



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

---

---

**“CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA Y TIXOTRÓPICA DE  
UN FLUIDO ESPUMADO, USADO PARA LA  
PERFORACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS Y/O DEPRESIONADOS”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N:**

**MÉNDEZ TORRES CÉSAR ISRAEL  
PAREDES VELASCO RAÚL  
SERAPIO MORALES JUAN ANTONIO**



**DIRECTOR: QUÍM. ROSA DE JESUS HERNÁNDEZ ALVAREZ  
COORDIRECTOR: ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. SEPTIEMBRE, 2012**

CONTENIDO	PÁGINA
ÍNDICE FIGURAS	i
ÍNDICE TABLAS	iii
ÍNDICE GRÁFICAS	vi
INTRODUCCIÓN	ix
<b>CAPITULO1. PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN EN YACIMIENTOS</b>	<b>1</b>
NATURALMENTE FRACTURADOS Y/O DEPRESIONADOS	1
1.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)	1
1.1.1 Clasificación	2
1.1.2 Características	2
1.1.2.1 Porosidad	2
1.1.2.1.1 Primaria	3
1.1.2.1.2 Secundaria	3
1.1.2.2 Permeabilidad	4
1.1.2.2.1 En Cavernas	6
1.4.2.2.2 En Fracturas	6
1.1.3 Clasificación de las Fracturas Naturales	6
1.2 Yacimientos Depresionados	8
1.3 Perforación de Pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados y/o Depresionados	9
1.3.1 Convencional	9
1.3.2 Bajo Balance	9
1.4 Problemática	11
1.4.1 Estabilidad del Agujero	11
1.4.2 Interacción Roca Fluido	12
1.4.3 Pegaduras de Tubería	13
1.4.3.1 En Arenas en Tuberías de Producción	13
1.4.3.2 Con Lodos Debido al Asentamiento, Precipitación en el Espacio Anular	13
1.4.3.3 En ojo de Llaves y Patas de Perro	14
1.4.3.4 Por Presión Diferencial	14
1.4.3.5 Por Fallas Mecánicas	15
1.4.4 Fractura de la Formación	15
1.4.5 Pérdidas de Circulación	15

1.5 Terminaciones	16
1.5.1 En Agujero Descubierto	17
1.5.2 En Agujero Revestido	17
<b>CAPITULO 2. PERFORACIÓN BAJO BALANCE</b>	19
2.1 Ventajas y Desventajas de la Perforación Bajo Balance	19
2.1.1 Ventajas	19
2.1.2 Desventajas	20
2.2 Criterios de Identificación de Zonas en las que es Posible Perforar Bajo Balance	20
2.3 Fluidos Empleados en la Perforación Bajo Balance	22
2.3.1 Acuosos y Oleosos	22
2.3.2 Neumáticos	23
2.3.2.1 Aire	24
2.3.2.2 Nitrógeno	24
2.3.2.3 Gas Natural	25
2.3.3 Niebla	25
2.3.4 Lodo Aireado	26
2.3.5 Espuma	26
2.3.5.1 Espuma Estable	26
2.3.5.2 Espuma Rígida	27
2.4 Descripción General de las Operaciones de Perforación con Espuma	28
2.4.1 Equipo Empleado	29
2.4.1.1 Presas de Lodo	30
2.4.1.2 Bombas	30
2.4.1.3 Bomba Mezcladora y Tolva	31
2.4.1.4 Compresores	31
2.4.1.5 Boosters	31
2.4.1.6 Generador de Nitrógeno	32
2.4.1.7 Líneas de Circulación	32
2.4.1.7.1 Línea de gas/aire	32
2.4.1.8 Bypass de Purga	33
2.4.1.9 Depurador	33
2.4.1.10 Medidores	33
2.4.1.11 Generador de Espuma	33
2.4.1.12 Manifold de Admisión de Espuma	34

2.4.1.13 Cabezal Rotatorio	34
2.4.1.14 Sarta Flotadora	35
2.4.1.15 Sistema de Separación	35
2.4.1.16 Desgasificador	36
2.4.2 Ejecución de Operaciones de Perforación con Espuma Estable	37
2.4.3 Planeación de Pozos Profundos a Perforarse con Espuma	39
2.5 Ventajas y Desventajas de la Perforación con Espuma	41
2.5.1 Ventajas	41
2.5.2 Desventajas	41
<b>CAPITULO 3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS ESPUMADOS</b>	43
3.1 Fluidos Espumados en la Perforación Bajo Balance	43
3.2 Definición y Clasificación de las Espumas	43
3.2.1 Definición	43
3.2.2 Diferencias entre Espumas y Nieblas	43
3.2.3 Arreglo de Fases	44
3.3 Densidad de la Espuma	46
3.4 Propiedades de Flujo de la Espuma	47
3.5 Propiedades Reológicas	48
3.6 Propiedades Interfaciales de las Espumas	50
3.6.1 Surfactantes	50
3.6.1.1. Clasificación	51
3.7 Estabilidad de la Espuma	53
3.7.1 Fenómenos de Interfase	54
3.7.1.1 Tensión Superficial	54
3.7.1.2 Succión Capilar	54
3.7.1.3Elasticidad Superficial	55
3.7.2 Mecanismos de Colapso de las Espumas	55
3.7.2.1 Drene Gravitacional del Líquido	56
3.7.2.2 Difusión del Gas Interburbuja.	57
3.7.2.3 Evaporación	57
3.7.2.4 Rompimiento de la Película Líquida ó Coalescencia	57
3.8 Evaluación de la Estabilidad de la Espuma	58
<b>CAPITULO 4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL</b>	61
4.1 Preparación del Fluido de Control	62

4.2 Pruebas Experimentales	62
4.2.1 Densidad	63
4.2.2 Potencial de Hidrogeno, pH	64
4.2.3 Viscosidad Marsh	66
4.2.4 Reología y Tixotropía	67
4.2.4.1 Cálculos para Establecer el Comportamiento del Fluido	82
4.2.4.2 Viscosidad	82
4.2.4.3 Índice de Comportamiento e Índice de Consistencia	82
4.2.4.4 Punto de Cedencia	83
4.2.4.5 Esfuerzo Gel	84
4.2.5 Interacción Roca-Fluid	85
4.2.6 Filtración y Enjarre	87
4.2.7 Contenido de sólidos y Líquido	88
4.2.8 Estabilidad de la Espuma	89
4.2.9 Contaminación por Crudo	91
<b>CAPITULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	94
5.1 Análisis a Pruebas Experimentales	95
5.1.1 Densidad	95
5.1.2 Potencial de Hidrogeno, pH	97
5.1.3 Viscosidad Marsh	98
5.1.4 Reología y Tixotropía	104
5.1.4.1 Cálculos para Establecer el Comportamiento del Fluido	104
5.1.4.2 Viscosidad	104
5.1.4.3 Índice de Comportamiento e Índice de Consistencia	104
5.1.4.4 Punto de Cedencia	104
5.1.4.5 Esfuerzo Gel	105
5.1.5 Interacción Roca-Fluido	105
5.1.6 Filtración y Enjarre	105
5.1.7 Contenido de sólidos y Líquido	106
5.1.8 Degradación de la Espuma	106
5.1.9 Contaminación por Crudo	107
<b>CAPITULO 6. HIDRÁULICA REQUERIDA EN LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS</b>	111
6.1 Hidráulica Requerida	112

6.1.2 Planeación de la Hidráulica	113
6.2. Determinación del Modelo Reológico	113
6.2.1 Modelos Reológicos	114
6.2.1.1 Modelo Plástico de Binham	114
6.2.1.2 Modelo de Ley de Potencias	116
6.2.1.3 Modelo de Ley de Potencias Modificado	117
6.2.2 Propiedades Reológicas y Tixotrópicas del Fluido	118
6.2.2.1 Fluidos Newtonianos	120
6.2.2.2 Fluidos no Newtonianos	121
6.2.3 Reología de las Espumas	122
6.3 Cálculos para la Hidráulica de Perforación	125
6.3.1 Análisis de la Presión	126
6.3.2 Cálculo del Factor de Fricción	128
6.3.3 Viscosidad de la Espuma	128
6.3.4 Control de la Estabilidad de la Espuma	130
6.3.5 Densidad de la Espuma	131
6.3.6 Velocidad de la Espuma	131
6.3.7 Transporte de Recortes	133
6.3.8 Caída de Presión a Través de las Toberas de la Barrena	133
6.3.9 Caída de Presión en el Espacio Anular	134
6.3.10 Densidad Equivalente de Circulación	134
6.4 Análisis de la Hidráulica de Perforación	134
6.4.1 Impacto de la Presión de Inyección en la Hidráulica de Perforación	136
6.4.2 Impacto de la Presión de los Gastos de Inyección de la Parte Líquida Sobre la Hidráulica de Perforación	144
6.4.3 Impacto de la Geometría del Pozo sobre la Hidráulica de Perforación	152
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	160
NOMENCLATURA	164
BIBLIOGRAFÍA	165

FIGURA	PÁGINA
1.1 Clasificación de la Porosidad	4
1.2 Relación Porosidad Permeabilidad para Rocas Carbonatadas	8
1.3 Técnica de Perforación Bajo balance, en la Cual Existe un Flujo de Fluido del Yacimiento Hacia el Pozo	10
1.4 Análisis de Presiones en la Perforación Bajo Balance y Perforación Convencional	10
1.5 Pegadura por Presión Diferencial	14
1.6 Secciones de Perdida de Circulación	16
1.7 Terminación en Agujero Descubierto	17
1.8 Terminación en Agujero Revestido	18
2.1 Densidades de los Fluidos de Perforación	23
2.2 Equipo Empleado para la Perforación con Espuma	30
2.3 Booster Empleado en Operaciones de Perforación con Espuma	31
2.4 Generador de Nitrógeno	32
2.5 Cabezal Rotatorio	32
2.6 Separador de Cuatro Fases	36
2.7 Esquema de la Circulación Directa	37
3.1 Comparación entre Espuma y Niebla	43
3.2 Sistema Generalizado de Espuma	44
3.3 Ampliación de un Sistema de Espuma en el que es Posible Apreciar sus Componentes	45
3.4 Efecto de la Calidad de la Espuma en la Viscosidad de la Espuma	47
3.5 Efecto de la Calidad de la Espuma en el Esfuerzo Cedente de la Espuma	48
3.6 Esfuerzo de Corte Aplicado a una Espuma	49
3.7 Comportamiento Solubilidad-Micelización de los Surfactantes en Solución	52
3.8 Orientación de las Moléculas de Surfactante	55
3.9 Mecanismos de Colapso de la Espuma	56
3.10 Instrumentos Típicos Usados en Pruebas Dinámicas para Espumas	59
3.11 Prueba Ross – Miles	59
4.1 Fluido BASE	61
4.2 Balanza de Lodos	63

4.3 Medición del pH con Tiras de Papel Indicador	65
4.4 Embudo March	66
4.5 Viscosímetro Rotacional Fann 35, Termocopa y Termómetro de Aguja	68
4.6 Arriba, Horno Rolador Calentado a 120 °C, Abajo, Muestras de Fluido Dentro el Horno	72
4.7 Prueba de Iteración Roca-Fluido	86
4.8 Filtro Prensa	87
4.9 Enjarre	88
4.10 Retorta	89
4.11 Generación y Estabilidad de Espuma	90
4.12 Contaminación por Crudo	91
5.1 Resultado de la Interacción Roca-Fluido	105
5.2 Degradación de la Espuma	106
6.1 Modelos Reológicos	114
6.2 Modelo Plástico de Bingham en Coordenadas Rectangulares	115
6.3 Modelo Plástico de Bingham en Coordenadas Logarítmicas	115
6.4 Modelo Ley de Potencias en Coordenadas Rectangulares	116
6.5 Modelo Ley de Potencias en Coordenadas Logarítmicas	117
6.6 Modelo Ley de Potencias Modificado “Herschel – Bulkley”, en Coordenadas Rectangulares	118
6.7 Entrada de datos en las ventanas Geometría del Pozo y Condiciones Operativas	135
6.8 Entrada de datos en las ventanas Propiedades de los Fluidos y Transporte de Recortes	135



TABLA	PÁGINA
1.1 Escalas Clasificación de las Fracturas de a cuerdo a su Orden de Ocurrencia, Considerando las Características Geológicas	7
1.2 Clasificación Geológica Detallada de la Ocurrencia de las Fracturas Naturales	7
3.1 Algunas Clases de Surfactantes	51
3.2 Valores Típicos de CMC Molares	52
4.1 Concentración de Aditivos	62
4.2 Densidad de Fluidos	64
4.3 Valores de pH de los Sistemas Analizados	65
4.4 Tiempos de Escurrimiento de los Sistemas Analizados	67
4.5 Lecturas Fluido “COMERCIAL” a Diferentes Temperaturas	68
4.6 Resultados Fluido “UNAM 1”, Variando Temperaturas	69
4.7 Resultados Fluido “UNAM 2”, Variando Temperaturas	70
4.8 Resultados Fluido “COMERCIAL” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar	72
4.9 Resultados, Fluido “UNAM 1” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar	73
4.10 Resultados, Fluido “UNAM 2” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar	74
4.11 Resultados, Fluido “COMERCIAL” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes y Después de Rolar	76
4.12 Resultados, Fluido “COMERCIAL” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes y Después de Rolar	77
4.13 Resultados, Fluido “UNAM 1” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes y Después de Rolar	78
4.14 Resultados, Fluido “UNAM 1” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes y Después de Rolar	79
4.15 Resultados, Fluido “UNAM 2” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes y Después de Rolar	80
4.16 Resultados, Fluido “UNAM 2” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes y Después de Rolar	81
4.17 Viscosidad Plástica de Fluidos, Base y Espumado, Variando	83

Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente	
4.18 Índices, Comportamiento y Consistencia, de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente	84
4.19 Punto de Cedencia de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente	85
4.20 Esfuerzos Gel de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente	86
4.21 Volumen de Filtrado	88
4.22 Porcentaje de sólidos	89
4.23 Degradación de la Espumas con Respecto al Tiempo	90
4.24 Comparación de Datos Reologicos, Fluido sin Espumar, Antes y Después de Contaminar, 5 y 10 % de Crudo, con Variación de Temperatura	92
4.25 Comparación de Datos Reológicos, Fluidos Espumados, Antes y Después de Contaminar, 5 y 10 % de Crudo	93
5.1 Matriz Experimental	94
5.2 Densidad de Fluidos Base, Variando Temperatura	95
5.3 Condiciones de Espumado	96
5.4 Densidad de Fluidos Espumados, Variando Condiciones de Espumado	96
5.5 Comparación de la Densidad de los Sistemas, Antes de Espumar y Después de Envejecer	97
5.6 Valores de pH Antes y Después de Envejecer	97
6.1 Llenado de Lecturas Tomadas del Viscosímetro Rotacional	120
6.2 Valores de Viscosidad Plástica y Punto de Cedencia en Función de la Calidad de la Espuma	124
6.3 Valores de Índices, Comportamiento y Consistencia, en Función de la Calidad de la Espuma	125
6.4 Condiciones Operativas	136
6.5 Condiciones de Presión, Calidad, Gasto de Inyección de Líquido y Geometría del Pozo	136
6.6 Resultados Obtenido de Presión en el Fondo, Presión de Retorno y Densidad Equivalente de Circulación	137
6.7 Condiciones de Presión, Calidad, Gasto de Inyección de Líquido y Geometría del pozo	144

6.8 Resultados Obtenido de Presión en el Fondo, Presión de Retorno y Densidad Equivalente de Circulación	144
6.9 Condiciones de Presión, Calidad, Gasto de Inyección de Líquido y Geometría del Pozo	152
6.10 Resultados Obtenido de Presión en el Fondo, Presión de Retorno y Densidad Equivalente de Circulación	152

<b>GRÁFICAS</b>	<b>PÁGINA</b>
4.1 Reogramas, Fluido “COMERCIAL”, Variación de Temperaturas	69
4.2 Reogramas, Fluido “UNAM 1”, Variación de Temperaturas	70
4.3 Reogramas, Fluido “UNAM 2”, Variación de Temperaturas	71
4.4 Reogramas, Fluido “COMERCIAL” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar	73
4.5 Reogramas, Fluido “UNAM 1” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar	74
4.6 Reogramas, Fluido “UNAM 2” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar	75
4.7 Reogramas, Fluido “COMERCIAL” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 5 PSI, Antes y Después de Rolar	76
4.8 Reogramas, Fluido “COMERCIAL” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 10 PSI, Antes y Después de Rolar	77
4.9 Reogramas, Fluido “UNAM 1” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 5 PSI, Antes y Después de Rolar	78
4.10 Reogramas, Fluido “UNAM 1” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 10 PSI, Antes y Después de Rolar	79
4.11 Reogramas, Fluido “UNAM 2” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 5 PSI, Antes y Después de Rolar	80
4.12 Reogramas, Fluido “UNAM 2” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 10 PSI, Antes y Después de Rolar	81
5.1 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 23 °C	98
5.2 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 49 °C	99
5.3 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 60 °C	99
5.4 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 65°C	100
5.5 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, sin Inyección de Nitrógeno, Antes de Rolar	101
5.6 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, sin Inyección de Nitrógeno, Después de Rolar	101

5.7 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes de Rolar	102
5.8 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Después de Rolar	102
5.9 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes de Rolar	103
5.10 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Después de Rolar	103
5.11 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C	107
5.12 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 49 °C	108
5.13 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 60 °C	108
5.14 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 65 °C	109
5.15 Reogramas Comparativos, Fluido COMERCIAL Espumado, 2 min a 2500 RPM, Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C	109
5.16 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1 Espumado, 2 min a 2500 RPM, Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C	110
5.17 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 2 Espumado, 2 min a 2500 RPM, Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C	110
6.1. Gastos de inyección de Gas	138
6.2 Variación de la Calidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	139
6.3 Variación de la Presión en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	140
6.4 Variación de la Densidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	141
6.5 Perfiles de Velocidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	142
6.6 Viscosidad de la Espuma en el Espacio Anular	143
6.7 Gastos de Inyección de Gas	146
6.8 Variación de la Calidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	147
6.9 Variación de la Presión en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	148
6.10 Variación de la Densidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	149
6.11 Perfiles de Velocidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	150
6.18 Viscosidad de la Espuma en el Espacio Anular	151

6.19 Gastos de Inyección de Gas	154
6.20 Variación de la Calidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	155
6.21 Variación de la Presión en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	156
6.22 Variación de la Densidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	157
6.23 Perfiles de Velocidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular	158
6.24 Viscosidad de la Espuma en el Espacio Anular	159

## INTRODUCCIÓN

La mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos presentan formaciones fracturadas, los efectos de estas fracturas a menudo se conocen poco, no obstante, se sabe que estos conductos de alta permeabilidad en algunas ocasiones entorpecen el flujo de los fluidos dentro del yacimiento, incrementando en algunas ocasiones la producción prematura de agua y/o gas

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), comúnmente se presentan en formaciones carbonatadas, por lo que son conocidos también como Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados; Su importancia radica en que son el componente más importante de las reservas de hidrocarburos, y aportan la mayor producción a nivel mundial. En nuestro país el 80% de los hidrocarburos producidos provienen de los YNF.

En los próximos años, se incrementará el número de campos maduros, en los que predominarán los yacimientos depresionados con presiones por debajo de los 3,000 psi, los cuales aún representan buenas oportunidades de incorporación de reservas probadas.

Dada la importancia de estos yacimientos, es imperativo que se lleven a cabo correctamente las operaciones de perforación y terminación, con la finalidad de no dañar las formaciones productoras y prolongar la vida productiva de los pozos. El factor clave para lograr esto es la buena elección de un fluido de control de baja densidad, que se utilizará durante las operaciones de perforación y terminación. Sin embargo, primero es necesario definir y entender las características de este tipo de yacimientos.

Este trabajo de carácter teórico-experimental, tiene por objeto dar a conocer aspectos que rigen el comportamiento de este tipo de yacimientos incluyendo clasificación, características, tipos de perforación aplicados, problemática, fluidos de perforación requeridos y sus propiedades reológicas-tixotrópicas necesarias para que se puedan llevar a cabo las operaciones de limpieza y control del pozo,

Además, se incluyen los resultados experimentales obtenidos de la caracterización reológica tixotrópica de un fluido espumado, para determinar su hidráulica y poder elaborar un programa con el fin de predecir los comportamientos de este tipo de fluidos, para optimizar las operaciones de limpieza del agujero.

## CAPITULO 1 PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y/O DEPRESIONADOS

### 1.1. Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

De acuerdo a Kazemi, H. et. al. 1976, en su trabajo “numerical simulation of water-oil flow in natural fractured reservoir” una fractura puede ser definida como una discontinuidad de una superficie plana, en la cual una pérdida de la cohesión ha tenido lugar, generando una ruptura, y durante los procesos de deformación y alteración de la misma, la fractura puede ser ocupada por fluidos que contiene la roca

Un yacimiento naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso que contiene microfracturas, fracturas, microvugulos, vugulos, macrovugulos, poros, garganta de poro y varios tipos de redes de fracturas, que varían en mayor o menor porosidad, saturado con diferentes cantidades de aceite, gas y agua <sup>1</sup>, las fracturas tendrán un efecto significativo en el flujo de fluidos del yacimiento, al incrementar la porosidad, permeabilidad y su anisotropía. Sin embargo las fracturas no siempre conducen los fluidos del yacimiento, a menudo forman vetas o venas que forman barreras que impiden su desplazamiento

Generalmente este tipo de yacimientos están en formaciones carbonatadas, sin embargo también existen en areniscas, como ejemplo están los yacimientos del campo The Spraberry en oeste de Texas y los correspondientes al campo de gas The Palm Valley en Australia.

La relación gas aceite “RGA” en los Yacimientos Naturalmente Fracturados, es normalmente baja, en comparación con un yacimiento convencional. Esto se debe a la liberación del gas, el cual se segrega hacia la parte superior del yacimiento a través de las fracturas presentes en el mismo.

El rango de declinación de la presión por unidad de volumen producido, es normalmente bajo en los Yacimientos Naturalmente Fracturados. La caída de presión es en general pequeña debido a la gran permeabilidad que proporcionan los sistemas de fracturas.

La zona de transición gas-aceite y aceite-agua en los Yacimientos Naturalmente Fracturados es generalmente pequeña, debido a la gran permeabilidad.



## Clasificación

En el año 2001, Ronald Nelson propuso una clasificación de los tipos de yacimientos naturalmente fracturados, tomando en consideración la interacción del flujo entre las fracturas y la matriz, además de los efectos positivos de esta interacción que condiciona la calidad del yacimiento.

Tipo 1: Las fracturas proveen la capacidad de almacenamiento efectivo, debido a la porosidad, y permeabilidad de un yacimiento. La matriz tiene pequeña porosidad y permeabilidad.

Tipo 2: La matriz de roca provee la capacidad de almacenamiento efectivo, debido a su porosidad, y las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento. La matriz de la roca tiene baja permeabilidad, pero puede tener un nivel de porosidad baja, moderada o alta.

Tipo 3: Las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento ya productor que tiene buena porosidad y permeabilidad.

Tipo 4: Las fracturas no proveen capacidad significativa de almacenamiento adicional, debido a su porosidad, o permeabilidad de un yacimiento ya productivo, pero en lugar de ello crean barreras de flujo.

### 1.1.2 Características

#### 1.1.2.1 Porosidad

Se define porosidad como el volumen de poros dividido entre el volumen total de roca y se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de sólidos}}{\text{Volumen total}} = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total}}$$

Los yacimientos carbonatados tienen un rango de variación de 1 a 30 %. Las mayores porosidades, aparecen en las calizas coquinoideas, donde se suman los huecos de las conchas y los huecos debidos a su arreglo en la roca.

### 1.1.2.1.1 Primaria

La porosidad primaria en las rocas carbonatadas puede ser hasta de 70% de la porosidad total de la roca, esto varía de acuerdo al depósito de los sedimentos. Esta porosidad ocurre entre los granos y dentro de ellos, se origina cuando el sedimento se deposita y es una característica inherente y original de la roca. Una porosidad de 20% es considerada alta para las calizas; la mayoría de las calizas anteriores al Cenozoico tienen una porosidad por debajo del 3%.

### 1.1.2.1.2 Secundaria

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos que ocurrieron después de la depositación de los sedimentos que dieron origen a la roca. En general, la porosidad secundaria es debida a la disolución, recristalización, dolomitización y fracturas. Los huecos que confieren a las rocas carbonatadas como característica de porosidad secundaria, hacen a menudo de estas rocas excelentes yacimientos y pueden agruparse en tres categorías:

- a) Aberturas y Huecos de Disolución Relacionados con la Circulación del Agua.
- b) Huecos Intergranulares, Producidos por Modificaciones Mineralógicas.
- c) Fracturas, Fisuras, y Cavernas sea cual sea su Origen.

La porosidad puede presentar buena relación con la permeabilidad, sin embargo puede que no sea así, en las rocas calizas es normal encontrar buenas porosidades, pero bajas permeabilidades; por ejemplo, huecos que están dentro de los granos, pero que no se conectan con otros.

En la Figura 1.1 se muestra la clasificación de la porosidad de acuerdo a su porosidad primaria, secundaria y su fábrica, entendiéndose por fábrica la relación espacial que guardan entre sí los componentes que conforman una roca sedimentaria.

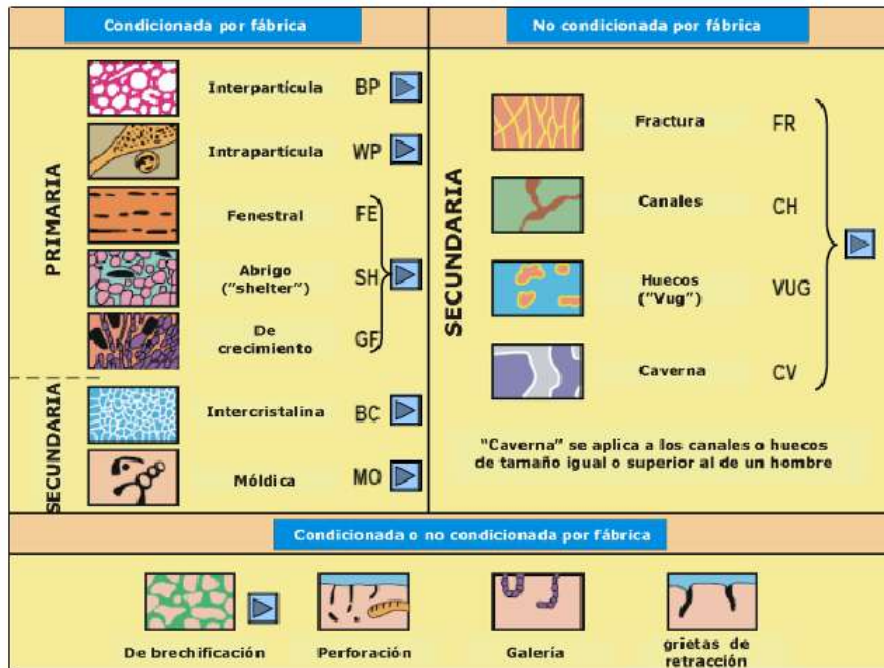


Figura 1.1 Clasificación de la Porosidad<sup>2</sup>

### 1.1.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad del medio poroso, la cual nos indica la capacidad de permitir el paso de los fluidos a través de él. Los valores de la permeabilidad en los yacimientos petroleros varía considerablemente desde 0.01 milidarcy hasta mas de 12 darcys, como es el caso de Cantarell. Una permeabilidad de 0.1 md es generalmente considerada como la mínima para explotar un yacimiento.

La habilidad que tiene el medio poroso de conducir a un fluido en presencia de otros fluidos es conocida como permeabilidad efectiva al fluido, este tipo de permeabilidad tiene una estrecha relación con la saturación de los fluidos. La relación que existe entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta, es conocida como permeabilidad relativa al fluido, este parámetro nos indica la cantidad del fluido que fluirá de acuerdo a la saturación del mismo en el espacio poroso y se puede obtener por medio de la siguiente expresión:

$$q = \frac{K * A}{\mu} * \frac{dp}{dx} \tag{1.1}$$

donde:

q = Gasto al Flujo Horizontal [cm3/seg]

$A$  = Área Transversal [cm<sup>2</sup>]

$\mu$  = Viscosidad del Fluido [cp]

$\frac{dp}{dx}$  = Diferencial de Presión en Dirección del Flujo [atm/cm]

La permeabilidad en la matriz puede ser evaluada usando la Ley de Darcy, expresada de la siguiente forma:

$$v = -\frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dl} \quad (1.2)$$

donde:

$v$  = Velocidad de Flujo Aparente, cm/seg.

$\mu$  = Viscosidad del Fluido, cp.

$\frac{dp}{dl}$  = Gradiente de Presión en la Dirección del Flujo, atm/cm.

$k$  = Permeabilidad de la Roca, Darcys.

Para la ecuación anterior se consideran las siguientes condiciones:

1. Flujo en Régimen Estacionario
2. Dirección del Flujo Horizontal y Lineal
3. Flujo Laminar
4. Condiciones Isotérmicas
5. Viscosidad del Fluido Constante
6. Saturación del Fluido del 100%

La permeabilidad vertical, es normalmente menor a la horizontal, por lo menos en un medio desprovisto de fracturas verticales <sup>2</sup>.

#### 1.1.2.2.1 En Cavernas

La filtración de aguas acidas, en algunos yacimientos carbonatados, produce porosidades y permeabilidades en la matriz por disolución, para poder estimar la permeabilidad en los canales formados por disolución, se combinan la Ley de Poiseuille y la Ley de Darcy. La permeabilidad en un sistema de doble porosidad matriz-cavernas, puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$K_{av} = \frac{K_v N \pi r^2 + K_b (A - N \pi r^2)}{A} \quad (1.3)$$

donde:

$K_{av}$  = Permeabilidad por la Doble Porosidad

$K_v$  = Permeabilidad por Cavernas [Darcys]

N = Numero de Canales de Disolución por Sección

A = Área Transversal [in<sup>2</sup>]

$K_b$  = Permeabilidad de la Matriz [darcys]

r = Radio de los Canales de Disolución [in]

### 1.1.2.2.2 En Fracturas

La presencia de fracturas puede incrementar la permeabilidad de la roca, es posible estimar la permeabilidad de las fracturas asumiendo que esta tiene un ancho  $W_o$ , una longitud L y una sección lateral de la fractura igual a h, el area transversal es  $w_o h = A$  y la ecuación con la que se puede calcular la permeabilidad es:

$$K_{av} = \frac{K_{vm} A_m + K_f A_f}{A} \quad (1.4)$$

$K_{av}$  = Permeabilidad por la Doble Porosidad

$K_f$  = Permeabilidad por las Fracturas

$A_f$  = Área Ocupada por las Fracturas

A = Área Transversal

$K_m$  = Permeabilidad de la Matriz

$A_m$  = Área Ocupada por la Matriz

### 1.1.3 Clasificación de las Fracturas Naturales

La clasificación geológica de las fracturas que se presentan en la Tabla 1.1, considera desde las que presentan mayor grado de desarrollo hasta las menos abundantes. En la Tabla 1.2 se presentan todas las fracturas sin importar su tamaño u origen.

Orden y Magnitud en los Tamaños Abarcados	Orden
<b>Tectónicas</b>	9-10
<b>Regionales</b>	5
<b>Contraccionales</b>	2
<b>Relacionadas a la Superficie</b>	4-5

Tabla 1.1 Escalas Clasificación de las Fracturas de acuerdo a su Orden de Ocurrencia, Considerando las Características Geológicas.<sup>3</sup>

Clasificación de la Ocurrencia de las Fracturas Naturales	
<b>1</b>	Fracturas Tectónicas (Debidas a las Fuerzas de Superficie)
	Relacionadas con Pliegues
	Asociadas con Domos
	Otros Sistemas de Fracturas, como Perforaciones e Impactos
<b>2</b>	Fracturas Regionales
	Juntas
	Cruceros
<b>3</b>	Fracturas Contraccionales (Debidas a las Fuerzas del Cuerpo)
	De Desección (Grietas de Lodo)
	Por Sinéresis (Poligonales o en Enrejado)
	Por Cambio de Fase Mineral (Relacionadas con la Diagénesis)
<b>4</b>	Fracturas Relacionadas a la Superficie (Debidas a las Fuerzas del Cuerpo)
	Por Perdida de Carga
	Debidas a la Liberación de una Superficie (Bajamiento)
	Por Intemperismo (Mecánico, Químico)

Tabla 1.2 Clasificación Geológica Detallada de la Ocurrencia de las Fracturas Naturales.<sup>3</sup>

Las fracturas que están abiertas agregan porosidad y permeabilidad al yacimiento en dirección paralela al plano de fractura, las fracturas que están cerradas, es decir que tienen minerales en su interior, generan una barrera de flujo.

Existen varios métodos utilizados para conocer las características de las fracturas naturales.

A continuación se enlistan los principales

- ~ Análisis de Núcleos Orientados o Convencionales.
- ~ Métodos Sísmicos.
- ~ Registros Geofísicos.
- ~ Pruebas de Presión.
- ~ Geoestadística.
- ~ Trazadores Radiactivos.
- ~ Estudios de Afloramientos.
- ~ Modelo de los Esfuerzos.
- ~ Evaluación Petrofísica a Escala del Pozo.
- ~ Datos de Producción.
- ~ Relación entre Porosidad y Permeabilidad

La Figura 1.2 muestra que aunque los conceptos de permeabilidad y porosidad van de la mano, no necesariamente existe una relación en el incremento de la permeabilidad conforme incrementa la porosidad, pues para que exista permeabilidad los poros deben estar intercomunicados entre sí, lo cual no siempre sucede de manera homogénea aun dentro de una misma roca.

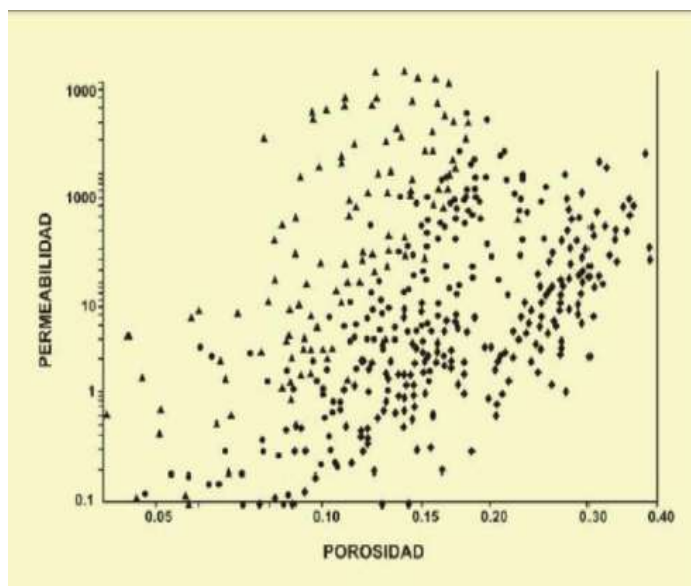


Figura 1.2 Relación Porosidad Permeabilidad para Rocas Carbonatadas <sup>4</sup>

## 1.2 Yacimientos Depresionados

Por otro lado todos los yacimientos en algún momento de su vida, entraran en la clasificación de yacimiento depresionado. Un yacimiento depresionado es aquel en que la presión de formación es inferior a la presión que generaría una columna de agua con densidad de 1.07 gr/cc a la profundidad en que se encuentra el yacimiento

### 1.3 Perforación de Pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados y/o Depresionados

El objetivo de la perforación es construir un conducto útil desde el yacimiento hasta la superficie, el cual permita una explotación racional, segura y al menor costo posible. Para el caso de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, la perforación de pozos direccionales y horizontales perpendiculares a la orientación preferencial de las fracturas naturales, aumenta la probabilidad de éxito. Esta idea está fundamentada en que muchas fracturas por debajo de 3000 pies son casi verticales o de gran inclinación. Por lo que un agujero desviado u horizontal tendrá más posibilidades de interceptar una fractura vertical que el agujero vertical.

#### 1.3.1 Convencional

En esta técnica, la presión de los fluidos de perforación ayudan a controlar los fluidos de formación, evitando así que estos entren o fluyan dentro del pozo durante la etapa de perforación, esto se logra manteniendo la presión hidrostática generada por la columna del fluido de control, por encima de la presión en los poros de la formación. Esto hace que cierto porcentaje del fluido de perforación fluya hacia el interior de la roca alrededor del agujero.

#### 1.3.2 Bajo Balance.

Esta técnica se utiliza con la finalidad de evitar pérdidas totales de circulación durante la etapa de perforación, lo cual es clave durante la perforación en yacimientos naturalmente fracturados y/o depresionados, además la perforación bajo balance puede ayuda a evitar atrapamientos de la sarta de perforación por empacamiento y/o pegaduras por presión diferencial.

La técnica de perforación bajo balance, consiste en perforar el yacimiento o zona productora, utilizando un lodo de perforación cuya presión hidrostática ejercida sobre el yacimiento sea ligeramente menor que la presión de poro de la formación productora, permitiéndole que los fluidos del yacimiento entren al pozo a tasas controladas, Figura 1.3.

El éxito en este tipo de operaciones dependerá de la selección adecuada de propiedades tal como la densidad equivalente de circulación del fluido de control, que se requiere para un acarreo eficaz de partículas sólidas y gaseosas presentes durante la perforación y evitar problemas de atrapamiento.



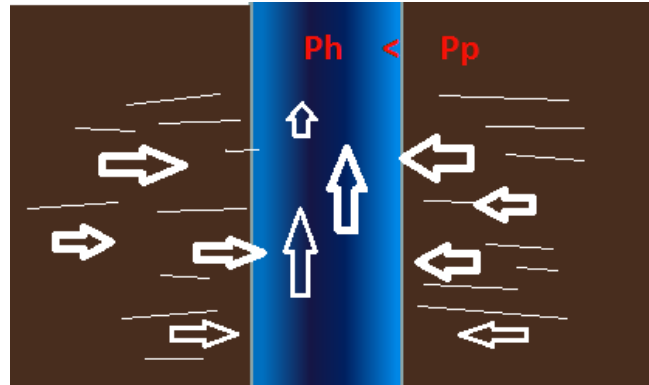


Figura 1.3 Técnica de Perforación Bajo Balance, en la Cual Existe un Flujo de Fluidos a del Yacimiento Hacia el Pozo.

En la Figura 1.4 del lado derecho, se observa la representación Gráfica de una operación bajo balance, el termino de perforación bajo balance hace referencia a cuando la densidad equivalente de circulación del fluido de control se diseña con la finalidad de que la presión hidrostática generada por la columna del fluido sea menor que la presión de formación del intervalo que se está perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, para el caso de la densidad inducida, se agrega gas, aire o nitrógeno a la fase líquida, permitiendo disminuir la densidad del fluido de control lo que permite la entrada de fluidos de la formación al pozo los cuales deben circularse y controlarse en la superficie.

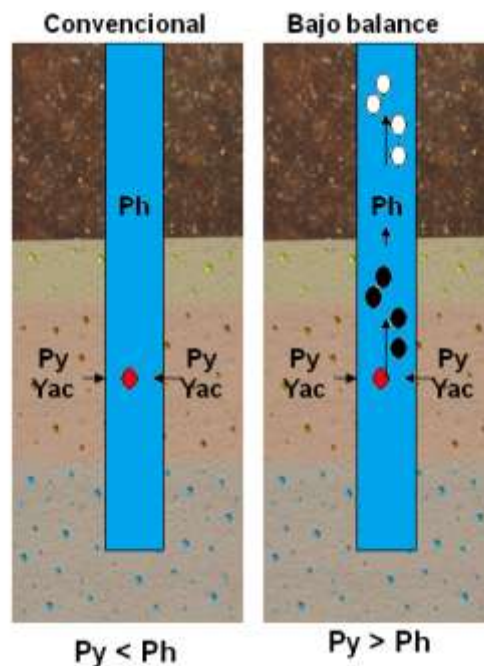


Figura 1.4 Análisis de Presiones en la Perforación Bajo Balance y Perforación Convencional

La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, aun cuando se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca.

Sin embargo, hay formaciones en las que no es posible utilizar la perforación bajo balance, pues la densidad equivalente a su estabilidad mecánica no permite usar densidades menores a su presión de poro.

Al utilizar la perforación bajo balance adecuadamente, se está asegurando que el fluido en el pozo no invadirá la formación productora, evitando así el daño a la misma por invasión de fluidos y sólidos, lo cual se verá reflejado durante la vida productiva del pozo, así mismo tendremos la posibilidad de iniciar la producción del pozo mas rápido, sin la necesidad de realizar estimulaciones o fracturamientos cuyos costos pueden ser muy altos. Con la disminución de perdidas parciales o totales del fluido de control, la perforación bajo balance nos ayuda a maximizar el uso del mismo, el cual puede representar del 15 al 20% del costo total del pozo.

Otro beneficio que se obtiene al perforar bajo balance es evitar los tiempos perdidos por pegadura de tuberías por presión diferencial, mejorar los avances en la velocidad de penetración y evitar la pérdida de fluido.

## **1.4 Problemática**

En promedio alrededor del 15 al 30 % del tiempo empleado en la perforación de un pozo es utilizado para resolver problemas, los cuales son causados por prácticas de operación inadecuadas, fallas del equipo y herramientas, condiciones del agujero mismo, perdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial, zonas no consolidadas y formaciones reactivas. Una vez que un problema de este tipo se presenta es necesario emplear cierto tiempo para volver el pozo a la condición inmediata anterior.

### **1.4.1 Estabilidad del Agujero**

Una de las principales preocupaciones durante el proceso de perforación es mantener el agujero estable, en el que el diámetro del pozo sea lo más parecido al diámetro de la barrena con la cual se está perforando. El colapso del agujero da como resultado el ensanchamiento del agujero, lo cual se manifiesta en superficie con un incremento excesivo de recortes de gran tamaño producto del derrumbe de la formación.

Cuando las condiciones de limpieza no son las adecuadas pueden generarse densidades anulares grandes que afectan la densidad equivalente de circulación requerida, lo que puede inducir la pérdida de fluido y terminar en atrapamiento de tuberías y pegaduras por presión diferencial

Antes de perforar un pozo la formación está sujeta a un equilibrio de esfuerzos naturales del subsuelo como lo son esfuerzos de sobrecarga, compresión, horizontales y de tensión. Cuando se perfora un pozo los esfuerzos alrededor del mismo tienen un incremento, mientras que en la vecindad del pozo, los esfuerzos son redistribuidos, debido a que el soporte natural ha sido removido y se ha remplazado por la presión hidrostática del fluido de control, la densidad del fluido debe estar diseñada para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo dentro del intervalo necesario.

Los principales factores que influyen en la estabilidad del pozo son:

- a) Los Esfuerzos in situ de la Formación.
- b) El Tipo de Pozo, Vertical o Direccional
- c) La Anisotropía de la Formación
- d) La Presión Hidrostática en el Pozo
- e) Los Efectos de Temperatura
- f) La Interacción Química.

#### **1.4.2 Interacción Roca Fluido**

El problema de inestabilidad más común se presenta en formaciones de lutitas deleznable; de acuerdo a su composición y según el tipo de fluido empleado, muestran grados de hidratación provocando hinchamientos de la arcilla; afectando la estabilidad del pozo debido a la reducción del diámetro del agujero, teniendo como consecuencia la disminución en los ritmos de penetración.

Un factor clave para mejorar la estabilidad del agujero es determinar el hinchamiento de la lutita a las condiciones de fondo aunado al movimiento del fluido de control al exterior de la lutita. Entender el movimiento de los iones de fluido hacia el interior y exterior de la formación, es de suma importancia debido a que estos movimientos generan alteraciones en los esfuerzos de hidratación y presión de poro que conducen a la inestabilidad del agujero.

### 1.4.3 Pegaduras de Tubería

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar desde una inconveniencia menor hasta complicaciones graves, tal como lo son la pérdida parcial o total del fluido de control o la pérdida total del pozo.

La probabilidad de liberar la tubería atrapada con éxito disminuye rápidamente con el paso del tiempo, para prevenir o corregir este problema se debe entender la situación del problema e identificar las condiciones que condujeron a la generación del mismo, siendo necesario identificar las zonas de presión anormal.

Las pegaduras de tuberías más comunes en las operaciones de perforación, son:

- ~ En Arenas.
- ~ Con Lodos debido al Asentamiento y Precipitación de Sólidos en el Espacio Anular.
- ~ En ojos de Llaves y Patas de Perro.
- ~ Por Presión Diferencial.
- ~ Mecánicas en Empacadores y Sartas Múltiples.

#### 1.4.3.1 En Arenas en Tuberías de Producción

Ocurre cuando la TR o el empacador fallan, permitiendo la entrada de arena al espacio anular la cual atrapa la tubería. La tubería de perforación puede ser atrapada al perforar cuerpos de arena que se atraviesan con mucha rapidez y no tener el rango de limpieza y circulación adecuado.

Para evitar este problema es recomendable realizar un buen acarreo de partículas, por lo cual tener en consideración las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido de control utilizado será indispensable para determinar el ritmo de circulación adecuado.

#### 1.4.3.2 Con Lodos Debido al Asentamiento y Precipitación de Sólidos en el Espacio Anular

Las causas que provocan este tipo de pegaduras son: precipitación de sólidos por ruptura de emulsión en lodos base aceite; en lodos base agua por contaminación al rebajar cemento, yeso, domos salinos, cambio en la reología de los lodos y tiempo insuficiente para levantar los recortes.

Se recomienda tener mejor control de las propiedades reológicas del fluido, una mejor aplicación del programa hidráulico, circular el tiempo suficiente para levantar los recortes del fondo a una distancia mínima antes de hacer una conexión en superficie y mantener en buenas condiciones de operación las bombas de lodo.

#### 1.4.3.3 En ojo de Llaves y Patas de Perro

Pueden ocurrir en pozos altamente inclinados, durante cambios bruscos en las condiciones de operación de la barrena (peso sobre la barrena y revoluciones por minuto), cambio de formación y juegos de fondo mal diseñados. Se recomienda llevar el control adecuado de las condiciones de operación de la barrena, controlar la velocidad de penetración y previniendo posibles cambios de formación.

#### 1.4.3.4 Por Presión Diferencial

Ocurre cuando la sarta se pone en contacto con una formación permeable de alta filtración expuesta en el agujero y cuando la sarta se deja estática sin circulación y rotación durante determinado tiempo. Esto sucede porque la presión hidrostática de la columna del lodo es mucho mayor que la presión de formación, Figura 1.5. Para este caso se recomienda trabajar con fluidos de menor densidad, mantener la sarta de perforación en movimiento y disminuir el tiempo de paro de bombeo.



Figura 1.5 Pegadura por Presión Diferencial

#### **1.4.3.5 Por Fallas Mecánicas.**

Ocurren durante la introducción de un empacador, cuando éste se asienta a una profundidad no deseada, por tubería de revestimiento colapsada, y/o al recuperarlo se encuentra atrapado por sedimentos aportados por la formación. Otra causa de pegadura sucede al bajar aparejos de doble sarta.

#### **1.4.4 Fractura de la Formación**

El término de presión de fractura de la formación se refiere a la presión a la cual la roca de una formación dada comienza a fracturarse, esto sucede después de haber vencido la resistencia a la compresión de la roca. Por lo general conforme aumenta la profundidad, también se incrementa el gradiente de fractura.

Una fractura en la formación puede generar la pérdida parcial o total del fluido de control, disminución en la presión hidrostática y por lo cual existe la posibilidad de un descontrol; por lo tanto es importante definir la Densidad Equivalente de Circulación que debe tener el fluido de control.

#### **1.4.5 Pérdidas de Circulación**

Las pérdidas de circulación son uno de los problemas que más contribuyen a los altos costos del fluido de control, así mismo representa uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo. Las pérdidas de circulación pueden producirse básicamente de dos maneras, la primera es por invasión natural o pérdida del lodo hacia formaciones no consolidadas, fracturadas o con cavernas. La segunda forma de pérdidas de circulación es debido a un fracturamiento hidráulico producido por presiones inducidas, al exceder la densidad requerida. Figura 1.6.

Al perder la columna del fluido de control, la presión hidrostática ejercida por el mismo, puede disminuir hasta el punto de que la presión de formación sea mayor, permitiendo que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo.

Secciones de pérdida de circulación:

- A) Arenas no Consolidadas y Grava de Alta Permeabilidad.
- B) Zonas Cavernosas o Fisuradas en Carbonatos (Caliza o Dolomita).
- C) Fracturas Naturales, Fallas y Zonas de Transición en Carbonatos o Lutitas Duras.
- D) Fracturas Inducidas por el Exceso de Presión.



Figura 1.6 Secciones de Pérdidas de Circulación

## 1.5 Terminaciones

Se entiende como terminación de un pozo al conjunto de actividades encaminadas a explotar los yacimientos, a través de las tuberías de revestimiento de explotación, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente. De acuerdo al criterio de interface agujero-formación, las terminaciones se clasifican en dos tipos:

Agujero Abierto

Agujero Revestido

Tubería de Revestimiento

Tubería Corta o Liner

Disparadas

### 1.5.1 Terminación en Agujero Descubierto.

Se recomienda ser aplicada en yacimientos cuyas formaciones sean lo suficientemente resistentes como para prevenir derrumbes. Esta técnica puede ser aplicada en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande. Estas terminaciones son recomendables para formaciones de calizas.

