

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MEZCLADO MECÁNICO A ESCALA
INDUSTRIAL CON CAPACIDAD DE 200 BARRILES POR DÍA,
PARA DOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA
FORMULADOS A ESCALA LABORATORIO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA
QUÍMICA**

KARINA JANNERI LAGOS ÁLVAREZ

kari_jann@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOSÉ FRANCISCO CARRIÓN PROAÑO

fcarrion2@miswaco.slb.com

CO-DIRECTOR: ING. MARIO ANÍBAL ALDÁS LARA

mario.aldas@epn.edu.ec

© Escuela Politécnica Nacional (2014)
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo, Karina Janneri Lagos Álvarez, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Karina Janneri Lagos Álvarez

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Karina Janneri Lagos Álvarez, bajo nuestra supervisión.

Ing. Francisco Carrión

DIRECTOR DE PROYECTO

Ing. Mario Aldás

CO-DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a la empresa MI SWACO a Schlumberger Company, por brindarme la apertura y colaboración para el desarrollo de este proyecto.

Hago un especial reconocimiento a mis mentores y guías Ing. Francisco Carrión e Ing. Mario Aldás por las valiosas aportaciones en este trabajo.

A la Ing. Lucía Calderón por brindarme su tiempo y conocimientos de una manera desinteresada y permanente.

Gracias a ti por nunca dejarme caer y ser mi ángel protector en tierra, mi mejor amigo.

Finalmente quiero expresar mi infinita gratitud a mis padres, por su amor, paciencia, confianza y apoyo incondicional en cada etapa de mi vida, los amo profundamente.

Karina Lagos Álvarez.

DEDICATORIA

Al brillo de mi vida Pablo Josué, eres mi todo y motivación de cada día.

A mi angelito que siempre me cuida desde el cielo.

Y a mi madre, lo que soy es gracias a ti.

Karina Lagos Álvarez.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
GLOSARIO	xvi
RESUMEN	xix
INTRODUCCIÓN	xx
1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	1
1.1 Generalidades y descripción geológica del campo “Nueva Vida”.	1
1.1.1 Formación Orteguaza	3
1.1.2 Formación Tiyuyacu	3
1.1.2.1 Miembro Superior	3
1.1.2.2 Miembro Inferior	4
1.1.3 Formación Tena	4
1.1.3.1 Tena Superior	4
1.1.3.2 Tena Inferior	4
1.1.3.3 Arenisca Basal Tena	5
1.1.4 Formación Napo	5
1.1.4.1 Napo Superior	5
1.1.4.2 Napo Inferior	5
1.2 Arcillas	6
1.2.1 Definición de arcilla	6
1.2.2 Estructura y composición de los minerales de la arcillas	7
1.2.3 Propiedades de las arcillas	8
1.2.3.1 Fenómenos de sorción	8
1.2.3.2 Capacidad de intercambio catiónico	9
1.2.3.3 Hidratación e hinchamiento	10
1.3 Lutitas	11
1.3.1 Definición de lutita	12
1.3.2 Propiedades de las lutitas	12
1.3.2.1 Capacidad de expansión	12
1.3.2.2 Ablandamiento	13
1.4 Fluidos de perforación	13
1.4.1 Definición y tipos de fluidos de perforación	13
1.4.2 Funciones de los fluidos de perforación	15
1.4.2.1 Transporte de recortes	15
1.4.2.2 Control de presión de la formación	15
1.4.2.3 Prevención derrumbes	15
1.4.2.4 Suministración de revoque	15
1.4.2.5 Lubricación y enfriamiento del equipo de perforación	16
1.4.2.6 Transmisión potencia hidráulica	16
1.4.2.7 Reducción del daño del reservorio	16
1.4.2.8 Soporte a la evaluación de la formación	16

1.4.2.9	Control de la corrosión	17
1.4.2.10	Suspensión de cortes perforados	17
1.4.3	Composición de un fluido de perforación base agua	17
1.4.3.1	Agua	17
1.4.3.2	Encapsulador de recortes	18
1.4.3.3	Viscosificante	18
1.4.3.4	Controlador de filtrado	19
1.4.3.5	Bactericida	19
1.4.3.6	Optimizador del ROP	19
1.4.3.7	Densificante	20
1.4.3.8	Inhibidor de arcillas	20
1.4.3.9	Estabilizador mecánico de lutitas	21
1.5	Sistema de mezclado mecánico	22
1.5.1	Mezcla y agitación	22
1.5.2	Impulsores o agitadores	23
1.5.3	Tanques de agitación	24
2	PARTE EXPERIMENTAL	26
2.1	Evaluación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados, mediante pruebas especificadas de laboratorio	26
2.1.1	Prueba de densidad	27
2.1.2	Pruebas reológicas	28
2.1.3	Prueba de pérdida de filtrado api y revoque	30
2.1.4	Prueba de pH	31
2.1.5	Pruebas químicas	31
2.1.5.1	Alcalinidad de filtrado	32
2.1.5.2	Alcalinidad lodo base agua	32
2.1.5.3	Contenido de cloruros	32
2.1.5.4	Dureza total	33
2.2	Definición de la formulación del fluido de perforación base agua para la sección 12 ¼" que presente los mejores resultados según la evaluación de la inhibición de la arcilla más reactiva	33
2.2.1	Hinchamiento lineal	34
2.2.2	Índice de rendimiento	36
2.2.3	Succión capilar	36
2.3	Definición de la formulación del fluido de perforación base agua para la sección 8 ½" que presente los mejores resultados según la evaluación de la estabilidad mecánica de lutitas	37
2.4	Dimensionamiento de los equipos para un sistema de mezclado mecánico que produzca 200 barriles por día de fluido de perforación	38
2.4.1	Caracterización de los fluidos de perforación de las secciones 12 ¼" y 8 ½"	38
2.4.1.1	Dependencia con el tiempo	38
2.4.1.2	Comportamiento de flujo	38
2.4.2	Almacenamiento de reactivos y producto	38

2.4.3	Tolva de alimentación	39
2.4.4	Tanque agitador	39
2.4.5	Tuberías y válvulas	40
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	41
3.1	Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados	41
3.1.1	Prueba de densidad	46
3.1.2	Pruebas de reología	48
3.1.3	Pruebas de pérdida de filtrado api y revoque	50
3.1.4	Prueba de pH	51
3.1.5	Pruebas químicas	52
3.1.6	Compatibilidad de aditivos químicos	54
3.2	Definición del fluido de perforación base agua para la sección 12 ¼"	55
3.2.1	Curva de reactividad	55
3.2.2	Prueba de hinchamiento lineal	59
3.2.3	Prueba de índice de rendimiento	64
3.2.4	Prueba de succión capilar	66
3.3	Definición del fluido de perforación base agua para la sección 8 ½"	67
3.4	Dimensionamiento del sistema de mezclado	71
3.4.1	Caracterización de los fluidos de perforación de las secciones 12 ¼" y 8 ½"	72
3.4.1.1	Dependencia con el tiempo	72
3.4.1.2	Comportamiento de flujo	73
3.4.2	Almacenamiento de materias primas y producto	77
3.4.2.1	Materias primas	77
3.4.2.2	Producto	79
3.4.3	Tolva de alimentación	79
3.4.4	Tanque agitador	80
3.4.4.1	Dimensiones del agitador	80
3.4.4.2	Tipo de agitador y proporciones del tanque agitador	82
3.4.4.3	Velocidad del agitador	84
3.4.4.4	Potencia del agitador	87
3.4.4.5	Tiempo de mezcla	89
3.4.5	Bomba de recirculación	94
3.4.6	Tuberías y válvulas	95
3.4.6.1	Tuberías	95
3.4.6.2	Válvulas	96
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
4.1	Conclusiones	98
4.2	Recomendaciones	99
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
	ANEXOS	110

ÍNDICE DE TABLAS

		PÁGINA
Tabla 2. 1	Valores programados de propiedades reológicas para las secciones de 12 ¼” y 8 ½”	29
Tabla 2. 2	Valores programados de pérdida de filtrado API y grosor de revoque para las secciones de 12 ¼” y 8 ½”	30
Tabla 2. 3	Orden de adición y tiempo de mezclado de los componentes de los fluidos de perforación para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	40
Tabla 3. 1	Descripción de los componentes utilizados para las formulaciones del fluido de perforación para la sección 12 ¼”	41
Tabla 3. 2	Composición y concentración de las cuatro formulaciones del fluido de perforación para la sección 12 ¼”	42
Tabla 3. 3	Descripción de los componentes utilizados para las formulaciones del fluido de perforación para la sección 8 ½”	43
Tabla 3. 4	Composición y concentración de las formulaciones 1, 2, 3 y 4 para el fluido de perforación de la sección 8 ½”	44
Tabla 3. 5	Composición y concentración de las formulaciones 5, 6, 7 y 8 para el fluido de perforación de la sección 8 ½”	44
Tabla 3. 6	Composición y concentración de las formulaciones 9 y 10 para el fluido de perforación de la sección 8 ½”	45
Tabla 3. 7	Rangos programados para la densidad de los fluidos de perforación para las secciones de 12 ¼” y 8 ½”	46
Tabla 3. 8	Valores de densidad de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”	46
Tabla 3. 9	Valores de densidad de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”	47

Tabla 3. 10	Valores de pruebas de reología de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”	48
Tabla 3. 11	Valores de pruebas de reología de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”	49
Tabla 3. 12	Valores de pérdida de filtrado API y revoque de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”	50
Tabla 3. 13	Valores de pérdida de filtrado API y revoque de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”	50
Tabla 3. 14	Valores de pH de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”	51
Tabla 3. 15	Valores de pH de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”	52
Tabla 3. 16	Valores de pruebas químicas de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”	53
Tabla 3. 17	Valores de pruebas químicas de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”	53
Tabla 3. 18	Valores de reactividad de las muestras del pozo NV-01	55
Tabla 3. 19	Resultados del análisis por difracción de rayos X de la muestra de arcilla de 6 811 pies de profundidad	58
Tabla 3. 20	Porcentaje de hinchamiento final provocado por cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80, luego de 20 horas de exposición	60
Tabla 3. 21	Resumen de la composición de las formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼”	61
Tabla 3. 22	Encapsuladores de recortes e inhibidores utilizados en la formulación de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼”	62

Tabla 3. 23	Porcentajes de hinchamiento provocados por agua, la mejor formulación para la sección 12 ¼” y diésel, con una arcilla de reactividad 80, luego de 20 horas de exposición	64
Tabla 3. 24	Valores del índice de rendimiento de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80	65
Tabla 3. 25	Tiempo de succión capilar del agua y de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80	66
Tabla 3. 26	Composición y concentración de las formulaciones 1, 2, 3, 4 y 5 del fluido de perforación para la sección 8 ½”	68
Tabla 3. 27	Composición y concentración de las formulaciones 6, 7, 8, 9 y 10 del fluido de perforación para la sección 8 ½”	68
Tabla 3. 28	Descripción de los componentes utilizados para las formulaciones del fluido de perforación para la sección 8 ½”	69
Tabla 3. 29	Criterios para la prueba de dureza al humectar	69
Tabla 3. 30	Valores del número de vueltas en la prueba de dureza al humectar de las diez formulaciones para la sección 8 ½”	70
Tabla 3. 31	Valores de viscosidad a diferentes tiempos para los fluidos seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½” a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental	72
Tabla 3. 32	Valores de esfuerzo cortante a diferentes velocidades de corte de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½” a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental	73
Tabla 3. 33	Valores de esfuerzo al corte experimentales y teóricos a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección de 12 ¼” a una temperatura de 48,9°C y presión ambiente	76
Tabla 3. 34	Valores de esfuerzo al corte experimentales y teóricos a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección de 8 ½” a una temperatura de 48,9°C y presión ambiente	77

Tabla 3. 35	Requerimientos diarios de los aditivos para la preparación de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	78
Tabla 3. 36	Requerimiento de materias primas para 5 días de producción de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	78
Tabla 3. 37	Dimensiones de las bodegas para el almacenamiento de materias primas	79
Tabla 3. 38	Dimensiones de los tanques para el almacenamiento del fluido de perforación	79
Tabla 3. 39	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	81
Tabla 3. 40	Dimensiones de los tanques agitadores para la preparación de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	82
Tabla 3. 41	Proporciones estándar de las dimensiones de los tanques agitadores para la preparación de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	83
Tabla 3. 42	Velocidades rotacionales calculadas para el diseño del tanque agitador según varios criterios	87
Tabla 3. 43	Diámetros de las tuberías del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	96
Tabla 3. 44	Coefficientes de flujo de las válvulas del sistema de mezclado mecánicos para los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	97
Tabla AI. 1	Propiedades físicas y químicas de las formulaciones 2, 4 y 5 para la sección 8 ½”	111

Tabla AI. 2	Propiedades físicas y químicas de las formulaciones 6, 7 y 8 para la sección 8 ½”	112
Tabla AII. 1	Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼”	113
Tabla AII. 2	Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼”	119
Tabla AII. 3	Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼”	125
Tabla AII. 4	Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼”	131
Tabla AIII. 1	Valores de peso inicial y final de una pastilla de arcilla de CEC 80, luego de 20 horas de exposición con los fluidos A, B, C y D	137
Tabla AIV. 1	Valores de los tiempos de succión capilar para los fluidos A, B, C y D con una muestra de arcilla con CEC de 80	138
Tabla AV. 1	Lecturas del viscosímetro a diferentes tiempos con una velocidad rotacional constante de 3 rpm, para los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	139
Tabla AV. 2	Resultados de viscosidad de los fluidos de perforación para las secciones 12 ¼” y 8 ½” a diferentes tiempos, a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental	140
Tabla AV. 3	Lecturas del viscosímetro a diferentes velocidades de rotación del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼”. Formulación B a 48,9°C y presión ambiental	140
Tabla AV. 4	Lecturas del viscosímetro a diferentes velocidades de rotación del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½”. Formulación 9 a 48,9°C y presión ambiental	141

Tabla AV. 5	Valores de esfuerzo al corte a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼". Formulación B a 48,9°C y presión ambiental	141
Tabla AV. 6	Valores de esfuerzo al corte a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½". Formulación 9 a 48,9°C y presión ambiental	142
Tabla AV. 7	Valor del esfuerzo de cedencia para el fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼"	143
Tabla AVI.1	Requerimiento de materias primas sólidas para la preparación del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼" formulación B, para 5 días de producción	146
Tabla AVI.2	Requerimiento de materias primas sólidas para la preparación del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½" formulación 9, para 5 días de producción	146
Tabla AVI.3	Volumen de las bodegas para almacenamiento de aditivos sólidos y líquidos	147
Tabla AVI.4	Dimensiones de las bodegas para almacenamiento de aditivos sólidos y líquidos	147
Tabla AVIII.1	Factor de forma S para la velocidad crítica de agitación, para un impulsor tipo turbina de seis palas	150
Tabla AXIII. 1	Velocidades recomendadas para flujo de fluidos a través tuberías	156
Tabla AXIII. 2	Corrientes del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para la sección 12 ¼" y 8 ½"	157
Tabla AXIII. 3	Diámetros de las tuberías del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para la sección 12 ¼" y 8 ½"	157

Tabla AXIV. 1 Coeficientes de flujo de las válvulas del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para la sección 12 ¼” y 8 ½”

ÍNDICE DE FIGURAS

		PÁGINA
Figura 1. 1	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental Ecuatoriana	2
Figura 1. 2	Estructura básica de los filosilicatos (T: capa tetraédrica; O: capa octaédrica)	7
Figura 1. 3	Comparación del hinchamiento entre la montmorillonita cálcica y sódica	11
Figura 1. 4	Circuito del fluido de perforación	14
Figura 1. 5	Flujo axial generado por una turbina de pala inclinada	24
Figura 1. 6	Tanque típico del proceso con agitación	25
Figura 2. 1	Fotografía de la balanza de lodo usada en la prueba de densidad	27
Figura 2. 2	Fotografía del viscosímetro usado en las pruebas de reología, a) Vista frontal, b) Vista superior	28
Figura 2. 3	Fotografía del equipo para la prueba de pérdida de filtrado API y revoque	31
Figura 2. 4	Fotografía del compactador OFITE, modelo #150-82	35
Figura 2. 5	Fotografía del equipo para la prueba de hinchamiento lineal	35
Figura 2. 6	Fotografía del equipo para la prueba de succión capilar, a) Vista frontal, b) Vista superior	36
Figura 2. 7	Fotografía del equipo para la prueba de dureza al humectar, a) Vista frontal, b) Vista superior	37

Figura 3. 1	Fotografía de los fluidos de perforación con aditivos químicos: a) Compatibles e b) Incompatibles	54
Figura 3. 2	Curva de reactividad del pozo NV-01	56
Figura 3. 3	Fotografía del resultado de la prueba de MBT de la arcilla más reactiva localizada a 6 811 pies de profundidad	57
Figura 3. 4	Porcentaje de hinchamiento provocado por cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80	59
Figura 3. 5	Porcentaje de hinchamiento final provocado por cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80, luego de 20 horas de exposición	60
Figura 3. 6	Porcentaje de hinchamiento lineal provocado por la mejor formulación para la sección 12 ¼”, agua y diésel, con una arcilla de reactividad de 80	63
Figura 3. 7	Pastillas de arcilla con reactividad 80, a) Antes de estar en contacto con cualquier fluido. Después de estar en contacto con: b) Agua, c) Formulación B y d) Diésel	64
Figura 3. 8	Valores del índice de rendimiento de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80	65
Figura 3. 9	Tiempo de succión capilar del agua y de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80	66
Figura 3. 10	Valores del número de vueltas en la prueba de dureza al humectar de las diez formulaciones para la sección 8 ½”	70
Figura 3. 11	Pastilla de lutita luego de la prueba de dureza al humectar con la formulación 9 para la sección 8 ½”	71
Figura 3. 12	Variación de viscosidad de los fluidos seleccionados para las secciones de 12 ¼” y 8 ½” con respecto al tiempo a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental	72

Figura 3. 13	Variación del esfuerzo cortante de los fluidos seleccionados para las secciones de 12 ¼” y 8 ½” con respecto a la velocidad de corte a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental	74
Figura 3. 14	Comparación de los modelos reológicos más usados para caracterizar fluidos de perforación	75
Figura 3. 15	Esquema del funcionamiento de la tolva de alimentación	80
Figura 3. 16	Tanque agitador tipo turbina, H _T : Altura del tanque, H _L : Altura del líquido, H _A : Altura del agitador, H _B : Altura del deflector, D _T : Diámetro del tanque, D _A : Diámetro del agitador, W: Ancho del deflector, E _A : Ancho del agitador	83
Figura 3. 17	Número de potencia vs número de Reynolds para varios agitadores tipo turbina	88
Figura 3. 18	Número de Reynolds vs factor de tiempo de mezclado para diversos agitadores	91
Figura 3. 19	Diagrama del proceso de mezclado para la preparación del fluido seleccionado para la sección 12 ¼”	93
Figura 3. 20	Diagrama del proceso de mezclado para la preparación del fluido seleccionado para la sección 8 ½”	94
Figura 3. 21	Diagrama de bomba centrífuga con sistema difusor	95
Figura AV. 1	Comparación del perfil de flujo experimental del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼” con el modelo reológico Herschel Bulkley	144
Figura AV. 2	Comparación del perfil de flujo experimental del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½” con el modelo reológico Herschel Bulkley	145
Figura AXV. 1	PFD del sistema de mezclado y agitación mecánico	159

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO I Datos de las propiedades físicas y químicas de las formulaciones 2, 4, 5, 6, 7 y 8 para la sección 8 ½”	111
ANEXO II Porcentaje de hinchamiento lineal vs tiempo de las cuatro formulaciones A, B, C, y D para la sección 12 ¼”	113
ANEXO III Datos de la prueba de índice de rendimiento y ejemplo de cálculo	137
ANEXO IV Datos de la prueba de succión capilar	138
ANEXO V Caracterización de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”	139
ANEXO VI Almacenamiento de reactivos y producto	146
ANEXO VII Cálculo de las dimensiones del tanque agitador	148
ANEXO VIII Velocidad del agitador	149
ANEXO IX Número de Reynolds del agitador (84 rpm)	152
ANEXO X Potencia del agitador	153
ANEXO XI Tiempo de mezcla	154

ANEXO XII Bomba de recirculación	155
ANEXO XIII Tuberías	156
ANEXO XIV Válvulas	158
ANEXO XV PFD del sistema de mezclado mecánico	159

GLOSARIO

ANSI: American National Standards Institute / Instituto Nacional Americano de Estándares.

API: American Petroleum Institute / Instituto Americano de Petróleo.

Barrena: “Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotatoria” (CEDIP, 2009, p. 2).

Chert: Es una roca sedimentaria microcristalina o criptocristalina compuestas por sílice y se presenta en forma de nódulos (Geology.com, 2013a).

Columna estratigráfica: Esquema que interpreta, describe e identifica las capas superpuestas esencialmente paralelas de las rocas sedimentarias que componen el subsuelo (ICGC, 2014).

Edafología: “Es la ciencia que estudia la composición y naturaleza del suelo en su relación con las plantas y el entorno que le rodea” (AGRO/UBA, 2013).

Filosilicatos: Minerales producto de la meteorización de las rocas que se caracterizan por contener grupos OH, y su estructura está formada por dos bloques básicos, capas u hojas tetraédricas y cajas u hojas octaédricas (Marcos, 2014, p.2).

Fluido rolado: Fluido de perforación sometido a un horno de rolado, equipo que envejece al lodo en containers presurizados bajo condiciones estáticas o dinámicas a temperatura ambiente o superior (OFITE, 2014).

Gilsonita: “Nombre genérico utilizado ampliamente para una resina carbonosa negra y lustrosa clasificada como una asfaltita, su nombre correcto es uintaíta” (Schlumberger, 2014a).

ISO: International Organization for Standardization/ Organización Internacional de Normalización.

MD: Measured Depth/ Profundidad medida. Es la medida longitudinal de la perforación, y siempre es mayor que la profundidad vertical verdadera debido a las curvas intencionales o no del pozo (Schlumberger, 2014b).

ppg: Pounds Per Gallon / Libras por galón.

Revoque: Recubrimiento impermeable delgado, también conocido como torta o cake, que se forma en la pared del pozo, producto de los componentes sólidos del fluido de perforación (Martínez, 2009).

Rocas detríticas o clastos: Fragmentos resultado del ataque de los agentes externos e internos a la corteza terrestre (Fouga, 1974, p. 2).

Rocas sedimentarias: Se define a las rocas que se encuentran por encima de los 10 000 metros hasta la superficie de la corteza terrestre y que se formaron por procesos externos en la litósfera provocados por la atmósfera, hidrósfera y biósfera (Fouga, 1974, p. 1).

ROP: Rate Of Penetration/ Velocidad o tasa de penetración. Velocidad a la que la broca rompe la roca a medida que taladra, normalmente se mide en pies por minuto o metros por hora.

TVD: True Vertical Depth / Profundidad vertical verdadera. “Distancia existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie, generalmente la elevación del buje del vástago de perforación rotativo, es importante para la determinación de las presiones de fondo de pozo, que son causadas en parte por la altura hidrostática del fluido en el pozo” (Schlumberger, 2014b).

Tobas: “Es el producto de la compactación y cementación de cenizas, arenas y eventualmente lapilis” (Fouga, 1974, p. 7).

RESUMEN

En el presente proyecto se plantea el diseño en un sistema de mezclado y agitación mecánico para dos fluidos de perforación formulados a escala laboratorio para las secciones 12 ¼" y 8 ½" del pozo NV-01.

Se desarrollaron varias formulaciones para cada sección, de diferentes composición y concentración de inhibidores de arcillas para la sección 12 ¼" y de estabilizadores mecánicos para la sección 8 ½", ya que cada segmento del subsuelo tiene diferentes requerimientos de acuerdo a sus características. Para valorar la estabilidad térmica y mecánica de las propiedades físicas y químicas de las formulaciones se realizaron los ensayos especificados en la Práctica Recomendada de Procedimientos Estándar para pruebas de un fluido de perforación Base Agua, ANSI/API 13B1/ISO 10414-1.

La selección del mejor fluido de perforación se realizó con base en los resultados de las pruebas de inhibición de la arcilla más reactiva para la sección 12 ¼", y de la estabilidad mecánica de lutitas para la sección 8 ½".

Una vez que se establecieron las formulaciones de los fluidos de perforación, se diseñó el sistema de mezclado y agitación mecánico a partir de la demanda requerida de 200 barriles por día y de las características reológicas de los lodos, que se determinaron son independientes del tiempo y su comportamiento pertenece a la clasificación de pseudoplásticos de Bingham.

La modalidad de operación es tipo batch, el sistema cuenta con cuatro agitadores tipo turbina de 6 palas inclinadas 45° de 84 rpm y capacidad de 8 m³ cada uno, esta configuración garantiza una mezcla con 99% de homogeneidad gracias a la adición de equipos que ayudan a la incorporación de los componentes, se usó una bomba centrífuga con carcasa tipo difusor e impulsor de flujo mixto y una tolva alimentadora tipo venturi que en conjunto proporcionan un producto consistente libre de aglomerados y de alta calidad.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ecuatoriana utiliza lodos de perforación para la explotación de crudo, estos fluidos son indispensables ya que gracias a sus propiedades facilitan la operación y evitan complicaciones futuras como atascamiento de la tubería, disminución del tamaño del agujero y aparición de sólidos indeseados en el sistema que consecuentemente provocarían pérdidas de tiempo y dinero (Mohammadi y Tohidi, 2005, p. 951).

Los principales fenómenos que generan los inconvenientes antes mencionados son la hidratación e hinchazón de arcillas; y el ablandamiento y dispersión de lutitas, debido al contacto de estos minerales arcillosos, que ocupan una gran fracción de las formaciones sedimentarias, con los fluidos de perforación base agua, es por esta razón que se hace necesario establecer formulaciones que reduzcan estas interacciones sólido-líquido, para los lodos utilizados en la perforación de las secciones 12 ¼" y 8 ½" del pozo NV-01 (CIPM, 2005; Schlumberger, 2012).

El problema radica en la descompensación eléctrica de la estructura de los minerales arcillosos (filosilicatos), ya que esto provoca la atracción de moléculas de agua y otros iones. Durante los últimos años se ha solucionado esta traba mediante el uso de poliaminas y poliácridamidas catiónicas, que son polímeros sintéticos inhibidores de estas interacciones, estas sustancias ganan los espacios que ocuparían las moléculas de agua y en su lugar son reemplazados con iones de menores tamaños, dando como resultado un menor ingreso de agua hacia la estructura del mineral y por ende una reducción del hinchamiento y posible dispersión (Versan, 2004, p. 153; Zhang y Chen, 2002, p. 285).

La investigación de la composición y propiedades de los fluidos de perforación se realiza a escala laboratorio con herramientas especializadas. Las formulaciones definidas para los lodos de las dos secciones son específicas y propias para la formación en estudio, ya que la eficiencia de su comportamiento también depende

de las características físicas y químicas de la roca en contacto (Energy API, 2001, p.2.1).

Finalmente, una vez establecidas las composiciones específicas de los fluidos de perforación a utilizarse se requiere de un diseño del proceso de mezclado mecánico para la producción de 200 barriles por día, que garantice un producto uniforme, homogéneo y de calidad.

1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 GENERALIDADES Y DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO “NUEVA VIDA”

El campo “Nueva Vida” está ubicado dentro de los 37 000 kilómetros cuadrados de la Cuenca Oriental Ecuatoriana, misma que forma parte de la Cuenca Oriental Sudamericana o Cuenca del Alto Amazonas que abarca desde Colombia hasta Argentina, con una extensión longitudinal de aproximadamente de 6 400 kilómetros (Barragán et al, 2004, p.48).

La Cuenca Oriente del Ecuador es un segmento territorial donde se encuentran concentrados la mayoría de reservorios petroleros, con un volumen total estimado de 3 500 millones de barriles de crudo, por ende ha sido objeto de estudio por varias décadas debido a su potencial científico y económico (SHE, 2013).

Actualmente se cuenta con abundante información sobre su estado geológico y geofísico, estas investigaciones fueron aportadas por la exploración petrolera en el Ecuador, y gracias a ello se establecieron y definieron las formaciones sedimentarias del subsuelo y su evolución a lo largo del tiempo.

A continuación se muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental Ecuatoriana, que no es otra cosa que la interpretación, descripción e identificación de las capas de las rocas sedimentarias que componen el subsuelo. Las formaciones sedimentarias que se detallan en la siguiente figura van desde Mera hasta Santiago; sin embargo para este trabajo se profundizará en el estudio litológico, es decir, características físicas y químicas, composición mineralógica, entre otras, de las secciones correspondientes a Orteguzza, Tiyuyacu, Tena y Napo, ya que son las de interés en la explotación del pozo NV-01 (ICGC, 2014).

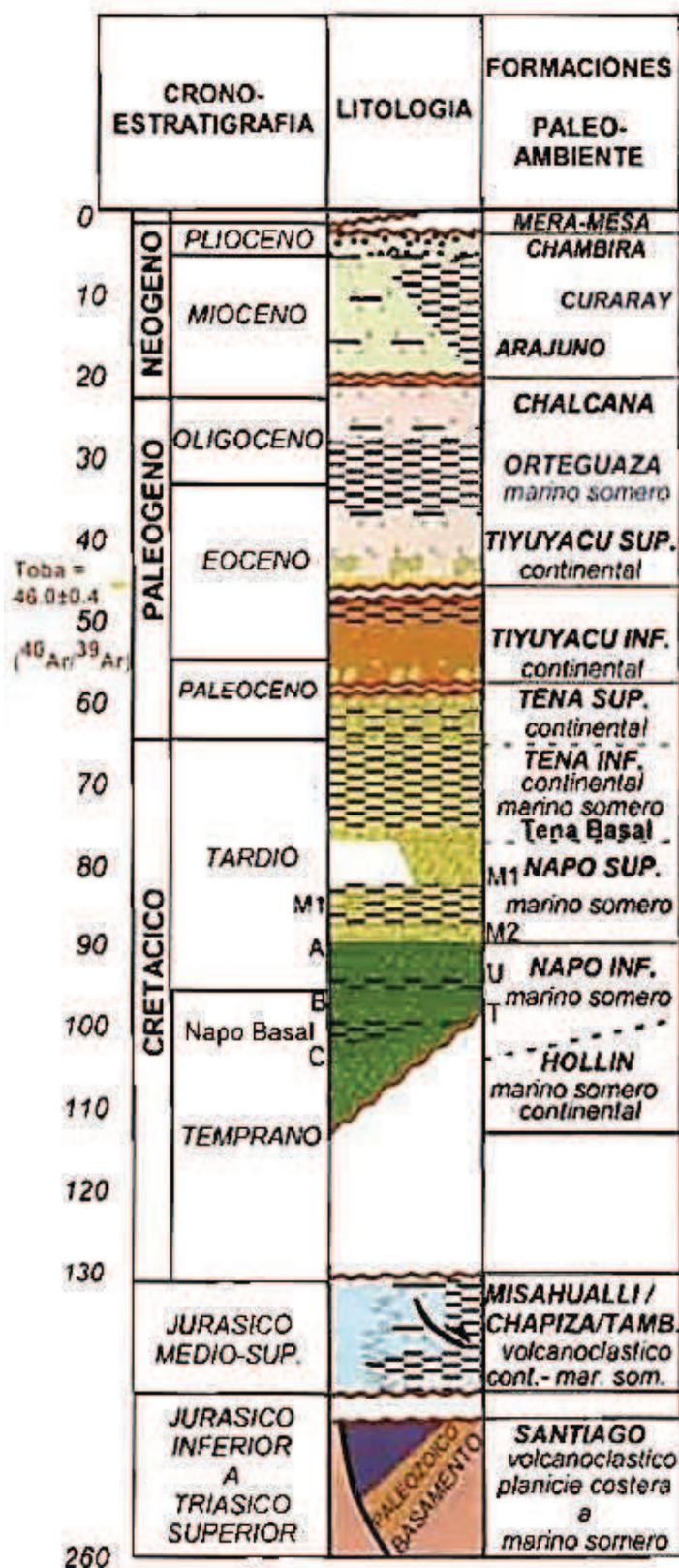


Figura 1.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental Ecuatoriana (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004, p.18)

1.1.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA

Topo: 5 120 pies MD / 5 005 pies TVD

1 560,6 m MD / 1 525,5 m TVD

La formación sedimentaria Orteguaza pertenece al ciclo Oligoceno, este segmento presenta areniscas conglomeradas al topo de la sección y se compone básicamente de lutitas negras, muchas endurecidas, carbonáceas, verdosas y arenosas con intercalaciones de bancos de areniscas cuarzosas amarillo-ocres y gris-amarillentas, que van de medias a gruesas, limolita, finos niveles de carbón, lutita y micro-conglomerados conformados mayoritariamente de partículas de 1 a 3 centímetros que son un 50% cuarzo, 40% cuarcitas y el restante cherts, los dos últimos minerales propios de la formación terciaria (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004, p. 103; Rivadeneira, Baby y Christophoul, 1998, p.11).

1.1.2 FORMACIÓN TIYUYACU

Topo: 5 916 pies MD / 5 801 pies TVD

1 803, 2 m MD / 1 768, 1 m TVD

Los estudios de Christophoul et al. (2004), indican que esta formación corresponde a la edad del Eoceno y está dividida en dos miembros: superior e inferior.

1.1.2.1 Miembro Superior

Esta sección se encuentra formada principalmente por conglomerado, areniscas y lutitas, la gama de coloración varía entre amarillo, café amarillento, blanco plomizo y café-amarillento. Su constitución se diferencia del miembro inferior por presentar clastos, que generalmente son redondeados, de cuarzo blanco-lechoso

o raramente translúcido, además presenta un porcentaje mínimo de cherts y cuarcitas (p. 100).

1.1.2.2 Miembro Inferior

Mayoritariamente se constituye por conglomerados, cuya composición contiene un 90% de cherts rojizos, cafés, negros y angulosos, la parte restante lo conforman cuarzos translúcidos y blancos lechosos, rocas metamórficas, cuarcitas, areniscas gruesas, limolitas y arcillolitas. Visualmente se presentan en tonalidades amarillo-ocre, café-amarillento y café (Cabrera y Cunduri, 2012, p. 88).

1.1.3 FORMACIÓN TENA

Topo: 6 951 pies MD / 6 836 pies TVD
2 118,7 m MD / 2 083,6 m TVD

Este estrato se compone principalmente de arcillolita, con intercalaciones de limolita, caliza y arenisca. Se encuentra dividida en tres tramos: Tena Superior, Tena Inferior y Arenisca Basal Tena (Conelec, 2012, p. 5.4).

1.1.3.1 Tena Superior

Esta sección se encuentra conformada por limonitas y areniscas de grano más grueso que el miembro Tena Inferior (OCP Ecuador S. A., 2001, p. 3.5).

1.1.3.2 Tena Inferior

Segmento que consiste en limonitas y areniscas rojas continentales de grano fino.

1.1.3.3 Arenisca Basal Tena

Conformada fundamentalmente de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, café-grisácea a café amarillenta, con niveles ricos en fragmentos de conchillas (Conelec, 2012, p. 5.4).

1.1.4 FORMACIÓN NAPO

Tope: 7 979 pies MD / 7 864 pies TVD

2 432 m MD / 2 397 m TVD

El estrato Napo está conformado esencialmente de lutitas y presenta intercalaciones de calizas y areniscas, este segmento pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Cretácico Superior y marca el inicio de la era mesozoica (OAS, 2000, p. 4.2).

1.1.4.1 Napo Superior

Se encuentra conformado por lutitas negras fisiles, intercaladas con arcillolitas, calizas micríticas y tobas café-cremáceas. El pigmento de toda esta secuencia es café-grisáceo a gris clara (Nieto, 1987, p. 22).

1.1.4.2 Napo Inferior

Esta capa del subsuelo se compone de areniscas y lutitas con calizas subordinadas.

1.2 ARCILLAS

Cuando se perfora la segunda sección del pozo NV-01, se atraviesan formaciones constituidas mayoritariamente por arcillas y estas se convierten en partes activas del sistema porque se mezclan con el fluido de perforación base agua, por ende es necesario su estudio para predecir su comportamiento y solucionar los posibles problemas que podrían presentarse en campo.

1.2.1 DEFINICIÓN DE ARCILLA

Existen varias definiciones del término arcilla según el enfoque científico con el que se trabaje, a continuación se citan algunas de las más relevantes según Besoain (1985), Romero (2013) y Hensen y Smit (2002):

- Por su origen, se describe a la arcilla como un depósito sedimentario, producto probable de la meteorización, de un fenómeno hidrotermal o de una síntesis.
- Desde el punto de vista químico, se habla de arcillas cuando una sustancia está compuesta por silicio, hierro, aluminio, elementos alcalinos y alcalinotérreos (p. 12664).
- En sedimentología y edafología generalmente el término arcilla es textural y no composicional, ya que se refiere a minerales de materiales heterogéneos de la arcilla y componentes orgánicos, de tamaños menores a 2 micras.
- Se define arcilla a varios materiales sedimentarios, de granulometría fina y mineralógicamente poco definidos, en el campo petrográfico.
- Mineralógicamente, la arcilla es un filosilicato de grano fino compuesto por capas de cationes coordinados tetraédricamente y octaédricamente (p. 8).

1.2.2 ESTRUCTURA Y COMPOSICIÓN DE LOS MINERALES DE LA ARCILLAS

La mayoría de los minerales arcillosos que existen naturalmente son silicatos aluminicos y pertenecen a la familia de los filosilicatos, son granos finos de estructura bien definida y de complejidad variable (planos, capas o láminas). Los iones o átomos que forman los planos se agrupan en capas continuas que pueden ser tetraédricas (T) u octaédricas (O), y estas a su vez conforman unidades estructurales laminares T-O y T-O-T, como se muestra en la siguiente figura (Mi Swaco, 2006, p. 4B.7).

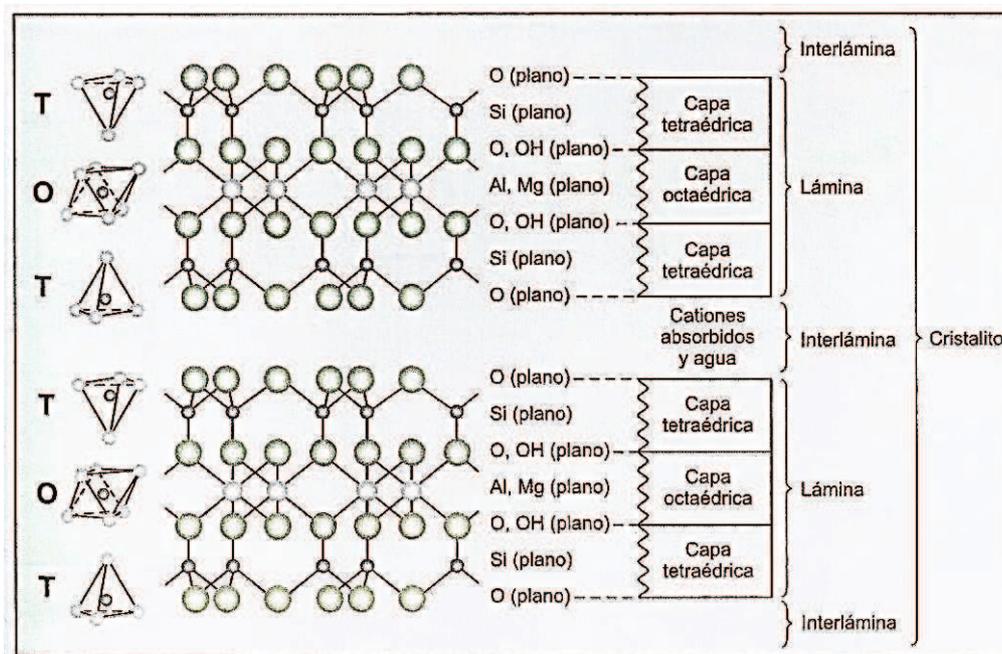


Figura 1.2. Estructura básica de los filosilicatos (T: capa tetraédrica; O: capa octaédrica)
(Carretero y Pozo, 2008, p.123)

Una capa tetraédrica está formada por compuestos moleculares tetraédricos X_2O_5 , donde X puede ser Si^{4+} , Al^{3+} o Fe^{3+} , estas unidades estructurales se unen unas con otras mediante enlace covalente, cada una comparte tres vértices lo que resulta en un retículo hexagonal, los átomos de oxígeno forman un plano base y la cavidad que se forma ayuda en la atracción de planos basales contiguos

facilitando la unión entre láminas, el cuarto vértice corresponde a los átomos de oxígeno apicales que forman parte de la capa octaédrica adyacente.

La capa octaédrica se constituye por cationes que comúnmente son Mg^{2+} , Al^{3+} , Fe^{2+} y Fe^{3+} rodeados de seis oxígenos o grupos hidroxilo, los octaedros individuales se unen lateralmente por compartición de aristas en una estructura laminar bidimensional (Velde y Meunier, 2008, p. 4).

La morfología común de los minerales arcillosos es laminar y la relación de capas puede ser 1:1, 2:1. Una lámina T-O o también llamada 1:1 se forma cuando se une una capa tetraédrica con una octaédrica, y una lámina T-O-T o lámina 2:1 une dos capas tetraédricas con una octaédrica. Con este antecedente de las posibles uniones entre capas, se explica los frecuentes fenómenos de orden-desorden en la disposición de secuencias de las unidades básicas que dan lugar a distintas estructuras cristalinas con una composición química igual o equivalente, denominadas politipos (Carretero y Pozo, 2008, p.124).

1.2.3 PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS

Debido a que los minerales arcillosos presentan tamaños muy pequeños y morfología laminar, provocan que estas partículas tengan grandes áreas superficiales, además al poseer cargas sin compensar atraen a iones y moléculas de agua, estas características son responsables de su alta reactividad superficial y por ende poseer propiedades como: fenómenos de sorción, intercambio iónico e hidratación (Romero, 2013).

1.2.3.1 Fenómenos de sorción

Esta propiedad se refiere a la interacción sólido-fluido, siendo el sólido los minerales de arcilla que poseen superficies internas y externas con características de adsorción y absorción.

