

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SELECCIÓN DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACIÓN
DEL CRUDO PROVENIENTE DE LA UNIDAD COLÓN DEL MUNICIPIO JESÚS
MARÍA SEMPRÚM DEL ESTADO ZULIA.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Fernández A. Orángel J.

Caracas, Noviembre 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SELECCIÓN DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACIÓN
DEL CRUDO PROVENIENTE DE LA UNIDAD COLÓN DEL MUNICIPIO JESÚS
MARÍA SEMPRÚM DEL ESTADO ZULIA.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. María Teresa Vives
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Arquímedes Brito

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Fernández A. Orángel J.

Caracas, Noviembre 2002

AGRADECIMIENTOS

A Dios por llevarme siempre por el camino correcto.

A mis padres por ser siempre un apoyo en todas las circunstancias de mi vida y por brindarme el cariño necesario para la culminación de mis estudios.

A mis hermanos Osmel Fernández y Rafael Fernández por estar a mi lado cuando las situaciones requieren el consejo de un compañero.

A Tania Cabello por estar a mi lado en los buenos y no tan buenos momentos, con su cariño, comprensión y amor. Te amo.

A mi familia en Ciudad Ojeda por todo lo bien que me trataron y su gran hospitalidad en los momentos más difíciles de la realización de este trabajo.

A mis compañeros de estudio y parroquia: Frank, David, Carlos y los otros que siempre estuvieron conmigo.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela y a la Escuela de Ingeniería de Petróleo por brindarme una educación integral.

A todos aquellos que de una u otra forma colaboraron con la culminación de estos estudios.

Gracias a todos.

Fernández A., Orángel J

SELECCIÓN DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO PROVENIENTE DE LA UNIDAD COLÓN DEL MUNICIPIO JESÙS MARÍA SEMPRÚN DEL ESTADO ZULIA

Tutor Académico: Prof. María Teresa Vives. Tutor Industrial: Ing. Arquímedes Brito
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Año 2002, 177 p.

Palabras claves: emulsión, desemulsificante, agitación, decantar, gravedad.

Resumen: El presente trabajo tiene como objetivo seleccionar e identificar un agente desemulsificante capaz de promover la deshidratación eficiente de los diversos tipos de petróleos crudos que confluyen en la Unidad Colón (Edo. Zulia), bajo la responsabilidad del Consorcio Tecpetrol Coparex CMS, Oil and Gas.

El agua asociada a la producción de petróleo crudo constituye uno de los problemas que hay que enfrentar en las operaciones típicas de la industria petrolera; especialmente aquella que viene en forma de emulsión de agua en crudo, ó emulsión natural, como comúnmente se conoce. El crudo posee ciertos compuestos e impurezas que tienen actividad interfacial y que son los encargados de estabilizar este tipo de emulsiones. El agua emulsionada requiere de un tratamiento químico capaz de romper la emulsión para luego efectuar la separación por gravedad y así garantizar petróleo crudo en especificación para la venta. Existen en el mercado una gran variedad de agentes desemulsificantes que utilizados en bajas dosis neutralizan la acción de los agentes emulsificantes, promueven la aglomeración de las pequeñas gotas de agua dispersas en el crudo y aceleran el proceso de separación del crudo y el agua por gravedad.

Para seleccionar el producto químico para este tipo de tratamiento se sigue una metodología, comúnmente llamada Prueba de Botellas, simple y directa. Una muestra de 100 mL de una emulsión no tratada es vertida dentro de las botellas calibradas y colocadas en Baño de María a la temperatura del sistema. Diferentes desemulsificantes son adicionados a cada botella y las botellas son agitadas y se dejan asentar. Al final del tiempo de asentamiento, las botellas se examinan para observar el volumen de agua decantada y luego por centrifugación el porcentaje de agua y sedimentos residual.

El proceso de selección se realiza por descarte de los productos que no cumplan con las exigencias requeridas para ser un buen prospecto, en cada Prueba de Botellas, entonces, si un producto después de centrifugar, el corte de agua total es alto ó tiene un porcentaje alto de emulsión, se puede decir que no funciona en el sistema.

Los valores, tanto del porcentaje de agua total como los del porcentaje de emulsión, del producto seleccionado en comparación con los valores del producto del sistema de tratamiento son más bajos. En la prueba de separación de agua total, el producto en las estaciones de flujo (del sistema) arrojó un valor de 0,6% y el seleccionado un valor de 0,4%; con respecto al porcentaje de emulsión el seleccionado tiene mejores resultados, es decir, no arroja emulsión; mientras que en el producto del sistema se observó bajo niveles de emulsión. El producto seleccionado al final de las pruebas es el OC-7009, el cual es competitivo técnica y económicamente en comparación al producto del sistema.

El producto OC-7009, además de trabajar bien en el laboratorio debe trabajar en el campo de una manera excelente, por eso se recomienda realizar una prueba de campo para asegurar el buen procedimiento, la dosis correcta y el buen funcionamiento del producto.

INDICE DE CONTENIDO

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	ii
INDICE DE FIGURAS Y GRAFICAS	iii
INDICE DE TABLAS	v
NOMENCLATURA	vi
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEÓRICO	6
1.1 Naturaleza de las Emulsiones.....	6
1.2. Formación de las Emulsiones.....	8
1.3. Estabilidad de las Emulsiones	11
1.3.1. Tamaño de las gotas	11
1.3.2. Tipo de Agente Emulsificante	12
1.3.3. Tipo de petróleo	12
1.3.4. Porcentaje de agua	12
1.3.5. Viscosidad del petróleo crudo.....	13
1.3.6. Densidad	13
1.3.7. Edad de la emulsión	13
1.3.8. Temperatura	14
1.3.9. Residuos de carbón	14
1.3.10. Exposición al aire	14
1.4. Naturaleza de los Desemulsificantes	14
1.4.1. Atracción fuerte a la interfase agua-petróleo.....	15
1.4.2. Floculación	15
1.4.3. Coalescencia.....	15
1.4.4. Humectabilidad de los sólidos.....	16
1.5. Métodos de Tratamiento.....	17
1.5.1. Método mecánico.....	17
1.5.1.1. Aplicación de calor	18
1.5.1.2. Centrifugación	18

1.5.1.3. Separación por gravedad o asentamiento	19
1.5.2. Método químico.....	21
1.5.2.1. Puntos de aplicación de productos químicos	22
1.5.3. Método eléctrico.....	25
1.6. Sistemas de Producción.....	26
1.6.1. Separador de agua libre	29
1.6.2. Separador de gas	29
1.6.3. Tanque de asentamiento	30
1.6.4. Tanque de lavado	30
1.6.5. Equipo de calentamiento vertical	31
1.6.6. Equipo de calentamiento horizontal	32
1.6.7. Deshidratadores eléctricos	32
1.6.8. Aplicaciones especiales	32
1.6.8.1. Cargas o Batch	33
1.6.8.2. Slug o Inyección Forzada	33
1.6.8.3. Eliminación de espuma	33
1.7. Tratamiento de Separación de la Emulsión	33
1.7.1. Adición de producto químico.....	34
1.7.2. Agitación	36
1.7.3. Calor	37
1.7.4. Asentamiento.....	38
2. MARCO METODOLÓGICO	43
2.1 La Prueba de Botellas	43
2.2. Parámetros de la Prueba	45
2.2.1. Establecer objetivos.....	45
2.2.2. Comprensión del sistema	46
2.2.3. Planeación de la Prueba de Botellas	46
2.2.4. Prueba de Dosificación.....	47
2.2.5. Selección de desmulsificante estándar	48
2.2.6. Selección final	49
2.3 Aspectos importantes de la Prueba de Botellas.....	49

2.3.1 Lista de chequeo para una evaluación de sistema	49
2.3.2. Inyección de químico.....	51
2.3.3. Calor	52
2.3.4 La agitación.....	53
2.3.5 Tiempo de asentamiento.....	53
2.3.6 Muestreo.....	54
2.4. Procedimiento de la prueba de botellas	55
2.4.1. Equipo requerido	56
2.4.2 Procedimiento.....	57
2.4.3. Soluciones para la prueba	60
2.4.4. Ejecución de la Prueba de Botellas.....	60
2.10. Observaciones de la prueba de botellas	65
2.10.1. Rápida caída de agua	66
2.10.2. Sludge	67
2.10.3. Interfase	68
2.10.4. Turbidez del agua	68
2.10.5. Color del petróleo	68
2.10.6. Corte en centrífuga	69
3. RESULTADOS	70
4. ANALISIS DE RESULTADOS	115
5. CONCLUSIONES	118
6. RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFIA	120
APÉNDICE 1: FIGURAS	121
Figura 1: Sistema de tratamiento.....	121
Figura 2: Separador de agua libre.....	122
Figura 3: Tanque de lavado.....	123
Figura 4: Tanque de lavado.....	124
Figura 5: Equipo de calentamiento vertical.....	125
Figura 6: Equipo de calentamiento horizontal.....	126
Figura 7: Deshidratador eléctrico.....	127

Figura 8: Diferencia en gravedad específica con cambio de temperatura.....	128
Figura 9: Relación para petróleo entre temperatura y viscosidad.....	129
Figura 10: Conversión de 10% de solución por 100ml de emulsión.....	130
APÉNDICE 2: TABLAS DE PRUEBA DE BOTELLAS.....	131
Tabla 1: Primera prueba, productos 1-6.....	131
Tabla 2: Primera prueba, producto 7-12	132
Tabla 3: Primera prueba, producto 13-18.....	133
Tabla 4: Primera prueba, producto 19-24.....	134
Tabla 5: Primera prueba, producto 25-27.....	135
Tabla 6: Segunda prueba, producto 1-10.....	136
Tabla 7: Segunda prueba, producto 13-21.....	137
Tabla 8: Segunda prueba, producto 22-27.....	138
Tabla 9: Tercera prueba, producto 1-15	139
Tabla 10: Tercera prueba, producto 16-27.....	140
Tabla 11: Cuarta prueba, producto 1-16.....	141
Tabla 12: Cuarta prueba, producto 17-24.....	142
Tabla 13: Quinta prueba, producto 1-16	143
Tabla 14: Quinta prueba, producto 17-24.....	144
Tabla 15: Sexta prueba, producto 1-16.....	145
Tabla 16: Sexta prueba, producto 17-24.....	146
Tabla 17: Séptima prueba, producto 1-17.....	147
Tabla 18: Séptima prueba, producto 21-22.....	148
Tabla 19: Octava prueba, producto 1-17	149
Tabla 20: Octava prueba, producto 21-22.....	150
Tabla 21: Novena prueba, producto 5-22.....	151
Tabla 22: Décima prueba, producto 5-22.....	152
Tabla 23: Décima primera prueba, producto 5-22.....	153
Tabla 24: Décima segunda prueba, producto 9-22.....	154
APÉNDICE 3: HOJA TÉCNICA DE PRODUCTO Y DE SEGURIDAD.....	155
Hoja técnica de producto.....	156
Hoja de datos de seguridad.....	157

INDICE DE FIGURAS Y GRAFICAS

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Sistema de tratamiento.....	44
Figura 2.2: Recipientes de un galón para captar muestras.....	57
Figura 2.3: Esquema del procedimiento de la prueba de botellas.....	59
Figura 2.4: Soluciones al 10% de químicos.....	61
Figura 2.5: Aplicación de calor, baño maría.....	61
Figura 2.6: Máquina de agitación lenta, períodos sobre extendidos.....	63
Figura 2.7: Botellas con la separación petróleo/agua.....	63
Figura 2.8: Eliminación del agua para corte en centrífuga.....	63
Figura 2.9: Llenado de tubo de centrífuga con crudo.....	64
Figura 2.10: Tubos centrífugos al 100% (50% xileno, 50% crudo).....	64
Figura 2.11: Máquina centrífuga.....	65
Figura 2.12: Llenado de tubos de centrífuga a 50% xileno.....	69
Figura 2.13: Llenado de tubos de centrífuga con crudo a 100%.....	69
Figura 2.14: Adición de F-46 (slug) al producto tratado.....	70
Figura 2.15: Tubos después del tratamiento con F-46.....	70

INDICE DE GRAFICAS

Gráfico 3.2.1: % Agua Total vs PPM del producto del sistema.....	74
Gráfico 3.2.2: % Agua Total vs PPM de la prueba N°1.....	76
Gráfico 3.2.3: % Agua Total vs PPM de la prueba N°1.....	76
Gráfico 3.2.4: % Agua Total vs PPM de la prueba N°2.....	78
Gráfico 3.2.5: % Agua Total vs PPM de la prueba N°3.....	80
Gráfico 3.2.6: % Agua Total vs PPM de la prueba N°4.....	81
Gráfico 3.2.7: % Agua Total vs PPM de la prueba N°5.....	83
Gráfico 3.2.8: % Agua Total vs PPM de la prueba N°6.....	84
Gráfico 3.2.9: % Agua Total vs PPM de la prueba N°7.....	86
Gráfico 3.2.10: % Agua Total vs PPM de la prueba N°8.....	87
Gráfico 3.2.11: % Agua Total vs PPM de la prueba N°9.....	89

Gráfico 3.2.12: % Agua Total vs PPM de la prueba N°10.....	90
Gráfico 3.2.13: % Agua Total vs PPM de la prueba N°11.....	92
Gráfico 3.2.14: % Agua Total vs PPM de la prueba N°12.....	93
Gráfico 3.2.15: % Agua Total vs PPM de la prueba N°1.....	95
Gráfico 3.2.16: % Agua Total vs PPM de la prueba N°1.....	95
Gráfico 3.2.17: % Agua Total vs PPM de la prueba N°2.....	97
Gráfico 3.2.18: % Agua Total vs PPM de la prueba N°3.....	99
Gráfico 3.2.19: % Agua Total vs PPM de la prueba N°4.....	100
Gráfico 3.2.20: % Agua Total vs PPM de la prueba N°5.....	102
Gráfico 3.2.21: % Agua Total vs PPM de la prueba N°6.....	103
Gráfico 3.2.22: % Agua Total vs PPM de la prueba N°7.....	105
Gráfico 3.2.23: % Agua Total vs PPM de la prueba N°8.....	106
Gráfico 3.2.24: % Agua Total vs PPM de la prueba N°9.....	108
Gráfico 3.2.25: % Agua Total vs PPM de la prueba N°10.....	109
Gráfico 3.2.26: % Agua Total vs PPM de la prueba N°11.....	111
Gráfico 3.2.27: % Agua Total vs PPM de la prueba N°12.....	112

INDICE DE TABLAS

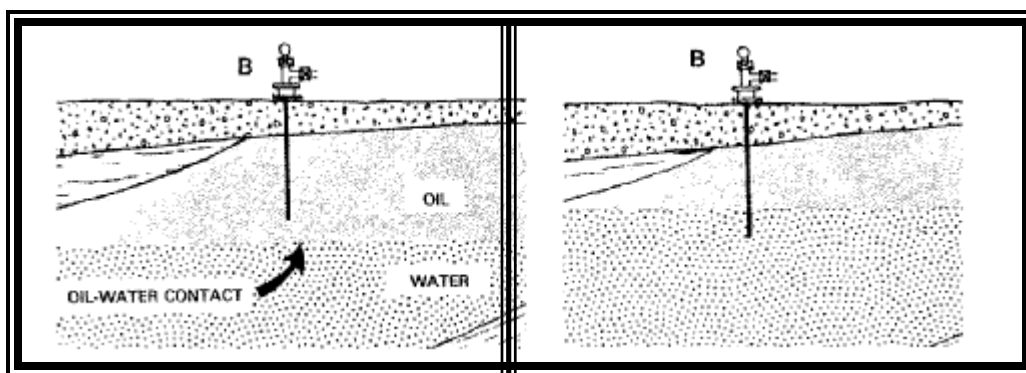
Tabla 3.2.1: % Agua Total vs PPM del producto del sistema.....	73
Tabla 3.2.2: % Agua Total vs PPM de la prueba N°1.....	75
Tabla 3.2.3: % Agua Total vs PPM de la prueba N°2.....	77
Tabla 3.2.4: % Agua Total vs PPM de la prueba N°3.....	79
Tabla 3.2.5: % Agua Total vs PPM de la prueba N°4.....	79
Tabla 3.2.6: % Agua Total vs PPM de la prueba N°5.....	82
Tabla 3.2.7: % Agua Total vs PPM de la prueba N°6.....	82
Tabla 3.2.8: % Agua Total vs PPM de la prueba N°7.....	85
Tabla 3.2.9: % Agua Total vs PPM de la prueba N°8.....	85
Tabla 3.2.10: % Agua Total vs PPM de la prueba N°9.....	88
Tabla 3.2.11: % Agua Total vs PPM de la prueba N°10.....	88
Tabla 3.2.12: % Agua Total vs PPM de la prueba N°11.....	91
Tabla 3.2.13: % Agua Total vs PPM de la prueba N°12.....	91
Tabla 3.2.14: % Agua Total vs PPM de la prueba N°1.....	94
Tabla 3.2.15: % Agua Total vs PPM de la prueba N°2.....	96
Tabla 3.2.16: % Agua Total vs PPM de la prueba N°3.....	98
Tabla 3.2.17: % Agua Total vs PPM de la prueba N°4.....	98
Tabla 3.2.18: % Agua Total vs PPM de la prueba N°5.....	101
Tabla 3.2.19: % Agua Total vs PPM de la prueba N°6.....	101
Tabla 3.2.20: % Agua Total vs PPM de la prueba N°7.....	104
Tabla 3.2.21: % Agua Total vs PPM de la prueba N°8.....	104
Tabla 3.2.22: % Agua Total vs PPM de la prueba N°9.....	107
Tabla 3.2.23: % Agua Total vs PPM de la prueba N°10.....	107
Tabla 3.2.24: % Agua Total vs PPM de la prueba N°11.....	110
Tabla 3.2.25: % Agua Total vs PPM de la prueba N°12.....	110

NOMENCLATURA

V	Velocidad de la caída de la fase dispersa.
r	Radio de la fase dispersa (gotas de agua).
g	Constante de aceleración de gravedad.
ρ_w	Densidad de la fase dispersa (agua).
ρ_o	Densidad de la fase continua (petróleo).
μ_o	Viscosidad de la fase continua (petróleo) a la temperatura de asentamiento
ppm	Partes por millón.
%A&S	Porcentaje de Agua y Sedimentos
BPD	Barriles por día
%BS	Porcentaje de emulsión
Bs	Bolívares
MM	Millones
GPD	Galones por día
Prod	Producto
Tol	Porcentaje de Agua Total
CA	Calidad del agua
CI	Calidad de la interfase
AC	Corriente alterna
DC	Corriente inducida
ml	Mililitro
gal	Galones
D	Días

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo de un yacimiento viene generalmente acompañada por agua, cuya cantidad y grado de salinidad depende de la edad del yacimiento. Por regla general, mientras más viejo es el yacimiento productor, mayor será la cantidad de agua asociada al crudo. En Venezuela, contamos con una gran variedad de crudos de diversos yacimientos que pueden tener contenidos de agua que van desde 1% como es el caso del crudo Furrial (Edo. Monagas), hasta 80% como en el caso del crudo Guafita (Edo. Apure).



El agua asociada al crudo se puede presentar en forma libre y emulsionada. La primera es normalmente separada por gravedad en equipos conocidos como Separadores de Agua Libre (Free Water Knock Out); mientras que el agua emulsionada requiere de un tratamiento químico capaz de romper la emulsión para luego efectuar la separación por gravedad y así garantizar petróleo crudo en especificación para la venta.

En la emulsión de agua en crudo, o emulsión natural, el agua se encuentra dispersa en gotas

muy pequeñas (fase dispersa) en la masa de crudo (fase continua). Este tipo de emulsión comprende aproximadamente el 99% de las emulsiones encontradas en las operaciones de producción de crudo.

Es importante destacar que existen dos factores que determinan la cantidad y que tan estable es la emulsión de agua/petróleo en el crudo producido. Ellos son:

1. La cantidad de energía impartida a la mezcla agua / crudo.
2. La presencia de agentes emulsificantes en el crudo mismo.

En cuanto al primero, una gran cantidad de energía es impartida a la mezcla agua/petróleo a su paso a través de válvulas, bombas, codos, desgasificadores y demás instalaciones de superficie donde sea sometida a una agitación intensa. Con respecto al segundo punto, el crudo contiene ciertos compuestos e impurezas tales como: asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos e impurezas como la arenas, arcillas, etc., que tienen actividad interfacial y que son los encargados de estabilizar las emulsiones de agua en crudo. Una vez formada y estabilizada la emulsión, ésta puede ser rota mediante la acción de un agente químico desemulsificante que pueda contrarrestar la acción interfacial de los compuestos antes mencionados.

Se considera un buen agente desemulsificante, aquél que utilizado en bajas dosis es capaz de: contrarrestar la acción del agente emulsificante (romper la emulsión), promover la coalescencia (aglomeración) de las pequeñas gotas de agua dispersas en el crudo y acelerar

el proceso de separación del crudo y el agua de acuerdo al principio de gravedad diferencial, es decir, la diferencia de peso entre el crudo y el agua.

El contenido de agua asociada en un crudo debe ser reducido al mínimo ya que el petróleo crudo es comprado y vendido en base a su gravedad API, siendo los crudos livianos (alta gravedad API) los más caros y los pesados y extrapesados (baja gravedad API) los más económicos. Por otra parte, si un crudo emulsionado es transferido a través de un oleoducto, el volumen de agua asociada le restaría una capacidad significativa de transporte al mismo. Por último, si el crudo emulsionado ingresa a una refinería, el crudo no puede ser ingresado a las torres con un porcentaje mayor al 1% de agua debido a que la expansión de vapor de agua dañaría la torre; y las sales disueltas en el agua asociada terminarían convirtiéndose en un ácido, como ejemplo el ácido clorhídrico (HCl), el cual atacaría el tren de condensadores de los sistemas de cabecera de las torres de destilación ocasionando severos problemas de corrosión.

Adicionalmente, bajo la modalidad de los convenios operativos suscritos entre las empresas exportadoras transnacionales y PDVSA, las primeras deben pagar una multa de 0.5-1.0 \$/B de crudo con un contenido de agua por encima de la especificación.

En este estudio se persigue realizar las evaluaciones de laboratorio que permitan identificar un agente desemulsificante para la Unidad Colón (Edo. Zulia) que sea técnica y económicamente superior al actualmente utilizado en ese sistema.

La Unidad Colón, bajo la responsabilidad operativa del CONSORCIO TECPETROL COPAREX CMS, OIL AND GAS, está constituida por los campos Rosario, Manueles, Las Cruces, La Palma y West Tarra, para una producción bruta total de 53 MBPD. Estos crudos son transportados vía oleoducto previo tratamiento químico en sus campos respectivos, hasta la Estación de Flujo La Colina (Casigua El Cubo) para el reposo correspondiente. Desde la Estación de Flujo son transferidos al sistema PDVSA una vez en especificación.

El petróleo crudo producido en la Unidad Colón tiene un alto porcentaje de agua asociada (BSW) que oscila entre 55 y 70%, de allí la necesidad de su deshidratación eficiente hasta niveles por debajo de 1% de manera que pueda ser comercializado en el mercado petrolero al precio más conveniente.

A pesar que actualmente, el crudo proveniente de la Unidad Colón es deshidratado con la ayuda de un agente desemulsificante, el desarrollo evolutivo de la tecnología en este campo, aunado a la tendencia mundial de reducir costos, obligan a las empresas explotadoras de los yacimientos a abrir sus campos con cierta frecuencia en la búsqueda de alternativas de tratamiento más eficientes y económicos. Es por esta razón que el Consorcio Tecpetrol Coparex CMS, Oil and Gas, ha invitado a OILCHEM SERVICIOS, S.A., para que se aboque a la selección de un producto desemulsificante capaz de superar al actualmente utilizado.

En este trabajo se presentarán 6 secciones. En la primera sección se explican los conceptos básicos que se utilizan a lo largo del trabajo, relacionados con las emulsiones y los agentes

desemulsificantes. En la segunda sección se encuentran las especificaciones para realizar el procedimiento, a través de una metodología. En la tercera sección se presentan los datos, resultados de las pruebas y el proceso de selección por el método seguido. En la cuarta, el análisis de los resultados obtenidos. La quinta contiene las conclusiones de este proyecto y en la sexta sección las recomendaciones para estudios posteriores.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. NATURALEZA DE LAS EMULSIONES

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles mutuamente, o sea, dos líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales, uno de los cuales está disperso como gotas en el otro, y su estabilizador es un agente emulsificante. Las gotas dispersas son conocidas como la fase interna, el líquido que rodea a estas gotas es la fase continua o externa. El agente emulsificante, generalmente se presenta en forma de una membrana envolvente y su función es separar la fase interna de la fase continua en la mezcla.

Según Urbaez (1987), p. 6; las emulsiones de petróleo y agua pueden ocurrir de cuatro formas diferentes:

- **“Agua en petróleo:** consiste en que en la fase continua (petróleo) existen gotas de agua (fase dispersa) inmersas en ella. Este tipo de emulsión comprende el mayor porcentaje de las emulsiones presentes en la Industria Petrolera. Por esta razón también se le conoce como emulsión “natural”. El contenido de agua en un campo de producción puede variar entre 1% y 80% en Venezuela, como es el caso del crudo Furrial (Estado Monagas) y del crudo Guafita (Estado Apure), respectivamente.
- **Petróleo en agua:** este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo dispersas en una fase continua de agua. También se le conoce como emulsión “inversa” o “reversa” por estar constituida de manera opuesta a la

emulsión “natural”. Con excepción de la orimulsión que es inversa, pero el agua (fase continua) tiene porcentaje volumétrico menor que el del crudo (fase dispersa) Este tipo de emulsión ocurre en aproximadamente el 1% de las emulsiones producidas en la Industria Petrolera.

- **Petróleo en agua en petróleo:** este tipo de emulsión raramente es encontrada en la producción de petróleo. En las áreas donde se encuentra, el petróleo es de alta viscosidad y gravedad específica ó el agua es relativamente blanda y fresca. La forma de este tipo de emulsión es hasta cierto punto muy compleja. Las gotas de petróleo están dispersas en gotas más grandes de agua las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de petróleo.

- **Agua en petróleo en agua:** este tipo de emulsión no ha sido encontrada en la producción de petróleo, aunque experimentalmente puede prepararse. En estructura es exactamente el reverso del tipo petróleo-agua-petróleo. Las gotas de agua están dispersas en gotas más grandes de petróleo las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de agua. Este tipo de emulsión se trata de la misma manera que la emulsión agua en petróleo, pero los residuos de agua que se asientan pueden contener la mayor parte del contenido original del petróleo en gotas, por lo tanto es necesario un tratamiento posterior como si fuera una emulsión de petróleo en agua.”

También Urbaez (1987), p.7 ; asegura que:

“El método más simple para identificar el tipo de emulsión es por medio del uso del microscopio. Se obtiene una muestra de la emulsión y se coloca en el microscopio, luego una pequeña cantidad, bien sea de petróleo o de agua es agregada a la muestra. El líquido que sea miscible con la emulsión representa la fase continua. Bajo un microscopio, las gotas individuales son claramente visibles, por lo tanto, por medio de la prueba explicada y la aparición de gotas, el tipo de una emulsión compleja puede ser también identificada.”

1.2. FORMACIÓN DE LAS EMULSIONES

“Básicamente existen tres componentes en una emulsión agua-petróleo: el agua presente en gotas dispersas (fase interna); el petróleo presente como fase continua (fase externa) y el agente emulsificante que estabiliza la dispersión” [*Bansbach, 1970 en Brito, 1990, p.10*]. Con la sola presencia de ellos no se forma la emulsión, existen entonces tres condiciones que son necesarias para la formación de una emulsión estable, es decir, una emulsión que no se romperá sin alguna forma de tratamiento:

- Los líquidos (agua y petróleo) deben ser inmiscibles entre sí.
- Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas en el otro líquido.