El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación (TR) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para su explotación, Figura 1.7.

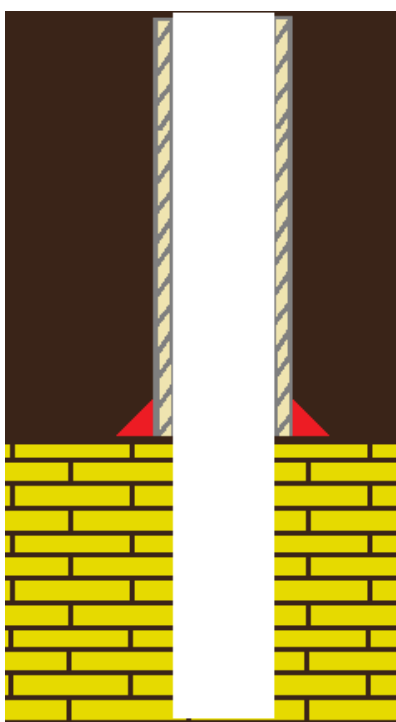


Figura 1.7 Terminación en Agujero Descubierto.

### 1.5.2 Terminación en Agujero Revestido

Este procedimiento ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Además de que permite probar indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo.



Este tipo de terminación consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento, las cuales se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir la longitud de los intervalos productores. Figura 1.8. Posteriormente, se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su producción.

Los disparos se efectúan en las paredes de las tuberías de revestimiento convencionales y liners, mediante el uso de pistolas de chorro de distintos tipos, accionadas con equipos eléctricos, también es posible accionar las pistolas con la misma sarta de trabajo.

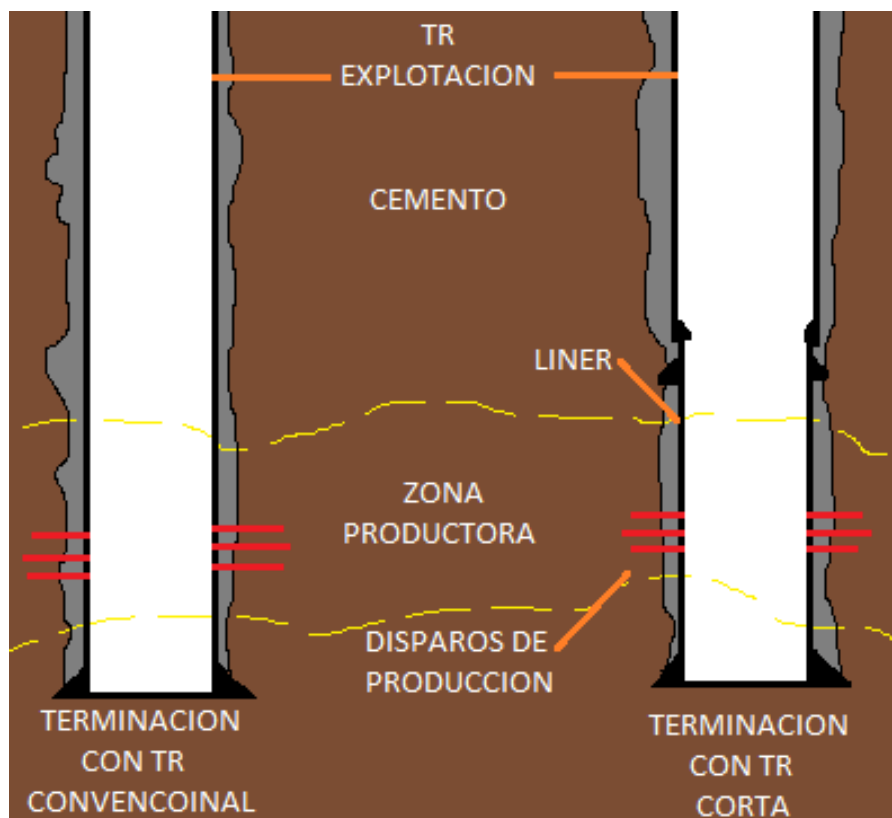


Figura 1.8 Terminación en Agujero Revestido

## CAPITULO 2 PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Perforar bajo balance consiste en perforar manteniendo una presión anular en el pozo mas baja que la presión de poro o presión de la formación. Dependiendo de la presión de poro, esto puede implicar desde el uso de lodo base agua de baja densidad hasta el uso de aire u otro gas como fluido de perforación<sup>8</sup>.

### 2.1 Ventajas y Desventajas de la Perforación Bajo Balance

#### 2.1.1 Ventajas:

*Reduce el Daño a la Formación por Invasión de Fluidos. En la perforación bajo balance se emplean fluidos de baja densidad que generan bajas presiones anulares, con lo que es posible evitar su entrada a la formación productora<sup>8</sup>, además:*

- Mejora el índice de productividad del pozo
- Mejora las tasas de producción y reduce el número de pozos de desarrollo requeridos para agotar el yacimiento
- Incrementa las reservas recuperables por decremento de presión a la cual la producción rentable cesa

*Adquisición de Datos en Tiempo Real. Al permitir la entrada de fluidos de la formación productora al pozo mientras se perfora, es posible<sup>8</sup>:*

- Medir la capacidad de flujo del pozo
- Valorar el índice de productividad del pozo mientras se perfora
- Valorar la presión de fondo fluyendo mientras se perfora
- Optimizar la extensión de un pozo horizontal
- Mejorar el número y localización de futuros pozos de desarrollo

*Eliminar Zonas con Pérdida de Circulación. Mediante el uso de fluidos de perforación de baja densidad y la entrada de fluidos de la formación al pozo es posible<sup>13</sup>:*

- Perforar zonas de baja presión, alta permeabilidad o yacimientos fracturados sin pérdidas de circulación
- Disminuir los costos del fluido de perforación mediante la eliminación de la necesidad de aditivos para pérdida de circulación

### *Eliminar Problemas Asociados con Pegadura Diferencial*

- Incrementar tasas de penetración
- Disminuir la presión ejercida contra la roca que está siendo perforada permitiendo que se fracture más fácilmente.

### **2.1.2 Desventajas**

#### *Aumento de la Complejidad Operativa*

- Requerimientos de espacio para equipo adicional
- Se requiere de personal con conocimientos especializados capaz de proporcionar coordinación in situ de todos los servicios
- El personal de los equipos de perforación puede no estar familiarizado con las operaciones de perforación bajo balance

#### *El Pulso Convencional de Lodo MWD es Ineficiente Cuando se Usan Fluidos Compresibles*

- El MWD electromagnético alternativo para transferencia de datos es generalmente mas caro y la disponibilidad de la herramienta puede ser limitada<sup>8</sup>

#### *Un Mal Manejo de los Regímenes de Flujo Multifásico Puede Provocar Problemas en la Perforación*

- Atascamiento de motor de fondo debido a una baja o inefectiva tasa de inyección de fluidos
- Una incorrecta mezcla de fluido puede ocasionar condiciones inestables de perforación y vibraciones destructivas

#### *Incremento de los Costos Diarios de Perforación Debido a Equipo y Personal Adicional*

### **2.2 Criterios de Identificación de Zonas en las que es Posible Perforar Bajo Balance**

- ✓ *Yacimientos Depresionados o Agotados*

Las zonas de baja presión son buenos candidatos para la perforación bajo balance ya que la presión estática del yacimiento es menor que la presión equivalente de circulación que puede ser alcanzada con un fluido compresible de una sola fase.

Sin la alternativa de la perforación bajo balance muchas zonas no serían perforadas a causa de la posibilidad de pérdida de circulación y pegadura de tubería que puede ser una preocupante cuando se perfora convencionalmente.

✓ *Formaciones Sensibles a Interacciones Roca-Fluido o Fluido-Fluido*

En zonas donde la permeabilidad es reducida debido a una interacción entre el fluido de perforación y la roca del yacimiento o entre el fluido de perforación y los fluidos del yacimiento, la invasión de filtrado incompatible dentro de la formación puede causar reacciones adversas, por ejemplo, hinchamiento de arcillas y precipitación de parafinas y asfaltenos, con los fluidos de formación. La perforación bajo balance puede ser usada para eliminar la introducción de fluidos potencialmente reactivos dentro de yacimientos sensibles a la invasión de fluidos.

✓ *Formaciones Duras*

La reducción en la carga hidrostática y el diferencial entre la presión de poro y la carga hidrostática contribuyen a una mejora substancial en la tasa de penetración (ROP) respecto de la perforación convencional con lodo de perforación. En formaciones de roca dura la ROP puede ser aproximadamente diez veces más alta<sup>13</sup>. Esto reduce el tiempo de perforación y los costos asociados, lo cual puede ser una razón dominante para perforar bajo balance.

✓ *Formaciones con Alta Permeabilidad y Donde Existen Arenas Consolidadas*

En algunos casos el daño causado por la perforación convencional puede extenderse aún más dentro de la formación, que puede ser corregido con tratamientos de estimulación. Es difícil diseñar sistemas efectivos de fluidos de sobrebalance para yacimientos de este tipo debido a que es difícil generar enjarres uniformes y estables para prevenir la invasión de filtrado y sólidos del lodo<sup>13</sup>.

✓ *Formaciones con Baja Saturación de Aceite*

Debido a la invasión de fluido, la perforación convencional puede incrementar la saturación de agua cerca del pozo subsecuentemente reduciendo su capacidad de producir hidrocarburos. La perforación bajo balance minimiza el desplazamiento y atrapamiento de fluidos dentro de la formación, maximizando de este modo la producción de hidrocarburos.

✓ *Formaciones con Alto Nivel de Anisotropía*

Algunas formaciones exhiben amplias variaciones en sus características, tales como la permeabilidad, porosidad o su distribución de tamaño de poro. Los sistemas convencionales son realizados para perforar las secciones con mejores características de la zona productora mientras dañan otras porciones, de menor calidad, pero que pueden ser potencialmente productoras<sup>8</sup>. La perforación bajo balance puede resultar en una producción más uniforme del intervalo objetivo.

✓ *Pozos Horizontales*

La invasión de filtrado es una preocupación en los pozos horizontales donde el yacimiento es expuesto a fluidos de perforación dañinos por un largo periodo de tiempo. La perforación bajo balance puede mantener el deterioro de la formación en un nivel mínimo debido a que los fluidos de perforación no son forzados a entrar dentro de la formación objetivo por una alta presión hidrostática.

### **2.3 Fluidos Empleados en la Perforación Bajo Balance**

La perforación con presión reducida involucra el uso de gas comprimido como fluido de circulación. Este gas puede ser usado ya sea solo o en conjunto con agua u otros aditivos dependiendo de las condiciones específicas de perforación. El gas más comúnmente utilizado es el aire comprimido seguido del gas natural y el nitrógeno.

Los tipos comunes de fluidos de circulación son el aire, niebla, espuma rígida o estable y los fluidos aireados. La densidad de cada uno de estos sistemas es comparada con los fluidos convencionales. Figura 2.1.

#### **2.3.1 Acuosos y Oleosos**

La presión de formación frecuentemente excede la presión hidrostática generada por una columna de agua dulce o una de salmuera a la misma profundidad. En este ambiente es posible perforar bajo balance con un fluido líquido. No es raro que las operaciones de perforación convencionales se vuelvan de bajo balance cuando de manera no intencional el pozo penetra una región de presión de poro más alta que la anticipada. Las arcillas son conocidas por presentar alta presión y ser no consolidadas.

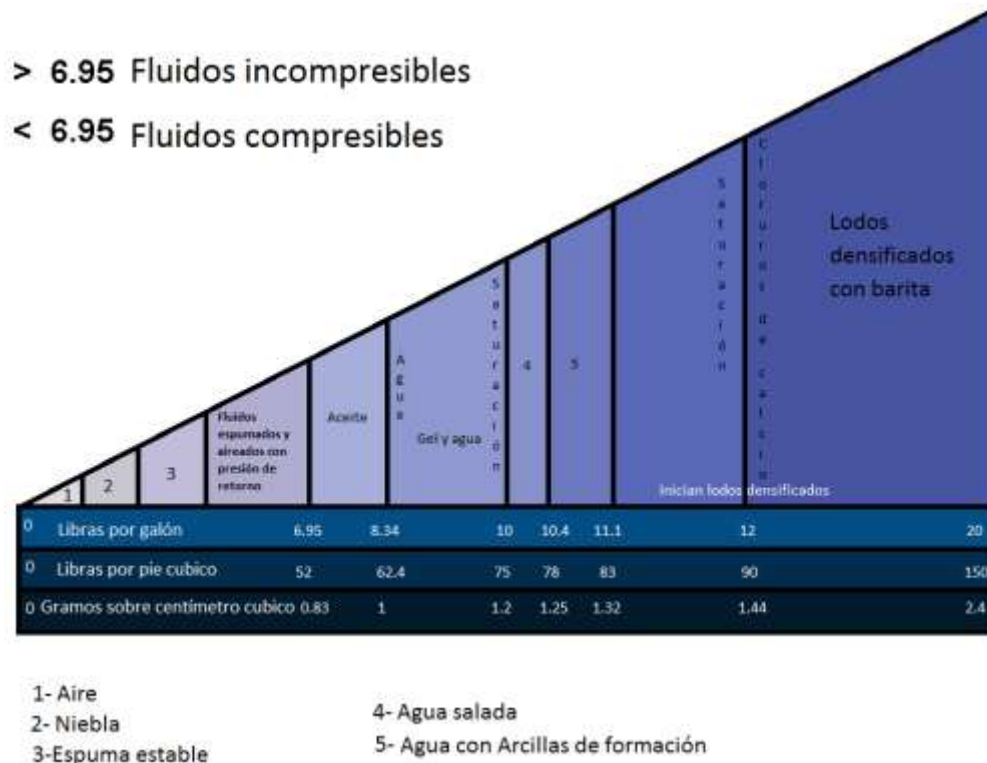


Figura 2.1 Densidades de los Fluidos de Perforación<sup>8</sup>

En ciertas circunstancias se pueden lograr condiciones de bajo balance aun cuando el fluido empleado ejerza una presión que supere el gradiente de presión de poro. Por ejemplo, una pérdida de circulación dentro de una zona de baja presión puede reducir la presión del pozo, permitiendo a los fluidos de formación fluir dentro del pozo.

Posteriormente la entrada de fluidos reduce la densidad del fluido de perforación hasta que la circulación se recupera y la mezcla de fluidos de formación y de perforación fluye hacia la superficie.

### 2.3.2 Neumáticos

El aire comprimido es el fluido mas económico y más ampliamente usado en la perforación con presión reducida, sin embargo, puede ser sustituido con otros gases como el nitrógeno o el gas natural obteniendo los mismos resultados.

### 2.3.2.1 Aire

Perforar con aire involucra la inyección de aire en la sarta de perforación sin que cualquier otro fluido o aditivo este siendo usado. Ya que el aire no tiene propiedades estructurales que le den capacidad de transporte de recortes, el acarreo de recortes es dependiente de la velocidad anular del aire, por lo que se emplean altas velocidades que llegan a los 3000 [ft/min]<sup>8</sup>. Cuando los recortes llegan a la superficie usualmente han sido reducidos a polvo debido al contacto a alta velocidad con el pozo. Este sistema es el mas viejo de los métodos de perforación con aire y fue diseñado originalmente para emplear gas natural de un pozo adyacente. Debido a la indisponibilidad de gas natural en algunas regiones, el aire comprimido comenzó a ser usado en los inicios de la década de los 50s<sup>11</sup>.

Al inicio del uso de aire como fluido de perforación, se descubrió que las formaciones productoras de agua eran el mayor factor limitante. Frecuentemente, cuando son perforadas formaciones saturadas de agua, los recortes húmedos se juntan, se atascan y no son acarreados del agujero por la corriente de aire. Cuando los recortes húmedos llenan el espacio anular, se forma un anillo de lodo: el flujo de aire se detiene y la tubería se atasca. A pesar de que se inyecta agua con el aire para prevenir la formación de un anillo de lodo, algunas formaciones se vuelven inestables.

Se han intentado muchos métodos para detener el agua, incluyendo (1) forzando la entrada de una mezcla líquida de dos polímeros dentro de la formación productora de agua, para formar un gel rígido; (2) introduciendo una solución de sulfato de aluminio seguida de gas amoniaco para formar un precipitado; (3) inyectando gas silicón tetrafluorito en el agua para producir un tapón sólido y (4) inyectando un líquido, un éster de titanio llamado "Tetrakis", para formar un precipitado con el agua presente<sup>11</sup>. Ciertos métodos han tenido cierto éxito; sin embargo, los problemas de ubicación y la probabilidad de perforar en otras zonas productoras de agua raramente justifican el gasto. La humectación y aglomeración de los recortes puede ser disminuida mediante la introducción de esterato de zinc o calcio dentro de la corriente de aire<sup>11</sup>.

### 2.3.2.2 Nitrógeno

En operaciones de perforación bajo balance, el nitrógeno puede ser usado como el fluido de perforación o como un componente del fluido de perforación. La mayor ventaja sobre el aire es que las mezclas de hidrocarburo con nitrógeno no son flamables. Esto elimina la posibilidad de incendios de pozo y detiene la posibilidad de corrosión.

El gas circulante no tiene que ser nitrógeno puro para prevenir incendios de pozo. Mezclas de aire, nitrógeno e hidrocarburo no son capaces de entrar en combustión, siempre que la concentración de oxígeno se mantenga debajo de un nivel crítico. La flamabilidad del gas natural es muy bien representada por la flamabilidad del metano. A presión atmosférica, al menos de un 12.8% de oxígeno es necesario antes de que sea posible crear una mezcla flamable de oxígeno, nitrógeno y metano<sup>8</sup>.

### **2.3.2.3 Gas Natural**

El uso de gas natural como fluido de circulación prevendrá la formación de una mezcla flamable en el fondo del pozo cuando se penetre la zona productora de hidrocarburos. Sin embargo, a diferencia del nitrógeno invariablemente formará una mezcla combustible cuando sea liberado a la atmosfera. Esta alta posibilidad de incendios en la superficie requerirá algunos cambios en los procesos operativos de aquellos usados en la perforación con aire.

### **2.3.3 Niebla**

La perforación con niebla es una modificación de la perforación con aire que es usada cuando se encuentran zonas productoras de agua. De la misma forma que la perforación con aire, este sistema depende de una alta velocidad anular del aire para el transporte de recortes fuera del pozo. En la perforación con niebla, una pequeña cantidad de agua con agente espumante es inyectada en la corriente de aire en la superficie. Esto produce un sistema de aire continuo, con el agua en aerosol siendo acarreada en el aire.

El agente espumante reduce la tensión interfacial del agua y de los recortes en el agujero y permite que pequeñas gotas de agua y recortes sean dispersas en la corriente de aire de retorno. Esto permite que los recortes y el agua sean removidos sin que se formen anillos de lodo y embolamiento de la barrena.

El sistema de perforación con niebla proporciona tasas de penetración comparables con la perforación con gas, con el beneficio adicional de ser capaz de manejar formaciones húmedas.

Los costos de la perforación con niebla son ligeramente más altos que los resultantes de la perforación con aire por la necesidad de agente espumante y agentes anticorrosivos.



- El aire es la fase continua y el líquido consiste en gotitas dispersas
- Las tasas de inyección de líquido son menores
- La fracción de volumen líquida es menor de 0.025
- Las partículas de niebla viajan a una velocidad ligeramente diferente que el aire debido al resbalamiento

#### **2.3.4 Lodo Aireado**

El fluido aireado es otro sistema de presión reducida empleado en un principio para eliminar pérdidas de circulación. Este método fue empleado por primera vez por Philips Petroleum Company en 1953<sup>11</sup>. La inyección de aire en el fluido de perforación resulta en una expansión del fluido y en una reducción de la densidad por unidad de volumen. El transporte de recortes en el fluido aireado es dependiente de las propiedades de levantamiento y acarreo de recortes del fluido.

El método de perforación con fluido aireado es el más corrosivo de todos. Sin embargo, con la correcta selección del suministro de agua, control adecuado de pH y el correcto uso de inhibidores de corrosión, los fluidos aireados son ampliamente usados con éxito.

Los fluidos aireados son diseñados para formaciones altamente inestables donde la pérdida de circulación es importante. Estos sistemas también proporcionan la más grande tolerancia a la entrada de agua que cualquier otro sistema de perforación de presión reducida.

Los costos involucrados con los fluidos aireados son relativos a la composición del fluido de perforación que esta siendo empleado y el inhibidor de corrosión.

#### **2.3.5 Espuma**

##### **2.3.5.1 Espuma Estable**

Los sistemas de perforación con espuma estable se producen por la inyección de agua dentro de la corriente de aire conteniendo de 1 a 2% de agente espumante por volumen a la presión de inyección<sup>9</sup>. Esta concentración de agente espumante, con una cuidadosamente controlada tasa de inyección de fluido y gas, produce una espuma viscosa que tiene una consistencia similar a la espuma de afeitar.

En los sistemas de perforación con espuma estable, las velocidades anulares contribuyen a la reducción de erosión del agujero y al acarreo de grandes recortes a la superficie. Las operaciones de perforación con espuma estable son capaces de remover efectivamente tanto como 500 barriles por hora de entrada de agua de formación en el fondo del pozo<sup>9</sup>.

La inyección de agua dentro de la corriente de aire durante la perforación con espuma estable proporciona un mecanismo para la introducción de otros aditivos químicos. Polímeros, estabilizadores de arcillas, inhibidores de corrosión y otros aditivos necesarios pueden ser empleados dependiendo de los requerimientos de cada pozo.

Una adaptación de la perforación con espuma estable fue desarrollada por Estándar Oil Company de California a mediados de los 60s. Este sistema emplea una unidad de generación de espuma que mezcla las fases líquida y gaseosa en la superficie. Mediante el uso de esta unidad, una espuma preformada es introducida dentro de la sarta de perforación en la superficie<sup>11</sup>. Con sistemas convencionales de espuma estable, las fases líquida y gaseosa no eran completamente mezcladas hasta que alcanzaban la barrena.

Ya que los sistemas de perforación con espuma estable son sistemas de aire con altas concentraciones de espuma y agua, el riesgo de una potencial explosión o incendio en el fondo del pozo está virtualmente eliminado.

Esta característica, además de la habilidad de proporcionar un transporte excelente de agua y recortes hacen del sistema de espuma el más versátil de todos los sistemas de perforación de presión reducida. Sin embargo, debido a las cantidades de agente espumante y otros aditivos necesarios, éste sistema es también uno de los mas costosos.

### **2.3.5.2 Espuma Rígida**

El sistema de perforación con espuma rígida es una variación de la perforación con espuma estable. Este sistema fue desarrollado en a principios de los 60s y ganó popularidad cuando fue empleado para perforar pozos de 64 pulgadas<sup>11</sup>. El sistema de espuma rígida incorpora bentonita y polímeros dentro de la espuma estable para producir una espuma rígida con grandes propiedades de estabilización del agujero necesarias cuando se perforan pozos de grandes diámetros.

Este sistema desarrollado por la comisión de energía atómica de los Estados Unidos consistió de un fluido premezclado que contenía 96% de agua, 0.3% de sosa cáustica, 3.5% de bentonita y 0.17% de goma guar<sup>11</sup>. Una concentración de 1% de agente espumante se añadió al fluido antes de su inyección a la corriente de aire. El resultado fue una espuma tipo crema de afeitar con propiedades mejoradas de estabilización de agujero. La bentonita proporciona una pared de enjarre y la goma guar mejora la estabilización del agujero y la remoción de recortes. Posteriormente se encontrarían polímeros mas efectivos que la goma guar y también se reemplazo la bentonita en algunas aplicaciones.

## 2.4 Descripción General de las Operaciones de Perforación con Espuma

El término espuma describe una clase especial de fluido aireado de perforación. Como ya se mencionó esta clase de fluido está compuesto por una mezcla especial de fluidos incompresibles inyectados con aire comprimido u otros gases. Para crear una espuma, el componente incompresible usualmente esta hecho de agua dulce tratada con un surfactante o agente espumante. El término espuma rígida se refiere al uso de agua viscosificada en lugar de agua dulce en el fluido incompresible; aditivos viscosificantes típicos son: celulosa polianiónica, goma de xantano y carboximetil celulosa<sup>11</sup>. El agente espumante usualmente comprende aproximadamente dos a cinco por ciento en volumen del agua tratada que es inyectada dependiendo del surfactante empleado.

A continuación se presenta una descripción breve de la composición general del fluido espumado de perforación:

### ➤ Gases Usados

Generalmente los gases más usados en la perforación con espuma estable son el aire y el gas natural. Otros gases que han sido usados son nitrógeno, dióxido de carbono y gases de combustión. Aunque se prefiere el gas natural, por lo general se usa aire debido a la indisponibilidad del gas.

### ➤ Agua Empleada

Cuando el agua dulce no está disponible, se puede usar agua salada o agua de formación. Cuando esto se hace, deben realizarse pruebas muy cuidadosas para asegurar el éxito. El agua de formación puede contener sales y metales que causen problemas con la estabilidad de la espuma.

➤ Agentes Espumantes Empleados

En los fluidos espumados de perforación más estables, es empleado uno de varios tipos de agentes espumantes<sup>11</sup>.

1. Alcohol Éter Sulfato. Estos agentes espumantes están formados por una larga cadena de alcohol etoxilato la cual esta sulfonatada. Son los agentes de más amplio uso y pueden estar formulados para cualquier solución de agua dulce o salada.
2. Sulfonato de Alquibenceno. Estos espumantes tienen mejor estabilidad en altas temperaturas que los primeros, pero no son tan efectivos. Se necesita más agente espumante por galón de agua espumada.
3. Alfa Sulfonato de Olefina. El desempeño de estos agentes es muy similar a los del grupo anterior.

En cada aplicación es necesario determinar la cantidad de tiempo que la espuma estará en el pozo y la temperatura a la que será expuesta antes de que las concentraciones puedan ser estimadas.

➤ Inhibidores de Corrosión

Tres elementos aceleran la corrosión en la sarta de perforación (a) oxígeno, (b) dióxido de carbono y (c) ácido sulfhídrico. Estos tres agentes corrosivos por lo general son tratados mediante el incremento del PH del agua a 10 con la adición de hidróxido de sodio o arcilla y mediante la adición de un inhibidor el cual forma un recubrimiento de protección química. La presencia de un alto PH neutraliza la presencia de ácido sulfhídrico.

### 2.4.1 Equipo Empleado

El equipo requerido para la perforación con espuma es una mezcla de equipo convencional y equipo para perforación con aire. Figura 2.2. Consta de un arreglo que no requiere las altas presiones de las bombas usadas para la perforación convencional o los altos volúmenes usados en la perforación con aire. Esto simplifica los requerimientos de equipo y reduce algunos aspectos de la potencial contaminación de la perforación con aire.

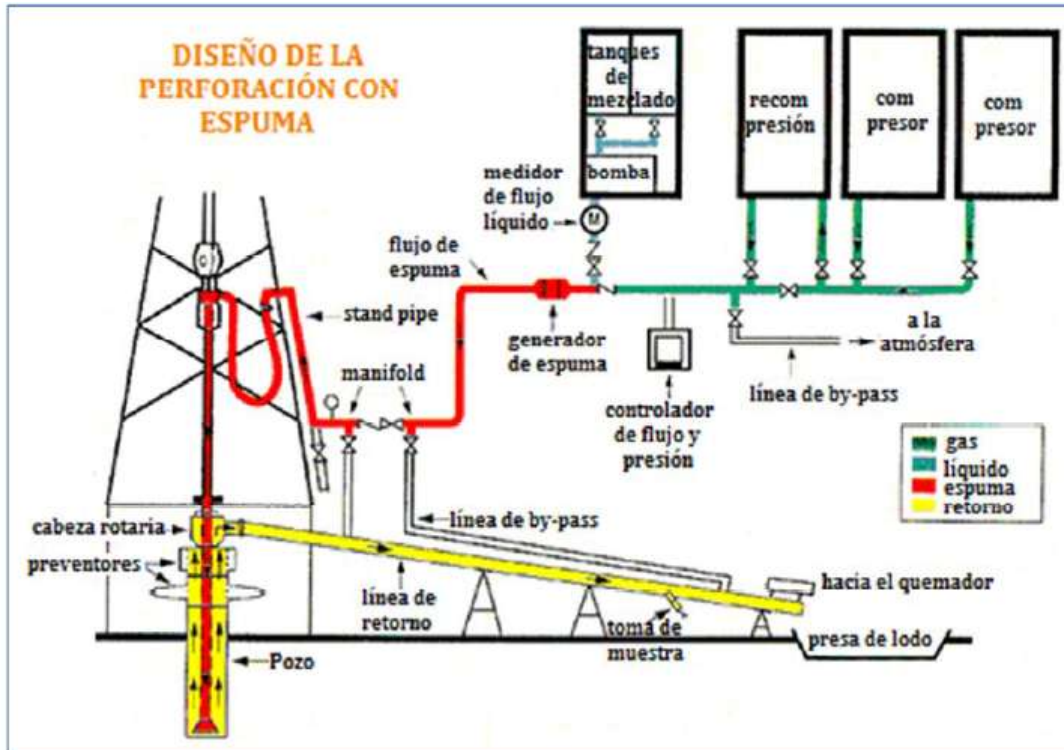


Figura 2.2 Equipo Empleado para la Perforación con Espuma

#### 2.4.1.1 Presas de Lodo

Las presas de lodo usadas con la perforación con espuma son principalmente usadas para mezclar y almacenar ya que el sistema no es reusado. Un sistema estándar podría usar una presa de doscientos barriles. La primera sección de la presa sería para mezclar arcilla e inhibidores. La parte de atrás de la presa sería para succión y almacenamiento<sup>8</sup>.

#### 2.4.1.2 Bombas

La bomba de lodo podría ser una bomba de perforación convencional. Una bomba de lodo de menos de 500 HP generalmente sería la más satisfactoria debido a que podría correr lo suficientemente rápido para entregar una descarga razonablemente fluida.

Bombas de alta presión dúplex o triplex son las más empleadas y pueden ser movidas con electricidad, gasolina o diesel. El atributo más significativo de cualquier bomba para espuma es que sea capaz de controlar la tasa de flujo justo al mínimo requerido. No se presentan problemas cuando existe una inyección excesiva más que el desperdicio de fluido y aditivos, lo cual puede hacer más cara la operación.

### 2.4.1.3 Bomba Mezcladora y Tolva

Es necesario instalar un sistema de bomba mezcladora y tolva en la presa de mezclado. La bomba mezcladora es generalmente centrífuga y debe tener suficiente capacidad para operar la tolva y algunos jets de mezclado.

### 2.4.1.4 Compresores

Como su nombre lo indica, son los medios primarios de compresión del aire a la presión requerida para su circulación en el pozo, Hay muchos tipos de compresores disponibles, pero los comúnmente usados en los trabajos de perforación son el reciprocante y el de tornillo rotatorio.

### 2.4.1.5 Boosters

Son compresores de desplazamiento positivo que toman el volumen de salida de los compresores y lo comprimen a una presión más alta. Figura 2.3. Un booster es requerido si las presiones de perforación exceden la capacidad del compresor primario.

Un booster incrementará la presión de 300 psi a cerca de 1500 psi. Si un booster no puede manejar la presión de varios compresores, puede añadirse un booster adicional paralelo<sup>10</sup>.



*Figura 2.3 Booster Empleado en Operaciones de Perforación con Espuma*

### 2.4.1.6 Generador de Nitrógeno

Un generador de nitrógeno no es más que un sistema de filtración que filtra el nitrógeno del aire atmosférico. Figura 2.4. Este dispositivo usa pequeñas membranas para filtrar el aire. Debido a las caídas de presión a través de las membranas, se puede requerir un booster en el generador para inyectar el nitrógeno al pozo. Las típicas capacidades de salida de los generadores van de 800 a 3000 [ft<sup>3</sup>/min]<sup>10</sup>. El aire enriquecido de oxígeno es venteado a la atmosfera y el nitrógeno es impulsado a la presión de inyección requerida.

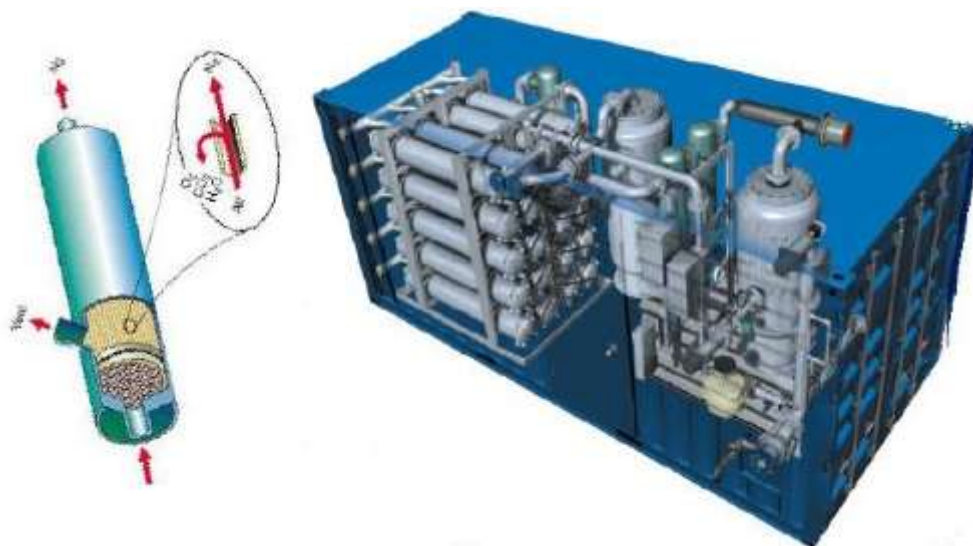


Figura 2.4 Generador de Nitrógeno

### 2.4.1.7 Líneas de Circulación

#### 2.4.1.7.1 Línea de gas/aire.

La línea desde el compresor al standpipe debe ser dimensionada, usualmente 4 pulgadas, para minimizar caídas de presión por fricción. Debe tener una válvula de alivio para proteger de altas presiones a los compresores y otros equipos. También debe tener una válvula check para prevenir que el aire u otros fluidos regresen al compresor. El stand pipe debe tener un medidor de presión, mientras que la línea de aire debe tener una conexión para circulación inversa si es necesaria. El cabezal del aire debe conectarse a la línea de purga. De esta manera, los compresores no se apagan durante las conexiones.

Se puede emplear una válvula de tres vías o dos válvulas estándar y deben colocarse de modo que se pueda controlar el flujo de aire desde el piso de perforación<sup>10</sup>

#### **2.4.1.8 Bypass de Purga**

El principal cabezal de aire conecta un bypass y estranguladores a un silenciador. Cuando es necesario parar la inyección de aire, el bypass es abierto y el cabezal principal de aire es cerrado mientras los compresores son apagados. El bypass de purga debe estar equipado con un silenciador para silenciar el aire descargado.

#### **2.4.1.9 Depurador**

El depurador remueve el exceso de agua en el flujo de aire comprimido de la línea. Si la humedad del aire atmosférico es alta, conforme el aire es comprimido, mucha agua regresará al estado líquido.

#### **2.4.1.10 Medidores**

Cada compresor es equipado con medidores independientes para evaluar su comportamiento operativo. En adición a los medidores de los compresores, otros se localizan a lo largo de la línea de flujo. Un medidor de baja presión es colocado corriente abajo del compresor primario pero corriente arriba del booster, este medidor permite evaluar el comportamiento del compresor primario. Un medidor de alta presión es colocado corriente abajo del booster para evaluar el comportamiento tanto del compresor primario como del booster cuando se requieren altas presiones.

#### **2.4.1.11 Generador de Espuma**

La adición a un sistema de compresión convencional para aire o niebla, para perforación con espuma estable, es el generador de espuma. Este asegura la mezcla completa de las dos fases.

Un tipo de generador de espuma es colocado donde los flujos de gas y líquido se encuentran. Este introduce el líquido dentro del flujo de gas a través de un tubo de diámetro pequeño centrado en la trayectoria de flujo de gas, y después dirige la mezcla a través de una constricción de flujo tipo venturi.



Otros generadores de espuma son colocados corriente abajo de donde el gas y el líquido se encuentran. Estos generadores de espuma pueden contener placas deflectoras, o incluso camas de arena, para promover la mezcla.

En práctica, no es claro si un generador de espuma requerido específicamente. La mezcla de aire y líquido invariablemente fluiría a través de un número de válvulas y experimentará muchos cambios de dirección, antes de entrar al Kelly; solo con esto se producirá una buena espuma. Incluso, si la espuma no se forma en la superficie, se formará cuando la mezcla pase a través de la barrena. Hay evidencia de que la espuma generada en la superficie es más tolerante a contaminantes, como lo son agua de formación e hidrocarburos, que la espuma formada en presencia de estos contaminantes. A menos que existan razones específicas para no hacerlo, tiene sentido emplear un generador de espuma<sup>10</sup>.

#### **2.4.1.12 Manifold de Admisión de Espuma**

Una simple tubería múltiple es requerida para permitir la inyección de espuma. Tanto la bomba de espuma como el compresor requieren de protección del retorno de fluidos, esto se logra mediante la colocación de válvulas de no retorno. Para espumas de baja velocidad una válvula de compuerta instalada en el suministro de aire ayuda a regular el flujo de aire para obtener la mezcla correcta de aire/líquido para la espuma.

#### **2.4.1.13 Cabezal Rotatorio**

El cabezal rotatorio de control se ha convertido en un elemento clave en muchos programas de perforación. Son usados para mejorar la seguridad y la protección al ambiente, siempre y cuando las condiciones de operación lo requieran. Figura 2.5.

En operaciones de perforación bajo balance, los cabezales rotatorios son usados para empaquetar el espacio anular, desviando el flujo de aire y gas a la línea del quemador. Sin el cabezal rotatorio, el aire y el gas pasarían a través de la mesa rotaria al piso de perforación. Los cabezales rotatorios de nueva generación usualmente tienen rodamientos sellados, el Kelly transfiere la rotación de la sarta de perforación al elemento sellante en el cabezal. El conjunto de rodamiento proporciona un sello y permite la rotación del separador de caucho mientras el recipiente se mantiene estacionario. En operaciones de perforación bajo balance, el cabezal rotatorio es solo un desviador y no debe ser considerado como un remplazo de un preventor propiamente diseñado para este tipo de operaciones.

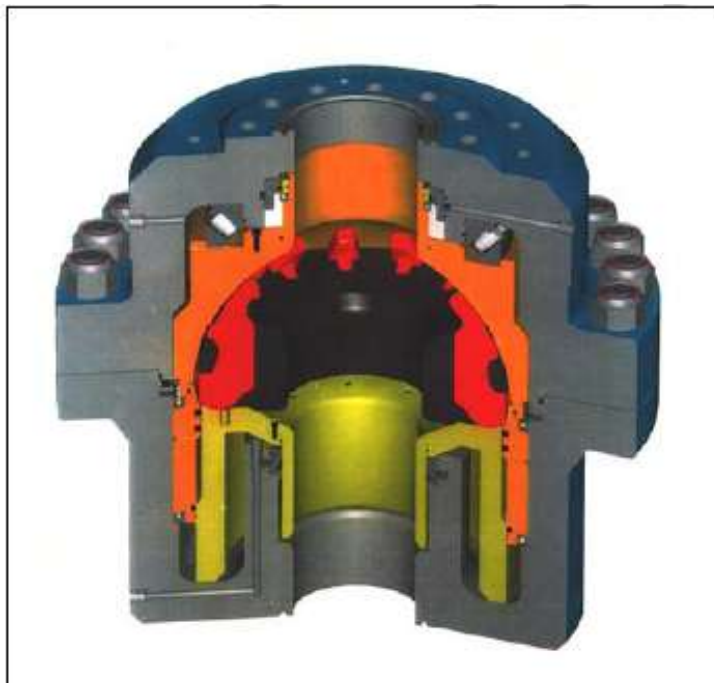


Figura 2.5. Cabezal Rotatorio <sup>12</sup>

Un preventor rotatorio RBOP usa un elemento empacador interno y uno externo. Un empacador secundario de expansión rápida permite que la rotación de la sarta de perforación ocurra mientras sella alrededor del Kelly o de la tubería de perforación para prevenir el escape de fluidos a la superficie. El panel de control del preventor rotatorio es una unidad autónoma.

#### 2.4.1.14 Sarta Flotadora

La perforación con espuma requiere que un flotador sea colocado en la parte superior de la tubería de perforación para mantener la espuma expandiéndose hasta la tubería de perforación cuando se hacen las conexiones. Un flotador de abertura total es generalmente el tipo más adecuado ya que esto permite el paso de dispositivos de línea de acero.

#### 2.4.1.15 Sistema de Separación

En todas las operaciones de perforación bajo balance, el sistema de separación que se usará, debe ser adaptado de acuerdo a los fluidos del yacimiento esperados. Este sistema debe ser diseñado para manejar fluidos líquidos y gaseosos, y debe separar el fluido de perforación para que éste pueda ser reinyectado al pozo. La función del sistema de separación es separar efectiva y eficientemente cada una de las fases de la corriente de retorno del pozo en corrientes individuales y al mismo tiempo regresar el fluido limpio al proceso de perforación.

En muchas situaciones, el separador es el primer equipo procesador que recibe el flujo de retorno del pozo. Los separadores pueden clasificarse de acuerdo a su presión de operación de acuerdo a lo siguiente<sup>10</sup>:

- Baja Presión: 10 a 20 [psi], hasta 180 a 225 [psi]
- Presión Media: 230 a 250 [psi], hasta 600 a [psi]
- Alta Presión: 750 a 5000 [psi]

Los separadores son clasificados en “bifásicos” si separan el gas de la corriente de fluidos, “trifásicos” si separan los sólidos y el gas de la corriente de fluidos, y de “cuatro fases” si separan aceite, agua, gas y sólidos.

La separación de fluidos y sólidos se consigue en base a la diferencia entre las densidades de sólidos, líquidos y gases. La tasa a la cual los gases y sólidos son separados del líquido es función de la presión y temperatura. Figura 2.6.

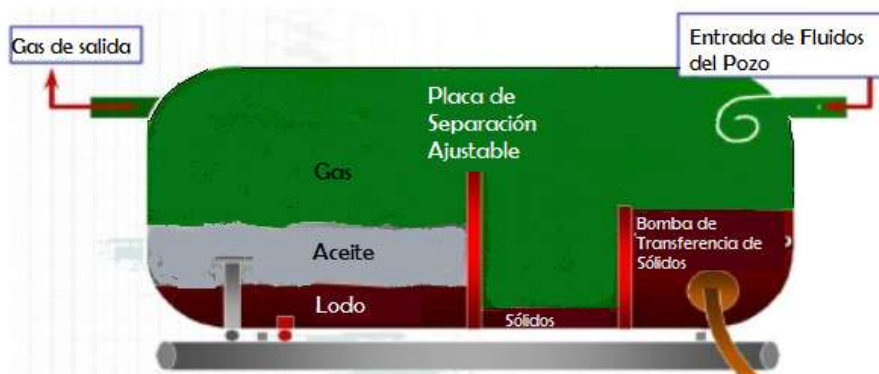


Figura 2.6 Separador de Cuatro Fases

#### 2.4.1.16 Desgasificador

El acarreo de gas desde el separador a una presa de succión es potencialmente peligroso, particularmente si existe producción de  $H_2S$ . El gas en el líquido reinyectado puede causar presiones de fondo más bajas que las anticipadas; esto también causara interferencia con la eficiencia de las bombas. Dado lo anterior, en muchas ocasiones es necesario usar un desgasificador adicional corriente abajo del separador primario.

2.4.2 Ejecución de Operaciones

Las operaciones de perforación con espuma estable generalmente son llevadas a cabo usando configuraciones de inyección con sarta de perforación. La Figura 2.7 muestra una sección esquemática de la configuración de la tubería de perforación para inyección de espuma.

Ambos, el fluido con surfactante y el aire comprimido u otro gas son inyectados juntos dentro de la parte superior de la sarta de perforación. Estos fluidos se mezclan conforme van llegando al fondo de la sarta de perforación y pasan a través de las toberas de la barrena. La espuma estable es creada cuando los fluidos pasan a través de las toberas<sup>9</sup>.

Como la espuma estable es generada en el fondo del espacio anular, los recortes de roca provenientes del avance de la barrena entran en la espuma y la mezcla resultante fluye a la superficie por el anular. La mezcla sale del anular a una línea de flujo horizontal. Esta línea de flujo fluye a un quemador o a tanques de retorno sellados.

El quemador es usado cuando el aire de retorno se mezcla con hidrocarburos que pueden ser quemados. Los tanques de retorno sellados para contener fluidos y gases contaminantes o hidrocarburos son particularmente útiles en operaciones de perforación bajo balance.

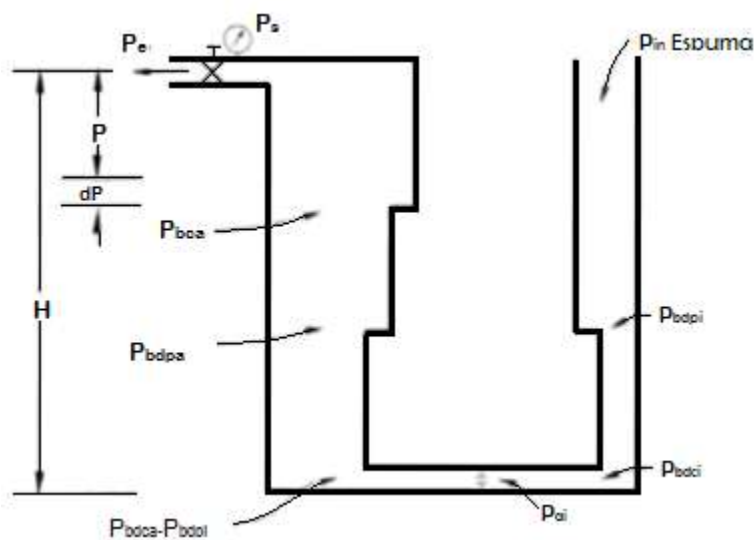


Figura 2.7 Esquema de la Circulación Directa<sup>5</sup>

$P_{in}$  es la presión de inyección dentro de la parte superior de la sarta de perforación.  $P_{bdpi}$  es la presión en el fondo de la tubería de perforación dentro de la sarta de perforación.  $P_{bdci}$  es la presión en el fondo de los drillcollars por dentro de la sarta de perforación,  $P_{ai}$  es la presión por arriba de la barrena dentro de la sarta de perforación,  $P_{bdpa}$  es la presión en el fondo de los drillcollars en el anular,  $P_{bh}$  es la presión de fondo de pozo en el espacio anular,  $P_{bdpa}$  es la presión en el fondo de la tubería de perforación en el espacio anular,  $P_{bca}$  es la presión en el fondo de la tubería de revestimiento en el espacio anular,  $P_s$  es la presión de superficie en la parte superior del espacio anular usualmente presión de retorno, creada por una válvula ajustable,  $P_e$  es la presión de salida al final de la línea de flujo de retorno superficial.

La mezcla de fluido incompresible con surfactante y aire comprimido u otro gas fluye como una mezcla por el interior de la sarta de perforación. Las toberas de la barrena son requeridas en orden de permitir que la espuma sea generada en el fondo del espacio anular conforme la mezcla de fluido pasa a través de la barrena. Existen muchas situaciones de perforación de poca profundidad donde la espuma puede ser preformada en la superficie con un generador de espuma e inyectada dentro de la sarta de perforación. Sin embargo en operaciones de perforación profunda, no es posible mantener la mezcla como una espuma fluyendo en la sarta de perforación. Las presiones dentro de la sarta son muy altas para permitir que las propiedades de la espuma se mantengan<sup>9</sup>. En consecuencia, en la discusión de la espuma estable de perforación, se asume que la mezcla fluye como un fluido aireado por el interior de la sarta de perforación, es transformada en una espuma conforme la mezcla pasa a través de las toberas de la barrena, y luego fluye hacia arriba por el espacio anular como una espuma estable.

La calidad de la espuma es una función de la presión en el espacio anular ya que la tasa de flujo volumétrico del aire comprimido es afectada por la magnitud de la presión. Experimentos de laboratorio y de campo muestran que la espuma estable existirá entre ciertos límites de valor de calidad de la espuma. Estos son aproximadamente las calidades de espuma de 0.54 y 0.98. Si el valor de la calidad de la espuma cae debajo de 0.54, la espuma se separará en dos fases. Si la calidad de la espuma está por encima de 0.97, la espuma también se separa en dos fases y se denota como "niebla". Para una operación de perforación con espuma estable el valor de calidad más bajo es usualmente encontrado en el fondo del espacio anular y el valor más alto de calidad es encontrado en la parte superior.

Aunque la espuma es una clase especial de fluido aireado, las propiedades físicas de una espuma de perforación son diferentes a las de casi todas las otras clases de fluidos de perforación. Las tasas reales de inyección tanto de los fluidos incompresibles como de los gases compresibles son bajas en comparación a las tasas empleadas en operaciones de perforación con aire y fluidos aireados. La espuma crea una complicada estructura de burbuja que fluye a través del espacio anular, aunque ésta estructura tiene un bajo peso específico, se ha encontrado que tiene viscosidad plástica y un punto cedente similar a la propiedad plástica de los lodos de perforación.