La adsorción trata de un fenómeno físico que se da en los espacios interlaminares o en los canales estructurales y es influenciada por la polaridad, tamaño y forma de las moléculas del líquido implicado; y la absorción es un proceso químico que depende de la tensión superficial, densidad y viscosidad de la sustancia de contacto o también llamado absorbato (García y Suarez, 2009, p. 9).

1.2.3.2 Capacidad de intercambio catiónico

Las arcillas debido a su estructura molecular presentan una descompensación eléctrica de sus cargas, por ello pueden captar iones o moléculas con facilidad, es decir cuando estos minerales están en contacto con una solución los iones de su superficie que están débilmente enlazados pueden ser reemplazados por otros a un determinado pH, y a esto se le denomina Intercambio Iónico.

La fuerza de atracción de este fenómeno depende de varios factores, razón por la cual es casi imposible predecir el resultado final cuando se pone en contacto a las arcillas con una solución que contenga varias especies.

El carácter selectivo depende de la composición química y tipo de arcilla, y de la composición y concentración de los iones en la solución, sin embargo muchas veces existe una mayor afinidad por ciertos iones a pesar de que su concentración sea menor que el de otras especies presentes en la solución, generalmente los cationes intercambiables más comunes y abundantes son Ca^{2+} , Mg^{2+} , H^+ , K^+ , NH_4^+ , Na^+ (Ma y Eggleton, 1999, p. 174).

El intercambio catiónico puede ser de tres tipos, por enlaces insaturados en los bordes y superficies externas de la arcilla, por sustituciones isomorfas dentro de la estructura del mineral, o por disociación de los grupos hidroxilos accesibles (Higueras y Oyarzun, 2005, p. 9).

Para cuantificar la capacidad de intercambio catiónico se la define como el número de moles de iones de carga positiva ad/absorbidos que pueden ser

intercambiados por unidad de masa seca en determinadas condiciones de presión y temperatura.

1.2.3.3 Hidratación e hinchamiento

Esta propiedad también se deriva del desbalance eléctrico presente en la estructura de las arcillas, como ya se ha dicho anteriormente la superficie de estos minerales tiene un campo eléctrico provocado por las cargas negativas de los átomos de oxígeno, por ende cuando se ponen en contacto con el agua, las moléculas de la interfase se ionizan, y como resultado el cristal capta a los iones de hidrógeno positivos u otros cationes presentes en la disolución (Juárez y Rico, 1985, p. 47).

La hidratación de los cationes intercambiables no se da únicamente en la superficie, sino también en los espacios interlaminares de las arcillas, estos espacios al adsorber moléculas de agua se expanden y provocan que el mineral cambie su volumen y se hinche. El espesor de la película de agua dependerá del tipo, forma, tamaño y cantidad de iones asociados, por ejemplo los cationes monovalentes poseen diámetros hidratados grandes y por ende acusan un mayor hinchamiento y dispersión, mientras que con los cationes multivalentes sucede todo lo contrario e incluso actúan como inhibidores (Mi Swaco, 2006, p. 4B.11).

Existen dos tipos de hinchamiento, el intra-cristalino que limita la cantidad de agua adsorbida y el osmótico que involucra una asimilación de agua mucho mayor. En general a medida que se introduce mayor cantidad de agua en el espacio interlaminar de una arcilla, se crea una doble capa eléctrica que provoca una mayor repulsión entre láminas, mientras que la fuerza de Van Der Waals disminuye, dando como resultado que la estructura del mineral sea menos estable y pueda incluso llegar a dispersarse (Liu y Lu, 2006, 6448; Zhang y Chen, 2002, p. 285).

Un ejemplo del hinchamiento que sufre un mineral arcilloso cuando está en contacto con agua, se ilustra en la siguiente figura.

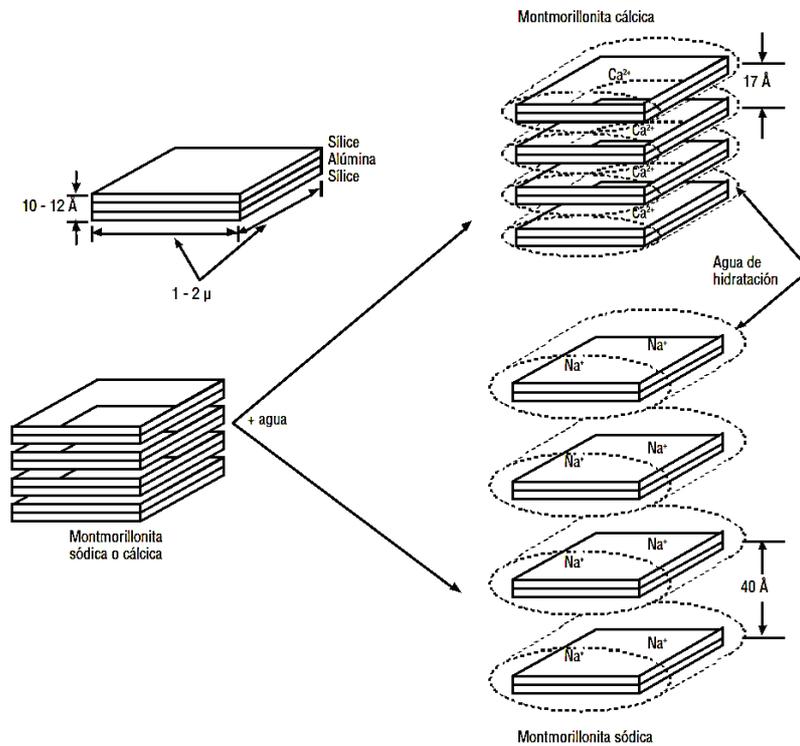


Figura 1.3 Comparación del hinchamiento entre la montmorillonita cálcica y sódica (Mi Swaco, 2006, p. 4B.9)

1.3 LUTITAS

Desde el punto de vista ingenieril en fluidos de perforación, las lutitas son las formaciones que se presentan con mayor frecuencia cuando se perfora un pozo y ciertamente las que mayores complicaciones generan, por ende su estudio es fundamental en este trabajo, ya que la tercera sección del pozo NV-01 está constituida en su mayoría por estas rocas sedimentarias que pueden causar la inestabilidad del pozo y problemas como: atascamiento de tubería, incremento del torque, desvíos e incluso la pérdida del hoyo (Erkeköl, Gucuyener y Versan, 2006, p.875).

1.3.1 DEFINICIÓN DE LUTITA

Geológicamente se pueden definir a las lutitas como rocas sedimentarias detríticas con capas semi-impermeables y porosas de grano fino que se formaron por la consolidación de pequeñas partículas del tamaño de la arcilla y limo, la forma de estos granos es laminar y la orientación de estas laminillas de minerales es paralela a la estratificación (Williams, Turner y Gilbert, 1968, p. 347; Schlumberger, 2013).

Aproximadamente el 75% de los componentes de la lutita tienen tamaños menores a 50 micrones y generalmente son cemento o matriz que mayoritariamente están compuestos por carbonato de calcio (Rubio, 2000).

Las lutitas se presentan en varios colores, rojas, amarillas, cafés, verdes o negras, estas últimas también llamadas carbonáceas y son las que se encuentran presentes en el pozo de estudio, dicha coloración se manifiesta debido a la presencia de materia orgánica (Grout, 1932, p. 270).

1.3.2 PROPIEDADES DE LAS LUTITAS

Las lutitas, al estar conformadas por materiales arcillosos tienen propiedades similares a las de las arcillas según Montijo (2013) y el sitio web de información y noticias Geology.com (2013b), las principales son: capacidad de expansión y ablandamiento.

1.3.2.1 Capacidad de expansión

Debido a su estructura las lutitas pueden almacenar agua y por ende cambiar su contenido estructural, lo que resulta en un cambio de volumen cuando estos materiales se mojan, se hinchan y al secarse se contraen.

1.3.2.2 Ablandamiento

Cuando las lutitas se ponen en contacto con el agua su resistencia disminuye, es decir se ablandan debido a su porosidad, entre más porosa sea la lutita más vulnerable será al ablandamiento.

1.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.4.1 DEFINICIÓN Y TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos o lodos de perforación son mezclas de diversos aditivos químicos, específicamente formulados y diseñados para maximizar la eficiencia en la perforación, se los emplea con el fin de conservar la productividad potencial del pozo causando el menor daño posible a la formación.

Las principales propiedades físicas y químicas que deben cumplir son: estabilidad térmica, ser inertes ante la presencia de posibles contaminaciones de minerales o sales solubles y no ser inflamables, tóxicos o corrosivos (Siero, 1991, p. 16).

El circuito de circulación del lodo de perforación en campo inicia en la superficie, se lo bombea, baja por la parte interna de la columna de perforación hasta la barrena llega al fondo del hoyo, atraviesa la broca y nuevamente es succionado hacia la superficie por el espacio anular por fuera de la tubería, como se muestra en la siguiente figura (McCray y Cole, 1970, p. 103).

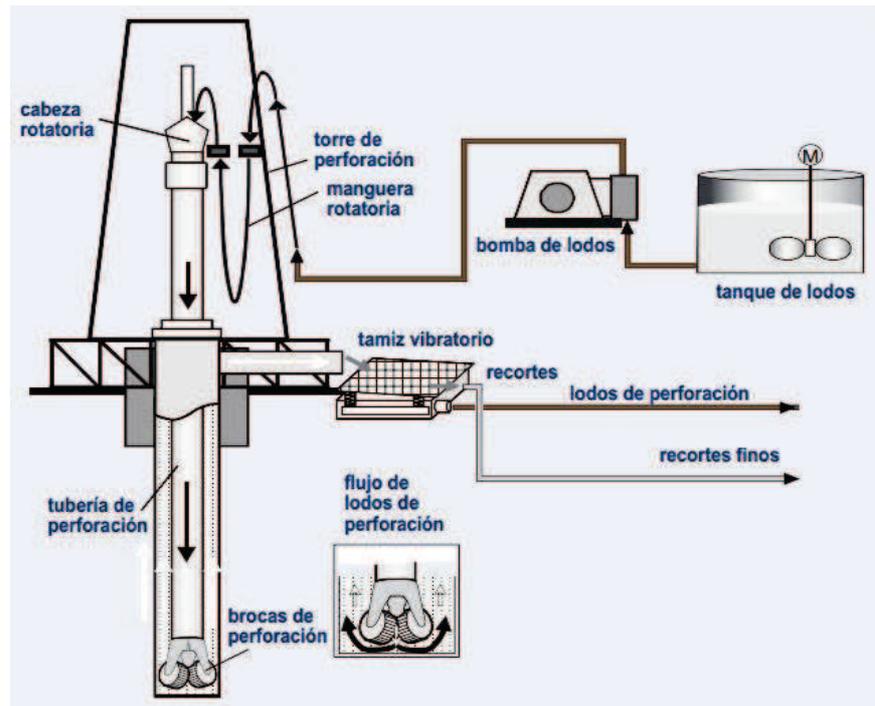


Figura 1.4 Circuito del fluido de perforación
(Flottweg, 2013, p. 2)

Existen varios tipos de fluidos de perforación que se los han clasificado según la base de su formulación y los aditivos que lo conforman, a continuación se citan algunos de los principales empleados en la industria petrolera:

- Fluidos de perforación con materiales sintéticos o Base Sintética (parafina sintética, éter, etc.)
- Fluidos de perforación gaseosos (aire o gas)
- Fluidos de perforación de espuma
- Fluidos de perforación no acuosos o Base Aceite
- y Fluidos de perforación acuosos o Base Agua

Esta última clasificación corresponde a los lodos de interés en el presente estudio para la perforación de la segunda y tercera secciones del pozo NV-01 (Osha, 2013).

1.4.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Martínez (2009) y los manuales de fluidos de perforación de PDVSA (2002) y Mi Swaco (2006) señalan que las funciones de los fluidos de perforación son varias, pero a continuación se mencionan las más relevantes:

1.4.2.1 Transporte de recortes

El fluido de perforación arrastra los sólidos producto de la perforación y los remueve a medida que se van generando hacia la superficie, y así también garantiza la limpieza del hoyo.

1.4.2.2 Control de presión de la formación

La presión hidrostática que ejerce el lodo de perforación contra las paredes del hoyo debe equilibrar la presión natural de los fluidos existentes en las formaciones para evitar la inestabilidad del hueco.

1.4.2.3 Prevención derrumbes

Factores físicos como la presión y esfuerzo, y factores químicos como la composición del lodo, deben tender a equilibrarse para garantizar la estabilidad del pozo y evitar que este se desmorone durante la operación de perforación.

1.4.2.4 Suministración de revoque

Los componentes sólidos del fluido de perforación forman en la pared del hoyo un recubrimiento impermeable delgado, también llamado torta, revoque o cake, que previene derrumbes y pérdidas por filtrado hacia la formación.

1.4.2.5 Lubricación y enfriamiento del equipo de perforación

Los agentes lubricantes del lodo son los responsables de minimizar la fricción en la perforación, además las propiedades de conductividad térmica y capacidad calórica del fluido de perforación le permiten remover el calor producido cuando se perfora el subsuelo.

1.4.2.6 Transmisión potencia hidráulica

Para maximizar la velocidad de penetración se requiere de energía hidráulica que retire los recortes por debajo de la mecha, dejando la superficie en lo posible libre de ripios para que la broca no triture nuevamente viejos recortes, ya que esto demoraría la perforación y provoca un malgasto energía.

1.4.2.7 Reducción del daño del reservorio

El fluido de perforación debe proteger la productividad de la formación y a su vez procurar la menor invasión, para ello se debe controlar por ejemplo la porosidad y permeabilidad de la roca.

1.4.2.8 Soporte a la evaluación de la formación

Las características físicas y químicas del lodo de perforación influyen en la evaluación de la roca, ya que estas afectan la medición de las propiedades de la formación y se podría obtener datos erróneos y alejados de la realidad de fondo de hoyo.

1.4.2.9 Control de la corrosión

El lodo de perforación debe mantener un pH básico, es decir por encima de 7, para evitar que las sales disueltas en la fase líquida provoquen problemas de corrosión en los equipos de perforación.

1.4.2.10 Suspensión de cortes perforados

La resistencia de gel propia de los fluidos de perforación evita en lo posible el asentamiento de los ripios, lo que es de gran importancia al anular la fuerza de flujo ascendente cuando se para el circuito de circulación.

1.4.3 COMPOSICIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Los fluidos de perforación que se utilizaron para la segunda y tercera secciones del pozo NV-01 son base agua. García et al. (2011) menciona que en campo a medida que se perfora el subsuelo la composición del lodo puede variar para conseguir cambios necesarios en sus propiedades con el fin de prevenir o solucionar problemas durante la operación, sin embargo los principales componentes de su formulación generalmente son:

1.4.3.1 Agua

La explotación de petróleo en el campo del oriente ecuatoriano comúnmente utiliza fluidos de perforación acuosos o base agua por su mínimo impacto ambiental, es decir minimizan los daños a la formación, por la facilidad de acceso, rentabilidad, economía y eficiencia.

El agua conforma la fase líquida o continua de estos lodos de perforación por ende es el elemento que tiene mayor proporción en la formulación del fluido y es

el encargado de mantener en suspensión el resto de componentes y a su vez disolver a otros (Neff, 2005, p. 5).

1.4.3.2 Encapsulador de recortes

La acción del encapsulador de recortes es envolver las láminas de arcillas para evitar la hidratación del hoyo y de los ripios, además de proteger a los sólidos de ser convertidos en productos más finos, todo esto con el fin de brindar mayor estabilidad al hoyo (Mi Swaco, 2012, p. 26).

Los aditivos que cumplen esta función generalmente son polímeros, macromoléculas hidrocarbonadas de alto o bajo peso molecular que se agrupan en cadenas largas y en su estructura se encuentran grupos amidas y ácidos que se intercalan con átomos de carbono, un ejemplo de estos compuestos es la poliacrilamida parcialmente hidrolizada o también conocida como PHPA por sus siglas en inglés (Zhao, Yan, Wang, Ding, Yang y Gao, 2009, p. 1856).

1.4.3.3 Viscosificante

Para que los fluidos de perforación base agua se comporten como una suspensión coloidal, es necesaria la adición de aditivos químicos como la goma xantana que es un biopolímero de alto peso molecular, que provoca características reológicas en el lodo, su concentración se determina previamente según los requerimientos del pozo.

Es importante que esta característica sea invariable con los cambios de temperatura, es decir que la viscosidad del lodo tenga estabilidad térmica a lo largo del recorrido por el sistema de circulación de lodos para que el fluido pueda cumplir con su función de arrastrar y suspender los recortes producto de la perforación (Fuhua, Xuechao, Ruihe, Mingbo, Li y Jianghua, 2011, p. 361).

1.4.3.4 Controlador de filtrado

Si la presión hidrostática que ejerce el lodo de perforación sobre la superficie interna del hoyo es mayor a la presión de la formación, entonces la fase líquida del fluido o también conocida como filtrado, invade la roca y en las paredes se depositan los componentes sólidos del lodo, formando un revoque, cake o costra. Para limitar esta invasión y procurar que este recubrimiento sea delgado y de baja permeabilidad, es necesario la incorporación de un controlador de filtrado.

Actualmente en la industria petrolera se utilizan macromoléculas de polímeros como aditivos para que reduzcan este fenómeno de filtrado, estos compuestos forman una membrana no ideal semipermeable en la pared del hoyo para prevenir que el agua entre a la formación, los químicos más comúnmente usados son, el almidón modificado, que es un polímero de alta calidad y la carboximetilcelulosa que tiene un alto peso molecular y también añade propiedades de viscosidad, este componente tiene mejores resultados cuando el pH es neutro o básico (Bazarnova, Chubik, Khmel'nitskii, Galochkin y Markin, 2001, p. 681).

1.4.3.5 Bactericida

También se puede referir a estos como biocidas, y son químicos que se emplean en los fluidos de perforación base agua para prevenir o controlar el crecimiento de microorganismos nocivos, la degradación del lodo, la presencia de malos olores y la acidificación, todo esto con el fin de prolongar la vida útil del lodo, para ello generalmente se emplean glutaraldehídos (Zhao et al, 2009, p. 1857 y Canalizo, 2013, p. 4).

1.4.3.6 Optimizador del ROP

El objetivo del optimizador o potenciador del ROP es mejorar la tasa o velocidad de penetración o perforación que por su abreviación en inglés (Rate Of

Penetration) se le denomina ROP, y se trata de la velocidad a la que la broca rompe la roca a medida que taladra, normalmente se mide en pies por minuto o metros por hora (Halliburton, 2014).

Se emplea base de aceite vegetal como este aditivo en el fluido de perforación base agua, que provoca una disminución en el esfuerzo al taladrar y por ende existe un ahorro de potencia, es decir sus funciones son similares a las de los lubricantes.

1.4.3.7 Densificante

Los densificantes tienen como función proporcionar cuerpo y peso al fluido de perforación, es por esta razón que los lodos son mezclas que poseen un contenido de sólidos alto, para este propósito generalmente se utilizan compuestos químicamente inertes como la barita, que es sulfato de bario pulverizado, o carbonato de calcio de diferentes tamaños de partícula, según los requerimientos (Fuhua et al., 2011, p. 359).

El control de la densidad es de suma importancia y los ingenieros especialistas deben equilibrar este parámetro periódicamente, ya que muchas veces un exceso de sólidos podría afectar las propiedades reológicas del fluido o a su vez al no proporcionar el peso necesario se podría dar un desbalance en la presión del pozo e inestabilizar el mismo por una afluencia inesperada al hoyo produciendo un reventón por la presión de los fluidos de la formación (Mukherjee, 2013, p. 175).

1.4.3.8 Inhibidor de arcillas

En perforación de pozos uno de los mayores problemas es el hinchamiento y dispersión de arcillas, por ende los fluidos de perforación añaden entre sus componentes aditivos que disminuyan este fenómeno, estos estabilizan la

estructura de las arcillas de tres maneras diferentes, mediante intercambio iónico, recubrimiento de las partículas de arcilla o modificando la afinidad superficial en la interfase con el agua (Zhong, Qiu, Huang, Cao, Wang y Zhang, 2013, p. 2127).

Habitualmente los inhibidores más usados son químicos derivados del amonio como aminas, amidas y poliaminas, o químicos provenientes de la familia de los celulósicos y poliésteres aniónicos, pero en general se considera como mejores inhibidores a los iones de potasio y amonio por tener mayor capacidad de intercambio ya que si bien sus radios iónicos de 2,66 y 2,86 Å respectivamente son los mayores, en estado de hidratación los radios de estos dos iones tienen las medidas más pequeñas de 7,6 y 5 Å en comparación a los tamaños de otros iones como el litio, magnesio o aluminio, esto ayuda a que encajen con mayor facilidad entre las láminas estructurales de los minerales hidratables. Otros buenos inhibidores son los iones de sodio y calcio (Russell, 2013, p. 11).

1.4.3.9 Estabilizador mecánico de lutitas

Cuando se atraviesa zonas de lutitas se tiene especial cuidado ya que durante la perforación existe un cambio radical en el esfuerzo mecánico y cambios del ambiente tanto químicos como físicos que podrían causar inestabilidad del hueco por un posible ensanchamiento del pozo, debido a la fisura o colapso de las rocas frágiles, por ende se añaden aditivos como la gilsonita sólida o líquida, glicol, sulfato de asfalto entre otros para prevenir estas complicaciones, dichos compuestos son los encargados de taponar los poros de los minerales problema para evitar su humectación a lo largo de las micro fracturas existentes en las lutitas (Drilling Specialties Company, 2013, p. 5).

1.5 SISTEMA DE MEZCLADO MECÁNICO

1.5.1 MEZCLA Y AGITACIÓN

Se puede llegar a pensar que mezcla y agitación son sinónimos, sin embargo esta afirmación es errónea, la mezcla implica que dos fases por ejemplo sólida y líquida se distribuyan al azar entre ellas, mientras que la agitación provee un movimiento circulatorio a un fluido dentro de un recipiente a través medios mecánicos (Geankoplis, 2002, p. 161).

Particularmente en la preparación de lodos de perforación la buena agitación es de crucial importancia en el resultado final y la eficiencia del producto, por ende antes de alimentar el fluido a la operación de perforación se debe garantizar la homogeneidad de todos sus componentes, es decir que todos los sólidos estén suspendidos de manera uniforme y otros componentes correctamente incorporados y disueltos.

El grado o calidad de la mezcla siempre es definido por el experimentador y para este caso es de carácter visual, en campo los ingenieros de fluidos de perforación son quienes se cercioran que la apariencia del lodo sea de una sola fase y sin grumos (Mi Swaco, 2014).

Para conseguir una mezcla homogénea se emplean altas velocidades de agitación y con ello se logra que en la parte superior del tanque no exista líquido claro, o a su vez evitan asentamientos de sólidos en la base del mismo, estos factores evidenciarían un mezclado deficiente, sin embargo aún si la suspensión de sólidos fuera uniforme pueden existir gradientes de concentración en diferentes puntos del recipiente, pero esto no es un factor representativo en el resultado final del lodo como para evitar alimentarlo al sistema de circulación del fluido de perforación (McCabe, 2004, p. 272 y Walas, 1988, p. 294).

Varios factores influyen en el patrón de movimiento del fluido de perforación cuando se lo agita, entre los principales se encuentran las características propias

del lodo como la viscosidad y densidad. También depende de los componentes del sistema de agitación, por ejemplo del tipo de impulsor, dimensiones y proporciones del tanque de agitación, deflectores, entre otros.

El tiempo de mezclado siempre es un parámetro muy importante en este tipo de operaciones y generalmente es determinado por correlaciones existentes en bibliografía, resultados de estudios antes realizados o por sugerencia de los especialistas experimentados, algunos de los factores que también se deben tomar en cuenta son por ejemplo la velocidad de sedimentación de los sólidos para las suspensiones o por otro lado las recomendaciones de los fabricantes de polímeros que sugieren tiempos de agitación que garanticen el desenrollamiento y alargamiento de estos aditivos cuando se los mezcla con el agua (McCabe, 2004, p. 282; Kelessidis y Hatzistamou, 2011, p. 381).

1.5.2 IMPULSORES O AGITADORES

Para el diseño del sistema de mezclado se utilizará un impulsor tipo turbina de pala inclinada, ya que se requiere una circulación global del fluido en el recipiente con el objetivo de mejorar la agitación y distribución de todos los componentes añadidos en el lodo de perforación (Geankoplis, 2002, p.163).

Este tipo de agitador muy revolucionado genera un flujo axial debido a la inclinación de sus aspas, el ángulo constante que estas forman con el plano de rotación es menor a 90° , el más usado en este tipo de procesos es de 45° (Gelmi, 2006, p. 91).

A continuación se muestra el tipo y patrón de flujo de este impulsor.

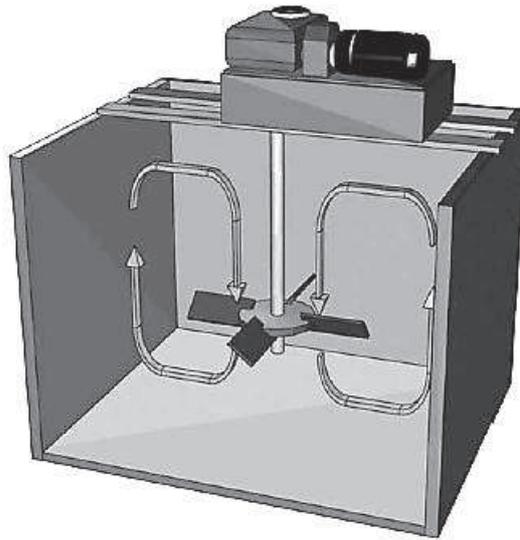


Figura 1.5 Flujo axial generado por una turbina de pala inclinada
(Asme, 2005, p. 221)

El diámetro de este tipo de agitador generalmente tiene una relación del 30-50% con respecto al diámetro del tanque y comúnmente se los fabrica con 4 o 6 aspas (McCabe, 2004, p. 262).

Para suspensiones sólido-líquido se utilizan velocidades de 50 a 400 rpm.

1.5.3 TANQUES DE AGITACIÓN

Para este proyecto se utilizará un diseño estándar de un tanque agitado, su forma es cilíndrica y estará provisto de un eje vertical, como se muestra en la siguiente figura.

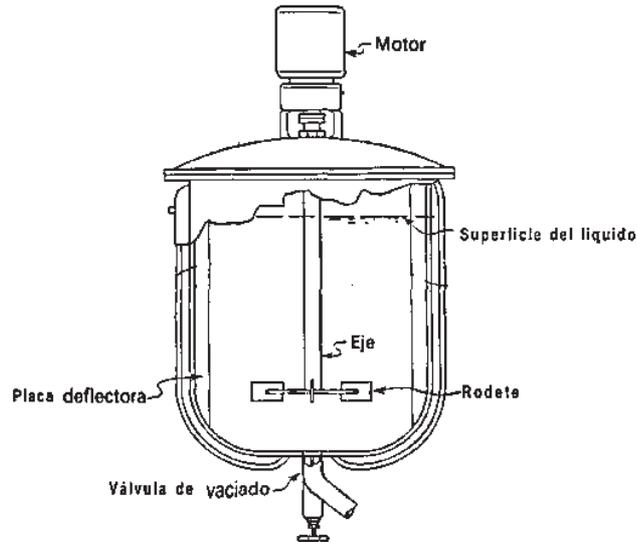


Figura 1.6 Tanque típico del proceso con agitación
(McCabe, Smith, Harriott, 2004, p. 260)

Para evitar la formación de vórtices generados debido a la fuerza centrífuga, gravedad y tensión superficial, se hace necesario el uso de deflectores o también conocidos como cortacorrientes, que son placas metálicas montadas de manera vertical a lo largo de la pared del tanque, habitualmente se emplean cuatro o seis (Geankoplis, 2002, p. 163).

A partir de estos criterios se desarrollará el diseño del sistema de mezclado mecánico para los fluidos de perforación formulados para las secciones segunda y tercera del pozo NV-01, cuyo detalle se explica y muestra más adelante.

2 PARTE EXPERIMENTAL

2.1 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS, MEDIANTE PRUEBAS ESPECIFICADAS DE LABORATORIO

Se establecieron las diferentes formulaciones de los fluidos de perforación con base en la experiencia y criterios de la empresa auspiciante, misma que requiere comprobar el desempeño de nuevos productos en el mercado. La descripción de composición y concentraciones de las mencionadas formulaciones se encuentra detallada en el siguiente capítulo con el fin de tener un mejor manejo de la información de fluidos de perforación vs resultados.

Se procedió a evaluar las propiedades físicas y químicas de cada una de ellas mediante pruebas especificadas en la Práctica Recomendada de Procedimientos Estándar para pruebas de un fluido de perforación Base Agua, ANSI/API 13B-1/ISO 10414-1, se efectuaron las siguientes pruebas:

- Densidad
- Pruebas reológicas (viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo de gel)
- Pérdida del filtrado API y revoque
- pH, y
- Químicas (contenido de cloruros, dureza total, alcalinidad de filtrado, alcalinidad lodo base agua).

Además se realizaron nuevamente todos los análisis antes descritos con los fluidos de perforación rolados, es decir luego de someterlos a 16 horas en un horno de envejecimiento donde se agitan y calientan a 150°F (65,6°C) simulando condiciones de pozo, esto con el fin de comparar si existe variación entre las propiedades del fluido nuevo y del envejecido.

2.1.1 PRUEBA DE DENSIDAD

Esta prueba se realizó con el fin de verificar si el fluido de perforación tiene la densidad requerida para cada sección 9,7 a 12,4 ppg (1 164 a 1 488 kg/m³) para la sección 12 ¼" y 12,4 a 13,8 ppg (1 488 a 1 656 kg/m³) para la sección 8 ½".

El material que se utilizó para esta prueba fue:

- Balanza de lodo, FANN, modelo 140, 24 lb/gal (2 880 kg/m³), 0,1 lb/gal (12 kg/m³).

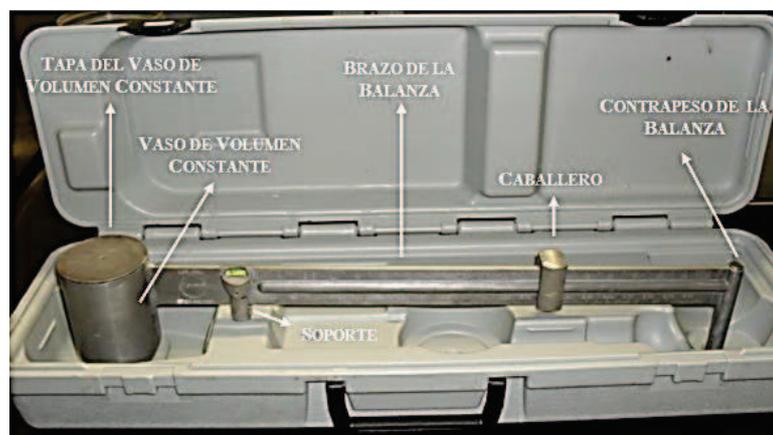


Figura 2.1 Fotografía de la balanza de lodo usada en la prueba de densidad

Para la medición de la densidad se inició con la calibración del equipo, se llenó completamente el vaso de volumen constante con agua y se colocó la tapa, asegurándose de que el sobrante salga por el agujero superior. Se secó el residuo y se ubicó el brazo de la balanza sobre el soporte, a continuación se desplazó el caballero hasta que el nivel de la burbuja se estabilice, el valor esperado fue el de la densidad del agua 8,33 ppg (1 000 kg/m³), si el equipo no mostrare este valor se lo calibra modificando el contrapeso de la balanza.

Se utilizó el mismo procedimiento para medir la densidad de los fluidos y se registró los valores.

2.1.2 PRUEBAS REOLÓGICAS

Las pruebas reológicas evalúan la viscosidad del fluido de perforación y para ello se utiliza:

- Viscosímetro, FANN, modelo 35A, 600, 1.

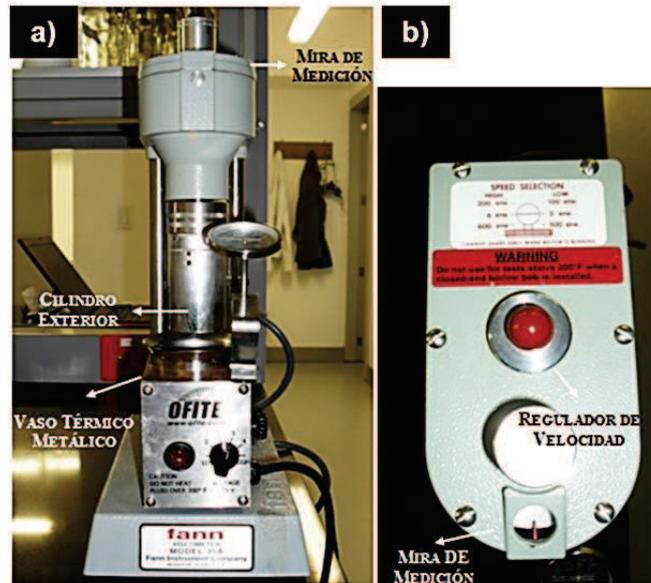


Figura 2.2 Fotografía del viscosímetro usado en las pruebas de reología, a) Vista frontal, b) Vista superior

Este equipo posee un cilindro exterior que se acciona a una velocidad rotacional determinada y constante, este movimiento ejerce un torque sobre el cilindro interior, pero existe un resorte de torsión que limita su movimiento y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín o cilindro interno, la toma de esta medida fue visual.

Para realizar la medición se colocó la muestra del fluido en el vaso térmico metálico hasta donde indica la marca en su interior, se calentó el recipiente hasta alcanzar los 120°F (48,9°C), luego se arrancó el motor en la posición de mayor velocidad 600 rpm (62,8 rad/s) y se tomó la lectura cuando se estabilizó el equipo en un valor constante, se realizó el mismo procedimiento para tomar la lectura de 300 rpm (31,4 rad/s), el cambio de velocidad se lo hizo con el motor en marcha.

Las medidas que se obtuvieron a 600 y 300 rpm sirven para obtener los valores de la viscosidad plástica y punto cedente, el primero se lo calcula restando el valor de 600 rpm menos el de 300 rpm, y el segundo es la resta de la lectura de 300 rpm menos la viscosidad plástica.

Para la determinación de esfuerzo al gel se utilizó el mismo equipo, se agitó la muestra de fluido durante 15 segundos y se detuvo durante 10 segundos, a este tiempo se coloca el indicador de velocidad en la mínima posición 3 rpm (0,3 rad/s), se acciona el equipo y se registra la mayor lectura alcanzada por el mismo.

Se realizó el mismo procedimiento con la variación del tiempo de espera de 10 y 30 minutos.

Los valores programados de las propiedades reológicas para las secciones 12 ¼” y 8 ½” del pozo NV-01, se describen en la siguiente tabla.

Tabla 2.1 Valores programados de propiedades reológicas para las secciones de 12 ¼” y 8 ½”

Propiedad		Unidades	Sección 12 ¼”	Sección 8 ½”
Viscosidad plástica		cP	26 - 36	34 - 50
		Pa s	0,026 - 0,036	0,034 - 0,050
Punto cedente		lbf/100 ft ²	33 - 53	40 - 65
		N/m ²	15,8 - 25,4	19,2 - 31,1
Gel	A los 10 s	lbf/100 ft ²	10 - 16	8 - 16
		N/m ²	4,8 - 7,7	3,8 - 7,7
	A los 10 min	lbf/100 ft ²	10 - 16	8 - 16
		N/m ²	4,8 - 7,7	3,8 - 7,7
	A los 30 min	lbf/100 ft ²	10 - 16	8 - 16
		N/m ²	4,8 - 7,7	3,8 - 7,7

2.1.3 PRUEBA DE PÉRDIDA DE FILTRADO API Y REVOQUE

Para realizar esta prueba se utilizó una filtro prensa que consta de un pedestal, celda de lodo, tapa inferior de la celda, tapa superior de la celda (acoplado: manómetro, válvula de desfogue, regulador de presión y enganche para cartucho de CO₂).

Para iniciar el armado de la celda de filtrado primero se colocó la junta de caucho en la tapa inferior de la celda, luego la malla y por último el papel filtro N° 50, se apretó con la celda del lodo hasta que queden ajustadas, a continuación se llenó la celda con el fluido hasta la marca señalada y se colocó la tapa superior, se inmovilizó el sistema en el pedestal y se aplicó una presión de 100 psi ($6,9 \times 10^5$ Pa). Se recogió el filtrado en una probeta durante 30 minutos y se registró el volumen de filtrado obtenido.

Luego se desarmó el sistema, se retiró el papel filtro en donde yace el revoque para su medición y el grosor se lo reportó en $\frac{1}{32}$ de pulgada.

A continuación de muestran los valores programados de estas propiedades.

Tabla 2.2 Valores programados de pérdida de filtrado API y grosor de revoque para las secciones de 12 $\frac{1}{4}$ " y 8 $\frac{1}{2}$ "

Propiedad		Sección 12 $\frac{1}{4}$ "	Sección 8 $\frac{1}{2}$ "
Pérdida de filtrado (mL/30 min)		< 12	< 6
Grosor revoque	$\frac{1}{32}$ in	1	1
	cm	0,08	0,08

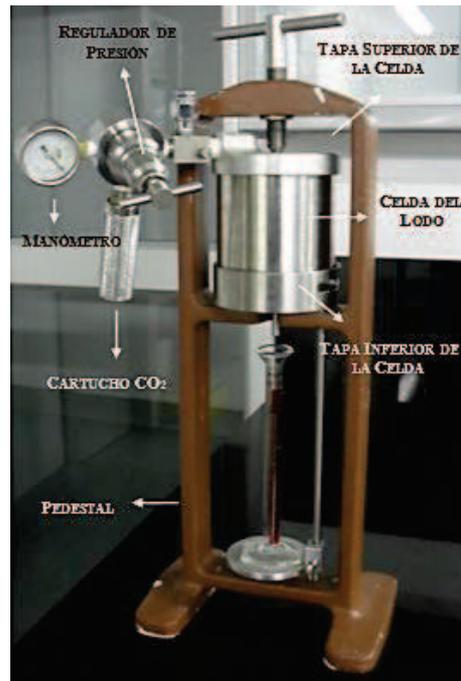


Figura 2.3 Fotografía del equipo para la prueba de pérdida de filtrado API y revoque

2.1.4 PRUEBA DE PH

El pH recomendado para las dos secciones de perforación que estudia este trabajo oscila de 9 a 10,5 y para verificar que las formulaciones cumplen con este parámetro se utilizó:

- Medidor de pH digital, OAKTON, modelo #147-16-3, 15, 0,1.

2.1.5 PRUEBAS QUÍMICAS

Se realizan estas pruebas de forma frecuente para determinar la presencia y concentración de algunos iones que pueden afectar a los sólidos reactivos en el fluido de perforación o a sus propiedades.

2.1.5.1 Alcalinidad de filtrado

Para esta prueba se utilizó el filtrado que se obtuvo en la prueba de pérdida de filtrado API y los siguientes reactivos:

- Fenolftaleína, 1%, OFI Testing Equipment.
- Anaranjado de metilo, 0,5 %, OFI Testing Equipment.
- Ácido sulfúrico, 0,056 %, OFI Testing Equipment.

Se tomó 1 mL de filtrado, se le agregó aproximadamente de 3 a 4 mL de agua destilada y 3 gotas del indicador fenolftaleína. Se procedió a titular con el ácido hasta que el color violeta desaparezca y se registra el volumen de ácido gastado y este valor se lo denomina Pf.

Luego se tomó otro mililitro de filtrado y de igual manera se le agregó de 3 a 4 mL de agua destilada y 3 gotas del indicador anaranjado de metilo, en este caso se tituló con ácido hasta que el color de la solución cambie de naranja a rosado, se registró el volumen gastado de ácido y se reportó el valor como Mf. La relación permisible entre Pf a Mf es de 1:3 a 1:7.

2.1.5.2 Alcalinidad lodo base agua

Esta prueba es similar a como se obtuvo el valor de Pf descrito en el punto anterior, con la diferencia de que en este caso se utilizó 1 mL del lodo de perforación y no del filtrado. El volumen gastado de ácido es el que se reportó como Pm.

2.1.5.3 Contenido de cloruros

En este análisis se utilizó los siguientes reactivos:

- Cromato de potasio, 5 %, OFI Testing Equipment.
- Ácido sulfúrico, 0,056 %, OFI Testing Equipment.

- Nitrato de plata, 0,005 %, OFI Testing Equipment.

Se utilizó la muestra final después de obtener el valor de Pf y se agregó 5 gotas del indicador cromato de potasio y se tituló con nitrato de plata hasta obtener una coloración café, el valor gastado se lo multiplicó por 1 000 y se lo registró.

2.1.5.4 Dureza total

Los reactivos que se utilizaron para determinar la dureza total fueron:

- Solución tituladora de dureza de versenato, 0,5 %, OFI Testing Equipment.
- Solución indicadora de dureza de versenato, 0,05 %, OFI Testing Equipment.
- Solución buffer de dureza de versenato, 60 %, OFI Testing Equipment.

Se tomó 1 mL de filtrado, se agregó 20 gotas de la solución buffer y 5 gotas del indicador y se tituló con la solución tituladora hasta que el color cambie de azul a morado, se registra el volumen gastado, se lo multiplicó por 400 y se reportó el dato.

2.2 DEFINICIÓN DE LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA SECCIÓN 12 ¼” QUE PRESENTE LOS MEJORES RESULTADOS SEGÚN LA EVALUACIÓN DE LA INHIBICIÓN DE LA ARCILLA MÁS REACTIVA

Para determinar la muestra de arcilla con la que se trabajó en este proyecto, la empresa operadora envió a laboratorio muestras de recortes a diferentes profundidades y formaciones de las segunda y tercera secciones partiendo desde los 5 300 a 9 200 pies (1 615,4 a 2 804,2 m) y de los 9 200 a 10 267 pies (2 804, 2 a 3 129, 4 m) respectivamente.

A estas muestras se las secó para poder realizar la prueba de MBT, que determina la capacidad de intercambio catiónico (CEC) y para ello se utilizaron los reactivos descritos a continuación:

- Azul de metileno, 1 %, OFI Testing Equipment.
- Peróxido de hidrógeno, 3 %, OFI Testing Equipment.
- Ácido sulfúrico, 14 %, OFI Testing Equipment.