Las emulsiones no se forman espontáneamente, por lo tanto, hay que generar cierto trabajo en el sistema, este trabajo es producido por la turbulencia o agitación que ocurre en el movimiento de los fluidos por el paso a través de bombas, cambios de diámetro (chokes) o cualquier vía sujeta a severa agitación o presión. Por ejemplo, en un pozo que produce por flujo natural, esta

turbulencia o agitación puede ser dada por el paso del flujo a través de la línea de transporte, conexiones del cabezal, estranguladores. En pozos de bombeo, lo ya antes expuesto más la agitación producida por la bomba es más que suficiente para la formación de la emulsión.

- “La presencia de un agente emulsificante, que puede ser uno o combinación de materiales surfactantes como los asfaltenos (un término general aplicado a la amplia variedad de compuestos de alto peso molecular que contienen sulfuro, nitrógeno, oxígeno, metales) resinas, ácidos orgánicos, arcillas, parafinas y muchas otras”. [*Petrolite, 1983, p19*]. Como las moléculas de petróleo son las que prevalecen, estos materiales serán poco atraídos por el cuerpo interno del petróleo y migrarán a la interfase agua-petróleo. Similarmente las impurezas del agua también migrarán. Estos agentes emulsificantes tienen una atracción mutua la cual resulta en una membrana elástica formada alrededor de las gotas, previniendo que las gotas de agua se unan y decanten por gravedad.

El agente emulsificante es algún compuesto orgánico ó inorgánico que se encuentra presente en el petróleo crudo y que estabiliza la fase dispersa al formar una membrana o película elástica y fuerte que envuelve la superficie de las gotas. Esta membrana es gruesa y puede ser fácilmente visible en un microscopio. Su presencia hace difícil la coagulación de las gotas. Cuando estas gotas chocan entre sí, la elasticidad de la membrana actúa como pelota elástica o algunas veces se rompe formando partículas más pequeñas. Aunque esta acción repelente puede ser causada por otra razón, se ha comprobado que es debido más que todo a las propiedades elásticas de la membrana protectora que se forma por la acción del agente emulsificante. Es por esta razón que en cualquier sistema del tratamiento el objetivo principal es el de destruir esta membrana protectora, lo cual puede conseguirse si se neutraliza la acción del agente emulsificante. Si esto se

consigue, las gotas serán capaces de coagular en partículas lo suficientemente grandes de manera que puedan separarse del petróleo por la acción de la gravedad.

Los tipos de agentes emulsificantes pueden ser subdivididos de acuerdo a su solubilidad en la fase continua. Entre los agentes emulsificantes sólidos (no solubles) se tienen:

- Sílice
- Negro de Humo
- Arcilla

Entre los solubles se puede contar con:

- Surfactantes de Sodio
- Calcio
- Surfactantes de Magnesio
- Asfalto
- Bitúmenes

Adicionalmente, ciertas sustancias hidrofílicas como la goma (sustancia viscosa soluble en agua), que no se encuentran con el crudo pero que pueden ser tomados en el equipo de superficie, pueden actuar como agentes emulsificantes. “El agente emulsificante se adhiere a los glóbulos por absorción y posiblemente por atracción iónica” [*Urbaez, 1987, p. 9*].

Además se puede decir que, el tipo de agente emulsificante que es absorbido en la interfase petróleo-agua determinará el tipo de emulsión que se formará. Para agentes emulsificantes

sólidos, el líquido que moja al agente será el líquido que formará la fase continua de la emulsión. Para los agentes solubles, la fase líquida de mayor solubilidad para el agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.

Estos fenómenos son un efecto de la tensión superficial que existe entre el agente y el petróleo y, el agente y el agua. Por ejemplo, si el agente es mojado o absorbido por el petróleo, la tensión superficial entre el petróleo y el agente en la interfase será más baja y el petróleo se convertirá en a fase continua. Como la tensión interfacial entre el agua y el agente emulsificante será más alta que la anterior descrita, el agua se agrupará en gotas.

Los emulsificantes de surfactantes están formados por una cadena muy larga de hidrocarburos y un grupo polar. El grupo polar es atraído por el agua, mientras que, la cadena de hidrocarburos se incorpora por sí misma al petróleo. Aunque solamente surfactantes de sodio y calcio han sido nombrados, surfactantes de cualquier metal alcalino, los surfactantes de metales de alta valencia, como zinc, hierro, aluminio, etc., actúan de manera similar a los surfactantes de calcio en su función emulsificadora.

1.3. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Además de las condiciones nombradas anteriormente para formar la emulsión, necesitamos la presencia de varios factores para poder mantener la estabilidad de la emulsión formada, entre las cuales tenemos:

1.3.1. Tamaño de las gotas.

El tamaño de las gotas dispersas es determinado por el tipo y severidad de agitación. Mientras

más severa sea la agitación en un sistema de producción de petróleo crudo, mayor será la acción cortante que puede ser impartida a la mezcla agua-petróleo, dando como resultado un tamaño de gotas más pequeñas y con ello una emulsión más estable. En una emulsión estable se pueden encontrar diferentes tamaños de gotas, pero el porcentaje de gotas pequeñas es alto [Petrolite,1983].

1.3.2. Tipo de agente emulsificante

Afecta drásticamente a la estabilidad de la emulsión. Se puede contar con varios agentes para actuar bajo condiciones diferentes. Esto es generalmente relacionado a dos funciones: rapidez de migración a la interfase y como actúa en el lugar. Cuando el agua y el petróleo se mezclan, el agente emulsificante puede ser distribuido uniformemente en el petróleo, entonces la emulsión es relativamente inestable. Con el tiempo, el agente en el petróleo migra a la interfase debido a las características tenso-activas. Esta migración, con el tiempo, produce una gruesa y dura película alrededor de las gotas, resultando en una emulsión que es más difícil de romper [Petrolite,1983].

1.3.3. Tipo de petróleo

Los petróleos de base nafténica o asfáltica se emulsificarán con mayor rapidez y permanencia que los de base parafínica, esto se debe a que el asfalto y el bitumen que se encuentran en el petróleo de base nafténica actúan como excelentes agentes emulsificantes. La validez de lo antes dicho puede verse claramente si se compara lo extenso que es este problema en los campos que producen este tipo de petróleo [Urbaez,1987].

1.3.4. Porcentaje de agua

La cantidad de agua presente en una emulsión y el lugar que toma el tiempo de agitaciones

directamente relacionado con la estabilidad de la emulsión. Generalmente, mientras el contenido de agua aumenta, la estabilidad de la emulsión decrece. Esto es referido a la baja concentración de los agentes emulsificantes en la interfase agua-petróleo y el promedio extenso de gotas de agua en el petróleo [*Petrolite, Manual # 109*].

1.3.5. Viscosidad del petróleo crudo

La viscosidad de un líquido es la resistencia que éste presenta a fluir, es decir, a mayor viscosidad mayor resistencia a fluir y viceversa. Un petróleo con alta viscosidad mantendrá en suspensión gotas mucho más grandes que otro de viscosidad baja.

En los crudos pesados la migración de los agentes emulsificantes a la interfase se retarda, es decir, en crudos de alta viscosidad se forman emulsiones estables. Por eso los crudos de alta viscosidad son más difíciles, generalmente, de deshidratar que los de baja viscosidad. [*Urbaez, 1987*].

1.3.6. Densidad

Otro factor que afecta la estabilidad de la emulsión y el tiempo de asentamiento es la densidad relativa del petróleo y el agua. A medida que la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo es mayor, la acción de la gravedad en fase interna se incrementa y es más rápido el tiempo de asentamiento. [*Petrolite, 1983*].

1.3.7. Edad de la emulsión

Las emulsiones se vuelven más estables con el tiempo. Esto se explica porque la adsorción de los

agentes emulsionantes a la superficie de las gotas de agua es, con el correr del tiempo, más completa [*Petroleum Extensión Service, 1990*].

1.3.8. Temperatura

La estabilidad de una emulsión depende de la temperatura, que controla varios efectos. Un incremento en la temperatura tiene tres efectos: primero, la viscosidad del petróleo decrece ayudando así a la fácil coalescencia de las gotas de agua. Segundo, la membrana que rodea a la gota con el agente emulsificante es debilitada o rota debido a la expansión del agua y consigo el decrecimiento de la eficiencia del agente emulsificante, y tercero, la diferencia de densidad de los fluidos agiliza el incremento de tamaño de las gotas de agua [*Petrolite, Manual # 109*].

1.3.9. Residuos de carbón

El efecto de los residuos de carbón en la estabilidad de las emulsiones es comparable al de la viscosidad del petróleo, es decir, entre mayor sea el contenido de residuos de carbón presentes en el petróleo, mayor será su estabilidad y viceversa [*Urbaez, 1987*].

1.3.10. Exposición al aire

Se ha comprobado que las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto es debido a que el oxígeno en el aire va a reaccionar con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esta acción ocurre rápidamente y solo unos pocos segundos de exposición al aire son necesarios para estabilizar la emulsión en alto grado [*Urbaez, 1987*].

1.4. NATURALEZA DE LOS DESEMULSIFICANTES

Los desemulsificantes son materiales surfactantes, los cuales, son similares en naturaleza a los

emulsificantes. Estas son las cuatro principales acciones de un desemulsificante:

1.4.1. Atracción fuerte a la interfase agua-petróleo

El proceso de desemulsificación toma lugar en la interfase agua-petróleo así que el desemulsificante tiene que migrar rápidamente a la interfase para realizar su función. El emulsificante está normalmente concentrado en la interfase y eso crea un obstáculo adicional para el desemulsificante. Un buen desemulsificante debe, por ende, no solamente migrar rápidamente a la interfase, también debe competir con éxito por su posición en este sitio.

1.4.2. Floculación

Cuando un desemulsificante se encuentra con la superficie de una gota de agua, la gota tiene una fuerte atracción hacia otra gota en la misma condición. Por este mecanismo, grandes aglomeraciones de gotas de agua se producen. Esta característica de los desemulsificantes para producir aglomeración de las gotas, normalmente no rompe la continuidad de la membrana del emulsificante.

Si la membrana del emulsificante es débil, este proceso de floculación puede ser causa suficiente para romper la emulsión. De cualquier modo, en la mayoría de las emulsiones es necesario acciones adicionales para la unidad de las gotas de agua para volverse lo suficientemente grande para separarse del volumen de petróleo [*Petrolite, Manual # 109*].

1.4.3. Coalescencia

La ruptura completa de la membrana del emulsificante y la fusión de las gotas se describe como

coalescencia. Debido a la floculación las gotas de agua se acercan continuamente y al final se rompe la membrana del emulsificante resultando en un rápido crecimiento del tamaño de las gotas. Esto es primordial para una rápida separación de agua y un rompimiento completo de la emulsión.

1.4.4. Humectabilidad de los sólidos

En muchos crudos los sólidos tales como sedimentos, sulfuro de hierro, arcillas, los sólidos del lodo de perforación y parafinas, complican el proceso de desemulsificación. Ellos tienden a reunirse en la interfase y contribuir significativamente a la estabilidad de la emulsión. Algunas veces dichos sólidos son los materiales primarios estabilizantes y es necesario removerlos para realizar satisfactoriamente el rompimiento de la emulsión. Para removerlos de la interfase, estos sólidos pueden ser dispersados en el petróleo o ellos pueden ser humectados con agua y removerlos con esta. Si son dispersados en el petróleo, la emulsión puede ser rota, pero los sólidos pueden permanecer precipitados como un contaminante en el petróleo. Generalmente es más deseable para remover sólidos inorgánicos humectarlos con agua. La parafina y otros sólidos orgánicos son una excepción, estos pueden ser recobrados en el proceso de refinación, por eso es considerable mantener dichos materiales dispersos en el petróleo para transportarlos hasta la refinería.

Un mecanismo similar prevalece en cualquier otro petróleo o en sólidos humectados, pero el tratamiento será diferente. En ambos casos, cada gota de desmulsificante tiene un fin, que es atacar fuertemente a los sólidos, por lo tanto, formar una envoltura encima. El otro fin de las gotas es que las partículas de sólido suspendidas dentro del líquido se atraigan fuertemente hacia

el agua o el petróleo.

1.5. MÉTODOS DE TRATAMIENTO

En una emulsión de agua en petróleo existen dos fuerzas que se oponen constantemente:

- La tensión superficial o interfacial, que permite que las gotas pequeñas formen gotas mayores, las cuales cuando están suficientemente grandes asientan por gravedad.
- La membrana del agente emulsificante que rodea al agua tiende a evitar la unión de las gotas pequeñas y aún en el choque de dos gotas pequeñas tiende a quedar entre ellas de manera que no pueda formarse una gota más grande.

Como se observa, la única alternativa que queda es la de romper la membrana del agente emulsificante que está poniendo aquellas dos fuerzas en antagonismo. Con este fin, tres métodos generales de tratamiento se usan actualmente, uno en mayor ó menor grado que otros de acuerdo al carácter de las emulsiones, tipo de crudo tratado, y por último la técnica del operador. Según Urbaez (1987), dichos métodos son:

- Método Mecánico
- Método Químico
- Método Eléctrico

1.5.1. Método mecánico.

Esta forma de tratamiento es usada en combinación con los métodos químicos y eléctricos, es decir, como un tratamiento previo al uso de los dos métodos o combinación con ellos. En los

casos de emulsiones muy inestables, la sola aplicación de calor puede en algunos casos, producir un rápido rompimiento de la emulsión, pero en la gran mayoría de los casos, el tratamiento químico o eléctrico es necesario, a menos que la temperatura usada se acerque al punto de ebullición del agua, por la desventaja de pérdida de petróleo liviano. Los siguientes procesos ayudan a este método:

1.5.1.1. Aplicación de calor

La aplicación del calor por sí sola, no rompe la emulsión y es sólo un proceso auxiliar para acelerar la separación. Sin embargo, cualquier emulsión puede romperse aplicando calor hasta una temperatura igual a la del punto de ebullición del agua, ya que una vez se alcance esa temperatura, las gotas de agua se evaporan y por lo tanto la membrana protectora se rompe. La aplicación de calor a tan alta temperatura tiene muchas desventajas por la cual en la práctica, no se opera en esos niveles. Entre las desventajas se puede enumerar:

- El calentamiento excesivo, puede causar pérdidas de los hidrocarburos más livianos y volátiles del petróleo, resultando una pérdida tanto en volumen como en gravedad API para el productor.
- Alto costo debido a la gran cantidad de combustible usado.
- Mayor desgaste en el equipo.

En general se concluye que no es ventajoso aplicar muy altas temperaturas y por lo tanto, el operador debe conformarse con obtener los siguientes resultados por medio de aplicación de calor:

- Reducir la viscosidad para ayudar el asentamiento.
- Afectar la tensión interfacial que hay entre el petróleo y el agua.

1.5.1.2. Centrifugación

Este proceso para romper la emulsión de agua en petróleo fue en el pasado bastante usado pero en el presente ha sido relegado a los laboratorios. La centrifugación de las emulsiones produce las mismas fuerzas que produce ordinariamente el asentamiento por gravedad. Por medio de la centrífuga, la fuerza de gravedad es acelerada muchas veces y la separación del petróleo-agua, ocurre en un período más corto.

La eficiencia de la separación por medio de la centrifugadora depende directamente de las densidades de los líquidos. Si los líquidos tienen diferentes densidades, ocurre una separación rápida y limpia; pero con las emulsiones normales de petróleo-agua, ocurre alto arrastre del petróleo por el agua, entonces para asegurar una separación rápida, la viscosidad de la emulsión es reducida por medio del calor.

Aunque el método de la centrífuga es un proceso rápido y fácil de adaptar, el costo inicial del equipo es alto. Por esta razón este método prácticamente ha dejado de existir en la escala comercial de tratamiento de emulsiones.

1.5.1.3. Separación por gravedad o asentamiento

Este proceso mecánico para tratar una emulsión no es más que el de un simple asentamiento por lo cual se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua, en virtud de sus diferencias en densidades.

El asentamiento ó separación por gravedad puede ser efectivo únicamente cuando la emulsión ha sido rota previamente por medio de algún otro tipo de tratamiento. Si la membrana protectora y las cargas eléctricas estabilizadoras de las gotas no son neutralizadas previamente, cualquier asentamiento que ocurra será tan lento que no será práctico su uso. Como se ha dicho, la velocidad de asentamiento está altamente influenciada por la viscosidad del petróleo y es por esta razón que la emulsión, en algunos casos, se calienta antes de colocarse en los tanques de asentamiento.

Para que el asentamiento ocurra a mayor velocidad, es muy importante que la emulsión, una vez en el tanque u otro equipo decantador, esté en un estado de absoluta tranquilidad, de tal manera que no ocurra ninguna liberación de gas en el equipo decantador que redunde en turbulencia o agitación. Para evitar al máximo la agitación, en algunos diseños, la emulsión que entra en el equipo decantador es pasada a través de un colchón de agua. Este colchón de agua ayuda a coagular las gotas de agua dispersas en la emulsión y sirve a la vez como igualador de temperatura, debido a que cualquier mala distribución del calor puede causar corrientes que agiten la mezcla y por lo tanto eviten la separación.

En general, el tiempo total de asentamiento necesario para la separación de la emulsión, depende de variables como: viscosidad del petróleo, densidades tanto del agua como del petróleo, cantidad de agitación en el equipo de decantación, velocidad del fluido que entra en el equipo y tamaño de las partículas de agua.

1.5.2. Método químico

En el tratamiento químico de las emulsiones, la desemulsificación es obtenida introduciendo una sustancia que contrarreste el efecto del agente emulsificante en los casos que la emulsión está estabilizada por una membrana protectora; ó introduciendo un producto desemulsificante que neutralice las cargas de las gotas si la emulsión está estabilizada por las atracciones eléctricas.

Para contrarrestar la acción del agente emulsificante se introduce un producto desemulsificante en el petróleo para que se una en la emulsión con el agente y que no tenga ninguna propiedad emulsificante, si no todo lo contrario, desemulsificante.

En los comienzos de la Industria Petrolera, éste método era una operación al azar y cada estación se manejaba de una manera diferente. Muchos supervisores dependían de los operadores de campo para tratar al petróleo y no hacían un esfuerzo para investigar las posibilidades de usar sustancias químicas para tratar las emulsiones. Durante este período se usaban diversos productos químicos como auxiliares en el tratamiento, tales como lejía, ácido clorhídrico y jabones en polvo cuyo efecto provechoso fue hallado al tanteo.

Tras estos comienzos, se formaron las compañías de reactivos y hoy día existen numerosas empresas que se dedican a la manufactura y venta de compuestos para separar las emulsiones. Algunas compañías tienen laboratorios de investigación y personal de ingenieros de campo para ayudar al productor en la selección adecuada de las sustancias y otros materiales para su aplicación en tratamientos en el campo.

1.5.2.1. Puntos de aplicación de productos químicos

Después que el compuesto químico se ha introducido por la línea de flujo, deberá haber suficiente agitación para que la sustancia se ponga en contacto con cada gota de agua suspendida en el petróleo y neutralice la película del agente emulsificante que la rodea. De allí que la distribución adecuada del producto en el cuerpo de la emulsión viene a constituir un factor de importancia en todo punto de deshidratación.

Hay casos en que el compuesto químico se agrega directamente en el cabezal del pozo. Esto puede hacer que el petróleo y el agua se separen en el cabezal del pozo y fluyan en estado libre hacia el separador, donde puede ocurrir una agitación violenta, dando origen a una nueva emulsión del petróleo y agua, pudiendo permanecer emulsificada si todo el producto químico ya ha sido consumido. Esto no es muy probable, pero si puede ser posible si el agente emulsificante, por ejemplo en forma de sulfuro de hierro, ya que generalmente se encuentra en las tuberías que es formado a causa de la corrosión y es recogido por el petróleo en la línea de flujo. Un exceso insignificante del compuesto químico en el punto de inyección puede evitar esta situación.

Muchos productores de la industria petrolera creen justificable una investigación cuidadosa y una gran cantidad de experimentos antes de la colocación final de la bomba inyectora de productos químicos. No se le considera factible determinar de otra manera la ubicación apropiada para dicha bomba en un campo dado. Excepto en casos especiales, muchos operadores acostumbran colocar la bomba química en el múltiple de distribución o en el separador. Estos casos incluyen tales situaciones como tratamiento en el pozo, e inyección corriente arriba del estrangulador para evitar la emulsión. En caso de que un pozo produzca petróleo limpio, a menudo, la bomba

dosificadora de producto desmulsificantes se coloca en la línea de flujo del pozo productor de emulsión.

En instalaciones de producción que operan continuamente, los compuestos químicos deben aplicarse a la emulsión tan pronto se producen. Eso se lleva a cabo por lo general por medio de bombas dosificadoras. La solución es forzada dentro de la línea de flujo por una bomba de desplazamiento positivo, la cual es accionada de diferentes maneras. El mecanismo motriz puede ser del tipo eléctrico, mecánico o neumático.

Los cambios de temperatura afectan el tratamiento de algunas emulsiones más que el de otras. En la mayoría de los casos se necesita una cantidad menor de compuesto para el tratamiento de una emulsión caliente que el de una fría. Esta relación se aplica a casi todas las temperaturas que se encuentran en los tratamientos en el campo, pero a temperaturas elevadas las pérdidas de gravedad y volumen sobrepasan el ahorro en la cantidad de compuestos químicos usados para romper las emulsiones.

Suponiendo que se haya seleccionado un compuesto químico efectivo, la relación entre la cantidad de éste y el período de asentamiento requerido para la separación del petróleo y el agua de una emulsión es probablemente, la relación menos comprendida universalmente en los procedimientos usados para el tratamiento. La cantidad y el tipo del compuesto tienen un efecto definido en el grado de desintegración, pero no en el período de asentamiento requerido para separar el petróleo y el agua después que la emulsión ha sido separada. Si se lleva agua libre a los tanques de almacenamiento desde los tanques de asentamiento o equipo similar, el aumento de

componentes en el sistema de tratamiento casi nunca remediará la situación.

Tal situación indica que el sistema es inadecuado para el volumen de producción manejado. Hay varios remedios comunes que se pueden poner en práctica para obviar la necesidad de ampliar la planta con frecuencia, por medio de ensayos químicos puede descubrirse un producto que actúe más rápidamente.

Si la temperatura puede aumentarse sin causar excesivas pérdidas por evaporación, ello puede acelerar la ruptura de la emulsión, así como facilitar y apresurar el asentamiento debido a la disminución de las viscosidades.

Se puede inyectar el compuesto químico en la emulsión de petróleo crudo en cualquier punto, desde el fondo de pozo hasta el tanque de almacenaje. El tratamiento químico del petróleo se compone, en general, en tres clases:

- Tratamiento en el pozo
- Tratamiento en las líneas
- Tratamiento por intervalos.

La diferencia básica entre los tres métodos está relacionada al punto de aplicación del compuesto y a la naturaleza misma del problema que se pretende solucionar.

En el primer tipo, el método del fondo del pozo, los reactivos químicos se agregan a la emulsión en el pozo; a veces en el fondo del mismo. En el segundo tipo, el compuesto de químico se

agrega después que la emulsión ha llegado al cabezal del pozo. A veces se inyecta antes de llegar al estrangulador, otras veces después que la emulsión ha pasado por el estrangulador, usualmente antes de llegar al separador y al calentador. En el tratamiento por intervalos, el reactivo se agrega a la emulsión cuando ya está en los tanques. Allí se agrega el compuesto, se agita con la emulsión, a veces se calienta y luego se le da tiempo a que se asiente.

El método de tratamiento en el fondo del pozo y el de la línea de flujo son los más usados, ya que la mayoría de las plantas de tratamiento se diseñan para la operación continua en vez del tratamiento por intervalos.

1.5.3. Método eléctrico:

Este método emplea un campo eléctrico para separar la emulsión. El procedimiento es rápido y efectivo pero la inversión inicial es más elevada que en los métodos descritos anteriormente.

Las partículas suspendidas en un medio de baja constante dieléctrica se atraen a sí mismas cuando se encuentran bajo la acción de un campo eléctrico DC ó AC. El mecanismo de atracción de las gotas es complicado y no se conocen todos los fenómenos que se producen en el momento de la fusión de las gotas.

Algunos experimentos indican que una gota sometida a la acción de un campo eléctrico adquiere por inducción cargas opuestas en dos extremos a esto se le llama polarización. Al encontrarse dos gotas en estas condiciones, se atraen y se unen, esta fusión es instantánea.

El tratamiento químico-eléctrico es una variedad del eléctrico, descrito antes. Algunas veces la

estabilidad de la emulsión es tal que la aplicación del tratamiento eléctrico no es suficiente. En estos casos se utiliza una pequeña cantidad de desemulsificante cuyo efecto se magnifica en presencia del campo eléctrico.

Este método tiene un costo inicial relativamente alto pero en su uso se ha extendido mucho en los últimos años debido a los grandes ahorros que se obtienen al mantenerse la gravedad de los crudos que se tratan.

1.6. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Hay tantos factores que determinan las propiedades del petróleo emulsionado que no existen dos emulsiones exactamente iguales y cada caso tiene un comportamiento diferente ante los sistemas convencionales de tratamiento.

El análisis de este problema con miras a escoger un sistema o planta de tratamiento efectivo y económico debe ser hecho a la luz de ciertos principios fundamentales que se verán a continuación pero siempre teniendo en cuenta que cada caso, por ser diferente, debe ser estudiado por separado. Esencialmente, hay tres puntos comunes en todos estos procesos:

- Agitación: para dar movimiento a las gotas de la fase dispersa obligándolas a chocar entre sí
- Coalescencia de las gotas formando otras más grandes.
- Sedimentación: cuando las gotas adquieren suficiente tamaño se precipitan por acción de la fuerza de gravedad.

Estos pasos fundamentales se agilizan a menudo con el empleo por separado o combinado de

equipos mecánicos, calor, productos químicos (desemulsificantes) o campo eléctrico.

Antes de determinar el tamaño, tipo de planta y diseño, se deben considerar los siguientes datos:

- Producción actual y futura
- Porcentaje de agua en el petróleo
- Gravedad y viscosidad del crudo
- Contenido de parafina
- Relación gas-petróleo
- Presión y temperatura de fondo y cabezal de los pozos
- Análisis cuantitativo del agua que se produce con el crudo
- Contenido de H₂S del gas y el petróleo
- Tipo de emulsión. Estudio de muestras en el laboratorio
- Tendencia a la formación de espuma
- Método de producción. Flujo natural, balancines, etc.
- Variaciones de temperatura ambiental
- Abastecimiento de gas o energía eléctrica
- Mantenimiento
- Topografía del terreno.

Según la compañía Petrolite, en su Manual N° 109, p. 11:

“Existen diferentes tipos de sistemas de producción en uso en todo el mundo.

La variedad se extiende desde una unidad de operación de pequeñas bombas, para una producción tal vez de 5 a 50 barriles de petróleo por día por cada pozo, hasta grandes instalaciones donde se producen 10.000 o más barriles de petróleo por día por cada pozo productor.

El gas asociado y el equipo de separación de agua varían como consecuencia de lo antes expuesto. En campos de baja producción, el sistema como preferencia para la separación de gas se ejecuta por un tratamiento en tanques pequeños de asentamiento. El tiempo de retención tiende a ser largo (por encima de las 24 horas). En las grandes industrias que producen continuamente el sistema que implica separadores de gas, posiblemente de tres fases, y recipientes horizontales en el cual el tiempo de retención puede ser muy corto (de 2 minutos a 1 hora). Esto es cierto para instalaciones costafuera donde el espacio apremia.”

Por supuesto que esto describe solamente dos extremos de las facilidades de la producción de petróleo. Existen muchos campos petroleros en los que se pueden encontrar una combinación de recipientes de separación, tanques de separación y deshidratadores eléctricos al mismo tiempo.

Un sistema de tratamiento empleará uno o más recipientes en el proceso, además de bombas, tuberías y válvulas. Cada sistema de tratamiento será único. Cada tipo de recipientes del proceso tiene diferentes características de operación, cuando la selección de química es una consideración importante”. Ejemplo de un sistema simple se presenta en el apéndice 1, Figura 1.