El uso de espumas ha sido considerado una importante herramienta tecnológica en contra de efectos perjudiciales en secciones con pérdida de circulación. La espuma estable crea burbujas con propiedades de tensión superficial que tienden a llenar las fracturas o aberturas porosas en la pared del pozo conforme la espuma intenta fluir a las zonas ladronas y poros. El bloqueo por burbujas de espuma restringe o detiene el flujo de espuma dentro de estas secciones de pérdida de circulación y de este modo permite el progreso de las operaciones de perforación con seguridad. La espuma estable puede también ser efectiva para contener el flujo de agua de formación dentro del espacio anular. Se debe añadir suficiente surfactante al fluido inyectado en la parte superior de la sarta de perforación, esto permitirá que el agua de formación sea espumada conforme entre al agujero.

#### **2.4.3 Planeación de Pozos Profundos a Perforarse con Espuma**

Las operaciones de perforación con espuma estable pueden usar una variedad de fluidos incompresibles y gases comprimidos para desarrollar un sistema estable. En la mayoría de estas operaciones se usa agua dulce y surfactantes comerciales con aire comprimido inyectado u otros gases. Los pasos básicos en la planeación de un pozo profundo son los siguientes<sup>7</sup>:

1. Determinar la geometría de la sección o secciones del pozo a ser perforados con el fluido de perforación espumado, por ejemplo, diámetro del agujero, diámetros interiores de los revestidores y máximas profundidades.
2. Determinar la geometría de la sarta de perforación asociada para las secciones a ser perforadas con fluido espumado, por ejemplo, tamaño y tipo de barrena empleada, tamaño del drillcollar, tamaño y descripción de la tubería de perforación y máxima profundidad.

3. Determinar el tipo de roca de las formaciones a ser perforadas en cada sección y estimar la tasa de penetración anticipada.
4. Determinar la elevación del sitio de perforación por encima del nivel del mar, la temperatura del aire durante las operaciones y el gradiente geotérmico aproximado.
5. Establecer el objetivo de la operación de perforación con espuma estable:
  - Para perforar a través de formaciones en las que se presenta pérdida de circulación,
  - Para contener la entrada de agua de formación al espacio anular, mediante la inyección de una cantidad adicional de surfactante para espumar el agua de formación en el espacio anular.
  - Para mantener bajas presiones en el fondo del pozo para evitar fracturar las formaciones o para permitir las operaciones de perforación bajo balance.
6. Si el objetivo es la perforación bajo balance, debe ser entendido que en las operaciones de perforación bajo balance no se pueden mantener las presiones anulares constantes en el fondo del pozo.
7. Para cualquiera de los objetivos mencionados arriba, determinar tasa aproximada requerida de flujo volumétrico de la mezcla de fluido incompresible y del aire comprimido u otro gas a ser usado para crear la espuma estable. Esta tasa de flujo es gobernada por, a) la calidad de la espuma en la parte superior del espacio anular y, b) la capacidad de acarreo de recortes de la mezcla fluyendo en el área transversal crítica, usualmente el área transversal mas grande del espacio anular. La capacidad de acarreo de recortes rocosos de la espuma estable puede ser estimada usando un valor mínimo de energía cinética por unidad de volumen en la sección transversal crítica del espacio anular.
8. Usando las tasas de flujo de líquido y de aire a ser inyectadas dentro del pozo, determinar la presión de fondo de pozo y la presión de inyección en superficie como una función de la profundidad de perforación, durante el intervalo de agujero abierto a ser perforado.

9. Seleccionar el compresor que proporcionará la cantidad de aire o gas necesaria para crear la espuma estable a usarse durante la perforación. También, determinar la máxima potencia requerida por el compresor y la máxima potencia disponible de la maquina motriz.
10. Determinar el volumen apropiado de combustible requerido por el compresor para perforar el pozo.

## 2.5 Ventajas y Desventajas de la Perforación con Espuma

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la técnica de inyección de espuma estable como fluido de perforación<sup>8</sup>.

### 2.5.1 Ventajas

- La técnica no requiere de equipo adicional en el fondo del pozo.
- Casi todo el espacio anular se llena con espuma, por lo tanto, se pueden lograr bajas presiones de fondo de pozo.
- Ya que la estructura de las burbujas de la espuma de perforación estable tienen un alto punto cedente, estas estructuras pueden soportar los recortes de roca en suspensión cuando las operaciones de perforación son interrumpidas para hacer conexiones. La espuma estable tiene de siete a ocho veces la capacidad de acarreo de recortes del agua.
- Los recortes retirados de la espuma en la superficie son fáciles de analizar para recabar información acerca de las propiedades de la roca.

### 2.5.2 Desventajas

- La inyección de gas para la espuma estable no puede ser continuada cuando la circulación es interrumpida durante las conexiones y los viajes. Por lo tanto, esto puede dificultar el mantener las condiciones de bajo balance durante estas operaciones.
- Dado que el gas inyectado es atrapado bajo la presión dentro de la sarta de perforación por los diferentes flotadores, debe darse el tiempo suficiente para permitir la purga del aire cuando se realizan las conexiones y viajes.



- El flujo por el interior de la sarta de perforación es multifásico y, por lo tanto, se presentan altas caídas de presión por fricción en la tubería. Las altas caídas de presión resultan en altas presiones de las bombas y compresores durante la inyección.
- La fase gaseosa en la espuma estable atenúa los pulsos de los sistemas convencionales MWD (measure while drilling). Por lo tanto, el pulso de telemetría convencional MWD no puede ser utilizado.

## CAPITULO 3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS ESPUMADOS

### 3.1 Fluidos Espumados en la Perforación Bajo Balance

Cuando en la perforación bajo balance se encuentran zonas altamente productoras de agua, es posible añadir agentes espumantes al fluido de perforación, si es que se usa aire, gas o lodo de baja densidad, o bien, emplear un fluido espumado para facilitar su remoción. La formación de espuma se realiza mediante la inyección de un agente espumante dentro de la corriente de aire que baje suficientemente la tensión superficial del agua. Las espumas, sin embargo, tienden a colapsar en corto tiempo debido a que la energía superficial del sistema es reducida por lo que el agente espumante debe ser cuidadosamente seleccionado tomando en cuenta las condiciones operativas.

### 3.2 Definición y Clasificación de las Espumas

#### 3.2.2 Definición

Las espumas son un tipo especial de dispersión en la cual un gas es disperso en una fase líquida continua. A continuación se presenta una imagen bidimensional que describe un sistema general de espuma. La estructura general es contenida en el fondo por el volumen líquido y en la parte superior por una segunda fase, en este caso gas. Figura 3.2.

#### 3.2.1 Diferencias entre Espumas y Nieblas

Las espumas y nieblas son sistemas coloidales en los cuales las dos fases son un gas y un líquido. La distribución de las dos fases depende de las cantidades relativas de cada una. Esta relación es usualmente expresada ya sea como la fracción de volumen de gas (calidad de la espuma) o el volumen de la fracción de líquido (LVF).

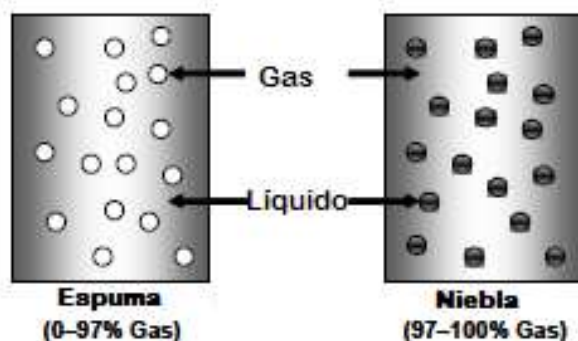


Figura 3.1 Comparación entre Espuma y Niebla

En el rango de calidad de la espuma de 0 a cerca de 0.54 la espuma consiste de burbujas independientes dispersas en el gas; en el rango de 0.54 a 0.97 el sistema es análogo a una emulsión con el gas como la fase interna y el líquido como la externa. Arriba de una calidad de 0.96 el sistema consiste de gotas microscópicas de agua dispersas en el gas, y es denominado una niebla o aerosol. Figura 3.1.

### 3.2.2.1 Arreglo de Fases

En una espuma persistente, las burbujas esféricas se transforman en celdas de espuma poliédricas, separadas por películas de líquido casi planas. Tales espumas son referidas como espumas secas. Los poliedros formados son casi, pero no del todo, dodecaedros regulares. Esos arreglos de películas, los cuales vienen juntos en ángulos iguales, resultan de las tensiones de superficie o de las fuerzas contractivas a lo largo de las películas de líquido. Las burbujas en una espuma se organizan en poliedros a lo largo del borde de una lámina,

Para propósitos prácticos, una lámina es definida como la región que abarca la película delgada, las dos interfaces en cualquier lugar de la película, y parte de la unión a otra lámina, tres láminas siempre vienen juntas en ángulos de  $120^\circ$ ; el borde donde concurren es denominado borde de Plateau<sup>14</sup>. Figura 3.2.

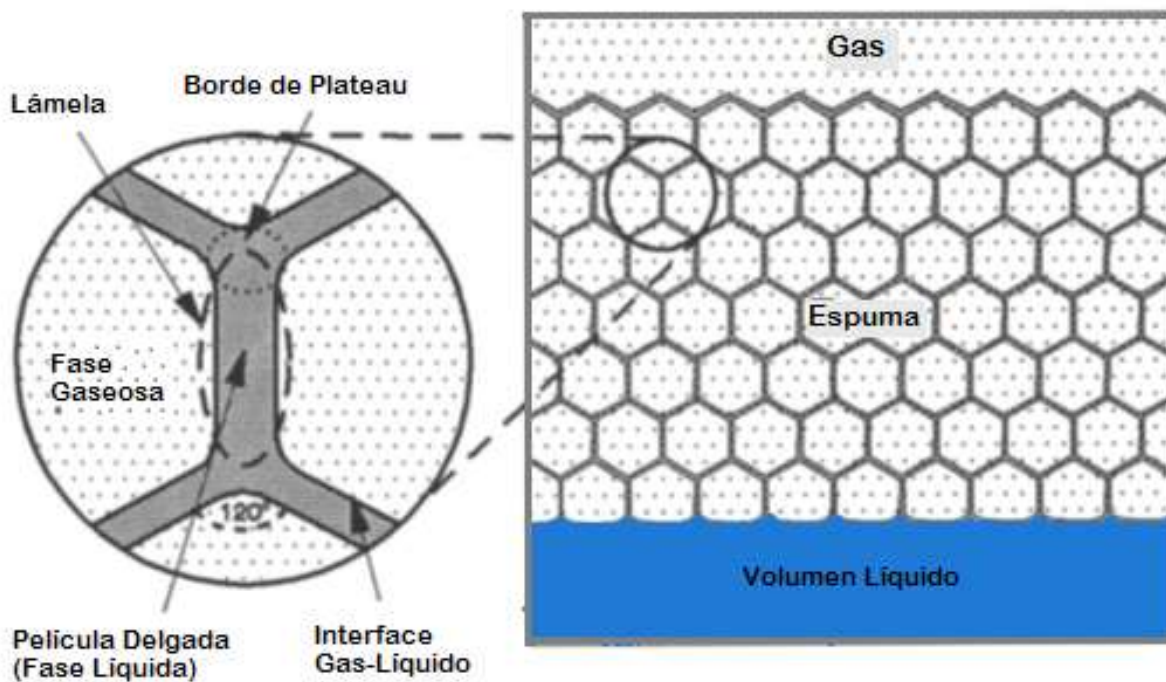


Figura 3.2 Sistema Generalizado de Espuma

Debido a que la Figura representa sólo una lámina bidimensional, el borde de Plateau se extiende perpendicularmente hacia afuera de la página, Figura 3.3. En tres dimensiones, cuatro bordes de Plateau concurren en un punto al ángulo tetraédrico aproximado de  $109^\circ$ . Observaciones de espumas dinámicas muestran que en cualquier momento más de tres películas ocurren juntas, inmediatamente un reacomodo toma lugar para restablecer las uniones de solo tres películas a lo largo de los bordes de la lámina.

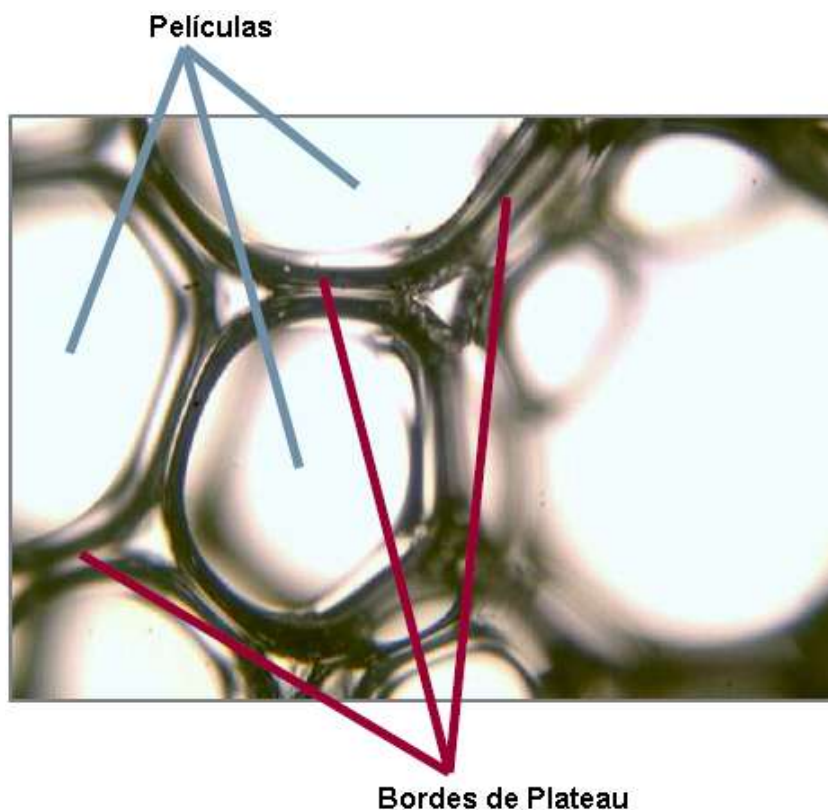


Figura 3.3 Ampliación de un Sistema de Espuma en el que es Posible Apreciar sus Componentes<sup>16</sup>

Una estructura de espuma siempre puede ser formada en un líquido si las burbujas de gas son inyectadas más rápido de lo que el líquido entre burbujas pueda ser drenado fuera. A pesar de que las burbujas se fusionan entre sí tan pronto el líquido entre ellas es drenado, se forma una dispersión temporal.

En líquidos puros, las burbujas de gas se levantarán y separarán, más o menos de acuerdo con la ley de Stoke. Cuando dos o más burbujas vienen juntas, la coalescencia ocurre muy rápidamente, sin aplastamiento detectable de la interfase entre ellas; esto es, no hay persistencia de la película delgada de líquido<sup>14</sup>.

La adsorción de surfactante en la interfase gas-líquido promueve la estabilidad de la delgada película entre las burbujas y añade cierta persistencia a la estructura de la espuma. Aquí, cuando dos burbujas de gas se aproximan, la delgada película se adelgaza a una lámina persistente en el punto de máxima aproximación, en lugar de romperse. En ambientes cuidadosamente controlados, ha sido posible fabricar burbujas estáticas y películas con tiempos de vida del orden de meses hasta años.

### 3.3 Densidad de la Espuma

En el cálculo de la densidad de la espuma ( $\rho_f$ ), uno puede usualmente ignorar la masa del gas involucrado, entonces:

$$\rho_f = \frac{m_L}{V_F} \quad (3.1)$$

donde:

$m_L$  = masa de líquido en la espuma,

$V_F$  = es el volumen total de la espuma.

Para espumas hechas de un líquido de densidad  $\rho_L$  y volumen  $V_L$ :

$$\frac{\rho_L}{\rho_F} = \frac{V_F}{V_L} \quad (3.2)$$

El factor  $V_F/V_L$  es denominado el factor de expansión de una espuma. Con una reformulación del factor  $\rho_L/\rho_F$  se obtiene el llamado incremento de formación de volumen de espuma, o poder espumante como  $100[(\rho_L/\rho_F) - 1]$ . Aquí, el término en corchetes es la proporción de gas en el volumen de líquido en la espuma. Las densidades de espumas muy estables pueden ser medidas con un picnómetro o por cálculo a partir de volúmenes conocidos de líquido inicial y espuma final. En algunos casos, pueden usarse mediciones de conductividad<sup>15</sup>.

Las densidades de espumas típicamente varían de aproximadamente 0.02 a cerca de 0.5 g/ml. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que las espumas masivas no son necesariamente homogéneas y por lo general presentan una distribución de densidades a lo largo de la dirección vertical debido al drenaje inducido por la gravedad.

### 3.4 Propiedades de Flujo de la Espuma

El factor principal que afecta el comportamiento de flujo de una espuma es su calidad, que es la relación entre el volumen de gas y el volumen total de la espuma a una presión y temperatura específicas. La viscosidad de una espuma se incrementa rápidamente conforme la calidad de la espuma se incrementa desde cerca de 0.85 a 0.97, que es el límite de la estabilidad de la espuma a la condición de niebla. Figura 3.4

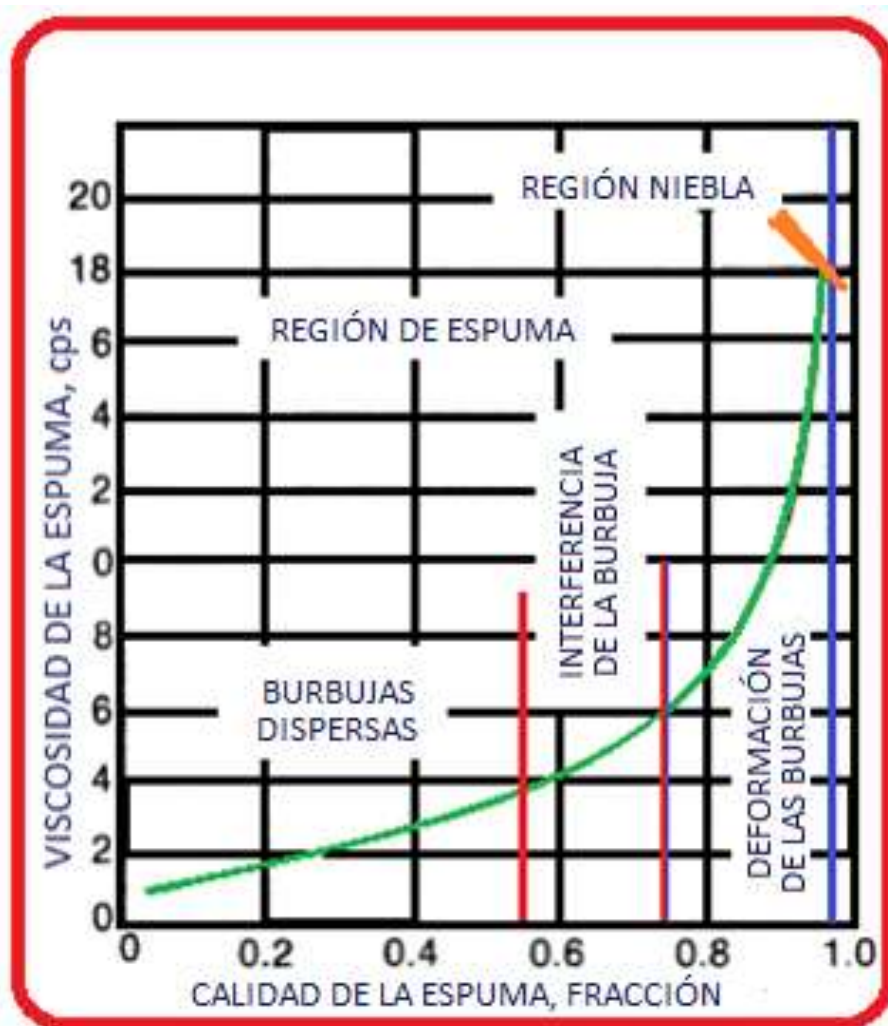


Figura 3.4 Efecto de la Calidad de la Espuma en la Viscosidad de la Espuma<sup>11</sup>

La capacidad de acarreo de recortes de la espuma depende de la velocidad anular y de las propiedades reológicas de la espuma. Las propiedades reológicas de la espuma dependen principalmente de la viscosidad del aire y del líquido, y de la calidad de la espuma. Figura 3.5.

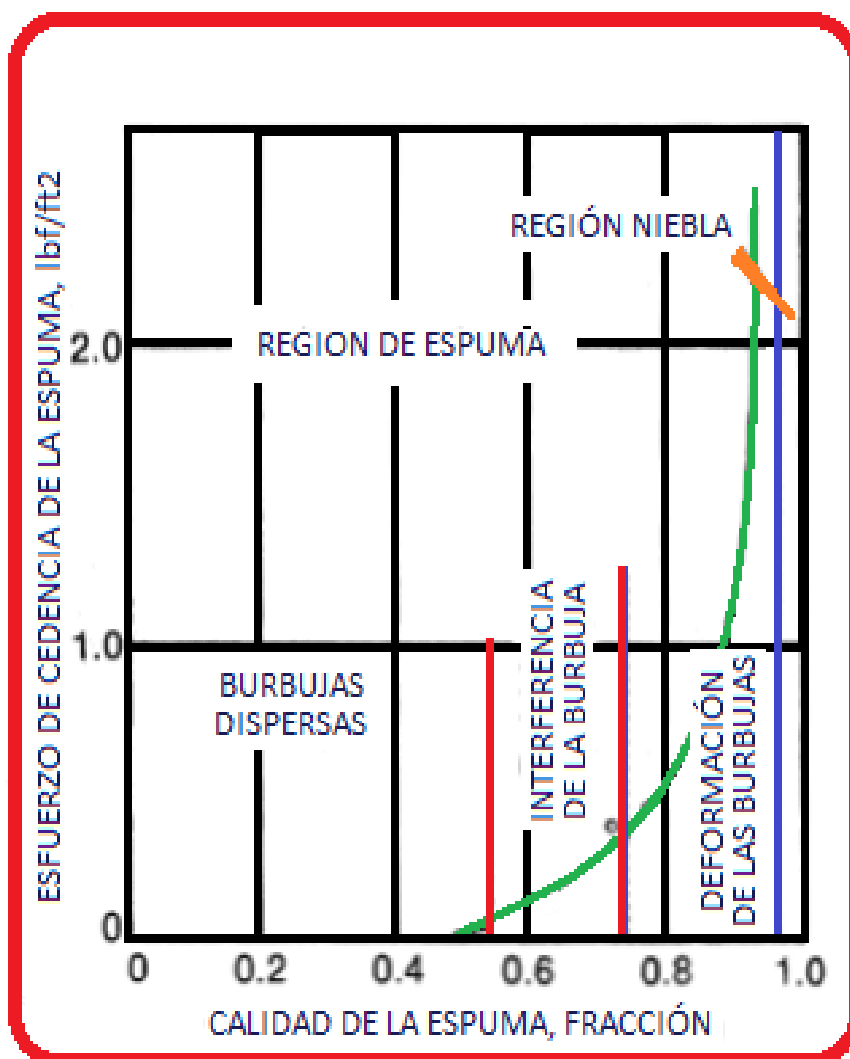


Figura 3.5 Efecto de la Calidad de la Espuma en el Esfuerzo Cedente de la Espuma<sup>11</sup>

### 3.5 Propiedades Reológicas

Las propiedades reológicas de una espuma pueden ser muy importantes: La alta viscosidad puede ser parte de la razón de que una espuma sea problemática, una resistencia al flujo que debe ser tratada, o una propiedad deseable para la cual se formula una espuma. La descripción más simple descripción aplica a un comportamiento newtoniano en flujo laminar. El coeficiente de viscosidad,  $\eta$ , es dado en términos de el esfuerzo de corte,  $\tau$ , y de la velocidad de corte,  $\dot{\gamma}$ , por:

$$\tau = \eta \dot{\gamma} \quad (3.3)$$

Muchas dispersiones coloidales, incluyendo las espumas mas concentradas, no obedecen la ecuación newtoniana. Para fluidos no newtonianos el coeficiente de viscosidad no es una constante, pero es una función de la velocidad de corte; resultando

$$\tau = \eta(\dot{\gamma})\dot{\gamma} \quad (3.4)$$

Una forma conveniente de resumir las propiedades de flujo de fluidos es por el Gráficoado de curvas de flujo de esfuerzo de corte contra velocidad de corte,  $\tau$  vs  $\dot{\gamma}$ . Estas curvas pueden ser categorizadas dentro de muchas clasificaciones reológicas. Las espumas son generalmente pseudoplásticas; esto es, conforme la velocidad de corte se incrementa, la viscosidad disminuye. Las espumas persistentes, por lo general presentan un esfuerzo cedente ( $\tau_Y$ ), esto es, la velocidad de corte permanece en cero hasta que se alcanza un esfuerzo de corte, entonces el flujo pseudoplástico o newtoniano comienza. Un ejemplo sería una espuma para la cual el esfuerzo debido a la gravedad es insuficiente para causar que la espuma fluya, pero la aplicación de esfuerzo adicional ocasiona el flujo, Figura 3.6. El flujo pseudoplástico que es dependiente del tiempo es llamado tixotrópico. Esto es, la viscosidad disminuye a una velocidad de corte constante aplicada, y en una curva de flujo, ocurre la histéresis.

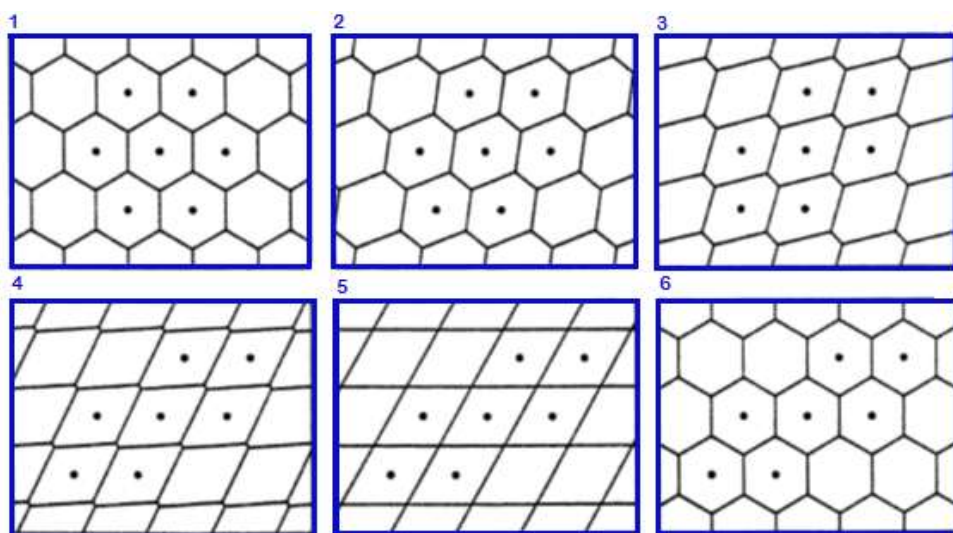


Figura 3.6 Esfuerzo de Corte Aplicado a una Espuma Causa Distorsión (cuadros 2 – 4) y Eventualmente el Flujo una Vez que el Esfuerzo Cedente es Excedido (Cuadros 5 y 6). Los puntos en una Constelación de Celdas Muestran cómo las Posiciones Relativas de Esas Celdas han Cambiado<sup>15</sup>.

Una razón de la relativa falta de datos reológicos para las espumas en comparación con otros sistemas coloidales, es la dificultad asociada con las mediciones en estos sistemas.



En el intento de realizar una medición, una serie de cambios puede ocurrir en la cámara de la muestra, haciendo las mediciones irreproducibles y no representativas de la espuma original, incluyendo<sup>15</sup>:

- Batido de las burbujas, lo cual causa una distribución no uniforme dentro de la cámara, o incluso la eliminación de todas las burbujas dentro de una fase superior fuera de la región en donde son efectuadas las mediciones.
- La separación centrífuga de las fases líquida y gaseosa, haciendo la espuma radialmente no homogénea, y posiblemente colapsa la espuma.
- La coalescencia inducida por esfuerzo de corte o la dispersión fina de burbujas, cambia las propiedades de la muestra.

La presencia de partículas dispersas puede incrementar o disminuir la estabilidad de la espuma. Un mecanismo para mejorar la estabilidad es el mejoramiento de la viscosidad que resulta de tener una dispersión estable de partículas presentes en la solución.

### 3.6 Propiedades Interfaciales de las Espumas

El tiempo de vida de las espumas depende en gran medida del agente espumante empleado. El agente espumante puede comprender uno o mas de lo siguiente: surfactantes, macromoléculas y sólidos finamente divididos. El agente espumante es necesario para reducir la tensión superficial, y de este modo ayudar en la formación de un área interfacial aumentada con una inversión mínima de energía mecánica, y puede ser necesario para formar una película protectora en la superficie de las burbujas que actúe en la prevención de la coalescencia con otras burbujas; la espuma resultante puede bien tener estabilidad considerable como una dispersión metastable.

#### 3.6.1 Surfactantes

Los fenómenos de superficie e interface pueden ser discutidos en términos de la energía libre de superficie. Existe energía libre en todas las superficies a causa de la ausencia de un equilibrio de las cargas alrededor de las moléculas en la interface. Si un líquido moja una superficie, esto baja la energía superficial, y por lo tanto, realiza un trabajo, como por ejemplo, cuando el agua sube en un tubo capilar. Por otra parte, la creación de nuevas superficies involucra un incremento de energía libre. Por ejemplo, cuando un sólido se divide, los enlaces químicos se rompen y se crea una carga electrostática en la superficie.

El término surfactante es la contracción del término agente tensoactivo, llamado así debido a que estos agentes son adsorbidos en las superficies e interfaces, y bajan la energía libre de las mismas. Una consecuencia de la adsorción de surfactante en la interface es que esto proporciona una fuerza expansiva que actúa contra la tensión interfacial normal.

### 3.6.1.1 Clasificación

Los surfactantes son clasificados de acuerdo a la naturaleza de la parte polar o hidrofílica de la molécula en aniónicos, catiónicos y no iónicos, Los catiónicos se disocian en un catión orgánico grande y un anión inorgánico simple. Por lo general son la sal de amina grasa o poliamina. Los surfactantes aniónicos se disocian en un anión orgánico grande y un catión inorgánico simple. El ejemplo clásico de este tipo de surfactantes es un jabón, como el oleato de sodio. Los surfactantes no iónicos son largas cadenas de polímeros que no se disocian.

En la Tabla 3.1 se presentan algunos ejemplos de cada tipo de surfactante<sup>14</sup>.

Clase	Ejemplos
<b>Aniónico</b>	Esterato de Sodio Dodecil-Sulfato de Sodio Dodecil-Benzenosulfonato de Sodio
<b>Catiónico</b>	Clorhidrato de Laurilamina Bromuro de Cetiltrimetilamonio
<b>No Iónico</b>	Poli (Oxietileno) Alcohol Alquifenoles Etoxilados

Tabla 3.1 Algunas Clases de Surfactantes

En solución acuosa, concentraciones diluidas de surfactante actúan tal como electrolitos normales, pero a altas concentraciones, resulta un comportamiento mucho muy diferente. Este comportamiento es explicado en términos de la formación de agregados organizados de un gran número de moléculas llamadas micelas, en las cuales las partes lipofílicas de los surfactantes se asocian en el interior de los agregados y dejan las partes hidrófilas frente al medio acuoso. La concentración a la cual la formación de micelas comienza a ser significativa es llamada concentración micelar crítica (CMC)<sup>15</sup>.

Una baja CMC es producida por el incremento de la masa molecular de la parte lipofílica de la molécula, disminuyendo la temperatura, y adicionando electrolitos. Las masas moleculares de los surfactantes varían de unos cuantos cientos a varios miles de g/mol. Algunos típicos valores de CMC molar para bajas concentraciones de electrolito a temperatura ambiente son presentados en la Tabla 3.2.

Las solubilidades de los surfactantes muestran un fuerte incremento arriba de cierta temperatura, denominada punto Krafft (Tk). Esta solubilidad incrementada es explicada por el hecho de que la molecula individual de surfactante tiene solubilidad limitada, considerando que las micelas son muy solubles<sup>15</sup>. Figura 3.7.

Valores Típicos CMC Molares	
Surfactantes	CMC (M)
No iónicos	$10^{-5} - 10^{-4}$
Anionicos	$10^{-3} - 10^{-2}$
Ampotericos	$10^{-3} - 10^{-1}$

Tabla 3.2 Valores Típicos de CMC molares

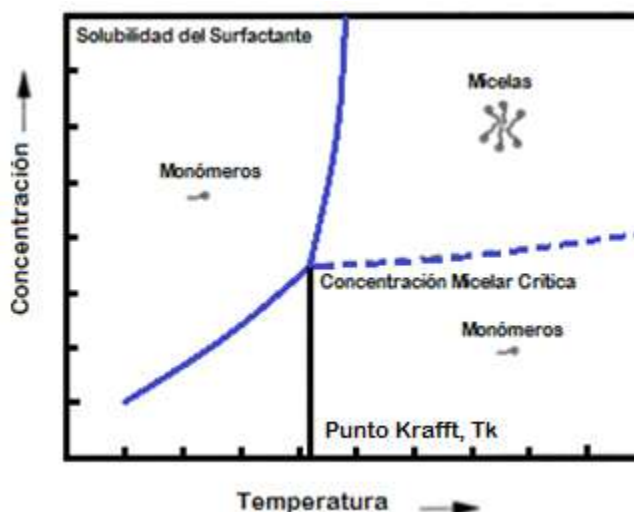


Figura 3.7 Comportamiento Solubilidad-Micelización de los Surfactantes en Solución<sup>15</sup>

Como se muestra en la Figura, a temperaturas por debajo del punto Krafft, la solubilidad del surfactante es muy baja para la micelización, y la solubilidad sola determina la concentración de surfactante.

Conforme la temperatura se incrementa la solubilidad aumenta, hasta el  $T_k$  la CMC es alcanzada. A esta temperatura, una cantidad relativamente grande de surfactante puede ser disperso en micelas, y su solubilidad incrementa enormemente. Arriba del punto Krafft, ocurre una máxima reducción en la tensión superficial o interfacial a la CMC, debido a esto, la CMC determina la concentración de surfactante.

### 3.7 Estabilidad de la Espuma

En la definición de estabilidad de la espuma, se considera estabilidad contra dos procesos diferentes: adelgazamiento de la película líquida y coalescencia o ruptura de la película. En el adelgazamiento de la película, dos o más burbujas se aproximan estrechamente. Las películas que las separan se adelgazan, pero las burbujas no entran en contacto, y no hay un cambio en el área total de la superficie. En la coalescencia, dos o más burbujas se fusionan para formar una sola burbuja grande. En terminología de espumas, las delgadas películas se rompen y el área total de superficie se reduce. Debido a que las espumas son termodinámicamente inestables, el término estable es usado para referirse a relativamente estable en un sentido cinético. Es importante distinguir el grado de cambio y la escala de tiempo.

La estabilidad de una espuma es determinada por un número de factores que involucra tanto al volumen de la solución como a las propiedades interfaciales<sup>15</sup>.

- Drene gravitacional
- Succión capilar
- Elasticidad superficial
- Viscosidad total y superficial
- Repulsión eléctrica de doble capa
- Fuerza de atracción de dispersión
- Repulsión estérica

#### 3.7.1 Fenómenos de Interfase

En sistemas coloidales bifásicos, una delgada región intermedia o frontera, conocida como interface, se encuentra entre las fases continua y dispersa. Las propiedades interfaciales son muy importantes en las espumas debido a que las burbujas de gas tienen un área superficial grande e incluso una energía superficial moderada por unidad de área puede convertirse en energía superficial total considerable.

Un ejemplo es una espuma preparada por dispersión de burbujas de gas dentro de agua. Para una fracción de volumen de gas constante, el área superficial total producida incrementa mientras que el tamaño de burbuja decrece. Debido a que la energía libre es asociada con el área superficial, esta se incrementa también con la disminución del tamaño de burbuja. Se debe añadir energía al sistema para lograr la dispersión de burbujas pequeñas. Si no puede proporcionarse suficiente energía a través de una fuente mecánica, entonces otra alternativa es usar un surfactante para bajar la energía libre interfacial, o tensión interfacial. Si una cantidad pequeña de surfactante es añadida al agua, posiblemente un porcentaje de unas cuantas decimas, entonces la tensión superficial es significativamente disminuida. Este decremento a su vez disminuye la cantidad de energía mecánica necesaria para la formación de espuma.

Las fuerzas de interfase afectan en gran medida el comportamiento de la suspensión de recortes, sin embargo, también afectan otros aspectos del fluido de perforación como lo es la formación de emulsiones y espumas; embolamiento de la barrena por recortes plásticos y el daño a la formación por filtrado de lodo.

#### **3.7.1.1 Tensión Superficial**

La interfase entre un líquido y un gas se comporta como si hubiera una membrana elástica extendida. La fuerza contráctil de ésta membrana imaginaria es conocida como tensión superficial. La tensión superficial también ocurre en la frontera entre un sólido y un gas, entre un sólido y un líquido y entre dos líquidos inmiscibles. En ésta última instancia, la tensión es referida como la tensión interfacial.

#### **3.7.1.2 Succión Capilar**

Inmediatamente después de la generación de la espuma, siempre habrá una tendencia del líquido a escurrir debido a la fuerza de gravedad. Este líquido escurrirá por flujo hacia abajo a través de las películas líquidas existentes al interior de las lámelas. Eventualmente las burbujas de gas ya no serán ni aproximadamente esféricas y las lámelas relativamente planas se separarán en forma de burbujas poliédricas. A este punto, las fuerzas capilares se volverán competitivas con la fuerza de gravedad. La Figura muestra que en los bordes de Plateau la interface gas – líquido es bastante curvada, y esta curva genera una región de baja presión en el área del borde de Plateau. Debido a que la interface es plana a lo largo de la región de la delgada película, en ella reside una presión más alta.

Ésta diferencia de presión obliga al líquido a fluir hacia los bordes de Plateau y causa adelgazamiento de las películas líquidas y movimiento en la espuma. Aún no probado, este proceso de adelgazamiento llevará a la ruptura de la película líquida y causará el colapso de la espuma.

### 3.7.1.3 Elasticidad Superficial

Una película debe ser algo elástica con el fin de ser capaz de soportar deformaciones sin romperse.

### 3.7.2 Mecanismos de Colapso de las Espumas

Los factores gobernantes de la formación y estabilidad de las espumas no han sido bien entendidos. Ya que la formación de espuma implica un gran incremento del área superficial, la reducción de la tensión superficial por la adición de un surfactante es esencial. Sin embargo, la reducción de la tensión superficial no es el único factor pertinente: la estructura molecular del surfactante también parece ser significativa. Una teoría es que los aniones están orientados normales a la superficie de la película, y los cationes están distribuidos en la solución entre las paredes. En consecuencia las paredes tienen una carga electrostática, y la repulsión entre estas cargas dificulta la coalescencia. Figura 3.8.

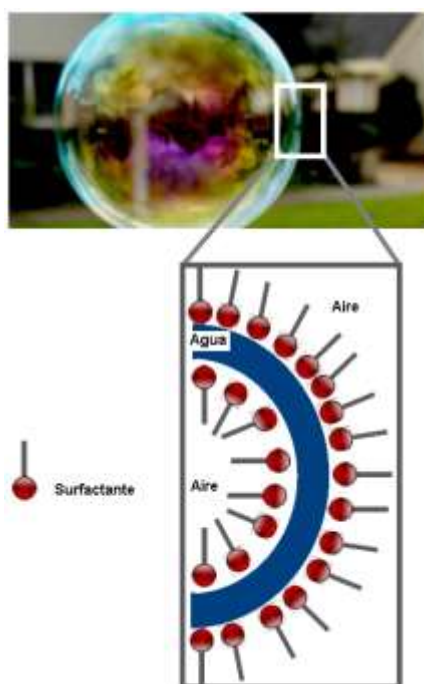


Figura 3.8 Orientación de las Moléculas de Surfactante<sup>16</sup>

La desintegración de una espuma conforme pasa el tiempo depende de su morfología, esto es, de su estructura, la cual puede ser de dos tipos: espumas esféricas, que tienen una alta fracción líquida, y las espumas poliédricas en las cuales las burbujas están separadas por delgadas películas de líquido, por lo que la fracción líquida es baja.

La desintegración de las burbujas esféricas debe principalmente al drene gravitacional y a la evaporación y difusión del gas en el interior de las burbujas. Esto último puede ser prevenido manteniendo la espuma en un recipiente cerrado. La pérdida de líquido de la espuma causa que su estructura cambie de esférica a poliédrica, en este caso el colapso de la espuma ocurre por succión capilar o rompimiento de la película.

En resumen, los mecanismos de colapso de la espuma son: drenaje gravitacional del líquido, difusión del gas inter-burbuja, evaporación del gas y rompimiento de la película líquida. Figura 3.9.

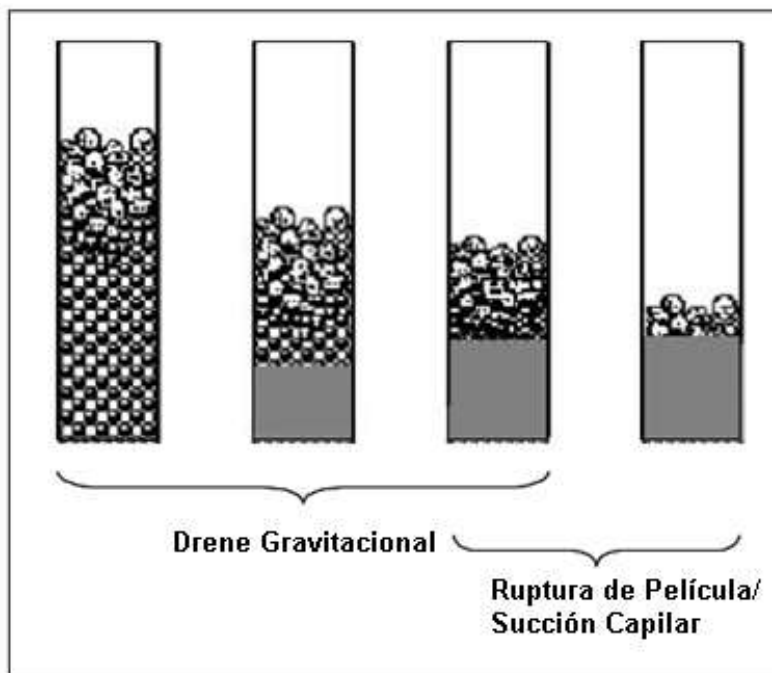


Figura 3.9 Mecanismos de Colapso de la Espuma<sup>15</sup>

### 3.7.2.1 Drene Gravitacional del Líquido

La velocidad de drene de líquido y el incremento en el tamaño de las burbujas de espuma son factores que definen su estabilidad debido al adelgazamiento de la película. Cuando el adelgazamiento de película alcanza un valor crítico, la película se rompe espontáneamente. Dos fuerzas producen el drene del líquido: la fuerza de gravedad y la tensión superficial.

El drene gravitacional es importante en películas gruesas, las cuales están presentes cuando recién se forma la espuma. Al inicio el drene es debido a la diferencia de densidad entre el líquido y las burbujas de gas, por lo cual la viscosidad del líquido controla la velocidad.

Como un resultado del drene gravitacional, la película líquida se vuelve mas gruesa en el fondo de la espuma comparada con la que se encuentra arriba, por lo cual la espuma inicia su colapso desde la parte superior. Cuando la espuma es aún líquida las fuerzas de Arquímedes actúan en las burbujas, dando como resultado que las burbujas más grandes se muevan más rápido que las pequeñas. En consecuencia, se forma un gradiente de calidad a través de la espuma. Después del adelgazamiento de película debido al drene gravitacional del líquido, el movimiento de la película interburbuja es relativo a las condiciones interfaciales.

### **3.7.2.2 Difusión del Gas Interburbuja**

Cuando la espuma es lo suficientemente estable para resistir el drene por succión capilar, la difusión del gas a través de la película líquida entre las burbujas vecinas empieza a ser predominante. Esta difusión se debe a la diferencia de presión entre los lados cóncavos y convexos de las burbujas. El gas contenido en el lado cóncavo de una burbuja de espuma se encuentra a mayor presión y por lo tanto a un potencial mas alto que en el lado convexo. Debido a esta diferencia de potencial químico el gas se disuelve dentro de la película líquida y sale por difusión desde el lado cóncavo al convexo de la película, respectivamente.

### **3.7.2.3 Evaporación**

El incremento de la temperatura promueve la desintegración de la espuma debido a la reducción de la viscosidad, también debido a la evaporación de la película líquida.

### **3.7.2.4 Rompimiento de la Película Líquida ó Coalescencia**

La estabilidad de la espuma depende también de la elasticidad de la película líquida, esto es, la habilidad de la película líquida de resistir el excesivo adelgazamiento por la expansión del gas. Cuando una película estable con surfactante se expande, causará una disminución en la concentración de surfactante debido al incremento del área superficial. Ésta expansión causa que la tensión superficial se incremente lo que provoca un incremento en la resistencia de la película a futuras expansiones. Como resultado, el continuo adelgazamiento de la película termina en su rompimiento.



Un incremento de la tensión superficial produce una contracción superficial inmediata. Debido a las fuerzas viscosas, el líquido fluye dentro de la película delgada, de la región de menor tensión a la región de mayor tensión. El transporte de líquido debido al gradiente de tensión superficial es conocido como el efecto Marangoni, el cual proporciona resistencia de la película líquida al adelgazamiento.

### 3.8 Evaluación de la Estabilidad de las Espumas

Generalmente la estabilidad de la espuma ha sido evaluada por uno de los tres métodos: (1) el tiempo de vida de las burbujas individuales; (2) el estado de equilibrio dinámico del volumen de la espuma bajo determinadas condiciones de flujo de gas, agitación o corte; o (3) la tasa de colapso de una columna estática de espuma generada.

El primer método es muy difícil de reproducir debido a la fuerte influencia en los resultados que pequeñas contaminaciones pueden tener. Las últimas dos también son difíciles de reproducir debido a que la generación de espuma y su colapso no siempre es uniforme, a pesar de esto, estos métodos son muy comúnmente usados. Las pruebas dinámicas son las más adecuadas para espumas evanescentes debido a que su tiempo de vida es transitorio. Para espumas más estables se pueden usar pruebas estáticas<sup>15</sup>.

En una prueba dinámica típica, la espuma es generada por el flujo de gas a través de un orificio dentro de una solución de prueba, tal como es mostrado en la Figura 3.10. El estado de equilibrio del volumen de espuma mantenido bajo flujo de gas constante dentro de la columna es entonces medido. Existen algunas variaciones de este tipo de prueba, incluyendo una prueba estándar ASTM (American Society for Testing and Materials). Esta técnica es frecuentemente usada para evaluar la estabilidad de las espumas evanescentes.

Para espumas más estables puede emplearse una prueba estática. Otra vez existen algunas variaciones de éste tipo de pruebas incluyendo al menos cuatro métodos estándar ASTM. El método ASTM D 1173 – 53<sup>15</sup> consiste en llenar una pipeta con un volumen dado de solución espumante; la solución se deja caer a una distancia especificada dentro de un volumen separado de la misma solución que es contenida en un recipiente. El volumen de espuma que se produce inmediatamente después del drenaje de la pipeta es medido, así como la desintegración en el volumen de espuma por un cierto periodo de tiempo transcurrido. Esta es a veces referida como la prueba Ross – Miles. Figura 3.11.

En una prueba estándar alternativa, la aspersión de aire es empleada para iniciar la generación de espuma. En otro método estático, una espuma reproducible es generada, y su desintegración es monitoreada en una celda sellada por medio de los cambios de presión causados por el colapso de la espuma. Cada cambio de presión puede estar relacionado a cambios en el área interfacial en las espumas.

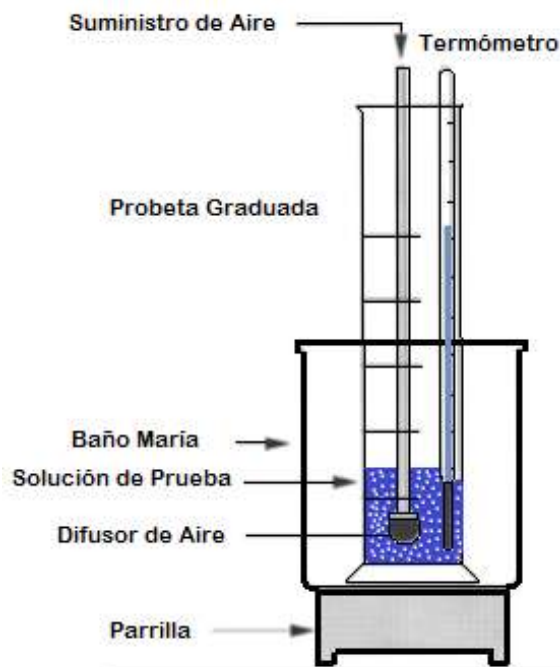


Figura 3.10 Instrumentos Típicos Usados en Pruebas Dinámicas para Espumas en el Cual la Espuma es Generada por Flujo de Gas a Través de un Difusor<sup>15</sup>.