De cada muestra de recortes se tomó una porción para pulverizarla y se pesó 2 gramos en un erlenmeyer, se adicionó 15 mL de agua oxigenada, 0,5 mL de ácido y 10 mL de agua destilada, se calentó a 295°F (146,1°C) en una plancha de calentamiento hasta el punto de ebullición, se dejó enfriar a 45°F (7,2 °C) durante 10 minutos y luego se diluyó con agua destilada hasta 50 mL. Se tituló con azul de metileno, añadiendo 1 mL a la vez, se agitó vigorosamente y con una varilla de vidrio se extrajo una gota y se la colocó en el papel filtro, el valor final es cuando se forma un círculo azul verdoso alrededor de la gota de solución en el papel filtro. Se registró el volumen de azul de metileno utilizado y se lo multiplicó por 5 para obtener el valor de CEC de la muestra.

2.2.1 HINCHAMIENTO LINEAL

La prueba de hinchamiento lineal indica la interacción entre la muestra de arcilla más reactiva y las formulaciones de los fluidos de perforación para determinar cuan efectiva es la inhibición de arcillas.

Primero se pulverizó la muestra de arcilla más reactiva y se tomó 15 gramos de la misma para prensarla a 10 000 psi ($6,9 \times 10^7$ Pa) durante una hora en el compactador #150-82 marca OFITE, esto, con el objetivo de que la prueba sea lo más representativa de lo que sucede en la realidad cuando se perfora el subsuelo, como resultado se obtuvo una pastilla.



Figura 2.4 Fotografía del compactador OFITE, modelo #150-82

Luego se colocó en tres celdas del equipo muestras de la arcilla más reactiva, es decir la que tuvo mayor CEC y a cada una de ellas se les lleno simultáneamente con agua, formulación del fluido de perforación y diésel respectivamente. Este equipo permitió medir el porcentaje de hinchamiento en dirección vertical en condiciones de agitación y calentamiento (150° F/ $65,6^{\circ}$ C) durante 20 horas.

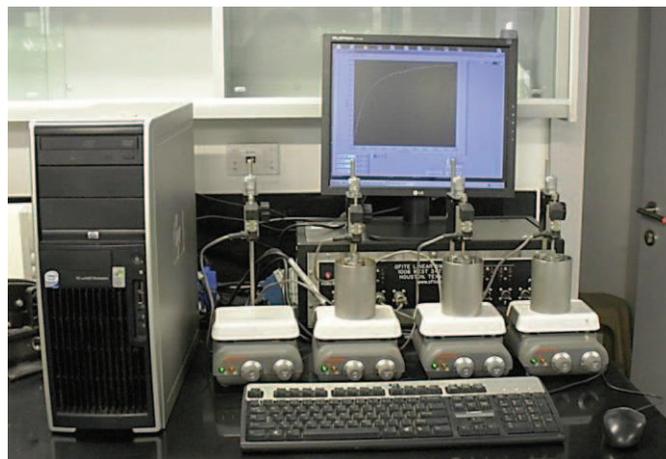


Figura 2.5 Fotografía del equipo para la prueba de hinchamiento lineal

2.2.2 ÍNDICE DE RENDIMIENTO

Esta prueba consiste en cuantificar el peso ganado por una muestra de arcilla después de estar en contacto con el fluido de perforación durante 20 horas, para ello se tomó el peso inicial y final de la pastilla de arcilla utilizada en la prueba de hinchamiento lineal.

2.2.3 SUCCIÓN CAPILAR

Se evaluó las propiedades de hidratación y dispersión de las muestras con:

- Contador de tiempo de succión capilar, OFI Testing Equipment

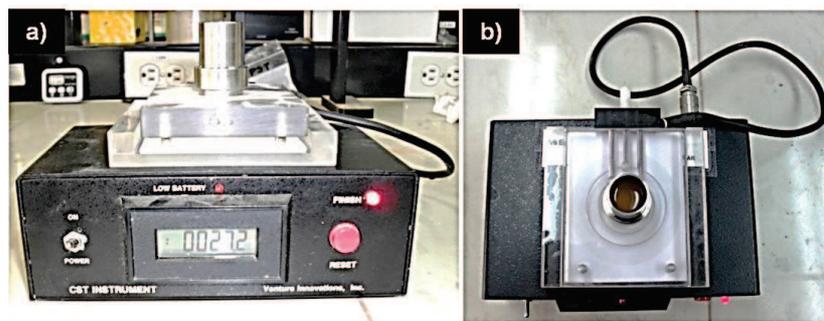


Figura 2.6 Fotografía del equipo para la prueba de succión capilar, a) Vista frontal, b) Vista superior

Primero se prepararon las cuatro formulaciones de la sección 12 ¼”, en un vaso de precipitación se colocó agua y los inhibidores de arcillas según las especificaciones de cada fluido, se colocó 2 gramos de arcilla, se agitó vigorosamente y se dejó reposar durante 2 horas. Luego de transcurrido este tiempo se agitó la muestra con el fin de obtener una suspensión y se colocó en el equipo el cual midió automáticamente el tiempo que tarda una determinada cantidad de muestra en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre un medio poroso (papel filtro). Se tomó la lectura del tiempo y se registró el dato.

2.3 DEFINICIÓN DE LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA SECCIÓN 8 ½” QUE PRESENTE LOS MEJORES RESULTADOS SEGÚN LA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD MECÁNICA DE LUTITAS

Esta prueba analiza cuan blandos quedan los recortes luego de estar en contacto con el fluido de perforación para prever la estabilidad del hoyo. Para este ensayo se seleccionó la muestra de lutitas más grandes y con cada una de las formulaciones para la sección 8 ½” se procedió a realizar la prueba de dureza al humectar.

Se colocó un barril de laboratorio (350 mL) de la formulación en una celda de rolado y se añadió 40 gramos de muestra de lutita, para luego rolar en el horno de envejecimiento durante 16 horas. Finalmente se colocó el material del interior de la celda en el equipo de dureza al humectar, el equipo posee una malla en el fondo que permite escurrir el exceso de lodo y partículas pequeñas de lutita que se ablandaron en el rolado, posteriormente se sometió a un torque progresivo con un tornillo sin fin, esto provocó que la pastilla se compacte y con esta prueba se mide cualitativamente la dureza final del corte luego de estar en contacto con el fluido de perforación, se contó el número de vueltas y se registró el dato para cada formulación.

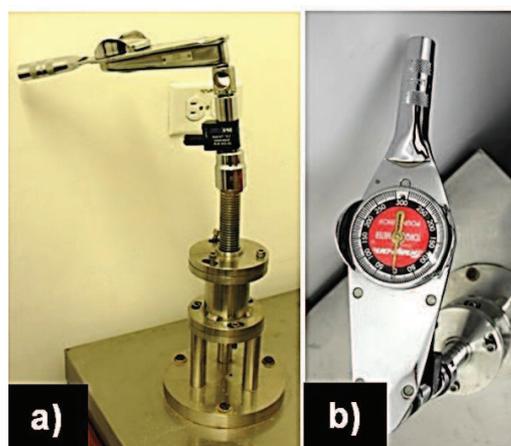


Figura 2.7 Fotografía del equipo para la prueba de dureza al humectar, a) Vista frontal, b) Vista superior

2.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS PARA UN SISTEMA DE MEZCLADO MECÁNICO QUE PRODUZCA 200 BARRILES POR DÍA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

2.4.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES 12 ¼” Y 8 ½”

2.4.1.1 Dependencia con el tiempo

Se usó el viscosímetro empleado para las pruebas reológicas descritas anteriormente para realizar mediciones a diferentes tiempos de 1, 5, 10, 20 y 30 minutos de cada fluido de perforación para las secciones 12 ¼” y 8 ½”, a una velocidad rotacional constante de 3 rpm, temperatura constante de 48,9°C y presión ambiental, con estos datos se graficó la viscosidad vs tiempo para analizar si existe o no dependencia.

2.4.1.2 Comportamiento de flujo

Se identificó el comportamiento reológico de los lodos de perforación en estudio, al determinar la relación entre esfuerzo cortante y velocidad de corte a partir de los datos tomados con el viscosímetro a diferentes velocidades de rotación de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm, a temperatura constante de 48,9°C y presión ambiental, con el fin de caracterizar si los fluidos son o no newtonianos y se ajustó su tendencia al mejor modelo matemático.

2.4.2 ALMACENAMIENTO DE REACTIVOS Y PRODUCTO

Con los requerimientos de materias primas para la producción de 200 barriles de fluido de perforación por día, se determinó las dimensiones y geometría de los tanques de almacenamiento.

2.4.3 TOLVA DE ALIMENTACIÓN

A partir del estado de materia y magnitud de los flujos de alimentación al tanque agitador se estableció el tipo y capacidad de operación de la tolva.

2.4.4 TANQUE AGITADOR

Con base en el requerimiento diario de producto, se determinó la capacidad volumétrica de los tanques agitadores. La configuración y proporciones de estos equipos se las definió en base a un diseño estándar de un impulsor turbina de 6 palas inclinadas a 45°.

La velocidad de rotación fue seleccionada a partir de varios criterios:

- Turbulencia del flujo
- Suspensión uniforme de sólidos
- Disponibilidad de motores
- Sugerencias bibliográficas según el tipo de mezcla

Además se determinó la potencia y tiempo de mezclado para obtener una mezcla con 99% de uniformidad.

Como referencia para determinar los tiempos de mezcla a escala industrial, a continuación se detallan el orden de adición y tiempo de mezclado de los diferentes componentes para la preparación en laboratorio de los fluidos de perforación formulados en el presente trabajo para la segunda y tercera secciones del pozo NV-01, cabe mencionar que una vez listo el lodo, se lo agita por 30 minutos adicionales para asegurar su uniformidad.

Tabla 2.3 Orden de adición y tiempo de mezclado de los componentes de los fluidos de perforación para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

Orden de adición	Componente	Tiempo de mezclado (min)
1	Agua	-
2	Encapsulador de recortes	180
3	Viscosificante	30
4	Controladores de filtrado	30
5	Densificantes	5
6	Inhibidores de arcilla	1
7	Bactericida	1
8	Optimizador de ROP	1
9	Estabilizadores mecánicos	1

2.4.5 TUBERÍAS Y VÁLVULAS

Se determinó el diámetro de las tuberías de alimentación, recirculación y descarga a partir de los flujos volumétricos y sugerencias de literatura de velocidades de flujo para distintos tipos de fluidos.

La clase y tamaño de válvulas fueron seleccionados con base en el tipo y flujo de material.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS

La formulación de los fluidos de perforación es el primer paso en el desarrollo del presente proyecto.

Para la segunda sección de perforación o también llamada sección 12 ¼” por el diámetro de la broca que se usa en esta zona, se establecieron cuatro formulaciones de fluidos de perforación que combinan diferentes encapsuladores de recortes e inhibidores de arcillas. La descripción de los componentes usados para estas formulaciones se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.1 Descripción de los componentes utilizados para las formulaciones del fluido de perforación para la sección 12 ¼”

Componte	Descripción
Viscosificante	Goma xantana
Controlador de filtrado A	Carboximetilcelulosa de sodio
Controlador de filtrado B	Carboximetil almidón
Bactericida	Dialdehido – glutaral
Optimizador del ROP	Base de aceite vegetal
Densificante A	Barita
Densificante B	Carbonato de calcio
Encapsulador de recortes 1	Polímero de acrilamida de alto peso molecular
Encapsulador de recortes 2	Co-polímero de ácido acrílico de bajo peso molecular
Inhibidor de arcilla α	Mezcla: 60% (P/p) 1,2 ciclohexanoamina y 40% (P/p) hexametilenoamina
Inhibidor de arcilla β	Mezcla: 70% (P/p) poliéter amina y 30% (P/p) poliéter amina sal
Inhibidor de arcilla γ	Mezcla: 85% (P/p) poliéter amina y 15% (P/p) poliéter amina sal
Inhibidor de arcilla ϵ	Sulfato de potasio

A continuación se detalla la composición de las cuatro formulaciones del fluido de perforación.

Tabla 3.2 Composición y concentración de las cuatro formulaciones del fluido de perforación para la sección 12 ¼”

Componente	Formulación A		Formulación B		Formulación C		Formulación D	
	(lb/bbl)	(kg/m ³)						
Viscosificante	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43
Controlador de filtrado A	2,00	5,72	2,00	5,72	2,00	5,72	2,00	5,72
Controlador de filtrado B	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43
Bactericida	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Optimizador del ROP	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Densificante A	98,00	280,28	98,00	280,28	98,00	280,28	98,00	280,28
Densificante B	49,00	140,14	49,00	140,14	49,00	140,14	49,00	140,14
Encapsulador de recortes 1	1,50	4,29	1,50	4,29	-	-	-	-
Encapsulador de recortes 2	-	-	-	-	1,50	4,29	1,50	4,29
Inhibidor de arcilla α	2,00	5,72	2,00	5,72	-	-	-	-
Inhibidor de arcilla β	0,50	1,43	0,50	1,43	-	-	-	-
Inhibidor de arcilla γ	-	-	-	-	2,50	7,15	2,50	7,15
Inhibidor de arcilla ϵ	-	-	2,50	7,15	-	-	2,50	7,15

Se procedió del mismo modo para la formulación de los fluidos para la tercera sección de perforación o también llamada de 8 ½”, con la diferencia de que en esta zona no se requiere de encapsulador de recortes, y se trabaja con una concentración fija de inhibidor de arcillas debido al bajo porcentaje de estos minerales en este tramo del subsuelo a perforar, a continuación se describen los componentes utilizados.

Tabla 3.3 Descripción de los componentes utilizados para las formulaciones del fluido de perforación para la sección 8 ½”

Componte	Descripción
Viscosificante	Goma xantana
Controlador de filtrado A	Carboximetilcelulosa de sodio
Controlador de filtrado B	Carboximetilcelulosa de sodio (sal)
Controlador de filtrado C	Carboximetil almidón
Bactericida	Dialdehido – glutaral
Inhibidor de arcilla α	Mezcla: 60% (P/p) 1,2 ciclohexanoamina y 40% (P/p) hexametilenoamina
Densificante A	Barita
Densificante B	Carbonato de calcio
Estabilizador mecánico 1	Resina gilsonita
Estabilizador mecánico 2	Mezcla: 30% poliglicol, 60% gilsonita líquida, 5% silicato y 5% solvente
Estabilizador mecánico 3	Sulfonato de asfalto de sodio
Estabilizador mecánico 4	Co- polímero de estireno (butadieno)

Se trabajó con diez combinaciones distintas que difieren en composición y concentración de cuatro estabilizadores mecánicos.

A continuación se detallan las formulaciones realizadas en laboratorio, cabe recalcar que las concentraciones y composiciones fueron sugeridas por los especialistas experimentados de la empresa auspiciante.

Tabla 3.4 Composición y concentración de las formulaciones 1, 2, 3 y 4 para el fluido de perforación de la sección 8 ½”

Componente	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3		Formulación 4	
	(lb/bbl)	(kg/m ³)						
Viscosificante	0,70	2,00	0,70	2,00	0,70	2,00	0,70	2,00
Controlador de filtrado A	3,00	8,58	3,00	8,58	3,00	8,58	3,00	8,58
Controlador de filtrado B	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43
Controlador de filtrado C	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Bactericida	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Inhibidor de arcilla α	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Densificante A	185,00	529,10	185,00	529,10	185,00	529,10	185,00	529,10
Densificante B	130,00	371,80	130,00	371,80	130,00	371,80	130,00	371,80
Estabilizador mecánico 1	1,50	4,29	1,50	4,29	1,50	4,29	-	-
Estabilizador mecánico 2	1,00	2,86	1,00	2,86	2,50	7,15	2,50	7,15
Estabilizador mecánico 3	1,50	4,29	-	-	1,50	4,29	2,00	5,72
Estabilizador mecánico 4	-	-	1,50	4,29	-	-	-	-

Tabla 3.5 Composición y concentración de las formulaciones 5, 6, 7 y 8 para el fluido de perforación de la sección 8 ½”

Componente	Formulación 5		Formulación 6		Formulación 7		Formulación 8	
	(lb/bbl)	(kg/m ³)						
Viscosificante	0,70	2,00	0,70	2,00	0,70	2,00	0,70	2,00
Controlador de filtrado A	3,00	8,58	3,00	8,58	3,00	8,58	3,00	8,58
Controlador de filtrado B	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43	0,50	1,43
Controlador de filtrado C	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Bactericida	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Inhibidor de arcilla α	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86	1,00	2,86
Densificante A	185,00	529,10	185,00	529,10	185,00	529,10	185,00	529,10
Densificante B	130,00	371,80	130,00	371,80	130,00	371,80	130,00	371,80
Estabilizador mecánico 1	-	-	1,50	4,29	1,50	4,29	-	-
Estabilizador mecánico 2	2,50	7,15	-	-	-	-	1,50	4,29
Estabilizador mecánico 3	-	-	2,00	5,72	-	-	-	-
Estabilizador mecánico 4	2,00	5,72	-	-	2,00	5,72	2,00	5,72

Tabla 3.6 Composición y concentración de las formulaciones 9 y 10 para el fluido de perforación de la sección 8 ½”

Componente	Formulación 9		Formulación 10	
	(lb/bbl)	(kg/m ³)	(lb/bbl)	(kg/m ³)
Viscosificante	0,70	2,00	0,70	2,00
Controlador de filtrado A	3,00	8,58	3,00	8,58
Controlador de filtrado B	0,50	1,43	0,50	1,43
Controlador de filtrado C	1,00	2,86	1,00	2,86
Bactericida	1,00	2,86	1,00	2,86
Inhibidor de arcilla α	1,00	2,86	1,00	2,86
Densificante A	185,00	529,10	185,00	529,10
Densificante B	130,00	371,80	130,00	371,80
Estabilizador mecánico 1	-	-	-	-
Estabilizador mecánico 2	-	-	-	-
Estabilizador mecánico 3	5,00	14,30	-	-
Estabilizador mecánico 4	-	-	5,00	14,30

A continuación se muestran los resultados obtenidos de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación para las secciones de 12 ¼” y 8 ½”. El análisis de estos parámetros es de gran importancia ya que así se verifica que el lodo de perforación este formulado correctamente.

Se realizan estas pruebas rutinariamente con el fin de obtener una guía cuantitativa y cualitativa del comportamiento del fluido de perforación, para que en el caso de presentarse problemas durante la perforación saber cómo proceder para solucionarlos de una manera rápida y al menor costo.

Cabe recalcar que para la tercera sección de perforación se tomó los datos de las tres mejores formulaciones según los resultados de la prueba de dureza al humectar para su discusión, los resultados de las siete formulaciones restantes se encuentran en el Anexo I.

3.1.1 PRUEBA DE DENSIDAD

Para la formulación de los fluidos de perforación de las dos secciones 12 ¼" y 8 ½" se realizó un cálculo previo para determinar las cantidades de los dos densificantes (barita y carbonato de calcio) que se añadieron en la preparación del lodo, con el fin de que el peso resultante entre en el rango previsto para la operación de perforación en las diferentes secciones. Los valores programados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.7 Rangos programados para la densidad de los fluidos de perforación para las secciones de 12 ¼" y 8 ½"

Sección	Unidades	Rango Programado
12 ¼"	ppg	9,7 - 12,4
	kg/m ³	1 164 – 1 488
8 ½"	ppg	12,4 - 13,8
	kg/m ³	1 488 – 1 656

Si el lodo de perforación tiene el peso correcto garantiza una operación de perforación más segura, por ende la medición periódica de esta propiedad en campo es de crucial importancia, el fluido debe ser más denso que el crudo con el fin de controlar la entrada de fluidos a la formación y evitar reventones de pozo.

A continuación se detallan los resultados obtenidos para las dos secciones 12 ¼" y 8 ½", luego de la medición de la densidad de los fluidos de perforación con la balanza de lodo.

Tabla 3.8 Valores de densidad de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼"

Propiedad	Unidades	Formulación							
		A	A _R	B	B _R	C	C _R	D	D _R
Densidad	ppg	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
	kg/m ³	1 272	1 272	1 272	1 272	1 272	1 272	1 272	1 272

X_R (R: Fluido Rolado)

Tabla 3.9 Valores de densidad de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”

Propiedad	Unidades	Formulación					
		3	3 _R	9	9 _R	10	10 _R
Densidad	ppg	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
	kg/m ³	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644

X_R (R: Fluido Rolado)

Como se puede observa en las dos tablas anteriores, los valores de densidad están dentro de los rangos programados de esta propiedad para ambas secciones, lo cual es de gran importancia ya que si el fluido de perforación no tendría el peso suficiente, no transmitiría la presión necesaria hacia las paredes del hoyo y podría causar problemas de inestabilidad y en casos extremos hasta pérdida del pozo.

Cabe recalcar que se hizo el cálculo previo de cuáles serían las cantidades que se debe utilizar de cada densificante, con el fin de que los valores de densidad a obtenerse sean los medios dentro de los rangos programados y poder formular los lodos a nivel laboratorio, sin embargo en la operación de campo la densidad del lodo no es una propiedad que se la mantiene constante ya que periódicamente se la modifica de acuerdo a los requerimientos del hoyo, generalmente esta propiedad tiende a aumentar a medida que se penetra en el subsuelo ya que debe ganar peso mientras se aumenta la profundidad y por ende la presión.

Asimismo se manifiesta la invariabilidad de la densidad entre el fluido nuevo y el fluido envejecido, es decir la agitación y la temperatura no afectan a esta propiedad, la barita y el carbonato no sufren alteraciones, es por ello que se justifica su popular uso como aditivos densificantes en la formulación de fluidos de perforación base agua.

3.1.2 PRUEBAS DE REOLOGÍA

El análisis de estas propiedades sirve para predecir cómo actuará el fluido cuando está en movimiento bajo diferentes condiciones de agitación y temperatura.

A continuación se encuentran tabulados los resultados de las pruebas reológicas de los mejores fluidos de perforación base agua para las segunda y tercera secciones.

Tabla 3.10 Valores de pruebas de reología de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”

Propiedad	Unidades	Formulación								
		A	A _R	B	B _R	C	C _R	D	D _R	
Viscosidad plástica	cP	34	32	30	29	33	30	32	31	
	Pa s	0,034	0,032	0,030	0,029	0,033	0,031	0,032	0,031	
Punto cedente	lbf/100 ft ²	43	41	37	35	49	45	48	45	
	N/m ²	20,6	19,6	17,7	16,8	23,5	21,5	23,0	21,5	
Gel	A los 10 s	lbf/100 ft ²	13	12	12	12	14	13	11	11
		N/m ²	6,2	5,7	5,7	5,7	6,7	6,2	5,3	5,3
	A los 10 min	lbf/100 ft ²	15	13	13	12	16	15	12	12
		N/m ²	7,2	6,2	6,2	5,7	7,7	7,2	5,7	5,7
	A los 30 min	lbf/100 ft ²	15	15	13	13	16	16	12	11
		N/m ²	7,2	7,2	6,2	6,2	7,7	7,7	5,7	5,3

X_R(R: Fluido Rolado)

Tabla 3.11 Valores de pruebas de reología de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”

Propiedad		Unidades	Formulación					
			3	3 _R	9	9 _R	10	10 _R
Viscosidad plástica		cP	52	49	57	55	46	43
		Pa s	0,052	0,049	0,057	0,055	0,046	0,043
Punto cedente		lbf/100 ft ²	59	53	64	61	56	50
		N/m ²	28,2	25,4	30,6	29,2	26,8	23,9
Gel	A los 10 s	lbf/100 ft ²	9	8	13	12	14	13
		N/m ²	4,3	3,8	6,2	5,7	6,7	6,2
	A los 10 min	lbf/100 ft ²	11	9	13	12	15	14
		N/m ²	5,3	4,3	6,2	5,7	7,2	6,7
	A los 30 min	lbf/100 ft ²	12	10	14	13	16	14
		N/m ²	5,7	4,8	6,7	6,2	7,7	6,7

X_R (R: Fluido Rolado)

Los resultados exponen que todos los parámetros de reología están dentro de los rangos programados de esta propiedad que se encuentran descritos en la Tabla 2.1 de la Parte Experimental, el cumplimiento de estas condiciones aseguran que el fluido de perforación sea capaz de arrastrar los cortes de la barrena hacia la superficie a una velocidad mínima, si la reología sobrepasara los valores máximos se tendría el problema de disminución en la tasa de penetración y por lo tanto un incremento en los requerimientos de energía, por el contrario si la reología fuera baja el fluido tendría un arrastre de recortes deficiente.

Además se evidencia que los valores de reología de los fluidos rolados son menores que los del fluido nuevo, esto se debe a que existe un ligero desgaste del aditivo viscosificante por estar expuesto a agitación y mayor temperatura, sin embargo la variación entre frío y rolado se la considera despreciable, por ende no influye de una manera significativa en el comportamiento del fluido de perforación.

En cuanto a los geles tomados a diferentes tiempos, existen variaciones de un punto o se mantienen en valores constantes, lo que es muy favorable en las

características de un fluido de perforación nuevo ya que mantendrán suspendidos los recortes aun si el lodo no está en movimiento.

3.1.3 PRUEBAS DE PÉRDIDA DE FILTRADO API Y REVOQUE

Al determinar la velocidad con la que un fluido se fuerza a través de un medio poroso como el papel filtro, a temperatura ambiente y 100 psi ($6,9 \times 10^5$ Pa) de presión, se puede predecir el comportamiento permeable que tendrá la formación cuando este en contacto con lodo de perforación.

Los valores de los resultados obtenidos en las pruebas de pérdida de filtrado API y revoque se encuentran resumidos en las tablas que se muestran a continuación.

Tabla 3.12 Valores de pérdida de filtrado API y revoque de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼"

Propiedad	Unidades	Formulación							
		A	A _R	B	B _R	C	C _R	D	D _R
Pérdida de filtrado	mL/30 min	4,3	4,5	4,0	5,0	4,7	4,9	5,3	5,3
Grosor revoque	¹ / ₃₂ in	1	1	1	1	1	1	1	1
	cm	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

X_R (R: Fluido Rolado)

Tabla 3.13 Valores de pérdida de filtrado API y revoque de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½"

Propiedad	Unidades	Formulación					
		3	3 _R	9	9 _R	10	10 _R
Pérdida de filtrado	mL/30 min	5,3	5,4	4,0	4,0	3,5	4,2
Grosor revoque	¹ / ₃₂ in	1	1	1	1	1	1
	cm	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

X_R (R: Fluido Rolado)

Al observar las tablas anteriores se afirma que los valores de pérdida de filtrado están muy por debajo de los permisibles para la segunda sección, es decir el lodo

tiene un comportamiento de permeabilidad muy bueno, entonces se perderá menos fase líquida en las paredes del hoyo de lo esperado, y la invasión del lodo de perforación hacia la formación será mínima. Lo mismo ocurre para la tercera sección el comportamiento del lodo es bueno, pero los valores son más cercanos al límite programado.

Asimismo se ve que los fluidos rolados presentan un valor mayor que del fluido nuevo, esto se debe a que al someter al lodo de perforación a agitación y una temperatura mayor los aditivos que controlan el filtrado sufren una degradación y su acción se ve afectada disminuyendo su eficiencia, sin embargo la variación que existe entre el fluido nuevo y el envejecido es despreciable ya que no sobrepasan los valores permisibles de 12 mL y 6 mL para las secciones de 12 ¼" y 8 ½" respectivamente.

Además el revoque tiene un valor de 1/32 de pulgada, el cual se lo considera delgado, lo que es favorable para la perforación porque la reducción del tamaño del pozo será mínima y hay menor riesgo de tener complicaciones en la operación.

3.1.4 PRUEBA DE PH

A continuación se detallan los valores de pH obtenidos de los fluidos de perforación.

Tabla 3.14 Valores de pH de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼"

Propiedad	Formulación							
	A	A _R	B	B _R	C	C _R	D	D _R
pH	10,42	10,35	10,45	10,29	9,69	9,78	9,80	10,00

X_R (R: Fluido Rolado)

Tabla 3.15 Valores de pH de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”

Propiedad	Formulación					
	3	3 _R	9	9 _R	10	10 _R
pH	10,10	10,40	9,80	10,40	10,10	10,30

X_R (R: Fluido Rolado)

En la parte experimental se expuso que el rango permisible de pH es de 9 a 10,5, y al analizar los datos de las tablas anteriores, observamos que todos los valores de pH están dentro del rango programado.

Es de suma importancia controlar periódicamente el pH en un fluido de perforación ya que una variación representativa de esta propiedad significaría una modificación en la química del lodo de perforación, ya que de este parámetro depende la solubilidad de algunos aditivos que conforman al lodo, algunos procesos de corrosión, eficacia de aditivos, entre otros.

Además de que la capacidad de intercambio iónico crece con el grado de acidez de los cristales, es decir para valores de pH menores a 7 la actividad intercambiable se hace más notable.

3.1.5 PRUEBAS QUÍMICAS

A continuación, en las siguientes tablas se publican los resultados de las pruebas químicas que se realizaron a los fluidos de perforación para las dos secciones, se detalla la alcalinidad (Pf: cantidad de ión hidroxilo y carbonatos, Mf: cantidad de ión bicarbonato y carbonatos, Pm: alcalinidad total - todos los iones), cloruros y dureza.

Tabla 3.16 Valores de pruebas químicas de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 12 ¼”

Propiedad	Formulación							
	A	A _R	B	B _R	C	C _R	D	D _R
Pf	1,62	1,54	1,64	1,56	0,70	0,68	0,62	0,58
Mf	4,08	3,78	3,70	3,70	3,52	3,50	3,46	3,56
Pf : Mf	1 : 2,5	1 : 2,5	1 : 2,3	1 : 2,4	1 : 5,0	1 : 5,1	1 : 5,6	1 : 6,1
Pm	1,86	1,84	1,90	2,00	0,94	0,88	0,56	0,58
Cl	500	490	300	310	240	220	500	520
Dureza	242	248	88	80	380	400	192	184

X_R (R: Fluido Rolado)

Tabla 3.17 Valores de pruebas químicas de los fluidos de perforación fríos y rolados para la sección 8 ½”

Propiedad	Formulación					
	3	3 _R	9	9 _R	10	10 _R
Pf	0,32	0,26	0,30	0,36	0,38	0,30
Mf	1,52	1,26	2,00	2,40	1,78	1,74
Pf : Mf	1:4,8	1:4,8	1:6,7	1:6,7	1:4,7	1:5,8
Pm	0,48	0,28	0,64	0,40	0,56	0,40
Cl	330	270	440	640	510	88
Dureza	64	120	116	84	370	80

X_R (R: Fluido Rolado)

Los resultados expuestos en las tablas anteriores son el reflejo de la alcalinidad del fluido, por un lado el Pf se refiere a las bases y sales disueltas, mientras que el Pm incluye el efecto de las bases disueltas y no disueltas, por ende este siempre será mayor.

Estas mediciones son útiles ya que determinan la cantidad de ácido sulfúrico para convertir los carbonatos a bicarbonatos en el caso del Pf y la cantidad necesaria para transformar los bicarbonatos en dióxido de carbono y agua para el Mf.

Por otro lado la medida de cloruros muestra la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo, concentraciones altas causarían efectos adversos en el fluido de perforación. Y la dureza trata del total de calcio y magnesio disueltos, por lo general el calcio se lo considera como contaminante.

3.1.6 COMPATIBILIDAD DE ADITIVOS QUÍMICOS

Cuando se finalizó la preparación del fluido de perforación, es decir cuando se incorporaron todos los aditivos químicos, se determinó visualmente la compatibilidad de sus componentes y en todas las formulaciones se obtuvo mezclas homogéneas, sin grumos y presentaron una sola fase.

Es necesario realizar esta inspección ya que muchas veces la composición y concentración de los aditivos no son compatibles y se pueden formar los conocidos “ojos de pescado”, que no es otra cosa que el encapsulamiento de uno de los aditivos, lo que hace al fluido no apto para su uso.

A continuación se presentan fotografías de estas dos condiciones de compatibilidad.

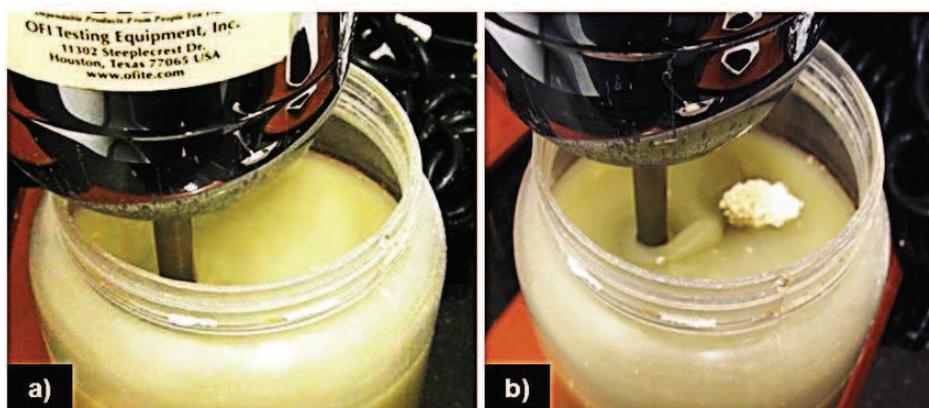


Figura 3.1 Fotografía de los fluidos de perforación con aditivos químicos: a) Compatibles e b) Incompatibles

3.2 DEFINICIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA SECCIÓN 12 ¼”

3.2.1 CURVA DE REACTIVIDAD

Para la determinación del fluido de perforación para la sección 12 ¼” que presente los mejores resultados de inhibición de arcillas como primer paso, se escogió la mejor muestra de recortes para trabajar en este proyecto.

Como base de criterio para la selección se tomó la reactividad y para esto se midió la capacidad de intercambio catiónico (CEC, abreviación por sus siglas en inglés) de todas las muestras de recortes enviadas al laboratorio desde campo por la empresa operadora. Se elaboró la curva de reactividad del pozo NV-01, y los resultados que se ilustran a continuación.

Tabla 3.18 Valores de reactividad de las muestras del pozo NV-01

Profundidad		CEC
ft	m	
5 300	1 615,4	60
5 613	1 710,8	35
5 950	1 813,6	60
6 208	1 892,2	70
6 564	2 000,7	65
6 811	2 076,0	80
7 179	2 188,2	15
7 429	2 264,4	25
7 705	2 348,5	30
8 125	2 476,5	25
8 798	2 681,6	25
9 087	2 769,7	35
9 593	2 924,0	15
10 267	3 129,4	10

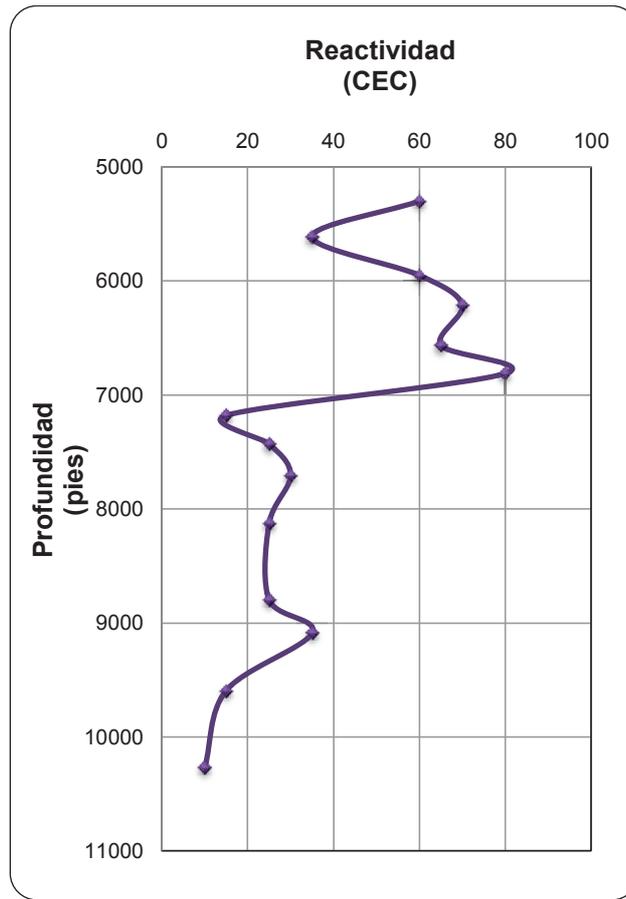


Figura 3.2 Curva de reactividad del pozo NV-01

Como se observa en la figura anterior, la muestra arcillosa que presentó mayor reactividad, con un CEC de 80, fue el recorte que está a una profundidad de 6 811 pies (2 076 m) y corresponde a la formación de Tiyuyacu.

De todas las muestras, esta es la que más fácilmente puede intercambiar los iones que se encuentran en los espacios interlaminares, fijados en el exterior de la superficie del cristal, o en otros espacios interiores de sus estructuras, por otros existentes en la solución acuosa envolvente, en este caso específico con los iones presentes del fluido de perforación en contacto.

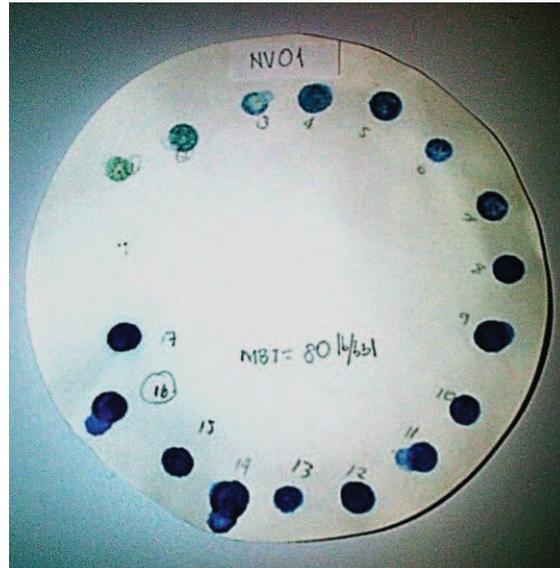


Figura 3.3 Fotografía del resultado de la prueba de MBT de la arcilla más reactiva localizada a 6 811 pies de profundidad.

Para complementar el estudio de la muestra seleccionada, se realizó un análisis de difracción de rayos X, en el laboratorio del DEMEX (Departamento de Metalurgia Extractiva) de la Escuela Politécnica Nacional, se obtuvo los resultados de su composición mineralógica y se determinó que este recorte tiene entre sus componentes, arcilla de tipo Montmorillonita (grupos de las esmectitas) y Caolinita, por ende concuerda y ratifica el porqué de su reactividad, ya que estos minerales poseen altas reactividades y elevadas superficies específicas que pueden llegar hasta los 300 metros cuadrados por gramo.

A continuación se muestra el detalle completo del análisis antes mencionado.

Tabla 3.19 Resultados del análisis por difracción de rayos X de la muestra de arcilla de 6 811 pies de profundidad.

Mineral	Fórmula	Contenido (%)
Cuarzo	SiO ₂	31
Muscovita	KAl ₂ (AlSi ₃ O ₁₀)(OH) ₂	7
Caolinita	Al ₂ (Si ₂ O ₅)(OH) ₄	20
Grupo plagioclasa (albita, andesina, anortita)	(Na, Ca)Al(Si, Al)Si ₂ O ₈	16
Plogopita	K(Mg,Fe) ₃ Si ₃ AlO ₁₀ (F,OH) ₂	3
Aragonite	CaCO ₃	2
Ortoclasa	KAlSi ₃ O ₈	1
Coesita	SiO ₂	4
Vaterita	CaCO ₃	3
Enstatita	Mg ₂ Si ₂ O ₆	3
Montmorillonita (Grupo esmectitas)	(Na,Ca _{0.3})(Al,Mg) ₂ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂ .nH ₂ O (Al,Mg,Na)(OH) ₂ Si ₄ O ₁₀ 4H ₂ O	10

Asimismo se observa claramente que los cortes que se encuentran por encima de los 9 200 pies de profundidad (segunda sección o 12 ¼") presentan reactividades más altas que las que se encuentran por debajo, esto se debe a que en la segunda sección existe mayor presencia de arcillas, minerales con CEC elevados, al contrario de lo que ocurre en la tercera sección en donde mayoritariamente se encuentran lutitas cuya reactividad es casi nula.

Por último cabe mencionar que cada pozo tiene una curva de reactividad única y diferente, si bien es cierto que el subsuelo se compone por formaciones bien definidas a lo largo del Oriente ecuatoriano, debido a los desplazamientos tectónicos, cambios climáticos, y otros fenómenos, la composición mineralógica y el grosor de cada capa varían, sin embargo muchas veces para realizar estimaciones del comportamiento de la formación con el fluido de perforación, se toman de referencia datos de pozos cercanos.

3.2.2 PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

El hinchamiento en las formaciones del subsuelo depende del tipo de minerales que se encuentren presentes y este obedece a la naturaleza del catión interlamilar y la carga de la lámina, generalmente las arcillas son las que causan mayores problemas porque al hidratarse aumentan su volumen.

La variación de volumen es consecuencia del intercambio catiónico por la interacción física y química de las moléculas de agua con las moléculas que forman parte de la estructura de la arcilla.

A continuación se muestran las tendencias de hinchamiento de cuatro muestras de arcilla que se encuentran a una profundidad de 6 811 pies (2 076 m), y que poseen un CEC de 80, cuando están en contacto con cuatro fluidos de perforación con distintas combinaciones de inhibidores y encapsuladores de recortes, los datos de la siguiente figura se encuentran en el Anexo II.

