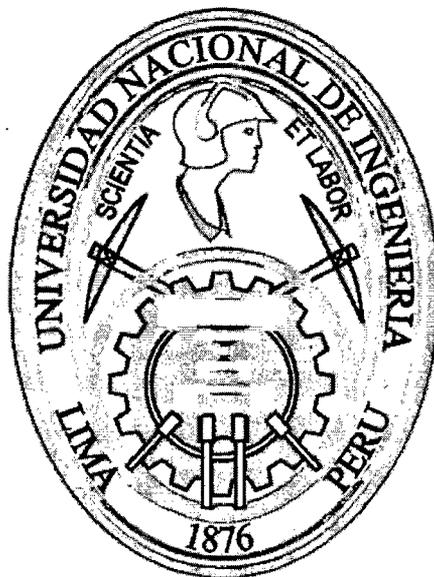


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y TEXTIL**



**“PROBLEMAS EN EL TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO Y DEL  
AGUA DE PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE  
LA SELVA PERUANA Y SUS SOLUCIONES INGENIERILES”**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTADO POR:

**JOSÉ FERNANDO TERRONES VELASQUEZ**

LIMA-PERÚ

2013

Digitalizado por:

Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse

**DEDICATORIA**

*A Dios por toda la fuerza, paciencia y conocimiento.*

*A mis padres por su amor y apoyo incondicional.*

*A todos mis catedráticos, en especial a mi asesor el Ing. Gilberto García, quienes  
me brindaron sus conocimientos y paciencia.*

*A todos mis amigos y colaboradores que hicieron posible el desarrollo de este  
trabajo.*

## RESUMEN

Generalmente, los petróleos producidos se encuentran en su estado emulsionado. También vienen acompañados de elementos minerales provenientes de las rocas sedimentarias que conforman los reservorios. En los primeros meses de producción del reservorio explotado estos elementos químicos pueden estar constituidos por los minerales propios de los lodos de perforación utilizados.

Desde el punto de vista industrial, la presencia de contaminantes, sobre todo el agua emulsionada en el petróleo, influyen en su °API, el cual es un indicador para su valorización comercial. Para su transporte estos contaminantes aumentan su viscosidad, lo que obliga a sobre dimensionar los equipos de bombeo.

Para evitar la estabilización de estos problemas, es necesario que mediante procedimientos físicos y/o químicos, el petróleo producido sea tratado lo más temprano.

Con respecto al tratamiento del agua de producción, esta posee una serie de elementos que causan depósitos, incrustaciones y taponamientos en los equipos y accesorios, a su vez si no es tratada de las mejor manera estos problemas se agravan aumentando los costos de operación y obteniendo un agua con altos índices de contaminación, la cual va hacer reinyectada en el subsuelo.

Para solucionar estos problemas se realizarán los estudios técnicos necesarios en dos baterías de producción, ubicadas ambas en el lote 1AB. La primera llamada SANJA, en la cual se estudiará el tema de la deshidratación y la segunda será la batería FORE, para desarrollar los problemas concernientes al tratamiento del agua de producción para su reinyección.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> -----	3
<b>INDICE DE TABLAS</b> -----	9
<b>INDICE DE FIGURAS</b> -----	13
<b>INDICE DE GRÁFICOS</b> -----	17
<b>INTRODUCCIÓN</b> -----	18
<b>OBJETIVOS</b> -----	19
<b>JUSTIFICACIÓN</b> -----	20
<b>CAPITULO 1: EL PETRÓLEO</b> -----	21
1.1. Generalidades-----	21
1.2. Petróleo en el Perú-----	22
1.3. Petróleo en la Selva Peruana-----	23
1.4. Lote petrolero seleccionado para el presente estudio-----	26
1.4.1. Ubicación Geográfica-----	26
1.5. Industria del Petróleo-----	28
1.5.1. Introducción-----	28
1.5.2. Etapa de producción-----	29
1.5.3. Terminación de un pozo de petróleo-----	29
1.5.4. Revestimiento del pozo-----	31
1.5.5. Tubería de producción del petróleo-----	33
1.5.6. Cabeza de un pozo-----	34
1.5.7. Principal mecanismo de producción-----	38
<b>CAPITULO 2: PRODUCCIÓN Y DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO</b> -----	39
2.1. Conceptos de base-----	39
2.2. Deshidratación industrial del petróleo-----	45
2.2.1. Batería de Producción-----	45

2.2.1.1. Definición	45
2.2.1.2. Objetivos	46
2.2.1.3. Esquema de bloques / Descripción	46
2.2.1.4. Pozo productor	48
2.2.1.5. Manifold	49
2.2.1.6. Free Water Knock Out (FWKO)	50
2.2.1.7. Tratador Térmico	55
2.2.1.8. Wash Tank – Tanque de Lavado	59
2.2.1.9. Shipping Tank	62
2.2.1.10. Tanque Basurero	63

**CAPITULO 3: PROCESO DE TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO LOTE 1AB**

**BATERÍA SANJA** -----65

3.1. Introducción	65
3.2. Batería de producción seleccionada	65
3.2.1. Ubicación Geográfica	65
3.3. Flow Sheet – Planta de tratamiento del petróleo (Batería SANJA)	67
3.4. Principales características de los pozos productores	69
3.5. Proceso de Deshidratado	69
3.6. Factores operacionales de los equipos de separación	76
3.7. Conclusiones del Capítulo 3	83
3.8. Propuestas de mejoramiento del proceso de deshidratación	85

**CAPITULO 4: PROPUESTAS DE MEJORA Y SU IMPLEMENTACIÓN EN EL**

**TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO – BATERÍA SANJA** -----86

4.1. PROPUESTA 1: Optimización del proceso de tratamiento físico y químico en los equipos separadores	86
4.1.1. Actividades programadas	86
4.1.2. Desarrollo de las actividades	86
4.2. PROPUESTA 2: Optimización de la dosificación del desemulsionante	89

## VI

4.2.1. Actividades programadas	90
4.2.2. Desarrollo de las actividades	90
4.3. Conclusiones finales de las propuestas	94
<b>CAPITULO 5: TRATAMIENTO FÍSICO Y QUÍMICO DEL AGUA DE REINYECCIÓN – LOTE 1AB</b>	<b>100</b>
5.1. Introducción	100
5.2. Agua en la producción del petróleo	101
5.3. Clarificador	106
5.3.1. Clarificador Inverso	106
5.3.2. Clarificador Directo	110
5.4. Incrustaciones asociado con el agua de producción	113
5.5. Cupón y Portacuponera	114
5.6. Tratamiento industrial del agua de producción de petróleo	117
5.6.1. Planta de tratamiento	117
5.6.1.1. Definición	117
5.6.1.2. Objetivos	117
5.6.1.3. Esquema de bloques / Descripción	117
5.6.1.3.1. Skimmer Tank	121
5.6.1.3.2. Tanque de Reposo	125
5.6.1.3.3. Bombas de transferencia	127
5.6.1.3.4. Bombas de alta presión (HPS)	128
5.6.1.3.5. Tanque Basurero	129
5.7. Límites máximos permisibles del agua a reinyectar	130
<b>CAPITULO 6: PROCESO INDUSTRIAL DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN LOTE 1AB – BATERÍA FORE</b>	<b>131</b>
6.1. Introducción	131
6.2. Batería de producción seleccionada	131
6.2.1. Ubicación Geográfica	131

## VII

6.3. Flow Sheet – Planta de tratamiento del agua de producción	133
6.4. Principales características de los pozos productores	134
6.5. Dosificación de químicas en los pozos	135
6.6. Desarrollo del proceso de tratamiento en planta	137
6.7. Dosificación de químicas en la planta	142
6.8. Depósitos en el sistema de tratamiento - Planta	146
6.9. Conclusiones del proceso de tratamiento	149
<b>CAPITULO 7: ANÁLISIS DE LABORATORIO EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN – BATERÍA FORE</b>	
7.1. Objetivos	150
7.2. Análisis de laboratorio del agua tratada	150
7.3. Análisis de los depósitos en el sistema del tratamiento de agua	165
7.4. Conclusiones del Capítulo 7	173
7.5. Propuestas	175
<b>CAPITULO 8: PROPUESTAS DE MEJORA Y SU IMPLEMENTACIÓN EN EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN – BATERÍA FORE</b>	
8.1. PROPUESTA 1: Optimizar el uso de los clarificadores para el mejoramiento de la calidad del agua	176
8.1.1. Actividades programadas	176
8.1.2. Desarrollo de las actividades	177
8.2. PROPUESTA 2: Análisis técnico y optimizar el uso del tanque basurero	183
8.2.1. Actividades programadas	183
8.2.2. Desarrollo de las actividades	184
8.3. PROPUESTA 3: Análisis de los cupones de incrustación y/o depósitos en el sistema de tratamiento del agua de producción	190
8.3.1. Actividades programadas	190
8.3.2. Desarrollo de las actividades	190

8.3.2.1. Prueba sin inhibidor de corrosión en la descarga del tanque de reposo -----	196
8.3.2.2. Pruebas de la dosificación del inhibidor de corrosión en la descarga del tanque de reposo-----	198
8.4. Conclusiones finales de las propuestas-----	200
<b>ASPECTOS ECONÓMICOS -----</b>	<b>204</b>
<b>CONCLUSIONES -----</b>	<b>207</b>
<b>RECOMENDACIONES -----</b>	<b>210</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA -----</b>	<b>212</b>
<b>ANEXOS -----</b>	<b>216</b>
ANEXO 1 - CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL PETRÓLEO -----	216
ANEXO 2 - PETRÓLEO PRODUCIDO EN EL LOTE 1AB-----	228
ANEXO 3 - YACIMIENTOS DE PETRÓLEO-----	233
ANEXO 4 - TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS-----	238
ANEXO 5 - MECANISMOS DE BOMBEO -----	241
ANEXO 6 - EMULSIONES-----	246
ANEXO 7 - PROCEDIMIENTO ASTM D4007-81 – DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS-----	252
ANEXO 8 - INCRUSTACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO -----	256

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Composición típica del petróleo-----	21
<b>Tabla 2.</b> Distribución de pozos – Equipos de tratamiento-----	53
<b>Tabla 3.</b> Características físicas de los pozos productores (SANJA)-----	69
<b>Tabla 4.</b> Características físicas (P y T) – Manifold Entrada-----	70
<b>Tabla 5.</b> Características físicas promedio - Ingreso Separadores -----	71
<b>Tabla 6.</b> Características físicas promedio del crudo - Salida de los Separadores -----	72
<b>Tabla 7.</b> Características físicas promedio del crudo - Salida Tratador #1-----	72
<b>Tabla 8.</b> Características físicas promedio del crudo - Salida del Wash Tank ----	73
<b>Tabla 9.</b> Características físicas promedio del crudo - Descarga del Shipping Tank -----	74
<b>Tabla 10.</b> Separadores y/o Tratadores Trifásicos-----	76
<b>Tabla 11.</b> Hoja de cálculo – Tiempos de residencia – FWKO y Tratadores Térmicos-----	77
<b>Tabla 12.</b> Distribución antigua de pozos y tiempos de residencia -----	77
<b>Tabla 13.</b> Componentes del desemulsionante aplicado-----	78
<b>Tabla 14.</b> Dosificación química desemulsionante (antigua) -----	79
<b>Tabla 15.</b> Prueba desemulsionante – Distribución antigua -----	79
<b>Tabla 16.</b> °API Mezcla fórmula - Batería SANJA-----	80
<b>Tabla 17.</b> °API Mezcla descarga de equipos - Hidrómetro -----	81
<b>Tabla 18.</b> Perfil (%BSW) - Wash Tank-----	82
<b>Tabla 19.</b> Actividades programadas, propuesta 1 (SANJA) -----	86
<b>Tabla 20.</b> Distribución N°1 de pozos y tiempos de residencia vessel -----	87
<b>Tabla 21.</b> Distribución N°2 pozos y tiempos de residencia vessel -----	87
<b>Tabla 22.</b> Distribución N°3 pozos y tiempo de residencia en los vessel -----	88
<b>Tabla 23.</b> Comparación tiempos de residencia -----	89
<b>Tabla 24.</b> Actividades programadas, propuesta 2 (SANJA) -----	90
<b>Tabla 25.</b> Cálculo de dosificación del desemulsionante-----	90
<b>Tabla 26.</b> Calidad del crudo obtenido-----	91
<b>Tabla 27.</b> Prueba desemulsionante día 1 -----	92
<b>Tabla 28.</b> Prueba desemulsionante día 2 -----	93
<b>Tabla 29.</b> Prueba desemulsionante día 3 -----	93



<b>Tabla 59.</b> Composición de HC – Muestra M6 -----	170
<b>Tabla 60.</b> Compuestos mineralógicos - Muestra M6 -----	171
<b>Tabla 61.</b> Análisis de laboratorio - Muestra M8, base seca-----	172
<b>Tabla 62.</b> Composición de HC - Muestra M8-----	172
<b>Tabla 63.</b> Actividades programadas, propuesta 1 (Batería FORE) -----	176
<b>Tabla 64.</b> Uso solo del clarificador inverso a distintas concentraciones-----	177
<b>Tabla 65.</b> Uso solo del clarificador directo a distintas concentraciones-----	179
<b>Tabla 66.</b> Uso del clarificador inverso a 1ppm y el clarificador directo a diferentes concentraciones -----	180
<b>Tabla 67.</b> Uso del clarificador directo e inverso a distintas concentraciones---	182
<b>Tabla 68.</b> Actividades programadas, propuesta 2 (Batería FORE) -----	183
<b>Tabla 69.</b> Recirculación TK-Basurero - Muestras analizadas -----	184
<b>Tabla 70.</b> Composición del fluido TK-Basurero-----	186
<b>Tabla 71.</b> Actividades programadas, propuesta 3 (FORE)-----	190
<b>Tabla 72.</b> Análisis de laboratorio - Depósitos PM C2 -----	192
<b>Tabla 73.</b> Análisis de contenido de asfaltenos-----	193
<b>Tabla 74.</b> Análisis de contenido de ceras parafínicas-----	193
<b>Tabla 75.</b> Análisis de laboratorio - Muestra M1 (filtro B. booster) -----	194
<b>Tabla 76.</b> Análisis de laboratorio a los residuos de calcinación - Muestra M1 -	194
<b>Tabla 77.</b> Pruebas sin dosificación del inhibidor de corrosión -----	197
<b>Tabla 78.</b> Pruebas de la dosificación del inhibidor de corrosión-----	199
<b>Tabla 79.</b> Dosificación óptima de los clarificadores - Laboratorio-----	200
<b>Tabla 80.</b> Dosificación óptima de clarificadores (FORE) -----	201
<b>Tabla 81.</b> Análisis de laboratorio - Depósitos PM C2 -----	203
<b>Tabla 82.</b> Análisis de laboratorio – Agua descarga del TK-Reposo -----	203
<b>Tabla 83.</b> Características del petróleo deshidratado y agua recuperada (Batería SANJA)-----	204
<b>Tabla 84.</b> Precios y sanciones-----	205
<b>Tabla 85.</b> Costos totales de producción (Batería SANJA)-----	205
<b>Tabla 86.</b> Características del petróleo deshidratado y agua recuperada (Batería FORE)-----	205
<b>Tabla 87.</b> Precios y sanciones-----	206
<b>Tabla 88.</b> Costos totales de producción (Batería FORE)-----	206
<b>Tabla 89.</b> Composición de dos tipos de resinas-----	222

<b>Tabla 90.</b> Clasificación del petróleo, según su densidad-----	227
<b>Tabla 91.</b> °API promedio, campos del lote 1AB -----	228
<b>Tabla 92.</b> Características químicas promedio de los crudos Lote 1AB -----	229
<b>Tabla 93.</b> Características físicas promedio de los crudos Lote 1AB-----	229
<b>Tabla 94.</b> Compuestos ligeros, crudo producido lote 1AB -----	230
<b>Tabla 95.</b> Destilación ASTM-D86, crudo producido lote 1AB -----	231
<b>Tabla 96.</b> Condiciones (Presión parcial) para la corrosión por CO <sub>2</sub> -----	261

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Mapa petrolero - Perú 2012 -----	25
<b>Figura 2.</b> Ubicación geográfica, Lote 1AB -----	27
<b>Figura 3.</b> Sistema de producción de petróleo. -----	29
<b>Figura 4.</b> Terminación sencilla básica, pozo vertical -----	31
<b>Figura 5.</b> Casing (tuberías de revestimiento) -----	32
<b>Figura 6.</b> Coupling -----	34
<b>Figura 7.</b> Tubing (tubrías de producción) -----	34
<b>Figura 8.</b> Esbozo de una cabeza de pozo -----	35
<b>Figura 9.</b> Casing Head -----	36
<b>Figura 10.</b> Tubing Head -----	36
<b>Figura 11.</b> Christmas Tree -----	37
<b>Figura 12.</b> Microfotografía de una emulsión agua en petróleo -----	40
<b>Figura 13.</b> Microfotografía de la emulsión de agua en aceite -----	41
<b>Figura 14.</b> Microfotografía de una gota de agua en una emulsión de agua en aceite -----	41
<b>Figura 15.</b> Microfotografía de una emulsión de agua en aceite -----	45
<b>Figura 16.</b> Batería de producción SANJA (foto panorámica) -----	46
<b>Figura 17.</b> Batería de producción de petróleo (SANJA) Diagrama de bloques --	47
<b>Figura 18.</b> Pozo productivo -----	48
<b>Figura 19.</b> Manifold SANJA - Diagrama de bloques -----	49
<b>Figura 20.</b> Manifold de la batería SANJA -----	50
<b>Figura 21.</b> FWKO - Diagrama de bloques -----	50
<b>Figura 22.</b> Separador Horizontal - Trifásico -----	52
<b>Figura 23.</b> FWKO, (izq.) vertical, (der.) horizontal -----	52
<b>Figura 24.</b> Tratador Térmico - Diagrama de bloques -----	55
<b>Figura 25.</b> Tratador Térmico -----	57
<b>Figura 26.</b> Secciones internas - Tratador Térmico -----	57
<b>Figura 27.</b> Tratadores de Petróleo -----	58
<b>Figura 28.</b> Wash Tank - Diagrama de bloques -----	59
<b>Figura 29.</b> Tanque de Lavado -----	61
<b>Figura 30.</b> Shipping Tank - Diagrama de bloques -----	62
<b>Figura 31.</b> Shipping Tank -----	62

<b>Figura 32.</b> Tanque Basurero - Diagrama de bloques -----	63
<b>Figura 33.</b> Field Map - Batería SANJA -----	66
<b>Figura 34.</b> Flow Sheet – Planta de tratamiento (SANJA) -----	68
<b>Figura 35.</b> Referencia de las características promedio del proceso de deshidratación -----	75
<b>Figura 36.</b> Emulsión Inversa (aceite en agua O/W) -----	108
<b>Figura 37.</b> Coalescencia, aplicación de química -----	109
<b>Figura 38.</b> Coagulación, aceite hacia la superficie -----	109
<b>Figura 39.</b> Formación de una capa aceitosa en la superficie -----	110
<b>Figura 40.</b> Cargas eléctricas en las emulsiones inversas y directas -----	110
<b>Figura 41.</b> Acción del coagulante -----	111
<b>Figura 42.</b> Formación del floculo -----	112
<b>Figura 43.</b> Formación de los macro-floculos -----	112
<b>Figura 44.</b> Cupones -----	115
<b>Figura 45.</b> Portacupón retráctil -----	115
<b>Figura 46.</b> Portacuponera -----	116
<b>Figura 47.</b> Diagrama de procesos Batería FORE -----	118
<b>Figura 48.</b> Planta de tratamiento del agua de producción (FORE) – Diagrama de bloques -----	119
<b>Figura 49.</b> FWKO - Diagrama de bloques -----	120
<b>Figura 50.</b> Skimmer Tank - Diagrama de bloques -----	121
<b>Figura 51.</b> Skimmer Tank - Plano sección transversal -----	123
<b>Figura 52.</b> Tanque de Reposo - Diagrama de bloques -----	125
<b>Figura 53.</b> Tanque de Reposo - Plano sección transversal. -----	126
<b>Figura 54.</b> Bomba Booster -----	128
<b>Figura 55.</b> Bomba HPS - 3D. -----	129
<b>Figura 56.</b> Field Map - Batería FORE. -----	132
<b>Figura 57.</b> Flow Sheet tratamiento del agua de producción – Batería FORE --	133
<b>Figura 58.</b> Características promedio del agua al ingreso y salida del tratamiento -----	141
<b>Figura 59.</b> Distribución de químicas - Planta de tratamiento -----	142
<b>Figura 60.</b> Depósitos sólidos - FWKO -----	146
<b>Figura 61.</b> Filtros, previo ingreso a las HPS -----	147
<b>Figura 62.</b> Eje de la bomba HPS - Depósitos -----	148