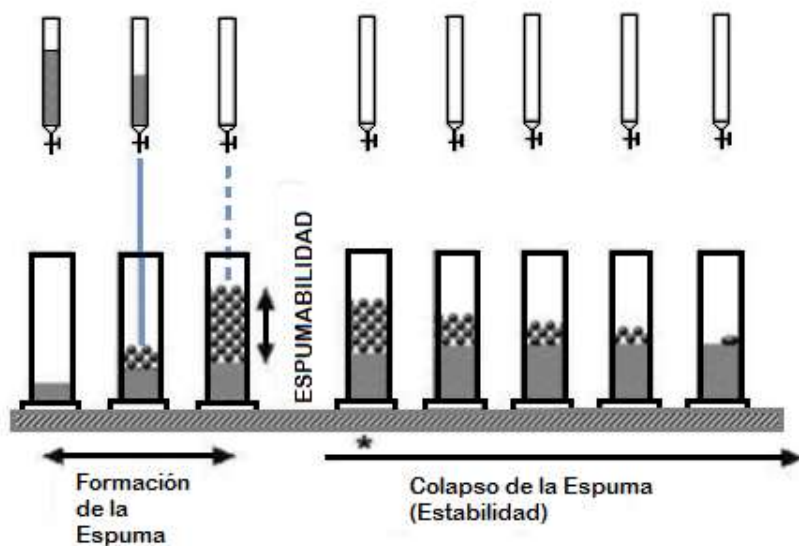


Figura 3.11 Prueba Ross – Miles<sup>15</sup>

Las pruebas estáticas de la espuma incluso pueden medir regímenes específicos de tasa de corte. La agitación de botella puede ser usada para generar espuma bajo condiciones de relativamente bajo corte, y un mezclador puede ser usado, a cerca de 8000 rpm, para generar espuma bajo condiciones de corte muy alto.

Ya sea en pruebas estáticas o dinámicas, pero especialmente en las pruebas estáticas, algunos cambios en una espuma pueden ocurrir todo el tiempo, incluyendo la difusión de gas y el cambio en la distribución del tamaño de burbuja.

## CAPITULO 4 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Este capítulo comprende la caracterización de un fluido espumado, utilizado para perforar pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados y/o Depresionados. El análisis se basa en su comportamiento de acuerdo a variaciones de concentración de aditivos, con la finalidad de seleccionar el sistema que presente las propiedades requeridas para perfora este tipo de yacimientos. En la Figura 4.1, se muestra el aspecto que presenta el fluido

Para la caracterización del fluido se realizaron las siguientes pruebas:

- Densidad
- Potencial de Hidrogeno, pH
- Viscosidad Marsh
- Reología y Tixotropía
- Interacción Roca-Fluido
- Filtración y Enjarre
- Contenido de Sólidos y Líquido
- Degradación de la Espuma
- Contaminación por Crudo y Agua de Mar



*Figura 4.1 Fluido BASE*

#### 4.1 Preparación del Fluido de Control

La Tabla 4.1 muestra los aditivos usados para la formulación del fluido, así como un rango base de cantidades utilizadas.

Aditivo	Función	Concentración
Arcilla	Viscosificante	24-27.97 kg/m <sup>3</sup>
Polímero Sintético	Control de Filtrado	0.26-0.99 kg/m <sup>3</sup>
Polímero 1	Control de Pérdidas de Fluido	2.40-5.46 kg/m <sup>3</sup>
Polímero 2	Control de Pérdidas de Fluido para AT	2.98-4.82 kg/m <sup>3</sup>
Surfactante	Generación de Espuma	2.18-3.51 lt/m <sup>3</sup>
Estabilizador de Temperatura	Evitar Degradación del Fluido	4.90-6.07 lt/m <sup>3</sup>
Inhibidor de Corrosión	Evitar la Corrosión	0.82-1.33 lt/m <sup>3</sup>

Tabla 4.1 Concentración de Aditivos.

Se elaboro un fluido con la mínima concentración de aditivos, asignándole el nombre “UNAM 1”, posteriormente se fabrico otro, variando la concentración del surfactante, adicionándolo en mayor cantidad; recibió el nombre “UNAM 2”. Así mismo se evaluó la muestra de un fluido utilizado actualmente en operaciones de campo, dándole el nombre “COMERCIAL”. Una vez preparados los fluidos se procedió a realizar las pruebas mencionadas anteriormente a cada uno de ellos.

#### 4.2 Pruebas Experimentales

El propósito de estas pruebas es dar a conocer las técnicas para analizar las propiedades de los fluidos espumados utilizados en la perforación de pozos petroleros, así como la interacción roca-fluido y fluido-fluido. La parte experimental consta de nueve metodologías para el análisis de las propiedades del fluido de control, tales como: densidad, reología, tixotropía, pH, contenido de sólidos y liquido, viscosidad Marsh, degradación de espuma en función del tiempo, filtración y espesor del enjarre. Las otras dos pruebas se elaboraron con el fin de estudiar los efectos de la contaminación por crudo, agua de mar como medio salino y el comportamiento del sistema roca-fluido para determinar el comportamiento del sistema en formaciones problemáticas sensibles a la hidratación.

### 4.2.1 Densidad del Fluido

Esta propiedad es muy importante porque de esta depende el éxito de las operaciones de perforación y terminación. Debe estar diseñada en función de las geopresiones, para evitar fracturamientos, pérdidas de circulación y/o atrapamientos de tubería por derrumbes de la formación. Se busca que el sistema tenga una densidad equivalente de circulación tal que reduzca la problemática durante las operaciones.

En el caso de la perforación convencional, la densidad debe ser controlada para proporcionar una adecuada presión hidrostática que evite flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, sin embargo para la perforación bajo balance esta deberá ser diseñada tal que nos permita ejercer una presión hidrostática por debajo de la presión de poro.

Para realizar esta prueba se utilizó una balanza de lodo, Figura 4.2, pero también se tuvo la necesidad de emplear una balanza de precisión y una probeta, debido a que cuando se maneja el fluido espumado, la densidad del fluido quedaba fuera del rango graduado en la balanza.



*Figura 4.2 Balanza de Lodos.*

La densidad se tomó cada vez que se hicieron variar las condiciones de temperatura, presión, velocidad de agitación y gasto de inyección de nitrógeno. La Tabla 4.2 muestra la densidad para cada uno de los casos.

El primer paso para obtener la densidad de una muestra fue verificar que la balanza de lodo estuviera correctamente calibrada. De no ser así, se procedía con su calibración.

Posteriormente se midió la densidad de la muestra ajustando el contrapeso para nivelar la burbuja de aire. Cuando la densidad estaba por debajo de la mínima unidad mostrada en la balanza de lodo, se tomó la densidad con ayuda de balanza de precisión y una probeta, haciendo uso de la relación masa y volumen.

*	Temperatura °C	Aceite %	Agitación RPM	Inyección de N PSI	Rolado	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
	23	0	0	0	S/R	1.02	1.015	1.015
	49	0	0	0	S/R	1.015	1.015	1.015
	60	0	0	0	S/R	1.01	1.007	1.015
	65	0	0	0	S/R	1.01	1.005	1
	23	0	0	0	R	1.005	1.02	0.93
*	23	0	10 min @ 2600	0	S/R	0.59	0.8	0.53
*	23	0	10 min @ 2600	0	R	0.99	1.01	1.01
*	23	0	2 min @2500	5	S/R	0.59	0.59	0.44
*	23	0	2 min @2500	5	R	0.98	1.002	1.001
*	23	0	2 min @2500	10	S/R	0.58	0.53	0.47
*	23	0	2 min @2500	10	R	0.95	0.84	1.007
*	23	5	2 min @2500	5	S/R	0.595	0.595	0.45
*	23	10	2 min @2500	5	S/R	0.59	0.535	0.48
	23	5	0	0	S/R		1.005	
	49	5	0	0	S/R		0.99	
	60	5	0	0	S/R		0.99	
	65	5	0	0	S/R		0.985	
	23	10	0	0	S/R		1.00	
	49	10	0	0	S/R		0.985	
	60	10	0	0	S/R		0.985	
	65	10	0	0	S/R		0.975	

\* Evaluación de Sistemas Espumados Bajo Diferentes Condiciones de Agitación e Inyección de Nitrógeno.  
 S/R: Sin Rolar.  
 R: Rolado @ 150 PSI y 120 °C

Tabla 4.2 Densidad de Fluidos.

#### 4.2.2 Potencial de Hidrogeno, pH

El pH de un fluido de control, indica su acidez o alcalinidad relativa<sup>1</sup>. La importancia de realizar esta prueba radica en que es necesario asegurar que el sistema sea alcalino para controlar gases divalentes que puedan presentarse durante la perforación. Del pH depende la solubilidad de los agentes dispersantes orgánicos y la dispersión de las arcillas presentes en el lodo.

La acidez y la alcalinidad del lodo de perforación se pueden medir por la concentración de iones presentes en el fluido. Si el pH es menor a 7 el fluido es ácido y por otra parte, si el fluido presenta un pH mayor a 7, se clasifica como alcalino; el pH igual a 7 se considera como neutro.

Es peligroso y trabajar en pH menores e iguales a 7. El pH de un lodo rara vez es inferior a 7 y en la mayoría de los casos se sitúan entre 9 a 10, dependiendo del tipo de fluido.

Existen dos métodos de medición de pH en el laboratorio; el empleo de indicadores en tiras con rango de 0 a 14 conocidas como papel pH, y el uso de dispositivos eléctricos. Su empleo se describe a continuación.

1. Papel pH: Las tiras de papel pH se introduce al fluido y lo absorben, se retiran del fluido y se compara el color obtenido en una escala de colores que indica el pH. Figurarara 4.3.



*Figura 4.3 Medición del pH con Tiras de Papel Indicador*

2. Método Potenciométrico: Emplea un dispositivo eléctrico a base de electrodos conductores en función de las concentraciones de iones alcalinos y/o ácidos, para medir una diferencia de potencial e indicar directamente por el dial, el pH de la muestra. Éste método es el más exacto en la medición del pH.

El pH analizado mediante las tiras de papel indicativo, arrojó resultados alcalinos, sin mostrar variaciones significativas. La Tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos.

	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
pH	10-11	10-11	10-11

*Tabla 4.3 Valores de pH de los Sistemas Analizados*



### 4.2.3 Viscosidad Marsh

La viscosidad de un fluido se define como su resistencia al flujo, para sus mediciones en campo el Embudo Marsh, se ha convertido en el instrumento estándar. Este embudo es un simple dispositivo usado para la rápida medida de la viscosidad del fluido en función del tiempo de escurrimiento, el cual es alterado por la cantidad de sólidos y gas presentes en el fluido, es un excelente indicador de los cambios en las propiedades de los fluidos de perforación. Por tal motivo, se le concede importancia práctica aunque carece de base científica.

Al obtener la viscosidad del fluido en función del tiempo de escurrimiento, nos podemos percatar de las modificaciones que sufre al llevar a cabo las operaciones de perforación. Teniendo como base un tiempo de escurrimiento, tomado antes de iniciar el proceso, existen variaciones reflejadas en incrementos o disminuciones de estos tiempos al término.

La prueba se llevo a cabo manteniendo el embudo en posición vertical, tapando el orificio de salida con el dedo índice, mientras se vierte la muestra de fluido a través de la malla hasta que el nivel del fluido alcance la parte inferior de la malla. Ya con el fluido en el embudo, se retira el dedo para comenzar a medir el tiempo de escurrimiento. Figura 4.4. Los tiempos obtenidos para cada caso se presentan en la Tabla 4.4.



*Figura 4.4 Embudo Marsh*

Muestra	AGUA	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
Temperatura °C	Tiempo de Escurrimiento seg.			
23	26	93	90	89
	Agitación durante 10 min. @2600 RPM			
23	26	164	114	167
	Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con inyección de N a 5 PSI			
23	26	169	150	159
	Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con inyección de N a 10 PSI			
23	26	174	156	182

Tabla 4.4 Tiempos de Escurrimiento de los Sistemas Analizados

#### 4.2.4 Reología y Tixotropía

Es de suma importancia realizar estas pruebas, pues de su correcto análisis dependerá la limpieza eficaz del pozo. Las propiedades reológicas y tixotrópicas permiten que los fluidos de control, realicen las funciones de transporte, remoción y acarreo de los recortes durante la perforación.

La Reología se refiere a la disciplina que analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, así como el impacto que éstos tienen sobre las características de flujo. Tixotropía es una propiedad que tienen los lodos de perforación, haciéndose presente cuando el fluido se encuentra estático, formando una estructura de gel, para regresar al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte.

Para determinar estas propiedades se utilizó un viscosímetro rotacional Fann 35 de 12 velocidades, la Figura 4.5 muestra este equipo. Al realizar las mediciones a 600, 300, 200, 180, 100, 90, 60, 30, 6, 3, 1.8 y 0.9 RPM, para cada una de las muestras, se realizó el reograma correspondiente, antes y después de espumar las muestras; al generar la espuma también se realizaron reogramas para el comportamiento después de rolar.

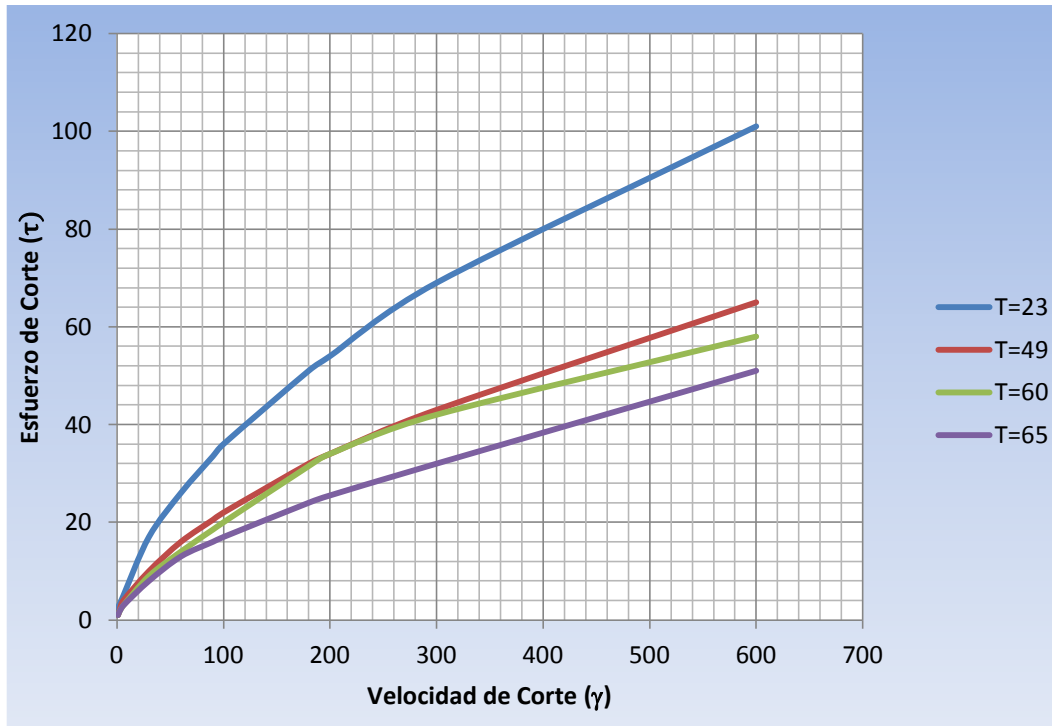
Antes de espumar, para cada uno de los fluidos se realizaron reogramas de comportamiento a temperatura ambiente, 23 °C y, posteriormente, se realizaron los correspondientes para 49, 60 y 65 °C. Las temperaturas se incrementaron con ayuda de una termocopa y los resultados obtenidos se muestra en las Tablas 4.5 – 4.7.



Figura 4.5 Viscosímetro Rotacional Fann 35, Termocopa y Termómetro de Aguja.

RPM	Temperatura °C	23	49	60	65
600		101	65	58	51
300		69	43	42	32
200		54	34	34	25.5
180		51	32	31.5	24
100		36	22	20	17
90		33.5	20.5	18.5	16
60		26	16	14	13
30		17	10	9	8
6		5	4	3	3
3		3.5	2.5	2	2
1.8		3	1.5	1.5	1.5
0.9		2	1	1	1

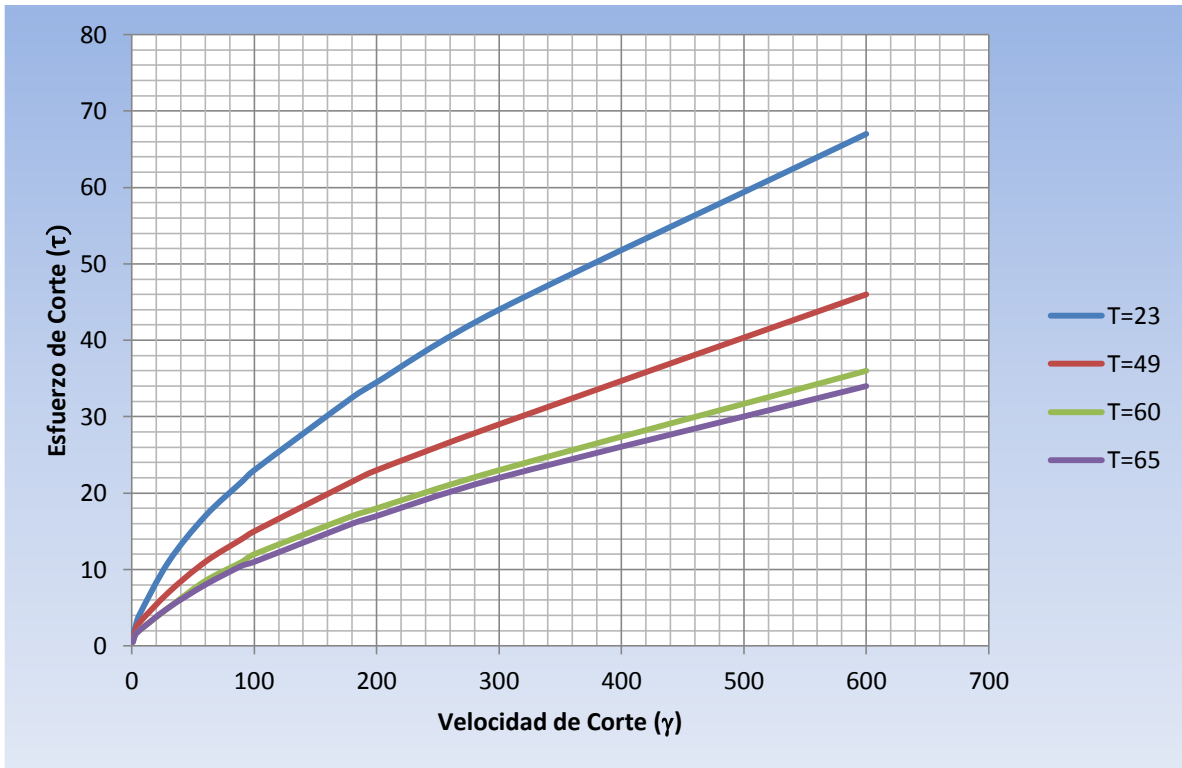
Tabla 4.5 Lecturas Fluido "COMERCIAL" a Diferentes Temperaturas



Gráfica 4.1 Reogramas, Fluido “COMERCIAL”, Variación de Temperaturas.

RPM	Temperatura °C	23	49	60	65
600		67	46	36	34
300		44	29	23	22
200		34.5	23	18	17
180		32.5	21.5	17	16
100		23	15	12	11
90		21.5	14	11	10.5
60		17	11	8.5	8
30		11	7	5	5
6		4	3	2	2
3		2.5	2	1.5	1.5
1.8		2	1.5	1	1
0.9		1	1	0.5	0.5

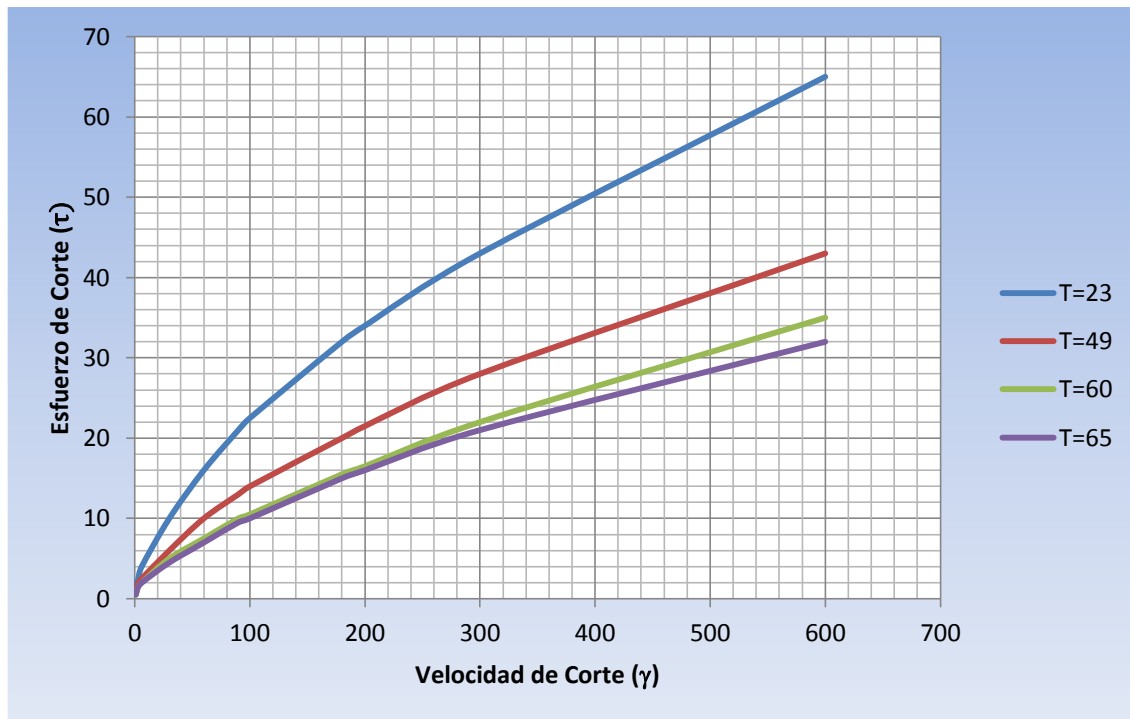
Tabla 4.6 Resultados Fluido “UNAM 1”, Variando Temperaturas.



Gráfica 4.2 Reogramas, Fluido “UNAM 1”, Variación de Temperaturas.

RPM	Temperatura °C	23	49	60	65
600		65	43	35	32
300		43	28	22	21
200		34	21.5	16.5	16
180		32	20	15.5	15
100		22.5	14	10.5	10
90		21	13	10	9.5
60		16	10	7.5	7
30		10	6	5	4.5
6		4	2.5	2	2
3		2.5	2	1.5	1.5
1.8		2	1.5	1	1
0.9		1.5	1	0.5	0.5

Tabla 4.7 Resultados Fluido “UNAM 2”, Variando Temperaturas.



Gráfica 4.3 Reogramas, Fluido "UNAM 2", Variación de Temperaturas

De acuerdo a la tendencia que presentan los datos obtenidos, se determino que el modelo reológico que mejor representa el comportamiento de los fluidos analizados es el de Ley de Potencias. Gráficas 4.1 – 4.3.

Las mediciones para los reogramas comparativos, inicialmente se tomaron sin agitación y sin inyectar nitrógeno por lo que fue necesario analizar el comportamiento de los sistemas una vez espumados, antes y después de rolar. Las pruebas fueron sometidas a tres diferentes condiciones de generación de espuma. El rolado se realizo durante 18 horas, siendo sometida la muestra a 120 °C de Temperatura y 150 PSI de Presión dentro del horno rolator, Figura 4.6.

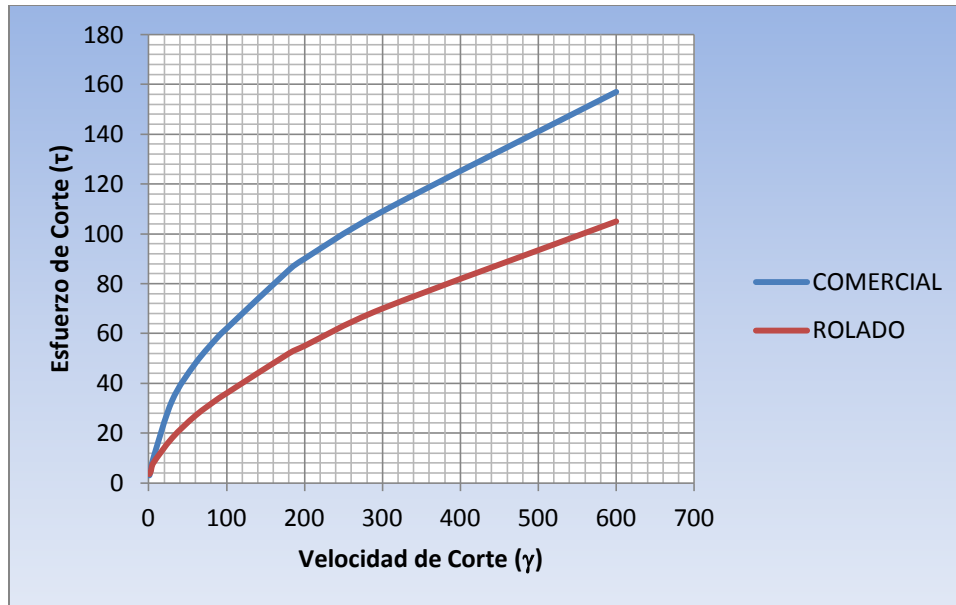
En la primer condición de generación de espuma, se agito el fluido durante 10 min a 2600 RPM y a 23 °C, sin inyectar nitrógeno. Se tomaron lecturas con el viscosímetro fann para posteriormente realizar las pruebas de rolado, tomando nuevas lecturas con el fluido tal y como sale del horno, a presión y temperatura ambiente. Los resultados se muestran en la Tabla 4.8 – 4.10. Los reogramas que describen estos comportamientos se presentan en la Gráfica 4.4 – 4.6.



Figura 4.6 Izquierda, Horno Rolador Calentado a 120 °C, Derecha, Muestras de Fluido dentro el Horno Rolador

Temperatura 23°C Agitación durante 10 min. @2600 RPM		
RPM	COMERCIAL	ROLADO
600	157	105
300	109	70
200	90	55
180	85.5	52
100	62	36
90	59	34
60	48	27
30	33	18
6	10	8
3	6	5
1.8	4	4
0.9	3	3.5

Tabla 4.8 Resultados Fluido "COMERCIAL" Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar.

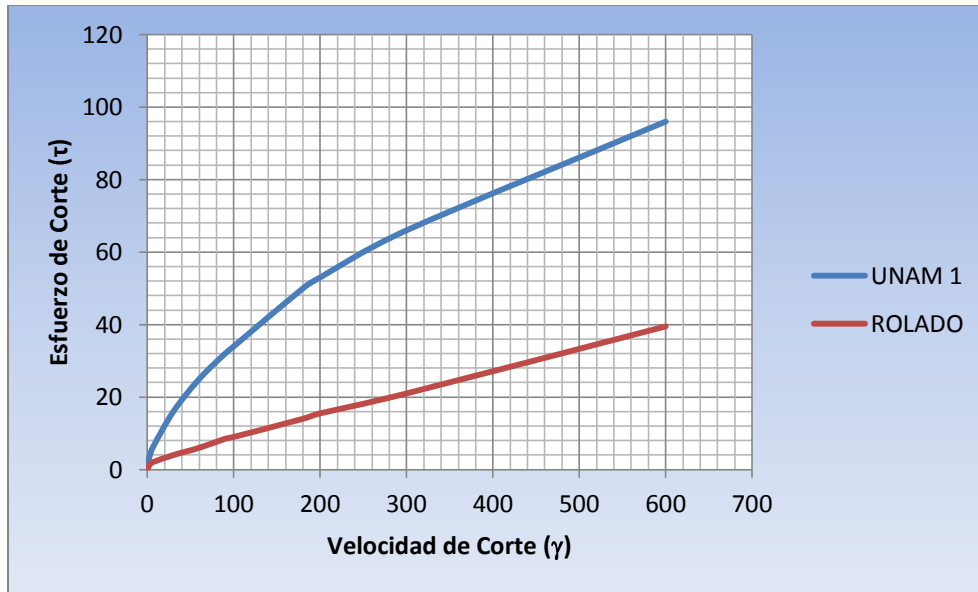


Gráfica 4.4 Reogramas, Fluido “COMERCIAL” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 10 min. @2600 RPM		
RPM	UNAM 1	ROLADO
600	96	39.5
300	66	21
200	53	15.5
180	50	14
100	34	9
90	32	8.5
60	25	6
30	16	4
6	6	2
3	4	1.5
1.8	3	1
0.9	1.5	0.5

Tabla 4.9 Resultados, Fluido “UNAM 1” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar.

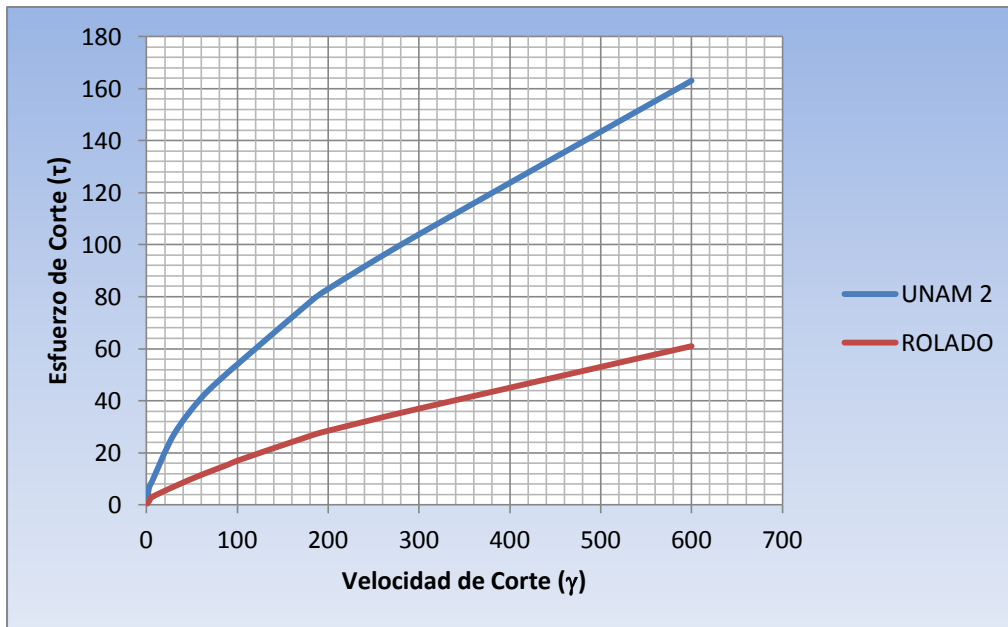




Gráfica 4.5 Reogramas, Fluido “UNAM 1” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 10 min. @2600 RPM		
RPM	UNAM 2	ROLADO
600	163	61
300	104	37
200	83	28.5
180	78	26.5
100	54	17
90	51	15.5
60	41	11.5
30	27	7
6	9	3
3	7	1.5
1.8	4.5	1
0.9	3	0.5

Tabla 4.10 Resultados, Fluido “UNAM 2” Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar.



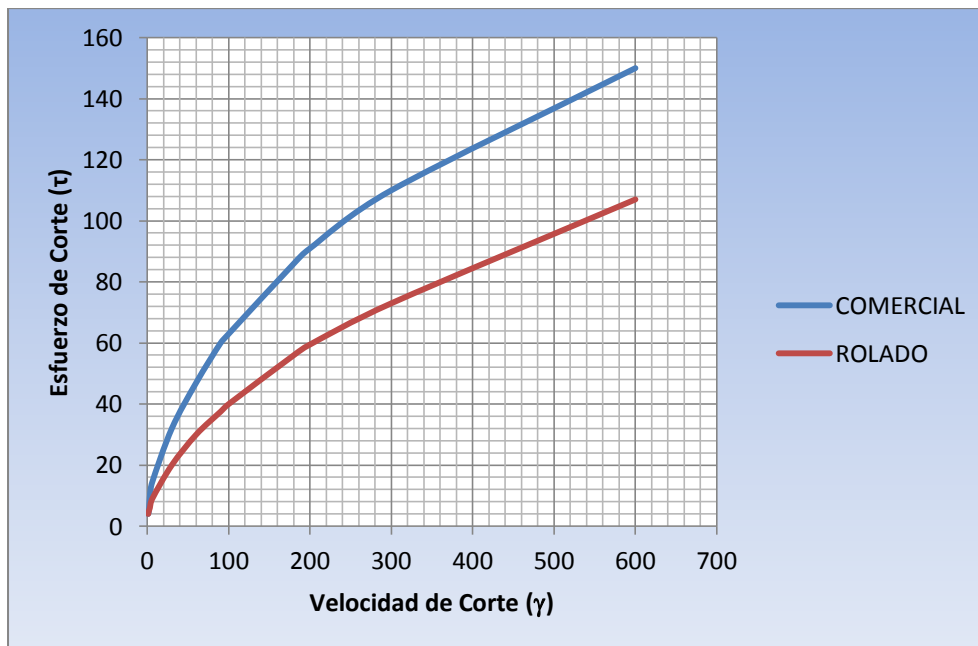
Gráfica 4.6 Reogramas, Fluido "UNAM 2" Espumado sin Inyección de Nitrógeno, Antes y Después de Rolar.

Posteriormente se realizaron otras pruebas a 2500 RPM e inyección de nitrógeno a 5 y 10 PSI a 23 °C. Se tomaron las lecturas con el viscosímetro fann, después se realizó el rolado y se tomaron las lecturas correspondientes, éstas lecturas se tomaron sin espumar el fluido y a condiciones de presión y temperatura ambiente. Los resultados de estas pruebas se muestran en las Tablas 4.11 – 4.16 y sus reogramas correspondientes se representan en las Gráficas 4.7 – 4.12.

En base a los reogramas se concluyó que el comportamiento reológico al que se asemejan los fluidos analizados es el de Ley de Potencias, coincidiendo con lo consultado en la bibliografía. Sin embargo en algunos casos, se asemeja al modelo de Ley de Potencias Modificado al presentar un pequeño punto de cedencia. Una vez identificando el comportamiento al que se asemejan las muestras de los diferentes fluidos, se procedió a hacer el cálculo de las propiedades reológicas y tixotrópicas.

Temperatura 23°C Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI		
RPM	COMERCIAL	ROLADO
600	150	107
300	110	73
200	91	59.5
180	86	56
100	63	40
90	60	37.5
60	47	30
30	32	20
6	14.5	9
3	10	6
1.8	5	5
0.9	4	4

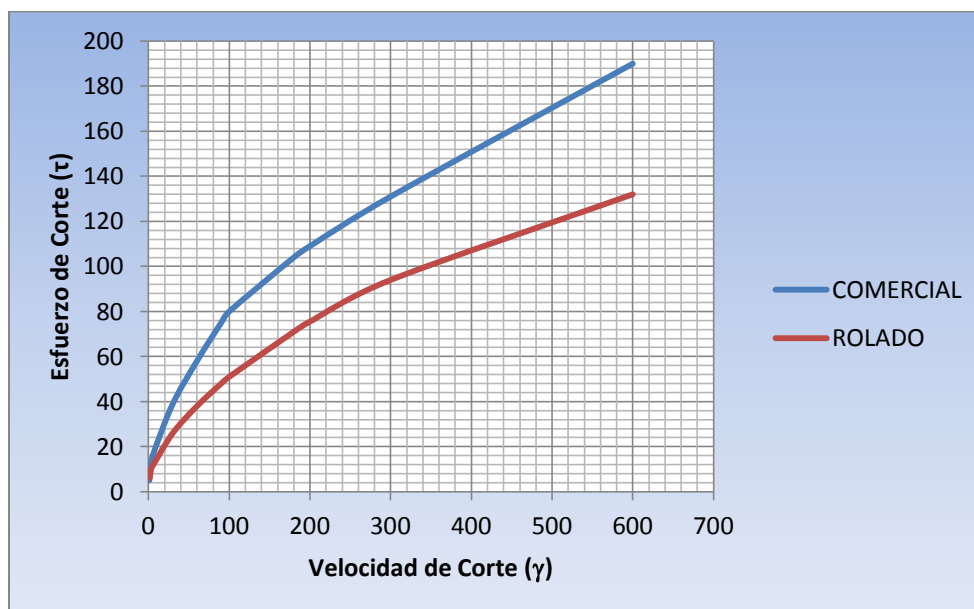
Tabla 4.11 Resultados, Fluido "COMERCIAL" Espumado con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes y Después de Rolar



Gráfica 4.7 Reogramas, Fluido "COMERCIAL" Espumado con Inyección de Nitrógeno de 5 PSI, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 10 PSI		
RPM	COMERCIAL	ROLADO
600	190	132
300	131	94
200	109	75.5
180	104	71
100	80	51
90	75	48
60	58	38
30	39	26
6	17	12
3	12	10
1.8	7	7
0.9	5	6

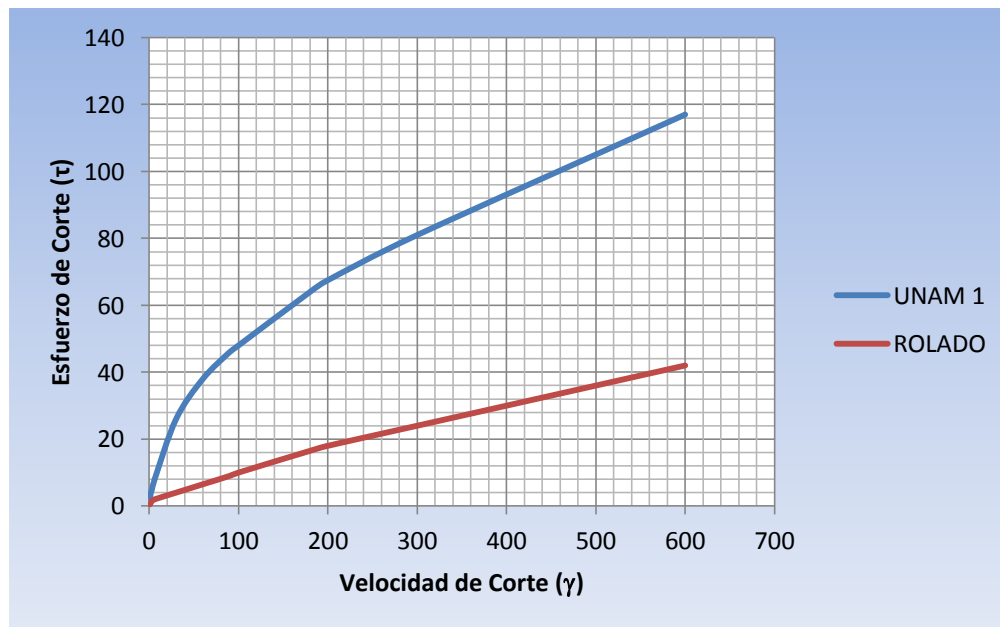
Tabla 4.12 Resultados, Fluido "COMERCIAL" Espumado con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes y Después de Rolar.



Gráfica 4.8 Reogramas, Fluido "COMERCIAL" Espumado con Inyección de Nitrógeno de 10 PSI, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM Inyección de N a 5 PSI		
RPM	UNAM 1	ROLADO
600	117	42
300	81	24
200	67.5	18
180	64	16.5
100	48	10
90	46	9
60	38	6.5
30	26	4
6	8	2
3	5	1.5
1.8	4	1
0.9	2.5	0.5

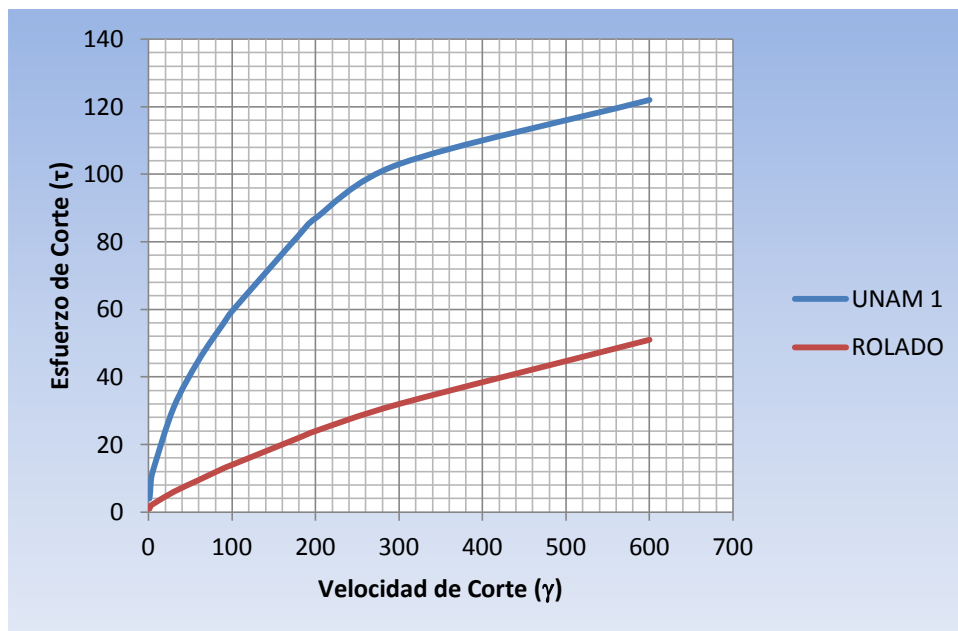
Tabla 4.13 Resultados, Fluido "UNAM 1" Espumado con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes y Después de Rolar.



Gráfica 4.9 Reogramas, Fluido "UNAM 1" Espumado con Inyección de Nitrógeno de 5 PSI, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 10 PSI		
RPM	UNAM 1	ROLADO
600	122	51
300	103	32
200	87	24
180	82	22
100	59.5	14
90	56	13
60	45	9.5
30	31	6
6	13	2.5
3	10	2
1.8	6	1.5
0.9	4	1

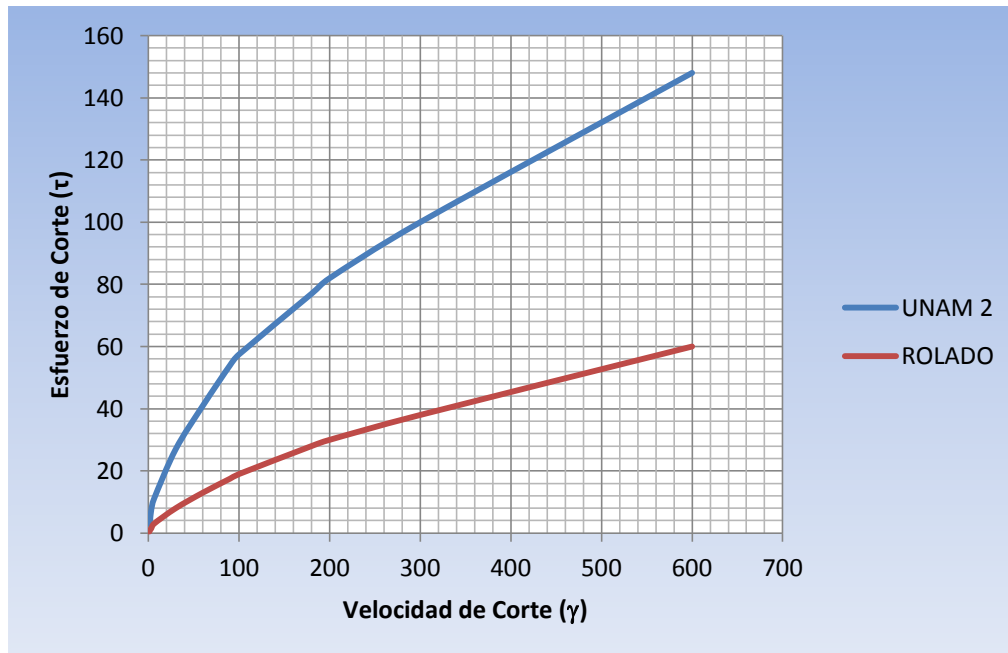
Tabla 4.14 Resultados, Fluido "UNAM 1" Espumado con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes y Después de Rolar.



Gráfica 4.10 Reogramas, Fluido "UNAM 1" Espumado con Inyección de Nitrógeno de 10 PSI, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI		
RPM	UNAM 2	ROLADO
600	148	60
300	100	38
200	82	30
180	77	28
100	57.5	19
90	54	17.5
60	41	13
30	27	8
6	11	3
3	7.5	1.5
1.8	4.5	1
0.9	3	0.5

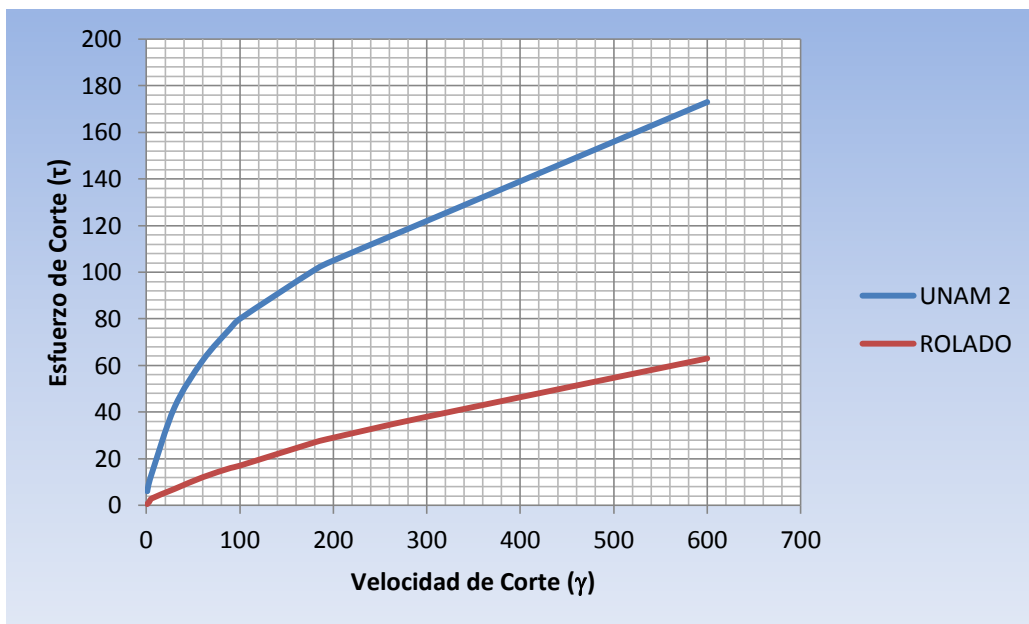
Tabla 4.15 Resultados, Fluido "UNAM 2" Espumado con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes y Después de Rolar.



Gráfica 4.11 Reogramas, Fluido "UNAM 2" Espumado con Inyección de Nitrógeno de 5 PSI, Antes y Después de Rolar.

Temperatura 23°C Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI		
RPM	UNAM 2	ROLADO
600	173	63
300	122	38
200	105	29
180	101	27
100	80	17
90	76	16
60	62	12
30	42	7
6	14	3
3	10	1.5
1.8	8	1
0.9	6	0.5

Tabla 4.16 Resultados, Fluido “UNAM 2” Espumado con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes y Después de Rolar.



Gráfica 4.12 Reogramas, Fluido “UNAM 2” Espumado con Inyección de Nitrógeno de 10 PSI, Antes y Después de Rolar.



#### 4.2.4.1 Cálculos para Establecer el Comportamiento del Fluido

Una vez que se tiene definido el modelo reológico al que se asemeja el fluido, es importante identificar las propiedades reológicas y tixotrópicas que se obtendrán a partir de este pues. Al ser un fluido pseudoplástico, el modelo al que se asemeja el fluido es el de ley de potencias, por lo que es necesario calcular los índices de comportamiento y de consistencia. También se calculan los esfuerzos gel y los puntos de cadencia.

##### 4.2.4.1.1 Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia de un fluido a fluir y se mide mediante la relación del esfuerzo de corte ( $\tau$ ) y la velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ). Es indispensable, en los programas de perforación, reportar los valores de viscosidad del fluido y ésta se reporta en función del modelo reológico seleccionado.

Si bien es cierto que el modelo reológico seleccionado es el de Ley de Potencias, para este cálculo se decidió utilizar una expresión matemática que esta definida para el modelo Plástico de Bingham, ecuación 4.1. Esto es debido a que, de acuerdo con la bibliografía, las espumas describen un comportamiento Plástico de Bingham a altas velocidades de corte, mientras que a bajas, se comporta como fluido pseudoplástico. El sistema analizado presenta estos comportamientos por lo que se realizo el cálculo de viscosidad plástica como parámetro de referencia. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.17.