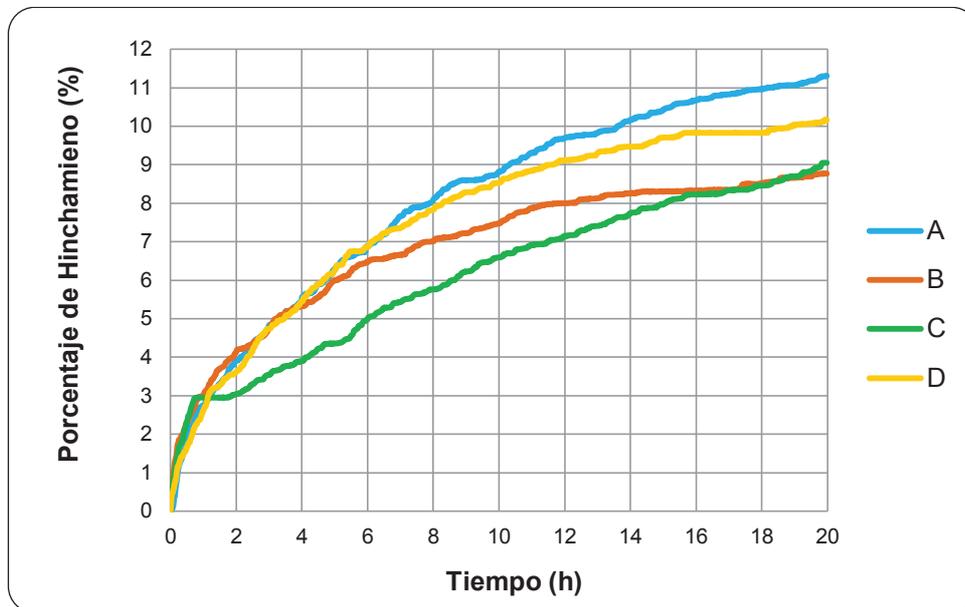


Figura 3.4 Porcentaje de hinchamiento provocado por cuatro formulaciones para la sección 12 ¼" con una arcilla de reactividad 80

La figura anterior muestra que la tendencia del hinchamiento de la arcilla reactiva cuando está en contacto con los cuatro fluidos de perforación se asemeja a una

curva asintótica en todos los casos, es decir en un inicio el incremento es brusco y a medida que pasa el tiempo el gradiente va disminuyendo y a partir de las 16 horas los valores de porcentaje de hinchamiento lineal tienden a estabilizarse.

Se trabaja con un tiempo referencial de 20 horas, en donde claramente se puede apreciar su tendencia, y los valores finales que se obtuvieron se los expone en la siguiente tabla y gráfico.

Tabla 3.20 Porcentaje de hinchamiento final provocado por cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80, luego de 20 horas de exposición

Formulación	Porcentaje de Hinchamiento (%)
A	11,31
B	8,77
C	9,05
D	10,16

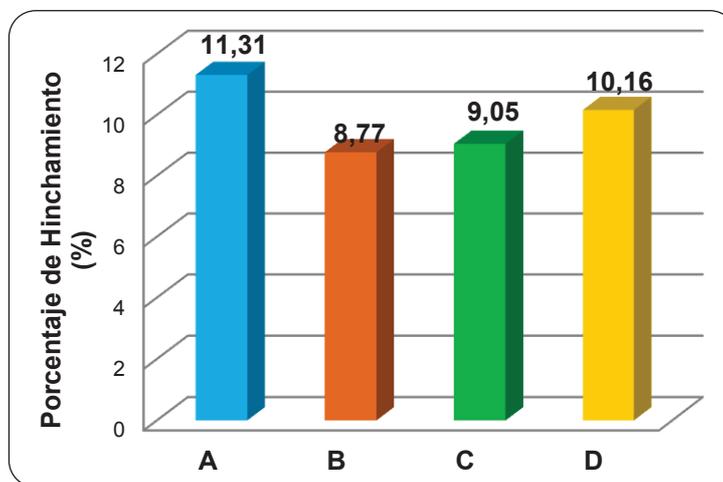


Figura 3.5 Porcentaje de hinchamiento final provocado por cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80, luego de 20 horas de exposición

En el presente proyecto se trabajó con dos sistemas de fluidos de perforación distintos, el primero utiliza el encapsulador de arcilla 1 y los inhibidores de arcilla α , β y ϵ ; y el segundo sistema el encapsulador de arcilla 2 y los inhibidores de arcilla γ y ϵ . En otras palabras la composición y concentración de B es igual a la

de A, pero a esta se le añadió sulfato de potasio como un tercer inhibidor (ϵ), lo mismo sucede con D y C respectivamente.

Para una mejor comprensión de la discusión de resultados a continuación se resume la composición y concentraciones de las cuatro formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼" en unidades convencionales de la industria petrolera.

Tabla 3.21 Resumen de la composición de las formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼"

Componente	Formulación			
	A	B	C	D
	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl
Viscosificante	0,50	0,50	0,50	0,50
Controlador de filtrado A	2,00	2,00	2,00	2,00
Controlador de filtrado B	0,50	0,50	0,50	0,50
Bactericida	1,00	1,00	1,00	1,00
Optimizador del ROP	1,00	1,00	1,00	1,00
Densificante A	98,00	98,00	98,00	98,00
Densificante B	49,00	49,00	49,00	49,00
Encapsulador de recortes 1	1,50	1,50	-	-
Encapsulador de recortes 2	-	-	1,50	1,50
Inhibidor de arcilla α	2,00	2,00	-	-
Inhibidor de arcilla β	0,50	0,50	-	-
Inhibidor de arcilla γ	-	-	2,50	2,50
Inhibidor de arcilla ϵ	-	2,50	-	2,50

Tabla 3.22 Encapsuladores de recortes e inhibidores utilizados en la formulación de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼”

Componte	Descripción
Encapsulador de recortes 1	Polímero de acrilamida de alto peso molecular
Encapsulador de recortes 2	Co-polímero de ácido acrílico de bajo peso molecular
Inhibidor de arcilla α	Mezcla: 60% (P/p) 1,2 ciclohexanoamina y 40% (P/p) hexametilenoamina
Inhibidor de arcilla β	Mezcla: 70% (P/p) poliéter amina y 30% (P/p) poliéter amina sal
Inhibidor de arcilla γ	Mezcla: 85% (P/p) poliéter amina y 15% (P/p) poliéter amina sal
Inhibidor de arcilla ϵ	Sulfato de potasio

El fluido de perforación que presentó el menor hinchamiento corresponde a la formulación B, con un valor final de 8,77% luego de 20 horas de exposición, por ende se lo toma como mejor resultado.

Con los datos anteriormente expuestos se nota de una manera evidente el aporte del sulfato de potasio como tercer inhibidor (ϵ) al comparar las formulaciones A y B, con porcentajes de hinchamiento finales de 11,31% y 8,77% respectivamente; es decir al añadir este aditivo aumenta la eficiencia del lodo haciendo que el cambio de volumen de los minerales arcillosos sea mínimo. Se explica este resultado debido a que el potasio al ser un átomo muy pequeño se intercambia con mayor facilidad, y esto se refleja en una mayor inhibición y por ende menor hinchamiento.

Al analizar las formulaciones C y D, se concluye que la adición de sulfato de potasio, en este caso en particular, no muestra el resultado esperado ya que en vez de aumentar la inhibición, provoca un mayor hinchamiento, esto probablemente se debe a la incompatibilidad entre los aditivos componentes de la formulación D, además se tiene que tomar en cuenta que los mecanismos fundamentales de la inhibición de arcillas por iones de potasio no se han definido del todo y aún no se explica la estabilidad de las láminas del potasio hidrato, por ende es justificable este tipo de resultados (Liu y Lu, 2006, p. 6448).

Cabe mencionar que el resultado de la formulación C también es muy bueno, apenas se diferencia del mejor por tres décimas, este tiene en su composición un

solo inhibidor (γ) que muestra resultados muy similares a cuando se usa una combinación de tres inhibidores (α , β , y ϵ), nótese en la Tabla 3.22 que la composición del inhibidor γ es igual a la del inhibidor β , pero varia la concentración de sus componentes.

Todas las formulaciones tienen un porcentaje de hinchamiento lineal menor a 14%, lo que indica que son aptas para el uso en campo, cualquiera de ellas podrían ser usadas en la perforación del pozo sin presentar problemas y cumpliendo los requerimientos para la perforación.

Por último se hará una comparación del hinchamiento lineal del mejor fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼", con el hinchamiento provocado por agua y diésel. A continuación se muestran estas curvas.

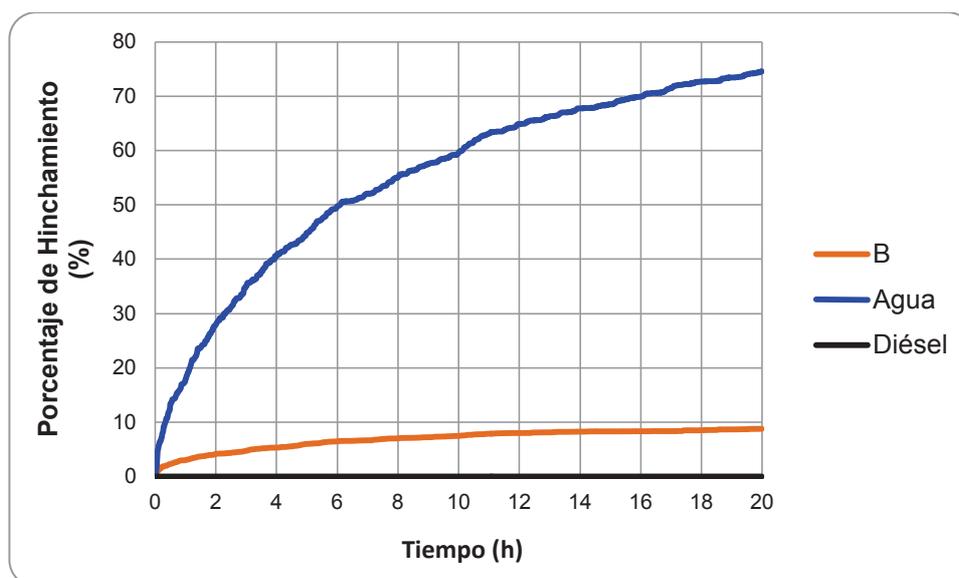


Figura 3.6 Porcentaje de hinchamiento lineal provocado por la mejor formulación para la sección 12 ¼", agua y diésel, con una arcilla de reactividad 80

La figura anterior muestra el efecto inhibitor del fluido de perforación seleccionado en comparación con el agua, a continuación se detalla los valores finales de hinchamiento.

Tabla 3.23 Porcentajes de hinchamiento provocados por agua, la mejor formulación para la sección 12 ¼” y diésel, con una arcilla de reactividad 80, luego de 20 horas de exposición

Formulación	Porcentaje de Hinchamiento (%)
Agua	74,56
B	8,77
Diésel	0,00

Al usar el fluido de perforación seleccionado se redujo el hinchamiento de la muestra de arcilla en un 88,3%, además también se observa que el hinchamiento con diésel es nulo ya que se mantiene cero.

A continuación se muestra los cambios de volumen provocados por el hinchamiento en las muestras de arcilla.

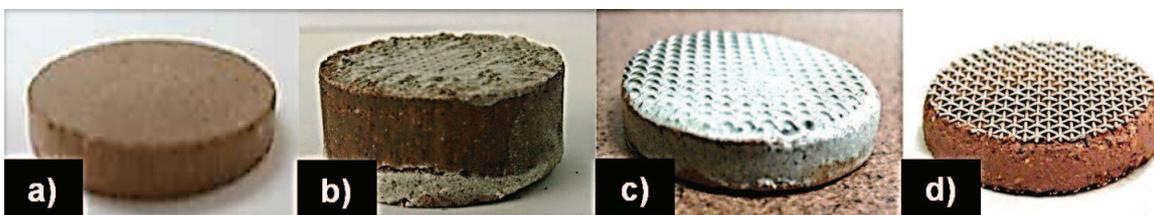


Figura 3.7 Pastillas de arcilla con reactividad 80, a) Antes de estar en contacto con cualquier fluido. Después de estar en contacto con: b) Agua, c) Formulación B y d) Diésel

3.2.3 PRUEBA DE ÍNDICE DE RENDIMIENTO

La prueba de índice de rendimiento evalúa la cantidad de lodo de perforación que asimila la muestra de arcilla cuando está en contacto con dicho fluido durante un periodo de 20 horas, es decir entre menor sea esta cantidad, el índice de rendimiento será mejor.

En las siguientes tabla y gráfica se muestran los resultados de esta prueba para los cuatro fluidos formulados para la sección 12 ¼”, el cálculo de esta prueba se encuentra en el Anexo III.

Tabla 3.24 Valores del índice de rendimiento de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80

Formulación	Índice de rendimiento (%)
A	79,41
B	83,41
C	82,40
D	80,73

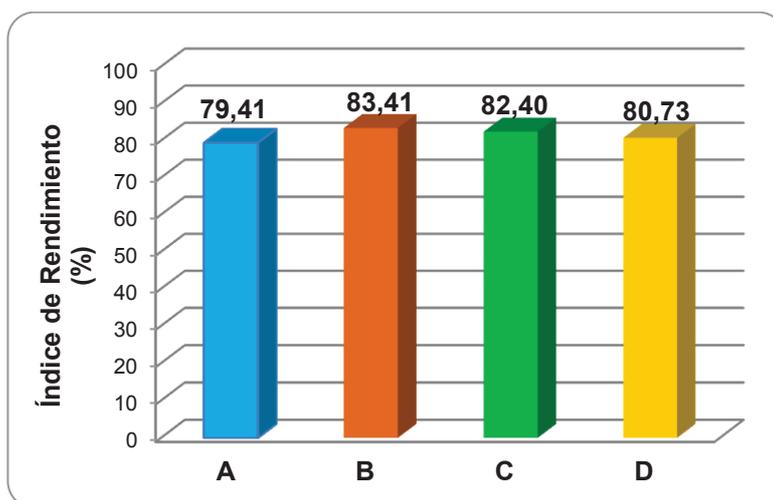


Figura 3.8 Valores del índice de rendimiento de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼” con una arcilla de reactividad 80

Estos resultados están estrechamente relacionados con los de la prueba de hinchamiento lineal, puesto que la anterior prueba evalúa los cambios volumétricos que causa la hidratación en la arcilla, y esta prueba de índice de rendimiento analiza la variación en peso del mismo fenómeno, por esta razón los datos que se obtuvieron reflejan la misma tendencia en los resultados. El fluido que presenta el mejor resultado nuevamente es el B, obteniéndose el porcentaje de índice de rendimiento más alto de 83,41%.

3.2.4 PRUEBA DE SUCCIÓN CAPILAR

Como última prueba para la selección de la mejor formulación para la sección 12 ¼" se realizó la prueba de succión capilar.

A continuación se muestra el resultado del promedio de los valores de esta prueba que se la realizó por duplicado, en el Anexo IV se encuentra los valores referidos.

Tabla 3.25 Tiempo de succión capilar del agua y de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼" con una arcilla de reactividad 80

Formulación	Tiempo (s)
A	28,20
B	22,40
C	23,15
D	24,65
Agua	248,00

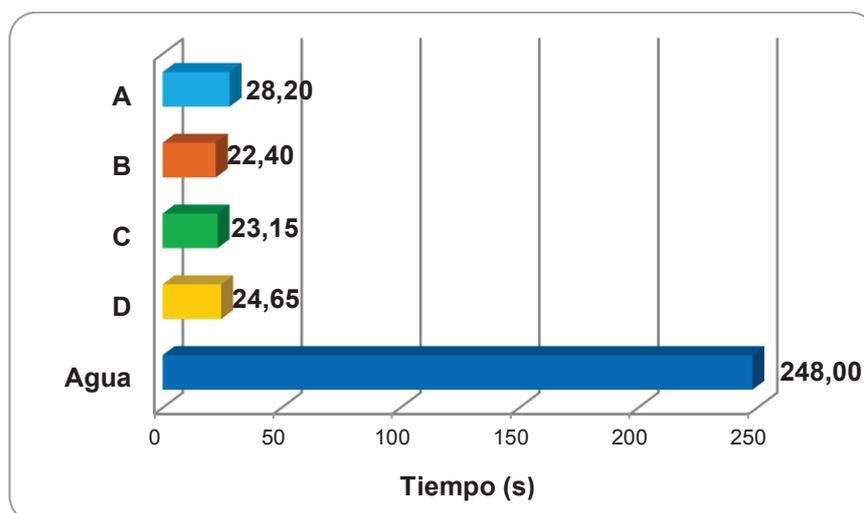


Figura 3.9 Tiempo de succión capilar del agua y de las cuatro formulaciones para la sección 12 ¼" con una arcilla de reactividad 80

Esta prueba evalúa el grado de dispersión de las partículas y su afecto en la permeabilidad, por ejemplo los recortes de arcilla que presentan baja dispersión,

tendrán una permeabilidad de cake alta y por ende un tiempo de succión capilar bajo.

Con este criterio que se selecciona el mejor fluido de perforación para la segunda sección ya que al inhibir las arcillas se reduce la dispersión, y como se observa en la tabla anterior, el fluido de perforación que presenta el menor TSC es B.

3.3 DEFINICIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA SECCIÓN 8 ½”

Para definir el fluido de perforación para la tercera sección, se realizó la prueba de dureza al humectar en donde previamente se seleccionó sobre la base de una inspección visual el corte de lutita que contenga las muestras de mayor tamaño, se escogió el recorte que poseía las lutitas más grandes de aproximadamente 2 centímetros de longitud promedio correspondientes a la profundidad de 8 798 pies.

Se desarrollaron diez formulaciones para la sección 8 ½” que varían en composición y concentración de cuatro estabilizadores mecánicos de lutitas (1, 2, 3 y 4), a continuación se detallan los resultados de la prueba antes mencionada.

Tabla 3.26 Composición y concentración de las formulaciones 1, 2, 3, 4 y 5 del fluido de perforación para la sección 8 ½”

Componente	Formulación				
	1	2	3	4	5
	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl
Viscosificante	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Controlador de filtrado A	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Controlador de filtrado B	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Controlador de filtrado C	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Bactericida	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Inhibidor de arcilla α	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Densificante A	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00
Densificante B	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Estabilizador mecánico 1	1,50	1,50	1,50	-	-
Estabilizador mecánico 2	1,00	1,00	2,50	2,50	2,50
Estabilizador mecánico 3	1,50	-	1,50	2,00	-
Estabilizador mecánico 4	-	1,50	-	-	2,00

Tabla 3.27 Composición y concentración de las mejores formulaciones 6, 7, 8, 9 y 10 del fluido de perforación para la sección 8 ½”

Componente	Formulación				
	6	7	8	9	10
	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl
Viscosificante	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Controlador de filtrado A	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Controlador de filtrado B	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Controlador de filtrado C	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Bactericida	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Inhibidor de arcilla α	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Densificante A	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00
Densificante B	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Estabilizador mecánico 1	1,50	1,50	-	-	-
Estabilizador mecánico 2	-	-	1,50	-	-
Estabilizador mecánico 3	2,00	-	-	5,00	-
Estabilizador mecánico 4	-	2,00	2,00	-	5,00

Tabla 3.28 Descripción de los componentes utilizados para las formulaciones del fluido de perforación para la sección 8 ½”

Componte	Descripción
Estabilizador mecánico 1	Resina gilsonita
Estabilizador mecánico 2	Mezcla: 30% poliglicol, 60% gilsonita líquida, 5% silicato y 5% solvente
Estabilizador mecánico 3	Sulfonato de asfalto de sodio
Estabilizador mecánico 4	Co- polímero de estireno (butadieno)

La prueba cualitativa de dureza al humectar evalúa cuanto se humedecen y dispersan los cortes de lutita cuando están en contacto con el lodo de perforación a condiciones de agitación y temperatura de fondo de pozo.

Se discutirá los resultados de esta prueba en base a los criterios que se muestran a continuación.

Tabla 3.29 Criterios para la prueba de dureza al humectar

Número de Vueltas	Calificación
>14	No aceptable
13-14	Malo
11-12	Bueno
9-10	Excelente

A continuación se detalla los resultados de las formulaciones.

Tabla 3.30 Valores del número de vueltas en la prueba de dureza al humectar de las diez formulaciones para la sección 8 1/2"

Formulación	Número de Vueltas
1	7
2	7
3	6 7/8
4	7
5	7 3/8
6	7 3/4
7	8
8	8 1/2
9	5 1/2
10	6 7/8

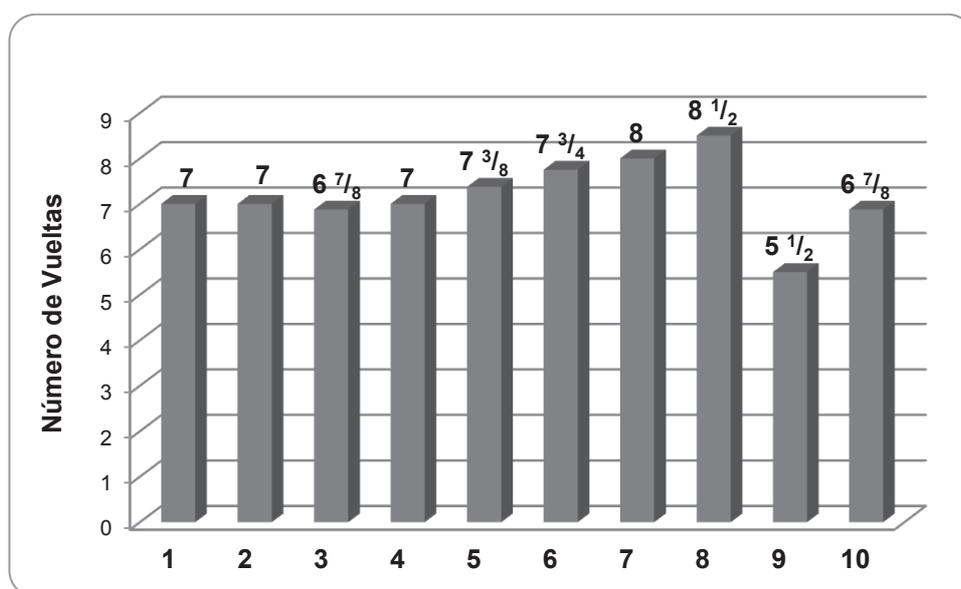


Figura 3.10 Valores del número de vueltas en la prueba de dureza al humectar de las diez formulaciones para la sección 8 1/2"

En la tabla anterior se observa que la formulación 9 es la mejor de todas, ya que presenta el menor valor de número de vueltas, es decir este fluido de perforación genera un menor ablandamiento en la muestra de lutita, por ende al usar este lodo en campo producirá una mayor estabilidad en el hoyo durante la perforación.

La formulación 9 tiene solo un estabilizador mecánico (3) en su formulación, que trabaja de mejor manera que una mezcla de varios aditivos químicos, como en el caso otras formulaciones.

A continuación se muestra la pastilla de lutita resultante de esta prueba.



Figura 3.11 Pastilla de lutita luego de la prueba de dureza al humectar con la formulación 9 para la sección 8 ½”

Cabe recalcar que todas las formulaciones según los criterios de la Tabla 3.29, tiene un comportamiento excelente y podrían ser utilizadas en campo.

3.4 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MEZCLADO

El equipo de mayor importancia del sistema de mezclado y agitación mecánico es el tanque impulsor, por ende su diseño es más profundo y detallado en comparación con los demás equipos de los cuales se determinó las dimensiones generales con base en los requerimientos de entrada o salida del equipo principal, ya que se los considera como complementarios al diseño primordial.

3.4.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES 12 ¼" Y 8 ½"

3.4.1.1 Dependencia con el tiempo

A partir de las lecturas de deflexión tomadas con el viscosímetro se determinó la viscosidad a diferentes tiempos, con una velocidad de corte constante de $5,1 \text{ s}^{-1}$, los cálculos se encuentran detallados en el Anexo V. A continuación se exponen los resultados.

Tabla 3.31 Valores de viscosidad a diferentes tiempos para los fluidos seleccionados para las secciones 12 ¼" y 8 ½" a una temperatura de $48,9^\circ\text{C}$ y presión ambiental

	Sección 12 ¼"	Sección 8 ½"
Tiempo (min)	μ_B (Pa s)	μ_9 (Pa s)
1	1,2	1,3
5	1,2	1,3
10	1,2	1,3
20	1,2	1,3
30	1,2	1,3

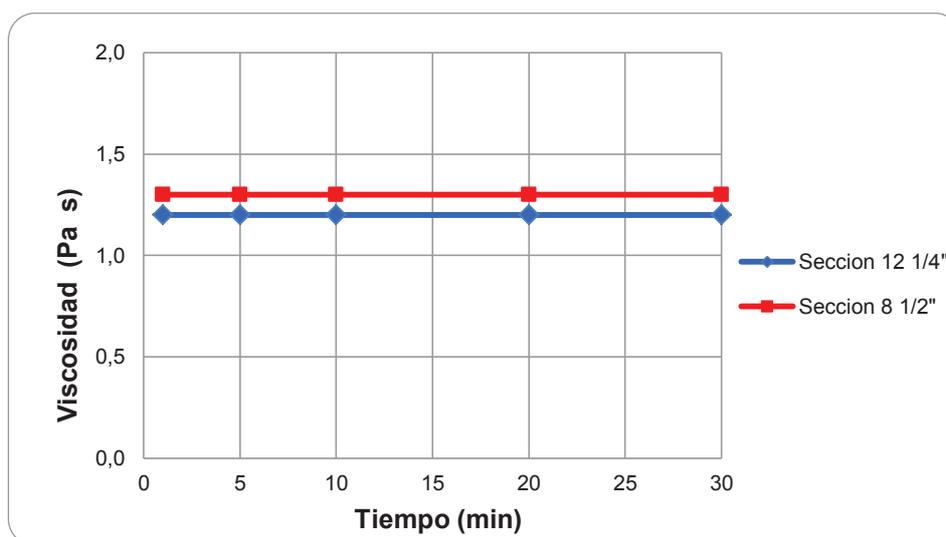


Figura 3.12 Variación de viscosidad de los fluidos seleccionados para las secciones de 12 ¼" y 8 ½" con respecto al tiempo a una temperatura de $48,9^\circ\text{C}$ y presión ambiental

Los datos antes expuestos confirman que los dos fluidos de perforación seleccionados B y 9, para las secciones 12 ¼” y 8 ½” respectivamente, son fluidos cuya viscosidad es independiente del tiempo y por ende este parámetro se mantiene constante.

3.4.1.2 Comportamiento de flujo

Ahora para establecer si el comportamiento reológico de los fluidos de perforación seleccionados es o no newtoniano, se determinó a partir de mediciones experimentales el esfuerzo cortante a diferentes velocidades de corte cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla y gráfico, los cálculos están expuestos en el Anexo V.

Tabla 3.32 Valores de esfuerzo cortante a diferentes velocidades de corte de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½” a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental

Velocidad de corte $\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	Esfuerzo al corte τ_B (N/m ²)	Esfuerzo al corte τ_9 (N/m ²)
5,10	4,09	5,11
10,21	5,11	7,66
170,30	19,42	29,14
340,60	28,12	43,97
510,90	34,76	56,75
1021,80	50,10	85,38

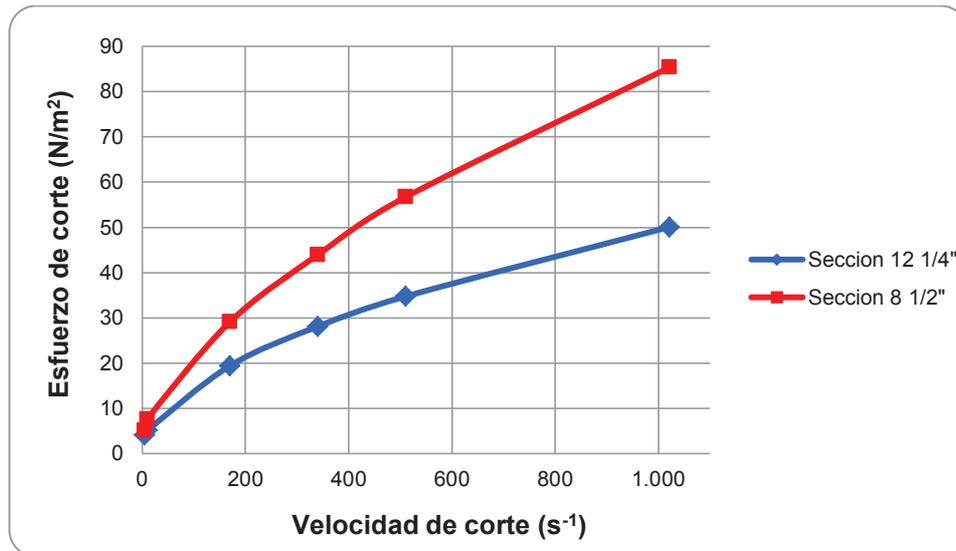


Figura 3.13 Variación del esfuerzo cortante de los fluidos seleccionados para las secciones de 12 1/4" y 8 1/2" con respecto a la velocidad de corte a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental

En la gráfica anterior se observa de una manera evidente que los dos fluidos de perforación seleccionados no son newtonianos, ya que sus pendientes (viscosidad) no se mantienen constantes, o dicho de otra manera la relación de esfuerzo cortante con velocidad de corte no es lineal.

Las tendencias ilustradas reflejan tres etapas en el comportamiento de flujo, primero, muestran que se requiere de un esfuerzo cortante inicial para que el fluido empiece a moverse, razón por la que las curvas no pasan por el origen; el segundo tramo donde la viscosidad (pendiente) disminuye a medida que aumenta el esfuerzo cortante; y en la última etapa se aprecia que la viscosidad se mantiene casi constante, es decir a altas velocidades (mayores a 400 rpm), los lodos de perforación tienden a comportarse como newtonianos.

A los fluidos que presentan esta tendencia se los denomina Seudoplásticos de Bingham, y en este caso en particular que se trata de lodos de perforación se justifica dicho comportamiento por la formación y ruptura de interacciones entre las moléculas de polímeros o al desenmarañamiento de las mismas, entonces a medida que se aumenta el esfuerzo cortante se llegará a un punto en donde las cadenas poliméricas se alinean y se separan provocando la disminución de su viscosidad.

Existen varios modelos matemáticos que caracterizan y describen el perfil reológico de los fluidos de perforación, a continuación se citan los más comunes y se ilustra sus tendencias:

- Modelo Plástico de Bingham
- Modelo de Ley Exponencial
- Modelo de Herschel Bulkley o Ley Exponencial Modificada

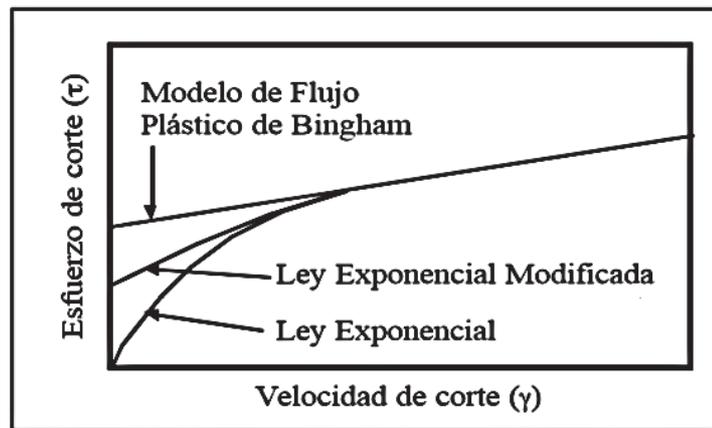


Figura 3.14 Comparación de los modelos reológicos más usados para caracterizar fluidos de perforación
(Mi Swaco, 2006, p. 5.18)

El modelo de Ley Exponencial se ha seleccionado como estándar según el API (American Petroleum Institute), sin embargo este modelo no toma en cuenta el esfuerzo de cedencia o dicho de otra manera el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido, por ende se escogió el modelo de Herschel Bulkley, ya que es el que mejor describe el comportamiento verdadero del perfil de flujo de los fluidos de perforación en estudio, y cuya relación matemática se describe a continuación.

$$\tau = \tau_o + K\gamma^n \quad [3.1]$$

Donde:

τ : Esfuerzo o tensión de corte

τ_o : Esfuerzo de cedencia

K : Índice de consistencia

γ : Velocidad de corte

n : Índice de Ley Exponencial Modificada

Se usó las mediciones experimentales tomadas a diferentes velocidades de rotación, para definir las ecuaciones correspondientes al modelo matemático descrito anteriormente para los fluidos seleccionados para las secciones de 12 ¼" y 8 ½".

Las relaciones expresadas en N/m^2 se muestran a continuación, el detalle de su cálculo se encuentra en el Anexo V.

- Sección 12 ¼"

$$\tau = 3,06 + 0,91 \gamma^{0,57}$$

- Sección 8 ½"

$$\tau = 2,55 + 1,21 \gamma^{0,61}$$

Se determinó el porcentaje de error para cada medición experimental, a continuación se muestran los resultados.

Tabla 3.33 Valores de esfuerzo al corte experimentales y teóricos a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección de 12 ¼" a una temperatura de 48,9°C y presión ambiente

Velocidad de corte γ (s^{-1})	Esfuerzo al corte τ_E (N/m^2)	Esfuerzo al corte τ_T (N/m^2)	Porcentaje de error %
5,10	4,09	5,37	23,88
10,21	5,11	6,49	21,22
170,30	19,42	20,08	3,25
340,60	28,12	28,32	0,73
510,90	34,76	34,89	0,36
1021,80	50,10	50,31	0,41
Porcentaje de error promedio			8,31

* τ_E = Valor experimental, τ_T = Valor teórico

Tabla 3.34 Valores de esfuerzo al corte experimentales y teóricos a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección de 8 ½” a una temperatura de 48,9°C y presión ambiente

Velocidad de corte γ (s ⁻¹)	Esfuerzo al corte τ_E (N/m ²)	Esfuerzo al corte τ_T (N/m ²)	Porcentaje de error %
5,10	5,11	5,82	12,28
10,21	7,66	7,55	1,57
170,30	29,14	30,34	3,95
340,60	43,97	44,96	2,21
510,90	56,75	56,86	0,20
1021,80	85,38	85,44	0,07
Porcentaje de error promedio			3,38

* τ_E = Valor experimental, τ_T = Valor teórico

Con los resultados mostrados en las tablas anteriores se observa que existe un porcentaje de error aceptable, para el fluido seleccionado de la segunda sección el valor es de 8,31% y para el de la tercera sección de 3,38%, es decir el modelo escogido concuerda en la tendencia del comportamiento del perfil de flujo aunque numéricamente tiene una leve desviación lo cual era de esperarse por cuanto ningún modelo reológico se ajusta perfectamente a todos los lodos de perforación.

Cabe mencionar que si se despreciara los dos primeros valores correspondientes a las velocidades de rotación más bajas de 3 y 6 rpm, el porcentaje de error no superaría el 1,18% para el primer fluido y el 1,60% para el segundo caso.

3.4.2 ALMACENAMIENTO DE MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTO

3.4.2.1 Materias primas

Para satisfacer el requerimiento diario de 200 barriles (31,8 m³) de fluido de perforación se determinó las cantidades necesarias de cada aditivo, la presentación de sólidos viene en sacos de 50 kg y la de los líquidos en canecas de 50 litros, a continuación se muestran los valores.

Tabla 3.35 Requerimientos diarios de los aditivos para la preparación de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

	Formulación B	Formulación 9	Requerimiento Total	
	(kg)	(kg)	(kg)	(sacos de 50 kg/día)
ADITIVOS SOLIDOS				
Viscosificante	45,5	63,6	109,1	2,2
Controlador de filtrado A	181,9	272,8	454,7	9,1
Controlador de filtrado B	45,5	45,5	91,0	1,8
Controlador de filtrado C	-	91,0	91,0	1,8
Densificante A	8 912,9	16 825,4	25 738,3	514,8
Densificante B	4 456,5	11 823,2	16 279,7	325,6
Encapsulador de recortes 1	136,5	-	136,5	2,7
Inhibidor de arcilla ε	227,4	-	227,4	4,5
Estabilizador mecánico 3	-	454,7	454,7	9,1
ADITIVOS LIQUIDOS	(L)	(L)	(L)	(canecas de 50 L/día)
Bactericida	97,9	97,9	195,8	3,9
Optimizador del ROP	97,9	-	97,9	2,0
Inhibidor de arcilla α	180,9	90,3	271,2	5,4
Inhibidor de arcilla β	45,2	-	45,2	0,9

El volumen de los componentes líquidos no justifica el diseño de tanques de almacenamiento, en su lugar se proponen 2 bodegas, una para aditivos sólidos y otra para aditivos líquidos, con capacidad en materias primas para 5 días de producción.

Tabla 3.36 Requerimiento de materias primas para 5 días de producción de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

Aditivos	Cantidad
Sólidos	4 358 sacos de 50 kg
Líquidos	61 canelas de 50 L

En la siguiente tabla se exponen las dimensiones de las bodegas de almacenamiento, el desarrollo de su cálculo se encuentra en el Anexo VI.

Tabla 3.37 Dimensiones de las bodegas para el almacenamiento de materias primas

Bodega	Alto (m)	Largo (m)	Ancho (m)
Para sólidos	2,5	7,2	4,8
Para líquidos	2,5	1,5	1,0

3.4.2.2 Producto

La capacidad de los dos tanques cilíndricos de almacenamiento de producto se la diseñó para 2 días de producción, es decir para 63,6 m³ cada uno con una relación diámetro altura de 1,5. Sus dimensiones se muestran a continuación.

Tabla 3.38 Dimensiones de los tanques para el almacenamiento del fluido de perforación

Equipo	Diámetro (m)	Alto (m)
Tanque de almacenamiento de producto (TK-01)	5,0	3,3
Tanque de almacenamiento de producto (TK-02)	5,0	3,3

3.4.3 TOLVA DE ALIMENTACIÓN

La tolva que se seleccionó para la alimentación de aditivos sólidos y líquidos al tanque agitador es de baja altura y tipo venturi. La velocidad de incorporación determinada fue de 50 kilogramos (1 saco) por minuto.

Este equipo trabaja acoplado a la bomba de recirculación para garantizar una mezcla sin aglomerados y totalmente homogénea, a continuación se ejemplifica su funcionamiento.

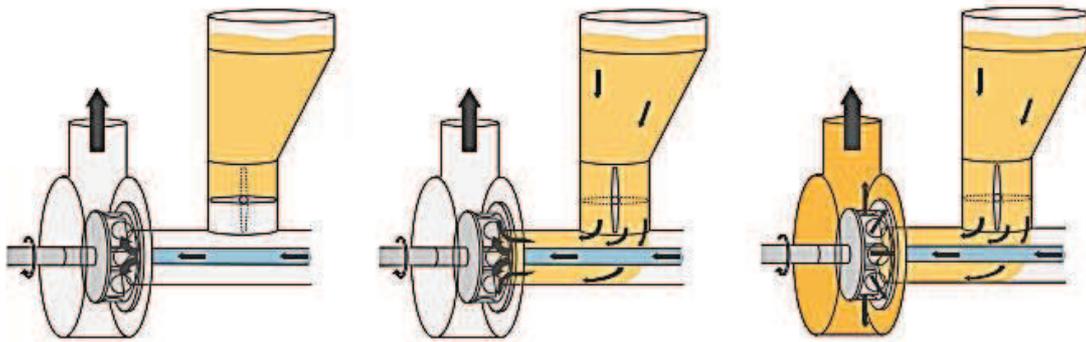


Figura 3.15 Esquema del funcionamiento de la tolva de alimentación
(Silverson, 2014, p. 33)

3.4.4 TANQUE AGITADOR

3.4.4.1 Dimensiones del agitador

Para el diseño de este equipo no se tomó en cuenta el criterio de escalar el agitador utilizado en laboratorio, ya que la geometría del mismo es distinta a los requerimientos reales, además no se garantizaría una semejanza dinámica ni cinemática y se obtendrían como resultados valores no fiables.

La operación de mezclado de los fluidos de perforación se realiza en campo, por ende el espacio y recursos son limitados, es por esta razón que el diseño del tanque agitador del presente trabajo se lo realizó en función del lodo que presentó las propiedades reológicas más altas, ya que no es factible diseñar un agitador específico para cada fluido, además se consideró las propiedades finales del lodo de perforación para el diseño del equipo. A continuación se muestran los parámetros de interés de cada fluido.

Tabla 3.39 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

Propiedad	Unidades	Fluido de perforación	
		Sección 12 ¼” (Formulación B)	Sección 8 ½” (Formulación 9)
Densidad	ppg	10,6	13,7
	kg/m ³	1 272	1 644
Viscosidad plástica	cP	30	57
	Pa s	0,030	0,057

De acuerdo a los datos expuestos se escogió el fluido de perforación correspondiente a la tercera sección para el diseño del tanque agitador, ya que es más denso y más viscoso en comparación con el fluido seleccionado para la segunda sección.

La modalidad de operación seleccionada para el proceso de mezclado fue de un batch por día, que trabaja con cuatro tanques agitadores que operan en paralelo para cumplir con el requerimiento de 200 barriles (31,8 m³) de fluido de perforación diarios.

Entonces la capacidad volumétrica de cada tanque agitador es de 7,95 m³, la geometría es cilíndrica con fondo redondeado para eliminar las esquinas y así puedan penetrar las corrientes de fluido y evitar espacios muertos. El tipo de configuración es cuadrado, lo que quiere decir que la altura del líquido es aproximadamente igual al diámetro del tanque. A continuación se presentan las dimensiones de los tanques agitadores con un 20% de sobredimensionamiento, el desarrollo de su cálculo se encuentra en el Anexo VII.

Tabla 3.40 Dimensiones de los tanques agitadores para la preparación de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

Dimensión	Unidades	Valor
Capacidad volumétrica	m ³	9,54
Diámetro	m	2,22
Altura del fondo	m	0,56
Altura total	m	2,22

3.4.4.2 Tipo de agitador y proporciones del tanque agitador

Luego de consultar en bibliografía y en concordancia con el tipo de fluidos en estudio (lodos de perforación) y sus características físicas y químicas, se seleccionó un agitador estándar tipo turbina de 6 palas inclinadas a 45°.

Este impulsor garantiza la circulación de flujo global ya que posee componentes de velocidad radial y longitudinal, por ende proveen el flujo necesario para la acción de mezclado.

La ubicación del agitador es centrado y por ello se hace necesario el uso de deflectores que son placas verticales perpendiculares a la pared del tanque, estas evitan la formación de vórtices o flujo tipo remolino por que impiden el flujo rotacional sin interferir con el flujo radial.

El esquema típico y sus respectivas mediciones se muestran en la siguiente figura.