El tipo de desemulsificante requerido para un costo óptimo y tratamiento efectivo debe estar acompañado de un sistema de tratamiento exitoso. Estos son algunos de los diferentes equipos del sistema de tratamiento en uso por todo el mundo para tratar las emulsiones que se producen:

1.6.1. Separador de agua libre

Mucho de los separadores de agua libre usados en el campo han sido diseñados para aplicaciones específicas. En general, estos equipos tienen que ser usados para separar el petróleo producido por un pozo o varios pozos del agua. Grandes unidades de este tipo pueden ser encontradas en donde un número considerable de pozos están conectados a través de un múltiple hacia un mismo separador. En cada caso, su función es remover los volúmenes excesivos de agua libre antes que llegue a la planta de tratamiento. Los separadores de agua libre son generalmente usados en los sistemas que tengan alta relación agua-petróleo. Un separador de gas puede ser colocado en la sección de arriba del separador [*Petroleum Extensión Service, 1990*].

Las aplicaciones específicas y requerimientos para cumplir lo esperado, pueden variar y tienen que ser determinados para cada lugar. En algunas áreas, la cantidad de agua y sedimentos que permite el separador es insignificante siempre y cuando la planta de tratamiento esté operando efectivamente. Otros campos pueden tener requerimientos tan bajos como las tuberías de petróleo lo requieran. La inyección del tratamiento puede ser aplicada adelante o atrás del separador de agua libre. Generalmente, se inyecta delante del separador para asistir a la remoción del agua [*Petrolite, Manual # 109*]. Ver apéndice 1, Figura 2.

1.6.2. Separador de gas

Los separadores de gas horizontales y verticales proveen un gran potencial de agitación. La

evolución del gas en el mismo crea una turbulencia y agitación que puede ser eventualmente grande, dependiendo del diseño del separador. Más allá de la eficiencia de remoción del gas en estos equipos, la indeseada agitación, algunas veces, es observada en los equipos de tratamiento aguas abajo. El uso de antiespumantes es de gran ayuda en la remoción del gas [*Petrolite, Manual # 109*].

1.6.3. Tanque de asentamiento

En un tanque de asentamiento, los tiempos de retención son bastantes largos. En estos tanques la velocidad no es, generalmente, importante toda vez que el producto desmulsificante puede continuar actuando sobre un tiempo relativamente largo. Se deben tomar precauciones cuando la producción se incrementa, en la reducción del tiempo de retención de un sistema en el tanque de asentamiento, ya que, la velocidad de la formación de emulsión tendrá un incremento importante.

1.6.4. Tanque de lavado

La rapidez de la caída de las gotas de agua es generalmente no muy importante ya que estos tanques usualmente tienen un alto volumen con relación a la entrada de producción. El producto desmulsificante puede continuar actuando por tiempo relativamente largo. La interfase necesariamente no estará bien formada, pero sí se desarrolla una capa, que debe tener algún espesor aceptable y estable. Una capa en la interfase en un tanque de lavado algunas veces ayuda al tratamiento, ya que actúa como un filtro para sólidos y emulsiones sin romperse. El crudo conteniendo desmulsificante llega hasta arriba pasando a través de esta capa de la interfase ayudando así al tratamiento y previene un crecimiento desmesurado de la misma [*Petrolite, Manual # 109*].

El tanque de lavado opera por el principio de la diferencia de densidad. La emulsión entra por la parte superior y se riega uniformemente en el fondo del tanque mediante el distribuidor. La zona del medio es agua; de modo que la emulsión asciende en este medio, el cual ayuda a la fusión de las gotas. Las zonas por encima del agua son emulsión y petróleo limpio. Allí ha habido suficiente tiempo de retención en el tanque para que las dos fases se separen. Aunque estas zonas no están bien definidas en la parte intermedia, la menor densidad del petróleo completamente libre de agua, lo hace llegar a la parte superior de donde pasa a los tanques de almacenamiento. Ver apéndice 1, Figura 3 y 4

1.6.5. Equipo de calentamiento vertical

El volumen a tratar a la entrada es generalmente más bajo que en un tanque de lavado, de esa manera la velocidad de la acción química toma más importancia. Por lo alto de la entrada, es muy difícil estabilizar una capa en la interfase, así que un tratamiento más completo es necesario en un tiempo más corto. El control de sólidos puede ser importante para la interfase definitiva.

La teoría más aceptada con respecto al empleo de calor en estos casos es que las gotas de la fase dispersa se encuentran en continuo movimiento por el fenómeno de Brown (Brownian Motion). El incremento de la entalpía de la mezcla aumenta el movimiento de las partículas y las obliga a chocar contra sí mismas con mayor fuerza. Estas colisiones provocan la ruptura de la membrana de los agentes emulsificantes que rodean las gotas, causando así su fusión. Al coalescer y aumentar su tamaño, comienza la sedimentación por gravedad. El calor, además, disminuye la viscosidad del crudo facilitando de este modo la colisión de las partículas. Otra teoría supone que

el calor expande las gotas de agua rompiendo la membrana de los agentes emulsificantes, las gotas se unen y al aumentar su tamaño se precipitan [*Petrolite, Manual # 109*]. Ver apéndice 1, Figura 5.

1.6.6. Equipo de calentamiento horizontal

Normalmente tiene una alta entrada, así que la acción del producto desmulsificante debe ser rápida. Por la extensión del área de interfase y la baja profundidad del fluido, en estos equipos, se requiere que la interfase sea mantenida bastante limpia. Este tipo de equipo puede tolerar solamente acumulaciones muy pequeñas de interfase. La alta entrada y la pérdida que puede ser tolerada, obliga a que el tratamiento con producto desmulsificante sea más rápido y completo. Algunos sólidos tienden a reunirse en la interfase, por esta razón, el producto desmulsificante debe además controlar cualquier situación que pueda presentarse a nivel de la interfase [*Petrolite, 1983*]. Ver apéndice 1, Figura 6.

1.6.7. Deshidratadores eléctricos

Puesto que los tratadores químico-eléctricos son recipientes horizontales, las mismas acciones generales aplican para estos equipos. El producto desmulsificante debe romper la emulsión rápida y completamente. Los campos eléctricos promueven una excelente coalescencia, mientras el producto desmulsificante no necesariamente provee esto. Los campos eléctricos tienden a decantar los sólidos en el petróleo. Estos sólidos se acumulan en la interfase, formándose adentro del campo eléctrico, pudiendo provocar, y hacen un corto circuito. Por lo tanto este equipo requiere un producto que sea efectivo para humedecer los sólidos que estén presentes y hacer que se precipiten con el agua [*Petrolite, Manual # 109*]. Ver apéndice 1, Figura 7.

1.6.8. Aplicaciones especiales

Los principios fundamentales del tratamiento tienen aplicaciones especiales que se presentan a continuación:

1.6.8.1. Cargas o Batch:

Este tratamiento consiste en añadir desemulsificante a un tanque cuyo contenido se mantiene en agitación por medio de gas introducido en la parte inferior. En algunas circunstancias la emulsión se succiona del tanque con una bomba y se devuelve a éste a través de un calentador. Después de unas horas se detiene la agitación y se separan las dos fases.

1.6.8.2. Slug o Inyección Forzada

El desemulsificante mezclado con gasoil o solo, se inyecta por el cabezal del pozo a la formación. Este procedimiento aprovecha las altas temperaturas de los yacimientos y algunas veces estimula la producción ya que separa zonas emulsionadas que bloquean el libre paso del crudo.

1.6.8.3 Eliminación de espuma

Existen emulsiones con tendencia a formar mucha espuma al ser agitadas. Su presencia en cualquier tipo de tratamiento interfiere con el proceso de sedimentación del agua. La espuma se elimina añadiendo a la emulsión productos químicos antiespumantes.

1.7. TRATAMIENTO DE SEPARACIÓN DE LA EMULSIÓN

Bansbach y Bessler, (S/F) en Brito(1991); afirman que el programa de tratamiento regularmente

incorpora cuatro factores básicos: Producto desmulsificante, agitación, calor y tiempo de asentamiento. Una cierta cantidad de cada uno de estos trabajando simultáneamente produce un petróleo bien tratado. Al igual que en una ecuación o escala, los factores de tratamiento por un lado están en balance con el petróleo tratado y viceversa. Reduciendo la cantidad de uno o más de estos factores de tratamiento se destruirá el balance y por lo tanto se produce petróleo subtratado. Como sea, si uno de los factores de tratamiento es reducido, uno o más de los otros se incrementará adecuadamente, y así el balance puede ser mantenido y el petróleo tratado producido. Una revisión de la funcionalidad de cada uno de estos factores es importante para determinar los límites en los cuales pueden fluctuar

1.7.1 Adición de producto desmulsificante

Ya que el producto desmulsificante debe entrar en contacto con las gotas de agua para desestabilizarlas, debe estar completamente mezclado con toda la emulsión. Esto se logra normalmente por inyección continua de desmulsificante dentro de la emulsión cuando la emulsión está comenzando a producirse. El punto de inyección es importante, generalmente, se puede decir que el producto desmulsificante debe ser adicionado lo más lejos aguas arriba como sea posible. Esto da un mínimo de tiempo para que el emulsificante se concentre en la interfase con el resultado de que se incremente la estabilidad, y provee una máxima agitación y tiempo para que el desmulsificante trabaje. El último método en la aplicación de química es inyectando la química en el fondo del pozo. Esto lleva al producto desmulsificante al punto de producción y provee el tratamiento más efectivo. Cuatro razones para la efectividad del tratamiento en el fondo del pozo son: [*Petrolite, 1983*]:

- Mezclado intenso, particularmente importante cuando una corta línea de

producción no produce la agitación suficiente.

- Las altas temperaturas al final del hoyo, las cuales cuando son combinadas con el producto desmulsificante tiende a reducir la severidad de la emulsificación.
- El contacto de el producto desmulsificante antes que la emulsión esté estabilizada, lo cual frecuentemente previene la emulsificación.
- Reduce la viscosidad de la emulsión formada (la emulsión tiene mayor viscosidad que cualquiera de los dos líquidos por separado, entonces reduciendo la emulsificación se reduce la carga del equipo de levantamiento, se reduce la presión y se incrementa la producción). Inyectando el producto desmulsificante en el fondo del pozo se presentan dificultades mecánicas y por lo tanto este método vale la pena solamente en algunos casos.

La inyección de producto desmulsificante dentro de la línea de flujo cerca del cabezal del pozo es un acceso en la práctica. Con sistemas de muchos pozos, la inyección presenta también problemas. El costo inicial de muchos de los inyectores es alto, y el mantenimiento y servicio consume mucho tiempo. Frecuentemente un arreglo usado es instalar los inyectores sobre algunos pozos en lugar de todos ellos. La selección de dichos pozos debe ser con mucho cuidado. Una buena elección de un supuesto pozo produciendo algo de las emulsiones muy estables, uno que esté produciendo altos volúmenes de fluidos, uno que esté continuamente produciendo, o uno cuya línea de flujo se une con la de otro pozo antes de llegar al múltiple de entrada a la planta de tratamiento.

Un punto en común para la inyección de producto desmulsificante es en el múltiple del pozo. La

inyección aquí garantiza que el producto desmulsificante será introducido continuamente dentro de toda la producción. El inyector sencillo tiene una instalación de bajo costo inicial y se estipula para un mínimo servicio y mantenimiento. Dicho ahorro puede compensar el costo de producto desmulsificante extra la cual usualmente es requerida por causa de la baja agitación y tiempo de mezcla.

Cada sistema debe ser evaluado para determinar como el producto desmulsificante puede ser mejor aplicado. La cantidad de desmulsificante necesario para producir el grado deseado de tratamiento es influenciado por muchos factores. Entre estos tenemos la emulsión muy fuerte y estabilizada, cantidad de agitación, temperatura, tiempo de retención o asentamiento, etc. La variedad de dichas influencias y sus combinaciones hace que sea imposible que se coloque una cantidad específica o una relación. Un indicador de la cantidad necesaria para lo que requiere un sistema puede ser determinada de una prueba de botellas preliminar. Como sea, la cantidad óptima actual solamente se puede determinar en la planta.

1.7.2 Agitación

Después que el producto desmulsificante es adicionado a la emulsión, la agitación es necesaria para que se distribuya uniformemente, y luego de que la emulsión se rompa, la agitación adicional promueve la coalescencia de las gotas de agua para incrementar la velocidad de asentamiento. La agitación es necesaria por dos razones, para que se mezcle íntimamente el desmulsificante con la emulsión y para que luego de que la membrana emulsificante se rompa, se promueva la colisión de las gotas. La agitación es realmente obtenida en muchos sistemas por el paso del fluido a través de las líneas de flujo, cabezales, separadores y tanques de tratamiento

[*Bansbach, 1970* en Brito, 1990].

Debido a que los desemulsificantes modernos pueden realmente migrar a través del crudo debido a su alta actividad surfactante, y pueden promocionar la coalescencia efectivamente, ellos cumplen en muchos pozos con una mínima agitación. En generaciones anteriores de desemulsificantes se requería significativamente más agitación para obtener un rendimiento aceptable. El uso en campo de mezcladores con deflectores, técnicas de inyección atomizada y tuberías adicionales no muestran una gran mejoría en el tratamiento. La remulsión puede ocurrir si la agitación es muy severa, esto es, que se emulsiona otra vez, después de rota, el agua dentro del petróleo. Entonces hay que observar el resultado luego de pasar por los separadores de gas, bombas, o cualquier otro equipo en el sistema donde se produzca una severa agitación una vez que haya sido rota la emulsión.

1.7.3 Calor

Muchos crudos son producidos calientes y no es requerido calor para ayudar la deshidratación. Algunas plantas de tratamiento, sin embargo, usan calor en el proceso de tratamiento, ya que el calor provee una ayuda a la mezcla, coalescencia y asentamiento. El calor ayuda además en el tratamiento para:

- Reducir la viscosidad del petróleo
- Debilitar o romper la membrana que existe entre el petróleo y las gotas de agua debido a la expansión del agua.
- Variando la diferencia en la gravedad de los fluidos y así la tendencia a decrecer el tiempo de asentamiento [*Petrolite, 1983*].

En efecto, el calor acelera el proceso de tratamiento y es usado primordialmente para reducir el tamaño de los tanques de tratamiento. El calor vaporiza los componentes ligeros del petróleo, a menos que el nivel de calor sea menor para conservar estos, para que se reduzca la gravedad API y el volumen. También, como el calor es incrementado, se incrementan los problemas de mantenimiento. Generalmente es mejor el uso de más producto desmulsificante y menos calor, pero por la parte económica es preferible utilizar un tanque grande, aplicando una pequeña cantidad de calor para obtener velocidad de asentamiento, que el uso de un tanque pequeño.

1.7.4 Asentamiento

Es el componente básico en todo el proceso de tratamiento. Toda operación que envuelva el uso de calor, producto desmulsificante o cualquier dispositivo mecánico son diseñados para preparar la mezcla agua-petróleo para el paso de asentamiento.

Los tanques de tratamiento usualmente proveen suficiente tiempo para permitir que todo el agua se asiente. El tiempo necesario para permitir que el agua se asiente es determinado por la diferencia en la gravedad específica entre el agua y el petróleo, la viscosidad del petróleo y por el tamaño y condición de las gotas de agua. Mientras una turbulencia suave ayudará en la coalescencia, la turbulencia severa en la sección de asentamiento incrementará el tiempo de asentamiento.

Una ley que provee una aclaración de como las gotas de aguas dispersas (emulsionadas) en el petróleo se asientan al estar relativamente el producto deshidratado, es la ley de Stoke, que probó que la velocidad a la cual una gota de uno de los líquidos inmiscibles (el agua) se separará del

otro líquido y se asentará y puede ser calculado con la siguiente relación [*Petrolite, 1983*]:

$$V = \frac{g \times (\rho_w + \rho_o) \times r^2}{18 \times \mu_o} \quad [\textit{Petrolite, Manual \# 109}]$$

donde:

V: velocidad de la caída de la fase dispersa [cm/sg]

r: radio de la fase dispersa (gotas de agua) [cm]

g: constante de aceleración de gravedad [cm/sg²]

ρ_w : densidad de la fase dispersa (agua) [gr/cc]

ρ_o : densidad de la fase continua (petróleo) [gr/cc]

μ_o : viscosidad de la fase continua (petróleo) a la temperatura de asentamiento. [poise= 1Kg/(m*sg)]

Diferencia de densidad ($\rho_w - \rho_o$):

Ciertamente cualquier deseo por agilizar la separación de las gotas de agua del petróleo se quiere que la diferencia de densidad entre las fases agua y petróleo sea lo más grande posible. La gravedad específica del agua destilada es 1,0. la gravedad de las aguas que se producen será ligeramente mayor debido a las sales disueltas. La densidad del petróleo decrece como la gravedad API se incrementa. Por consiguiente, una alta gravedad del petróleo será supuestamente más fácil de deshidratar que un petróleo de baja gravedad.

La mejora ligera de la diferencia de densidad puede ser debido al incremento de temperatura de alguno de los crudos de altas gravedades específicas (baja gravedad API). En el apéndice 1, Figura 8, se ilustra como la temperatura afecta a la diferencia de densidad.

Gravedad (g):

En un sistema de emulsión normal, g es la gravedad ó 980 cm/sg^2 . Solamente la vía para aumentar la gravedad es el empleo de la centrífuga. El uso de la centrífuga no es práctica para capacidades de petróleo muy grandes por la cantidad requerida y el mantenimiento que envuelve las partes de rotación de alta velocidad.

Viscosidad (μ_o):

La viscosidad es una función de la temperatura. En la medida que la temperatura del petróleo es incrementada, su viscosidad decrecerá como una función logarítmica. Ver apéndice 1, Figura 9, donde se nota que en general, los crudos de baja gravedad API, son más aptos para tener una alta viscosidad.

Por consiguiente, el incremento de la velocidad de asentamiento de las gotas por la ley de Stoke, se debe al incremento de la temperatura para reducir la viscosidad. Como el factor de viscosidad está en el denominador en la ecuación de Stoke, un cambio severo en la magnitud de la viscosidad tendrá un incremento significativo en la velocidad de asentamiento de las gotas de agua.

Tamaño de las gotas (r):

Cuando se examina por primera vez la ley de Stoke y se tiene una libre selección de una de las variables que se pueden controlar para ayudar en el asentamiento se opta por controlar el tamaño de las gotas. Porque el tamaño de las gotas es un término cuadrático, un pequeño incremento en el diámetro se refleja como muy grande en la velocidad de asentamiento de las gotas.

Según *Petrolite (1983)*, p. 58:

“El diámetro de las gotas de agua en un típico campo de petróleo emulsionado frecuentemente se encuentra en el rango de los micrones. Se puede decir que el tamaño típico de las gotas está alrededor de 100 micrones en diámetro (por la coalescencia de muchas gotas pequeñas formando unas gotas más grandes), esto afectará algo considerable la velocidad de asentamiento ya que al ser al cuadrado este término se hará mas grande y aumentará la velocidad.”

Para terminar según *Bessler (S/F)*; en adición a la ley de Stoke, estos son otros cuatro factores que ayudan a la coalescencia y a un tratamiento más rápido:

- La ley de Stoke se aplica a sistemas estáticos, por cuanto los tratadores de petróleo crudo contienen un movimiento vertical u horizontal, estos movimientos fomentan la coalescencia de las gotas de agua produciendo grandes velocidades de asentamiento.
- El uso de colchones de agua en los tratadores no solamente remueve el agua libre, también ayuda en la coalescencia e incrementa el tamaño de las gotas de agua.
- Como la temperatura bajará en los tanques, la viscosidad se incrementará y afectará a

las gotas de agua, pero como estas gotas caen, será más efectivo el arrastre y la coalescencia puede ocurrir, produciendo gran tamaño de las gotas.

- El uso del incremento de producto desmulsificante o un producto desmulsificante diferente que pueda producir más interacción entre las gotas de emulsión y mejorar la coalescencia

SECCIÓN 2: MARCO METOLÓGICO

2. MARCO METODOLÓGICO

Según Bessler (S/F), el método primario (anterior a una prueba de campo), más adecuado para la selección de productos químicos considera la adición de varios de ellos en las muestras de emulsión bajo unas condiciones determinadas, y luego observar los resultados. Esto es comúnmente llamado la Prueba de Botellas. Esta prueba no es infalible pero, conducida por un personal competente con suficiente cuidado, puede arrojar un buen resultado.

2.1. LA PRUEBA DE BOTELLAS

La Prueba de Botellas es usada para ayudar a determinar el producto químico que puede ser más efectivo para romper la emulsión de un cierto pozo o campo. Los resultados de una Prueba de Botellas indican la relación requerida de componentes de tratamiento para la emulsión, esto es, la pequeña cantidad del químico necesitado para romper satisfactoriamente el volumen de emulsión que se ha producido. La Prueba de Botellas ayuda a los ingenieros, quienes usan esto como una vía de estudio del comportamiento de varias emulsiones y el químico usado para tratarlo. Los operadores de campo usualmente no tienen la experiencia para realizar una Prueba de Botellas, sin embargo deben familiarizarse con el procedimiento para ayudarse a un mejor entendimiento del tratamiento de la emulsión sobre el pozo. El Petroleum Extension Service (1990) afirma que siguiendo estas tres reglas básicas para ejecutar una Prueba de Botellas, se puede brindar la garantía de unos resultados confiables:

- 1.- La muestra usada para una Prueba de Botellas debe ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- 2.- La muestra debe ser tan fresca como sea posible, porque el rápido envejecimiento de algunas emulsiones, significativamente afecta la susceptibilidad del tratamiento.

3.- Las condiciones de agitación y calentamiento usados en el campo deben ser simuladas tan cercanamente a la realidad como sea posible.

La conducción de una Prueba de Botellas adecuada y la obtención de resultados confiables, es esencial para tener un detallado conocimiento del sistema de tratamiento. Bessler (S/F), comenta que los factores importantes son:

- Los tipos de tanques de tratamientos o tanques en uso.
- El tiempo de retención o residencia disponible en el sistema para la separación de las fases petróleo y agua.
- Las temperaturas de tratamiento. Las diferencias de las temperaturas estacionales deben ser notadas. Cuando se observa una gran variación (fluctuación) en la temperatura, la Prueba de Botellas debe ser ejecutada a la temperatura más baja para asegurar la selección correcta del producto químico.
- El tipo y cantidad de agitación disponible en el sistema.
- Las especificaciones del oleoducto o tanqueros que deben cumplirse. Es esencial, que el producto químico seleccionado esté dentro de estas especificaciones en la Prueba de Botellas.



Figura 1: Sistema de Tratamiento

El actual procedimiento de la Prueba de Botellas es simple y directo. Muestras de una

emulsión no tratada son vertida dentro de botellas de 100 ml. calibradas y colocadas en Baño de María a la temperatura del sistema. Diferentes desemulsificantes son adicionados a cada botella y las botellas son agitadas y se dejan asentar. Al final del tiempo de asentamiento, las botellas son examinadas para observar el volumen de agua decantada y luego por centrifugación el porcentaje de agua y sedimentos residual. La calidad de la interfase petróleo-agua es un indicativo de la calidad y cantidad de agua a ser drenada en los tanques. Variaciones en el procedimiento de la Prueba de Botellas incluyen cantidad y tipo de agitación, tiempo de asentamiento, nivel de temperatura y efecto de adición de agua.

2.2. PARÁMETROS DE LA PRUEBA

Solamente mediante una Prueba de Botellas cuidadosamente planeada y ejecutada, puede la composición óptima de un producto, ser seleccionada para una aplicación específica. La prueba debe estar de acuerdo con la realidad, y debe ser fidedigna y reproducible. Esto no es una prueba universal y estándar, lo mismo que no hay desemulsificante universal. En contraste a la rutina de un libro de cocina, las Pruebas de Botellas requieren de una flexible y versátil aproximación. De este modo, cada paso requiere planeamiento y conocimiento. Con algunas pautas rutinarias a seguir, se desarrolla una correlación adecuada con el comportamiento real del sistema. Cuando un entendimiento completo de las pericias del equipo de producción y los sistemas se han cumplido a lo largo de las pruebas, es posible seleccionar un desemulsificante superior con resultados consistentes. Según Bessler (S/F), el formato general de la Prueba de Botellas para desemulsificantes regulares es como sigue:

2.2.1. Establecer objetivos

Determinar claramente los objetivos de la prueba. Normalmente, ellos son: remplazar a un

desemulsificante competitivo, mejorar un producto propio, diseñar un sistema de tratamiento. El último objetivo es donde todos los cuidados deben ser tomados para determinar bien sea, si el producto químico está fallando o si bien, el problema existe en el sistema. Si el sistema está operando incorrectamente, un cambio en el desemulsificante (si fue buena la Prueba de Botellas ejecutada) no resultará en la solución del problema. Para partir bien, se necesitará conocer que está pasando en el sistema y que se requerirá para resolver el problema. Esto significa comunicación con la gente de producción de los pozos, especialmente las personas quienes tienen la responsabilidad de decisión y la gente quien maneja el sistema de producción.

2.2.2. Comprensión del sistema

En conjunto con los objetivos determinados, se debe establecer con precisión que está pasando en un sistema. Esto es importante para conocer la cantidad y lugar de todos los puntos de inyección de producto químico. Evaluar el sistema. Evaluar el fluido del sistema para seleccionar el punto óptimo de la muestra. Evaluar los tanques de tratamiento para observar el desarrollo presente. Observar una muestra de la producción en la centrífuga para determinar el contenido de agua y petróleo. Si la muestra es subtratada, la emulsión puede ser notada. Evaluar el tiempo requerido para el crudo tratado en el tanque de almacenamiento. De todo esto, la cantidad, la calidad de la producción, la dosificación del producto desmulsificante y temperaturas de tratamiento, unos resultados confiables pueden ser determinados.

2.2.3. Planeación de la Prueba de Botellas

Una vez que las condiciones existentes son determinadas, una prueba de botellas puede ser diseñada para acercarnos al duplicado del sistema.

2.2.4. Prueba de dosificación

La ejecución de una prueba de dosificación permite determinar la cantidad mínima de compuestos de tratamiento para romper una emulsión en particular, esto se debe conocer para establecer cual compuesto trabaja efectivamente sobre la emulsión y en que rango de dosificación. Este conocimiento puede venir de la experiencia o estar en una suposición respaldada. Los operadores de laboratorio sin experiencia deben requerir asistencia, porque la apariencia de las emulsiones varía y puede ser muy engañosa. El propósito de la prueba de dosificación es determinar la mejor relación de producto desmulsificante para el tratamiento de una emulsión.

Para una solución de 10% del compuesto seleccionado o del compuesto aplicado en el sistema, el prueba de dosificación se hace de acuerdo a los siguientes pasos:

- En unas botellas de 100 mL con muestras de emulsión, se agrega usando una pipeta una concentración 50 ppm del compuesto y se va incrementando para cada botella, 100 ppm para el segundo, 150, 200, 250, 300 consecutivamente, con un volumen para cada concentración de 0,05 mL x cada 100mL de crudo emulsionado para el primero, de 0,10 mL x cada 100mL de crudo emulsionado para el segundo, 0.15, 0.20, 0.25, 0.30, respectivamente
- Ordenarlas y anotarles el número de muestra.
- Calentar, si es necesario, hasta la temperatura de inyección.
- Agitar varias veces con las manos con un movimiento de 30 cm de longitud, luego colocarlas en un agitador mecánico a una velocidad y con un tiempo de agitación predeterminados.

- Si la emulsión que se está probando es calentada en la operación de la segregación, calentarlas en el baño de María hasta las mismas condiciones.
- Si la separación limpia entre el petróleo y el agua aparece más definida en una de las botellas más que en otras, observar en la etiqueta la dosis de solución que se le adicionó. Esta será la relación ha ser usada durante el resto de la prueba.
- Después de ser usado todos los instrumentos deben ser limpiados para ser utilizados otra vez.

