

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**



**ANÁLISIS DE PRODUCTOS QUÍMICOS PARA LA SEPARACIÓN DEL AGUA EN EL TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN EL CAMPO LAGO AGRIO.**

**Trabajo Académico de Grado, previo a la obtención del Título de Máster en Gestión de la Producción.**

**Autor:** Lic. Leopoldo Pedro Lucio Simisterra Chillambo

**Tutor:** Ing. Medardo Ulloa Enríquez MSc.

**Latacunga, Enero del 2010**

## **APROBACION DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor del Trabajo Académico de Grado presentado por el Licenciado Leopoldo Pedro Lucio Simisterra Chillambo, para optar el Título de Máster en Gestión de la Producción, considero que dicho Trabajo Académico reúne los requisitos exigidos para ser sometido a la presentación pública por parte Tribunal examinador que se designe.

En la ciudad de Latacunga a los 08 días del mes de Enero del 2010

---

Ing. Medardo Ulloa Enríquez MSc.  
Director del Trabajo Académico de Grado

## MIEMBROS DEL TRIBUNAL

---

Ing. Medardo Ulloa Enríquez MSc.  
Director del Trabajo Académico de Grado

---

Msc. Luis Jaramillo Sánchez

**PRIMER MIEMBRO**

---

Ing. Msc Vladimir Ortiz Bustamante

**SEGUNDO MIEMBRO**

---

Dr. Msc. Luis Reinoso Garzón

**TERCER MIEMBRO**

## **DEDICATORIA**

A mis padres razón de mi existencia que con sus sabios consejos, su ejemplo y orientación, me condujeron por el bien hasta esta etapa de mi vida con la gracia de Dios; por tal razón, es para ellos el más sincero agradecimiento y reconocimiento eterno a un cuando descansan en el reino del Señor.

A mi esposa Jacqueline Bateoja, quien es mi Pilar principal donde tengo edificado mis días.

A mis hijos Pedro Alexander y Pedro Luis Simisterra Bateoja a quienes les quite parte de sus días para culminar mis estudios ellos me proveen de fuerza necesaria para continuar adelante.

*Lic. Leopoldo Simisterra*

## **RECONOCIMIENTO**

A la Universidad Técnica de Cotopaxi a todos los señores Profesores por su valioso aporte y conocimientos impartidos en mi superación profesional.

A Petroproducción por darme la oportunidad de ser parte de esta prestigiosa empresa del País, y por facilitarme equipos, reactivos y el área de desarrollo de este trabajo de investigación como es el Laboratorio de corrosión y tratamiento químico.

Agradecimiento sincero por la colaboración brindada para la terminación de este trabajo de grado a los Ingenieros:

- Medardo Ulloa Enríquez
- Luis Jaramillo Sánchez
- Vladimir Ortiz Bustamante
- Luis Reinoso Garzón
- Raúl Espinoza P.
- David Flor Arteaga
- Fabian Armas Martínez
- David Goyes
- Jorge Aguirre Paredes
- Javier Ayala
- Dra. Elvira Pinza Ramírez
- Sra. Blanca Moreira F.
- Sra. Tatiana Moreno
- Srta. Margoth Gallardo.

- Arq. Maria Fernanda Carvajal

*Lic. Leopoldo Simisterra*

### **AUTORIA**

Yo Leopoldo Simisterra Chillambo, informo a las Autoridades de la Universidad Técnica de Cotopaxi, que este trabajo de investigación es de mi propia autoría en base a mis conocimientos y experiencia adquirida durante mis años de trabajo en el tratamiento químico de petróleos y evaluación en laboratorio de control de calidad de Petroproducción y consultas realizadas a profesionales del sector petrolero.

*Lic. Leopoldo Simisterra*

## ÍNDICE GENERAL

PORTADA.	i	
APROBACIÓN DEL TUTOR.		ii
TRIBUNAL DE GRADO.	iii	
DEDICATORIA.	iv	
RECONOCIMIENTO.	v	
AUTORIA	vi	
ÍNDICE GENERAL.		vii
LISTA DE CUADROS.	xii	
LISTA DE FIGURAS.	xiv	
LISTA DE GRAFICOS.	xix	
RESUMEN.	xx	
ABSTRACT.	xxii	
INTRODUCCIÓN.		xxiv
<b>CAPITULO 1</b>		
1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.		1
1.1. Planteamiento del problema.		1
1.1.1. Contextualización.	1	
1.2. Formulación del problema.		2
1.3. Interrogantes de la investigación.		2
1.4. Objetivos de la investigación.		2
1.4.1. Objetivo general.	2	
1.4.2. Objetivo específicos.		3
1.5. Justificación.	3	
<b>CAPÍTULO II</b>		
2. MARCO TEÓRICO.	5	
2.1. Generalidades.		5
2.1.1. Campo de producción Lago Agrio.		5
2.1.2. Sistema de gestión de calidad en la producción de		8

petróleo en el campo Lago Agrio.	
2.1.2.1. Análisis de laboratorio y control de calidad.	9
2.1.3. Procedimientos relativos al sistema de calidad.	11
2.1.4. Tratamientos químicos en el campo Lago Agrio.	12
2.1.4.1. Deshidratación.	12
2.1.4.2. Control de la corrosión en el campo Lago Agrio.	23
2.1.4.3. Control de la escala.	37
2.1.4.4. Control bacteriano.	43
2.1.4.5. Tratamiento de agua.	45
2.1.5. Facilidades de producción.	47
2.1.5.1. Separadores ( Bifásicos / Trifásicos ).	47
2.1.5.2. Free Water Knockouts ( FWKO ).	49
2.1.5.3. Tanques de lavado (Wash Tanks).	49
5.1.2.4. Tanque de surgencia o reposo.	51
2.1.5.5. Tratadores térmicos.	52
2.1.5.6 Tratador electrostático (Electrostatic Treater Or Chemelectric).	52
<b>2.1.6. Parámetros de control para tratamiento químicos una 53</b>	
<b>vez que se ha seleccionado los productos más eficientes</b>	
2.1.6.1. Deshidratación de crudo.	53
2.1.6.2. Control de corrosión para pozos	54
2.1.6.3. Control de escala en pozos.	56
2.1.6.4. Sistemas de inyección de agua.	57
2.1.6.5. Tratamiento de agua potable campamento Lago Agrio.	58
2.1.6.6. Requerimientos mínimos para la asistencia técnica.	59
<b>CAPITULO III</b>	
<b>3. METODOS Y TÉCNICAS.</b>	<b>60</b>

<b>3.1. Investigación.</b>	<b>60</b>	
<b>3.1.1. Formas y <a href="#">tipos de investigación</a>.</b>	<b>60</b>	
<b>3.1.1.1. Investigación pura.</b>	<b>60</b>	
<b>3.1.1.2. <a href="#">Investigación</a> aplicada.</b>	<b>60</b>	
<b>3.2. Evaluación de químicos usados en el campo Lago Agrio.</b>	<b>61</b>	
<b>3.2.1. Deshidratación de crudo.</b>	<b>61</b>	
<b>3.2.1.1. Prueba de botellas de químico demulsificante.</b>	<b>61</b>	
<b>3.2.2. Corrosión de equipos e instalaciones.</b>	<b>66</b>	
<b>3.2.2.1 Prueba wheel test.</b>	<b>67</b>	
<b>3.2.3. Problemas de incrustación o taponamiento.</b>	<b>71</b>	
<b>3.2.3.1. Prueba NACE evaluación de antiescalas.</b>	<b>71</b>	
<b>3.2.4. Ataque bacteriano.</b>	<b>74</b>	
<b>3.2.4.1. Prueba de evaluación de biocidas tipo 2 THPS.</b>	<b>75</b>	
<b>3.2.5. Tratamiento de agua.</b>	<b>81</b>	
<b>3.2.5.1. Evaluación de polielectrolitos.</b>	<b>81</b>	
<b>3.3. Aplicación de los productos químicos seleccionados en el campo petrolero Lago Agrio.</b>		<b>85</b>
<b>3.3.1. Acción de los químicos seleccionados.</b>		<b>85</b>
<b>3.3.2. Aplicación de químicos en las facilidades de producción.</b>		<b>86</b>
<b>3.3.3. Aplicación de químicos en los pozos productores.</b>		<b>87</b>
<b>3.3.3.1. Aplicación de químicos en pozos productores con levantamiento electrosumergible.</b>		<b>89</b>
<b>3.3.3.2. Aplicación de químicos en pozos productores con levantamiento hidráulico (Power Oil).</b>		<b>89</b>
<b>3.3.4. Aplicación de químicos en los sistemas de reinyección de agua de formación.</b>		<b>90</b>
<b>3.3.4.1. Almacenamiento de agua de formación.</b>		<b>90</b>
<b>3.3.4.2. Aplicación de químicos en los pozos reinyectores de agua de formación.</b>		<b>91</b>
<b>3.3.5. Aplicación de químicos en agua dulce.</b>		<b>92</b>
<b>3.4. CÁLCULOS.</b>	<b>94</b>	
<b>3.4.1. Calificación de las pruebas de laboratorio.</b>		<b>94</b>

3.4.1.1. Calificación de las prueba de botellas.	94
3.4.1.2. Calificación de la prueba de evaluación químicos anticorrosivos.	100
3.4.1.3. Calificación de la prueba de evaluación químicos antiescala.	102
3.4.1.4. Calificación de la prueba de evaluación químicos biocidas.	104
3.4.1.5. Calificación de la prueba de evaluación químicos polímeros.	107
3.5. Evaluación técnica-económica del tratamiento químico del petróleo en el campo Lago Agrio.	110
3.5.1. Costo mensual por tratamiento químico con una adecuada selección de productos químicos.	110
3.5.2. Costo mensual por tratamiento químico con inadecuada selección de productos químicos	111
3.5.3. Comparación entre costos de tratamiento del mes de Enero y el mes de Abril del 2009.	112
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.</b>	<b>113</b>
4.1. Demulsificantes	113
4.2. Anticorrosivos.	115
4.3. Antiescalas.	116
4.4. Biocidas.	117
4.5. Polímeros.	118
5. CONCLUSIONES.	120
6. RECOMENDACIONES.	121
<b>7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.</b>	<b>122</b>
7.1. BIBLIOGRAFÍA CITADA.	122
7.2. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA.	122

**7.3. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 123**

**8. GLOSARIO. 125**

**ANEXOS 127**

<b>ANEXO A: ESTACIÓN DE TRATAMIENTO DE CRUDO</b>	<b>128</b>
<b>ANEXO B: DIAGRAMA DE UNA ESTACIÓN DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO.</b>	<b>129</b>
<b>ANEXO C: DIAGRAMA DE DESHIDRATACIÓN.</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO D: APLICACIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS ELECTROSUMERGIBLES.</b>	<b>131</b>
<b>ANEXO E: APLICACIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS POWER OIL.</b>	<b>132</b>
<b>ANEXO F: HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS DEMULSIFICANTES.</b>	<b>133</b>
<b>ANEXO G: HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS ANTICORROSIVOS.</b>	<b>134</b>
<b>ANEXO H: HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS ANTIESCALAS.</b>	<b>135</b>
<b>ANEXO I: HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS BIOCIDAS.</b>	<b>136</b>
<b>ANEXO J: HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS POLIMEROS.</b>	<b>137</b>
<b>ANEXO K: APLICACIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS REINYECTORES</b>	<b>138</b>
<b>ANEXO L: CONTROL DE CALIDAD DE QUÍMICOS.</b>	<b>139</b>
<b>ANEXO M: NORMA ASTM D – 1298 – 85.</b>	<b>140</b>
<b>ANEXO N: NORMA ASTM D– 4006.</b>	<b>143</b>
<b>ANEXO O: NORMA ASTM D – 473- 81.</b>	<b>145</b>
<b>ANEXO P: HOJA DE SEGURIDAD MSDS DE UN DEMULSIFICANTE.</b>	<b>148</b>

## LISTA DE CUADROS

### CAPÍTULO II

CUADRO	pp.	
1. Estación Guanta.	7	
2. Estación Lago Central.	7	
3. Estación Lago Norte.	7	
4. Análisis fisicoquímico del agua de formación.	10	
5. Caracterización de crudo de las ACT'S de las estaciones del campo Lago Agrio.	11	
6. Control de la corrosión.	25	
7. Análisis físico químico agua de tanque de lavado Estación Lago Central	39	
8. Concentración de iones en mol/l.	40.	

### CAPÍTULO III

CUADRO	pp.	
9. Distribución volumétrica en la botella de prueba (agua/aceite).	68	
10. Lectura de colonias de bacterias sulfato reductoras.	81	
11. Datos experimentales volumen decantado en 2 horas.	94	
12. Datos experimentales volumen decantado en 6 horas.	95	
13. Calidad del agua obtenida.	95	
14. Calidad de la interface obtenida.	95	
15. Datos experimentales del Top Test.	96	
16. Puntaje del Top Test.	96	
17. Datos experimentales.	97	
18. Valores de la calificación.	97	
19. Puntaje de la prueba por producto evaluado.	98	
20. Datos experimentales anticorrosivos-cupones.	100	
21. Datos de las diferentes pruebas realizadas.	101	
22. Datos experimentales dureza.	102	
23. Datos experimentales.	103	
24. Puntajes de calidad de agua para biocidas.	104	

<b>25. Datos experimentales.</b>	<b>104</b>
<b>26. <i>Puntaje de biocidas.</i></b>	<b>105</b>
<b>27. Puntaje de colonias formadas.</b>	<b>105</b>
<b>28. <i>Puntaje total de los biocidas.</i></b>	<b>105</b>
<b>29. Puntaje del tipo de floculo.</b>	<b>107</b>
<b>30. Tiempo de formación del floculo.</b>	<b>107</b>
<b>31. Puntaje de la turbidez.</b>	<b>108</b>
<b>32. <i>Puntaje total de los polímeros.</i></b>	<b>108</b>
<b>33. Costo de tratamiento químico sin problemas.</b>	<b>110</b>
<b>34. Costo de tratamiento químico con problemas.</b>	<b>111</b>
<b>35. Resumen del tratamiento.</b>	<b>112</b>

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO II

FIGURA	pp.	
1. Localización geográfica de Lago Agrio.	6	
2. Evaluación en prueba de botella, antes de la acción del químico demulsificante.		19
3. Evaluación en prueba de botella, antes de la acción del químico demulsificante.	19	
4. Celda de Corrosión electrolítica.	24	
5. Probador de resistencia eléctrica.	32	
6. Tubería taponada por escala.	38	
7. Cupones Instalados en el pozo Lago 33.	41	
8. Escala obtenida en el pozo Lago 33.	41	
9. Muestra de Sulfuro de Hierro.	44	
10. Bacterias reductoras de sulfato inoculadas.	45	
11. Separadores Horizontales Estación Lago Norte.	48	
12. Esquema interno de un Separador horizontal.	48	
13. Esquema interno de un FWKO.	49	
14. Tanque de lavado Estación Lago Norte.	50	
15. Vistas de un tanque de lavado.	51	
16. Tanque de surgencia Estación Lago Norte.	51	
17. Esquema de un tratador térmico.	52	
18. Esquema de un tratador electrostático.	53	

### CAPÍTULO III

FIGURA	pp.	
19. Equilibrio térmico del composite.		62
20. BSW del composite de prueba.	62	
21. Llenado de la botella de prueba.	63	
22. Dosificación de las botellas de pruebas.	64	
23. Agitador de las botellas de prueba.	64	
24. Baño térmico.	64	

25. Lectura de la caída del agua.	65	
26. Lectura de la calidad y la interfase en las botellas.		65
27. Robo lateral del agua.	66	
28. Determinación del Top Test.	66	
29. Determinación de Mixed Test.	66	
30. Saturación de las solución salina conCO <sub>2</sub> .		67
31. Dilución de los químicos al 10%V.		68
32. Codificación y pesaje de los cupones de prueba.		68
33. Llenado de las botellas de prueba.		69
34. Dosificación de las botellas de prueba.	69	
35. Equipo Wheel Test.	70	
36. Lavado de cupones de prueba.	70	
37. Químicos grado reactivo.	71	
38. Pesado de las sales en balanza analítica.		72
39. Preparación de solución sintética.		72
40. Saturación de las soluciones sintéticas con CO <sub>2</sub> .		72
41. Botellas de prueba colocadas en baño térmico.		73
42. Observación de la precipitación de las sales.		73
43. Determinación de la dureza.	74	
44. Conteo de bacterias sulfato reductoras.		75
45. Material a utilizarse en la prueba.		75
46. Solución madre con B.S.R.	76	
47. Turbidez inicial de la muestra solución madre.		76
48. Llenado de las botellas de prueba.		77
49. Dosificación de las botellas de prueba.	77	
50. Comparación entre una botella dosificada y un blanco.		78
51. Cambio de color de las botellas de blanco a gris.		78
52. Muestreo de la botella de prueba.		79
53. Inoculación de la B.S.R.	79	
54. Inoculación grafica de la B.S.R.	79	
55. Incubadora a T= 46 °C.	80	
56. Corte de la prueba.	80	

57. Toma de la muestra en el Río Aguarico Lago Agrio.	81
58. Preparación del material.	82
59. Equipo de prueba de jarras a utilizar.	82
60. Floculos formados.	83
61. Alícuota tomada del agua tratada.	83
62. Medición del pH del agua de prueba.	84
63. Turbidímetro HACH.	84
64. Filtración del agua tratada.	84
65. Aplicación en las facilidades de producción.	87
66. Sistema de inyección de químicos en un pozo productor.	89
67. Tanque de pulido.	90
68. Planta de tratamiento de agua tipo piscina con filtración por gravedad y lecho filtrante de arena	93
69. Costo de tratamiento sin problemas.	110
70. Costo de tratamiento con problemas.	111
 <b>ANEXO A</b>	
<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>
71. Estación de tratamiento de crudo.	128
 <b>ANEXO B</b>	
<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>
72. Diagrama de tratamiento de petróleo.	129
 <b>ANEXO C.</b>	
<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>
73. Diagrama de deshidratación de crudo.	130
 <b>ANEXO D.</b>	
<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>
74. Aplicación de químicos en equipos electrosumergibles.	131

**ANEXO E.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>75. Aplicación de químicos en equipos Power Oil.</b>		<b>132</b>

**ANEXO F.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>76. Hoja de datos prueba evaluación de demulsificantes.</b>		<b>133</b>

**ANEXO G.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>77. Hoja de datos prueba evaluación de anticorrosivos.</b>		<b>134</b>

**ANEXO H.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>78. Hoja de datos prueba evaluación de antiescalas.</b>		<b>135</b>

**ANEXO I.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>79. Hoja de datos prueba evaluación de biocidas.</b>		<b>136</b>

**ANEXO J.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>80. Hoja de datos prueba evaluación de polímeros.</b>		<b>137</b>

**ANEXO K.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
<b>81. Aplicación de químico en un pozo reinjector.</b>		<b>138</b>

**ANEXO L.**

<b>FIGURA</b>	<b>pp.</b>	
---------------	------------	--

**82. Espectro infrarrojo de un demulsificante. 139**

**ANEXO M.**

**FIGURA pp.**

**83. Medición °API para líquidos transparentes. 141**

**84. Medición °API para líquidos oscuros. 142**

**ANEXO P.**

**FIGURA pp.**

**85. Manipulación de químicos. 150**

## **LISTA DE GRAFICOS**

### **CAPÍTULO IV**

<b>GRÁFICO</b>	<b>pp.</b>	
1. Puntaje total de evaluación de demulsificantes.	114	
2. Variación de puntaje en pruebas de demulsificantes.		115
3. Puntaje total de evaluación de anticorrosivos.	116	
4. Puntaje total de evaluación de antiescalas.	117	
5. Puntaje total de evaluación de biocidas.	118	
6. Puntaje total de evaluación de polímeros.	119	

## RESUMEN

En el proceso de explotación de un yacimiento hidrocarburífero, asociado al petróleo se produce agua y gas natural. Una vez que la producción del yacimiento se encuentra en superficie, es necesario realizar un proceso de separación de sus componentes, para lo cual se emplean procesos mecánicos apoyados en el uso de productos químicos que facilitan la separación del agua, gas y petróleo.

Dentro del proceso de separación en una estación de producción, las condiciones mecánicas permanecen constantes, debido a que los equipos de separación están diseñados para operar dentro de determinados parámetros de operación y por tanto la eficiencia del proceso depende, en gran medida, de las cualidades que presentan los químicos inyectados. Para seleccionar los mejores productos, de acuerdo a las condiciones operacionales y a las características de los fluidos, se deben desarrollar pruebas de laboratorio de acuerdo a normas establecidas por organismos técnicos internacionales tales como las normas NACE ( National Associate Corrosion Engineer) y las ASTM (American Standard Testing Material), que se basan en estudios científicos que consideran las variables más importantes en los procesos de separación.

En el desarrollo del trabajo de investigación, en primera instancia se identifican los pozos cuyos fluidos producidos ocasionan inestabilidad en el sistema de producción y tratamiento, posteriormente se establecen las relaciones de producción entre el aporte de estos pozos con respecto a la producción total del campo. Para el desarrollo de las pruebas de laboratorio, a fin de simular el proceso de separación, es necesario determinar las condiciones de producción tales como: tiempo de residencia, temperatura y concentraciones de químicos inyectados. La selección de los mejores productos a ser dosificados se establece de acuerdo a una tabla de valoración que considera: el desempeño técnico en las pruebas, la viabilidad técnica de las concentraciones propuestas y el rendimiento económico proporcionado por las compañías proveedoras.

Para la evaluación técnica de la aplicación en campo de los mejores químicos seleccionados en el laboratorio, hay que diferenciar los que se emplean en el proceso de deshidratación con los que se emplean para precautelar la integridad de las facilidades de producción. Los primeros deben cumplir parámetros establecidos por la Dirección Nacional de Hidrocarburos mediante Decreto Ejecutivo 014 y Registro Oficial 280 del 26 de febrero del 2004 artículo 10, mientras que los segundos deben acatar las exigencias establecidas por PETROPRODUCCIÓN en el Acta de Reunión previa a las pruebas de laboratorio. En ambos casos se mide, además, el desempeño económico a través del cumplimiento de los rendimientos propuestos.

Una adecuada selección y aplicación de productos químicos en el campo Lago Agrio representó un ahorro para PETROPRODUCCIÓN de 32 477,20 dólares mensuales.

#### **DESCRIPTORES:**

**/ANÁLISIS // SISTEMA DE GESTIÓN DE LA PRODUCCIÓN//  
PETROPRODUCCION // CORROSIÓN // CAMPOS PETROLEROS //  
EVALUACIÓN // MANTENIMIENTO DE EQUIPOS E INSTALACIONES //  
QUÍMICOS// LABORATORIOS DE ENSAYOS.**

## ABSTRACT

In the process of exploitation of hydrocarbon deposits, associated with oil and natural gas produces water. Once the production site is located on the surface, it is necessary to conduct a process of separation of its components, which are used for mechanical processes supported by the use of chemicals that facilitate the separation of water, gas and oil.

Within the process of separation in a production station, the mechanical conditions remain constant, because the separation equipment are designed to operate within certain parameters of operation and hence the efficiency of the process depends largely on the qualities posed by chemical injection. To select the best products, according to operating conditions and characteristics of the fluids should be developed laboratory tests according to standards set by international technical agencies such as the standard NACE (National Associate Corrosion Engineer) and ASTM (American Standard Testing Material), based on scientific studies that consider the most important variables in the separation process.

In the development of research work in the first instance identify wells which produced fluids cause instability in the production and processing system then establishes the relationship between the oxygen production of these wells over the total field production. For the development of laboratory tests to simulate the separation process is necessary to determine the conditions of production such as residence time, temperature and chemical concentrations injected. The selection of the best products to be dosed is established according to a table of valuation considered: technical performance in tests, the technical feasibility of proposed mergers and economic performance provided by supplier companies. For the technical evaluation of field application of the best selected chemicals in the laboratory, one must distinguish those used in the dehydration process with those used order to protect the integrity of production facilities. The former must meet guidelines established by the National Directorate of Hydrocarbons by Executive Decree 014 and Official Record 280 of February 26, 2004 Article 10, while the latter must comply with the requirements laid down in PETROPRODUCCION Meeting Minutes prior to testing laboratory. In both

cases it is measured, in addition, the economic performance through the implementation of the proposed performance.

Proper selection and application of chemicals in the Lago Agrio field represented a savings of 32 PETROPRODUCCION \$ 477.20 per month.

**KEYWORDS:**

**/ANALYSIS//SYSTEM                      PRODUCTION                      MANAGEMENT//  
PETROPRODUCCION    //    CORROSION    //    OIL    FIELDS    //  
EVALUATION    //    MAINTENANCE OF EQUIPMENT AND PLANTS    //  
CHEMICAL    //    TESTING LABORATORY/.**

## INTRODUCCIÓN

El petróleo producido de los yacimientos hidrocarburíferos generalmente contiene gran cantidad de agua y materiales sólidos que deben ser separados para satisfacer las especificaciones requeridas para su refinación o exportación. En este contexto, la adecuada selección de los productos químicos que se aplican en los diferentes tratamientos en la industria de extracción de petróleo se ha convertido en una herramienta efectiva y capaz de obtener hidrocarburos en un 90% libre de impurezas. La calidad del petróleo tratado se mide por medio de la densidad, medida en unidades API (norma ASTM D-1298-85) y de su contenido de agua y sedimentos, conocido por sus siglas en inglés como BSW (Basic Sediment and Water), que se determina con la aplicación de los procedimientos establecidos en las normas internacionales ASTM D-4006 y ASTM D-473.

Para el almacenamiento y transporte de crudo a través de la red de oleoductos secundarios y el oleoducto transecuatoriano (SOTE), el organismo de control y fiscalización de la industria hidrocarburífera en el Ecuador, Dirección Nacional de Hidrocarburos, exige que el contenido de agua y sedimentos (BSW) sea menor o igual a 1%, conforme lo establece el Decreto Ejecutivo 014 y Registro Oficial 280 del 26 de febrero del 2004 artículo 10.

El presente trabajo está estructurado en cuatro capítulos, que se detallan a continuación:

- En el capítulo Uno constituye la base para la justificación del trabajo de investigación desarrollado, estableciéndose la necesidad de estructurar un procedimiento técnico-económico para la selección de los productos químicos que serán posteriormente aplicados a nivel de campo.
- En el capítulo Dos se describe el fundamento teórico del conocimiento sobre el cual se sustenta técnicamente el trabajo de investigación desarrollado.
- En el capítulo Tres se describe las técnicas y procedimientos de las pruebas de evaluación en el laboratorio para seleccionar los diferentes productos químicos que se aplicaran en el campo Lago Agrio.

- En el capítulo Cuatro se realiza la interpretación y discusión de los resultados, estableciéndose finalmente las conclusiones del presente trabajo de investigación.

## **CAPITULO 1**

### **2. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.**

#### **2.1. Planteamiento del problema.**

##### **2.1.1. Contextualización**

El 70% de la demanda energética proviene del uso del petróleo y sus derivados, según se constata en los informes económicos que emite la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleos). Estos datos aportan una idea de la importancia que tiene la comercialización del petróleo en el sector socio económico en el mundo.

El Ecuador es un país que en la actualidad su economía depende directamente de las ventas del petróleo. Dentro de las exigencias que se debe cumplir para la comercialización de este producto es el contenido de agua en los hidrocarburos.

En el oriente ecuatoriano, se encuentra localizada la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador (Petroproducción), diariamente produce un promedio de 185000 barriles de petróleo, para entregar el producto con un bajo contenido de agua es necesario utilizar diferentes químicos que ayudan a la deshidratación y al mantenimiento de las instalaciones en buenas condiciones operativas.

Una de las principales dificultades que se ha tenido en Petroproducción es la de seleccionar productos que al ser aplicados en el proceso de deshidratación de crudo tengan un desempeño adecuado, es decir, cumplir con los parámetros establecidos en las regulaciones gubernamentales para el transporte y comercialización de petróleo. Anteriormente la selección únicamente consideraba las propuestas económicas realizadas por las compañías oferentes, escogiéndose los

productos de aquella empresa cuya oferta era la más económica, sin considerar algún mecanismo de selección técnica. La aplicación de esta metodología ocasionó, en múltiples ocasiones el incumplimiento de los parámetros o un excesivo costo de tratamiento, pues, para poder entregar crudo bajo especificaciones se debía inyectar cantidades superiores de productos químicos a lo establecido en la oferta de la empresa adjudicada.

Con este trabajo se busca implementar una metodología que considere aspectos técnicos y económicos, de manera que su aplicación garantice seleccionar los productos químicos de mejor desempeño durante la dosificación en el proceso de producción de petróleo.

## **2.2. Formulación del problema**

¿Qué pruebas y en qué condiciones se deben desarrollar para simular el proceso operacional en laboratorio, que permitan seleccionar los productos químicos para una adecuada separación del agua en el proceso productivo del petróleo en el campo Lago Agrio?

## **2.3. Interrogantes de la investigación**

¿Cuáles son los parámetros, en el Ecuador, que debe cumplir el petróleo producido para el transporte y comercialización a nivel nacional e internacional?

¿Determinar qué tipos de sustancia químicas, de acuerdo a sus características generales, se utilizan en el proceso de extracción y producción de hidrocarburo en el campo Lago Agrio de Petroproducción?

¿Qué parámetros deben considerarse en la ejecución de las pruebas de selección de los productos químicos para su posterior aplicación en el campo Lago Agrio?

¿Cuál es el ahorro que significa, para Petroproducción, el realizar una adecuada selección de los productos químicos a emplearse en el campo Lago Agrio?

## **2.4. Objetivos de la investigación.**

### **2.4.1. Objetivo general**

Desarrollar una metodología que permita, mediante pruebas específicas de laboratorio, seleccionar productos químicos que al aplicarse en el campo realicen una adecuada separación del agua, mejorando el proceso productivo de petróleo en el campo Lago Agrio.

### **2.4.2. Objetivo específicos**

- Conocer las normativas ecuatorianas que especifican los parámetros que debe cumplir el petróleo para el transporte y comercialización.
- Identificar las características generales de las sustancias químicas que se utilizan en el proceso de extracción y producción de hidrocarburo en el campo Lago Agrio de Petroproducción.
- Identificar las condiciones operacionales que se deben simular en las pruebas de laboratorio para que, una vez seleccionados los productos químicos, se reduzca la incertidumbre en su aplicación en el campo.
- Determinar el ahorro económico mensual para Petroproducción, como consecuencia de una adecuada selección de los productos químicos, en el campo Lago Agrio

## **2.5. Justificación**

Durante algunos años, Petroproducción utilizó la denominada "Prueba de campo" que consistía en sortear el orden de participación para aplicar, en el campo, productos químicos de las compañías proveedoras por un periodo de 45 días, durante el cual se determinaban los costos de cada aplicación. Una vez que se completaba la participación de las compañías en la prueba de campo, se seleccionaba aquella que presentaba los costos de aplicación más bajos y con ella se firmaba un contrato de aprovisionamiento de químicos por un periodo de dos años. La debilidad de esta metodología era la de no considerar que las condiciones operacionales variaban durante la aplicación de los productos químicos de cada compañía. Además, al no tener una predicción de los volúmenes de

productos químicos a utilizarse durante la prueba de campo, Petroproducción compraba productos en exceso, sin garantizar su posterior utilización ya que mucho eran incompatibles con los fluidos de producción, significando perjuicio económico a la empresa.

Posteriormente, Petroproducción solicitaba a las empresas una propuesta económica en sobre sellado que debía ser entregado a una hora límite, en una fecha determinada. Inmediatamente se realizaba la apertura pública de los sobres, adjudicándose los tratamientos a la compañía cuya oferta era la de más bajo valor. El inconveniente con la aplicación de este procedimiento, consistía en que las empresas, en su afán de conseguir la adjudicación, proponían concentraciones inapropiadas de productos químicos (muy bajas) y/o químicos muy baratos de baja calidad, de manera que, cuando estos eran aplicados en el campo, se tenía serios inconvenientes en el proceso productivo.

Con estos antecedentes, se vio la necesidad de buscar una metodología alternativa que garantice que los productos seleccionados actúen efectivamente en el proceso productivo, es decir, que contemple, a más de las condiciones de operación, las características de los fluidos producidos, siendo la única alternativa, la inclusión, en el proceso de selección, de pruebas de laboratorio que simulen, en la medida de lo posible, las condiciones operacionales del campo, evitando los inconvenientes que se tenían cuando se aplicaban las otras metodologías.

Con este trabajo se busca implementar una metodología que considere aspectos técnicos y económicos, de manera que su aplicación garantice seleccionar los productos químicos de mejor desempeño durante la dosificación en el proceso de producción de petróleo.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO TEÓRICO.

#### 2.1. Generalidades

##### 2.1.1. *Campo de producción Lago Agrio.*

Según **Aguirre Cesar, Remembranzas Petroleras**, Petroproducción 2004 define:

“El campo de producción petrolera Lago Agrio se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos en el Oriente Ecuatoriano, fue descubierto por la Compañía Texaco Gulf en el mes de diciembre del año 1968, con el inicio de la perforación del pozo Lago 01, el que dio una producción de 3.200 barriles de petróleo por día del yacimiento Napo de las arenas U y T, situado al norte del campo con la finalidad de realizar las perforaciones del desarrollo del campo “. **(pp 5)**. (1)

Al inicio del desarrollo de este campo tenía una producción de 20.500 barriles de petróleo por día con un porcentaje de agua (BSW) del 2%.

En la actualidad, el campo está dividido en tres áreas centralizadas de producción de petróleo que son: Estación Lago Norte, Estación Central y Estación Guanta, con una producción promedio diario de 11.900 barriles de petróleo, el mismo que se entrega al Oleoducto Trans Ecuatoriano (SOTE) con un BSW menor o igual a 0.5% y un grado API de 28.6 a 60°F. Este campo produce 4.800 barriles de agua de formación por día, la misma que es reinyectada a la formación Tiyuyacu en los pozos Guanta 07 y Lago Agrio 16B.

En caso de no cumplir con las especificaciones técnicas en relación a la calidad del crudo a entregarse al oleoducto, La Dirección Nacional de Hidrocarburo (DNH) realiza un levantamiento de no conformidad y genera un expediente administrativo involucrando desde el Vicepresidente hasta el Jefe de Sección

Este expediente administrativo debe ser contestado de manera que técnicamente se explique las causas que dieron origen a dicha inconformidad, en caso de que las razones técnicas explicativas no satisfagan a la D.N.H la empresa (Petroproducción) es multada, incluyendo la cadena de mando.

(1) **REMEMBRANZAS PETROLERAS** Cesar Aguirre.