<b>Figura 63.</b> Succión de la bomba HPS - Depósitos-----	148
<b>Figura 64.</b> Análisis de depósitos, parte interior bota -----	165
<b>Figura 65.</b> Descarga de la bota hacia el tanque reposo-----	167
<b>Figura 66.</b> Tanque de Reposo, interior, descarga hacia la booster -----	169
<b>Figura 67.</b> Fotos del análisis del clarificador inverso a distintas concentraciones - Laboratorio -----	177
<b>Figura 68.</b> Fotos del análisis del clarificador directo a distintas concentraciones - Laboratorio -----	179
<b>Figura 69.</b> Fotografías combinación de clarificadores - Laboratorio-----	181
<b>Figura 70.</b> Fotografías combinación de clarificadores - Laboratorio-----	182
<b>Figura 71.</b> Fotografías fluido recirculado del TK-Basurero, a diferentes tiempos-----	185
<b>Figura 72.</b> Toma de muestra del colchón de HC - Tanque Basurero -----	186
<b>Figura 73.</b> Diagrama de Procesos (Batería FORE) – Recomendaciones Propuesta 2 -----	189
<b>Figura 74.</b> Fotos de los puntos de Instalación de las cuponeras (Izquierda PM C1 y derecha PM C2)-----	191
<b>Figura 75.</b> Fotografías del cupón después de 31 días de exposición, PM C1 -	191
<b>Figura 76.</b> Fotografías del cupón después de 31 días de exposición, PM C2 -	192
<b>Figura 77.</b> Ubicación de los cupones - Análisis del inhibidor de corrosión 2 ---	196
<b>Figura 78.</b> Cadena molecular carbono - carbono -----	217
<b>Figura 79.</b> Evolución °API promedio, crudo producido Lote 1AB -----	232
<b>Figura 80.</b> Relación profundidad - presión en varios pozos de un área determinada -----	236
<b>Figura 81.</b> Correlación de valores de profundidad y temperatura en varios pozo. -----	237
<b>Figura 82.</b> Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical-----	238
<b>Figura 83.</b> (De izquierda a derecha) Terminación vertical doble básica, terminación vertical doble invertida-----	239
<b>Figura 84.</b> (De izquierda a derecha) Terminación vertical doble con dos tuberías, terminación vertical triple -----	239
<b>Figura 85.</b> Terminación vertical triple con tres tuberías -----	240
<b>Figura 86.</b> Esquema del mecanismo y partes del bombeo mecánico tipo balancín-----	242

<b>Figura 87.</b> Detalles básicos de una instalación de bombeo hidráulico para pozos petrolíferos -----	243
<b>Figura 88.</b> Detalles básicos de una instalación de levantamiento artificial por gas-----	244
<b>Figura 89.</b> Esquema de bombeo electro sumergible (BES) -----	245
<b>Figura 90.</b> Microfotografía de una sola gota de agua en un tratamiento de la emulsión-----	250
<b>Figura 91.</b> Separador horizontal, trifásico FWKO -----	251
<b>Figura 92.</b> Deshidratador electrostático -----	251
<b>Figura 93.</b> Centrifuga, para tubos de 100ml de capacidad -----	253
<b>Figura 94.</b> Equipo de baño maría-----	253
<b>Figura 95.</b> Pera de vidrio, utilizada para centrifugar el crudo -----	253
<b>Figura 96.</b> Pera de vidrio, 50 ml de tolueno -----	254
<b>Figura 97.</b> Pera de vidrio, mezcla de crudo y desemulsionante-----	255
<b>Figura 98.</b> Solubilidad de minerales en función de la temperatura -----	257
<b>Figura 99.</b> Solubilidad de minerales en función de la presión -----	258
<b>Figura 100.</b> Proceso de nucleación. Nucleación Homogénea -----	259
<b>Figura 101.</b> Proceso de nucleación. Nucleación Heterogénea -----	260

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

<b>Gráfica 1.</b> Tiempos de residencia oil (Antiguo Vs. Mejorado)-----	96
<b>Gráfica 2.</b> Tiempos de residencia agua (Antiguo Vs. Mejorado) -----	97
<b>Gráfica 3.</b> Concentración desemulsionante (Antiguo Vs. Mejorado) -----	97
<b>Gráfica 4.</b> %Corte de agua – Tratamiento Antiguo Vs. Mejorado-----	98
<b>Gráfica 5.</b> %Emulsión – Tratamiento Antiguo Vs. Mejorado -----	98
<b>Gráfica 6.</b> Wash Tank (21’ 10”) – Tratamiento Antiguo Vs. Mejorado -----	99
<b>Gráfica 7.</b> Análisis de laboratorio - Descarga de agua FWKO's-----	152
<b>Gráfica 8.</b> Análisis de laboratorio - Descarga de agua FWKO's (Recirculación del Tanque Basurero) -----	153
<b>Gráfica 9.</b> Análisis de laboratorio – Ingreso de agua TK-Skimmer (Tanque de Reposo fuera de servicio)-----	158
<b>Gráfica 10.</b> Análisis de laboratorio – Descarga de agua Skimmer Tank (Tanque de Reposo fuera de servicio)-----	159
<b>Gráfica 11.</b> Análisis de laboratorio – Ingreso de agua Skimmer Tank (en servicio los dos tanques clarificadores)-----	160
<b>Gráfica 12.</b> Análisis de laboratorio – Descarga de agua Skimmer Tank (en servicio los dos tanques clarificadores)-----	161
<b>Gráfica 13.</b> Análisis de laboratorio – Descarga de agua Tanque de Reposo (en servicio los dos tanques clarificadores)-----	162
<b>Gráfica 14.</b> Análisis de laboratorio – Ingreso de agua Skimmer Tank (Recirculación TK-Basurero) -----	163
<b>Gráfica 15.</b> Análisis de laboratorio – Descarga de agua Tanque de Reposo (Recirculación TK-Basurero) -----	164

## INTRODUCCIÓN

Durante muchos años se viene produciendo petróleo en la selva norte del país, en especial en el Lote 1AB, el cual produce el mayor volumen de petróleo, aproximadamente 18 MBPD. El tratamiento físico y químico al cual debe ser sometido el petróleo producido como también el agua de producción, cuyas características son cambiantes en el tiempo, conlleva a desarrollar actividades experimentales en campo a fin de optimizar el proceso de tratamiento, que otorgue como resultado un petróleo en especificaciones comerciales y agua de producción apta para su reinyección, de acuerdo a las normas ambientales nacional vigentes y a su vez minimizando los problemas que conlleva su tratamiento.

Por lo explicado en el párrafo anterior, la presente tesis aborda de manera técnica, investigativa y operativa estos problemas, para encontrar las mejores soluciones desde el punto de vista físico y químico.

Es importante anotar que los valores característicos de los contaminantes que poseen los petróleos cambian de un reservorio a otro y por tanto los factores operacionales externos de los procesos del tratamiento tienen que ser reajustados.

Los análisis y pruebas son realizados tanto en el campo como en laboratorios especializados de la empresa operadora del lote y con servicios de terceros.

Finalmente los temas conceptuales relacionados con la presente tesis se adjuntan en la sección anexos, los cuales queda al interés de cada lector.

## OBJETIVOS

1. Estudiar y analizar el tratamiento físico y químico al cual es sometido el petróleo producido en el lote 1AB de la selva norte del Perú, cuyos resultados no otorgan un petróleo óptimamente comercial.
2. Sobre la base de los resultados del objetivo anterior, programar corridas de pruebas experimentales a fin de introducir mejoras al tratamiento y obtener petróleo en especificaciones comerciales, minimizando los impactos ambientales que conlleva la producción del petróleo.
3. Estudiar y analizar los problemas presentados en el sistema de tratamiento del agua de producción.
4. Mejorar el tratamiento del agua de producción por reinyectar a fin de que cumpla las especificaciones ambientales.

## **JUSTIFICACIÓN**

La necesidad de otorgar soluciones inmediatas en el proceso de tratamiento del petróleo producido, así como también al agua de producción, todo ello respetando la preservación del medio ambiente, la industria de producción del petróleo ha visto por conveniente contar con la presencia del ingeniero químico como el profesional más idóneo para estas actividades.

Por lo anteriormente expuesto, con la lectura del presente trabajo se aspira informar al joven ingeniero químico, que la etapa de producción del petróleo representa para él un interesante espacio profesional.

## CAPITULO 1

## EL PETRÓLEO

## 1. Generalidades

El petróleo es una mezcla compleja de diferentes familias de hidrocarburos. Sus diferentes componentes típicos se presentan en la Tabla 1:

**Tabla 1.** Composición típica del petróleo

COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO	
Componentes	% Composición (% m)
Carbono (C)	83 - 87%
Hidrógeno	10 - 14%
Azufre (S)	0,05 - 6%
Nitrógeno (N)	0,1 - 2%
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	0,05 - 1,5%
Metales (Ni, V, Na, Ca, Cu, Otros)	0,001 - 0,1%

Fuente. (Uriel Navarro Uribe, 2005)

Por ser el petróleo una mezcla compleja de hidrocarburos, presenta una distribución muy extensa de pesos moleculares, y a diferencia de los compuestos químicos puros, tiene un amplio rango de temperaturas de ebullición. En la industria petrolera, la palabra hidrocarburos abarca estos compuestos en sus cuatro estados: gaseoso, líquido, semisólido y sólido. <sup>(42)</sup>

Para mayor información ver **Anexo 1**.

<sup>42</sup> (Uriel Navarro Uribe, 2005)

## 2. Petróleo en el Perú

La exploración de petróleo en el Perú y Sudamérica es de lo más antiguo. En la época de los incas se conocía de la existencia de manaderos de petróleo en el noroeste del Perú y también en algunas partes de los andes. <sup>(31)</sup>

En 1830 se realizan los primeros trabajos para extraer petróleo en los campos de Talara y estuvieron a cargo del señor José de Lama, pero sus esfuerzos no tuvieron buenos resultados. En 1862 se excavan las primeras zanjas de 10 metros y se extrae petróleo pesado con baldes. <sup>(31)</sup>

En 1863 llega a Zorritos el ingeniero E.A. Prentice de la empresa Gas de Lima con equipo y personal necesario para realizar una perforación tubular, iniciando su trabajo el 2 de noviembre de ese año, siendo el primer pozo de petróleo perforado en el Perú y Sudamérica. <sup>(31)</sup>

A finales de 1863 llegó al Perú de USA el señor Larkin, que formó la Compañía Peruana de Petróleo (Peruvian Petroleum Company), para operar en la zona norte del país, empezando en 1865 a perforar con tubos de acero y llegando a producir en tres pozos 480 barriles/día de petróleo de 35 °API. <sup>(31)</sup>

En 1871 se constituye la primera compañía peruana de refinación de petróleo sucesora de la Compañía Peruana de Petróleo y fue la primera empresa refinadora del país, dedicada a la producción de kerosene. Construyó una pequeña planta a orillas del río Tumbes operando hasta 1879 en que fue trasladada a Zorritos. Posteriormente fue comprada por Basso Hnos. y Piaggio del Callao; esta firma llegó a perforar 405 pozos en 55 años de operación. <sup>(31)</sup>

---

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

Luego se forman muchas compañías hasta principios del siglo 20 que empieza a operar la compañía americana International Petroleum Company (IPC), con la cual tenemos asociada mucha de nuestra historia petrolera en el noroeste del país. <sup>(31)</sup>

En 1938 se perfora el primer pozo en la selva del Ucayali (pozo Agua Caliente) con algo de petróleo, empezando en 1940 la exportación de petróleo a través de barcazas desde el río Ucayali hasta Brasil. Luego se descubre en 1958 el petróleo de Maquía y en 1961 el gas de Aguaytía (estos tres campos actualmente en explotación por la Compañía Maple). <sup>(31)</sup>

En 1971 se encuentra petróleo en la cuenca del Marañón en mayor cantidad y que representa el 80% de nuestra actual producción con los descubrimientos de Petroperú (Corrientes) y Occidental Petroleum Company (Capahuari). Actualmente ambas están a cargo de Pluspetrol Norte S.A. Estos descubrimientos marcan un cambio importante en la exploración petrolera en el Perú, volcándose una gran cantidad de compañías petroleras a explorar en toda la selva peruana dando como resultado los descubrimientos de Gas de Camisea en 1984 por Shell en la cuenca Ucayali, en 1997 petróleo de alta densidad por Barrett en la cuenca del Marañón y gas en la cuenca Madre de Dios en 1999 por Mobil. <sup>(31)</sup>

### **3. Petróleo en la Selva Peruana**

Se estima que los yacimientos de gas y de petróleo del Perú se hallan ubicados fundamentalmente en la región noreste y en la Selva, al norte del río Marañón y en el Ucayali central. Debido al escaso conocimiento de su producción potencial, el gobierno peruano ha dividido la región oriental en sectores para su exploración y posterior explotación. <sup>(41)</sup>

---

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

<sup>41</sup> (Universidad Nacional de Ingeniería, 2012)

Los yacimientos de hidrocarburos más importantes de la cuenca amazónica, en términos de su actual producción, se hallan en la selva norte, en el departamento de Loreto, mientras que los de la selva central son los yacimientos de Maquía, Aguas Calientes y Aguaytía en los departamentos de Ucayali y de Huánuco. <sup>(41)</sup>

Otros afloramientos de gas y petróleo se han detectado en numerosos lugares de la selva. En la selva central se han encontrado en el curso del río Ucayali, cerca de Iquitos, y a lo largo de los ríos Marañón, Santiago, Alto Madre de Dios y Colorado. <sup>(41)</sup>

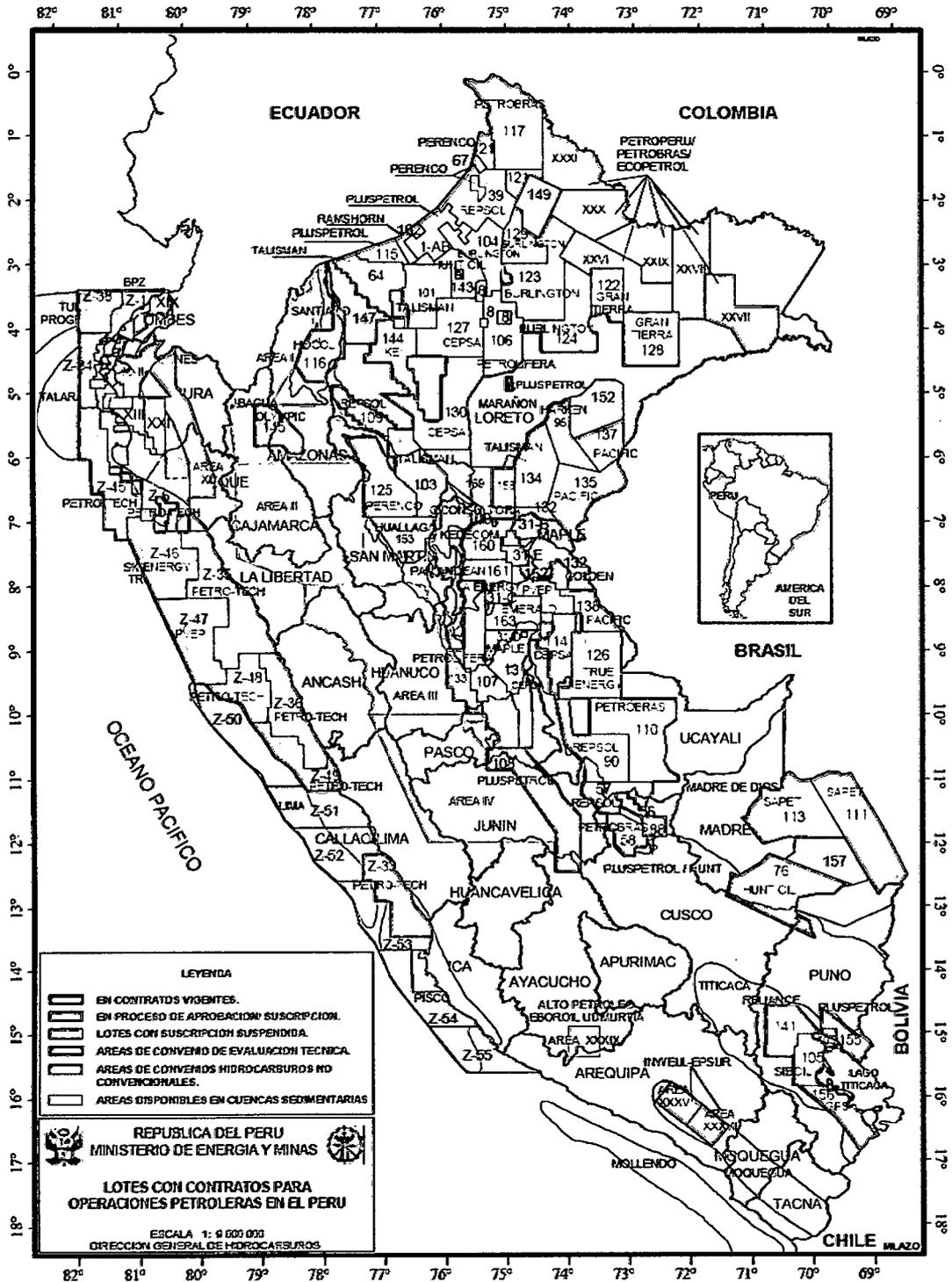
En la amazonia peruana se han encontrado petróleos pesados debido a su alto peso molecular presentan un potencial comercial promisorio. <sup>(41)</sup>

La Figura 1 muestra el mapa petrolero del Perú, se observa diferentes lotes y las empresas operadoras que actualmente laboran.

---

<sup>41</sup> (Universidad Nacional de Ingeniería, 2012)

Figura 1. Mapa petrolero - Perú 2012



Fuente. (Perupetro S.A, 2012)

#### 4. Lote petrolero seleccionado para el presente estudio

La presente tesis estudia los pozos productores ubicados en el Lote 1AB. En la actualidad se produce de 2 reservorios con tres tipos de crudo: Ligeros (32 °API), Intermedios (22 °API) y Pesados (10 °API). Con un total de 115 pozos productivos entre formaciones Vivian y Chonta. Otorgando un total de 18 MBPD de crudo producido.<sup>(29)</sup>

El Lote es seleccionado debido a que algunos de sus campos de producción de petróleo presentan una serie de problemas en el tratamiento físico y químico, tales como: uso inadecuado de las químicas para el tratamiento, presencia de asfaltenos, incrustaciones, valores bajos de °API, clarificación del agua de producción, etc.

El **Anexo 2** muestra las características promedio del crudo producido en el Lote 1AB.