2.2.5. Selección de desemulsificante estándar

Esto es para encontrar el desemulsificante correcto. Este paso es directo pero existen unas precauciones a ser tomadas en cuenta para asegurar una buena recomendación:

- Durante la Prueba de Botellas, observar un sobretratamiento el cual pueda causar agua sobrante en el sistema. El sobretratamiento puede ser visto en forma de ojos de pez en los lados de la botella, en el tope superior del petróleo.
- Limpiar bien toda la cristalería.
- Preparar soluciones frescas. Algunas viejas tienden a que se pierda la concentración del solvente y puede contaminar cuando se pipetee con otra. La pequeña cantidad de tiempo que envuelve es una buena inversión.
- Ser muy cuidadoso en la preparación de la solución.
- Siempre hacer una solución fresca de los compuestos para buscar uno superior y probarlo otra vez.
- Probar varias relaciones si el espacio lo permite, especialmente si se sospecha que la producción variará de muestra a muestra.
- Tener en cuenta que las dosificaciones en la Prueba de Botellas son tres veces mayor que

en el campo. Esto es una regla práctica que se sigue para un óptimo resultado en el campo por la variación de volumen.

Cuando se corre una Prueba de Botellas, el desmulsificante químico es usualmente adicionado a la muestra de emulsión en una forma diluída conocida como solución. El producto desmulsificante concentrado puede ser usado pero las cantidades a ser adicionados son tan pequeñas que dificultaría la medición del aditivo, introduciendo posibles errores en la ejecución de la prueba, por esta razón una solución de 10% de volumen de producto desmulsificante es normalmente utilizada. En ciertos casos, una solución al 1 y 2% pueden ser usados, generalmente para pruebas de emulsiones de petróleo en agua.

2.2.6. Selección final

Se debe completar la prueba usando concentraciones diferentes o relaciones para anticipar el resultado en el sistema. Cuando se tenga identificados los mejores prospectos, se repite la prueba ampliando el rango de tratamiento con lo cual se determinaría cuan económico puede ser la aplicación (límite inferior); y por otro lado cuan flexible es el producto para enfrentar una situación anormal en el sistema (límite superior).La prueba de botellas deben ser seguidas por una prueba de campo.

2.3. ASPECTOS IMPORTANTES DE LA PRUEBA DE BOTELLAS

2.3.1. Lista de chequeo para una evaluación de sistema [*Bessler, S/F*].

- Naturaleza y volumen de producción:
 - Producción de crudo.

- Producción de agua.
- Tipo de producción.
- Método de producción.
- Volumen de emulsión.
- Volumen de agua libre.
- Presencia o ausencia de sólidos
- Naturaleza del sistema:
 - Número de pozos.
 - Puntos de inyección.
 - Producto químico usados corrientemente.
 - Galones por día total usados.
 - Equipos en uso.
 - ✓ Esquema o diagrama de flujo
 - ✓ Volumen de petróleo y agua de los tratadores, decantador de agua libre.
 - Temperatura.
 - ✓ Temperatura en el punto de inyección.
 - ✓ Temperatura en los tanques de tratamiento.
 - ✓ Temperatura patrón, del envío o tanques de petróleo.
 - Distancia del punto de inyección al tratador.
 - %A&S
 - ✓ Antes de la inyección de producto químicos.
 - ✓ Después de la inyección.
 - Calidad del agua.

- Cálculos.
 - Tiempo de crudo en tratadores, decantadores de agua libre, etc.
 - Ppm del producto químicos sobre la producción total.
 - ✓ Incluyendo agua libre
 - ✓ Excluyendo agua libre.
- Productos deseados.
 - Requerimiento de petróleo tratado en las tuberías.
 - Petróleo contenido en agua.
 - Remoción de sólidos.
 - ✓ De petróleo.
 - ✓ De agua.
- Mejoras deseadas.
 - Costos de tratamiento bajos.
 - Mejores resultados en la producción.
 - Baja temperatura de operación.

2.3.2. Inyección de productos químicos

Bessler (S/F), asevera que el punto de inyección de producto químico en un sistema está influenciado por la actuación del tratamiento químico. La acción de desemulsificación comienza con la inyección, las condiciones presentes de este punto sobre el sistema son un señalamiento natural de los parámetros de la Prueba de Botellas.

Es importante conocer el punto en el cual el químico rompedor de emulsión es adicionado al

sistema de producción. Una agitación suficiente, debe estar disponible para que el químico se mezcle con la emulsión, entrando en contacto con cada gota de agua dispersa en la emulsión y causando una ruptura de la membrana del agente emulsificante que rodea cada gota.

Los compuestos de tratamiento pueden ser adicionados al petróleo crudo emulsionado en cualquier punto en el sistema, desde el fondo del pozo hasta los tanques de almacenamiento. Existen tres tipos básicos de aplicación de químico: 1) tratamiento en el hoyo, 2) tratamiento en la línea de flujo, y 3) tratamiento batch. La diferencia básica entre los tres métodos es en el punto de aplicación del químico. En el hoyo, el químico es adicionado a la emulsión en el pozo, algunas veces en el fondo del hoyo. En el tratamiento en la línea de flujo, los compuestos de tratamiento son adicionados después del cabezal del pozo. El químico puede ser aplicado en la línea antes del estrangulador ó puede ser aplicado después de pasar el estrangulador, pero antes que ingrese al separador o al calentador. En el tratamiento batch, el agente es adicionado a la emulsión después, esto es en los tanques. El químico es adicionado, la emulsión y el químico agitados y algunas veces calentados, y luego se asientan por un determinado tiempo. Los métodos más usados son los dos primeros porque las plantas están diseñadas para operar continuamente. El tratamiento batch solamente se realiza cuando por alguna razón el tratamiento normal no es capaz de romper la emulsión y promover la decantación del agua. En estos casos el producto adicionado es del tipo “slug” o “ Knock Out” como el que se utiliza en el laboratorio [Bessler, S/F].

2.3.3. Calor

Según Bessler (S/F), la temperatura normalmente usada para el asentamiento en una Prueba de Botellas es la misma que es aplicada en el sistema. El químico debe introducirse dentro de la

botella a la temperatura del punto de inyección del químico.

Después de la agitación inicial preestablecida, la Prueba de Botellas se coloca en un Baño de María a la temperatura requerida o se deja en reposo a temperatura ambiente, si fuera el caso.

2.3.4. La agitación

Cuando el químico es inyectado en el campo, la agitación inicial es usualmente producida por la turbulencia del fluido dentro de las líneas de acopio y el cabezal. No hay una vía cuantitativa para medir la agitación creada dentro del sistema. De la experiencia, tal vez la cantidad de agitación puede ser estimada. Esto puede ser engañoso, ya que, es imposible conocer que pasa en la actualidad dentro de las líneas. El método más real es correr una prueba de agitación usando los estándares del campo y variar la agitación para determinar que tipo de agitación de las botellas duplica mejor al sistema.

Como regla general, según Bessler (S/F), la cantidad de agitación depende de cómo el crudo es producido y en que puntos en el sistema el químico es inyectado dentro de la emulsión. Un pozo bombeando con una corta línea de transferencia requiere menor tiempo de agitación que aquellos que recorren largas distancias.

2.3.5. Tiempo de asentamiento

Lo extenso del tiempo de asentamiento depende del tiempo de residencia disponible en la planta de tratamiento. Algunos compuestos tienen el resultado deseado en menor tiempo que otros. Estos tipos de productos químicos son deseables en casi todos los casos. El tiempo de asentamiento representa el tiempo estático en el sistema requerido para que la emulsión se

separe en agua y petróleo. Es obvio que cualquier disturbio que afecte este proceso debe ser evitado [Bessler, S/F].

2.3.6. Muestreo

Esto es un aspecto extremadamente importante de la Prueba de Botellas. Si la muestra no es representativa del sistema, no pasaría en la prueba lo que ocurre en el pozo, y por ende los resultados serán erróneos. Una buena muestra debe ser:

- Representativa del sistema.
- Compuesta de todas las estaciones de flujo que intervienen en el proceso.
- Consistente con la producción tratada.
- Libre de químico.
- Libre de contaminantes.
- Estable.
- Con contenido de agua y emulsión.
- Disponible.

Es extremadamente difícil obtener muestras descontaminadas en los puntos de inyección de químico a pesar de la purga de las líneas. Lo que se recomienda en estos casos es suspender la inyección del producto y dejar que la emulsión fluya por un espacio de tiempo razonable, antes de efectuar el muestreo.

Las muestras tomadas para una Prueba de Botellas deben ser tomadas de una válvula (toma muestras) en la línea principal. El toma muestra puede estar colocado en la línea entre el pozo y el separador o en algún punto aguas arriba del punto de inyección de químico. Si el toma

muestra está colocado aguas abajo del punto de inyección de químico, el químico se puede detener y el sistema deja pasar el flujo con trazas de productos químicos (en algunos casos esto toma horas o días). En cualquier caso, cuando se toma una muestra, el toma muestra debe primero ser abierto ligeramente y dejar escapar el gas acumulado. Adicionalmente cuando la muestra es tomada de una línea de alta presión, una bomba especial de muestreo, un dispositivo capaz de contener presión sobre la línea a ser muestreada) debe ser usada. Si la línea de alta presión es muestreada simplemente abriendo la línea a la presión atmosférica, la caída de presión puede causar que la emulsión se agite. Una muestra agitada no es verdaderamente representativa de la emulsión en el sistema y puede ocurrir un resultado erróneo en la prueba.

Cuando es posible, una muestra compuesta (muestras de un número de pozos sobre una segregación) debe ser tomada. Si las características de la emulsión producida por diferentes pozos en el mismo yacimiento varía, entonces tomar la muestra de un solo pozo puede causar resultados inapropiados [*Petroleum Extension Service, 1990*]. Teniendo en mente que las emulsiones se estabilizan con el tiempo, una fracción de horas algunas veces altera los resultados. Por eso, la Prueba de Botellas es usualmente hecha inmediatamente después que las muestras son tomadas de la línea de flujo.

Los recipientes de muestras deben estar, libres de solvente, agua, productos químicos y restos de cualquier elemento que pueda influenciar las características de la emulsión.

2.4. PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE BOTELLAS

2.4.1 Equipo requerido

- Botellas para las pruebas o tubos de 100 mL.
- Tubos API graduados para centrífuga.
- Pipetas: 0.2, 1, 2, 10 mL.
- Jeringas: 0.25, 0.5, 1, 2, 10 mL.
- Botellas de solución: 0.5, 1 mL.
- Solventes: Xileno, Tolueno.
- Alcohol isopropílico.
- Desemulsificantes.
- Baño de María.
- Centrífuga.
- Hojas de prueba.
- Etiquetas.
- Termómetro.
- Knockout o F-46.
- Cilindros graduados.

2.4.2 Procedimiento

El procedimiento a seguir consta de las siguientes etapas: muestreo, preparación de los productos químicos ha ser dosificados en la prueba, dosificación, calentamiento de las botellas a la temperatura del sistema, asentamiento de las botellas, corte en centrífuga. En la figura 1, se muestra un esquema del procedimiento.

A continuación se presenta una breve descripción del trabajo a realizar:

El muestreo consiste en abrir la válvula del toma muestra ubicado en el caño principal y desplazar un volumen considerable de crudo a fin de asegurar que la muestra sea lo mas homogénea y representativa posible. Luego captar los recipientes de un galón por cada estación y preparar en el laboratorio una mezcla volumétrica proporcional a la producción aportada por cada estación de flujo.



Figura 2: Recipientes de un galón para captar muestras

Luego de hacer un muestreo y preparar la mezcla, se realiza la prueba de Prueba de dosificación al crudo con el desemulsificante que se encuentra en el sistema, para conocer el rango en el cual se debe trabajar en el laboratorio con los productos químicos.

Ya con este rango y con los productos químicos recomendados por la compañía, se ejecuta la Prueba de Botellas. Primero se preparan las botellas con crudo de mezcla compuesta, se calienta el crudo a 180 °F , luego se dosifican las botellas con los productos y se ponen en la máquina de agitación a 75 emboladas por minuto (EPM) por 8 horas. Esto trata de duplicar el comportamiento del crudo tratado en el sistema, tanto por la temperatura como el comportamiento del crudo por el bombeo a través de los oleoductos. Después, se dejan reposar 10 horas a temperatura ambiente, que es lo preestablecido por TECPETROL que dura el asentamiento en los tanques.

En este proceso de espera, se mide cada dos (2) horas y treinta (30) minutos la caída de agua, para conocer como se está comportando el producto en el tratamiento. Con estas observaciones se asegura cual producto tiene una más rápida caída de agua, cual producto trabaja mejor en este tiempo, es decir, cual producto separa mas cantidad de agua.

La caída de agua se anota en las tablas para compararlas entre sí. Aunque la velocidad de caída de agua no es primordial para nuestro proceso de descarte de productos (debido al bajo volumen que se maneja y el alto tiempo de residencia), la cantidad si lo es; ya que si existen botellas con poca cantidad de agua decantada se espera que no funcione la prueba al hacerle el corte en la centrifuga debido a que los valores de porcentaje de agua total serán muy altos, porque el producto químico no habrá roto bien la emulsión.

El proceso de descarte en sí, depende de la cantidad de agua que contiene el crudo y de la cantidad de emulsión que esté presente en él después de ser tratado. En el primer caso, el porcentaje de agua total que se encuentra en el crudo, después de haber transcurrido el tiempo de asentamiento y separación del agua decantada en las botellas, se agregan dos gotas de F-46 o slug, a cada botella y se colocan en la máquina de centrifugación, después de 5 minutos se lee en el tubo de centrifuga cuanta agua existe en el crudo luego de ser tratada. Este proceso se le realiza a las mismas muestras sin adicionarle las gotas de F-46, para conocer el porcentaje de emulsión contenido en el petróleo luego de ser tratado.

Procedimiento de la Prueba de Botellas

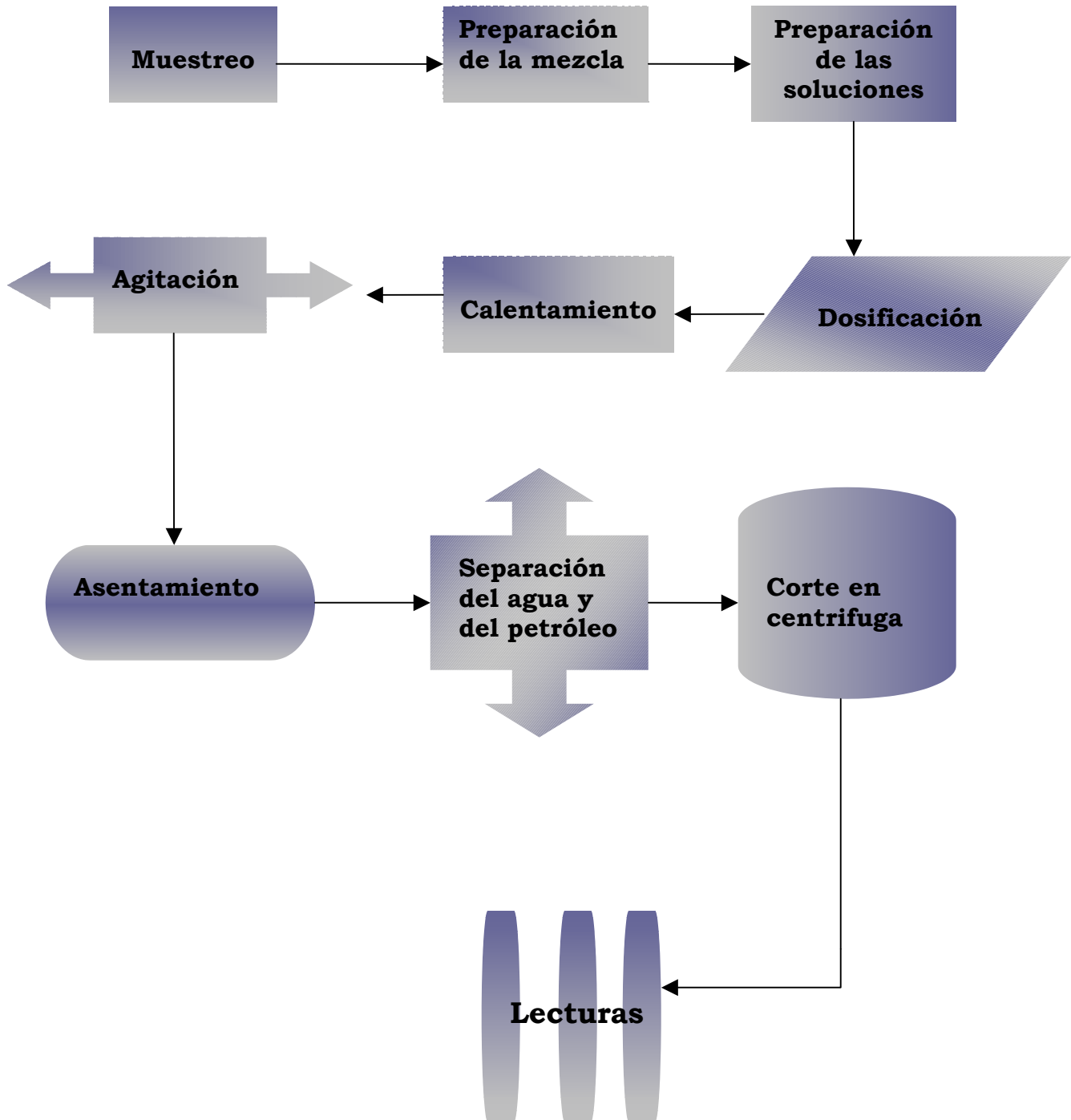


Figura3 . Esquema del procedimiento de la prueba de botellas

2.4.3 Soluciones para la prueba

El método usado para preparar soluciones al 10% es como sigue. En el apéndice 1, Figura 10, se muestra la conversión de los ml de una solución al 10% por 100 ml de emulsión a ppm.

- 1) En una botella de veinte (20) mL, se va a preparar diez (10) mL de solución. Entonces se mide en un cilindro graduado nueve (9) ml de solvente y se vierte dentro de la botella.
- 2) Se recoge 1 mL con la jeringa del químico.
- 3) Sacarle todas las burbujas de aire invirtiendo la jeringa y gradualmente empujando el pistón hacia arriba de la marca de 1 mL.
- 4) Vaciar el contenido de la jeringa (1 mL) en la botella que contiene el solvente y agitar para que se disuelva. Esto resulta en una solución al 10 %.
- 5) Marcar la botella de solución con el número del desemulsificante usado.
- 6) La jeringa debe ser lavada con solvente antes de usar o guardar.

2.4.4 Ejecución de la Prueba de Botellas

La prueba de desemulsificante (Prueba de Botellas) es la prueba más frecuentemente usada, a pesar de que esta prueba se presta a confusión como la correlación con el sistema y como la prueba debe ser ejecutada. Básicamente, la prueba es realizada con cuidado y atención en los puntos críticos importantes, esto puede ser directo. La agitación es el paso más importante y sola puede llevar a un gran error.

El listado que sigue, paso a paso, es la Prueba de Botellas. Las observaciones que se adicionan son para aclarar un punto o discutir una de las áreas más problemáticas.

- 1) Antes de obtener una muestra de crudo, recolectar las informaciones requeridas para una evaluación del sistema.

2) Hacer soluciones al 10% de productos químicos a ser probados.



Figura 4: Soluciones al 10% de producto desemulsificante

3) Obtener una muestra del crudo libre de químico del sistema.

4) Probar la muestra tan pronto sea posible.

5) Remover el agua, si existe, de la muestra, medir y anotar. Registrar la cantidad de agua libre en la muestra. Algunos productos químicos son más solubles en agua o en petróleo. La presencia de agua libre puede alterar los resultados de la prueba y por ende, debe ser adicionada al petróleo cuando se pruebe.

6) Adicionar el crudo en las botellas para la prueba. Si el agua libre está presente, adicionar ésta a la Prueba de Botellas primero y luego llenar las botellas con crudo.

7) Colocar las botellas en el Baño de María y esperar hasta que alcancen la temperatura deseada.



Figura 5: Baño de Maria. Aplicación de calor

8) Adicionar solución de varios productos químicos a las botellas.

- De la producción diaria y la cantidad de químico usado, determinar las partes por millón (ppm) usados en el sistema.

$$\left(Ppm = \frac{\frac{gal}{d} \text{ producto}}{\frac{bbl}{d} \text{ Petróleo Producido}} \times 23809.52 \right) \quad \text{Ecuación (2)}$$

9) Agitar las botellas a una velocidad y tiempo predeterminados (condiciones del sistema) y colocarlas en Baño de María a la temperatura del tanque de tratamiento.

- Según Bessler (S/F), la agitación normal es 200 golpes por minuto a la temperatura de inyección de producto químico, de 10-100 golpes por minuto a la temperatura de los tanques de tratamiento.
- Si resultados similares a la planta pueden ser obtenidos en la Prueba de Botellas a los mismos ppm de químico se tiene por seguro que la agitación que se está usando será el duplicado de los resultados de la planta.
- Los laboratorios tienen la capacidad de una máquina de agitación dura, agitación lenta en períodos sobre extendidos, duplicados de las bombas centrífugas y otros métodos refinados. Este caso, en que la empresa especifica el tipo de agitación y tiempo se utiliza una máquina de agitación lenta en períodos sobre extendidos, para simular el tiempo de recorrido del crudo y su patrón de flujo desde que el producto es inyectado hasta su llegada al patio de tanque.



Figura 6: Maquina de Agitación

10) Anotar la caída de agua que decanta:

- Inmediatamente antes de la agitación a la temperatura del tanque de tratamiento y una hora después.
- Anotar la cantidad a otros tiempos que se desee y a las cuales el sistema es crítico.



Figura 7: Botellas en proceso de decantación

- Anotar la cantidad al final de la prueba y luego eliminar el agua que haya decantado.



Figura 8: Eliminación del agua para el corte en centrífuga

- 11) Cantidad de tiempo de prueba: este parámetro es dado por la empresa e incluye tiempo de agitación, de asentamiento y de residencia en los tanques. El tiempo de residencia que se calcula dividiendo la capacidad del tanque de tratamiento entre producción diaria, para nuestro caso, es muy pequeño y no se toma en cuenta, los otros tiempos son medidos.
- 12) Tomar un análisis sobre una muestra compuesta de todas las botellas que tengan cierta cantidad del total de la botella en agua decantada.



Figura 9: Llenado de tubos de centrifuga con crudo.

- Colocar esta muestra en unos tubos centrífugos que contengan 50% de solvente.



Figura 10: Tubos centrífugos al 100%

- 13) Determinar por centrifugación [*Método ASTM 4007-81; MPMS 10.3-87*], el contenido de emulsión, agua libre y agua total de la muestra de crudo captada.
- Anotar la suma total de agua y sedimentos y contenido de emulsión.
 - Adicionar 2 gotas de F-46, mezclar bien y centrifugar.
 - Anotar sobre la hoja de prueba la cantidad de agua y sedimentos en el tubo con químico.

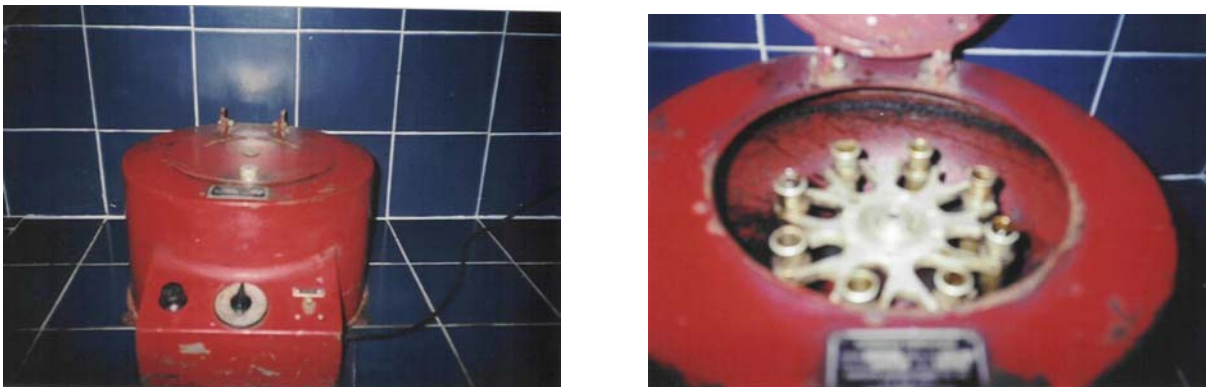


Figura 11: Máquina Centrífuga.

14) Notas misceláneas:

- Siempre incluir el químico que es usado en el sistema y el cual se estará tratando en cada prueba.
- Como progrese la prueba, reducir los ppm en orden para seleccionar el mejor compuesto. Solamente la primera prueba debe buscar un rango donde el producto competitivo sea descubierto.
- Para crudos ligeros, deben ser agitados frecuentemente para asegurar uniformidad de las muestras en todas las botellas.

2.5 OBSERVACIONES DE LA PRUEBA DE BOTELLAS

Antes de entrar a las observaciones de la Prueba de Botellas, según Bessler (S/F), se tiene que cubrir una revisión rápida que pueda asistir a recalcar puntos importantes:

- Muestra: representativa, probable, compuesta, libre de química, fresca.
- Examinar muestra: chequear el agua libre antes de agitarla, analizar la muestra con y sin químico para determinar el grado de emulsión.
- Vaciado de la muestra: uniforme, igual cantidad, precalentamiento de la muestra si es necesario.

- El solvente con el cual se diluye el producto químico: los posibles solventes están entre kerosén, xileno, tolueno y alcoholes como el metanol (MPMS, cap.10, sec.4). Todos estos solventes son combustibles e inflamable y se debe tener cuidado con el calor, chispa o con una llama encendida. La salud también puede ser afectada por la exposición a las solventes. La información concerniente a la seguridad, a los riesgos y a las precauciones deben ser obtenidas del empleador, el fabricante o proveedor del material o también en la hoja de datos de seguridad correspondiente. Ver apéndice 3.
- Agitación.
- Calentamiento y asentamiento: conocer las condiciones de la planta, anotar observaciones para referencias futuras.
- Centrifugación: corte en el tope, a diferentes profundidades, análisis de muestras compuestas. Estos últimos permiten simular el promedio de las muestras de tope, centro y fondo tomadas en la práctica en cualquier sistema.

El mejor desulfurante es un compuesto el cual cause la más rápida y completa separación de las fases a una mínima concentración. Las características importantes en la Prueba de Botellas se dictarán por las necesidades de los productores y conducta del sistema.

2.5.1 Rápida caída de agua

En un sistema con alto volumen de agua, un compuesto que promueva una rápida caída de agua es necesario para poder brindar resultados satisfactorios dentro del tiempo esperado. Cuando el agua libre esté involucrada, la velocidad de caída de agua debe ser el factor más importante. Es notorio que compuestos con rápida caída de agua son algunas veces

incompletos en el tratamiento; por lo que muchas veces se requieren de una buena fórmula que combina ciertas características críticas para un sistema particular. En sistemas de bajo volumen u otros con más tiempo de residencia, la velocidad de caída de agua puede ser de menor significación en la selección del mejor desemulsificante. En todo caso, la velocidad de la caída de agua debe ser observada y registrada.

2.5.2 Acumulación

Bessler (S/F), afirma que cuando los compuestos se aglomeran sin romper la membrana que existe entre el agua y el petróleo, el resultado es comúnmente llamado “acumulación”. El término es algo usado para cubrir la no coalescencia de las gotas de agua, las cuales se romperían en la centrifugación.

La acumulación puede formarse en la superficie, en la mitad o en la interfase de la fase de petróleo. En algunos sistemas, las gotas de agua no coalescentes están en baja aglomeración, la cual no causaría problemas en el rompimiento de la membrana entre el agua y el petróleo. Esto es una forma de medir la acumulación sin complicarse. En otros sistemas, que tengan calentadores verticales y horizontales y ocasionalmente tanques de agua sin secciones, una acumulación ocurrirá y causará petróleo húmedo. La acumulación puede ser estabilizada para finalmente dividir los sólidos y otros contaminantes que se formen. Una acumulación baja de interfase puede ser detectada por remolinos en la prueba. La acumulación superficial es algo difícil para describir excepto que esto es agua en la forma de gotas las cuales flotan en el tope de la fase petróleo. La acumulación superficial es dañina en sistemas cuando el tiempo de residencia es un factor crítico en el que puede ser tratado y guardado a almacenaje.

