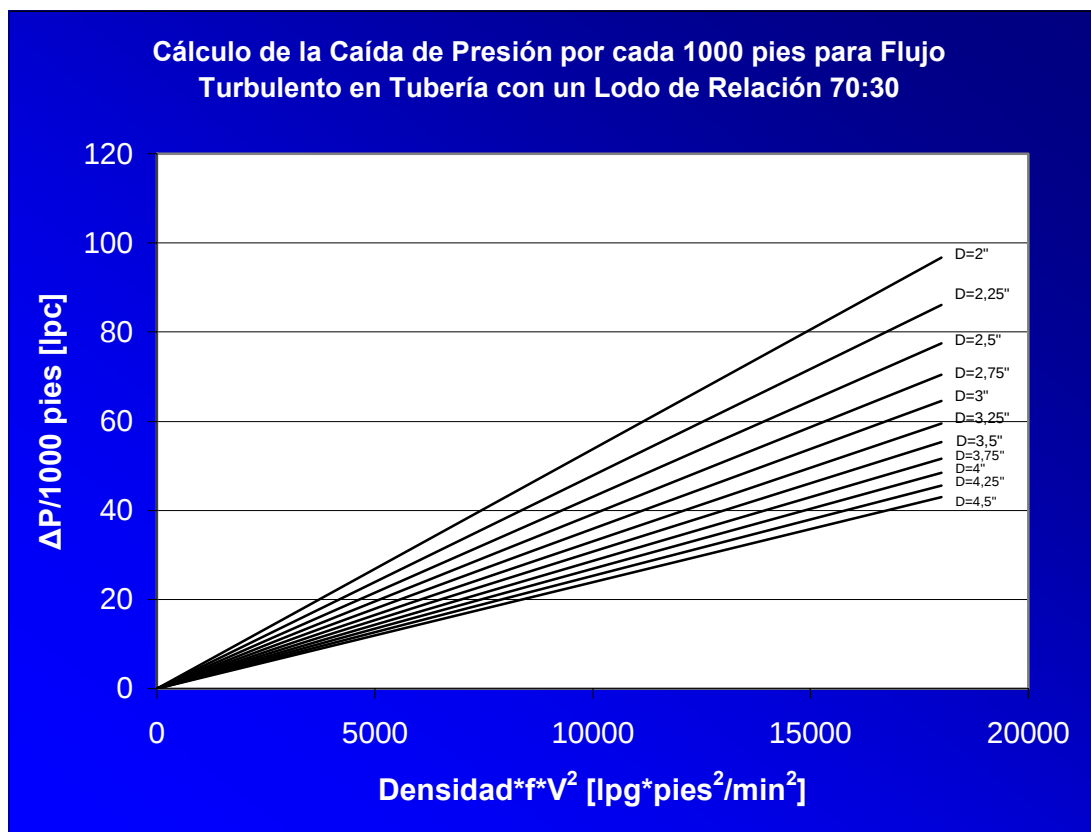


Figura 4.12. Gráfica MIRI para el cálculo de las pérdidas de presión en la tubería.

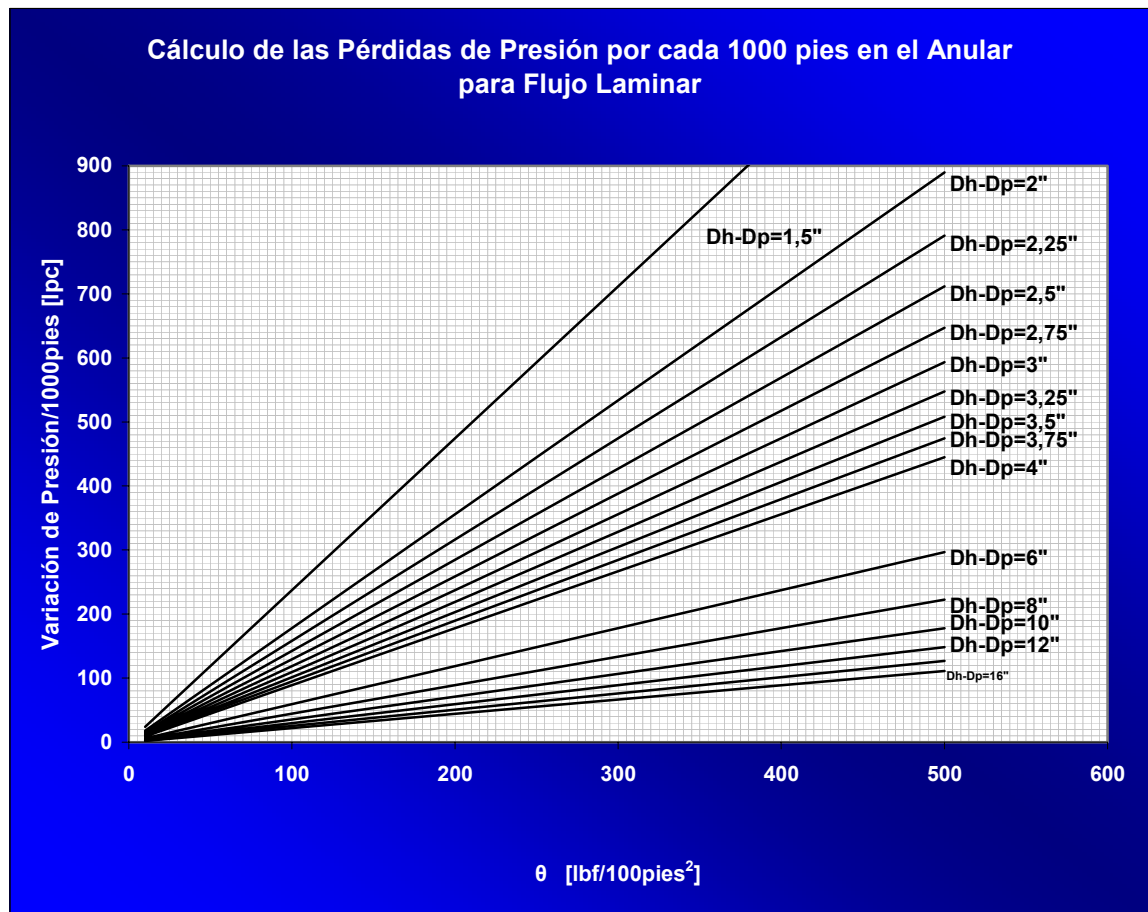


Figura 4.13. Gráfica MIRI para el cálculo de las pérdidas de presión en el anular.

CONCLUSIONES

1. Las muestras de lodos de emulsión inversa, se elaboraron a partir de la formulación base utilizada en el laboratorio de fluidos de perforación y cementación de la escuela de petróleo de la UCV. Después de haber llevado a cabo las actividades de laboratorio y los resultados obtenidos se puede decir que:
 - a) Los valores reológicos aumentan, al igual que la densidad en una relación Aceite/Agua definida. Esto se debe a un incremento de la cantidad de sólidos, al que son sometidas las muestras para poder aumentarles su densidad, lo que hace que el viscosímetro registre altos esfuerzos de corte.
 - b) A pesar del aumento de la densidad, los valores reológicos disminuirán una vez que se aumente la proporción de aceite con respecto al agua, debido a que la misma se comporta como un sólido, por lo tanto, el viscosímetro registra menores esfuerzos de corte.
2. Se compararon los modelos reológicos y se comprobó que la Ley Exponencial Modificada es la que mejor se adapta al comportamiento real de un lodo base aceite, por lo tanto, las ecuaciones matemáticas correspondientes a este modelo para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, son las que deben ser tomadas en consideración.
3. Con los resultados obtenidos mediante las pruebas realizadas se obtuvieron las correlaciones MIRI para el índice de comportamiento de flujo “n”, el índice de consistencia “K” y la lectura “cero gel” (θ_0). Con las correlaciones se reducen todas estas variables a una sola: la densidad. Por consiguiente, puede inferirse que las correlaciones MIRI pueden ser empleadas como una herramienta versátil al momento de utilizar lodos de emulsión inversa.

4. Las correlaciones obtenidas facilitaron el diseño de las gráficas MIRI, que permiten realizar los cálculos de pérdidas de presión por fricción para flujo turbulento en la tubería de perforación y para flujo laminar en el espacio anular, al utilizar lodos base aceite de emulsión inversa.
5. Se puede inferir en términos generales, que los sistemas base aceite que arrojan una menor caída de presión, son aquellos que contienen el menor porcentaje de sólidos, en fluidos con la menor proporción de agua, ya que estos factores originan un menor efecto de fricción con los elementos de perforación.
6. Las correlaciones MIRI establecen y describen la relación entre los modelos reológicos y los patrones de flujo.
7. El patrón de flujo lo determina la tasa de bombeo del lodo y la geometría del hoyo. Controlando la tasa de bombeo, se puede controlar la velocidad y con esto el patrón de flujo que se desea obtener.

RECOMENDACIONES

1. Hacer una corrección por efectos de temperatura a estos cálculos.
2. Realizar mayor cantidad de repeticiones de los experimentos para poder aplicar los fundamentos estadísticos que permitan descartar errores significativos.
3. Controlar las concentraciones de aceite y agua para evitar problemas de precipitación de sólidos.
4. Hacer uso del modelo de la Ley Exponencial Modificada para los cálculos de hidráulica al utilizar lodos de perforación.
5. Emplear las correlaciones MIRI para el cálculo de pérdidas de presión al utilizar lodos base aceite.
6. Diseñar un programa computacional a partir de las correlaciones MIRI, para evitar los problemas de apreciación de lectura.
7. Elaborar un manual de bolsillo para aplicar las correlaciones MIRI en el campo.

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

API :	Instituto Americano de Petróleo.
BaSO ₄ :	Sulfato de Bario.
CaCl ₂ :	Cloruro de Calcio.
CaCO ₃ :	Carbonato de Calcio.
CaS :	Sulfuro de Calcio.
Cm :	Centímetro.
CO ₂ :	Dióxido de Carbono.
Cp :	Centipoises.
° C :	Grados Celsius.
cc o cm ³ :	Centímetros cúbicos.
° F :	Grados Fahrenheit.
ft :	Pies.
GE :	Gravedad Específica.
gpm:	Galones por minutos.
gr :	Gramos.
H ₂ O :	Agua.
H ₂ S :	Sulfuro de Hidrógeno.
Lb :	Libra.
L.E.M	Ley Exponencial Modificada.
lb/100ft ² :	Libras por cada 100 pies cuadrado.
lpg ó lbs/gal:	Libra por galón.
lpc :	Libras por pulgada cuadrada.
Min :	Minutos.
MIRI	Millán-Rivero.
PC :	Punto cedente.
ppm :	Partes por millón.
Pulg:	Pulgada.
rpm :	Revoluciones por minutos.

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

R_L :	Número de Reynolds laminar.
R_T :	Número de Reynolds turbulento.
VP:	Viscosidad plástica.
VA :	Viscosidad Aparente.
μ :	Viscosidad.
ρ :	Densidad.
ΔP :	Caída de Presión.
@ :	A condiciones.

GLOSARIO

Achicar: Aligerar, acción de sacar fluidos de un pozo para estimular la producción.

Aditivo de Lodo: Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

Agente Tensioactivo: Material que tiende a concentrarse en una superficie de contacto.

Arcilla: Tierra blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formado por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio.

Arcilla Organofílica: Es el viscosificante primario y agente gelificante que se usa en la mayoría de los sistemas base aceite. Es una bentonita tratada con aminas que produce viscosidad y estructura de gel para aumentar la capacidad de transporte y las propiedades de suspensión.

Barita: Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

Barrena: Pieza que se coloca atornillada en el extremo de la tubería de perforación para que al girar corte y atraviese los estratos de la corteza terrestre, cuando se perfora un pozo.

Barril: Unidad volumétrica de medición usada en la industria que equivale a 42 galones.

Barril equivalente: Unidad utilizada en el laboratorio para la evaluación o pruebas de lodos de perforación. Un gramo de aditivo, añadido a 350 cc de lodo, es equivalente a la adición de 1 lb de material a un barril (42 galones).

Bentonita: Arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorillonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado.

Cal: Forma comercial del hidróxido de calcio.

Carbonato de Calcio: Sal de calcio insoluble a veces usada como material densificante (caliza, concha de ostra, etc.) en fluidos de perforación especializados.

Centímetro cúbico (cc o ml): Unidad del sistema métrico para la medición de volumen. Este es equivalente a un mililitro.

Coloide: Estado de subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de moléculas más pequeñas, dispersadas en tal grado que las fuerzas de superficie se convierten en un factor importante para determinar sus propiedades.

Densidad: Medida de masa por unidad de volumen expresada en libras por galón (lpg). La densidad es comúnmente referida como peso.

Diferencial de presión: Es la diferencia de presión entre la presión de la columna hidrostática de fluido y la presión de la formación o medio filtrante.

Emulsificante: Una sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no son miscibles.

Emulsión: Una mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos

en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes.

Esfuerzo de gel 10 minutos: El esfuerzo de gel medido a 10 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 minutos. Se reporta en $\text{lb}/100\text{pies}^2$.

Esfuerzo de gel inicial: El esfuerzo de gel inicial medido de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 segundos. Se reporta en $\text{lb}/100\text{pies}^2$.

Espacio anular: Espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo o tubería de revestimiento.

Fase Continua: La fase fluida que rodea completamente la fase dispersa que puede constar de coloides, aceite, etc.

Fase Dispersa: La fase esparcida (sólido, líquido o gas) de una dispersión. Las partículas están finamente divididas y completamente rodeadas por la fase continua.

Filtrado: Fluido que ha pasado a través de un medio filtrante.

Fluido: Sustancia que tiene la capacidad de adoptar la forma del recipiente que lo contiene.

Fluido de perforación: Fluido que circula a través de la tubería de perforación para desempeñar algunas funciones requeridas durante la perforación.

Fluido Dilatante: Un fluido dilatante o plástico inverso se compone generalmente de una alta concentración de sólidos bien dispersos que presentan una curva de consistencia no lineal que pasa por el punto de origen.

Flujo: Medida de rapidez con que una propiedad extensiva cruza un área.

Gravedad API: La gravedad (peso por volumen unitario) del crudo u otros fluidos relacionados, medida con un sistema recomendado por el Instituto Americano del Petróleo (API).

Gravedad Específica: El peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.

Lodo: Es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia a los fluidos de perforación.

Lodo de Emulsión Inversa de Aceite: Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua.

Mecha: Ver *barrena*.

Mesa Rotatoria: Parte esencial del taladro, que transmite el movimiento a la tubería de perforación.

Momento o Torque: Magnitud resultante del producto del valor de una fuerza por su distancia a un punto de referencia.

Número de Reynolds: Un número adimensional, Re , que aparece en la teoría de dinámica de fluidos. El número es importante en los cálculos de hidráulica de fluidos para determinar el tipo de flujo de fluido. El intervalo transicional está comprendido entre 2.000 y 4.000; por debajo de 2.000, el flujo es laminar, y por encima de 4.000, el flujo es turbulento.

Pérdida de circulación: Medición del aumento del filtrado a través de la formación permeable cuando el fluido está sujeto a una presión diferencial.

Permeabilidad: Propiedad que posee la roca de permitir el paso de fluido a través de sus canales interconectados.

Polímero: Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas (monómeros).

Porosidad: Propiedad de una roca de tener espacios vacíos entre sus moléculas materiales, de manera que en ellos se puedan meter hidrocarburos y otros fluidos.

Portamecha: Tuberías de acero circulares, pesados y de grandes espesores de pared, a través de los cuales pasa el fluido de perforación. Su principal función es añadir peso concentrado sobre la barrena para una penetración más efectiva en la formación.

Partes por millón (ppm): Unidad de peso del soluto por un millón de unidades de peso de la solución (soluto más solvente)

Reología: Ciencia que se ocupa de la deformación y flujo de fluidos.

Reventón: Fuga incontrolada de fluido de perforación, gas, aceite o agua del pozo, causada cuando la presión de la formación es más alta que el cabezal hidrostático del fluido en el pozo.

Revoque: Material sólido depositado sobre la pared del pozo, es el resultado de la filtración de la fase continua hacia la formación.

Ripios: Los fragmentos de roca cortada por la mecha durante la perforación de un pozo.

Salmuera: Agua saturada o con una alta concentración de sal común (cloruro de sodio); por lo tanto, cualquier solución salina fuerte que contiene otras sales como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.

Swabear: Ver *achicar*.

Tixotropía: Capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. La propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible.

Tubería de Revestimiento: Son las que se van colocando y fijando firmemente en un pozo, a medida que avanza la perforación.

Velocidad de Corte: Velocidad a la cual una acción resultante de las fuerzas aplicadas, causa o tiende a causar el deslizamiento entre dos partes adyacentes de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto. Generalmente expresada en r.p.m.

Velocidad Crítica: Velocidad en el punto de transición entre los tipos laminares y turbulentos de flujo del fluido. Este punto ocurre en el rango transicional de los números de Reynolds comprendidos aproximadamente entre 2.000 y 3.000.

Vórtice: Remolino, torbellino.

BIBLIOGRAFÍA

Barrios Yaselli, M. (1998). Manual de Trabajos de Grado, de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales. Caracas: Universidad Pedagógica Experimental Libertador.

Barberii, E. (1998). El Pozo Ilustrado. Caracas: PDVSA-CIED.

Becker,R. (2003). Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications . Oklahoma: SPE number 82415.

Bourgoyne, A. Applied Drilling Engineering. SPE text book, 483 pp.

Burden, R. (1998). Análisis Numérico. México: International Thomson Editores, sexta edición.

Claret, A. (2004). Como hacer y Defender una Tesis. Caracas:Editorial Texto C.A., primera edición.

Azar, J. (2000). Experimental Study on Friction Pressure Drop for NoNewtonian Drilling Fluids in Pipe and Annular flow. Beijing: SPE. Paper number 64647.

Fernández, F. (1999). Medición de Viscosidad y Densidad. Paraguaná: Ediciones Vicerrectorado Académico-UCV.

Forbes, G. Hydraulics: shear stress vs shear rate.Texas, Usa.

Kenneth, F. A New Approach to Drilling Hydraulics.

MI Drilling de Venezuela C.A (2001). Drilling Fluids Engineering Manual.

Moore, P. (1974). Drilling Practices Manual. The Petroleum Publishing, Tulsa.

Potter, M. (1998). Mecánica de Fluidos. México: Prentice Hall, segunda edición.

Tecnología Aplicada de Lodos, IMCO Services, a Halliburton Company.

Schuh, F. (1964). Computer Makes Surge-Pressure Calculations Useful. Oil and Gas journal, 96 pp.

Zamora, M. (1974). Practical Analysis of Drilling Mud Flow in Pipes and Annuli. Houston: SPE-AIME 49th annual fall meeting, (SPE 4976).

(2002). OFI Testing Equipment Product Catalog. Dallas: 20th Anniversary Edition Drilling Fluids, 143 pp.

(1985). Engineering Essentials of Modern Drilling.

Silva, L. (1989). Seminario Sobre Lodos de Emulsión Inversa. Caracas: Baroid de Venezuela, S.A.

Flujo Laminar en el Anular

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\theta}{281(D_h - D_e)} \quad (\text{Ecuación A.1})$$

Donde:

ΔP : Caída de Presión [lpc].

L: Longitud o Profundidad [pies].

θ : Lectura del Viscosímetro [lbf/100pies²].

D_h : Diámetro del hoyo [pulg].

D_e : Diámetro externo de la Tubería [pulg].

$$\theta = \theta_0 + K \left(\frac{0,939GV}{D_h - D_e} \right) \quad (\text{Ecuación A.2})$$

Donde:

θ : Lectura del Viscosímetro [lbf/100pies²].

θ_0 : Lectura Inicial del Viscosímetro [lbf/100pies²].

K: Índice de Consistencia [lbf/100 pies².rpm].

G: Factor Geométrico [adim].

V: Velocidad del Fluido en el anular [pies/min].

D_h : Diámetro del hoyo [pulg].

D_e : Diámetro externo de la Tubería [pulg].

$$K = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{300^n} \quad (\text{Ecuación A.3})$$

Donde:

K: Índice de Consistencia [lbf/100 pies².rpm].

θ_{300} : Lectura @ 300 rpm [lbf/100pies²].

θ_0 : Lectura Inicial del Viscosímetro [lbf/100pies²].

n : índice de comportamiento del fluido [adim].

$$n = 3,32 \log \left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \right) \quad (\text{Ecuación A.4})$$

Donde:

n : índice de comportamiento del fluido [adim].

θ_{600} : Lectura @ 600 rpm [lbf/100pies²].

θ_{300} : Lectura @ 300 rpm [lbf/100pies²].

θ_0 : Lectura Inicial del Viscosímetro [lbf/100pies²].

$$G = \left[\frac{(3-C)n+1}{(4-C)n} \right] \left[1 + \left(\frac{C}{2} \right) \right] \left[\frac{n(1-0,877)^{\frac{1}{n}}}{0,123} \right] \quad (\text{Ecuación A.5})$$

Donde:

G : Factor Geométrico [adim].

C : Factor de forma [adim].

n : índice de comportamiento del fluido [adim].

$$C = 1 - \left(1 - \alpha^x \right)^{\frac{1}{x}} \quad (\text{Ecuación A.6})$$

Donde:

C : Factor de forma [adim].

α : Relación de diámetros [adim].

x : Factor de “n” [adim].

$$X = 0,37(n)^{-0,14} \quad (\text{Ecuación A.7})$$

Donde:

X: Factor de “n” [adim].

n: índice de comportamiento del fluido [adim].

$$\alpha = \frac{D_e}{D_h} \quad (\text{Ecuación A.8})$$

Donde:

α : Relación de diámetros [adim].

D_h : Diámetro del hoyo [pulg].

D_e : Diámetro externo de la Tubería [pulg].

$$V = \frac{24,51Q}{D_h^2 - D_e^2} \quad (\text{Ecuación A.9})$$

Donde:

V: Velocidad del Fluido en el anular [pies/min].

D_h : Diámetro del hoyo [pulg].

D_e : Diámetro externo de la Tubería [pulg].

Q: Tasa de bombeo [gpm].

Flujo Turbulento en Tubería

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2}{93000D} \quad (\text{Ecuación A.10})$$

Donde:

ΔP : Caída de Presión [lpc].

L: Longitud o Profundidad [pies].

f: Factor de fricción [adim].

ρ : Densidad [lpg].

V : Velocidad del Fluido en la tubería [pies/min].

D : Diámetro interno de la tubería [pulg].

$$f = \frac{a}{R^b} \quad (\text{Ecuación A.11})$$

Donde:

f : Factor de fricción [adim].

a : Coeficiente para “ f ” [adim].

b : Coeficiente para “ f ” [adim].

R : Número de Reynolds [adim].

$$a = \frac{\log(n) + 3,93}{50} \quad (\text{Ecuación A.12})$$

Donde:

a : Coeficiente para “ f ” [adim].

n : índice de comportamiento del fluido [adim].

$$b = \frac{1,75 - \log(n)}{7} \quad (\text{Ecuación A.13})$$

Donde:

b : Coeficiente para “ f ” [adim].

n : índice de comportamiento del fluido [adim].

$$R = \frac{\rho V^2}{20,66\theta} \quad (\text{Ecuación A.14})$$

Donde:

R: Número de Reynolds [adim].

ρ : Densidad [lpg].

V: Velocidad del Fluido en la tubería [pies/min].

θ : Lectura del Viscosímetro [lbf/100pies²].

Parámetros de Reynolds

$$R_L = 3470 - 1370n$$

$$R_T = 4270 - 1370n$$

Si $R < R_L \rightarrow$ Flujo Laminar

Si $R_L < R < R_T \rightarrow$ Flujo Transitorio

Si $R > R_T \rightarrow$ Flujo Turbulento

Descripción y Manejo de los Equipos.

Para la preparación y evaluación de los lodos de perforación de las distintas relaciones agua y aceite utilizados en este trabajo especial de grado, se utilizaron equipos con fines específicos, que se encuentran en el laboratorio de fluidos de perforación y cementación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

Balanza Electrónica.

Con este equipo se pesan todos los materiales que se le agregan a los lodos de perforación, esta balanza posee una sensibilidad; de hasta 0,02 gramos (Ver figura B.1).



Figura B.1 Balanza Electrónica.

Determinación de la densidad del fluido.

Para determinar la densidad de los fluidos de perforación se utilizó la balanza de lodo, la cual nos permite realizar mediciones con errores de precisión hasta 0.1 lpg. Como se aprecia en la figura B.2 la balanza consta de:

- Una base de soporte.

- Un recipiente con cubierta.
- Un brazo graduado con caballete móvil.
- Un punto de apoyo con un nivel de burbuja.

Procedimiento.

- Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.
- Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
- Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
- Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
- Desplazar el caballete hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
- Leer la densidad o el peso del lodo.



Figura B.2 Balanza de Lodo.

Porcentaje de Líquidos y Sólidos.

Para determinar la cantidad de sólidos y de líquidos en los fluidos de perforación se utilizó como instrumento la Retorta (Ver figura B.3).

Procedimiento.

- Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.
- Desmontar la retorta y llenar el vaso con el fluido casi hasta el nivel máximo.
- Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto se requiere un volumen de 10ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
- Llenar la cámara de expansión superior con alambriño de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. El alambriño de acero debería atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
- Atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
- Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.
- Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
- Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada.
- Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.

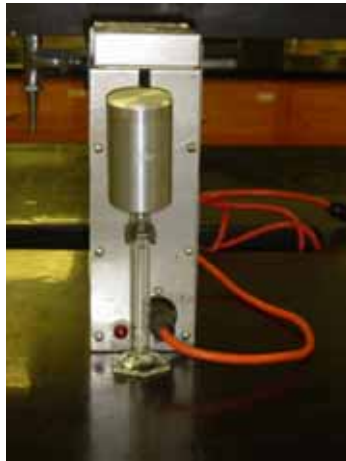


Figura B.3 Retorta.

Viscosímetro Rotativo.

Los viscosímetros de indicación directa son tipos rotativos de instrumentos accionados por un motor eléctrico o una manivela. El lodo está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional constante.

Existen variados modelos de viscosímetro rotatorio pero el usado en este trabajo es el de 6 velocidades (FANN 35). 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm (Ver figura B.4). El siguiente es el procedimiento para determinar viscosidad plástica, punto cedente y resistencia de gel de los fluidos de perforación base aceite usando un viscosímetro de seis velocidades.

Procedimiento para la determinación de la Viscosidad Plástica y Punto Cedente.

- Colocar una muestra de lodo dentro de un vaso térmico y sumergir el manguito de rotor exactamente hasta el nivel de la línea trazada. Las medidas deben ser tomadas lo antes posible después de tomar la muestra. Las pruebas deben ser realizadas a una temperatura de 150 °F.

- Calentar la muestra de lodo hasta la temperatura seleccionada. La muestra debería ser sometida a un esfuerzo cortante a 300 rpm, durante el calentamiento o enfriamiento, para obtener una temperatura uniforme de la muestra. Registrar la temperatura de la muestra.
- Con el manguito girando a 600 rpm, esperar que la indicación del cuadrante llegue a un valor constante. Registrar la indicación del cuadrante.
- Cambiar la velocidad a 300 rpm y esperar que la indicación del cuadrante se estabilice en un valor constante. Registrar la indicación del cuadrante.
- La Viscosidad Plástica (VP) es igual a la indicación a 600 rpm menos la indicación a 300 rpm.
- El Punto Cedente (PC) es igual a la indicación a 300 rpm menos la viscosidad plástica.

Procedimiento para la determinación del Esfuerzo de Gel.

- Agitar la muestra a 600 rpm durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
- Apagar el motor y esperar 10 segundos.
- Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
- Repetir los pasos anteriores, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.



Figura B.4 Viscosímetro rotativo FANN 35.

Multimezclador.

El multimezclador está compuesto por 5 ejes los cuales se utilizan para las pruebas de mezclado en le laboratorio de fluido de perforación. Trabaja con una corriente de 110 voltios, los 5 ejes tienen agitadores inferiores ondulados que operan a una velocidad aproximada de 11500 rpm. Adicionalmente se le incorpora e este equipo un vaso para el mezclado del lodo.



Figura B.5 Multimezclador.

Estabilidad Eléctrica.

Se usa una fuente de alimentación de corriente continua para proporcionar un voltaje de corriente alterna que es aplicado al electrodo según un régimen constante de aumento del voltaje. El voltaje al cual la emulsión se vuelve conductora es indicado por el flujo de corriente entre los electrodos de placa; al completar el circuito, la indicación numérica se estabilizará cuando se usa un medidor de lectura directa (Ver figura B.6).

Procedimiento.

- Colocar en un contenedor una muestra de fluido bien agitado.
- Después de verificar la limpieza del electrodo, sumergir el electrodo dentro del lodo.
- Agitar manualmente la muestra con el electrodo durante aproximadamente 10 segundos.
- Mantener el electrodo inmóvil y evitar que el electrodo toque los lados o el fondo del contenedor al leer la indicación.
- Pulsar y mantener pulsado el botón hasta que el valor desplegado se estabilice.
- Registrar el valor desplegado como estabilidad eléctrica (milivoltios).



Figura B.6 Medidor de Estabilidad Eléctrica.

Filtrado Alta Temperatura - Alta Presión (ATAP).

La celda del filtro está equipada con una termocupla o un termómetro, una cubeta del termómetro, empaaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio de filtración.

Procedimiento.

- Colocar el termómetro en la cubeta. Precalentar la envuelta a 300 °F. Ajustar el termostato para mantener la temperatura deseada.
- Agitar la muestra de lodo durante 5 minutos. Preparar la celda con la muestra de lodo, y luego el papel filtro.
- Colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora con las válvulas superior e inferior cerradas.
- Colocar la unidad de presión en la válvula superior y bloquearla. Bloquear el receptor de presión inferior sobre la válvula inferior. Aplicar una presión de 200 lpc a la unidad de presión superior y una presión de 100 lpc a la unidad de presión inferior, manteniendo las válvulas cerradas. Abrir la válvula superior y aplicar una presión de 200 lpc al lodo mientras se calienta a la temperatura seleccionada.
- Cuando la muestra alcanza la temperatura seleccionada, aumentar la presión de la unidad de presión superior hasta 600 lpc y abrir la válvula inferior para iniciar la filtración. Recoger el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura seleccionada. Si la contrapresión excede 100 lpc durante la prueba, reducir cuidadosamente la presión extrayendo una porción del filtrado.
- Registrar el volumen total.
- Al final de la prueba, cerrar ambas válvulas. Aflojar el tornillo y purgar la presión de ambos reguladores.



Figura B.7 Filtrado ATAP.

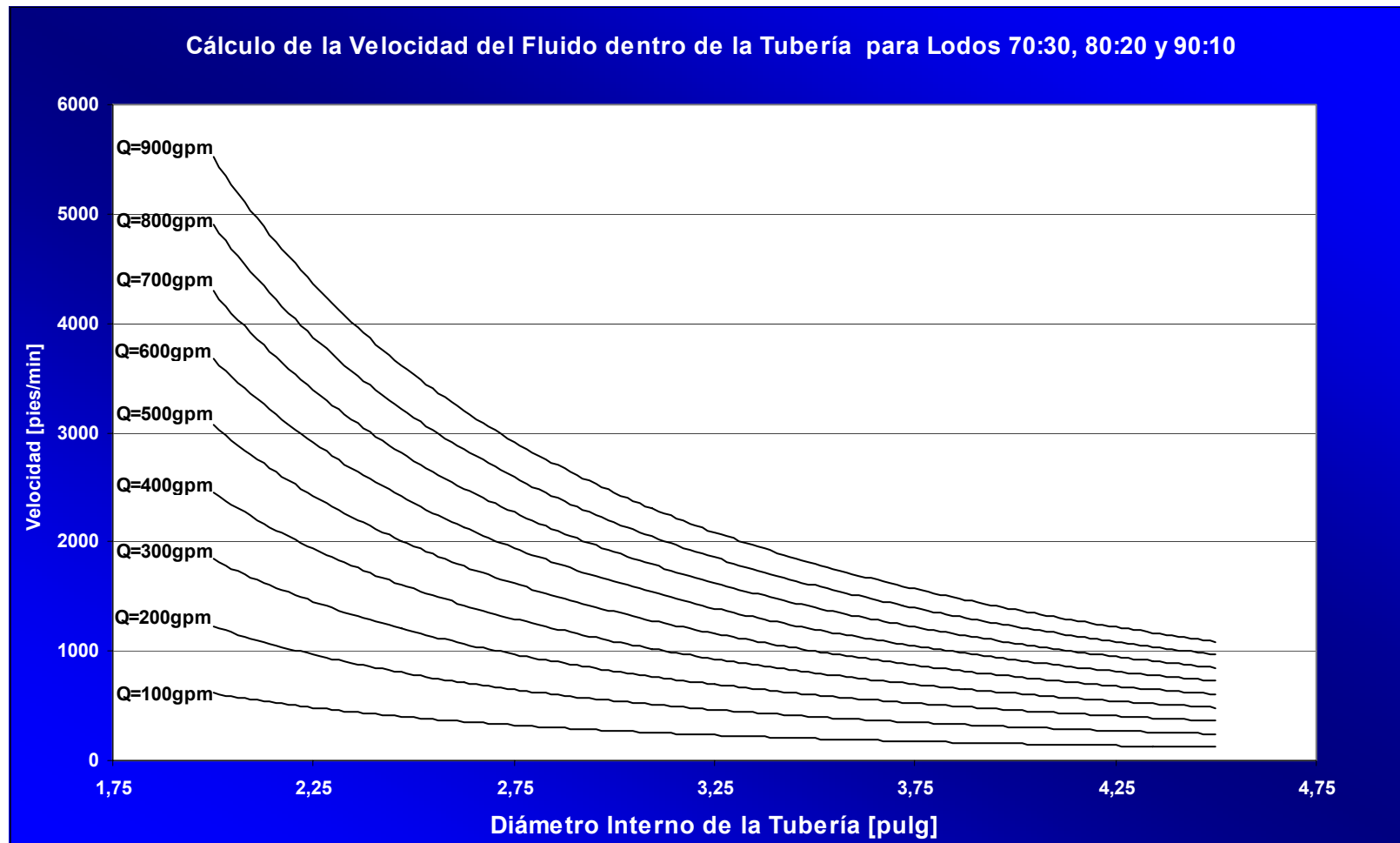


Figura C.1 Cálculo de la Velocidad del Fluido dentro de la Tubería para lodos 70:30, 80:20 y 90:10.