##### 4.1. Ubicación Geográfica

El Lote 1AB está localizado en el noreste de la Selva Peruana (Figura 2), fue descubierto en 1971, inició su producción comercial en 1975. Las facilidades de producción fueron completadas y el campo fue declarado comercial a fines de 1974. Actualmente después de muchos años de producción, la producción acumulada de petróleo es 700 millones de barriles de petróleo aproximadamente.<sup>(27) (30)</sup>

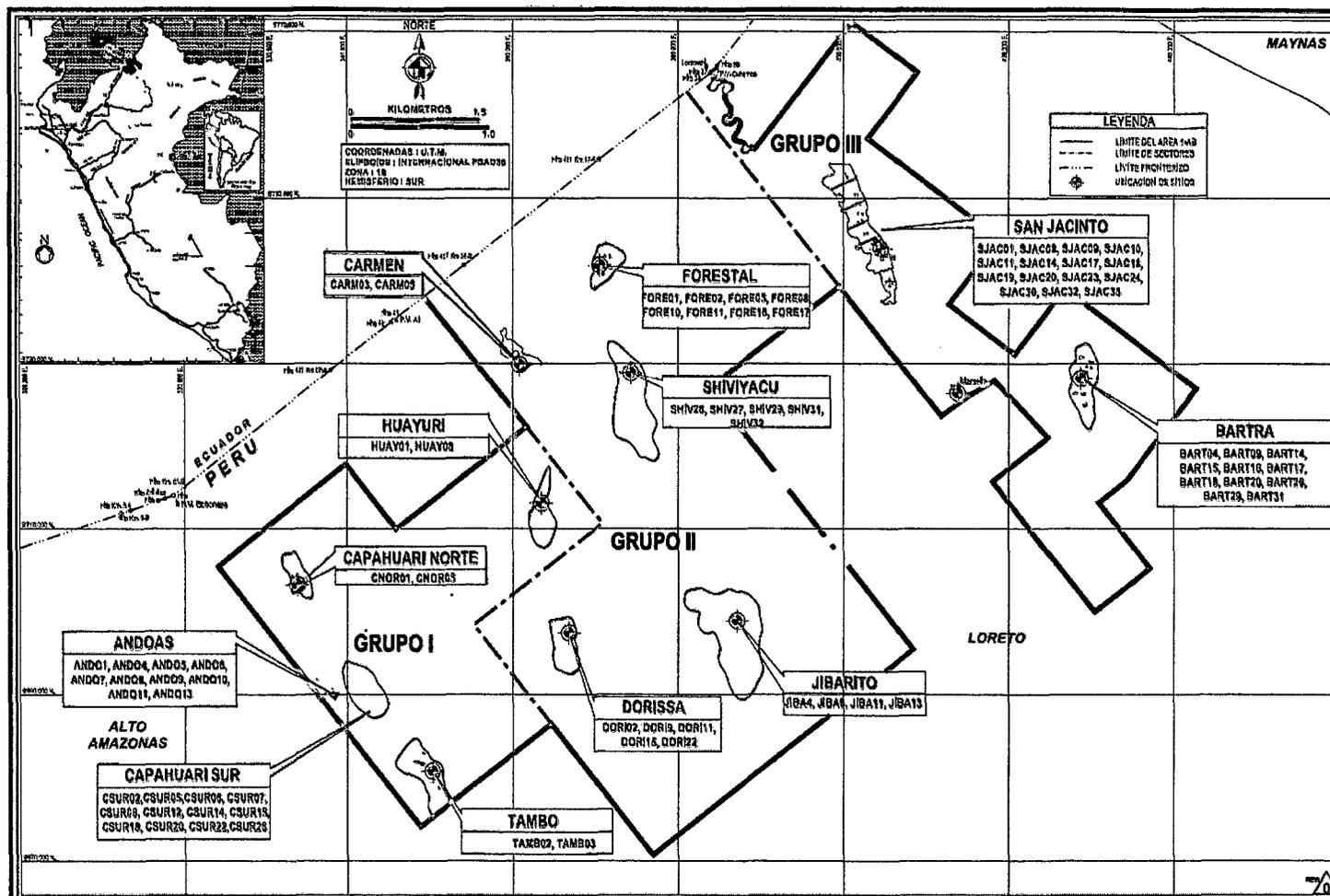
---

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

<sup>27</sup> (Occidental Petroleum Corporation, 1982)

<sup>30</sup> (Perupetro S.A, 2012)

Figura 2. Ubicación geográfica, Lote 1AB



Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

## 5. Industria del Petróleo

### 5.1. Introducción

La definición conceptual entre un yacimiento y reservorio son las siguientes. Reservorio es la roca capaz de almacenar fluido, la sección del reservorio que contiene los hidrocarburos constituye el Yacimiento de petróleo y/o gas. La que contiene agua es llamada acuífero. <sup>(5)</sup>

**Mayor descripción Anexo 3.**

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. <sup>(5)</sup>

El desarrollo de la industria del petróleo concretamente está constituido por las siguientes etapas:

- Exploración
- Perforación
- Producción
- Refinación

Por estar relacionado con los objetivos de la presente tesis, se ofrece información básica sobre la etapa de producción.

La etapa de producción engloba: la terminación del pozo, la tubería de producción, la cabeza de pozo y los mecanismos de producción.

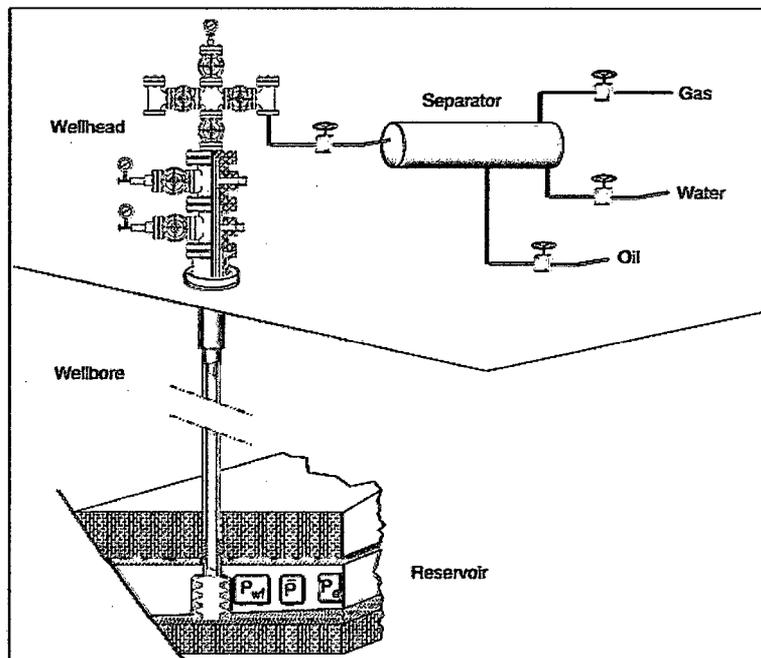
---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

## 5.2. Etapa de producción

La producción de petróleo en su visión general se muestra en la Figura 3, en donde se aprecia la operación completa de producción desde el fondo del pozo, pasando por la cabeza y terminando en la planta de separación.

**Figura 3.** Sistema de producción de petróleo.



Fuente. (Boyun Guo, 2007, Petroleum Production Engineering)

### 5.2.1. Terminación de un pozo de petróleo

La actividad que inicia la producción de los pozos petroleros se denomina terminación del pozo. Se define como fecha de terminación del pozo aquella en que las pruebas y evaluaciones finales de producción de los estratos e intervalos seleccionados son consideradas satisfactorias y el pozo es provisto de los elementos mecánicos definitivos requeridos y se dispone el desmantelamiento y salida del equipo de perforación. <sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

Durante el curso de la perforación se llevan a cabo una serie de actividades tales como: <sup>(5)</sup>

- Obtención y estudio de muestras de ripio, de núcleos convencionales o de pared.
- Análisis continuo e interpretación del posible contenido de hidrocarburos en el fluido de perforación.
- Toma de diferentes registros petrofísicos e interpretación cualitativa y cuantitativa de la información.
- Correlación de la información geológica, sísmica y/o petrofísica.
- Comportamiento y velocidad de penetración de la barrena.
- Información e interpretación de alguna prueba de producción hecha con la sarta de perforación en el hoyo desnudo.

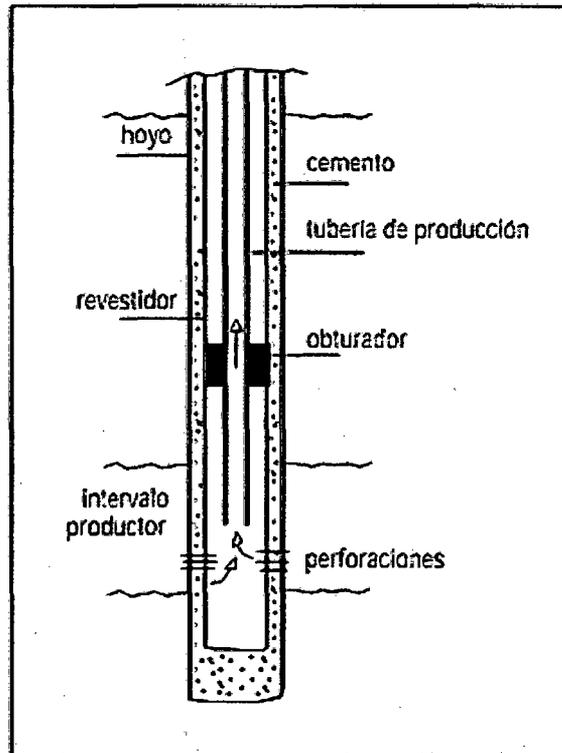
Toda esta información configura por sí o en conjunto la información base para decidir la terminación del pozo y los respectivos intervalos escogidos. La Figura 4 muestra una terminación sencilla y básica, pues existen otras configuraciones.

El **Anexo 4** ofrece mayor información sobre la terminación de pozos petroleros.

---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

**Figura 4.** Terminación sencilla básica, pozo vertical



Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

### 5.2.2. Revestimiento del pozo

Son tuberías especiales que poseen un diámetro promedio del pozo perforado. Las tuberías se introducen en el hoyo perforado, que luego son cementadas para lograr la protección de las paredes del hoyo y permitir posteriormente el flujo de los fluidos desde el yacimiento del pozo. También son conocidas como tuberías casing.<sup>(5)</sup>

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:<sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras especifican dentro de razonables márgenes tales como: calidad, tipo, diámetros externos e internos, espesor por unidad de longitud, escala de longitud del tubo, tipo de roscas, tipo de conexión, resistencia a la elongación, al aplastamiento y al estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudios teóricos y de experiencia práctica, con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sartas revestidoras que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hoyo durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva. La Figura 5 muestra tuberías de revestimiento o casing.<sup>(5)</sup>

**Figura 5. Casing (tuberías de revestimiento)**



**Fuente. (Diytrade)**

---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

### 5.2.3. Tubería de producción del petróleo

También conocida como sarta de producción, la función es llevar el fluido de la formación productora hasta el cabezal del pozo, el diseño es similar a la del revestidor. En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación superior productora descarga por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción inserta en aquélla. La sarta revestidora final puede o no penetrar el estrato petrolífero, según la escogencia de la terminación empleada. <sup>(5)</sup>

En la explotación de los yacimientos, ya sea por energía propia o con el auxilio de sistemas artificiales de producción, el diseño, el manejo y el mantenimiento de las tuberías de producción, es una tarea en la que se debe poner mayor atención, ya que es un factor importante para la extracción de los hidrocarburos. <sup>(5)</sup>

La manufactura y características de los tubos para sargas de producción se rigen por normas y propiedades físicas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo (API). <sup>(5)</sup>

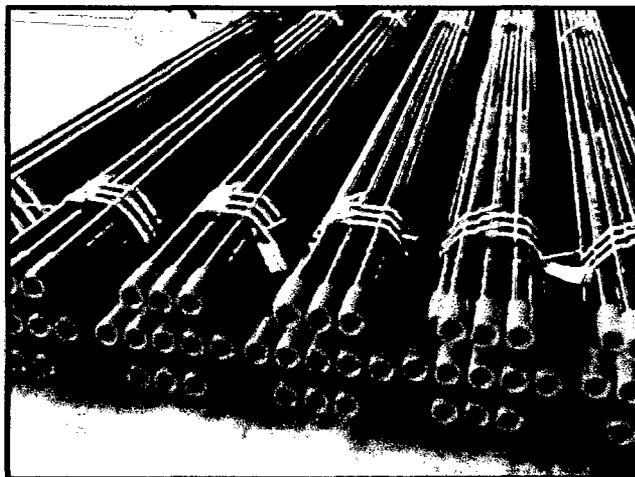
Al elegir la sarta hay una parte que requiere especial atención, como lo es el acoplamiento (coupling, Figura 6) o enrosque de los extremos de los tubos entre sí para formar la sarta. Cada tubo tiene en un extremo (macho) un cordón de roscas externas y en el otro (hembra) una unión o niple, de mayor diámetro que el cuerpo del tubo, con su cordón interno de roscas. En la Figura 7 se presenta las tuberías de producción usadas en la industria petrolera. <sup>(5)</sup>

---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

**Figura 6. Coupling**

Fuente. (Dynamic Tools Services S.A.S)

**Figura 7. Tubing (tuberías de producción)**

Fuente. (Dynamic Tools Services S.A.S)

#### **5.2.4. Cabeza de un pozo**

La cabeza de pozo se define como el conjunto de equipos e instrumentos de superficie por debajo de la válvula maestra (master valve). Como se puede apreciar en la Figura 8. Este incluye el Casing Head y el Tubing Head. <sup>(6)</sup>

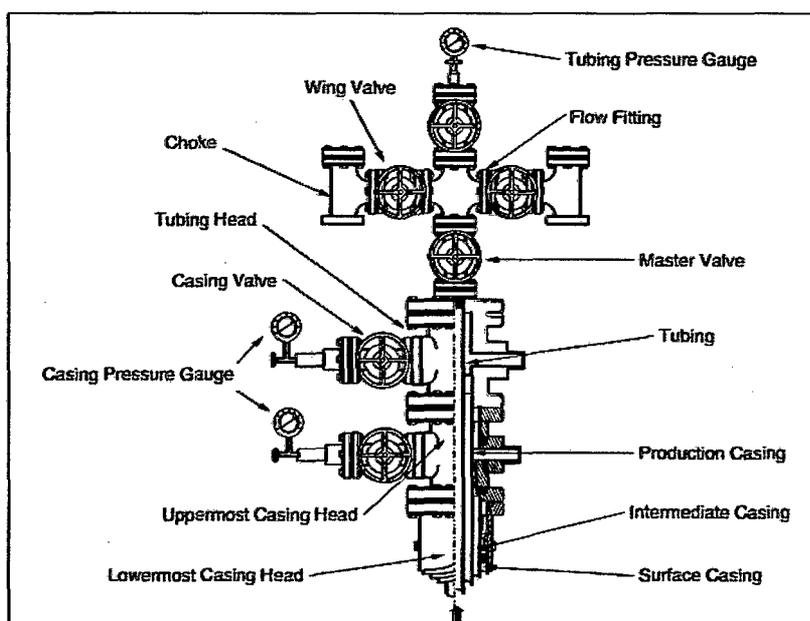
---

<sup>6</sup> (Boyun Guo, 2007)

Desde el cabezal de cada pozo arrancan las tuberías superficiales de flujo, que llevan el petróleo y gas producido a una determinada estación de recolección.

El número de tuberías de flujo (flujoducto) que tiene cada cabezal depende de la terminación del pozo: sencilla, doble o triple. El diámetro de cada flujoducto corresponde al máximo volumen de producción que se piense manejar, como también las características del crudo, especialmente la viscosidad y la presión del flujo natural en el cabezal. <sup>(6)</sup>

**Figura 8.** Esbozo de una cabeza de pozo

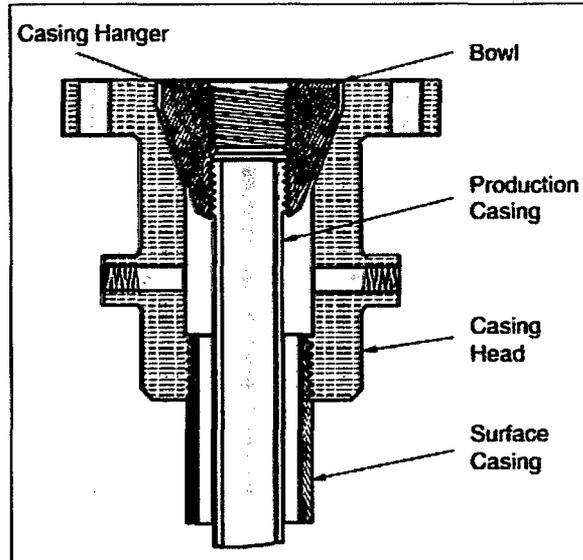


**Fuente.** (Boyun Guo, 2007, Petroleum Production Engineering)

El **Casing Head** es un conjunto mecánico usado para sostener la sarta de revestimiento del pozo, Figura 9. <sup>(6)</sup>

<sup>6</sup> (Boyun Guo, 2007)

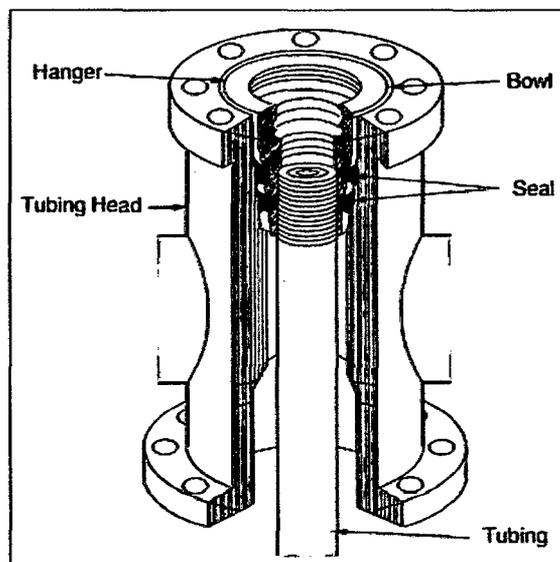
Figura 9. Casing Head



Fuente. (Boyun Guo, 2007, Petroleum Production Engineering)

En la superficie, los tubos son soportados por el **Tubing Head** (es decir es usado para sostener la tubería de producción), Figura 10.

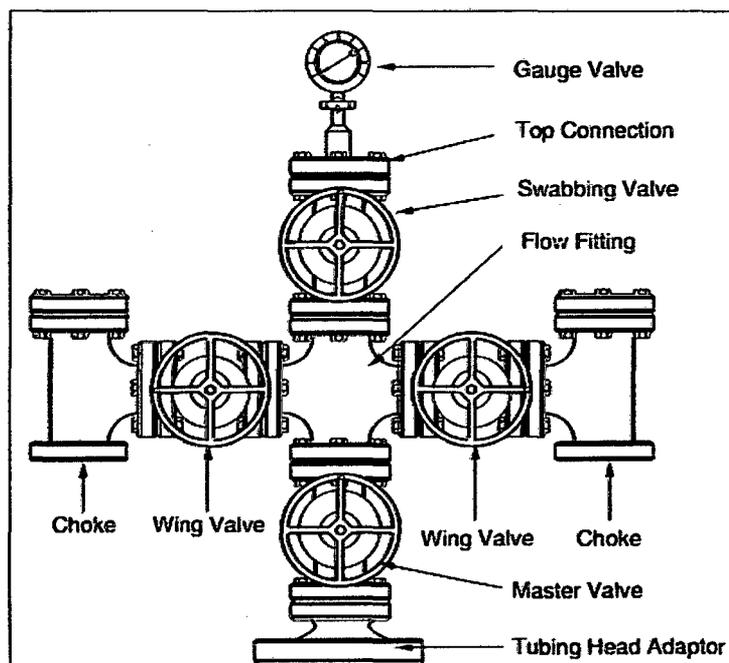
Figura 10. Tubing Head



Fuente. (Boyun Guo, 2007, Petroleum Production Engineering)

El equipo en la tope de la cabeza de pozo de producción es llamado "Christmas Tree" (Árbol de Navidad, Figura 11), y este es usado para controlar el flujo mediante válvulas e instrumentos de flujo. El Christmas Tree es instalado sobre el tubing head. Este deberá tener un flujo de salida (una T) o dos flujos de salida (una cruz). La master valve es instalada debajo de la "T" o de la "cruz". Las wing and gauge valves permiten el acceso para las mediciones de presión y flujo. La Surface Choke (superficie de estrangulamiento) es una pieza usada para controlar la velocidad de flujo. <sup>(6)</sup>

Figura 11. Christmas Tree



Fuente. (Boyun Guo, 2007, Petroleum Production Engineering)

<sup>6</sup> (Boyun Guo, 2007)

### 5.2.5. Principal mecanismo de producción

#### 1. Flujo natural

La tasa de producción de un pozo es producto de un perfecto balance entre la oferta de energía del yacimiento y la demanda de energía del pozo, incluyendo sus facilidades de transporte en la superficie. Para realizar este balance, es necesario cuantificar el consumo de energía en los distintos componentes del sistema de producción. Inicialmente la energía del yacimiento es por lo general muy alta y el pozo producirá por flujo natural altos caudales de líquido. No obstante, para explotarlo eficientemente es necesario controlar la tasa de producción de los pozos (el denominado GOR, relación gas-petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura; se expresa en pies cúbicos de gas a condiciones estándar por un barril de petróleo a condiciones normales). Con el tiempo la energía del yacimiento será insuficiente para levantar los fluidos desde el fondo. <sup>(5)</sup>

### 5.2.6. Otros mecanismos de producción

Pozos que desde el comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se recurre entonces a otros mecanismos de producción, de acuerdo a sus características fluyentes:

- Bombeo mecánico.
- Bombeo hidráulico.
- Levantamiento artificial por gas.
- Uso de bombas electro sumergibles.