2.5.3 Interfase

La interfase deseada es aquella que indique una clara separación entre agua y crudo, que se observa suelta ante cualquier movimiento y que no registra ningún tipo de acumulación de emulsión o agua. Este tipo de interfase también se conoce como interfase espejo, ya que el crudo se observa brillante. Cuando la interfase no está bien definida, se puede presentar su crecimiento en los equipos de tratamiento con el consecuente arrastre bien sea de agua en el crudo ó de crudo en el agua, condición esta poco deseada debido a los innumerables problemas que acarrea [Bessler, S/F].

2.5.4 Turbidez del agua

Es difícil interpretar la turbidez del agua en la Prueba de Botellas y correlacionarla con el comportamiento en la planta. Sin embargo, cuando los efectos del químico en las botellas son pronunciados y reproducibles, se puede relacionar un agua turbia al exceso de producto químico. Agua clara es definitivamente el resultado deseado.

2.5.5 Color del petróleo

La característica principal de las emulsiones es su apariencia turbia y opaca en contraste con el color brillante del petróleo tratado. El color turbio se debe a las partículas finas de la fase interna (agua) en alta concentración que impiden el paso de la luz a través de la emulsión [Bessler, S/F].

Si bien es cierto que el brillo de un crudo no puede ser tomado como la única condición para seleccionar un producto, la turbidez es suficiente para descartarlo

2.5.6 Corte en centrífuga

La calidad más importante en la Prueba de Botellas es la evaluación final del corte en la centrífuga. Aunque son muchas las emulsiones que pueden ser evaluadas sin este paso final, es una práctica pobre, ya que cantidades pequeñas de emulsión o agua libre pueden perderse. Los requerimientos de los oleoductos pueden variar desde un petróleo totalmente seco hasta un 1% de agua según especificaciones de PDVSA y navíos de exportación. Por lo general, la Prueba de Botellas se realiza en base a la especificación del oleoducto. El cliente, sin embargo, puede establecer cualquier otro que considere conveniente.

Al correr la Prueba de Botellas, el corte de centrífuga debe ser hecho para determinar la cantidad total de agua y sedimento en la muestra, los pasos son los siguientes:

- Se drena el agua libre de la muestra del crudo emulsionado abriendo la válvula del recipiente hasta que quede solo fluido emulsionado.
- Se toma dos tubos de centrífuga de 12,5 ml calibrados en porcentaje “*ver MPMS capítulo 10, sección 4 para una descripción completa de estos tubos*” y buscar la marca del 50% y llenar con solvente. Luego se vierte el crudo emulsionado hasta el nivel de líquido (100%). “*ver MPMS capítulo 10, sección 4 para una descripción de solventes*”



Figura 12: Llenando con 50% de xileno



Figura 13: Llenado de tubo con crudo

- Agitar un tubo con la mano para mezclar la emulsión y el solvente con conciencia y colocarlo dentro de la centrífuga “ver MPMS capítulo 10, sección 4 para una descripción de las centrífugas”. Dentro de otro tubo adicionar unas gotas de un químico especial de tratamiento conocido como el compuesto slug o knockout. Este compuesto es un químico especial que no sobretrata a la emulsión, también agitar y colocar en la centrífuga, calentar si es necesario.



Figura 14: Adición de F-46



Figura 15: Separación después del F-46

- Después de que los tubos son centrifugados, leer los tubos la cantidad de agua y sedimentos. La muestra tratada puede o no puede tener la misma cantidad que la muestra no tratada. Si la muestra a la cual se le adicionó el “knockout” muestra más %A&S que la muestra no tratada, entonces además de la emulsión primaria, existe una emulsión secundaria en el petróleo.

Esta prueba es una manera de confirmar la cantidad actual de agua y sedimentos en la muestra antes de hacer la prueba de botella. La comparación entre el tratado y el no tratado nos indicará la presencia o ausencia de emulsión (primaria o secundaria).

3. RESULTADOS

3.1 DATOS

3.1.1 Evaluación del Sistema.

1) Naturaleza y volumen de producción:

- Producción de crudo..... 50125 BB/D
- Producción de agua..... 45509 BB/D
- Tipo de producción..... POR BOMBEO
- Método de producción..... BOMBA ELECTROSUMERGIBLE
- Volumen de emulsión..... 55-70%
- Volumen de agua libre..... 20-25%
- Presencia o ausencia de sólidos..... AUSENCIA

2) Naturaleza del sistema:

- Puntos de inyección.....UN PUNTO DE INYECCIÓN EN CADA ESTACIÓN Y UN REFUERZO EN LA COLINA (ESTACIÓN CENTRAL)
- Productos químicos usados corrientemente.....DEMULSIFICANTES, CLARIFICANTES Y HUMECTANTES
- Galones por día total usados..... 210 GPD; 100 ppm
- Número de pozos.....77 pozos distribuidos de la siguiente forma (Figura 1 de esta sección):

- Temperatura:
 - Temperatura en el punto de inyección..... 180 °F
 - Temperatura en los tanques de tratamiento.....180 °F
 - Temperatura patrón, del envío o tanques de petróleo..... TEMPERATURA AMBIENTE
- Distancia del punto de inyección al tratador..... 60 KM APROX.
- Calidad del agua.....TURBIA

Todos estos valores son datos otorgados por EL CONSORCIO TECPETROL COPAREX CMS, OIL AND GAS, a las compañías invitadas al proceso licitatorio, para su uso en el desarrollo del desemulsificante para la Unidad Colón, tanto como para evaluar el sistema, como para el cálculo de los ppm del producto químico a desarrollar en el laboratorio y todo lo concerniente a este proceso.

A continuación se presentan en forma de tabla y gráfica, los resultados de la prueba que se le realizó al producto del sistema, para conocer el rango a estudiar (Prueba de Dosificación) y los gráficos y las tablas de las distintas Pruebas de Botellas, para el proceso de descartar los productos químicos que no cumplan con las especificaciones del cliente. Las hojas de las distintas Prueba de las Botellas, con los datos tomados en el laboratorio, se encuentran en el Apéndice 2, donde se anotaron los % A&S total, los % de emulsión, el porcentaje de agua residual, de la prueba a la mezcla compuesta, además de las lecturas de las caídas de agua cada 2 horas y media, el producto que se probó. Otros datos de importancia en estas tablas son el porcentaje de emulsión, de agua residual, y total de agua que contiene el crudo

a ser tratado, las temperaturas de tratamiento, el tiempo de agitación y de reposo y cuantas emboladas por minuto de agitación se le imponen al crudo

3.2 TABLAS Y GRÁFICAS

Tabla 1: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) del Producto del Sistema

PPM	Porcentaje de Agua Total
50	3
100	1
150	0,8
200	0,7
250	0,7
300	0,6
350	0,55
400	0,5
450	0,45
500	0,45

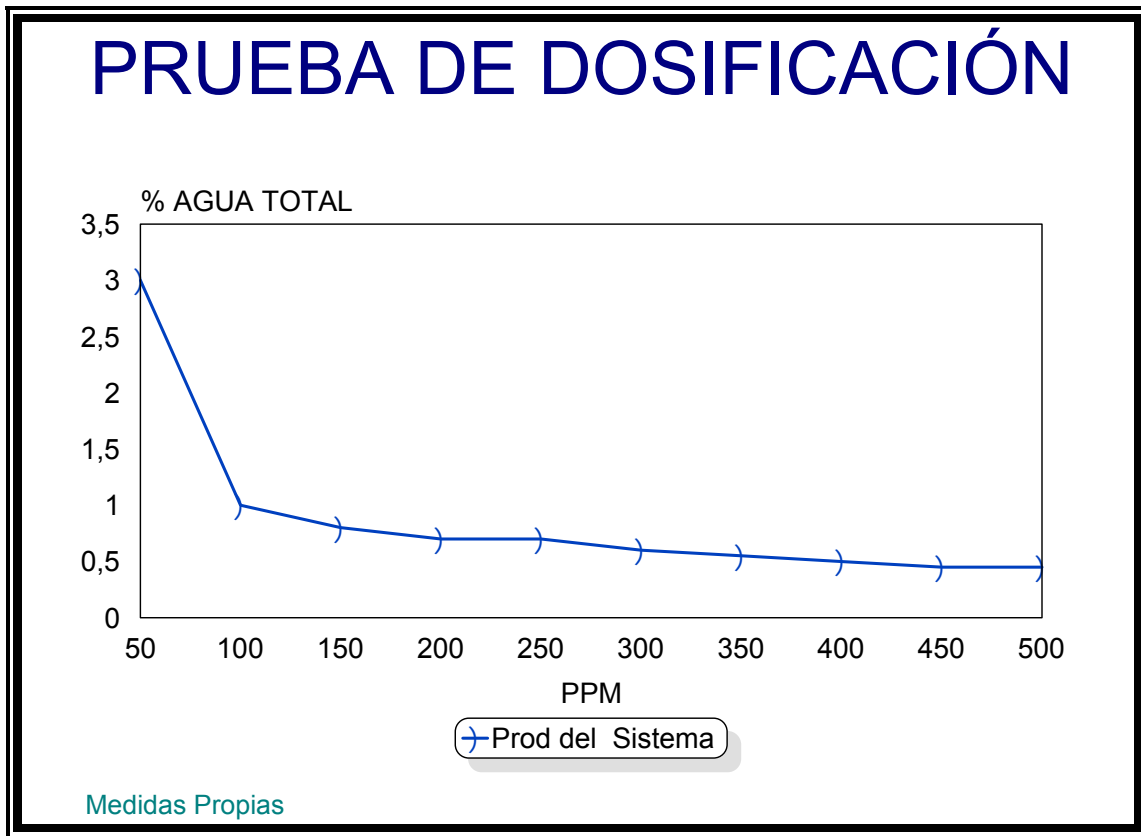


Gráfico N.º 1. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) del Producto del Sistema

El gráfico N.º 1 se trata de la prueba realizada al producto que fluye por las estaciones de flujo (sistema), para conocer en que rango de dosificación se tiene que trabajar, dependiendo de la cantidad de Porcentaje Agua Total.

Tabla 2: . Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N°1

Dosis (ppm)	% Agua Total				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,3	0,8	0,6	0,3	0,2
2	3,5	3	2	1,9	1,8
3	2,9	1,6	1,2	1,4	1,1
4	1,4	1	0,8	0,6	0,6
5	1	0,8	0,4	0,6	0,7
6	1,8	1,7	1	0,9	1
7	2,6	2,2	1,8	2	1,9
8	3,2	3	2,8	1,6	1,5
9	0,6	0,4	0,3	0,6	0,4
10	0,8	1	0,7	0,4	0,8
11	4	3,4	2,6	2,2	2,2
12	2,8	2	2	1,8	1,7
13	1,6	1,2	0,6	0,8	0,7
14	3	2,4	1,5	1,7	1,4
15	1	0,7	0,9	0,6	0,3
16	1,4	0,8	0,6	0,3	0,4
17	0,8	0,9	0,6	0,9	0,8
18	2,1	1,8	1,4	1,1	1,2
19	1,2	1	1	0,8	0,6
20	10	6	8	6	7
21	1	0,5	0,3	0,6	0,4
22	0,6	0,8	0,8	0,9	0,8
23	14	7	9	6	4
24	1,2	1	0,6	0,9	0,9
25	0,8	0,9	0,9	0,6	0,5
26	2,8	1,5	1,2	1,3	1,1
27	1,6	1,2	1	1	0,6

En los gráficos N° 2 y N° 3 se presenta el comienzo del proceso de descarte de la prueba de botellas, según la dosificación (ppm) que se le añadió al crudo y el Porcentaje de agua total que obtuvo después del corte por centrífuga. Todo producto que se encuentre por encima del 1% de agua total se descarta.

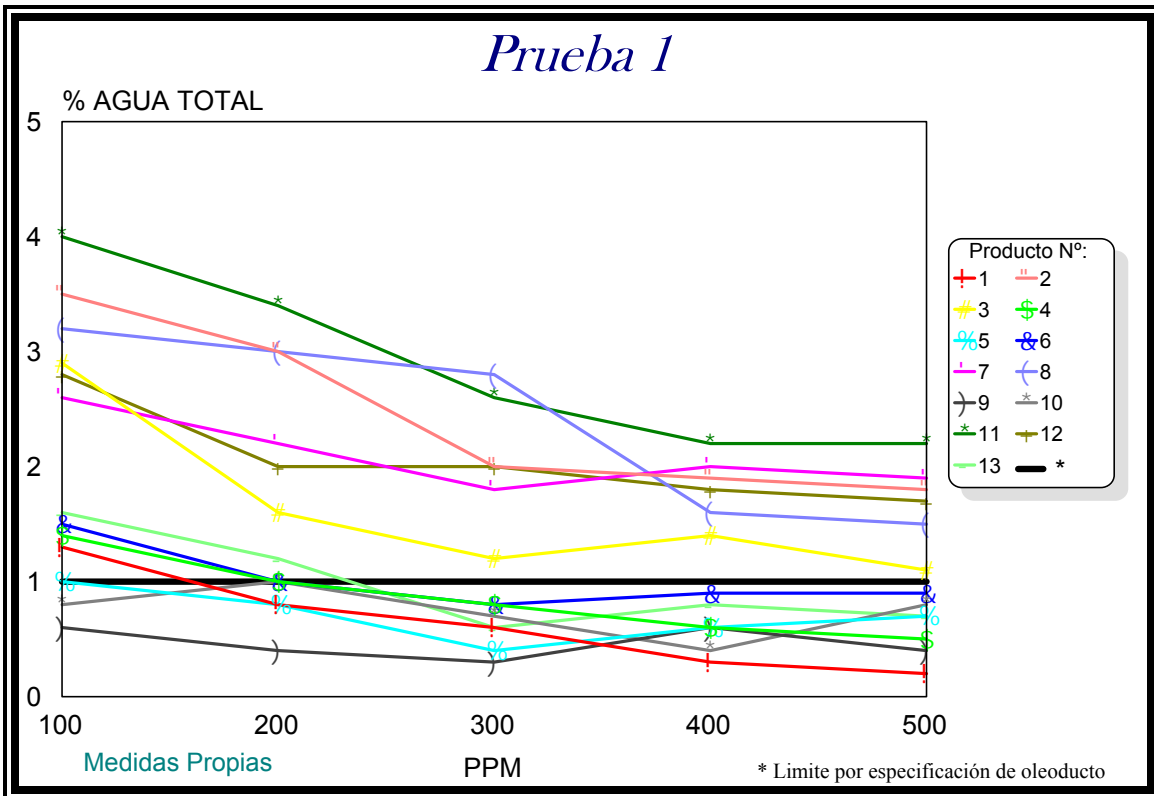


Gráfico N° 2. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N°1

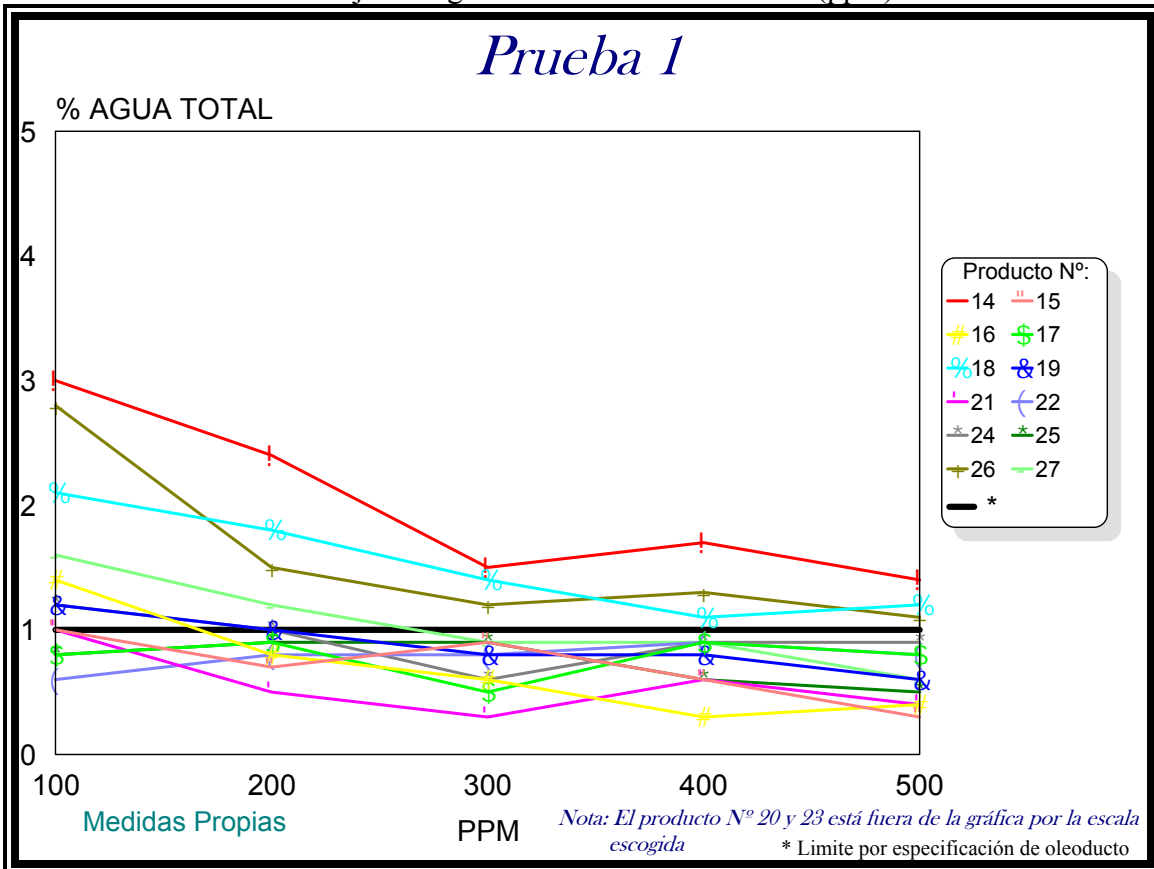


Gráfico N° 3 Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N°1

Tabla 3: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 2.

Dosis (ppm)	% Agua Total				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,4	0,8	0,7	0,5	0,4
4	1,6	0,9	0,8	0,7	0,8
5	1	1	0,5	0,6	0,6
6	1,8	1,4	1,1	0,9	0,7
9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
10	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9
13	1,8	1,6	1,2	1,4	1,2
15	0,9	0,5	0,5	0,4	0,6
16	1,4	0,8	0,6	0,4	0,4
17	1	1,1	1	0,9	0,8
19	1,2	1,4	1,6	1,3	1,1
21	0,8	0,8	0,6	0,5	0,5
22	0,6	0,8	0,8	0,9	0,8
24	1,4	1	0,9	0,7	0,9
25	1	1,1	1,2	1	1
27	1,6	1,4	1	0,9	1,1

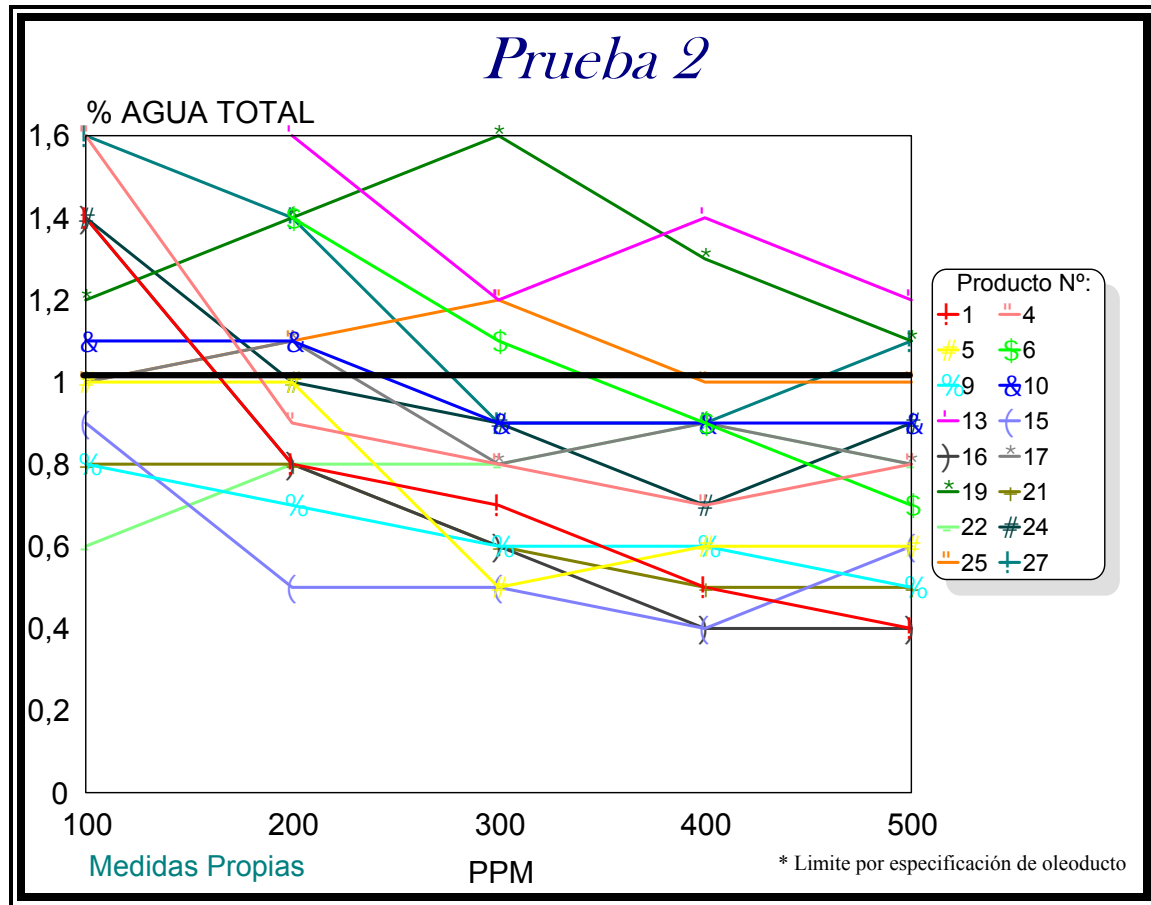


Gráfico N° 4. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 2.

En el gráfico N° 4 se observan los resultados de la segunda prueba de los productos que no se eliminaron.

Tabla 4: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 3.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,2	0,9	0,7	0,7	0,5
4	1,4	0,8	0,9	1	0,9
5	0,9	0,8	0,8	0,6	0,6
9	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7
10	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9
15	1,2	0,9	0,6	0,7	0,5
16	1,4	0,8	0,6	0,4	0,4
17	1,1	1	1	0,9	0,8
21	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5
22	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7
24	1,4	1,1	0,9	0,8	0,8
27	1,5	1,3	1,1	1	1,1

Tabla 5: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 4.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,2	0,8	0,6	0,8	0,5
4	1,4	1	0,9	1,2	0,9
5	0,8	0,7	0,5	0,7	0,6
9	0,8	0,6	0,6	0,8	0,7
15	1,2	0,8	0,7	0,6	0,8
16	1,3	0,8	0,6	0,7	0,5
17	1,1	1	0,9	0,8	0,7
21	0,9	0,9	0,7	0,6	0,6
22	1	0,8	0,7	0,8	0,7
24	1,3	1,1	0,9	0,8	0,9

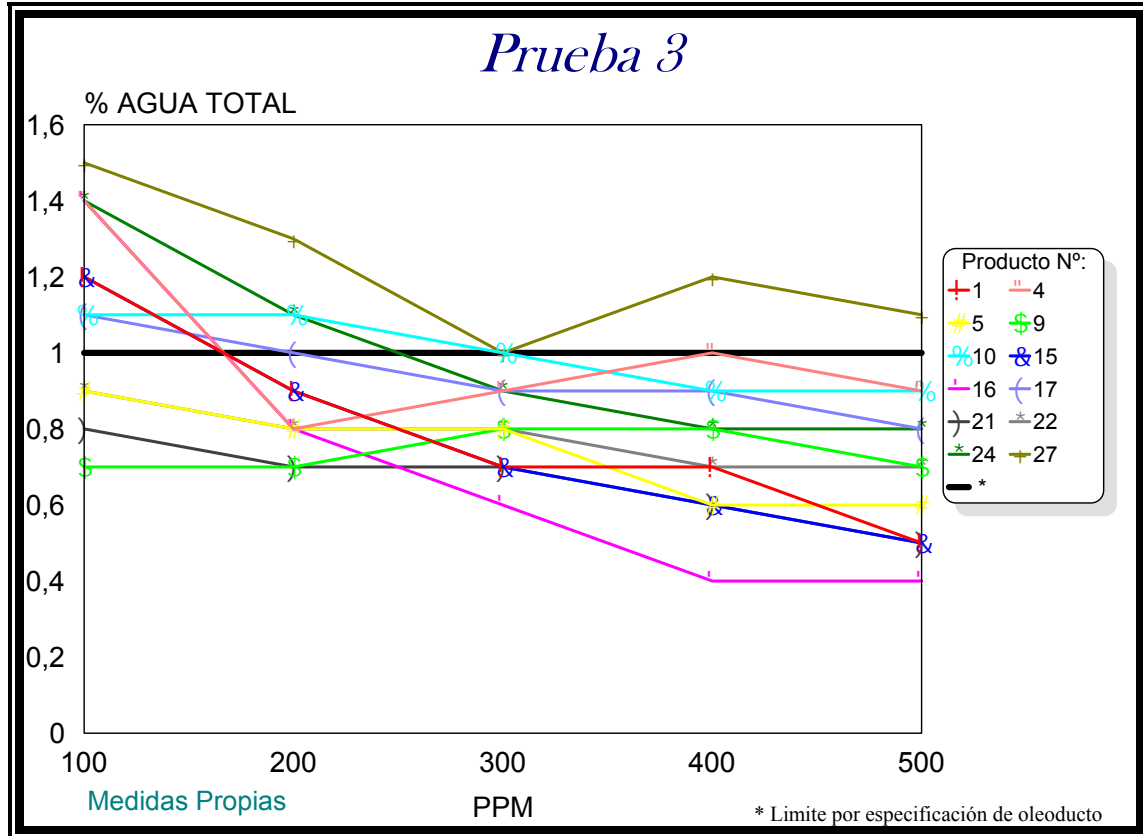


Gráfico N° 5. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 3.

En el gráfico N° 5 se eliminan dos productos en la tercera prueba de acuerdo a los parámetros preestablecidos.

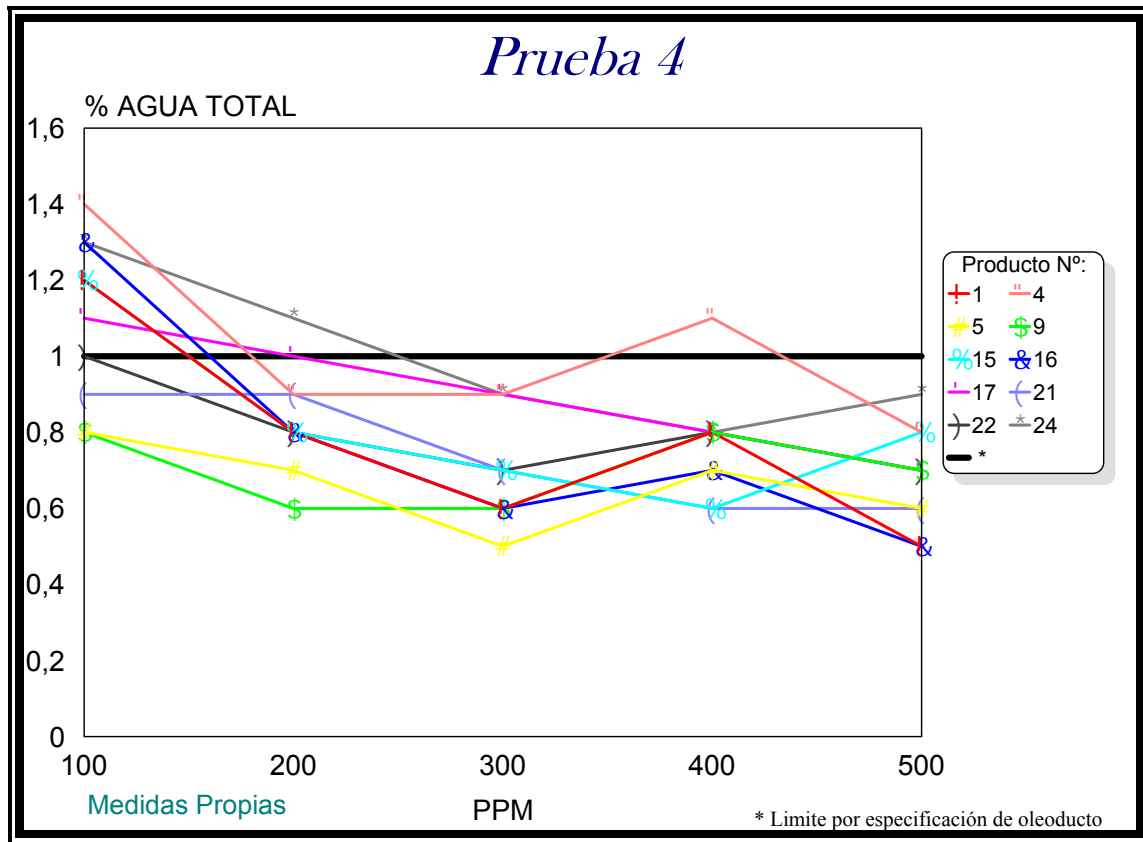


Gráfico N° 6. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 4.