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (4.1)$$

##### 4.2.4.1.2 Índice de Comportamiento e Índice de Consistencia

Ya que la viscosidad es función de los parámetros “n” y “k”, es necesario hacer el cálculo de estos. Las representaciones matemáticas por las cuales se rigen, están definidos mediante las ecuaciones 4.2 y 4.3.

$$n = 3.321 * \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (4.2)$$

$$k = (1 + 0.067n) \times \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad (4.3)$$

Temperatura °C	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
23	32	23	22
49	22	17	15
60	16	13	13
65	19	12	11
<b>Agitación durante 10 min. @2600 RPM</b>			
23	48	30	59
Rolado	35	18.5	24
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI</b>			
23	40	36	48
Rolado	34	18	22
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 10 PSI</b>			
23	59	19	51
Rolado	38	19	25

Tabla 4.17 Viscosidad Plástica de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente.

El Índice de Comportamiento “n” indica el grado de desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos. El Índice de Consistencia “k” es una medida indirecta de la viscosidad pero sus valores dependen de “n”. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.18.

#### 4.2.4.1.3 Punto de Cedencia

Se entiende como el esfuerzo de corte mínimo requerido para que se dé la deformación del fluido, siendo la resistencia a fluir del lodo. En este trabajo se presenta el punto de cedencia a velocidades de corte bajas, los resultados se presentan en Tabla 4.19 y se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Pc = 2 * \theta_3 - \theta_6 \quad (4.4)$$

Temperatura °C	COMERCIAL		UNAM 1		UNAM 2	
	N	K	N	K	n	K
23	0.55	2.32	0.61	1.02	0.59	1.13
49	0.59	1.13	0.66	0.49	0.62	0.61
60	0.47	2.31	0.65	0.41	0.66	0.37
65	0.67	0.51	0.63	0.45	0.61	0.48
<b>Agitación durante 10 min. @2600 RPM</b>						
23	0.53	4.14	0.54	2.36	0.65	1.88
Rolado	0.58	1.95	0.91	0.076	0.72	0.43
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI</b>						
23	0.45	6.85	0.53	3.08	0.56	3.16
Rolado	0.55	2.45	0.81	0.16	0.66	0.65
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 10 PSI</b>						
23	0.54	4.67	0.24	23.43	0.51	5.24
Rolado	0.49	4.47	0.67	0.51	0.73	0.42

Tabla 4.18 Índices, Comportamiento y Consistencia, de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente.

#### 4.2.4.1.4 Esfuerzo Gel

La resistencia gel esta en función de las fuerzas entre partículas. Se toma una medición inicial a 10 segundos y una medición a 10 minutos con la finalidad de dar una indicación de la cantidad de gelificación que se producirá después de cesada la circulación, al permanece estático el fluido. Mientras mas altos sean los valores de los geles del lodo durante los períodos en que se detienen operaciones, más presión de la bomba se requiere para iniciar la circulación de nuevo.

El esfuerzo gel se obtiene después de agitar un poco el fluido, aproximadamente 15 segundos a 600 RPM, se espera el tiempo deseado, 10 segundos y 10 minutos, y se toman las lecturas máximas a 3 RPM para cada uno de los casos. La Tabla 4.20 muestra los geles obtenidos en cada una de las pruebas.

Temperatura °C	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
23	2	1	1
49	1	1	1.5
60	1	1	1
65	1	1	1
<b>Agitación durante 10 min. @2600 RPM</b>			
23	2	2	5
Rolado	6	1.5	1
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI</b>			
23	5.5	2	4
Rolado	3	1	0
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 10 PSI</b>			
23	7	7	6
Rolado	8	1.5	0

Tabla 4.19 Punto de Cedencia de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente.

#### 4.2.5 Interacción Roca-Fluido

Resulta necesario realizar esta prueba pues al perforar un pozo, el fluido puede alterar el equilibrio de los esfuerzos a los que esta sometida la formación en forma natural. Este problema esta ligado a formaciones problemáticas, como las lutitas deleznales, las cuales se hinchan debido a su hidratación, provocando atrapamientos y/o embolamientos. Por tal motivo es importante saber si el fluido tendrá la capacidad de inhibir este tipo de formaciones.

El uso de fluido de emulsión inversa es una alternativa de solución para resolver el problema de inestabilidad ya que mantienen las propiedades de la formación.

Sin embargo, afectan el medio ambiente debido a su composición, razón por la cual se desarrollan sistemas de fluidos inhibitorios base agua, que proporcionaran estabilidad a las formaciones, beneficiando la perforación y el medio ambiente.

Temperatura °C	COMERCIAL		UNAM 1		UNAM 2	
	10 seg.	10 min.	10 seg.	10 min.	10 seg.	10 min.
23	3	5.5	2.5	4	3	4
49	2.5	5	2.5	3	2	2.5
60	2	3.5	1.5	2	2	2.5
65	3	6	1.7	2.5	1.5	2.5
<b>Agitación durante 10 min. @2600 RPM</b>						
23	6	10	3	6	7	9.5
Rolado	8	11.5	2	4	2	3
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 5 PSI</b>						
23	7	15.5	5	11	6	11
Rolado	10	15	8	13	10	14.5
<b>Agitación durante 2 min. @ 2500 RPM con Inyección de N a 10 PSI</b>						
23	6.5	10	2	3	2	3
Rolado	10	12.5	1.5	2.5	2	3

Tabla 4.20 Esfuerzos Gel de Fluidos, Base y Espumado, Variando Temperatura y Condiciones de Espumado, respectivamente.



Figura 4.7 Prueba de Iteración Roca-Fluido

Las pruebas de iteración roca fluidos, se llevaron a cabo durante el envejecimiento de los fluidos, al ser rolados en el horno a una presión de 150 PSI y una temperatura de 120 °C, durante 18 horas, Figura 4.6. Para realizarlas se colocó un pedazo de núcleo en la celda que contenían las muestras de fluido para ser sometidas a las condiciones de rolado, Figura 4.7.

#### 4.2.6 Filtración y Enjarre

Esta prueba debe su importancia a que el volumen de filtrado es un indicativo de que tanto líquido, procedente del fluido de control, se perdería en la formación; provocando, en algunos casos, reducciones de densidad o alteraciones en las propiedades petrofísicas de las rocas. La pérdida de líquido de un lodo debido a la filtración es controlado por el enjarre, formado por los componentes sólidos en el fluido de perforación, comportándose como una pared casi impermeable.

La prueba en el laboratorio consiste en simular lo que ocurre dentro del pozo, midiendo el volumen de líquido filtrado a través del enjarre, formado en la pared del pozo, que se introduciría a las formaciones.

Este análisis se llevó a cabo mediante el uso del filtro prensa, Figura 4.8. Existen 2 tipos, el filtro prensa de baja presión y el de alta presión. Sin embargo solo se utilizó el de baja presión, siguiendo las condiciones API.



Figura 4.8 Filtro Prensa.

Para realizar la prueba, primero se colocó la malla, el papel filtro, y empaque en la celda para poder vaciarle el fluido posteriormente. Teniendo el fluido en la celda se colocó en la prensa y se sometió a una presión de 100 PSI durante 30 minutos. Para obtener el filtrado se colocó una probeta debajo del equipo, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.21.

Fluido	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
<b>Volumen de Filtrado ml.</b>	11	11.5	11.25

Tabla 4.21 Volumen de Filtrado

Para obtener el espesor del enjarre se separó la celda de la prensa y se sacó el papel filtro en donde se creó el enjarre, en todas las pruebas realizadas, el espesor del enjarre fue inferior a 1 milímetro, Figura 4.9.



Figura 4.9 Enjarre

#### 4.2.7. Contenido de Sólidos y Líquido

El conocimiento del contenido de líquido y sólidos de un lodo de perforación es esencial para un buen control de las propiedades del lodo. Esta información a menudo explica los pobres rendimientos del lodo e indica si el lodo puede ser acondicionado mediante la adición de algún aditivo. La cantidad de cada uno es determinado a partir de la retorta, Figura 4.10.



*Figura 4.10 Retorta.*

Para realizar la prueba es necesario vaciar el fluido en la celda correspondiente, posteriormente se lubrican las cuerdas de enrosque, se coloca suficiente cantidad de lana metálica en su celda para hacer la conexión de estas. De manera simultánea se conecta el enfriador y se meten las celdas en la retorta, se coloca la probeta en donde caerá el líquido. Por último se enciende el equipo y se espera hasta que pasen dos minutos sin que salgan gotas de líquido del condensador. Los datos obtenidos se presentan en la Tabla 4.22.

Fluido	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
% de sólidos	0- 1	0- 1	0- 1

*Tabla 4.22 Porcentaje de sólidos.*

#### **4.2.8. Estabilidad de la Espuma**

Esta prueba se realizó con la finalidad de ver la estabilidad de la espuma con respecto al tiempo, a 23 C y presión atmosférica, determinando el tiempo de vida de la misma. La importancia de la prueba es que, a partir de ésta, se determina la vida útil de la espuma; teniendo un tiempo de referencia con respecto a su degradación.



Para realizarla, se espumaron los diferentes fluidos y se dejaron en reposo, Figura 4.11, observando el comportamiento del volumen con respecto al tiempo. En la Tabla 4.23 se muestran los resultados obtenidos.



Figura 4.11 Generación y Estabilidad de Espuma.

MUESTRA	Fluido	Volumen			
		Tiempo de Degradación, hrs.			
		0	5	10	
1	Después de Rolar	COMERCIA			
2	Inyección d N 5 PSI	UNAM 1	130	83	63
3		UNAM 2			
4	Sin Rolar	COMERCIA	155	155	75
5	Inyección d N a 5psi	UNAM 1	155	155	75
6		UNAM 2	138	138	87
7	Sin Rolar	COMERCIA	110	110	70
8	Inyección d N 10psi	UNAM 1	150	150	95
9		UNAM 2	200	200	70
10	Sin Rolar	COMERCIA	135	135	105
11	Solo con Agitación	UNAM 1	155	155	60
12	10 min @ 2600 RPM	UNAM 2	175	170	68

Tabla 4.23 Degradación de la Espumas con Respecto al Tiempo.

#### 4.2.9. Contaminación por Crudo y Agua de Mar.

Es de imprescindible realizar esta prueba pues se tiene que ver el efecto en el comportamiento reológico del fluido al contaminarse con el aceite de la formación. Al pretender utilizar este tipo de fluidos en las últimas etapas de perforación; así como en la terminación del pozo, es necesario analizar el cambio del comportamiento reológico que presentara el fluido al momento de interactuar con los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Si bien es cierto que se pretenden controlar los fluidos del yacimiento con el lodo de perforación, debemos tener en cuenta que al perforar bajo balance, existirá interacción entre los fluidos de formación y el fluido de control. Para estas pruebas se decidió variar la concentración en porcentaje de crudo, además de variar las temperaturas.

La prueba se realizo con ayuda del viscosímetro rotacional, la termocopa y un termómetro, Figura 4.12. Después de preparar el fluido "UNAM 1", se procedió a contaminarlo con crudo al 5 y 10 %, para ser vaciado en la termocopa, en cantidad suficiente, para poder tomar las lecturas correspondientes a las diferentes velocidades de corte en el viscosímetro rotacional. Se tomaron lecturas a temperaturas de 23, 40, 60 y 65 °C antes de espumar el fluido, Tabla 4.24.



*Figura 4.12 Contaminación por Crudo.*

UNAM 1												
Temperatura	23°C			49°C			60°C			65°C		
% Crudo	Sin	5	10	Sin	5	10	Sin	5	10	Sin	5	10
RPM	Lecturas											
<b>600</b>	67	67	61	46	44	47	36	40	42	34	35	39
<b>300</b>	44	47	42	29	28	30	23	24	27	22	21	25
<b>200</b>	34.5	37.5	35	23	21	23	18	18	20	17	16	19
<b>180</b>	32.5	35	33	21.5	19.5	21.5	17	16.5	18.5	16	15	17.5
<b>100</b>	23	22.5	25	15	13	14	12	11	12	11	10	11
<b>90</b>	21.5	21	23.5	14	12	13	11	10	11	10.5	9	10
<b>60</b>	17	15	19	11	9	10	8.5	7.5	8	8	7	7.5
<b>30</b>	11	9	12	7	5.5	6	5	5	5	5	4	5
<b>6</b>	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>3</b>	2.5	2.5	2	2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
<b>1.8</b>	2	2	1.5	1.5	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>0.9</b>	1	1	1	1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

Tabla 4.24 Comparación de Datos Reológicos, Fluido sin Espumar, Antes y Después de Contaminar, 5 y 10 % de Crudo, con Variación de Temperatura.

Al percatarnos de que no existía una diferencia significativa entre datos, se procedió a espumar el fluido, obteniendo variaciones considerables por lo que se espumaron los otros tres sistemas, a temperatura ambiente, 23 °C, con agitación a 2500 RPM durante 2 minutos e inyección a 5 PSI de Nitrógeno, para posteriormente contaminarlos con el 5 y 10% de aceite respectivamente, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.25.

La contaminación con agua de mar no se realizó, debido a que al intento preparar fluido con este tipo de agua, se descubrió que no era posible trabajar los aditivos del fluido con esta base, viéndose reflejado en la disminución de la capacidad espumante del mismo y en la generación de ojos de pescado, por ende presento variaciones en sus propiedades.

Al realizar el fluido, se observó que la arcilla no se hidrataba lo suficiente, siendo casi imposible su dispersión y generando los ojos de pescado. Por otra parte se descubrió que el surfactante, con agua de mar, no reduce lo suficiente la tensión interfacial, disminuyendo la capacidad espumante.

FLUIDO	COMERCIAL			UNAM 1			UNAM 2			
	% Crudo	Sin	5	10	Sin	5	10	Sin	5	10
RPM	Lecturas									
600	150	118	107	117	102	93	148	135	130	
300	110	69	66	81	73	63	100	91	89	
200	91	53	51	67.5	59	50	82	72	70	
180	86	50	48	64	55	47	77	67	66	
100	63	35	33	48	37	32	57.5	49	46	
90	60	33	31	46	34	30	54	46	43	
60	47	26	24	38	26	23	41	36	34	
30	32	17	15	26	17	15	27	24	22	
6	14.5	7	6	8	7	6	11	9	8	
3	10	5	5	5	5	4	7.5	6	5	
1.8	5	3	3	4	3	3	4.5	4	4	
0.9	4	2	2	2.5	2	2	3	3	3	

Tabla 4.25 Comparación de Datos Reológicos, Fluidos Espumados, Antes y Después de Contaminar, 5 y 10 % de Crudo.

Concluyendo de que si el fluido interactúa con agua de mar o agua congénita presentara graves en sus propiedades al reducir su tiempo de degradación, debido al alto contenido de sales.

## CAPITULO 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se hace el análisis comparativo de los resultados obtenidos de las pruebas experimentales realizadas a los 3 sistemas. Se realizaron inicialmente pruebas las formulaciones sin espumar variando temperatura y posteriormente se realizaron pruebas a los fluidos espumados, bajo condiciones de agitación de 2600 y 2500 RPM e inyección de nitrógeno de 5 y 10 PSI antes y después rolar las muestras a 120 °C y 150 PSI. La matriz experimental se muestra a continuación:

* Temperatura °C	Aceite %	Agitación RPM	Inyección de N PSI	Rolado	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
23	0	0	0	S/R	1	2	3
49	0	0	0	S/R	4	5	6
60	0	0	0	S/R	7	8	9
65	0	0	0	S/R	10	11	12
23	0	0	0	R	13	14	15
* 23	0	10 min @	0	S/R	16	17	18
* 23	0	10 min @	0	R	19	20	21
* 23	0	2 min	5	S/R	22	23	24
* 23	0	2 min	5	R	25	26	27
* 23	0	2 min	10	S/R	28	29	30
* 23	0	2 min	10	R	31	32	33
* 23	5	2 min @2500	5	S/R	34	35	36
* 23	10	2 min @2500	5	S/R	37	38	39
23	5	0	0	S/R		40	
49	5	0	0	S/R		41	
60	5	0	0	S/R		42	
65	5	0	0	S/R		43	
23	10	0	0	S/R		44	
49	10	0	0	S/R		45	
60	10	0	0	S/R		46	
65	10	0	0	S/R		47	

\* Evaluación de Sistemas Espumados Bajo Diferentes Condiciones de Agitación e Inyección de Nitrógeno.

S/R: Sin Rolar.

R: Rolado @ 150 PSI y 120 °C

Tabla 5.1 Matriz Experimental.

## 5.1 Análisis a Pruebas

### 5.1.1 Densidad del Fluido

La densidad fue obtenida para todos los experimentos mostrados en la Tabla 5.1. Para el análisis de resultados los datos obtenidos se dividieron en 2 partes, la primera para los tres sistemas sin espumarse y la segunda para los fluidos espumados.

En la Tabla 5.2 se muestra la densidad de los tres sistemas analizados en relación a diferentes condiciones de temperatura, estas observaciones son de vital importancia, pues si existe demasiada variación en la densidad del sistema, esto será un indicador de que el fluido es inestable.

TEMPERATURA °C	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
	Densidad gr/cc		
23	1.02	1.015	1.015
49	1.015	1.015	1.015
60	1.01	1.007	1.015
65	1.01	1.005	1

Tabla 5.2 Densidad de Fluidos Base, Variando Temperatura

Como se puede observar en la Tabla 5.2, la variación en densidad, para cada uno de los fluidos, es no mayor a 0.01 al ser sometida a las diferentes temperaturas. Para el fluido COMERCIAL, la densidad va de mayor a menor, conforme se aumenta la temperatura y se mantiene constante para 60 y 65 °C. En el caso UNAM 1, la densidad se mantiene constante para 23 y 49 °C, para posteriormente presentar una leve disminución con el incremento de la temperatura. El fluido UNAM 2 presenta una densidad constante en las primeras tres variaciones y disminuye un 0.015 a 65°C.

Lo que se busca en este tipo de fluidos es la estabilidad térmica y de acuerdo a los resultados, concluimos que los tres sistemas son térmicamente estables, al ser un tanto despreciable la variación de la densidad con el aumento de la temperatura.

Una vez que se determino la densidad, se espumaron las muestras bajo las condiciones que se muestran en la Tabla 5.3.

Agitación	Inyección de N
10 minutos @ 2600	0
2 minutos @ 2500	5
2 minutos @ 2500	10

Tabla 5.3 Condiciones de Espumado

Las densidades obtenidas para los tres sistemas a las diferentes condiciones se muestran en la Tabla 5.4.

Temperatura 23°C con Agitación de 10 min @2600 RPM			
	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
	Densidad gr/cc		
	0.59	0.8	0.53
<b>Después de Rolar</b>	0.99	1.01	1.01
Temperatura 23°C con Agitación 2 min @ 2500 RPM Inyección de N a 5 PSI			
	0.59	0.59	0.44
<b>Después de Rolar</b>	0.98	1.002	1.001
Temperatura 23°C con Agitación 2 min @ 2500 RPM Inyección de N a 10 PSI			
	0.58	0.53	0.47
<b>Después de Rolar</b>	0.95	0.84	1.007

Tabla 5.4 Densidad de Fluidos Espumados, Variando Condiciones de Espumado.

Se puede observar que después de rolar la densidad aumenta en relación a la que presentan los sistemas sin haber sido sometido a ningún cambio. Esto es debido a que el fluido pierde propiedades al ser sometido a las condiciones de rolado, degradándose la espuma con el tiempo. Es importante comparar las densidades después de haber sido roladas.

La Tabla 5.5 Muestra una comparación de densidades, en donde se observa que el fluido en fase líquida, no presenta variaciones importantes en su densidad. Al hablar de fase líquido nos referimos a que el fluido no está espumado; a pesar de haber sido espumada la muestra, después del rolado, la espuma se degrada inmediatamente, regresando prácticamente a su estado original sin espumar.

Densidad gr/cc		
COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
<b>Antes de Rolar, sin Agitación y sin Inyección de Nitrógeno</b>		
1.02	1.015	1.015
<b>Después de Rolar @ 120 °C y 150 psi</b>		
1.005	1.01	0.93
<b>Espumado a 23°C con Agitación de 10 min @2600 RPM</b>		
0.99	1.01	1.01
<b>Espumado a 23°C con Agitación de 2 min @2500 RPM , Inyección de N a 5 PSI</b>		
0.98	1.002	1.001
<b>Espumado a 23°C con Agitación de 2 min @2500 RPM, Inyección de N a 10 PSI</b>		
0.95	0.84	1.007

Tabla 5.5. Comparación de la Densidad de los Sistemas, Antes de Espumar y Después de Envejecer.

### 5.1.2 Potencial de Hidrogeno, pH

Como ya se menciona, generalmente, los lodos de perforación son alcalinos. De acuerdo a los datos obtenidos, representados en la Tabla 4.3, el pH de las muestras analizadas se encuentra entre 10 y 11 por lo cual se consideran alcalinos.

Las pruebas de pH se realizaron a los sistemas antes y después de espumar. Para el caso del fluido base, se analizó la posible existencia de alguna variación al ser sometido a un incremento de temperatura, observando que no se presentó cambio alguno, Tabla 5.6.

Fluido	COMERCIAL	UNAM 1	UNAM 2
	<b>Ph</b>		
<b>Antes de Rolar</b>	10-11	10-11	10-11
<b>Después de Rolar</b>	10-11	10-11	10-11

Tabla 5.6 Valores de pH Antes y Después de Envejecer.



### 5.1.3. Viscosidad Marsh

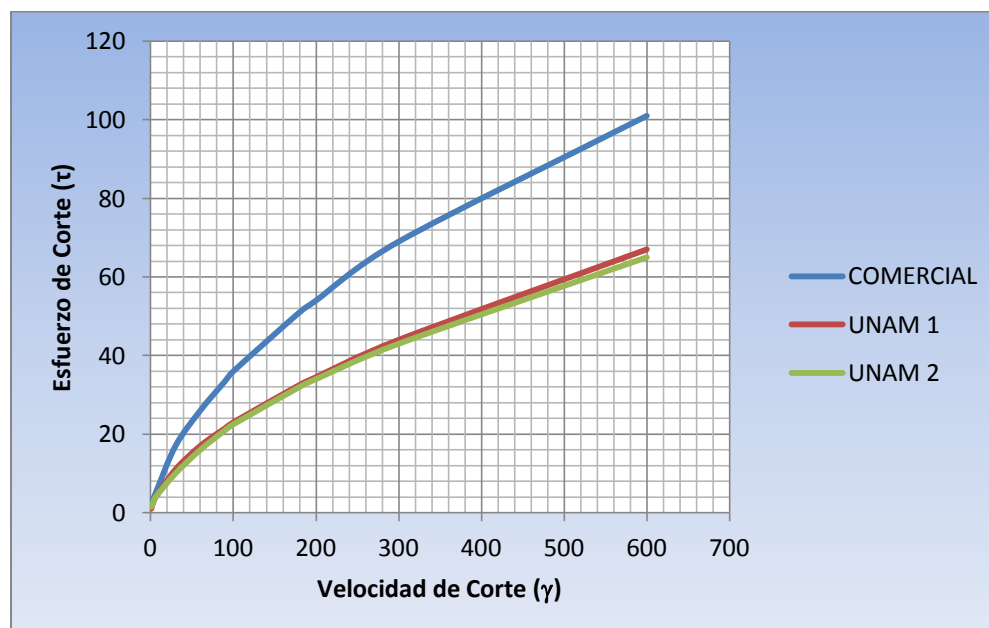
En la Tabla 4.4, observamos que los tiempos de escurrimiento de los fluidos son mucho mayores a los del agua. Para el caso de las muestras antes de espumar, los valores de tiempo triplican a los del agua y para las que están sometidas a condiciones de espumado, van desde cuatro a poco más de 6 veces, dejando claro que las espumas presentan mayor viscosidad, coincidiendo con lo observado en las curvas de comportamiento reológico.

### 5.1.4. Reología y Tixotropía

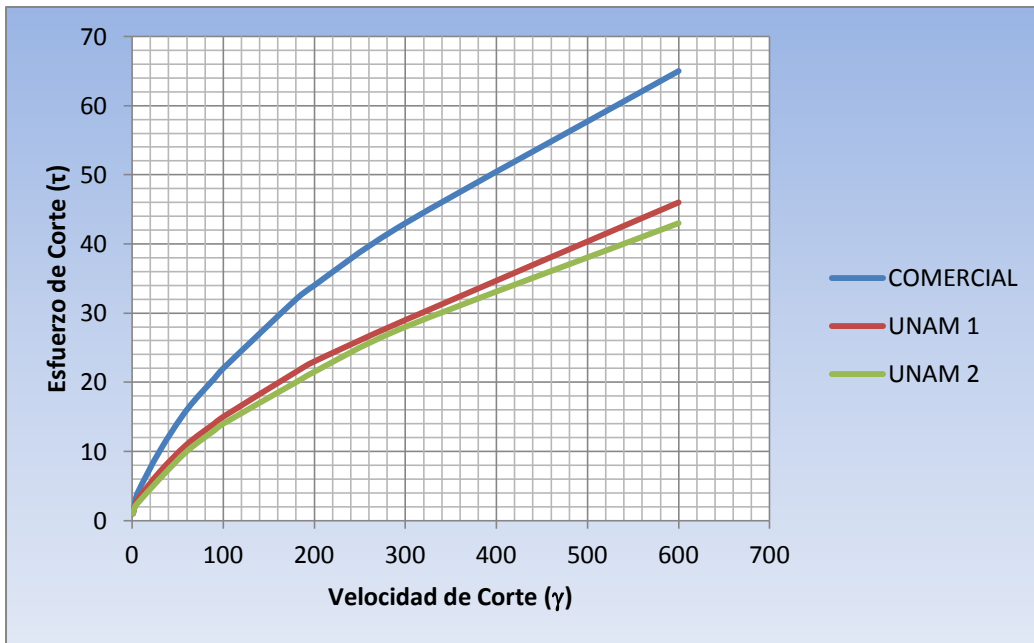
En el capítulo cuatro se presentan diferentes Gráficas, 4.1 – 4.12, que representan el comportamiento reológico y tixotrópico para cada uno de los fluidos por separado, al ser sometidos a diferentes condiciones de temperatura y presión. En las Tablas 4.4 a la 4.15 se muestran las lecturas que se obtuvieron por medio del viscosímetro rotacional Fann 35.

Para el caso de los reogramas que muestran el comportamiento de fluidos antes de espumar, se observó que en todos los casos la temperatura es un factor determinante en la Reología y la Tixotropía, debido a que disminuían

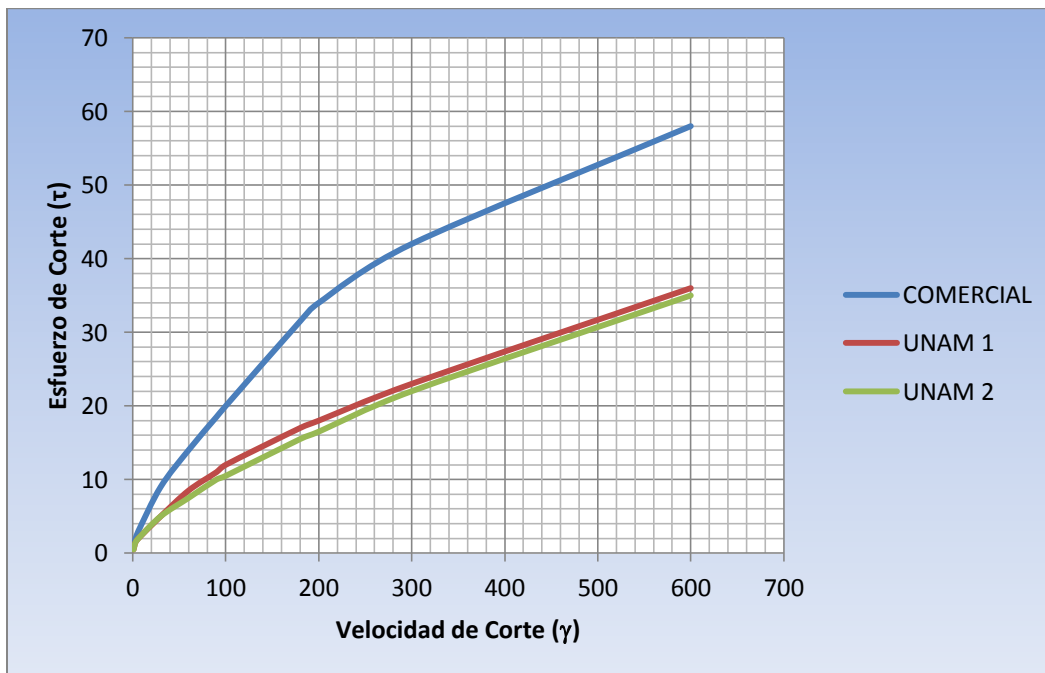
En las Gráficas 5.1 – 5.4 se muestra la variación en el comportamiento de los tres sistemas al ser sometidos a diferentes temperaturas.



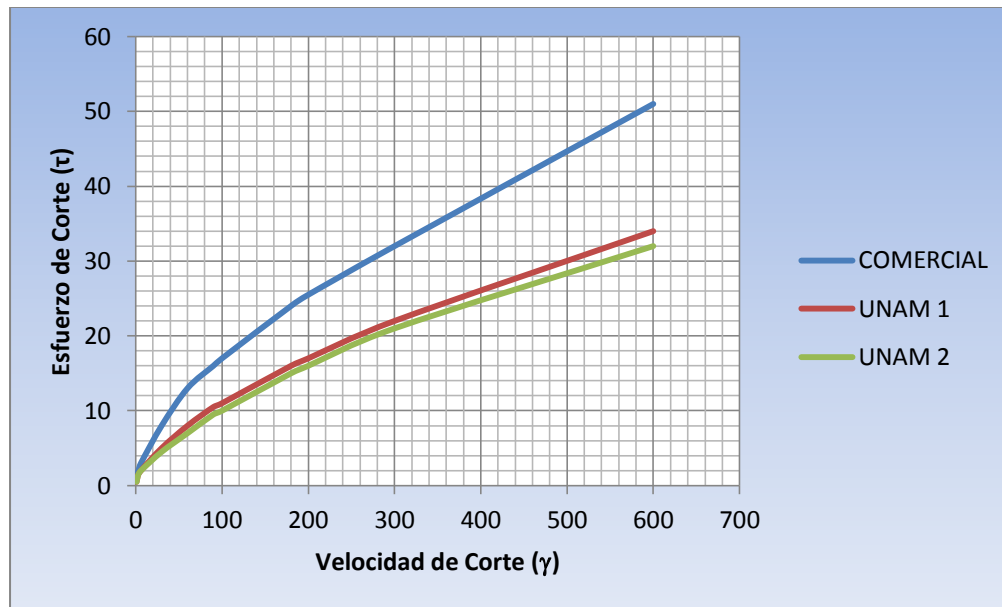
Gráfica 5.1 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 23 °C.



Gráfica 5.2 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 49 °C.



Gráfica 5.3 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 60 °C.



Gráfica 5.4 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 a 65°C.

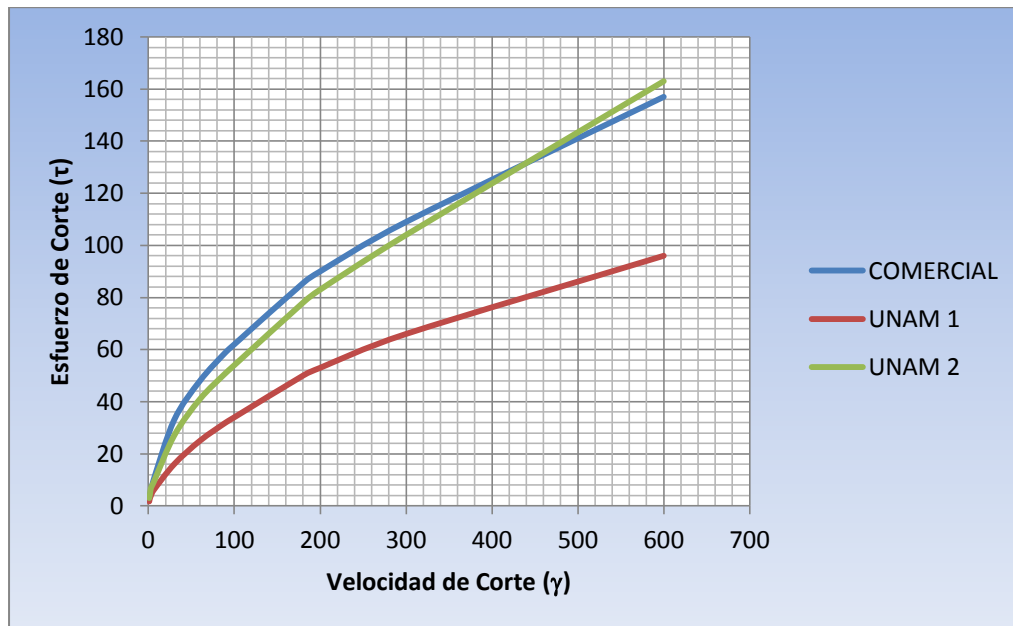
Con estos reogramas, detectamos que las viscosidades más altas las presenta el fluido COMERCIAL, exhibiendo una curva de comportamiento reológico tixotrópico por encima de las otras 2. Los fluidos UNAM 1 y UNAM 2, tienen un comportamiento muy similar a pesar de variar la concentración de uno de sus aditivos, sin embargo al momento de crear la espuma, se ve un cambio significativo entre estos. Independientemente de las condiciones de espumado, la temperatura es un factor importante, como se observa en el comportamiento reológico tixotrópico de cada una de las muestras antes de ser roladas y después de rolar.

En lo referente a la agitación 2600 RPM durante 10 minutos, antes de rolar, se observó que los fluidos COMERCIAL y UNAM 2 tienen un comportamiento similar, debido a la variación de la concentración del surfactante, Gráfica 5.5; sin embargo, al rolar los fluidos, el UNAM 2 es el que presenta mayor variación reológica tixotrópica, en relación al fluido COMERCIAL, Gráfica 5.6.

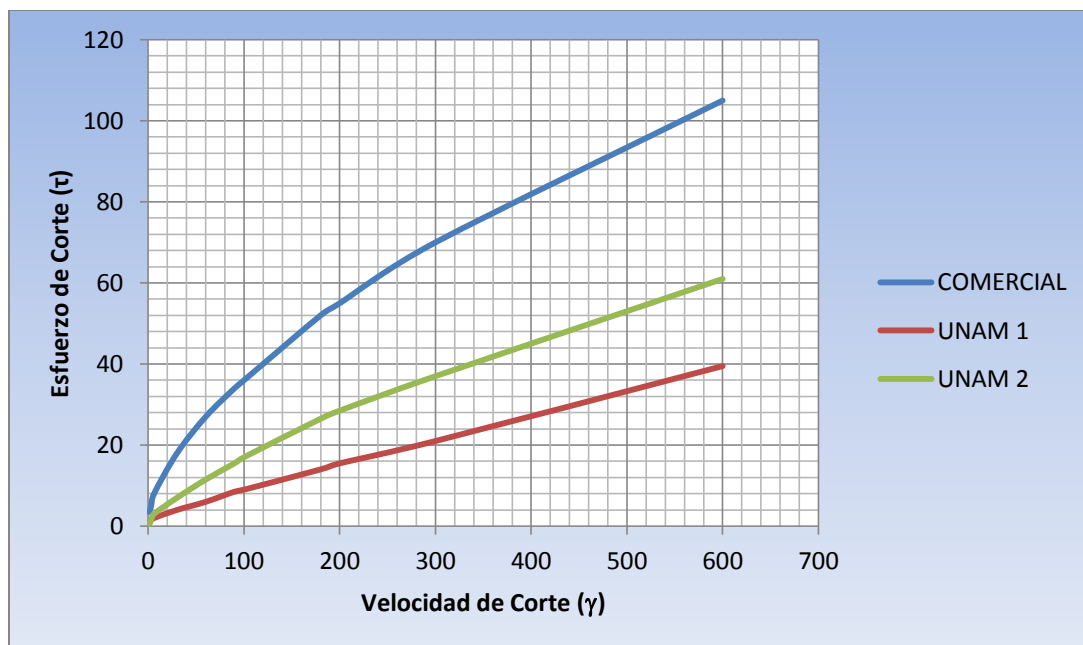
Para las muestras sometidas a menor tiempo de agitación, 2 minutos y 2500 RPM, se inyectó nitrógeno a 5 y 10 PSI. En estos dos casos, se observa un comportamiento similar a los anteriores, en donde el fluido COMERCIAL y UNAM 2, antes de rolar, presentaron un comportamiento similar, ligeramente el UNAM 2 por debajo del COMERCIAL; sin embargo, a estas condiciones de generación de espuma, el fluido UNAM 1 mejoró.

Después de rolar los fluidos y tomar su reología, se observa el mismo fenómeno que en el

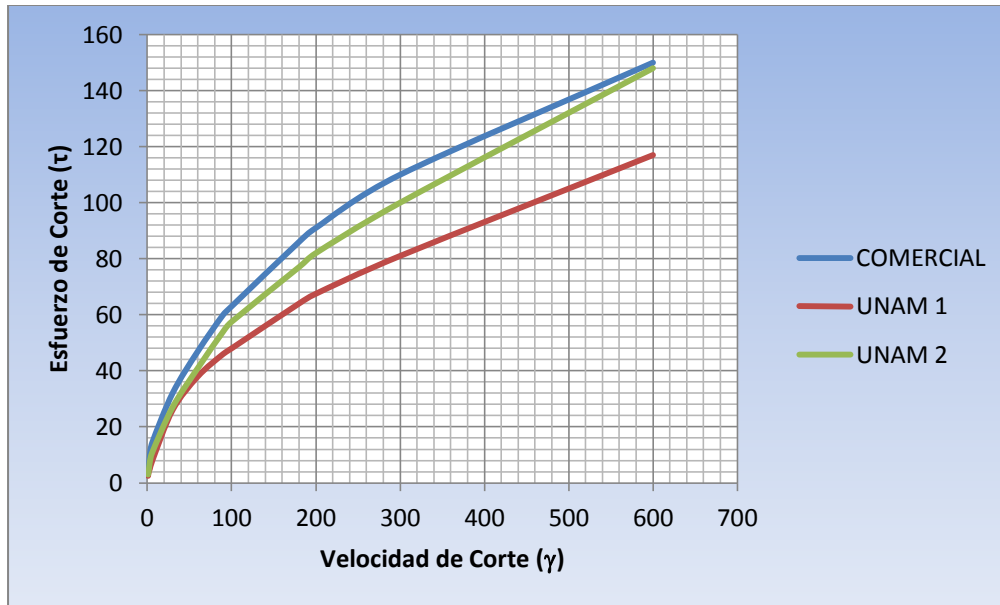
anterior, en donde la variación de los fluidos UNAM 1 y UNAM 2 es mayor que el COMERCIAL. Gráficas 5.7 – 5.10.



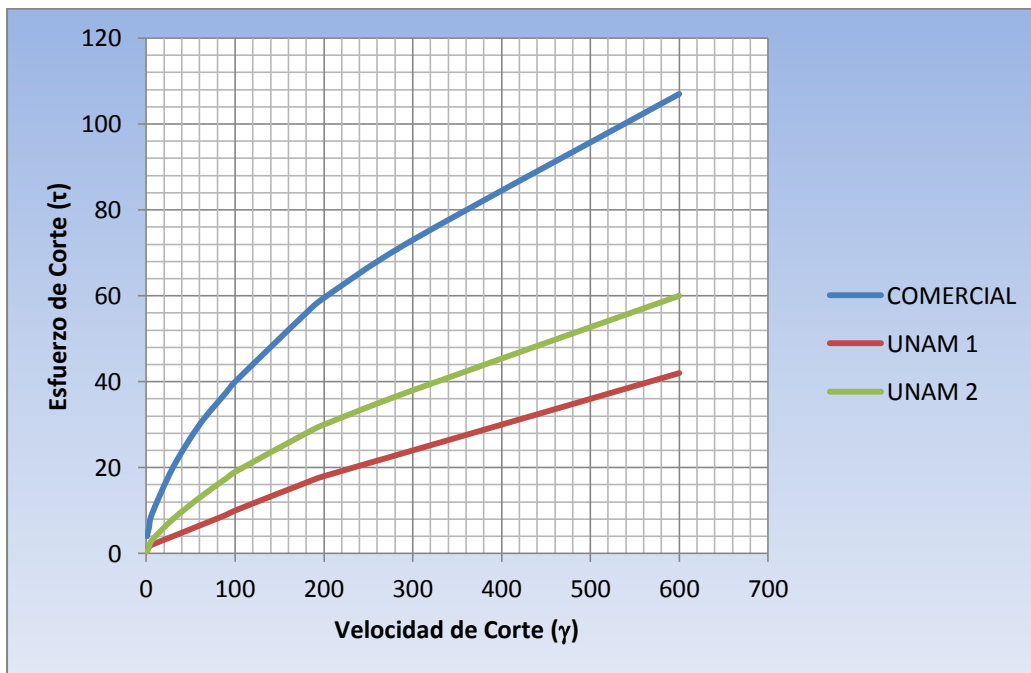
Gráfica 5.5 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, sin Inyección de Nitrógeno, Antes de Rolar.



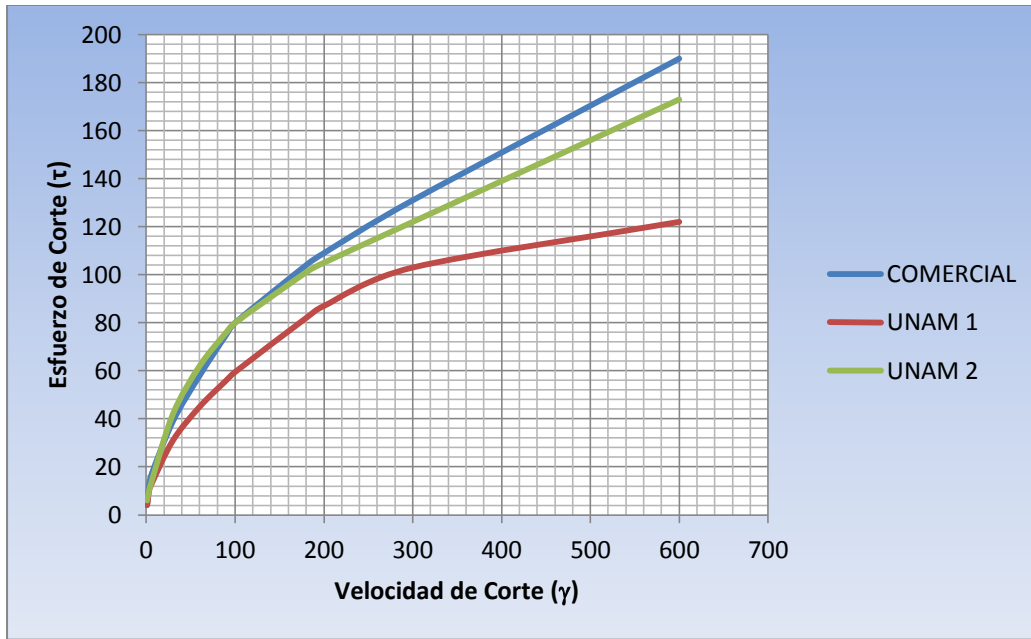
Gráfica 5.6 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, sin Inyección de Nitrógeno, Después de Rolar.



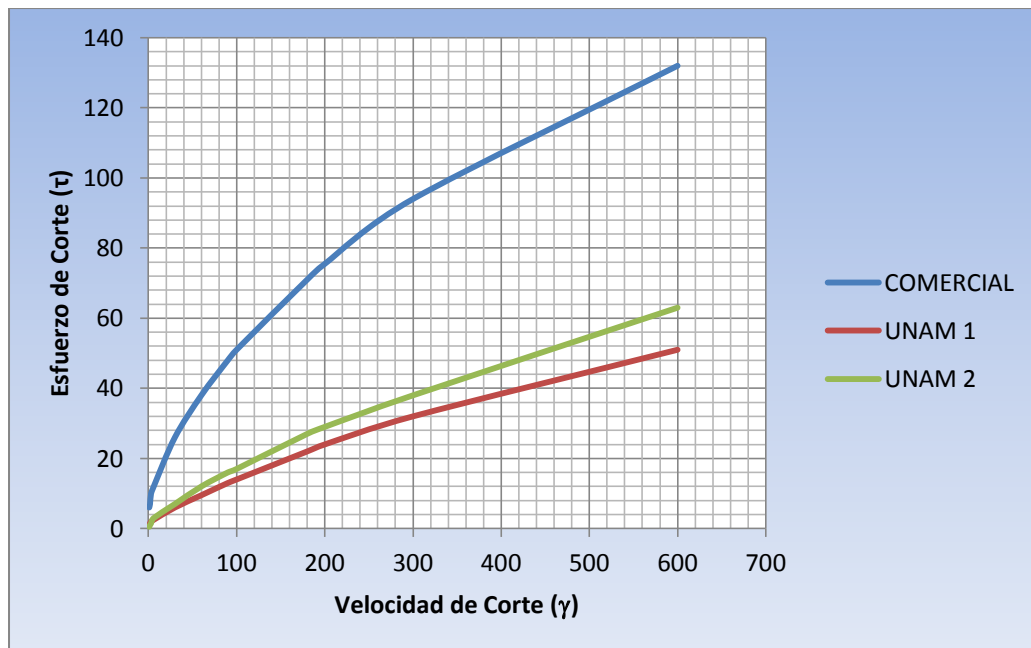
Gráfica 5.7 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Antes de Rolar.



Gráfica 5.8 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Después de Rolar.



Gráfica 5.9 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Antes de Rolar.



Gráfica 5.10 Reogramas Comparativos, Fluidos COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 Espumados, con Inyección de Nitrógeno a 10 PSI, Después de Rolar.

### 5.1.4.1. Cálculos para Establecer el Comportamiento del Fluido

#### 5.1.4.1.1. Viscosidad

En base en los resultados obtenidos, observamos que la viscosidad disminuye con el aumento de temperatura y al ser sometida a las condiciones de rolado, también se observó que el fluido espumado incrementó su viscosidad, sin embargo en algunos casos decrece. En el caso del fluido COMERCIAL y UNAM 1 se observa notoriamente el incremento del comportamiento reológico tixotrópico, que se atribuyó a la mayor concentración de surfactante en las muestras; el fluido UNAM 2, en algunos casos disminuyó la viscosidad.

#### 5.1.4.1.2. Índice de Comportamiento e Índice de Consistencia

El carácter no newtoniano de un fluido dado por el Índice de Comportamiento, de acuerdo al análisis de los resultados, se comprobó que lo encontrado en la literatura, en donde si éste es menor que 1, el fluido es pseudoplástico y que el modelo reológico que lo describe es el de Ley de Potencias, dependiendo de las lecturas tomadas con el viscosímetro rotacional.

El índice de Consistencia nos da una medida indirecta de la viscosidad del fluido, por lo que de acuerdo con los datos obtenidos, Tabla 4.18, se observó que éste, decrece al aumentar la temperatura, con algunas excepciones. Para los fluidos espumados, era de esperar que al rolarlos el índice de comportamiento es menor, debido a la degradación de la espuma.

#### 5.1.4.1.3. Punto de Cadencia

Este cálculo se procedió a calcularlo puesto que en algunos reogramas se apreciaba un pequeño esfuerzo mínimo necesario, que tenían que vencer los fluidos para comenzar su movimiento. Se buscó una expresión matemática que describiera esta propiedad y se utilizó la del Modelo Reológico de Ley de Potencias Modificado para bajas velocidades de corte. A pesar de que en algunas Gráficas no se apreciaba, se decidió hacer el cálculo para todas las pruebas realizadas, obteniéndose valores que aparentemente corresponden a lo observado.

En las pruebas en donde se varió la temperatura, el punto de cadencia, no fue mayor a 2. En los fluidos espumados aumentó el valor, como era de esperarse puesto que aumentaron las viscosidades y todos están por debajo de 8. Aunque se esperaba que los resultados, en todos los casos, fueran menores después del rolado, se presentó un aumento en dos de las pruebas del fluido COMERCIAL.

#### 5.1.4.1.4. Esfuerzo Gel

De acuerdo con los datos presentados en la Tabla 4.20, los esfuerzos gel no son altos, lo que permite regresar a un estado líquido con menores presiones de bomba y en menor tiempo. Con estos valores tenemos una indicación de que la gel se presenta al detener las operaciones de perforación.

#### 5.1.5. Interacción Roca-Fluido

Al analizar las muestras de fragmentos de núcleos problemáticos que se emplearon para realizar esta prueba, se observó que después de interactuar con el fluido durante el rolado, se desintegraron totalmente, Figura 5.1. Lo mismo aconteció con la interacción de una pastilla sintética que se emplea con este fin.

Con esta prueba concluyo que el fluido no inhibe formaciones problemáticas por lo que se tendría que trabajar en la búsqueda de un aditivo que nos permita la inhibición.