Los mecanismos mencionados se encuentran en el **Anexo 5**.

---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

## CAPITULO 2

### PRODUCCIÓN Y DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO

#### 1. Conceptos de base

Principales conceptos, de los temas tratados en el capítulo.

##### 1.1. Deshidratación de Crudos

Proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido.<sup>(37)</sup>

###### a. Agua Libre

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, denominada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja.<sup>(37)</sup>

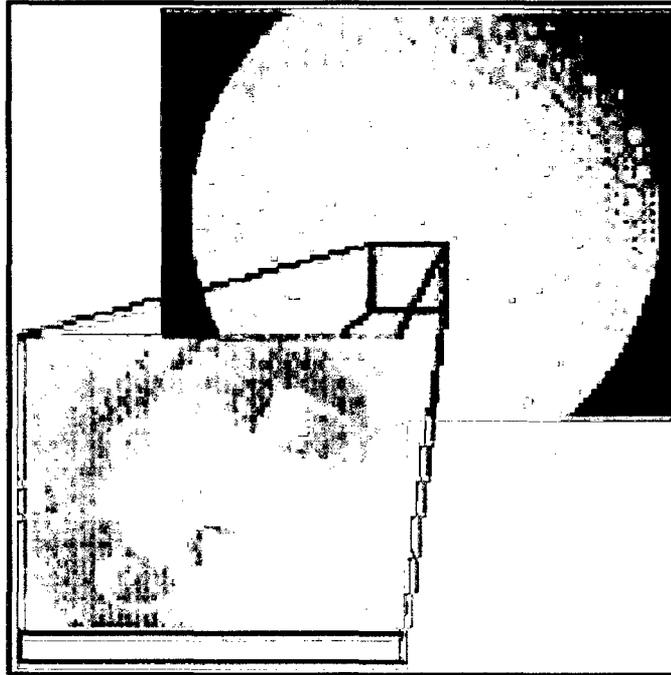
###### b. Emulsión agua en aceite

La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas (fase dispersa) en aceite (fase continua), la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la Figura 12. Este tipo de emulsión W/O es la que mayormente se forman en la producción del petróleo.<sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

**Figura 12.** Microfotografía de una emulsión agua en petróleo



**Fuente.** (Salager, 2004, Deshidratación de crudo)

## 1.2. Agua Emulsionada

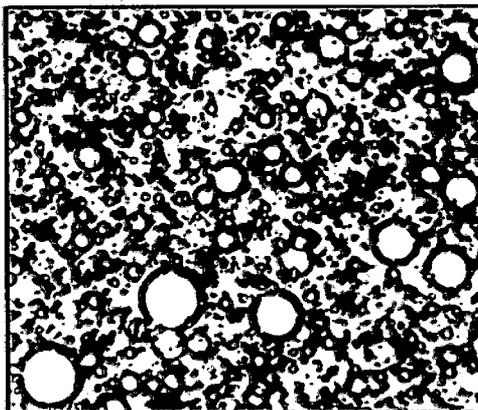
### 1.2.1. Emulsión

Es una mezcla de dos líquidos inmiscibles (incompatibles), uno de los cuales se encuentra disperso en forma de gotas dentro del otro. Las Figura 13 y 14 muestran mediante microfotografías algunas características físicas de las emulsiones. <sup>(32)</sup>

---

<sup>32</sup> (Rector, 2010)

**Figura 13.** Microfotografía de la emulsión de agua en aceite



Fuente. (Rector, 2010)

**Figura 14.** Microfotografía de una gota de agua en una emulsión de agua en aceite. La película rígida que rodea la gota de agua se ve como una envoltura plástica.



Fuente. (Rector, 2010)

### **1.2.2. Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en aceite**

El mecanismo se refiere a un tratamiento físico y químico. Según el análisis de Jeffreys y Davies (1971) la ruptura consta de tres etapas:<sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

### Primera. Acercamiento Macroscópico de las gotas:

Cuando las gotas de la fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas) o de Hadamard (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna), pero si son menores de 5  $\mu\text{m}$  está presente el Movimiento Browniano. <sup>(37)</sup>

Ley de Stock:

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9n_e} = f_s * r^2 \quad (1)$$

Ley de Hadamard:

$$V_H = V_s \frac{(1 + \frac{n_e}{n_i})}{(1 + \frac{2}{3} * \frac{n_e}{n_i})} \quad (2)$$

Donde:

$V_S$  = Velocidad de sedimentación de Stock (cm/s).

$V_H$  = Velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

$\rho_1$  = Densidad del agua ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ).

$\rho_2$  = Densidad del crudo ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ).

$g$  = Aceleración de la gravedad ( $\text{cm}/\text{s}^2$ ).

$r$  = Radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

$n_e$  = Viscosidad de la fase externa (cp).

$n_i$  = Viscosidad de la fase interna (cp).

$f_s$  = Factor de Stockes ( $1/\text{cm}.\text{s}$ ).

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

De los parámetros incluidos en la ecuación (Ley de Stock), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro a las variaciones de la temperatura. <sup>(37)</sup>

### **Segundo. Drenaje de la película:**

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada "drenaje de la película", donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos. <sup>(37)</sup>

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye. <sup>(37)</sup>

El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película. Al agregar los desemulsionantes estos son adsorbidos en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película. <sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionantes en la interface agua/crudo es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia.<sup>(37)</sup>

### **Tercero. Coalescencia:**

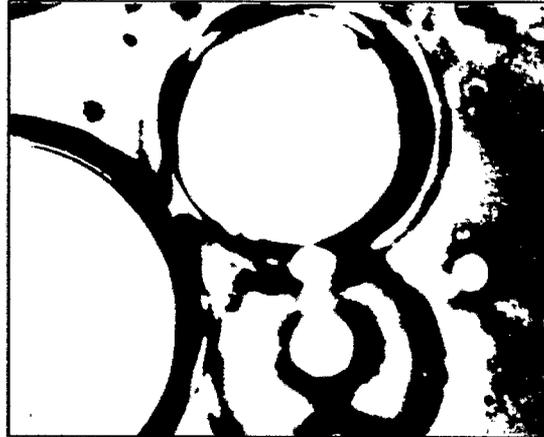
Coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (inestabilidad).<sup>(37)</sup>

Los procesos de deshidratación del petróleo utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; o un aumento del volumen de la fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra). También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación.<sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

**Figura 15.** Microfotografía de una emulsión de agua en aceite que muestra a dos gotas de agua que impactan, pero no puede coalescer debido a la película alrededor de las gotas.



**Fuente.** (Salager, 2004, Deshidratación de crudo)

Mayor información sobre emulsiones en el **Anexo 6**.

## **2. Deshidratación industrial del petróleo**

### **2.1. Batería de Producción**

#### **2.1.1. Definición**

Una batería de producción es el lugar donde se realiza el tratamiento de deshidratación del crudo que viene de las áreas o campos de explotación, para su posterior traslado a la estación de descarga más cercana y de allí al patio de tanques principal de recepción y bombeo de crudo. La Figura 16 muestra la vista panorámica de la batería de producción de petróleo, objeto de la primera parte del presente estudio denominada "SANJA", el cual recibe la producción de 12 pozos petroleros.

**Figura 16.** Batería de producción SANJA (foto panorámica)



Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

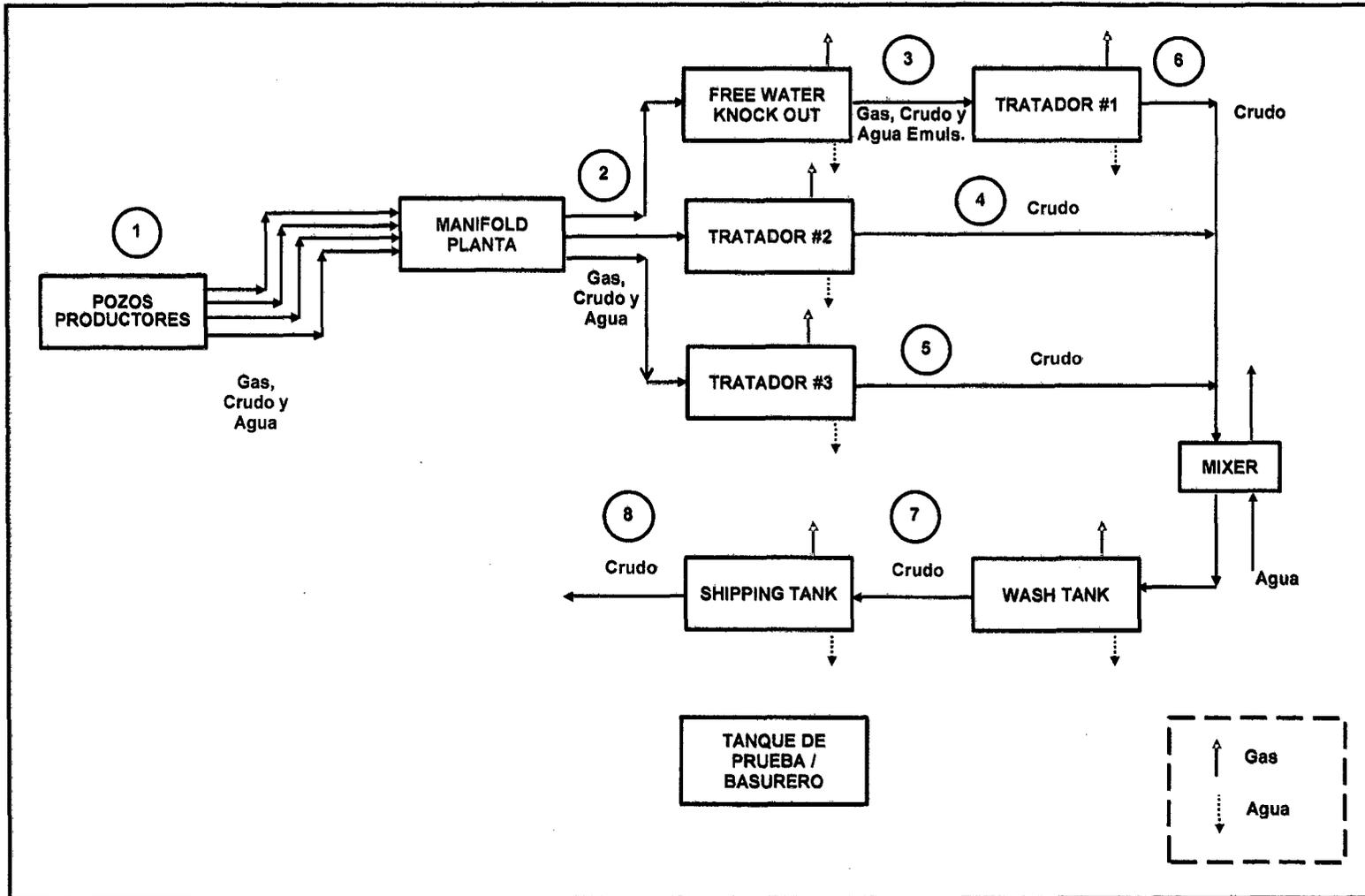
### **2.1.2. Objetivos**

1. Deshidratar física y químicamente el crudo proveniente de los pozos productivos, que se encuentran bien como agua libre o agua emulsionada.
2. Obtener un petróleo de la mejor calidad industrial.
3. Disponer de los efluentes de la mejor manera, evitando la contaminación ambiental.

### **2.1.3. Esquema de bloques / Descripción**

La Figura 17 muestra el esquema de la batería de producción, objeto del presente estudio.

Figura 17. Batería de producción de petróleo (SANJA) - Diagrama de bloques

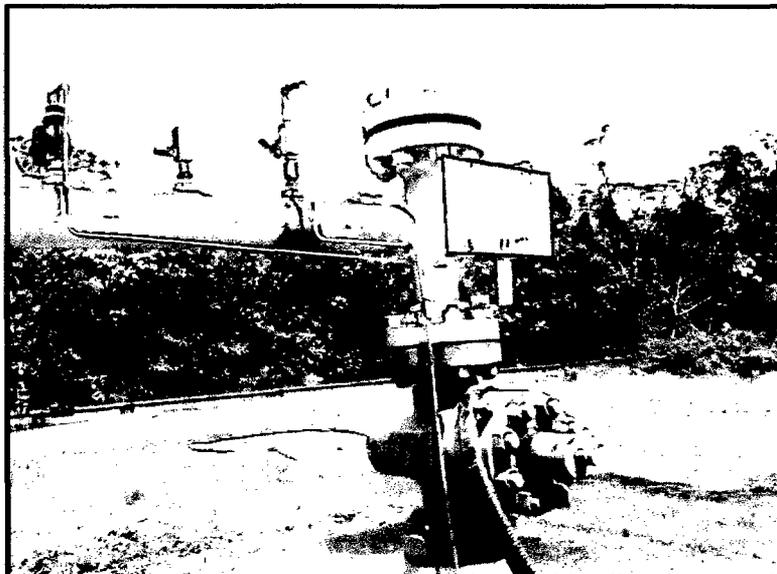


A continuación y siguiendo el orden establecido se realiza la descripción detallada del esquema y de los equipos que lo constituyen.

### 1. Pozo productor

El crudo extraído de los 12 pozos mediante el uso de bombas electro sumergibles, se transporta hasta la planta de tratamiento por líneas independientes para cada pozo (flow lines), a excepción de los pozos 10 y 12 que luego de pasar por sus flow lines son recolectadas en una trunk line (línea troncal), para finalmente ser enviadas a la planta de tratamiento, ingresando por el manifold. En la cabeza de cada pozo se realiza los respectivos tratamientos químicos, referidos a los siguientes productos: Inhibidores de corrosión e inhibidor de incrustaciones. En la Figura 18 se aprecia uno de los pozos productores de la batería SANJA.

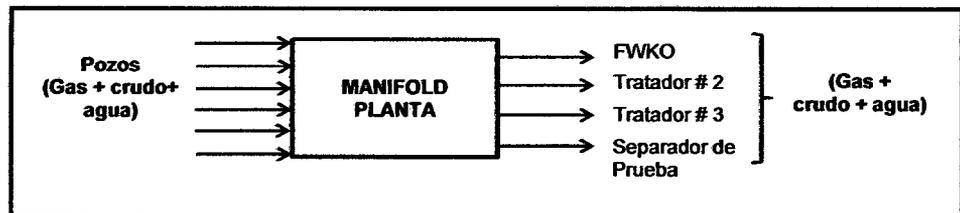
**Figura 18.** Pozo productivo



**Fuente.** Propia

## 2. Manifold

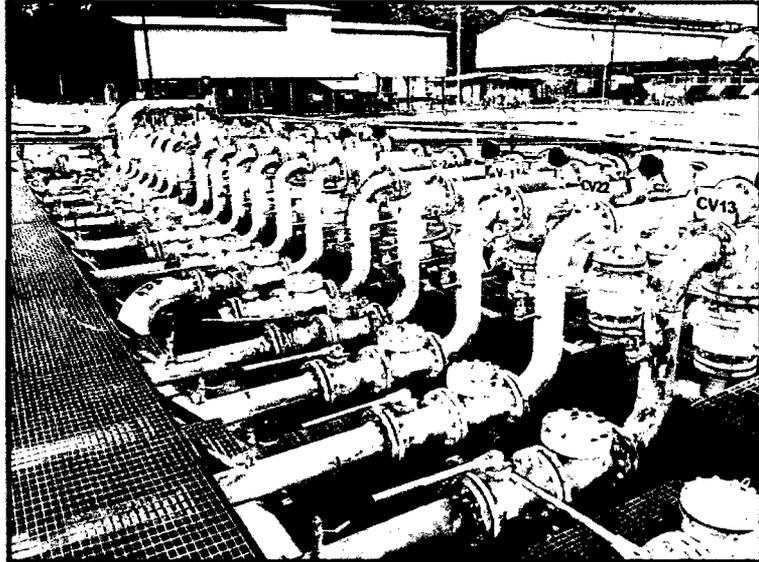
Figura 19. Manifold SANJA - Diagrama de bloques



- a) **Objetivo.**- Realizar la distribución y mezclado manual de los crudos.
- b) **Equipo.**- Consiste en una serie de válvulas y tuberías que reciben todo la producción de los 12 pozos.
- c) **Mecanismo de funcionamiento.**- Se realiza tres mezclas, las cuales están direccionadas al FWKO, Tratador #2 y el Tratador #3. Cada mezcla corresponde a un grupo de pozos distintos entre sí. El criterio tomado para realizar las mezclas se basa en el °API y la disponibilidad operativa.
- d) **Condiciones del ingreso y salida.**- Al manifold llega una mezcla de gas, crudo y agua. La descarga del manifold sigue siendo las mismas mezclas.

La Figura 20 muestra el manifold de la batería SANJA.

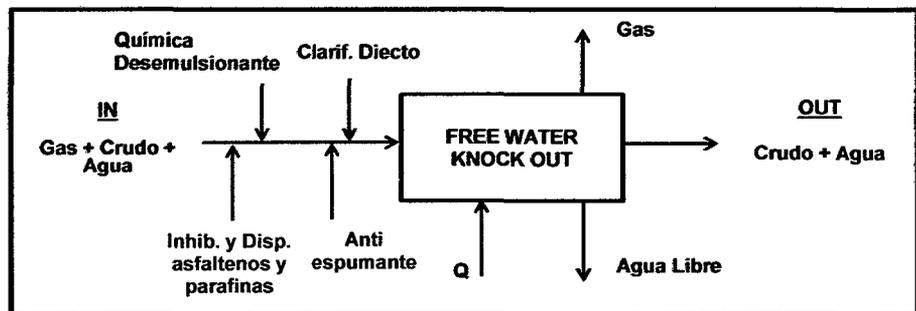
Figura 20. Manifold de la batería SANJA



Fuente. Propia

### 3. Free Water Knock Out (FWKO)

Figura 21. FWKO - Diagrama de bloques



a) **Objetivo.-** Separar el agua libre de la mezcla (gas, crudo y agua), mediante procesos físicos, y en algunos casos mediante adición de química desemulsionante.

b) **Equipo.-** Consiste en un cilindro vertical u horizontal, con una serie de dispositivos mecánicos internos para mantener un tiempo de residencia y una separación eficiente líquido – gas.