En el gráfico N° 6 que representan los resultados de la cuarta prueba, los productos no sobrepasan el 1% de agua total, sin embargo están muy cerca de éste rango.

Tabla 6: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 5.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,3	1	0,8	0,8	0,7
4	1,4	1,2	0,9	0,8	0,9
5	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,7
15	1	0,7	0,5	0,6	0,7
16	1,2	0,8	0,5	0,7	0,6
17	1,1	0,9	0,8	0,9	0,8
21	0,9	0,6	0,7	0,5	0,5
22	1,2	0,9	0,8	0,7	0,7
24	1,4	1,1	0,9	0,6	0,5

Tabla 7: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 6.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,2	0,9	0,7	0,7	0,5
4	1,4	1	1	1	0,9
5	0,9	0,8	0,6	0,8	0,6
9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6
15	1,2	0,9	0,8	0,7	0,5
16	1,1	1	0,6	0,8	0,7
17	1,3	1,1	0,7	0,5	0,5
21	0,8	0,7	0,6	0,7	0,5
22	1	0,9	0,8	0,8	0,7
24	1,5	1,3	1,1	1	1,1

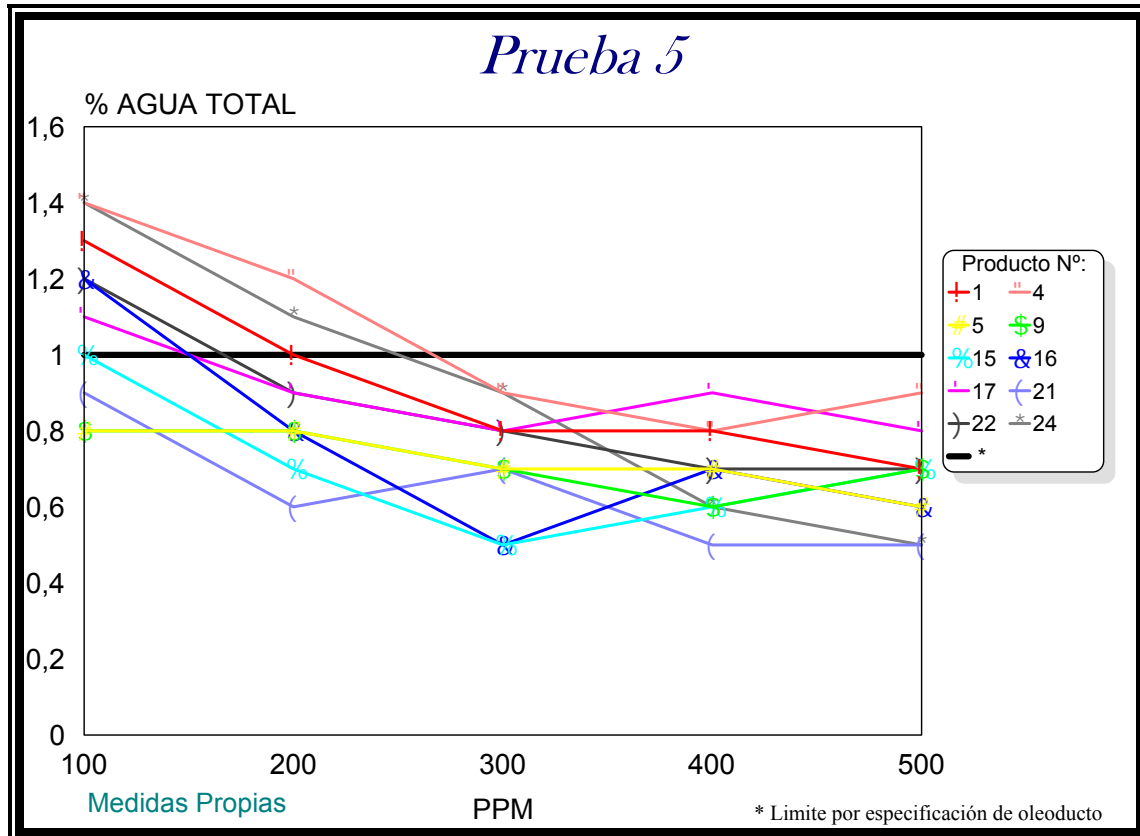


Gráfico N° 7. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 5.

En el gráfico N° 7 ocurre el mismo comportamiento que las anteriores, no se eliminó productos.

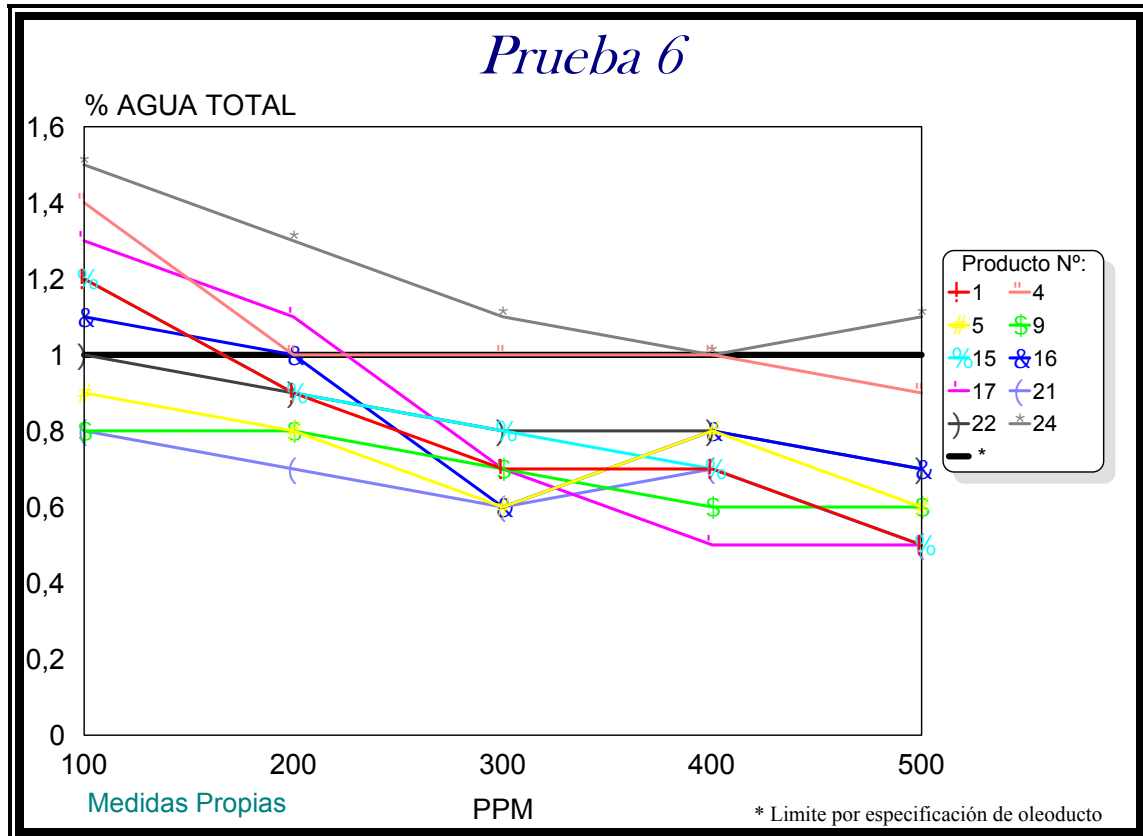


Gráfico N° 8. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 6.

En el gráfico N° 8 se eliminan dos productos, por las mismas razones antes expuestas; quedando ocho productos para la séptima prueba.

Tabla 8: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 7.

Dosis (ppm)	% Agua Total				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,2	1	0,8	0,9	0,8
5	0,9	0,8	0,7	0,8	0,6
9	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6
15	1	1	0,9	0,8	0,8
16	1	0,9	0,7	0,8	0,7
17	1,2	1,1	0,7	0,5	0,6
21	0,8	0,7	0,6	0,7	0,5
22	1	0,8	0,8	0,6	0,6

Tabla 8: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 8.

Dosis (ppm)	% Agua Total				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	1,4	1,3	1,1	1	1
5	0,9	0,8	0,7	0,8	0,7
9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5
15	1,2	1,2	1	0,9	1,1
16	1,1	1	0,8	0,9	0,9
17	1,3	1,1	0,9	0,6	0,8
21	0,7	0,6	0,5	0,7	0,6
22	1,1	0,9	0,7	0,5	0,5

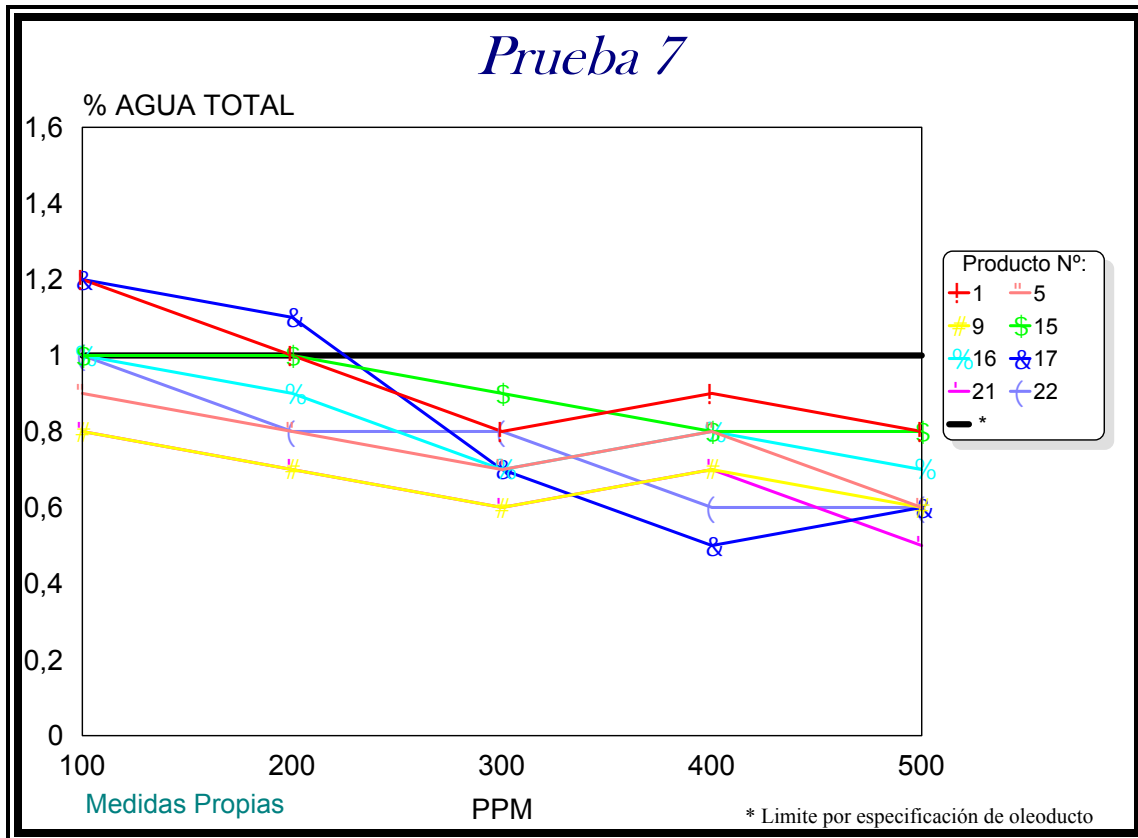


Gráfico N° 9. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 7.

En el gráfico N° 9 los productos no sobrepasan el límite del 1% de agua total, por tanto no hubo eliminación.

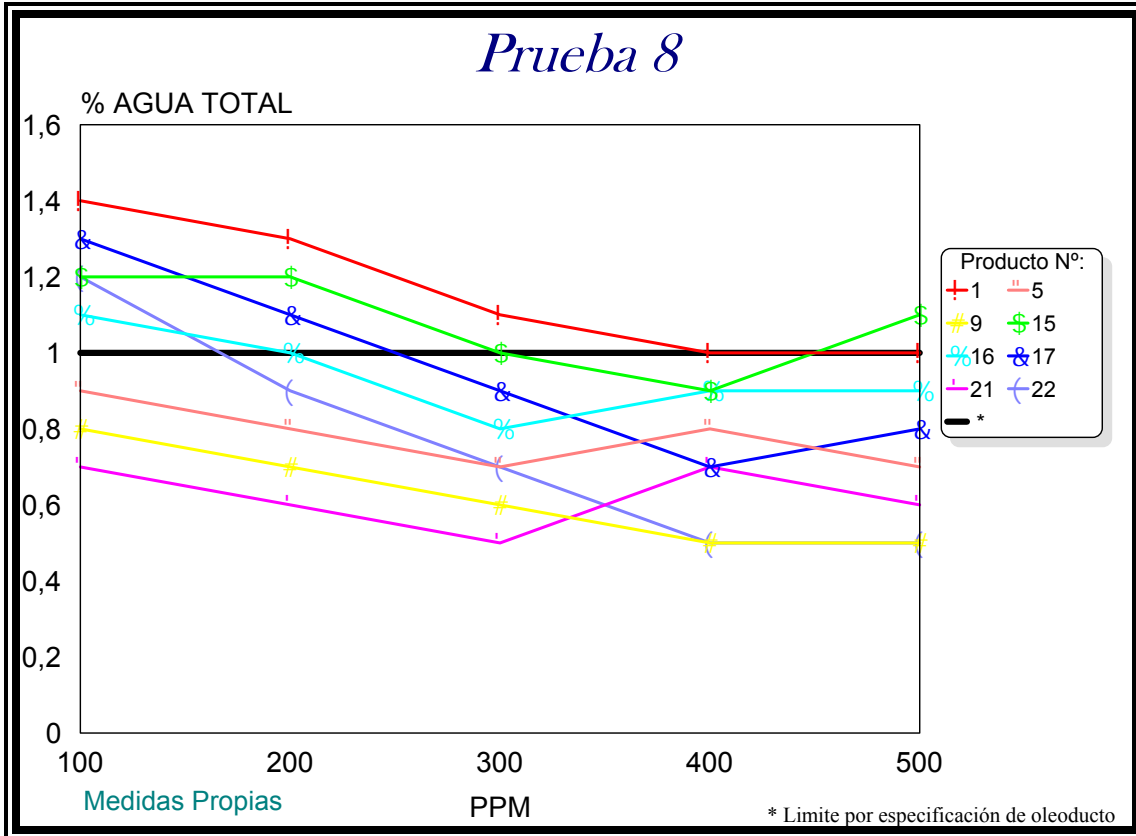


Gráfico N° 10. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 8.

En este gráfico se eliminaron dos productos por no cumplir con las especificaciones requeridas de Porcentaje de agua total.

Tabla 10: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 9.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
5	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6
9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,5
16	1,2	1,1	1,2	1,3	1,1
17	1,2	1	0,9	0,7	0,8
21	0,6	0,5	0,4	0,6	0,5
22	1,1	0,9	0,8	0,8	0,7

Tabla 11: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 10.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
5	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6
9	0,7	0,6	0,5	0,6	0,5
16	1,2	1,1	1,2	1,3	1,1
17	1,2	1	0,9	0,7	0,8
21	0,6	0,5	0,4	0,6	0,5
22	1,1	0,9	0,8	0,8	0,7

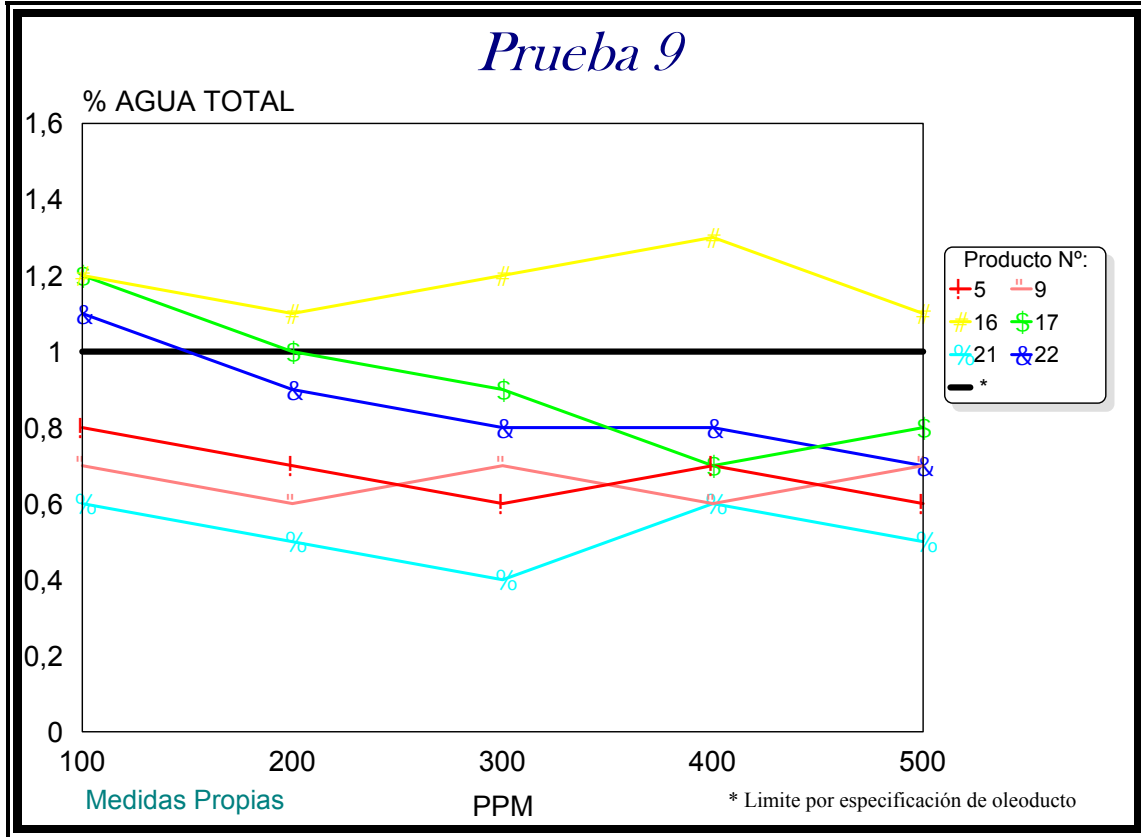


Gráfico N° 11. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 9.

En este gráfico sólo un producto dejó de cumplir con las especificaciones, por tanto se elimina.

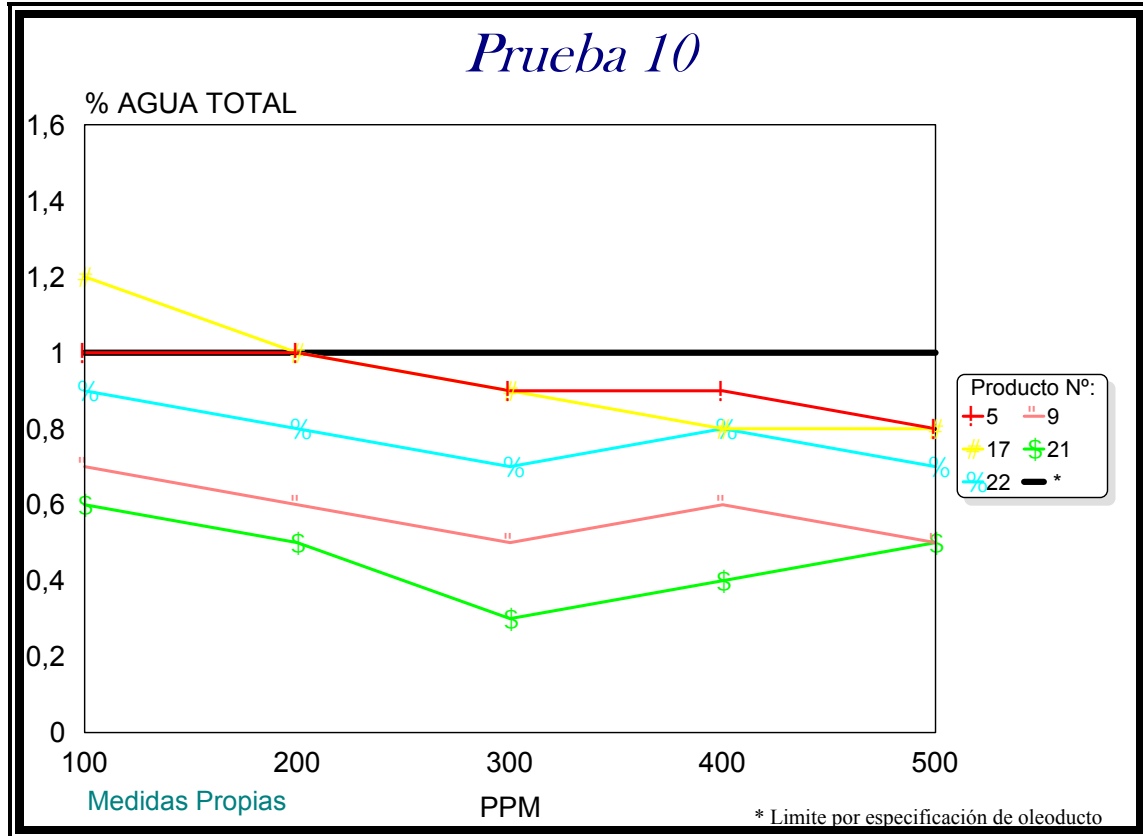


Gráfico N° 12. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 10.

En el gráfico N° 12 no se realizó eliminación de productos por las mismas razones expuestas en los gráficos anteriores.

Tabla 12: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 11.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
5	1,2	1,1	1,1	1	0,9
9	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6
17	1,4	1,2	1,1	1,2	1
21	0,6	0,5	0,3	0,3	0,4
22	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8

Tabla 13: Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 12.

	% Agua Total				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
9	1	0,9	0,9	0,8	0,8
21	0,7	0,6	0,4	0,4	0,5
22	0,9	0,8	0,7	0,6	0,7

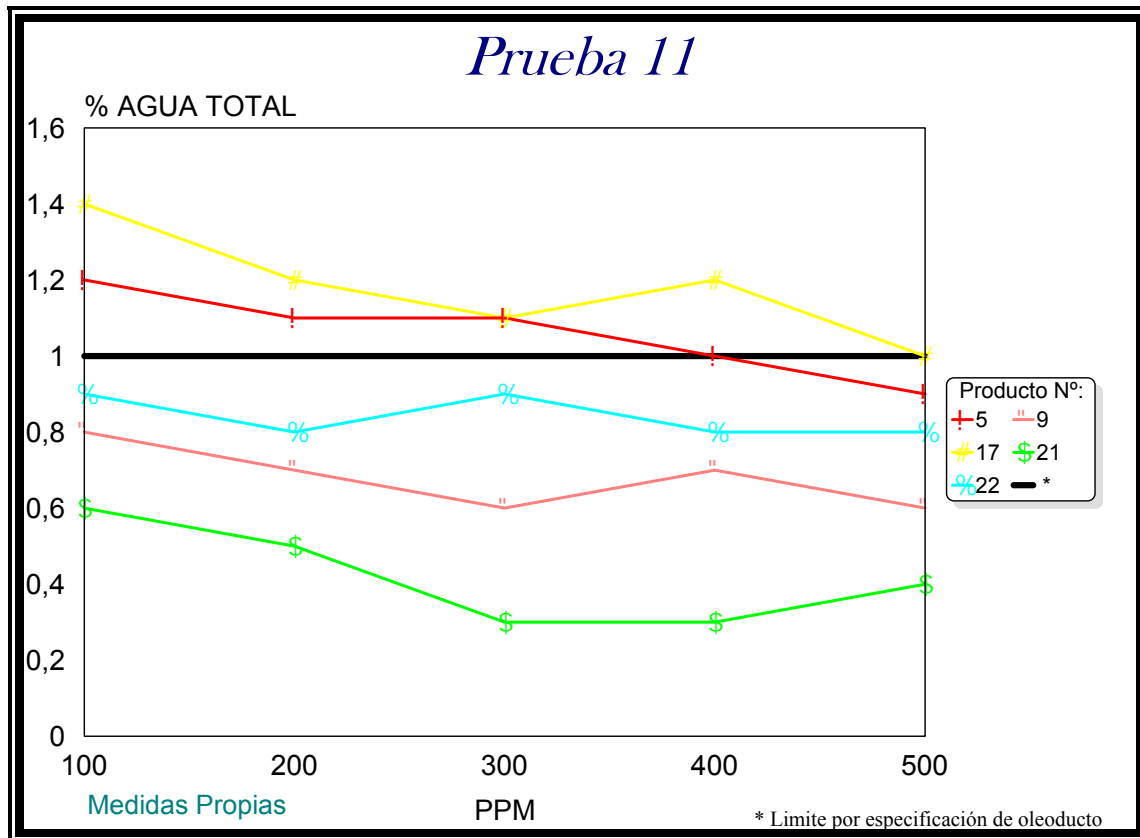


Gráfico N° 13. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 11.

En el gráfico N° 13 se presenta el penúltimo proceso de descarte de productos, quedando los tres mejores productos.

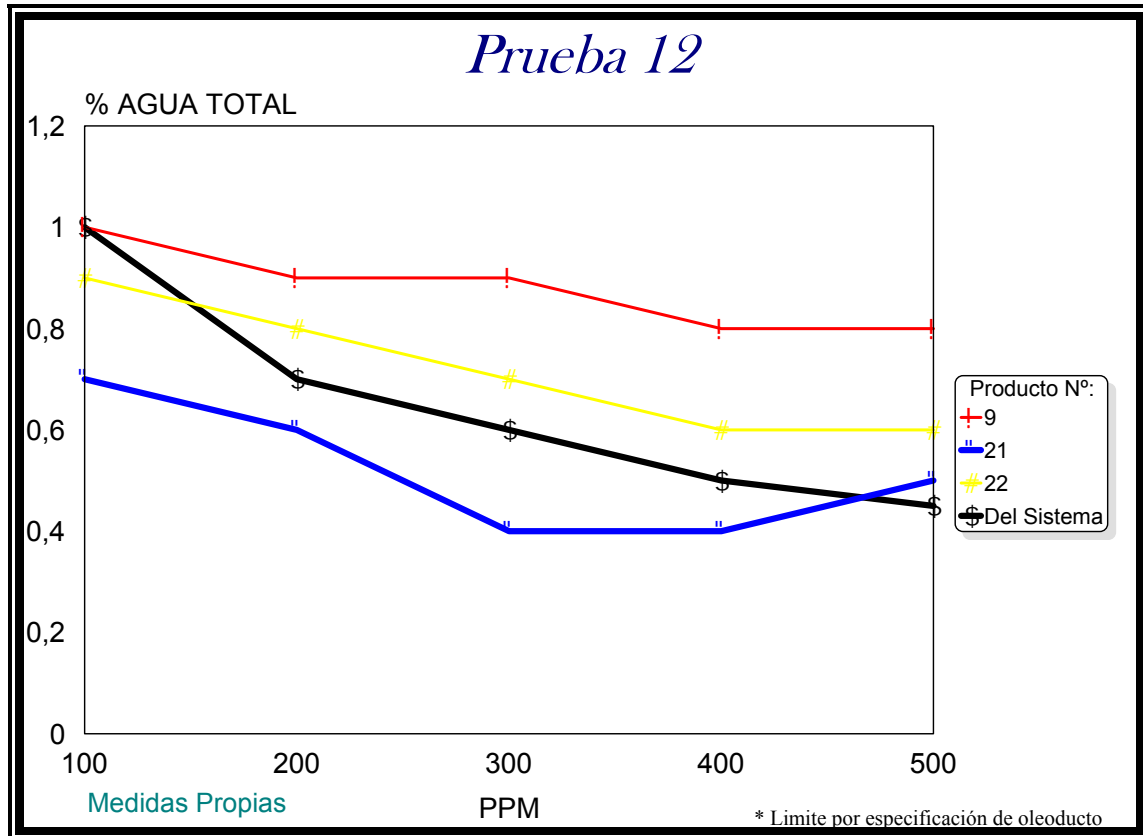


Gráfico N° 14. Porcentaje de Agua Total vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 12.