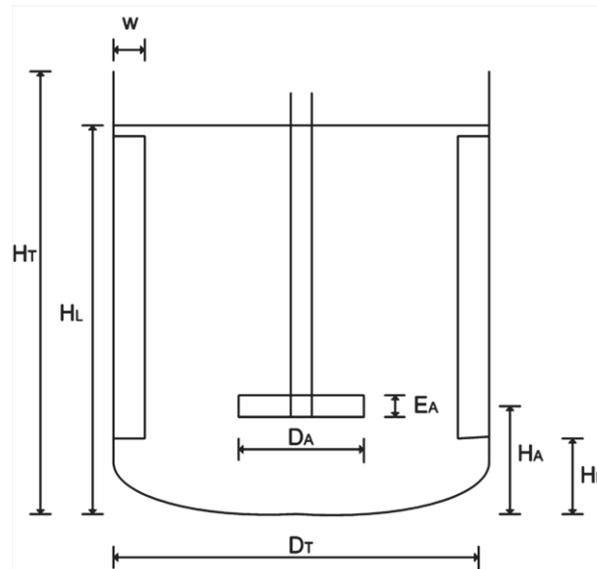


Figura 3.16 Tanque agitador tipo turbina, H_T : Altura del tanque, H_L : Altura del líquido, H_A : Altura del agitador, H_B : Altura del deflector, D_T : Diámetro del tanque, D_A : Diámetro del agitador, W : Ancho del deflector, E_A : Ancho del agitador

A continuación se muestran las proporciones típicas de las dimensiones para el tanque agitador y los valores calculados para su diseño.

Tabla 3.41 Proporciones estándar de las dimensiones de los tanques agitadores para la preparación de los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼" y 8 ½"

Dimensión	Descripción	Proporción	Valor calculado (m)
W	Ancho del deflector	$\frac{1}{12} D_T^*$	0,19
N_W	Número de deflectores	4*	-
J	Brecha entre deflectores y pared	0,12 W^*	0,02
D_A	Diámetro del agitador	0,4 D_T^*	0,88
H_A	Altura del agitador	$D_T/3^*$	0,74
E_A	Ancho del agitador	$D_A/5^{***}$	0,18
N_A	Número de aspas	6	-
H_B	Altura del deflector	$D_A/3^{**}$	0,29

(*Geankoplis, 2002, p. 163)

(**Gelmi, 2006, p. 91)

(***McCabe, 2004, p.262)

3.4.4.3 Velocidad del agitador

La velocidad rotacional de trabajo se la seleccionó con base en los siguientes criterios:

- *El flujo dentro del agitador debe pertenecer al régimen turbulento ($Re > 4\ 000$)*

Se asume un valor de Reynolds de 5 000, para determinar la velocidad del agitador mediante la siguiente fórmula, para fluidos pseudoplásticos de Bingham (Gelmi, 2006, p. 30):

$$Re_T = \frac{D_A^n v^{2-n} \rho}{8^{n-1} K} \quad [3.2]$$

Donde:

Re_T : Número de Reynolds para fluidos pseudoplásticos en régimen turbulento

D_A : Diámetro del agitador

v : Velocidad del agitador

ρ : Densidad del fluido seleccionado para la sección 8 ½"

K : Índice de consistencia del fluido seleccionado para la sección 8 ½"

n : Índice de Ley Exponencial Modificada del fluido seleccionado para la sección 8 ½"

El cálculo para la obtención de la velocidad se encuentra detallado en el Anexo VIII, y su valor obtenido fue de:

$$v = 1,51 \frac{m}{s}$$

Con esta velocidad calculada en el extremo del agitador se determina la velocidad rotacional.

$$\omega = \frac{v}{\pi D_A} \quad [3.3]$$

Entonces:

$$\omega \approx 33 \text{ rpm}$$

Cabe mencionar que a elevados números de Reynolds el comportamiento de los fluidos seudoplásticos tiene poca diferencia con el de los newtonianos, sin embargo se prefirió usar las relaciones matemáticas propias de los fluidos en estudio para obtener parámetros que se ajusten de mejor manera a la realidad del proceso de mezclado en particular.

- *La agitación debe garantizar la suspensión de sólidos*

El grado de suspensión requerido en fluidos de perforación es “uniforme”, ya que se desea un producto homogéneo y que no exista en lo posible partículas sedimentadas en el fondo del recipiente.

Con la siguiente correlación se calcula la velocidad crítica que proporciona condiciones de agitación mínima para la suspensión (McCabe, 2004, p. 290).

$$\omega_c D_A^{0,85} = S v^{0,1} D_p^{0,2} g \frac{\Delta\rho}{\rho}^{0,45} B^{0,13} \quad [3.4]$$

Donde:

ω_c : Velocidad crítica del agitador

D_A : Diámetro del agitador

S : Factor de forma

v : Viscosidad cinemática

D_p : Tamaño medio de la partícula

g : Aceleración de la gravedad

$\Delta\rho$: Diferencia de la densidad

ρ : Densidad del líquido

B : $100 \times$ peso del sólido/ peso del líquido

El detalle del cálculo se describe en el Anexo VIII, y se obtuvo el siguiente resultado.

$$\omega_c \approx 83 \text{ rpm}$$

- *Valores sugeridos en bibliografía*

Recomendación 1

Los motores con sus respectivos reductores de velocidad disponibles en el mercado tienen velocidades rotacionales típicas de 37, 45, 56, 68, 84 y 100 (Walas, 1988, p. 288).

Recomendación 2

La velocidad superficial (10% de la velocidad del impulsor) recomendada en literatura es de 1 ft/s (0,305 m/s), tanto para la homogenización de las propiedades de densidad y viscosidad de líquidos miscibles, como para la suspensión de sólidos con un 98% de uniformidad. Se tomó en cuenta estas sugerencias ya que la preparación de los fluidos de perforación no encaja en un solo tipo de mezcla por la variedad de aditivos lo conforman (McCabe, 2004, p. 272 y Walas, 1988, p. 294)

Entonces,

$$\omega = \frac{v}{\pi D_A}$$

$$\omega = \frac{3,05}{\pi 0,88} \times 60$$

$$\omega \approx 66 \text{ rpm}$$

A continuación se presenta la recopilación de las velocidades angulares calculadas según los diferentes criterios.

Tabla 3.42 Velocidades rotacionales calculadas para el diseño del tanque agitador según varios criterios

Criterio	Velocidad del agitador (rpm)
Régimen turbulento	33
Suspensión de sólidos	83
Disponibilidad de motores	37
	45
	56
	68
	84
100	
Generalidades	66

Con base en los criterios expuestos anteriormente se seleccionó el valor de 84 rpm como velocidad para el diseño del tanque agitador, ya que este abarca los requerimientos de todos los puntos estudiados.

3.4.4.4 Potencia del agitador

Como siguiente paso se determinó la potencia requerida mediante el uso de gráfico y a partir de una correlación matemática.

- *Gráfico*

Establecida la velocidad del agitador se calcula el número de Reynolds con la ecuación 3.2, su desarrollo se encuentra en el Anexo IX.

$$Re_A = 510\,238$$

Con este valor de Reynolds se determinó el número de potencia N_p , según el siguiente gráfico que relaciona estos dos parámetros para agitadores tipo turbina.

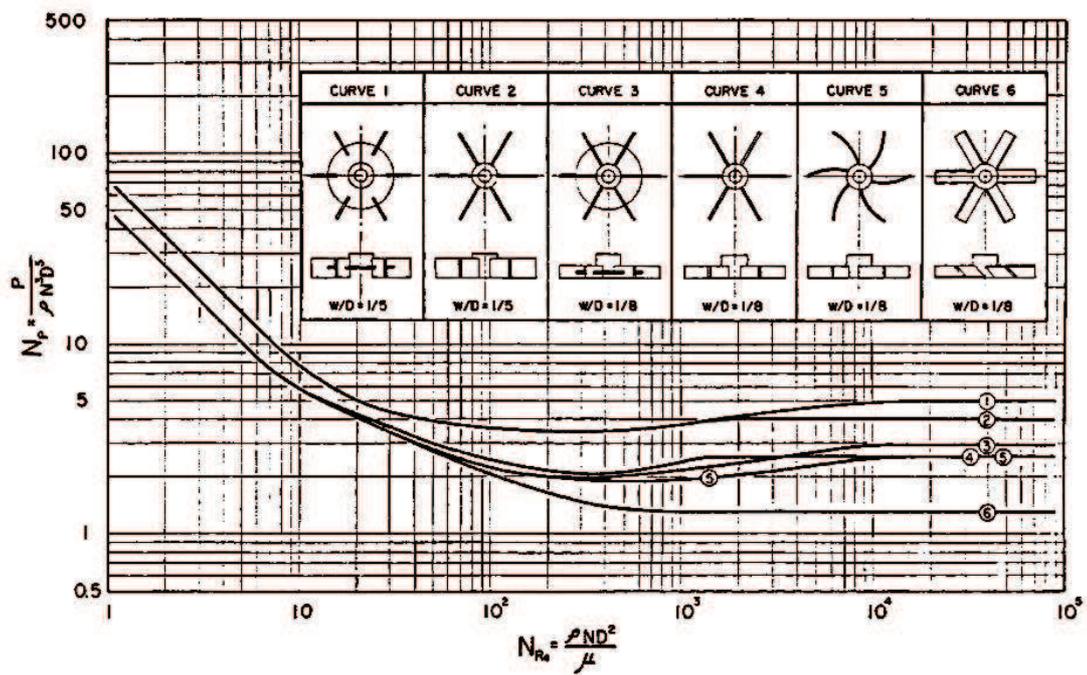


Figura 3.17 Número de potencia vs número de Reynolds para varios agitadores tipo turbina
(Perry, Green y Maloney, 1997, p. 6-35)

Entonces:

$$N_p = 1,4$$

Y partir de la siguiente fórmula se calculó la potencia requerida (Geankoplis, 2002, p. 164).

$$N_p = \frac{P}{\rho \omega^3 D_A^5} \quad [3.5]$$

El desarrollo se encuentra en el Anexo X y se obtuvo el siguiente valor:

$$P = 3,3 \times 10^3 W$$

- *Correlación matemática*

También se calculó la potencia mediante la siguiente correlación (McCabe, 2004, p. 278):

$$P = K_T \omega^3 D_A^5 \rho \quad [3.6]$$

K_T , para un agitador tipo turbina de seis palas inclinadas tiene un valor de 1,63, el cálculo se encuentra en el Anexo X, entonces:

$$P = 3,8 \times 10^3 W$$

Por lo tanto la potencia requerida para cada agitador es de 3,8 kW o 5,1 HP y para el sistema de mezclado total de 15, 2 kW o 20,4 HP.

3.4.4.5 Tiempo de mezcla

En bibliografía existen varias correlaciones que dan una guía para determinar el tiempo de mezclado, sin embargo el criterio predominante siempre será el requerimiento específico del producto de la mezcla en particular.

- Al tomar en cuenta que un impulsor trabaja como una bomba centrífuga sin carcasa, se calcula la tasa de circulación a partir del número de flujo y se lo relaciona con el volumen de mezcla para determinar el tiempo que tardaría en circular todo el fluido del tanque a través del agitador (Geankoplis, 2002, p. 172)

$$Q = N_Q \omega D_A^3 \quad [3.7]$$

Donde

Q : Tasa de circulación

N_Q : Numero de flujo (0,75 para turbina con palas inclinadas)

En el Anexo XI, se expone el desarrollo del cálculo, entonces:

$$Q = 0,72 \frac{m^3}{s}$$

Si se sabe que el volumen de mezcla es $7,95 \text{ m}^3$, el tiempo de circulación es de 11 segundos.

- El tiempo calculado mediante la siguiente correlación garantiza una mezcla esencialmente completa del 99% (McCabe, 2004, p. 282).

$$t_T = 5 \frac{\pi D_T^2 H_L}{4} \frac{1}{0,92 \omega D_A^2 D_T} \quad [3.8]$$

El cálculo se encuentra detallado en el Anexo XI, y el valor obtenido fue de 18,35 segundos.

- Por último se determinó el tiempo de mezclado mediante el uso de gráfico, a continuación se muestra el utilizado.

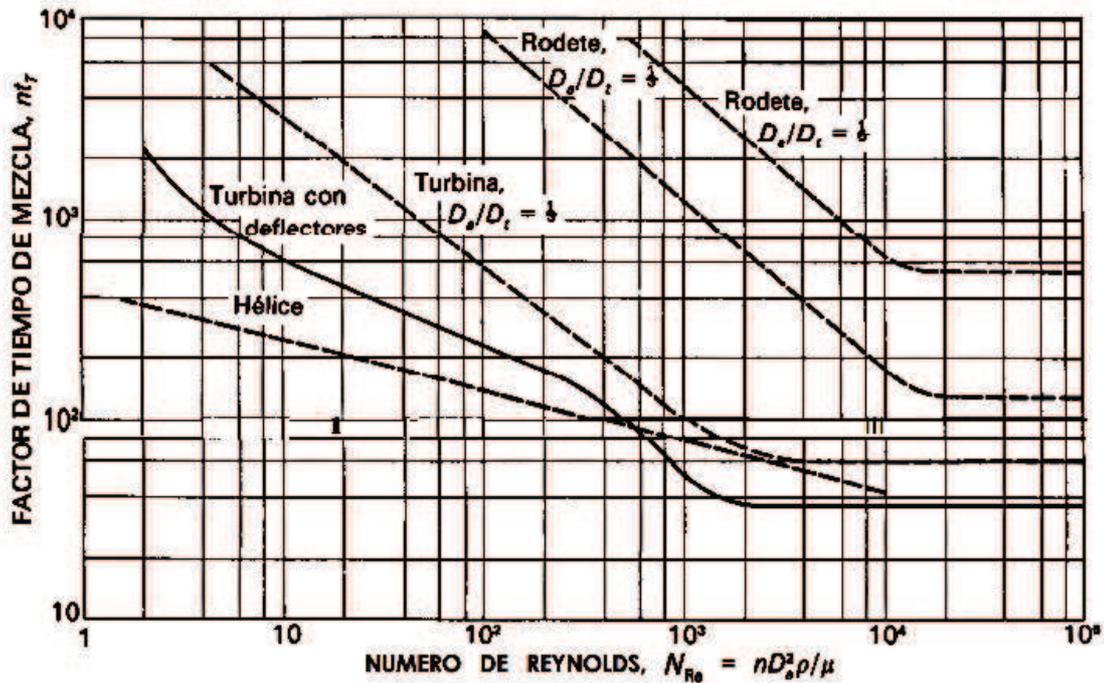


Figura 3.18 Número de Reynolds vs factor de tiempo de mezclado para diversos agitadores
(McCabe, 2004, p. 283)

Con el número de Reynolds determinado anteriormente de 510 238, se obtuvo un factor de tiempo de 39, entonces:

$$t = \frac{f_t}{\omega} \quad [3.9]$$

$$t = 27,85 \text{ s}$$

De acuerdo con los resultados obtenidos, el tiempo de mezclado cuando se han incorporado todos los aditivos en la preparación del lodo de perforación no supera los 30 segundos. Sin embargo hay que tomar en cuenta que para los fluidos de interés en el presente trabajo, el proceso de mezclado es por etapas, y varios de los aditivos son polímeros que requieren tiempos de agitación superiores al determinado para garantizar el estiramiento de sus cadenas y por ende su buen

desempeño como componentes del lodo de perforación y así certificar la eficiencia del producto en las operaciones petroleras.

Kelessidis y Hatzistamou (2011), señalan que para polímeros de características similares a los utilizados en este trabajo, el tiempo de agitación varía de 4 a 8 horas con velocidades de 300 a 500 rpm, datos que concuerdan con las sugerencias de la empresa auspiciante de este proyecto (p. 381).

Entonces a partir de estos datos se interpola con la velocidad rotacional de diseño de 84 rpm, y se obtuvo que el tiempo de mezclado necesario para el encapsulador de recortes que es el componente que requiere mayor tiempo de agitación alcanzó aproximadamente las 12 horas y con base en este resultado se determinaron los tiempos de agitación proporcionales de los aditivos restantes de acuerdo con la preparación realizada a escala laboratorio.

A continuación se presentan los diagramas del proceso de mezclado mecánico para los fluidos de perforación seleccionados para las secciones de 12 ¼" y 8 ½", con sus respectivos tiempos de agitación, tiempos de carga y requerimientos másicos.

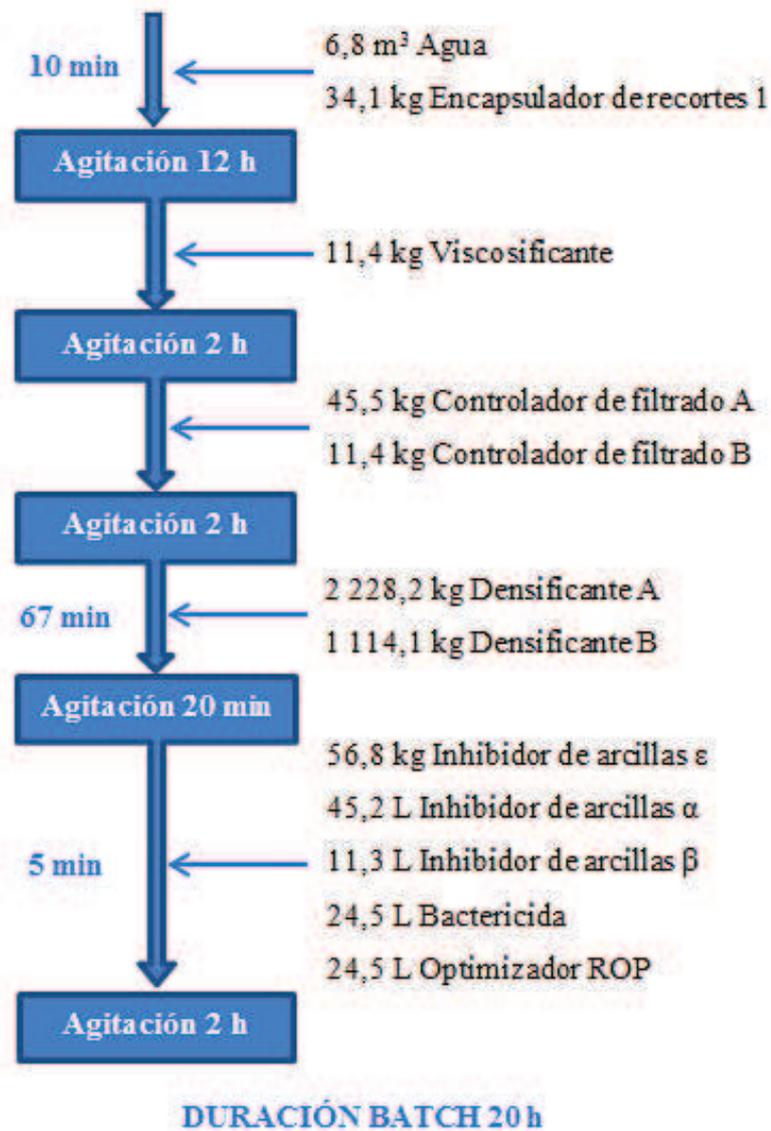


Figura 3.19 Diagrama del proceso de mezclado para la preparación del fluido seleccionado para la sección 12 ¼"



Figura 3.20 Diagrama del proceso de mezclado para la preparación del fluido seleccionado para la sección 8 1/2"

3.4.5 BOMBA DE RECIRCULACIÓN

El diseño de la bomba de recirculación no se lo realizó con base en la compensación de pérdidas de carga en la tubería o por alcanzar alturas de elevación, si no como una ayuda extra en la agitación del tanque de mezclado con el objetivo de que los polímeros y aditivos componentes del fluido de perforación, se disuelvan, mezclen y desenmarañen de una manera eficiente.

La bomba que se eligió para la recirculación fue centrífuga, con carcasa tipo difusor e impulsor de flujo mixto. En este dispositivo el fluido se alimenta por la conexión de succión y fluye hacia el rotor (elemento giratorio), sale del interior de los espacios existentes entre las aspas, es recogido en la carcasa y finalmente se descarga de la bomba por la conexión de salida (Viejo y Álvarez, 2004, p. 37).

A continuación se presenta un esquema de este equipo

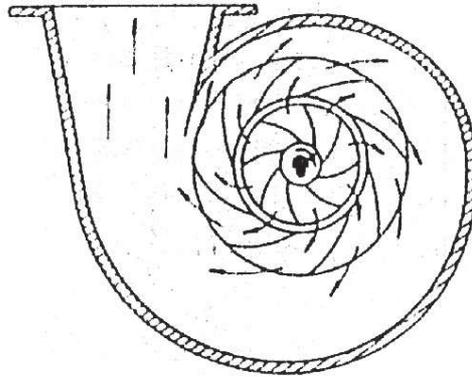


Figura 3.21 Diagrama de bomba centrífuga con sistema difusor
(Gorosito, Melaragna, Ocampo y Caviglia, 2011, p. 9)

Se determinó la capacidad de este equipo con base en el criterio de que cuando el volumen de fluido total realiza 5 lazos de circulación a través del impulsor se obtiene una mezcla homogénea del 99% para fluidos newtonianos, sin embargo este valor aumenta diez veces su magnitud cuando se trabaja con fluidos pseudoplásticos (McCabe, 2004, p.282; Szoplik y Karcs, 2008, p. 71).

La capacidad determinada para la bomba de recirculación fue de 33 m³/h, el detalle de su cálculo se encuentra en el anexo XII.

3.4.6 TUBERÍAS Y VÁLVULAS

3.4.6.1 Tuberías

El desarrollo del dimensionamiento de tuberías se encuentra en el Anexo XIII, y los resultados se muestran a continuación.

Tabla 3.43 Diámetros de las tuberías del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

Fluido circulante	Diámetro de tubería (cm)
Agua	7,5
Descarga de fluido de perforación del tanque agitador	14,9
Alimentación del fluido de perforación al tanque de almacenamiento	21,7
Recirculación	5,8

Se obtuvieron estas dimensiones a partir de velocidades de flujo sugeridas en bibliografía y establecer que los tiempos de carga de agua al tanque agitador, y de descarga del fluido de perforación preparado son de 10 y 20 minutos respectivamente.

3.4.6.2 Válvulas

Las válvulas seleccionadas para las tuberías por donde circula agua son de tipo compuerta debido a que no se requiere de un control riguroso del flujo y son comúnmente usadas para fluidos limpios por ser las más económicas. Y para la circulación del lodo de perforación se utilizó válvulas tipo globo.

A partir de los flujos volumétricos requeridos para el proceso de mezclado se determinó el coeficiente de flujo para cada válvula, el ejemplo de cálculo se encuentra en el Anexo XIV y los resultados se muestran a continuación.

Tabla 3.44 Coeficientes de flujo de las válvulas del sistema de mezclado mecánicos para los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

Fluido de circulación	Tipo de válvula	Nomenclatura	Kv (m ³ /h atm ^{0.5})
Alimentación de agua (TA-01)	Compuerta	V-01	49,5
Alimentación de agua (TA-02)	Compuerta	V-02	49,5
Alimentación de agua (TA-03)	Compuerta	V-03	49,5
Alimentación de agua (TA-04)	Compuerta	V-04	49,5
Descarga de fluido (TA-01)	Globo	V-05	29,1
Descarga de fluido (TA-02)	Globo	V-06	29,1
Descarga de fluido (TA-03)	Globo	V-07	29,1
Descarga de fluido (TA-04)	Globo	V-08	29,1
Alimentación de fluido (TK-01)	Globo	V-09	58,2
Alimentación de fluido (TK-02)	Globo	V-10	58,2

En el Anexo XV, se muestra el PFD del proceso de mezclado y agitación para los dos fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se comprobó mediante pruebas especificadas de laboratorio que todas las formulaciones de los fluidos de perforación para las secciones 12 ¼" y 8 ½" cumplen con las propiedades físicas y químicas requeridas según lo programado para el pozo NV-01.
- Se garantizó que todas las formulaciones de los fluidos de perforación para las secciones 12 ¼" y 8 ½", tienen estabilidad térmica y mecánica ya que las variaciones de las propiedades físicas y químicas entre los lodos nuevos y rolados, son despreciables.
- La muestra de recorte del pozo NV-01 que presentó mayor reactividad con un valor de 80 CEC fue la tomada a una profundidad de 6 811 pies que corresponde a la formación Tiyuyacu, y entre sus principales componentes se encuentran arcillas montmorillonita y caolinita.
- Se seleccionó la formulación B como mejor fluido de perforación para la sección 12 ¼", ya que presentó los mejores resultados en las tres pruebas de evaluación de inhibición de la arcilla más reactiva.
- Se seleccionó la formulación 9 como mejor fluido de perforación para la sección 8 ½", ya que presentó el mejor resultado en la prueba de dureza al humectar con la muestra de lutitas más grandes.
- Es imposible que un sistema de fluidos de perforación sea universal, ya que no se puede predecir el comportamiento en conjunto de todos los aditivos que conforman el lodo y su interacción con una formación en particular.

- Los perfiles de flujo de los lodos de perforación seleccionados para las secciones de 12 ¼" y 8 ½" son independientes del tiempo y sus comportamientos reológicos corresponden a fluidos pseudoplásticos de Bingham que se ajustaron al modelo matemático de Herschel Bulkley.
- Debido a que varios de los componentes de los fluidos de perforación requieren tiempos de mezcla para garantizar sus eficiencias, se estableció que el sistema de mezclado mecánico trabaje en modalidad batch y su configuración consiste de cuatro agitadores tipo turbina que operan en paralelo y tienen una capacidad de 8 m³ cada uno, con el fin de abastecer la demanda requerida de 200 barriles por día.
- Para satisfacer el requerimiento de producto se produce un batch por día, el tiempo que tarda la preparación es de 20 y 9 horas para el fluido seleccionado para la sección 12 ¼" y para el fluido seleccionado para la sección 8 ½" respectivamente.
- La homogeneidad de la mezcla está garantizada por la operación de tres equipos en conjunto, tanque agitador, bomba de recirculación y tolva tipo venturi de alimentación.

4.2 RECOMENDACIONES

- Ya que todas las formulaciones para la sección 12 ¼" presentaron porcentajes de hinchamiento lineal menores al 14%, indicativo de que son aptas para el uso en campo, se recomienda realizar un análisis costo/beneficio para definir cuál es la más rentable.
- De igual manera todas las formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 8 ½" mostraron resultados excelentes, entonces para una selección definitiva del lodo se requiere un análisis económico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGRO/UBA. (2013). *Cátedra de Edafología*. Recuperado de <http://www.agro.uba.ar/catedras/edafo> (Marzo, 2014)
2. Ashrae. (2009). *2009 Ashrae Handbook: Fundamentals*. Recuperado de http://kntu.ac.ir/DorsaPax/userfiles/file/Mechanical/OstadFile/dr_sayadi/19337425502009AshraeFundamentals.pdf (Febrero, 2014)
3. Asme. (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*. (1 era. ed.). Burlington, Estados Unidos: Elsevier Inc.
4. Baby, P. Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Recuperado de <http://www.ecuador.ird.fr/mediateca/las-coediciones-en-ecuador/la-cuenca-oriente-geologia-y-petroleo> (Noviembre, 2012)
5. Barragán, R. Christophoul, F. White, H. Baby, P. Rivadeneira, M. Ramirez F. y Rodas, J. (2004). *Estratigrafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador*. Recuperado de http://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036210.pdf (Diciembre, 2012)
6. Bazarnova, N. Chubik, P. Khmel'nitskii, A. Galochkin, A. y Markin, V. (2001). Carboxymethylated Wood as a Chemical Reagent for Preparation of Drilling Fluids. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 74(4), 681-686. doi: 1070-4272/01/7404-0681
7. Besoain, E. (1985). *Mineralogía de las Arcillas de los Suelos*. Recuperado de <http://books.google.com.ec/books?id=pfL7oUpzI1QC&printsec=frontcover&dq=mineralogia+de+arcillas+de+suelos&hl=en&sa=X&ei=df-AUsWtBNStkAeioIHdW&ved=0CC0Q6AEwAA#v=onepage&q=mineralogia%20de%20arcillas%20de%20suelos&f=false> (Febrero, 2013)

8. Cabrera, A. y Cunduri, J. (2012). *Caracterización del Conglomerado de la Formación Tiyuyacu de la Cuenca Oriental del Ecuador en los Bloques 7 y 18 para la Adecuada Selección de Brocas en la sección de 12 ¼"*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos no publicado). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
9. Canalizo, M. (2013). *Biocidas Usados Comúnmente en la Industria del Petróleo y Gas*. Recuperado de <http://www.dow.com/microbial/la/es/pdfs/monicacanalizo1pptx.pdf> (Diciembre, 2013)
10. Carretero, M. y Pozo, M. (2008). *Mineralogía Aplicada: Salud y Medio Ambiente*. (1era. ed.). Madrid, España: Paraninfo.
11. CEDIP. (2009). *Barrenas e Hidráulica de Perforación*. Recuperado de <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo04.pdf> (Enero, 2014)
12. Christophoul, F. Burgos, J. Baby, P. Soula, J. Bes de Berc, S. Dávila, C. Rosero, M. y Rivadeneira, M. (2004). *Dinámica de la Cuenca de Antepaís Oriente desde el Paleógeno*. Recuperado de http://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036212.pdf (Febrero, 2013)
13. CIPM. (2005). *Evaluación del poder de inhibición de los fluidos de perforación a través de la caracterización de las arcillas*. Recuperado de <http://www.cedip.edu.mx/graficacion/petroleros/Administraci%C3%B3n%20de%20Pemex%20Exploracion/Perforacion/15%20EVALUACION%20DEL%20PODER%20DE%20INHIBICION%20DE%20LOS%20FLUIDOS%20D> E.pdf (Diciembre, 2012)
14. Conelec. (2012). *EIAD - Proyecto Hidroeléctrico Normandía y L/T Asociada* [Versión Adobe Digital editions]. Recuperado de

http://www.conelec.gob.ec/images/.../doc_10221_5.Descripcion_del_entorno_socio_ambiental.pdf (Enero, 2013)

15. Drilling Specialties Company. (2013). *Soltex Additive*. Recuperado de <http://www.cpchem.com/bl/drilling/en-us/Documents/SOLTEXAdditivedocrevised.pdf> (Diciembre, 2013)
16. Energy API. (2001). *Manual de Fluidos de Perforación*. Recuperado de http://www.4shared.com/get/IQAcnUnz/Manual_Fluidos_de_Perforacin_0.html (Enero, 2013)
17. Erkekol, S. Gucuyener, H. y Versan, M. (2006). An Experimental Investigation on the Chemical Stability of Selected Formation and Determination of the Proper Type of Water-Base Drilling Fluids. Part 1.Descriptive Tests. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 28(9), 875-883. doi: 10.1080/00908310500276932
18. Flottweg. (2013). *Tecnología Centrífuga Flottweg para el Procesamiento de Lodos, Emulsiones y Fluidos de Perforación*. Recuperado de http://www.flottweg.de/cms/upload/downloads/Spanish/PROCESAMIENTO_DE_LODOS.pdf (Enero, 2014)
19. Fouga, J. (1974). *Rocas Sedimentarias*. Recuperado de <http://www.fceia.unr.edu.ar/geologiaygeotecnia/Rocas%20Sedimentarias.pdf> (Febrero, 2014)
20. Fuhua, W. Xuechao, T. Ruihe, W. Mingbo, S. Li, W. y Jianghua L. (2011). High Temperature And High Pessure Rheological Properties of High-Density Water-Based Drilling Fluids for Deep Wells. *Petroleum Science*, 9(3), 354-362. doi 10.1007/s12182-012-0219-4
21. García, E. y Suárez, M. (2009). *Las Arcillas: Propiedades y Usos*. Recuperado de <http://campus.usal.es/~delcien/doc/GA.PDF> (Abril, 2013)

22. García, J. Gacía, L. Hernández, Y. Inciarte, A. Luque, F. Pulgar, C. y Rodríguez, E. (2011). *Fluidos de Perforación*. Recuperado de <http://seminarioluzpetroleo.files.wordpress.com/2012/11/composicic3b3n-de-los-fluidos-de-perforacic3b3n.pdf> (Mayo, 2013)
23. Geankoplis, C. (2002). *Procesos de Transporte y Operaciones Unitarias*. (3 era. ed.). Mexico, Mexico: Compañía Editorial Continental S.A. de C.V.
24. Gelmi, C. (2006). *Fundamentos de Operaciones Unitarias*. Recuperado de http://www.systemsbiology.cl/recursos/archivos/Libro_OOUUlv2.pdf (Diciembre, 2013)
25. Geology.com. (2013a). *Chert*. Recuperado de <http://geology.com/rocks/chert.shtml> (Febrero, 2014)
26. Geology.com. (2013b). *Shale*. Recuperado de <http://geology.com/rocks/shale.shtml> (Septiembre, 2013)
27. Gorosito, D. Melaragna, A. Ocampo, E. y Caviglia, H. (2011). *Sistemas de Control e Instalaciones Térmicas*. Recuperado de <http://ww.frsn.utn.edu.ar/.../images%5C211%5Cproyecto%20primera%20par> (Febrero, 2014)
28. Grout, F. (1932). *Petrography and Petrology*. (1era. ed.). Nueva York, Estados Unidos: McGraw-Hill Book Company.
29. Halliburton. (2014). *ROP Enhancers*. Recuperado de <http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/fluid-additives/rop-enhancers.page?node-id=hgyyxph0> (Abril, 2013)

30. Higuera, P. y Oyarzun, R. (2013). *Mineralogía y Geoquímica ambiental: Introducción al Curso*. Recuperado de http://www.uclm.es/users/higuera/mga/Tema00_Intro.htm (Mayo, 2013)
31. ICGC. (2014). *Columnas Estratigráficas*. Recuperado de http://www.igc.cat/web/es/mapageol_apren_columnes.html (Marzo, 2014)
32. Juárez, E. y Rico, A. (1985). *Mecánica de Suelos*. (3era. ed.). México: Limusa.
33. Kelessidis, V. y Hatzistamou, V. (2011). Preparation Methodology and Rheological Properties of Yield Pseudoplastic Transparent Fluids. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 32(3), 380-388. doi: 10.1080/0193269100366239
34. Liu, X. y Lu, X. (2006). A Thermodynamic Understanding of Clay-Swelling Inhibition by Potassium Ions. *Angewandte Chemie*, 118(1), 6448-6451. doi: 10.1002/ange.200601740
35. Ma, C. y Eggleton, R. (1999). Cation Exchange Capacity of Kaolinite. *Clay and Clay Minerals*, 47(2), 174-180. Recuperado de <http://www.clays.org/journal/archive/volume%2047/47-2-174.pdf> (Mayo, 2013)
36. Marcos, C. (2014). *Mineralogía*. Recuperado de http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/730/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/contenidos%20en%20pdf%20para%20descargar/27-5.pdf (Abril, 2014)
37. Martínez, D. (2009). *Funciones de los Fluidos de Perforación*. Recuperado de <http://yacimientos-de-gas-condensado.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/funciones-del-fluido-de-perforacion.html> (Julio, 2013)
38. McCabe, W. Smith, J. y Harriott, P. (2004). *Operaciones Unitarias: Ingeniería Química*. (6ta). México, México: McGraw-Hill.

39. McCray, A. y Cole, F. (1970). *Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros*. (1 era. ed.). México, México: Compañía Editorial Continental S. A.
40. Mi Swaco. (2006). *Drilling Fluids Engineering Manual*. (Version 2.1). Houston: Estados Unidos.
41. Mi Swaco. (2012). *Boletín de Productos*. Houston: Estados Unidos.
42. Mi Swaco. (2014). *Mud Mixing*. Recuperado de http://www.slb.com/services/miswaco/services/solids_control/mud_mixing.aspx (Febrero, 2014)
43. Mohammadi, A. y Tohidi, B. (2005). A Novel Predictive Technique for Estimating the Hydrate Inhibition Effects of Single and Mixed Thermodynamic Inhibitors. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 83(1), 951. doi: 10.1002/cjce.5450830604/abstract
44. Montijo, A. (2013). *Lutitas*. Recuperado de <http://www.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/lutitas.htm> (Abril, 2013)
45. Mott, R. (2006). *Mecánica de Fluidos*. Recuperado de <http://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecanica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf> (Febrero, 2014)
46. Mukherjee, S. (2013). *The Science of Clays: Applications in Industry, Engineering and Environment*. doi 10.1007/978-94-007-6683-9_11
47. Mycheme. (2013). *Recommended Pipeline Velocities*. Recuperado de <http://www.mycheme.com/recommended-pipeline-velocities/> (Febrero, 2014)

48. Neff, J. (2005). *Composition, Environmental Fates, and Biological Effect of Water Based Drilling Muds and Cuttings Discharged to the Marine Environment*. Recuperado de http://www.perf.org/images/Archive_Drilling_Mud.pdf (Abril, 2013)
49. Nieto, A. (1987). *Geología General del Nororiente Ecuatoriano*. Recuperado de <http://www.eird.org/deslizamientos/pdf/spa/doc15079/doc15079-c.pdf> (Marzo, 2013)
50. OAS. (2000). *Plan de Ordenamiento y Manejo de las Cuencas de los Ríos San Miguel y Putumayo*. Recuperado de <https://www.oas.org/dsd/publications/Unit/oea32s/begin.htm#Contents> (Febrero, 2013)
51. OCP Ecuador S. A. (2001). *Caracterización Ambiental de Área de Influencia Línea Base*. Recuperado de https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCMQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.conelec.gob.ec%2Farchivos_articulo%2FGuiasDefinitivasHidroelectricos.doc&ei=Nj2TU_voJoecyATOpIgoAg&usg=AFQjCNF6a1u0nevQBs4u3wdzwrSjnMruYA&bvm=bv.68445247,d.aWw (Febrero, 2013)
52. OFITE. (2014). *Hornos de Rolado*. Recuperado de <http://www.ofite.com/products/sp/sp-Roller-Ovens.htm> (Abril, 2014)
53. Osha. (2013). *Drilling Fluid*. Recuperado de <https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/drillingfluid.html#content> (Mayo, 2013)
54. PDVSA. (2005). *Fluidos de Perforación*. Recuperado de file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/manual%20de%20fluidos%20de%20perforaci%C3%B3n%20pdvsa%20cied_003.pdf (Abril, 2013)

55. Perry, R. Green, D. y Maloney, J. (1997). *Perry's Chemical Engineers Handbook*. Recuperado de <http://f3.tiera.ru/ShiZ/Great%20Science%20TextBooks/Great%20Science%20Textbooks%20DVD%20Library%202007%20-%20Supplement%20Six/Chemistry/Handbooks/Perry's%20Chemical%20Engineers'%20Handbook%207e.pdf> (Enero, 2014)
56. Rivadeneira, M. Baby, P. y Christophoul, F. (1998). *Análisis de Algunas Formaciones Cretácicas y Terciarias del Subandino Norte y de la Zona de Nuevo Rocafuerte* [Versión Adobe Digital editions]. Recuperado de <http://www.documentation.ird.fr/hor/fdi:010018126> (Diciembre, 2012)
57. Romero, E. (2013). *Las Arcillas: Propiedades y Usos*. Recuperado de <http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/arcillas.htm#inicio> (Marzo, 2013)
58. Rubio, A. (2000). *Guía Interactiva de Minerales y Rocas*. Recuperado de <http://www2.montes.upm.es/Dptos/DptoSilvopascicultura/Edafologia/aplicaciones/GUIA%20MINERALES/Fichas/lutita.html> (Octubre, 2013)
59. Russell, E. (2013). *Shale Swelling/Shrinkage and Water Content Change due to Imposed Suction and due to Brine Contact*. doi: 10.1007/s11440-013-0297-5
60. Schlumberger. (2012). *Oilfield Glossary*. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=clay%20swelling> (Enero, 2012).
61. Schlumberger. (2014a). *Gilsonita*. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gilsonite.aspx> (Abril, 2014)
62. Schlumberger. (2014b). *True Vertical Depth*. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=md> (Abril, 2014)

63. Schlumberger. (2013). *Lutita*. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shale.aspx> (Junio, 2013)
64. SHE. (2013). *Ronda Suroriente Ecuador*. Recuperado de <http://www.hidrocarburos.gob.ec/informacion-general/> (Noviembre, 2013)
65. Siero, L. (1991). *Fluidos de Perforación*. Quito, Ecuador: Petroecuador.
66. Silverson. (2014). *Flashblend, Sistema de Mezclado Polvo/Líquido*. Recuperado de http://edge.silverson.com/assets/PDFs/Brochures/Es/Silverson_Mezclador_Flashblend.pdf (Febrero, 2014)
67. Szoplik, J. y Karcz, J. (2008). Mixing time of Non-Newtonian Liquid in an Unbaffled Agitated Vessel with an Eccentric Propeller. *Versita*, 62(1), 70-77. doi 10.2478/s11696-007-0081-9
68. Velde, B. y Meunier, A. (2008). *The Origin of Clay Minerals in Soils and Weathered Rocks*. Recuperado de <http://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-540-75634-7> (Abril, 2013)
69. Versan, M. (2004). Determination of Rheological Models for Drilling Fluids (A Statistical Approach). *Energy Sources*, 26(2), 153. doi: 10.1080/00908310490258533
70. Viejo, M. y Álvarez, J. (2004). *Bombas: Diseño, Teoría y Aplicaciones*. Recuperado de <http://www.fidena.edu.mx/biblioteca/MAQUINAS/BOMBAS,%20TEORIA,%20DISE%3%91O%20Y%20APLICACION.PDF> (Febrero, 2014)
71. Walas, S. (1988). *Chemical Process Equipment: Selection and Design*. Recuperado de <http://ria.servinit.cl/grabiell/libros/Chemical%20Process%20Equipment%20->

%20Selection%20and%20Design%20-%20S.%20Walas/Chemical%20Process%20Equipment%20-%20Selection%20and%20Design%20-%20S.%20Walas.pdf (Enero, 2014)

72. Williams, H. Turner, F. y Gilbert C. (1968). *Petrografía: Introducción al Estudio de las Rocas en Secciones Delgadas*. (1era. ed.). San Francisco, Estados Unidos: W. H. Freeman and Company Inc.
73. Zhang, L. y Chen, D. (2002). Water-Soluble Grafted Starches for Hydration Suppression of Swellable Clay. *Starch/Stärke*, 54(1), 285-289. doi: 10.1002/1521-379X(200207)54
74. Zhao, S. Yan, J. Wang, J. Ding, T. Yang, H y Gao D. (2009). Water-Based Drilling Fluid Technology for Extended Reach Wells in Liuhua Oilfield, South China Sea. *Petroleum Science and Technology*, 27(16), 1854-1865. doi 10.1080/10916460802626372
75. Zhong, H. Qiu, Z. Huang, W. Cao, J. Wang, F y Zhang X. (2013). An Inhibition Properties Comparison of Potassium Chloride and Polyxypropylene Diamine in Water-Based Drilling Fluid. *Petroleum Science an Technology*, 31(20), 2127-2133. doi: 10.1080/10916466.2011.561265