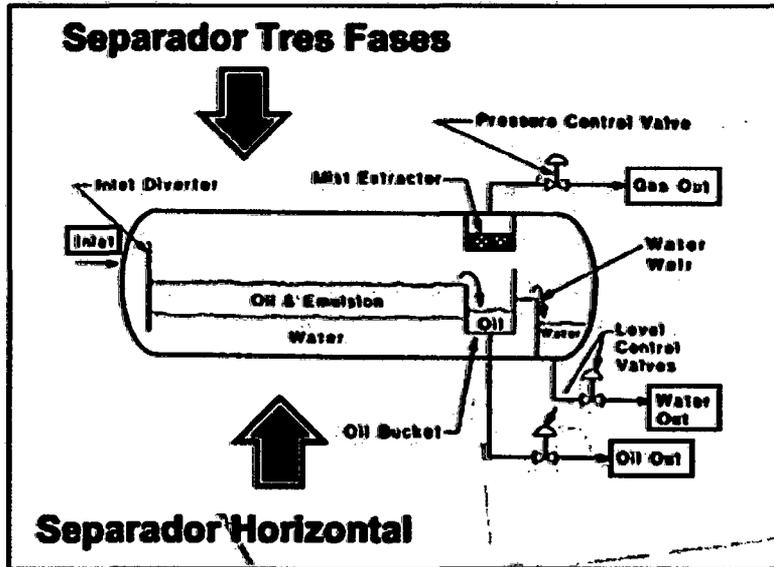
Se describe los accesorios internos (Figura 22):

- **Deflector:** Placa cóncava en donde chocan los fluidos y se esparcen a lo largo del diámetro del separador. Básicamente sirve para disgregar las fases gas y líquido, y dentro de la fase líquida eliminar la mayor cantidad de gas en solución. Debe estar soportado firmemente en la estructura interna del separador porque recibe impactos de fluidos turbulentos, con flujo intermitente. <sup>(4)</sup>
- **Extractores de niebla:** Eliminan las gotas de líquido que arrastra la corriente de gas. En la sección de asentamiento y almacenamiento se colocan dispositivos como placas deflectoras de diferentes geometrías, cuyo propósito es cortar posibles “oleajes” internos y ayudar a retener gotas de líquidos grandes que pueden arrastrar corrientes de gas. <sup>(4)</sup>
- **Vertedero:** Localizada en la parte opuesta al ingreso del fluido, sirve para separar en dos compartimientos la parte inferior del equipo, que estará ocupada por la emulsión y agua libre, los que se retiran por la diferencia de densidades. <sup>(4)</sup>
- **Controladores de Nivel:** Tanto para la emulsión como para el agua libre, son los instrumentos que enviarán las señales de apertura y cierre de las válvulas respectivas. <sup>(4)</sup>
- **Muestreadores de crudo, agua y gas:** Es un accesorio ubicado externamente al equipo, el cual se conecta con los niveles internos de agua, emulsión y gas del vessel.

---

<sup>4</sup> (Balarezo, 2009)

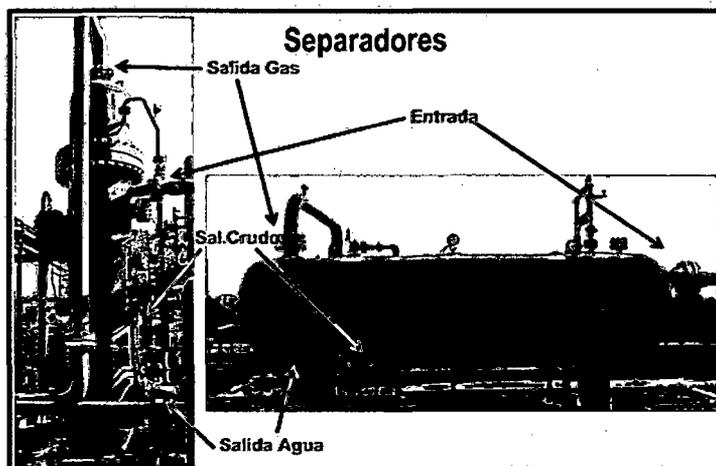
Figura 22. Separador Horizontal - Trifásico



Fuente. (Rector, 2010)

Figura 23, separador vertical y horizontal usado en los campos de producción.

Figura 23. FWKO, (izq.) vertical, (der.) horizontal



Fuente. (Rector, 2010)

**c) Mecanismo de funcionamiento.-** El principio de separación se basa en las fuerzas centrifugas, de gravedad y cambios en la cantidad de movimiento. Se obtiene por la parte superior una corriente de gas con la menor cantidad de líquidos en suspensión; y dos corrientes de líquido; la emulsión y el agua libre por la parte inferior con la menor cantidad de gas disuelto. La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura establecidas por las condiciones del pozo de producción y el uso de quemadores. <sup>(32)</sup>

Por razones de capacidad para separar el agua libre, la planta de tratamiento en estudio, utiliza el tratador térmico #2 y #3 como separadores.

El tratador #3 no posee quemadores por lo que la temperatura del crudo que ingresa, es el que otorga la temperatura de trabajo al equipo.

La distribución de los pozos a cada equipo separador es el siguiente (Tabla 2):

**Tabla 2.** Distribución de pozos – Equipos de tratamiento

<b>Equipo</b>	<b>Pozos</b>
FWKO	SANJA: 01, 02, 10, 12, 24, 25, 27, 28 y Mediano.
Tratador #2	SANJA: 16, 20 y 22.
Tratador #3	SANJA: 13.

**d) Condiciones de la entrada y salida del fluido.-** A los separadores ingresa la mezcla turbulenta (gas, crudo y agua) proveniente del manifold. Luego de la separación realizada en los equipos y la adición de los químicos (desemulsionante, clarificador directo, inhibidor de asfaltenos y antiespumante), se obtiene tres corrientes (gas, crudo+agua emulsionada y agua libre).

<sup>32</sup> (Rector, 2010)

Las variables operacionales en el proceso de separación de las fases son: temperatura, presión, tiempos de residencia y adición de desemulsionante (cuando amerite). Existen otros factores que ayudan en la separación tales como rompedores de espuma, dispositivos mecánicos internos como deflectores, extractores de niebla, eliminadores de flujos intermitentes y otros. <sup>(37)</sup>

### e) Cálculo del tiempo de residencia

Se hace uso de las siguientes fórmulas:

$$TR_{water} = \frac{Vol_{water}}{BWPD * 24 * 60} \quad (3)$$

$$TR_{oil} = \frac{Vol_{oil}}{BOPD * 24 * 60} \quad (4)$$

$$Vol_{water} = \sum_{i=1}^n V_i \quad (5)$$

$$Vol_{oil} = \sum_{i=1}^p V_i \quad (6)$$

$$V_i = \frac{L}{231 * 42} \left[ \frac{\pi * D^2}{4 * 180} * \left( \frac{180 * \cos^{-1} \left( \frac{D - 2 * h_i}{D} \right)}{\pi} \right) - \left( \frac{D - 2 * h_i}{2} \right) * \sqrt{h_i * (D - h_i)} \right] \quad (7)$$

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

Donde:

$TR_{water}$  = Tiempo de Residencia del agua, min

$TR_{oil}$  = Tiempo de Residencia del oil, min

$Vol_{water}$  = Volumen de agua en el equipo, bbls

$Vol_{oil}$  = Volumen de crudo en el equipo, bbls

$BWPD$  = Barriles de agua por día tratados.

$BOPD$  = Barriles de crudo por día tratados.

$V_i$  = Volumen de agua u oil a un nivel  $i$  del equipo.

$n$  = Niveles de muestreo del agua.

$p$  = Niveles de muestreo del crudo.

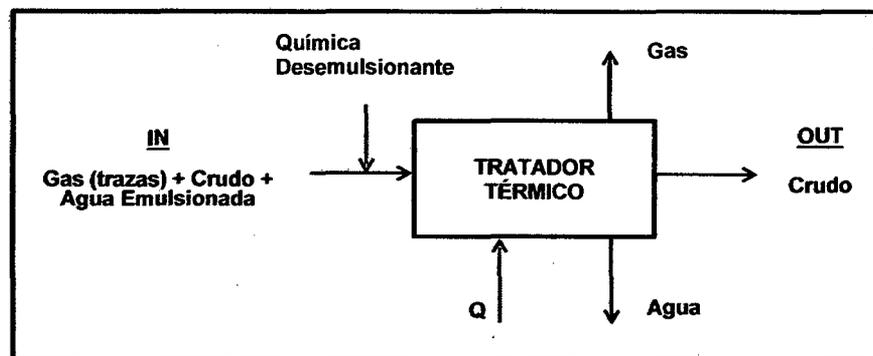
$L$  = Longitud (largo) del equipo, pulg

$D$  = Diámetro del equipo, pulg

$h_i$  = Altura de los muestreos del agua o crudo, pulg

#### 4. Tratador Térmico

Figura 24. Tratador Térmico - Diagrama de bloques



a) **Objetivo.**- Romper la emulsión y permitir la sedimentación del agua, para lograr la obtención de crudo deshidratado.

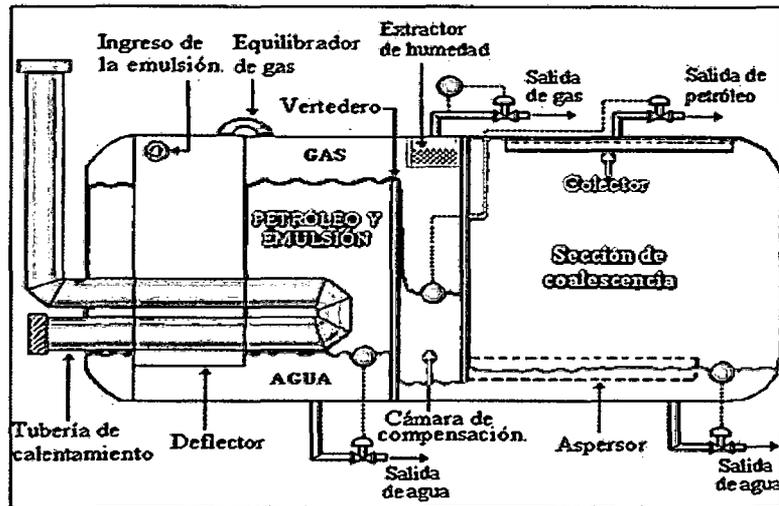
b) **Equipo.**- Son recipientes verticales u horizontales, muy parecidos a los separadores. A continuación se describe los accesorios más importantes que lo constituyen.

- **Quemadores:** Provee al equipo una fuente de calor.
- **Chimeneas:** Cilindros de metal a través de los cuales los gases de combustión de los quemadores escapan después de fluir a través de los tubos de fuego.
- **Termocupla:** Indica la temperatura de operación.
- **Válvula de contra presión de gas.-** Ubicada en el punto de salida del gas. Mantiene suficiente presión en el recipiente para permitir la eliminación de los líquidos. <sup>(8)</sup>
- **Válvula de alivio.-** Diseñada para la seguridad del equipo, en situaciones de sobrepresión.
- **Control del nivel de agua.-** Mantiene el nivel de agua en el vessel.
- **Drenaje.-** Ubicada en el fondo del vessel, para vaciar el recipiente, realizar reparaciones o eliminar sólidos acumulados.
- **Deflectores.-** Ayuda a orientar la emulsión entrante hacia el fondo del tratador.
- **Tubos de fuego.-** Proveen calor a la emulsión, para disminuir la viscosidad del crudo.
- **Muestreadores de crudo, agua y gas:** Es un accesorio ubicado externamente al equipo, el cual se conecta con los niveles internos de gas, crudo y agua del vessel.

---

<sup>8</sup> (Carrión, 2009)

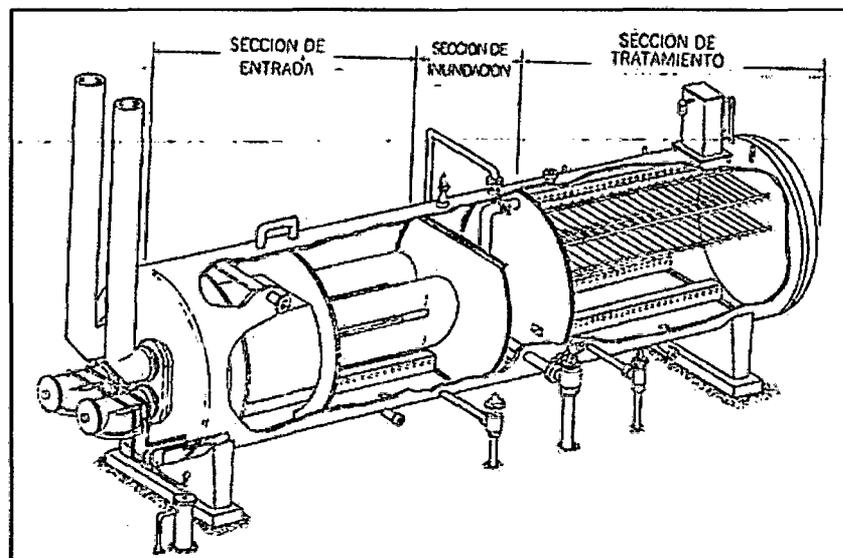
Figura 25. Tratador Térmico



Fuente. (Carrión, 2009)

La Figura 26 muestra las secciones internas de un tratador térmico.

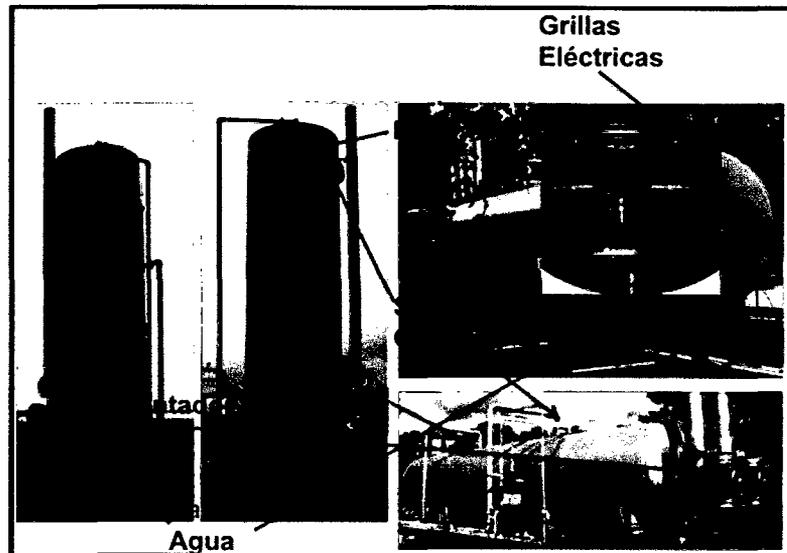
Figura 26. Secciones internas - Tratador Térmico



Fuente. (Carrión, 2009)

La Figura 27 muestra los tratadores verticales y horizontales usados en los campos de producción.

Figura 27. Tratadores de petróleo



Fuente. Propia

En la batería **SANJA** el tratador #1 posee dos quemadores los cuales otorgan la temperatura adecuada para el tratamiento químico.

- c) **Mecanismo de funcionamiento.**- Los tratadores térmicos son usados para la separación de tres fases: crudo, agua y gas. Las sustancias químicas son inyectadas a la corriente de la emulsión que entra al tratador. Por lo tanto, el proceso ya ha comenzado cuando la emulsión entra al tratador. La emulsión ingresa por la parte superior de la unidad y cae al fondo del vessel. Luego viaja hacia arriba a través de los tubos de fuego y se derrama sobre un dique, pasando a la sección de inundación. De esta sección la emulsión fluye a través del dispersador hacia la sección de tratamiento, donde la separación final del agua y crudo toma lugar. <sup>(8)</sup>

Algunos tratadores aparte del uso de los calentadores, utilizan rejillas electrostáticas, para romper las emulsiones.

<sup>8</sup> (Carrión, 2009)

La temperatura de operación es importante y varía de una concesión a otra. La relación entre los químicos y la temperatura es un factor de importante consideración. Usualmente se requieren menos químicos para tratar una emulsión caliente. Los tratadores térmicos operan bajo presiones de 5 a 40 psi. <sup>(8)</sup>

Para el caso de la batería SANJA, el único tratador que trabaja como tal es el tratador #1, el cual recibe el crudo emulsionado proveniente del FWKO.

**d) Condiciones de entrada y salida.-** La emulsión proveniente del FWKO, ingresa al tratador, como un fluido laminar, siendo esta una mezcla (emulsión W/O y gas), y la descarga se realiza por tres puntos:

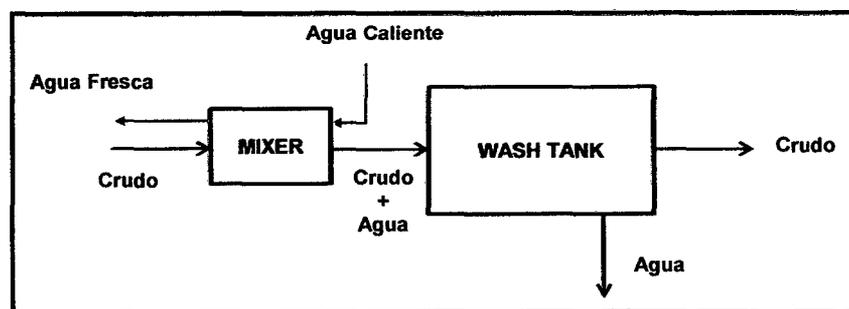
**Primero**, el oil deshidratado, con pequeñas cantidades de agua, dentro de los estándares de calidad solicitados.

**Segundo**, el gas enviado a los generadores de electricidad.

**Tercero**, el agua separada de la emulsión, la cual es enviada al tratamiento del agua de producción.

## 5. Wash Tank – Tanque de Lavado

**Figura 28. Wash Tank - Diagrama de bloques**



<sup>8</sup> (Carrión, 2009)

**a) Objetivo.-** Completar el proceso de deshidratación, mediante el lavado con agua fresca y separación física del petróleo, por decantación, con tiempos de residencia apropiados, para provocar la ruptura de las emulsiones existentes.

**b) Equipo.-** Antes del ingreso del petróleo al tanque, pasa por un mixer, el cual consiste de dos tubos concéntricos de 4 y 2 pulg de diámetro respectivamente y una longitud de 2 m, el agua fresca pasa por la tubería de 2 pulg y el petróleo por la de 4 pulg, en contraflujo. La tubería de menor diámetro posee boquillas generadas para realizar un sistema de aspersión interior, y así poder tener un mejor contacto de lavado.

El Wash Tank es un recipiente normalizado, de techo fijo, cuya capacidad es de 10 MBbls, con una altura aproximada de 24 pies, en el cual se encuentra los siguientes accesorios: <sup>(29)</sup>

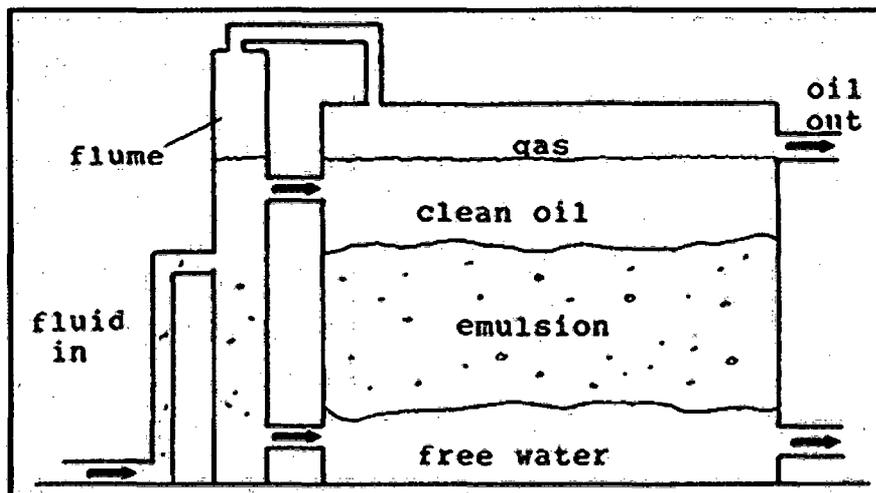
- ✓ Separador de gas (Bota de Gas)
- ✓ Sistema de deflectores.
- ✓ Línea de alimentación.
- ✓ Tubo conductor o separador.
- ✓ Sistema de descarga de petróleo.
- ✓ Sistema de descarga del agua.
- ✓ Sistemas de control, medición, ventilación, remoción de sedimentos y purga.