En este gráfico se encuentran los tres mejores productos, los parámetros de selección de éstos serán ahora los valores de Porcentaje de agua total del producto del sistema que se observan en la gráfica N° 1. El producto N° 21 es el que cumple con todos los parámetros de escogencia.

Tabla 14. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 1.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,5	0,3	0,1	0,2	0,1
2	2	2,1	1,2	1,1	1,2
3	1,4	1,2	1	1,3	0,7
4	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2
5	0,5	0,2	0,2	0,2	0,3
6	0,3	0,1	0,5	0,4	0,4
7	1,4	1,3	1,4	1,1	1,4
8	2,5	2,7	2,1	1,1	1,1
9	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2
10	0,3	0,5	0,5	0,1	0,1
11	2,4	2	1,5	1,2	1,6
12	1,6	1,3	1,3	1,1	1,2
13	0,4	0,5	0,3	0,3	0,3
14	1,8	1,7	0,9	1,1	1,3
15	0,5	0,3	0,4	0,3	0,2
16	0,6	0,3	0,2	0,2	0,3
17	0,3	0,3	0,5	0,4	0,4
18	1,2	1,3	0,9	0,7	0,7
19	0,7	0,3	0,5	0,3	0,2
20	7,6	4,6	7	4,2	5,5
21	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2
22	0,3	0,4	0,3	0,5	0,4
23	11,8	5	7,1	5,7	2,1
24	0,7	0,5	0,3	0,5	0,4
25	0,5	0,5	0,5	0,3	0,4
26	2,3	1,3	0,9	1	0,7
27	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3

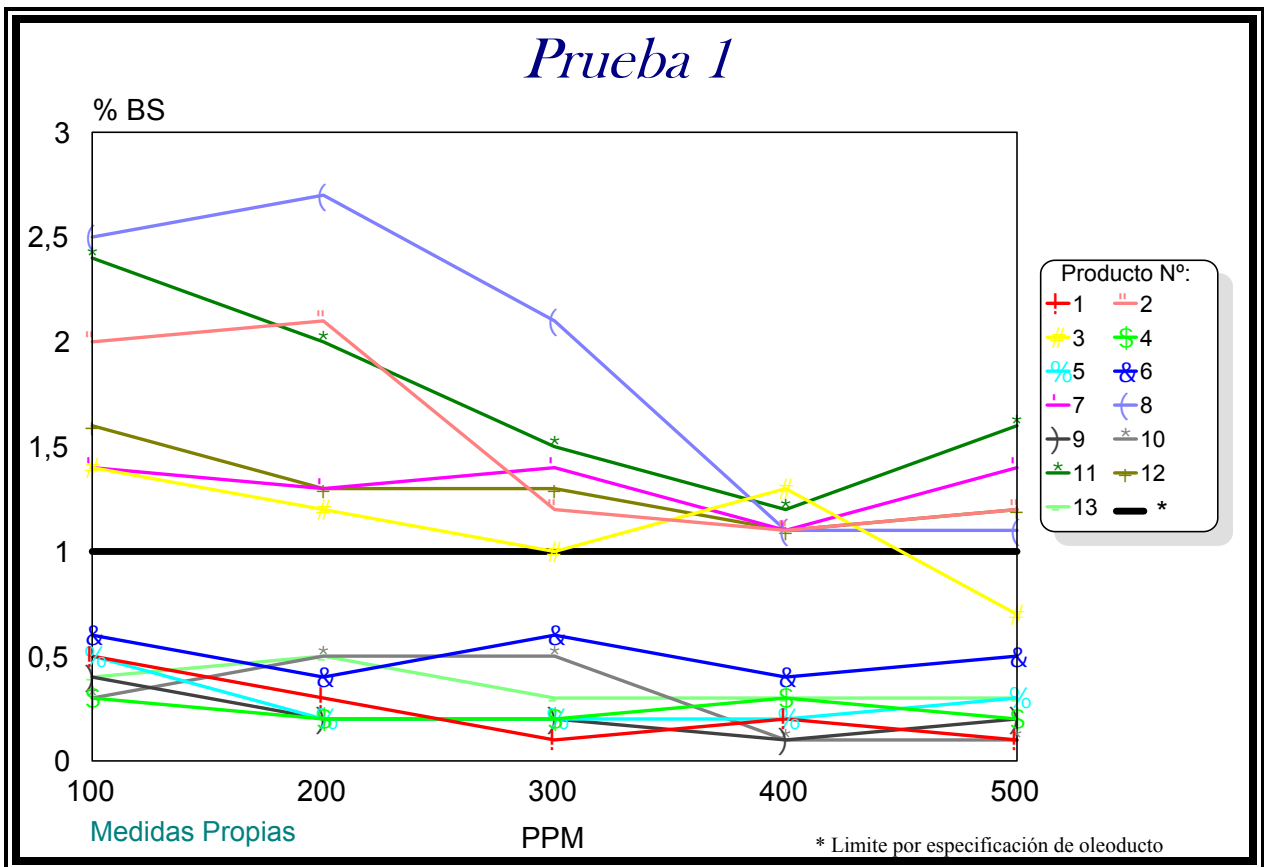


Gráfico N° 15. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 1

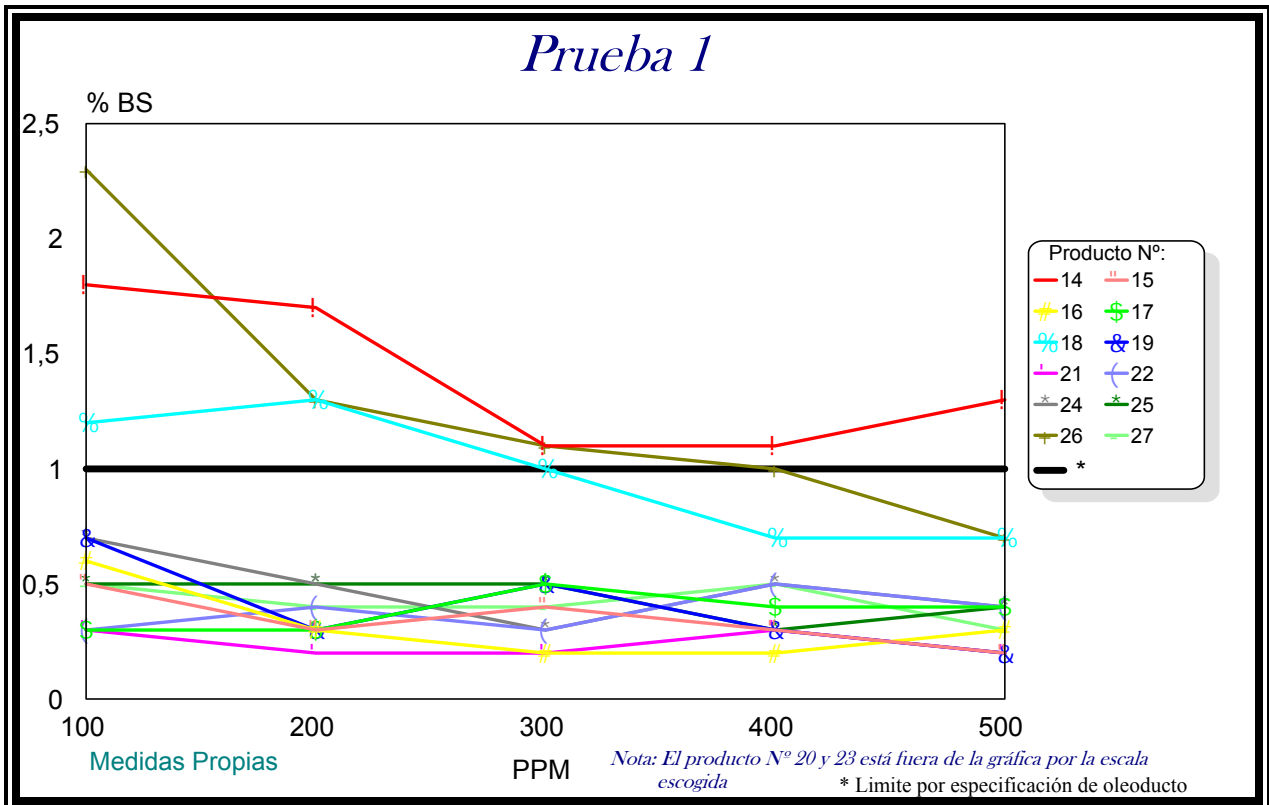


Gráfico N° 16. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 1.

Tabla 15. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 2.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,5	0,3	0,3	0,1	0,3
4	0,4	0,4	0,2	0,3	0,5
5	0,4	0,2	0,2	0,4	0,3
6	1,1	1,2	1,1	1	0,8
9	0,5	0,2	0,3	0,2	0,4
10	0,7	0,7	0,8	0,9	0,8
13	1,1	1	0,7	1,1	0,9
15	0,4	0,2	0,2	0,2	0,3
16	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
17	0,5	0,4	0,4	0,3	0,4
19	0,8	0,9	1	0,8	0,9
21	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2
22	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2
24	0,6	0,5	0,3	0,2	0,3
25	0,9	0,7	0,9	0,8	0,8
27	0,6	0,4	0,4	0,3	0,4

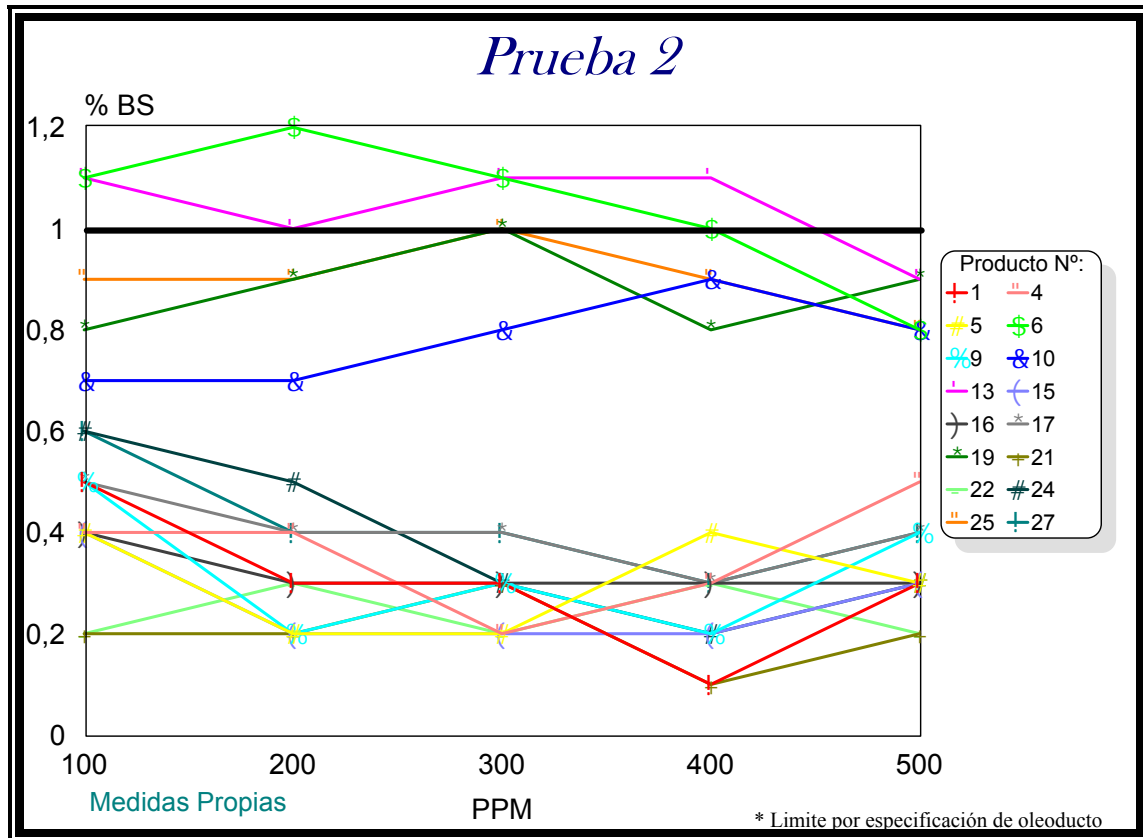


Gráfico N° 17. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 2.

Tabla 16. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 3.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3
4	0,7	0,5	0,4	0,5	0,5
5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3
9	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3
10	0,6	0,7	0,6	0,5	0,5
15	0,7	0,3	0,2	0,3	0,3
16	0,6	0,2	0,2	0,3	0,3
17	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
21	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
22	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3
24	0,5	0,4	0,4	0,5	0,6
27	1,1	1	0,7	0,9	1,2

Tabla 17. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 4.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4
4	0,4	0,5	0,3	0,4	0,5
5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2
9	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
15	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
16	0,4	0,3	0,5	0,4	0,3
17	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
21	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2
22	0,5	0,3	0,2	0,4	0,2
24	0,5	0,5	0,5	0,3	0,4

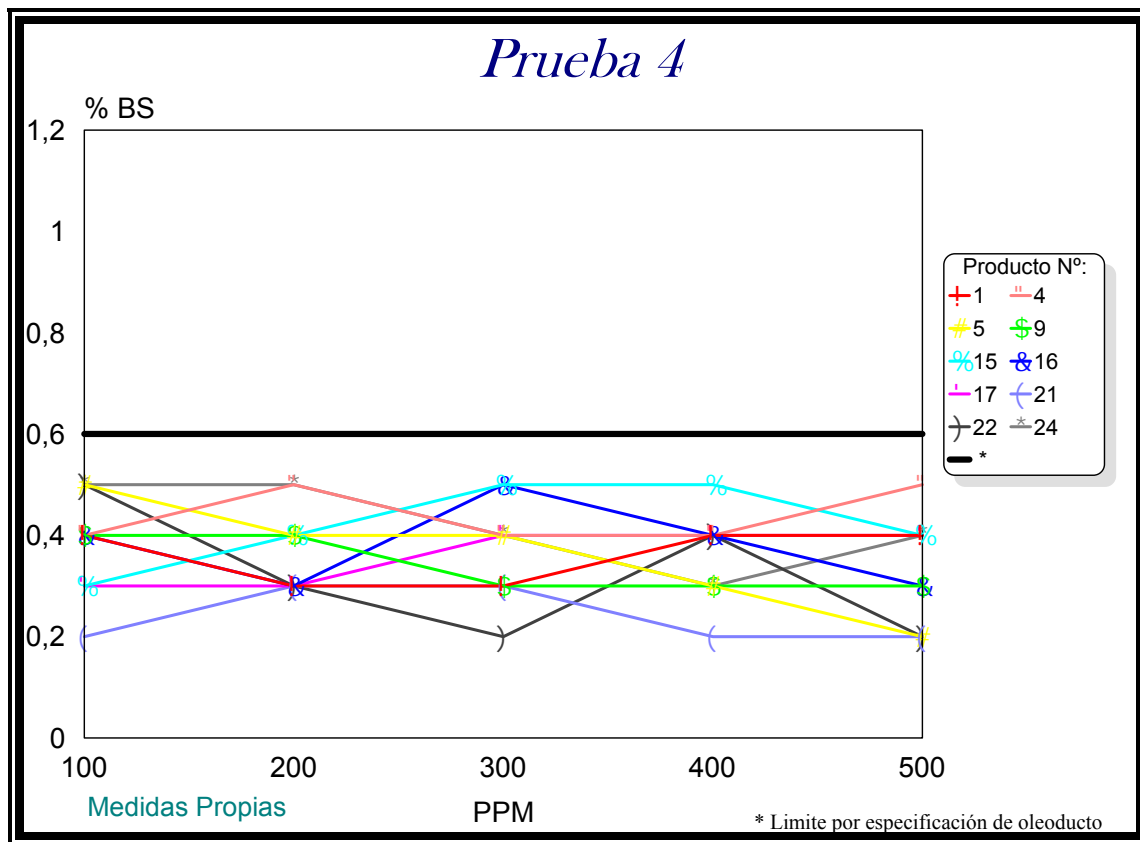


Gráfico N° 19. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 4.

Tabla 18. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 5.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5
4	0,5	0,4	0,3	0,5	0,3
5	0,4	0,5	0,4	0,3	0,3
9	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
15	0,3	0,3	0,2	0,4	0,4
16	0,4	0,4	0,3	0,4	0,5
17	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
21	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
22	0,6	0,5	0,3	0,5	0,4
24	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3

Tabla 19. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 6.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2
4	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7
5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
9	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3
15	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2
16	1,1	0,7	0,6	0,8	0,9
17	0,5	0,4	0,3	0,3	0,4
21	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
22	0,3	0,5	0,3	0,4	0,3
24	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3

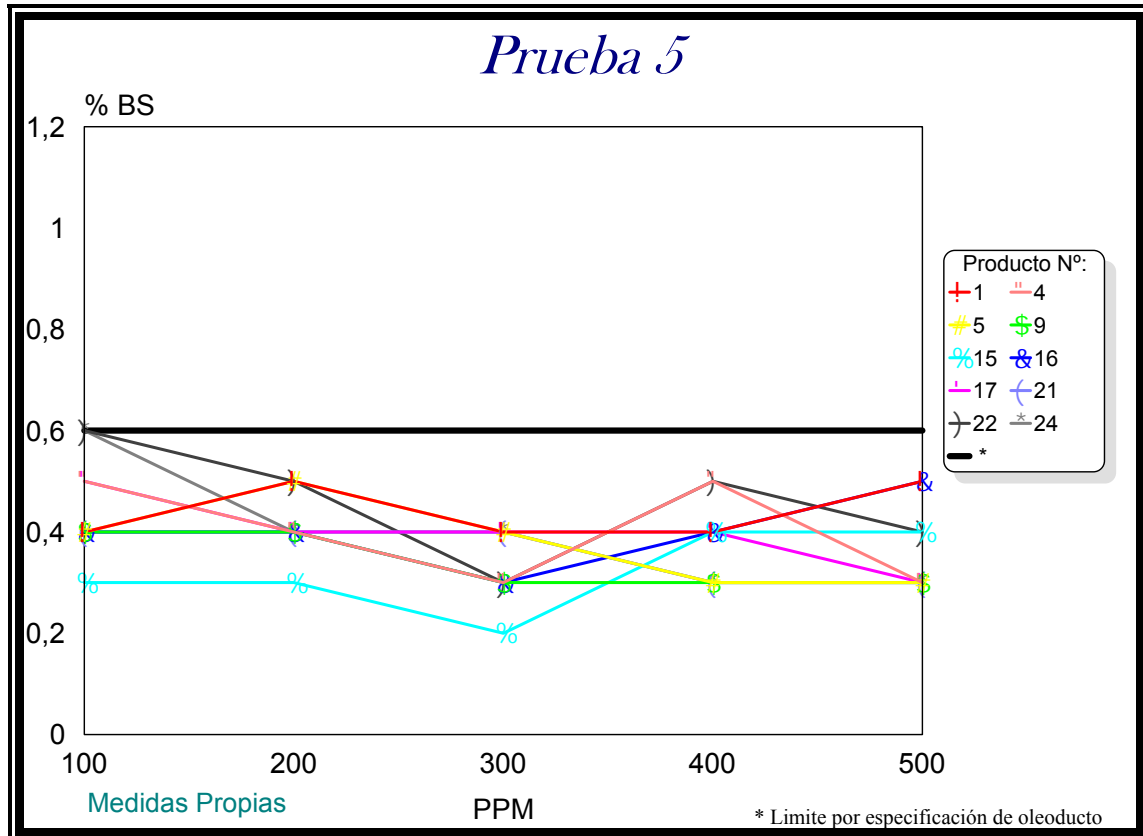


Gráfico N° 20. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 5.

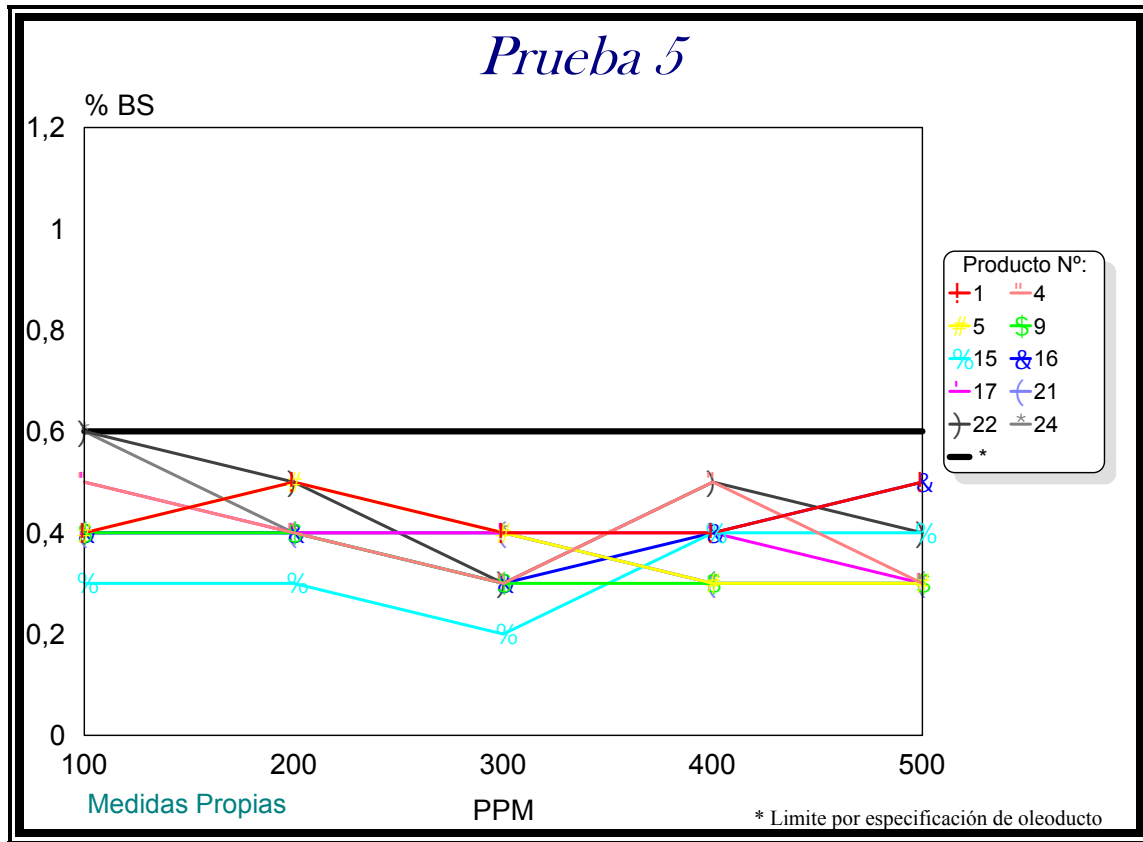


Gráfico N° 20. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 5.

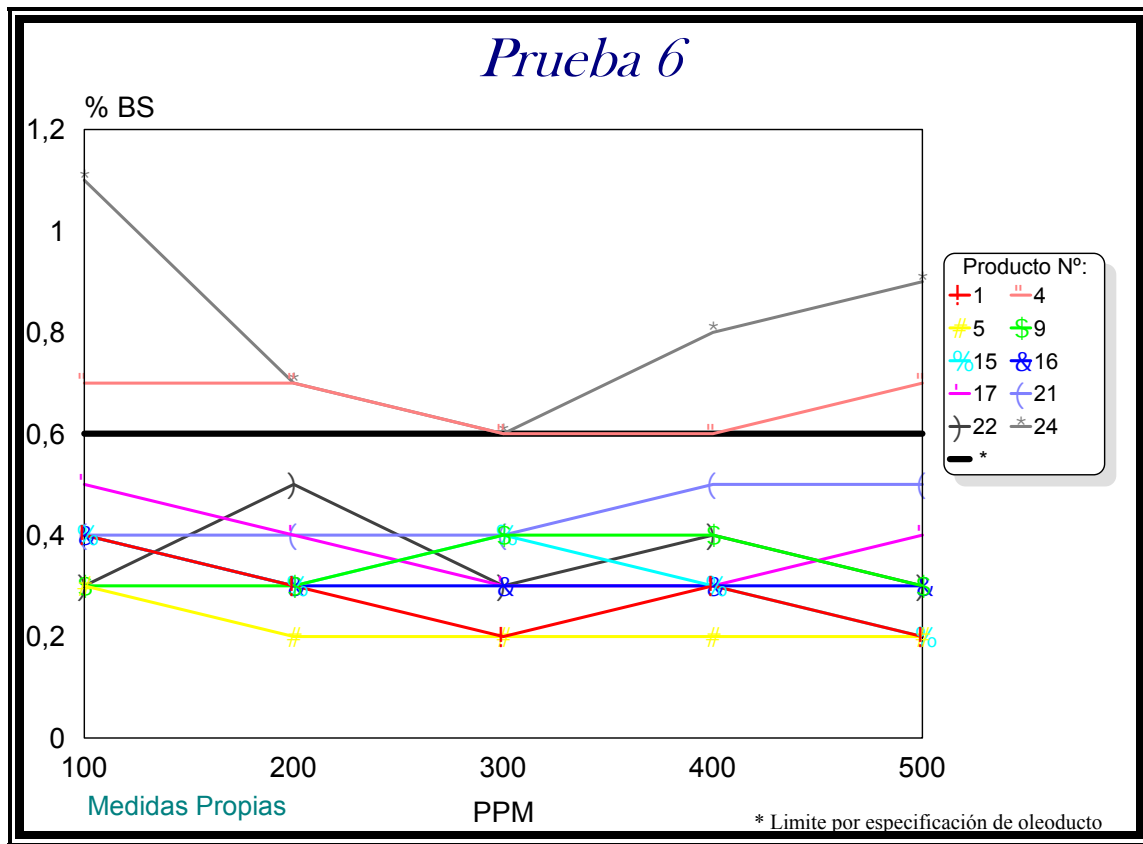


Gráfico N° 21. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 6.

Tabla 20. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 7.

	% BS				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
5	0,4	0,3	0,3	0,4	0,5
9	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4
15	0,4	0,5	0,3	0,5	0,5
16	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3
17	0,4	0,5	0,5	0,3	0,4
21	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
22	0,4	0,3	0,4	0,5	0,4

Tabla 21 Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 8.