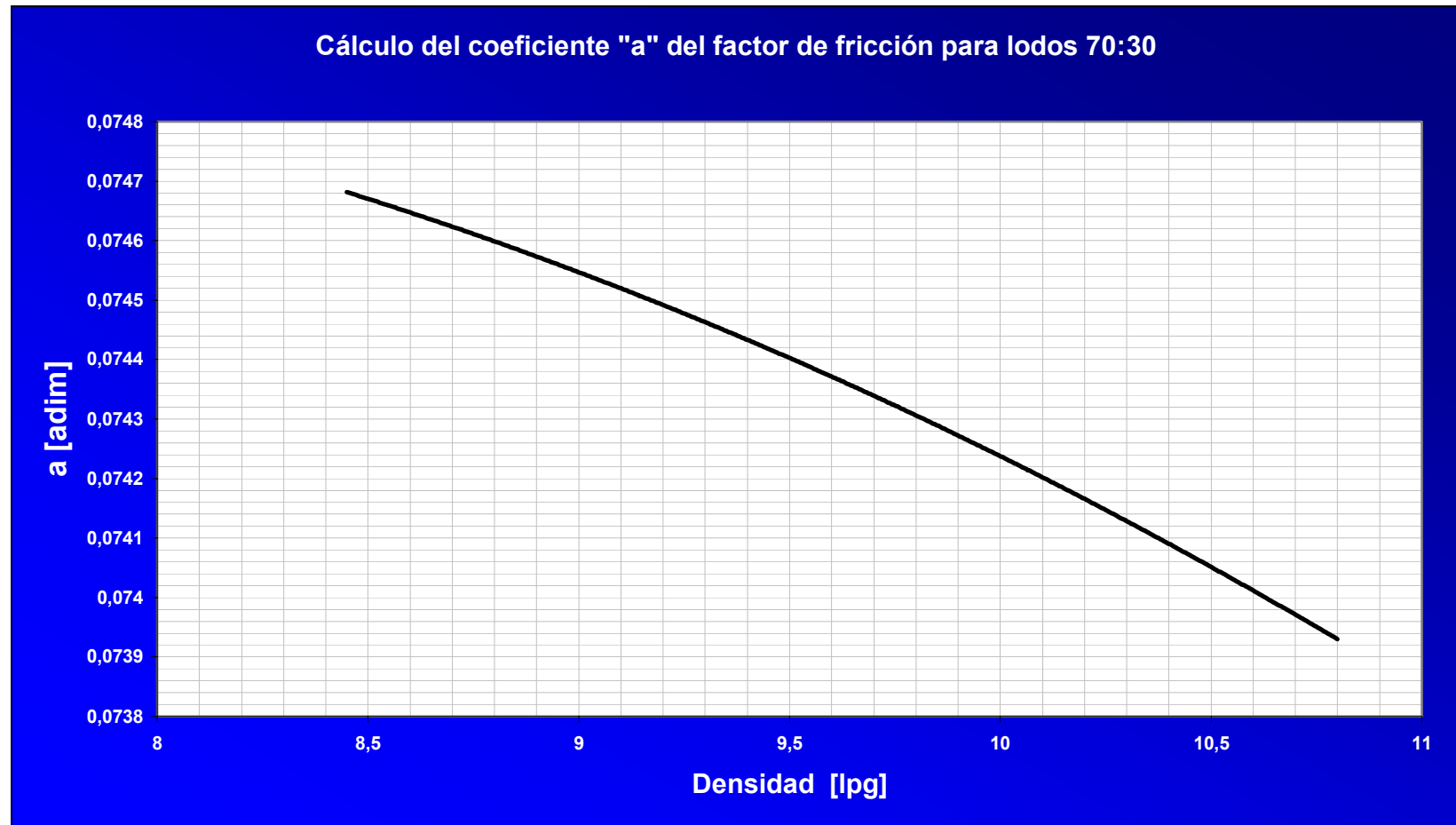


Figura C.2 Cálculo del coeficiente “a” del Factor de Fricción para Lodos 70:30.

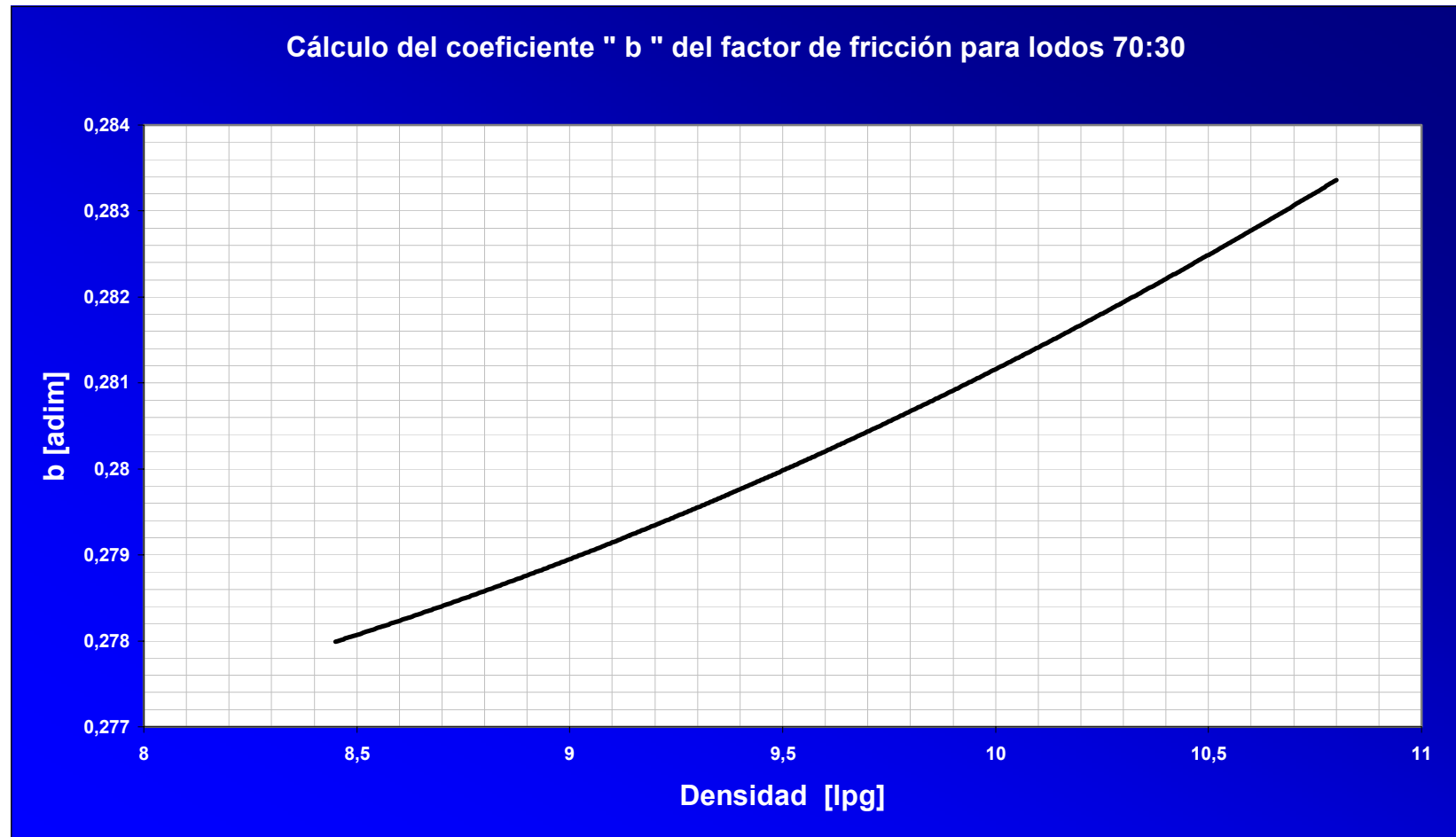


Figura C.3 Cálculo del coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 70:30.

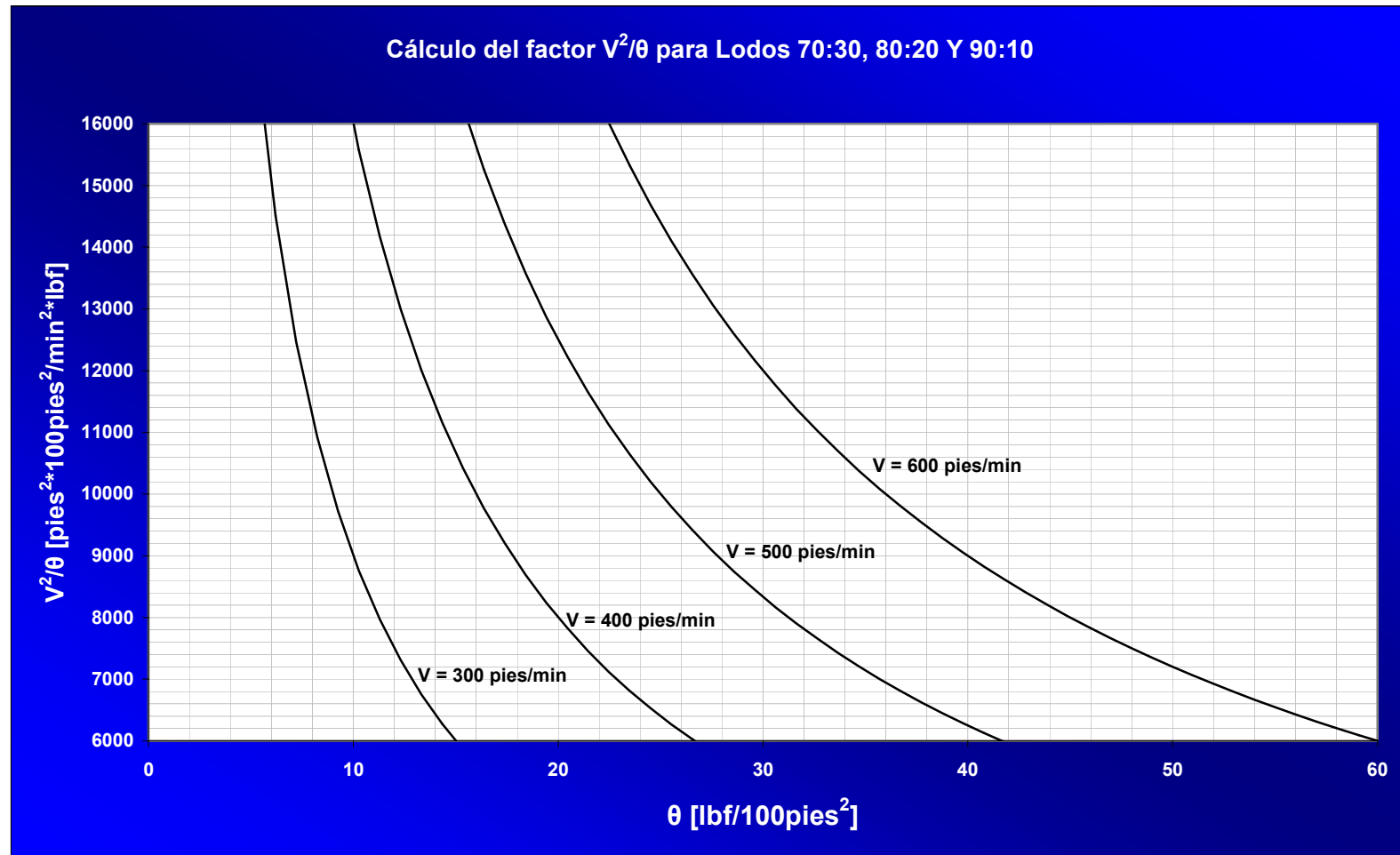


Figura C.4 Cálculo del Factor V^2/θ para Lodos 70:30.

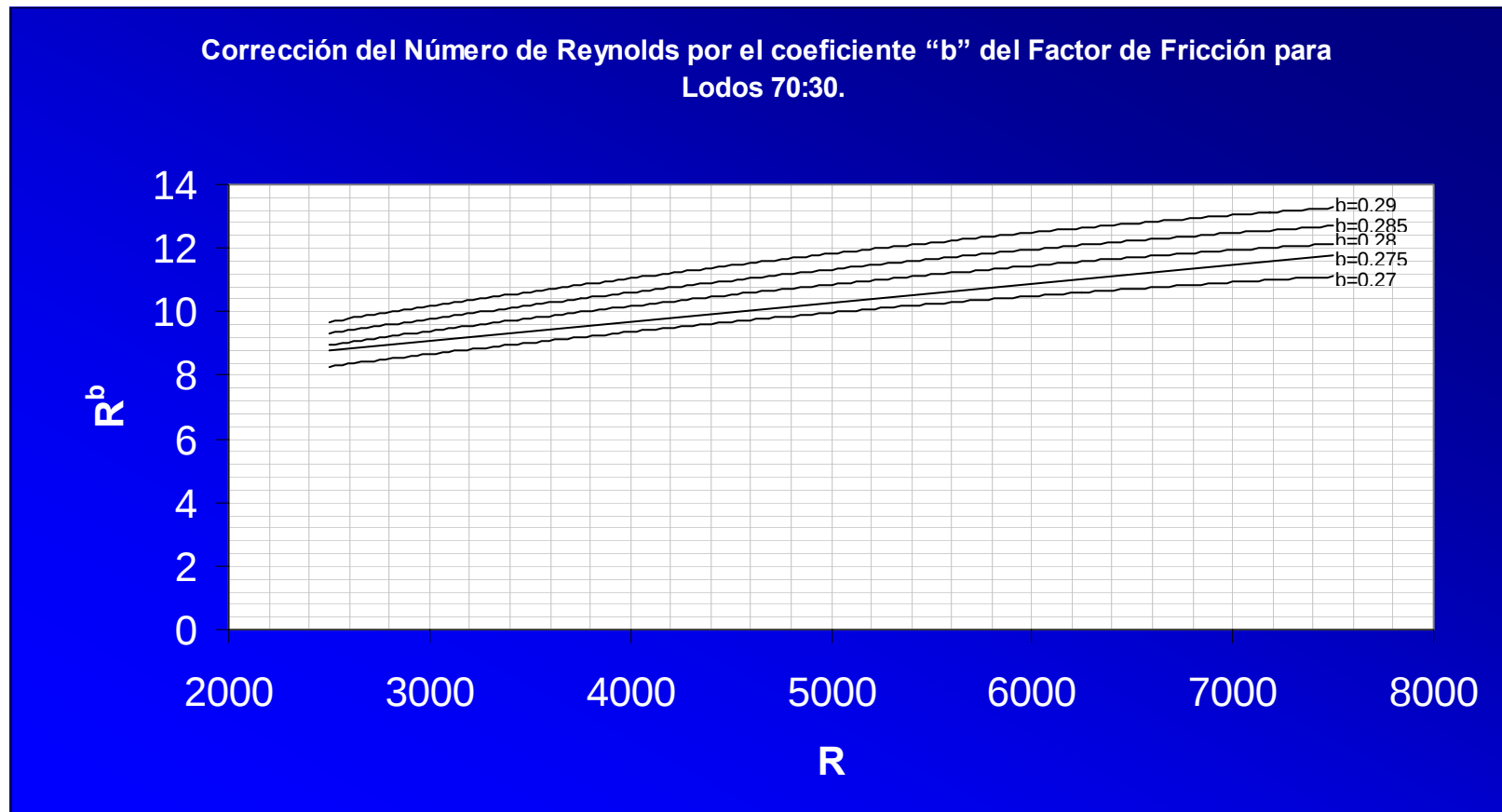


Figura C.5 Corrección del Número de Reynolds por el coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 70:30.

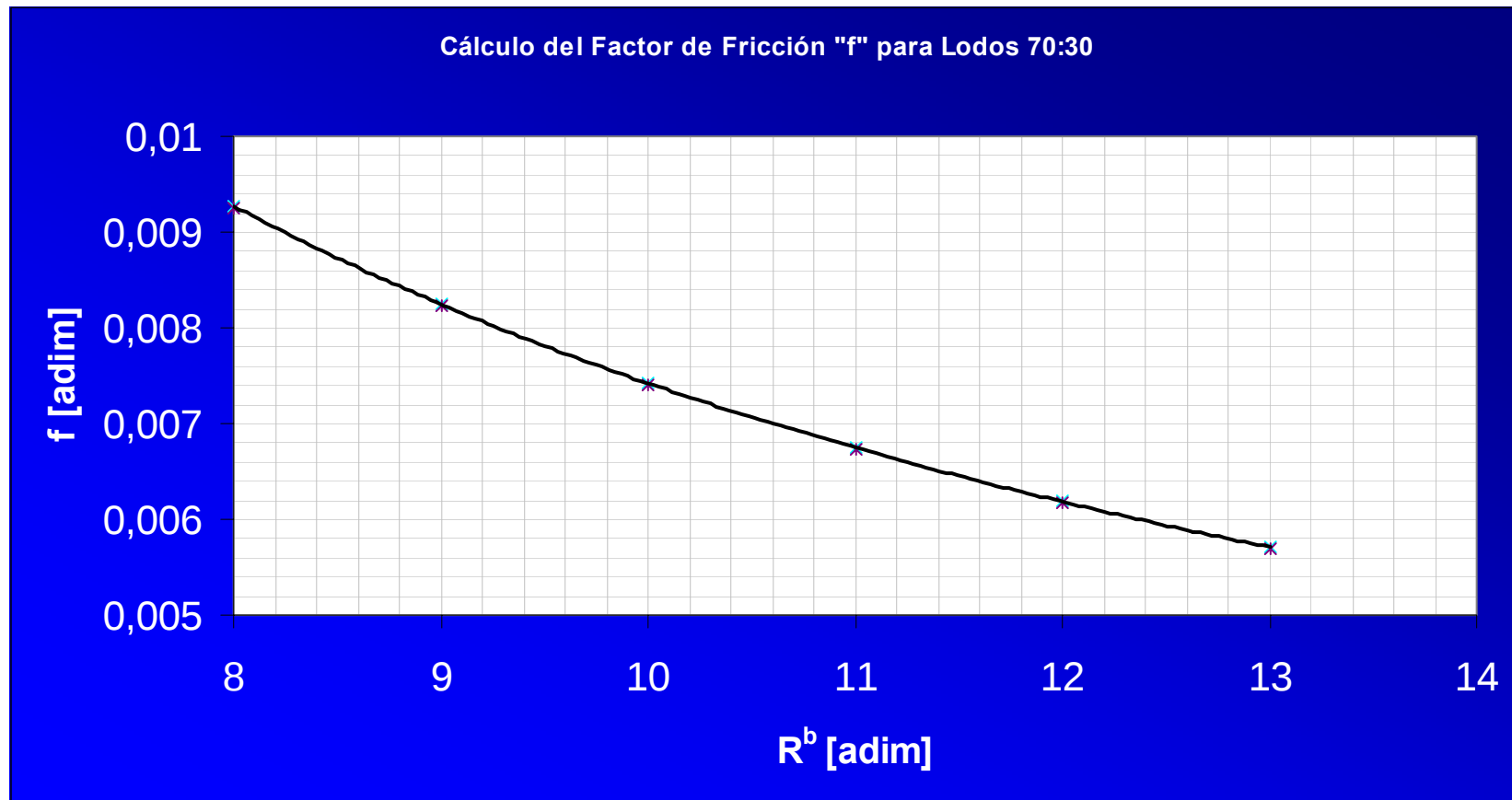


Figura C.6 Cálculo del Factor de Fricción “f” para Lodos 70:30.

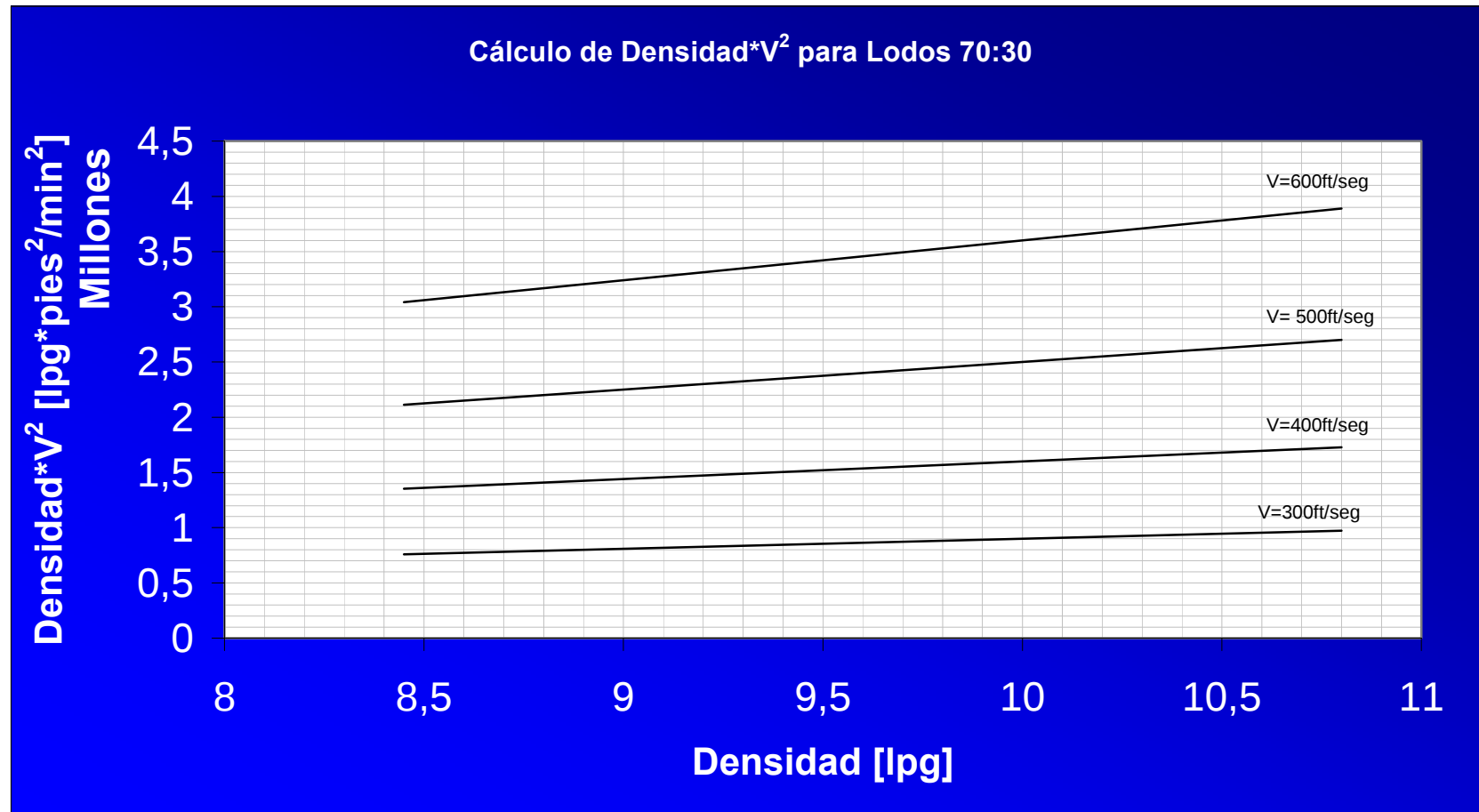


Figura C.7 Cálculo de Densidad*V² para Lodos 70:30.

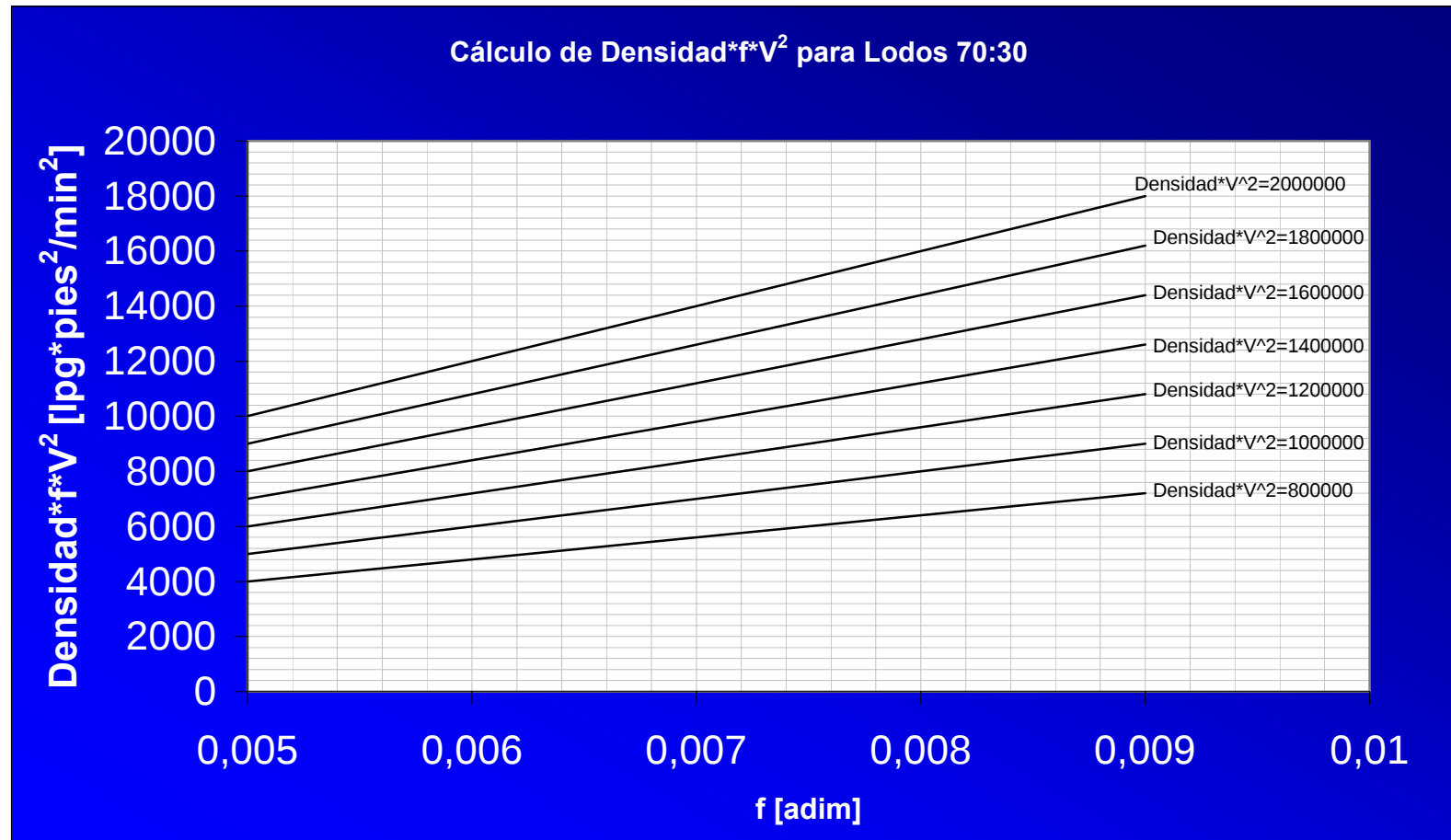


Figura C.8 Cálculo de Densidad*f*V² para Lodos 70:30.

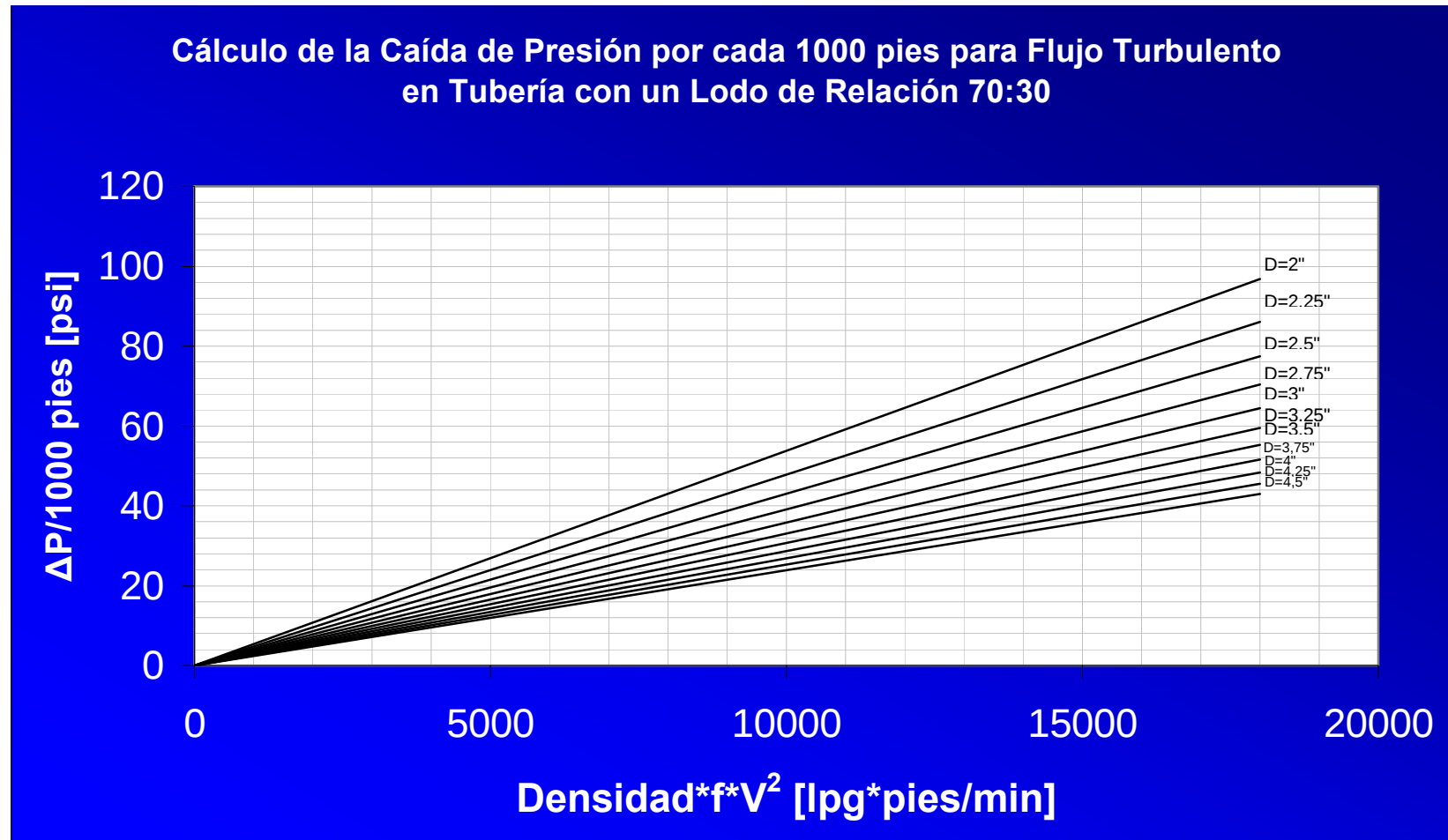


Figura C.9 Cálculo de la Caída de Presión por cada 1000 pies para flujo Turbulento en Tubería con un Lodo de Relación 70:30.

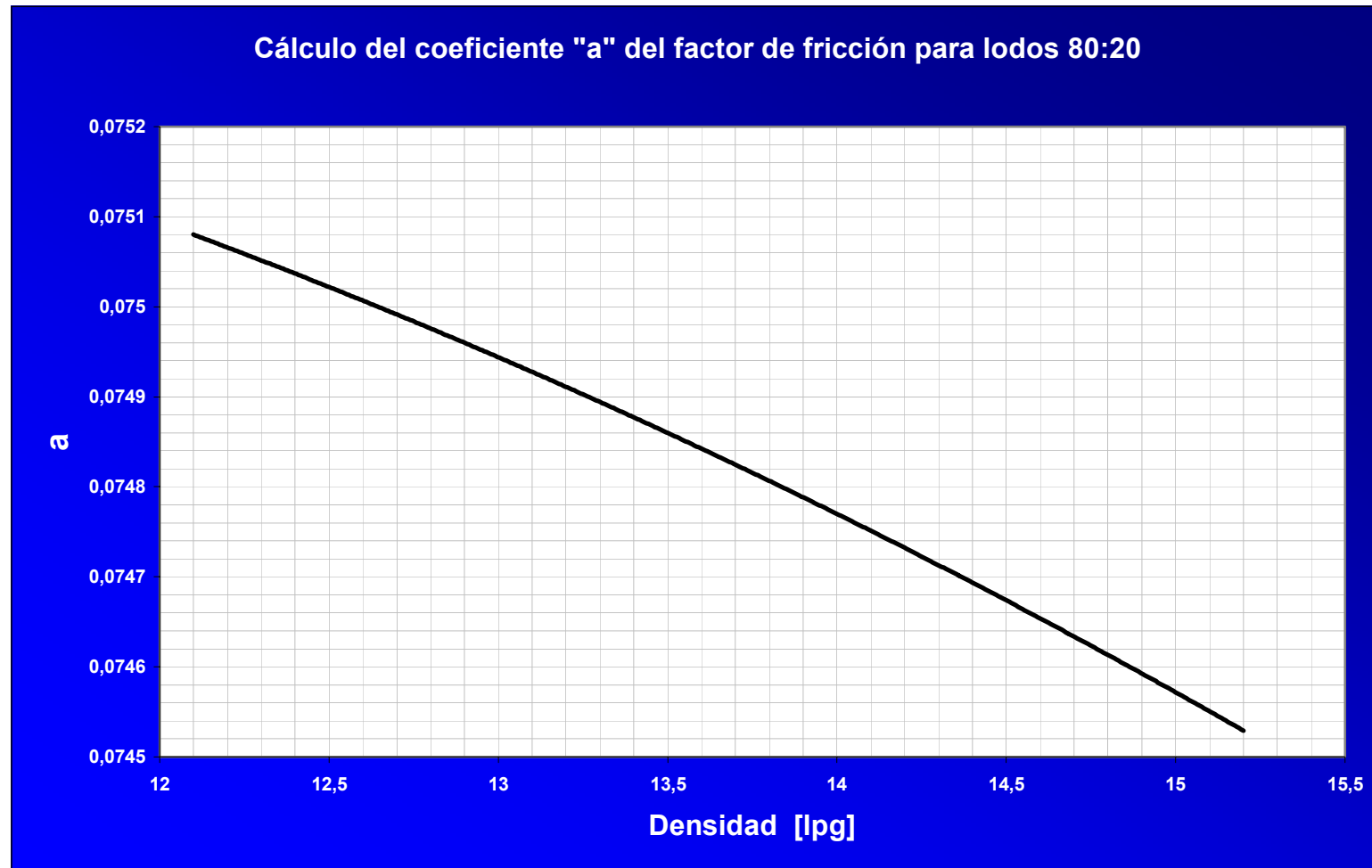


Figura C.10 Cálculo del coeficiente “a” del Factor de Fricción para lodos 80:20.