En la Figura 29 se representa un bosquejo de un típico tanque de lavado.

---

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

Figura 29. Tanque de Lavado



Fuente. Propia.

c) **Mecanismo de funcionamiento.**- Antes de ingresar el crudo al tanque de lavado, primero pasa por un separador de gas (bota de gas), el objetivo de este equipo es extraer el gas que se encuentra disuelto en el crudo que proviene de la fase de separación primaria, a través de placas colocadas alternadamente dentro de la bota, se produce una liberación de gas, la cual es mínima por haberse retirado la mayor cantidad en las etapas anteriores. <sup>(4)</sup>

La mezcla de crudo y agua fresca entra por la parte superior, luego se hace circular por conductos conformados por baffles, los que provocan la coalescencia del agua dispersa. Por diferencia de densidades, el agua se deposita en la parte baja del tanque, permitiendo que el crudo alcance el nivel más alto y rebose hasta el tanque de almacenamiento de crudo, el tanque trabaja a presión atmosférica. <sup>(29)</sup>

Cuando las emulsiones son muy altas, se procede a aplicar química desulsionante al ingreso del tanque.

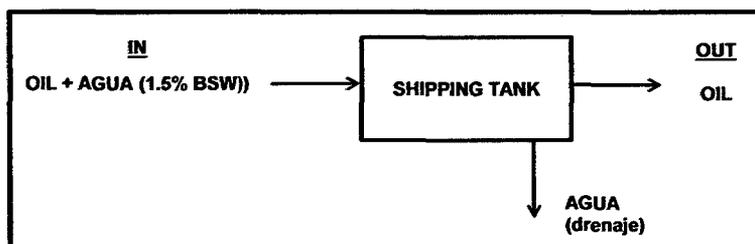
<sup>4</sup> (Balarezo, 2009)

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

d) **Condiciones de entrada y salida.**- El petróleo de ingreso al mixer, se encuentra con aproximadamente 1% de emulsión y 2% de agua libre, luego de ser lavado con agua fresca el porcentaje de agua aumenta hasta 60%, la cual debe ocupar una altura constante en el tanque, que en nuestro caso es de 21'10". El petróleo lavado contiene 0,8% de emulsión y 1,5% BSW aproximadamente.

## 6. Shipping Tank

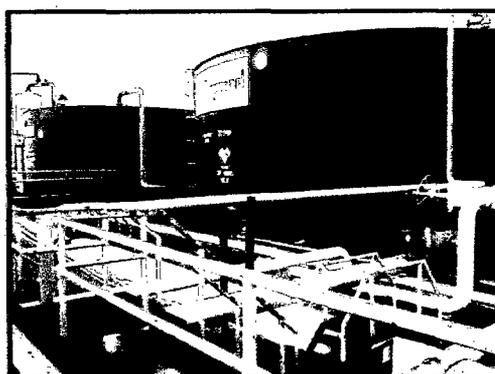
**Figura 30. Shipping Tank - Diagrama de bloques**



a) **Objetivo.**- Recepcionar y almacenar el petróleo descargado del tanque de lavado.

b) **Equipo.**- Consta de un recipiente metálico cilíndrico, de techo fijo, de 10 Mbbls de capacidad, el petróleo se descarga a unos 4 pies de la base del tanque. En la Figura 31 muestra el shipping tank. <sup>(29)</sup>

**Figura 31. Shipping Tank**



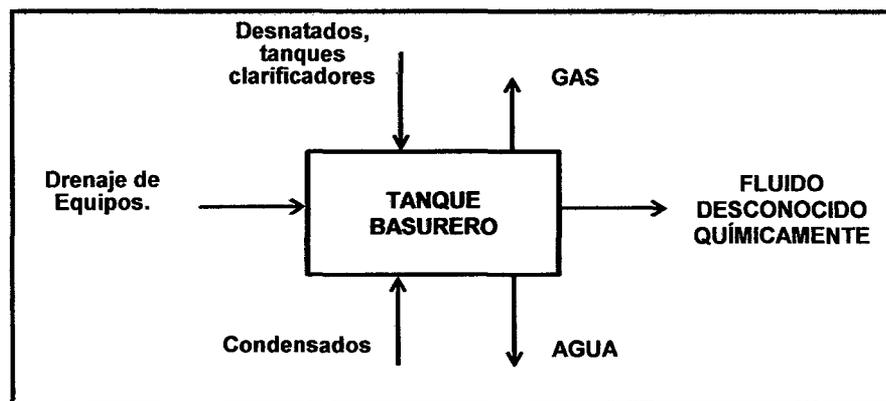
Fuente. Propia

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

c) **Mecanismo de funcionamiento.**- Tienen la finalidad de almacenar el petróleo procedente de los tanques de lavado, el que posteriormente será bombeado al patio de tanques principal. Estos tanques son drenados periódicamente, para drenar los remanentes de agua y sedimentos. En el caso de que el petróleo no cumpla las especificaciones comerciales será retornado a los tratadores térmicos.

## 7. Tanque Basurero

Figura 32. Tanque Basurero - Diagrama de bloques



a) **Objetivo.**- Recibir: los condensados, drenajes de los equipos, crudo mal procesado y las natas de crudo de los tanques clarificadores.

b) **Equipo.**- Este tanque fue inicialmente construido como tanque para las pruebas de los pozos, pero posteriormente por la necesidad operativa se utilizó como tanque basurero.

Es un recipiente cilíndrico metálico, no posee características peculiares, al ser solo un tanque de almacenamiento. El ingreso se encuentra a unos 3 pies de la base del tanque. Posee dos descargas una a 4 pies y la otra a 20 pies de altura. <sup>(29)</sup>

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

**c) Mecanismo de funcionamiento.-** Alberga todos los desechos líquidos provenientes de la planta de tratamiento, tales como los condensados, drenajes de los tanques, separadores, tratadores, generadores, bombas, etc. Con el uso de este tanque se busca no continuar con la contaminación del medio ambiente, como se realizaba antes, al verter estos desechos hacia el medio ambiente.

Existe un problema recurrente, debido a que el fluido contenido en este tanque es reingresado al sistema de tratamiento, ya que no se cuenta con una planta de tratamiento de desechos para su disposición.

**d) Condiciones del fluido.-** Es laborioso caracterizar el fluido que contiene este tanque al cual ingresan constantemente mezclas desconocidas químicamente. El fluido contenido posee un elevado °API, aproximadamente entre 25 – 35 °API, debido a la presencia de los condensados.

## **CAPITULO 3**

### **PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO LOTE 1AB BATERÍA SANJA**

#### **1. Introducción**

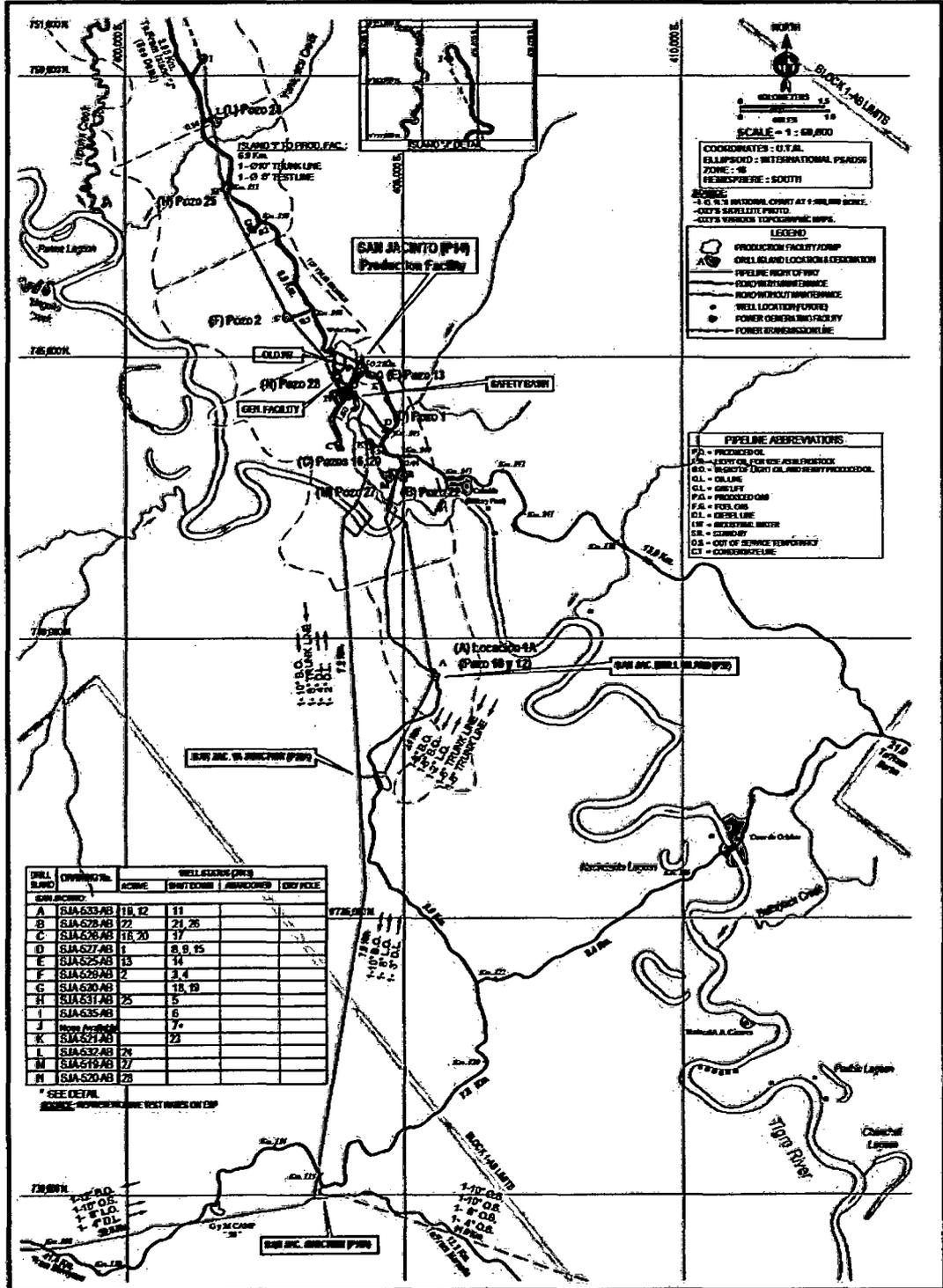
En el capítulo se desarrolla el proceso de deshidratación aplicada al petróleo proveniente del Lote 1AB, el cual sigue el ordenamiento del esquema descrito en el capítulo anterior. Se estudia y analiza los procedimientos físicos y químicos aplicados y la calidad del petróleo obtenido.

#### **2. Batería de producción seleccionada**

##### **2.1. Ubicación Geográfica**

El estudio se desarrollara teniendo como referencia la Batería SANJA. La Figura 33 presenta el plano de ubicación de la batería (pozos, planta, ríos, etc), que atiende a un total de 12 pozos productores pertenecientes al Lote 1AB, todo ellos con el sistema de producción BES.

Figura 33. Field Map - Bateria SANJA



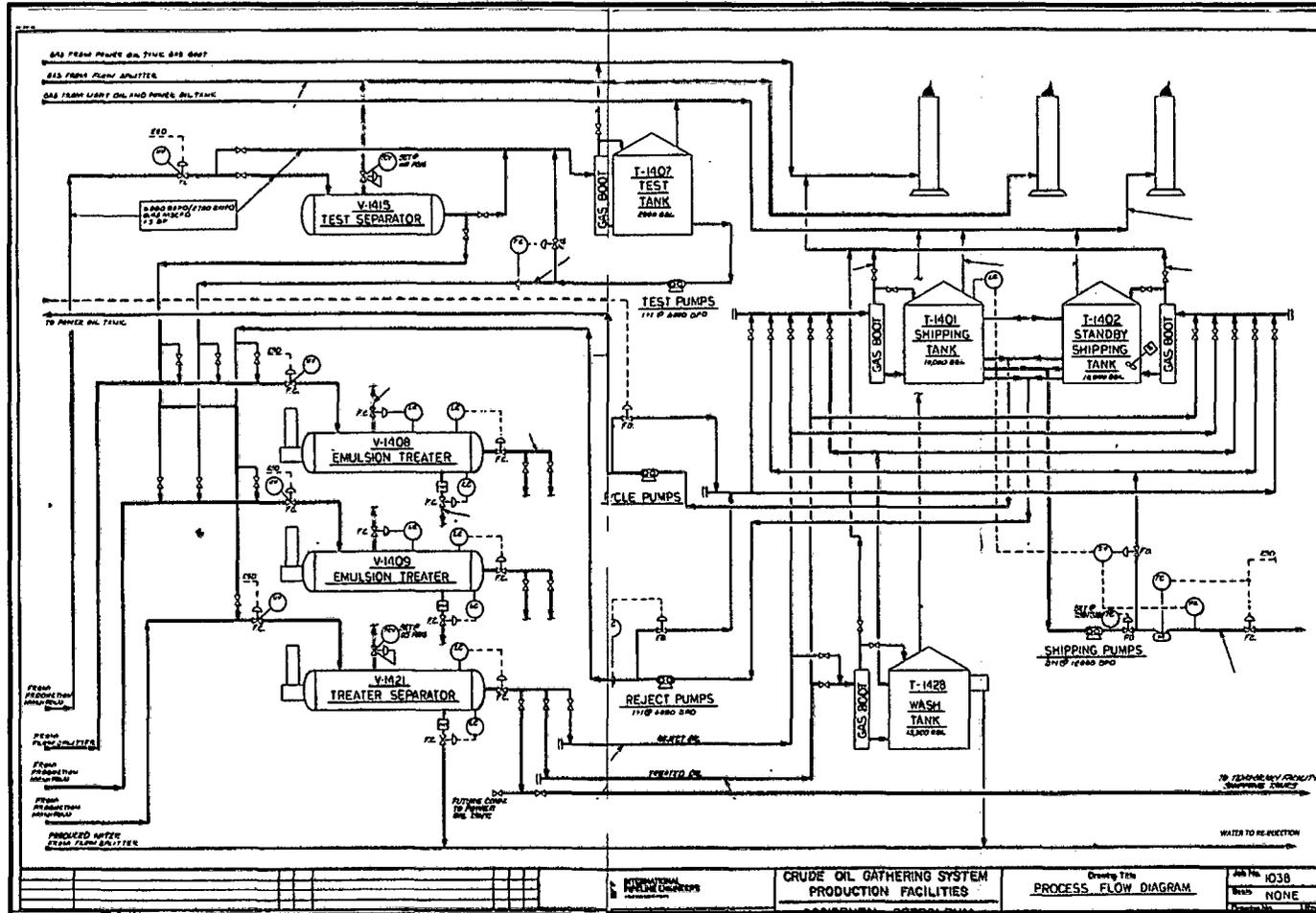
Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

### **3. Flow Sheet – Planta de tratamiento del petróleo (Batería SANJA)**

La Figura 34 muestra el flow sheet de la Batería SANJA, en el cual se puede distinguir los siguientes equipos:

- Tratador V-1421 = Tratador #1.
- Tratador V-1409 = Tratador #2.
- Tratador V-1408 = Tratador #3.
- Tratador V-1415 = Tratador de prueba.
- T – 1407 = Tanque de Prueba / Tanque Basurero.

Figura 34. Flow Sheet – Planta de tratamiento (SANJA)



Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

#### 4. Principales características de los pozos productores

La Tabla 3 presenta las principales características del petróleo producido por los pozos seleccionados para el presente estudio.

**Tabla 3. Características físicas de los pozos productores (SANJA)**

POZO	FM	ACEITE @ 60°F	ACEITE bbls	AGUA LIBRE bbls	PRE. psi	TEMP. °F	%BSW	%EMULS.	°API
SANJA 01	V	380	397	8845	100	220	95,7	2,0	12,7
SANJA 02	V/CH	271	280	8205	100	220	96,7	2,2	14,8
SANJA 10	V/CH	250	254	7008	200	210	96,5	0,8	14,4
SANJA 12	V/CH	241	247	7998	172	225	97,0	4,0	15,9
SANJA 13	V/CH	61	64	9054	50	210	99,3	1,8	15,5
SANJA 16	V/CH	236	249	7082	85	220	96,6	1,6	14,4
SANJA 20	CH	76	80	3749	90	230	97,9	2,4	25,7
SANJA 22	V/CH	467	482	4112	140	210	89,5	0,4	12,5
SANJA 24	V/CH	262	271	7926	180	220	96,7	1,6	15,4
SANJA 25	V/CH	64	66	3228	120	220	98,0	4,2	27,8
SANJA 27	V/CH	207	217	11820	125	230	98,2	1,2	19,5
SANJA 28	V	199	209	8156	60	219	97,5	0,2	12,5
<b>TOTAL</b>		<b>2714</b>	<b>2816</b>	<b>87183</b>					

Fuente: (Operadora Lote 1AB, 2011)

**Nota.** Los análisis son realizados en el laboratorio, en especial el °API, mediante el llamado API seco, en el cual se usa crudo libre de agua y de emulsión.

Observando los °API y %BSW de la Tabla 3, se afirma que los petróleos producidos por estos pozos son del tipo pesado y con gran producción de agua libre respectivamente. También se aprecia la presencia de agua emulsionada.

#### 5. Proceso de Deshidratado

El proceso se desarrolla sobre la base del ordenamiento y descripción del esquema mostrado en la Figura 17 (batería de producción de petróleo SANJA – diagrama de bloques).

### a) Manifold

El manifold constituye el conjunto de válvulas e instrumentos de medición de las líneas de flujo que vienen de los pozos productores, el sistema de válvulas sirve para efectuar las mezclas y la distribución de la producción de los pozos para su debido tratamiento. En el manifold se realiza la adición de los 5600 barriles de crudo mediano, el cual ingresa a la línea direccionada hacia el FWKO, con el objetivo de mejorar la °API del crudo deshidratado en la batería.

La Tabla 4 muestra las condiciones de presión y temperatura de llegada de los 12 pozos en estudio. Para nuestro caso los pozos número 10 y 12 llegan al manifold por una sola línea de producción, esto obedece a un diseño elaborado tiempo atrás por la empresa que inicio las operaciones en el lote.

**Tabla 4.** Características físicas (P y T) – Manifold Entrada

Pozo #	Presión (psi)	Temperatura (°F)
SANJA 01	55,0	195
SANJA 02	55,0	198
SANJA 10/12	50,0	195
SANJA 13	42,0	200
SANJA 16	53,0	205
SANJA 20	52,0	202
SANJA 22	50,0	192
SANJA 24	48,0	195
SANJA 25	55,0	204
SANJA 27	58,0	198
SANJA 28	55,0	210

La Tabla 5 muestra las características del crudo que ingreso a cada equipo separador, los porcentajes son en volumen, la presente data es un buen indicativo de lo que se descarga en las líneas del manifold.