El agua de formación generada es confinada en pozos no productores, con la finalidad de evitar la contaminación, siguiendo el Reglamento Ambiental 1215 para las operaciones Hidrocarburíferas (RAOH), que en caso de no cumplimiento puede generar hasta el cierre de las operaciones en la estación causante de contaminación a las fuentes hídricas cercanas. Para esto se somete al agua de formación a un tratamiento químico para evitar daños por corrosión, taponamiento a la formación por la presencia de bacterias sulfato reductoras y sólidos en suspensión en los equipos de superficie, bombas y tubería de subsuelo. En este proceso también se debe controlar la presencia de aceites y grasas, el valor permitido por la DNH es 15 ppm en el agua de reinyección.



**Figura 1: Localización geográfica de Lago Agrio**

Este campo comprende 28 pozos con sistema levantamiento Power Oil, 7 con bomba eléctrica sumergible, 2 con producción de bombeo mecánico y 2 reinyectores de agua de formación asociada a la producción de petróleo; y que contiene altas concentraciones de sales, especialmente cloruro de sodio, carbonatos y sulfatos.

➤ **Pozos que forman el campo Lago Agrio.**

**Cuadro 1.**

**Estación Guanta.**

ESTACION GUANTA		
POZO	SISTEMA	ARENA
GTA-01	ELECTRICO	U
GTA-02	POWER OIL	T
GTA-03	POWER OIL	H
GTA-04	POWER OIL	T
GTA-05	ELECTRICO	BT
GTA-06	POWER OIL	Ui+m
GTA-07	REINYECTOR	TY
GTA-09	MECANICO	BT
GTA-11	POWER OIL	U
GTA-12	ELECTRICO	Us+Ui+T
GTA-13	POWER OIL	Ui
GTA-15	POWER OIL	Hs+i
GTA-16	ELECTRICO	U+T
GTA-17D	POWER OIL	Ti
GTA-19D	ELECTRICO	Ui

RESUMEN DE POZOS EST. GUANTA	
Nº POZOS ELECTRICOS	5
Nº POZOS POWER OIL	8
Nº POZOS REINYECTOR	1
Nº POZOS MECANICOS	1
<b>TOTAL POZOS GUANTA</b>	<b>15</b>

**Cuadro 2.**

**Estación Lago Central.**

ESTACION LAGO CENTRAL		
POZO	SISTEMA	ARENA
LAG-04	POWER OIL	H
LAG-9A	POWER OIL	T
LAG-22	POWER OIL	BT
LAG-25	ELECTRICO	U+T
LAG-27	POWER OIL	H
LAG-38	POWER OIL	U
LAG-39	POWER OIL	H
LAG-45	POWER OIL	Hi
LAG-46D	POWER OIL	Ti

RESUMEN DE POZOS EST. LAGO CENTRAL	
Nº POZOS ELECTRICOS	1
Nº POZOS POWER OIL	8
<b>TOTAL POZOS L. CENTRAL</b>	<b>9</b>

**Cuadro 3.**

**Estación Lago Norte.**

ESTACION LAGO NORTE		
POZO	SISTEMA	ARENA
LAG-01	MECANICO	H
LAG-11A	POWER OIL	H
LAG-16B	REUNYECTOR	Hi
LAG-17	POWER OIL	T
LAG-18	POWER OIL	H
LAG-24	POWER OIL	U
LAG-29	POWER OIL	BT
LAG-32	POWER OIL	H
LAG-33	ELECTRICO	Hs+i
LAG-34	POWER OIL	U+T
LAG-35	POWER OIL	Hs+i
LAG-36	POWER OIL	BT
LAG-41	POWER OIL	Hs
LAG-43	POWER OIL	Hs
LAG-44	POWER OIL	Hs

RESUMEN DE POZOS EST. LAGO NORTE	
Nº POZOS ELECTRICOS	1
Nº POZOS POWER OIL	12
Nº POZOS REINYECTOR	1
Nº POZOS MECANICOS	1
<b>TOTAL POZOS GUANTA</b>	<b>15</b>

### 2.1.3. Sistema de gestión de calidad en la producción de petróleo en el campo Lago Agrio.

El hidrocarburo para poder venderse tiene que cumplir con especificaciones de calidad a nivel internacional donde se toma en cuenta como parámetro fundamental el porcentaje de agua y sedimentos, el mismo que debe ser igual o menor al 1%. Estos parámetros se encuentran normalizados y son exigidos por entes reguladores como son la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) y la Gerencia de Oleoductos de Petroecuador. En el **ANEXO 1 NORMAS ASTM PARA FISCALIZACIÓN DEL CRUDO NAPO**.

Otro de los parámetros de control de la calidad son los grados API los cuales permiten en el mercado realizar las operaciones de compra y venta de hidrocarburos tomando como base de cálculo el petróleo de West Texas que es de 46º API, de este valor se derivan los precios del petróleo de acuerdo a la calidad de hidrocarburo que ofrezca cada país. El petróleo ecuatoriano para la venta internacional tiene una calidad 26º API aproximadamente que es considerado ligeramente liviano, conocido internacionalmente como (Crudo Napo).

Otros de los parámetros que tiene que ver con el precio del producto es el contenido de:

- Azufre
- Metales pesados: el plomo, vanadio, níquel.
- Cantidad de sales presentes.

El entregar crudo con un porcentaje superior al 1% de aguas y sedimentos conlleva a que se produzcan problemas de corrosión en el proceso de refinación, en la torre y platos de destilación y por ende altera la calidad de los subproductos del petróleo tales como la gasolina, el diesel y el jet fuel. El agua sobresaturada de sales presente en los hidrocarburos también causa problema de taponamiento en calderos y líneas de flujo provocado por carbonatos de calcio, principalmente.

Adicionalmente el agua presente en el hidrocarburo, propicia la formación de bacterias sulfato reductoras, las cuáles se alimentan del azufre presente en el agua de formación en forma de sulfatos, y como resultado de metabolismo sintetizan ácido sulfhídrico, el que provoca corrosión tipo picadura (pitting).

Por todas estas razones es importante que la selección de productos químicos se la realice de manera exhaustiva y adecuada. Entre los productos químicos necesarios para la operación hidrocarburífera se tiene:

- ✓ Demulsificante, cuyo objetivo de empleo es el de eliminar el agua presente en el petróleo.
- ✓ Anticorrosivo, con la finalidad de minimizar la corrosión en los equipos de superficie y de producción.
- ✓ Antiescala para eliminar las posibles incrustaciones de sales en los calderos líneas de flujo y equipos de bombeo.
- ✓ Bactericida o Biocidas, con la finalidad de eliminar bacterias o para mantenerlas en parámetros controlados, de 0 a 10 colonias por centímetro cúbico.
- ✓ Poli electrólito o polímero, su empleo sirve para eliminar sólidos suspendidos presentes en las aguas de formación, de manera que ésta sea reinyectada a los pozos sin provocar taponamientos en la formación receptora.

#### **2.1.2.1. Análisis de laboratorio y control de calidad.**

Un laboratorio que realice análisis de los fluidos producidos en un campo petrolero debe contar como mínimo con los equipos básicos para la caracterización de crudo, agua dulce y agua de formación.

La caracterización físico-química de los fluidos debe realizarse con un alto grado de exactitud debido a que con los parámetros determinados se analiza cual tratamiento químico se debe realizar para entregar el crudo en optimas condiciones tal como exige el ente de control DNH.

➤ **Caracterización del agua de formación.**

Los parámetros controlados por la DNH son: aceite residual en agua (máx. 15 ppm) y sólidos suspendidos (máx. 60 ppm), los demás parámetros que se indican en el siguiente cuadro los mismos que son para un control preventivo mediante la aplicación del tratamiento correspondiente.

A continuación se da un ejemplo del análisis fisicoquímico del agua de formación realizado en el LABORATORIO DE CORROSIÓN L.A.

**Cuadro 4.**

**Análisis fisicoquímico del agua de formación**

LUGAR DE MUESTREO: CAMPO LAGO AGRIO  
 PUNTO DE MUESTREO: TANQUE DE LAVADO  
 FECHA DE TOMA DE MUESTRA: 10 DE OCTUBRE DEL 2008  
 FECHA DE ANALISIS: 11 Y 12 DE OCTUBRE

PARÁMETROS	UNIDADES	Lago Central	Lago Norte	Guanta
TEMPERATURA	°C	31	33,0	26,0
pH	-	6,200	7,003	6,363
HIERRO	ppm	21,650	4,700	12,825
TURBIDEZ	NTU	61	78	661
ALCALINIDAD TOTAL	ppm CaCO <sub>3</sub>	700	1400	5100
ALCALINIDAD BICARBONATOS	ppm HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	854	1708	6222
DUREZA TOTAL	ppm CaCO <sub>3</sub>	2900	5000	5100
DUREZA CALCICA	ppm CaCO <sub>3</sub>	2100	4000	4600
DUREZA MAGNESICA	ppm CaCO <sub>3</sub>	800	1000	500
CALCIO	Ca <sup>++</sup>	840	1600	1840
MAGNESIO	Mg <sup>++</sup>	192	240	120
CONDUCTIVIDAD	µmhos	1100	2600	4600
CLORUROS	ppm Cl <sup>-</sup>	6650	13600	19000
SULFATOS	ppm SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1000	2	275
SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	ppm	128	92	75
SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES	ppm	737	2010	3082
ACEITE RESIDUAL	ppm	7,08	55,76	43,28

➤ **Caracterización del crudo de las ACT'S del campo de producción Lago Agrio**

Los parámetros controlados por la DNH son: °API, BWS, en el cuadro 5 se indican los valores obtenidos en la caracterización del crudo en las tres estaciones que integran el campo Lago Agrio.

A continuación se da un ejemplo del análisis fisicoquímico del agua de formación realizado en el LABORATORIO DE CORROSIÓN L.A.

**Cuadro 5.**

**Caracterización de crudo de las ACT'S de las estaciones del campo Lago Agrio**

**LABORATORIO DE CORROSION L.A.  
CARACTERIZACION CRUDO DE ACT S  
14 DE NOVIEMBRE DEL 2008**

FECHA DEL ANÁLISIS:

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	CAMPO LAGO AGRIO		
			LAGO NORTE	LAGO CENTRAL	GUANTA
API OBERVADO / TEMPERATURA ° F	°API/°F	D 1298-85	29,8/72°F	31,5/70°F	31,2/82°F
API 60 ° F	° API		29	30,5	29,8
API SECO	° API		29,02	30,54	29,84
GRAVEDAD ESPECIFICA			0,8816	0,8734	0,8772
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,1	0,1	0,1
EMULSION	%		0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0
PARAFINA	%		2	1,8	0,4
BSW	%		0,1	0,2	0,2
BSW POR DESTILACIÓN	%	D 4006-81	0,038	0,014	0,011
SÓLIDOS POR EXTRACCIÓN	%	D 473-81	0,140	0,250	0,3
BSW TOTAL	%		0,178	0,264	0,311
AZUFRE	% peso	D 4294-90	0,7316	0,6354	0,8590
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	17,99	30,26	45,17
PODER CALORIFICO	BTU/ lb	D 240-92	19050	19100	19000
PODER CALORIFICO	KJ / Kg		44216	44332	44100
PODER CALORIFICO	Kcal/Kg		10561	10589	10533
VISCOSIDAD cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	15,74	13,18	17,3
VISCOSIDAD cSt 104 ° F	cSt		12,16	9,37	12,68
VISCOSIDAD cSt 120 ° F	cSt		10,4	7,66	10,55
CENIZAS	% peso	D 482-91	0,0493	0,0616	0,0572
CARBON CONRADSON	% peso	D 189-88	0,135	0,1498	0,1225
DESCOMPOSICION TERMICA (FK)	-		585	595	575
TEMPERATURA MEDIA VOLUMETRICA	° F		451	439	412
RELACION CARBON HIDROGENO	C/H		7,4	7,2	7,4
FACTOR DE CARACTERIZACION	Koup		11,1	11,1	10,9
CALOR LATENTE DE VAPORIZACION	BTU/lb		112	113	118
PESO MOLECULAR	g/mol		175	170	160
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	PE= 180°F	PE= 140°F	PE= 170 °F
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	5 % = 220	5 % = 205	5 % = 235
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	10 % = 275	10 % = 252	10 % = 270
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	20 % = 360	20 % = 340	20 % = 355
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	30 % = 475	30 % = 455	30 % = 450
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	40% = 560	40% = 551	40% = 575
DESTILACIÓN	° F	D 86-90	49 % = 585	48 % = 595	

### 2.1.3. Procedimientos relativos al sistema de calidad.

Con la selección de productos químicos se realiza un diagnostico y análisis de los diferentes problemas existentes en el campo ya sean estos análisis de petróleos, agua, carbonatos, sólidos, bacterias sulfato reductoras, el análisis de hierro para identificar el tipo de corrosión que se va a producir y de acuerdo a los valores que se obtengan se planifica las diferentes pruebas en el laboratorio donde se debe aplicar normas internacionales y normas propias desarrolladas por cada una de las empresas operadoras de petróleo.

### 2.1.4. Tratamientos químicos en el campo Lago Agrio.

El tratamiento químico que se aplica en el campo Lago Agrio es igual o similar al que se aplica en todo el mundo, con los puntos de aplicación directo en diferentes etapas del proceso dependiendo el problema que se tenga en el campo, ya sea de fondo o de líneas de superficie en las facilidades de producción.

El objetivo más importante en las facilidades de la producción de petróleo, es la separación del agua y otros materiales externos del petróleo producido, tales como:

- ✓ Salmuera (agua y sales orgánicas) presentes como agua libre o emulsionada.
- ✓ Sedimentos (Arena, arcillas, productos de corrosión, de incrustación, etc.)

#### **2.1.4.1. Deshidratación.**

Según **MARFIS, Shirley, 2004, Deshidratación de crudo principios y tecnología**, define:

“La deshidratación es el proceso mediante el cual, se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la figura 7”. **(pp. 10)**.

(2)

#### **❖ Emulsión.**

Una Emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales está disperso como gotas en el otro. El líquido que está en pequeñas gotas es la fase interna o dispersa, mientras que el líquido alrededor de las gotas es la fase externa o continua.

(2) **DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PRINCIPIOS Y TECNOLOGÍA** Shirley Marfisi

Las emulsiones se clasifican de acuerdo a cual fase está continua o dispersa:

➤ **Emulsiones de agua en petróleo (W/O)**

El agua está dispersa en el petróleo, por tanto es la fase dispersa o interna y el petróleo es la fase externa o continua, pudiendo tener un contenido de agua desde trazas hasta 90%. Este tipo de emulsión es denominada **emulsión regular**. El tratamiento de este tipo de emulsiones se denomina **deshidratación**.

➤ **Emulsiones de petróleo en agua (O/W).**

El petróleo está disperso en el agua, siendo la fase dispersa o interna, mientras que el agua es la fase continua o fase externa. Este tipo de emulsión es denominada **emulsión reversa**. Son las emulsiones más frecuentes en el agua que ha sido separada del petróleo en el proceso de deshidratación.

➤ **Emulsiones múltiples.**

No es muy común encontrar simultáneamente ambas emulsiones. Son muy frecuentes en crudos de fosas (slop oil) y tanques de almacenamiento donde se han mezclado varios tipos de emulsiones por periodos de tiempos largos.

Las emulsiones estables se forman por tres factores básicos:

- Dos líquidos inmiscibles: Petróleo y Agua
- Debe existir un agente emulsificante
- Energía de agitación

Agentes emulsificantes:

- Asfáltenos
- Resinas
- Ácidos nafténicos

Todas estas sustancias son encontradas en la interface entre el petróleo y las gotas de agua como una película alrededor de la gota; otros emulsificantes pueden ser productos químicos de perforación, estimulación o producción, por ejemplo, algunos Inhibidores de corrosión deben probarse antes de ser aplicados por la tendencia de emulsificación.

Energía de agitación:

- Choques
- Caídas de presión
- Bombas de transferencia de la línea de flujo,
- Curvaturas de líneas de flujo
- Agitación normal del sistema de producción del pozo (Gas lift, bombas electro sumergibles, etc.).

Una emulsión es estable sí, para romperla se requiere algún tipo de tratamiento:

- Físico.
- Químico.- Es el método más utilizado y económico para deshidratar el crudo, y se basa en inyectar surfactantes al crudo en puntos donde exista alta turbulencia para que este químico logre una mezcla homogénea en el crudo, este surfactante reduce la tensión superficial del agua emulsionada en el lecho de petróleo logrando que las gotas diminutas de agua se junten y decanten, para este efecto se utilizan tanques de lavado para dar un tiempo de residencia del crudo en el tanque, tiempo en el cual toda el agua presente en el crudo debe ser retirada.
- Mecánico.
- Térmico.
- Eléctrico.- De acuerdo, **SANCHEZ, Fabián (1996),**

**Deshidratación de crudos**, define:

“El tratamiento eléctrico en los campo de producción de Petroproducción es muy limitado por los costos de generación de campos magnéticos y porque en las facilidades de producción se utilizan separadores y tanques de lavado.

El campo magnético aplicado a un tanque o recipiente que contiene el crudo emulsionado, causa una atracción mutua de las partículas de la emulsión provocando el reordenamiento a lo largo de una línea de fuerzas electrostáticas. Como el film no es muy estable, las gotas adyacentes coalescen libremente hasta que las gotas de agua

se vuelvan más grandes y sedimenten por gravedad". (pp. 20) <sup>(3)</sup>

Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones:

a) **Alta viscosidad**, mayor resistencia a fluir. Un petróleo con alta viscosidad requiere más tiempo para que las gotas **coalescan**. Si un líquido de alta viscosidad es calentado, la viscosidad disminuye y fluye más fácilmente.

b) **Gravedad específica**, GE, no debe ser confundida con la gravedad API. La gravedad específica de un líquido es el peso de una cantidad dada de líquido a una temperatura dada, comparada con el peso de un volumen igual de agua a la misma temperatura.

$$\text{Grados } ^\circ\text{API} = \frac{141.5}{G.E} - 131.5 \quad \text{Ec: 1}$$

Un pequeño porcentaje de agua en el petróleo emulsifica más fuerte y permanente. En general la severidad de una emulsión usualmente disminuye cuando la cantidad de agua producida se aproxima o sobrepasa la cantidad de petróleo producido.

c) **Sólidos disueltos totales** (TDS) también influyen en la rata de asentamiento. Aguas más pesadas, mayor velocidad de asentamiento. Las emulsiones de agua fresca son usualmente más difíciles de tratar.

d) **Edad de las emulsiones**, Con el tiempo, el agente emulsificante puede migrar a las gotas de agua dispersas y revestirlas completamente. Sólidos (parafinas, arcillas, arenas, etc.) pueden también revestir las gotas de agua emulsificadas. Emulsiones añejas estabilizadas, pueden requerir altas dosis de químico y para tratarlas requieren otro tipo de químico que las emulsiones frescas.

(3) DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS *Fabían Sanchez.*

### ❖ **Ley de Stokes.**

La ley que explica el proceso de deshidratación es la ley de Stokes. La velocidad de decantación de las gotas de agua en el petróleo se expresa mediante ésta ley,

$$V = \frac{2gr^2 * (D_w - D_{oil})}{9 * \mu} \quad Ec: 2$$

**Donde:**

V= Velocidad relativa de las gotas de agua cayendo a través del petróleo.

g= gravedad

r= Radio de la gota de agua

D<sub>w</sub>, D<sub>o</sub>= Densidad del agua, petróleo

μ= Viscosidad del petróleo.

❖ **Teorías de demulsificación.**

Una teoría de demulsificación sugiere que el emulsificante es desactivado mediante la adición del demulsificante a través de la neutralización, cambio en el pH o pérdida de la solubilidad.

Otra teoría es que el agente emulsionante está compuesto por cuerpos polares y funcionan por medio de cargas electrónicas. Cualquier distorsión de estas cargas mediante moléculas cargadas de electrones, romperá el emulsificante.

Los factores que involucran el tratamiento de las emulsiones incluyen:

- a) Rompimiento de la película alrededor de las gotas de agua y coalescencia para producir gotas más grandes
- b) Asentamiento de las gotas de agua durante o después de su coalescencia.

❖ **Tratamiento de emulsiones.**

Los métodos más comunes para el tratamiento de emulsiones son:

➤ **Térmico:**

- ✓ Incrementa el movimiento y frecuencia de colisión o choque de las gotas
- ✓ Incrementa la diferencia de densidades

- ✓ Reduce la viscosidad del petróleo
- ✓ Incrementa la velocidad de asentamiento de las gotas de agua
- ✓ Promueve la coalescencia
- ✓ Tratamiento costoso, disminuye el valor del petróleo (por pérdidas de livianos).

➤ **Químico:**

- ✓ Principio de acción: aplicación de agentes demulsificantes es el que atacan a las sustancias emulsificantes para romper la emulsión,
- ✓ Ventajas: bajo costo de instalación de equipos, procesos sencillos y deshidratación sencilla,
- ✓ El éxito del tratamiento del petróleo emulsionado depende de:
  - Adecuada cantidad del químico más eficiente
  - Suficiente agitación para permitir una buena mezcla del químico con la emulsión
  - Cuando fuere necesario, la adición de calentamiento para facilitar el rompimiento de la emulsión
  - Suficiente tiempo para permitir el asentamiento del agua liberada
  - Adecuado manejo y separación de gas antes del asentamiento

➤ **Mecánico:**

Básicamente existen 3 equipos mecánicos usados para la separación del agua:

- ✓ Free- Water Knockout (FWKO) o separadores,
- ✓ Gunbarrel o wash Tank (Tanques de lavado).
- ✓ Tanques de surgencia o almacenamiento,

➤ **Eléctrico:**

(Actualmente ésta facilidad operativa no existe en el campo Lago Agrio, pero esto si existe en otras operadoras)

- ✓ Polariza las gotas con cargas inducidas de superficie
- ✓ Deforma las formas esféricas de las gotas a forma elíptica.

- ✓ Incrementa la distorsión en el área superficial interrumpiendo la película interfacial.
- ✓ Resulta en mejor coalescencia.

❖ ***Aplicación del demulsificante en el campo Lago Agrio.***

El demulsificante cumple con los trabajos:

- Modifican la tensión superficial.
- Actúan sobre los agentes emulsionantes.
- Dispersan los sólidos que estabilizan la emulsión.
- En este proceso se neutralizan las cargas repulsivas entre gotas, y se disminuye el número de sólidos filtrables, que recubren las gotas con agentes humectantes; permitiendo la formación de gotas más grandes que precipitan más fácilmente.

Los puntos de inyección del demulsificante deben ser aplicados donde se asegure la máxima dispersión del químico, en el fluido a tratar, también puede inyectarse al fondo del pozo vía capilar:

- Cabezal del pozo.
- Manifold.
- Línea de recirculación.
- Línea de flujo de producción.

En la selección del demulsificante, es necesario definir el tipo de emulsión. Se realiza a través de pruebas de botella, que es un procedimiento que consiste en simular las condiciones de operación con diferentes demulsificantes, de manera de identificar el químico con el cual se obtiene una mejor separación. También se usa para determinar dosis óptimas de trabajo.

❖ ***Selección de químicos – Pruebas de botella.***

Una prueba de botella:

- Define los criterios de éxito.
- Simula el sistema.
- Realizar test de Relación.
- Realizar test de Eliminación.

- Realizar test de Confirmación.

Fotos prueba de botella:



**Figura 2: Evaluación en prueba de botella, antes de la acción del químico demulsificante.**



**Figura 3: Evaluación en prueba de botella, después de la acción del químico demulsificante.**

Sugerencias en las pruebas de botella:

- Verificar que los puntos de muestreo estén libres de químico.
- Que la muestra de crudo sea representativa del sistema.
- Que la muestra de crudo sea fresca.
- Simule las condiciones del campo (temperatura, agitación, tiempo de retención, etc.).

- Busque indicios o pistas de fallas del químico que se esté usando.

❖ **Reconocimiento del sistema de producción.**

- Para evaluar un sistema de tratamiento químico se observa:
  - Químico en uso: Dosificación, tipo, localización y problemas
  - Producción total de petróleo y agua: Número de pozos, zonas de producción, gravedad API, salinidad
  - Método de producción (flujo natural, gas lift, bombas electrosumergibles, hidráulico)
  - Tiempo de retención y temperaturas.
  - Pruebas actualizadas de los pozos en producción.
  - Contenido de parafinas, asfaltenos o sólidos.
  - Pozos con mayor contenido de emulsión.
  - Puntos de muestreo.
  - Otros químicos: Corrosión, incrustación, inhibidores de parafinas / programas.
  - Marraneo (envío de cochinos), trabajos de acidificación, sistemas de recirculación
  - Recuperación secundaria y terciaria.
- De los resultados del sistema se determina:
  - Las temperaturas de tratamiento.
  - Dosis de tratamiento, a menudo más altas que la dosis del sistema.
  - Agitación.
  - Tiempo de contacto o retención.

❖ **Pruebas de planta (campo).**

- Se elige al mejor producto que fue seleccionado en el laboratorio.
- Realizar una prueba de botella con el químico a utilizarse.
- Recopilación y verificación de la información básica.

- Varios días antes de la iniciación de la prueba, recopile datos (BSW) de todos los puntos donde se obtendrán muestras durante el periodo de prueba.
- Inicie la prueba con una cantidad de 110-120% del químico que se espera utilizar, y permitir que el sistema se estabilice antes de bajar la dosis.
- Monitorear los cambios de condiciones del sistema: Dosificación, flujos, temperaturas de equipos, perfil de BSW del sistema, etc.
- Llevar registros claros del funcionamiento del sistema durante la prueba.

❖ ***El Petróleo fuera de especificaciones.***

Normalmente puede ocurrir por:

- Problemas mecánicos (separadores, rotura de sellos, tamaño de la bota de gas fuera de especificaciones).
  - Pérdida de calor en calentadores.
  - Pérdida de presión en calentadores.
  - Alto o bajo nivel de fluidos en separadores.
  - Mal funcionamiento de las válvulas de drenaje
  - Acumulación de sólidos en fondo de tanque de lavado.
  - Sondas eléctricas cubiertas por incrustaciones
  - Disminución del tiempo de residencia del tanque lavado, por aumento de los fluidos producidos
  - Mal funcionamiento de las bombas de inyección de químico.
  - Precipitación de sólidos en el fondo de los tanques de almacenamiento de químicos especialmente por ingreso de aguas lluvias, estas forman gomas.
- Problemas de los fluidos producidos, presencia de ácidos por efecto de los tratamientos (HCl, usado en limpieza de formación o línea de flujo).
  - Aumento del volumen de los fluidos producidos en el tanque de lavado.

- Recirculación de fondos de tanques, piscinas, drenajes, desnates de tanques, etc.
- Trabajos en los pozos: acidificaciones, squeezes, lavados con solventes, en los revestimientos de los pozos: raspadores de parafina, entrada a producción de nuevas zonas productoras, en pozos cerrados: baches de biocida, inhibidor de corrosión, taponamiento por lodos de completación de pozos
- Espuma en los fluidos producidos
- Problemas del químico, cambio de solvente; contaminación con agua lluvia (formación de grumos lechosos); cuando existe cambio de crudo a tratarse, especialmente con pozos que han quedado abandonados por mucho tiempo (10 años) se encuentra una emulsión envejecida y muy estable, en este caso se debe reformular el químico demulsificante.
  - Separación del químico por almacenamiento inadecuado
  - Químico fuera de especificaciones
  - Inyección de un químico no recomendado

#### ❖ **Aplicaciones en el campo**

- Coloque el químico tan lejos como sea posible del tratador ( \* ) y tan cerca del problema (pozos problema, dowhole, delante de los choques, knockouts, intercambiadores de calor, separadores)
- Programa de inyección en múltiples puntos.

( \* ) Excepto productos demasiado rápidos, los cuales pueden reemulsionar).

#### 2.1.4.2. **Control de la corrosión en el campo Lago Agrio.**

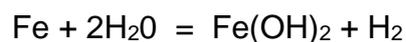
En la producción del petróleo uno de los más graves problemas que se presenta es la corrosión en las tuberías, facilidades de producción y equipos, por la presencia de gases, bacterias sulfato reductoras, la alta concentración de sales de cloruro de sodio en el fluido asociado con el hidrocarburo extraído y la presencia de sólidos abrasivos son los causantes de la corrosión abrasiva causada por las arenas en el fluido de producción, entre otras. Además en los procesos de limpieza ácida por taponamiento de incrustaciones donde se utiliza ácidos (ácido clorhídrico, acético), los cuales causan una corrosión adicional a la natural del pozo, cuando se deja por mucho tiempo el ácido en la tubería.

La corrosión es un fenómeno natural, básicamente es un proceso electroquímico. Los átomos del metal son oxidados para formar iones positivos (cationes) mientras que las otras especies químicas presentes (como son oxígeno, H<sub>2</sub>O o cationes existentes) son reducidas. Esto resulta un flujo de electrones de un sitio de la superficie del metal a otra.

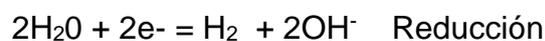
##### ❖ **Celda de corrosión**

Ejemplo de reacción electroquímica.

La reacción total será



Reacción secundaria



Con el proceso electroquímico descrito se produce:

- ✓ *Deterioro del metal y su conversión soluble en agua.*
- ✓ *Los químicos en el agua se cambian.*
- ✓ *Existen pérdida y ganancia de electrones.*

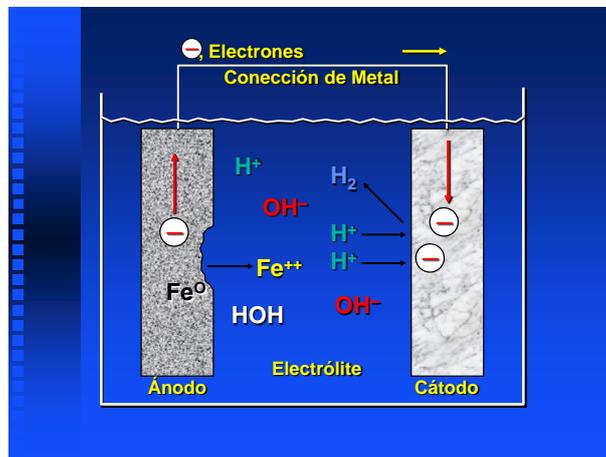
Las reacciones descritas en las ecuaciones ocurren en la superficie del metal en el cual existen

**ANODO** porción del metal que pierde electrones (oxidación).

- ✓ El metal se corroe
- ✓ Se libera energía
- ✓ Sucede el fenómeno de oxidación

**CATODO** Porción del metal que gana electrones (reducción)

- ✓ El químico en el agua reacciona / cambia.
- ✓ Se consume energía (electrones).
- ✓ Sucede el fenómeno de reducción.



**Figura 4: Celda de corrosión electroquímica.**

❖ **Por qué se debe controlar la corrosión?**

La corrosión se debe controlar por que puede acarrear los siguientes problemas:

- ✓ Reemplazo de equipos corroídos
- ✓ Paros de plantas no programados para reemplazo de equipos
- ✓ Reorganización del proceso debido a fallas de corrosión
- ✓ Contaminación de productos durante el proceso.
- ✓ Derrame de productos de un recipiente o lugar corroído
- ✓ Mantenimientos preventivos innecesarios
- ✓ Rediseños debido a fallas de corrosión.

Además el estimado de las consecuencias económicas de la corrosión no incluye igual importancia que las consideraciones

como peligros de salud y medio ambiente que pueden resultar de un descontrol de la corrosión. Claramente existe muchas razones para combatir la corrosión.

La corrosión se mide habitualmente en MPY (milésimas de pulgada por año), que es el valor del desgaste que sufre el metal por la corrosión.

Para el cálculo de MPY en cupones, se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{MPY} = (534 * W) / (D * A * T) \quad \text{Ec: 3}$$

Donde:

W: pérdida del peso del cupón, mg,

D: densidad del material, g/cm<sup>3</sup>,

A: área del material, pulg<sup>2</sup>,

T: tiempo de exposición del material, h.

De acuerdo a esto se tiene un balance para el control de la corrosión, así tenemos el siguiente cuadro:

#### **Cuadro 6.**

##### **Control de la corrosión.**

<b>RANGO</b>	<b>TIPO DE CORROSION</b>
0 a 1	Baja
1 a 3	Moderada
3 a 5	Severa
5 en adelante	Muy severa

La eliminación total de la corrosión no es posible pero si se puede controlar.

El control de corrosión es un proceso complejo y no admite simples formulas de solución. Existen muchos metales básicos y combinaciones de metales en uso hoy en día, los cuales reaccionan de diferente manera para determinado medio ambiente y proceso. Por lo tanto un programa de control debe ser diseñado para cada proceso o condiciones.

Es básico contar con un programa de control efectivo y preciso para oportunamente medir la corrosión. En particular porque la corrosión es un proceso dinámico el cual puede ser acelerado por

una variedad de operaciones y parámetros ambientales. Los programas de corrosión deben ser diseñados para conocer estos cambios de condiciones de corrosión.

Sin una detección y medición precisa de estos cambios pueden producir daños costosos antes que las correcciones sean realizadas.

La tecnología de la detección y medición de la corrosión ha avanzado rápidamente en la última década.

Hoy en día se dispone de equipos que proveen al ingeniero de corrosión con gran información que es necesaria para advertir y/o modificar un programa de control efectivo para su planta en particular proceso y medio ambiente.

Existen también control de mediciones efectivas para un proceso dado sustituyendo aleaciones, con recubrimientos, pinturas, adicionando químicos neutralizantes y cambiando procesos operacionales. Con el soporte de la NACE (national association of corrosion engineers) han sido desarrolladas y patentadas técnicas de control de corrosión que se encuentran disponibles.

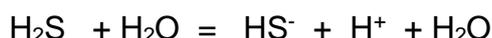
En la mayoría de las situaciones ahora es posible reducir los efectos de una condición corrosiva una vez que las condiciones dinámicas son conocidas. Esto es el rol del equipo de monitoreo de corrosión para proveer el conocimiento básico para un control efectivo. Esto es una herramienta vital para combatir millones de problemas.

➤ ***Factores que influyen en la corrosión.***

✓ ***Factores Químicos***

• ***Presencia de H<sub>2</sub>S***

La presencia de H<sub>2</sub>S en los campos petroleros hace que el sistema se torne corrosivo, ver la siguiente ecuación.



***Características.***

El grado de disociación está en función del pH

Se combina con el hierro para formar sólidos insolubles de sulfuro de hierro que forma depósitos.

El sulfuro de hierro actúa como cátodo en aceros maleables.

Puede ser generado por SRB.

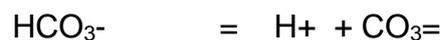
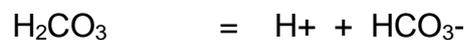
El ion hidrógeno resultante puede producir corrosión de hidrógeno.