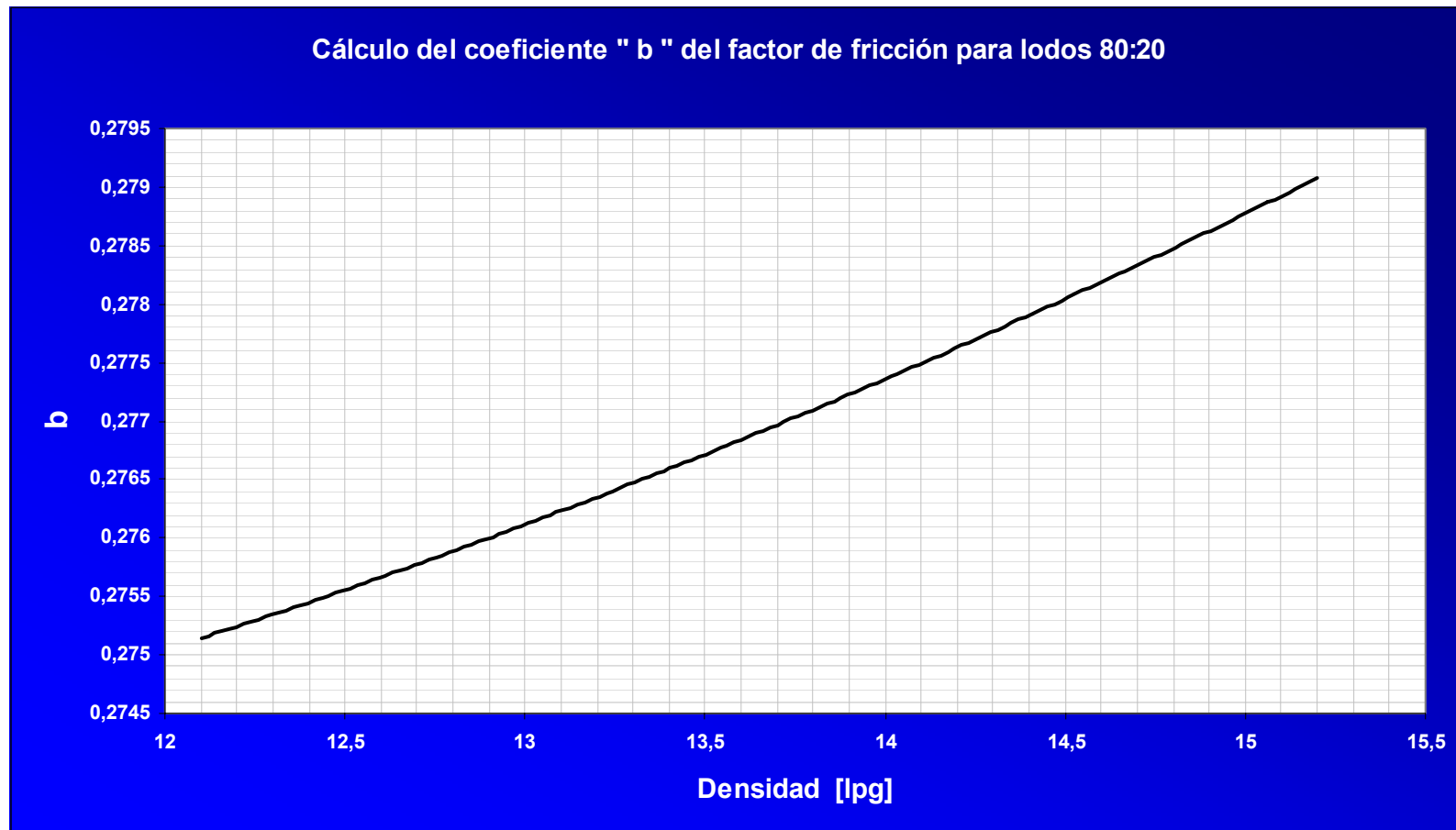


Figura C.11 Cálculo del coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 80:20.

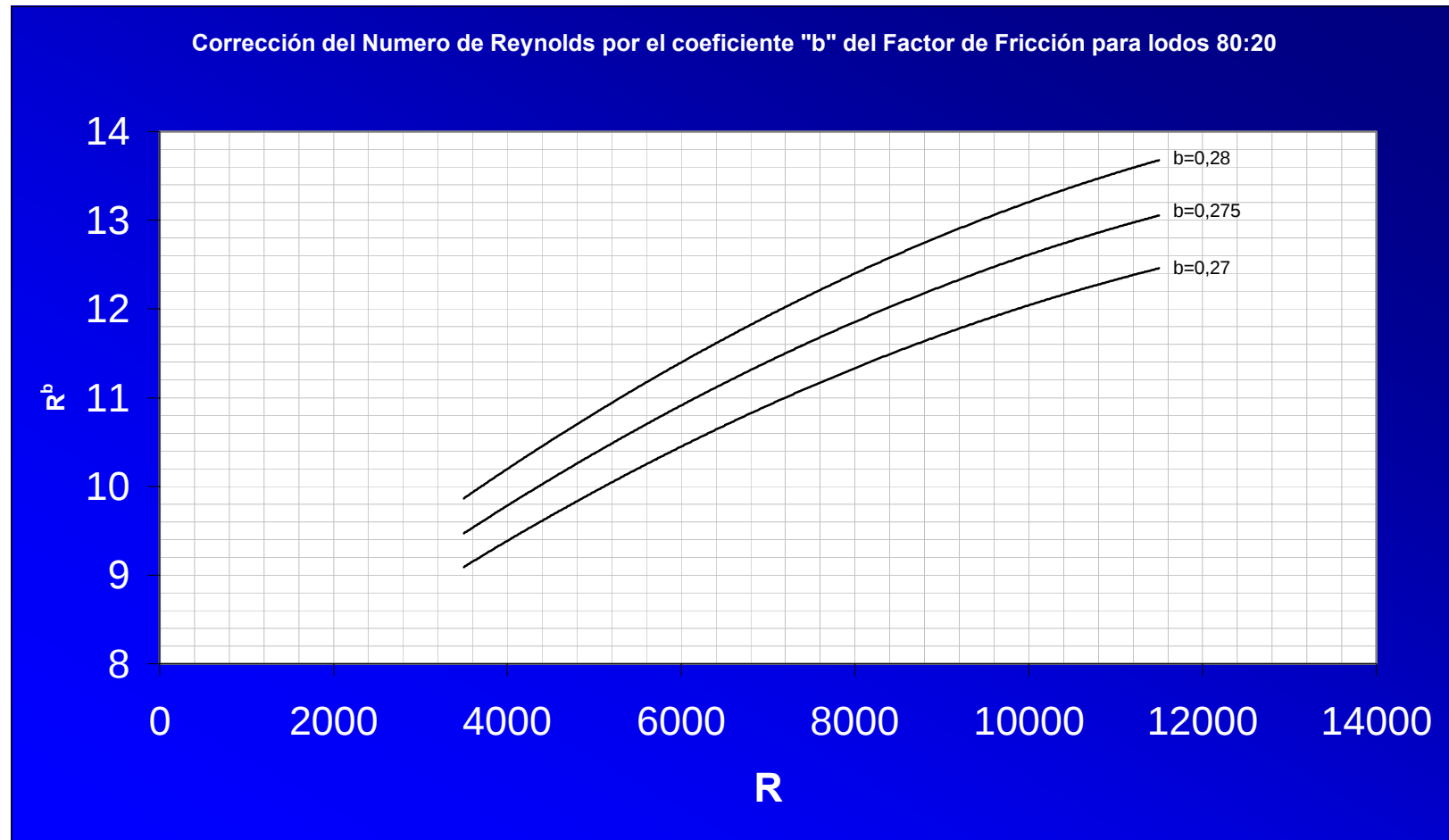
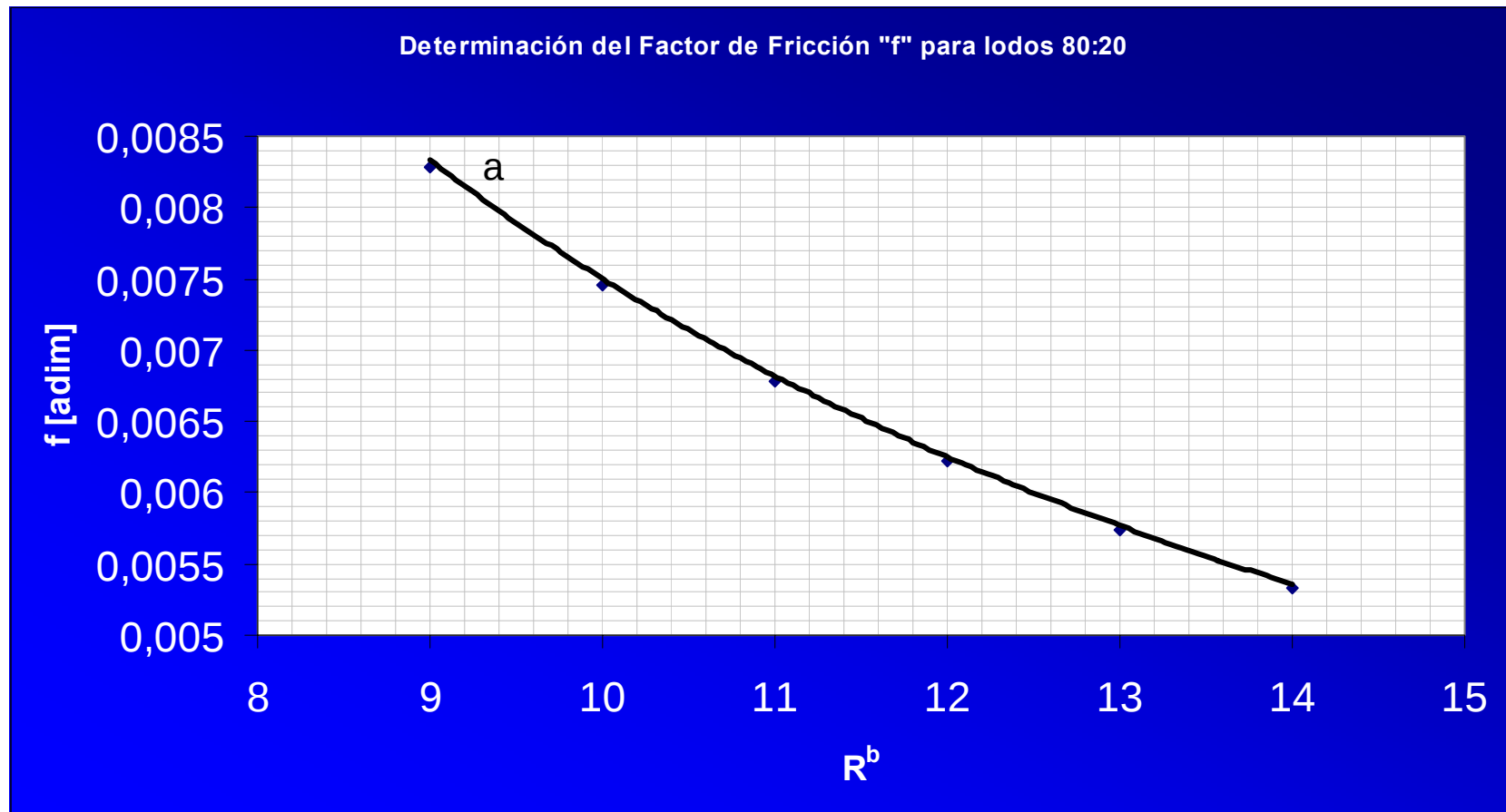


Figura C.12 Corrección del Número de Reynolds por el coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 80:20.



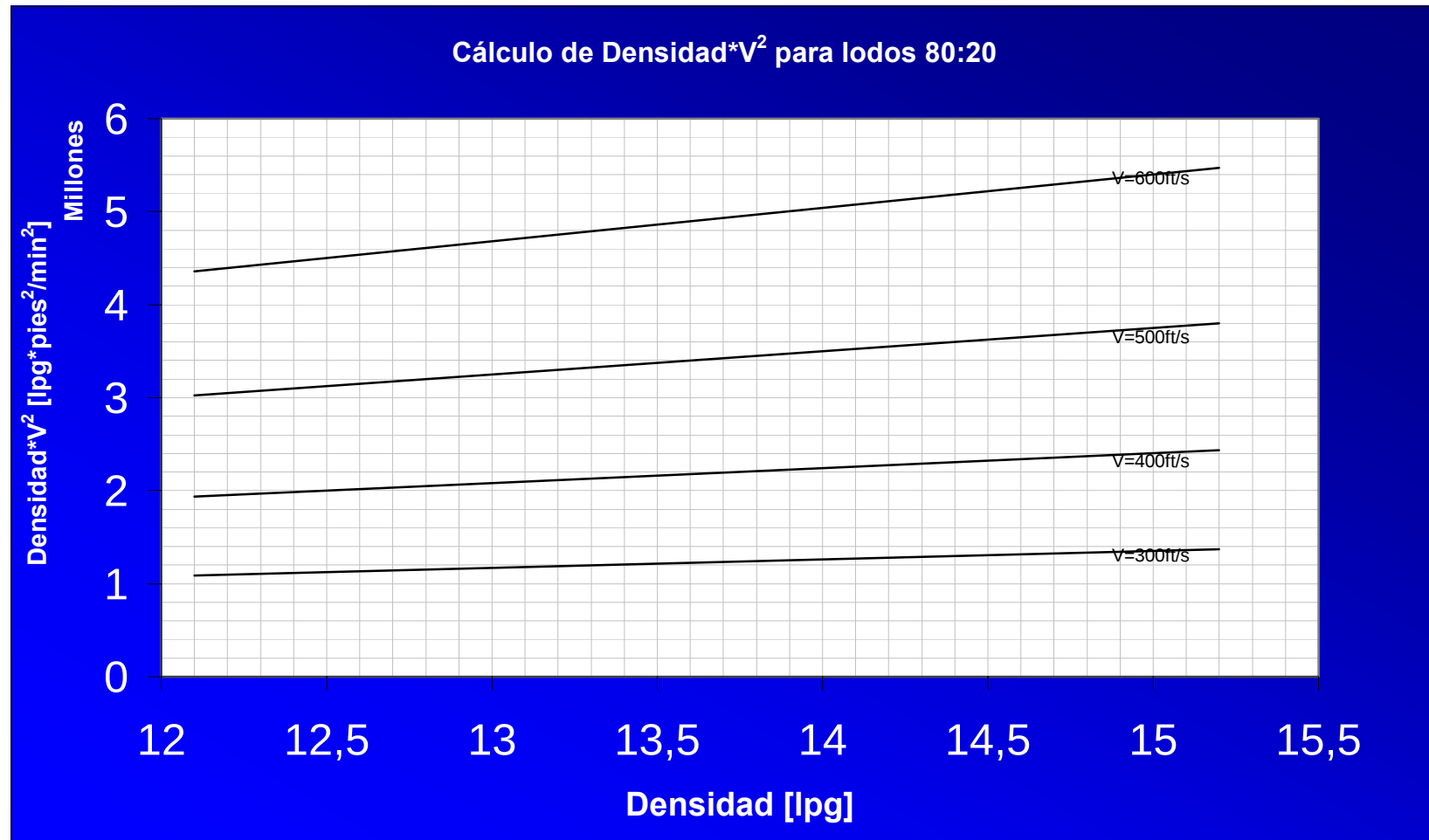
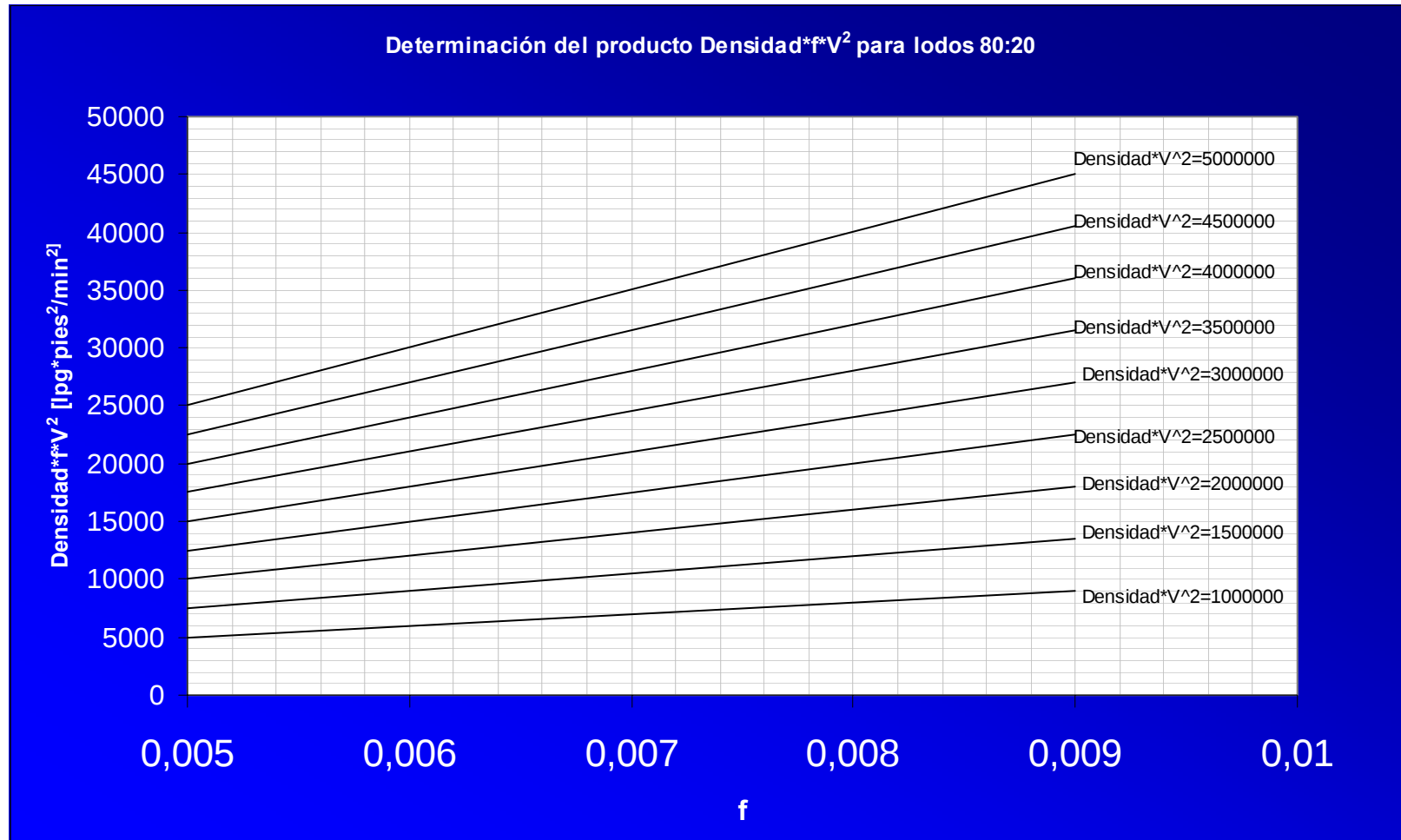


Figura C.13 Cálculo de Densidad*V² para lodos 80:20.



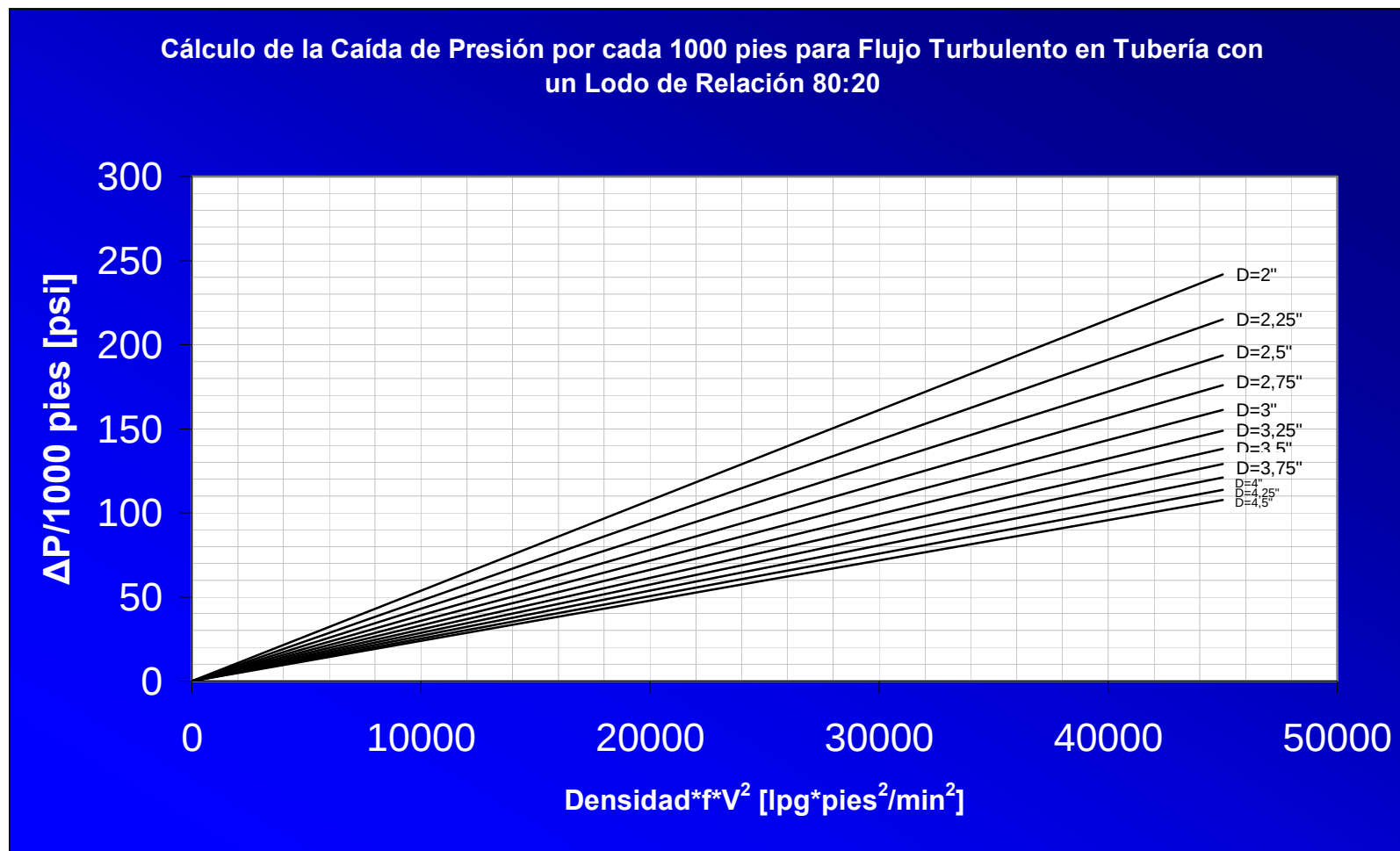


Figura C.14 Cálculo de la Caída de Presión por cada 1000 pies para flujo Turbulento en Tubería con un Lodo de Relación 80:20.

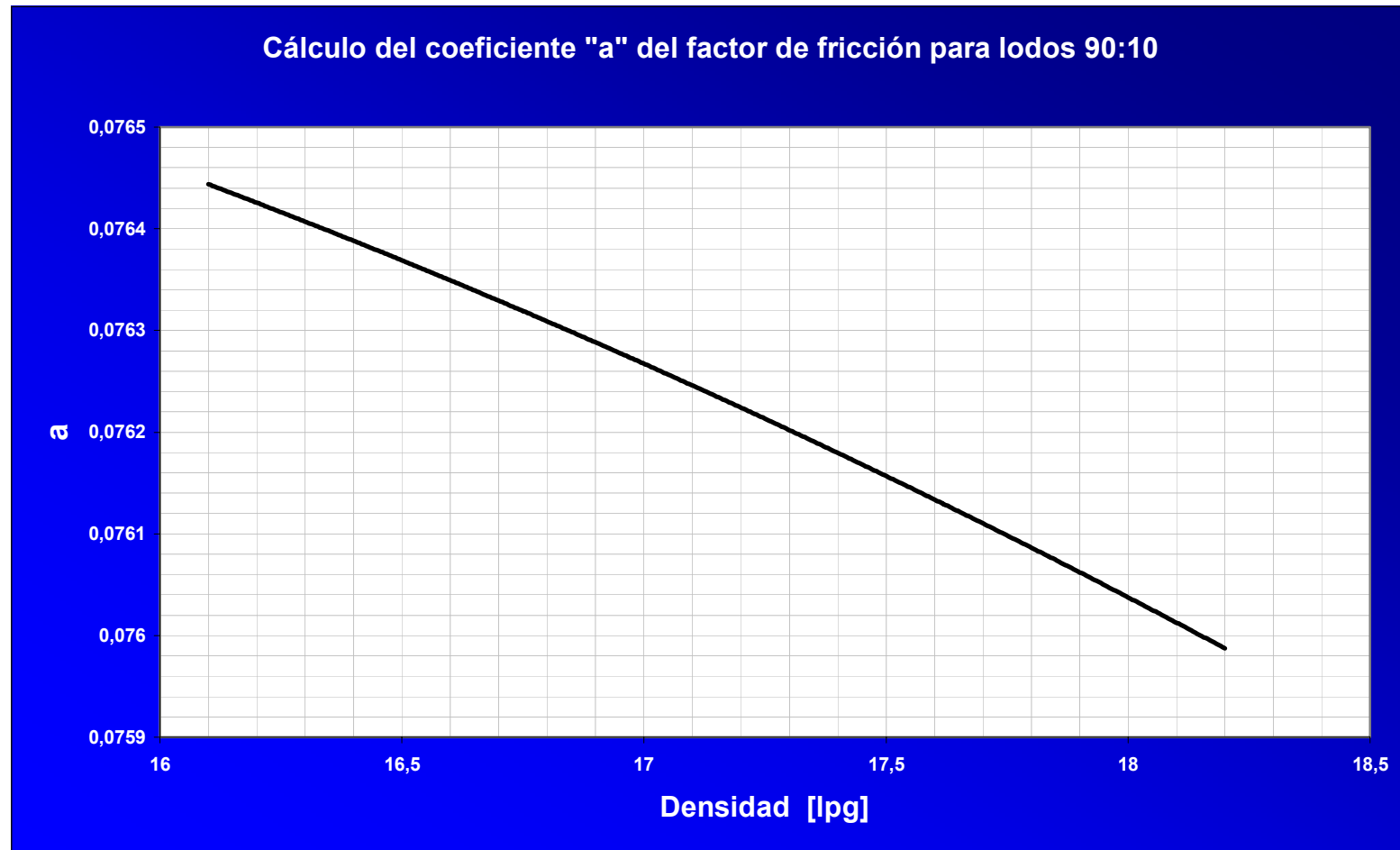


Figura C.15 Cálculo del coeficiente “a” del Factor de Fricción para Lodos 90:10.

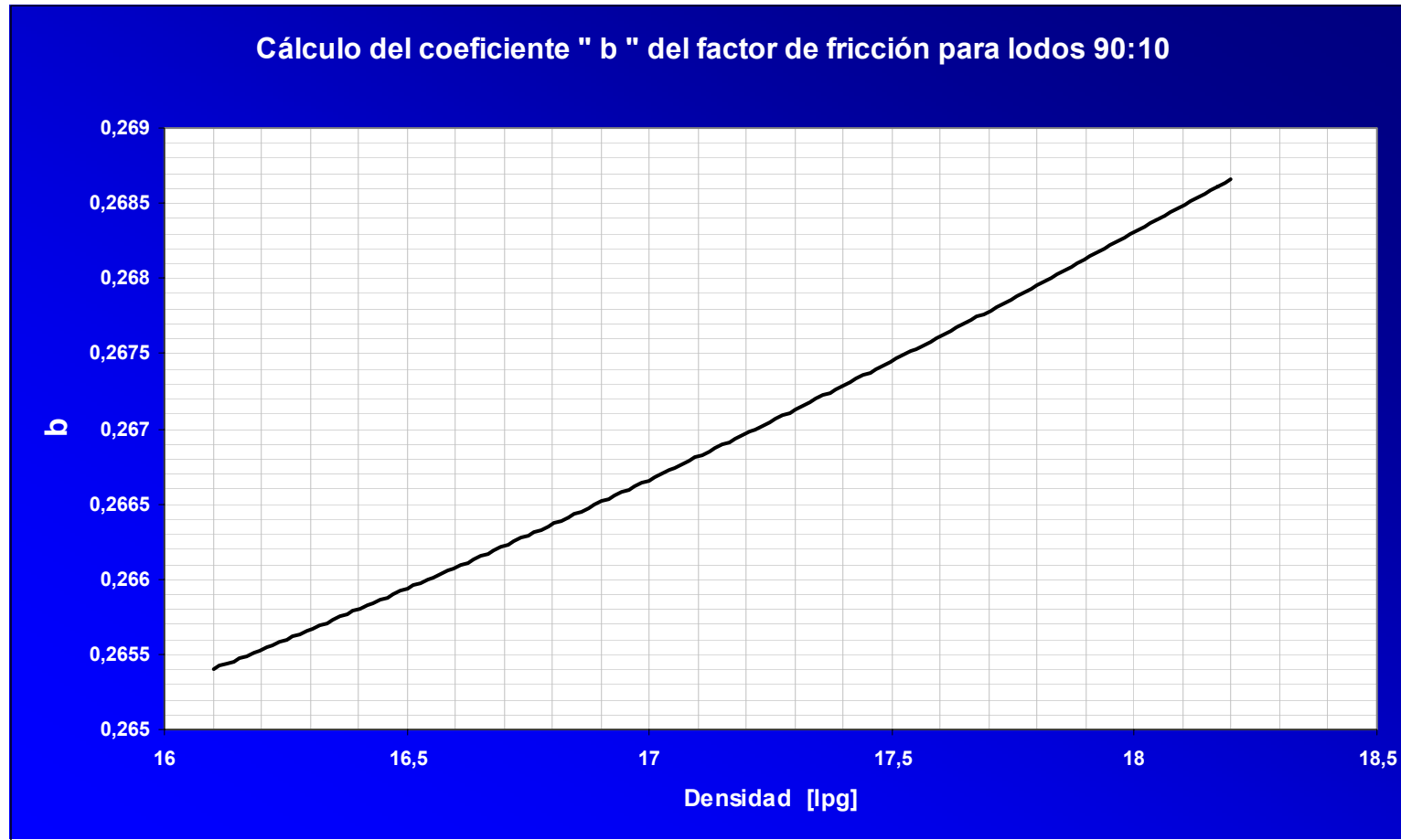


Figura C.16 Cálculo del coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 90:10.

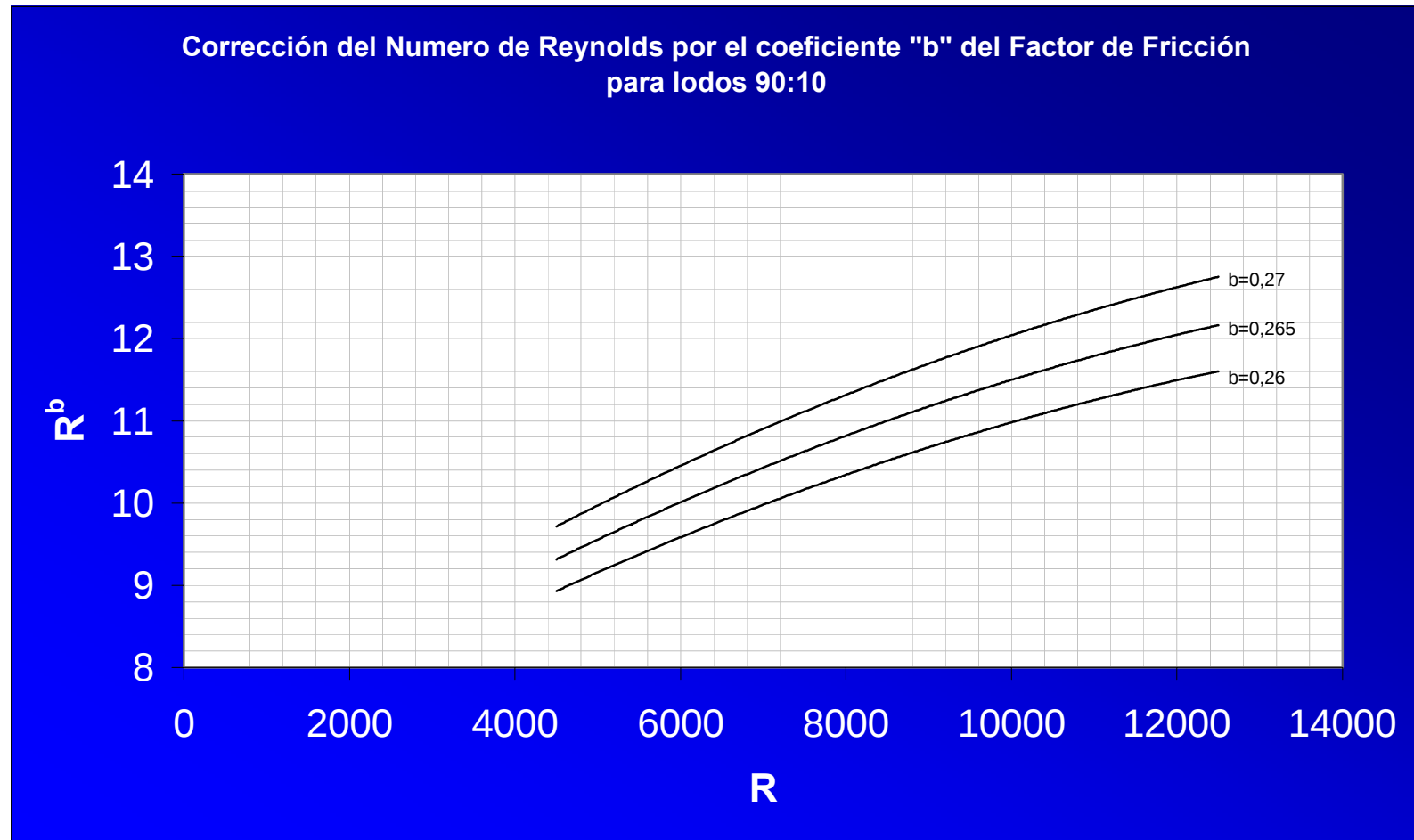


Figura C.17 Corrección del Número de Reynolds por el coeficiente “b” del Factor de Fricción para Lodos 90:10.