	% BS				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
1	0,7	1	0,9	0,9	0,8
5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
9	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3
15	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6
16	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3
17	0,3	0,4	0,5	0,5	0,4
21	0,1	0,2	0,1	0	0
22	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2

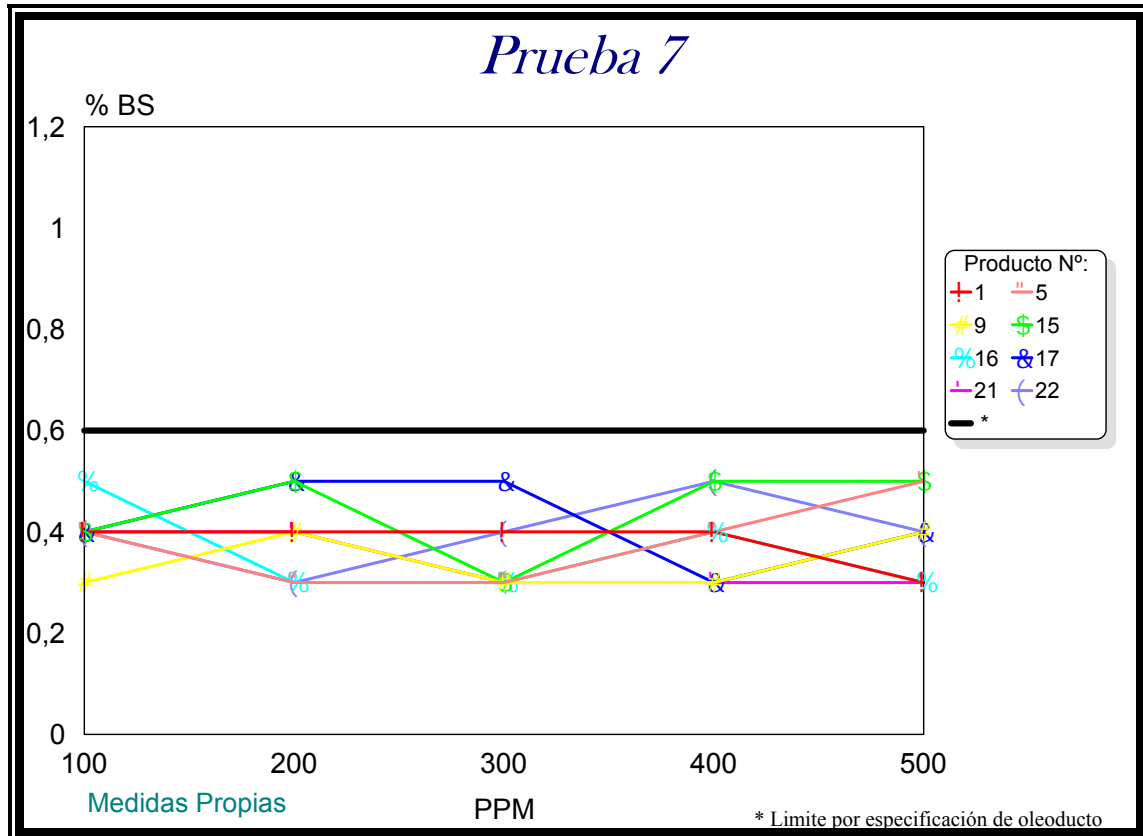


Gráfico N° 22. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 7.

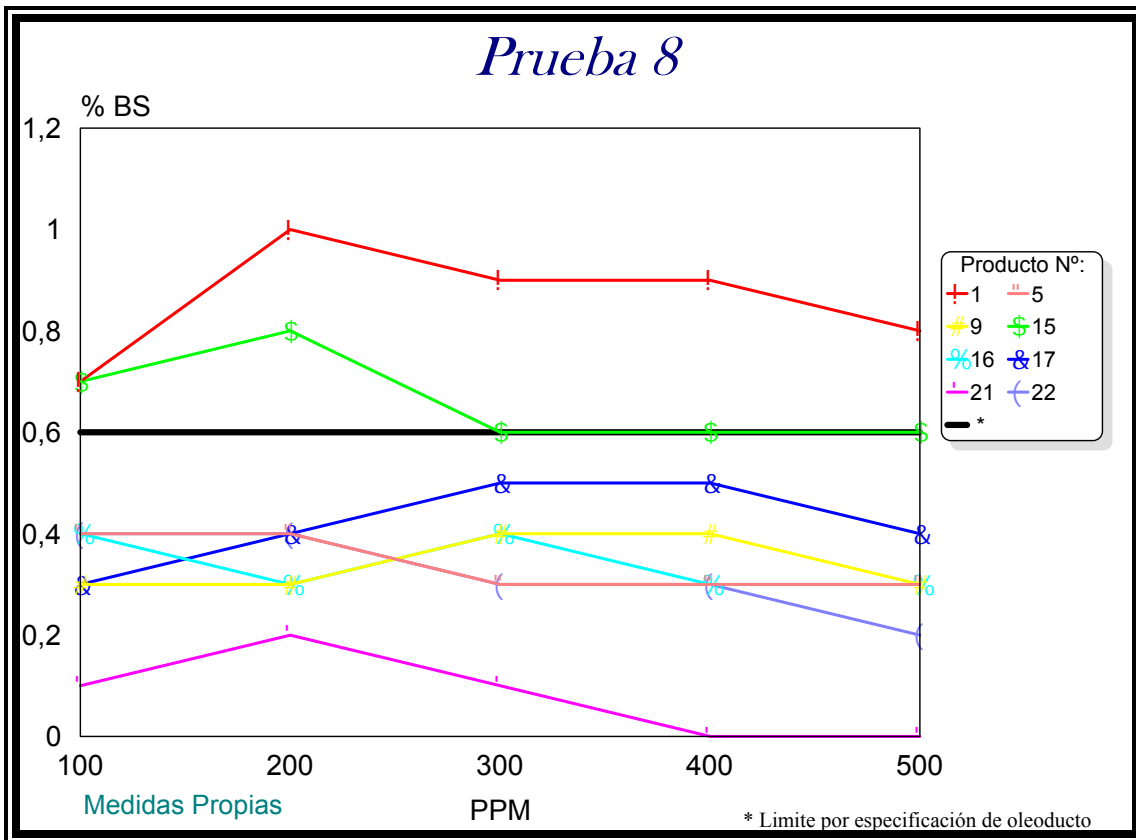


Gráfico N° 23. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 8.

Tabla 22. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 9.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
9	0,4	0,5	0,4	0,3	0,4
16	0,9	0,9	0,8	1	0,9
17	0,9	0,9	0,8	1	0,9
21	0,1	0	0	0	0
22	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3

Tabla 23. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 10.

Dosis (ppm)	% BS				
	100	200	300	400	500
Productos					
5	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
9	0,5	0,4	0,4	0,3	0,4
17	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3
21	0,1	0	0	0	0
22	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4

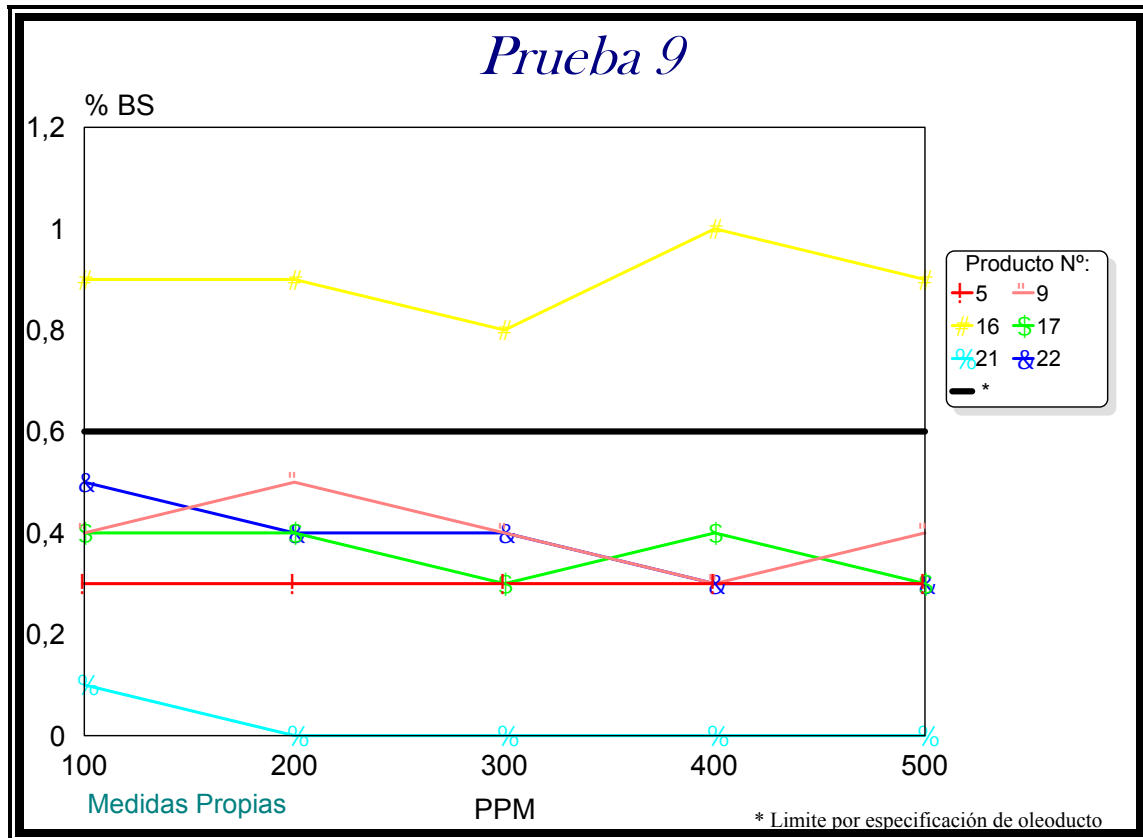


Gráfico N° 24. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 9.

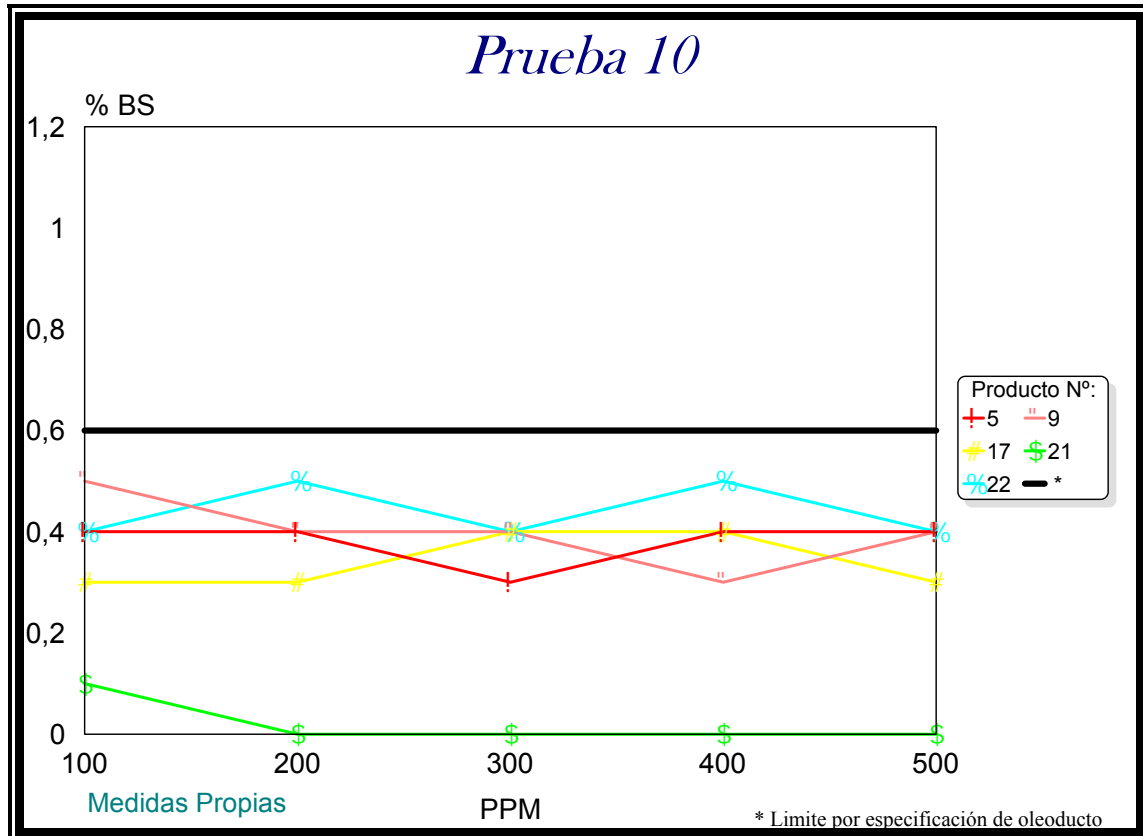


Gráfico N° 25. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 10.

Tabla 24. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 11.

	% BS				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
5	0,9	0,9	0,9	0,7	0,6
9	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3
17	0,8	0,9	0,8	1	1
21	0,1	0	0	0	0
22	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2

Tabla 25. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 12.

	% BS				
Dosis (ppm)	100	200	300	400	500
Productos					
9	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
21	0	0	0	0	0
22	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1

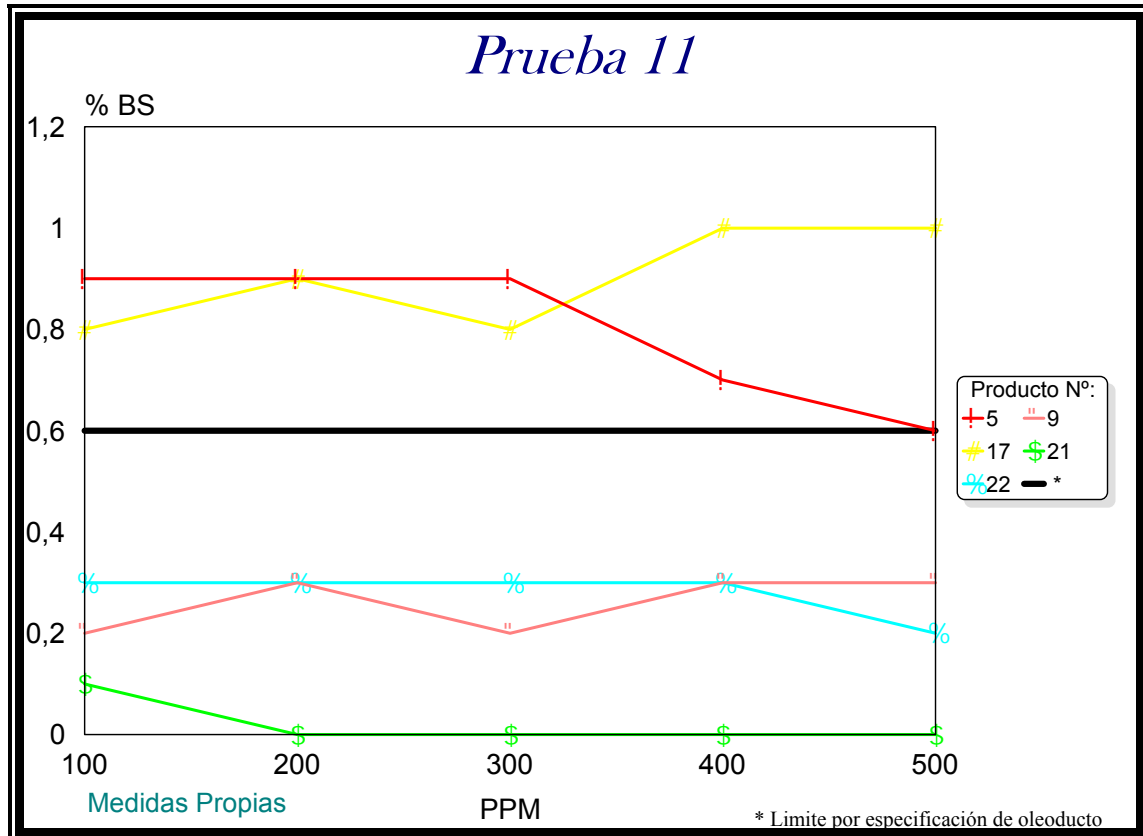


Gráfico N° 26. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 11.

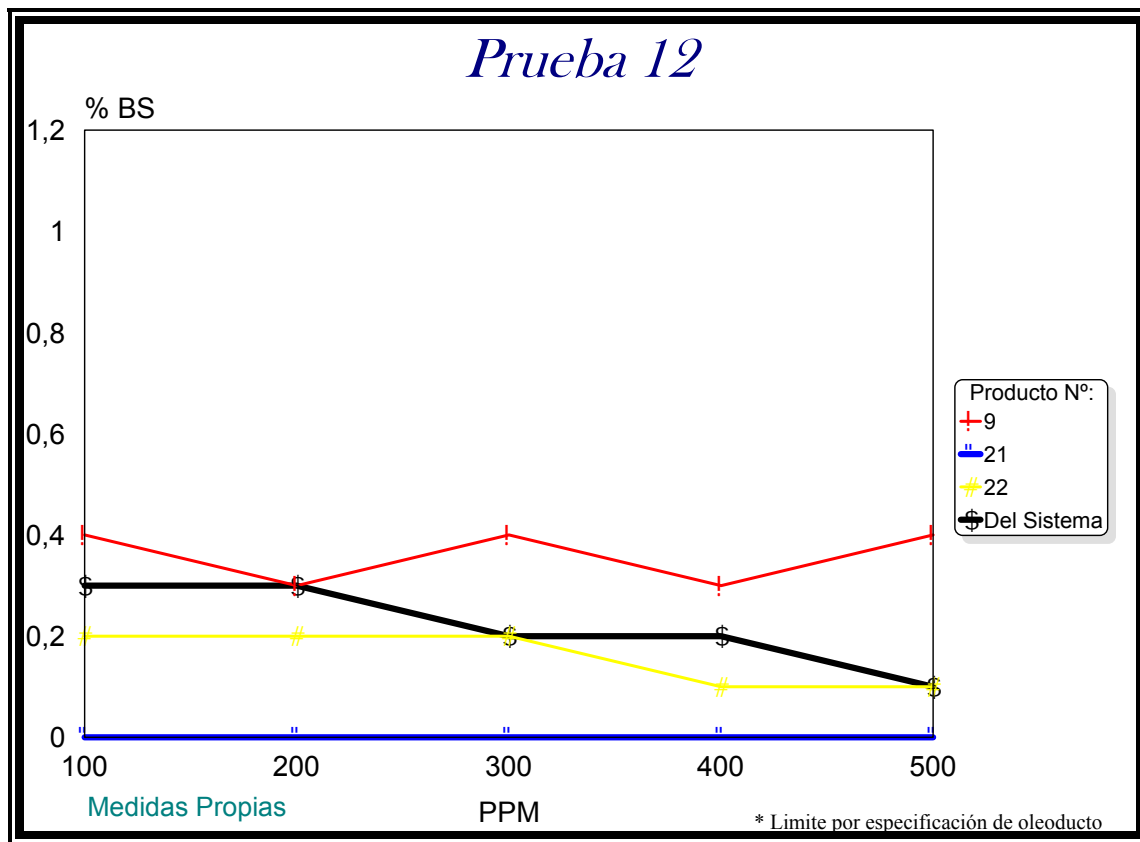


Gráfico N° 27. Porcentaje de emulsión (BS) vs. Concentración (ppm) de la Prueba N° 12.

3.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El producto que arrojó los mejores resultados tanto de porcentaje de agua decantada como de porcentaje de emulsión fue el N° 21, por lo cual la compañía lo bautizó con el nombre de OC-7009, cuyas características generales están explicadas en la hoja técnica que se encuentra en el anexo 2.

Después de haber obtenido el producto competitivo en el laboratorio de OILCHEM SERVICE S.A, se tiene que comparar el costo por barril tratado, con el del sistema, con el fin de asegurar que el producto desmulsificante puede entrar en el proceso licitatorio.

El precio de venta del producto del sistema es de Bs 585.000 por tambor o dicho de otra manera, Bs 10.636 por galón. El precio de venta del producto de la compañía (OC-7009) es de Bs 610.000 por tambor y Bs 11.091 por galón.

De la ecuación referida a los ppm y conociendo la producción de crudo (50000 BPD) se calculan los GPD del producto del sistema, teniendo en cuenta que los valores de campo son 1/3 de los de laboratorio, o sea, 300 ppm en laboratorio son 100 ppm en campo.

$$GPD_{quimico} = \frac{ppm \times BPD_{crudo}}{23809,52}$$

$$GPD_{quimico} = \frac{100 \times 50000}{23809,52} = 210 \text{ GPD}$$

El valor del porcentaje de agua total del producto del sistema es 0,6 y el valor del producto OC-7009 es de 0,4; por lo tanto éste producto es 67 % del sistema, esto quiere decir que si en el campo se utiliza 100 ppm del producto de la competencia, entonces del producto OC-7009 se necesitará 67 ppm.

En consecuencia con los 67 ppm del producto OC-7009 y los 50000 BPD de crudo se obtienen los GPD necesarios de OC-7009 para el tratamiento.

$$GPD_{quimico} = \frac{ppm \times BPD_{crudo}}{23809,52}$$

$$GPD_{quimico} = \frac{67 \times 50000}{23809,52} = 141 \text{ GPD}$$

Esto quiere decir que el producto del sistema tiene un valor de:
 $210GPD \times 10636Bs / gal = 2.2MMBs / D$ y el valor del producto OC-7009 es de
 $141GPD \times 11091Bs / gal = 1.6MMBs / D$.

SECCIÓN 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La selección de un producto desemulsificante para la Unidad Colón del estado Zulia, se basó en los resultados que arrojaron las pruebas de botellas, estas pruebas fueron realizadas sobre muestras compuestas, es decir, muestra que se originan de la mezcla proporcional de los crudos provenientes de cada una de las estaciones que intervienen en el proceso, siguiendo el procedimiento descrito en el marco metodológico.

Los resultados obtenidos en el estudio objeto de este trabajo están plasmados en las gráficas N° 2 hasta la N° 27, que comprenden los valores de: porcentaje de agua total y porcentaje de emulsión remanente, en las muestras analizadas, alcanzados en doce Pruebas de Botellas realizadas durante el período de la evaluación para 100, 200, 300, 400 y 500 ppm de cada producto.

En este estudio se evaluaron inicialmente 27 productos comerciales (prueba N°1), número que se fue reduciendo gradualmente hasta llegar a 4, incluyendo el producto del sistema (prueba N° 12). De aquí se desprende que el número de curvas por gráfica sea variable, ya que cada curva representa el comportamiento de un producto en particular. Como criterio de eliminación de productos (descarte) se consideró un valor de porcentaje de agua total superior al 1%.

Es importante señalar que en base a los resultados obtenidos en la prueba N° 1, quedaron eliminados 11 productos, es decir, un 41% de los 27 productos evaluados dejó un porcentaje de agua total superior a 1%. Por conveniencia visual estos resultados fueron

plasmados en las gráficas N° 2 y N° 3.

Los productos remanentes fueron evaluados en la prueba N°2 (gráfica N° 4), quedando eliminados 4 de ellos por no cumplir con la restricción establecida. En este caso los productos eliminados representan un 25% de los evaluados en esta prueba.

A partir de la prueba N°3 (gráfica N° 5) la eliminación fue menos violenta hasta el punto de que tomó hasta la prueba N° 10 lograr una reducción del 44 %, similar a lo experimentado a la prueba N° 1 y cercana a la N°2.

La prueba N° 11 (gráfica N° 13) permitió seleccionar los tres mejores candidatos con opción a reemplazar el producto del sistema. De allí que en la prueba N° 12 se evaluarán estos tres candidatos contra el producto actualmente en uso (sistema). De los resultados se desprende que solamente el producto N° 21 (OC-7009) supera técnicamente al producto del sistema, permitiendo obtener un crudo tratado con un porcentaje de agua total de 0,4%, en comparación con el 0,6% obtenido con el producto del sistema en la prueba de Prueba de dosificación (gráfica N° 1).

En líneas generales, se observó en todas las pruebas realizadas una tendencia descendente del porcentaje de agua total y porcentaje de emulsión remanente, con el incremento de la dosis. En otras palabras, la eficiencia de los productos evaluados aumenta en la medida en que se incrementa la dosis. Sin embargo, debemos hacer notar que las diferentes curvas muestran una pendiente más suave por encima de los 300 ppm, que lo observado entre 100 y 300 ppm. Esto sin lugar a dudas apunta hacia dos cosas: primero, que la dosis de 300 ppm

lucen como el nivel óptimo de tratamiento en el laboratorio; y segundo, que ninguno de los productos evaluados dio muestras de sobretratamiento. Cuando esto último ocurre, el porcentaje de agua total tiende a aumentar a altas dosis.

Tomando como base una dosis óptima de 300 ppm (laboratorio) y sabiendo que por experiencia este valor representa un nivel de tratamiento en el campo de 100 ppm (1/3), podemos calcular el consumo del producto del sistema y comparar el costo de tratamiento en cada caso.

El producto del sistema ofrece un consumo de 210 GPD; lo que económicamente se expresa en un costo de tratamiento de 2,2 MM Bs/D. El producto seleccionado como alternativa tendría un consumo equivalente al 67% (0,4%/0,6%); es decir, 141 GPD, lo cual a su precio de venta se traduce en 1,6 MM Bs/D. es obvio que el producto seleccionado ofrece ventajas técnico-económicas en comparación con el producto actualmente en uso.

SECCIÓN 5: CONCLUSIONES

5 CONCLUSIONES

- El diseño de los sistemas de tratamiento se basa en las características de la emulsión y las condiciones locales de producción.
- El tratamiento de petróleo emulsionado se agiliza con el empleo de equipos mecánicos, aplicación de calor y agentes surfactantes.
- Todo sistema de tratamiento presenta una etapa de agitación de petróleo emulsionado, una etapa de aglomeración o coalescencia de las gotas de la fase dispersa, y otra etapa de precipitación o caída de agua por gravedad.
- El comportamiento de una emulsión no es siempre el mismo frente a los sistemas de tratamiento.
- De acuerdo al análisis por centrifugación de la muestra compuesta y las dosificaciones utilizadas para 27 productos, el producto N° 21 (OC-7009) es el que cumple mejor las exigencias de la compañía en el laboratorio.
- El producto OC-7009 es económicamente más rentable que el producto que se utiliza en la estaciones de flujo en la Unidad Colón.
- A la dosis utilizada se obtiene un ahorro de 23 GPD con el producto OC-7009.
- Con el producto seleccionado se observa una disminución gradual del porcentaje de agua total con el aumento de la dosis.
- Trabajar por encima de una dosis de 300 ppm es encarecer el tratamiento, ya que los beneficios son marginales en relación al alto consumo de producto.
- Con el uso del producto OC-7009 el crudo queda con muy poco porcentaje de agua o sea, de emulsión, lo cual permite garantizar una muy buena deshidratación.

SECCIÓN 6: RECOMENDACIONES

6 RECOMENDACIONES

- Realizar la Prueba de Botellas en la locación; debido al tiempo de traslado la emulsión tiende a estabilizarse y la prueba dura hasta altas horas de la madrugada.
- Realizar una prueba de campo a fin de confirmar los resultados obtenidos a nivel de laboratorio, tomando como punto de partida la dosis optima alcanzada.

BIBLIOGRAFÍA

- BESSLER, D (S/F) Oilfield Demulsification Water-in-Oil emulsion. Petrolite Corporation. U.S.A.
- BRITO, A. (1991). Deshidratación de Combustible Residual. Refinería El Palito. Corcoven S.A. Petrolite Surafricana S.A.
- BRITO, A. (1990). Optimización Preparación de Crudo. Refinería El Palito. Corcoven S.A. South American Petrolite de Venezuela S.A.
- PETROLEUM EXTENSION SERVICE (1990). Treating Oilfield Emulsions. 4th Edition. Author. The University of Texas, Austin
- PETROLITE CORPORATION PETRECO (1983). Dehydration/Desalting Training Program. U.S.A. Petrolite Corporation Petreco
- PETROLITE SURAMERICANA (S/F). Emulsiones Manual de Aplicaciones. Manual N° 109. U.S.A. Petrolite Suramericana.
- URBAEZ, J. (1987). Tratamiento de Crudos. San Tomé. Corpoven S.A.
- MARQUEZ , R; KEYS, S; GUZMAN, C y BUITRIAGO, S.(1.999). Chemical Dehydration: Correlations Between Crude oil, Associated Water and Demulsifier Characteristics, in Real System. SPE N° 37271.
- STALSS, F; BÔHM, R y KUPFER, R. (1.996). Improved Demulsifier Chemistry: A Novel Approach in the Dehydration of Crude Oil. SPE N° 18481.
- DUNO, E. (1990). Tratamiento de Emulsiones de Agua y Petróleo. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.