La apariencia física que estos tienen son:

- Picaduras en forma de racimos indistintamente dispuestos en forma redonda
- Una picadura grande central, con pequeñas picaduras alrededor
- Puede aparecer una sola picadura
- La picadura central puede tener rajaduras en el fondo
- Pérdida de metal exclusivamente al volumen de las picaduras
- La apariencia de la superficie metálica se presenta por puntos de picadura de varios tamaños de fondo redondo esparcidos indistintamente en una superficie es muy común la manifestación de sulfuro de hierro en forma fina y sólidos de alto peso molecular.

#### • **Presencia de CO<sub>2</sub>**

La presencia de CO<sub>2</sub> acarrea problemas de corrosión de acuerdo a la siguiente ecuación.



#### ***Características.***

Las características de este tipo de corrosión son:

Provee protones al cátodo (despolarizador)

No es tan corrosivo como el oxígeno

La solubilidad tiene función de la presión parcial del CO<sub>2</sub>

La corrosión por CO<sub>2</sub> es pitting por naturaleza

La apariencia física que se nota es:

- ✓ Picados con paredes angulosas.
- ✓ Rugosidad al tacto.
- ✓ Picados de fondo redondo.
- ✓ La pérdida de metal puede ser masiva bajo condiciones favorables. Con pérdidas de metal formando canales y grietas.
- ✓ La pérdida del metal puede ser altamente localizada, o puede presentarse como líneas largas intercomunicando picaduras. En los sistemas de gas aparecerá como una picadura simple.
- ✓ El producto de la corrosión puede ser carbonato de hierro rojo, anaranjado o negro.

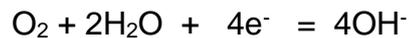
• **Presencia de oxígeno O<sub>2</sub>**

La presencia de oxígeno produce las siguientes reacciones.

Reacción en medio ácido.



Reacción en medio neutral y alcalino.



La reacción está limitada por la velocidad de difusión del oxígeno hacia la superficie del cátodo.

La solubilidad del oxígeno está en función de la presión, temperatura y contenido de cloruro.

Niveles de concentración superiores a 40 ppb son extremadamente corrosivos.

El ataque común es pitting por naturaleza.

Es un fuerte despolarizador catódico.

La apariencia física que estos presentan son :

- ✓ Picados planos, lisos y grandes
- ✓ Lisos al tacto
- ✓ Generalmente se localizan en las roscas de las uniones

- ✓ A altas temperaturas pueden aparecer profundos y generalizados
- ✓ La pérdida de metal puede ser masiva por secciones grandes, lisas de metal que ha sido removido en un tiempo relativamente corto.
- ✓ La apariencia en la superficie del metal especialmente en las roscas expuestas se desmenuzan. Se observan picaduras grandes llanas bajo los depósitos. Pueden aparecer masivamente generalizadas.
- ✓ Los productos de la corrosión son óxidos de hierro de color rojo a negro.

- **Conductividad del agua**

La conductividad del agua es un factor importante para que se pueda desarrollar la corrosión, debido que, a mayor conductividad las reacciones corrosivas se incrementan.

- **pH del agua**

El pH del agua determina el grado de disociación de las partículas dentro del agua lo que está relacionado directamente a la velocidad de corrosión conociéndose como:

- pH=0 Altamente acida.
- pH=7 Neutro.
- pH=14 Altamente alcalino.

- ✓ **Factores físicos.**

- **Presión.**

La presión influencia en el grado de solubilidad de gases ácidos en el agua.

Generalmente a la alta presión se tiene mayor velocidad de corrosión.

- **Temperatura.**

Las velocidades de corrosión típicamente se incrementan cuando la temperatura se incrementa.

Excepciones son encontradas en sistemas abiertos versus cerrados.

- **Velocidad.**

La corrosión generalmente incrementada con el aumento de velocidad.

La corrosión puede ocurrir también a velocidades estancadas o muy altas.

- **Aspectos biológicos.**

En los aspectos biológicos se incluye a la presencia de las bacterias sulfatoreductoras (SRB).

Las bacterias crecen rápidamente bajo condiciones anaeróbicas y generalmente son encontradas en lugares a bajas velocidades donde depositan el limo bacteriano formando colonias dando como resultado picaduras en el área donde están asentadas.

- ❖ **Tipos de corrosión.**

La corrosión toma muchas formas dependiendo de los metales, del medio ambiente y proceso al que están expuestos, a continuación se detallan los más comunes tipos de corrosión

- **Corrosión uniforme.**

Esta se encuentra sobre largas áreas de una superficie de metal en forma uniforme es una de las dos más comunes formas de corrosión y la más fácil de ser medida.

- **Corrosión galvánica.**

Este tipo de corrosión ocurre cuando se unen 2 tipos diferentes de metales por una ruta conductiva esta puede ser uniforme o no uniforme en naturaleza.

- **Erosión corrosión.**

Este tipo de corrosión ocurre cuando el fluido y un material abrasivo evitan la formación de films protectores y continuamente

están expuestos a material fresco. Fretting y cavitación son formas especiales de erosión.

➤ **Pitting corrosión.**

Este tipo de corrosión es caracterizado por la formación de huecos profundos en la superficie del metal a lado de un lugar que no ha sido atacado. Entonces un pit es una autoforma de grietas.

➤ **Corrosión intergranular.**

Es un tipo de corrosión de ataque selectivo o localizado a los límites de los granos.

➤ **Stress corrosión.**

Es un tipo de corrosión solapado, este tipo de ataque ocurre dentro del metal donde no puede ser observado. Apenas es detectable rasgaduras en la superficie, entonces crecen interiormente hasta destruir la integridad del metal.

❖ **Técnicas de monitoreo de corrosión.**

Las técnicas de monitoreo de corrosión se las ha clasificado de acuerdo al tiempo de medición y son:

➤ **Técnicas de tiempo promedio**

Estos métodos miden que es lo que ha pasado y lo comparan con lo previamente medido para determinar el cambio en la velocidad de corrosión.

✓ **Pérdida de peso de los cupones**

La pérdida de peso de un cupón es la mejor medida básica y directa para determinar la velocidad de corrosión

Un cupón pre pesado de la misma metalurgia del sistema es introducido para el monitoreo del ambiente corrosivo. La colocación es por un periodo fijo de tiempo. Luego que la pieza ha sido expuesta a una salmuera de cloruro de sodio, se determina la pérdida de peso en el lapso de tiempo entre 24 y 48 horas a temperatura y velocidad constante de rotación.

Este tipo de monitoreo y la inspección física y visual del espécimen, determinan las características del ambiente corrosivo, reflejadas en la pérdida cuantitativa del metal y las picaduras del mismo.

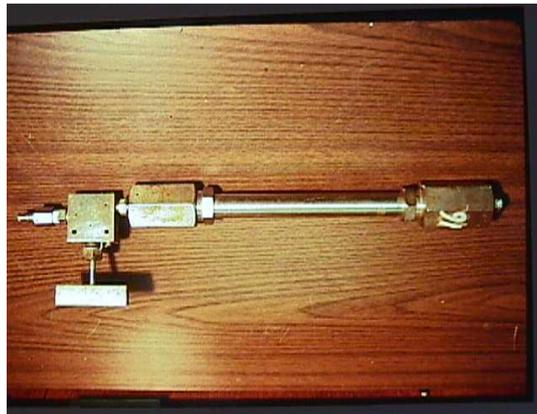
✓ **Probadores de resistencia eléctrica.**

Este tipo de probadores miden la corrosividad como una función del incremento de la **resistencia eléctrica** que el metal del probador exhibe cuando disminuye su masa.

Como el probador está expuesto al ambiente corrosivo, disminuirá en una cierta porción el metal por efecto de la corrosión.

Al medir la resistencia eléctrica antes y después de la pérdida del metal, la diferencia es una función directa en la corrosión.

Estos probadores son de tipo electrónico y no requieren contacto con el fluido conductivo para las lecturas.



**Figura 5: Probador de resistencia eléctrica.**

➤ **Medidas del espesor de la pared.**

✓ **Medidas indirectas del espesor de la pared.**

- Inspección ultrasónica de tuberías.
- Calibración de formación.

- “Chanchos” para oleoductos.

➤ **Medidas directas del espesor de la pared.**

Los equipos utilizados para efectuar estas medidas son máquinas que determinan el “perfil” de una sección de tubería, para conocer la cantidad de material perdido, a compararse con el perfil original (palpadores de espesores).

Este sistema como los anteriores, no son instantáneos; o sea, son técnicas acumulativas. Estas medidas no diferencian el tipo de corrosión experimentado, ni la época en que pudo haber ocurrido. Estos métodos simplemente determinan la condición del metal en dos tiempos diferentes y su comparación.

❖ **Historia de las fallas.**

Este tipo de monitoreo de corrosión examina el número de fallas de corrosión que han ocurrido en un lapso de tiempo. Esto provee una visión del estado del programa de control de corrosión.

➤ **Técnicas instantáneas.**

Estas técnicas miden la velocidad de corrosión actual (ínsitu) en el momento de realizar la medición.

➤ **Medición de elementos específicos.**

- Contaje de Hierro, en el agua producida.
- Contaje de magnesio, en el agua producida.
- **Probadores de puente de hidrógeno.**

Este tipo de mediciones abordan un ion o elemento específico que representa una medida indirecta de la corrosividad de un sistema. El contaje de hierro, por ejemplo; mide la cantidad de hierro disuelto en el agua de un sistema. Si la corrosión de acero es acelerada, este contaje se incrementa debido al hierro libre disuelto en agua convirtiéndose en ion disuelto.

Esta técnica no se puede utilizar en sistemas que contienen sulfuros de hidrógeno debido a la reacción instantánea entre los iones de hierro y iones de sulfuro, para formar el sulfuro de hierro.

Los medidores de puente de hidrógeno miden la cantidad de hidrógeno libre que permanece en el metal en un sistema corrosivo.

- ***Polarización lineal***

Los equipos para medir este tipo de corrosión es el corrater de dos o tres electrodos y el equipo de polarización potencia dinámica.

Estos equipos se basan en la ley de Ohm  $V=I \cdot R$  voltaje es igual a la intensidad de corriente por la resistencia.

En una maquina de polarización lineal, se aplica un pequeño voltaje a través de dos electrodos y se utiliza un medidor para determinar la cantidad de corriente que fluye cuando se aplica el voltaje. Conociendo la cantidad de corriente que fluye, la ecuación puede usarse para determinar la velocidad de corrosión instantánea.

Los medidores PAIR y CORRATER aplican un voltaje fijo y miden la corriente corrosiva del voltaje. EL POTENCIODINE aplica varios voltajes y mide la corriente cuando esos voltajes varían. Todas estas técnicas requieren total contacto con el agua corrosiva, para asegurar una medida correcta de la corrosividad.

- ***Probadores galvánicos***

Este tipo de probadores utiliza el acople de acero-bronce para medir la corrosividad relativa de un fluido. Esto lo afecta midiendo los cambios que se producen en el flujo de corriente corrosiva, cuando cambia el agua.

Este tipo de probadores requieren que se hallen íntegramente sumergidos en el agua corrosiva para obtener lecturas correctas. Generalmente se usa este tipo de probadores cuando se desea detectar el incremento de la corrosividad debido al ingreso de oxígeno dentro del sistema.

❖ **Métodos de control de la corrosión.**

En general es imposible o muy caro el detener completamente el proceso de corrosión.

Para que sea económicamente viable un programa de control debe costar menos que lo que representa las pérdidas de corrosión existente en el presupuesto económico del proyecto.

El grado de control que se desea también es influenciado por aspectos de seguridad, regulaciones gubernamentales y consideraciones ambientales.

La lista siguiente es la más práctica y usada para combatir la corrosión en la industria petrolera.

➤ ***Barreras superficiales.***

La reacción de la superficie del metal que ocurre durante la corrosión puede ser disminuida si el metal es recubierto con corriente impresa, ánodo de sacrificio, pueden ser de aluminio, magnesio, hierro, silicio o acción química interna.

- Incrementa la resistencia eléctrica a la interface metal-electrolito.
- Incrementa la polarización catódica o anódica o las dos a la vez.
- Incrementa el sobre voltaje de hidrogeno.
- Reduce la difusión de iones del electrolito al metal.

Existen cientos de recubrimientos que los podemos agrupar por su composición en las tres categorías inorgánicas, orgánicas y metálicas.

✓ ***Entre los recubrimientos orgánicos.***

- a) Tenemos las pinturas que se aplican en delgadas capas (5mils) especialmente para exposición atmosférica de tubería, equipos y tanques. También están en este grupo ciertas resinas y bitúmenes. Es importante en su aplicación la preparación de la superficie.

b) Los inhibidores químicos orgánicos que tienen amplia aplicación en la producción de petróleo, son efectivos para el control de corrosión en pozos que producen gas. Generalmente son compuestos nitrogenados de cadena larga los cuales forman una película en la superficie metálica inhibiendo el proceso corrosivo. El film puede formarse y mantenerse mediante la inyección continua del químico a través de un tratamiento inicial de alta concentración "BATCH" y tratamientos continuos espaciados posteriores para mantener la película.

✓ ***El recubrimiento inorgánico.***

a) El cemento, que es muy usado en tubería para transportar agua salada, el costo es mucho menor que los recubrimientos plásticos, pero requieren un manejo y sueldas especiales. En este caso no se recomienda trabajos de acidificación.

b) Los inhibidores químicos inorgánicos incluyen cromatos, fosfatos, nitritos, arsénico y otros químicos. Se utilizan en sistemas cerrados de enfriamiento. El cromato de sodio es extremadamente efectivo en sistemas cerrados de agua fresca, por lo menos se requiere 5000 ppm de cromato para prevenir pittings en soluciones salinas.

✓ ***Los recubrimientos metálicos.***

De importancia en las operaciones de producción son los de zinc y aluminio en el acero. El cromo es usado en algunas bombas y el cadmio en operaciones costa afuera, protección catódica con ánodo de sacrificio y corriente impresa con cama anódica.

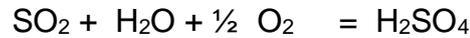
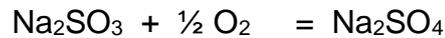
❖ ***Remoción de agentes corrosivos.***

En sistemas que manejan O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, se justifica la implementación de equipos o procesos para remover estos gases cuando no se logra controlar por otros métodos los problemas de corrosión que originan.

➤ ***Métodos.***

- **Remoción del oxígeno.**

- Secuestrantes químicos (sales de bisulfito de amonio)



- Deaireación al vacío.
- Despojamiento con gas.

- **Remoción del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S**

- Absorción con aminas,
- Plantas de glycol
- Permeación a través de membranas.

El proceso más común para remover contaminantes gaseosos del gas natural, como el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, es la absorción mediante soluciones acuosas de aminas, es una tecnología sofisticada con unidades grandes y complejas, se requiere de continua supervisión y mantenimiento, el regenerador consume una cierta cantidad de gas, el costo de inversión es alto. Estos factores han originado el desarrollo de nuevas técnicas como las membranas separadoras de gas, que están hechas de materiales poliméricos (acetato de celulosa, polisulfonato, poli amidas, poli carbonatos, etc.) que también se usan en osmosis inversa.

#### 2.1.4.3. Control de la escala.

Según **BAILEY, Paul (1995), Remoción, detección e inhibición de escala**, dice:

“En largos periodos de tiempo el agua se almacenó en las formaciones rocosas, se saturó con los componentes de las rocas y con las sales presentes en las formaciones. Algunas sales como el Cloruro de Sodio son muy solubles mientras otras sales estaban solubilizadas de acuerdo a sus puntos de solubilidad regidos por las condiciones de presión y temperatura de las formaciones rocosas.

Esta mezcla de sales complicada es estable a un cierto porcentaje bajo el punto en el límite de solubilidad de las sales”. **(pp. 3)** <sup>(4)</sup>

Para evitar el taponamiento por sales de carbonato en líneas de flujo, calderas o equipo de fondo.

Otro de los graves problemas que se presentan en la industria petrolera y en la industria donde se maneja transporte de fluidos (que contengan agua), es la formación de depósitos de sales, por lo general estas sales son de carbonatos de calcio y/o magnesio, también conocidas como costras o mas generalmente “escala”.

La escala se presenta en sistemas que sufren desequilibrio en alguna de sus variables: presión y temperatura, característica fisicoquímica del agua, pH alcalinos, reducción del diámetro de las líneas de transporte de fluidos, entre otros.

La escala se forma en los equipos : manifold, líneas de flujo, intercambiadores de calor, calentadores, bombas, degassing vessels , celdas de flotación.

#### (4) REMOCIÓN, DETECCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCALA *Paúl Bailey.*

##### ➤ ***Cómo se forma la escala (explicación química).***

Los iones en solución  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$  y  $\text{HCO}_3^-$ , se encuentran normalmente en equilibrio dentro de un sistema, cuando alguna variable es alterada (por lo general la Presión y Temperatura), este equilibrio se desbalancea, produciéndose la atracción entre las cargas iónicas, lo cual da lugar a la formación de sales, esta sal en su estado sólido precipitan en primera instancia en forma de micro cristales que son transportados en el fluido, si el desequilibrio continua estos comienzan a compactarse y a adherirse a la superficie de las estructuras en forma de costras duras de  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{MgCO}_3$ , químicamente las reacciones son:



Corte transversal de línea de flujo de un pozo productor de crudo



**Figura 6: Tubería taponada por escala.**

➤ ***Métodos de detección.***

Existen varios métodos para evidenciar la posibilidad de incrustaciones en un sistema, entre estos:

- Control con montaje de cupones de escala en líneas de flujo
- Monitoreo fisicoquímico del agua de formación
- Balance cálcico entre lugares puntuales con riesgo de precipitación
- Monitoreo de presiones en cabezales de pozo y líneas en general
- Revisión de cartas amperimétricas en equipos de fondo BES detectándose la formación de picos.

➤ ***Control y mitigación de la escala.***

Con los métodos de detección se puede estimar la tendencia de un sistema de fluido, esto es correr un modelo matemático que nos dictamine la posibilidad de formar o no escala en función de sus características.

El método más general usado en el ámbito petrolero es el modelo de Oddo Thomsom, abajo un ejemplo explicativo.

Para el desarrollo de este ejemplo de cálculo se consideró el análisis físico químico del agua proveniente del tanque de lavado de la estación Lago Agrio Central.

**Cuadro 7**

**Análisis físico químico agua de tanque de lavado Estación Lago Central**

PARÁMETRO	VALOR
Temperatura (°F)	122
Presión (psia)	14.7
Dureza total (ppm CaCO <sub>3</sub> )	4300
Dureza cálcica (ppm CaCO <sub>3</sub> )	3500
Dureza magnésica (ppm CaCO <sub>3</sub> )	800
Alcalinidad total (ppm CaCO <sub>3</sub> )	1000
CO <sub>2</sub> en agua (ppm)	140

Con las concentraciones descritas en el cuadro 7, se puede obtener las concentraciones en mg/l de los iones presentes en el agua. A su vez, se puede expresar estas concentraciones en moles/l. considerando el peso molecular de cada ión, como se visualiza en el cuadro 8.

**Cuadro 8**

**Concentración de iones en mol/l**

ION	PESO MOL.	CONCENTRACIÓN	
	mg/mol	mg/l	mol/ l
Ca <sup>++</sup>	40,0800	1400,0	0,03493
Mg <sup>++</sup>	24,3050	194,4	0,00800
Na <sup>+</sup>	22,9898	10276,0	0,44698
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	60,9992	1220,0	0,02000
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	96,0576	175,0	0,00182
CL <sup>-</sup>	35,4530	18050,0	0,50912
CO <sub>2</sub>	43,9998	140,0	0,00318

Luego se realiza el cálculo de la fuerza iónica molecular utilizando la ecuación No. 4:

$$\mu \text{ (moles/l)} = 10^{-5} (2.2 \text{ Na}^+ + 5 \text{ Ca}^{+2} + 8.2 \text{ Mg}^{+2} + 1.5 \text{ Ba}^{+2} + 2.3 \text{ Sr}^{+2} + 1.4 \text{ Cl}^- + 2.1 \text{ SO}_4^{-2} + 0.8 \text{ HCO}_3^-). \quad \text{Ec 3}$$

Reemplazando los valores de concentración de cada ión de la Tabla No. A4.2 se obtiene que la fuerza iónica molecular es:

$$\mu \text{ (moles/l)} = 1.9562 \cdot 10^{-5} \quad \text{Ec 4.}$$

Para el cálculo del índice de saturación se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_s = \log \left[ \frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{C_{aq}} \right] + 3.63 + 8.68 \cdot 10^{-3} T + 8.55 \cdot 10^{-6} T^2 - 6.56 \cdot 10^{-5} P - 3.42 \sqrt{\mu} + 1.373 \mu \quad \text{Ec: 5}$$

Reemplazando los valores de concentración de los cuadros 7 y 8, se obtiene que el índice de saturación,  $I_s$ , es:

$$I_s = 2.4$$

El índice determina la tendencia: incrustante o corrosiva

El índice de saturación de 2,4 indica que el agua tiene tendencia incrustante.

Evidencia de la formación de escala en los cupones instalados en el pozo Lago 33.



**Figura 7: Cupones instalados en el pozo Lago 33.**



**Figura 8 : Escala obtenida en el pozo Lago 33.**

Para evitar la formación de estas incrustaciones de carbonato, se debe implementar puntos de inyección de químicos inhibidores de escala, con la finalidad de evitar la formación del cristal y promover un buen desempeño de los equipos de fondo, entre la succión y descarga de la BES, cabezal de pozo, líneas de superficie y facilidades de producción.

➤ ***Monitoreo de Tratamiento Antiescala***

Cuando se tiene identificado el problema de formación de escala, y se está aplicando inyección de inhibidor de escala, el paso siguiente es ratificar el correcto desempeño de este tratamiento, para ello tenemos los siguientes controles:

- Control de cupones de escala (limpios).
- Medición de residual de inhibidor de escala (fosfonatos).
- Control de inyección de químico (por galones y por concentración ppm).
- Control de presión en cabeza de pozo.
- Control del diámetro interno de la línea de producción vertical, a través de la medición con calibradores utilizando una unidad de Wire Line.

Cada uno de estos parámetros nos indica las acciones correctivas a tomar para realizar un adecuado control de escala y tomar

decisiones en cuanto al químico, concentración, punto de aplicación, etc., y de esta manera evitar la obstrucción de líneas y posterior pérdida de producción.

Existen situaciones en las cuales la escala ya ha sido formada en las líneas por varios motivos, o se han depositado en su interior espesas capas de carbonatos que ya no permiten el normal transporte de fluidos, esto implica parar la producción, cerrando pozos y proceder a realizar limpiezas acidas.

Una limpieza acida a gran escala es económicamente desfavorable para la compañía operadora, pues intervienen unidades de Coiled Tubing o camiones bomba de compañías especializadas donde básicamente inyectan HCl de manera controlada en el punto donde se ha formado el carbonato y está causando la obstrucción.

Este ácido inyectado químicamente reacciona disolviendo al carbonato y desdoblándolo en sus iones iniciales, la reacción química básica que se da al entrar en contacto el ácido clorhídrico con el carbonato de calcio es:



Donde el bicarbonato se libera como gas, y se produce un fuerte burbujeo.

Hay ocasiones en las cuales el carbonato formado es de color blanquecino en su reacción, esto significa que está presente carbonato de calcio y magnesio, incluso al entrar en contacto con el ácido se puede apreciar una disolución total del cristal, pero cuando la formación es por sales de bario esta no reacciona con el ácido clorhídrico y la mejor opción que se debe tomar es el cambio de tubería, lo cual es económicamente más viable, porque inclusive se evita la corrosión por el ataque ácido.

#### **2.1.4.4. Control bacteriano.**

De acuerdo a **ZAPATA, Irbin, (2008); Biocorrosión en instalaciones petroleras**, define:

“La corrosión de un material metálico es la interacción electroquímica del mismo con el medio que lo rodea, produciendo un deterioro en sus propiedades físicas y químicas, acelerando su envejecimiento y destrucción. La Biocorrosión es este proceso descrito y en donde se encuentran involucrados los microorganismos (bacterias, hongos o algas) ya sea iniciando, facilitando o acelerando el proceso”. (pp. 14). (5).

➤ **Origen de las bacterias en las operaciones petroleras.**

Las bacterias sulfato reductoras provienen del agua de formación petrolera, de profundidades de aproximadamente de 9800 pies (3600 m). Estas aguas contienen bacterias, sales de cloruro de sodio, hierro, sólidos suspendidos totales y metales pesados.

➤ **Bacterias reductoras de sulfatos SRB**

Las bacterias sulfato reductoras, viven a una temperatura de 180 °F (82.2 °C), son anaeróbicas, es decir viven en ausencia de oxígeno. Una vez que estas bacterias salen de la formación inicial, se alojan en las paredes de las tuberías metálicas donde hallan rugosidad o porosidad y llevan el nombre de bacterias sésiles formando un biofilm o limo bacteriano de sulfuro de hierro (FeS), mientras que las bacterias que son arrastradas por el fluido se denominan planktonicas y se concentran en los colchones de agua de los tanques de lavado, donde mantienen siempre un volumen constante de agua y temperatura de 46 ° C.

(5) **BIOCORROSIÓN EN INSTALACIONES PETROLERAS** Irving Zapata

El sulfuro de hierro es un sólido negro, fino de alto peso molecular (con olor a huevo podrido), que al depositarse sobre el interior de las tuberías, tanques, pistones de bombas causan taponamiento y el eje de las bombas se rompe ya que el sólido en forma de pasta se adhiere a estos materiales causando graves problemas en la industria petrolera, especialmente en sistemas de reinyección de agua de formación.

Si el agua con bacterias y sulfuro de hierro no son tratadas eficientemente se llega al punto de taponamiento de la formación receptora, a tal punto que en ocasiones se ha tenido que abandonar el pozo y buscar otras zonas para poder reinyectar el agua de formación y evitar la contaminación del medio ambiente.

✓ **Metabolismo de las SRB.**

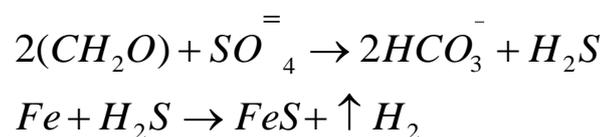
Las bacterias sulfato reductoras producen ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y sulfuro de hierro ( $FeS$ ), como parte de su metabolismo, lo que acelera la acción corrosiva en láminas metálicas, produciendo orificios en tuberías o tanques de almacenamiento de agua llamadas pitting debido a la formación de colonias de bacterias.

Las bacterias cuando se reproducen y dan un color negro, se deben al proceso de óxido reducción del metal dando un subproducto llamado sulfuro de hierro.



**Figura 9: Muestra de sulfuro de hierro.**

En la siguiente expresión se encuentra la biosíntesis del sulfuro de hierro.



✓ **Métodos de identificación de las SRB.**

El método más adecuado para la identificación de bacterias es el de Inoculación, que se realiza a nivel de laboratorio con botellas de vidrio de 10 ml (mililitros) totalmente estériles, las que contienen 9ml de caldo compuesto de una solución salina-

enzimático que permite la reproducción bacteriana y además un clavo (hierro dulce) para iniciar el proceso de oxidación.



**Figura 10: Bacterias reductoras de sulfato inoculadas.**

#### **2.1.4.5. Tratamiento de agua.**

##### ➤ **Floculación.**

La floculación es la aglomeración de partículas desestabilizadas en microfloculos y después en los floculos más grandes que pueden ser depositados al fondo.

Los floculos se clasifican en tres categorías: sólidos suspendidos, [partículas coloidales](#) (menos de 1 micra) y sustancias disueltas.

Los procesos de coagulación-floculación facilitan el retiro de los lodos, SST y [de las partículas coloidales](#). Esta es usada en la etapa final de la separación de los sólidos-líquidos: deposición, flotación o [filtración](#).

##### ➤ **Coagulación.**

Es la desestabilización de las partículas coloidales causadas por la adición de un producto químico llamado coagulante.

Los factores, que pueden promover la coagulación-floculación, son: el gradiente de velocidad, el tiempo, y el pH.

El tiempo y el gradiente de velocidad son importantes al aumentar la probabilidad de que las partículas se unan. Por otra parte el pH es un factor prominente en el retiro de coloides, tal es el caso de las arcillas.

El coagulante permite la aglomeración de las partículas que se encuentran en suspensión y cuando entran en contacto con el floculante aumenta el peso de la carga, formando el floc que le permita la caída hacia el fondo, si nuestro sistema tiene tanque con fondo cónico nos ayuda a drenar toda la materia sólida asentada en el fondo, y luego se purga a un drenaje donde se tratan estos sólidos.

✓ **Tipos de coagulantes.**

Existen Cationes trivalentes: la neutralización en la superficie [de coloides](#) negativos es lograda por la adición de cationes en el caso de coagulantes inorgánicos. Las sales trivalentes del hierro y del aluminio siguen siendo utilizados extensamente en todos los tratamientos de la coagulación del agua.

Los coagulantes se clasifican en catiónicos y aniónicos, los cationicos son utilizados especialmente para tratar aguas de fuentes naturales dulces que contienen en su gran mayoría arcilla como subproducto de la erosión de los suelos por efecto de las lluvias, estos productos se los diluye en porcentaje del 1%, y su punto de inyección tiene que estar en la zona de mayor turbulencia para que el químico se mezcle con todo el fluido y se dé la formación los flóculos. La ventaja de estos polielectrolitos catiónicos es porque neutralizan directamente [los coloides negativos](#) . Por lo tanto por esta acción directa la cantidad de lodo se reduce considerablemente

Los coagulantes aniónicos son de alto peso molecular por lo que al momento de realizar su dilución hay que llevarle al 0.1%, son de color blanco y se lo utiliza especialmente para aguas que contienen sales disueltas, cloruro de sodio y partículas como subproducto de bacterias sulfato reductoras.

Otro de los coagulantes de gran utilidad, por su economía, fácil manejo en la aplicación es el sulfato de aluminio el mismo que es muy eficiente especialmente donde tenemos mayor tiempo de

residencia para dar la caída del floc, una de las desventajas de usar este producto es que baja el pH del agua pero se compensa con la adición de bicarbonato de sodio.

Cuando el coagulante sulfato de aluminio no tiene suficiente tiempo de residencia para que coagule se forma una post floculación en el agua tratada que es almacenada y podemos apreciar sedimentos finos y babosos.

#### **2.1.5. Facilidades de producción.**

Son equipos que ayudan a mejorar el proceso de deshidratación, así tenemos:

- Separadores: trifásicos y bifásicos
- Free water Knockouts
- Tanques de lavado
- Tanques de surgencia o reposo.
- Tratadores térmicos.
- tratadores electrostáticos.

##### **2.1.5.1. Separadores (bifásicos / trifásicos ).**

Según **MARFIS, Shirley, 2004 Deshidratación de crudo principios y tecnología**, define:

“Los separadores horizontales o verticales sirven para separar el gas asociado al crudo que proviene desde los pozos de producción. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. Los separadores son clasificados de *dos fases* si separan gas de la corriente total de líquidos y de *tres fases* si también separan la corriente líquida en sus componentes de petróleo crudo y agua”. **(pp. 3)**. <sup>(6)</sup>.

- Separación del gas natural de los líquidos producidos

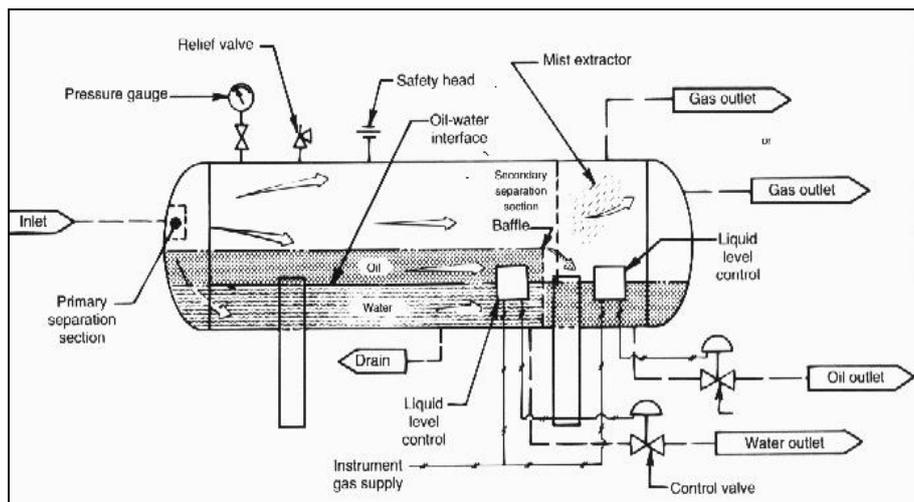
(6) DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PRINCIPIOS Y TECNOLOGÍA Shirley Marfisi

- Combina: Gravedad, tiempo, procesos mecánicos y ocasionalmente químicos

- El tamaño depende del flujo del gas natural o líquidos dentro del separador
- Existen varios diseños: vertical, horizontal y esféricos
- La mayoría son bifásicos: separar gas y líquidos
- Trifásicos: separan el gas natural, hidrocarburos líquidos y agua libre
- Presiones de operación de los separadores dependen de la presión de flujo de los pozos, presión de operación deseada por el operador.



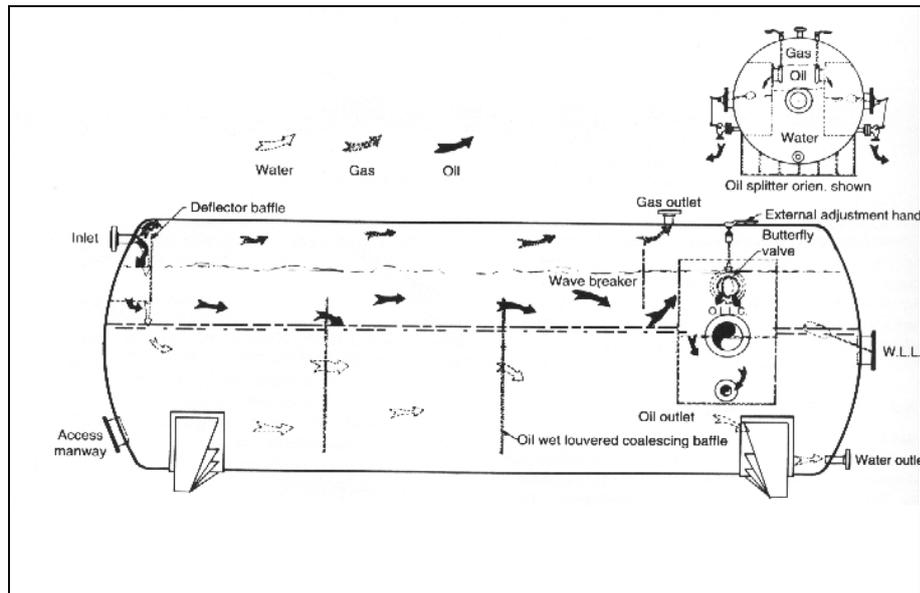
**Figura 11: Separadores horizontales estación Lago Norte**



**Figura 12: Esquema interno de un separador horizontal.**

### 2.5.1.2. Free water knock outs ( FWKO ).

- Usado para separar el gas y agua libre del petróleo emulsionado
- El diseño puede ser horizontal o vertical
- El tamaño depende del tiempo de retención deseado y del volumen del fluido a tratar
- Los métodos usados para la separación son: tiempo, gravedad, mecánicos y algunas veces químico
- Cuando el calentamiento tiene que ser usado para romper la emulsión, se ahorra mucho combustible con el uso de los FWKO.