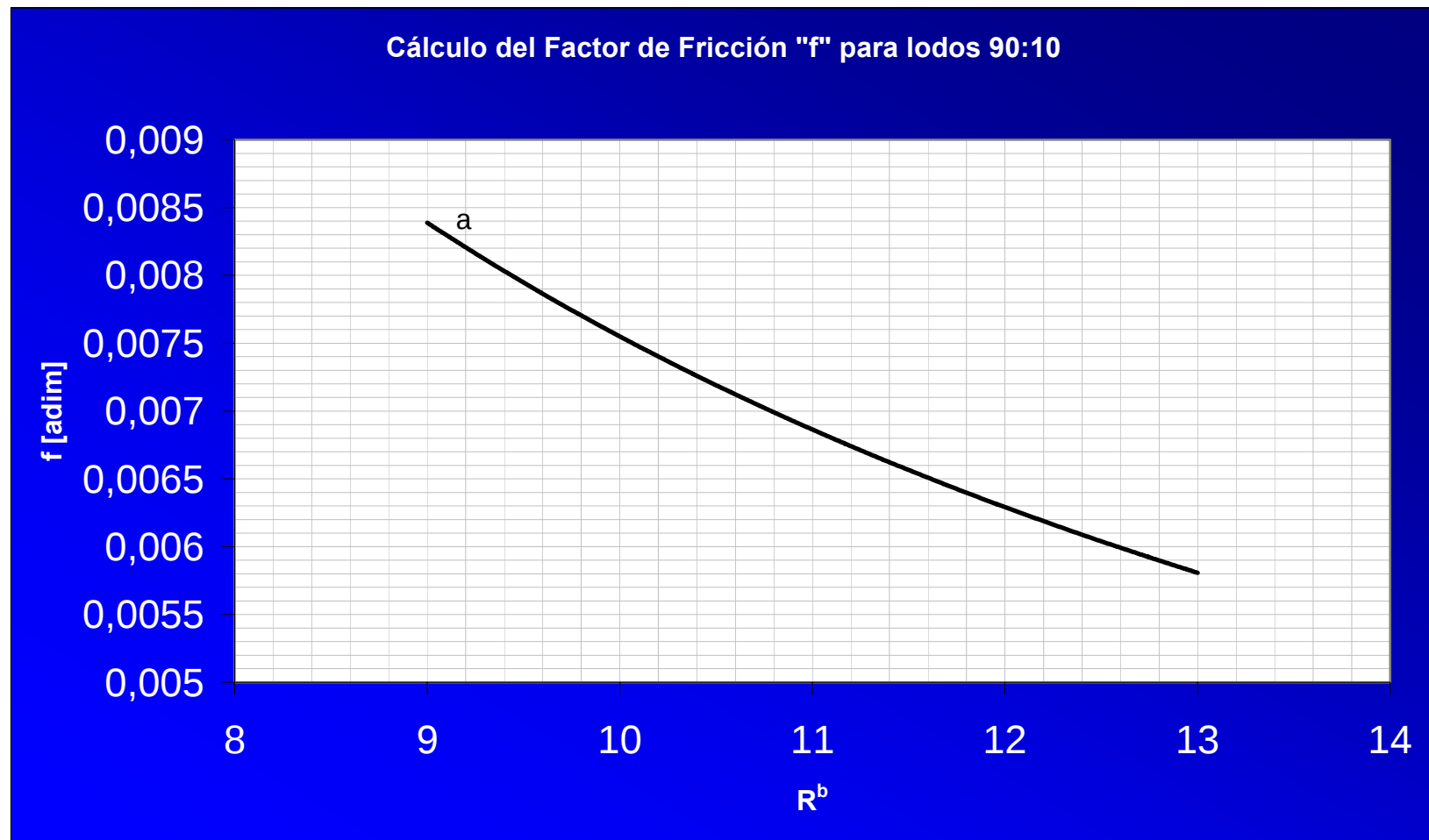


Figura C.18 Cálculo del Factor de Fricción “f” para Lodos 90:10.

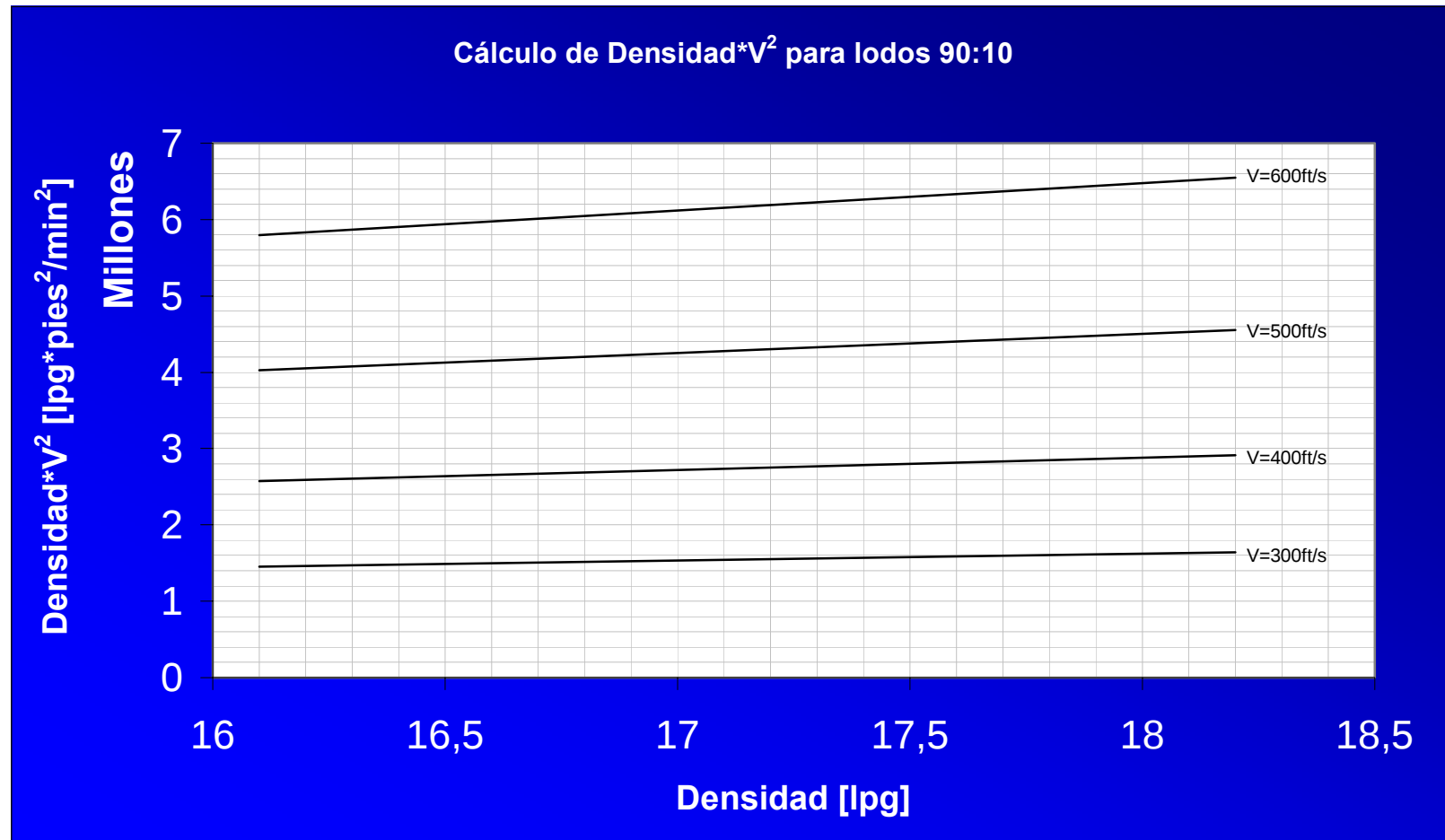


Figura C.19 Cálculo de Densidad*V² para Lodos 90:10.

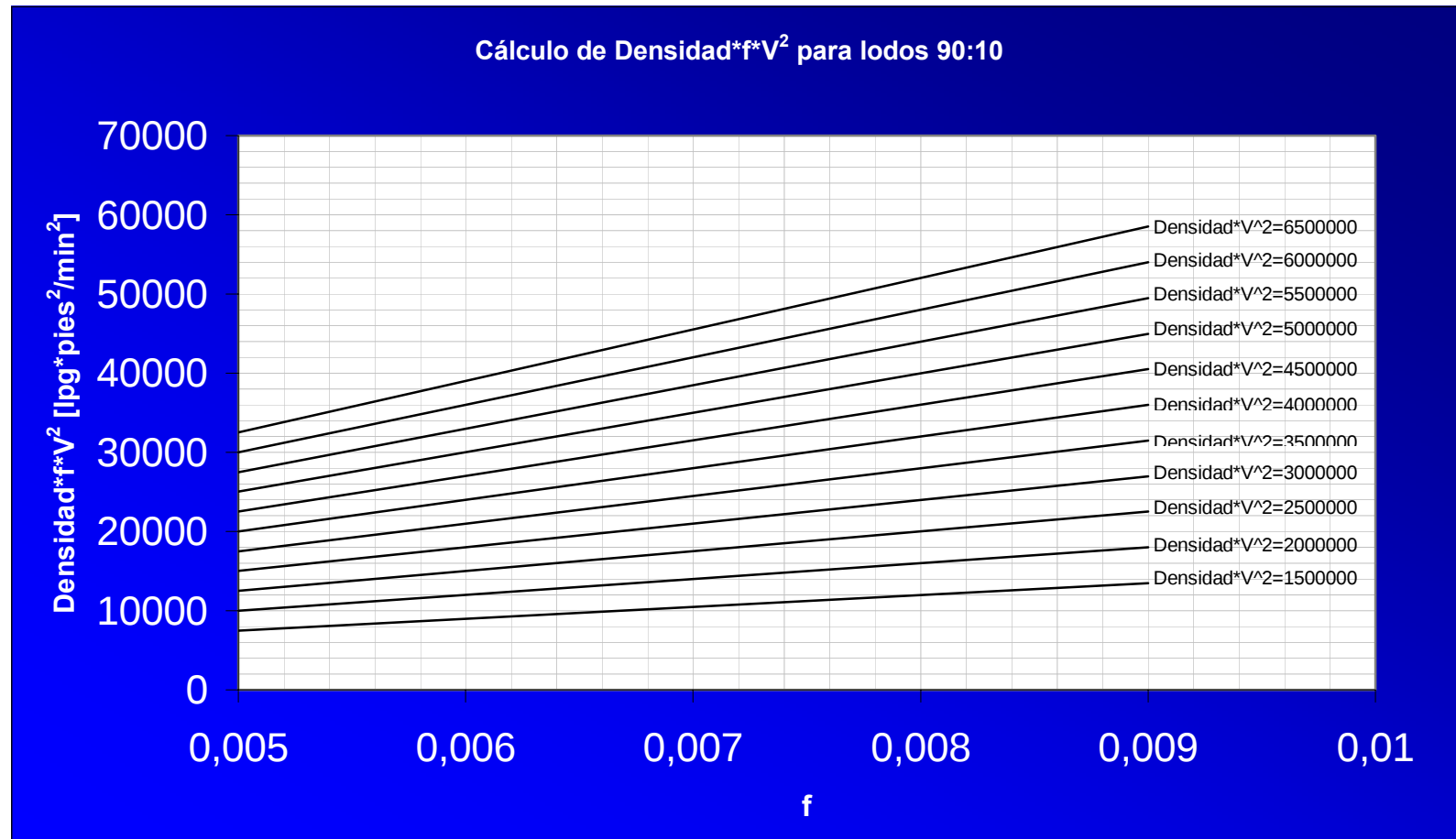


Figura C.20 Cálculo de $Densidad \cdot f \cdot V^2$ para Lodos 90:10.

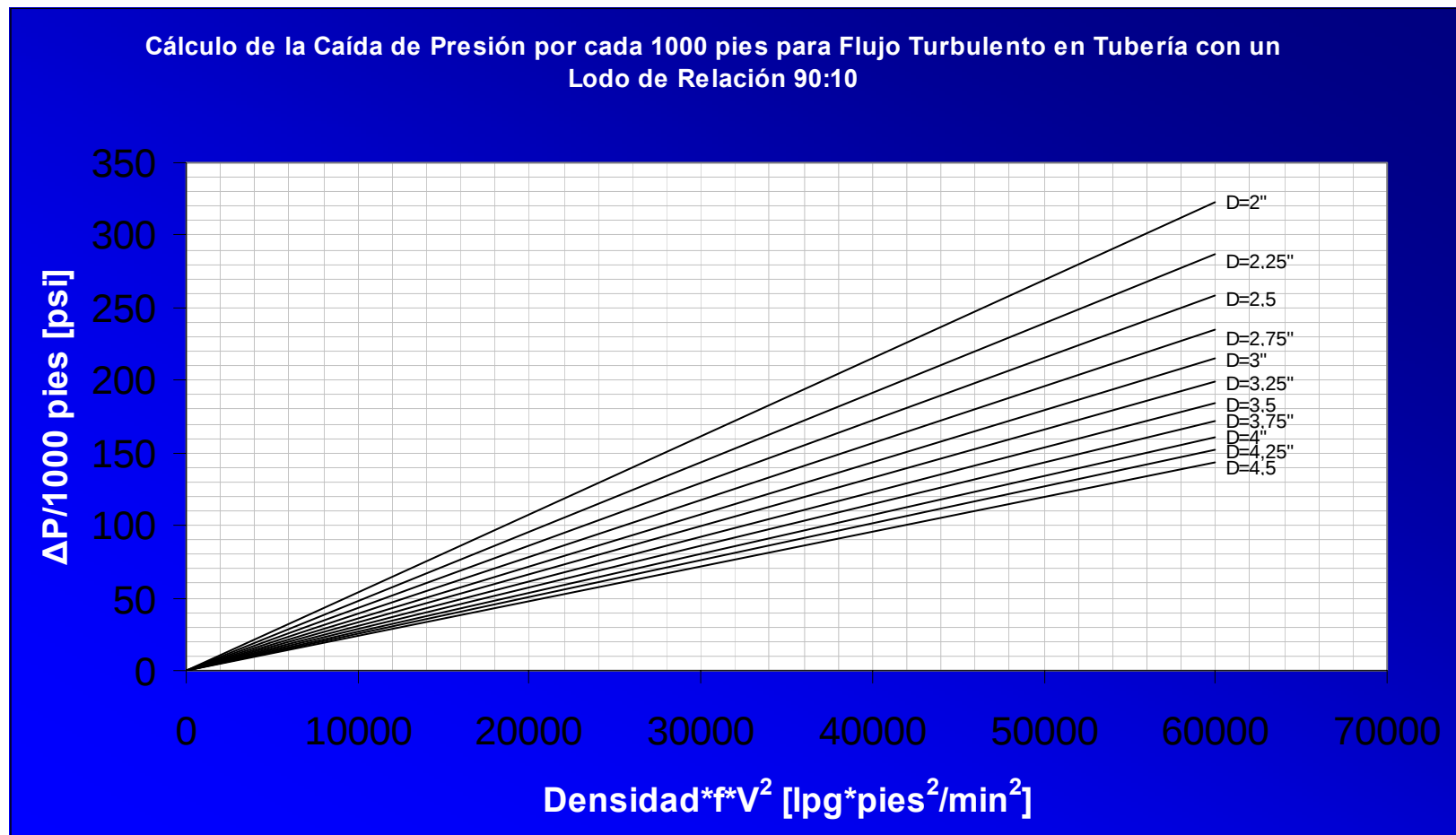


Figura C.21 Cálculo de la Caída de Presión por cada 1000 pies para flujo Turbulento en Tubería con un Lodo de Relación 90:10.

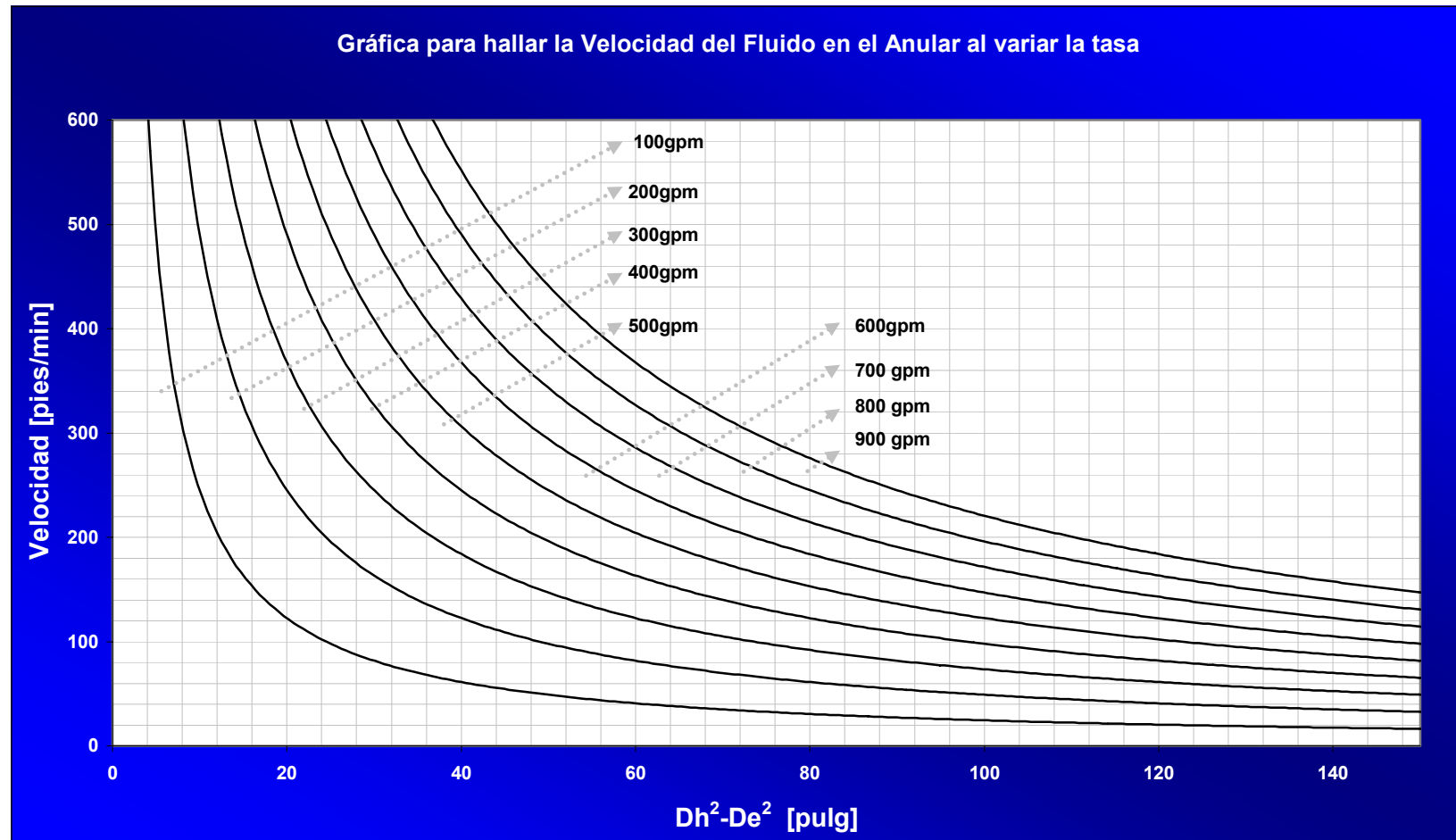


Figura D.1 Gráfica para hallar la Velocidad del Fluido en el anular al variar la tasa.

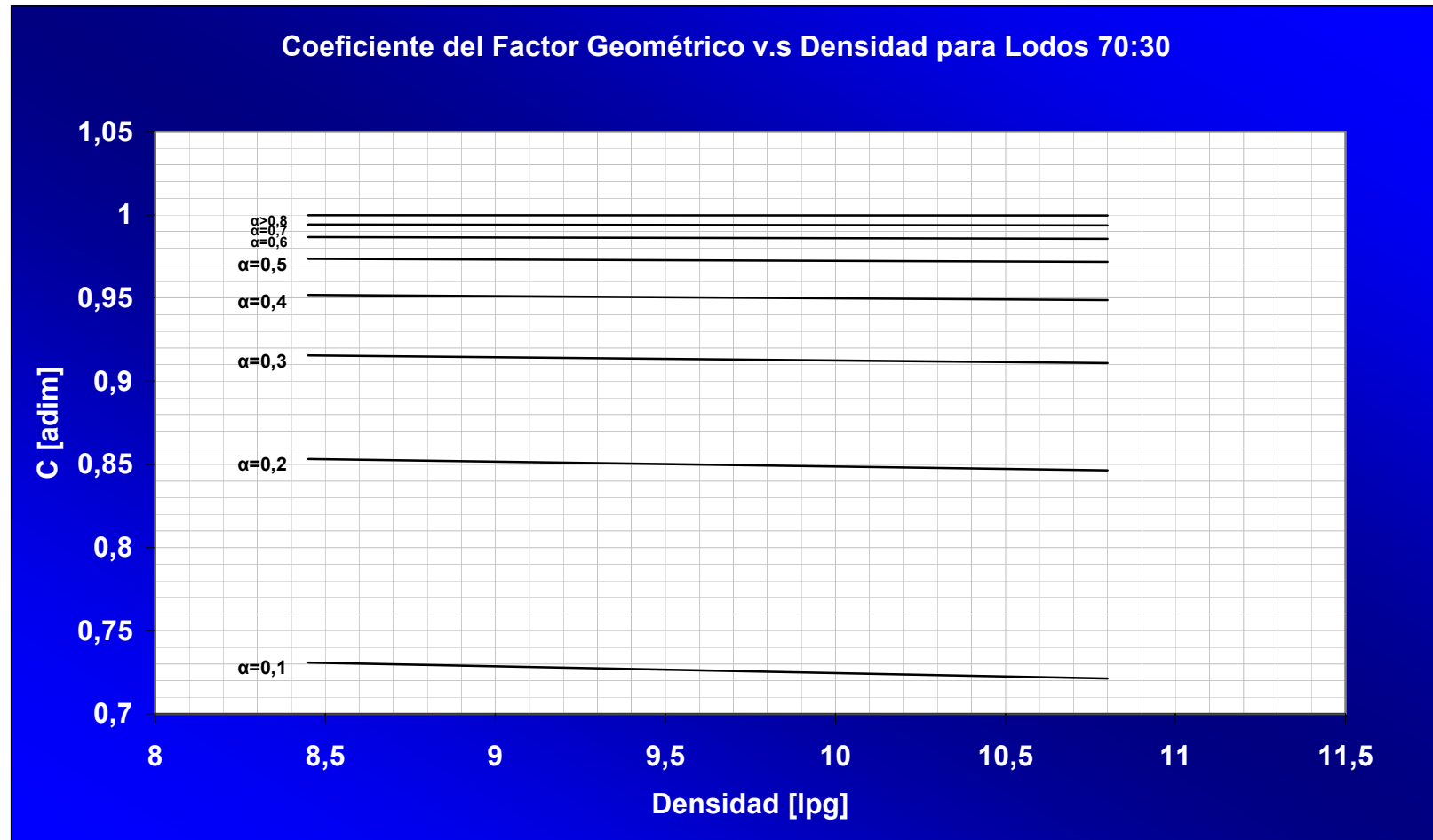


Figura D.2 Coeficiente del Factor Geométrico vs. Densidad para Lodos 70:30.

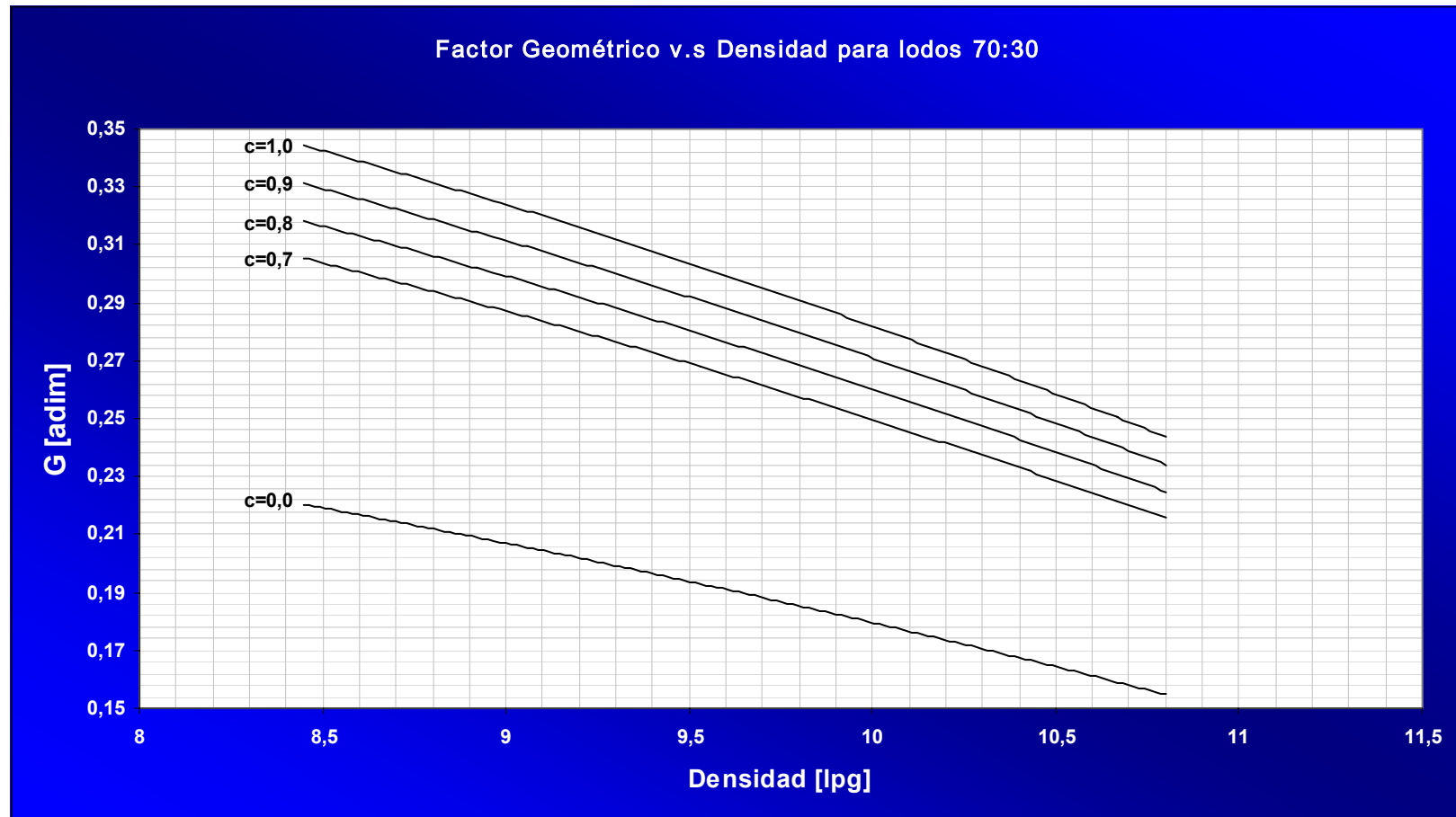


Figura D.3 Factor Geométrico vs. Densidad para lodos 70:30.

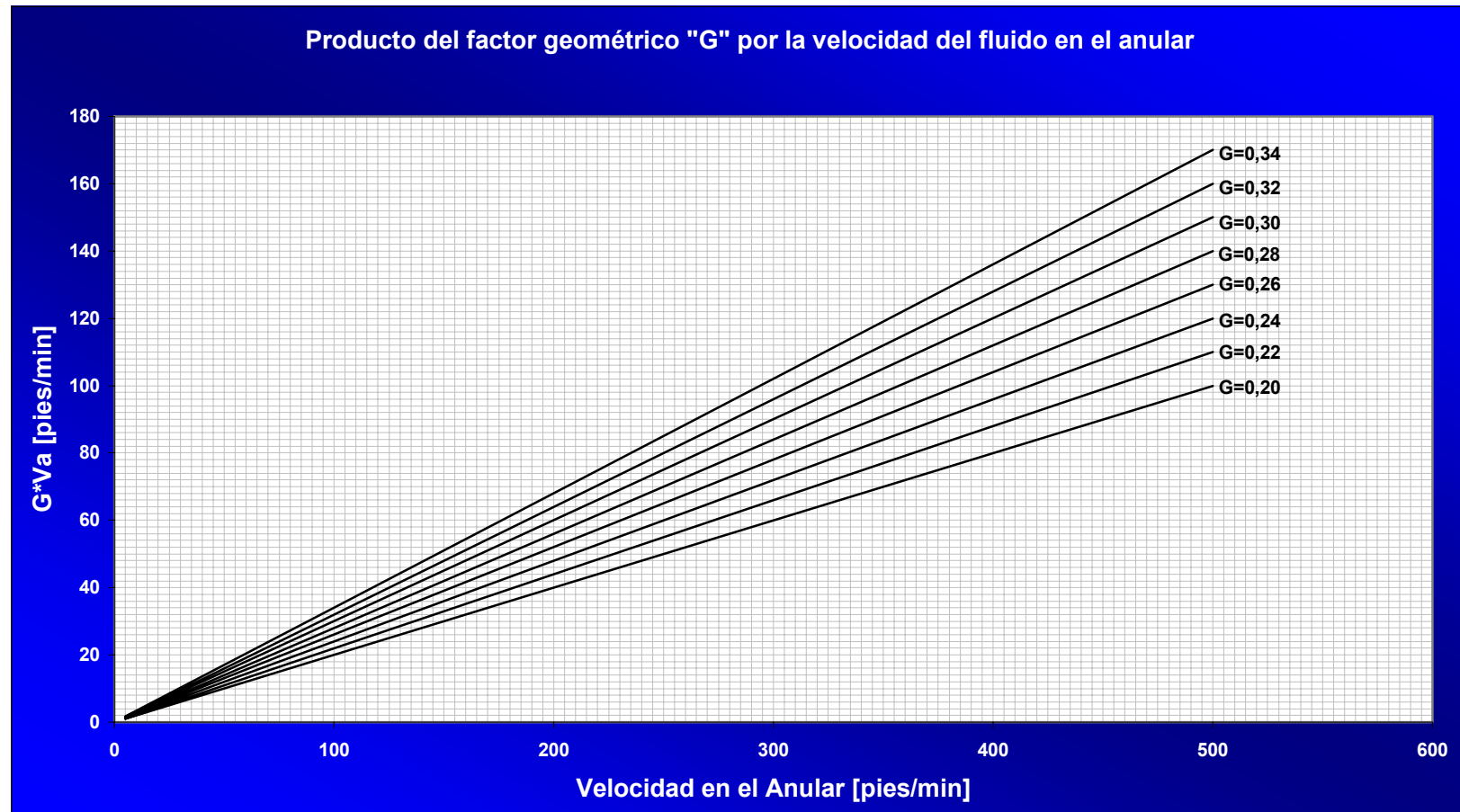


Figura D.4 Producto del Factor Geométrico “G” por la Velocidad del Fluido en el Anular para Lodos 70:30.

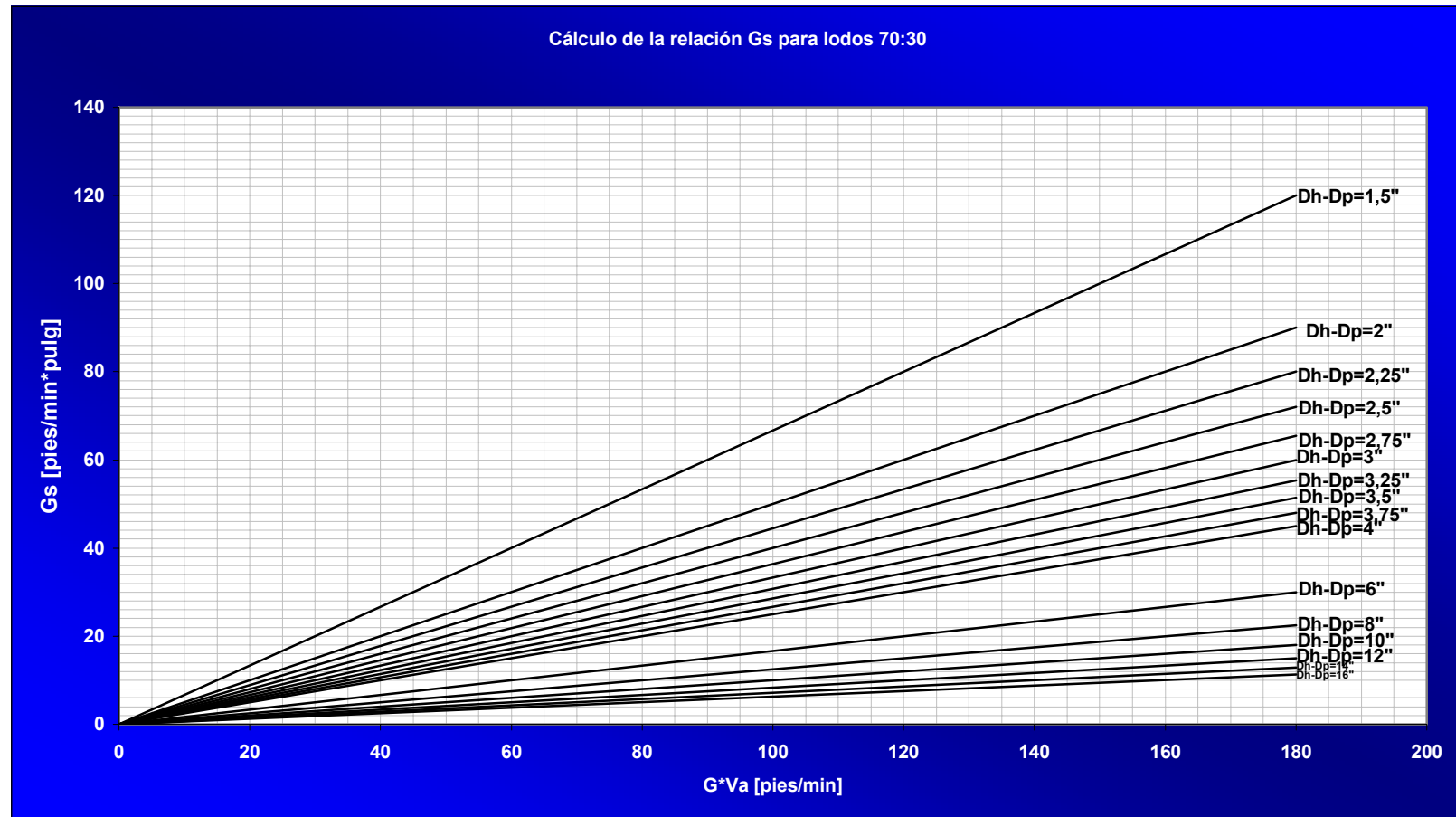


Figura D.5 Cálculo de la relación Gs para Lodos 70:30.