*Figura 5.1 Resultado de la Interacción Roca-Fluido*

#### 5.1.6. Filtración y Enjarre

Los volúmenes de filtrado que se obtuvieron, no son muy altos, teniendo en cuenta que solo el 1% del fluido son sólidos. Al contener mucho mayor cantidad de líquido, se esperaban datos de filtración mucho mayores, sin embargo podemos decir que en dado caso de que se presentara una presión hidrostática ligeramente por encima de la de formación, no existiría gran invasión de líquidos por filtrado hacia la formación productora.



Por otra parte, sabemos que las perforaciones con espumas se realizan bajo balance. Consideramos que es necesario determinar el enjarre que se presentaría en el caso de que la perforación sobre balance pudiera ocurrir, es necesario saber si el espesor perjudicaría la perforación o, peor aun, si cambiara las propiedades petrofísicas de la roca. Los resultados obtenidos muestran que el espesor del enjarre generado es menor a un milímetro y no provocaría problemas.

### 5.1.7. Contenido de Sólidos y Líquido

De acuerdo con los datos obtenidos, el contenido de sólidos en el fluido se encuentra entre 0 y 1%, por lo que concluimos que el fluido no ocasionaría problemas de taponamiento de poros, por lo que ayudaría en la disminución de daño a la formación productora.

### 5.1.8. Degradación de la Espuma

Es bien sabido que el principal problema al perforar con espumas, es el tiempo de vida útil de éstas. De acuerdo a los datos obtenidos en el capítulo anterior, Tabla 4.23, la muestra 2 es la que mayor degradación tiene, del tiempo inicial al intermedio, la espuma se degrada más del 30%, sin embargo del intermedio al final su degradación es del 20%. Por otra parte; de la muestra 4 a 12, no existe degradación en las primeras 5 horas o es casi nula, pero al final tiene una degradación del 50%. Como se muestra en la Imagen 5.2.

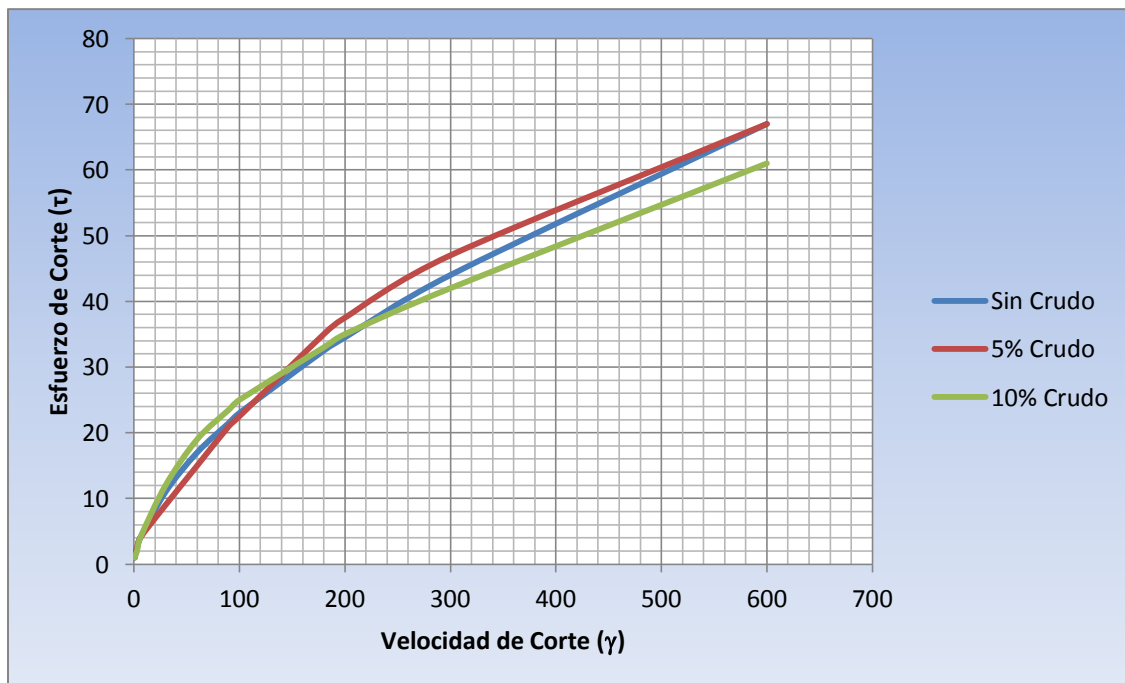


Figura 5.2 Degradación de la Espuma

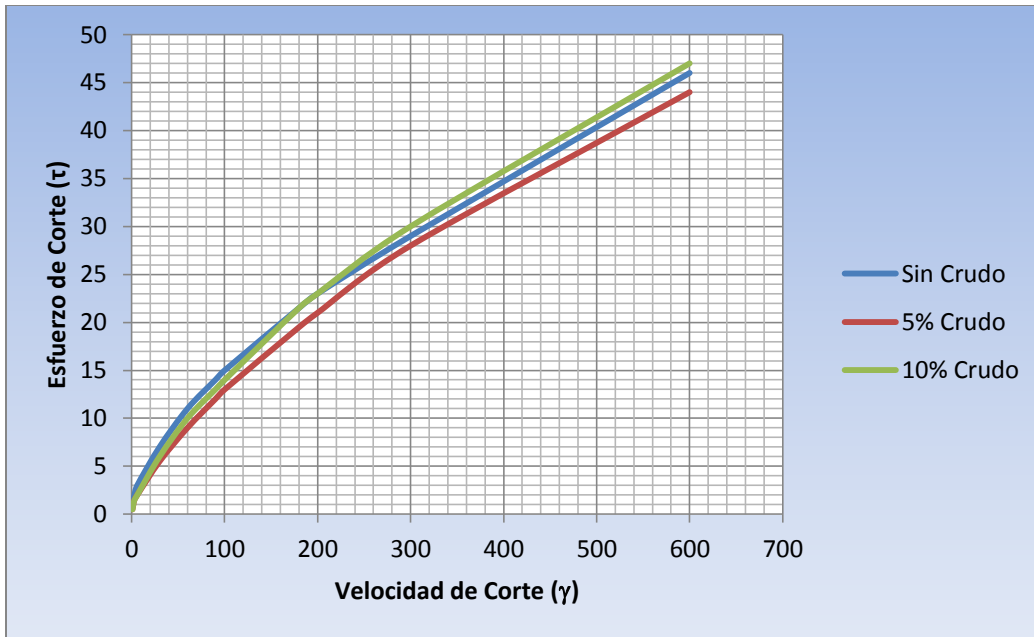
### 5.1.9. Contaminación por Crudo

Para realizar el análisis de resultados con mayor facilidad, se realizaron Gráficas comparativas de los fluidos analizados. Las Gráficas 5.11 – 5.14 presentan los comportamientos del fluido UNAM 1 con variaciones de temperatura y las 5.15 – 5.17 los de los fluido COMERCIAL, UNAM 1 y UNAM 2 espumados con agitación de 2 min a 2600 RPM, inyección de Nitrógeno a 5 PSI y temperatura ambiente.

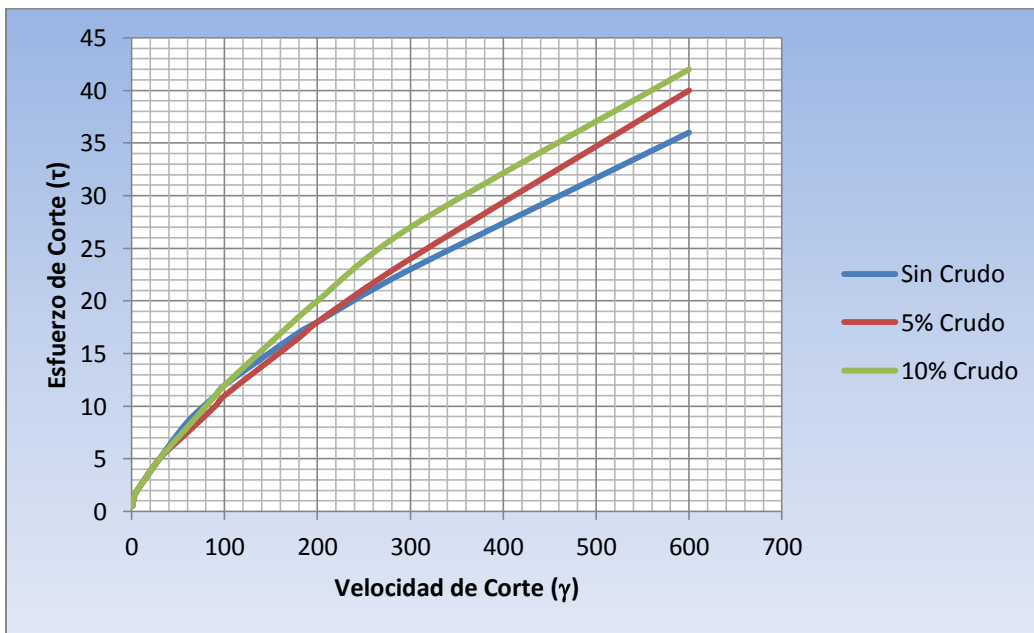
De acuerdo con las Gráficas 5.11 – 5.14, observamos que la contaminación por crudo no modifica mucho el comportamiento reológico tixotropico, del fluido UNAM 1 ya que en algunos casos es muy similar y en otros no tanto al incrementar la temperatura; en las Gráficas 5.15 – 5.17, se observa que existen mas alteraciones, en los tres fluidos, por la contaminación por crudo debido a que altera la estabilidad de la espuma.



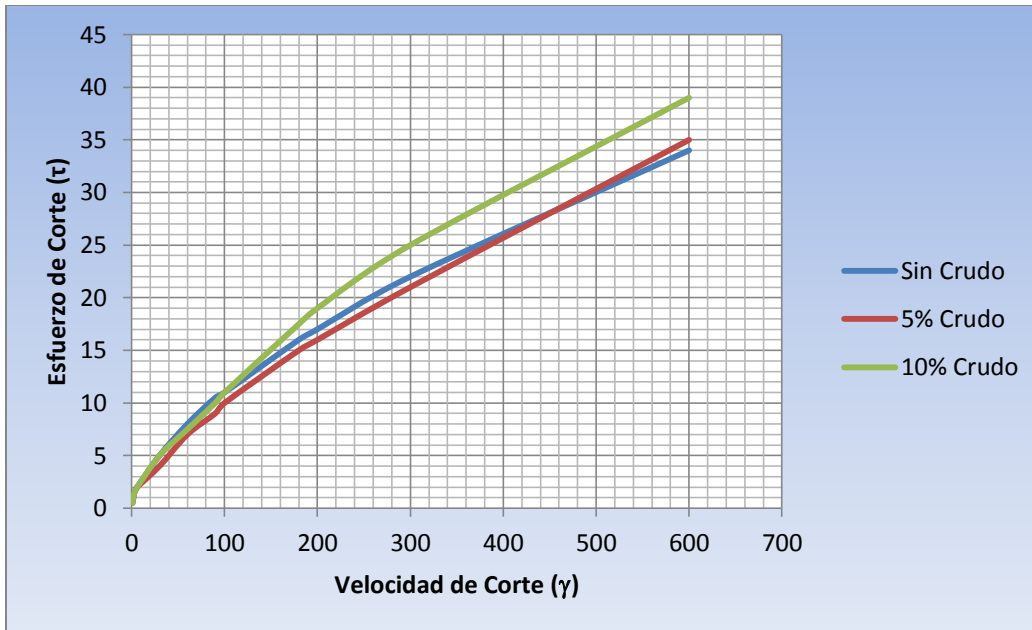
Gráfica 5.11 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C.



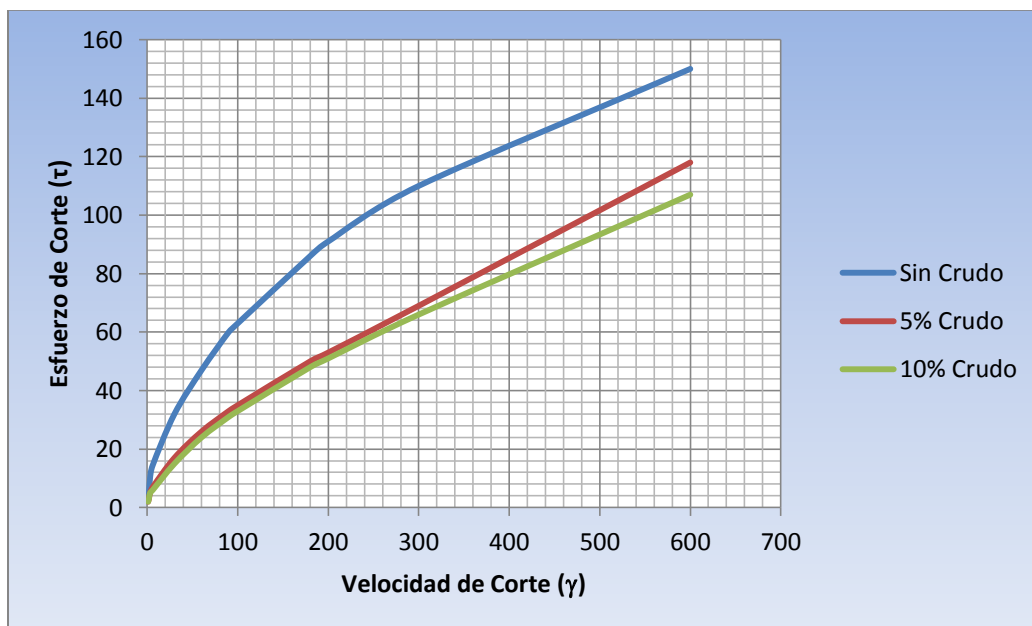
Gráfica 5.12 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 49 °C.



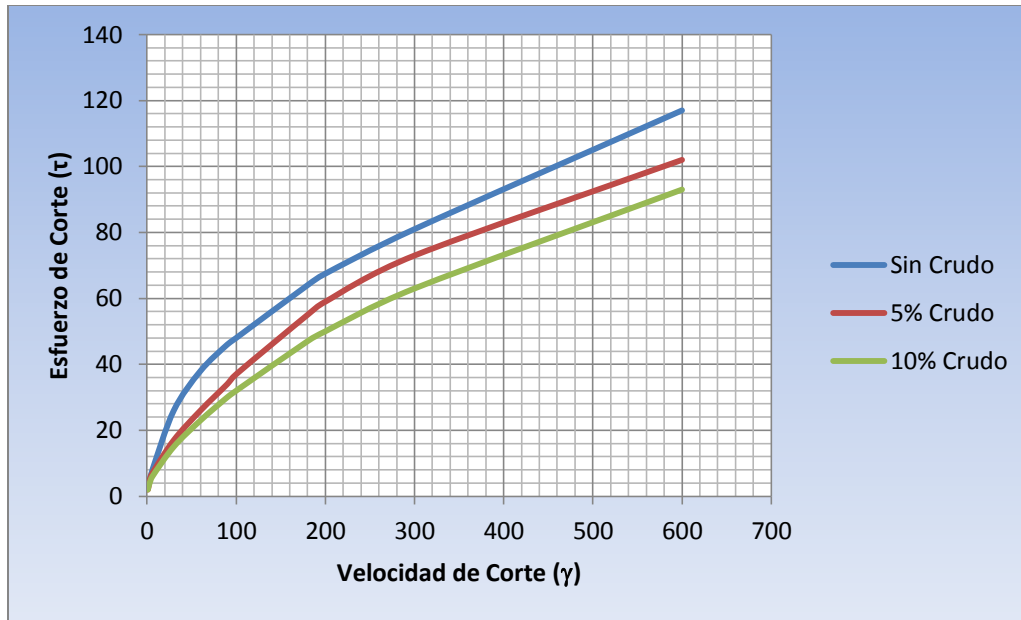
Gráfica 5.13 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 60 °C.



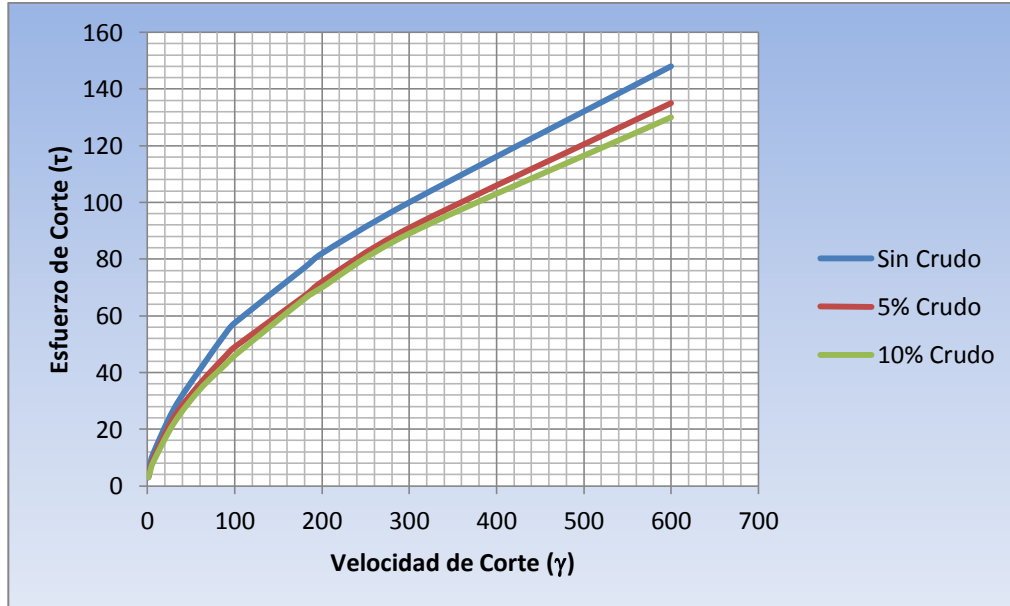
Gráfica 5.14 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1, sin Espumar, Contaminado al 5 y 10 %, 65 °C.



Gráfica 5.15 Reogramas Comparativos, Fluido COMERCIAL Espumado, 2 min a 2500 RPM, Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C.



Gráfica 5.16 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 1 Espumado, 2 min a 2500 RPM, Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C.



Gráfica 5.17 Reogramas Comparativos, Fluido UNAM 2 Espumado, 2 min a 2500 RPM, Inyección de Nitrógeno a 5 PSI, Contaminado al 5 y 10 %, 23 °C.

## CAPITULO 6 HIDRÁULICA EN LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS

La función principal de un fluido de perforación es mantener limpio el pozo removiendo y acarreando los recortes que la barrena va generando a medida que penetra las formaciones desde el fondo del pozo hasta la superficie, además de mantener los recortes en suspensión cuando se interrumpe la circulación. El fluido de perforación es impulsado por bombas y efectúa un recorrido por tuberías verticales y horizontales, mangueras, presas y diferentes accesorios empleados, a este conjunto se le conoce como sistema de circulación, en el cual todos sus componentes tienen forma y características diferentes.

Las propiedades petrofísicas de las formaciones a ser perforadas y el tipo de hidrocarburo que se espera producir definen las características del fluido que será empleado en las operaciones de perforación, esto también determina los requerimientos de seguridad y protección al ambiente que deberán tomarse y por lo tanto el equipo superficial y de fondo que será usado

Los Fluidos de Control se pueden clasificar en fluidos base agua, base aceite y fluidos aireados, el análisis del comportamiento hidráulico de estos últimos es el más complejo. Las espumas son sistemas hidráulicos cuyo medio continuo es líquido en el que se encuentran atrapadas burbujas de gas, la estabilidad de este sistema se rige por los fenómenos de interfase, los cuales controlan el tamaño de la partícula de aire que se encuentra dispersa en líquido.

La calidad de la espuma es la relación entre el volumen de gas presente en la espuma y el volumen total de esta y puede expresarse como:

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_g + V_l} \quad (6.1)$$

donde:

$\Gamma$  = Calidad de la Espuma

$V_g$  = Volumen de Gas

$V_l$  = Volumen de Líquido

Como se verá más adelante la calidad del fluido espumado define en gran medida sus propiedades, por lo que es de suma importancia conocerla para desarrollar los cálculos de la hidráulica requerida durante la perforación.

La capacidad de acarreo de los fluidos de perforación, está determinada por su viscosidad y la viscosidad en el caso de las espumas depende de la calidad, podemos establecer una relación entre la calidad de la espuma y su capacidad de acarreo. Las espumas presentan altas viscosidades y por lo tanto más resistencia al flujo, por consecuencia, el riesgo de daño por invasión de fluido a la formación es mucho menor.<sup>26</sup>

### 6.1 Hidráulica Requerida

La hidráulica es la rama de la mecánica que estudia las leyes que gobiernan el equilibrio y movimientos de los fluidos. La mecánica de fluidos es muy importante para el estudio y desarrollo de la perforación. Uno de los estudios es el análisis de altas presiones que se desarrollan a lo largo del pozo, así mismo es necesario conocer las caídas de presión a lo largo de todo el sistema de circulación. La presencia de estas debe tomarse en cuenta en casi todos los problemas que se encuentren relacionados con la perforación. El diseño del programa hidráulico nos ayudara a optimizar la potencia necesaria que deberá suministrarse al fluido de perforación con el fin de optimizar las tasa de penetración.

Cuando se aumenta indiscriminadamente la potencia de las bombas, el gasto crecerá y por lo tanto se incrementarán las caídas de presión en el sistema. Es decir, aumenta la potencia destinada para vencer la resistencia por fricción en todo el sistema sin mejorar en forma significativa la potencia hidráulica en la barrena. La optimización de la potencia hidráulica en la barrena también puede obtenerse por medio de la selección adecuada del diámetro de las toberas. El impacto hidráulico originado por el impacto del fluido contra la formación, cuando sale a gran velocidad por las toberas, es favorable para incrementar las tasas de perforación, por lo cual se ha tratado de minimizar la caída de presión en todo el sistema y permitir que la máxima caída de presión se origine en la barrena.

Por todo lo anterior es necesario conocer muy bien la energía con la que se dispone para circular el fluido a través del sistema de circulación, las secciones que lo componen y en qué régimen de flujo al está fluyendo, para así poder determinar cómo se está perdiendo la presión en las diferentes secciones del sistema de circulación.

El objetivo específico es aplicar la hidráulica óptima, para el mejor aprovechamiento de la potencia superficial requerida para la circulación de fluidos.

Las propiedades reológicas y tixotrópicas, como la viscosidad plástica, aparente y el punto cedencia, ejercen influencia considerable sobre la potencia hidráulica aplicada y por tanto deben mantenerse a valores adecuados.

### 6.1.1 Planeación de la Hidráulica

Un sistema hidráulico eficiente, requiere que todas sus partes funcionen de manera óptima; dentro de sus elementos se encuentran el equipo superficial, compuesto principalmente por las bombas y presas de lodos, manguera rotatoria y tubería vertical; otros componentes no menos importantes, son los equipos subsuperficiales, como la tubería de perforación, barrena y espacio anular. Sin embargo, en la planeación de la hidráulica también es necesario conocer al menos los siguientes parámetros<sup>23</sup>:

- Estado mecánico del pozo.
- Diámetro y características tanto de la sarta de perforación como de la barrena.
- Información de las etapas de perforación anterior y actual.
- Reología y Tixotropía del fluido de perforación.

El diseño tradicional del programa hidráulico se basa en la optimización de la limpieza del agujero, en donde se tienen que establecer diferentes parámetros como el gasto máximo y mínimo de flujo, identificando las caídas de presión a lo largo del sistema de circulación. Parte fundamental, para desarrollar estas actividades, es la correcta caracterización de Fluidos de Perforación, siendo necesario determinar el Modelo y propiedades Reológicas y Tixotrópicas del fluido.

### 6.2 Determinación del Modelo Reológico

Para la determinación del modelo reológico a utilizar, es necesario caracterizar el fluido de perforación, se requiere realizar un análisis de laboratorio utilizando un viscosímetro rotacional, registrando las lecturas marcadas ( $\theta_{0.9}$ ,  $\theta_{1.8}$ ,  $\theta_3$ ,  $\theta_6$ ,  $\theta_{30}$ ,  $\theta_{60}$ ,  $\theta_{90}$ ,  $\theta_{100}$ ,  $\theta_{180}$ ,  $\theta_{200}$ ,  $\theta_{300}$ ,  $\theta_{600}$ ) a diferentes revoluciones por minuto.<sup>25</sup> Las diferentes revoluciones del viscosímetro se Gráficán, registrando dichos datos en el eje de las abscisas ( $\gamma$ ), contra los datos obtenidos de las lecturas del viscosímetro en el eje de las ordenadas ( $\tau$ ).

Una vez que se tiene la Gráfica, se procede a comparar la curva representativa con las gráficas tipo, mostradas en la Figura 6.1, seleccionando el modelo que más se ajuste a la curva



obtenida del fluido a emplear.<sup>25</sup> Una vez identificado el modelo reológico, se procede a determinar las Propiedades que presente.

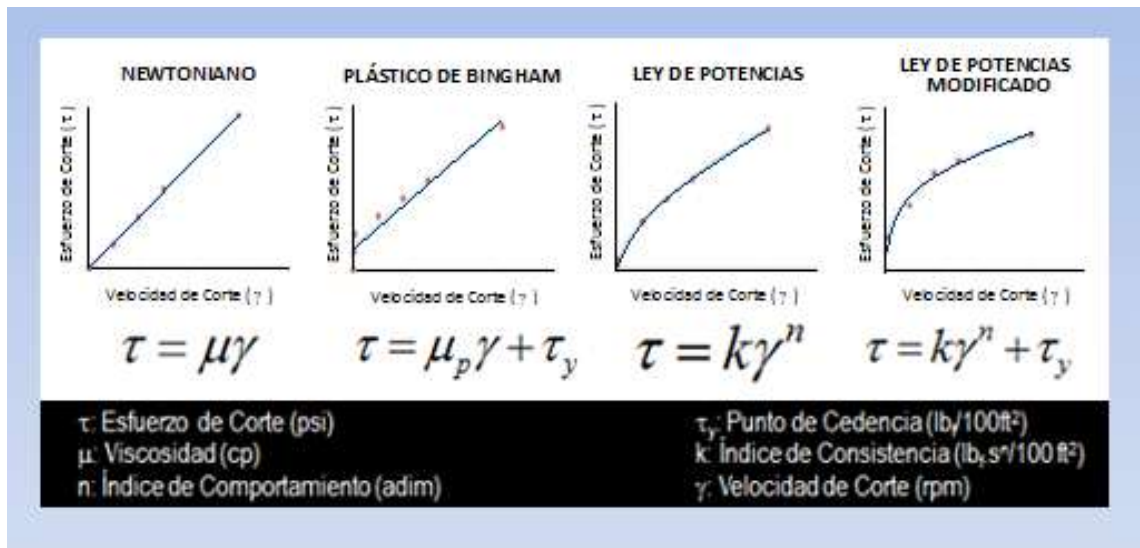


Figura 6.1 Modelos Reológicos.

### 6.2.1 Modelos Reológicos

Los modelos reológicos son una relación matemática que nos permite caracterizar la naturaleza reológica de un fluido, estudiando la deformación del fluido con respecto a la velocidad de corte. Los modelos que más se utilizan para el análisis de los fluidos usados en la perforación bajo balance son los de “Plástico de Bingham” y “Ley de Potencia”, por lo simple de las ecuaciones de flujo y la facilidad con la que se estiman los parámetros involucrados, además de ser los modelos que más se ajustan al comportamiento de las espumas.

Sin embargo, algunos autores consideran que estos modelos no siempre tienen la capacidad de caracterizar el fluido en un rango amplio de velocidades de corte y extienden el análisis a otros modelos reológicos, por ejemplo el modelo de Ley de Potencias Modificada (Herschel-Bulkley).<sup>28</sup>

#### 6.2.1.1 Modelo Plástico de Bingham

Es un caso idealizado de los fluidos no Newtonianos, debido a que para iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado punto de cedencia. Posteriormente al inicio de su movimiento el fluido exhibe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte; debido a esto resultan ser los fluidos más simples.

La pendiente de la porción lineal del reograma, Figura 6.2, es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica y su expresión matemática se muestra a continuación<sup>26</sup>:

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_\gamma \quad (6.2)$$

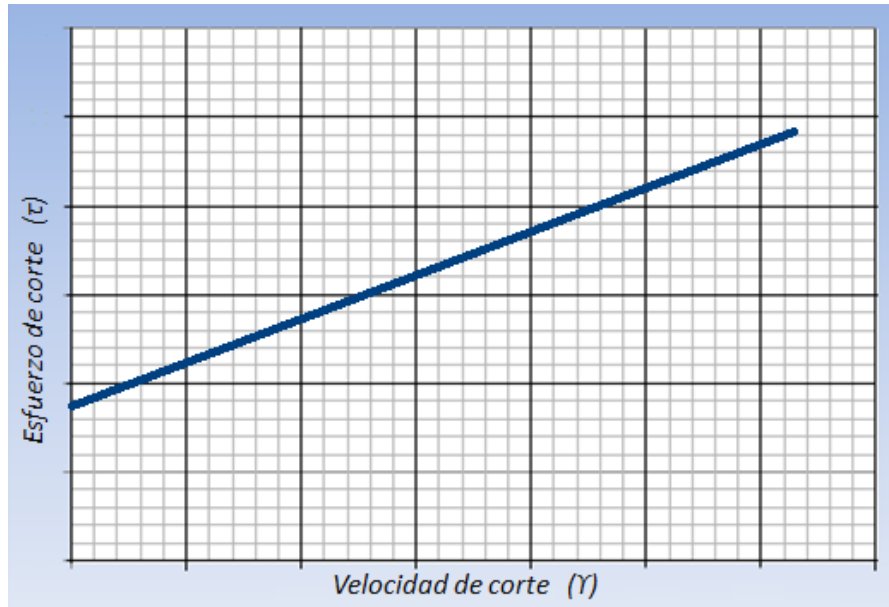


Figura 6.2 Modelo Plástico de Bingham en Coordenadas Rectangulares

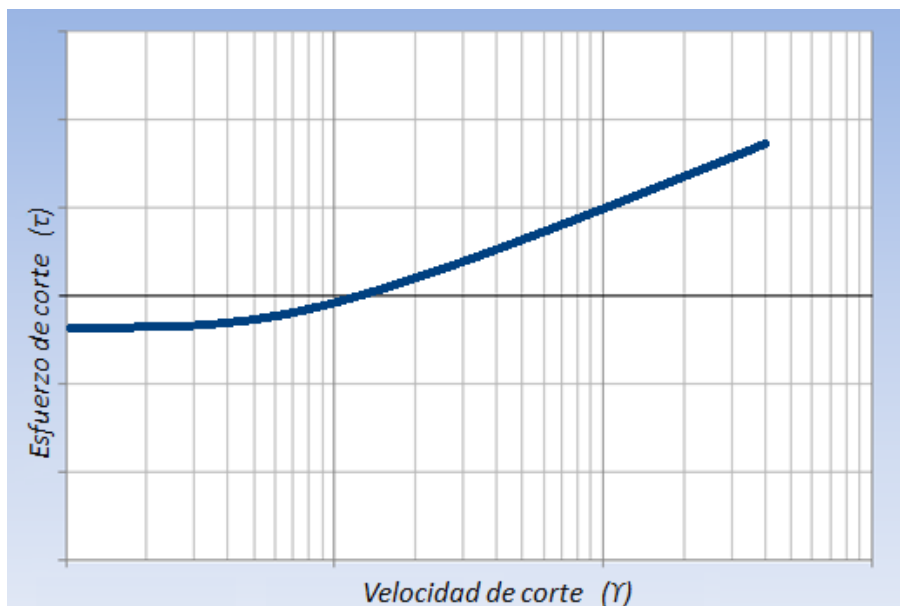


Figura 6.3 Modelo Plástico de Bingham en Coordenadas Logarítmicas

### 6.2.1.2 Modelo de Ley de Potencias

El modelo de Ostwald de Waele es conocido como el modelo de Ley de Potencias, el cual es uno de los más empleados en la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas. La relación esfuerzo-velocidad esta caracterizado por dos constantes, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\tau = K\gamma^n \quad (6.3)$$

donde:

$K$  = Índice de Consistencia

$n$  = Índice de Comportamiento

$\gamma$  = Velocidad de Corte

$\tau$  = Esfuerzo de Corte

El termino “k” es semejante a la viscosidad y es un indicativo de la consistencia del fluido, también se le conoce como “Índice de Consistencia”. En tanto que la constante “n” es una medida de lo no Newtoniano del fluido por lo que a “n” se le conoce como “Índice de Comportamiento”. Entre más alejado este de la unidad, más no Newtoniano es el carácter del fluido<sup>26</sup>.

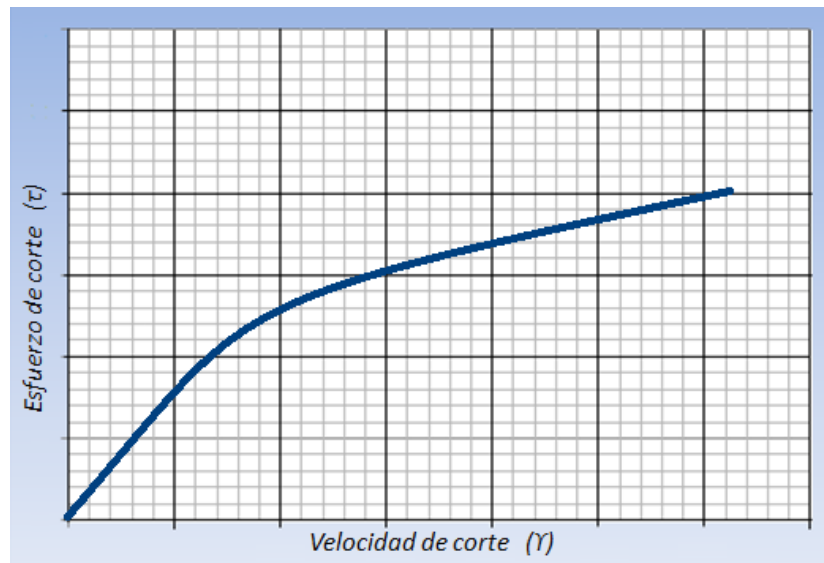


Figura 6.4 Modelo Ley de Potencias en Coordenadas Rectangulares

si  $0 > n < 1$  ; Fluido Pseudoplástico

si  $n > 1$  ; Fluido Dilatante

si  $n = 1$  ; Fluido Newtoniano

Por lo que el modelo de Ley de Potencias puede usarse para representar un Fluido Pseudoplástico, un Fluido Newtoniano ó un Fluido Dilatante. Por otra parte, no existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una tasa de corte cero<sup>28</sup>, Figura 6.4.

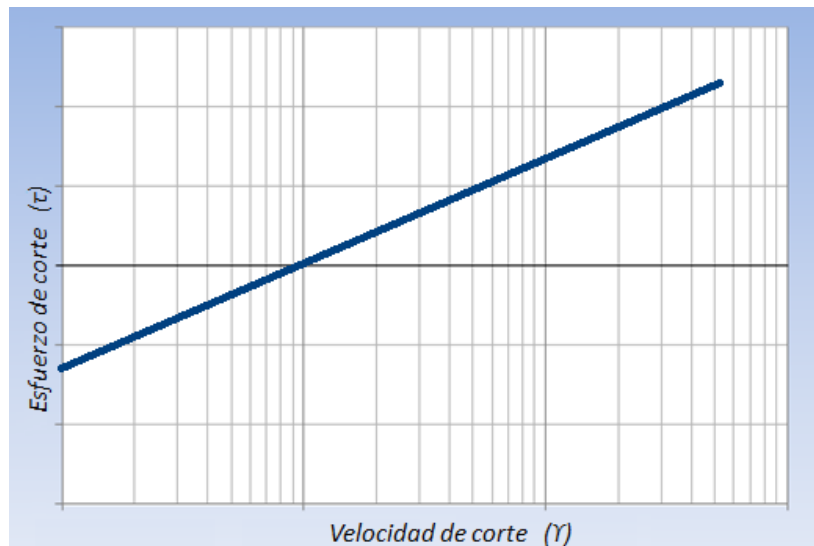


Figura 6.5 Modelo Ley de Potencias en Coordenadas Logarítmicas

### 6.2.1.3 Modelo de Ley de Potencias Modificado

Es el resultado de la combinación de aspectos teóricos y prácticos de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia. Es conocido también como Modelo de Herschel–Bulkley y describe un comportamiento similar al de los fluidos pseudoplásticos, teniendo como diferencia la necesidad de vencer un esfuerzo inicial, Punto de Cedencia, para comenzar a fluir, Figura 6.6. La siguiente ecuación describe el comportamiento de un fluido regido por este modelo:

$$\tau = \tau_y + (k\gamma^n) \quad (6.4)$$

En este modelo los parámetros “ $n$ ” y “ $k$ ” se definen igual que en el de Ley de Potencias. Como caso especial se tiene que se convierte en éste cuando el punto de cedencia es igual a cero<sup>28</sup>.

Se considera que este modelo es el que más se aproxima al verdadero comportamiento de los fluidos de control más usuales, ya que por lo general casi todos los fluidos presentan punto de cedencia.

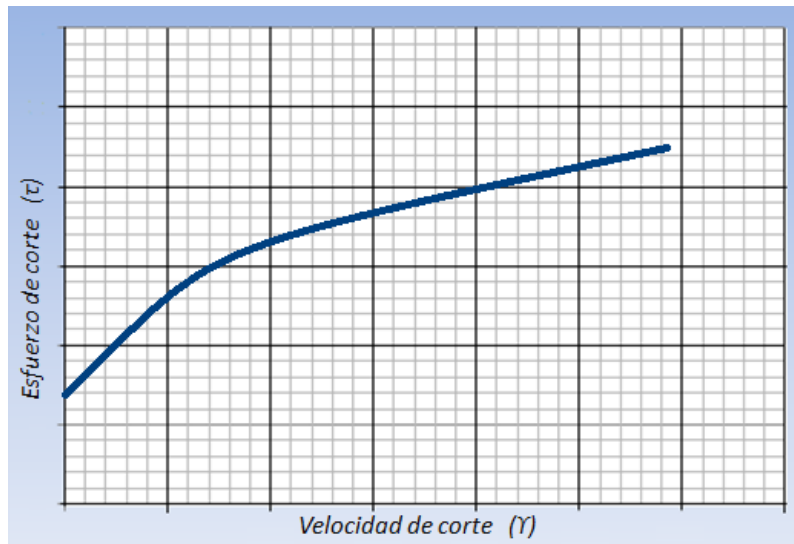


Figura 6.6 Modelo Ley de Potencias Modificado "Herschel – Bulkley", en Coordenadas Rectangulares

### 6.2.2 Propiedades Reológicas y Tixotrópicas del Fluido

Para la determinación de estas propiedades se emplea, tanto en el campo como en el laboratorio, un viscosímetro rotatorio de lectura directa y de cilindros concéntricos. Para el desarrollo de este trabajo se hizo uso de un viscosímetro rotacional FANN de 12 velocidades. Con el viscosímetro rotacional se obtiene el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) a determinadas velocidades de corte ( $\gamma$ ), los cuales están definidos como:

- Esfuerzo de Corte ( $\tau$ ): Resistencia del fluido al movimiento deslizante de sus capas cuando se aplica una fuerza en forma tangencial a su superficie laminar.
- Velocidad de Corte ( $\gamma$ ): Diferencia entre las velocidades de dos capas divididas a cierta distancia<sup>28</sup>.

Es necesario conocer que es la Reología y Tixotropía para entender las propiedades por las que se rigen; a continuación se presenta una definición para cada uno de ellas.

- Reología: Es la rama de la Física que trata sobre la Mecánica de los cuerpos deformables; y estudia la relación existente entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, ya que de esta dependen todas las propiedades de flujo.<sup>27</sup> Se puede decir que es la ciencia que estudia la deformación y flujo de los materiales.
- Tixotropía: Es la propiedad de algunos fluidos no newtonianos, los cuales muestran un cambio en su viscosidad dependiente del tiempo.

Este fenómeno es exhibido por la gelatinosidad de un sistema al hacerse fluido con el movimiento, como resultado de las fuerzas de interacción de la fase dispersa a bajas velocidades de corte, que provocan gelación del lodo.<sup>27</sup>

Estas propiedades determinan el tipo de flujo a emplear para que los fluidos de control realicen las funciones de transporte, remoción y suspensión de recortes.

Dentro de la ingeniería de fluidos de control resaltan cuatro propiedades, de las cuales dos son Reológicas y dos son Tixotrópicas. Las Reológicas son la Viscosidad Plástica ( $\mu_p$ ) y la Viscosidad Aparente ( $\mu_a$ ), las tixotrópicas son el Punto de Cedencia ( $\tau_y$ ) y el Esfuerzo Gel ( $\sigma_{10 \text{ seg}}$ ,  $\sigma_{10 \text{ min}}$ ). Estas propiedades se definen como:

- Viscosidad Plástica: Es la resistencia a fluir causada por la fricción de las partículas en el lodo y la viscosidad de la fase continua<sup>27</sup>, siendo la propiedad absoluta del fluido que indica la resistencia al flujo.
- Viscosidad Aparente: Propiedad de la fricción interna del fluido. Es la atracción de las moléculas de un líquido, que causa resistencia al flujo. Se ve afectada por el tratamiento químico y por los contaminantes del lodo que afecten el punto de cedencia.
- Punto de Cedencia: Es la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción entre las partículas en suspensión del fluido.
- Esfuerzo Gel: Es la medida de la fuerza de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas<sup>27</sup>.

Estas cuatro propiedades se obtienen para el modelo Plástico de Bingham, sin embargo para el modelo Ley de Potencias se obtienen otras dos,  $n$  y  $k$ , que son el índice de comportamiento y el índice de consistencia, respectivamente; las cuales tienen por definición:

- Índice de Comportamiento ( $n$ ): Indica el grado de desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de  $n$  de la unidad, más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido.
- Índice de Consistencia ( $k$ ): Caracterización numérica de la consistencia del fluido. Es una medida indirecta de la viscosidad, pero sus unidades dependen de  $n$ ; a medida que  $k$  aumenta, el fluido se hace más espeso o viscoso<sup>28</sup>.

A partir de estas definiciones se concluye que “n” es una medida no Newtoniano del fluido, mientras que “k” es un indicativo de grado de bombeabilidad o espesamiento del fluido, es decir, un indicativo de la consistencia del fluido, siendo semejante a la viscosidad plástica.

Todas estas propiedades se obtienen mediante el análisis de las lecturas tomadas en el viscosímetro rotacional. Una vez que se tienen las lecturas a sus diferentes revoluciones por minuto, se elabora una Tabla similar a la presentada a continuación, capturando los resultados obtenidos:

Velocidad del Rotor (RPM)	Lectura Viscosímetro ( $\theta_x$ )
L 600	
L 300	
L 200	
L 180	
L 100	
L 90	
L 60	
L 30	
L 6	
L 3	
L 1.8	
L 0.9	

*Tabla 6.1 Llenado de Lecturas Tomadas del Viscosímetro Rotacional*

Tomando en cuenta esta Tabla e identificado el Modelo Reológico, se procede a determinar las propiedades Reológicas y Tixotrópicas. Estas propiedades se obtienen dependiendo del tipo de fluido.

### 6.2.2.1 Fluidos Newtonianos

La viscosidad para un fluido Newtoniano está dada por la ecuación:

$$\mu = \frac{300 * \theta_x}{N} \quad (6.5)$$

donde:

N = Numero de revoluciones por minuto a la cual se toma la lectura marcada del viscosímetro.

### 6.2.2.2 Fluidos no Newtonianos

#### *Modelo Plástico de Bingham*

Para el modelo Plástico de Bingham, se determina la viscosidad plástica ( $\mu_p$ ) y el punto de cedencia ( $\tau_y$ ) con los datos obtenidos del viscosímetro Fann mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (6.6)$$

Por otra parte, el punto de cedencia estará representado por la siguiente relación:

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad (6.7)$$

Otra propiedad importante del modelo Plástico de Bingham es la viscosidad aparente, la cual para el espacio anular, esta dada por: <sup>25</sup>

$$\mu_a = \mu_p + 300 \frac{\tau_y d_p}{v_a} \quad (6.8)$$

donde:

$d_p$  = Diámetro del Recorte

$v_a$  = Velocidad Anular

#### *Modelo de Ley de Potencias*

Para calcular este Modelo, los parámetros a determinar son  $n$ ,  $k$  y  $\mu_a$ . Para determinar el índice de comportamiento ( $n$ ) y el índice de Consistencia ( $k$ ), se utilizan las siguientes expresiones respectivamente:

$$n = 3.32 * \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (6.9)$$

$$k = (1 + 0.067n) * \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad (6.10)$$

La viscosidad aparente está en función del índice de comportamiento ( $n$ ) y el índice de consistencia ( $k$ ). Está representada matemáticamente por: <sup>8, 25</sup>



$$\mu_a = \frac{K}{144} \left( \frac{D_a - D_e}{v_a/60} \right)^{1-n} \left( \frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n \quad (6.11)$$

donde:

$D_a$  = Diámetro del Agujero

$D_e$  = Diámetro Exterior de la TP

$v_a$  = Velocidad Anular

El esfuerzo gel se obtiene después de agitar el fluido a 600 RMP, se para el viscosímetro y se esperan durante 10 segundos y 10 minutos respectivamente, para tomar lecturas a 3 RPM. Este cálculo es independiente al Modelo Reológico identificado puesto que se calcula de la misma manera en cualquiera de los casos.

### 6.2.3 Reología de la Espumas

Diversos estudios se han efectuado para determinar las propiedades reológicas de la espuma. Este concepto fue discutido por primera vez por Sibree en 1934. El descubrió que la viscosidad aparente de la espuma es mayor que la de cada uno de sus componentes. Por otra parte, el estudio del comportamiento de espuma para extinción de incendios por Grove, produjo uno de los primeros artículos acerca de la reología de la espuma.

Al medir los efectos de la presión, el esfuerzo cortante y calidad de la espuma sobre la viscosidad aparente; se obtuvo que a velocidades de corte altas, la viscosidad aparente es independiente de la velocidad de corte. También se encontró que a presiones constantes, la viscosidad depende en gran medida de la calidad de la espuma y varía directamente con la calidad de la espuma.

Los resultados de Fried con un viscosímetro rotacional modificado también fueron consistentes con los anteriores trabajos. Se encontró que la viscosidad de espuma disminuyó a medida que disminuye la calidad de espuma.

El desarrollo teórico de Einstein fue el primer tratamiento matemático de los problemas reológicos en la espuma; describe el comportamiento de la viscosidad de la espuma para un intervalo de calidad de 0 a 54 % y en base a los criterios del balance de energía en dos fases, la viscosidad para la espuma para este rango de calidad está dado por;

$$\mu_f = \mu_L(1 + 2.5\tau) \quad (6.12)$$

donde:

$\mu_f$  = Viscosidad de la Espuma

$\mu_L$  = Viscosidad del Líquido

$\tau$  = Calidad de la Espuma

Hatschek desarrolló un modelo similar de reología de la espuma basado en la ley de Stoke para calidades de espuma entre 0 y 0.74 como:

$$\mu_f = \mu_L(1 + 4.5\tau) \quad (6.13)$$

El también describió la viscosidad de la espuma para calidades entre 0.74 y 0.99. Esto fue basado en la ley de conservación de la energía durante la interferencia, deformación y paso a ser un paquete de burbujas en un medio fluyendo. Su modelo propuesto para este intervalo de calidad de la espuma es:

$$\mu_f = \mu_L \left( \frac{1}{1 - \tau^3} \right) \quad (6.14)$$

Esta ecuación es sólo aplicable en altas velocidades de corte, donde la viscosidad de la espuma es casi independiente de la velocidad de corte.

Mitchell en 1971 midió las propiedades reológicas de la espuma fluyendo a través de tubos de diámetro pequeño, estableciendo que la espuma con calidad entre 0 y 54 % se comportaría como fluido Newtoniano y que para valores entre 55% y 97% el fluido se comporta como Plástico de Bingham.<sup>26</sup>

Mitchel desarrolló su modelo basado en la teoría de Rabinowitsch. El propuso dos ecuaciones derivadas empíricamente para la viscosidad de la espuma. Las ecuaciones de la viscosidad de la espuma para calidades desde 0 a 0.54 y de 0.54 a 0.97 son expresadas respectivamente como;

$$\mu_f = \mu_L(1 + 3.6\tau) \quad (6.15)$$

$$\mu_f = \mu_L \left( \frac{1}{1 - \tau^{0.49}} \right) \quad (6.16)$$

Krug y Mitchell presentaron valores de viscosidad plástica y punto de cedencia como una función de la calidad de la espuma<sup>26</sup>, Tabla 6.2.

Calidad (%)	Viscosidad Plástica (cp)	Punto de Cedencia (lb <sub>f</sub> /100ft <sup>2</sup> )
0	1.02	0
0-25	1.25	0
25-30	1.58	0
30-35	1.60	0
35-45	2.40	0
45-55	2.88	0
55-60	3.36	0
60-65	3.70	14
65-70	4.30	23
70-75	5.00	40
75-80	5.76	48
80-86	7.21	68
86-90	8.58	100
90-96	14.38	250

Tabla 6.2 Valores de Viscosidad Plástica y Punto de Cedencia en Función de la Calidad de la Espuma

En contradicción con los modelos anteriores que se referían sólo a tubos capilares, Beyer fue el primero en presentar un modelo basado en pruebas tanto de laboratorio como a escala piloto. En 1972 formulo un modelo reológico a partir de datos experimentales. Sus observaciones sugieren que la espuma se comporta como un fluido plástico de Bingham.