ANEXOS

ANEXO I

**DATOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LAS
FORMULACIONES 2, 4, 5, 6, 7 Y 8 PARA LA SECCIÓN 8 ½”**

Tabla AI. 1 Propiedades físicas y químicas de las formulaciones 1, 2, 4 y 5 para la sección 8 ½”

Propiedad	Unidades	Formulación								
		1	1 _R	2	2 _R	4	4 _R	5	5 _R	
Densidad	ppg	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	
	kg/m ³	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644	
Viscosidad plástica	cP	40	34	41	38	36	34	50	49	
	Pa s	0,040	0,034	0,041	0,038	0,036	0,034	0,050	0,049	
Punto cedente	lbf/100 ft ²	44	42	50	52	60	59	62	63	
	N/m ²	21,1	20,1	23,9	24,9	28,7	28,2	29,7	30,2	
Gel	A los 10 s	lbf/100 ft ²	11	10	9	8	11	10	13	12
		N/m ²	5,3	4,8	4,3	3,8	5,3	4,8	6,2	5,7
	A los 10 min	lbf/100 ft ²	13	11	9	9	11	11	13	12
		N/m ²	6,2	5,3	4,3	4,3	5,3	5,3	6,2	5,7
	A los 30 min	lbf/100 ft ²	14	11	10	9	11	11	14	13
		N/m ²	6,7	5,3	4,8	4,3	5,3	5,3	6,7	6,2
Perdida de filtrado	mL/30 min	5,0	5,4	4,1	4,0	5,3	5,0	4,8	4,2	
Grosor revoque	¹ / ₃₂ in	1	1	1	1	1	1	1	1	
	cm	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	
pH	-	9,90	9,90	10,0	10,1	9,9	9,9	10,2	9,9	
Pf	-	0,40	0,32	0,28	0,33	0,39	0,37	0,29	0,29	
Mf	-	1,50	1,34	1,29	1,29	1,87	1,92	1,65	1,59	
Pf : Mf	-	1:3,8	1:4,2	1:4,6	1:3,9	1:4,8	1:5,1	1:5,7	1:5,5	
Pm	-	0,60	0,44	0,56	0,60	0,48	0,47	0,37	0,35	
CI	-	380	340	316	340	623	635	549	537	
Dureza	-	82	90	80	80	82	81	83	82	

X_R (R: Fluido Rolado)

Tabla AI. 2 Propiedades físicas y químicas de las formulaciones 6, 7 y 8 para la sección 8 ½”

Propiedad		Unidades	Formulación					
			6	6 _R	7	7 _R	8	8 _R
Densidad		Ppg	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
		kg/m ³	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644	1 644
Viscosidad plástica		cP	38	37	56	54	46	44
		Pa s	0,038	0,037	0,056	0,054	0,046	0,044
Punto cedente		lbf/100 ft ²	46	43	63	60	56	55
		N/m ²	22,0	20,6	30,2	28,7	26,8	26,3
Gel	A los 10 s	lbf/100 ft ²	13	12	12	11	9	9
		N/m ²	6,2	5,7	5,7	5,3	4,3	4,3
	A los 10 min	lbf/100 ft ²	13	12	13	12	9	10
		N/m ²	6,2	5,7	6,2	5,7	4,3	4,8
	A los 30 min	lbf/100 ft ²	13	13	14	12	10	10
		N/m ²	6,2	6,2	6,7	5,7	4,8	4,8
Perdida de filtrado	mL/30 min	5,4	5,4	4,8	5,0	4,3	4,8	
Grosor revoque		¹ / ₃₂ in	1	1	1	1	1	1
		cm	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
pH	-	10,0	10,3	9,9	9,8	10,2	10,1	
Pf	-	0,28	0,31	0,37	0,35	0,29	0,32	
Mf	-	1,74	1,80	1,58	1,63	1,97	2,00	
Pf : Mf	-	1:6,2	1:5,8	1:4,2	1:4,7	1:6,8	1:6,3	
Pm	-	0,30	0,31	0,61	0,64	0,38	0,38	
Cl	-	592	588	473	463	369	370	
Dureza	-	84	83	82	82	83	84	

X_R (R: Fluido Rolado)

ANEXO II

**PORCENTAJE DE HINCHAMIENTO LINEAL VS TIEMPO DE LAS
CUATRO FORMULACIONES A, B, C Y D PARA LA SECCIÓN 12 ¼”**

Tabla AII. 1 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼”

Tiempo (h)	H. L. (%)										
0,00	0,00	0,50	1,91	1,00	2,75	1,50	3,32	2,00	3,91	2,50	4,37
0,02	0,01	0,52	1,95	1,02	2,76	1,52	3,33	2,02	3,92	2,52	4,37
0,03	0,04	0,53	2,01	1,03	2,78	1,53	3,34	2,03	3,91	2,53	4,38
0,05	0,05	0,55	2,03	1,05	2,80	1,55	3,34	2,05	3,93	2,55	4,41
0,07	0,10	0,57	2,04	1,07	2,83	1,57	3,37	2,07	3,93	2,57	4,42
0,08	0,14	0,58	2,14	1,08	2,85	1,58	3,40	2,08	3,95	2,58	4,44
0,10	0,29	0,60	2,15	1,10	2,86	1,60	3,43	2,10	3,96	2,60	4,46
0,12	0,36	0,62	2,17	1,12	2,87	1,62	3,44	2,12	3,97	2,62	4,47
0,13	0,41	0,63	2,23	1,13	2,88	1,63	3,44	2,13	4,01	2,63	4,47
0,15	0,57	0,65	2,26	1,15	2,92	1,65	3,46	2,15	4,01	2,65	4,48
0,17	0,66	0,67	2,27	1,17	2,95	1,67	3,48	2,17	4,02	2,67	4,49
0,18	0,77	0,68	2,29	1,18	2,97	1,68	3,49	2,18	4,03	2,68	4,49
0,20	0,87	0,70	2,34	1,20	2,98	1,70	3,51	2,20	4,04	2,70	4,49
0,22	1,01	0,72	2,38	1,22	3,00	1,72	3,53	2,22	4,04	2,72	4,50
0,23	1,09	0,73	2,44	1,23	3,05	1,73	3,56	2,23	4,06	2,73	4,50
0,25	1,18	0,75	2,46	1,25	3,08	1,75	3,61	2,25	4,08	2,75	4,54
0,27	1,21	0,77	2,50	1,27	3,08	1,77	3,66	2,27	4,10	2,77	4,55
0,28	1,25	0,78	2,57	1,28	3,10	1,78	3,69	2,28	4,12	2,78	4,52
0,30	1,29	0,80	2,61	1,30	3,14	1,80	3,70	2,30	4,14	2,80	4,55
0,32	1,32	0,82	1,63	1,32	3,17	1,82	3,72	2,32	4,14	2,82	4,56
0,33	1,34	0,83	2,62	1,33	3,17	1,83	3,73	2,33	4,14	2,83	4,61
0,35	1,40	0,85	2,63	1,35	3,18	1,85	3,77	2,35	4,15	2,85	4,61
0,37	1,44	0,87	2,68	1,37	3,20	1,87	3,78	2,37	4,18	2,87	4,62
0,38	1,47	0,88	2,69	1,38	3,20	1,88	3,79	2,38	4,22	2,88	4,62
0,40	1,56	0,90	2,69	1,40	3,21	1,90	3,79	2,40	4,24	2,90	4,63
0,42	1,63	0,92	2,70	1,42	3,21	1,92	3,80	2,42	4,25	2,92	4,64
0,43	1,71	0,93	2,72	1,43	3,22	1,93	3,82	2,43	4,26	2,93	4,71
0,45	1,76	0,95	2,73	1,45	3,27	1,95	3,90	2,45	4,26	2,95	4,73

Tabla AII. 1 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
3,00	4,83	3,60	5,20	4,20	5,66	4,80	6,08	5,40	6,60	6,00	6,89
3,02	4,84	3,62	5,20	4,22	5,67	4,82	6,10	5,42	6,61	6,02	6,88
3,03	4,85	3,63	5,21	4,23	5,67	4,83	6,10	5,43	6,60	6,03	6,89
3,05	4,85	3,65	5,21	4,25	5,67	4,85	6,12	5,45	6,61	6,05	6,91
3,07	4,85	3,67	5,21	4,27	5,66	4,87	6,13	5,47	6,61	6,07	6,91
3,08	4,86	3,68	5,21	4,28	5,67	4,88	6,14	5,48	6,61	6,08	6,97
3,10	4,86	3,70	5,25	4,30	5,67	4,90	6,15	5,50	6,62	6,10	6,97
3,12	4,86	3,72	5,28	4,32	5,68	4,92	6,17	5,52	6,62	6,12	6,97
3,13	4,91	3,73	5,29	4,33	5,69	4,93	6,24	5,53	6,63	6,13	6,97
3,15	4,93	3,75	5,30	4,35	5,70	4,95	6,26	5,55	6,63	6,15	6,97
3,17	4,96	3,77	5,31	4,37	5,71	4,97	6,26	5,57	6,65	6,17	6,97
3,18	4,96	3,78	5,31	4,38	5,73	4,98	6,27	5,58	6,64	6,18	6,97
3,20	4,96	3,80	5,31	4,40	5,78	5,00	6,30	5,60	6,66	6,20	6,98
3,22	4,97	3,82	5,32	4,42	5,79	5,02	6,31	5,62	6,66	6,22	6,98
3,23	4,97	3,83	5,32	4,43	5,81	5,03	6,34	5,63	6,68	6,23	7,00
3,25	4,97	3,85	5,34	4,45	5,87	5,05	6,35	5,65	6,70	6,25	7,02
3,27	4,97	3,87	5,34	4,47	5,89	5,07	6,37	5,67	6,70	6,27	7,05
3,28	4,99	3,88	5,38	4,48	5,89	5,08	6,37	5,68	6,71	6,28	7,07
3,30	5,00	3,90	5,38	4,50	5,90	5,10	6,39	5,70	6,71	6,30	7,08
3,32	5,02	3,92	5,41	4,52	5,90	5,12	6,41	5,72	6,71	6,32	7,08
3,33	5,05	3,93	5,43	4,53	5,90	5,13	6,41	5,73	6,71	6,33	7,08
3,35	5,08	3,95	5,43	4,55	5,91	5,15	6,42	5,75	6,72	6,35	7,09
3,37	5,08	3,97	5,44	4,57	5,90	5,17	6,46	5,77	6,72	6,37	7,10
3,38	5,08	3,98	5,44	4,58	5,91	5,18	6,49	5,78	6,72	6,38	7,14
3,40	5,09	4,00	5,56	4,60	5,91	5,20	6,49	5,80	6,72	6,40	7,15
3,42	5,09	4,02	5,57	4,62	5,93	5,22	6,51	5,82	6,72	6,42	7,17
3,43	5,09	4,03	5,56	4,63	5,93	5,23	6,51	5,83	6,73	6,43	7,17
3,45	5,11	4,05	5,58	4,65	5,94	5,25	6,53	5,85	6,73	6,45	7,19
3,47	5,10	4,07	5,59	4,67	5,96	5,27	6,54	5,87	6,73	6,47	7,19
3,48	5,14	4,08	5,62	4,68	5,98	5,28	6,54	5,88	6,73	6,48	7,19
3,50	5,19	4,10	5,65	4,70	6,01	5,30	6,55	5,90	6,75	6,50	7,19
3,52	5,19	4,12	5,64	4,72	6,02	5,32	6,56	5,92	6,73	6,52	7,20
3,53	5,20	4,13	5,63	4,73	6,02	5,33	6,57	5,93	6,75	6,53	7,20
3,55	5,19	4,15	5,64	4,75	6,02	5,35	6,58	5,95	6,85	6,55	7,21
3,57	5,20	4,17	5,65	4,77	6,04	5,37	6,59	5,97	6,88	6,57	7,21
3,58	5,20	4,18	5,64	4,78	6,06	5,38	6,59	5,98	6,88	6,58	7,23

Tabla AII. 1 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
6,60	7,27	7,22	7,80	7,82	7,97	8,42	8,38	9,02	8,59	9,63	8,70
6,62	7,29	7,23	7,80	7,83	7,97	8,43	8,40	9,03	8,60	9,65	8,69
6,63	7,30	7,25	7,80	7,85	7,99	8,45	8,40	9,05	8,60	9,67	8,71
6,65	7,31	7,27	7,79	7,87	7,99	8,47	8,42	9,07	8,60	9,68	8,70
6,67	7,31	7,28	7,81	7,88	8,00	8,48	8,45	9,08	8,60	9,70	8,71
6,68	7,32	7,30	7,81	7,90	8,01	8,50	8,47	9,10	8,60	9,73	8,72
6,70	7,35	7,32	7,86	7,92	8,01	8,52	8,47	9,12	8,60	9,75	8,72
6,72	7,39	7,33	7,88	7,93	8,01	8,53	8,48	9,13	8,60	9,77	8,72
6,73	7,42	7,35	7,87	7,95	8,02	8,55	8,48	9,15	8,60	9,78	8,72
6,75	7,43	7,37	7,88	7,97	8,03	8,57	8,48	9,17	8,60	9,80	8,72
6,77	7,44	7,38	7,87	7,98	8,06	8,58	8,51	9,18	8,60	9,82	8,73
6,78	7,45	7,40	7,88	8,00	8,09	8,60	8,50	9,22	8,60	9,83	8,72
6,80	7,46	7,42	7,90	8,02	8,12	8,62	8,50	9,23	8,60	9,85	8,73
6,82	7,47	7,43	7,89	8,03	8,13	8,63	8,52	9,25	8,60	9,87	8,73
6,83	7,51	7,45	7,90	8,05	8,14	8,65	8,52	9,27	8,61	9,88	8,74
6,85	7,52	7,47	7,90	8,07	8,15	8,67	8,53	9,28	8,60	9,90	8,74
6,87	7,54	7,48	7,90	8,08	8,15	8,68	8,53	9,30	8,61	9,92	8,75
6,88	7,55	7,50	7,90	8,10	8,18	8,70	8,54	9,32	8,61	9,93	8,75
6,90	7,56	7,52	7,91	8,12	8,18	8,72	8,54	9,33	8,60	9,95	8,76
6,92	7,59	7,53	7,90	8,13	8,21	8,73	8,55	9,35	8,61	9,97	8,80
6,93	7,61	7,55	7,91	8,15	8,23	8,75	8,56	9,37	8,61	9,98	8,81
6,95	7,64	7,57	7,90	8,17	8,24	8,77	8,57	9,38	8,61	10,00	8,81
6,97	7,65	7,58	7,90	8,18	8,25	8,78	8,58	9,40	8,61	10,02	8,83
6,98	7,66	7,60	7,91	8,20	8,25	8,80	8,58	9,42	8,62	10,03	8,83
7,00	7,66	7,62	7,90	8,22	8,27	8,82	8,58	9,43	8,63	10,05	8,84
7,02	7,67	7,63	7,91	8,23	8,26	8,83	8,59	9,45	8,61	10,07	8,84
7,03	7,67	7,65	7,92	8,25	8,29	8,85	8,59	9,47	8,62	10,08	8,84
7,05	7,67	7,67	7,92	8,27	8,31	8,87	8,60	9,48	8,62	10,10	8,84
7,07	7,68	7,68	7,93	8,28	8,34	8,88	8,60	9,50	8,63	10,12	8,85
7,08	7,69	7,70	7,93	8,30	8,36	8,90	8,60	9,52	8,63	10,13	8,86
7,10	7,73	7,72	7,93	8,32	8,35	8,92	8,60	9,53	8,63	10,15	8,88
7,12	7,76	7,73	7,96	8,33	8,36	8,93	8,60	9,55	8,66	10,17	8,93
7,13	7,78	7,75	7,95	8,35	8,37	8,95	8,60	9,57	8,66	10,18	8,94
7,15	7,78	7,77	7,96	8,37	8,37	8,97	8,59	9,58	8,68	10,20	8,95
7,17	7,79	7,78	7,96	8,38	8,37	8,98	8,60	9,60	8,69	10,22	8,96
7,18	7,79	7,80	7,96	8,40	8,37	9,00	8,60	9,62	8,69	10,25	8,96

Tabla AII. 1 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
10,27	8,97	10,87	9,23	11,47	9,53	12,07	9,72	12,68	9,78	13,28	9,89
10,28	8,98	10,88	9,24	11,48	9,54	12,08	9,72	12,70	9,78	13,30	9,90
10,30	8,99	10,90	9,26	11,50	9,54	12,10	9,72	12,72	9,78	13,32	9,89
10,32	9,00	10,92	9,28	11,52	9,54	12,12	9,72	12,73	9,78	13,33	9,89
10,33	9,02	10,93	9,29	11,53	9,55	12,13	9,72	12,75	9,78	13,35	9,90
10,35	9,03	10,95	9,30	11,55	9,55	12,15	9,73	12,77	9,78	13,37	9,90
10,37	9,04	10,97	9,31	11,57	9,56	12,17	9,72	12,78	9,78	13,38	9,90
10,38	9,05	10,98	9,31	11,58	9,56	12,18	9,73	12,80	9,78	13,40	9,90
10,40	9,05	11,00	9,30	11,60	9,57	12,20	9,72	12,82	9,79	13,42	9,90
10,42	9,06	11,02	9,31	11,62	9,57	12,22	9,72	12,83	9,79	13,43	9,90
10,43	9,07	11,03	9,31	11,63	9,60	12,23	9,74	12,85	9,79	13,45	9,90
10,45	9,07	11,05	9,31	11,65	9,62	12,25	9,73	12,87	9,79	13,47	9,91
10,47	9,07	11,07	9,32	11,67	9,62	12,27	9,73	12,88	9,79	13,48	9,91
10,48	9,07	11,08	9,31	11,68	9,63	12,28	9,74	12,90	9,79	13,50	9,91
10,50	9,07	11,10	9,34	11,70	9,65	12,30	9,74	12,92	9,81	13,52	9,91
10,52	9,07	11,12	9,34	11,72	9,66	12,33	9,76	12,93	9,79	13,53	9,92
10,53	9,08	11,13	9,37	11,73	9,65	12,35	9,76	12,95	9,80	13,55	9,94
10,55	9,09	11,15	9,38	11,75	9,66	12,37	9,76	12,97	9,81	13,57	9,95
10,57	9,09	11,17	9,39	11,77	9,66	12,38	9,76	12,98	9,83	13,58	9,98
10,58	9,09	11,18	9,40	11,78	9,66	12,40	9,75	13,00	9,83	13,60	10,00
10,60	9,09	11,20	9,40	11,80	9,67	12,42	9,76	13,02	9,84	13,62	10,01
10,62	9,10	11,22	9,41	11,82	9,66	12,43	9,76	13,03	9,84	13,63	10,01
10,63	9,12	11,23	9,41	11,83	9,67	12,45	9,76	13,05	9,85	13,65	10,01
10,65	9,13	11,25	9,42	11,85	9,67	12,47	9,76	13,07	9,85	13,67	10,01
10,67	9,17	11,27	9,42	11,87	9,67	12,48	9,76	13,08	9,87	13,68	10,03
10,68	9,18	11,28	9,42	11,88	9,67	12,50	9,76	13,10	9,86	13,70	10,03
10,70	9,19	11,30	9,42	11,90	9,67	12,52	9,77	13,12	9,88	13,72	10,04
10,72	9,19	11,32	9,43	11,92	9,67	12,53	9,77	13,13	9,88	13,73	10,04
10,73	9,19	11,33	9,43	11,93	9,68	12,55	9,77	13,15	9,88	13,75	10,05
10,75	9,19	11,35	9,43	11,95	9,67	12,57	9,76	13,17	9,88	13,77	10,08
10,77	9,19	11,37	9,44	11,97	9,68	12,58	9,78	13,18	9,88	13,78	10,09
10,78	9,19	11,38	9,44	11,98	9,69	12,60	9,77	13,20	9,89	13,80	10,11
10,80	9,20	11,40	9,44	12,00	9,69	12,62	9,78	13,22	9,89	13,82	10,11
10,82	9,19	11,42	9,46	12,02	9,71	12,63	9,78	13,23	9,89	13,83	10,12
10,83	9,21	11,43	9,49	12,03	9,71	12,65	9,78	13,25	9,89	13,85	10,12
10,85	9,22	11,45	9,51	12,05	9,71	12,67	9,78	13,27	9,89	13,87	10,13

Tabla AII. 1 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
13,88	10,13	14,48	10,26	15,08	10,47	15,68	10,61	16,28	10,72	16,88	10,82
13,90	10,13	14,50	10,27	15,10	10,47	15,70	10,61	16,30	10,72	16,90	10,82
13,92	10,13	14,52	10,27	15,12	10,48	15,72	10,61	16,32	10,71	16,92	10,82
13,93	10,13	14,53	10,27	15,13	10,48	15,73	10,61	16,33	10,72	16,93	10,83
13,95	10,13	14,55	10,28	15,15	10,48	15,75	10,62	16,35	10,72	16,95	10,83
13,97	10,15	14,57	10,30	15,17	10,48	15,77	10,62	16,37	10,72	16,97	10,83
13,98	10,15	14,58	10,31	15,18	10,48	15,78	10,63	16,38	10,73	16,98	10,83
14,00	10,15	14,60	10,35	15,20	10,49	15,80	10,63	16,40	10,73	17,00	10,83
14,02	10,18	14,62	10,36	15,22	10,50	15,82	10,63	16,42	10,73	17,02	10,83
14,03	10,18	14,63	10,36	15,23	10,50	15,83	10,63	16,43	10,74	17,03	10,83
14,05	10,18	14,65	10,35	15,25	10,51	15,85	10,64	16,45	10,74	17,05	10,83
14,07	10,18	14,67	10,34	15,27	10,52	15,87	10,66	16,47	10,74	17,07	10,84
14,08	10,19	14,68	10,36	15,28	10,52	15,88	10,64	16,48	10,75	17,08	10,84
14,10	10,19	14,70	10,35	15,30	10,54	15,90	10,67	16,50	10,75	17,10	10,85
14,12	10,21	14,72	10,36	15,32	10,56	15,92	10,66	16,52	10,78	17,12	10,85
14,13	10,22	14,73	10,35	15,33	10,56	15,93	10,67	16,53	10,79	17,13	10,84
14,15	10,20	14,75	10,35	15,35	10,57	15,95	10,66	16,55	10,79	17,15	10,84
14,17	10,22	14,77	10,36	15,37	10,57	15,97	10,67	16,57	10,80	17,17	10,84
14,18	10,23	14,78	10,36	15,38	10,58	15,98	10,66	16,58	10,80	17,18	10,84
14,20	10,24	14,80	10,37	15,40	10,59	16,00	10,67	16,60	10,80	17,20	10,86
14,22	10,24	14,82	10,37	15,42	10,58	16,02	10,69	16,62	10,79	17,22	10,85
14,23	10,24	14,83	10,38	15,43	10,58	16,03	10,69	16,63	10,80	17,23	10,86
14,25	10,25	14,85	10,37	15,45	10,59	16,05	10,70	16,65	10,80	17,25	10,86
14,27	10,25	14,87	10,37	15,47	10,59	16,07	10,70	16,67	10,80	17,27	10,88
14,28	10,25	14,88	10,37	15,48	10,60	16,08	10,71	16,68	10,80	17,28	10,88
14,30	10,25	14,90	10,38	15,50	10,60	16,10	10,70	16,70	10,80	17,30	10,86
14,32	10,25	14,92	10,38	15,52	10,60	16,12	10,71	16,72	10,81	17,32	10,88
14,33	10,25	14,93	10,39	15,53	10,60	16,13	10,72	16,73	10,81	17,33	10,88
14,35	10,25	14,95	10,40	15,55	10,60	16,15	10,71	16,75	10,81	17,35	10,88
14,37	10,25	14,97	10,40	15,57	10,60	16,17	10,71	16,77	10,80	17,37	10,88
14,38	10,25	14,98	10,42	15,58	10,60	16,18	10,71	16,78	10,82	17,38	10,88
14,40	10,25	15,00	10,42	15,60	10,60	16,20	10,71	16,80	10,82	17,40	10,89
14,42	10,25	15,02	10,44	15,62	10,60	16,22	10,71	16,82	10,81	17,42	10,90
14,43	10,25	15,03	10,45	15,63	10,60	16,23	10,71	16,83	10,82	17,43	10,90
14,45	10,25	15,05	10,46	15,65	10,61	16,25	10,71	16,85	10,82	17,45	10,91
14,47	10,26	15,07	10,46	15,67	10,61	16,27	10,72	16,87	10,83	17,47	10,90

Tabla AII. 1 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación A para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)								
17,48	10,92	18,07	10,97	18,63	11,06	19,20	11,12	19,77	11,27
17,50	10,93	18,08	10,98	18,65	11,06	19,22	11,13	19,78	11,28
17,52	10,92	18,10	10,99	18,67	11,06	19,23	11,12	19,80	11,27
17,53	10,93	18,12	10,99	18,68	11,05	19,25	11,11	19,82	11,28
17,55	10,94	18,13	10,99	18,70	11,06	19,27	11,13	19,83	11,30
17,57	10,93	18,15	10,99	18,72	11,06	19,28	11,12	19,85	11,30
17,58	10,94	18,17	10,99	18,73	11,06	19,30	11,13	19,87	11,30
17,60	10,94	18,18	11,01	18,75	11,07	19,32	11,13	19,88	11,30
17,62	10,94	18,20	11,01	18,77	11,06	19,33	11,13	19,90	11,30
17,63	10,94	18,22	11,00	18,78	11,06	19,35	11,13	19,92	11,30
17,65	10,94	18,23	11,00	18,80	11,07	19,37	11,15	19,93	11,30
17,67	10,94	18,25	11,01	18,82	11,07	19,38	11,15	19,95	11,31
17,68	10,94	18,27	11,01	18,83	11,07	19,40	11,16	19,97	11,30
17,70	10,94	18,28	11,01	18,85	11,07	19,42	11,16	19,98	11,31
17,72	10,95	18,30	11,01	18,87	11,07	19,43	11,17		
17,73	10,95	18,32	11,01	18,88	11,07	19,45	11,17		
17,75	10,95	18,33	11,01	18,90	11,07	19,47	11,18		
17,77	10,95	18,35	11,02	18,92	11,07	19,48	11,18		
17,78	10,95	18,37	11,01	18,93	11,07	19,50	11,18		
17,80	10,95	18,38	11,02	18,95	11,07	19,52	11,18		
17,82	10,95	18,40	11,03	18,97	11,07	19,53	11,18		
17,83	10,95	18,42	11,02	18,98	11,07	19,55	11,19		
17,85	10,95	18,43	11,03	19,00	11,07	19,57	11,19		
17,87	10,96	18,45	11,03	19,02	11,07	19,58	11,19		
17,88	10,96	18,47	11,04	19,03	11,07	19,60	11,19		
17,90	10,96	18,48	11,04	19,05	11,07	19,62	11,19		
17,92	10,96	18,50	11,05	19,07	11,08	19,63	11,19		
17,93	10,96	18,52	11,04	19,08	11,07	19,65	11,20		
17,95	10,97	18,53	11,05	19,10	11,09	19,67	11,21		
17,97	10,97	18,55	11,04	19,12	11,09	19,68	11,21		
17,98	10,96	18,57	11,05	19,13	11,10	19,70	11,23		
18,00	10,97	18,58	11,05	19,15	11,10	19,72	11,25		
18,02	10,96	18,60	11,05	19,17	11,11	19,73	11,26		
18,03	10,97	18,62	11,05	19,18	11,10	19,75	11,27		

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼”

Tiempo (h)	H. L. (%)										
0,00	0,00	0,60	2,49	1,20	3,32	1,80	3,95	2,40	4,31	3,00	4,75
0,02	0,23	0,62	2,53	1,22	3,34	1,82	3,97	2,42	4,32	3,02	4,76
0,03	0,46	0,63	2,54	1,23	3,40	1,83	3,97	2,43	4,32	3,03	4,77
0,05	0,69	0,65	2,61	1,25	3,42	1,85	3,98	2,45	4,32	3,05	4,79
0,07	0,85	0,67	2,64	1,27	3,42	1,87	3,98	2,47	4,32	3,07	4,84
0,08	0,96	0,68	2,64	1,28	3,43	1,88	3,98	2,48	4,33	3,08	4,87
0,10	1,09	0,70	2,65	1,30	3,44	1,90	4,00	2,50	4,35	3,10	4,88
0,12	1,20	0,72	2,67	1,32	3,48	1,92	4,01	2,52	4,37	3,12	4,89
0,13	1,30	0,73	2,71	1,33	3,49	1,93	4,04	2,53	4,39	3,13	4,94
0,15	1,35	0,75	2,76	1,35	3,53	1,95	4,09	2,55	4,42	3,15	4,96
0,17	1,41	0,77	2,83	1,37	3,54	1,97	4,10	2,57	4,42	3,17	4,99
0,18	1,49	0,78	2,86	1,38	3,57	1,98	4,11	2,58	4,43	3,18	4,99
0,20	1,65	0,80	2,87	1,40	3,63	2,00	4,14	2,60	4,44	3,20	4,99
0,22	1,74	0,82	2,92	1,42	3,65	2,02	4,18	2,62	4,44	3,22	4,99
0,23	1,76	0,83	2,95	1,43	3,66	2,03	4,20	2,63	4,44	3,23	5,00
0,25	1,85	0,85	2,97	1,45	3,67	2,05	4,20	2,65	4,45	3,25	5,02
0,27	1,86	0,87	2,97	1,47	3,69	2,07	4,20	2,67	4,47	3,27	5,02
0,28	1,86	0,88	2,97	1,48	3,68	2,08	4,21	2,68	4,48	3,28	5,04
0,30	1,88	0,90	2,98	1,50	3,70	2,10	4,21	2,70	4,50	3,30	5,05
0,32	1,94	0,92	2,98	1,52	3,71	2,12	4,21	2,72	4,51	3,32	5,08
0,33	1,97	0,93	2,98	1,53	3,72	2,13	4,21	2,73	4,51	3,33	5,09
0,35	1,98	0,95	2,99	1,55	3,73	2,15	4,22	2,75	4,53	3,35	5,10
0,37	1,98	0,97	2,99	1,57	3,74	2,17	4,23	2,77	4,54	3,37	5,10
0,38	1,99	0,98	2,99	1,58	3,75	2,18	4,22	2,78	4,54	3,38	5,10
0,40	2,08	1,00	3,01	1,60	3,75	2,20	4,23	2,80	4,55	3,40	5,10
0,42	2,11	1,02	3,04	1,62	3,76	2,22	4,23	2,82	4,55	3,42	5,10
0,43	2,17	1,03	3,09	1,63	3,77	2,23	4,23	2,83	4,55	3,43	5,11
0,45	2,19	1,05	3,11	1,65	3,78	2,25	4,24	2,85	4,57	3,45	5,12
0,47	2,27	1,07	3,12	1,67	3,83	2,27	4,23	2,87	4,58	3,47	5,14
0,48	2,30	1,08	3,14	1,68	3,87	2,28	4,25	2,88	4,59	3,48	5,15
0,50	2,31	1,10	3,15	1,70	3,87	2,30	4,24	2,90	4,62	3,50	5,17
0,52	2,32	1,12	3,18	1,72	3,88	2,32	4,26	2,92	4,65	3,52	5,18
0,53	2,35	1,13	3,20	1,73	3,89	2,33	4,29	2,93	4,66	3,53	5,20
0,55	2,37	1,15	3,23	1,75	3,90	2,35	4,29	2,95	4,67	3,55	5,19
0,57	2,42	1,17	3,29	1,77	3,93	2,37	4,29	2,97	4,70	3,57	5,19
0,58	2,45	1,18	3,31	1,78	3,95	2,38	4,31	2,98	4,72	3,58	5,20

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
3,60	5,20	4,20	5,44	4,80	5,82	5,40	6,13	6,00	6,47	6,60	6,59
3,62	5,21	4,22	5,43	4,82	5,87	5,42	6,13	6,02	6,49	6,62	6,58
3,63	5,22	4,23	5,44	4,83	5,87	5,43	6,16	6,03	6,50	6,63	6,59
3,65	5,22	4,25	5,43	4,85	5,88	5,45	6,20	6,05	6,50	6,65	6,61
3,67	5,23	4,27	5,44	4,87	5,89	5,47	6,22	6,07	6,52	6,67	6,60
3,68	5,23	4,28	5,44	4,88	5,91	5,48	6,22	6,08	6,52	6,68	6,61
3,70	5,25	4,30	5,44	4,90	5,93	5,50	6,23	6,10	6,54	6,70	6,62
3,72	5,25	4,32	5,44	4,92	5,95	5,52	6,24	6,12	6,54	6,72	6,61
3,73	5,26	4,33	5,45	4,93	5,97	5,53	6,29	6,13	6,54	6,73	6,63
3,75	5,27	4,35	5,47	4,95	5,99	5,55	6,31	6,15	6,54	6,75	6,63
3,77	5,29	4,37	5,48	4,97	5,98	5,57	6,32	6,17	6,54	6,77	6,63
3,78	5,30	4,38	5,51	4,98	5,99	5,58	6,32	6,18	6,54	6,78	6,64
3,80	5,30	4,40	5,51	5,00	5,99	5,60	6,32	6,20	6,55	6,80	6,62
3,82	5,31	4,42	5,51	5,02	6,00	5,62	6,33	6,22	6,55	6,82	6,64
3,83	5,31	4,43	5,52	5,03	6,01	5,63	6,33	6,23	6,55	6,83	6,64
3,85	5,31	4,45	5,54	5,05	6,01	5,65	6,34	6,25	6,55	6,85	6,65
3,87	5,31	4,47	5,55	5,07	6,01	5,67	6,36	6,27	6,55	6,87	6,64
3,88	5,31	4,48	5,55	5,08	6,02	5,68	6,37	6,28	6,55	6,88	6,65
3,90	5,30	4,50	5,55	5,10	6,01	5,70	6,39	6,30	6,55	6,90	6,65
3,92	5,31	4,52	5,57	5,12	6,03	5,72	6,39	6,32	6,55	6,92	6,66
3,93	5,32	4,53	5,58	5,13	6,05	5,73	6,40	6,33	6,55	6,93	6,65
3,95	5,32	4,55	5,58	5,15	6,05	5,75	6,40	6,35	6,55	6,95	6,66
3,97	5,32	4,57	5,63	5,17	6,04	5,77	6,42	6,37	6,55	6,97	6,66
3,98	5,32	4,58	5,64	5,18	6,06	5,78	6,42	6,38	6,55	6,98	6,66
4,00	5,32	4,60	5,64	5,20	6,05	5,80	6,42	6,40	6,55	7,00	6,66
4,02	5,33	4,62	5,65	5,22	6,08	5,82	6,42	6,42	6,55	7,02	6,67
4,03	5,33	4,63	5,65	5,23	6,09	5,83	6,43	6,43	6,55	7,03	6,66
4,05	5,33	4,65	5,66	5,25	6,10	5,85	6,43	6,45	6,55	7,05	6,67
4,07	5,33	4,67	5,66	5,27	6,09	5,87	6,43	6,47	6,56	7,07	6,66
4,08	5,34	4,68	5,67	5,28	6,10	5,88	6,44	6,48	6,56	7,08	6,67
4,10	5,36	4,70	5,69	5,30	6,10	5,90	6,44	6,50	6,57	7,10	6,67
4,12	5,36	4,72	5,73	5,32	6,11	5,92	6,45	6,52	6,56	7,12	6,67
4,13	5,40	4,73	5,73	5,33	6,11	5,93	6,45	6,53	6,56	7,13	6,67
4,15	5,40	4,75	5,76	5,35	6,11	5,95	6,45	6,55	6,58	7,15	6,67
4,17	5,42	4,77	5,77	5,37	6,12	5,97	6,46	6,57	6,57	7,17	6,71
4,18	5,43	4,78	5,78	5,38	6,12	5,98	6,48	6,58	6,58	7,18	6,74

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
7,20	6,76	7,80	7,00	8,40	7,11	9,00	7,23	9,60	7,38	10,20	7,57
7,22	6,77	7,82	7,00	8,42	7,11	9,02	7,22	9,62	7,40	10,22	7,58
7,23	6,77	7,83	7,00	8,43	7,11	9,03	7,22	9,63	7,40	10,23	7,59
7,25	6,78	7,85	7,00	8,45	7,11	9,05	7,23	9,65	7,40	10,25	7,61
7,27	6,78	7,87	7,00	8,47	7,12	9,07	7,23	9,67	7,39	10,27	7,61
7,28	6,79	7,88	7,00	8,48	7,11	9,08	7,23	9,68	7,41	10,28	7,64
7,30	6,79	7,90	7,00	8,50	7,12	9,10	7,24	9,70	7,41	10,30	7,65
7,32	6,80	7,92	7,00	8,52	7,12	9,12	7,24	9,72	7,41	10,32	7,66
7,33	6,81	7,93	7,00	8,53	7,13	9,13	7,25	9,73	7,42	10,33	7,66
7,35	6,81	7,95	7,01	8,55	7,13	9,15	7,26	9,75	7,43	10,35	7,66
7,37	6,83	7,97	7,01	8,57	7,13	9,17	7,27	9,77	7,42	10,37	7,67
7,38	6,83	7,98	7,01	8,58	7,13	9,18	7,30	9,78	7,43	10,38	7,67
7,40	6,86	8,00	7,01	8,60	7,13	9,20	7,31	9,80	7,44	10,40	7,67
7,42	6,87	8,02	7,02	8,62	7,13	9,22	7,31	9,82	7,44	10,42	7,67
7,43	6,88	8,03	7,05	8,63	7,15	9,23	7,31	9,83	7,45	10,43	7,67
7,45	6,88	8,05	7,05	8,65	7,15	9,25	7,32	9,85	7,45	10,45	7,69
7,47	6,89	8,07	7,08	8,67	7,14	9,27	7,33	9,87	7,45	10,47	7,71
7,48	6,89	8,08	7,08	8,68	7,15	9,28	7,33	9,88	7,46	10,48	7,72
7,50	6,90	8,10	7,08	8,70	7,16	9,30	7,33	9,90	7,46	10,50	7,73
7,52	6,90	8,12	7,08	8,72	7,15	9,32	7,33	9,92	7,46	10,52	7,74
7,53	6,90	8,13	7,09	8,73	7,16	9,33	7,33	9,93	7,46	10,53	7,75
7,55	6,90	8,15	7,09	8,75	7,17	9,35	7,33	9,95	7,47	10,55	7,75
7,57	6,91	8,17	7,09	8,77	7,19	9,37	7,33	9,97	7,47	10,57	7,76
7,58	6,93	8,18	7,10	8,78	7,19	9,38	7,34	9,98	7,47	10,58	7,76
7,60	6,95	8,20	7,09	8,80	7,20	9,40	7,34	10,00	7,48	10,60	7,76
7,62	6,96	8,22	7,10	8,82	7,20	9,42	7,34	10,02	7,48	10,62	7,76
7,63	6,97	8,23	7,09	8,83	7,21	9,43	7,35	10,03	7,48	10,63	7,77
7,65	6,96	8,25	7,09	8,85	7,21	9,45	7,34	10,05	7,51	10,65	7,78
7,67	6,97	8,27	7,10	8,87	7,21	9,47	7,35	10,07	7,52	10,67	7,78
7,68	6,98	8,28	7,11	8,88	7,22	9,48	7,36	10,08	7,52	10,68	7,78
7,70	6,99	8,30	7,10	8,90	7,22	9,50	7,36	10,10	7,54	10,70	7,78
7,72	6,99	8,32	7,11	8,92	7,22	9,52	7,36	10,12	7,55	10,72	7,78
7,73	6,99	8,33	7,11	8,93	7,22	9,53	7,36	10,13	7,55	10,73	7,78
7,75	6,99	8,35	7,10	8,95	7,22	9,55	7,36	10,15	7,55	10,75	7,78
7,77	7,00	8,37	7,11	8,97	7,22	9,57	7,37	10,17	7,56	10,77	7,78
7,78	7,00	8,38	7,11	8,98	7,22	9,58	7,38	10,18	7,57	10,78	7,79