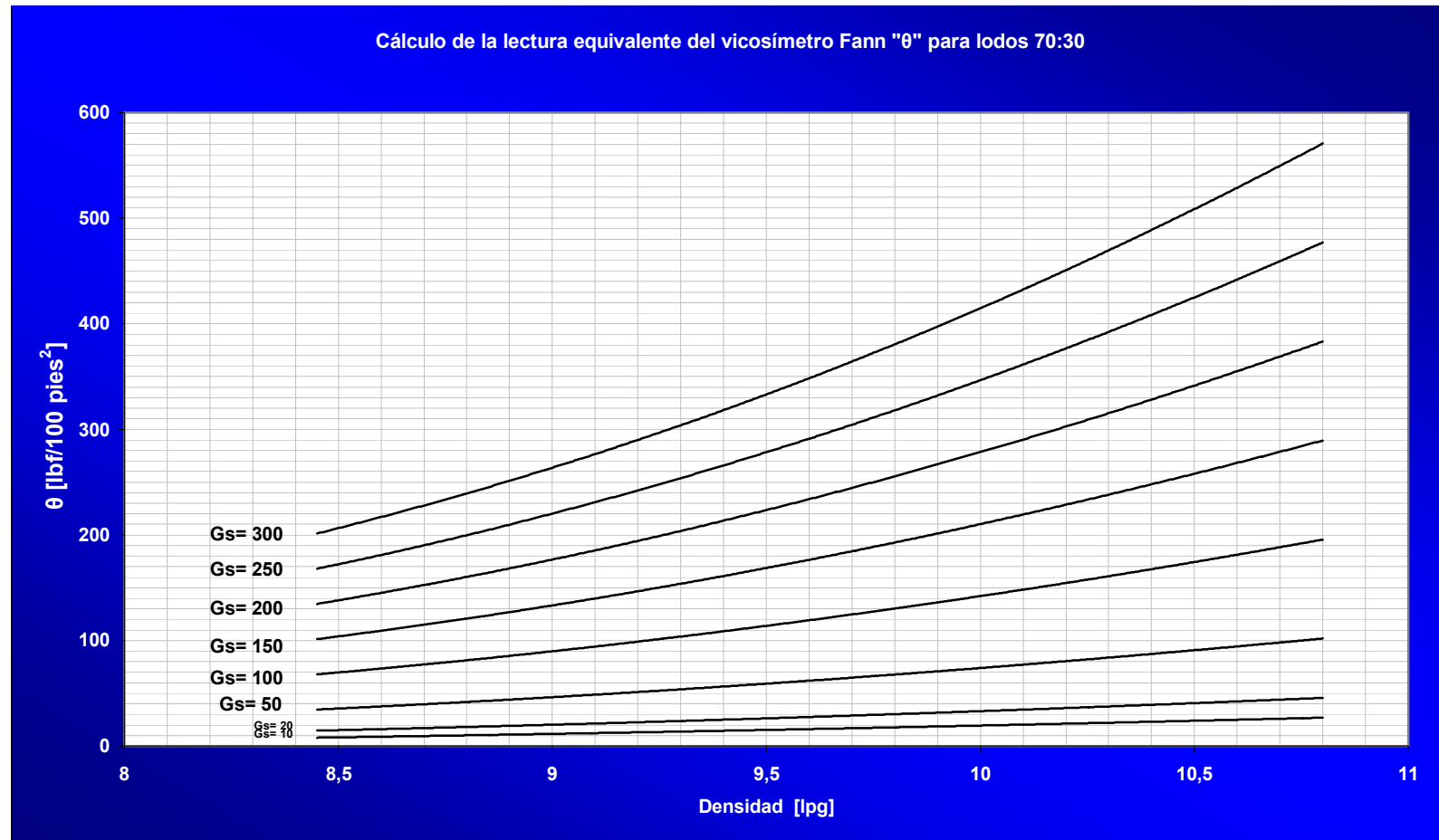


Figura D.6 Cálculo de la Lectura Equivalente del Viscosímetro Fann “ θ ” para Lodos 70:30.

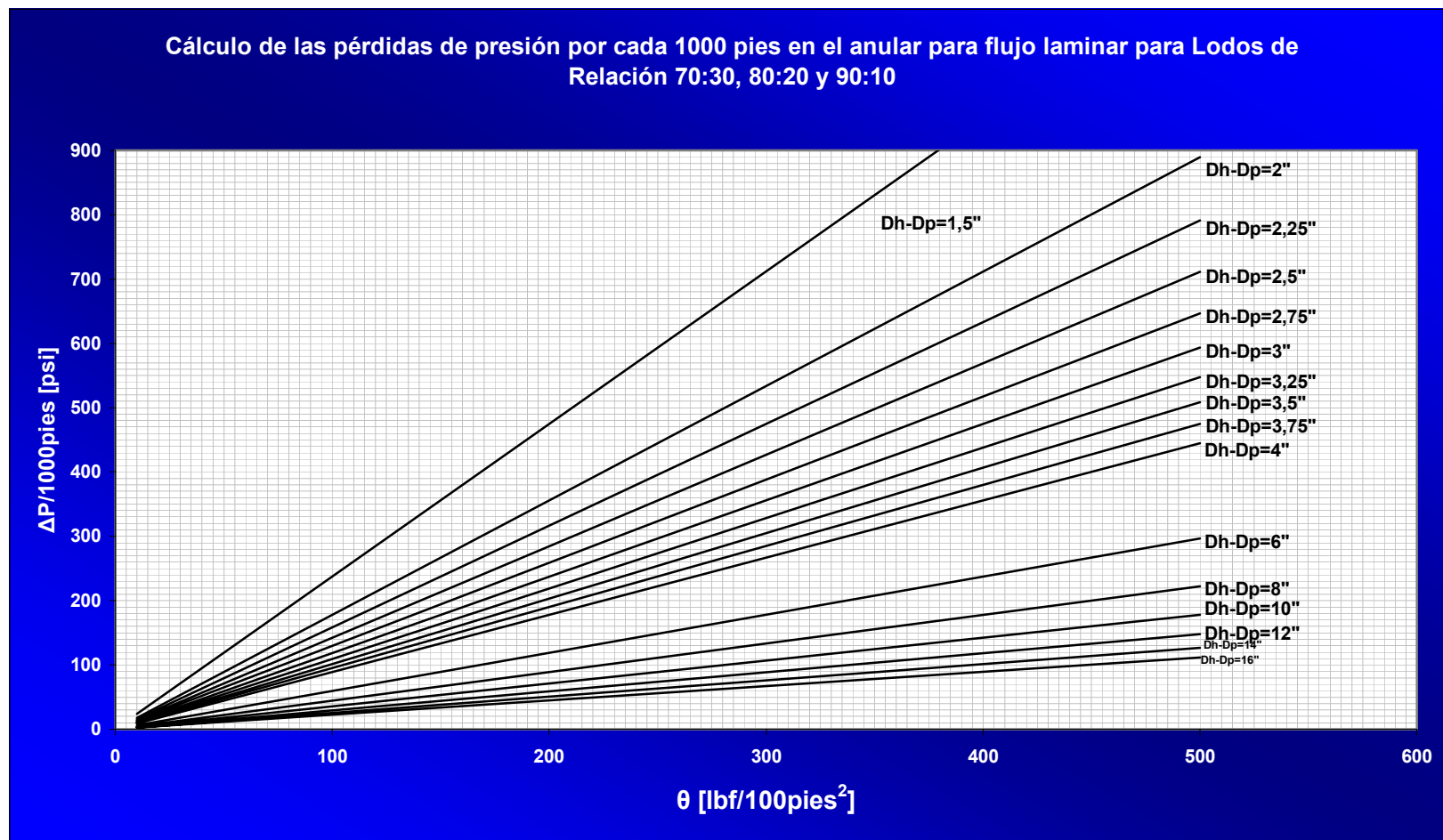


Figura D.7 Cálculo de las Pérdidas de Presión por cada 1000 pies en el Anular para Flujo Laminar en Lodos de Relación 70:30, 80:20 y 90:10.

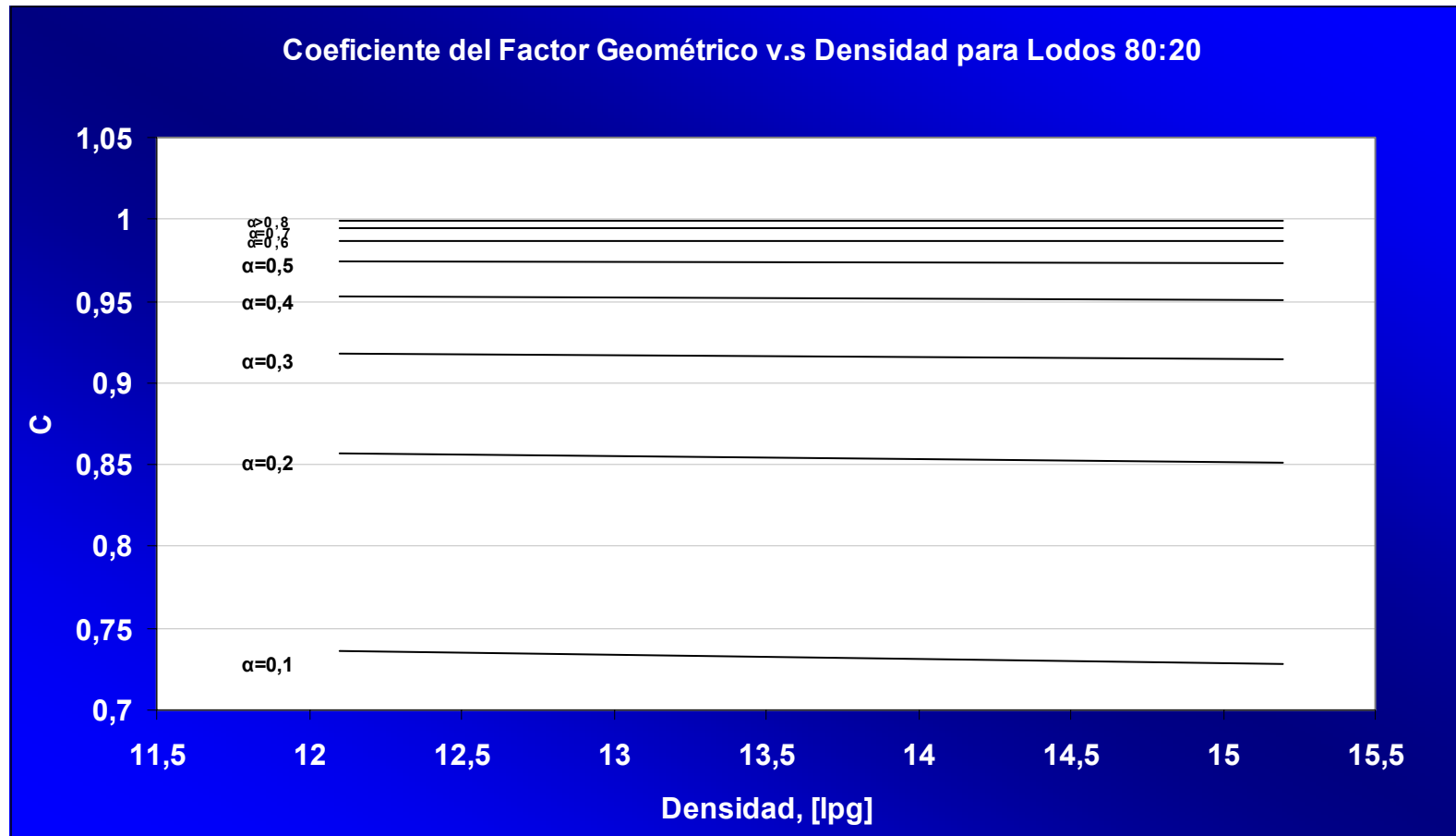


Figura D.8 Coeficiente del Factor Geométrico vs. Densidad para Lodos 80:20.

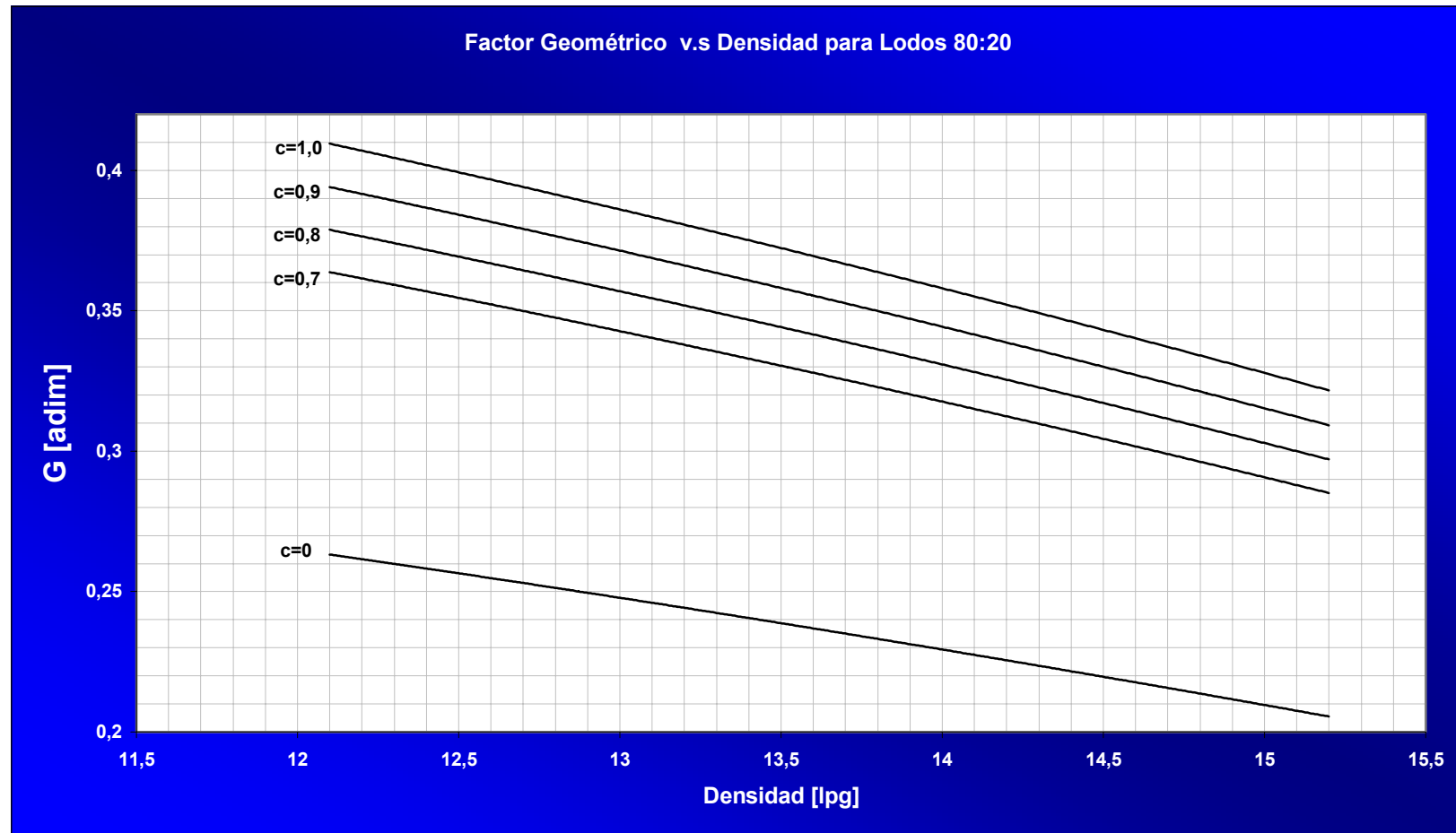


Figura D.9 Factor Geométrico vs. Densidad para lodos 80:20.

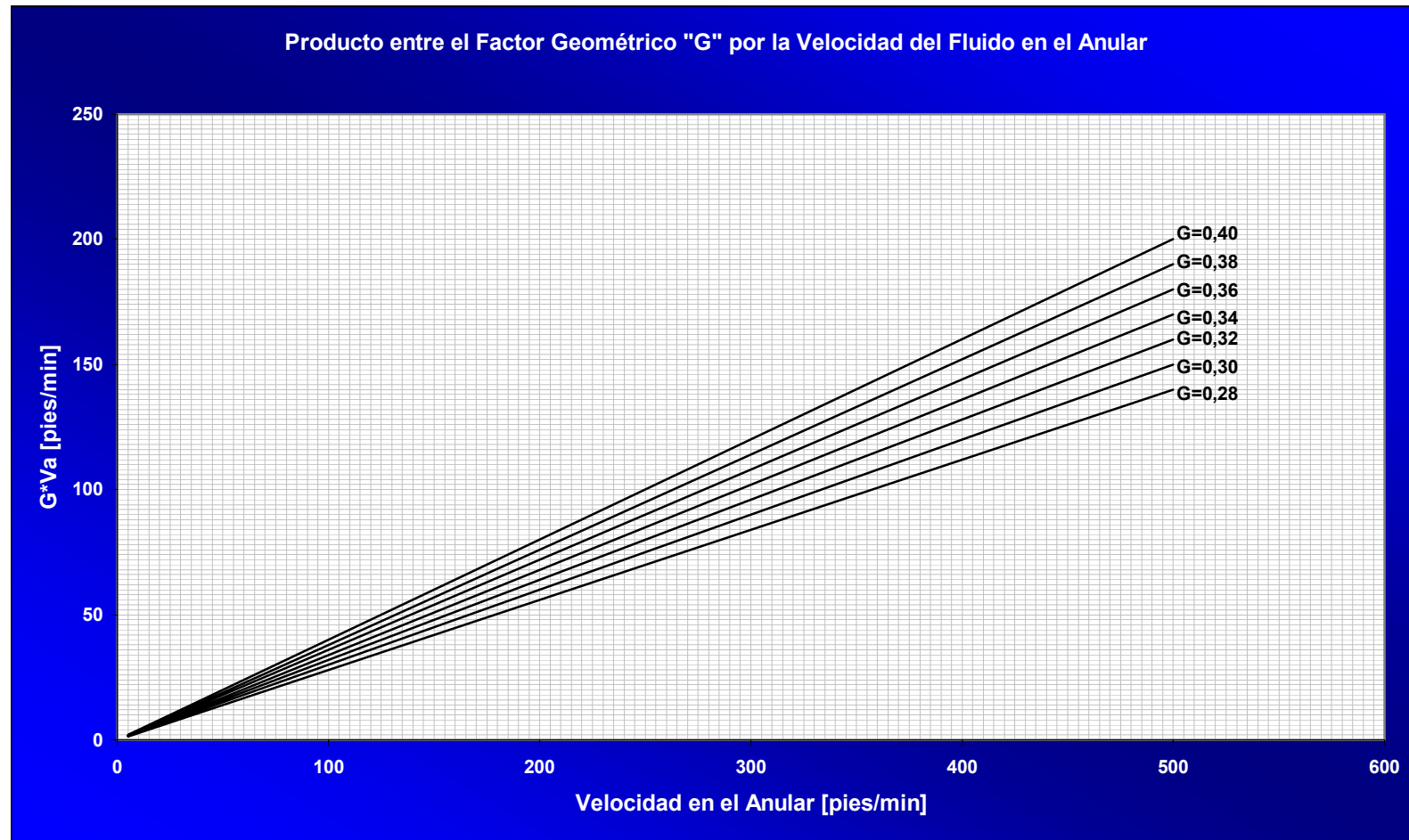


Figura D.10 Producto del Factor Geométrico “G” por la Velocidad del Fluido en el Anular para Lodos 80:20.

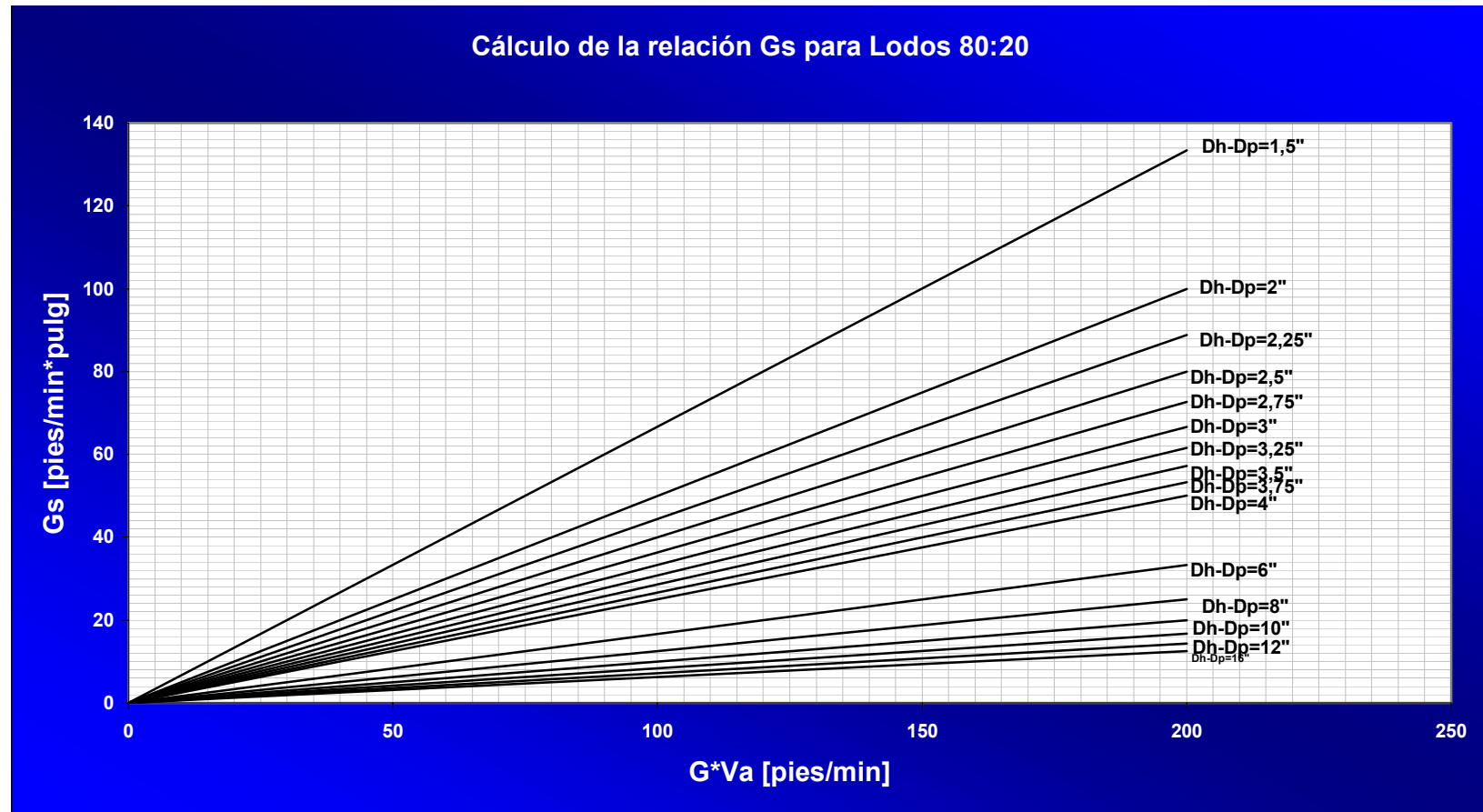


Figura D.11 Cálculo de la relación G_s para Lodos 80:20.

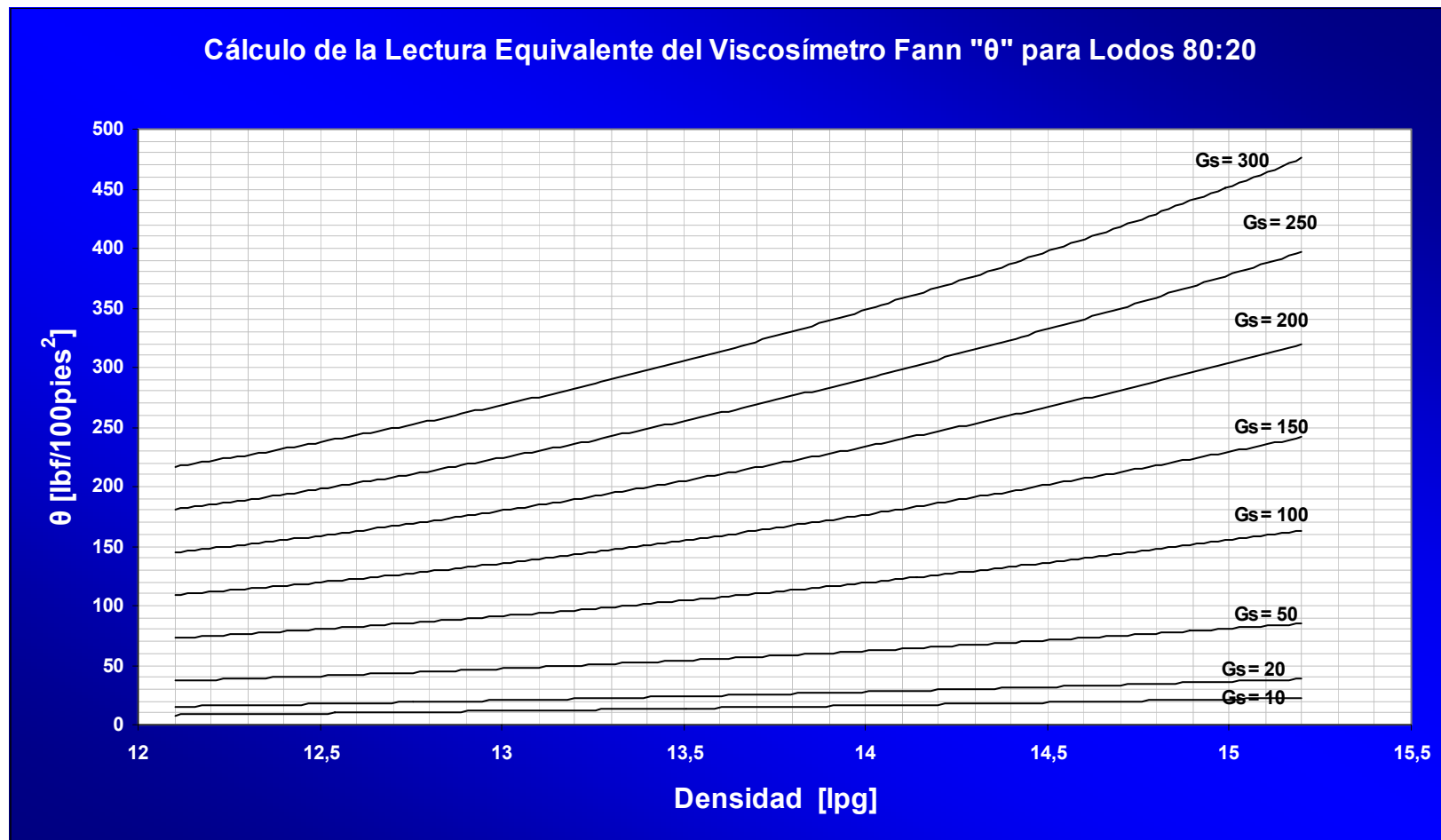


Figura D.12 Cálculo de la Lectura Equivalente del Viscosímetro Fann “ θ ” para Lodos 80:20.

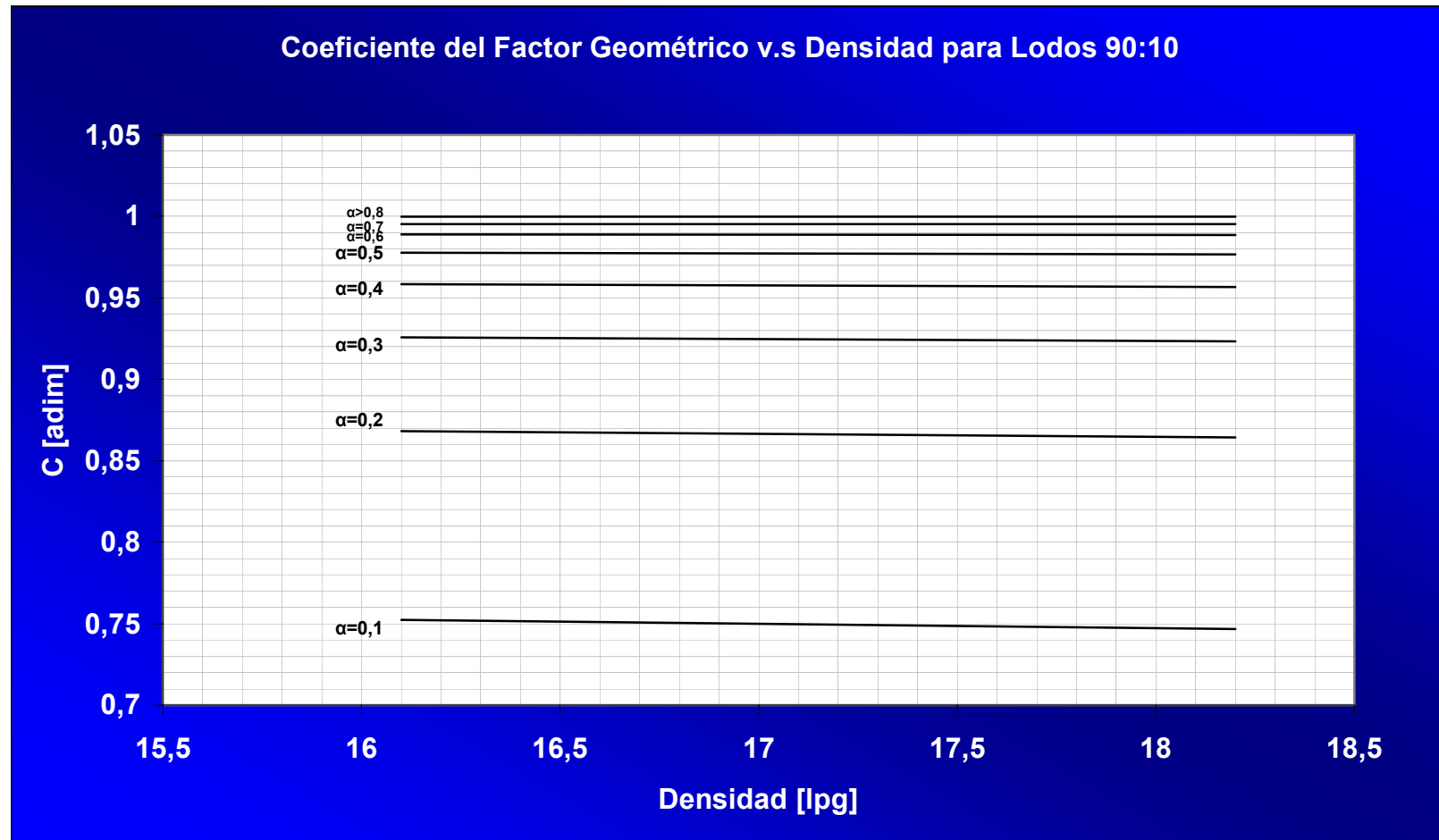


Figura D.13 Coeficiente del Factor Geométrico vs. Densidad para Lodos 90:10.