**Tabla 5. Características físicas promedio - Ingreso Separadores**

<b>Equipo (Pozos)</b>	<b>API @ 60°F</b>	<b>% BSW</b>	<b>% Emulsión</b>	<b>Sales (ptb)</b>
<b>FWKO (1, 2, 10, 12, 24, 25, 27, 28 y Mediano)</b>	17,0 - 17,5	96,2 - 97,0	2,0 - 3,0	10,0 - 18,0
<b>Tratador #2 (16, 20 y 22)</b>	13,6 - 14,0	97,3 - 97,6	1,6 - 1,8	7,0 - 15,5
<b>Tratador #3 (13)</b>	13,5 - 14,0	95,8 - 96,3	0,8 - 1,0	25,0 - 33,0

**Comentarios:** En la Tabla 4 se aprecia presiones y temperaturas con respecto a las tomadas en la cabeza de pozo (Tabla 3), las cuales han disminuido considerablemente, debido a que los pozos se encuentra a una distancia de entre 1 y 25 km entre el pozo más cerca y más lejano respectivamente, tomando como referencia la planta de tratamiento.

La Tabla 5 muestra un rango de valores promedios de las principales características que se obtiene en planta. Se resalta alto porcentaje de BSW y el %Emulsiones que se debe tratar. A la vez el equipo que trata mezcla de crudos de elevado °API es el FWKO, debido a que en el equipo está ingresando 5600 bbls de crudo mediano, a comparación de los tratadores #2 y #3, los cuales tratan solo los crudos provenientes de los pozos de la batería SANJA.

#### **b) Free Water Knock Out (FWKO)**

El tratador #2 y #3 también son usados como separadores al igual que el equipo FWKO, actividad realizada por necesidad operativa y capacidad en los equipos.

La Tabla 6 muestra las características físicas del crudo a la salida de los equipos separadores. El tratamiento químico con desemulsionantes, clarificador directo, antiespumante e inhibidor y dispersante de asfaltenos, se realiza antes del ingreso del crudo a estos equipos.

**Tabla 6.** Características físicas promedio del crudo - Salida de los Separadores

Equipo (Pozos)	API @ 60°F	%BSW	% Emulsión	Pres. (psi)	Temp. (°F)
FWKO (1, 2, 10, 12, 24, 25, 27, 28 y Mediano)	17,5	2,8	1,0	43	185
Tratador #2 (16, 20 y 22)	14,0	0,8	0,9	28	200
Tratador #3 (13)	14,2	0,4	0,5	25	206

**Comentarios:** Se aprecia un aumento mínimo del °API de los petróleos con respecto al ingreso, esto debido al desalojo del agua libre, de algunos sedimentos retirados con este y de la aplicación de las químicas desemulsionante, inhibidor y dispersante de asfaltenos. En segundo lugar la reducción sustancial del %BSW y %Emulsión, los que aún poseen valores medianamente altos, los cuales se pueden mejorar. Parámetros de presión y temperatura observados tienen valores prácticamente límites en la que los equipos pueden operar, según las especificaciones de diseño de los separadores y los quemadores, los cuales datan de los años 70's. Por último se resume que los equipos trabajan al límite de su capacidad, poseen cierta antigüedad y se hace uso inadecuado.

### c) Tratador Térmico

El tratador #1 recibe el crudo emulsionado proveniente del FWKO, para su tratamiento químico. La Tabla 7 muestra las características físicas del crudo descargado por este equipo.

El tratamiento químico se realiza mediante un refuerzo en la aplicación de la química desemulsionante.

**Tabla 7.** Características físicas promedio del crudo - Salida Tratador #1

Equipo (Pozos)	API @ 60°F	%BSW	% Emulsión	Pres. (Psi)	Temp. (°F)
Tratador #1	17,7	1,8	0,2	31	214

**Comentarios:** Con el uso del tratador se disminuye el valor del %BSW y sobre todo se rompe la emulsión existente al ingreso. En una operación normal (sin recirculaciones del tanque basurero y recepción de crudo mediano mal tratado) el tratador trabaja de la mejor manera, siendo muy estable operativamente, comparado con los separadores.

#### d) Wash Tank – Tanque de Lavado

La Tabla 8 muestra las características físicas de la salida del crudo.

**Tabla 8.** Características físicas promedio del crudo - Salida del Wash Tank

Equipo (Pozos)	API @ 60°F	%BSW	% Emulsión	Temp. (°F)	Ptb (sales)
Wash Tank (21' 10")	17,5	1,4	1,0	170	15

**Comentarios:** Al ser esta la última etapa en el tratamiento físico del crudo, se observa un °API relativamente bajo, el cual deberá ser mejorado. Comercialmente el %BSW es elevado, el cual debe reducirse desde el tratamiento en los separadores. El %Emulsión no es eliminado por completo, por otro lado se resalta que cuando el sistema de tratamiento es alterado por las recirculaciones del tanque basurero o los desnatados, se generan emulsiones observadas en el wash tank.

#### e) Shipping Tank

Finalmente el crudo descargado del Wash Tank es almacenado en el Shipping Tank, la Tabla 9 muestra los resultados de las características físicas del crudo almacenado en el tanque.

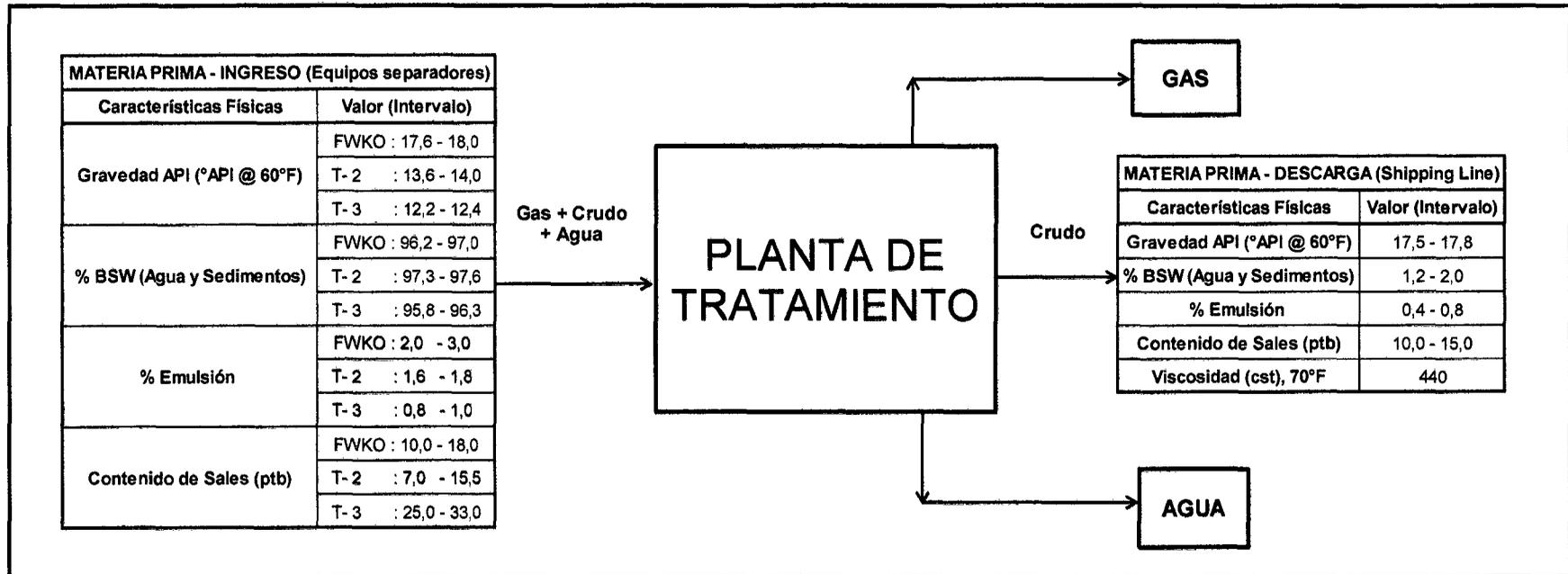
**Tabla 9.** Características físicas promedio del crudo - Descarga del Shipping Tank

<b>Características Físicas</b>	<b>Valor (Intervalo)</b>
<b>Gravedad API (°API @ 60°F)</b>	17,5 - 17,8
<b>% BSW (Agua y Sedimentos)</b>	1,2 - 2,0
<b>Contenido de Sales (ptb)</b>	10,0 - 15,0
<b>Viscosidad (cst), 70°F</b>	440
<b>Temperatura (°F)</b>	108 - 120

**Comentarios:** El petróleo prácticamente posee las mismas características de la descarga del Wash Tank, únicamente en este tanque se retira los rezagos de agua, mediante el drenaje del mismo diariamente. Se resalta la continuidad de los problemas de °API y %BSW antes mencionados.

La Figura 35 muestra las características promedio de la materia prima que ingresa y sale de la planta después del tratamiento.

**Figura 35.** Referencia de las características promedio del proceso de deshidratación



## 6. Factores operacionales de los equipos de separación

A continuación se procederá a identificar o calcular los factores operacionales de los diferentes equipos de separación (FWKO, tratadores térmicos, wash tank, etc) utilizados en el proceso de deshidratación. Esta importante información básica ayudará al mejor análisis de los resultados obtenidos.

### 6.1. Temperatura y Presión:

La Tabla 10 muestra los valores de las temperaturas y presiones.

**Tabla 10.** Separadores y/o Tratadores Trifásicos

Vessel	Pozos	BOPD	BWPD	Temp. (°F)	Presión (psi)
FWKO	1, 2, 10, 12, 24, 25, 27, 28 y Mediano	7541	68786	185	43
Tratador #1	Crudo Proveniente del FWKO.			214	31
Tratador #2	16, 20 y 22	811	14943	200	28
Tratador #3	13	64	9054	206	25
<b>TOTAL</b>		<b>8416</b>	<b>92783</b>		

**Comentarios:** En una eventual optimización del funcionamiento de los equipos trifásicos, con la temperatura y presión no se puede hacer mucho ya que los equipos están trabajando a su máxima capacidad según el performance actual que estos poseen en campo. Por diseño estos equipos deberían trabajar a mejores condiciones pero el estado actual de estos minimiza sus posibilidades de llegar a una mejor operación.

## 6.2. Cálculo de los Tiempos de Residencia

La Tabla 11 muestra la hoja de cálculo utilizados para determinar el tiempo de residencia de los separadores, para lo cual se ha utilizado las ecuaciones del 3 al 7. La Tabla 12 muestra los resultados calculados.

**Tabla 11. Hoja de Cálculo – Tiempos de Residencia – FWKO y Tratadores Térmicos**

FWKO				
CAPACIDAD		1808 Bbts		
LARGO 70 pies =		840 plg		
DIAMETRO 13,6 pies =		163 plg		
NIVEL	FASE	ALTURA (m)	VOL NIVEL (Bbts)	VOL TOTAL (Bbts)
1	AGUA 100%	4	11,7	11,7
2	AGUA 100%	31	227,6	239,3
3	AGUA 100%	33	22,4	261,8
4	AGUA 100%	42	107	368,6
5	OIL	74	429,1	797,7
6	OIL	106	446,2	1243,8
7	OIL	133	334,5	1578,4
8	GAS 100%	146	128,3	1706,7
VOL OIL VESSEL		1209,8 Bbts		
VOL OIL PRODUCCION		7541 BOPD		
VOL AGUA VESSEL		368,6 Bbts		
VOL AGUA PRODUCIDA		68786 BWPD		
T. RESIDENCIA AGUA		7,7 min		
T. RESIDENCIA CRUDO		3,9 hrs		

TRATADOR #1				
CAPACIDAD		1411 Bbts		
LARGO 70 pies =		840 plg		
DIAMETRO 12 pies =		144 plg		
NIVEL	FASE	ALTURA (in)	VOL NIVEL (Bbts)	VOL TOTAL (Bbts)
1	AGUA 100%	5	15,3	15,3
2	AGUA 100%	15	62,6	77,9
3	OIL	27	105,1	183,0
4	OIL	42	159,1	342,1
5	OIL	72	362,9	705,0
6	OIL	97	305,3	1010,3
7	GAS 100%	126	603,3	1308,3
8	GAS 100%	132	343,6	1353,9
VOL OIL VESSEL		995,0 Bbts		
VOL OIL PRODUCCION		7164 BOPD		
VOL AGUA VESSEL		15,3 Bbts		
VOL AGUA PRODUCIDA		377 BWPD		
T. RESIDENCIA AGUA		58,5 min		
T. RESIDENCIA CRUDO		3,3 hrs		

TRATADOR #2				
CAPACIDAD		1210 Bbts		
LARGO 60 pies =		720 plg		
DIAMETRO 12 pies =		144 plg		
NIVEL	FASE	ALTURA (m)	VOL NIVEL (Bbts)	VOL TOTAL (Bbts)
1	AGUA 100%	5	16,3	16,3
2	AGUA 100%	15	66,9	83,2
3	AGUA 100%	27	113,0	196,2
4	OIL	42	172	368,6
5	OIL	72	401,0	769,6
6	OIL	97	351,2	1120,8
7	OIL	126	729,0	1498,6
8	GAS 100%	132	446,6	1567,4
VOL OIL VESSEL		1481,2 Bbts		
VOL OIL PRODUCCION		811 BOPD		
VOL AGUA VESSEL		368,6 Bbts		
VOL AGUA PRODUCIDA		14943 BWPD		
T. RESIDENCIA AGUA		35,5 min		
T. RESIDENCIA CRUDO		43,8 hrs		

TRATADOR #3				
CAPACIDAD		840 Bbts		
LARGO 60 pies =		720 plg		
DIAMETRO 10 pies =		120 plg		
NIVEL	FASE	ALTURA (in)	VOL NIVEL (Bbts)	VOL TOTAL (Bbts)
1	AGUA 100%	4	11,0	11,0
2	AGUA 100%	20	107,6	118,6
3	AGUA 100%	27	64,4	183,0
4	AGUA 100%	32	50	233,3
5	OIL	59	310,5	543,8
6	OIL	87	346,8	890,7
7	GAS 100%	94,5	437,1	980,9
VOL OIL VESSEL		310,5 Bbts		
VOL OIL PRODUCCION		64 BOPD		
VOL AGUA VESSEL		233,3 Bbts		
VOL AGUA PRODUCIDA		9054 BWPD		
T. RESIDENCIA AGUA		37,1 min		
T. RESIDENCIA CRUDO		116,4 hrs		

Fuente. Propia

**Tabla 12. Distribución antigua de pozos y tiempos de residencia.**

DISTRIBUCIÓN	VESSEL	Pozos	NIVELES			PRESS	TEMP	BOPD	BWPD	TRESID AGUA (min)	TRESID OIL (hrs)
Antigua	FWKO	1, 2, 10, 12, 24, 25, 27, 28 y Mediano	4 H2O	3 OIL	1 GAS	35	181	7541	68786	7,7	3,9
	Tratador #1	Conectado con el FWKO	1 H2O	5 OIL	2 GAS	30	195	7164	377	58,5	3,3
	Tratador #2	16, 20, 22	4 H2O	3 OIL	1 GAS	32	205	811	14943	35,5	43,8
	Tratador #3	13	4 H2O	1 OIL	2 GAS	31	195	64	9054	37,1	116,4

### 6.3. Dosificación del desemulsionante aplicado

El desemulsionante aplicado es un surfactante no iónicos de alto peso molecular, contiene resinas fenólicas etoxilados, etileno y óxido de propileno. Por su característica polar y apolar se ubica la interface agua-aceite. Sus componentes son los que muestra la Tabla 13. <sup>(29)</sup>

**Tabla 13.** Componentes del desemulsionante aplicado

SUSTANCIA	%PESO
Xileno	10,0 - 30,0
Nafta solvente aromático pesado	10,0 - 30,0
Etilbenceno	5,0 - 10,0
Butanol	1,0 - 5,0
Naftaleno	1,0 - 5,0
1, 2, 4 - Trimetilbenceno	0,1 - 1,0
Tolueno	0,1 - 1,0

Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

El cálculo para determinar la dosificación por aplicar a una determinada corrida se efectúa mediante la ecuación suministrada por la empresa química.

$$QPD = (Conc.) * (BPD Oil) * 0.000168$$

(8)

**Donde:**

- QPD* = Quarts Per Day (Cuartos por día), dosificación.
- Conc.* = Concentración química desemulsionante (ppm).
- BPD Oil* = Barriles Por Día de Oil, tratado en el equipo.
- 0,000168 = Factor, proporcionado por la empresa química.

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

La Tabla 14 muestra las dosificaciones aplicadas del desemulsionante.

**Tabla 14. Dosificación Química Desemulsionante (antigua)**  
Planta SANJA

Desemulsionante				
PLANTA - SANJA				
EQUIPO (Pozos)	BOPD	Equipo	QPD	Conc. PPM
FWKO (1, 2, 10, 12, 24, 25, 27, 28 y Mediano)	1941	FWKO	32	98
T-1 (Crudo Proveniente del FWKO)		T-1	6	19
T-2 (16, 20 y 22)	811	T-2	18	132
T-3 (13)	64	T-3	2	186
	2816	Total	58	123

**Comentarios:** Se observa un consumo elevado en la aplicación de la química (concentración). Basados en el costo anual en el uso del desemulsionante se ve conveniente optimizar su dosificación en el tratamiento del petróleo.

En la Tabla 15 se muestra la corrida de prueba sobre la calidad del crudo obtenida en la descarga de los equipos separadores, utilizando la distribución actual de los pozos y la dosificación de la química desemulsionante.

**Tabla 15. Prueba desemulsionante – Distribución Antigua**

Punto de Muestreo	Desemulsionante		% Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	32	98	2,0	1,8	0,2	0,1	0,6	0,8
Out Tratador #1	6	19	0,8	0,8	0	0	0,6	0,6
Out Tratador #2	18	132	0,4	0,3	0,1	0,1	0,5	0,6
Out Tratador #3	2	186	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1
Total	58	123						

#### 6.4. Cálculo del °API Referencial Final

Con la finalidad de evaluar la eficiencia del proceso de deshidratación en lo que se refiere al °API obtenido, se procederá a calcular el °API referencial (teórico) mediante las siguientes fórmulas:

$$^{\circ}\text{API} = \left( \frac{141.5}{G.E@60^{\circ}\text{F}} \right) - 131.5$$

(9)

$$G.E_{(\text{Mezcla})} = \sum_{i=1}^n (G.E_i * \text{RBOPD}_i)$$

(10)

$$\text{RBOPD}_i = \frac{\text{BOPD}_i}{\sum_{i=1}^n \text{BOPD}_i}$$

(11)

Donde:

*G.E* = Gravedad específica.

*RBOPD* = Rate Barriles de Oil Por Día.

*BOPD* = Barriles de Oil Por Día producidos.

*n* = Número de pozos a mezclar.

La Tabla 16 muestra el resultado de utilizar las ecuaciones 9, 10 y 11, tomando como dato los °API de los 12 pozos de la batería SANJA mostrados en la Tabla 3. El resultado del °API mezcla obtenido sirve como un dato de referencia aproximado de la cual en teoría debería obtenerse después del tratamiento del petróleo.

**Tabla 16. °API Mezcla Fórmula - Batería SANJA**

CRUDO FWKO	°API (Fórmula)	18,4
	BOPD	7474
CRUDO T-2	°API (Fórmula)	14,3
	BOPD	779
CRUDO T-3	°API (Fórmula)	15,5
	BOPD	61
°API MEZCLA (Fórmula)		18,0
BOPD TOTALES		8314

La Tabla 17 muestra el resultado de realizar los análisis de °API, utilizando el hidrómetro, muestras obtenidas de la descarga de crudo de los equipos separadores trifásicos y del crudo al final del tratamiento de deshidratado en el wash tank.

**Tabla 17. °API Mezcla Descarga de Equipos - Hidrómetro**

CRUDO FWKO/T-1	°API (Fórmula)	17,5
	BOPD:	7164
CRUDO T-2	°API (Fórmula)	14,0
	BOPD:	811
CRUDO T-3	°API (Fórmula)	14,2
	BOPD:	64
°API MEZCLA (Fórmula)		17,1
BOPD TOTALES		8039
°API Wash Tank (21' 10") - Hidrómetro		17,5

**Comentarios:** Entre las Tablas 16 y 17 se observa diferencia (menor °API mezcla) entre los resultados, comparando los valores entre el uso de hidrómetro (en campo) y el uso de la fórmula basado en los valores de °API seco de los pozos. Los resultados llevan a tener que optimizar el tratamiento de deshidratado, tomando como indicativo final la °API del crudo obtenido luego del tratamiento.