**Figura 13: Esquema interno de un FWKO.**

### 2.1.5.3. *Tanques de lavado (wash tanks).*

Según **MARFIS, Shirley, 2004, Deshidratación de crudo principios y tecnología**, define:

“Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

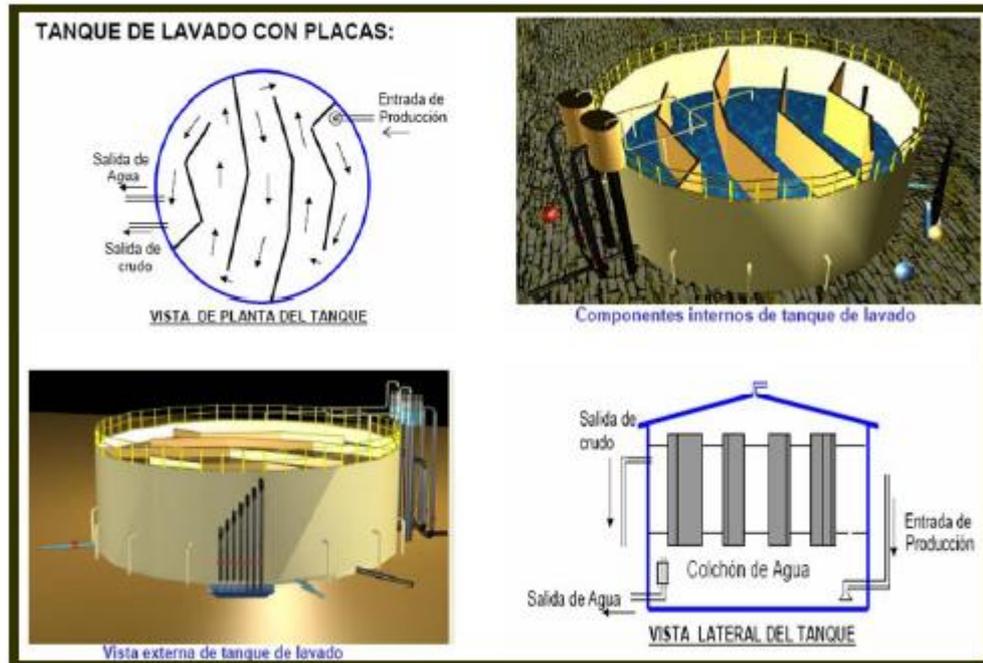
Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más

liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado”. (pp. 6) (7).

- En el tanque de lavado usualmente se combinan métodos térmicos, químicos, tiempo, gravedad, mecánico
- El tanque de lavado es básicamente un tanque de asentamiento que tiene adaptado un tubo separador de gas en la parte interna o externa del tanque
- Opera bajo el principio de diferencia de densidades
- La emulsión entra por la parte superior del tanque, pasa por el tubo conductor y se riega en el fondo por medio del distribuidor (baffle).
- La emulsión asciende a través de la zona de agua que ayuda a la coalescencia de las gotas y permite suficiente tiempo de retención para que las fases se separen
- El petróleo limpio, el gas y el agua salen por sus respectivas tuberías, a la que se llama línea de descarga.



**Figura 14: Tanque de lavado estación Lago Norte**



**Figura 15: Vistas de un tanque de lavado**

#### 5.1.2.4. Tanque de surgencia o reposo.

La función principal del tanque de surgencia es la de recibir y almacenar todo el crudo que fue tratado en el tanque de lavado, que está dentro de especificaciones de acuerdo a la calidad,  $BSW < 1\%$ , este hidrocarburo es el que se entrega al oleoducto para que luego sea bombeado al SOTE (Oleoducto Trans-Ecuatoriano).



**Figura 16: Tanque de surgencia Estación Lago Norte**

### 2.1.5.5. *Tratadores térmicos*

- Usualmente combinan métodos térmicos, gravitacionales, mecánicos y químicos para romper la emulsión
- El diseño puede ser horizontal o vertical
- El tamaño depende de la cantidad de fluido a tratar
- La emulsión entra a través de un intercambiador de calor y pasa a un tubo conductor
- El agua libre cae al fondo, la emulsión fluye hacia arriba y horizontalmente dentro de una segunda sección de la vasija donde el agua se separa de la emulsión y cae al fondo
- El aceite limpio se remueve a través de su salida.

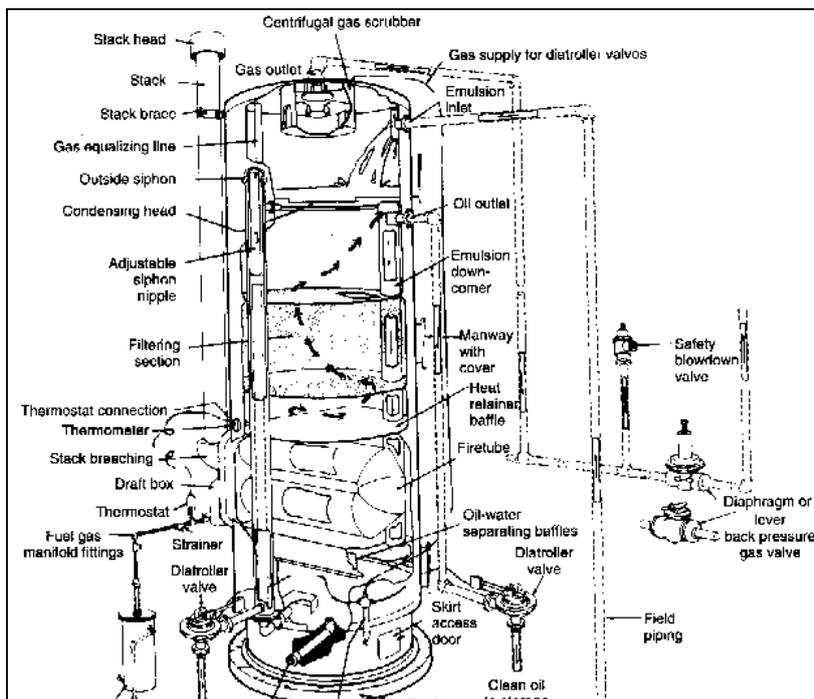
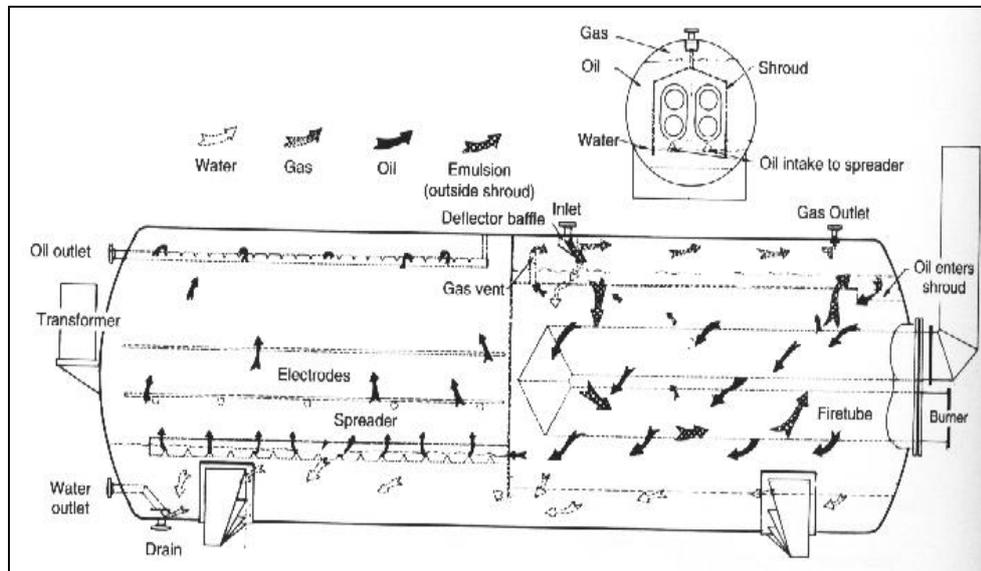


Figura 17: Esquema de un tratador térmico

### 2.1.5.6 *Tratador electrostático (electrostatic treater or chemelectric).*

- Similar a un tratador térmico horizontal, excepto que adiciona alto voltaje, corriente alterna y mallas eléctricas
- La emulsión entra por la parte superior, pasa a través de un intercambiador de calor y sube a un campo eléctrico donde las gotas reciben una carga eléctrica, haciendo que se muevan rápidamente y choquen unas con otras con bastante fuerza para unirse, formar grandes gotas y luego caer al fondo
- El sistema eléctrico consiste en un transformador y electrodos
- Con unidades electrostáticas es posible usar menores temperaturas de tratamiento que con otros tipos de tratadores.



**Figura 18: Esquema de un tratador electrostático**

## 2.1.6. Parámetros de control para tratamiento químicos una vez que se ha seleccionado los productos más eficientes

### 2.1.6.1. Deshidratación de crudo.

#### ➤ **Costos de tratamiento:**

La compañía proveedora deberá mantener como límite máximo el costo de tratamiento propuesto, en términos de US\$/barril de fluido tratado.

#### ➤ **Parámetros de "BSW":**

- Descarga en tanque lavado: BSW menor o igual a 1.0%
- Transferencias: BSW menor o igual a 0.5%
- Variación en perfiles del tanque de lavado\*:  $\pm 20\%$  en cada nivel (máx.)
- Residual de aceite en agua \*\*: Menor a 15 ppm

\* Excepto en la descarga del tanque de lavado, cuyo valor debe cumplir el parámetro correspondiente.

\*\* En el drenaje del tanque de lavado de cada estación, se realizará cada 15 días y cuando exista problemas en la deshidratación.

- Análisis de BSW, emulsión, sólidos, etc., de todos los pozos del campo, al inicio del tratamiento, cuando se cambie de arena a los pozos y luego cada 2 meses.
- Análisis del contenido de sólidos en las interfases de los colchones de agua de los tanques de lavado, al inicio del tratamiento y luego cada mes.
- Cálculos de los tiempos de residencia de los tanques de lavado de todas las estaciones, al inicio del tratamiento y luego cada mes.
- Los valores de "BSW" a reportarse diariamente se determinarán en base al promedio de tres análisis realizados cada 8 horas.

En caso de que sea necesario reformular el producto, la compañía notificará que va a reformular el químico y posteriormente entregará una muestra en el Laboratorio de Corrosión para que se genere el respectivo IR.

De manera general, las frecuencias de monitoreo en los distintos parámetros para el tratamiento, podrán ser ajustadas según las necesidades.

Los equipos, materiales y reactivos a ser suministrados por la compañía química para los análisis de laboratorio, serán de propiedad de la misma y estarán bajo su cuidado y responsabilidad, en un sitio adecuado que garantice la confiabilidad de los resultados en los

análisis a realizarse y serán revisados en el Distrito Amazónico a los 45 días, después de haber recibido la carta de Adjudicación.

#### **2.1.6.2. Control de corrosión para pozos**

➤ **Costos de tratamiento.**

La compañía proveedora deberá mantener como límite máximo el costo de tratamiento propuesto, en términos de US\$/barril de fluido tratado.

➤ **Velocidad de corrosión.**

Menor a 3 MPY en puntos de monitoreo mediante probetas y/o cupones, instalados a nivel de locación y manifold.

✓ Frecuencias para determinación de velocidades de corrosión:

- Mediante probetas: Una vez cada 15 días
- Mediante cupones: Cada 60 días (normas NACE).

**Nota:** Para el caso de pozos nuevos, en equipo de subsuelo, BES y líneas de flujo, no deben presentarse picaduras o perforaciones originadas por CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, o bacterias sulfato reductoras, etc. En las instalaciones existentes, el control de corrosión se lo realizará en base a un diagnóstico previo por parte de personal de la Sección Corrosión.

➤ **Monitoreo.**

Las acciones para el control de corrosión estarán orientadas a lo siguiente:

- **En líneas de flujo:**
  - Análisis de hierro y manganeso a nivel de cabezal y manifold una vez cada 7 días.
  - Determinación de velocidad de corrosión en mpy cada 7 días.
  - Residual de aminas/amidas mensualmente.
  - Análisis de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S mensualmente.
  - Cultivo de bacterias mensualmente.
- **En equipo de subsuelo:**
  - Mediante inspección visual (de existir algún workover).

- Análisis de hierro y manganeso a nivel de cabezal semanalmente.
  - Análisis fisicoquímicos y determinación de índices de estabilidad del agua de formación, de todos los pozos, al inicio del tratamiento, cuando se cambie de arena a un pozo y luego cada 3 meses.
  - Análisis químico de muestras sólidas en el caso de disponerlas, cuando se corra wire line.
- **En bombas electrosumergibles:**
    - Mediante inspección visual (de existir algún “workover”)
    - Análisis de muestras sólidas.

De manera general, las frecuencias de monitoreo en los distintos parámetros para cada tratamiento, podrán ser ajustadas según las necesidades.

Los equipos, materiales y reactivos a ser suministrados por la compañía química para los análisis de laboratorio, serán de propiedad de la misma y estarán bajo su cuidado y responsabilidad, en un sitio adecuado que garantice la confiabilidad de los resultados en los análisis a realizarse y serán revisados en el Distrito Amazónico a los 45 días, después de haber recibido la carta de Adjudicación.

### **2.1.6.3. Control de escala en pozos.**

#### ➤ **Costos de tratamiento.**

La compañía proveedora deberá mantener como límite máximo el costo de tratamiento propuesto, en términos de US\$/barril de fluido tratado.

**Condición:** *No debe existir depositación de escala en ningún equipo o accesorio en donde se pueda proteger químicamente.*

#### ➤ **Monitoreo.**

- Análisis de cupones instalados a nivel de cabeza y manifold cada semana durante los tres primeros meses y luego cada quince días.
- Análisis de residuales de químico cada tres días hasta estabilizar la dosis y luego cada siete días.
- Análisis fisicoquímicos y determinación de índices de estabilidad del agua de formación de todos los pozos, al inicio del tratamiento, cuando se cambie de arena a un pozo y luego cada 3 meses
- Seguimiento de valores de presión de cabeza y manifold semanalmente.
- Análisis químico de muestras sólidas en el caso de disponerlas, cuando se corra wire line.
- Cultivo de bacterias mensualmente.
- Análisis de contenido de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S semanalmente.

De manera general, las frecuencias de monitoreo en los distintos parámetros para cada tratamiento, podrán ser ajustadas según las necesidades.

Los equipos, materiales y reactivos a ser suministrados por la compañía química para los análisis de laboratorio, serán de propiedad de la misma y estarán bajo su cuidado y responsabilidad, en un sitio adecuado que garantice la confiabilidad de los resultados en los análisis a realizarse y serán revisados en el Distrito Amazónico a los 45 días, después de haber recibido la carta de Adjudicación.

#### **2.1.6.4. Sistemas de inyección de agua.**

##### ➤ **Costos de tratamiento.**

La compañía proveedora deberá mantener como límite máximo el costo de tratamiento propuesto, en términos de US\$/barril de fluido tratado.

##### ➤ **Volumen de agua de formación inyectada.**

El agua a reinyectarse debe cumplir con los siguientes parámetros:

- Residual de aceite: \* Máximo 15 ppm (Tiyuyacu)

Máximo 15 ppm (Napo)

- Presencia de bacterias sulfatoredutoras Máx. 10 col/ml
- Presencia de bacterias totales Máx. 100 col/ml

\* En condiciones normales de tratamiento de Deshidratación de crudo

➤ ***Volumen de agua inyectada para recuperación secundaria.***

El agua a inyectarse en un sistema de recuperación secundaria debe cumplir con los siguientes parámetros:

- Residual de aceite: Máx. 1 ppm (Napo)
- Concentración de sólidos suspendidos: Máx. 2 ppm (Napo)
- Oxígeno disuelto: Máx. 20 ppb
- Presencia de bacterias sulfatoredutoras: Máx. 10 col/ml
- Presencia de bacterias totales Máx. 100 col/ml

➤ ***Monitoreo:***

- ✓ Para el caso de inyección de agua de formación se realizará un seguimiento de *valores de temperatura* en la unidad de inyección de agua cada 7 días, en los siguientes puntos:
  - Línea de succión de la unidad.
  - Línea de succión en cada una de las bombas.
  - Punto medio de cada bomba.
  - Línea de descarga de cada bomba.
  - Cámara de empuje.
- ✓ Los análisis de residual de aceite, concentración de sólidos, oxígeno disuelto, cultivo de bacterias, turbidez, índice de taponamiento, etc. Se realizará semanalmente.
- ✓ Se deberá también realizar una inspección visual del eje y de la carcasa de la unidad de inyección cada 15 días o de acuerdo a los valores de temperatura y/o vibración.

**2.1.6.5. Tratamiento de agua potable campamento Lago Agrio**

El agua tratada tiene que cumplir con todos los parámetros, de las normas para agua potable para consumo Humano INEN 1108.

Control de dosis de químicos para potabilización de las aguas, diario.

➤ **Medición de cloro diario.**

De manera general, las frecuencias de monitoreo en los distintos parámetros para cada tratamiento, podrán ser ajustadas según las necesidades.

➤ **Costos de tratamiento:**

La compañía proveedora deberá mantener como límite máximo el costo de tratamiento propuesto, en términos de US\$/barril de fluido tratado.

#### **2.1.6.6. Requerimientos mínimos para la asistencia técnica.**

El plan de asistencia técnica requerido para el campo debe considerar.

##### **1. Personal:**

- ✓ Por cada turno debe haber un Ingeniero Químico, con mínimo tres años de experiencia en tratamiento asignado.
- ✓ El Ingeniero Químico será empleado directo de la empresa asignada el tratamiento.
- ✓ La empresa dotará de todos los implementos de seguridad personal, tales como: casco, gafas, guantes, botas de seguridad, mascarilla, impermeables y uniforme con el logotipo de la empresa.

##### **2. Movilización:**

La empresa contratista debe tener un vehículo en perfectas condiciones de funcionamiento, modelo como máximo un año de antigüedad a la fecha del concurso y que cumpla con las exigencias de seguridad: disponer de extintor contra incendios, botiquín de primeros auxilios, arreata llamas y el logotipo de la empresa pintado uno a cada lado del vehículo.

##### **3. Capacitación:**

Programa de capacitación para el personal que brinda asesoría técnica y para el personal de PETROPRODUCCION.

**Nota:** Los equipos, materiales y reactivos a ser suministrados por la compañía química para los diferentes tratamientos químicos, serán de su propiedad y estarán bajo su cuidado y responsabilidad, en un sitio adecuado que garantice la confiabilidad de los resultados en los análisis a realizarse y serán revisados en el Distrito Amazónico a los 45 días, después de haber recibido la carta de Adjudicación, fecha en la que también presentarán el/los certificado(s) de calibración actualizados, que serán renovados anualmente.

## CAPITULO III

### 3. METODOS Y TÉCNICAS

#### 3.1. Investigación

Se puede decir que la [investigación](#) tiene como objeto el descubrir algo, indagar, dar respuesta de manera sistemática a las múltiples preguntas que se hace el ser humano.

##### 3.1.1. *Formas y tipos de investigación.*

###### 3.1.1.1. *Investigación pura.*

La [investigación](#) pura recibe también el nombre de básica o fundamental, se basa en un contexto teórico y su propósito fundamental consiste en desarrollar una [teoría](#) mediante el descubrimiento de amplias generalizaciones o [principios](#).

###### 3.1.1.2. [Investigación aplicada](#).

También conocida como activa o [dinámica](#), corresponde al estudio y aplicación de la investigación a [problemas](#) definidos en circunstancias y [características](#) concretas.

➤ *Investigación experimental.-*

La investigación experimental es aquella en la que el investigador manipula una variable experimental no comprobada, bajo condiciones estrictamente controladas, su objetivo es describir de qué modo y por qué causa se produce o se puede producir un fenómeno.

Basándonos de la definición de investigación, ***todo el trabajo de investigación se basó en la utilización del método experimental***, en el cual se controla las variables que influyen en los resultados de los fenómenos que deseamos investigar, en nuestro caso, en las pruebas de laboratorio se manipulan las variables de campo como son la temperatura, presión y concentración de químicos, para la evaluación se mantienen constantes dos variables que son la Temperatura y la Presión, la única variable que cambia es la concentración de los productos que se están evaluando.

### **3.2. Evaluación de químicos usados en el campo Lago Agrio**

Para realizar la evaluación de químicos, primeramente se debe identificar todos los problemas que afectan al proceso de producción y que pueden ser resueltos a través de tratamientos químicos, dentro de los principales problemas tenemos:

#### **3.2.1. Deshidratación de crudo.**

Para realizar una evaluación de químicos, primeramente se toman en cuenta los pozos problemáticos existentes en los diferentes campos. Si el problema es de alta concentración de emulsión tendremos que realizar una prueba de botella tomando en cuenta los pozos problemáticos que hacen que la emulsión sea estable y que afecte a la deshidratación.

##### **3.2.1.1. Prueba de botellas de químico demulsificante.**

Es una simulación del proceso de deshidratación de crudo a nivel de laboratorio la cual consta de los siguientes pasos:

- Materiales y equipos a utilizar.
  - ✓ Kit de químicos de diferente composición

- ✓ Químico “slug” (rompedor universal)
  - ✓ Garrafa para muestras
  - ✓ Botellas graduadas de cuello largo o corto
  - ✓ Baño de María
  - ✓ Micropipetas dosificadoras
  - ✓ Agitador mecánico
  - ✓ Equipo de seguridad
  - ✓ Centrífuga de corte
  - ✓ Tubos API para centrífuga
  - ✓ Jeringas para corte.
  - ✓ Cánulas.
  - ✓ Disolvente orgánico: xileno, jp1, gasolina blanca.
  - ✓ Termómetros.
  - ✓ Probetas.
  - ✓ Vasos de precipitación.
- Primero se realiza un composite de los pozos problemas, preparación de la muestra.



**Figura 19: Equilibrio térmico del composite.**

- Se determina el BSW para ver el tipo de emulsión y la consistencia sin la aplicación de un químico rompedor, para lo cual se hace centrifugar la muestra por 5 minutos a ocho mil r.p.m., al terminar el tiempo de centrifugación, cuantificamos el porcentaje de agua libre y de emulsión presente. Luego se agrega, de manera paulatina,

químico F46 o rompedor de emulsión de acción rápida hasta observar que la emulsión se haya resuelto por completo.



**Figura 20: BSW del composite de prueba.**

Ejemplo:

En la muestra señalada, el BSW final es de 42%. La emulsión de 50% rompe con 20 gotas de químico de acción rápida. Entonces, la prueba se iniciará con una emulsión neta de 50%.

- Obtenido el BSW y la cantidad de gotas con la cual se define la emulsión se determina las dosis requeridas para la evaluación, sobre la que se aplicará los diferentes productos que ofrecen las Compañías productoras de químicos tales como: Dichem, Interoc, Baker, Champion, Quimipac. De acuerdo al 50% de emulsión presente, las dosis de químico a aplicar deberían de ser entre 200, 300, y 400 partes por millón de cada producto y se lo realiza por triplicado.
- ❖ Llenado de las botellas de prueba.



**Figura 21: Llenado de la botella de prueba.**

- ❖ Dosificación del químico demulsificante.

Para la dosificación de las botellas se utiliza la siguiente expresión matemática, la misma que utiliza factores de conversión para manejar concentraciones en unidades de (ppm) o ( $\mu\text{l}$ ).

$$V_{dos} = \frac{V_M * C_{ppm} * F_d}{1000} \quad [\mu\text{l}] \quad Ec: 6$$

**Donde:**

$V_{dos}$  = Vol. de demulsificante que se va a dosificar en  $\mu\text{l}$ .

$V_M$  = Vol. de muestra colocada en la botella en ml.

$C_{ppm}$  = Concentración que se va a dosificar.

$F_d$  = Factor de dilución del químico en porcentaje (10%).



**Figura 22: Dosificación de las botellas de pruebas**

➤ Posteriormente se colocan las botellas en una máquina agitadora y se las agita por un tiempo de 15 minutos a una velocidad de 100 revoluciones por minuto, luego se las coloca en un baño térmico (Baño térmico).

❖ Agitación de las botellas.



**Figura 23: Agitador de las botellas de prueba.**

❖ Deshidratación de las botellas.



**Figura 24: Baño térmico.**

- El tiempo de realización de las pruebas depende del tiempo de residencia de cada tanque de lavado, que puede ser de 8 o 6 horas. Durante la ejecución de la prueba se realiza la lectura de cada una de las botellas, la primera lectura a los 30 minutos, la siguiente a los 60 minutos y las posteriores cada 2 horas hasta completar el tiempo de pruebas establecido y alcanzar, teóricamente, el BSW del composite.
  - ❖ Lectura de la caída de agua.



**Figura 25: Lectura de la caída del agua.**

- Completado el tiempo de prueba se procede, en primer lugar a calificar el tipo de interface que se ha producido en cada una de las botellas y la calidad del agua (si es turbia o transparente).
  - ❖ Lectura de la calidad de agua y de la interface.



**Figura 26: Lectura de la calidad del agua y la interface en las botellas.**

➤ Corte de la prueba de botella.

Esto se realiza para identificar la calidad y el tipo de emulsión que no ha sido resuelta y la cantidad de agua libre.

Para el corte de la prueba se realiza BSW del crudo resultante de la deshidratación. El mejor producto será aquel que deje, tanto en el top como en el mix, la menor cantidad de emulsión y el que separe la mayor cantidad de agua en el menor tiempo posible.

❖ Robo lateral en las botellas de prueba.



**Figura 27: Robo lateral del agua.**

❖ Determinación del Top Test.



### **Figura 28: Determinación del Top Test.**

❖ Determinación del Mixed Test.



**Figura 29: Determinación de Mixed Test.**

### **3.2.2. Corrosión de equipos e instalaciones.**

Para realizar una evaluación de químicos, primeramente se toma en cuenta los pozos problemas existentes en el campo. Si comienza a deteriorarse rápidamente las tuberías y los equipos a causa de la corrosión electroquímica; se debe realizar una prueba Wheel Test para verificar la eficiencia del químico en el campo tomando en cuenta la agresividad de los fluidos que circulan en el interior de los equipos y tuberías.

#### **3.2.2.1 Prueba Wheel Test.**

Para efectuar esta prueba se considera los pozos que han tenido mayor incidencia de problemas corrosivos tanto en línea de flujo, en tubería de fondo y en el análisis de hierro residual del agua de formación, con los resultados que se obtienen se analiza y se llega a la conclusión de que, debe seleccionarse un producto anticorrosivo para minimizar la rata de corrosividad que debe estar en términos bajos (de 0 a 1 MPY) o máximo llegar a una corrosión moderada (entre 1 – 3 MPY).

La prueba consta de los siguientes pasos:

- Preparación de la solución salina.

Se prepara una solución con alta concentración de cloruro de sodio, por ejemplo 60.000 ppm y se le burbujea por dos horas  $\text{CO}_2$ , o se puede utilizar agua mineral con gas directamente.



**Figura 30: Saturación de la solución salina con  $\text{CO}_2$ .**

- Diluir los productos químicos en alcohol isopropílico, xileno o en agua destilada al 10% (dependiendo si son solubles en agua o en hidrocarburos).



**Figura 31: Dilución de los químicos al 10%V.**

- En cada una de las botellas se introduce un cupón de metal previamente pesado.
  - ❖ Preparación de los cupones de prueba.



**Figura 32: Codificación y pesaje de los**

### cupones de prueba.

- Realizar el llenado de las botellas de prueba.

Para tener un criterio de cómo realizar el llenado de las botellas de acuerdo al tipo de químico anticorrosivo a evaluar se utiliza el siguiente cuadro.

#### Cuadro 9

#### Distribución volumétrica en la botella de prueba (agua/aceite).

Caso	Relación agua/aceite		Tipo de Corrosión
	Agua, $X_1$	Aceite, $X_2$	
1	0,4	0,6	Corrosión pozos, químico soluble en aceite
2	0,6	0,4	Corrosión pozos, químico soluble en agua
3	0,4	0,6	Corrosión gas.
4	1,0	0,0	Corrosión agua, reinyección.

- ❖ Llenado de las botellas de prueba.



Figura 33: Llenado de las botellas de prueba.

- Dosificación de las botellas.

Se dosifica la botella, la concentración puede ser 10, 20 ó 30 ppm.

Para la dosificación de las botellas se utiliza la siguiente expresión matemática, la misma que utiliza factores de conversión para manejar concentraciones en unidades de (ppm) o ( $\mu\text{l}$ ).

$$V_{dos} = \frac{V_M * C_{ppm} * F_d}{1000} \quad [\mu\text{l}] \quad Ec: 7$$

Donde:

$V_{dos}$  = Vol. de demulsificante que se va a dosificar en  $\mu\text{l}$ .

$V_M$  = Vol. de muestra colocada en la botella en ml.

$C_{ppm}$  = Concentración que se va a dosificar.

$F_d$  = Factor de dilución del químico en porcentaje (10%).

❖ Dosificación de las botellas.



**Figura 34: Dosificación de las botellas de prueba.**

➤ Luego las botellas tapadas y selladas son llevadas al equipo Whell Test o equipo de la rueda, y sometida a un proceso de rotación por 24 horas, a una temperatura de 100° F y una velocidad de rotación de 120 r.p.m.

❖ Colocación de las botellas en el equipo.



**Figura 35: Equipo Wheel Test.**

➤ Transcurridas las 24 horas de prueba, se sacan los cupones, se limpian de forma suave con una esponja y se enjuagan en una solución de ácido clorhídrico al 10% para eliminar las trazas de carbonato adheridas al metal, luego se enjuaga con alcohol isopropílico (IPA).

❖ Lavado de los cupones.



**Figura 36: Lavado de cupones de prueba.**

➤ **Pesaje de los cupones.**

A los cupones se los somete a un secado a  $75^{\circ}\text{C}$  en una estufa por una hora, se dejan enfriar por un lapso entre 45 minutos a 1 hora y se determina el peso final. Al determinar la diferencia entre el peso inicial y el peso final de cada varilla o cupón, se puede apreciar cual de los productos químicos fue el más efectivo en evitar mayores pérdidas de material, lo que significa que este producto ha tenido una muy buena adherencia y por ende la rata de corrosión es menor en el cupón.

### **3.2.3. Problemas de incrustación o taponamiento.**

La mayoría de agua de formación petrolera está saturada de sales en solución, las misma que por efectos de desequilibrio químico forman cristales y precipitan ocasionando taponamientos en las tuberías y en equipos de fondo y superficie.

#### **3.2.3.1. Prueba NACE evaluación de antiescalas.**

En la selección de químicos antiescalas se toma en consideración a los pozos cuyas aguas de formación tienen tendencia incrustante y en los que se han presentado taponamiento a nivel de líneas de flujo o cabezales de pozo. En ellos se toman muestras del agua de formación para determinar dureza cálcica y realizar todo el análisis físico químico,

con lo que se determina los índices de Stiff David & Oddo Tomson, si estos índices son positivos indican que el agua tiene tendencia a la formación de incrustaciones, mientras que cuando es negativo la tendencia es corrosiva.

La prueba NACE consta de los siguientes pasos:

➤ Preparación de la solución sintética.

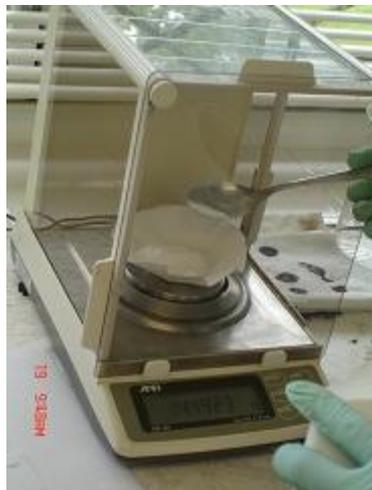
Una vez determinado los índices de incrustación, se prepara una salmuera sintética, basándose en la más agresiva del campo a monitorear, conformada por carbonatos de calcio, magnesio, bicarbonato de sodio, cloruro de sodio y sulfato de sodio, componentes que prevalecen para que se produzcan la precipitación del cristal de carbonato de calcio bajo condiciones de presión diferencial del pozo y la temperatura.

❖ Selección de los reactivos a utilizar.



**Figura 37: Químicos grado reactivo.**

❖ Pesado de las sales.



### Figura 38: Pesado de las sales en balanza analítica.

- ❖ Preparación de la solución sintética.



Figura 39: Preparación de solución sintética.

- ❖ Saturación de la solución sintética con CO<sub>2</sub>.



Figura 40: Saturación de las soluciones sintéticas con CO<sub>2</sub>.

- Dosificación.

Se toma 100 cm<sup>3</sup> de agua sintética, se coloca en una botella y se le agrega el químico inhibidor de incrustaciones en dosificaciones de 20 a 40 ppm, tres botellas por producto a una misma concentración. Se dosifica la botella, la concentración puede ser 10, 20 ó 30 ppm. Para la dosificación de las botellas se utiliza la siguiente expresión matemática, la misma que utiliza factores de conversión para manejar concentraciones en unidades de (ppm) o (μl).

$$V_{dos} = \frac{V_M * C_{ppm} * F_d}{1000} \quad [\mu l] \quad Ec: 8$$

**Donde:**

$V_{dos}$  = Vol. de demulsificante que se va a dosificar en μl.

$V_M$  = Vol. de muestra colocada en la botella en ml.

$C_{ppm}$  = Concentración que se va a dosificar.

$F_d$  = Factor de dilución del químico en porcentaje (10%).

➤ Ejecución de la prueba

Se cierran las botellas herméticamente y se las someten a temperatura de 180 °F, por 24 horas en baño maría, se dejan enfriar las botellas por dos horas y se realiza una observación para ver si no se han formado costras o cristales brillantes de carbonatos en el fondo y superficie de las botellas de prueba

❖ Colocación en el baño térmico de las botellas.



**Figura 41: Botellas de prueba colocadas en baño térmico.**

❖ Precipitación de las sales.



**Figura 42: Observación de la precipitación de las sales.**

➤ Corte de la prueba.

Antes de iniciar la prueba se realiza el análisis para determinar carbonato de calcio inicial (Dureza cálcica) de la salmuera y después del tiempo de enfriamiento se vuelve a realizar el análisis de calcio para obtener el valor final y determinar la diferencia que corresponde a la cantidad de carbonato que ha precipitado.

**Ejemplo:**

Concentración inicial de calcio = 5.000 ppm.