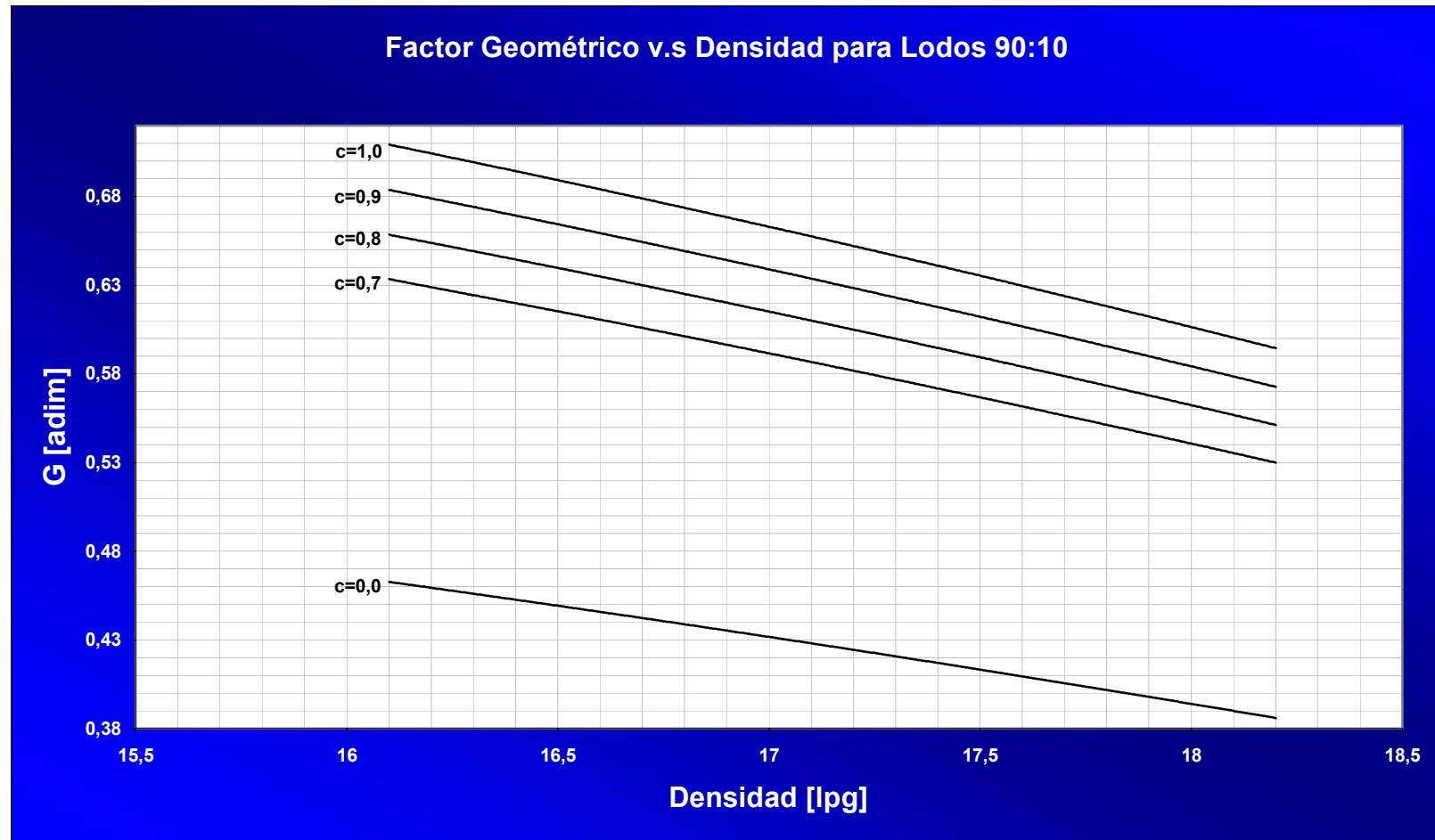


Figura D.14 Factor Geométrico vs. Densidad para lodos 90:10.

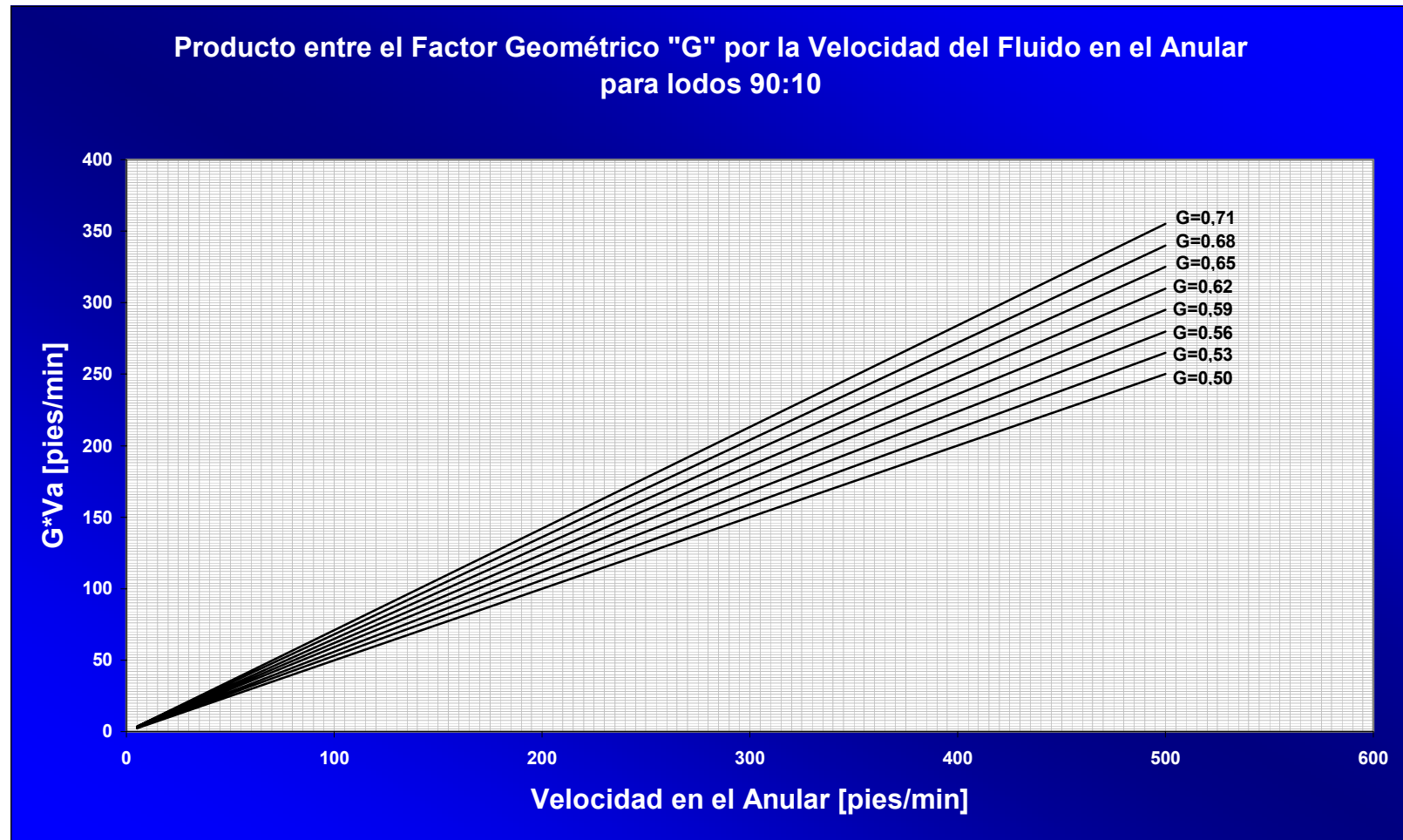


Figura D.15 Producto del Factor Geométrico “G” por Velocidad del Fluido en el Anular para Lodos 90:10.

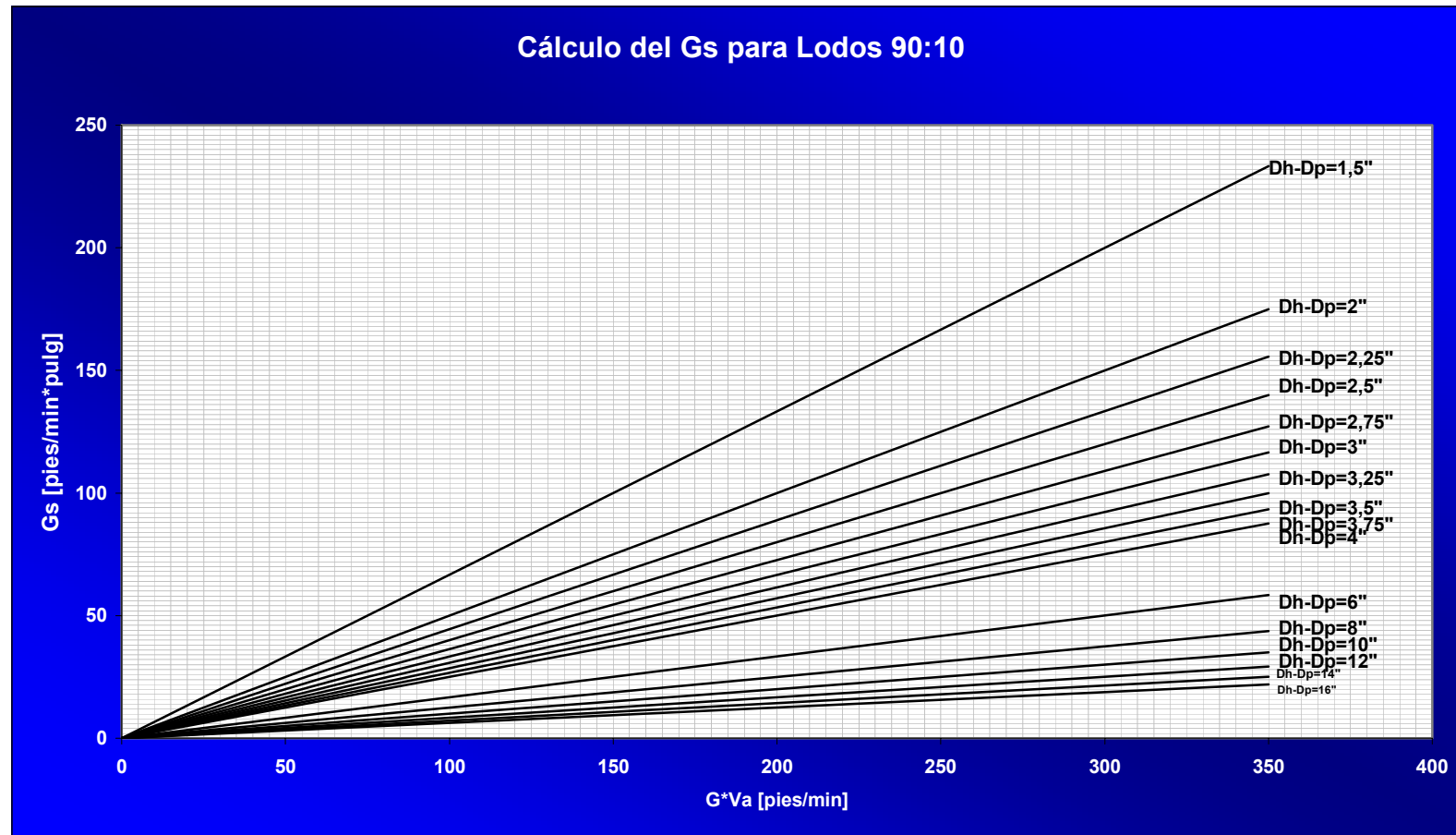


Figura D.16 Cálculo de la relación “Gs” para Lodos 90:10.

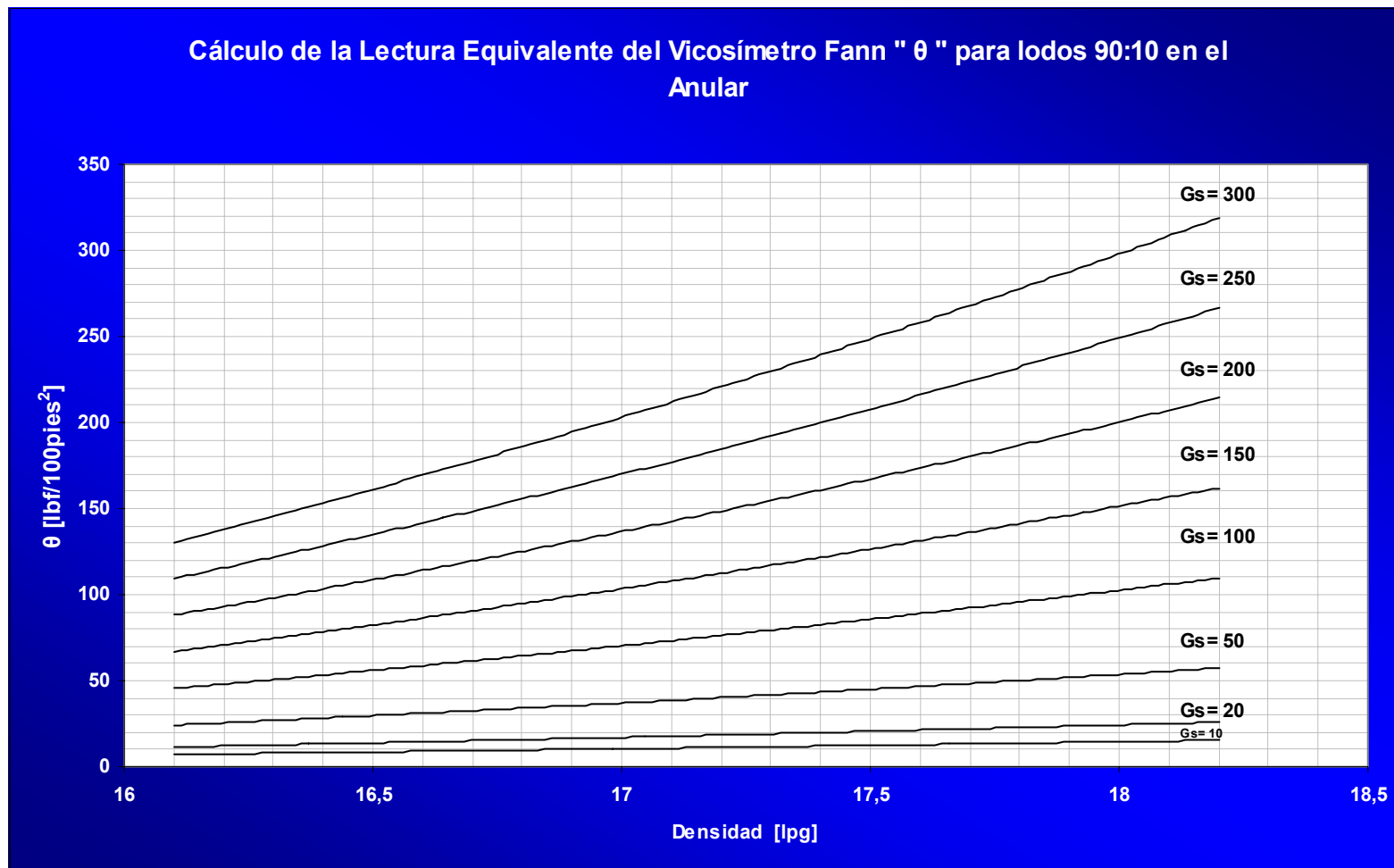


Figura D.17 Cálculo de la Lectura Equivalente del Viscosímetro Fann “ θ ” para Lodos 90:10

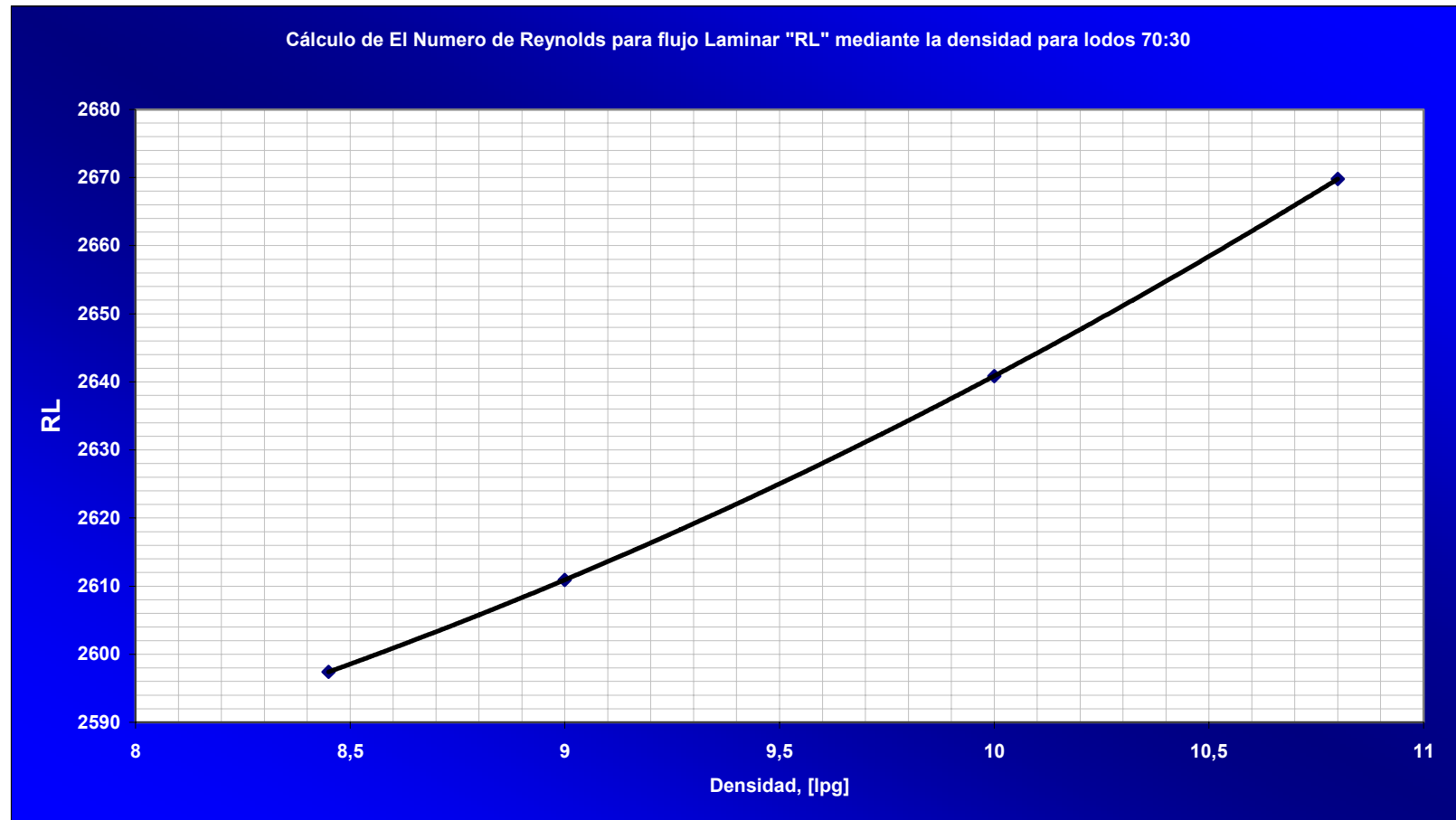


Figura E.1 Cálculo del Número de Reynolds para Flujo Laminar para Lodos 70:30.

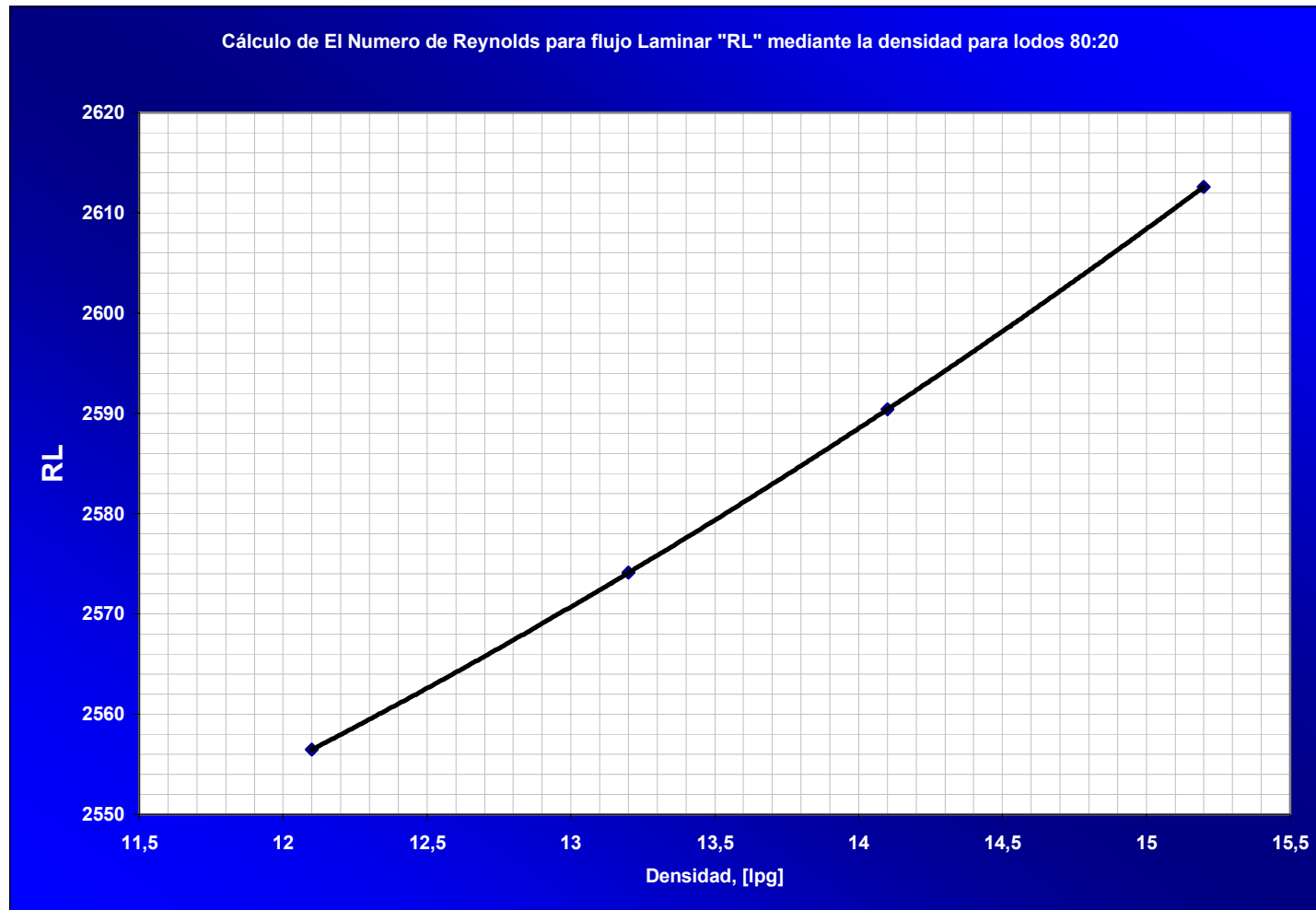


Figura E.2 Cálculo del Número de Número de Reynolds “RL” para Flujo Laminar para Lodos 80:20.

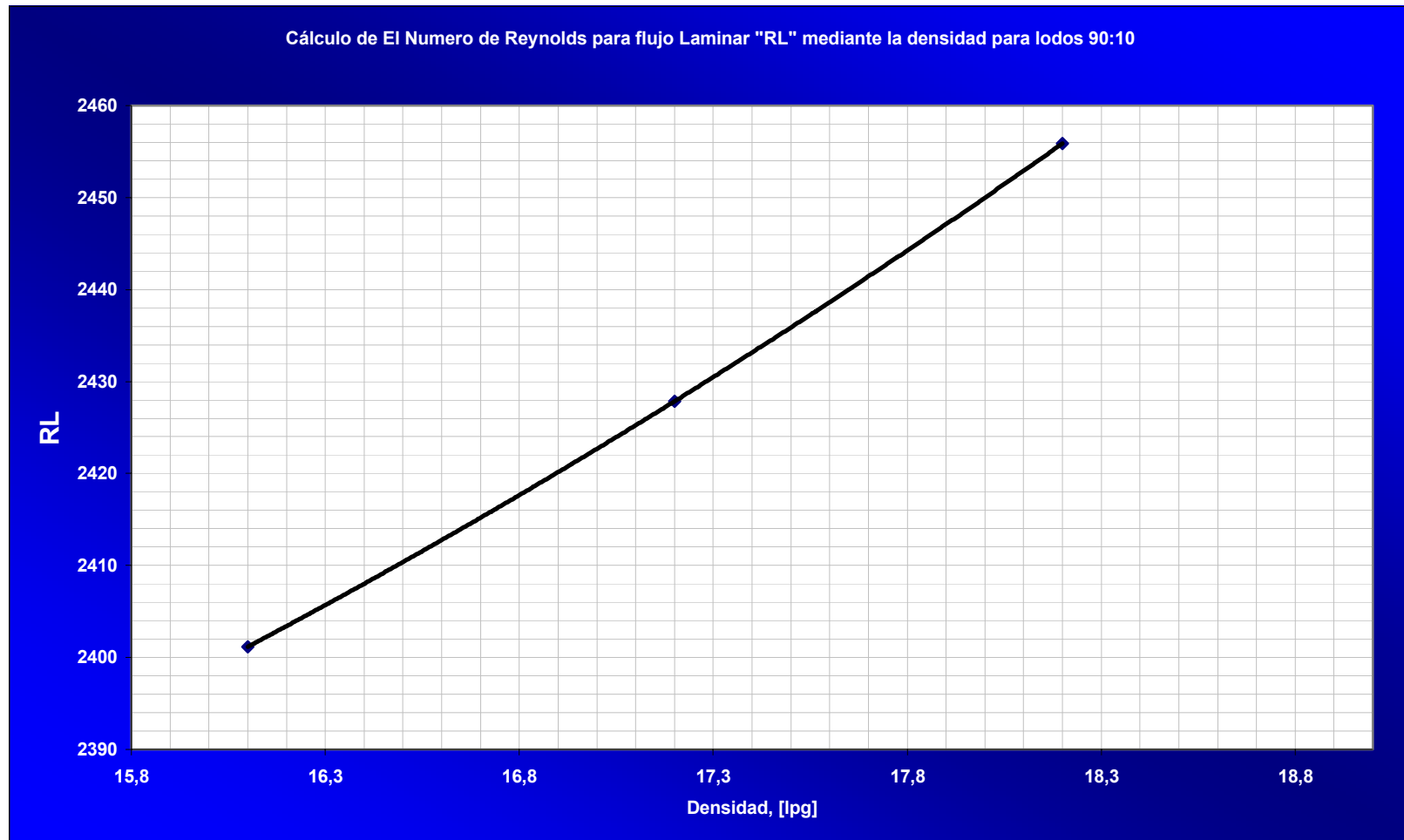


Figura E.3 Cálculo del Número de Número de Reynolds “RL” para Flujo Laminar para Lodos 90:10.

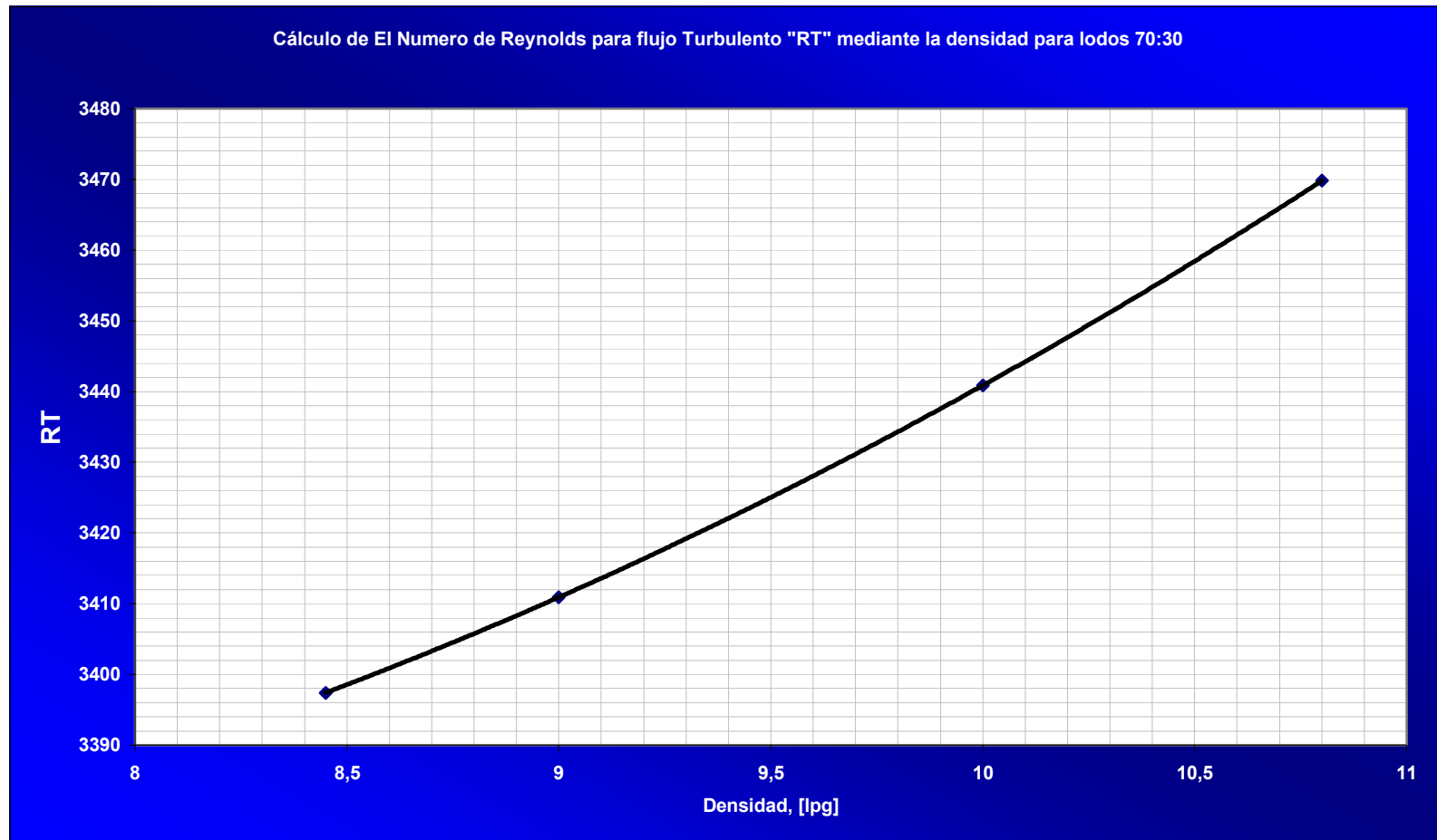


Figura E.4 Cálculo del Número de Número de Reynolds “RT” para Flujo Turbulento para Lodos 70:30.

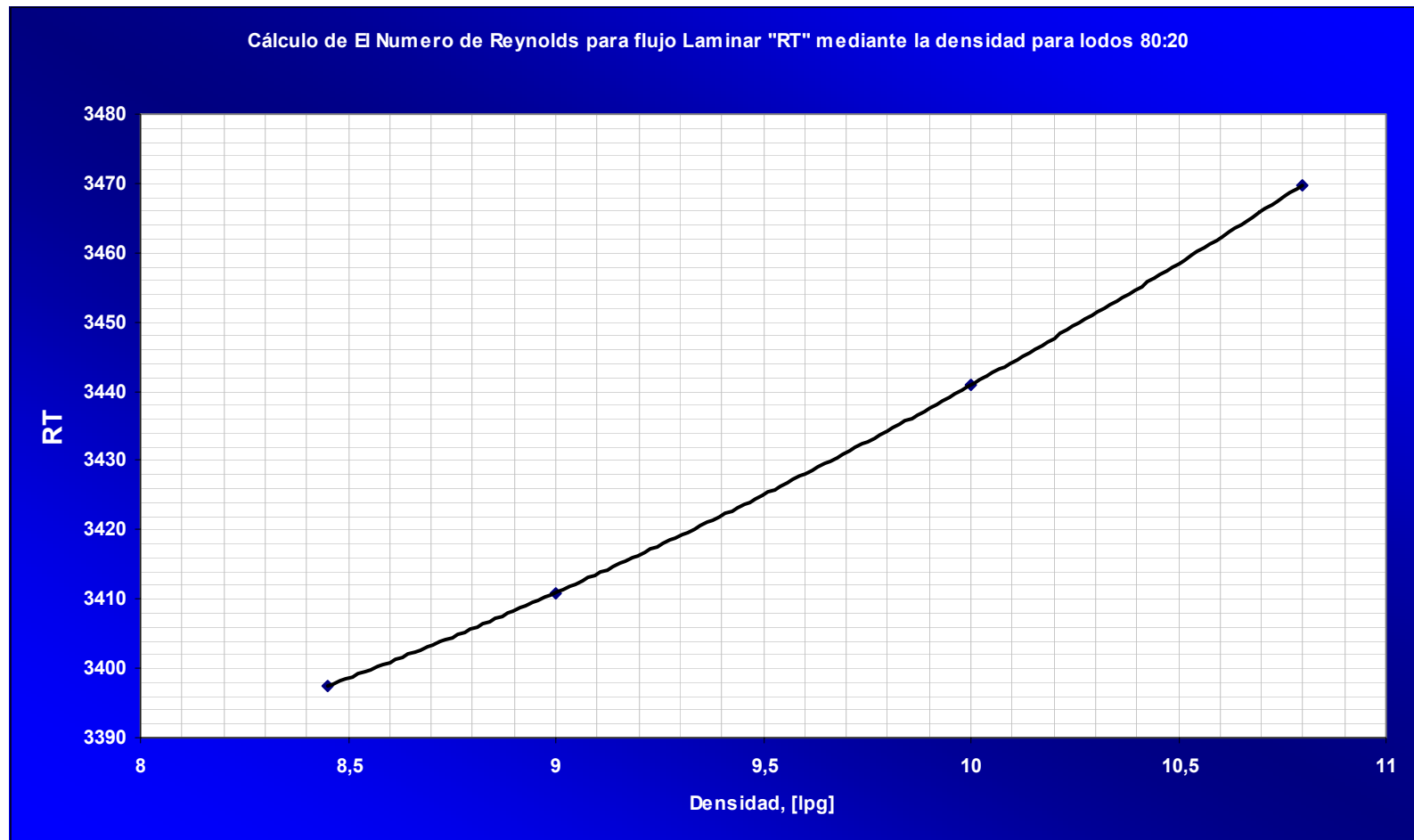


Figura E.5 Cálculo del Número de Número de Reynolds “RT” para Flujo Turbulento para Lodos 80:20.