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
10,80	7,79	11,40	7,96	12,00	8,00	12,60	8,10	13,20	8,20	13,80	8,24
10,82	7,79	11,42	7,96	12,02	8,00	12,62	8,11	13,22	8,19	13,82	8,25
10,83	7,79	11,43	7,97	12,03	8,00	12,63	8,11	13,23	8,20	13,83	8,24
10,85	7,81	11,45	7,97	12,05	8,00	12,65	8,11	13,25	8,21	13,85	8,25
10,87	7,81	11,47	7,97	12,07	8,00	12,67	8,11	13,27	8,21	13,87	8,25
10,88	7,81	11,48	7,98	12,08	8,00	12,68	8,12	13,28	8,21	13,88	8,26
10,90	7,84	11,50	7,98	12,10	8,00	12,70	8,11	13,30	8,22	13,90	8,25
10,92	7,85	11,52	7,97	12,12	8,00	12,72	8,11	13,32	8,22	13,92	8,25
10,93	7,86	11,53	7,98	12,13	8,01	12,73	8,11	13,33	8,22	13,93	8,26
10,95	7,86	11,55	7,98	12,15	8,01	12,75	8,12	13,35	8,22	13,95	8,26
10,97	7,88	11,57	7,98	12,17	8,01	12,77	8,11	13,37	8,22	13,97	8,25
10,98	7,87	11,58	7,98	12,18	8,01	12,78	8,12	13,38	8,22	13,98	8,26
11,00	7,88	11,60	7,98	12,20	8,01	12,80	8,12	13,40	8,22	14,00	8,25
11,02	7,87	11,62	7,98	12,22	8,01	12,82	8,12	13,42	8,22	14,02	8,26
11,03	7,88	11,63	7,99	12,23	8,01	12,83	8,12	13,43	8,22	14,03	8,27
11,05	7,89	11,65	7,98	12,25	8,02	12,85	8,12	13,45	8,22	14,05	8,26
11,07	7,88	11,67	7,99	12,27	8,01	12,87	8,12	13,47	8,22	14,07	8,27
11,08	7,89	11,68	7,99	12,28	8,01	12,88	8,12	13,48	8,22	14,08	8,26
11,10	7,89	11,70	7,99	12,30	8,02	12,90	8,12	13,50	8,22	14,10	8,25
11,12	7,89	11,72	7,99	12,32	8,01	12,92	8,12	13,52	8,22	14,12	8,26
11,13	7,89	11,73	7,99	12,33	8,01	12,93	8,12	13,53	8,22	14,13	8,27
11,15	7,90	11,75	8,00	12,35	8,01	12,95	8,12	13,55	8,23	14,15	8,26
11,17	7,91	11,77	7,99	12,37	8,03	12,97	8,13	13,57	8,23	14,17	8,26
11,18	7,91	11,78	8,00	12,38	8,05	12,98	8,13	13,58	8,23	14,18	8,27
11,20	7,92	11,80	8,00	12,40	8,06	13,00	8,13	13,60	8,23	14,20	8,28
11,22	7,93	11,82	8,00	12,42	8,07	13,02	8,13	13,62	8,23	14,22	8,27
11,23	7,93	11,83	7,99	12,43	8,08	13,03	8,13	13,63	8,23	14,23	8,29
11,25	7,94	11,85	8,00	12,45	8,10	13,05	8,13	13,65	8,23	14,25	8,29
11,27	7,93	11,87	8,00	12,47	8,10	13,07	8,14	13,67	8,23	14,27	8,29
11,28	7,94	11,88	8,00	12,48	8,10	13,08	8,14	13,68	8,23	14,28	8,28
11,30	7,96	11,90	8,00	12,50	8,10	13,10	8,15	13,70	8,23	14,30	8,29
11,32	7,94	11,92	8,00	12,52	8,10	13,12	8,18	13,72	8,24	14,32	8,30
11,33	7,95	11,93	8,00	12,53	8,10	13,13	8,18	13,73	8,23	14,33	8,30
11,35	7,96	11,95	8,00	12,55	8,10	13,15	8,18	13,75	8,23	14,35	8,30
11,37	7,95	11,97	8,00	12,57	8,10	13,17	8,16	13,77	8,23	14,37	8,30
11,38	7,95	11,98	8,00	12,58	8,11	13,18	8,18	13,78	8,24	14,38	8,31

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
14,40	8,30	15,00	8,30	15,60	8,31	16,20	8,33	16,80	8,35	17,40	8,48
14,42	8,30	15,02	8,30	15,62	8,30	16,22	8,33	16,82	8,34	17,42	8,48
14,43	8,30	15,03	8,30	15,63	8,31	16,23	8,33	16,83	8,34	17,43	8,49
14,45	8,30	15,05	8,31	15,65	8,32	16,25	8,33	16,85	8,35	17,45	8,48
14,47	8,31	15,07	8,31	15,67	8,31	16,27	8,33	16,87	8,35	17,47	8,50
14,48	8,31	15,08	8,31	15,68	8,31	16,28	8,33	16,88	8,35	17,48	8,50
14,50	8,30	15,10	8,31	15,70	8,33	16,30	8,34	16,90	8,34	17,50	8,49
14,52	8,32	15,12	8,31	15,72	8,33	16,32	8,34	16,92	8,35	17,52	8,50
14,53	8,31	15,13	8,31	15,73	8,33	16,33	8,34	16,93	8,34	17,53	8,51
14,55	8,30	15,15	8,32	15,75	8,33	16,35	8,34	16,95	8,34	17,55	8,50
14,57	8,31	15,17	8,31	15,77	8,33	16,37	8,35	16,97	8,35	17,57	8,50
14,58	8,31	15,18	8,31	15,78	8,33	16,38	8,35	16,98	8,35	17,58	8,51
14,60	8,29	15,20	8,30	15,80	8,33	16,40	8,35	17,00	8,35	17,60	8,50
14,62	8,30	15,22	8,31	15,82	8,33	16,42	8,35	17,02	8,35	17,62	8,50
14,63	8,30	15,23	8,31	15,83	8,34	16,43	8,35	17,03	8,35	17,63	8,49
14,65	8,30	15,25	8,31	15,85	8,33	16,45	8,35	17,05	8,35	17,65	8,51
14,67	8,31	15,27	8,30	15,87	8,33	16,47	8,35	17,07	8,35	17,67	8,50
14,68	8,30	15,28	8,31	15,88	8,33	16,48	8,35	17,08	8,35	17,68	8,49
14,70	8,31	15,30	8,31	15,90	8,33	16,50	8,35	17,10	8,34	17,70	8,50
14,72	8,31	15,32	8,30	15,92	8,33	16,52	8,35	17,12	8,35	17,72	8,50
14,73	8,31	15,33	8,31	15,93	8,33	16,53	8,34	17,13	8,35	17,73	8,50
14,75	8,30	15,35	8,31	15,95	8,33	16,55	8,35	17,15	8,35	17,75	8,49
14,77	8,30	15,37	8,31	15,97	8,33	16,57	8,34	17,17	8,34	17,77	8,50
14,78	8,30	15,38	8,30	15,98	8,33	16,58	8,35	17,18	8,35	17,78	8,50
14,80	8,30	15,40	8,32	16,00	8,33	16,60	8,35	17,20	8,36	17,80	8,49
14,82	8,30	15,42	8,31	16,02	8,33	16,62	8,35	17,22	8,36	17,82	8,48
14,83	8,30	15,43	8,31	16,03	8,34	16,63	8,35	17,23	8,36	17,83	8,50
14,85	8,30	15,45	8,32	16,05	8,33	16,65	8,35	17,25	8,37	17,85	8,50
14,87	8,31	15,47	8,31	16,07	8,33	16,67	8,34	17,27	8,37	17,87	8,50
14,88	8,31	15,48	8,31	16,08	8,33	16,68	8,35	17,28	8,38	17,88	8,49
14,90	8,31	15,50	8,31	16,10	8,33	16,70	8,34	17,30	8,37	17,90	8,50
14,92	8,31	15,52	8,31	16,12	8,33	16,72	8,35	17,32	8,37	17,92	8,50
14,93	8,30	15,53	8,31	16,13	8,33	16,73	8,35	17,33	8,37	17,93	8,51
14,95	8,31	15,55	8,32	16,15	8,32	16,75	8,34	17,35	8,37	17,95	8,51
14,97	8,30	15,57	8,31	16,17	8,33	16,77	8,35	17,37	8,37	17,97	8,51
14,98	8,31	15,58	8,31	16,18	8,33	16,78	8,35	17,38	8,44	17,98	8,52

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación B para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)						
18,00	8,53	18,57	8,66	19,15	8,67	19,73	8,76
18,02	8,52	18,58	8,66	19,17	8,68	19,75	8,76
18,03	8,53	18,60	8,66	19,18	8,68	19,77	8,76
18,05	8,53	18,62	8,66	19,20	8,68	19,78	8,76
18,07	8,53	18,63	8,67	19,22	8,68	19,80	8,77
18,08	8,53	18,65	8,67	19,23	8,67	19,82	8,77
18,10	8,53	18,67	8,66	19,25	8,67	19,83	8,77
18,12	8,53	18,68	8,66	19,27	8,68	19,85	8,77
18,13	8,55	18,70	8,65	19,28	8,69	19,87	8,76
18,15	8,55	18,72	8,65	19,30	8,71	19,88	8,77
18,17	8,55	18,73	8,65	19,32	8,70	19,90	8,78
18,18	8,55	18,75	8,66	19,33	8,70	19,92	8,77
18,20	8,55	18,77	8,66	19,35	8,70	19,93	8,77
18,22	8,55	18,78	8,65	19,37	8,70	19,95	8,78
18,23	8,56	18,80	8,67	19,38	8,71	19,97	8,77
18,25	8,56	18,82	8,65	19,40	8,69	19,98	8,77
18,27	8,56	18,83	8,66	19,42	8,71		
18,28	8,56	18,85	8,67	19,43	8,71		
18,30	8,56	18,87	8,66	19,45	8,70		
18,32	8,56	18,88	8,67	19,47	8,70		
18,33	8,56	18,90	8,66	19,48	8,70		
18,35	8,56	18,92	8,67	19,50	8,71		
18,37	8,57	18,93	8,66	19,52	8,70		
18,38	8,56	18,95	8,66	19,53	8,71		
18,40	8,56	18,97	8,67	19,55	8,71		
18,42	8,56	18,98	8,67	19,57	8,76		
18,43	8,56	19,00	8,66	19,58	8,76		
18,45	8,57	19,02	8,67	19,60	8,76		
18,47	8,58	19,03	8,66	19,63	8,77		
18,48	8,57	19,05	8,67	19,65	8,76		
18,50	8,58	19,07	8,67	19,67	8,75		
18,52	8,58	19,08	8,67	19,68	8,75		
18,53	8,59	19,12	8,67	19,70	8,77		
18,55	8,65	19,13	8,67	19,72	8,76		

Tabla AII. 3 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼”

Tiempo (h)	H. L. (%)										
0,00	0,00	0,60	1,85	1,20	3,08	1,80	3,54	2,40	4,03	3,00	4,74
0,02	0,20	0,62	1,89	1,22	3,11	1,82	3,54	2,42	4,04	3,02	4,74
0,03	0,40	0,63	1,91	1,23	3,14	1,83	3,55	2,43	4,06	3,03	4,74
0,05	0,46	0,65	1,98	1,25	3,14	1,85	3,55	2,45	4,12	3,05	4,76
0,07	0,48	0,67	2,01	1,27	3,18	1,87	3,55	2,47	4,14	3,07	4,78
0,08	0,56	0,68	2,05	1,28	3,18	1,88	3,55	2,48	4,14	3,08	4,80
0,10	0,59	0,70	2,13	1,30	3,19	1,90	3,55	2,50	4,16	3,10	4,33
0,12	0,70	0,72	2,14	1,32	3,19	1,92	3,55	2,52	4,24	3,12	4,37
0,13	0,72	0,73	2,18	1,33	3,19	1,93	3,56	2,53	4,26	3,13	4,38
0,15	0,82	0,75	2,22	1,35	3,20	1,95	3,58	2,55	4,26	3,15	4,39
0,17	0,83	0,77	2,25	1,37	3,20	1,97	3,59	2,57	4,28	3,17	4,42
0,18	1,00	0,78	2,25	1,38	3,20	1,98	3,60	2,58	4,33	3,18	4,47
0,20	1,07	0,80	2,26	1,40	3,21	2,00	3,62	2,60	4,37	3,20	4,48
0,22	1,16	0,82	2,30	1,42	3,22	2,02	3,64	2,62	4,38	3,22	4,50
0,23	1,18	0,83	2,33	1,43	3,24	2,03	3,66	2,63	4,39	3,23	4,50
0,25	1,21	0,85	2,35	1,45	3,23	2,05	3,66	2,65	4,42	3,25	4,50
0,27	1,27	0,87	2,37	1,47	3,24	2,07	3,66	2,67	4,47	3,27	4,52
0,28	1,30	0,88	2,37	1,48	3,25	2,08	3,67	2,68	4,48	3,28	4,53
0,30	1,35	0,90	2,38	1,50	3,27	2,10	3,68	2,70	4,50	3,30	4,56
0,32	1,40	0,92	2,42	1,52	3,29	2,12	3,70	2,72	4,50	3,32	4,59
0,33	1,42	0,93	2,48	1,53	3,31	2,13	3,73	2,73	4,50	3,33	4,61
0,35	1,42	0,95	2,50	1,55	3,31	2,15	3,76	2,75	4,52	3,35	4,61
0,37	1,43	0,97	2,56	1,57	3,32	2,17	3,78	2,77	4,53	3,37	4,62
0,38	1,48	0,98	2,60	1,58	3,35	2,18	3,78	2,78	4,56	3,38	4,62
0,40	1,51	1,00	2,61	1,60	3,37	2,20	3,79	2,80	4,59	3,40	4,68
0,42	1,54	1,02	2,66	1,62	3,43	2,22	3,79	2,82	4,61	3,42	4,69
0,43	1,54	1,03	2,70	1,63	3,43	2,23	3,83	2,83	4,61	3,43	4,71
0,45	1,55	1,05	2,72	1,65	3,44	2,25	3,87	2,85	4,62	3,45	4,73
0,47	1,58	1,07	2,72	1,67	3,44	2,27	3,90	2,87	4,62	3,47	4,72
0,48	1,65	1,08	2,77	1,68	3,45	2,28	3,91	2,88	4,68	3,48	4,73
0,50	1,66	1,10	2,83	1,70	3,45	2,30	3,94	2,90	4,69	3,50	4,74
0,52	1,69	1,12	2,85	1,72	3,47	2,32	3,97	2,92	4,71	3,52	4,74
0,53	1,74	1,13	2,96	1,73	3,48	2,33	4,01	2,93	4,73	3,53	4,74
0,55	1,77	1,15	3,00	1,75	3,49	2,35	4,02	2,95	4,72	3,55	4,74
0,57	1,78	1,17	3,05	1,77	3,51	2,37	4,02	2,97	4,73	3,57	4,76
0,58	1,78	1,18	3,08	1,78	3,53	2,38	4,03	2,98	4,74	3,58	4,78

Tabla AII. 3 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
3,60	4,80	4,20	5,68	4,80	6,14	5,40	6,65	6,00	6,87	6,60	7,26
3,62	5,11	4,22	5,68	4,82	6,15	5,42	6,70	6,02	6,87	6,62	7,26
3,63	5,13	4,23	5,69	4,83	6,16	5,43	6,72	6,03	6,88	6,63	7,28
3,65	5,14	4,25	5,69	4,85	6,16	5,45	6,74	6,05	6,90	6,65	7,29
3,67	5,16	4,27	5,72	4,87	6,16	5,47	6,74	6,07	6,96	6,67	7,29
3,68	5,17	4,28	5,75	4,88	6,16	5,48	6,75	6,08	6,98	6,68	7,30
3,70	5,19	4,30	5,78	4,90	6,16	5,50	6,75	6,10	6,98	6,70	7,30
3,72	5,19	4,32	5,80	4,92	6,16	5,52	6,75	6,12	6,98	6,72	7,31
3,73	5,21	4,33	5,79	4,93	6,17	5,53	6,75	6,13	6,99	6,73	7,32
3,75	5,21	4,35	5,79	4,95	6,18	5,55	6,75	6,15	7,00	6,75	7,32
3,77	5,21	4,37	5,80	4,97	6,22	5,57	6,75	6,17	7,03	6,77	7,32
3,78	5,21	4,38	5,81	4,98	6,24	5,58	6,75	6,18	7,03	6,78	7,33
3,80	5,22	4,40	5,82	5,00	6,26	5,60	6,76	6,20	7,04	6,80	7,33
3,82	5,25	4,42	5,83	5,02	6,28	5,62	6,75	6,22	7,05	6,82	7,34
3,83	5,29	4,43	5,84	5,03	6,29	5,63	6,75	6,23	7,06	6,83	7,34
3,85	5,32	4,45	5,87	5,05	6,38	5,65	6,75	6,25	7,08	6,85	7,34
3,87	5,33	4,47	5,87	5,07	6,39	5,67	6,75	6,27	7,09	6,87	7,34
3,88	5,33	4,48	5,90	5,08	6,39	5,68	6,75	6,28	7,09	6,88	7,34
3,90	5,34	4,50	5,91	5,10	6,39	5,70	6,75	6,30	7,10	6,90	7,34
3,92	5,37	4,52	5,91	5,12	6,39	5,72	6,75	6,32	7,10	6,92	7,34
3,93	5,37	4,53	5,92	5,13	6,39	5,73	6,75	6,33	7,10	6,93	7,35
3,95	5,42	4,55	5,92	5,15	6,40	5,75	6,76	6,35	7,10	6,95	7,35
3,97	5,44	4,57	5,92	5,17	6,40	5,77	6,76	6,37	7,10	6,97	7,35
3,98	5,45	4,58	5,92	5,18	6,40	5,78	6,76	6,38	7,11	6,98	7,35
4,00	5,45	4,60	5,93	5,20	6,40	5,80	6,76	6,40	7,11	7,00	7,37
4,02	5,45	4,62	5,96	5,22	6,40	5,82	6,76	6,42	7,16	7,02	7,37
4,03	5,47	4,63	5,99	5,23	6,41	5,83	6,77	6,43	7,19	7,03	7,37
4,05	5,55	4,65	6,02	5,25	6,44	5,85	6,77	6,45	7,21	7,05	7,38
4,07	5,56	4,67	6,04	5,27	6,48	5,87	6,79	6,47	7,22	7,07	7,4
4,08	5,56	4,68	6,03	5,28	6,51	5,88	6,79	6,48	7,22	7,08	7,4
4,10	5,57	4,70	6,04	5,30	6,53	5,90	6,82	6,50	7,22	7,10	7,42
4,12	5,57	4,72	6,04	5,32	6,57	5,92	6,85	6,52	7,22	7,12	7,43
4,13	5,60	4,73	6,07	5,33	6,62	5,93	6,86	6,53	7,23	7,13	7,43
4,15	5,64	4,75	6,08	5,35	6,63	5,95	6,86	6,55	7,22	7,15	7,44
4,17	5,65	4,77	6,11	5,37	6,63	5,97	6,86	6,57	7,23	7,17	7,45
4,18	5,68	4,78	6,12	5,38	6,64	5,98	6,86	6,58	7,24	7,18	7,45

Tabla AII. 3 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
7,20	7,45	7,80	7,75	8,40	8,05	9,00	8,29	9,60	8,41	10,20	8,64
7,22	7,46	7,82	7,77	8,42	8,05	9,02	8,29	9,62	8,41	10,22	8,64
7,23	7,46	7,83	7,79	8,43	8,06	9,03	8,29	9,63	8,41	10,23	8,64
7,25	7,46	7,85	7,80	8,45	8,06	9,05	8,29	9,65	8,41	10,25	8,64
7,27	7,48	7,87	7,80	8,47	8,06	9,07	8,29	9,67	8,41	10,27	8,65
7,28	7,50	7,88	7,81	8,48	8,07	9,08	8,29	9,68	8,41	10,28	8,65
7,30	7,50	7,90	7,81	8,50	8,09	9,10	8,29	9,70	8,41	10,30	8,66
7,32	7,53	7,92	7,81	8,52	8,07	9,12	8,29	9,72	8,41	10,32	8,66
7,33	7,56	7,93	7,81	8,53	8,11	9,13	8,29	9,73	8,42	10,33	8,68
7,35	7,57	7,95	7,82	8,55	8,12	9,15	8,29	9,75	8,44	10,35	8,68
7,37	7,57	7,97	7,82	8,57	8,13	9,17	8,29	9,77	8,46	10,37	8,69
7,38	7,56	7,98	7,82	8,58	8,12	9,18	8,29	9,78	8,48	10,38	8,70
7,40	7,57	8,00	7,83	8,60	8,14	9,20	8,30	9,80	8,50	10,40	8,69
7,42	7,58	8,02	7,84	8,62	8,14	9,22	8,30	9,82	8,51	10,42	8,69
7,43	7,58	8,03	7,86	8,63	8,16	9,23	8,29	9,83	8,52	10,43	8,70
7,45	7,58	8,05	7,91	8,65	8,16	9,25	8,30	9,85	8,51	10,45	8,71
7,47	7,59	8,07	7,92	8,67	8,16	9,27	8,31	9,87	8,52	10,47	8,71
7,48	7,61	8,08	7,93	8,68	8,17	9,28	8,32	9,88	8,52	10,48	8,73
7,50	7,62	8,10	7,93	8,70	8,17	9,30	8,33	9,90	8,52	10,50	8,72
7,52	7,64	8,12	7,93	8,72	8,17	9,32	8,33	9,92	8,53	10,52	8,74
7,53	7,66	8,13	7,93	8,73	8,17	9,33	8,35	9,93	8,53	10,53	8,74
7,55	7,67	8,15	7,94	8,75	8,17	9,35	8,36	9,95	8,53	10,55	8,76
7,57	7,69	8,17	7,93	8,77	8,18	9,37	8,37	9,97	8,53	10,57	8,76
7,58	7,69	8,18	7,94	8,78	8,19	9,38	8,38	9,98	8,53	10,58	8,76
7,60	7,69	8,20	7,94	8,80	8,19	9,40	8,39	10,00	8,53	10,60	8,76
7,62	7,69	8,22	7,94	8,82	8,21	9,42	8,39	10,02	8,54	10,62	8,76
7,63	7,69	8,23	7,95	8,83	8,23	9,43	8,40	10,03	8,54	10,63	8,76
7,65	7,69	8,25	7,96	8,85	8,22	9,45	8,40	10,05	8,56	10,65	8,76
7,67	7,69	8,27	7,97	8,87	8,24	9,47	8,40	10,07	8,56	10,67	8,76
7,68	7,70	8,28	8,00	8,88	8,25	9,48	8,40	10,08	8,57	10,68	8,76
7,70	7,70	8,30	8,02	8,90	8,25	9,50	8,40	10,10	8,61	10,70	8,76
7,72	7,70	8,32	8,03	8,92	8,26	9,52	8,41	10,12	8,63	10,72	8,78
7,73	7,71	8,33	8,05	8,93	8,28	9,53	8,40	10,13	8,64	10,73	8,79
7,75	7,71	8,35	8,05	8,95	8,28	9,55	8,41	10,15	8,64	10,75	8,78
7,77	7,72	8,37	8,05	8,97	8,28	9,57	8,41	10,17	8,64	10,77	8,79
7,78	7,72	8,38	8,05	8,98	8,28	9,58	8,41	10,18	8,64	10,78	8,80

Tabla AII. 3 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
10,80	8,81	11,40	8,96	12,00	9,12	12,60	9,18	13,20	9,35	13,80	9,46
10,82	8,81	11,42	8,98	12,02	9,11	12,62	9,19	13,22	9,35	13,82	9,46
10,83	8,80	11,43	8,98	12,03	9,12	12,63	9,21	13,23	9,36	13,83	9,47
10,85	8,83	11,45	8,97	12,05	9,12	12,65	9,21	13,25	9,35	13,85	9,47
10,87	8,83	11,47	9,00	12,07	9,12	12,67	9,22	13,27	9,36	13,87	9,47
10,88	8,83	11,48	9,00	12,08	9,12	12,68	9,23	13,28	9,36	13,88	9,47
10,90	8,83	11,50	9,00	12,10	9,12	12,70	9,23	13,30	9,36	13,90	9,47
10,92	8,83	11,52	9,00	12,12	9,12	12,72	9,23	13,32	9,36	13,92	9,47
10,93	8,84	11,53	9,00	12,13	9,13	12,73	9,23	13,33	9,36	13,93	9,47
10,95	8,84	11,55	9,00	12,15	9,12	12,75	9,23	13,35	9,36	13,95	9,47
10,97	8,85	11,57	9,00	12,17	9,12	12,77	9,23	13,37	9,36	13,97	9,47
10,98	8,85	11,58	9,00	12,18	9,13	12,78	9,24	13,38	9,36	13,98	9,47
11,00	8,85	11,60	9,00	12,20	9,13	12,80	9,24	13,40	9,36	14,00	9,48
11,02	8,84	11,62	9,00	12,22	9,13	12,82	9,24	13,42	9,36	14,02	9,47
11,03	8,85	11,63	9,00	12,23	9,12	12,83	9,24	13,43	9,37	14,03	9,47
11,05	8,85	11,65	9,00	12,25	9,13	12,85	9,24	13,45	9,38	14,05	9,47
11,07	8,86	11,67	9,01	12,27	9,13	12,87	9,24	13,47	9,38	14,07	9,47
11,08	8,88	11,68	9,02	12,28	9,13	12,88	9,24	13,48	9,37	14,08	9,47
11,10	8,88	11,70	9,02	12,30	9,14	12,90	9,24	13,50	9,39	14,10	9,47
11,12	8,88	11,72	9,02	12,32	9,13	12,92	9,24	13,52	9,38	14,12	9,47
11,13	8,88	11,73	9,03	12,33	9,14	12,93	9,24	13,53	9,40	14,13	9,47
11,15	8,88	11,75	9,03	12,35	9,14	12,95	9,24	13,55	9,40	14,15	9,47
11,17	8,88	11,77	9,06	12,37	9,15	12,97	9,27	13,57	9,41	14,17	9,47
11,18	8,89	11,78	9,05	12,38	9,15	12,98	9,29	13,58	9,42	14,18	9,47
11,20	8,89	11,80	9,08	12,40	9,15	13,00	9,30	13,60	9,44	14,20	9,48
11,22	8,89	11,82	9,08	12,42	9,15	13,02	9,32	13,62	9,44	14,22	9,47
11,23	8,90	11,83	9,10	12,43	9,16	13,03	9,33	13,63	9,44	14,23	9,47
11,25	8,90	11,85	9,10	12,45	9,15	13,05	9,34	13,65	9,45	14,25	9,48
11,27	8,93	11,87	9,11	12,47	9,16	13,07	9,34	13,67	9,45	14,27	9,48
11,28	8,91	11,88	9,10	12,48	9,16	13,08	9,34	13,68	9,45	14,28	9,48
11,30	8,92	11,90	9,11	12,50	9,18	13,10	9,34	13,70	9,46	14,30	9,48
11,32	8,91	11,92	9,11	12,52	9,17	13,12	9,35	13,72	9,45	14,32	9,48
11,33	8,94	11,93	9,11	12,53	9,17	13,13	9,35	13,73	9,46	14,33	9,48
11,35	8,95	11,95	9,12	12,55	9,18	13,15	9,35	13,75	9,46	14,35	9,48
11,37	8,96	11,97	9,11	12,57	9,18	13,17	9,35	13,77	9,46	14,37	9,49
11,38	8,96	11,98	9,11	12,58	9,18	13,18	9,35	13,78	9,45	14,38	9,48

Tabla AII. 3 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
14,40	9,50	15,00	9,71	15,60	9,81	16,20	9,83	16,80	9,83	17,40	9,83
14,42	9,51	15,02	9,71	15,62	9,82	16,22	9,83	16,82	9,83	17,42	9,83
14,43	9,52	15,03	9,71	15,63	9,83	16,23	9,83	16,83	9,83	17,43	9,83
14,45	9,51	15,05	9,71	15,65	9,83	16,25	9,83	16,85	9,83	17,45	9,83
14,47	9,51	15,07	9,71	15,67	9,83	16,27	9,83	16,87	9,83	17,47	9,83
14,48	9,54	15,08	9,71	15,68	9,83	16,28	9,83	16,88	9,83	17,48	9,83
14,50	9,53	15,10	9,71	15,70	9,83	16,30	9,83	16,90	9,83	17,50	9,83
14,52	9,54	15,12	9,71	15,72	9,83	16,32	9,83	16,92	9,83	17,52	9,83
14,53	9,55	15,13	9,71	15,73	9,83	16,33	9,83	16,93	9,83	17,53	9,83
14,55	9,55	15,15	9,71	15,75	9,83	16,35	9,83	16,95	9,83	17,55	9,83
14,57	9,57	15,17	9,71	15,77	9,83	16,37	9,83	16,97	9,83	17,57	9,83
14,58	9,57	15,18	9,71	15,78	9,83	16,38	9,83	16,98	9,83	17,58	9,83
14,60	9,58	15,20	9,71	15,80	9,83	16,40	9,83	17,00	9,83	17,60	9,83
14,62	9,59	15,22	9,71	15,82	9,83	16,42	9,83	17,02	9,83	17,62	9,83
14,63	9,59	15,23	9,72	15,83	9,83	16,43	9,84	17,03	9,83	17,63	9,83
14,65	9,59	15,25	9,71	15,85	9,83	16,45	9,83	17,05	9,83	17,65	9,83
14,67	9,59	15,27	9,72	15,87	9,83	16,47	9,83	17,07	9,83	17,67	9,83
14,68	9,60	15,28	9,72	15,88	9,83	16,48	9,83	17,08	9,83	17,68	9,83
14,70	9,60	15,30	9,72	15,90	9,83	16,50	9,83	17,10	9,83	17,70	9,83
14,72	9,60	15,32	9,71	15,92	9,83	16,52	9,83	17,12	9,83	17,72	9,83
14,73	9,60	15,33	9,72	15,93	9,83	16,53	9,83	17,13	9,83	17,73	9,83
14,75	9,61	15,35	9,72	15,95	9,84	16,55	9,83	17,15	9,83	17,75	9,83
14,77	9,61	15,37	9,73	15,97	9,83	16,57	9,83	17,17	9,83	17,77	9,83
14,78	9,61	15,38	9,73	15,98	9,83	16,58	9,83	17,18	9,83	17,78	9,83
14,80	9,64	15,40	9,73	16,00	9,83	16,60	9,83	17,20	9,84	17,80	9,83
14,82	9,65	15,42	9,74	16,02	9,83	16,62	9,83	17,22	9,83	17,82	9,83
14,83	9,66	15,43	9,75	16,03	9,83	16,63	9,83	17,23	9,83	17,83	9,83
14,85	9,67	15,45	9,74	16,05	9,83	16,65	9,83	17,25	9,83	17,85	9,83
14,87	9,69	15,47	9,75	16,07	9,83	16,67	9,83	17,27	9,83	17,87	9,83
14,88	9,69	15,48	9,75	16,08	9,83	16,68	9,83	17,28	9,83	17,88	9,83
14,90	9,70	15,50	9,77	16,10	9,84	16,70	9,83	17,30	9,83	17,90	9,83
14,92	9,70	15,52	9,77	16,12	9,83	16,72	9,83	17,32	9,83	17,92	9,83
14,93	9,70	15,53	9,79	16,13	9,83	16,73	9,83	17,33	9,83	17,93	9,83
14,95	9,7	15,55	9,79	16,15	9,83	16,75	9,83	17,35	9,83	17,95	9,83
14,97	9,7	15,57	9,80	16,17	9,83	16,77	9,83	17,37	9,83	17,97	9,83
14,98	9,71	15,58	9,81	16,18	9,83	16,78	9,83	17,38	9,83	17,98	9,84

Tabla AII. 3 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación C para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)						
18,00	9,84	18,57	9,94	19,13	10,05	19,70	10,08
18,02	9,83	18,58	9,95	19,15	10,04	19,72	10,09
18,03	9,83	18,60	9,95	19,17	10,06	19,73	10,09
18,05	9,83	18,62	9,94	19,18	10,06	19,75	10,09
18,07	9,83	18,63	9,95	19,20	10,05	19,77	10,09
18,08	9,83	18,65	9,95	19,22	10,05	19,78	10,11
18,10	9,83	18,67	9,95	19,23	10,06	19,80	10,1
18,12	9,84	18,68	9,95	19,25	10,05	19,82	10,11
18,13	9,83	18,70	9,95	19,27	10,06	19,83	10,11
18,15	9,83	18,72	9,95	19,28	10,06	19,85	10,11
18,17	9,84	18,73	9,95	19,30	10,06	19,87	10,12
18,18	9,83	18,75	9,96	19,32	10,06	19,88	10,12
18,20	9,90	18,77	9,96	19,33	10,06	19,90	10,16
18,22	9,88	18,78	9,96	19,35	10,06	19,92	10,16
18,23	9,90	18,80	9,96	19,37	10,06	19,93	10,17
18,25	9,90	18,82	9,96	19,38	10,06	19,95	10,16
18,27	9,92	18,83	9,98	19,40	10,07	19,97	10,17
18,28	9,92	18,85	9,98	19,42	10,07	19,98	10,16
18,30	9,92	18,87	10,00	19,43	10,07		
18,32	9,93	18,88	9,99	19,45	10,07		
18,33	9,92	18,90	10,01	19,47	10,07		
18,35	9,91	18,92	10,01	19,48	10,08		
18,37	9,93	18,93	10,00	19,50	10,08		
18,38	9,91	18,95	10,01	19,52	10,07		
18,40	9,92	18,97	10,02	19,53	10,08		
18,42	9,93	18,98	10,05	19,55	10,07		
18,43	9,93	19,00	10,02	19,57	10,07		
18,45	9,93	19,02	10,02	19,58	10,07		
18,47	9,94	19,03	10,03	19,60	10,09		
18,48	9,94	19,05	10,05	19,62	10,08		
18,50	9,95	19,07	10,05	19,63	10,09		
18,52	9,95	19,08	10,05	19,65	10,1		
18,53	9,94	19,10	10,05	19,67	10,09		
18,55	9,94	19,12	10,05	19,68	10,09		

Tabla AII. 4 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼”

Tiempo (h)	H. L. (%)										
0,00	0,00	0,60	2,59	1,20	2,95	1,80	2,97	2,40	3,22	3,00	3,54
0,02	0,24	0,62	2,66	1,22	2,95	1,82	2,98	2,42	3,25	3,02	3,54
0,03	0,49	0,63	2,71	1,23	2,95	1,83	2,98	2,43	3,25	3,03	3,55
0,05	0,57	0,65	2,73	1,25	2,95	1,85	2,99	2,45	3,28	3,05	3,58
0,07	0,65	0,67	2,79	1,27	2,95	1,87	3,01	2,47	3,29	3,07	3,58
0,08	0,76	0,68	2,83	1,28	2,95	1,88	3,02	2,48	3,30	3,08	3,61
0,10	0,88	0,70	2,85	1,30	2,95	1,90	3,01	2,50	3,29	3,10	3,63
0,12	0,95	0,72	2,92	1,32	2,95	1,92	3,02	2,52	3,30	3,12	3,64
0,13	1,06	0,73	2,92	1,33	2,95	1,93	3,02	2,53	3,31	3,13	3,65
0,15	1,14	0,75	2,94	1,35	2,95	1,95	3,03	2,55	3,32	3,15	3,65
0,17	1,23	0,77	2,94	1,37	2,95	1,97	3,03	2,57	3,34	3,17	3,65
0,18	1,31	0,78	2,95	1,38	2,95	1,98	3,04	2,58	3,35	3,18	3,65
0,20	1,40	0,80	2,95	1,40	2,95	2,00	3,04	2,60	3,37	3,20	3,65
0,22	1,45	0,82	2,95	1,42	2,95	2,02	3,05	2,62	3,38	3,22	3,65
0,23	1,58	0,83	2,95	1,43	2,95	2,03	3,05	2,63	3,40	3,23	3,66
0,25	1,65	0,85	2,95	1,45	2,95	2,05	3,05	2,65	3,40	3,25	3,66
0,27	1,69	0,87	2,95	1,47	2,95	2,07	3,06	2,67	3,41	3,27	3,66
0,28	1,72	0,88	2,95	1,48	2,96	2,08	3,06	2,68	3,41	3,28	3,67
0,30	1,75	0,90	2,95	1,50	2,95	2,10	3,06	2,70	3,41	3,30	3,67
0,32	1,77	0,92	2,95	1,52	2,95	2,12	3,07	2,72	3,42	3,32	3,67
0,33	1,79	0,93	2,95	1,53	2,95	2,13	3,08	2,73	3,42	3,33	3,68
0,35	1,82	0,95	2,95	1,55	2,95	2,15	3,09	2,75	3,42	3,35	3,69
0,37	1,88	0,97	2,95	1,57	2,95	2,17	3,1	2,77	3,42	3,37	3,71
0,38	1,89	0,98	2,95	1,58	2,96	2,18	3,11	2,78	3,42	3,38	3,71
0,40	2,00	1,00	2,95	1,60	2,95	2,20	3,13	2,80	3,42	3,40	3,71
0,42	2,11	1,02	2,95	1,62	2,96	2,22	3,13	2,82	3,42	3,42	3,74
0,43	2,11	1,03	2,95	1,63	2,95	2,23	3,13	2,83	3,43	3,43	3,76
0,45	2,15	1,05	2,95	1,65	2,95	2,25	3,15	2,85	3,46	3,45	3,75
0,47	2,23	1,07	2,95	1,67	2,95	2,27	3,15	2,87	3,48	3,47	3,76
0,48	2,24	1,08	2,95	1,68	2,95	2,28	3,17	2,88	3,51	3,48	3,76
0,50	2,34	1,10	2,96	1,70	2,95	2,30	3,17	2,90	3,51	3,50	3,77
0,52	2,36	1,12	2,95	1,72	2,96	2,32	3,18	2,92	3,52	3,52	3,77
0,53	2,47	1,13	2,96	1,73	2,96	2,33	3,18	2,93	3,53	3,53	3,77
0,55	2,48	1,15	2,95	1,75	2,96	2,35	3,18	2,95	3,54	3,55	3,77
0,57	2,49	1,17	2,95	1,77	2,95	2,37	3,19	2,97	3,54	3,57	3,78
0,58	2,55	1,18	2,96	1,78	2,97	2,38	3,2	2,98	3,54	3,58	3,77

Tabla AII. 4 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
3,60	3,78	4,20	4,01	4,80	4,35	5,40	4,48	6,00	4,99	6,60	5,29
3,62	3,78	4,22	4,02	4,82	4,35	5,42	4,48	6,02	5,03	6,62	5,29
3,63	3,79	4,23	4,04	4,83	4,35	5,43	4,48	6,03	5,04	6,63	5,29
3,65	3,78	4,25	4,06	4,85	4,36	5,45	4,49	6,05	5,05	6,65	5,29
3,67	3,79	4,27	4,06	4,87	4,35	5,47	4,51	6,07	5,05	6,67	5,29
3,68	3,8	4,28	4,07	4,88	4,36	5,48	4,55	6,08	5,06	6,68	5,30
3,70	3,79	4,30	4,09	4,90	4,35	5,50	4,55	6,10	5,06	6,70	5,30
3,72	3,80	4,32	4,11	4,92	4,35	5,52	4,57	6,12	5,06	6,72	5,3
3,73	3,80	4,33	4,11	4,93	4,36	5,53	4,58	6,13	5,06	6,73	5,32
3,75	3,81	4,35	4,12	4,95	4,35	5,55	4,60	6,15	5,07	6,75	5,36
3,77	3,82	4,37	4,12	4,97	4,35	5,57	4,64	6,17	5,07	6,77	5,38
3,78	3,84	4,38	4,12	4,98	4,36	5,58	4,69	6,18	5,07	6,78	5,40
3,80	3,84	4,40	4,13	5,00	4,36	5,60	4,70	6,20	5,08	6,80	5,4
3,82	3,87	4,42	4,14	5,02	4,36	5,62	4,71	6,22	5,09	6,82	5,41
3,83	3,87	4,43	4,15	5,03	4,36	5,63	4,71	6,23	5,12	6,83	5,41
3,85	3,88	4,45	4,19	5,05	4,36	5,65	4,72	6,25	5,13	6,85	5,41
3,87	3,88	4,47	4,20	5,07	4,36	5,67	4,73	6,27	5,15	6,87	5,41
3,88	3,89	4,48	4,22	5,08	4,36	5,68	4,74	6,28	5,15	6,88	5,41
3,90	3,88	4,50	4,22	5,10	4,36	5,70	4,75	6,30	5,16	6,90	5,42
3,92	3,89	4,52	4,23	5,12	4,37	5,72	4,80	6,32	5,17	6,92	5,43
3,93	3,88	4,53	4,23	5,13	4,37	5,73	4,82	6,33	5,17	6,93	5,42
3,95	3,89	4,55	4,23	5,15	4,38	5,75	4,82	6,35	5,18	6,95	5,42
3,97	3,89	4,57	4,24	5,17	4,38	5,77	4,82	6,37	5,18	6,97	5,43
3,98	3,90	4,58	4,24	5,18	4,38	5,78	4,83	6,38	5,19	6,98	5,43
4,00	3,90	4,60	4,25	5,20	4,38	5,80	4,83	6,40	5,20	7,00	5,43
4,02	3,9	4,62	4,25	5,22	4,39	5,82	4,83	6,42	5,21	7,02	5,44
4,03	3,91	4,63	4,30	5,23	4,40	5,83	4,87	6,43	5,23	7,03	5,45
4,05	3,91	4,65	4,31	5,25	4,41	5,85	4,90	6,45	5,25	7,05	5,47
4,07	3,93	4,67	4,32	5,27	4,42	5,87	4,92	6,47	5,24	7,07	5,47
4,08	3,98	4,68	4,32	5,28	4,43	5,88	4,94	6,48	5,28	7,08	5,48
4,10	3,99	4,70	4,35	5,30	4,45	5,90	4,94	6,50	5,29	7,10	5,49
4,12	4,00	4,72	4,34	5,32	4,46	5,92	4,94	6,52	5,28	7,12	5,50
4,13	4,00	4,73	4,35	5,33	4,47	5,93	4,95	6,53	5,29	7,13	5,50
4,15	4,00	4,75	4,35	5,35	4,47	5,95	4,95	6,55	5,29	7,15	5,51
4,17	4,00	4,77	4,35	5,37	4,47	5,97	4,97	6,57	5,28	7,17	5,51
4,18	4,00	4,78	4,35	5,38	4,47	5,98	4,97	6,58	5,29	7,18	5,51