Por otra parte Sanghani e Ikoku en 1983 estudiaron experimentalmente la reología de la espuma con un viscosímetro anular concéntrico que simulaba las condiciones del pozo. Ellos concluyeron que la espuma es un fluido pseudoplástico de ley de potencias con un índice de comportamiento, "n", e índice de consistencia, "K", los cuales son función de la calidad de la espuma<sup>26</sup>, Tabla 6.3.

Sanghani llevó a cabo un experimento con un viscosímetro anular concéntrico para simular las condiciones reales cerca del pozo. Él encontró que el modelo de ley de potencia fue estadísticamente superior al modelo de Bingham en la correlación de sus datos.

También llego a la conclusión de que la espuma es pseudoplástica a bajas velocidades de corte y fluido plástico de Bingham a altas velocidades de corte, proporcionando también datos experimentales para correlacionar los parámetros pseudoplásticos K y n, como una función de calidad de la espuma.

Rango de Calidad	Calidad Promedio	Índice de Consistencia "k"	Índice de Comportamiento de Flujo "n"
96-97.7	97	2.566	0.3260
94-96	95	3.323	0.290
91-92	91.5	6.155	0.187
89-91	90	5.647	0.200
84-86	85	4.958	0.214
79-81	80	3.635	0.262
77-88	77.5	3.343	0.273
74-76	75	2.918	0.295
72-73	71.5	2.8716	0.293
69-71	70	2.777	0.295
65-58	67	2.766	0.290

Tabla 6.3 Valores de Índices, Comportamiento y Consistencia, en Función de la Calidad de la Espuma

De acuerdo a lo establecido por diversos trabajos de laboratorio desarrollados, tal como el de Beyer y Sanghani e Ikoku, se considera que los modelos que mejor representan el comportamiento reológico de la espuma son: El modelo de Ley de Potencias y el modelo Plástico de Bingham. Teniendo como particularidad, la obtención de "n" y "k" a partir de polinomios que contemplan la calidad de la espuma, lo cual es mucho mejor al momento de obtener las propiedades reológicas y por ende los cálculos en la hidráulica.<sup>26</sup>

### 6.3 Cálculos para la Hidráulica de Perforación

El fluido tiene como función la limpieza del fondo del pozo, remover y acarrear los recortes hasta la superficie, así como mantenerlos suspendidos en caso de detener operaciones. La perforación de pozos petroleros requiere de una hidráulica que cumpla con estos objetivos, sin alterar las propiedades petrofísicas del intervalo productor, al encontrarnos perforando la última etapa; en el yacimiento.

La capacidad de remoción de los recortes, se da en función de la presión a la salida de las toberas y del gasto de circulación. Cuando la potencia hidráulica, producto de presión por gasto, es la máxima, la capacidad de remoción será óptima.

El gasto es proporcional a la velocidad del fluido a la salida de las toberas; la presión representa la energía necesaria para impulsar la masa de fluido contra el fondo del pozo. Por lo tanto, debe hacerse el cálculo hidráulico del circuito del fluido de perforación, para así poder definir la máxima potencia hidráulica de flujo a la salida de las toberas; el cálculo hidráulico en este sistema está definido por el diámetro óptimo de las mismas, en la barrena.

La máxima potencia hidráulica en la barrena depende de la efectividad de la bomba, por lo que se deben conocer el tipo y características de las bombas para determinar el gasto adecuado. La potencia hidráulica desarrollada por la bomba, se utiliza para vencer la resistencia ofrecida al fluido de perforación por el sistema de circulación y también, para la misma barrena.<sup>24</sup>

### 6.3.1 Análisis de la Presión

A lo largo de las últimas décadas se han desarrollado varios modelos hidráulicos para fluidos espumados, entre los que se encuentran los de Blauer, Sanghani, Reidenbach, Valko-Economides, Gardiner y Ozbayoglu, cuyos estudios están basados en mediciones para un modelo de tubería horizontal de 90 [ft] de longitud. Basados en sus datos experimentales, estos autores han concluido que aún no existe un modelo para predecir las caídas de presión durante el flujo de espuma en tuberías bajo diferentes condiciones experimentales, es decir, modelos que pueden predecir caídas de presión cercanas a los valores reales en un caso, no son adecuados para otras condiciones<sup>21</sup>.

Guo y colaboradores han presentado un método de prueba y error para acoplar los componentes friccional e hidrostático a través de la densidad del fluido dependiente de la presión. Esta técnica da resultados similares al modelo de Okpobiri e Ikkoku. Guo y Ghalambor formularon una ecuación general que acopla los componentes friccional e hidrostático de la presión en pozos verticales e inclinados para la hidráulica de fluidos aireados.

En este estudio, el modelo hidráulico de Guo y colaboradores fue usado en el análisis del control de la estabilidad de la espuma, se ha llegado a la conclusión de que la relación gas-líquido (RGL) de inyección es el factor dominante que afecta la densidad equivalente de circulación (DEC)<sup>21</sup>.

Modelo Matemático para el Cálculo de la Presión.

El modelo matemático desarrollado por Guo y colaboradores<sup>21</sup> esta basado en las siguientes suposiciones:

- 1 Existe flujo laminar en el espacio anular
- 2 El modelo reológico de Ley de Potencias aplica para la espuma
- 3 El resbalamiento entre fases es despreciable

La ecuación para el cálculo de la presión de flujo es:

$$b(P - P_s) + \frac{1-2bM}{2} \ln \left| \frac{(P+M)^2+N}{(P_s+M)^2+N} \right| - \frac{M+bN-bM^2}{\sqrt{N}} \left[ \tan^{-1} \left( \frac{P+M}{\sqrt{N}} \right) - \tan^{-1} \left( \frac{P_s+M}{\sqrt{N}} \right) \right] = a(1 - d^2e)L \quad (6.17)$$

donde

$$a = \frac{53.3 b \rho_l T + S_g}{53.3 T} \cos(\Theta)$$

$$b = \frac{1 - \Gamma_s}{P_s \Gamma_s}$$

$$c = \frac{144 P_s T}{60 A T_s}$$

$$d = \frac{144}{60 A} \left( \frac{Q_l}{7.48} + \frac{5.61 Q_{fx}}{60} \right)$$

$$e = \frac{f}{2 g D_h \cos(\Theta)}$$

$$M = \frac{c d e}{(1 + d^2 e)^2}$$

donde:

P = Presión [lb/ft<sup>2</sup>]

P<sub>s</sub> = Presión Superficial [lb/ft<sup>2</sup>]

L = Profundidad [ft]

g = Constante de Atracción Gravitacional 32.2 [ft/s<sup>2</sup>]

ρ<sub>l</sub> = Densidad de la Fase Liquida en Superficie [lb/ft<sup>3</sup>]

Θ = Angulo de Inclinación [grados]

S<sub>g</sub> = Gravedad Especifica del Gas [adimensional]

Γ<sub>s</sub> = Calidad de la Espuma en Superficie [Fracción]

T = Temperatura [°R]

$T_s$  = Temperatura en la Superficie [°R]

$A$  = Área de Flujo en la Tubería de Perforación [in<sup>2</sup>]

$Q_l$  = Gasto de Inyección de la Fase Líquida [gpm]

$Q_{fx}$  = Gasto de Entrada de Líquidos de Formación al Pozo [bbl/hr]

$D_h$  = Diámetro Hidráulico de la Tubería [ft]

$f$  = Factor de Fricción de la Tubería [adimensional]

### 6.3.2 Cálculo del Factor de Fricción

Guo desarrolló una correlación empírica para el análisis de los regímenes de flujo de dos fases que da buenos resultados para el flujo de espuma en condiciones comúnmente encontradas en perforación con espuma<sup>21</sup>. Esta ecuación empírica usa el flujo de masa expresado como:

$$\dot{w} = 0.0765 S_g Q_g + 8.33 S_l Q_l \quad (6.18)$$

$$D\rho v = 0.2173 \frac{\dot{w}}{D_h}$$

$$f = 4 * 10^{1.444 - 2.5 \text{ Log}(D\rho v)}$$

Donde

$\dot{w}$  = gasto masico

El Numero de Reynols para una espuma es expresado mediante

$$Re = \frac{\rho_f V_f D_h}{\mu_e} \quad (6.19)$$

### 6.3.3 Viscosidad de la espuma

Como ya se ha mencionado, los estudios hechos por diferentes investigadores han indicado que los modelos que mejor caracterizan las propiedades reológicas de la espuma son el de Ley de Potencias, para espumas con calidades entre 0.70 y 0.80; y el modelo plástico de Bingham para espumas con calidad mayor a 0.90. Con base en estas conclusiones, la viscosidad de la espuma puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\mu_e = K \left( \frac{2n + 1}{3} \right)^n \left( \frac{12 v_f}{D_h} \right)^{n-1} \quad (6.20)$$

El trabajo de Sanghani proporciona los índices  $n$  y  $K$  para diferentes calidades de espuma. Guo y colaboradores ajustaron estos datos y obtuvieron las siguientes correlaciones:

$$K = -0.15626 + 56.147 \Gamma - 312.771 \Gamma^2 + 576.65 \Gamma^3 + 63.96 \Gamma^4 - 960.45 \Gamma^5 - 154.68 \Gamma^6 + 1670.2 \Gamma^7 - 937.88 \Gamma^8 \quad (6.21)$$

$$n = 0.095932 + 2.3654 \Gamma - 10.467 \Gamma^2 + 12.955 \Gamma^3 + 14.46 \Gamma^4 - 39.673 \Gamma^5 + 20.625 \Gamma^6 \quad (6.22)$$

### 6.3.4 Control de la Estabilidad de la Espuma

Como ya se ha mencionado, la calidad de la espuma debe ser controlada entre los valores de 0.55 y 0.97 para mantener la espuma estable durante la perforación. Basada en la definición de calidad de la espuma y la ley de los gases ideales<sup>31</sup>, la calidad de la espuma puede ser expresada como:

$$\Gamma = \frac{\frac{4.07 Q_{go} T}{P}}{\frac{4.07 Q_{go} T}{P} + 0.13369 Q_l + 0.09358 Q_{fx}} \quad (6.23)$$

Donde:

$\Gamma$  = Calidad de la espuma en el punto de interés

$T$  = Temperatura en el punto de interés [°R]

$Q_{fx}$  = Tasa de entrada de fluido de formación [bbl/hr]

$Q_l$  = Tasa de inyección de líquido [gpm]

$Q_{go}$  = Tasa de flujo de gas a condiciones estándar, [ft<sup>3</sup> estándar/min]

La ecuación anterior puede ser expresada como función de la relación gas líquido (RGL):

$$\Gamma = \frac{\frac{4.07 RGL T}{P}}{\frac{4.07 RGL T}{P} + 0.09358 \frac{Q_{fx}}{Q_l} + 0.13369} \quad (6.24)$$

$$RGL = \frac{Q_{go}}{Q_l}, [\text{ft}^3 \text{ estándar/gpm}]$$



### 6.3.5 Densidad de la Espuma

Ya que la espuma esta compuesta por una fase líquida y una gaseosa, el cálculo de su densidad implica el conocimiento de las densidades de sus componentes. Para obtener la densidad de la fase gaseosa, es necesario el uso de la ecuación de estado de Peng – Robinson que modela la densidad de los gases a diferentes condiciones de presión y temperatura<sup>32</sup>, la cual, en términos del factor de compresibilidad del gas es escrita como:

$$\rho_g = \frac{PMW_g}{Z R T} \quad (6.25)$$

donde:

P = Presión [lb/ft<sup>2</sup>]

MW<sub>g</sub> = Peso Molecular del Gas [lb/lb – mol]

Z = Factor de Compresibilidad del Gas

R = Constante Universal de los Gases = 1545.3222, para el aire

T = Temperatura [°R]

ρ<sub>g</sub> = Densidad de la Fase Gaseosa [lb/ft<sup>3</sup>]

La densidad de la fase líquida presenta pequeños cambios a diferentes condiciones de presión y temperatura y puede ser calculada empleando el modelo para líquidos ligeramente compresibles<sup>32</sup> que se representa de la siguiente forma:

$$\rho_l = [ \rho_{l0} / (1 + \beta (T - T_0)) ] / [1 - (P - P_0) / E] \quad (6.26)$$

donde

ρ<sub>l</sub> = Densidad de la Fase Líquida a la Presión y Temperatura de Interés [kg/m<sup>3</sup>]

ρ<sub>l0</sub> = Densidad de la Fase Líquida a la Presión y Temperatura Inicial [kg/m<sup>3</sup>]

β = Coeficiente de Expansión Volumen-Temperatura = 0.0002 [m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. °C] para el agua

T = Temperatura de Interés [°C]

P = Presión de Interés

T<sub>0</sub> = Temperatura Inicial [°C]

E = Modulo de Elasticidad del Volumen del Fluido = 2.15\*10<sup>9</sup> [N/m<sup>2</sup>] para el agua

Finalmente, la densidad de una espuma puede ser obtenida en función de su calidad y la densidad de sus fases tanto gaseosa como líquida mediante la siguiente expresión:

$$\rho_f = \Gamma \rho_g + (1 - \Gamma)\rho_l \quad (6.27)$$

donde:

$\rho_f$  = Densidad de la Espuma

$\Gamma$  = Calidad de la Espuma

$\rho_l$  = Densidad de la Fase Líquida

$\rho_g$  = Densidad de la Fase Gaseosa

### 6.3.6 Velocidad de la espuma

La velocidad de la espuma puede ser expresada como:

$$v_f = \frac{Q_g + Q_l + Q_f}{A} \quad (6.28)$$

donde:

A = Área de la sección transversal de flujo.

Sustituyendo los gastos en términos de la RGL tenemos:

$$v_f = \frac{\frac{P_s T}{P T_s} GLR + \frac{1}{7.48} + \frac{5.615 Q_f}{60 Q_l}}{A} \left( \frac{144}{60} Q_l \right) \quad (6.29)$$

### 6.3.7 Transporte de Recortes

En las operaciones de perforación con espuma, los gastos de inyección de líquido y gas deben ser controlados cuidadosamente de tal modo que se mantenga la estabilidad de la espuma, pero sobre todo, para que tenga la capacidad de acarrear los recortes fuera del pozo.

La mezcla de espuma y recortes no puede ser tratada como un sistema homogéneo ya que pueden presentarse diferencias significativas entre las velocidades de la espuma y los recortes en el espacio anular<sup>31</sup>.

Se ha encontrado que el criterio de mínima fuerza de arrastre para el análisis del transporte de recortes es la mejor opción aplicable para espumas. Moore propone la siguiente ecuación para estimar la velocidad de asentamiento de recortes para fluidos cuyo comportamiento reológico es representado por la ley de potencias<sup>31</sup>:

$$v_{sl} = 1.56 \frac{D_s (\rho_s - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \mu_e^{0.333}} \quad (6.30)$$

donde:

$v_{sl}$  = Velocidad de Asentamiento de los Recortes

$D_s$  = Diámetro Equivalente de los Recortes

$\rho_f$  = Densidad de la Espuma

$\mu_e$  = Viscosidad Efectiva de la Espuma

La velocidad necesaria para transportar los recortes depende del ritmo con que éstos se generan por la barrena y de la concentración de recortes permitida en el pozo durante la perforación.

Cuando las partículas sólidas se asientan en un fluido estático de baja densidad, estas primero se aceleran bajo el efecto de la fuerza de gravedad y después se desacelera debido a la fuerza de arrastre entre las partículas y el fluido que va incrementándose. Después de cierto tiempo, la velocidad de los recorte alcanza un valor constante conocido como velocidad terminal. La velocidad terminal de los recortes está dada por:

$$v_{tr} = \frac{\pi d_h^2}{4 C_p A} \left[ \frac{ROP}{3600} \right] \quad (6.31)$$

donde:

$v_{tr}$  = Velocidad Terminal

$d_h$  = Diámetro Hidráulico

$C_p$  = Concentración de Recortes

$A$  = Área del espacio Anular

$ROP$  = Tasa de Penetración.

La velocidad de la espuma requerida para transportar los recortes a la superficie es:

$$v_{espuma} = v_{sl} + v_{tr} \quad (6.32)$$

### 6.3.8 Caída de Presión a Través de las Toberas de la Barrena

Una tobera es un dispositivo que causa el intercambio de energía cinética y energía interna de un fluido como resultado de un cambio en la sección transversal de un conducto de flujo. Las toberas son instaladas en los orificios de la barrena para una mejor remoción de recortes. La caída de presión a través de la barrena es usualmente muy significativa.

Okpobiri e Ikoku en 1982 propusieron el siguiente modelo para estimar la caída de presión a través de la barrena para flujo de espuma<sup>32</sup>.

$$\Delta P_b = \frac{\bar{A}}{B} \left( \ln \frac{P_{bh}}{P_{bh} + \Delta P_b} + E V_n^2 \right) \quad (6.33)$$

$$\bar{A} = \frac{m_g \bar{z} R T}{M(m_g + m_l)} \quad B = \frac{m_l}{\rho_l(m_g + m_l)} \quad E = \frac{1}{2\bar{A}g_c}$$

donde:

$\Delta P_b$  = Caída de Presión a Través de la Barrena

$P_{bh}$  = Presión en el Fondo del Pozo

$V_n$  = Velocidad en la Tobera

$M$  = Peso Molecular del Gas

$m_g$  = Masa de Gas

$m_l$  = Masa del Líquido

### 6.3.9 Caída de Presión en el Espacio Anular

Considerando el flujo de espuma en una sección de un conducto vertical bajo condiciones estacionarias. Se tiene que la ecuación para el cálculo de las caídas de presión en el espacio anular es<sup>31</sup>:

$$dP = \rho_f \left[ 1 + \frac{f v_f^2}{2gD_H} \right] dL \quad 6.34$$

### 6.3.10 Densidad Equivalente de Circulación

Este parámetro puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$DEC = \frac{P_{flujo} - 14.696}{0.052H} \quad 6.35$$

#### 6.4 Análisis de la Hidráulica de Perforación

Se elaboro un programa básico para el análisis del comportamiento hidráulico de los fluidos espumados en el que se evalúan diferentes variables entre las que se encuentran las propiedades del fluido, geometría del pozo y condiciones operativas. Con el fin de sugerir condiciones optimas de aplicación de este tipo de fluidos.

Para la elaboración de este programa se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- El comportamiento reológico de fluido empleado es representado por el modelo de ley de potencias.
- Existe flujo laminar en el espacio anular.
- Se desprecia el resbalamiento entre fases.
- Los volúmenes de gas empleados se calculan de tal forma que la calidad de la espuma permita su estabilidad a lo largo de la sarta de perforación y en el espacio anular.
- La concentración máxima de recortes en el fondo del pozo es del 4%.
- La temperatura dentro del pozo es igual a la temperatura de formación.
- El criterio empleado para el análisis de transporte de recortes es el de mínima fuerza de arrastre.
- La caída de presión en la barrena se calcula en función del modelo de máxima fuerza de impacto.

El programa fue desarrollado para ser amigable con el usuario, para realizar la simulación es necesario ingresar los datos a través de cuatro ventanas, Figuras 6.7 y 6.8, las cuales llevan por nombre:

- ~ Propiedades del Fluido
- ~ Transporte de Recortes
- ~ Geometría del Pozo
- ~ Condiciones Operativas

Una vez ingresados los datos se deberá oprimir el botón “calcular”, al terminar la corrida se deberán borrar los datos con el botón “eliminar”.

Figura 6.7. Entrada de Datos en las Ventanas Geometría del Pozo y Condiciones Operativas

Figura 6.8 Entrada de datos en las Ventanas Propiedades de los Fluidos y Transporte de Recortes

Se analizaron diferentes combinaciones de variables para determinar el impacto que tiene cada una de ellas en la hidráulica de perforación. Manteniendo constante las condiciones operativas presentadas en la Tabla 6.4

Condiciones Operativas	
Temperatura Superficial [°F]	80
Gradiente de Temperatura [°F/ft]	0.015
Entrada de Agua de Formación [bbl/hr]	0
Densidad del Líquido en Superficie [lb/ft <sup>3</sup> ]	62.4
Gravedad Específica del Gas	0.9669
ROP [ft/hr]	30
Diámetro de Sólidos [ft]	0.041666667
Densidad de los Sólidos [lb/ft <sup>3</sup> ]	145
Profundidad [ft]	10000
Peso Molecular Gas [lb/Lb.mol]	28.013
Profundidad asentamiento TR	5000

Tabla 6.4. Condiciones Operativas

#### 6.4.1 Impacto de la Presión de Inyección en la Hidráulica de Perforación

El análisis se inicio proponiendo diferentes presiones de inyección del fluido, manteniendo constante la geometría, calidad de la espuma y gasto de inyección de líquido. La Tabla 6.5 muestra las condiciones a las que se efectuó el análisis.

DATOS	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Presión de Inyección [psi]	2400	2600	2800
Calidad Superficie	0.87	0.87	0.87
Calidad Fondo	0.87	0.87	0.87
Gasto de Inyección Líquido [gpm]	100	100	100
DE Tp [in]	5.5	5.5	5.5
DI TP [in]	5	5	5
D Agujero [in]	11.75	11.75	11.75
DITR [in]	13.375	13.375	13.375

Tabla 6.5. Condiciones de Presión, Calidad, Gasto de Inyección de Líquido y Geometría del Pozo.

La Tabla 6.6 muestra los resultados obtenidos de presión en el fondo, presión de retorno y densidad equivalente de circulación del fluido, para las condiciones mencionadas en la Tabla 6.4 y 6.5.

Presión de retorno [psi]	815	980	1145
Presión en el fondo [psi]	3761.792832	4009.853002	4255.997548
DEC [lb/gal]	4.497848632	4.885347481	5.271810339

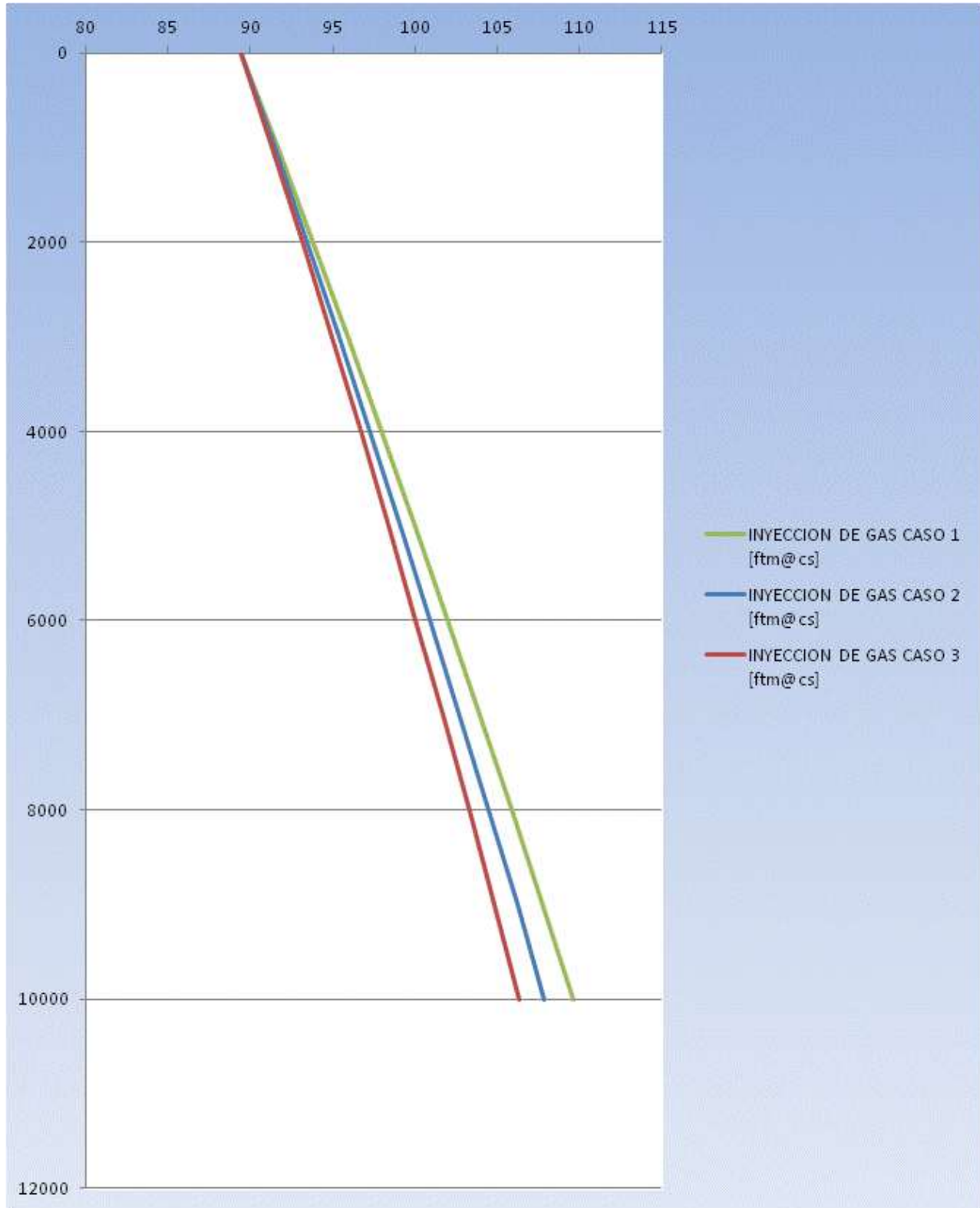
Tabla 6.6 Resultados Obtenidos de Presión en el Fondo, Presión de Retorno y Densidad Equivalente de Circulación.

Las Gráficas 6.1, 6.2 y 6.3 muestran los resultados obtenidos para gastos de inyección de gas, calidad y presión en la sarta de perforación y en el espacio anular respectivamente. Para los perfiles de densidad y velocidad mostrados en las Gráficas 6.4 y 6.5 respectivamente, el análisis dentro del espacio anular considera la mezcla conformada por recortes de formación y la espuma. En la Gráfica 6.6 se presenta la viscosidad en el espacio anular.

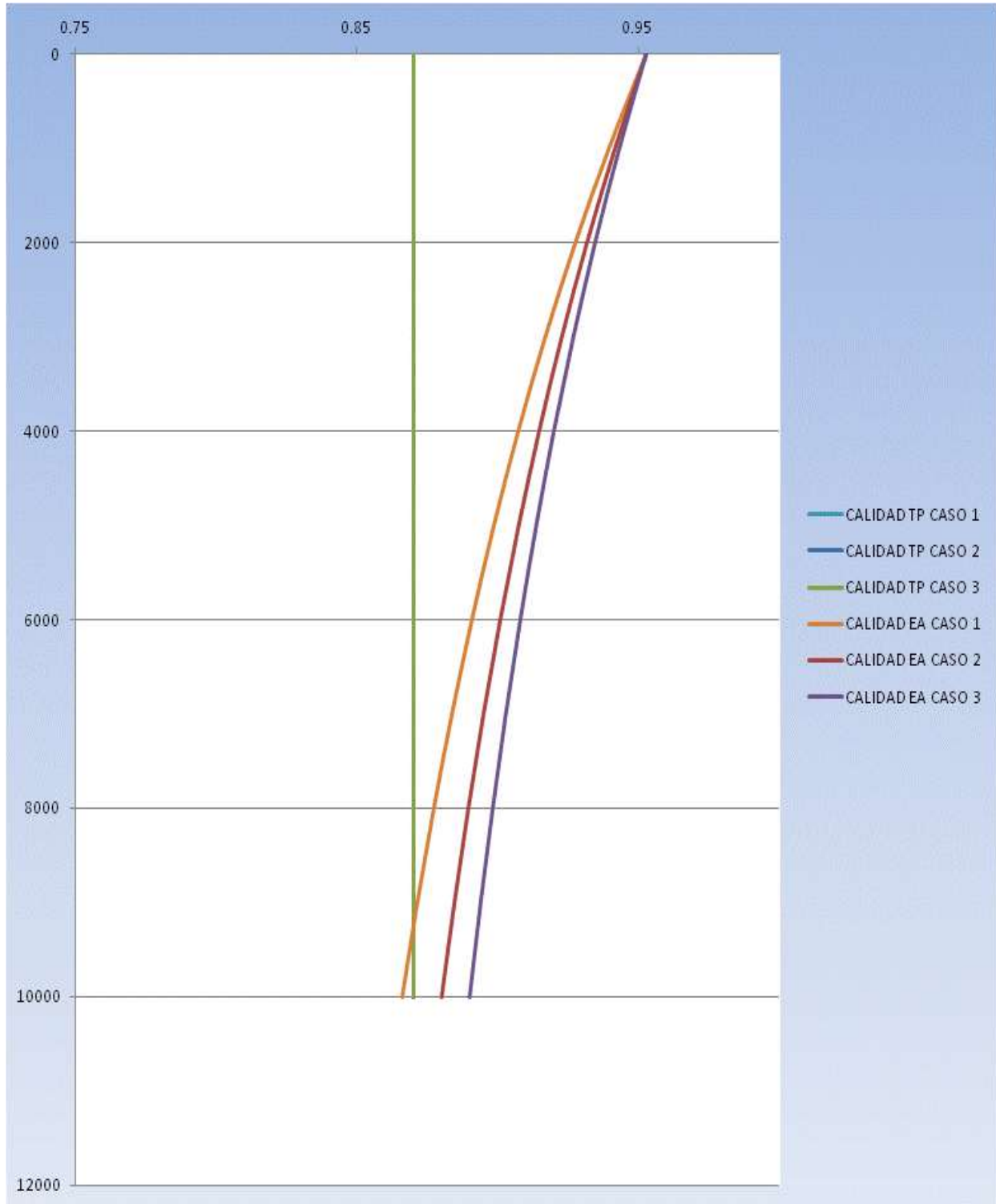
Se observa que el incremento en la presión de inyección, se refleja en un incremento en la presión de fondo y por lo tanto en la densidad equivalente de circulación, este análisis es importante ya que en la perforación bajo balance se necesita tener un control de este parámetro para mantener una presión hidrostática por debajo de la presión de formación.

Por otro lado la presión de retorno también aumenta al incrementarse la presión de inyección, esta debe ser tal que permita mantener la estabilidad de la espuma y así permitir una limpieza eficiente del pozo, pero al mismo tiempo debe tomarse en cuenta la presión de operación de los equipos superficiales para el tratamiento de la espuma.

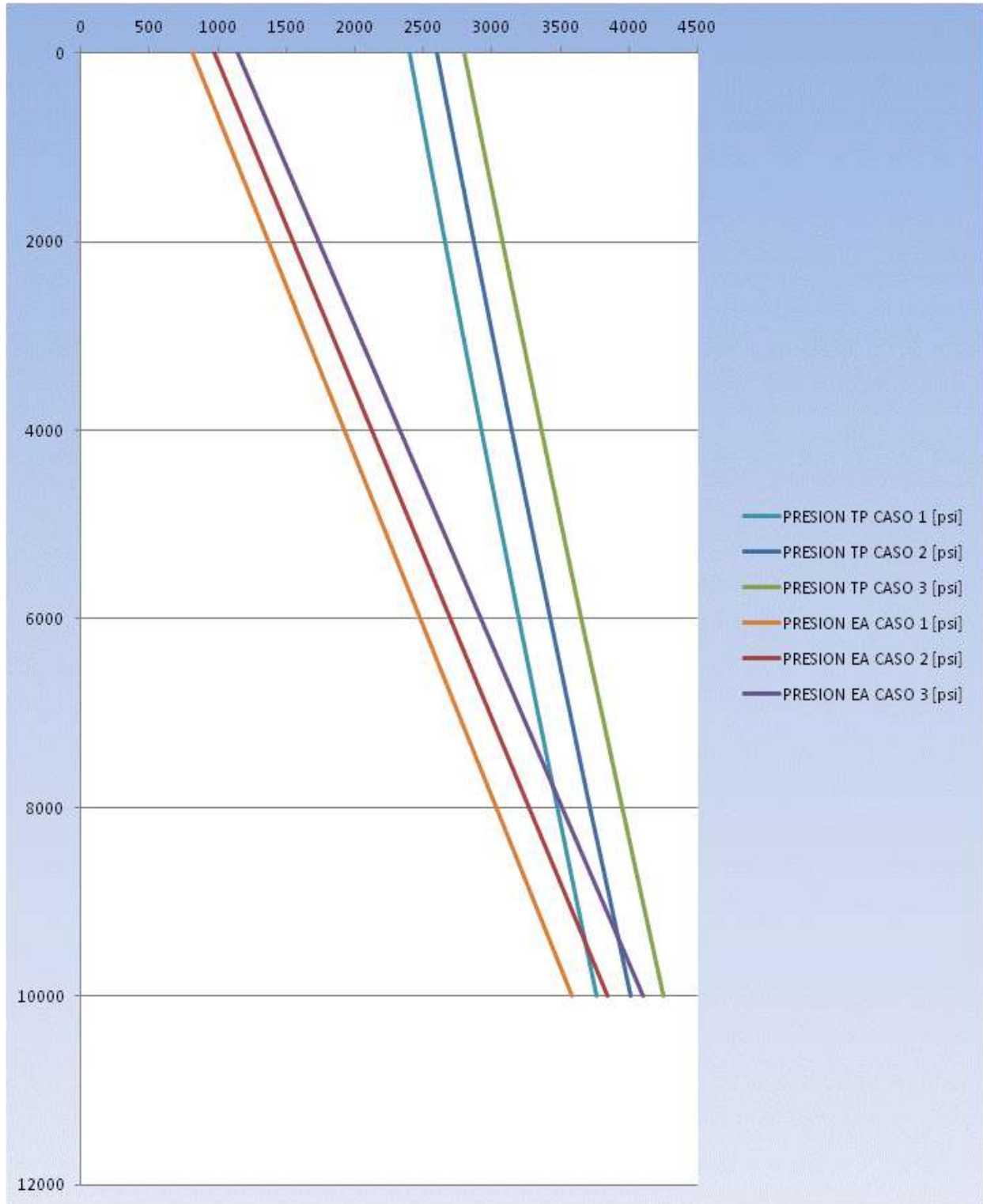




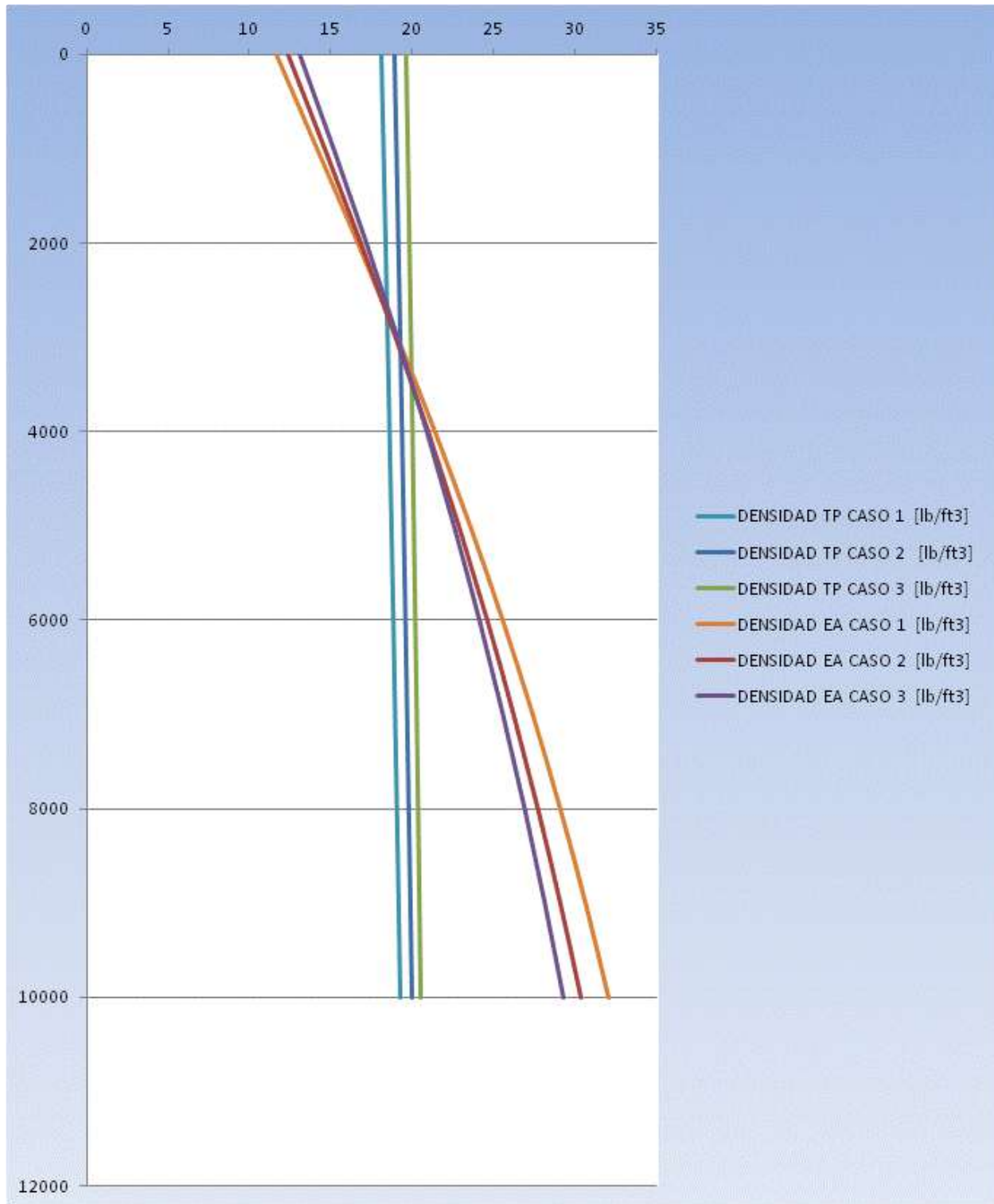
Gráfica 6.1. Gastos de inyección de Gas.



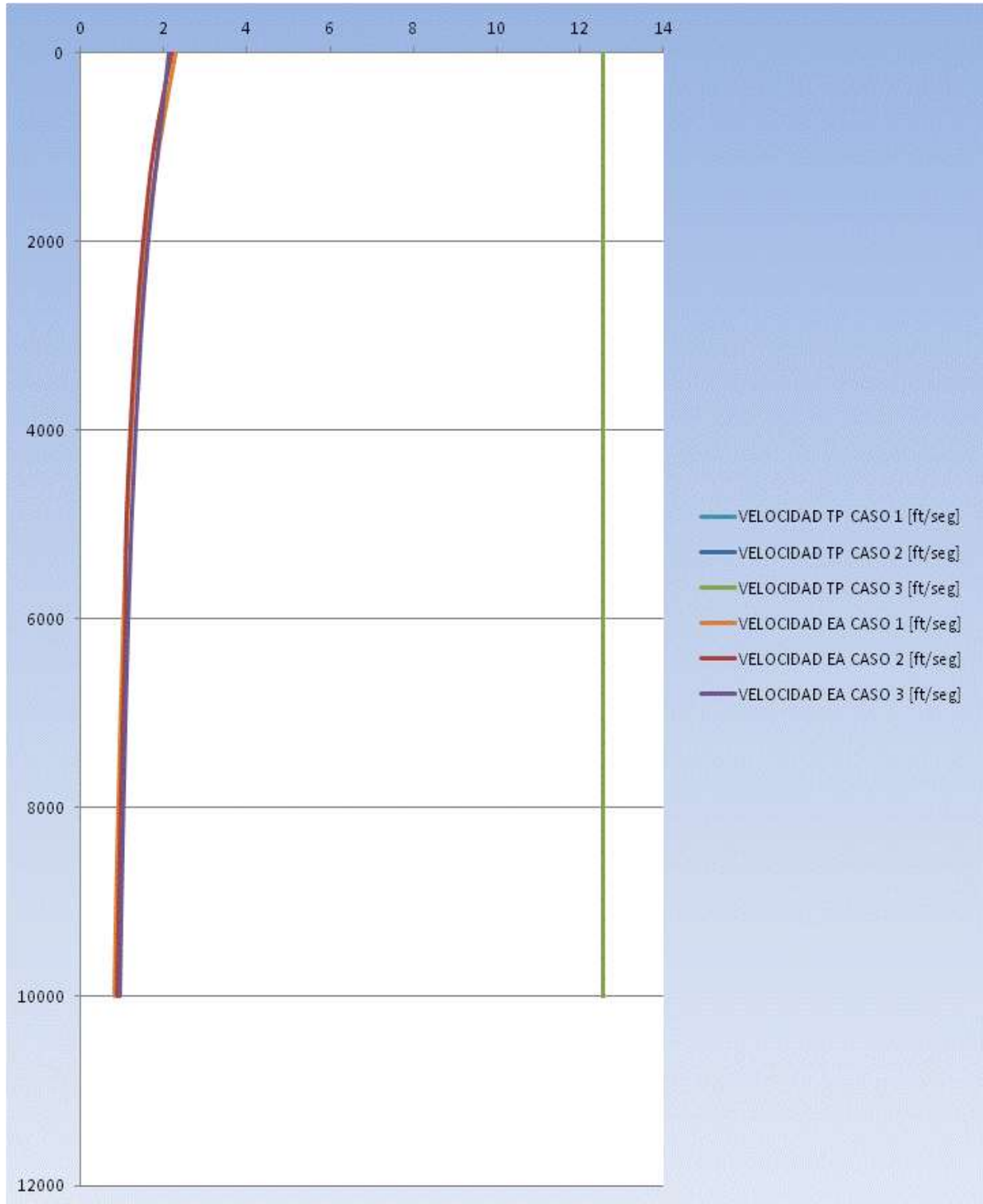
Gráfica 6.2 Variación de la Calidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



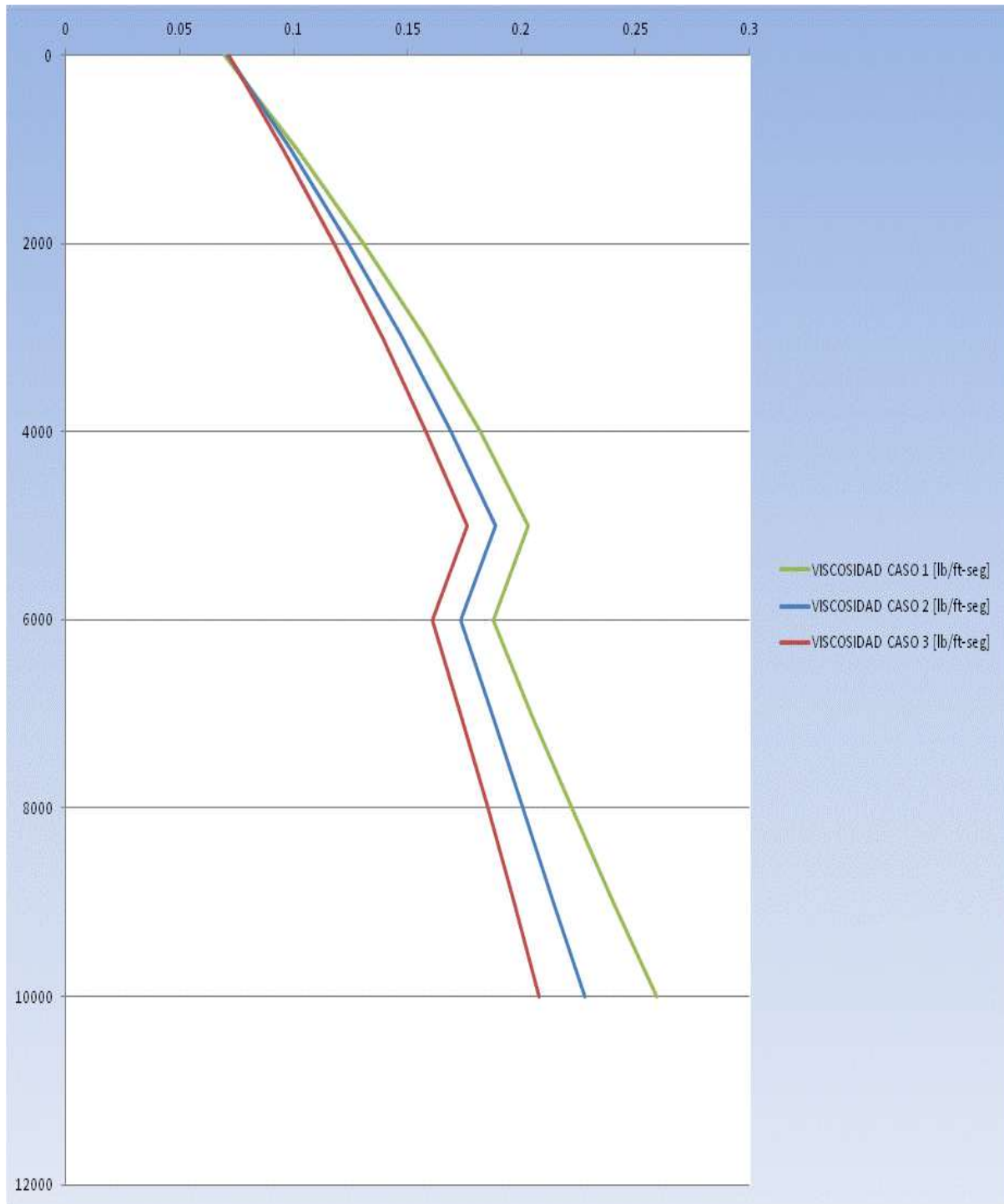
Gráfica 6.3 Variación de la Presión en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.4 Variación de la Densidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.5 Perfiles de Velocidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.6 Viscosidad de la Espuma en el Espacio Anular.

### 6.4.2 Impacto de la Presión de los Gastos de Inyección de la Parte Líquida Sobre la Hidráulica de Perforación

El segundo análisis se realizó proponiendo diferentes gastos de inyección de la parte líquida, manteniendo constante la geometría, calidad de la espuma y presión de inyección del fluido. La Tabla 6.7 muestra las condiciones a las que se efectuó el análisis.

DATOS	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Presión de inyección [psi]	2500	2500	2500
Calidad Superficie	0.87	0.87	0.87
Calidad Fondo	0.87	0.87	0.87
Gasto de Inyección Líquido [gpm]	<b>100</b>	<b>150</b>	<b>200</b>
DE Tp [in]	5.5	5.5	5.5
DI TP [in]	5	5	5
D Agujero [in]	11.75	11.75	11.75
DITR [in]	13.375	13.375	13.375

Tabla 6.7. Condiciones de Presión, Calidad, Gasto de Inyección de Líquido y Geometría del pozo.

La Tabla 6.8 muestra los resultados obtenidos de presión en el fondo, presión de retorno y densidad equivalente de circulación del fluido, para las condiciones mencionadas en la Tabla 6.4 y 6.7.

Presión de Retorno [psi]	897	910	918
Presión en el Fondo [psi]	3887.063921	3884.261217	3883.029299
DEC [lb/gal]	4.693285941	4.713566638	4.726335109

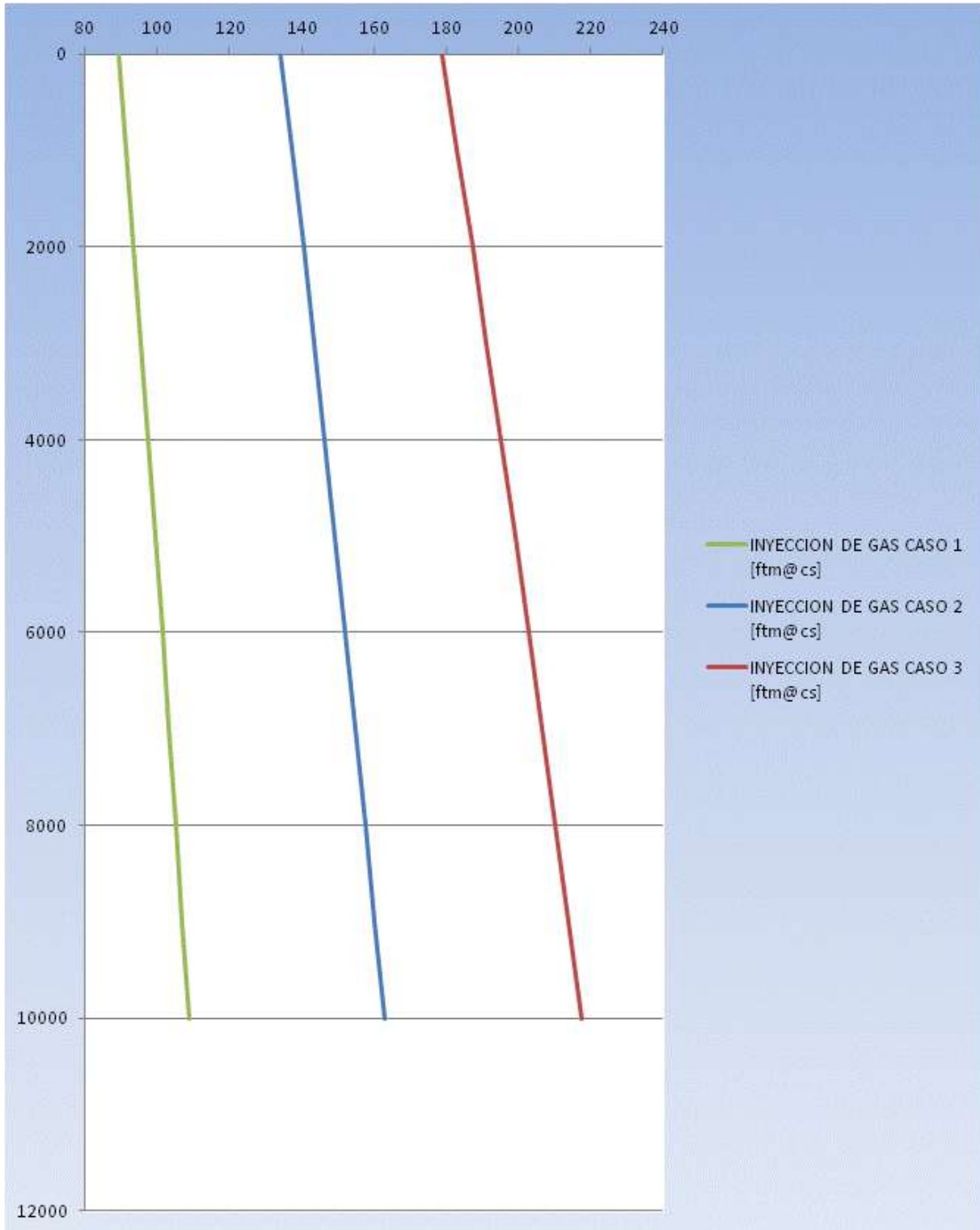
Tabla 6.8 Resultados Obtenidos de Presión en el Fondo, Presión de Retorno y Densidad Equivalente de Circulación.