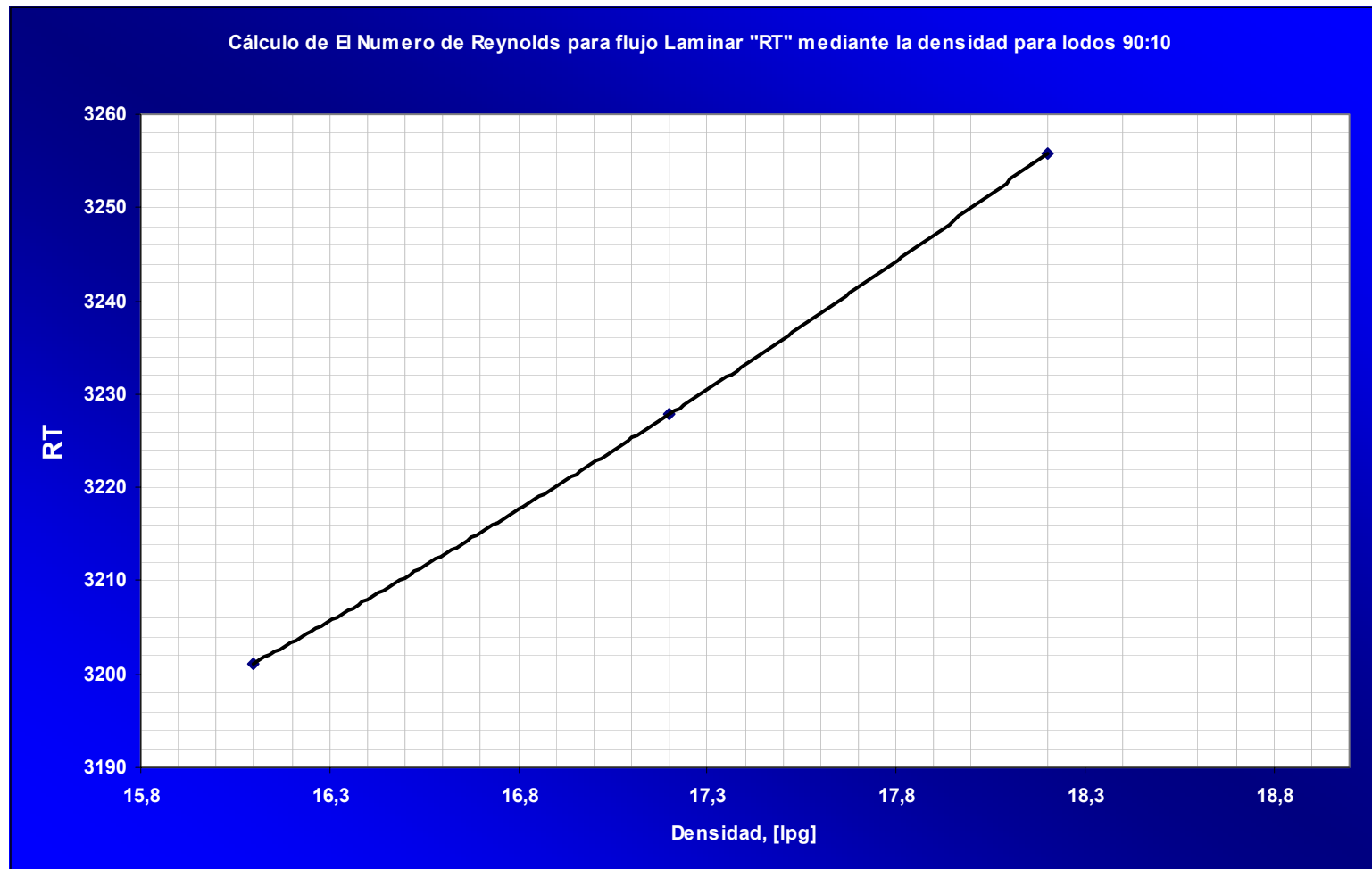


Figura E.6 Cálculo del Número de Número de Reynolds “RT” para Flujo Turbulento para Lodos 90:10.

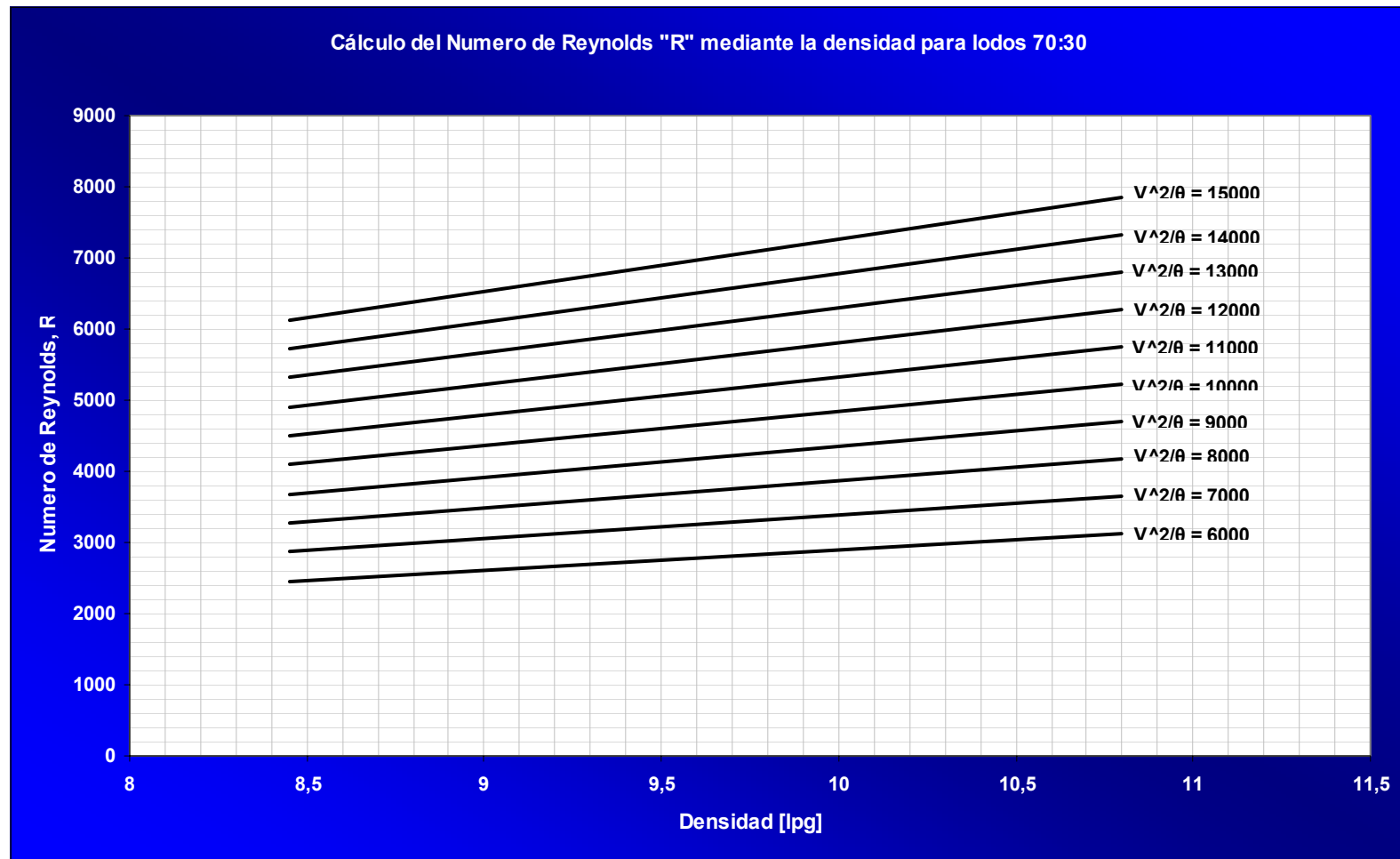


Figura E.7 Cálculo del Número de Reynolds “R” para Lodos 70:30.

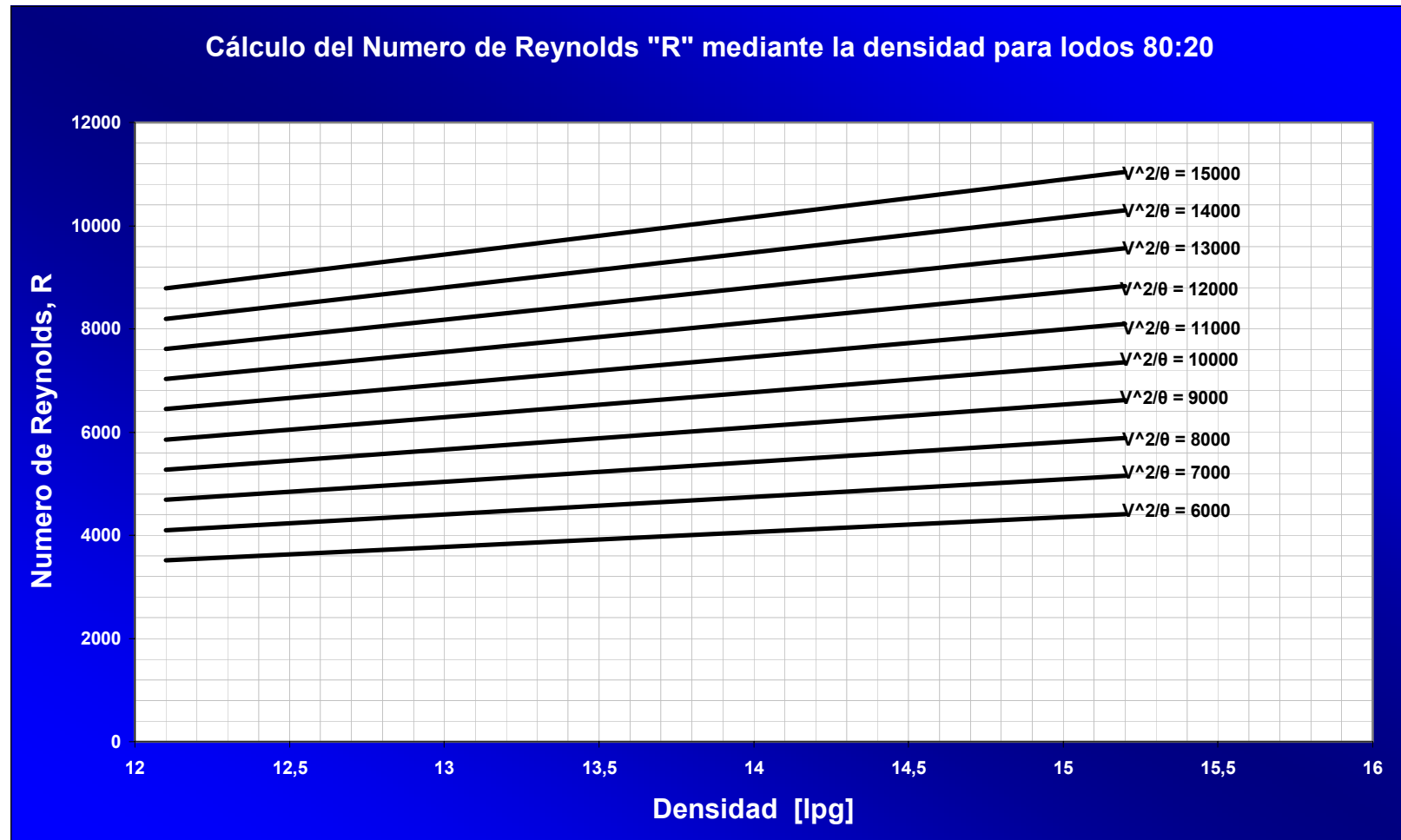


Figura E.8 Cálculo del Número de Reynolds “R” para Lodos 80:20

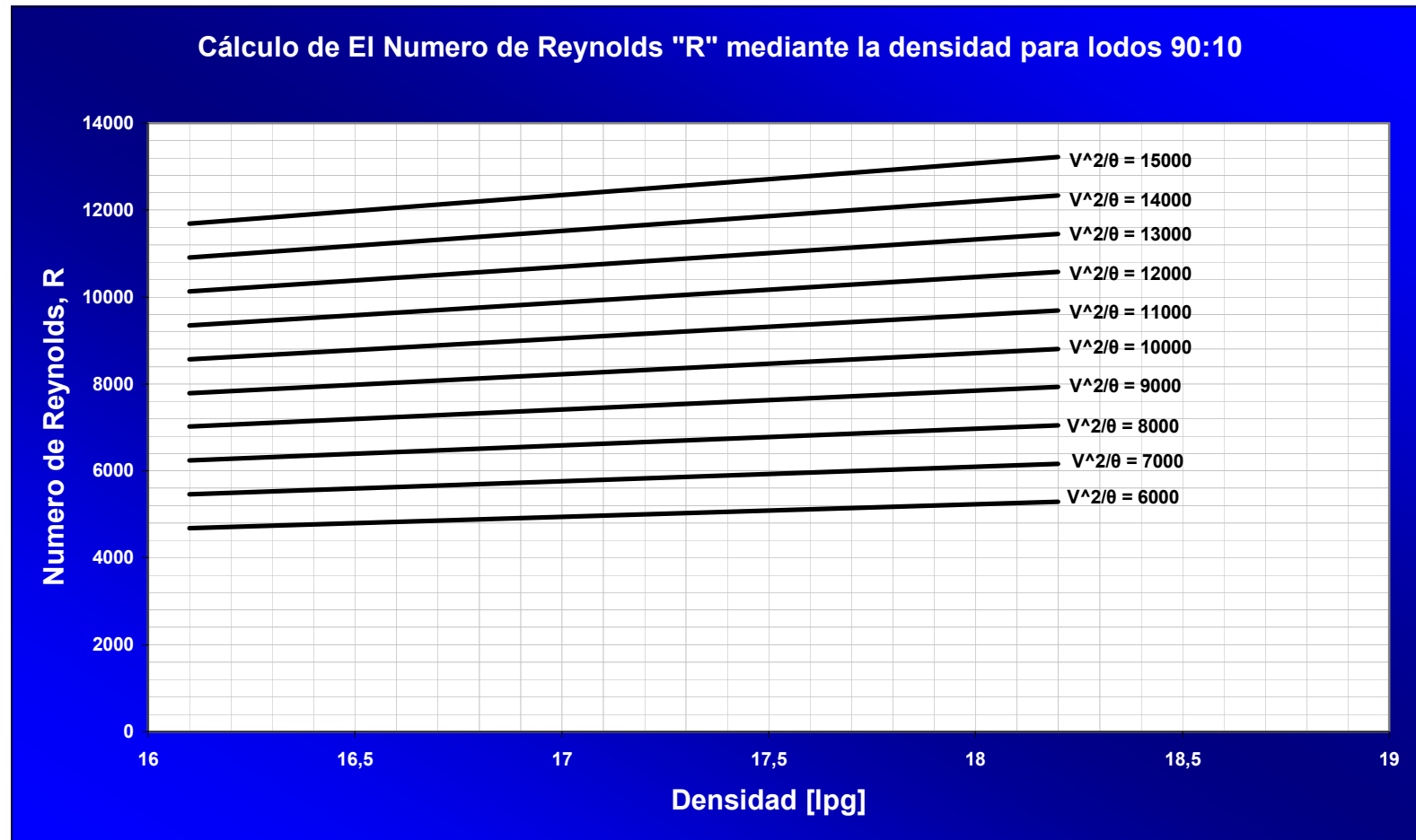


Figura E.9 Cálculo del Número de Reynolds “R” para Lodos 90:10.

Cómo utilizar las correlaciones

En un principio, estas correlaciones son útiles para calcular las pérdidas de presión por fricción tanto en la tubería como en el anular cuando se tienen como datos los siguientes parámetros:

Relación Aceite/Agua (% volumen)

Densidad del lodo

Diámetro interno y externo de la tubería presente en la sección o intervalo del pozo.

Diámetro de la mecha, del hoyo o diámetro interno de la tubería de revestimiento.

Longitud de la sección del pozo en estudio.

Tasa de Bombeo.

Cálculo de pérdidas de presión por fricción para Flujo Turbulento a Tuberías.

1.- En la figura C.1 a partir del diámetro interno que se tenga como dato, trace una línea paralela al eje de las velocidades, hasta que coincida con la curva correspondiente a la tasa de bombeo proporcionada por el problema. A partir del punto intersección con la curva, dibuje una línea horizontal en dirección al eje de las velocidades hasta que coincida con el mismo. Esta intersección será la velocidad del flujo en la tubería.

2.- Emplee la figura D.3, D.9 o D.14, acorde a la proporción aceite/agua y repita el mismo procedimiento anterior. Desde la densidad del fluido, verticalmente hacia arriba, intercepte con el “C = 0” y luego horizontalmente hacia la izquierda, para obtener el valor del factor geométrico “G”.

3.- Con la velocidad del flujo previamente leída según el paso 1, trabaje en la figura D.4, D.10 o D.14, verticalmente hacia arriba hasta interceptar con la línea de “G”.

Entonces, a partir de allí con una línea horizontal hacia la izquierda, obtendrá el valor del producto $G \cdot V$.

4.- Con el producto $G \cdot V$ obtenido en el paso anterior, se hace lo propio en la figura D.5, D.11 o D.16, Interceptando con el diámetro interno de la tubería dada y luego leer el valor del factor “Gs”.

5.- Con la densidad se emplea la figura D.6, se intercepta verticalmente a la curva de “Gs” y luego horizontalmente hacia la izquierda hasta obtener el valor de la lectura equivalente del viscosímetro Fann “ θ ”.

6.- Se debe realizar el mismo procedimiento del paso anterior en la figura C.4, entrando con el valor de “ θ ” obtenido en el paso 5, interceptando la curva correspondiente a la velocidad de flujo obtenida en el paso 1 para luego leer el valor de la relación V^2/θ .

7.- Ahora en la figura E.7, se parte de la densidad del fluido de perforación, se sube verticalmente hasta la curva que corresponde a la relación V^2/θ , y de allí se lee hacia la izquierda el valor del Número de Reynolds.

8.- En la figura, E.7, E.8 y E.9, dependiendo de la relación aceite/agua se hace lo mismo partiendo desde la densidad del fluido, se intercepta con la única curva existente en la gráfica y de allí, horizontalmente hacia la izquierda se lee el valor del número máximo de Reynolds para flujo transitorio “RT”. Si el número de Reynolds “R” obtenido en el paso 7 es menor al “RT” obtenido en este paso, entonces el flujo es laminar o transitorio, por lo tanto se deben suspender los cálculos y reevaluar el diseño del pozo. En caso de que “R” sea mayor que “RT” Entonces el flujo es turbulento y se continúa en el paso 9.

9.- Con la figura C.2, C.10 o C.15, dependiendo de la relación aceite/agua, realice el procedimiento idéntico al paso 8, para determinar el valor del coeficiente “a” del factor de fricción “f”.

10.- Con la figura C.3, C.11 o C.16, dependiendo de la relación aceite/agua, realice el procedimiento idéntico al paso 8, para determinar el valor del coeficiente “b” del factor de fricción “f”.

11.- Mediante el uso de la figura C.5, lleve a cabo el ya conocido proceso, entrando con el valor del número de Reynolds “R” del paso 7, hasta la curva correspondiente al coeficiente “b” y de allí hacia la izquierda para leer el factor “R^b”.

12.- Con “R^b” intercepte hasta la curva única (corresponde a los valores de “a” que tiene la figura C.6, y obtenga el valor del factor de fricción “f”.

13.- Con la densidad del lodo ubique la figura C.7 dependiendo de la relación aceite/agua, intercepte con la curva de velocidad de flujo correspondiente, y obtenga el valor del factor $\rho \cdot v^2$.

14.- Con el valor de “f” obtenido en el paso 12, siga el procedimiento ya habitual de los pasos anteriores hasta llegar a la curva correspondiente al valor del paso 13 y de allí, obtenga el valor del factor $f \cdot \rho \cdot v^2$.

15.- Comience con este valor $f \cdot \rho \cdot v^2$, en la figura C.9 y llegando a la curva correspondiente al diámetro interno de la tubería diríjase desde allí horizontalmente hacia la izquierda para leer el valor de la pérdida de presión por fricción en la tubería para flujo turbulento por cada mil (1000) pies de profundidad “ $\Delta P/1000\text{pies}$ ”.

Cálculo de pérdidas de presión por fricción para Flujo Laminar en el Anular.

- 1.- Calcule la diferencia entre el diámetro del hoyo y el diámetro externo de la tubería ($D_h - D_e$), así como la diferencia de sus cuadrados ($D_h^2 - D_e^2$).
- 2.- En la figura D.1, a partir de la diferencia de los cuadrados de los diámetros, trace una línea paralela al eje de las velocidades, hasta que coincida con la curva correspondiente a la tasa de bombeo proporcionada por el problema. A partir del punto intersección con la curva, dibuje una línea horizontal en dirección al eje de las velocidades hasta que coincida con el mismo. Esta intersección será la velocidad del flujo en el espacio anular.
- 3.- Divida el diámetro externo de la tubería entre el diámetro del hoyo (el diámetro del hoyo puede venir dado por el diámetro de la mecha o por el diámetro interno de la tubería de revestimiento dependiendo del caso). Este valor será conocido como “ α ”.
- 4.- Utilice la figura D.2 o alguna otra dependiendo de la relación aceite/agua que se esté empleando. Una vez elegida, repita el procedimiento anterior: con la densidad del fluido como punto de partida, verticalmente hacia arriba hasta llegar al “ α ” anteriormente obtenido, y luego horizontalmente hacia la izquierda para obtener el valor o coeficiente geométrico “C”.
- 5.- Emplee la figura D.3, D.9 o D.14, acorde a la proporción aceite/agua y repita el mismo procedimiento anterior. Desde la densidad del fluido, verticalmente hacia arriba, intercepte con el “C” obtenido previamente y luego horizontalmente hacia la izquierda, para obtener el valor del factor geométrico “G”.
- 6.- Con la velocidad del flujo previamente leída según el paso 2, utilice este valor en la figura , y diríjase verticalmente hacia arriba hasta interceptar con la línea de “G”.

Entonces, a partir de allí con una línea horizontal hacia la izquierda, obtendrá el valor del producto $G*V$.

7.- Con el producto $G*V$ obtenido en el paso anterior, se hace lo propio en la figura D.5, D.11 o D.16, Interceptando con la curva correspondiente a la diferencia de diámetros y luego leyendo el valor del factor “Gs”.

8.- Con la densidad se emplea la figura D.6 o alguna otra dependiendo de la relación aceite/agua, se intercepta verticalmente a la curva de “Gs” y luego horizontalmente hacia la izquierda hasta obtener el valor de la lectura equivalente del viscosímetro Fann “ θ ”.

9.- Se debe realizar el mismo procedimiento del paso anterior en la figura C.4, entrando con el valor de “ θ ” obtenido en el paso 8, interceptando la curva correspondiente a la velocidad de flujo en el espacio anular obtenida en el paso 2 para luego leer el valor de la relación V^2/θ .

11.- Ahora en la figura E.7, E.8 o E.9, se parte desde la densidad del fluido de perforación, se sube verticalmente hasta la curva que corresponde a la relación V^2/θ , y de allí se lee hacia la izquierda el valor del Número de Reynolds “R”.

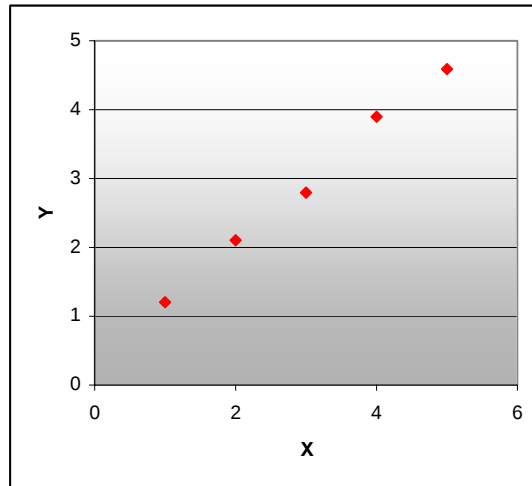
12.- En la figura E.1, E.2 o E.3, dependiendo de la relación aceite/agua se hace lo mismo partiendo desde la densidad del fluido, se intercepta con la única curva existente en la gráfica y de allí horizontalmente hacia la izquierda se lee el valor del número máximo de Reynolds para flujo laminar “RL”. Si el número de Reynolds “R” obtenido en el paso 11 es menor al “RL” obtenido en este paso, entonces el flujo es laminar, y se continúa en el paso 13. Si no, entonces el flujo es transitorio o turbulento, por lo tanto se deben suspender los cálculos y reevaluar el diseño del pozo.

13.- Inicie en la figura D.7, con el valor de “ θ ” obtenido en el paso 7. De allí, intercepte la línea correspondiente al valor de la diferencia de diámetros obtenida en el paso 1 y luego horizontalmente hacia la izquierda diríjase hasta el valor de la pérdida de presión por fricción en el espacio anular por cada mil (1000) pies de profundidad “ $\Delta P/1000\text{pies}$ ”.

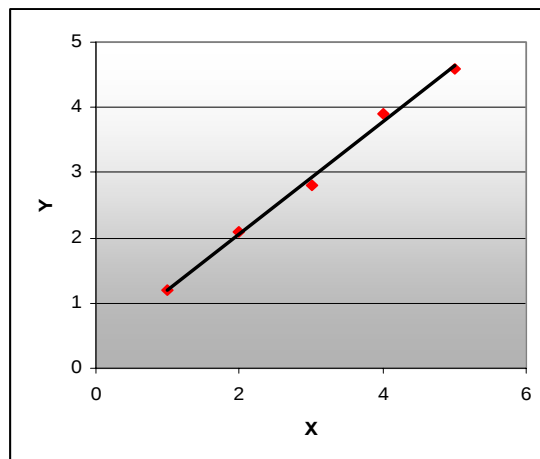
Nota: por lo general, las curvas de valores que aparecen en los planos cartesianos de cada una de las gráficas no coincidirán con el valor que se calculó, ya que ellas están diseñadas con valores arbitrarios dentro de un rango de posibilidades. Es por eso que el valor que haya sido obtenido, debe representarse en la nueva gráfica como una curva interpolada para luego poder hacer el procedimiento de rutina.

Métodos de Aproximación Numérica.

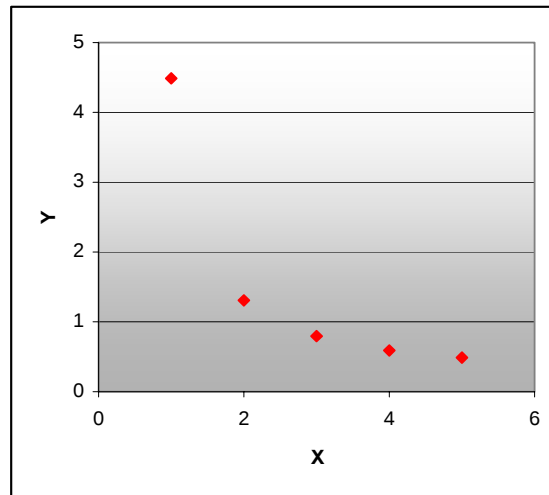
Cuando se obtiene una serie de datos experimentales y se grafican en un plano cartesiano se puede notar que guardan algún tipo de relación matemática.



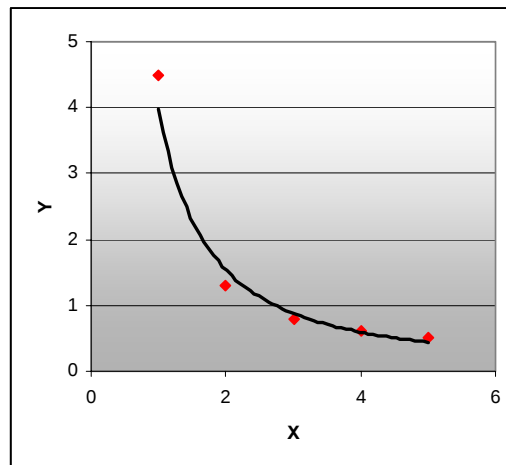
Es posible que esta serie de datos, puntos o como se denominan en el mundo de la aproximación numérica: nodos, conformen o una línea recta o al menos estén algo alineadas.



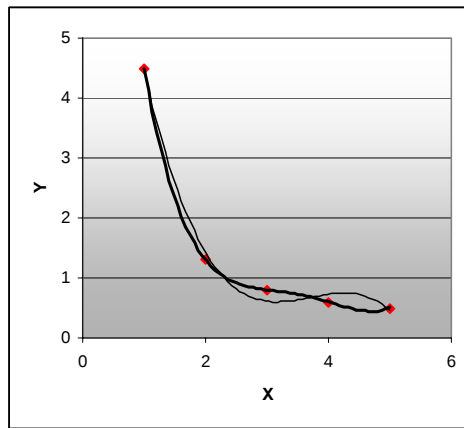
También es posible que formen algún tipo de curvatura u ondulaciones.



La curva que aparentemente mejor se adapta a esta disposición de nodos es algo como se muestra en la figura:



También puede ocurrir que para esta misma serie de nodos o puntos exista otra función matemática que se adapte con mayor exactitud a esta serie de puntos.



Existen métodos matemáticos que son capaces de determinar la función que mejor se adapta a una serie dada de puntos. Estos son conocidos como métodos de interpolación y aproximación polinómica y cada uno de ellos tienen sus ventajas y desventajas.

Cuando observamos que la serie de puntos conforman algo similar a una recta, decimos que el conjunto de datos tienen una tendencia lineal, por lo tanto es muy común usar en estos casos el *método de aproximación discreta por mínimos cuadrados*, aunque este método también sirve para determinar funciones o tendencias curvas (capítulo 3, Burden, Richard L. Youngstown State University, “Análisis Numérico”, 6ta Edición, Internacional Thompson Editores, 1998).

Si los datos o nodos se encuentran conformando algún tipo de curva, entonces existen diferentes tipos de métodos que pueden determinar funciones de forma exponencial, logarítmica, polinómica de cualquier grado, exponencial, entre otras.

Entre algunos ejemplos podemos mencionar al *método de interpolación de Lagrange* (capítulo 3, Burden, Análisis Numérico, 1998) que ofrece tendencias polinomiales de cualquier grado, el *método de las diferencias divididas* (capítulo 3 Burden) y los polinomios de *Chebyshev* que ofrecen los mismos resultados pero con mayor exactitud. Las tendencias polinomiales. El problema que presentan los

polinomios es que se caracterizan por ser funciones que pueden generar muchas veces oscilaciones bruscas y algo irregulares si las comparamos con los fenómenos de la naturaleza, por ejemplo, que en su mayoría conforman sistemas lineales o curvas más suaves con concavidades únicas. Es por eso que existe el *método de trazadores cúbicos* que generan curvas más suaves y que simulan aún mejor la tendencia natural de los puntos o nodos.

Aunque existe un polinomio interpolante único, éste puede adoptar muchísimas formas. La forma de Lagrange es la que más se emplea para interpolar las tablas, cuando n (número de nodos) es pequeño y para derivar las fórmulas con las cuales aproximamos las derivadas e integrales. El método de Neville sirve para evaluar varios polinomios interpolantes en el mismo valor de x . Las formas de los polinomios de Newton son más adecuadas para los cálculos y también se usan mucho cuando se derivan fórmulas para resolver las ecuaciones diferenciales. Sin embargo, la interpolación polinómica presenta una debilidad intrínseca de oscilación, sobre todo si hay muchos nodos. En este caso disponemos de otros métodos cuya aplicación es más apropiada.

Los polinomios de Hermite interpolan una función y su derivada en los nodos, y pueden resultar sumamente precisos, pero requieren más información sobre la función a aproximar. También presentan la debilidad de oscilación cuando existen muchos nodos. La forma más común de interpolación es la interpolación polinómica fragmentaria. Si se conocen los valores de la función y de la derivada, es recomendable aplicar la interpolación cúbica fragmentaria de Hermite. Este es el método preferido cuando se interpolan valores de una función que es la solución de una ecuación diferencial. Cuando sólo se conocen los valores de una función, podemos emplear la interpolación de trazadores cúbicos libres; esto hace que la segunda derivada del trazador sea cero en los extremos. Otros trazadores cúbicos requieren más datos. Por ejemplo, el trazador cúbico sujeto requiere que se conozcan los valores de la derivada de la función en los extremos del intervalo. Existen otros

métodos de interpolación que se utilizan con cierta frecuencia” (Burden, capítulo 3, p.165)

El uso de herramientas computacionales:

Por lo general, el cálculo de las funciones que simulan las tendencias de los datos o nodos se realiza a través de estos métodos que fueron reseñados anteriormente. La aplicación de los mismos de forma manual o paso a paso es poco práctica si se requiere hacer muchas interpolaciones, por lo tanto resulta ser un trabajo arduo y lento. Es por eso que se han desarrollado diferentes “softwares” o programas computacionales que nos permiten hacer este tipo de aproximaciones en fracciones de segundos, reduciendo ampliamente el tiempo de operación. Actualmente es frecuentemente utilizada la herramienta de aproximación numérica que traen paquetes tales como Microsoft Office[®], específicamente las del programa para realizar hojas de cálculo denominado Microsoft Office Excel[®], que solo necesita que le suministren los datos y que le ordenen el tipo de tendencia deseada. Existen muchísimos otros programas que pueden hacer este trabajo. El MATLAB es uno de ellos, aunque requiere igualmente un amplio conocimiento de su lenguaje de programación.

Ejemplo de cálculo de pérdida de presión

Se quiere calcular las pérdidas de presión en el espacio anular para una sección del pozo con un hoyo de 9^{3/4}” y una tubería de perforación con Diámetro externo De = 4,5” y diámetro interno D = 4”. Durante el proceso se hará circular a 400 gpm el lodo de emulsión inversa con relación Aceite/Agua de 80:20 que tiene densidad $\rho = 13$ lpg.