Concentración final de calcio = 4.950 ppm.

Se puede ver que la diferencia es de 50 ppm, lo que puede provocar taponamiento en los equipos eléctricos o en las líneas de producción de los pozos.

❖ Titulación de solución.



**Figura 43: Determinación de la dureza.**

#### **3.2.4. Ataque bacteriano.**

Cuando el conteo de bacterias presentes en el agua del tanque de lavado, sistemas de reinyección de agua son altos entre 1.000 y 1.000.000 de colonias por centímetro cúbico es seguro que se va a tener problemas de corrosión bacteriana y taponamiento por sólidos (sulfuro de hierro) en las líneas de flujo, completación de fondo y en la cara de la arena receptora de agua de formación.

##### **3.2.4.1. Prueba de evaluación de biocidas tipo 2 THPS.**

Para realizar una evaluación de bacterias sulfato reductoras primeramente se efectúa un análisis de conteo de bacterias del agua del tanque de lavado, o de los sistemas de reinyección de agua.

La prueba se fundamenta en el poder biocida que tienen los químicos para matar las colonias de bacterias presente en las líneas de flujo, en

los equipos de fondo y en los equipos de superficie. La prueba consta de los siguientes pasos:

- **Conteo de bacterias de los sistemas a evaluar.**



**Figura 44: Conteo de bacterias sulfato reductoras**

- **Preparación de Materiales.**

Es importante tener todos los materiales estériles a utilizar, para evitar la contaminación de las muestras, esto podría ocasionar resultados erróneos en la determinación de las bacterias sulfato reductoras.

- ❖ **Preparación de los materiales.**



**Figura 45: Material a utilizarse en la prueba.**

- ❖ **Preparación de la muestra patrón.**

Para evaluar estos químicos es necesario preparar un caldo de bacterias sulfato reductoras, con el cual se puede observar la acción de los químicos biocidas.

- ✓ **Preparación del caldo problema**

- Se toman 1000 centímetro cubico de agua destilada
- Se agrega 100 cm<sup>3</sup> del caldo que contiene bacterias sulfato reductoras y sulfuro de hierro
- Al agregar el sulfuro de hierro el agua destilada que es cristalina se transforma en una agua oscura y turbia,
- Se realiza medición de turbidez, se registra en NTU (turbidez inicial)
- Se hace un análisis visual cualitativo de la composición del solido presente en el agua



**Figura 46: Solución madre con B.S.R**

- ✓ Medición de la turbidez inicial.



**Figura 47: Turbidez inicial de la muestra solución madre.**

- ❖ Llenado de las botellas de prueba y dosificación.  
Se toma 100 ml de caldo y se llenan las botellas, seguidamente se realiza la dosificación de las botellas de prueba.

Para la dosificación de las botellas se utiliza la siguiente expresión matemática, la misma que utiliza factores de conversión para manejar concentraciones en unidades de (ppm) o ( $\mu\text{l}$ ).

$$V_{dos} = \frac{V_M * C_{ppm} * F_d}{1000} \quad [\mu\text{l}] \quad \text{Ec: 9}$$

**Donde:**

$V_{dos}$  = Vol. de demulsificante que se va a dosificar en  $\mu\text{l}$ .

$V_M$  = Vol. de muestra colocada en la botella en ml.

$C_{ppm}$  = Concentración que se va a dosificar.

$F_d$  = Factor de dilución del químico en porcentaje (10%).



**Figura 48: Llenado de las botellas de prueba.**



**Figura 49: Dosificación de las botellas de prueba.**

- ❖ Acción del químico sobre el sulfuro de hierro presente.
- ✓ Después de la dosificación se agita las botellas por dos minutos vigorosamente y se deja decantar.

- ✓ Luego se procede a hacer una inspección visual de cada botella, y se reporta en forma cualitativa a 10, 30, 60, 120, 180, 300, 600, 720 minutos.
- ✓ Se observa que las muestras que inicialmente tienen un color obscuro gris llegan a ser transparente.
- ✓ Terminado el tiempo de dejar reposar la muestra dosificada, se realiza el análisis de turbidez final de cada botella.
- ✓ Con el resultado de la turbidez se calcula el rendimiento del químico biocida.
- ✓ Se reporta los resultados.
- ✓ Tiempo de reacción de los químicos.



**Figura 50: Comparación entre una botella dosificada y un blanco.**



**Figura 51: Cambio de color de las botellas de blanco a gris.**

❖ Método de inoculación en laboratorio.

Se toma una muestra de agua de 1ml que se presume contiene bacterias y se mezcla en los 9 ml de caldo que almacena un clavo de hierro

- ✓ Toma de la muestra de B.S.R. en las botellas de prueba.

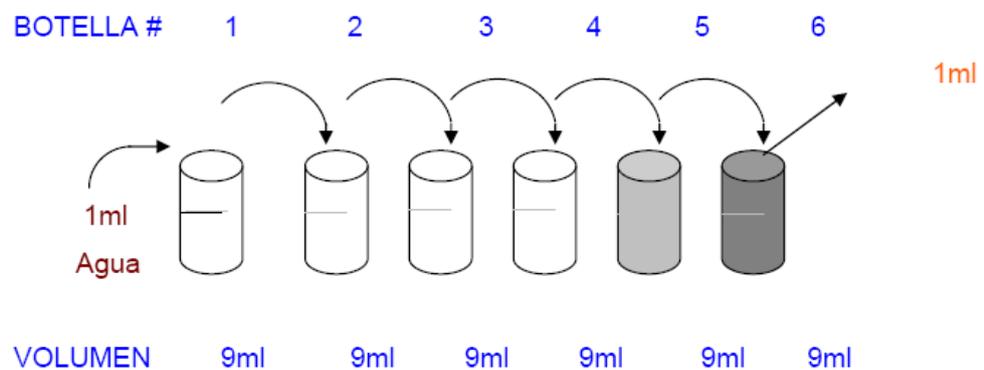


**Figura 52: Muestreo de la botella de prueba.**

- ✓ Inoculación de las B.S.R.



**Figura 53: Inoculación de la B.S.R.**



**Figura 54: Inoculación grafica de la B.S.R.**

❖ Incubación de las bacterias.

Luego se llevan las botellas (de caldo y muestra de agua) a la incubadora a una temperatura promedio del sistema donde se está trabajando, que puede ser más o menos 46 °C.



**Figura 55: Incubadora a T= 46 °C.**

El período de incubación es de 7 a 28 días y la lectura del número de bacterias, se la realiza diariamente con la finalidad de ver el crecimiento bacteriano.

Al inicio de la inoculación podemos ver que los 9 ml del caldo más 1 ml de agua problema y el clavo, tienen un color transparente, brillante, pero cuando empieza a dar un color oscuro o negro, con desprendimiento de ligeras partes metálicas, y en algunos casos el desaparecimiento del clavo, esto significa que existe una alta concentración de bacterias sulfato reductoras.

❖ Corte de la prueba.

Transcurrido el tiempo de incubación se realiza el corte de prueba donde se observa si hay bacterias presente, si hubiera significa que la concentración del químico no es la adecuada para eliminar el crecimiento bacteriano.



**Figura 56 : Corte de la prueba.**

Cuando ha transcurrido entre 15 a 28 días, se da la lectura final y la interpretación se explica en la siguiente tabla.

**Cuadro 10.**

**Lectura de colonias de bacterias sulfato reductoras.**

# Botellas	Factor dilución	de	# Bacterias indicadas (Bacterias / ml)	# Bacterias reportadas (Bacterias/ml)
1	1:10		1 a 9	10
2	1:100		10 a 99	100
3	1:1000		100 a 999	1000
4	1:10000		1000 a 9999	10000
5	1:100000		10000 a 99999	100000
6	1:1000000		100000 a 999999	1000000

**3.2.5. Tratamiento de agua.**

En el tratamiento de aguas de formación y agua dulce se emplean químicos clarificadores, como son los polielectrolitos, Se realiza esta prueba cuando existe presencia de alta concentración de sólidos que pueden ser subproductos de bacterias sulfato-reductoras o arcillas producto de las altas lluvias que causan erosión en los suelos y contaminan las aguas para usos potables e industriales.

**3.2.5.1. Evaluación de polielectrolitos.**

- Se toma la muestra de agua a utilizar en la prueba, esta puede ser agua de río o de formación dependiendo del tipo de químico que se va a evaluar.



**Figura 57: Toma de la muestra en el río Aguarico Lago Agrio.**

- Preparación de los materiales a utilizar.



**Figura 58: Preparación del material.**

- Montaje de la prueba.
  - ✓ Para el llenado de los vasos se debe medir en una probeta 1 litro de agua, se realiza la turbidez y el pH de la muestra, seguidamente se hace el cálculo de la dosificación.



**Figura 59: Equipo de prueba de jarras a utilizar.**

✓ Dosificación.

Para la dosificación de las botellas se utiliza la siguiente expresión matemática, la misma que utiliza factores de conversión para manejar concentraciones en unidades de (ppm) o ( $\mu\text{l}$ ).

$$V_{dos} = \frac{V_M * C_{ppm} * F_d}{1000} \quad [\mu\text{l}] \quad Ec: 10$$

**Donde:**

$V_{dos}$  = Vol. de demulsificante que se va a dosificar en  $\mu\text{l}$ .

$V_M$  = Vol. de muestra colocada en la botella en ml.

$C_{ppm}$  = Concentración que se va a dosificar.

$F_d$  = Factor de dilución del químico en porcentaje (100).

✓ Tiempo de reacción.

Una vez agregado el químico en todos los vasos se realiza una agitación rápida a 120 RPM por cinco minutos y se observa el tamaño del floculo que se está formando, luego se baja las revoluciones a 30RPM por cinco minutos después la cual se detiene la agitación por cinco minutos con la finalidad de darle caída a toda la materia sólida que se encuentra suspendida y se procede a realizar la identificación final de los floculos formados.



**Figura 60: Floculos formados.**

➤ Corte de la prueba.

Calificado los Floculos se toma una alícuota del agua tratada de cada vaso del equipo y se realiza la turbidez y el pH para garantizar que el sistema no se acidifique por la adición de polielectrolitos.

- ✓ Toma de la muestra de agua tratada.



**Figura 61: Alícuota tomada del agua tratada.**

- ✓ Medición del pH del agua tratada.



**Figura 62: Medición del pH del agua de prueba.**

- ✓ Turbidez de la muestra de agua tratada



**Figura 63: Turbidímetro HACH.**

- Equipo de filtración de agua tratada.

Este paso se realiza únicamente cuando se está evaluando químicos para agua potable.



**Figura 64: Filtración del agua tratada.**

### **3.3. Aplicación de los productos químicos seleccionados en el campo petrolero Lago Agrio.**

En el Laboratorio de Corrosión Lago Agrio se caracteriza el petróleo y el agua de formación producida en todo el campo; además de los análisis del laboratorio se inspecciona las condiciones de operación de todas las facilidades de producción.

Una vez que se han seleccionado los diferentes productos químicos en el laboratorio, estos son inyectados en diferentes puntos de acuerdo al problema que presenten el hidrocarburo.

En las facilidades de producción el primer punto de inyección de químico se lo hace con el demulsificante en la descarga de la bayoneta en la línea de flujo que va desde el pozo hacia la estación, el demulsificante es un químico rompedor de emulsión, y la idea o razón principal es que la emulsión del petróleo llegue resuelta a la estación.

Los factores que ayudan al rompimiento de la emulsión son, primero la distancia que existe entre el pozo y la estación que es aproximadamente 5 kilómetros, y como segundo punto es la irregularidad topográfica del

terreno por donde pasa la tubería ya que existe alturas y bajadas, cuando existe este tipo de irregularidad en el terreno facilita la formación de turbulencias del fluido mezclándose con el químico inyectado en el interior de la tubería, cuando llega todo el fluido a los manifolds y posteriormente al separador, el agua y el petróleo ya llegan separados, lo que permite que el hidrocarburo cumpla con valores iguales o menores al 1% en la descarga del tanque de lavado.

Otro punto efectivo para el tratamiento químico esta en las facilidades de producción, donde la inyección del químico se aplica en, el separador de prueba, en los separadores de producción y el fluido motriz del Power Oil, en estas facilidades se inyecta químico demulsificante, antiescala, antiespumante, antiparafínico y eventualmente bactericida.

### **3.3.1. Acción de los químicos seleccionados.**

El químico demulsificante se lo inyecta en los separadores para acelerar el proceso de separación del agua, el antiescala tiene la facultad de evitar la formación de cristales de carbonatos de calcio para que no se produzca atascamiento de válvulas dentro de los separadores, y para evitar la inundación de los separadores por acción del petróleo y el gas se inyecta el químico antiespumante, aliviando la presión de los separadores permitiendo la descarga del gas hacia los mecheros. Con la inyección del antiparafínico se produce una dispersión de la parafina que se encuentra presente en el petróleo evitando de esta manera la formación de interface en el tanque de lavado

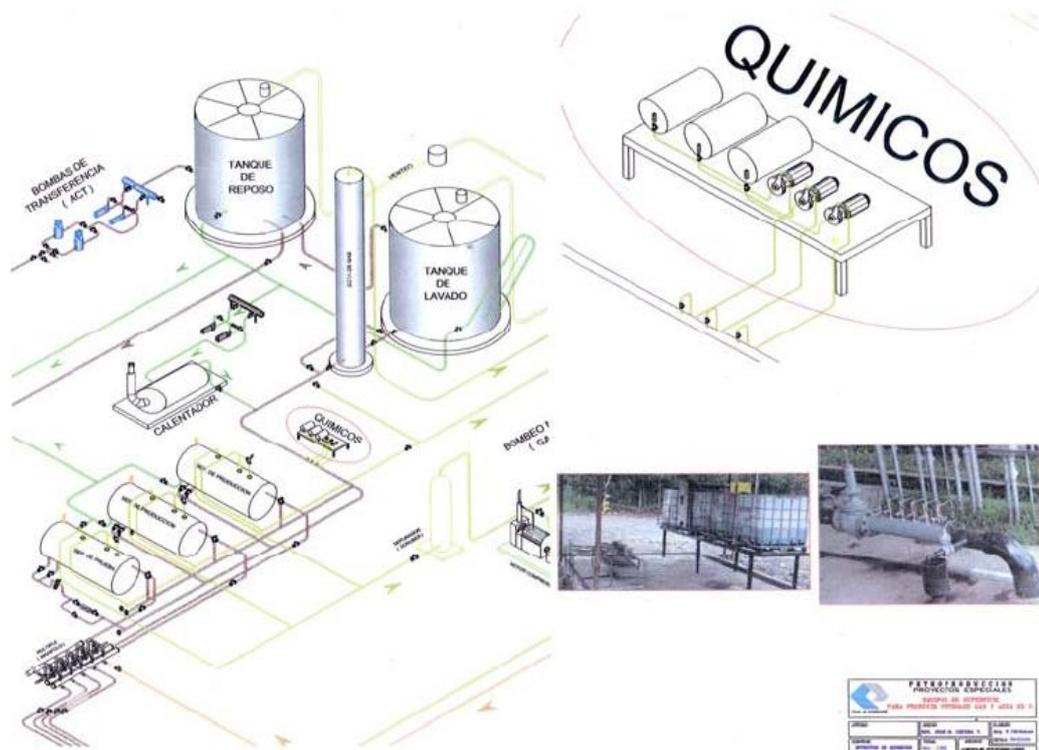
El químico bactericida se lo inyecta en los separadores con la finalidad de reducir o eliminar el crecimiento bacteriano especialmente de bacterias sulfato reductoras, ya que la acción del químico se efectúa en el colchón de agua del tanque de lavado, donde se mantiene un volumen constante entre 8 y 10 pies de agua. El químico bactericida o reductor de sulfuro de hierro evita la formación de sólidos que son subproductos de las bacterias sulfato reductoras, en conclusión en los separadores se inyecta un coctel químico en la entrada del separador en la línea principal con una distancia entre punto y punto de 30 cm, ya que por la

fuerza de desplazamiento evita a que se produzca una reacción inversa entre ellos, más bien esta fuerza de desplazamiento ayuda a una mejor homogenización del químico en el crudo, la acción del anticorrosivo es formar una película fílmica en la parte interna de la tubería evitando de esta manera la corrosión por acción del agua de formación y los gases presentes.

### **3.3.2. Aplicación de Químicos en las Facilidades de Producción.**

Se conoce como facilidades de producción a los tanques de lavado, tanques de surgencia, separadores de producción y de prueba, líneas de flujo, tanques y botas a nivel de pozo, botas de gas y equipos de subsuelo (bombas electrosumergibles). Por lo que la aplicación de los productos, puede ser en cualquiera de estos puntos dependiendo del problema que se presente; por ejemplo:

- A nivel de tanques de lavado, surgencia, y oleoductos, se inyecta químicos demulsificantes para romper las emulsiones agua-aceite.
- En los lugares que se trabaja con altos contenidos de agua se inyecta bactericidas, antiescalas, anticorrosivos y polímeros para no tener paros en las operaciones de producción y evitar problemas de corrosión de los equipos.



**Figura 65: Aplicación en las facilidades de producción**

### 3.3.3. Aplicación de químicos en los pozos productores.

En los pozos productores el punto de aplicación se puede presentar de diferentes maneras:

- La inyección del químico antiescala en general se lo realiza a través de un tubo capilar que va desde la superficie hacia la bomba eléctrica sumergible que se encuentra a una profundidad entre 9800 y 10200 pies, este químico tiene la finalidad de evitar la precipitación de carbonatos en las bombas.
- La inyección de biocidas, reductores de sulfuro de hierro, anticorrosivos y antiescalas en algunos casos se lo realiza mediante el sistema de recirculación, en general se inyecta estos químicos para mantener en buenas condiciones la estructura interna de las instalaciones de producción de cada pozo.
- La inyección de químicos demulsificantes se lo realiza a nivel superficial preferentemente en la descarga de la línea de flujo

(bayoneta), con la finalidad a que la emulsión presente en el fluido vaya rompiéndose a medida que van avanzando los fluidos hacia la estación de producción.

Cuando un pozo productor de petróleo tiene agua de formación altamente agresiva y la tendencia es formar sales de carbonatos o provocar desgaste acelerado del metal, se toma la decisión de depositar químico ya sea antiescala o anticorrosivo a la formación con la finalidad que al momento que el pozo entra en producción el químico va desplazándose, mezclándose y en forma paulatina va protegiendo la tubería y a las bombas electrosumergibles en la profundidad del pozo, si el problema es de formación de carbonatos de calcio se desplaza químico antiescala o si es de corrosión se inyecta químico anticorrosivo. Una vez que el pozo esta fluyendo se toman muestras del petróleo y se realiza una caracterización físico química del hidrocarburo donde se determina análisis de hierro residual en el agua y fosfonatos, si la acción del químico anticorrosivo es eficiente el residual de hierro debe de ser bajo, en el caso del antiescala el residual de fosfonatos tiene que estar en un promedio de 15 ppm y cuando este desciende a valores entre 5 ppm de antiescala residual (fosfonatos) se debe preparar nuevamente un nuevo tratamiento a la formación ya que este tratamiento puede durar entre 3 y 9 meses. A este tipo de tratamiento se le conoce con el nombre de SQUEEZE.



**Figura 66: Sistema de inyección de químicos en un pozo productor.**

### **3.3.3.1. Aplicación de químicos en pozos productores con levantamiento electrosumergible.**

La finalidad de este proceso es inyectar el químico vía capilar hasta la profundidad de la bomba o cara de la formación que es aproximadamente 10200 pies, con esto se logra que el químico actúe desde la profundidad, tal sea el caso si es problema de emulsión que ayude a resolverla, si el problema es la precipitación de carbonatos se busca que el químico actúe desde la cara de la formación eliminando la presencia de los cristales de calcio y, cuando existe problema de corrosión se inyecta anticorrosivos con la finalidad de crear un film en el interior de la tubería que se encuentra en la profundidad de la formación.

**VER ANEXO D (Figura 74).**

### **3.3.3.2. Aplicación de químicos en pozos productores con levantamiento hidráulico (Power Oil).**

La finalidad de aplicar químico a este levantamiento es para que a través del fluido motriz inyectar a la formación los diferentes químicos

para que nos protejan los equipos de fondo y superficie, además también, poder resolver la emulsión y alivianar la columna hidrostática con la finalidad que el pozo fluya con mayor eficiencia.

**VER ANEXO E (Figura 75).**

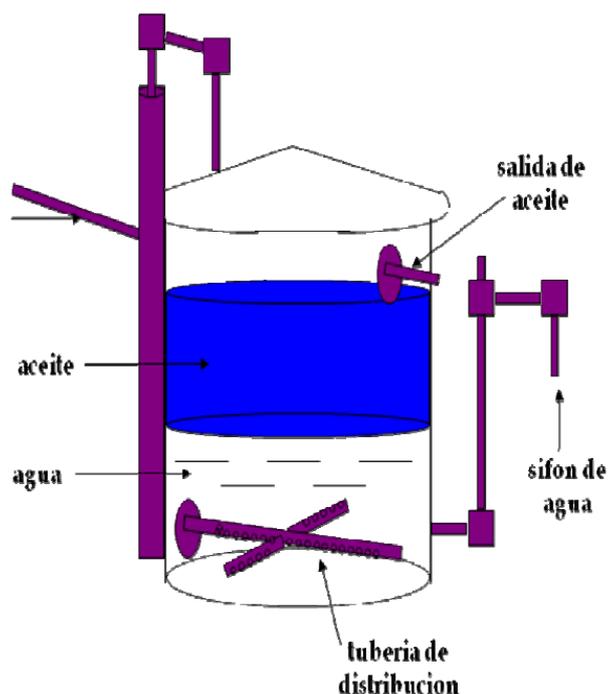
#### **3.3.4. *Aplicación de químicos en los sistemas de reinyección de agua de formación.***

Para evitar problemas de corrosión, bacteriológico y de taponamiento de tuberías se inyecta una mezcla de químicos que contengan propiedades anticorrosivas, biocidas, antiescalas, surfactantes y secuestrantes de sulfuro.

La finalidad es lograr que el agua de formación a inyectarse sea aceptada en la formación receptora y al mismo tiempo evitar problemas de taponamiento por la presencia de cristales y de sólidos.

##### **3.3.4.1. *Almacenamiento de Agua de Formación.***

Consta de tanques para almacenar el agua de formación y también sirven para alimentar a las bombas horizontales con la finalidad de mantener un volumen adecuado para bombear a los pozos y evitar la cavitación de las mismas.



**Figura 67: Tanque de pulido.**

### **3.3.4.2. Aplicación de químicos en los pozos reinyectores de agua de formación.**

El campo Lago Agrio tiene 2 pozos reinyectores de agua, en el pozo LA-16D se inyecta el agua a la arena productora NAPO y en el pozo GUA-07 a la arena Tiyuyacu, que es una arena permeable donde no existe presencia de hidrocarburo y sirve como zona de recepción de fluido.

El taponamiento de estos pozos puede ocasionar que el agua producida sea evacuada al medio ambiente provocando serios impactos ambientales.

Una vez que se han seleccionado los químicos a nivel del laboratorio estos productos tienen que ser inyectados en diferentes puntos dentro de la planta, el proceso de tratamiento inicia con la descarga de agua de formación desde el tanque de lavado al tanque de almacenamiento de agua cruda, donde accionan los químicos antiescala, anticorrosivo y biocidas. Luego esta acción química que actúa en la fase acuosa pasa hacia los tanques desnatadores en donde se elimina la mayor cantidad de petróleo existente en el agua, del tanque desnatador pasa el agua a los filtros de arena y de presión donde tiene que quedarse retenida la

mayor cantidad de sólidos, ya que el agua debe salir en condiciones óptimas para ser reinyectada.

Luego de la salida del filtro, el agua es almacenada en un tanque de 10000 barriles con la finalidad de mantener un volumen constante para que las bombas de alta presión desplacen el agua hacia los diferentes pozos reinyectores, la cantidad de bacterias sulfato reductoras optima para evitar la formación de sulfuro de hierro es de 10 colonias por mililitro, la turbidez 5 NTU y de sólidos suspendidos 2 ppm, aceite residual menor o igual a 15 ppm, cuando se logran obtener estos valores estamos garantizando un tratamiento óptimo y evitando taponamiento en las líneas de flujo y a la formación receptora. Si sucediera un taponamiento en la línea o en la arena receptora de los pozos reinyectores, las consecuencias en la producción del campo sería perjudicial ya que nos veríamos obligados a cerrar pozos productores y en el otro caso tendríamos que cerrar los pozos reinyectores por lo que toda el agua de formación se la tendría que evacuar al medio ambiente, causando gran contaminación al entorno.

### **3.3.5. Aplicación de químicos en agua dulce.**

Esta agua se utiliza en dos casos especiales:

- a) Se inyecta polímeros de carácter catiónico para precipitar los sólidos presentes y poder utilizar el agua en sistemas de recuperación secundaria donde se necesita una agua completamente limpia con turbidez de 0,5 NTU y sólidos menores a 1 ppm, con la finalidad que esta agua ayude a mantener la presión del yacimiento para que los pozos produzcan normalmente.
- b) Se inyecta polímeros de carácter catiónico y un bactericida como el hipoclorito de calcio o de sodio con la finalidad de utilizar el agua tratada para las actividades de limpieza y para consumo humano.

La selección de químicos para el tratamiento de agua dulce se lo realiza mediante una prueba de laboratorio llamada prueba de jarras y los químicos aplicados o seleccionados son poli electrolitos de carga

catiónica positiva y de alta acción para ayudar a la formación de los flóculos, dándoles a las arcillas peso para que estas precipiten y se obtenga agua clarificada. Los flóculos presentes son en su gran mayoría arcilla producto de la erosión de los suelos por efecto de las lluvias.

Los poli electrolitos se deben inyectar a la entrada de la planta donde se tiene mayor turbulencia lo que facilita una buena dispersión del químico en la fase acuosa y vaya actuando sobre los sólidos a lo largo de la tubería, de manera que al llegar a la piscina o tanque de almacenamiento la materia sólida se decante en el tanque, luego parte de este sólido se purga (drenar) y el agua pre clarificada pasa a través de filtros que están compuestos de arena, granate, antracita o carbón activado. Los sólidos remanentes en el agua son entonces retenidos, obteniendo así una agua de muy buena calidad, es decir cristalina, sin color, sin olor y sin sólidos en suspensión.

Cuando se selecciona un producto para clarificar el agua, la turbidez final debe ser baja para que pueda cumplir con los parámetros óptimos de acuerdo a la norma INEN 1108. Esta norma hace referencia a los parámetros que debe cumplir un agua para ser consumida por el ser humano, de manera que si todo el proceso se lo ha realizado adecuadamente, al agua una vez filtrada se le añade cloro para que cumpla con las especificaciones bacteriológicas. El cloro que se utiliza en la potabilización del agua puede ser hipoclorito de sodio líquido, cloro gaseoso o hipoclorito de calcio granulado los mismos que son agentes biocidas de gran espectro para consumo humano.

La concentración de cloro residual en una agua potable debe ser de 0.5 miligramos por litro de cloro residual, cero bacterias totales, cero coliformes fecales y cero hongos y levaduras. Cuando se llega a obtener estos resultados significa que la selección de los productos químicos fue la adecuada.



❖ **Calificación.**

➤ **Velocidad de caída en 2 horas**

**10 puntos.**

**Cuadro 11**

**Datos experimentales volumen decantado en 2 horas.**

Volumen decantado (2 horas), ml	Simbología	Puntaje
Volumen decantado i	$V_{2h i}$	$P_{2h i}$
Volumen decantado máximo	$V_{2h max}$	<b>10</b>
Volumen decantado mínimo	$V_{2h min}$	<b>0</b>

- Con los datos experimentales reemplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P_{2h i} = \frac{10}{(V_{2h max} - V_{2h min})} (V_{2h i} - V_{2h max}) + 10 \text{ [puntos] } \text{ Ec: 11}$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas,.

**Donde:**

$P_{2h i}$  = Puntaje que se le da al volumen decantado en la botella después de 2 horas de deshidratación.

➤ **Volumen separado en la deshidratación.**

**10 puntos.**

**Cuadro 12.**

**Datos experimentales volumen decantado en 6 horas.**

Volumen decantado (6 horas), ml	Simbología	Puntaje
Volumen decantado i	$V_{6h i}$	$P_{6h i}$
Volumen decantado máximo	$V_{6h max}$	<b>10</b>
Volumen decantado mínimo	$V_{6h min}$	<b>0</b>

- Con los datos experimentales reemplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P_{6h i} = \frac{10}{(V_{6h max} - V_{6h min})} (V_{6h i} - V_{6h max}) + 10 \text{ [puntos] } \text{ Ec: 12}$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$P_{6h i}$  = Puntaje que se le da al volumen decantado en la botella al finalizar la deshidratación (6 horas).

➤ **Calidad de agua**

**5 puntos.**

**Cuadro 13.**

**Calidad del agua obtenida.**

Calidad de agua	Simbología	Puntaje
CLARA	CL	5
REGULAR	RE	3
MALA	MA	1

- Este puntaje se lo da de acuerdo la apreciación visual.

➤ **Calidad de interface.**

**5 puntos.**

**Cuadro 14.**

**Calidad de la interface obtenida.**

Calidad de interface	Simbología	Puntaje
DEFINIDAD	DE	5
REGULAR	RE	3
MALA	MA	1

- Este puntaje se lo da de acuerdo la apreciación visual.

➤ **Top Test**

**35 puntos.**

❖ **Emulsión en el Top Test.**

**Cuadro 15.**

**Datos experimentales del Top Test.**

Emulsión TOP TEST, %	Simbología	Puntaje
Emulsión TOP TEST <i>i</i>	$E_{TT i}$	$P.E_{TT i}$
Emulsión TOP TEST mínimo	$E_{TT min}$	35
Emulsión TOP TEST máximo	$E_{TT max}$	0

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P.E_{TT i} = \frac{0 - 35}{(E_{TT max} - E_{TT min})} (E_{TT i} - E_{TT max}) \text{ [puntos]} \quad Ec: 13$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$P.E_{TTi}$  = Puntaje que se le da a la emulsión formada en el TOP TEST de cada botella.

❖ **BSW en el Top Test.**

**Cuadro 16**

**Puntaje del Top Test.**

BSW TOP TEST, %	Simbología	Puntaje
BSW TOP TEST $i$	$BSW_{TTi}$	$P.BSW_{TTi}$
BSW TOP TEST mínimo	$BSW_{TTmin}$	<b>20</b>
BSW TOP TEST máximo	$BSW_{TTmax}$	<b>0</b>

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P.BSW_{TTi} = \frac{0-20}{(BSW_{TTmax}-BSW_{TTmin})} (BSW_{TTi} - BSW_{TTmax}) \text{ [puntos] } Ec: 14$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$BSW_{TTi}$  = Puntaje que se le da al BSW en el TOP TEST de cada botella.

➤ **Mixed Test.**

**15 puntos**

❖ **Emulsión en el Mixed Test.**

**Cuadro 17.**

**Datos experimentales.**

Emulsión MIXED TEST, %	Simbología	Puntaje
Emulsión MIXED TEST $i$	$E_{MTi}$	$P.E_{MTi}$
Emulsión MIXED TEST mínimo	$E_{MTmin}$	<b>15</b>
Emulsión MIXED TEST máximo	$E_{MTmax}$	<b>0</b>

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P.E_{MTi} = \frac{0 - 15}{(E_{MTmax} - E_{MTmin})} (E_{MTi} - E_{MTmax}) \text{ [puntos] } Ec: 15$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$P.E_{MT i}$  = Puntaje que se le da a la emulsión formada en el MIXED TEST de cada botella.

➤ **Puntaje Total.**

**Cuadro 18.**

**Valores de la Calificación.**

ITEM	Puntaje
Velocidad de caída 2 horas	10
Volumen decantado en 6 horas	10
Calidad de agua	5
Calidad de interfase	5
Emulsión en el TOP TEST	35
BSW en el TOP TEST	20
Emulsión en el MIXED TEST	15
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

- Hacer el cálculo del puntaje de cada botella de prueba y sacar el puntaje promedio de acuerdo al número de repeticiones de cada químico.

$$Pi_{cj} = \frac{Pun_{r1} + Pun_{r2} + Pun_{r3} + \dots + Pun_{rn}}{n} \text{ [puntos] } \text{ Ec: 16}$$

**Donde:**

$Pi_{cj}$  = Puntaje promedio de la **prueba i** a la **concentración j**.

$Pun_{ri}$  = Puntaje de cada botella que evalúan al **químico i** con la **concentración j**.

➤ **Calculo del Puntaje Global del Demulsificante.**

**Cuadro 19.**

**Puntaje de la prueba por producto evaluado.**

Químico	Puntaje promedio de las pruebas.	Simbología
---------	----------------------------------	------------

<b>DAC – 0i</b>	<b>Prueba 1</b> $c_1$	<b>P1</b> $c_1$
	<b>Prueba 2</b> $c_2$	<b>P2</b> $c_2$
	<b>Prueba 3</b> $c_3$	<b>P3</b> $c_3$
	:	:
	<b>Prueba n</b> $c_n$	<b>Pn</b> $c_n$

$$Pun_{tot}i = P1_{c1} + P2_{c2} + P3_{c3} + \dots + Pn_{cn} \quad [puntos] \quad Ec: 17$$

$$Pun_{tot}i = \sum_{j=1}^n Pi_{cj} \quad [puntos] \quad Ec: 18$$

**Nota:** Realizar este cálculo para cada uno de los químicos que se encuentran en evaluación.

**Donde:**

$Pi_{cj}$  = Puntaje promedio de la prueba i  
a la concentración j.

$DAC - 0i$  = Químico i, evaluado.

$Pun_{tot}i$  = Puntaje total de las pruebas realizadas  
al químico  $DAC - 0i$ .

❖ **Valores de la calificación total de las pruebas.**

**PRUEBAS DE BOTELLAS  
AREA LAGO AGRIO**

01 DE NOVIEMBRE 2008

PRUEBA N.- 2 POZOS GTA-05, 12, 16 Y LAG-25 Y 33 TEMPERATURA = 90°F.