Tabla AII. 2 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
7,20	5,51	7,80	5,71	8,40	5,89	9,00	6,23	9,60	6,47	10,20	6,69
7,22	5,52	7,82	5,71	8,42	5,89	9,02	6,23	9,62	6,47	10,22	6,69
7,23	5,52	7,83	5,72	8,43	5,90	9,03	6,23	9,63	6,47	10,23	6,70
7,25	5,52	7,85	5,73	8,45	5,92	9,05	6,23	9,65	6,47	10,25	6,69
7,27	5,52	7,87	5,75	8,47	5,93	9,07	6,23	9,67	6,49	10,27	6,70
7,28	5,52	7,88	5,75	8,48	5,96	9,08	6,23	9,68	6,48	10,28	6,70
7,30	5,53	7,90	5,76	8,50	5,96	9,10	6,24	9,70	6,48	10,30	6,70
7,32	5,53	7,92	5,75	8,52	5,99	9,12	6,24	9,72	6,49	10,32	6,70
7,33	5,55	7,93	5,76	8,53	5,98	9,13	6,24	9,73	6,49	10,33	6,69
7,35	5,55	7,95	5,76	8,55	5,99	9,15	6,25	9,75	6,50	10,35	6,70
7,37	5,57	7,97	5,76	8,57	5,99	9,17	6,25	9,77	6,51	10,37	6,70
7,38	5,59	7,98	5,76	8,58	6,00	9,18	6,26	9,78	6,53	10,38	6,70
7,40	5,61	8,00	5,76	8,60	6,00	9,20	6,27	9,80	6,54	10,40	6,70
7,42	5,62	8,02	5,76	8,62	6,00	9,22	6,3	9,82	6,56	10,42	6,71
7,43	5,63	8,03	5,77	8,63	6,01	9,23	6,31	9,83	6,55	10,43	6,71
7,45	5,63	8,05	5,77	8,65	6,00	9,25	6,32	9,85	6,57	10,45	6,71
7,47	5,64	8,07	5,76	8,67	6,01	9,27	6,34	9,87	6,57	10,47	6,74
7,48	5,64	8,08	5,77	8,68	6,03	9,28	6,33	9,88	6,58	10,48	6,75
7,50	5,64	8,10	5,77	8,70	6,05	9,30	6,35	9,90	6,58	10,50	6,79
7,52	5,64	8,12	5,77	8,72	6,07	9,32	6,35	9,92	6,58	10,52	6,78
7,53	5,64	8,13	5,78	8,73	6,09	9,33	6,35	9,93	6,59	10,53	6,80
7,55	5,64	8,15	5,79	8,75	6,11	9,35	6,38	9,95	6,59	10,55	6,79
7,57	5,64	8,17	5,79	8,77	6,11	9,37	6,42	9,97	6,59	10,57	6,80
7,58	5,64	8,18	5,79	8,78	6,11	9,38	6,41	9,98	6,59	10,58	6,80
7,60	5,65	8,20	5,8	8,80	6,11	9,40	6,43	10,00	6,59	10,60	6,81
7,62	5,65	8,22	5,81	8,82	6,12	9,42	6,44	10,02	6,59	10,62	6,81
7,63	5,65	8,23	5,82	8,83	6,15	9,43	6,45	10,03	6,60	10,63	6,81
7,65	5,65	8,25	5,83	8,85	6,17	9,45	6,45	10,05	6,60	10,65	6,81
7,67	5,65	8,27	5,85	8,87	6,19	9,47	6,46	10,07	6,61	10,67	6,81
7,68	5,66	8,28	5,86	8,88	6,19	9,48	6,46	10,08	6,61	10,68	6,82
7,70	5,67	8,30	5,87	8,90	6,2	9,50	6,46	10,10	6,62	10,70	6,82
7,72	5,69	8,32	5,88	8,92	6,2	9,52	6,46	10,12	6,62	10,72	6,82
7,73	5,67	8,33	5,88	8,93	6,21	9,53	6,47	10,13	6,67	10,73	6,82
7,75	5,68	8,35	5,88	8,95	6,22	9,55	6,47	10,15	6,66	10,75	6,83
7,77	5,69	8,37	5,88	8,97	6,21	9,57	6,47	10,17	6,67	10,77	6,83
7,78	5,7	8,38	5,88	8,98	6,23	9,58	6,47	10,18	6,68	10,78	6,83

Tabla AII. 4 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
10,80	6,83	11,40	6,95	12,00	7,13	12,60	7,30	13,20	7,46	13,82	7,65
10,82	6,84	11,42	6,95	12,02	7,16	12,62	7,31	13,22	7,46	13,83	7,64
10,83	6,84	11,43	6,95	12,03	7,14	12,63	7,32	13,23	7,45	13,85	7,65
10,85	6,84	11,45	6,96	12,05	7,15	12,65	7,31	13,25	7,47	13,87	7,65
10,87	6,85	11,47	7,00	12,07	7,15	12,67	7,34	13,27	7,49	13,88	7,65
10,88	6,87	11,48	6,99	12,08	7,16	12,68	7,34	13,28	7,49	13,90	7,66
10,90	6,89	11,50	7,01	12,10	7,16	12,70	7,35	13,30	7,50	13,92	7,67
10,92	6,88	11,52	7,02	12,12	7,16	12,72	7,35	13,32	7,51	13,93	7,70
10,93	6,90	11,53	7,02	12,13	7,17	12,73	7,34	13,33	7,52	13,95	7,70
10,95	6,90	11,55	7,01	12,15	7,17	12,75	7,36	13,35	7,53	13,97	7,72
10,97	6,91	11,57	7,05	12,17	7,17	12,77	7,38	13,37	7,53	13,98	7,74
10,98	6,90	11,58	7,05	12,18	7,17	12,78	7,38	13,38	7,53	14,00	7,74
11,00	6,92	11,60	7,04	12,20	7,17	12,80	7,38	13,40	7,54	14,02	7,75
11,02	6,91	11,62	7,04	12,22	7,17	12,82	7,40	13,43	7,54	14,03	7,75
11,03	6,92	11,63	7,05	12,23	7,17	12,83	7,40	13,45	7,55	14,05	7,76
11,05	6,92	11,65	7,05	12,25	7,17	12,85	7,40	13,47	7,56	14,07	7,76
11,07	6,92	11,67	7,05	12,27	7,17	12,87	7,40	13,48	7,58	14,08	7,76
11,08	6,93	11,68	7,05	12,28	7,18	12,88	7,40	13,50	7,58	14,10	7,76
11,10	6,92	11,70	7,05	12,30	7,18	12,90	7,40	13,52	7,59	14,12	7,76
11,12	6,93	11,72	7,05	12,32	7,18	12,92	7,41	13,53	7,60	14,13	7,76
11,13	6,93	11,73	7,06	12,33	7,18	12,93	7,41	13,55	7,61	14,15	7,76
11,15	6,93	11,75	7,06	12,35	7,19	12,95	7,41	13,57	7,62	14,17	7,76
11,17	6,93	11,77	7,06	12,37	7,22	12,97	7,41	13,58	7,63	14,18	7,77
11,18	6,94	11,78	7,06	12,38	7,21	12,98	7,41	13,60	7,63	14,20	7,77
11,20	6,93	11,80	7,07	12,40	7,26	13,00	7,41	13,62	7,63	14,22	7,78
11,22	6,94	11,82	7,07	12,42	7,24	13,02	7,41	13,63	7,64	14,23	7,78
11,23	6,93	11,83	7,07	12,43	7,26	13,03	7,41	13,65	7,64	14,25	7,78
11,25	6,94	11,85	7,07	12,45	7,26	13,05	7,42	13,67	7,64	14,27	7,82
11,27	6,94	11,87	7,08	12,47	7,28	13,07	7,42	13,68	7,64	14,28	7,84
11,28	6,94	11,88	7,10	12,48	7,29	13,08	7,42	13,70	7,64	14,30	7,85
11,30	6,94	11,90	7,10	12,50	7,30	13,10	7,43	13,72	7,64	14,32	7,85
11,32	6,94	11,92	7,09	12,52	7,30	13,12	7,43	13,73	7,64	14,33	7,86
11,33	6,95	11,93	7,09	12,53	7,29	13,13	7,43	13,75	7,64	14,35	7,87
11,35	6,94	11,95	7,11	12,55	7,30	13,15	7,45	13,77	7,64	14,37	7,86
11,37	6,94	11,97	7,14	12,57	7,30	13,17	7,45	13,78	7,64	14,38	7,86
11,38	6,94	11,98	7,14	12,58	7,30	13,18	7,46	13,80	7,65	14,40	7,87

Tabla AII. 4 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)										
14,42	7,87	15,02	7,99	15,62	8,16	16,22	8,23	16,82	8,28	17,42	8,35
14,43	7,87	15,03	7,99	15,63	8,17	16,23	8,24	16,83	8,29	17,43	8,35
14,45	7,86	15,05	7,99	15,65	8,18	16,25	8,23	16,85	8,30	17,45	8,35
14,47	7,87	15,07	8,00	15,67	8,20	16,27	8,23	16,87	8,29	17,47	8,35
14,48	7,87	15,08	8,01	15,68	8,21	16,28	8,23	16,88	8,30	17,48	8,35
14,50	7,88	15,10	8,03	15,70	8,22	16,30	8,23	16,90	8,31	17,50	8,35
14,52	7,87	15,12	8,03	15,72	8,22	16,32	8,23	16,92	8,32	17,52	8,35
14,53	7,88	15,13	8,05	15,73	8,21	16,33	8,24	16,93	8,33	17,53	8,35
14,55	7,88	15,15	8,04	15,75	8,22	16,35	8,23	16,95	8,33	17,55	8,36
14,57	7,88	15,17	8,06	15,77	8,22	16,37	8,25	16,97	8,34	17,57	8,35
14,58	7,88	15,18	8,06	15,78	8,22	16,38	8,24	16,98	8,34	17,58	8,35
14,60	7,88	15,20	8,07	15,80	8,22	16,40	8,25	17,00	8,34	17,60	8,36
14,62	7,88	15,22	8,06	15,82	8,22	16,42	8,24	17,02	8,34	17,62	8,37
14,63	7,88	15,23	8,08	15,83	8,23	16,43	8,24	17,03	8,34	17,63	8,37
14,65	7,88	15,25	8,08	15,85	8,23	16,45	8,25	17,05	8,34	17,65	8,38
14,67	7,88	15,27	8,08	15,87	8,23	16,47	8,24	17,07	8,34	17,67	8,38
14,68	7,88	15,28	8,10	15,88	8,23	16,48	8,25	17,08	8,34	17,68	8,38
14,70	7,88	15,30	8,11	15,90	8,23	16,50	8,25	17,10	8,35	17,70	8,38
14,72	7,89	15,32	8,11	15,92	8,23	16,52	8,24	17,12	8,34	17,72	8,39
14,73	7,89	15,33	8,11	15,93	8,23	16,53	8,24	17,13	8,35	17,73	8,39
14,75	7,90	15,35	8,11	15,95	8,23	16,55	8,24	17,15	8,35	17,75	8,41
14,77	7,89	15,37	8,11	15,97	8,23	16,57	8,25	17,17	8,34	17,77	8,41
14,78	7,88	15,38	8,11	15,98	8,23	16,58	8,24	17,18	8,34	17,78	8,43
14,80	7,89	15,40	8,11	16,00	8,23	16,60	8,25	17,20	8,35	17,80	8,44
14,82	7,92	15,42	8,11	16,02	8,23	16,62	8,24	17,22	8,35	17,82	8,45
14,83	7,93	15,43	8,12	16,03	8,23	16,63	8,25	17,23	8,35	17,83	8,44
14,85	7,93	15,45	8,12	16,05	8,23	16,65	8,24	17,25	8,35	17,85	8,46
14,87	7,95	15,47	8,12	16,07	8,24	16,67	8,24	17,27	8,35	17,87	8,45
14,88	7,95	15,48	8,12	16,08	8,24	16,68	8,24	17,28	8,35	17,88	8,45
14,90	7,95	15,50	8,12	16,10	8,24	16,70	8,25	17,30	8,35	17,90	8,45
14,92	7,97	15,52	8,12	16,12	8,23	16,72	8,25	17,32	8,35	17,92	8,46
14,93	7,98	15,53	8,12	16,13	8,23	16,73	8,26	17,33	8,35	17,93	8,46
14,95	7,98	15,55	8,13	16,15	8,24	16,75	8,26	17,35	8,35	17,95	8,46
14,97	7,98	15,57	8,14	16,17	8,23	16,77	8,25	17,37	8,35	17,97	8,45
14,98	7,96	15,58	8,13	16,18	8,24	16,78	8,27	17,38	8,35	17,98	8,46
15,00	7,97	15,60	8,14	16,20	8,23	16,80	8,27	17,40	8,35	18,00	8,46

Tabla AII. 4 Datos de porcentaje de hinchamiento vs tiempo de la formulación D para la sección 12 ¼” (continuación...)

Tiempo (h)	H. L. (%)						
18,02	8,46	18,62	8,60	19,22	8,76	19,82	9,02
18,03	8,46	18,63	8,60	19,23	8,76	19,83	9,04
18,05	8,46	18,65	8,61	19,25	8,79	19,85	9,05
18,07	8,46	18,67	8,63	19,27	8,81	19,87	9,05
18,08	8,46	18,68	8,64	19,28	8,81	19,88	9,05
18,10	8,46	18,70	8,64	19,30	8,80	19,90	9,05
18,12	8,46	18,72	8,66	19,32	8,81	19,92	9,05
18,13	8,46	18,73	8,66	19,33	8,81	19,93	9,05
18,15	8,47	18,75	8,66	19,35	8,81	19,95	9,05
18,17	8,47	18,77	8,68	19,37	8,81	19,97	9,05
18,18	8,47	18,78	8,68	19,38	8,81	19,98	9,05
18,20	8,47	18,80	8,68	19,40	8,81		
18,22	8,47	18,82	8,68	19,42	8,82		
18,23	8,48	18,83	8,68	19,43	8,82		
18,25	8,49	18,85	8,69	19,45	8,83		
18,27	8,50	18,87	8,68	19,47	8,83		
18,28	8,50	18,88	8,69	19,48	8,83		
18,30	8,50	18,90	8,70	19,50	8,83		
18,32	8,54	18,92	8,70	19,52	8,84		
18,33	8,55	18,93	8,70	19,53	8,84		
18,35	8,56	18,95	8,70	19,55	8,87		
18,37	8,56	18,97	8,69	19,57	8,88		
18,38	8,57	18,98	8,70	19,58	8,89		
18,40	8,58	19,00	8,70	19,60	8,91		
18,42	8,58	19,02	8,70	19,62	8,91		
18,43	8,58	19,03	8,70	19,63	8,92		
18,45	8,58	19,05	8,70	19,65	8,92		
18,47	8,58	19,07	8,71	19,67	8,92		
18,48	8,58	19,08	8,70	19,68	8,93		
18,50	8,59	19,10	8,70	19,70	8,93		
18,52	8,58	19,12	8,70	19,72	8,93		
18,53	8,58	19,13	8,70	19,73	8,93		
18,55	8,58	19,15	8,71	19,75	8,94		
18,57	8,59	19,17	8,72	19,77	8,94		
18,58	8,59	19,18	8,74	19,78	8,94		
18,60	8,60	19,20	8,74	19,80	8,97		

ANEXO III

DATOS DE LA PRUEBA DE ÍNDICE DE RENDIMIENTO Y EJEMPLO DE CÁLCULO

Tabla AIII. 1 Valores de peso inicial y final de una pastilla de arcilla de CEC 80, luego de 20 horas de exposición con los fluidos A, B, C y D

Formulación	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)
A	14,96	18,04
B	14,77	17,22
C	14,83	17,44
D	15,00	17,89

Para determinar el índice de rendimiento se empleó la siguiente fórmula:

$$IR = 100 - \frac{P_2 - P_1}{P_1} * 100 \quad \text{[AIII.1]}$$

Donde:

IR : Índice de rendimiento

P_1 : Peso inicial

P_2 : Peso final

Se toma para el ejemplo de cálculo los datos obtenidos para la formulación A

$$IR = 100 - \frac{18,04 - 14,96}{14,96} * 100$$

$$IR = 100 - 20,59$$

$$IR = 79,41$$

ANEXO IV**DATOS DE LA PRUEBA DE SUCCIÓN CAPILAR****Tabla AIV. 1** Valores de los tiempos de succión capilar para los fluidos A, B, C y D con una muestra de arcilla con CEC de 80

Formulación	Tiempo 1 (s)	Tiempo 2 (s)
A	28,10	28,30
B	23,20	21,60
C	23,50	22,80
D	25,00	24,30
Agua	239,60	256,40

ANEXO V

**CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN
SELECCIONADOS PARA LAS SECCIONES 12 ¼” Y 8 ½”**

- *Dependencia con el tiempo*

Las lecturas tomadas con el viscosímetro se exponen en la siguiente tabla.

Tabla AV. 1 Lecturas del viscosímetro a diferentes tiempos con una velocidad rotacional constante de 3 rpm, para los fluidos de perforación seleccionados para las secciones 12 ¼” y 8 ½”

	Sección 12 ¼”	Sección 8 ½”
Tiempo (min)	Θ_B	Θ_9
1	12	13
5	12	13
10	12	13
20	12	13
30	12	13

Para determinar la viscosidad en centipoises se utiliza la siguiente fórmula (Mi Swaco, 2006, p. 5.10):

$$\mu = 478,9 \times \frac{1,0678}{1,703} \times \frac{\Theta}{\omega} \quad [\text{AV.1}]$$

Se toma para ejemplo de cálculo el dato de la primera lectura al minuto del fluido seleccionado para la sección 12 ¼”.

$$\mu = 478,9 \times \frac{1,0678}{1,703} \times \frac{12}{3}$$

$$\mu = 1\,201,1 \text{ cP}$$

A continuación se muestran los resultados de todos los cálculos de la Tabla AV. 1

Tabla AV. 2 Resultados de viscosidad de los fluidos de perforación para las secciones 12 ¼” y 8 ½” a diferentes tiempos, a una temperatura de 48,9°C y presión ambiental

Tiempo (min)	Sección 12 ¼”		Sección 8 ½”	
	Θ_F	μ (cP)	Θ_F	μ (cP)
1	12	1 201,1	13	1 301,2
5	12	1 201,1	13	1 301,2
10	12	1 201,1	13	1 301,2
20	12	1 201,1	13	1 301,2
30	12	1 201,1	13	1 301,2

Θ_F : Lectura del viscosímetro del fluido frío

- *Comportamiento de flujo*

Para analizar si el comportamiento de los fluidos de perforación seleccionados es o no newtonianos, se realizaron varias mediciones con el viscosímetro a diferentes velocidades de rotación, los datos obtenidos se muestran en las siguientes tablas.

Tabla AV. 3 Lecturas del viscosímetro a diferentes velocidades de rotación del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼”. Formulación B a 48,9°C y presión ambiental

Velocidad rotacional ω (rpm)	Lectura del viscosímetro Θ
3	8
6	10
100	38
200	55
300	68
600	98

Tabla AV. 4 Lecturas del viscosímetro a diferentes velocidades de rotación del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½". Formulación 9 a 48,9°C y presión ambiental

Velocidad rotacional ω (rpm)	Lectura del viscosímetro Θ
3	10
6	15
100	57
200	86
300	111
600	167

Para obtener la velocidad de corte, se multiplica la velocidad rotacional proporcionada por el viscosímetro (rpm) por un factor que se deriva de la geometría y manguito del balancín que tiene un valor de 1,703. Y para determinar el esfuerzo al corte se multiplica las lecturas del viscosímetro por el factor de 0,51 para obtener en unidades de N/m^2 (Mi Swaco, 2006, p. 5.3).

Tabla AV. 5 Valores de esfuerzo al corte a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼". Formulación B a 48,9°C y presión ambiental

Velocidad de corte γ (s⁻¹)	Esfuerzo al corte τ (N/m²)
5,10	4,09
10,21	5,11
170,30	19,42
340,60	28,12
510,90	34,76
1 021,80	50,10

Tabla AV. 6 Valores de esfuerzo al corte a diferentes velocidades de corte del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½". Formulación 9 a 48,9°C y presión ambiental

Velocidad de corte γ (s ⁻¹)	Esfuerzo al corte τ (N/m ²)
5,10	5,11
10,21	7,66
170,30	29,14
340,60	43,97
510,90	56,75
1 021,80	85,38

Para describir el comportamiento del perfil de flujo se empleó el modelo matemático de Ley Exponencial Modificada o de Herschel Bulkley cuya fórmula es:

$$\tau = \tau_o + K\gamma^n \quad [\text{AV.2}]$$

Donde:

τ : Esfuerzo o tensión cortante

τ_o : Esfuerzo de cedencia

K : Índice de consistencia

γ : Velocidad de corte

n : Índice de Ley Exponencial

Para determinar el esfuerzo de cedencia se interpola con los dos primeros datos de esfuerzo cortante correspondientes a las lecturas de 3 y 6 rpm para el fluido seleccionado para la sección 12 ¼".

Tabla AV. 7 Valor del esfuerzo de cedencia para el fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼”

Velocidad de corte γ (s ⁻¹)	Esfuerzo al corte τ (N/m ²)
0,00*	3,06*
5,10	4,09
10,21	5,11

*Valor interpolado

Como siguiente paso se calculó los valores de n y K , las relaciones que se emplearon se muestran a continuación (Mi Swaco, 2006, p. 5.18):

$$n = \frac{\log \frac{\tau_2 - \tau_0}{\tau_1 - \tau_0}}{\log \frac{\gamma_2}{\gamma_1}} \quad [\text{AV.3}]$$

$$K = \frac{\tau_1 - \tau_0}{\gamma_1^n} \quad [\text{AV.4}]$$

Donde:

n : Índice de Ley Exponencial

K : Índice de consistencia

τ_0 : Esfuerzo cortante inicial

τ_1 : Esfuerzo cortante correspondiente a la velocidad rotacional más baja (300 rpm)

τ_2 : Esfuerzo cortante correspondiente a la velocidad rotacional más alta (600 rpm)

γ_1 : Velocidad cortante más baja

γ_2 : Velocidad cortante más alta

Para el ejemplo de cálculo se tomaron los datos del fluido seleccionado para la sección 12 ¼”.

$$n = \frac{\log \frac{50,10 - 3,06}{34,76 - 3,06}}{\log \frac{1\,021,8}{510,9}}$$

$$n = 0,57$$

$$K = \frac{34,76 - 3,06}{510,9^{0,57}}$$

$$K = 0,91$$

Por lo tanto para el fluido seleccionado para la sección 12 ¼" la relación de esfuerzo con velocidad cortante se calcula con la siguiente ecuación, el resultado estará expresado en N/m²:

$$\tau = 3,06 + 0,91 \gamma^{0,57}$$

Se procede de igual manera para el fluido seleccionado para la sección 8 ½" y se obtuvo la siguiente correlación:

$$\tau = 2,55 + 1,21 \gamma^{0,61}$$

A continuación se muestran las gráficas correspondientes a la comparación entre el modelo matemático y los datos experimentales.

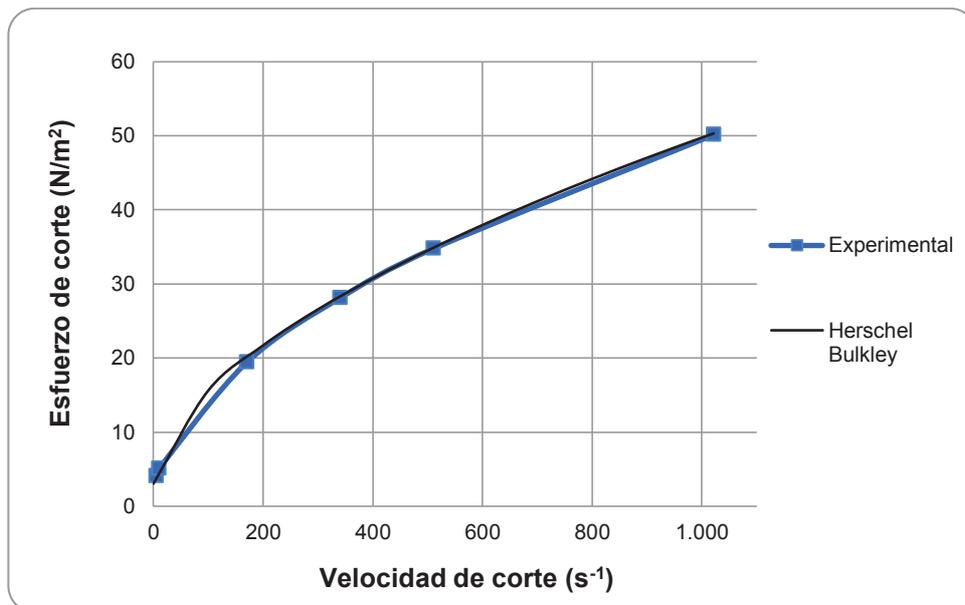


Figura AV. 1 Comparación del perfil de flujo experimental del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼" con el modelo reológico Herschel Bulkley

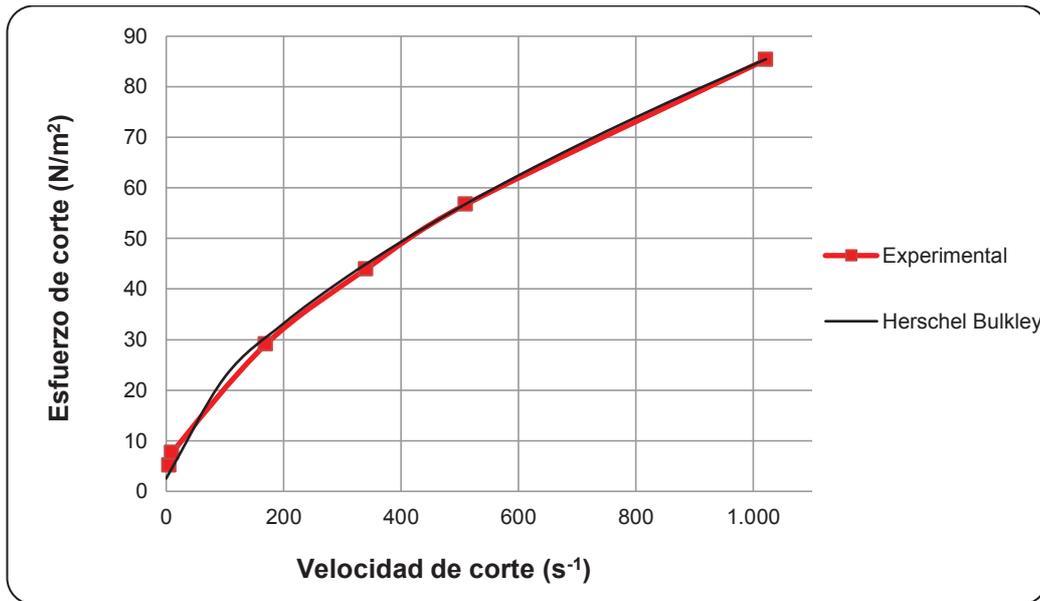


Figura AV. 2. Comparación del perfil de flujo experimental del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½'' con el modelo reológico Herschel Bulkley

Para establecer el porcentaje de error en cada medición se empleó la siguiente fórmula:

$$\%_{error} = \frac{Valor_{TEORICO} - Valor_{EXPERIMENTAL}}{Valor_{TEORICO}} \times 100 \quad [AV.5]$$

Como ejemplo de cálculo se toma los primeros valores, experimental y teórico, del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼''

$$\%_{error} = \frac{5,37 - 4,09}{5,37} \times 100$$

$$\%_{error} = 23,88$$

ANEXO VI

ALMACENAMIENTO DE REACTIVOS Y PRODUCTO

Se determinó el volumen que ocuparía la materia prima sólida a partir de su densidad, para 5 días de producción

Tabla AVI. 1 Requerimiento de materias primas sólidas para la preparación del fluido de perforación seleccionado para la sección 12 ¼” formulación B, para 5 días de producción

ADITIVOS SOLIDOS	Densidad (kg/m ³)	Requerimiento másico (kg)	Requerimiento volumétrico (m ³)
Viscosificante	1 500	227,37	0,15
Controlador de filtrado A	1 500	909,48	0,61
Controlador de filtrado B	1 500	227,37	0,15
Densificante A	4 200	44 564,52	10,61
Densificante B	2 600	22 282,26	8,57
Encapsulador de recortes 1	1 250	682,11	0,55
Inhibidor de arcilla ε	2 660	1 136,85	0,43
Volumen Total			21,06

Tabla AVI. 2 Requerimiento de materias primas sólidas para la preparación del fluido de perforación seleccionado para la sección 8 ½” formulación 9, para 5 días de producción

ADITIVOS SOLIDOS	Densidad (kg/m ³)	Requerimiento másico (kg)	Requerimiento volumétrico (m ³)
Viscosificante	1 500	318,00	0,21
Controlador de filtrado A	1 500	1 364,22	0,91
Controlador de filtrado B	1 500	227,37	0,15
Controlador de filtrado C	1 500	454,74	0,30
Densificante A	4 200	84 126,90	20,03
Densificante B	2 600	59 116,20	22,74
Estabilizador mecánico 3	1 200	2 273,70	1,89
Volumen Total			46,24

Tabla AVI. 3 Volumen de las bodegas para almacenamiento de aditivos sólidos y líquidos

Bodega	Volumen (m³)	Volumen real* (m³)
Para sólidos	67,3	87,5
Para líquidos	3,1	4,0

*30% de sobredimensionamiento

Si se considera que la altura de la bodega es 2,5 y que el área de la bodega es rectangular con relación 1,5:1 las dimensiones de las bodegas serían las expuestas en la siguiente tabla.

Tabla AVI. 4 Dimensiones de las bodegas para almacenamiento de aditivos sólidos y líquidos

Bodega	Alto (m)	Largo (m)	Ancho (m)
Para sólidos	2,5	7,2	4,8
Para líquidos	2,5	1,5	1,0

ANEXO VII

CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DEL TANQUE AGITADOR

Para calcular las dimensiones de los tanques agitadores con fondo redondeado de capacidad volumétrica de 7,95 m³ cada uno, se realizó el siguiente procedimiento tomando en cuenta el sobredimensionamiento recomendado de 20%:

$$V_{Tanque} = V_{Fondo} + V_{Cilindro} \quad [AVII.4]$$

$$V_{Tanque} = \frac{4}{3} \pi r_T^2 H_F + \pi r_T^2 H_C$$

Donde:

r_T : Radio del tanque agitador

H_F : Altura del fondo ($r_T/2$)

H_C : Altura del cilindro

$H_F + H_C = 2 r_T$: Configuración cuadrada

$$V_{Tanque} = \frac{4}{3} \pi r_T^2 \frac{r_T}{2} + \pi r_T^2 \left(2r_T - \frac{r_T}{2} \right)$$

$$9,54 \text{ m}^3 = \frac{2}{3} \pi r_T^3 + \frac{3}{2} \pi r_T^3$$

$$r_T = 1,11 \text{ m}$$

Por lo tanto, el diámetro y altura del tanque agitador tiene un valor de 2,22 m.

ANEXO VIII

VELOCIDAD DEL AGITADOR

- *Criterio de turbulencia ($Re > 4\ 000$)*

Se calcula la velocidad del agitador asumiendo un Reynolds de 5 000, mediante la siguiente fórmula:

$$Re_T = \frac{D_A^n v^{2-n} \rho}{8^{n-1} K} \quad [\text{AVIII.1}]$$

$$5\ 000 = \frac{0,88^{0,61} v^{2-0,61} 1\ 644}{8^{0,61-1} 1,21}$$

$$v = 1,51 \frac{m}{s}$$

Y de la relación:

$$\omega = \frac{v}{\pi D_A} \quad [\text{AVIII.2}]$$

Se determina que la velocidad de rotación es:

$$\omega = \frac{1,51}{\pi 0,88} \times 60$$

$$\omega \approx 33 \text{ rpm}$$

- *Criterio de suspensión de sólidos*

A partir de la siguiente ecuación se determinó la velocidad del agitador, que garantiza una suspensión uniforme.

$$\omega_c D_A^{0,85} = S v^{0,1} D_p^{0,2} g \frac{\Delta\rho}{\rho}^{0,45} B^{0,13} \quad [\text{AVIII.3}]$$

Se obtuvo el factor de forma S, mediante una interpolación con los datos consultados en bibliografía.

Tabla AVIII. 1 Factor de forma S para la velocidad crítica de agitación, para un impulsor tipo turbina de seis palas

D_T/D_A	S
2	4,1
3	7,5
2,5*	5,8*

*Valor interpolado
(McCabe, 2004, p. 290)

Debido a que el fluido en estudio es pseudoplástico, y su viscosidad varía con la velocidad de corte se tomó el valor promedio entre las tres lecturas de las velocidades de corte más altas 200, 300 y 600 rpm de la Tabla AV.4 para determinar las viscosidades, y el valor que se obtuvo fue de:

$$\mu = 0,108 \text{ Pa s}$$

Y con este dato se calculó la viscosidad cinemática:

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad [\text{AVIII.4}]$$

$$v = \frac{0,108}{1\ 644}$$

$$v = 6,6 \times 10^{-5} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}$$

El tamaño de partícula oscila entre 6 y 74 micrones, por ende el valor con el que se trabaja es de 40 micrones.

Finalmente se determinó B para el fluido de perforación seleccionado para la sección 8 1/2", que tiene un valor de 123.

Entonces:

$$\omega_c 0,88^{0,85} = 5,8 \cdot 6,6 \times 10^{-5} \cdot 0,1 \cdot 4 \times 10^{-5} \cdot 0,2 \cdot 9,8 \cdot \frac{1\,644 - 1\,000}{1\,000} \cdot 123^{0,13}$$

$$\omega_c \approx 83 \text{ rpm}$$

ANEXO IX**NÚMERO DE REYNOLDS DEL AGITADOR (84 RPM)**

$$Re_A = \frac{D_A^n v^{2-n} \rho}{8^{n-1} K} \quad [\text{AIX.1}]$$

$$Re_A = \frac{0,88^{0,61} 42^{2-0,61} 1\,644}{8^{0,61-1} 1,21}$$

$$Re_A = 510\,238$$

ANEXO X

POTENCIA DEL AGITADOR

- Método gráfico

$$N_P = \frac{P}{\rho \omega^3 D_A^5} \quad [\text{AX.1}]$$

$$1,4 = \frac{P}{1\,644 \cdot 1,4^3 \cdot 0,88^5}$$

$$P = 3,3 \times 10^3 W$$

- Método matemático

$$P = K_T \omega^3 D_A^5 \rho \quad [\text{AX.2}]$$

$$P = 1,63 \cdot 1,4^3 \cdot 0,88^5 \cdot 1\,644$$

$$P = 3,8 \times 10^3 W$$

ANEXO XI

TIEMPO DE MEZCLA

- A partir del número de flujo

$$Q = N_Q \omega D_A^3 \quad [\text{AXI.1}]$$

$$Q = 0,75 \cdot 1,4 \cdot 0,88^3$$

$$Q = 0,72 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

El volumen de mezcla del tanque es de $7,95 \text{ m}^3$, entonces:

$$t = \frac{V_T}{Q}$$

$$t = 11,04 \text{ s}$$

- Mezcla esencialmente completa (99%)

$$t_T = 5 \frac{\pi D_T^2 H_L}{4} \frac{1}{0,92 \omega D_A^2 D_T} \quad [\text{AXI.2}]$$

$$t_T = 5 \frac{\pi \cdot 2,22^2 \cdot 2,10}{4} \frac{1}{0,92 \cdot 1,4 \cdot 0,88^2 \cdot 2,22}$$

$$t_T = 18,35 \text{ s}$$

ANEXO XII

BOMBA DE RECIRCULACIÓN

Se toma como base el mayor tiempo de agitación que es de 12 horas para el encapsulador de recortes 1 y se determinó el caudal requerido para que todo el volumen contenido en el agitador de 7,95 m³ complete un lazo de circulación a través de la bomba, con la siguiente relación.

$$Q_r = \frac{V_F}{t_a} \quad [\text{AXII.1}]$$

Donde:

Q_r : Flujo de recirculación

V_F : Volumen del fluido de perforación

t_a : Tiempo de agitación

Entonces,

$$Q_r = \frac{7,95}{12}$$

$$Q_r = 0,66 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Y según literatura para obtener una mezcla uniforme este valor debe ser 50 veces mayor, por lo tanto la capacidad de la bomba es:

$$Q_{rB} = 33 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

ANEXO XIII

TUBERÍAS

A continuación se citan velocidades recomendadas para el flujo de agua y líquidos viscosos en el interior tuberías.

Tabla AXIII. 1 Velocidades recomendadas para flujo de fluidos a través tuberías

Tipo de fluido	Velocidad recomendada (m/s)
No viscoso	1,5 - 1,8*
	2 - 5,5**
	0,9 - 4,5***
	1,2 - 3,0****
Viscoso	0,15 - 0,60*

(*Gelmi, 2006, p. 27)

(**Mott, 2006, p. 164)

(***Mycheme, 2013, p.1)

(****Ashrae, 2009, p. 22.3)

Para el diseño de las tuberías por las que circula agua y fluido de perforación se determinaron los valores promedio de la anterior tabla de 2,55 y 0,38 m/s, respectivamente. Y de estableció diámetro de la tubería, con la siguiente ecuación.

$$d_t = \frac{4Q}{\pi v} \quad \text{[AXIII.1]}$$

Donde:

d_t : Diámetro de la tubería

Q : Flujo volumétrico

v : Velocidad de flujo

Para determinar los caudales de entrada y salida se estableció que el tiempo de llenado de agua en el tanque agitador sea de 10 minutos, y el de descarga de producto de 20 minutos.

En seguida se muestran los valores de las corrientes.

Tabla AXIII. 2 Corrientes del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para la sección 12 ¼” y 8 ½”

Corriente	Flujo volumétrico (m ³ /s)
Agua	0,011
Descarga de fluido de perforación del tanque agitador	0,007
Alimentación del fluido de perforación al tanque de almacenamiento	0,014
Recirculación	0,010

A continuación se exponen los diámetros de tubería calculados con la ecuación AXIII.1

Tabla AXIII. 3 Diámetros de las tuberías del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para la sección 12 ¼” y 8 ½”

Fluido circulante	Diámetro de tubería (cm)
Agua	7,5
Descarga de fluido de perforación del tanque agitador	14,9
Alimentación del fluido de perforación al tanque de almacenamiento	21,7
Recirculación	5,8

ANEXO XIV

VÁLVULAS

Para calcular el coeficiente de flujo de las válvulas usadas en el sistema de mezclado y agitación mecánico se utilizó la siguiente ecuación.

$$K_v = \frac{Q}{f \sqrt{\Delta P}} \quad [\text{AXIV.1}]$$

Donde:

K_v : Coeficiente de flujo

Q : Flujo volumétrico

f : Factor de apertura

ΔP : Gradiente de presión

Se asume un ΔP de 0,68 atm y que la válvula está totalmente abierta, los resultados se muestran a continuación.

Tabla AXIV. 1 Coeficientes de flujo de las válvulas del sistema de mezclado mecánico para la preparación de los fluidos seleccionados para la sección 12 ¼” y 8 ½”

Fluido circulante	Flujo volumétrico (m ³ /h)	Kv (m ³ /h atm ^{0,5})
Agua	40,8	49,5
Fluido de perforación	24,0	29,1
Fluido de perforación*	48,0	58,2

*Flujo de entrada al tanque de almacenamiento de producto

ANEXO XV

PFD DEL SISTEMA DE MEZCLADO MECÁNICO

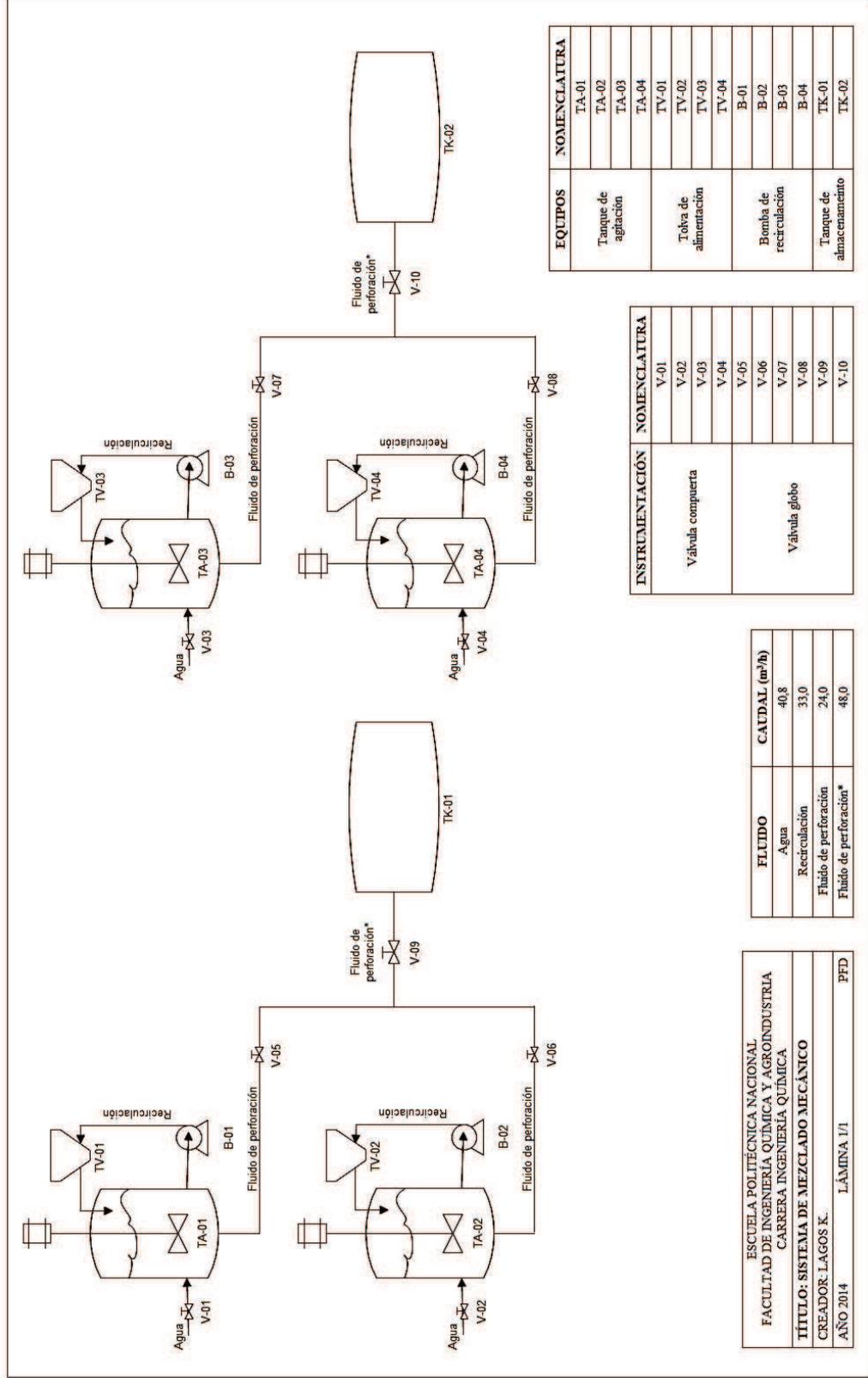


Figura AXV. 1 PFD del sistema de mezclado y agitación mecánico