Las Gráficas 6.7, 6.8 y 6.9 muestran los resultados obtenidos para gastos de inyección de gas, calidad y presión en la sarta de perforación y en el espacio anular respectivamente.

Para los perfiles de densidad y velocidad mostrados en las Gráficas 6.10 y 6.11 respectivamente, el análisis dentro del espacio anular considera la mezcla conformada por recortes de formación y la espuma. En la Gráfica 6.12 se presenta la viscosidad en el espacio anular.

Ya que el análisis de la hidráulica se baso en la consideración de mantener la estabilidad de la espuma a lo largo de su recorrido dentro del pozo, una variación en los gastos de la parte líquida se verá reflejada directamente en los gastos de gas requeridos para mantener la calidad deseada y por lo tanto se mantendrá un equilibrio entre los requerimientos volumétricos de fluidos y las presiones desarrolladas, así como de la densidad equivalente de circulación.

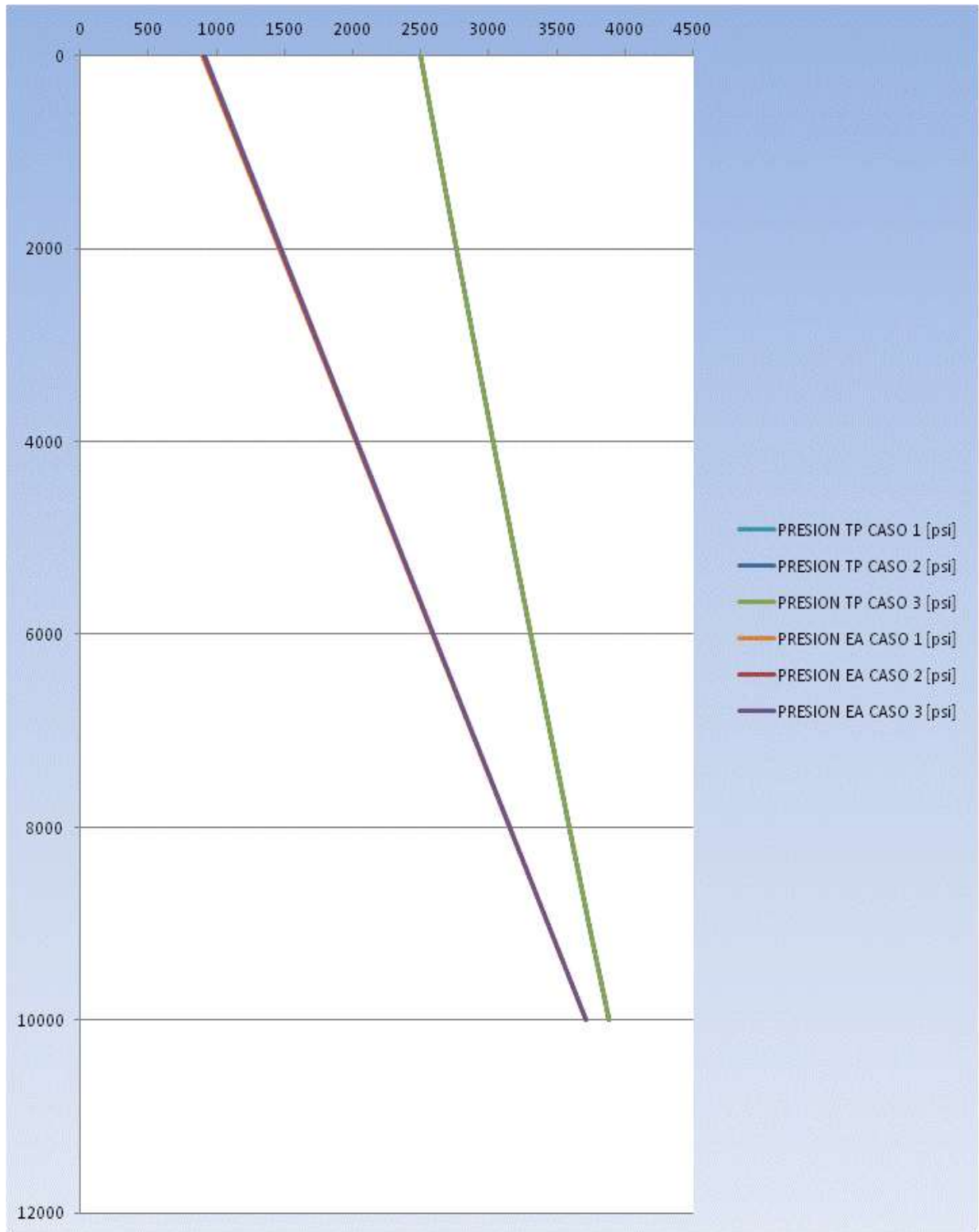




Gráfica 6.7 Gastos de Inyección de Gas.



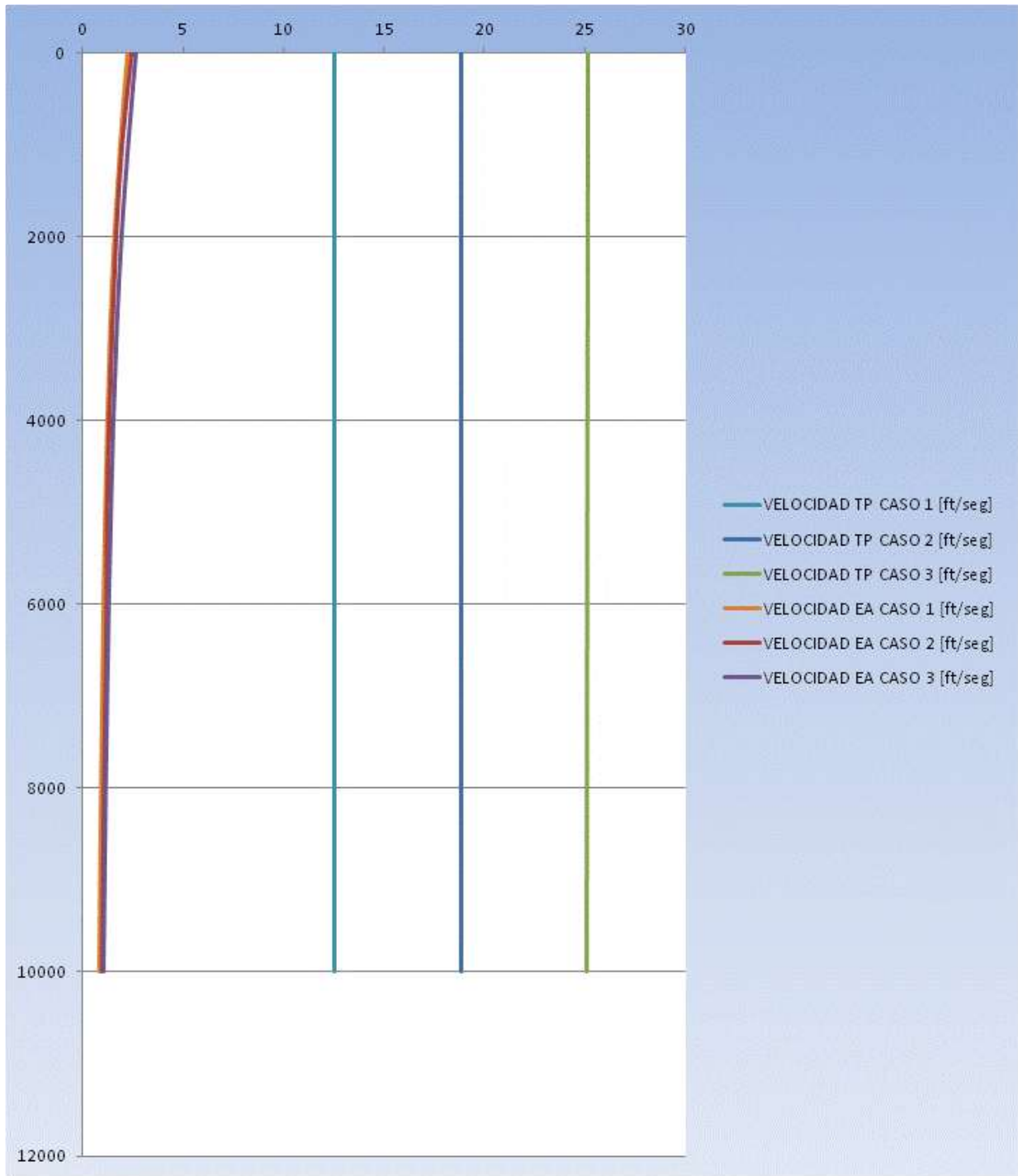
Gráfica 6.8 Variación de la Calidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



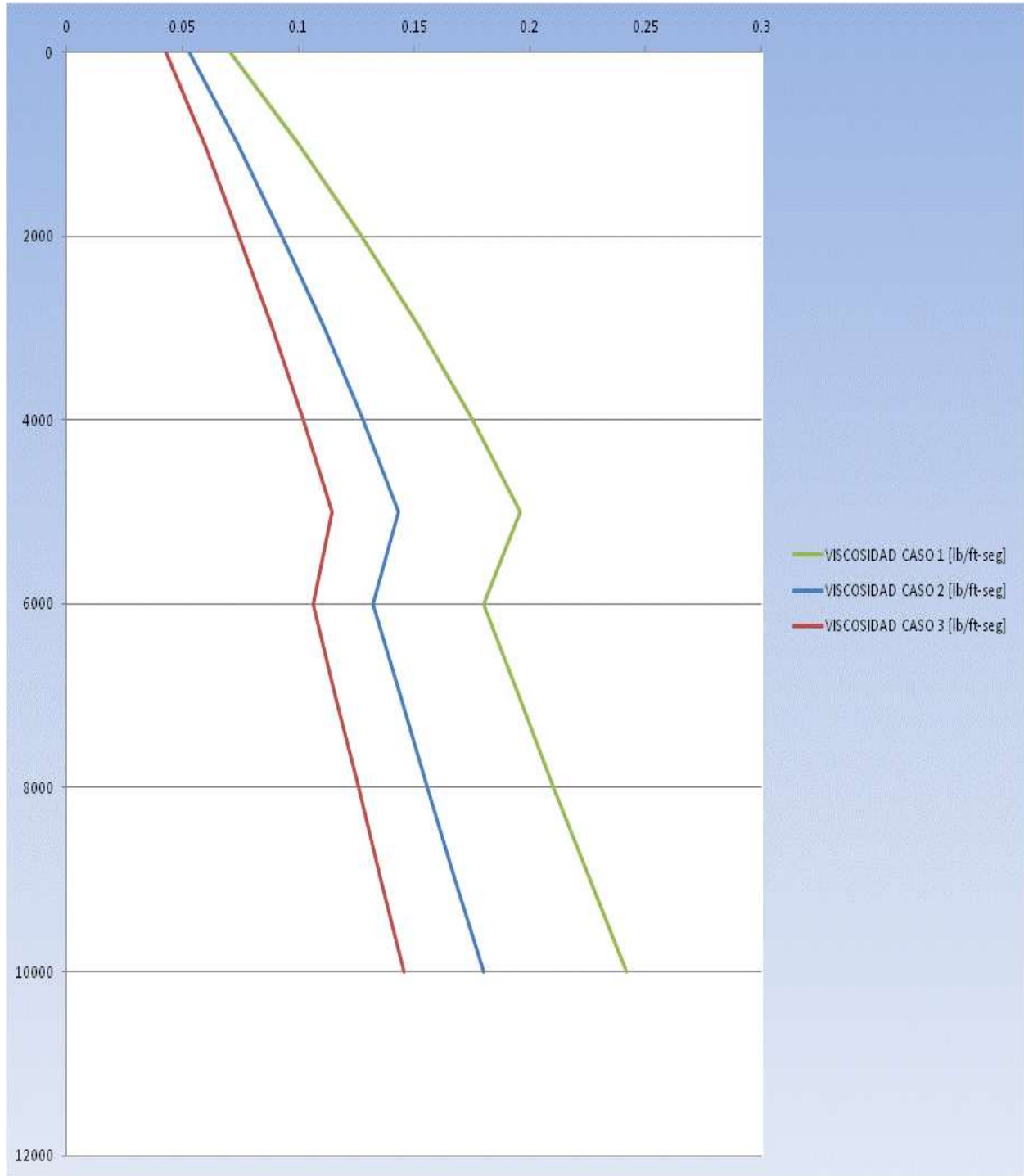
Gráfica 6.9 Variación de la Presión en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.10 Variación de la Densidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.11 Perfiles de Velocidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.18 Viscosidad de la Espuma en el Espacio Anular.

### 6.4.3 Impacto de la Geometría del Pozo sobre la Hidráulica de Perforación

El último análisis se realizó proponiendo diferentes geometrías del pozo, manteniendo constante la calidad de la espuma, presión de inyección del fluido y gastos de inyección de la parte líquida. La Tabla 6.9 muestra las condiciones a las que se efectuó el análisis.

DATOS	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Presión de Inyección [psi]	2500	2500	2500
Calidad Superficie	0.87	0.87	0.87
Calidad Fondo	0.87	0.87	0.87
Gasto de Inyección Líquido [gpm]	100	100	100
DE Tp [in]	5	5.5	6.625
DI TP [in]	<b>4.276</b>	<b>4.778</b>	<b>5.965</b>
D Agujero [in]	<b>7.75</b>	<b>11.75</b>	<b>13.375</b>
DITR [in]	<b>8.625</b>	<b>13.375</b>	<b>16</b>

Tabla 6.9. Condiciones de Presión, Calidad, Gasto de Inyección de Líquido y Geometría del Pozo.

La Tabla 6.10 muestra los resultados obtenidos de presión en el fondo, presión de retorno y densidad equivalente de circulación del fluido, para las condiciones mencionadas en la Tabla 6.4 y 6.9.

Presión de retorno [psi]	<b>864</b>	<b>889</b>	<b>923</b>
Presión en el fondo [psi]	3890.384479	3887.90159	3884.565269
DEC [lb/gal]	4.634126757	4.678431756	4.737315116

Tabla 6.10 Resultados Obtenidos de Presión en el Fondo, Presión de Retorno y Densidad Equivalente de Circulación.

Las Gráficas 6.13, 6.14 y 6.15 muestran los resultados obtenidos para gastos de inyección de gas, calidad y presión en la sarta de perforación y en el espacio anular respectivamente. Para los perfiles de densidad y velocidad mostrados en las Gráficas 6.16 y 6.17 respectivamente, el análisis dentro del espacio anular considera la mezcla conformada por recortes de formación y la espuma.

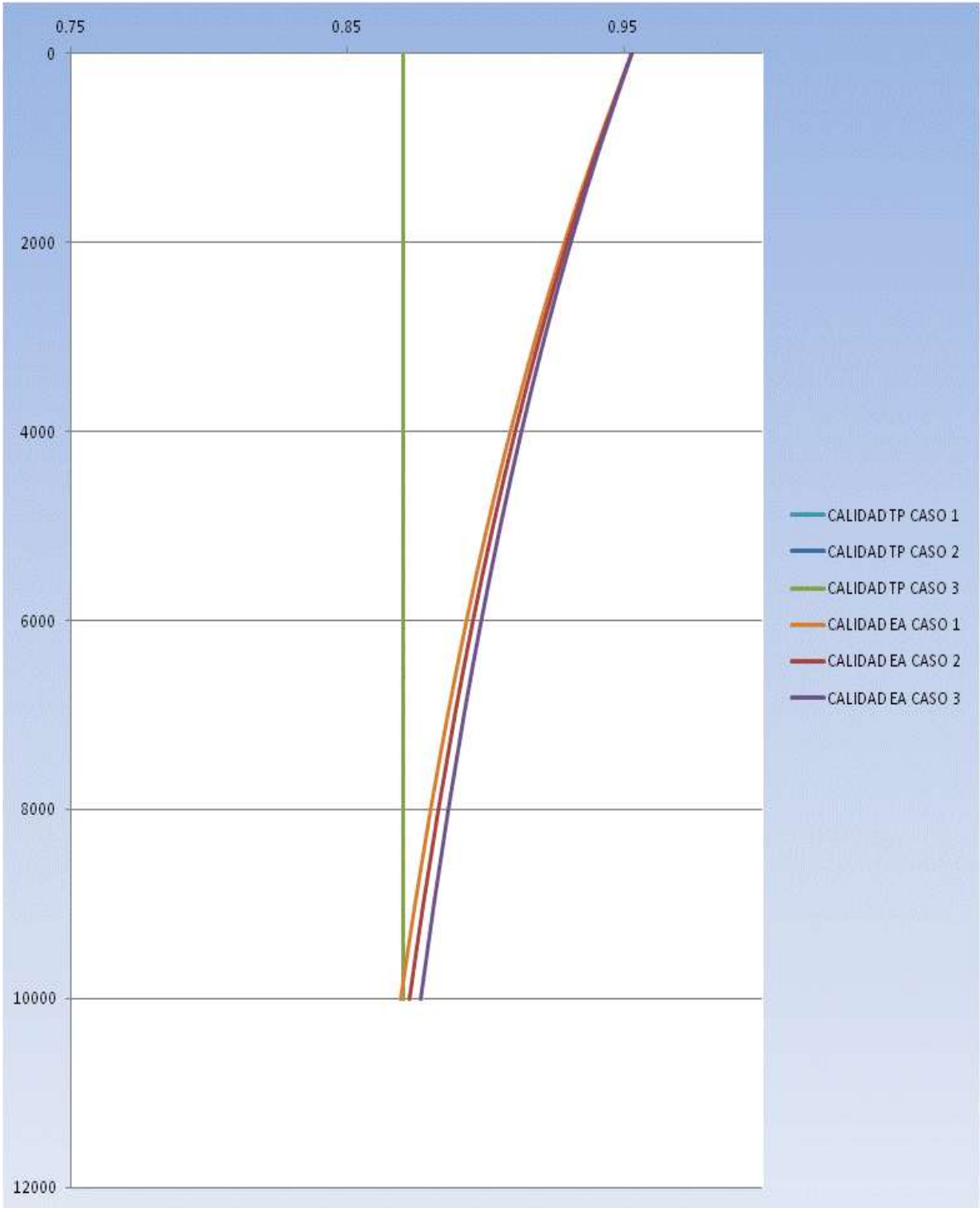
Como se puede apreciar la geometría del pozo no tiene impacto considerable en la densidad equivalente de circulación y en la presión de fondo, sin embargo se observa una mayor influencia en la presión de retorno. Entre más grande sea el espacio anular la tendencia del gas a expandirse será mayor conforme disminuye la presión, por lo tanto se requerirá una mayor presión de retorno para mantener la calidad de la espuma en el valor deseado.

Dada la definición de viscosidad presentada anteriormente, es evidente que un incremento en el diámetro del espacio anular impactara en mayor medida la viscosidad efectiva de la espuma tal como puede apreciarse en el Gráfica 6.18

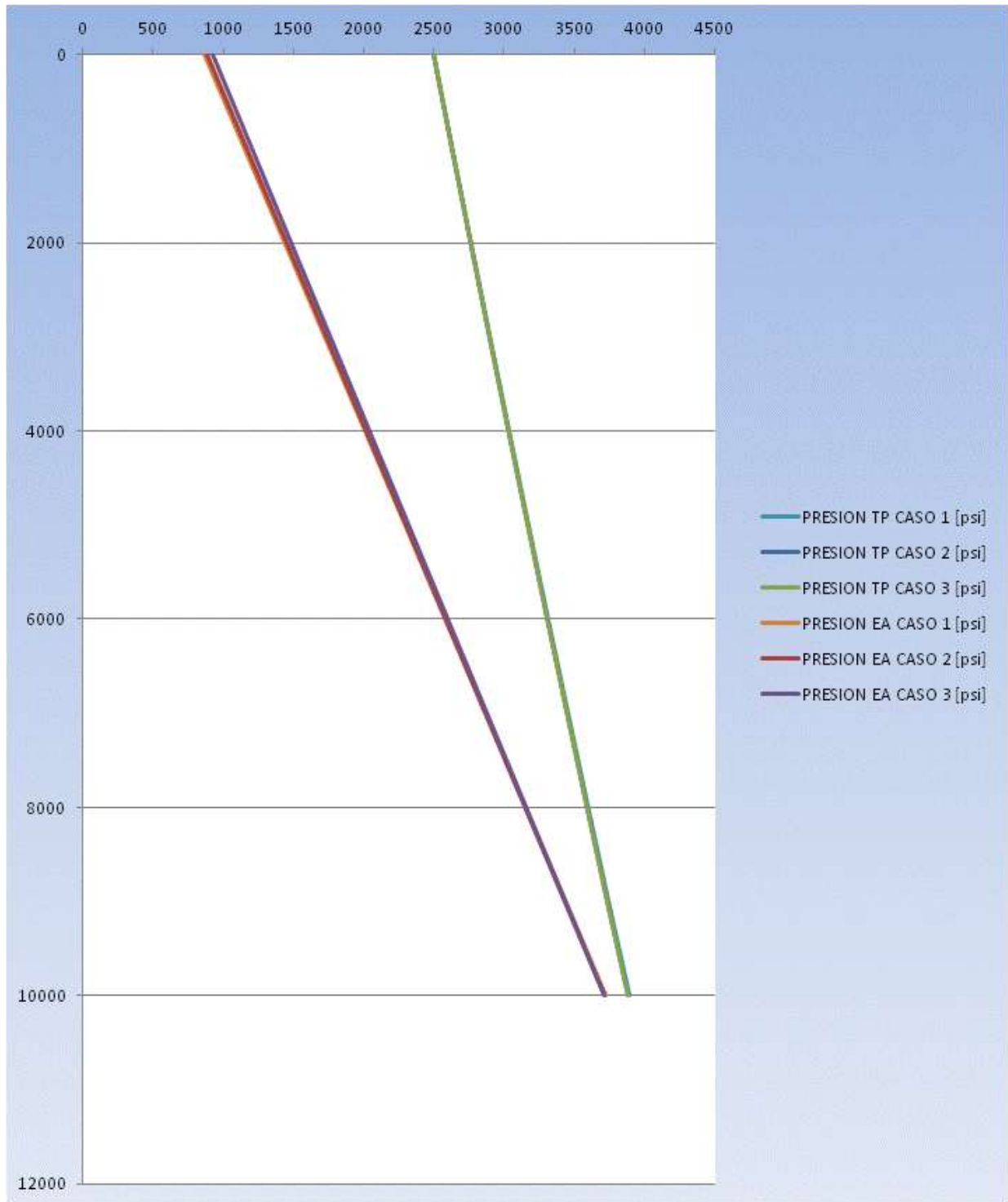




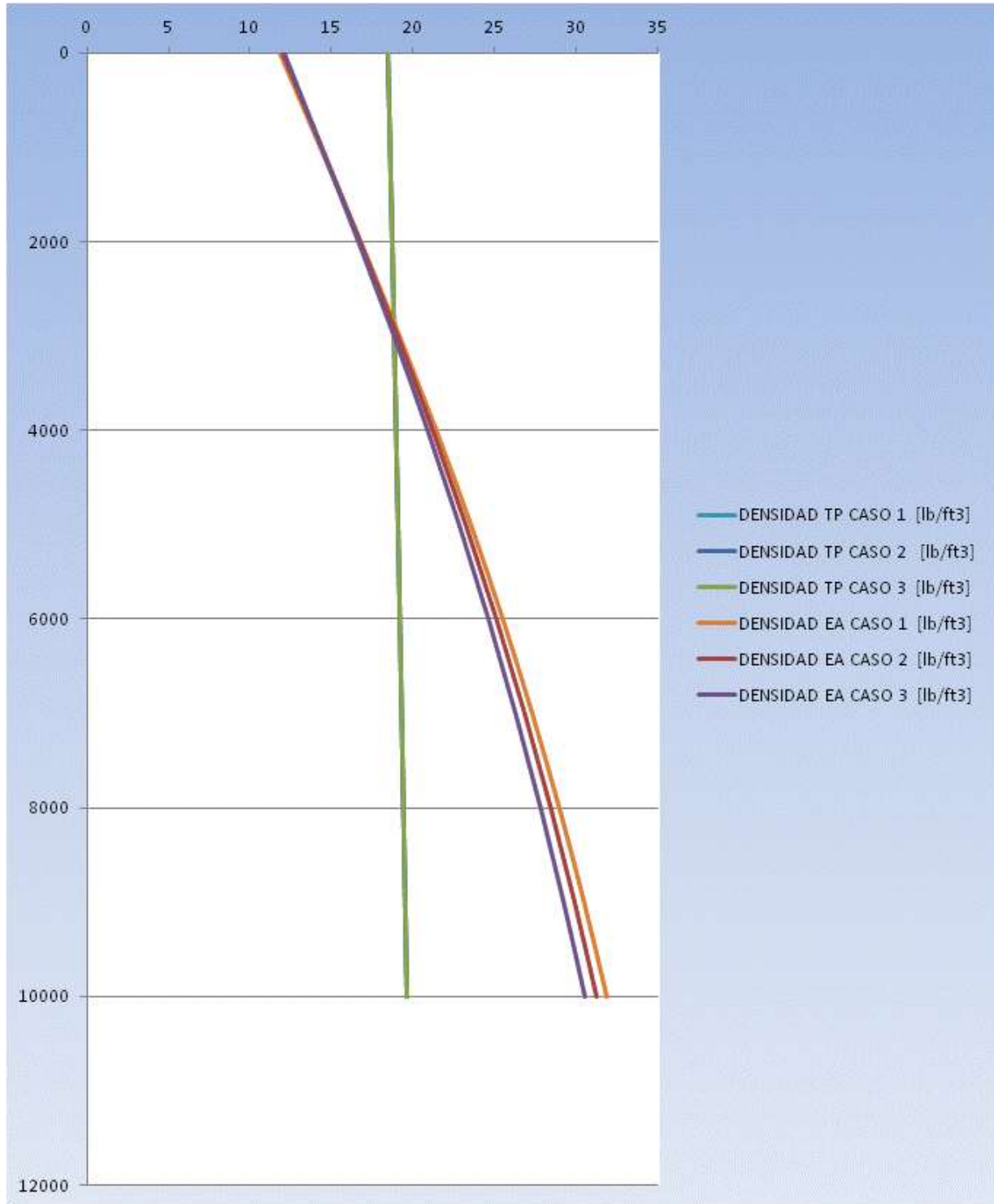
Gráfica 6.19 Gastos de Inyección de Gas.



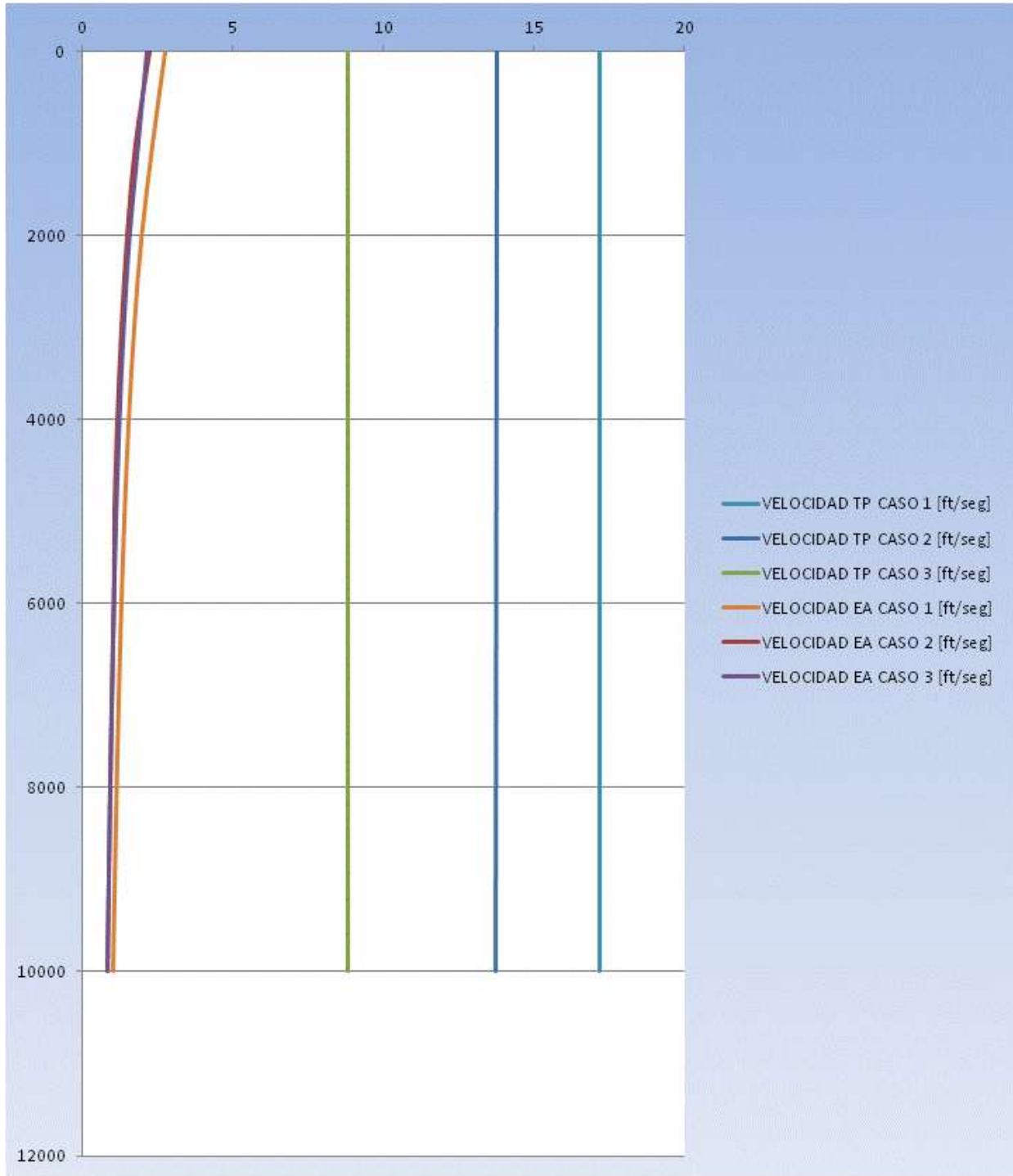
Gráfica 6.20 Variación de la Calidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



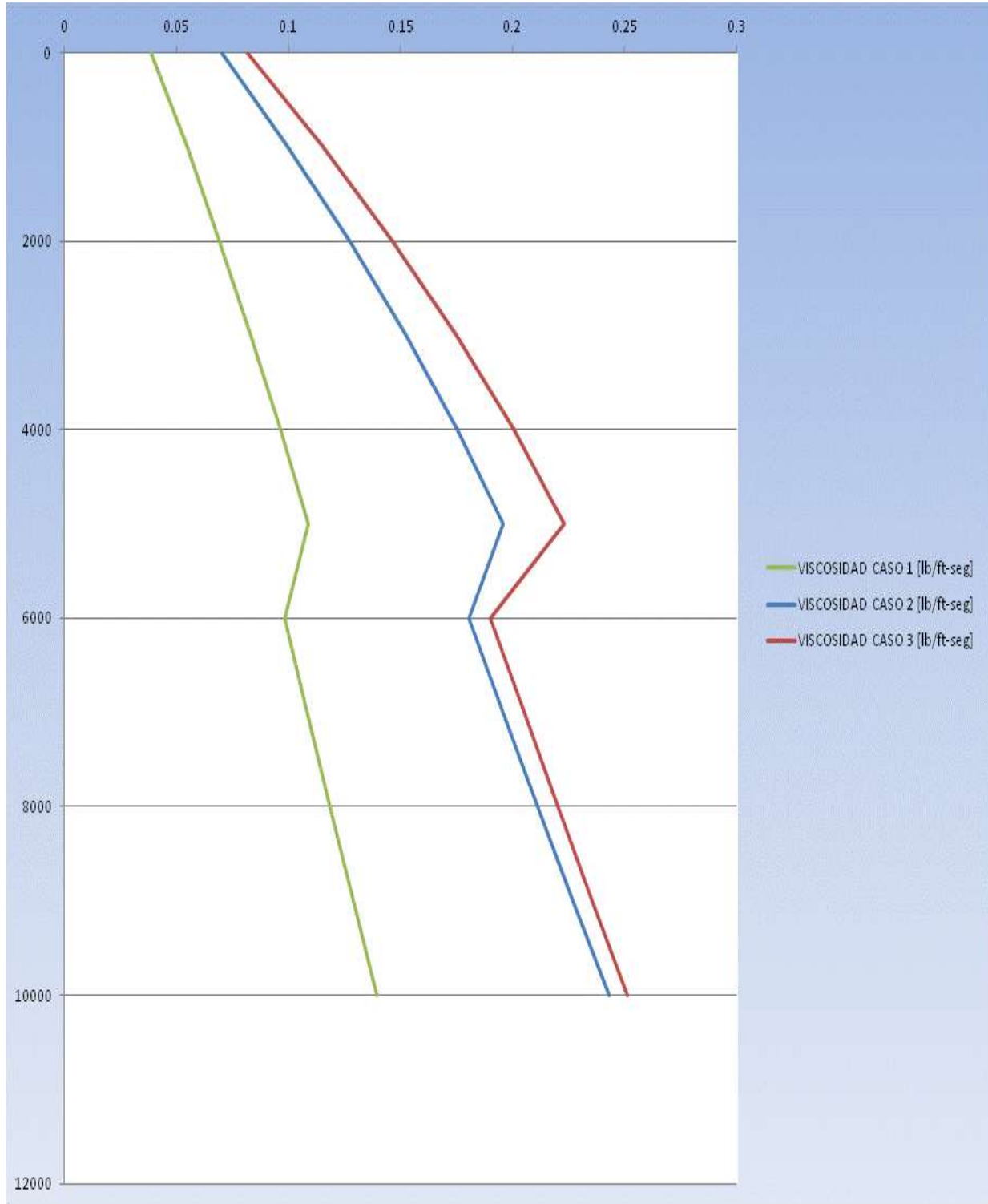
Gráfica 6.21 Variación de la Presión en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.22 Variación de la Densidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.23 Perfiles de Velocidad en la Sarta de Perforación y en el Espacio Anular.



Gráfica 6.24 Viscosidad de la Espuma en el Espacio Anular.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Ya que los Yacimientos Naturalmente Fracturados y/o depresionados adquirirán mayor importancia, es fundamental realizar un análisis detallado de los fluidos de control empleados durante la perforación de pozos en este tipo de yacimientos.

El desarrollo de este trabajo, que ha sido de tipo teórico-experimental ha servido para dar a conocer las características de la espuma como fluido de perforación, así como los fundamentos básicos para su análisis y aplicación en campo.

La experimentación con los sistemas estudiados, permite concluir que es necesario realizar un análisis minucioso para seleccionar los aditivos que otorguen a la espuma las propiedades requeridas para cumplir satisfactoriamente las funciones de un fluido de perforación y que, además, sean compatibles con características de las formaciones a perforar.

El fluido debe ser térmicamente estable para evitar separación de fases y diferenciales de presión en la columna hidrostática.

Las pruebas de rolado hechas a los sistemas, permiten notar una degradación de los polímeros que componen la espuma, lo que ocasiona que las propiedades de los fluidos analizados varíen significativamente, lo cual no los hace viables para pozos de alta temperatura.

Se comprobó que el comportamiento reológico de las espumas analizadas se rige por el modelo de Ley de Potencias, coincidiendo con lo consultado bibliográficamente. Para cada prueba se calcularon los índices “n” y “k”; los valores obtenidos son muy semejantes a los que resultan al emplear la correlación desarrollada por Guo y colaboradores, por lo que se decidió usarla durante el análisis de la hidráulica.

Las pruebas de filtrado realizadas permitieron observar la formación de un enjarre de muy bajo espesor, lo que permitirá que la fricción entre la sarta de perforación y la formación se vea disminuida.

Con base en los resultados de las prueba de contenido de sólidos, podemos concluir que en caso de que la presión generada por la columna hidrostática sea ligeramente mayor que la presión de formación, no existirá daño a la formación por taponamiento de poros debido a que la cantidad de sólidos presentes en el fluido es menor al 1%.

Durante las pruebas de generación de espuma se observó que la estabilidad de la espuma mejora a bajas presiones de inyección de nitrógeno, debido a que una alta presión de inyección de nitrógeno durante la generación de la espuma, provocará el rompimiento de las película líquida de las burbujas.

Como se ha mostrado a lo largo de este trabajo, el estudio de la hidráulica de los fluidos espumados es complejo, debido a los muchos parámetros que rigen las características y el comportamiento de las mismas a diferentes condiciones de presión y temperatura. La consideración principal para el análisis hidráulico fue mantener la calidad de la espuma, en un valor tal, que permita mantenerla estable durante todo su recorrido por el sistema de circulación; se ha encontrado que el factor determinante, es decir, el factor que más influye en las condiciones operativas es la relación gas-líquido RGL. Con base en el cálculo de esta relación, para una calidad determinada, es posible calcular los gastos tanto de la parte líquida como de la gaseosa de la espuma, que a su vez determinan la velocidad de la espuma que debe ser tal que permita una limpieza adecuada del pozo; esta debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de las partículas sólidas.

A mayores gastos de gas, las velocidades que se desarrollan en la sarta de perforación serán mayores; de la misma manera, las caídas de presión por fricción serán mayores.

La calidad de la espuma es un punto clave en el comportamiento de las propiedades de la misma pues afecta aspectos tales como densidad y viscosidad, los cuales son de vital importancia en las tareas que desempeña el fluido de control empleado.

Dada la naturaleza compresible de la espuma, otro factor de vital importancia al que debe ponerse especial atención, es la presión de retorno, la cual debe mantenerse en un nivel tal que permita mantener el gas disperso en la fase líquida de la espuma y así mantener su estabilidad, pero también se deben tomar en cuenta las condiciones a las cuales operan los equipos superficiales que procesarán la espuma, una vez que ha realizado su recorrido dentro del pozo.

La variación de área en el espacio anular, no repercute considerablemente en el cambio de la densidad equivalente de circulación y en la presión desarrollada en el fondo del pozo; sin embargo, si refleja cierto impacto en la viscosidad efectiva y en la velocidad que la mezcla de recortes y espuma desarrolla en el espacio anular.



La presión de inyección se refleja en la presión de fondo, por lo cual esta debe ser diseñada para mantener las condiciones de perforación bajo balance optimas, sin poner en riesgo las operaciones realizadas.

Los modelos matemáticos utilizados para representar el comportamiento hidráulico de las espumas, se han desarrollado en base a pruebas experimentales de laboratorio y para condiciones específicas de cada autor; para este estudio se empleó el modelo matemático desarrollado por Kai Sun, que a su vez se basa en los estudios realizados por Guo y colaboradores.

En las próximas décadas, el número de yacimientos depresionados se incrementará considerablemente, por lo que la aplicación de sistemas de baja densidad como la espuma en la perforación de pozos se volverá cada vez más frecuente. En esto radica la importancia de conocer y comprender a fondo cada uno de los fenómenos involucrados tanto en la reología y tixotropía de estos sistemas, como durante su recorrido en el sistema de circulación del pozo, para asegurar que el fluido tenga las propiedades óptimas que le permitan realizar una limpieza adecuada del pozo y por consecuencia el éxito en las operaciones de perforación.

Los resultados de este proyecto fueron obtenidos a partir de un trabajo teórico-experimental, por lo cual las condiciones reales en campo pueden diferir de las condiciones creadas en el laboratorio; se recomienda comparar los resultados obtenidos en este trabajo con datos obtenidos en operaciones de campo para establecer parámetros de referencia.

Es necesario extender el análisis a condiciones más complejas, tratando de simular lo mejor posible las condiciones reales a las que estará sometido el fluido.

En la actualidad aún existe incertidumbre acerca de qué modelo reológico representa con mayor aproximación el comportamiento de las espumas, por lo cual se requiere mayor investigación, debido a que cada tipo de espuma puede presentar características muy diferentes y no se puede generalizar al hacer el análisis tanto de su reología como de su hidráulica.

Es necesario realizar una investigación comparativa completa de la hidráulica, utilizando datos existentes de pérdidas de presión por fricción, para evaluar la efectividad de los diferentes modelos en su optimización.

Los fluidos UNAM 1 y UNAM 2 no alcanzaron el comportamiento reológico presentado por el

fluido comercial; esto fue debido a que las concentraciones de aditivos no fueron analizadas minuciosamente. Para la selección y adición de surfactante se recomienda conocer el valor de la CMC y del valores de temperatura del Punto krafft con el fin de optimizar la disolución del surfactante y maximizar sus beneficios.

Resulta imprescindible trabajar en la mejora de la estabilidad de la espuma, buscando aditivos que permitan tiempos más largos para su degradación, ayudando a mantener sus propiedades y por ende prolongar el tiempo de vida útil. Así mismo es necesario trabajar en la inhibición de formaciones problemáticas, buscando aditivos que nos permitan perforar sin alterar ni contaminar las formaciones.

Se recomienda realizar investigación para el desarrollo de equipo especializado que permita una mejor caracterización de fluidos espumados.

## NOMENCLATURA

$g$ Constante de atracción gravitacional 32.2 [ft/s <sup>2</sup> ]	$OD_{TP}$ Diámetro externo de la tubería de perforación [in]
$T_s$ Temperatura superficial [°R]	$D_H$ Diámetro del agujero o diámetro de la barrena [in]
$\Delta T$ Gradiente de temperatura [°F/100ft]	$D_{TR}$ Diámetro interno de la tubería de revestimiento [in]
$P_s$ Presión de Superficie [lb/ft <sup>2</sup> ]	$L$ Profundidad del pozo [ft]
$\Gamma_s$ Calidad en superficie	$L_i$ Profundidad de interés [ft]
$\Gamma_f$ Calidad en el fondo	Inclinación del pozo [grados/100ft]
$Q_l$ Gasto de la parte líquida [gpm]	$KOP$ Profundidad de inicio de desviación [ft]
$\rho_l$ Densidad de la parte líquida [lb/ft <sup>3</sup> ]	$P_r$ Presión de retorno [lb/ft <sup>2</sup> ]
$Q_g$ Gasto de gas [ft <sup>3</sup> /min]	$R$ Constante universal de los gases
$Y_g$ Gravedad específica del gas	$\Theta$ Ángulo de desviación [grados]
$ROP$ Velocidad de penetración [ft/hr]	$A$ área de flujo en la tubería de perforación [in <sup>2</sup> ]
$\rho_r$ Densidad de los recortes [lb/ft <sup>3</sup> ]	$Q_{fx}$ Gasto de entrada de líquidos de formación al pozo [bbl/hr]
Concentración promedio de recortes	$S_g$ Gravedad específica del gas
$GLR$ Relación gas líquido	
$f$ Factor de fricción	
$DI_{TP}$ Diámetro interno de la tubería de perforación [in]	

## BIBLIOGRAFÍA

1. **Alvarado Meza Israel.** “Administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados con indicadores económicos”
2. **Buenaventura Amaya Lucino.** “Apuntes de la asignatura de geología de yacimientos naturalmente fracturados”
3. **A.R. Nelson.** “Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs” Second Edition Boston, Gulf Professional Publishing, 2001.
4. **Barrios Rojas Saulo.** “Estudio numérico adimensional de Bond usado en procesos de recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados.”
5. **Bratton Tom, Denver.** “ La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados” Colorado, EUA 2006
6. **PEMEX** Perforación y mantenimiento de pozos 2003 “Manual para perforador”
7. **Lyons, William.** “Working Guide to Drilling Equipment and Operations” First Edition, Elsevier 2010.
8. **BAKER HUGES.** “Underbalanced Drilling Manual”, Version 1.0, Noviembre 1999.
9. **Lyons, William.** “Air and Gas Drilling Manual”, Second Edition, McGraw Hill, 2001.
10. **Abd El Fatah Sharf.** “Underbalanced Drilling of Horizontal Gas Well: Obaiyed Field Case Study”, Badr Petroleum Co. Natural Gas Engineering 2012.
11. **H.C.H. Darley, Gray George R.** “Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids”. Fifth Edition. Butterworth-Heinemann 1988.
12. **LEADING EDGE ADVANTAGE.** “Introduction to Underbalanced Drilling”, Revision 5, Leading Edge Advantage International Ltd. 2002.
13. **Bennion Brant D.** “Underbalanced Drilling Technology – Candidate Selection For Optimal Application”, Hycal Energy Laboratories Ltd 1997.
14. **Schramm Laurier L.** “Emulsions, Foams, and Suspensions. Fundaments and Applications”. First Edition. WILEY-VCH, 2005.
15. **Schramm Laurier L.** “Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry”. First Edition. American Chemical Society 1994.

16. **CLARIANT**. "The Foam", Clariant Functional Chemicals Division Issue 4, 2009.
17. **PEMEX**, Un siglo de la Perforación en México "Fluidos de Control". México.
18. **King Fahd University of Petroleum & Minerals, Department of Petroleum Engineering** "Drilling Engineering Laboratory Manual" Abril 2003.
19. **Lain S. Weir U. of Bristol; William J. Bailey U of London** "A Statistical Study of Rheological Models for Drilling Fluids" Paper SPE 36359, Texas, Marzo 13. 1996.
20. **Ing. José Rafael Argüello Ruz**, Procesos en la Perforación de Pozos Petrolíferos "Hidráulica en la Perforación" Curso, Instituto de Capacitación Integral Jesús Adolfo Chacín. República Bolivariana de Venezuela.
21. **Kai Sun** SPE, University of Louisiana at Lafayette "Pressure Requirements in Foam Drilling," Paper AADE-03-NTCE-60. Houston, Texas, Abril 1 - 3, 2003.
22. **Lain S. Weir, Bailey William J.** "Investigation of Methods for Direct Rheological Model Parameter Estimation" Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 21. Septiembre 1998.
23. **PEMEX**, Guías de Diseño para Perforación "Hidráulica en la Perforación de Pozos Petroleros". México.
24. **PEMEX**, Un siglo de la Perforación en México "Barrenas e Hidráulica de Perforación". México.
25. **PEMEX**, Guías de Diseño para Terminación "Molienda de Empacadores". México.
26. **De la Rosa Acevedo Edgar Francisco, Hernández Mena Oswaldo** "Sistema para la Simulación de la Hidráulica en pozos Perforados bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0)" Tesis, UNAM.1998.

27. **Flores Orozco Octavio** “Bases Teórico Practicas para la Aplicación de Sistemas Hidráulicos Utilizados en la Perforación de Pozos”. Tesis, UNAM. 2003
28. **Bedoya Moreno María Isabel, Cardona Lampión Natalia** “Estudio Comparativo de Modelos Reológicos para lodos de Perforacion” Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Medellín 2009.
29. **Zhongying Wang and Songran Tang** “Casson Rheological Model in Drilling Fluid Mechanics” Paper SPE 10564 presented at the International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, Marzo 17-24. 1982.
30. **Aldeman, N J, et al.** “High-Temperature, High-Pressure Rheology of Water-Based Muds” Paper SPE 18035 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, 2-5 Octubre. 1988.
31. **Saman Paknejad Amir.** “Foam Drilling Simulator” Thesis Texas A&M University 2005.
32. **Baris Ozcan, Ayala Luis, W. Watson Robert.** “Numerical Modeling of Foam Drilling Hydraulics”. The Journal of Engineering Research Vol. 4, No.1. 2007
33. **E. Kuru, O.M. Okunsebor, Y. Li.** “Hydraulic Optimization of Foam Drilling For Maximum Drilling Rate in Vertical Wells”. SPE, U. of Alberta 2005.