**PUNTAJES**

NUMERO DE CÓDIGO	DOSIS PPM	NUMERO DE BOTELLAS	AGUA SEPARADA		CALIDAD DE INTERFASE		TOP TEST		MIXED	TOTAL PUNTOS DOSIS	TOTAL PROMEDIO MUESTRAS
			VELOCIDAD 2 HORAS	VOLUMEN	INTERFASE	CLARIDAD	EMULSIÓN	BSW	EMULSIÓN		
DAC-1	300	1	9,7	10,0	3	5	32,0	16,7	0,0	76,3	79,20
	300	2	9,7	10,0	3	5	32,0	16,7	4,3	80,6	
	300	3	9,7	10,0	3	5	32,0	16,7	4,3	80,6	
DAC-2	300	4	10,0	10,0	5	5	30,4	17,5	12,9	90,8	91,94
	300	5	10,0	10,0	5	5	33,5	16,7	12,9	93,0	
	300	6	10,0	10,0	5	5	32,0	16,7	13,4	92,0	
DAC-3	300	7	10,0	10,0	5	5	28,9	15,0	11,8	85,7	87,84
	300	8	9,7	10,0	5	5	32,0	15,0	12,9	89,5	
	300	9	10,0	10,0	5	5	30,4	15,0	12,9	88,3	
DAC-4	300	10	8,9	10,0	3	5	35,0	18,3	10,7	90,9	92,01
	300	11	8,9	10,0	3	5	35,0	18,3	11,8	92,0	
	300	12	8,9	10,0	3	5	35,0	18,3	12,9	93,1	
DAC - CAMPO	300	13	8,9	10,0	5	5	0,0	0,0	13,9	42,8	44,90
	300	14	8,9	10,0	5	5	0,0	0,0	13,9	42,8	
	300	15	9,4	10,0	5	5	4,6	1,7	13,4	49,1	

**PRUEBAS DE BOTELLAS**

**AREA LAGO AGRIO**

01 NOVIEMBRE DEL 2008

**TRATAMIENTO DE DESHIDRATACION**

**PUNTAJES TOTALES**

QUIMICO	PRUEBA N.-1A 200 PPM	PRUEBA N.-1B 400 PPM	PRUEBA N.-2 300 PPM	PRUEBA N.-3 200 PPM	PRUEBA N.-4 500 PPM	PUNTOS TOTALES
DAC-1	52,15	59,01	79,20	79,83	89,77	446,36
DAC-2	39,91	56,31	91,94	91,82	96,45	461,74
DAC-3	75,65	28,71	87,84	88,13	83,63	443,92
DAC-4	80,17	81,09	92,01	89,26	93,59	532,95
DAC-CAMPO	28,04	38,81	44,90	30,67	48,09	220,51

### 3.4.1.2. Calificación de la Prueba de Evaluación Químicos Anticorrosivos.

#### ❖ Datos de Laboratorio.

#### Ver Anexo G: Hoja de evaluación de químicos anticorrosivos

#### EVALUACION DE ANTICORROSIVOS POZOS

AREA LAGO AGRIO

SALINIDAD = 27.400 PPM

O1 NOVIEMBRE 2009

PRUEBA No.1

CODIGO DE MUESTRA	NUMERO DE BOTELLA	DOSIS PPM	PESO INICIAL	PESO FINAL	DIFERENCIA DE PESO	% EFICIENCIA	PUNTOS	PTOS PROMEDIO
ICP-1	1	10	15,0986	15,0433	0,0553	55,4	55,4	60,2
	2	10	15,1189	15,0721	0,0468	62,3	62,3	
	3	10	15,1288	15,0830	0,0458	63,1	63,1	
ICP-2	4	10	15,1038	15,0531	0,0507	59,09	59,1	61
	5	10	15,0703	15,0226	0,0477	61,43	61,4	
	6	10	15,0946	15,0483	0,0463	62,62	62,6	
ICP-4	7	10	15,0919	15,0465	0,0454	63,34	63,3	64
	8	10	15,1450	15,1010	0,0440	64,59	64,6	
	9	10	15,1503	15,1056	0,0447	64,04	64,0	
CAMPO	10	10	15,0781	15,0328	0,0453	63,39	63,4	61,4
	11	10	15,1111	15,0630	0,0481	61,21	61,2	
	12	10	15,1034	15,0533	0,0501	59,58	59,6	
BLANCO	13		15,1359	15,0117	0,1242			

OBSERVACION

PRODUCTO CON CODIGO ICP-3 PRESENTA UNA COLORACION AMARILLA DEL PRODUCTO PURO AL DILUIR AL 10% EN XILENO DA UNA COLORACION TURBIA Y PRECIPITA SE OBSERVA SEPARACION EN TRES FASES. ESTE PRODUCTO QUEDA DESCALIFICADO.

#### ❖ Calificación.

➤ **Cálculo de la eficiencia del químico** **100 puntos.**

#### Cuadro 20

#### Datos experimentales anticorrosivos-cupones.

Pesos de los cupones, g.	Simbología
Peso inicial del cupón blanco	$Pi_{cb}$
Peso final del cupón blanco	$Pf_{cb}$
Peso inicial del cupón i	$Pi_{ci}$
Peso final del cupón i	$Pf_{ci}$

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$Efi_{IC-i} = \left( 1 - \frac{Pi_{ci} - Pf_{ci}}{Pi_{cb} - Pf_{cb}} \right) * 100 \text{ [puntos]} \quad Ec: 19$$

**Donde:**

$Efi_{IC-i}$  = Es la protección química que recibió el cupón a la concentración i en la prueba j.

➤ **Cálculo de la eficiencia promedio del químico anticorrosivo.**

$$Efi_{IC-Qi} = \frac{Efi_{IC-1} + Efi_{IC-2} + Efi_{IC-3} + \dots + Efi_{IC-n}}{n} \text{ [puntos]} \quad Ec: 20$$

**Nota:** Realizar para cada químico que se esté evaluando.

**Donde:**

$$Efi_{IC-Qi} = \text{Eficiencia del químico anticorrosivo de la prueba } i.$$

➤ **Calculo del puntaje global de los anticorrosivos.**

**Cuadro 21.**

**Datos de las diferentes pruebas realizadas.**

Químico	Tipo De Químico	Eficiencia, Puntos	Simbología
ICPw-i	IC, químico soluble en aceite	Eficiencia ICPw-i	$Efi_{ICPw-Qi}$
ICPoil-i	IC, químico soluble en agua	Eficiencia ICPoil-i	$Efi_{ICPoil-Qi}$
ICR-i	IC reinyección de agua.	Eficiencia ICR-i	$Efi_{ICR-Qi}$
ICG-i	IC gas.	Eficiencia ICG-i	$Efi_{ICG-Qi}$

$$Pun_{toti} = Efi_{ICPw-Qi} + Efi_{ICPoil-Qi} + Efi_{ICR-Qi} + Efi_{ICG-Qi} \text{ [p]} \quad Ec: 21$$

**Nota:** Para poder realizar este cálculo los químicos ICPw, ICPoil, ICR y el ICG deben ser de la misma empresa que esta ofertando sus productos.

**Donde:**

$$Pun_{toti} = \text{Puntaje total de las pruebas realizadas a los químicos anticorrosivos.}$$

❖ **Valores de la calificación total de las pruebas de químicos anticorrosivos.**

**AREA LAGO AGRIO  
QUIMICOS ANTICORROSIVOS POZOS  
PUNTAJES TOTALES  
NOVIEMBRE - 2008**

QUIMICO	PRUEBA N.-1 10 PPM	PRUEBA N.-2 15 PPM	PUNTOS TOTALES
ICP-1	60,2	58,2	118,5
ICP-2	61,0	55,4	116,5
ICP-4	64,0	59,9	123,9
CAMPO	61,4	55,9	117,3

**3.4.1.3. Calificación de la Prueba de Evaluación Químicos Antiescala.**

❖ **Datos Experimentales.**

Ver Anexo H: Hoja de evaluación de químicos antiescalas

**EVALUACION DE QUIMICOS ANTIESCALA POZOS  
PRUEBAS DE EFICIENCIA  
AREA LAGO AGRIO  
NOVIEMBRE - 2008  
PRUEBA N.-1**

QUIMICO	DOSIS PPM	CO3Ca INICIAL PPM	CO3Ca FINAL PPM	APARIENCIA	CO3Ca DIFERENCIA PPM	EFICIENCIA %	PUNTOS	PUNTOS PROMEDIO
IEP-1	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	93,8
	20	5100	5075	SIN PRECIPITADO	25	95,83	95,8	
IEP-2	20	5100	5050	CON PRECIPITADO	50	91,67	91,7	91,7
	20	5100	5050	CON PRECIPITADO	50	91,67	91,7	
IEP-3	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	83,3
	20	5100	4950	SIN PRECIPITADO	150	75,00	75,0	
IEP-4	20	5100	5000	SIN PRECIPITADO	100	83,33	83,3	87,5
	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	
CAMPO	20	5100	5000	SIN PRECIPITADO	100	83,33	83,3	87,5
	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	
BLANCO		5100	4500	PRECIPITADO	600			

❖ **Calificación.**

➤ **Cálculo de la eficiencia del químico antiescala 100 puntos.**

**Cuadro 22.**

**Datos experimentales dureza.**

Dureza de las soluciones, $Ca^{2+}$	Simbología
Dureza inicial de la solución madre	$Dm_{Ca^{2+}}$
Dureza menor de las soluciones	$Dme_{Ca^{2+}}$
Dureza i de las soluciones	$Di_{Ca^{2+}}$

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$Efi_i = \frac{Di_{Ca^{2+}} - Dme_{Ca^{2+}}}{Dm_{Ca^{2+}} - Dme_{Ca^{2+}}} * 100 \text{ [puntos]} \quad Ec: 22$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$Efi_i$  = Eficiencia del antiescala en la botella de **prueba i**.

➤ **Cálculo de la eficiencia promedio del químico antiescala.**

$$Efi_{icj} = \frac{Efi_1 + Efi_2 + Efi_3 + \dots + Efi_n}{n} \text{ [puntos]} \quad \text{Ec: 23}$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$Efi_{icj}$  = Eficiencia del químico antiescala de la **prueba i**.

➤ **Calculo del puntaje global del antiescala.**

**Cuadro 23.**

**Datos experimentales.**

QUÍMICO	TIPO DE QUIMICO	Eficiencia, puntos	Simbología
IEP-i	Antiescala pozos	<i>Eficiencia IEPi</i>	$Efi_{ICP-i}$
IER-i	Antiescala reinyección de agua	<i>Eficiencia IERi</i>	$Efi_{ICR-i}$

$$Pun_{toti} = Efi_{ICP-i} + Efi_{ICR-i} \text{ [puntos]} \quad \text{Ec: 24.}$$

**Nota:** Para poder realizar este cálculo los químicos IEP y el IER deben ser de la misma.

**Donde:**

$Pun_{toti}$  = Puntaje total de las pruebas realizadas a los químicos antiescala.

❖ **Valores de la calificación total de las pruebas de químicos antiescalas.**

**AREA LAGO AGRIO  
QUIMICOS ANTIESCALA POZOS  
PUNTAJES TOTALES  
NOVIEMBRE 2008**

<b>QUIMICO</b>	<b>PRUEBA N.1 20 PPM</b>	<b>PRUEBA N.2 40 PPM</b>	<b>PUNTOS TOTALES</b>
IEP-1	93,8	91,7	185,4
IEP-2	91,7	83,3	175,0
IEP-3	83,3	87,5	170,8
IEP-4	87,5	87,5	175,0
CAMPO	87,5	87,5	175,0

### 3.4.1.4. Calificación de la prueba de evaluación químicos biocidas.

#### ❖ Datos experimentales.

Ver Anexo I: Hoja de evaluación de químicos biocidas

#### AREA LAGO AGRIC

EVALUACIÓN DE BIOCIDA - 2 (SECUESTRANTE DE SULFURO DE HIERRO)

AREA : LAGO AGRIO  
MUESTRA: AGUA CON SULFURO DE HIERRO ESTACIÓN NORTE  
FECHA: **NOVIEMBRE-2008**

APARIENCIA DEL AGUA	APARIENCIA DE SEDIMENTOS
CLARA GRIS CLARA GRIS OSCURA	CLARA GRIS CLARA GRIS OSCURA

QUÍMICO	NUMERO DE BOTELLA	CANTIDAD DE MUESTRA DE FeS (ml)	DOSIS (ppm)	APARIENCIA DEL AGUA				APARIENCIA DE SEDIMENTOS		TURBIDEZ (NTU)	
				10 min.	30 min.	3 hrs	7 hrs	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL
BIO2-1	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA	98	19,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		17,0
BIO2-2	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		21,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		18,0
BIO2-3	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		14,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		14,0
BIO2-4	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		27,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		23,0

#### ❖ Calificación.

➤ **Apariencia del caldo a las 3 horas de prueba. 10 puntos.**

**Cuadro 24.**

**Puntajes de calidad de agua para biocidas**

Apariencia	Simbología	Puntaje
CLARA	CL	10
GRIS CLARA	G.CL	5
GRIS OSCURO	G.OS	3

- Este puntaje se lo da de acuerdo la apreciación visual.

➤ **Apariencia del caldo al final de la prueba. 10 puntos.**

**Cuadro 25.**

**Datos experimentales**

Apariencia	Simbología	Puntaje
CLARA	CL	10
GRIS CLARA	G.CL	5
GRIS OSCURO	G.OS	3

- Este puntaje se lo da de acuerdo la apreciación visual.

➤ **Calificación de la turbidez final del sistema. 10 puntos.**

**Cuadro 26.**

**Puntaje de biocidas.**

Turbidez final, NTU	Simbología	Puntaje
Turbidez final i	$Tf_i$	$P_{T-i}$
Turbidez final máxima	$Tf_{max}$	<b>0</b>
Turbidez final mínima	$Tf_{min}$	<b>10</b>

- Con los datos experimentales reemplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P_{T-i} = \frac{0 - 10}{(Tf_{max} - Tf_{min})} (Tf_i - Tf_{max}) \text{ [puntos]} \quad Ec: 25$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de las botellas.

**Donde:**

$P_{T-i}$  = Puntaje que se le da a la turbidez final del sistema de cada botella.

➤ **Puntaje de las colonias formadas de BSR. 70 puntos.**

**Cuadro 27.**

**Puntaje de colonias formadas.**

Colonias/ml	Puntaje
0	70
10	40
100	0
1000	0

**Nota:** Dar el puntaje a cada una de las botellas que se usaron para la evaluación

➤ **Puntaje Total.**

**Cuadro 28.**

**Puntaje total de los biocidas.**

ITEM	Puntaje
Apariencia a las 3 horas de prueba	<b>10</b>
Apariencia al final de la prueba	<b>10</b>
Turbidez final	<b>10</b>
Colonias formadas	<b>70</b>

<b>TOTAL</b>	<b>100</b>
--------------	------------

- Hacer el cálculo del puntaje de cada botella de prueba y sacar el puntaje promedio de acuerdo al número de repeticiones de cada.

$$Pro_{B2-Qi} = \frac{Pun_{B2-1} + Pun_{B2-2} + Pun_{B2-3} + \dots + Pun_{B2-n}}{n} \text{ [pts]} \quad Ec: 26$$

Donde:

$Pro_{B2-Qi}$  = Puntaje del biocida tipo 1 i de la prueba j.

❖ **Valores de la calificación total de las pruebas de químicos biocidas.**

**AREA LAGO AGRIC**  
EVALUACIÓN DE BIOCIDA - 2 (SECUESTRANTE DE SULFURO DE HIERRO)

AREA : LAGO AGRIO  
MUESTRA: AGUA CON SULFURO DE HIERRO  
FECHA: 24-OCTUBRE-2005

PUNTOS APARIENCIA DEL AGUA		PUNTOS APARIENCIA DE SEDIMENTOS	
		ROSA	50
CLARA	50	CAFÉ ROSA	35
REGULAR	35	GRIS CLARA	15
OSCURA	0	GRIS OSCURA	0

QUÍMICO	NUMERO DE BOTELLA	CANTIDAD DE MUESTRA DE FeS (ml)	DOSIS (ppm)	APARIENCIA DEL AGUA				PUNTOS PROMEDIOS	PUNTOS PROMEDIO TOTAL	APARIENCIA DE SEDIMENTOS		PUNTOS TOTAL DE LA MUESTRA
				PUNTOS						PUNTOS PROMEDIO	PUNTOS PROMEDIO	
				30'	1 hra	3 hrs	12 hrs					
BAC - 01-2	1	50	1000	35	50	50	50	46	46	50	50	96
	2		2000	35	50	50	50	46		50		
BAC - 02-2	1	50	1000	35	35	50	50	43	43	35	35	78
	2		2000	35	35	50	50	43		35		
BAC - 03-2	1	50	1000	35	50	50	50	46	46	50	50	96
	2		2000	35	50	50	50	46		50		
BAC - 04-2	1	50	1000	35	50	50	50	46	46	50	50	96
	2		2000	35	50	50	50	46		50		
BAC - 05-2	1	50	1000	35	50	50	50	46	46	35	43	89
	2		2000	35	50	50	50	46		50		

### 3.4.1.5. Calificación de la prueba de evaluación químicos polímeros.

#### ❖ Datos experimentales.

Ver Anexo J: Hoja de evaluación de químicos biocidas

LABORATORIO DE CORROSION  
EVALUACION DE POLIMEROS PARA AGUA DULCE  
AREA LAGO AGRIO  
JULIO DEL 2008  
PRUEBA No.1

MUESTRA	DOSIS (PPM)	RAPIDEZ FLOCULO (3MIN)	TIEMPO		TURBIDEZ		PUNTOS			
			FLOCULACION (MINUTOS)	TAMAÑO FLOCULO	INICIAL (NTU)	SIN FILTRAR (NTU)	RAPIDEZ	TAMAÑO FLOCULO	TURBIDEZ SIN FILTRAR	TOTAL
POL-01	2	SI	15	MEDIANO	42,5	13,5	25	15	34,1	74,1
POL-02	2	SI	15	FINO	42,5	20,6	25	5	25,8	55,8
POL-03	2	SI	15	MEDIANO	42,5	13,6	25	15	34	74
POL-04	2	SI	15	MEDIANO	42,5	14,8	25	15	32,6	72,6
POL-05	2	SI	15	MEDIANO	42,5	14,6	25	15	32,8	72,8
CAMPO	2	SI	15	MEDIANO	42,5	12,9	25	15	34,8	74,8

EVALUADO POR:

JORGE AGUIRRE / L. SIMISTERRA

#### ❖ Calificación.

##### ➤ Tipo de floculo

**15 puntos.**

##### Cuadro 29

##### Puntaje del tipo de floculo.

Tipo de Floculo	Simbología	Puntaje
GRANDE	<b>G</b>	<b>15</b>
MEDIANO	<b>M</b>	<b>10</b>
PEQUEÑO	<b>P.</b>	<b>5</b>

- Este puntaje se lo da de acuerdo la apreciación visual.

##### ➤ Calificación del tiempo de formación de floculo 15 puntos.

##### Cuadro 30

##### Tiempo de formación del floculo.

Tiempo de formación del floculo, s.	Simbología	Puntaje
Tiempo formación	$tf_i$	$Pt_i$
Tiempo formación máxima	$tf_{max}$	<b>0</b>
Tiempo formación mínima	$tf_{min}$	<b>15</b>

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$Pt_i = \frac{0 - 15}{(tf_{max} - tf_{min})} (tf_i - tf_{max}) \text{ [puntos]} \quad Ec: 27$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de los vasos de la prueba de jarras.

**Donde:**

$Pt_i$  = Puntaje que se le da al tiempo de formación de los floculos.

➤ **Calificación de la turbidez final del sistema. 70 puntos.**

**Cuadro 31**

**Puntaje de la turbidez.**

Turbidez final, NTU	Simbología	Puntaje
Turbidez final i	$Tf_i$	$P_{T-i}$
Turbidez final máxima	$Tf_{max}$	<b>0</b>
Turbidez final mínima	$Tf_{min}$	<b>10</b>

- Con los datos experimentales remplazar los valores y obtener la siguiente ecuación.

$$P_{T-i} = \frac{0 - 10}{(Tf_{max} - Tf_{min})} (Tf_i - Tf_{max}) \text{ [puntos]} \quad Ec: 28$$

**Nota:** Realizar la calificación a cada una de los vasos de la prueba de jarras.

**Donde:**

$P_{T-i}$  = Puntaje que se le da a la turbidez final del sistema de cada vaso de la prueba de jarras.

➤ **Puntaje Total.**

**Cuadro 32.**

**Puntaje total de los polímeros.**

ITEM	Puntaje
Tiempo de formación del fóculo	<b>15</b>
Tipo de floculo formado	<b>15</b>
Turbidez final	<b>70</b>

<b>TOTAL</b>	<b>100</b>
--------------	------------

- Hacer el cálculo del puntaje de cada vaso utilizado en la prueba de jarras.

$$Pro_{PJ-Qi} = \frac{Pun_{PJ-1} + Pun_{PJ-2} + Pun_{PJ-3} + \dots + Pun_{PJ-n}}{n} \text{ [pts] } Ec: 29$$

**Donde:**

$$Pro_{PJ-Qi} = \text{Puntaje del químico polímero } i \text{ de la prueba } j.$$

➤ **Calculo del puntaje global de los polímeros.**

$$Pun_{toti} = Pro_{PJ1-Qi} + Pro_{PJ2-Qi} + Pro_{PJ3-Qi} + \dots + Pro_{PJn-Qi} \text{ [pts] } Ec: 30$$

**Nota:** Reportar los puntajes.

**Donde:**

$$Pun_{toti} = \text{Puntaje total de las pruebas realizadas a los químicos polímeros.}$$

❖ **Valores de la calificación total de las pruebas de químicos polímeros.**

**EVALUACION DE POLIMEROS  
AREA LAGO AGRIO  
SISTEMA DE AGUA DULCE  
NOVIEMBRE - 2008**

MUESTRA	PRUEBA N.-1 1 PPM	PRUEBA N.-2 3 PPM	PRUEBA N.-3 5 PPM	PUNTOS TOTALES
POLI-1	97,2	70,2	52,8	220,2
POLI-2	92,7	96,9	85,9	275,5
POLI-3	97,5	95,1	67,0	259,6
POLI-4	97,8	68,3	37,5	203,6
CAMPO	95,5	96,9	74,7	267,1

**3.5. Evaluación técnica-económica del tratamiento químico del petróleo en el campo Lago Agrio.**

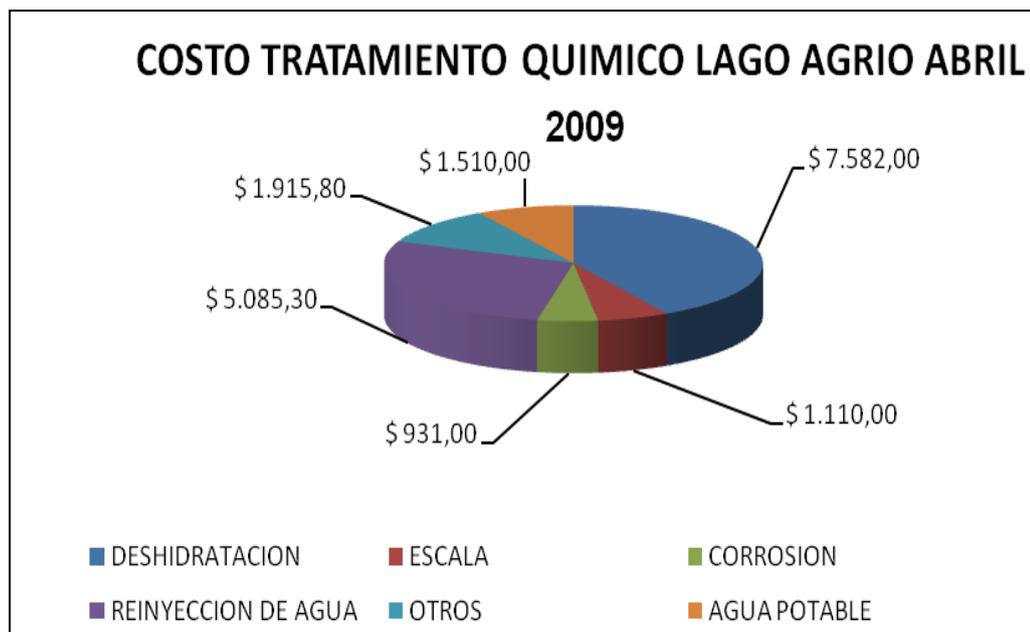
**3.5.1. Costo mensual por tratamiento químico con una adecuada selección de productos químicos.**

**Cuadro 33.**

**Costo de tratamiento químico sin problemas.**

AREA LAGO AGRIO								
TRATAMIENTO	QUIMICO	BFTPM	CONSUMO GAL/MES	COSTO			RENDIMIENTO	
				\$/GAL	\$/MES	TRATAMIENTO	BFT/GAL	BFT/US\$
DESHIDRATACION	DMO-4612	1205433	607	10	6070	\$ 7.582,00	1985,9	198,6
	DW-275	1205433	216	7	1512		5580,7	797,2
ESCALA	CALNOX-3087	133532	111	10	1110	\$ 1.110,00	1203,0	120,3
CORROSION	COR-825	433786	133	7	931	\$ 931,00	3261,5	465,9
REINYECCION DE AGUA	S-260	168047	42	9	378	\$ 5.085,30	4001,1	444,6
	MAGNAC-B	168047	58	40	2320		2897,4	72,4
	COR-320	168047	217	6,9	1497,3		774,4	112,2
	MAGNAC-150	168047	89	10	890		1888,2	188,8
OTROS	XT-47	646611	206	9,3	1915,8	\$ 1.915,80		
AGUA POTABLE	POLIELECTROLITO		140	7,5	1050	\$ 1.510,00		
	CLORO		184	2,5	460			
COSTO TOTAL DEL AREA	<b>\$ 18.134,10</b>							

**Distribución del tratamiento químico.**



**Figura 69: Costo de tratamiento sin problemas**

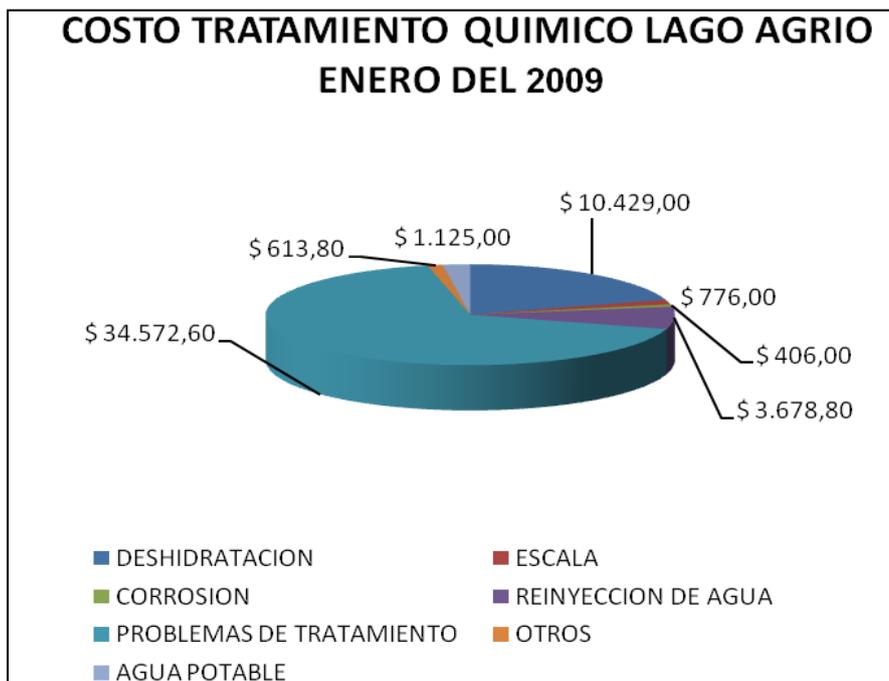
**3.5.2. Costo mensual por tratamiento químico con inadecuada selección de productos químicos.**

**Cuadro 34.**

**Costo de tratamiento químico con problemas.**

AREA LAGO AGRIO								
TRATAMIENTO	QUIMICO	BFTPM	CONSUMO GAL/MES	COSTO		RENDIMIENTO		
				\$/GAL	\$/MES	TRATAMIENTO	BFT/GAL	BFT/US\$
DESHIDRATACION	DMO-4612	1252939	902,2	10	9022	\$ 10.429,00	1388,8	138,9
	DW-275	427102	201	7	1407		2124,9	303,6
ESCALA	CALNOX-3087	79595	77,6	10	776	\$ 776,00	1025,7	102,6
CORROSION	COR-825	117551	58	7	406	\$ 406,00	2026,7	289,5
REINYECCION DE AGUA	S-260	103246	80	9	720	\$ 3.678,80	1290,6	143,4
	MAGNAC-B	103248	52	40	2080		1985,5	49,6
	COR-320	103248	52	6,9	358,8		1985,5	287,8
	MAGNAC-150	103248	52	10	520		1985,5	198,6
OTROS	XT-47	172104	66	9,3	613,8	\$ 613,80		
AGUA POTABLE	POLIELECTROLITO			7,5	0	\$ 1.125,00		
	CORO	195000	450	2,5	1125			
PROBLEMAS TRATAMIENTO	S-260	103246	3841,4	9	34572,6	\$ 34.572,60		
COSTO TOTAL DEL AREA	\$ 51.601,20							

**Distribución del tratamiento químico.**



**Figura 70: Costo de tratamiento con problemas**

**3.5.3. Comparación entre costos de tratamiento del mes de Enero y el mes de Abril del 2009.**

**Cuadro 35.**

**Resumen del tratamiento.**

PRODUCCION NETA DE PETROLEO DIARIA	11500 (Barriles)
DIAS PRODUCIDOS	365 (días)
PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO	4197500 (Barriles)
COSTO MENSUAL POR TRATAMIENTO QUIMICO CON UNA ADECUADA SELECCION DE PRODUCTOS QUIMICOS	\$ 18.124,00
COSTO MENSUAL POR TRATAMIENTO QUIMICO CON INADECUADA SELECCION DE PRODUCTOS QUIMICOS	\$ 50.601,20
AHORRO MENSUAL	\$ 32.477,20

## **CAPÍTULO IV**

### **4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

Para que las pruebas de evaluación se desarrollen con transparencia, un delegado de la Gerencia de Operaciones, que no intervendrá en lo posterior, recibe, trasvasa a recipientes estandarizados y codifica las muestras, las que son entregadas al laboratorio.

En el diseño de las pruebas de laboratorio se contemplaron las diferentes condiciones operacionales y de producción, las que pudiendo ser simuladas en el laboratorio, influyen en los tratamientos químicos.

A fin de minimizar los errores generados por el evaluador, se realizan las pruebas por triplicado para cada producto y para cada concentración, verificándose la repetitividad y reproducibilidad de los resultados. La valoración de los resultados de cada prueba es ponderado y acumulados para obtener un puntaje total.

A continuación se realizará un breve análisis:

#### **4.1. Demulsificantes.**

El demulsificante es el principal producto químico utilizado en el proceso de deshidratación. Para su evaluación se aplicó la denominada prueba de botellas, que permite simular las condiciones de operación y de producción que se tiene en una estación de petróleo. En el caso específico del campo Lago Agrio se identificó, en primer lugar, aquellos pozos que aportan emulsiones estables al sistema y se estableció la relación de producción de cada uno de ellos, con el fin de preparar una mezcla similar al fluido producido y tratado en las estaciones que lo conforman.

Las condiciones más importantes identificadas en cada una de las estaciones, que fueron consideradas en el diseño de la prueba de botellas, son la temperatura del colchón de agua y el tiempo de residencia del petróleo en el tanque de lavado, estableciéndose una temperatura de 90 °F y un tiempo de prueba de 6 horas. Hay que señalar que estas condiciones son prácticamente estables en las estaciones de producción y si no son contempladas en la simulación, se obtendría resultados en las pruebas de

laboratorio diferentes a los del campo cuando se apliquen los productos químicos.

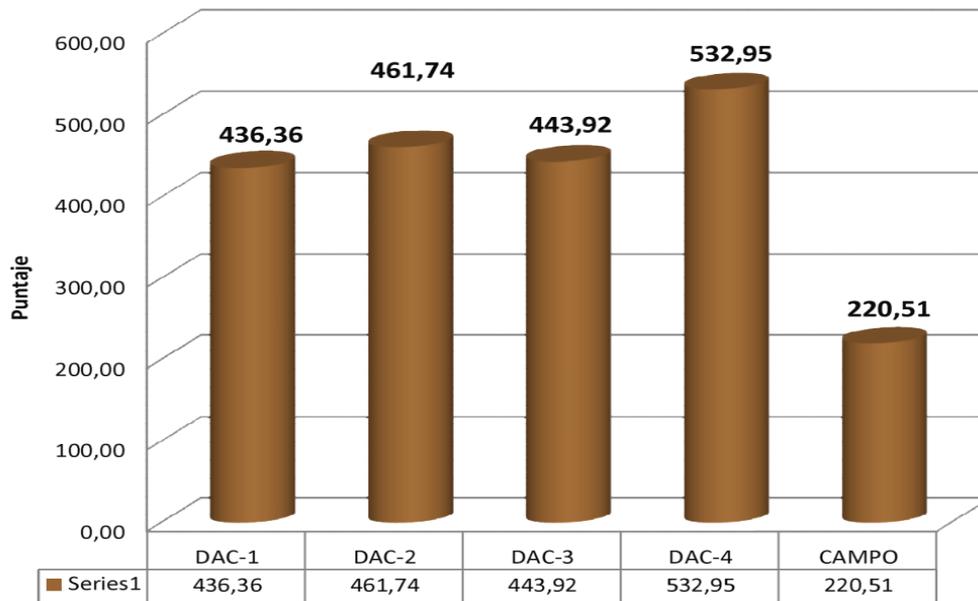
Para establecer un rango de concentraciones que delimiten las siguientes pruebas, se realiza un "barrido de concentración" que consiste en desarrollar la prueba a tres concentraciones diferentes: alta, media y baja; escogiéndose el rango en el que la mayoría de los productos evidencien una mayor separación de agua.

Para la designación de los puntajes máximos de calificación a cada una de las fases componentes de la prueba de botellas, se realizó una adaptación del método Delphi, que consistió en:

- Se entrevistó individualmente a los responsables de la "Investigación y Desarrollo de Productos Químicos" de cada empresa proveedora, a fin de conocer sus criterios sobre la puntuación que debía ser asignada a cada fase componente de la prueba.
- Posteriormente, se realizó una reunión con los expertos para desarrollar un debate con un moderador, funcionario del Departamento de Tratamiento Químico de Petroproducción, para establecer un consenso de valoración que se empleará en las futuras pruebas.