Solución:

En un principio, si se va a resolver el problema mediante el uso de las ecuaciones y no por el método gráfico, se deben tomar en cuenta las correlaciones MIRI para lodos de emulsión inversa con relación aceite/agua 80:20 para n, K y θ_0 :

$$n = -0,00076\rho^2 + 0,00753\rho + 0,68697 \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

$$K = 0,04218\rho^2 - 0,86196\rho + 5,01979 \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

$$\theta_0 = 1,957\rho - 22,724 \quad (\text{Ecuación 4.9})$$

Con el valor de la densidad $\rho = 13$ lpg aplicado a cada uno de estas ecuaciones resulta:

$$n = 0,65642 \quad K = 0,94273 \text{ lbf}/100\text{ft}^2 \cdot \text{RPM} \quad \theta_0 = 2,717 \text{ lbf}/100\text{ft}^2.$$

La velocidad del flujo en el anular viene dada por la ecuación:

$$V = (24,51 \cdot Q) / (Dh^2 - De^2)$$

Entonces V, con Dh = 9^{3/4}” y De = 4,5” y Q = 400 gpm resulta:

$$V = 131,04 \text{ pies}/\text{min}$$

Calculamos α y x: $\alpha = De/Dh$ y $x = 0,37 \cdot n^{-0,14}$

$$\alpha = 0,4615 \quad x = 0,3925$$

Calculamos C: $C = 1 - (1 - \alpha^x)^{1/x}$

$$C = 0,9671$$

Entonces, el factor Geométrico es:

$$G = 0,3813$$

Por lo tanto La lectura Fann equivalente es:

$$\theta = 6,68 \text{ lbf}/100\text{pies}^2$$

Siendo la pérdida de presión para el anular

$$\Delta P/L = \theta / (281 * (D_h - D_e)) = 6,68 / (281 * (9,75 - 4,5)) = 0,00453 \text{ lpc/pie.}$$

$\Delta P/L = 4,53 \text{ lpc}/1000\text{pies}$

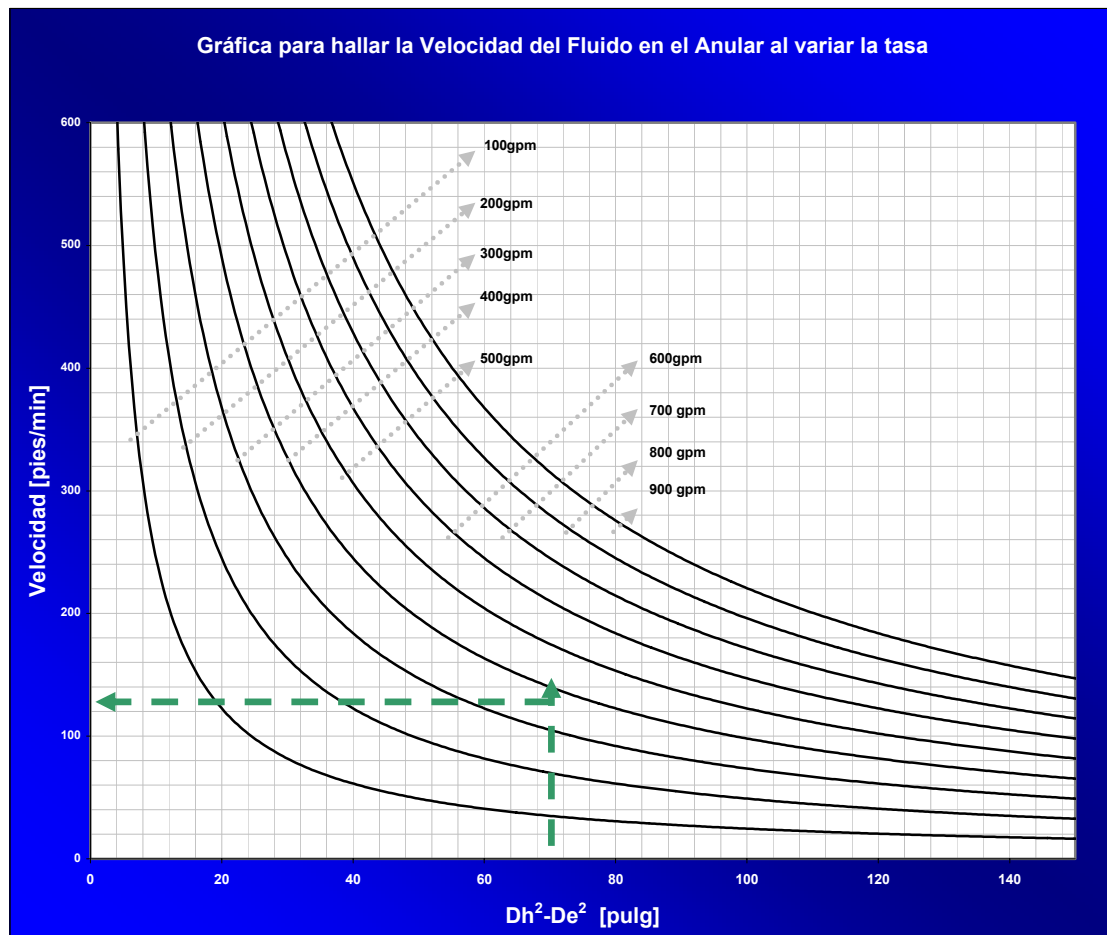
Para resolver este ejercicio de forma gráfica lo realizamos de la siguiente manera:

1.- Se calculan previamente las diferencias del diámetro del hoyo y el diámetro de la tubería así como la diferencia de sus cuadrados:

$$D_h - D_e = 5,25''$$

$$D_h^2 - D_e^2 = 74,81 \text{ pulg}^2$$

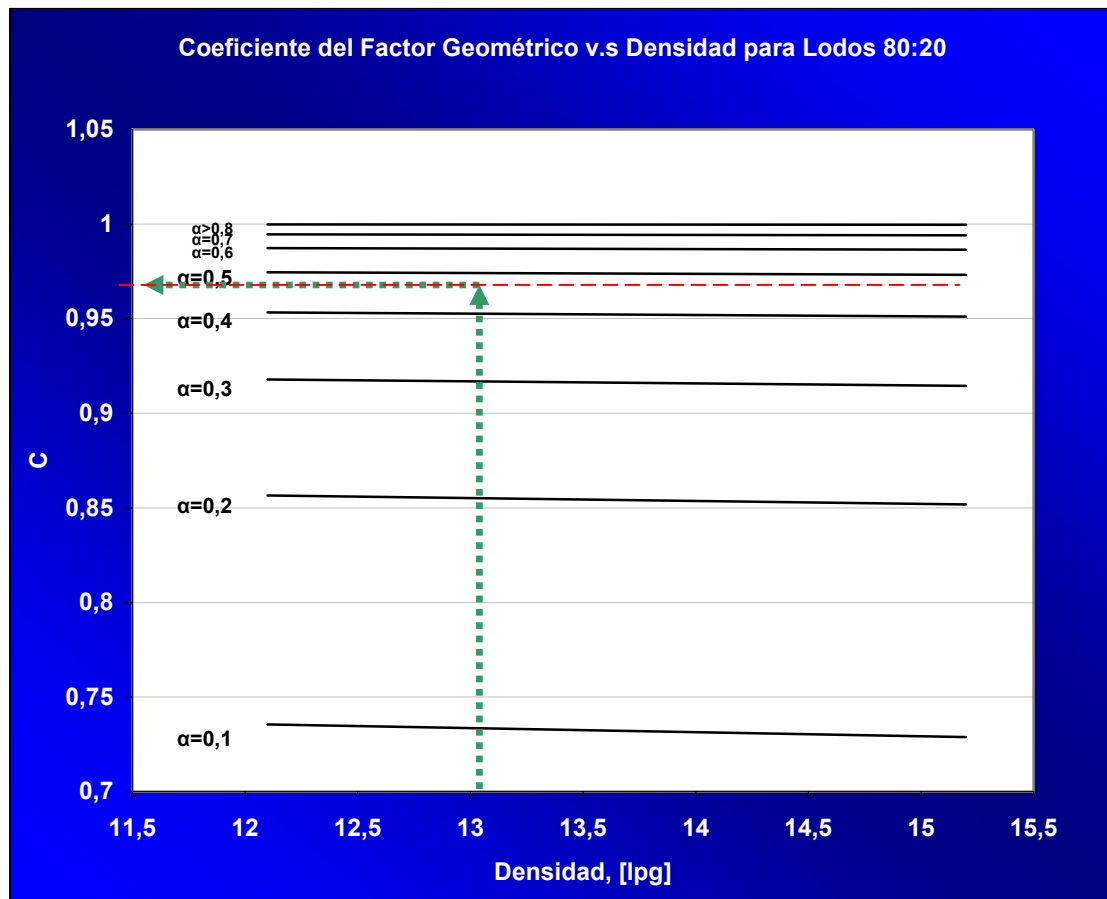
2.- Con la diferencia de los cuadrados y la tasa de bombeo se halla la velocidad del flujo en el anular con la figura D.1: con ello la velocidad resultó ser 130 pies/min.



Luego con el diámetro externo y el del hoyo se calcula α :

$$\alpha = De/Dh = 0,4615$$

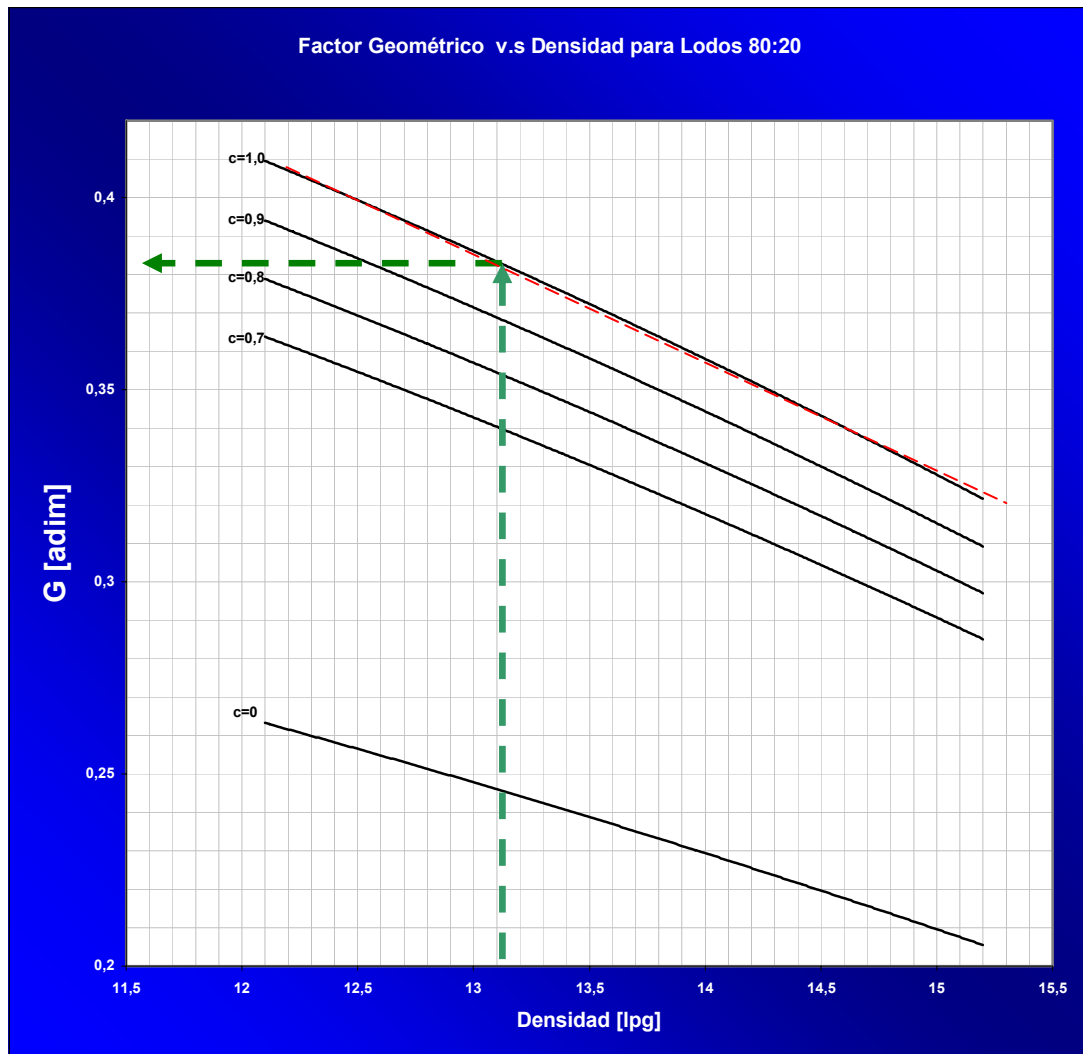
Ahora este valor lo interpolamos entre las curvas de 0,4 y 0,5 correspondientes a α en la gráfica MIRI D.8:



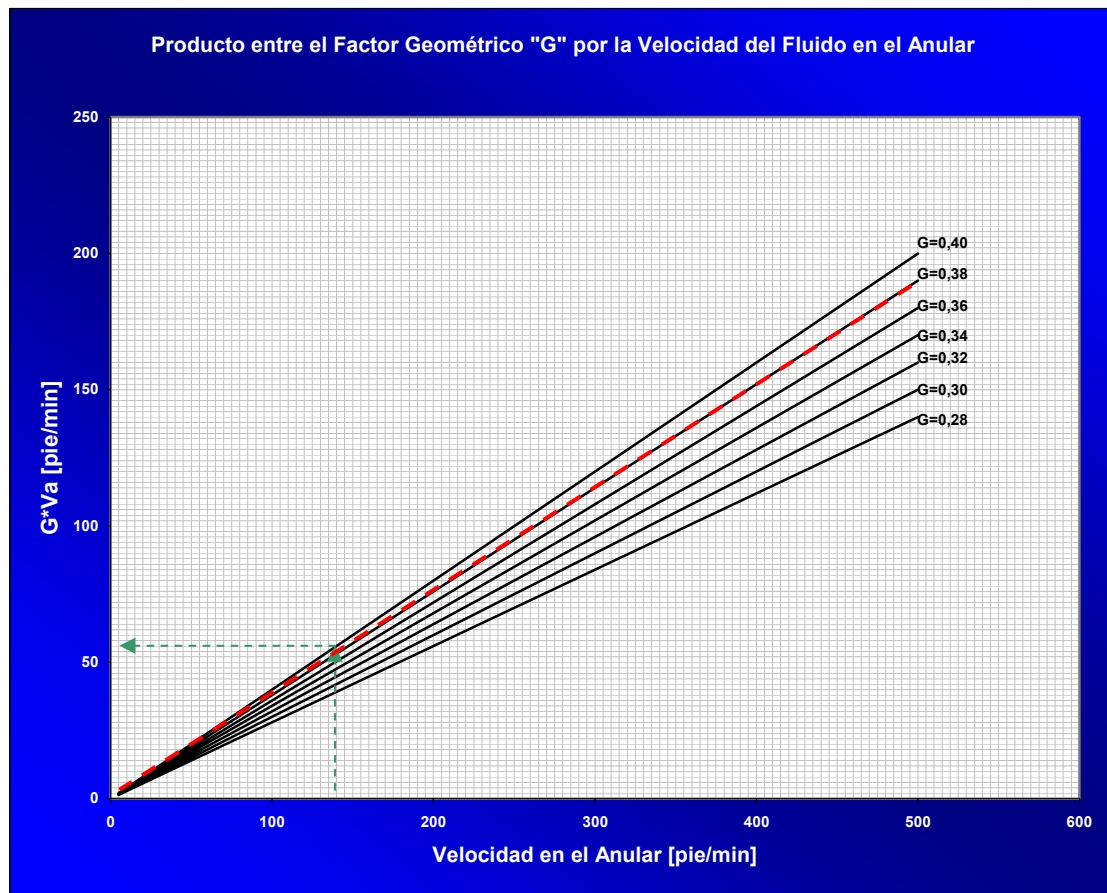
Por lo tanto se ha leído $C = 0,965$.

Ahora empleamos la gráfica MIRI D.9 e interpolamos la curva C entre 0,9 y 1, para obtener el factor geométrico G. entramos con la densidad de 13 lpg y G resultó:

$$G = 0,382.$$

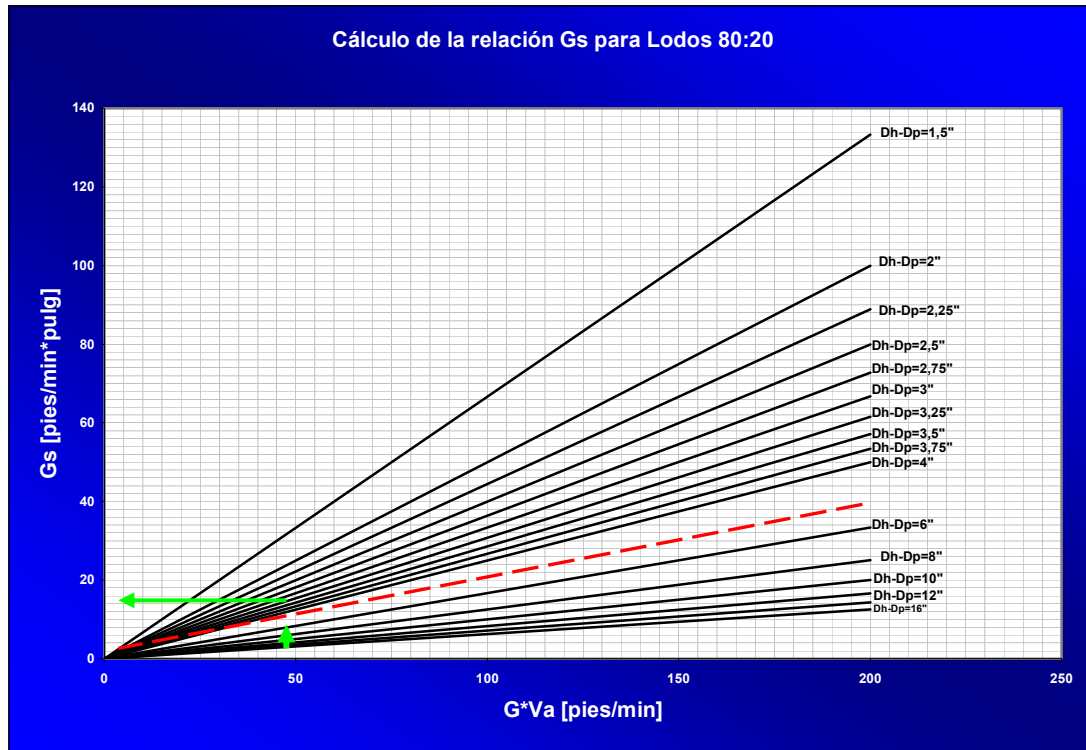


Con la velocidad del flujo previamente leída según el paso 2, utilice este valor en la figura D.10 , y diríjase verticalmente hacia arriba hasta interceptar con la línea de “G”. Entonces, a partir de allí con una línea horizontal hacia la izquierda, obtendrá el valor del producto $G \cdot V$.

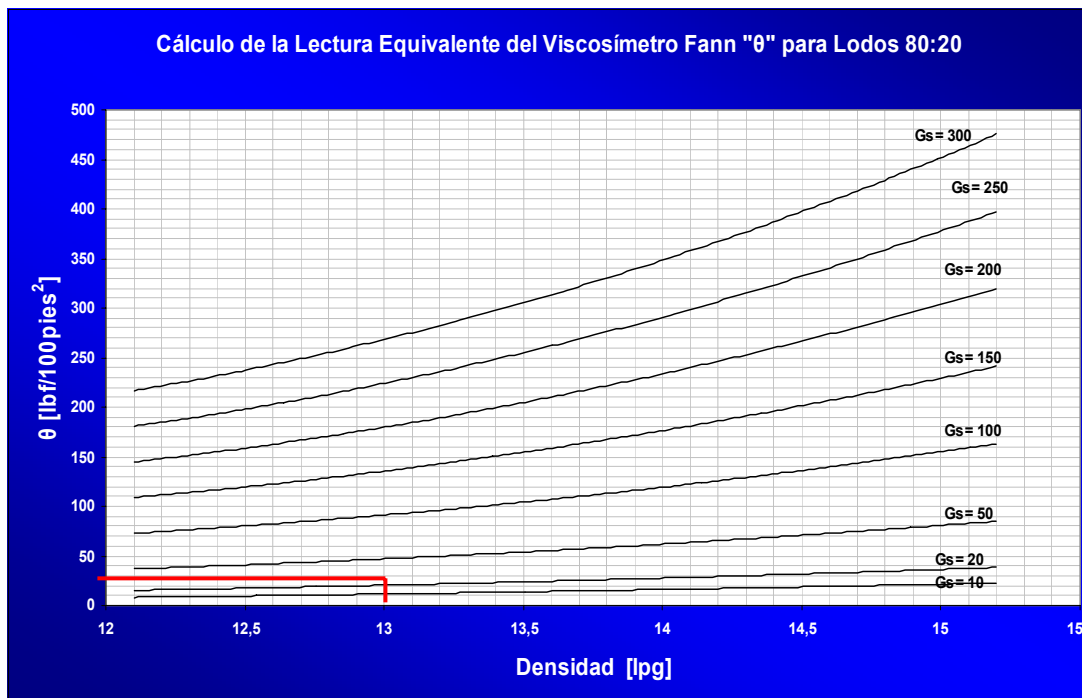


Por lo tanto, el valor de $G \cdot V$ es 50.

Ahora con la figura D.11, $D_h - D_e = 5,25''$ y $G \cdot V = 50$ tenemos que $G_s = 10$

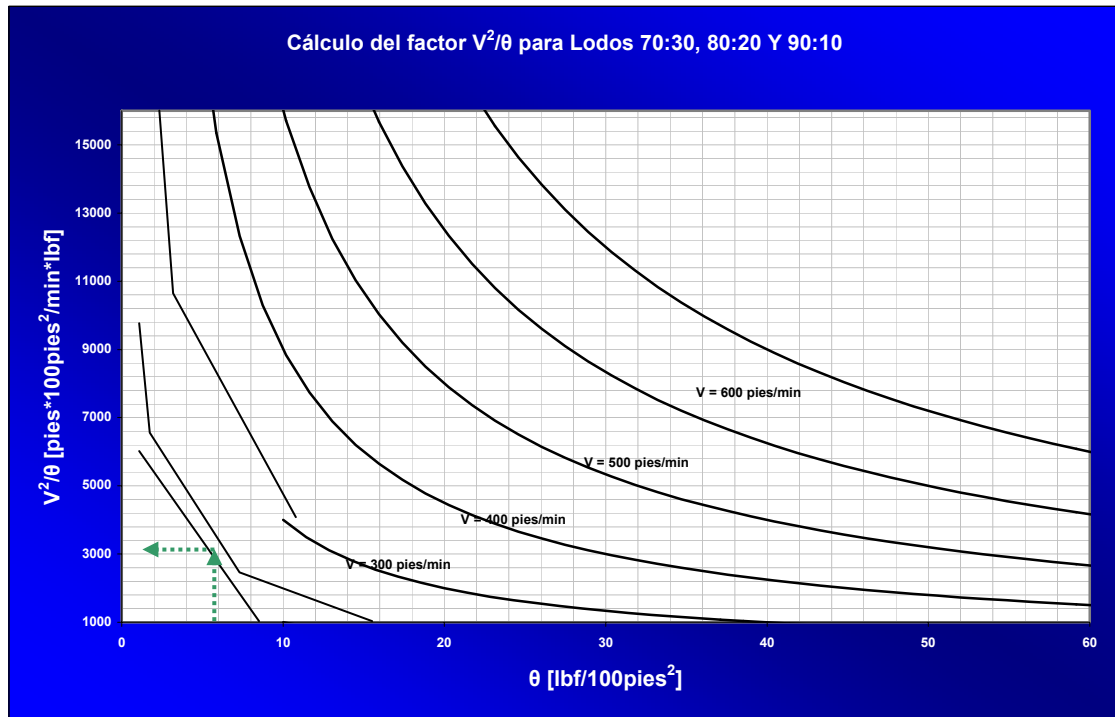


Con $G_s = 10$ y la densidad, la lectura equivalente resulta ser $\theta = 6$. Esto se puede apreciar en la figura D.12:



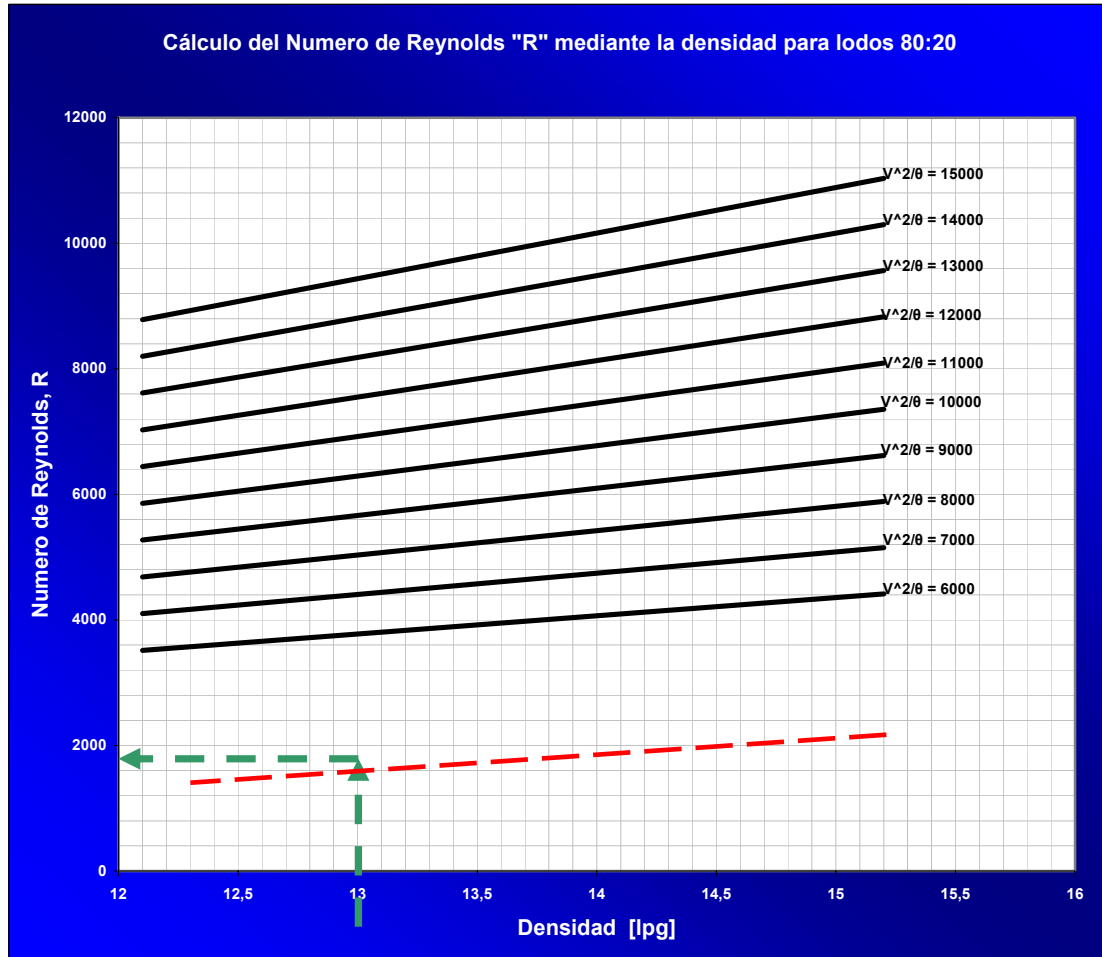
Se debe realizar el mismo procedimiento del paso anterior en la figura C.4, entrando con el valor de “ θ ” obtenido en el paso anterior, interceptando la curva correspondiente a la velocidad de flujo en el espacio anular para luego leer el valor de la relación V^2/θ :

$$V^2/\theta = 2980 \text{ (pies}^2\text{/min}^2\text{*lbf/100pies}^2\text{)}$$

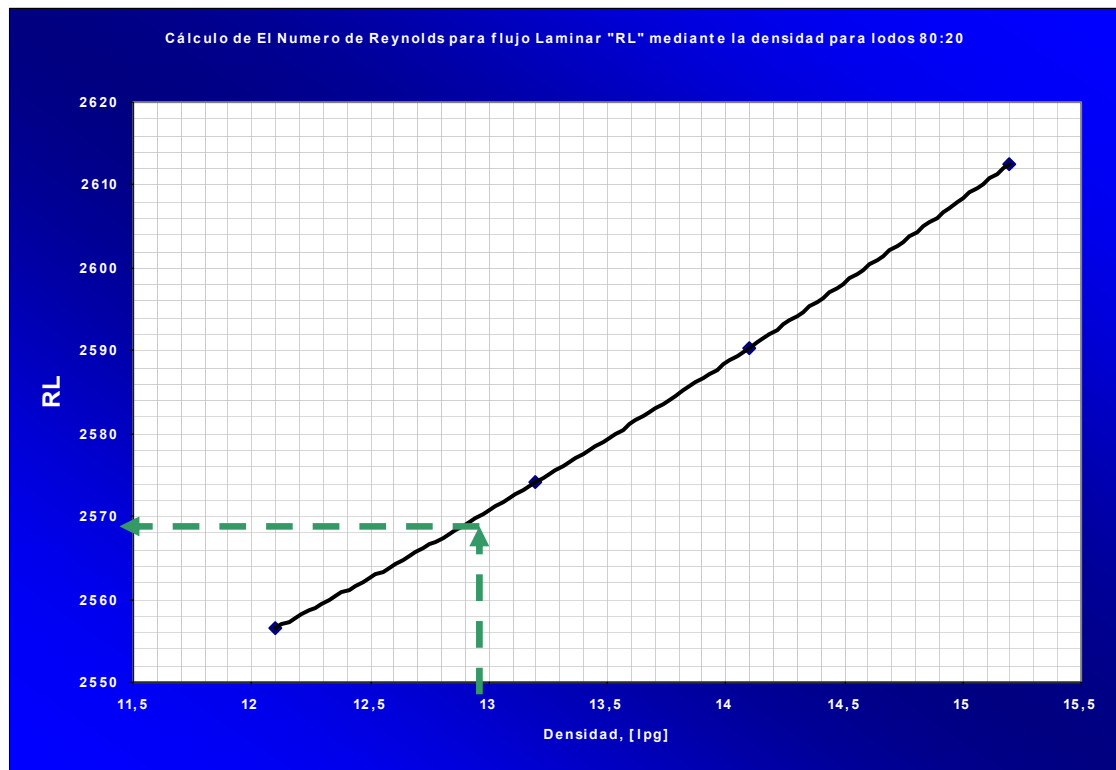


Con la gráfica MIRI E.8 calculamos el número de Reynolds “R”:

$$R = 1600$$

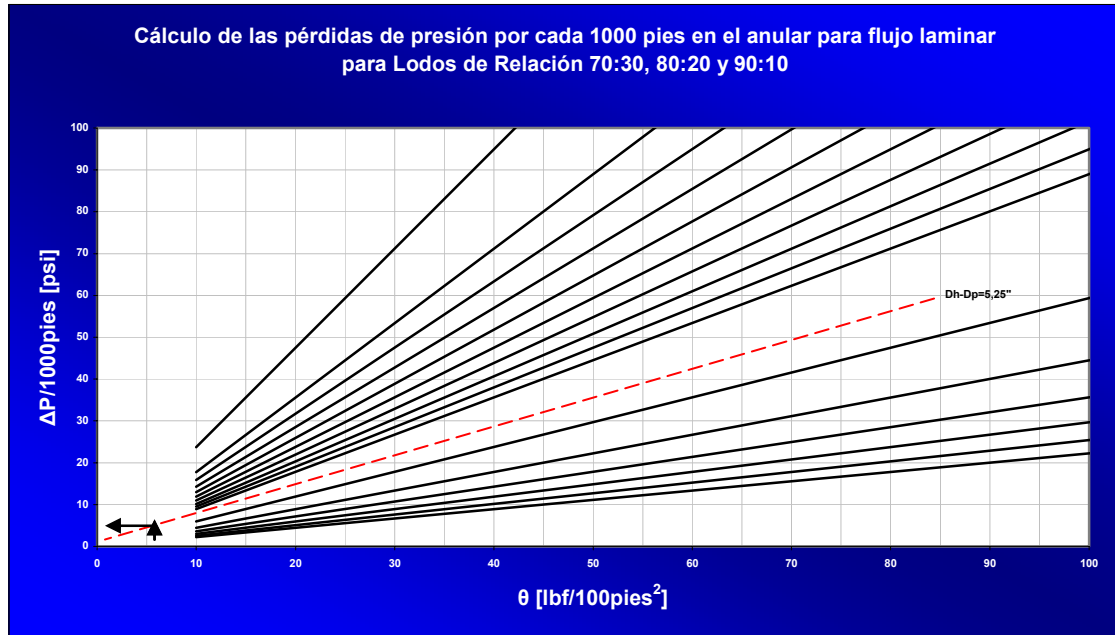


Ahora debemos comparar el número de Reynolds “R” con el límite máximo para flujo laminar “RL” mediante la gráfica MIRI E.2:



Según la gráfica, $RL = 2670 > R = 1600$ por lo tanto es flujo es laminar.

Luego, según la gráfica D.7 obtenemos el valore de la caída de presión por cada 1000 pies de profundidad:



$$\Delta P/1000 \text{ pies} = 4 \text{ psi}$$

Formulación de los Lodos de Emulsión Inversa

Relación Aceite y Agua	Peso del lodo [lb/g]	Aceite [bbl]	Emulsificante [lb/bbl]	Humectante [lb/bbl]	CaI [lb/bbl]	Agua [bbl]	CaCl ₂ [lb/bbl]	A.Organofílica [lb/bbl]	Controlador de Filtrado [lb/bbl]	Barita [lb/bbl]
70 : 30	8,5	0.63	6.1	1	6.1	0.27	33	2.1	4.1	23
70 : 30	9	0.61	6.6	1.3	6.6	0.26	32	2.6	4.6	50
70 : 30	10	0.59	7.3	1.6	7.3	0.25	31	3.3	5.3	104
70 : 30	11	0.56	8	2	8	0.24	29	4	6	158
80 : 20	12	0.61	8.1	1	8.1	0.15	19	2.1	6.1	226
80 : 20	13	0.58	8.6	1.3	8.6	0.14	18	2.3	6.6	280
80 : 20	14	0.55	9.3	1.6	9.3	0.13	17	2.6	7.3	333
80 : 20	15	0.52	10	2	10	0.12	16	3	8	386
90 : 10	16	0.55	8.1	2	8.1	0.06	8	1	8.1	452
90 : 10	17	0.52	9	2.5	9	0.05	7	1.25	9	504
90 : 10	18	0.49	10	3	10	0.04	6	1.5	10	557

Tabla I.1. Formulación de los lodos de emulsión inversa

Estos lodos se formularon con un 35% en peso de (CaCl₂) Salmuera, logrando así emplear un valor cercano a la máxima saturación del agua (38% en peso).

Las propiedades reológicas del fluido de perforación deben ser ajustadas según los requerimientos que satisfagan las condiciones del pozo.