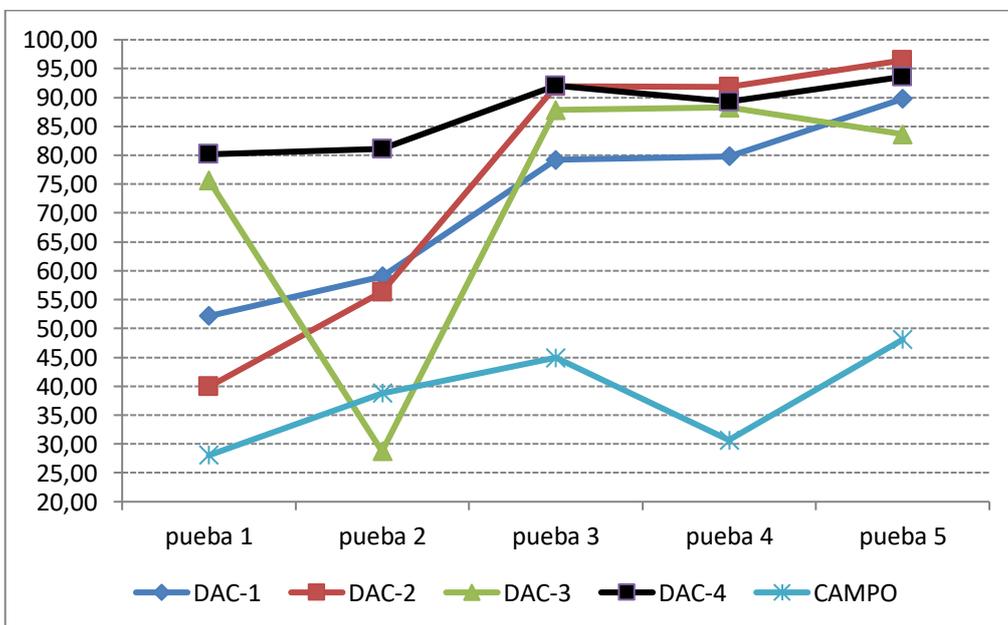
Aplicando la metodología de calificación desarrollada, se obtuvieron los siguientes resultados:

**Puntaje total en la selección de demulsificantes**



**Grafico 1: Puntaje total de evaluación de demulsificantes**

Como se observa en el grafico 2, todos los productos que participaron en la evaluación fueron superiores al químico que se utilizaba en el campo, lo que significa que si se decidiera reemplazar su aplicación por cualquiera de estos productos, se espera la consecución de mejores resultados.



**Grafico 2: Variación de puntaje en pruebas de demulsificantes.**

Entre los productos demulsificantes evaluados, se observa que el producto codificado como DAC-4 es superior, en las pruebas de laboratorio, al resto

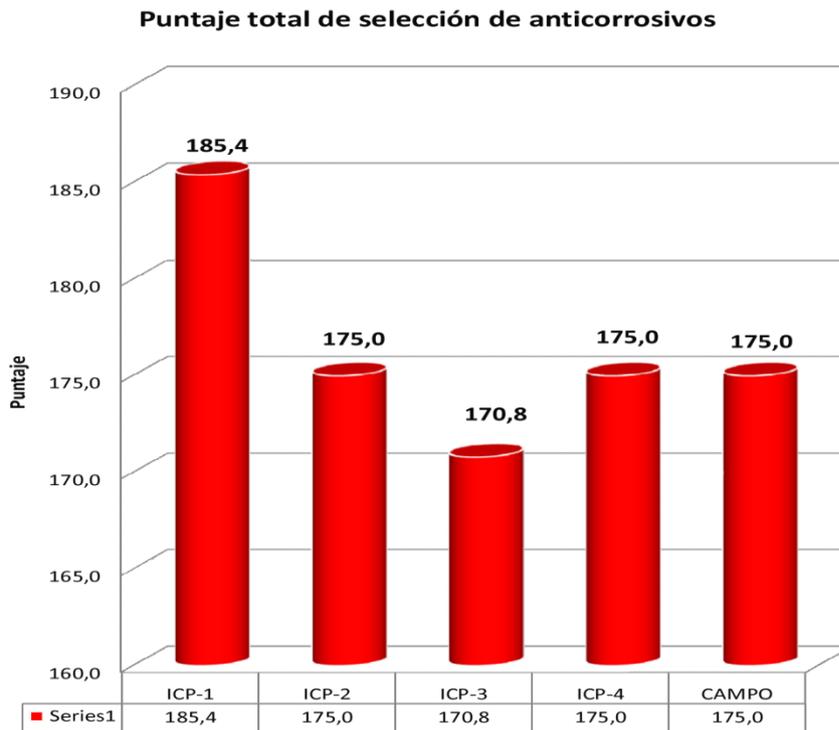
de productos, notándose que su desempeño a concentraciones bajas, medias y altas fue muy regular, sin que varíe significativamente con la variación del composite empleado, lo que constituyó la principal diferencia con el resto de productos.

#### **4.2. Anticorrosivos.**

La prueba de evaluación de anticorrosivo, de manera resumida, determina la eficiencia de protección que brinda cada producto a un cupón de prueba, cuando este es sometido a un ambiente altamente corrosivo, constituido por una salmuera de 27400 ppm Cl<sup>-</sup> a una temperatura de 100 F por un lapso de 24 horas. Al emplearse una salmuera se incrementa la conductividad del agua y por tanto su actividad electroquímica, lo que se traduce en una mayor pérdida de peso del cupón expuesto sin protección.

Un producto será más eficiente sí, al dosificarse a una determinada concentración, evita la mayor pérdida de peso del cupón comparado con su pérdida cuando no tiene protección química. Esta eficiencia se la mide en porcentaje, constituyéndose en la valoración directa de cada producto en cada una de las pruebas.

El inhibidor de corrosión codificado como ICP-0 1, fue el producto que mayor puntuación obtuvo en las pruebas, tal como se indica en el Gráfico No.3, lo que indica que producto presenta mejor adherencia en las paredes metálicas, formando una película fílmica que evita se produzca el ataque corrosivo en la superficie del cupón.



**Gráfico 3: Puntaje total de evaluación de anticorrosivos**

#### **4.3. Antiescalas.**

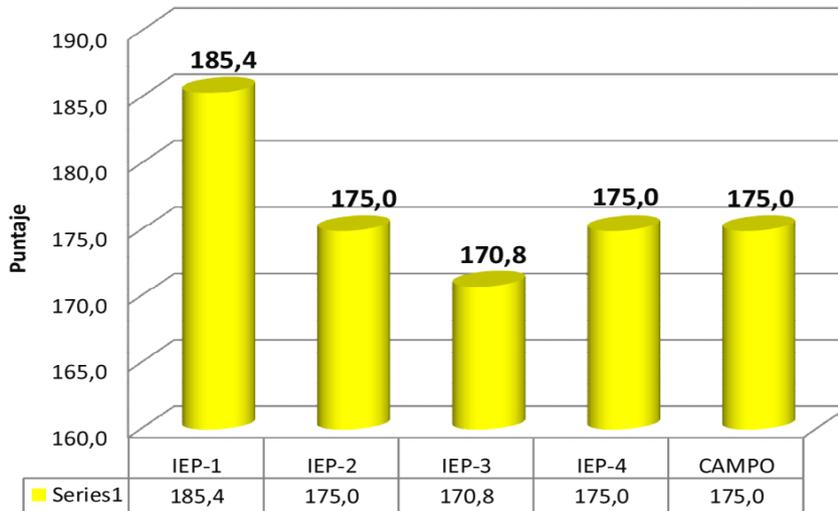
Para determinar la eficiencia de los productos denominados inhibidores de incrustación, se prepara una solución sintética que simule la tendencia a la formación de escala que tiene el agua producida conjuntamente con el petróleo.

A diferentes muestras de esta solución se le dosifica una determinada concentración de estos productos, se las somete a una temperatura de 180 F por 24 horas, luego de lo cual se determina la variación de dureza que ha sufrido cada una de las muestras y se la compara con la variación de dureza que se obtuvo de una muestra sometida a las mismas condiciones pero sin dosificación de químico (blanco). El producto químico más eficiente, será aquel que presente la menor precipitación de carbonato de calcio en la solución analizada, es decir, menor variación de dureza.

El puntaje total de evaluación está constituido por la sumatoria de los puntajes alcanzados en cada una de las pruebas parciales, para este caso, el producto con el código IEP-1 es el más eficiente ya que alcanzó un total

de 185,4 puntos, superior en 10,4 puntos (5,9%) a la eficiencia que presenta el producto del campo, lo que garantiza su empleo.

**Puntaje total en la selección de antiescala**

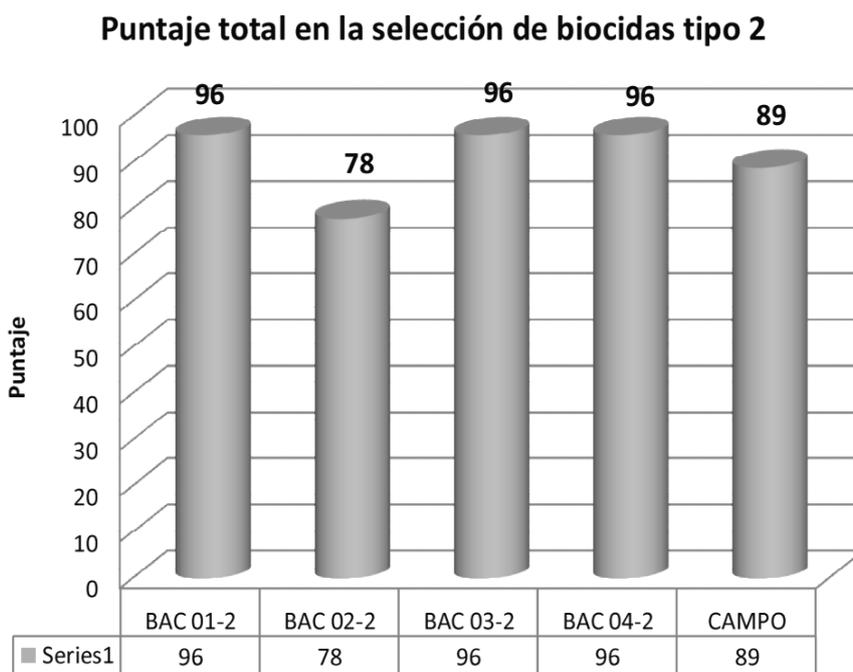


**Gráfico 4: Puntaje total de evaluación de antiescalas.**

#### **4.1.4. Biocidas.**

Los biocidas son productos químicos que tienen la característica de controlar el crecimiento de la población de bacterias evitando la formación de limo y de productos sintetizados por su metabolismo y que acarrear problemas de taponamientos y corrosión.

Para seleccionar el mejor producto biocida, será aquel que impida la proliferación de bacterias que se manifiesta por un cambio de color y/o de turbidez en un lapso de 12 horas del medio de cultivo que se emplea para su inoculación. La evaluación de este parámetro indica que los productos BAC-01-2; BAC-03-2 y BAC-04-2 presentan similar desempeño en las pruebas de laboratorio, tal como se indica en el gráfico.



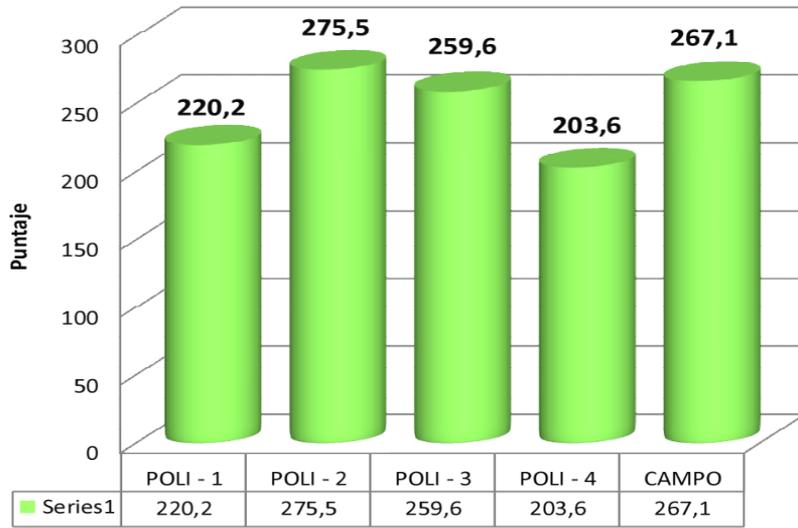
**Gráfico 5: Puntaje total de evaluación de biocidas.**

#### **4.1.5. Polímeros.**

La selección de polímeros floculantes se realiza mediante la aplicación de las denominadas pruebas de jarra, en la que se valora parámetros como: tipo de floculo, tiempo de formación del floculo y turbidez final del agua luego de transcurrida la prueba. El puntaje total es la acumulación de estas valoraciones parciales. La designación de los puntajes máximos para cada uno de los parámetros se realizó con la aplicación del método Delphi similar a lo que se realizó para la evaluación de demulsificantes.

Tal como se observa en el gráfico # 5 el producto con código POLI-2 presentó el puntaje total más alto, superior al del campo en 8.4 puntos (3.4%), lo que avizora que su desempeño será al menos similar al químico en ese entonces utilizado.

### Puntaje total en la selección de polímeros



**Grafico 3: Puntaje total de evaluación de polímeros**

## **5. CONCLUSIONES.**

- 5.1.** Los métodos de evaluación son específicos de acuerdo a las características de las sustancias que se emplean en los diferentes tratamientos y deben considerar las condiciones de operación, simulando aquellas que sean las más preponderantes dentro del proceso, de manera que, la selección en laboratorio disminuya la incertidumbre de su desempeño en el campo.
- 5.2.** La metodología propuesta, considera a las pruebas de laboratorio como la parte fundamental para la selección de los diferentes productos, facilitando la toma de decisiones apropiadas.
- 5.3.** La aplicación de esta metodología en el Área Lago Agrio de Petroproducción, dio como resultado que los productos seleccionados en el laboratorio, aquellos que tuvieron mayor puntaje, tengan un buen desempeño en la aplicación de campo, cumpliendo con los parámetros establecidos en el Acuerdo Ministerial 014 correspondiente al transporte y comercialización de hidrocarburos.
- 5.4.** Una adecuada selección de productos químicos, a más de cumplir con los parámetros técnicos, se traduce en la reducción de los costos de tratamiento. Para el caso específico de Lago Agrio, en el mes de enero del 2009 se presentó la necesidad de seleccionar nuevos productos debido al fracaso en la aplicación de los productos seleccionados con la antigua modalidad, dando origen a expedientes administrativos, pago de multas y prohibición de transferir crudo fuera de especificaciones al oleoducto. El ahorro obtenido al aplicar la metodología planteada, sin considerar los pagos de multa y las pérdidas de producción, fue de 32 477,20 dólares americanos, cumpliendo así, porcentajes de agua contenidos en la transferencia de crudo de 0,1%.

## **6. RECOMENDACIONES:**

- Se recomienda ser extensivo el uso de esta metodología a los otros campos operados por Petroproducción.
- Para garantizar que las compañías proveedoras no cambien unilateralmente la formulación de los productos se debe realizar un seguimiento de calidad de los productos químicos mediante análisis tales como: índice de refracción, espectroscopia infrarroja, densidad, solubilidad, estabilidad térmica y compatibilidad.
- Realizar una adecuada aplicación de los productos químicos seleccionados de acuerdo a los problemas que se presentan en el campo, principalmente en los pozos productores de hidrocarburos.
- Para evitar problemas con las empresas concursantes, se recomienda invitar a su representante técnico a la evaluación de los productos químicos, con la finalidad de que sean testigos de la claridad del proceso de evaluación, así Petroproducción evitará malos entendidos con la selección de los productos.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

### 7.1. BIBLIOGRAFÍA CITADA.

**(1) REMEMBRANZAS PETROLERAS**

Editorial Petroproducción CENAPRO (2004), Edición Primera, **(pp 5)**.

*Cesar Aguirre.*

**(2) DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PRINCIPIOS Y TECNOLOGÍA**

Editorial Laboratorio FIRP Escuela de Ingeniería Química. Universidad De Los Andes(2004). Cuaderno FIRP N° 853PP. Merino-Venezuela. **(pp 10)**.

*Shirley Marfisi*

**(3) DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS**

Editorial Relaciones Industriales de Petroproducción(1996). Edición primera. Lago Agrio-Ecuador **(pp 20)**.

*Fabían Sanchez.*

**(4) REMOCIÓN, DETECCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCALA**

Curso de capacitación a Petroproducción Distrito Amazónico. (1995). **(pp 3)**.

*Paúl Bailey.*

**(5) BIOCORROSIÓN EN INSTALACIONES PETROLERAS**

Curso de capacitación a PEMEX, edición primera, México D. F. (2008). **(pp14)**.

*Irving Zapata.*

**(6) Ibíd. de (2) (pp. 3).**

**(7) Ibíd. de (2) (pp. 6).**

### 7.2. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA.

7.2.1. **REMEMBRANZAS PETROLERAS,**

Edición Primera, Editorial Petroproducción CENAPRO. (2004).

*Cesar Aguirre*

7.2.2. **PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO-GAS,**

Publicación [www.monografias.com](http://www.monografias.com). (2008).

*Jorge Azcona.*

7.2.3. **REMOCIÓN, DETECCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCALA.**

Curso de capacitación a Petroproducción Distrito Amazónico. (1995).

*Paúl Bailey.*

7.2.4. **DETECCIÓN Y CONTROL DE LA CORROSIÓN EN CAMPOS PETROLEROS.**

Editorial Champion Technologies INC. Edición Primera. Houston-Texas. (2004)

*Eduard Howard.*

7.2.5. **DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PRINCIPIOS Y TECNOLOGÍA**

Editorial Laboratorio FIRP Escuela de Ingeniería Química. Universidad De Los Andes(2004). Cuaderno FIRP N° 853PP. Merino-Venezuela. **(pp 10).**

*Shirley Marfisi*

7.2.6. **STANDART METHODS FOR EXAMINATIONS OF WATER AND WASTEWATER**

18th Edition. USA. (1992).

APHA-AWWA-WPCF.

7.2.7. **DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS**

Editorial Relaciones Industriales de Petroproducción(1996). Edición primera. Lago Agrio-Ecuador **(pp 20).**

*Fabían Sanchez.*

7.2.8. **BIOCORROSIÓN EN INSTALACIONES PETROLERAS**

Curso de capacitación a PEMEX, edición primera, México D. F. (2008). **(pp14).**

*Irving Zapata.*

**7.3. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

7.3.1. Determinación de BSW para transferencias de custodia y transporte de hidrocarburos.

*NORMA ASTM D-4006.*

7.3.2. Laboratory Screening Test to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate From Solution (For Oil and Gas Production Systems).

*NORMA NACE STANDARD TM-03-74-90 ITEM No. 53023.*

7.3.3. Wheel Test Method Used for Evaluation of Film Persistent Inhibitors for Oilfield Applications.

*NACE PUBLICATION 1D182*

7.3.4. Método de ensayo normalizado para determinación de densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API de petróleos crudos y productos líquidos del petróleo por el método del hidrómetro.

*NORMA ASTM D – 1298 – 85*

7.3.5. Método normalizado para determinación de agua y crudo por destilación.

*NORMA ASTM D– 4006.*

7.3.6. Método De Ensayo Normalizado Para Determinación De Sedimentos En Crudo Y Fuel Oil Por Extracción.

*NORMA ASTM D – 473- 81.*

## 8. GLOSARIO

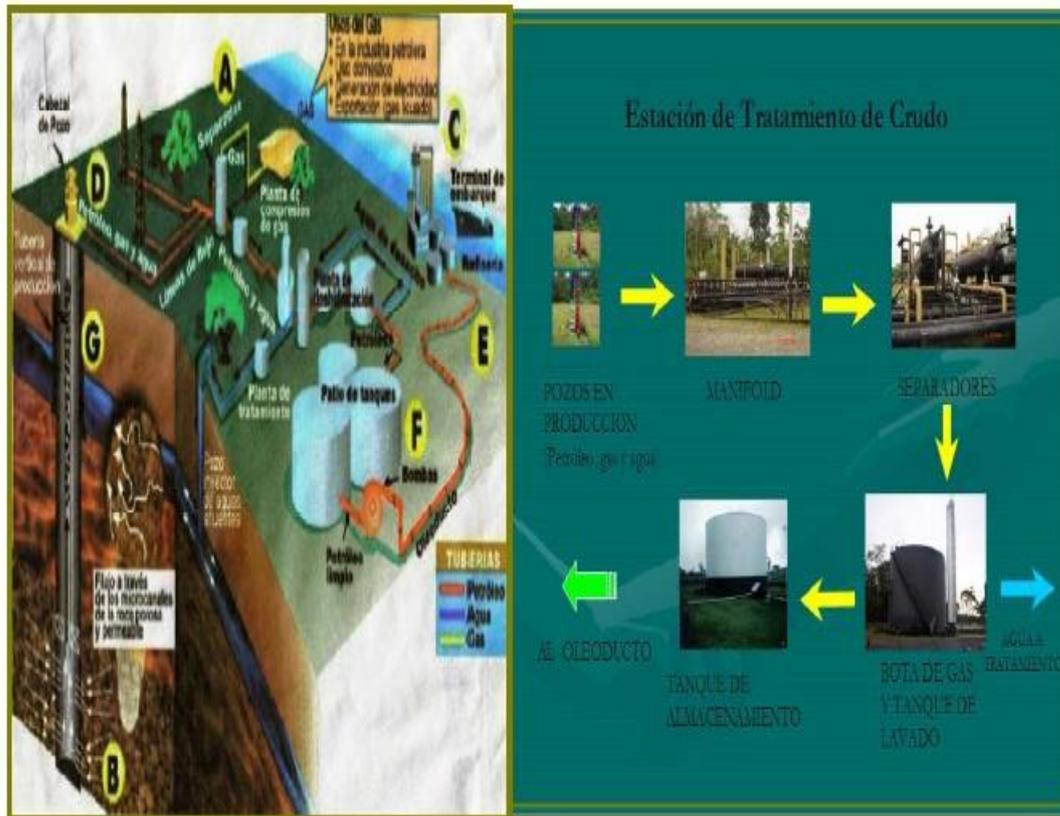
## TERMINOS TECNICOS

<b>ASTM D4006,</b>	Normas de la estándar métodos para determinar BSW% de agua del petróleo por métodos de destilación.
<b>ASTM D473</b>	Normas de la estándar métodos para determinar % en peso de sólidos por extracción.
<b>ARENA U Y T</b>	Zona productora de petróleo, es decir la matriz donde se extrae el petróleo.
<b>BSW,</b>	Sedimentos básicos y agua que se encuentran en el petróleo.
<b>SOTE</b>	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, tubería por donde se transporta el petróleo desde el oriente al terminal de Balao en Esmeraldas
<b>API</b>	Asociación Internacional de Petróleos a través de estas siglas se determina la calidad del petróleo y tiene un precio a nivel internacional.
<b>POWER OIL</b>	Bombeo de petróleo limpio a alta presión a la formación para sacar petróleo.
<b>PITTING</b>	Corrosión por picadura por la acción bacteriana sobre la tubería
<b>ACTS</b>	Unidad que realiza la contabilidad de petróleo tratado que entrega a oleoducto
<b>DEMULSIFICANTE,</b>	Químico que tiene la función de separar el agua del petróleo.
<b>ANTICORROSIVO,</b>	Químico que evita la formación de corrosión en tuberías y equipos
<b>ANTI ESCALA,</b>	Químico que evita la formación de sales de carbonato de calcio
<b>BACTERICIDA,</b>	Químico que elimina y evita la proliferación bacteriana.

<b>POLIMEROS,</b>	Químico que aglutina los sólidos y los hace asentar para clarificar el agua.
<b>EMULSION</b>	Mezcla de agua y petróleos de alta viscosidad
<b>NACE,</b>	Organismo que agrupa a personas involucradas dentro de la industria del proceso industrial cumpliendo normas internacionales.
<b>PPM,</b>	Partes por millón, miligramos /litro
<b>MPY,</b>	Milésima de pulgada por año
<b>STIFF-DAVIS,</b>	Índice para determinar la calidad del agua, (+) tendencia a formar escala, (-) tendencia a que se genera corrosión
<b>THPS,</b>	Reductor de sulfuro de hierro producto de la bacterias sulfato reductoras.
<b>TIYUYACU,</b>	Arena donde se inyecta agua de formación petrolera
<b>NTU,</b>	Unidades nefelométricas que miden la calidad del agua a través de un haz de luz y ubica la materia disuelta
<b>BARRIL,</b>	Unidad de medida internacional que tiene una capacidad de 42 galones
<b>DNH,</b>	Dirección Nacional de Hidrocarburos, es considerado como un ente fiscalizador en materia petrolera en el país.
<b>INEN,</b>	Instituto Ecuatoriano de Normalización.

# **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**ESTACIÓN DE TRATAMIENTO DE CRUDO**



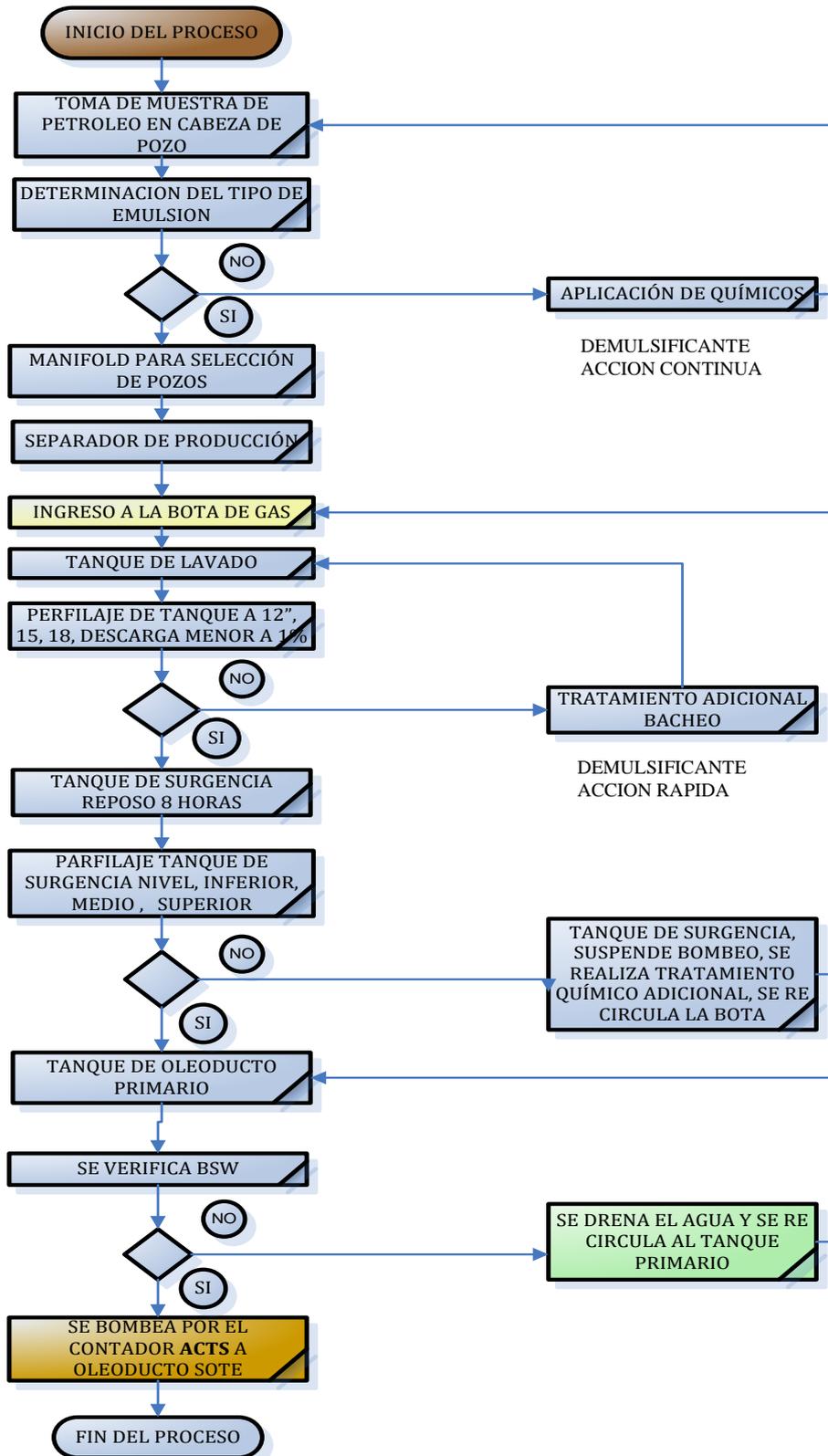
**Figura 71: Estación de tratamiento de crudo.**



Figura 72: Diagrama de tratamiento de petróleo.

ANEXO C.

DIAGRAMA DE DESHIDRATACIÓN.



**Figura 73: Diagrama de deshidratación de crudo.**

**ANEXO D.**

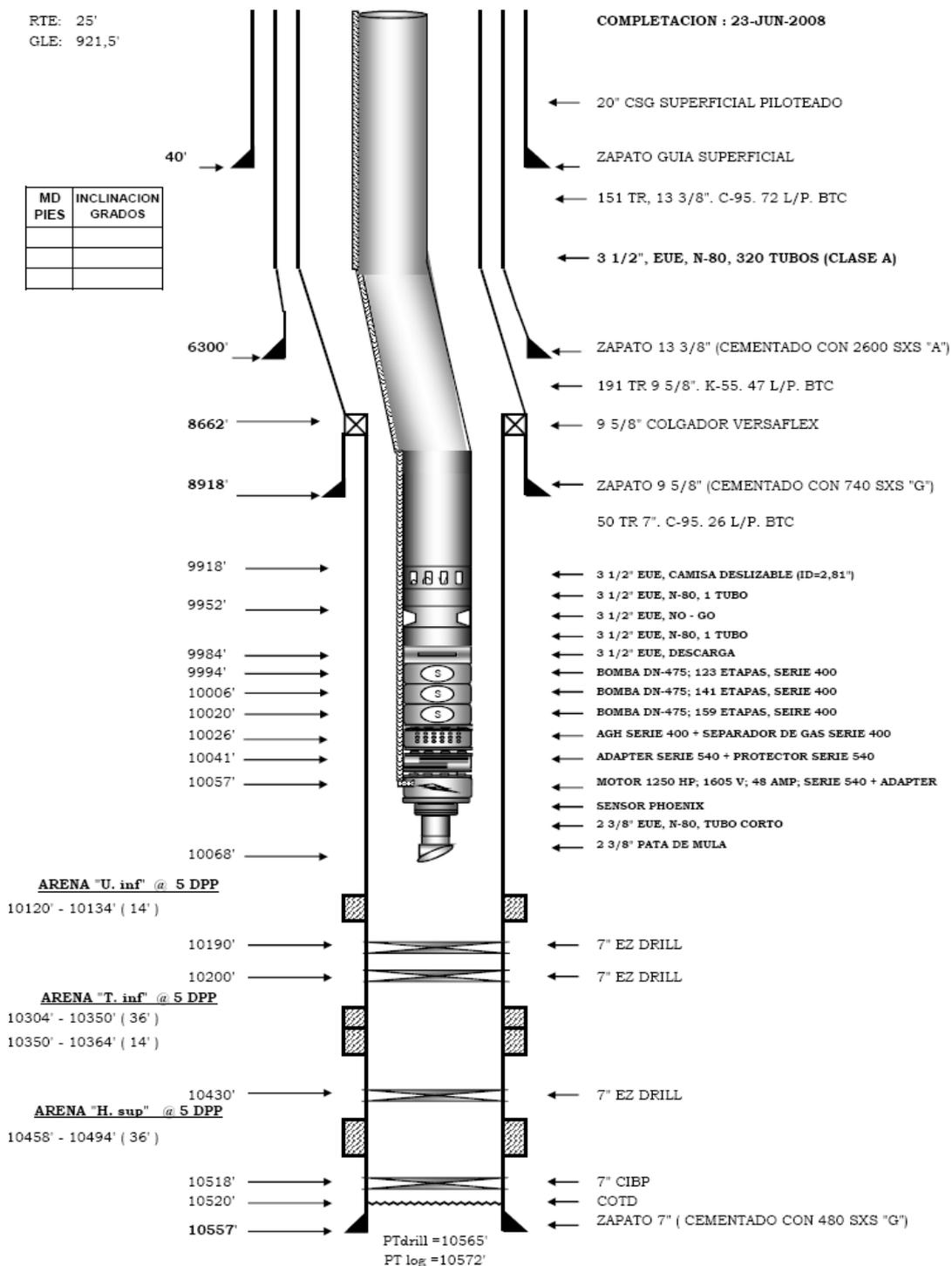
**APLICACIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS ELECTROSUMERGIBLES.**

**GTA - 19D**  
**COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES**

RTE: 25'  
GLE: 921,5'

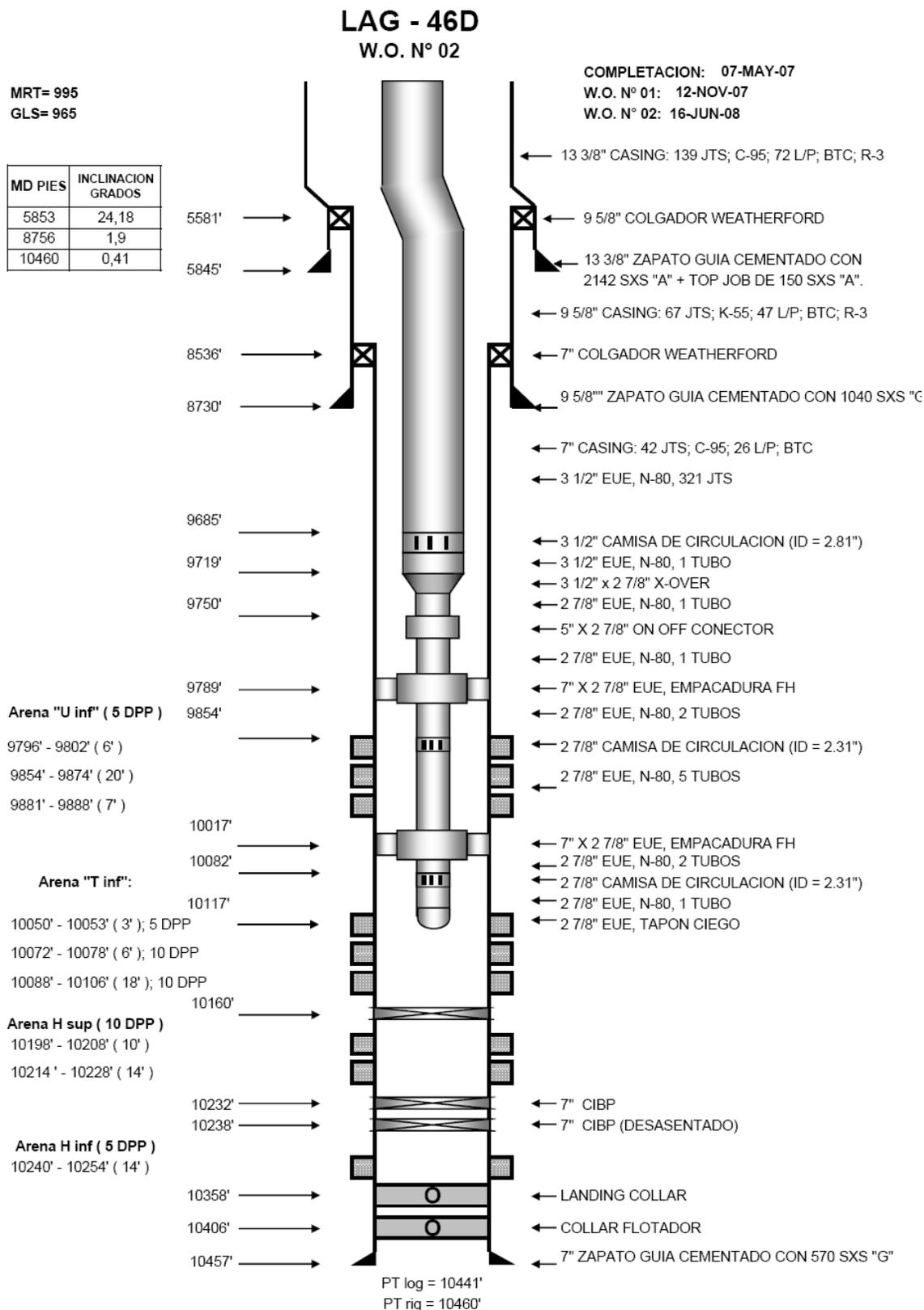
COMPLETACION : 23-JUN-2008

MD PIES	INCLINACION GRADOS



**Figura 74: Aplicación de químicos en equipos electrosumergibles.**

# APLICACIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS POWER OIL.



**Figura 75: Aplicación de químicos en equipos Power Oil.**

ANEXO F.

HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS DEMULSIFICANTES.

PRUEBAS DE BOTELLAS  
AREA LAGO AGRIO

ENERO-2008

PRUEBA N.- 2 POZOS GTA-05, 12, 16 Y LAG-25 Y 33 TEMPERATURA = 90°F.

NUMERO DE CODIGO	NUMERO DE BOTELLA	DOSIS PPM	AGUA SEPARADA		CALIDAD DE INTERFASE			TOP TEST			MIXED TEST		
			TIEMPO 2 HORAS	VOLUMEN	INTERFASE	CLARIDAD	AGUA LIBRE	EMULSION	BSW	AGUA LIBRE	EMULSION	BSW	
DAC-01	1	300	35	38	REGULAR	CLARA	0,2	0,2	0,4	0,4	2,8	3,2	
	2	300	35	38	REGULAR	CLARA	0,2	0,2	0,4	0,4	2,0	2,4	
	3	300	35	38	REGULAR	CLARA	0,2	0,2	0,4	0,0	2,0	2,0	
DAC-02	4	300	36	38	DEFINIDA	CLARA	0,0	0,3	0,3	0,4	0,4	0,8	
	5	300	36	38	DEFINIDA	CLARA	0,3	0,1	0,4	0,4	0,4	0,8	
	6	300	36	38	DEFINIDA	CLARA	0,2	0,2	0,4	0,5	0,3	0,8	
DAC-03	7	300	36	38	DEFINIDA	CLARA	0,2	0,4	0,6	0,4	0,6	1,0	
	8	300	35	38	DEFINIDA	CLARA	0,4	0,2	0,6	0,6	0,4	1,0	
	9	300	36	38	DEFINIDA	CLARA	0,3	0,3	0,6	0,4	0,4	0,8	
DAC-04	10	300	32	38	REGULAR	CLARA	0,2	0,0	0,2	0,0	0,8	0,8	
	11	300	32	38	REGULAR	CLARA	0,2	0,0	0,2	0,0	0,6	0,6	
	12	300	32	38	REGULAR	CLARA	0,2	0,0	0,2	0,0	0,4	0,4	
DAC-05	13	300	32	38	DEFINIDA	CLARA	0,1	2,3	2,4	2,2	0,2	2,4	
	14	300	32	38	DEFINIDA	CLARA	0,1	2,3	2,4	1,8	0,2	2,0	
	15	300	34	38	DEFINIDA	CLARA	0,2	2,0	2,2	1,7	0,3	2,0	
CAMPO	16	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Figura 76: Hoja de datos prueba evaluación de demulsificantes.

**ANEXO G.**

**HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS ANTICORROSIVOS.**

**EVALUACION DE ANTICORROSIVOS POZOS  
AREA LAGO AGRIO  
SALINIDAD = 27.400 PPM  
01 NOVIEMBRE 2009  
PRUEBA No.1**

<b>CODIGO DE MUESTRA</b>	<b>NUMERO DE BOTELLA</b>	<b>DOSIS PPM</b>	<b>PESO INICIAL</b>	<b>PESO FINAL</b>	<b>DIFERENCIA DE PESO</b>	<b>% EFICIENCIA</b>	<b>PUNTOS</b>	<b>PTOS PROMEDIO</b>
<b>ICP-1</b>	1	10	15,0986	15,0433	0,0553	55,4	55,4	60,2
	2	10	15,1189	15,0721	0,0468	62,3	62,3	
	3	10	15,1288	15,0830	0,0458	63,1	63,1	
<b>ICP-2</b>	4	10	15,1038	15,0531	0,0507	59,09	59,1	61
	5	10	15,0703	15,0226	0,0477	61,43	61,4	
	6	10	15,0946	15,0483	0,0463	62,62	62,6	
<b>ICP-4</b>	7	10	15,0919	15,0465	0,0454	63,34	63,3	64
	8	10	15,1450	15,1010	0,0440	64,59	64,6	
	9	10	15,1503	15,1056	0,0447	64,04	64,0	
<b>CAMPO</b>	10	10	15,0781	15,0328	0,0453	63,39	63,4	61,4
	11	10	15,1111	15,0630	0,0481	61,21	61,2	
	12	10	15,1034	15,0533	0,0501	59,58	59,6	
<b>BLANCO</b>	13		15,1359	15,0117	0,1242			

OBSERVACION

PRODUCTO CON CODIGO ICP-3 PRESENTA UNA COLORACION AMARILLA DEL PRODUCTO PURO AL DILUIR AL 10% EN XILENO DA UNA COLORACION TURBIA Y PRECIPITA SE OBSERVA SEPARACION EN TRES FASES. ESTE PRODUCTO QUEDA DESCALIFICADO.

Figura 77: Hoja de datos prueba evaluación de anticorrosivos.

ANEXO H.

HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS ANTIESCALAS.

**EVALUACION DE QUIMICOS ANTIESCALA POZOS  
PRUEBAS DE EFICIENCIA  
AREA LAGO AGRIO  
NOVIEMBRE - 2008  
PRUEBA N.-1**

QUIMICO	DOSIS PPM	CO3Ca INICIAL PPM	CO3Ca FINAL PPM	APARIENCIA	CO3Ca DIFERENCIA PPM	EFICIENCIA %	PUNTOS	PUNTOS PROMEDIO
IEP-1	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	93,8
	20	5100	5075	SIN PRECIPITADO	25	95,83	95,8	
IEP-2	20	5100	5050	CON PRECIPITADO	50	91,67	91,7	91,7
	20	5100	5050	CON PRECIPITADO	50	91,67	91,7	
IEP-3	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	83,3
	20	5100	4950	SIN PRECIPITADO	150	75,00	75,0	
IEP-4	20	5100	5000	SIN PRECIPITADO	100	83,33	83,3	87,5
	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	
CAMPO	20	5100	5000	SIN PRECIPITADO	100	83,33	83,3	87,5
	20	5100	5050	SIN PRECIPITADO	50	91,67	91,7	
BLANCO		5100	4500	PRECIPITADO	600			

Figura 78: Hoja de datos prueba evaluación de antiescalas.

ANEXO I.

HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS BIOCIDAS.

AREA LAGO AGRIC  
EVALUACIÓN DE BIOCIDA - 2 (SECUESTRANTE DE SULFURO DE HIERRO)

APARIENCIA DEL AGUA	APARIENCIA DE SEDIMENTOS
CLARA GRIS CLARA GRIS OSCURA	CLARA GRIS CLARA GRIS OSCURA

AREA : LAGO AGRIC  
MUESTRA: AGUA CON SULFURO DE HIERRO ESTACIÓN NORTE  
FECHA: NOVIEMBRE-2008

QUÍMICO	NUMERO DE BOTELLA	CANTIDAD DE MUESTRA DE FeS (ml)	DOSIS (ppm)	APARIENCIA DEL AGUA				APARIENCIA DE SEDIMENTOS		TURBIDEZ (NTU)	
				10 min.	30 min.	3 hrs	7 hrs	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL
BIO2-1	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA	98	19,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		17,0
BIO2-2	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA	98	21,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		18,0
BIO2-3	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA	98	14,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		14,0
BIO2-4	1	10	300	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA	98	27,0
	2		500	GRIS CLARA	CLARA	CLARA	CLARA	GRIS OSCURA	GRIS CLARA		23,0

**Figura 79: Hoja de datos prueba evaluación de biocidas**

ANEXO J.

HOJA DE EVALUACIÓN DE QUÍMICOS POLIMEROS.

LABORATORIO DE CORROSION  
 EVALUACION DE POLIMEROS PARA AGUA DULCE  
 AREA LAGO AGRIO  
 JULIO DEL 2008  
 PRUEBA No.1

MUESTRA	DOSIS (PPM)	RAPIDEZ FLOCULO (3MIN)	TIEMPO FLOCULACION 15 (MINUTOS)	TAMAÑO FLOCULO	TURBIDEZ			PUNTOS		
					INICIAL (NTU)	SIN FILTRAR (NTU)	RAPIDEZ	TAMAÑO FLOCULO	SIN FILTRAR	TURBIDEZ
POL-01	2	SI	15	MEDIANO	42,5	13,5	25	15	34,1	74,1
POL-02	2	SI	15	FINO	42,5	20,6	25	5	25,8	55,8
POL-03	2	SI	15	MEDIANO	42,5	13,6	25	15	34	74
POL-04	2	SI	15	MEDIANO	42,5	14,8	25	15	32,6	72,6
POL-05	2	SI	15	MEDIANO	42,5	14,6	25	15	32,8	72,8
CAMPO	2	SI	15	MEDIANO	42,5	12,9	25	15	34,8	74,8

EVALUADO POR:  
 JORGE AGUIRRE / L. SIMISTERRA

Figura 80: Hoja de datos prueba evaluación de polímeros

# ANEXO K.

## APLICACIÓN DE QUÍMICOS EN POZOS REINYECTORES

GTA-07

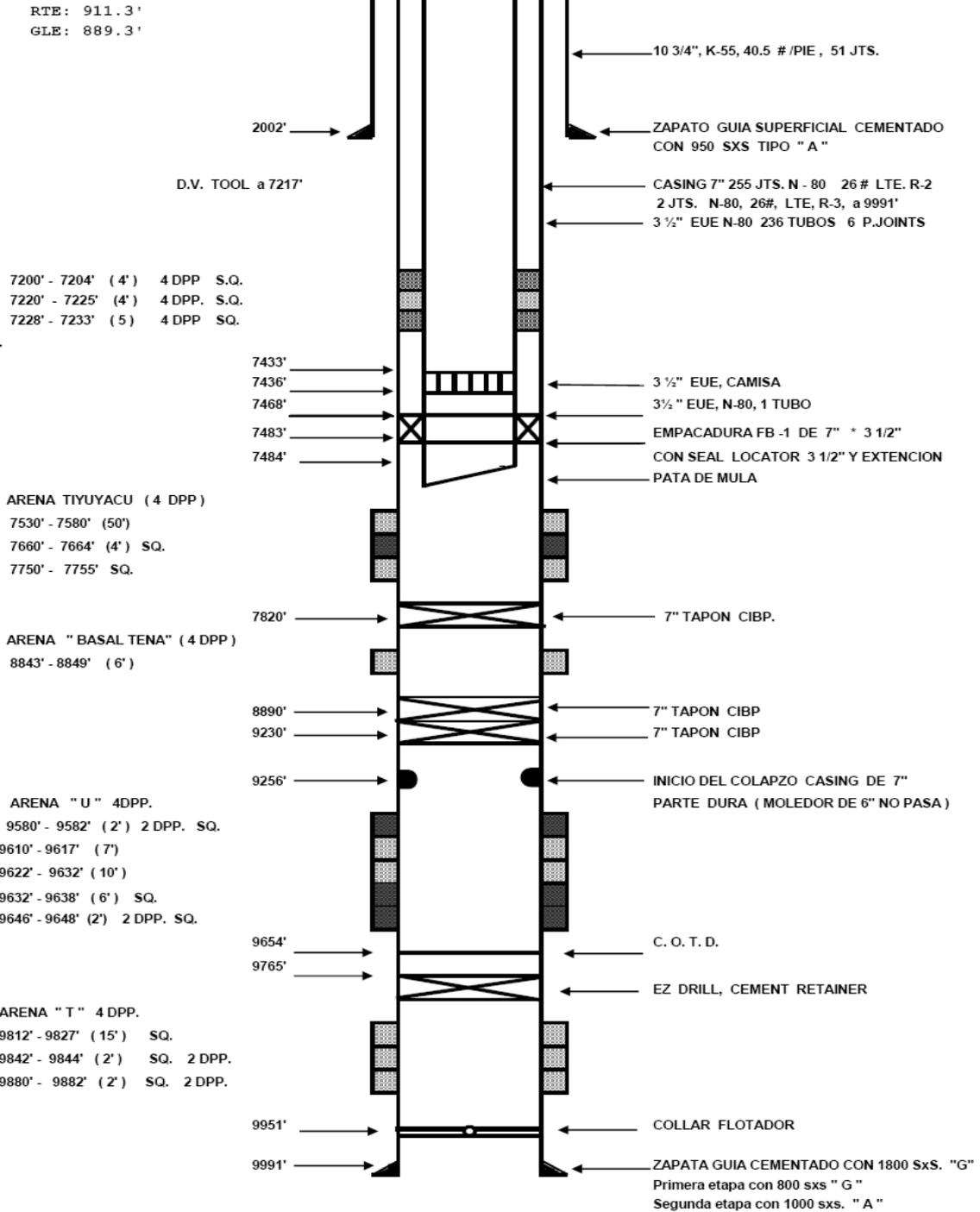
W.O. # 06

Fecha Complet. : 87-04-27

W.O # 04 : 96-06-05

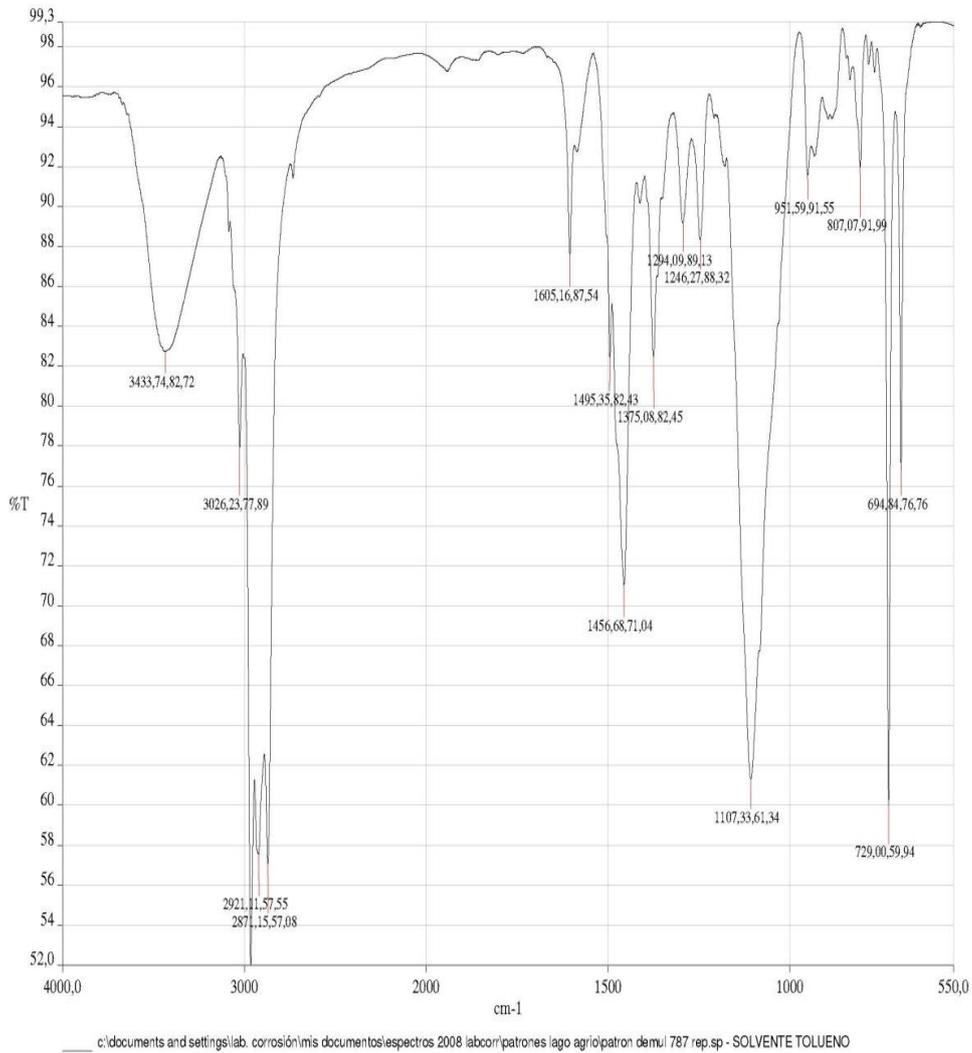
W.O # 05 : 97-01-30

W.O. # 06 : 97-07-22



**Figura 81: Aplicación de químico en un pozo reinyector.**

## ANEXO L. CONTROL DE CALIDAD DE QUÍMICOS.



**Figura 82: Espectro infrarrojo de un demulsificante.**

## **ANEXO M.**

### **NORMA ASTM D – 1298 - 85**

METODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE DENSIDAD, DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECIFICA) O GRAVEDAD API DE PETRÓLEOS CRUDOS Y PRODUCTOS LIQUIDOS DEL PETROLEO POR EL METODO DEL HIDROMETRO

#### ➤ **ALCANCE:**

Esta práctica cubre la determinación en el laboratorio, usando un hidrómetro de vidrio de la densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo o productos del petróleo. Los valores serán medidos en un hidrómetro a temperaturas convenientes, las lecturas de densidad serán reducidas a 15° C y las lecturas de densidad relativa (gravedad específica), y gravedad API a 60 °F.

#### ➤ **SUMARIO DEL METODO DE ENSAYO:**

La muestra es traída a una temperatura y transferida a una probeta aproximadamente a la misma temperatura el hidrómetro apropiado es hundido dentro de la muestra y dejado en reposo, después que el equilibrio de la temperatura se a alcanzado la escala del hidrómetro e leída y la temperatura de la muestra es anotada.

#### ➤ **EQUIPOS Y MATERIALES:**

- Hidrómetros de vidrio graduados en unidades de densidad, gravedad específica o gravedad API de acuerdo a las especificaciones ASTM.
- Termómetros
- Probeta de vidrio claro, plástico o metal.

#### ➤ **PROCEDIMIENTOS:**

Transfiera la muestra a una probeta limpia y coloque despacio la muestra para eliminar la formación de burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de las muestras más volátiles.

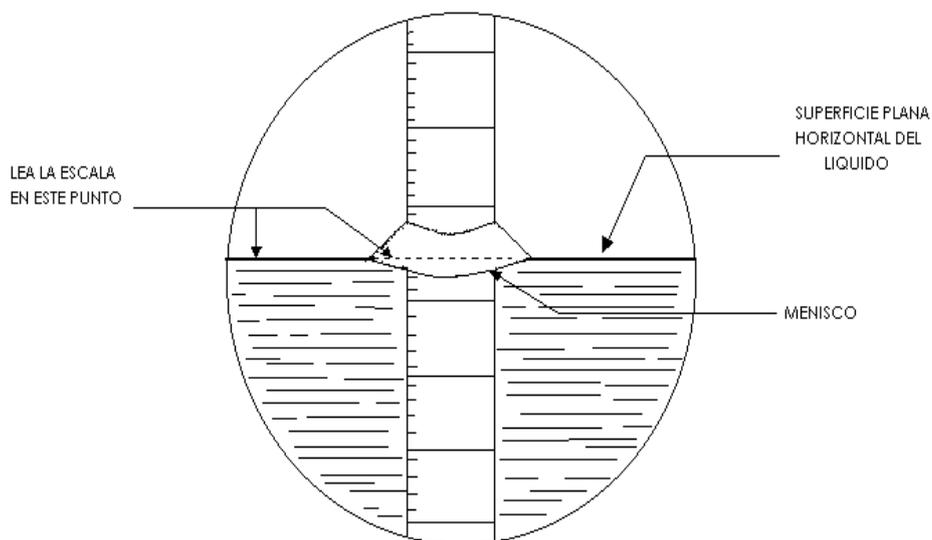
Poner la probeta en una posición vertical en un lugar libre de corrientes de aire, asegúrese que la temperatura de la muestra no cambie durante la

prueba. Hunda el hidrómetro dentro de la muestra, tenga cuidado de humedecer la columna que esta sobre el nivel en el cual el líquido va a ser inmerso, aplaste el hidrómetro aproximadamente dos divisiones de la escala dentro del líquido, esta parte deberá mantenerse seca ya que el liquido innecesario en el hidrómetro afectará la lectura obtenida.

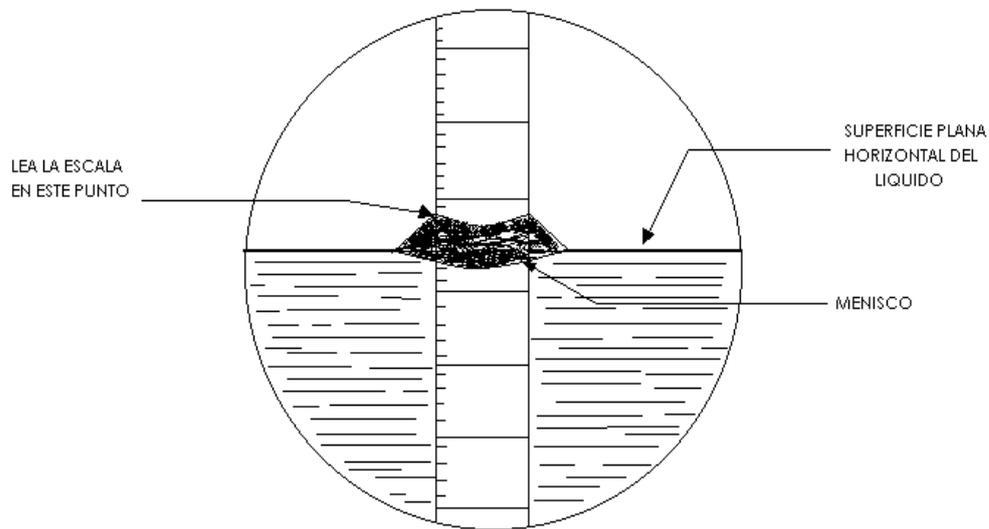
Cuando el hidrómetro ha conseguido reposar y flotando libremente lejos de las paredes de la probeta proceda a la lectura en el punto en el cual la superficie principal del líquido corte la escala.

Con líquidos opacos tome la lectura observando con el ojo ligeramente sobre la superficie plana del líquido el punto de la escala del hidrómetro, en el cual la muestra se eleva. Esta lectura en la parte superior es conocido como menisco, inmediatamente después de haber observado la escala del hidrómetro remueva el termómetro manteniendo el bulbo que contiene mercurio totalmente inmerso dentro de la muestra. Anote la temperatura de la muestra.

### LIQUIDOS TRANSPARENTES



**Figura 83: Medición °API para líquidos transparentes**



**Figura 84:** Medición °API para líquidos oscuros.

### ➤ **CALCULOS Y RESULTADOS**

Las lecturas anteriores deben ser corregidas a una temperatura estandarizada usando las tablas de medidas del petróleo, cuando el hidrómetro con escala de gravedad APÍ ha sido usado use las tablas 5A o 5B para obtener la gravedad en grados API.

## ANEXO N.

### NORMA ASTM D- 4006

#### METODO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA Y CRUDO POR DESTILACIÓN

##### ➤ **ALCANCE**

Este método cubre la determinación de agua en petróleo por destilación.

##### ➤ **SUMARIO DEL METODO DE ENSAYO**

La muestra es calentada bajo condiciones de reflujo con un solvente inmisible en agua, el cual es co-destilado con el agua en la muestra. El solvente condensado y el agua son continuamente separados, y el agua es atrapada en la sección graduada de la trampa, y el solvente retorna al balón de destilación.

##### ➤ **EQUIPOS Y MATERIALES**

- Balón para destilación de 1000 ml fondo redondo.
- Trampa de agua con graduación de 0.05 ml.
- Un condensador marca Liebic.
- Calentador.

##### ➤ **REACTIVOS**

Xileno (Grado reactivo)

##### ➤ **PROCEDIMIENTOS**

La cantidad de muestra debe ser seleccionada de acuerdo al contenido de agua esperado, como se indica en la tabla siguiente:

<b>BSW Esperado</b>	<b>Cantidad de muestra Esperada en ml</b>
1.1 - 5.0	100
0.5 - 1.0	200
< 0.5	200

Tener cuidado de poner la muestra lentamente en el cilindro graduado, cuidadosamente ponga en la probeta por lo menos 200 ml de Xileno en 5

pasos de 40 ml remueva y drene toda la probeta totalmente para asegurar la completa transferencia de la muestra, aplique calor al balón.

Para reducir el efecto de la ebullición se debe añadir núcleos de ebullición que normalmente son de vidrio. Aplicar calor al balón el calor deberá ser aplicado suavemente durante las fases iniciales de la destilación aproximadamente durante 30 minutos a una hora.

El destilado deberá descargarse dentro de la trampa a una rata de 2 a 5 gotas por segundos continúe la destilación hasta que no sea visible el agua en ninguna parte del aparato y que el volumen permanezca constante en la trampa por lo menos 5 minutos.

Si es que hay acumulación de gotas de agua en el tubo interno del condensador lávelo con Xileno, después de lavar redestílelo por lo menos 5 minutos, el equipo debe estar apagado al menos 15 minutos antes de lavar para prevenir los saltos de la muestra, cuando la limpieza de toda el agua a sido completada déjela enfriar hasta 20 °C, lea el volumen de agua en la trampa. La trampa esta graduada en incrementos de 0.05ml.

#### ➤ **CALCULOS Y RESULTADOS**

$$\text{VOLUMEN \% } \frac{(A - B)}{C} \times 100$$

**DONDE:**

**A** = Mililitros de agua en la trampa

**B** = Mililitros de solvente

**C** = Mililitros de la muestra problema.

## **ANEXO O.**

### **NORMA ASTM D – 473- 81**

#### **METODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS EN CRUDO Y FUEL OIL POR EXTRACCION**

➤ **ALCANCE :**

Este ensayo cubre el método para la determinación de sedimentos en crudo y fuel oil por extracción con solventes.

➤ **SUMARIO DEL METODO DE ENSAYO:**

Una muestra representativa de crudo, contendía en un dedal de material refractario se extrae con tolueno hasta que el residuo alcance una masa constante. La masa del residuo calculada como porcentaje se reporta como “sedimentos por extracción”.

➤ **EQUIPOS Y MATERIALES:**

- Equipo de extracción
- Matraz kitasato de 1L de capacidad
- Condensador metálico en forma de espiral de aproximadamente 25 mm de diámetro y 50 mm de longitud
- Dedal
- Soporte de dedal
- Copa de agua
- Fuede de calor

➤ **REACTIVOS:**

- Tolueno conforme a especificaciones ISO 5257, grado 2

➤ **PROCEDIMIENTO**

Para pruebas de referencia se debe emplear en dedal nuevo. Para pruebas rutinarias el dedal puede ser rehusado, antes de usar el dedal, este debe ser calentado al rojo vivo (preferentemente en un horno eléctrico) para remover la porción de combustible de los sedimentos acumulados.

Antes de usar un dedal nuevo frotar la superficie externa con una lija fina y remover todo el material flojo con un cepillo rígido. Dar al dedal una

extracción preliminar con tolueno permitiendo que el solvente gotee por al menos una hora.

Posteriormente secar el dedal por una hora de 115 a 120 C, enfriar en un desecador sin material desecante, por una hora y pesar con una precisión de 0,1 mg. Repetir la extracción hasta que la masa del dedal después de dos extracciones sucesivas no difiera en más de 0.2 mg.

Colocar en el dedal aproximadamente 10g de muestra debidamente agitada y homogeneizada. El peso debe ser leído con dos cifras significativas (0,01 g ).

Colocar el dedal en el aparato de extracción y extraer con tolueno caliente por 30 minutos después de que el tolueno que gotee del dedal sea incoloro.

Asegúrese que la velocidad de extracción sea tal que la superficie de la mezcla de crudo y tolueno no se eleve más de allá que dentro de 20 mm hacia el filo superior.

Una vez que la extracción finaliza secar el dedal por una hora a una temperatura de 115 a 120 C, enfriar en un desecador sin material desecante por una hora y pesar con un aproximación de 0.2 mg.

Repetir la extracción permitiendo que el solvente gotee del dedal por al menos 1 hora pero no mas allá de 1 hora 15 minutos, secar, enfriar y pesar el dedal como se indica en el párrafo anterior. Repetir la extracción por periodos de 1 hora si es necesario hasta que las masas del dedal seco mas el sedimento después de 2 extracciones sucesivas no difieran en más de 0.2 mg.

➤ **CALCULOS Y RESULTADOS:**

Calcular la masa de sedimento como un porcentaje de la muestra original, de la siguiente manera:

$$\%MASA = \frac{MS}{OMS} \times 100$$

EN DONDE:

MS=masa del sedimento

OMS= masa de la muestra original

El reporte de los resultados es con al menos 0.01 % como el porcentaje de masa de sedimentos por extracción. El reporte del resultado hará referencia al procedimiento del método empleado.

**Nota:** Debido a los valores de agua y sedimentos comúnmente son reportados como porcentaje volumen, se puede calcular el volumen de los sedimentos como un porcentaje de la muestra original. El principal componente de los sedimentos probablemente será arena (dióxido de silicio el cual tiene una densidad relativa de 2.32) y un pequeña cantidad de otros materiales naturales (cuyas densidades relativas son inferiores a la de la arena), se usa arbitrariamente la densidad relativa de 2.0 para el sedimento resultante. Luego, para obtener el porcentaje en volumen de sedimento, multiplicar el porcentaje en masa por la densidad relativa del crudo a 15 C (usar 0.85 de densidad relativa del crudo si es que esta es desconocida) y dividir para 2.

$$\%VOLUMEN = \frac{MPS}{2.0} * (CSP \text{ o } 0.85 \text{ si es desconocida})$$

EN DONDE:

MPS=porcentaje de masa del sedimento

CPS= densidad relativa del crudo

## ANEXO P.

### HOJA DE SEGURIDAD MSDS DE UN DEMULSIFICANTE

#### ❖ SECCIÓN 1: IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

**NOMBRE COMERCIAL DEL PRODUCTO:** DEMULBREAK A ROMPEDOR DE EMULSION

**DESCRIPCIÓN:** Una mezcla de polímeros oxialkylatados en solvente aromático pesado.

**PORCENTAJE:**

2/2 Salubridad 3/3 Inflamabilidad 0/0 Reactividad 0 Otros

0 = Insignificante 1 = Leve 2 = Moderado 3 = Alto 4 = Extremo.

#### ❖ SECCIÓN 2: COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES

INGREDIENTE(S)	CAS #	APROX %
Destilado aromático pesado	64742-94-5	10 -20
Naftaleno	91-20-3	1 – 5

#### ❖ SECCIÓN 3 IDENTIFICACIÓN DE PELIGRO

**PRECAUCIÓN:** Inflamable. Causa irritación en piel y ojos. La inhalación prolongada de vapor puede ser nociva. No lo use, derrame o almacene cerca del fuego, chispas o llama abierta. Mantenga el recipiente cerrado cuando no lo esté usando. No deje caer en los ojos, la piel o la ropa. Use gafas y máscara protectora cuando lo esté manipulando. Evite prolongadas o repetidas inhalaciones de vapor. Use con ventilación adecuada. No lo use internamente.

Los contenedores vacíos pueden contener residuos del producto. No los use nuevamente, a menos que sean reacondicionados apropiadamente.

**RUTAS PRIMARIAS DE EXPOSICIÓN:** Ojos, Piel, Inhalación.

**CONTACTO CON LOS OJOS:** Puede causar irritación moderada a severa.

**CONTACTO CON LA PIEL:** Puede causar irritación moderada a severa.

**INGESTIÓN:** Puede causar ceguera. Puede ser nocivo.

**INHALACIÓN:** Puede causar irritación en el tracto respiratorio y pulmones.

**SÍNTOMAS DE EXPOSICIÓN:**

**AGUDA:** La inhalación de alta concentración de nafta aromática pesada puede causar náusea, vértigo, vómito, torpeza o inconsciencia.

**CRÓNICA:** El prolongado contacto con la piel con nafta aromática pesada puede causar piel seca resultando en irritación y dermatitis.

**AGRAVANTE DE CONDICIONES EXISTENTES:** Una revisión a la información disponible, no identifica ningún empeoramiento de las condiciones existentes.

#### ❖ **SECCIÓN 4: INFORMACIÓN DE PRIMEROS AUXILIOS**

✓ **OJOS:**

Inmediatamente enjuague con agua abundante durante 15 minutos por lo menos, mientras mantiene los párpados abiertos. Consulte al médico.

✓ **PIEL:**

Inmediatamente enjuague con abundante agua durante 15 minutos por lo menos. Para una gran salpicadura, lave todo el cuerpo en una ducha. Consulte al médico.

✓ **INGESTIÓN:**

No provoque vómito. De agua. Consulte al médico.

✓ **INHALACIÓN:**

Traslade al aire fresco. Trate los síntomas. Consulte al médico.

✓ **NOTA PARA EL MEDICO:**

Basado en las reacciones individuales del paciente, la opinión del médico debe ser tomada en cuenta para el control de los síntomas y condiciones clínicas.

✓ **PRECAUCIÓN:**

Si provoca inconsciencia, respiración dificultosa o convulsiones, no provoque vómito ni proporciones agua.

❖ **SECCIÓN 5: PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS**

- ✓ COLOR: Claro a Turbio
- ✓ FORMA: Líquido
- ✓ OLOR: Hidrocarburo
- ✓ DENSIDAD: 8.0 - 8.2 lbs/gal
- ✓ SOLUBILIDAD EN AGUA: Dispersa
- ✓ GRAVEDAD ESPECIFICA: 0.96 - 0.99 @ 60 grados F
- ✓ VISCOSIDAD: 29 CST @ 60 grados F ASTM D-445
- ✓ PUNTO DE DERRAME: Menor que -15 grados F ASTM D-97.
- ✓ PUNTO DE ENCENDIDO: 52 grados F (PMCC) ASTM D-93.

**NOTA:** Las propiedades físicas son valores típicos para este producto.

❖ **SECCIÓN 6:** Trabajo en campo.



**Figura 85:** Manipulación de químicos