### 6.5. Wash Tank

El Wash Tank es el último equipo que realiza el tratamiento del petróleo, es por ello que debe obtener un crudo final de la mejor calidad posible en los niveles superiores del tanque. Actualmente en la planta de SANJA, no ocurre lo descrito anteriormente, se trabaja al límite, solo se posee crudo de buena calidad en el nivel 21'10" (descarga de crudo del wash tank hacia el shipping tank), el cual no da un margen de respuesta ante un eventual mal tratamiento en el sistema.

La Tabla 18 muestra el perfil del Wash Tank, con respecto a los %BSW, utilizando química desulsionante y sin su aplicación. Las muestras a diferentes niveles son obtenidos mediante los muestreadores ubicados en el tanque, referencia la base.

**Tabla 18.** Perfil (%BSW) - Wash Tank

<b>Niveles Wash Tank</b>	<b>% BSW (S/Q)</b>	<b>% BSW (C/Q)</b>	<b>% EMULSIÓN (S/Q)</b>	<b>% EMULSIÓN (C/Q)</b>
21' 10"	1,8	1,6	0,6	1,0
19' 01"	14	12	1	1,2
16' 10"	15	15	1,4	1,4
16' 00"	16	16	1,8	1,6
14' 05"	24	24	2	1,6
13' 04"	35	35	0	0
11' 05"	100	100	0	0

**Nota:** S/Q: Sin Química.

C/Q: Con Química (desulsionante de acción rápida).

**Comentarios:** El único nivel que contiene un crudo de buena calidad respecto al %BSW es a 21'10". Se aprecia una disminución en los %BSW respecto a la prueba sin química desulsionante de rápida acción y aumento en los %Emulsión. Según la experiencia y la teoría en el tratamiento químico estos resultados generan indicios de un uso excesivo de la química.

## **7. Conclusiones del Capítulo 3**

- 7.1.** Existe presencia de emulsión en las muestras tomadas en la cabeza de pozo, las cuales comienza su tratamiento en la planta, favoreciendo su estabilización, la cual debe evitarse.
- 7.2.** La emulsión que ingresa a la batería no está caracterizada debidamente, solo se toma como referencia su porcentaje dentro de la producción. No se considera características tales como: componentes del emulsionante, compatibilidad con el agua, afinidad actual con la química desemulsionate.
- 7.3.** La batería SANJA es un campo que posee un crudo pesado y grandes cantidades de agua, las cuales deben ser tratadas mediante un proceso optimizado desde el punto de vista técnico y económico.
- 7.4.** En el manifold, se recibe por líneas independientes la producción de los pozos, los cuales son mezclados manualmente tomando como criterio técnico el °API, temperatura, presión y facilidad operativa de mezcla, para que los equipos separadores puedan trabajar sin ningún problema.
- 7.5.** Se utiliza un crudo mediano de 19,3 °API, proveniente de otra batería de producción, cuyas características de %BSW y %Asfaltenos ocasionalmente altera el desempeño del FWKO, por donde ingresa, debido al envío de crudo de mala calidad por parte de la batería en mención. Ocasionando inestabilidad en el equipo perdiendo los niveles objetivos de agua y crudo.
- 7.6.** El tratador #2 y #3 son usados como FWKO, por falta de capacidad y de equipos en el campo. Desde el punto de vista de tecnología de equipos es inadecuado su uso como FWKO.

- 7.7. El tratador #3 es el único equipo separador que no posee quemadores para elevar la temperatura de operación, lo que obliga a seleccionar aquellos petróleos que poseen alta temperatura y se encuentren cerca de la planta. Desde el punto de vista de operación esta es una desventaja, ya que limita la flexibilidad de la planta.
- 7.8. El tratador #1, es el único tratador térmico que trabaja como para lo cual ha sido diseñado.
- 7.9. Las presiones y temperaturas de los equipos separadores no pueden ser aumentadas, debido al estado actual de los equipos, respecto a su antigüedad y el deterioro que poseen actualmente.
- 7.10. De los valores de las tablas 11, 12 y de los análisis químicos se concluye que el primer paso es optimizar los tiempos de residencia, según un nuevo reordenamiento del ingreso de los pozos hacia los separadores.
- 7.11. El °API del crudo obtenido en el Wash Tank se puede incrementar planteando mejoras en el sistema de tratamiento del petróleo.
- 7.12. El %BSW en la descarga del crudo en el Wash Tank, muestra un valor elevado, el cual debe ser reducido para su comercialización. Siendo este un problema, consecuencia del mal tratamiento físico y químico.
- 7.13. La Tabla 14 muestra que las dosificaciones del desemulsionante utilizado está por encima de las recomendaciones industriales (por encima de los 100 ppm), se observa un exceso en su uso desde el punto de vista técnico y económico.
- 7.14. De la tabla 15 se observa la falta de una optimización en la deshidratación, enfocado del punto de vista de un posible exceso en el uso de este producto, por lo mostrado en la reducción del corte de agua cuando se le agrega química desemulsionante al crudo. Esto conlleva realizar un estudio de prueba y error, para disminuir su dosificación y con ello reducir los costos anuales de consumo.

## **8. Propuestas de mejoramiento del proceso de deshidratación**

Sobre la base del análisis del proceso de deshidratación desarrollado, análisis expresado en las conclusiones anotadas, se concluye en la necesidad de mejorar el proceso.

Por ello y aplicando los procedimientos de "prueba y error" y por la observación física, utilizando las mismas instalaciones de la batería de producción SANJA, se desarrollan las corridas sobre la base de los siguientes factores:

1. Mejorar los tiempos de residencia del agua y del petróleo en los equipos separadores.
2. Optimizar la dosificación del desemulsionante utilizado.

## CAPITULO 4

**PROPUESTAS DE MEJORA Y SU IMPLEMENTACIÓN EN EL TRATAMIENTO  
DEL PETRÓLEO – BATERÍA SANJA**

**1. PROPUESTA 1:** Optimización del proceso de tratamiento físico y químico en los equipos separadores, tiempos de residencia.

**1.1. Actividades programadas**

**Tabla 19.** Actividades programadas, propuesta 1 (SANJA)

ACTIVIDADES	TIEMPO		
	Semana 1	Semana 2	Semana 3
1. Determinar los tiempos de residencia del crudo y agua de producción. Realizando cambios en la distribución de los pozos en el ingreso a los separadores.	X	X	
2. Evaluar la posible distribución óptima, durante un tiempo de observación apropiado.			X
3. Comparar los tiempos de residencia.			X

**1.2. Desarrollo de las Actividades**

**1.2.1. Actividad 1.** Determinación de los tiempos de residencia del crudo y agua, modificando la distribución de los pozos.

Se modifica la distribución de los pozos (según la disponibilidad mecánica que ofrece el manifold) que ingresan a cada equipo separador y a la vez calcular sus tiempos de residencia tanto del crudo y el agua, hasta obtener la distribución y tiempos mejorados, usando como referencia la estabilidad operacional de los equipos y en la siguiente propuesta mediante la calidad del crudo.

En la Tabla 20 muestra el primer cambio de distribución de los pozos, modificando el ingreso de algunos pozos.

- Retirar SANJA 1, 2 y 27 que ingresa al FWKO y hacerlos ingresar al Tratador #2, el cual según lo observado día a día es más estable en sus condiciones de operación, respecto a su estabilidad en sus niveles de crudo y agua.
- Luego ingresar el SANJA 28 al Tratador #3.

**Tabla 20.** Distribución N°1 de pozos y tiempos de residencia vessel

DISTRIBUCIÓN	VESSEL	Pozos	NIVELES			PRESS	TEMP	BOPD	BWPD	TRESID AGUA (min)	TRESID OIL (hrs)
			H2O	OL	GAS						
1	FWKO	10, 12, 24, 25 y Mediano	4 H2O	3 OL	1 GAS	35	182	6438	31760	16,7	4,5
	Tratador #1	Conectado con el FWKO	1 H2O	5 OL	2 GAS	32	196	6116	322	68,6	3,9
	Tratador #2	1, 2, 16, 20, 22 y 27	4 H2O	3 OL	1 GAS	33	210	1705	43813	12,1	20,8
	Tratador #3	13 y 28	4 H2O	1 OL	2 GAS	33	195	273	17210	19,5	27,3

**Comentarios:** Se mejora los tiempos de residencia, pero de lo observado en el campo, el Tratador #2 no mantiene una estabilidad en sus niveles de crudo y agua durante mucho tiempo, es por ello que se opta por seguir realizando cambios.

La Tabla 21 presenta la distribución N°2, de la siguiente manera: cambio de pozos entre el FWKO (SANJA 24 y 25) y el Tratador #2 (SANJA 1 y 27), tomando como criterio aligerar la carga del Tratador #2 y aumentar la carga en el FWKO, para de esta manera controlar mejor el tratador respecto a su estabilidad en los niveles de agua y crudo.

**Tabla 21.** Distribución N°2 pozos y tiempos de residencia vessel

DISTRIBUCIÓN	VESSEL	Pozos	NIVELES			PRESS	TEMP	BOPD	BWPD	TRESID AGUA (min)	TRESID OIL (hrs)
			H2O	OL	GAS						
2	FWKO	1, 10, 12, 27 y Mediano	4 H2O	3 OL	1 GAS	37	190	6715	41271	12,9	4,3
	Tratador #1	Conectado con el FWKO	2 H2O	4 OL	2 GAS	31	195	6379	336	334,2	3,5
	Tratador #2	2, 16, 20, 22, 24 y 25	3 H2O	4 OL	1 GAS	32	204	1428	34302	6,2	27,8
	Tratador #3	13 y 28	4 H2O	2 OL	1 GAS	33	195	273	17210	19,5	57,8

**Comentarios:** Con la distribución cambian los tiempos de residencia, pero el Tratador #2 aún mantiene problemas operacionales, perdiendo niveles de agua.

Se procede a realizar la distribución N°3 (Tabla 22), en donde se retiran dos pozos (SANJA 24 Y 25) del tratador #2 para que ingresen al FWKO.

**Tabla 22.** Distribución N°3 pozos y tiempo de residencia en los vessel

DISTRIBUCIÓN	VESSEL	Pozos	NIVELES			PRESS	TEMP	BOPD	BWPD	TRESID AGUA (min)	TRESID OIL (hrs)
3	FWKO	1, 10, 12, 24, 25, 27 y Mediano	4 H2O	3 OIL	1 GAS	45	195	7052	52425	10,1	4,1
	Tratador#1	Conectado con el FWKO	2 H2O	4 OIL	2 GAS	34	202	6699	353	318,2	3,3
	Tratador#2	2, 16, 20 y 22	3 H2O	4 OIL	1 GAS	33	200	1091	23148	12,2	36,4
	Tratador#3	13 y 28	4 H2O	2 OIL	1 GAS	33	195	273	17210	19,5	57,8

**Comentario:** La última distribución se deja operativa por 24 horas, en ese periodo de tiempo los equipos vessel se mantuvieron estables (es decir sin pérdida de niveles y con una buena calidad de crudo y agua).

### 1.2.2. Actividad 2. Determinar la posible distribución óptima.

La última distribución realizada se deja operativa en campo por un periodo de una semana para observar el comportamiento de la operación de separación. Durante el transcurso de este tiempo los equipos permanecieron estables, sin pérdidas de niveles de crudo y agua, al mismo tiempo manteniendo sus temperaturas y presiones constantes.

### 1.2.3. Actividad 3. Comparar los tiempos de residencia.

Según los resultados de la actividad 2, se presenta un cuadro comparativo de los tiempos de residencia antiguos y mejorados.

**Tabla 23. Comparación Tiempos de Residencia**

EQUIPOS	CAPAC. (Bbls)	DISTRIBUCIÓN DE POZOS							
		ANTIGUA		MODIFICADA					
		TRhrs (Oil)	TRmin (Agua)	PRIMERA		SEGUNDA		TERCERA	
				TRhrs (Oil)	TRmin (Agua)	TRhrs (Oil)	TRmin (Agua)	TRhrs (Oil)	TRmin (Agua)
FWKO	1808	3,9	7,7	4,5	16,7	4,3	12,9	4,1	10,1
Tratador #1	1411	3,3	58,5	3,9	68,6	3,5	334,2	3,3	318,2
Tratador #2	1210	43,8	35,5	20,8	12,1	27,8	8,2	36,4	12,2
Tratador #3	840	116,4	37,1	27,3	19,5	57,8	19,5	57,8	19,5

**Comentarios:** Se observa en algunos equipos el aumento en los tiempos de residencia, pero en otros no, esto no quiere decir que el tratamiento se perjudique, la base de las pruebas y resultados es comparado con el comportamiento de los equipos respecto a su estabilidad en los niveles de agua y crudo obtenidos.

## 2. PROPUESTA 2: Optimización de la dosificación del desemulsionante.

La presente propuesta trata de optimizar la dosificación del desemulsionante, considerando la distribución seleccionada, la cual se aplica al petróleo a su ingreso a los equipos (FWKO y tratadores térmicos).

## 2.1. Actividades Programadas

**Tabla 24.** Actividades programadas, propuesta 2 (SANJA)

ACTIVIDADES	TIEMPO		
	Semana 1	Semana 2	Semana 3
1. Calcular el consumo del desemulsionante, con la distribución mejorada de la propuesta 1, usando las mismas concentraciones.	X		
2. Realizar una corrida de prueba para determinar la calidad de crudo obtenido de los separadores, basados en la distribución mejorada.	X		
3. Redosificación de la química desemulsionante, con pruebas diarias de %Emulsión, %Agua y %Sedimentos, hasta obtener la mejor dosificación.		X	X

## 2.2. Desarrollo de las Actividades

### 2.2.1. Actividad 1. Calcular el consumo del desemulsionante.

La Tabla 25 muestra la dosificación de la química desemulsionante analizada con la distribución mejorada, utilizando la misma concentración establecida por la empresa química para este campo, usando la ecuación 8 suministrada por la empresa química distribuidora del desemulsionante.

**Tabla 25.** Cálculo de Dosificación del desemulsionante

Planta SANJA

Desemulsionante				
PLANTA - SANJA				
EQUIPO (Pozos)	BOPD	Equipo	QPD	Conc. PPM
FWKO (1, 10, 12, 24, 25, 27 y Mediano)	1452	FWKO	24	98
T-1 (Crudo Proveniente del FWKO)		T-1	4	19
T-2 (2, 16, 20 y 22)	1091	T-2	24	132
T-3 (13 y 28)	273	T-3	9	186
	2816	Total	61	129

**Comentarios:** Los consumos siguen siendo elevados (Total 61 QPD).

**2.2.2. Actividad 2.** Corrida de prueba para determinar la calidad de crudo obtenida en los separadores.

Se aplica el procedimiento de la Norma Técnica **ASTM D4007-81** (Standar test method of water and sediment in crude oil by the centrifuge method). Para mayor detalle del procedimiento del análisis, **Anexo 7**.

La Tabla 26 muestra los resultados de las pruebas realizadas:

**Tabla 26.** Calidad del crudo obtenido

Punto de Muestreo	Desemulsionante		% Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	24	98	2,2	1,8	0,1	0,1	0,8	1,0
Out Tratador #1	4	19	0,5	0,4	0,05	0	0,4	0,4
Out Tratador #2	24	132	0,6	0,4	0	0	0,7	0,8
Out Tratador #3	9	186	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2

Donde:

QPD	= Quarts Per Day
PPM	= Partes Por Millon
%W/C (S/Q)	= %Corte de Agua Sin Desemulsionante
%W/C (C/Q)	= %Corte de Agua Con Desemulsionante
%BS (S/Q)	=%Sedimentos Sin Desemulsionante
%BS (C/Q)	=%Sedimentos Con Desemulsionante
%Emul. (S/Q)	= %Emulsión Sin Desemulsionante
%Emul. (C/Q)	= % Emulsión Con Desemulsionante

**Comentarios:** Los cortes de agua en los tres primeros equipos han disminuido luego de agregarle el desemulsionate, esto da indicios de un mal tratamiento. Con respecto al %Emulsión, este ira disminuyendo mediante el paso del tiempo cuando el crudo pase al wash tank.

### 2.2.3. Actividad 3. Redosificar el desemulsionante.

Mediante pruebas diarias de %Agua, %Emulsión y %Sedimentos, hasta obtener la dosificación óptima.

Las Tablas 27, 28, 29 y 30 muestran las pruebas hechas, aplicando el procedimiento de la Norma Técnica ASTM D4007-81, durante cuatro días, hasta obtener la dosificación óptima.

La Tabla 27, inicia las corridas de prueba, disminuyendo la dosificación del desemulsionante, guiado por los %Corte de agua, %Sedimentos y %Emulsión.

**Tabla 27. Prueba desemulsionante día 1**

Punto de Muestreo	Día 1							
	Desemulsionante		Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	19	78	1,6	1,4	0,1	0,1	0,5	0,6
Out Tratador #1	2	9	0,4	0,4	0	0	0,3	0,3
Out Tratador #2	18	98	0,4	0,3	0	0	0,7	0,8
Out Tratador #3	5	109	0,1	0,1	0,1	0,05	0,2	0,2

**Comentarios:** En esta primera etapa, se aprecia una disminución en el %Corte de agua, en especial en el crudo de descarga del FWKO y tratador #2. Del mismo modo ocurre con el %Emulsión. Respecto al %Sedimentos sus valores son bajos y no se ve cambio alguno respecto con la disminución del desemulsionante.

El día 2 se continúa con la disminución gradual (Tabla 28), debido a que continúan aún valores elevados en el %Corte de agua y %Emulsión, también por el elevado consumo de la química.

Tabla 28. Prueba desemulsionante día 2

Punto de Muestreo	Día 2							
	Desemulsionante		Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	15	61	1,2	1,4	0,1	0,1	0,3	0,3
Out Tratador #1	1	4	0,3	0,3	0	0	0,2	0,2
Out Tratador #2	15	82	0,2	0,2	0	0	0,5	0,6
Out Tratador #3	4	87	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2

**Comentarios:** Continua la disminución en el %Corte de Agua y %Emulsión en la descarga del crudo del FWKO, tratador #1 y tratador #2, en los cuales se va acortando la diferencia entre los valores de los análisis con química y sin química, el cual es un indicativo de una mejora en el tratamiento.

Se continúa con la disminución de la química desemulsionante, esta vez mínimamente, por tenerse buenos resultados en el día 2, la Tabla 29 muestra los resultados del día 3.

Tabla 29. Prueba desemulsionante día 3

Punto de Muestreo	Día 3							
	Desemulsionante		Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	14	57	1	1,1	0,1	0,1	0,3	0,3
Out Tratador #1	1	4	0,3	0,3	0	0	0,2	0,2
Out Tratador #2	12	65	0,2	0,2	0,1	0	0,4	0,3
Out Tratador #3	4	87	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2

**Comentarios:** La disminución de la dosificación ha sido mínima, obteniéndose valores en el %Corte de agua y %Emulsión, prácticamente los mismos entre el uso de la química y sin ella en el crudo de descarga de los equipos.

Según lo visto en la Tabla 29, se decide mantener dicha dosificación por un día más de análisis, para comprobar y observar el comportamiento de los equipos y la calidad de crudo obtenida, dando como resultado la Tabla 30.

**Tabla 30. Observación prueba desemulsionante del día 4**

Punto de Muestreo	DOSIFICACIÓN MEJORADA DEL DESEMULSIONANTE							
	Desemulsionante		Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	14	57	1	1	0,1	0,1	0,3	0,3
Out Tratador #1	1	4	0,3	0,3	0	0	0,2	0,2
Out Tratador #2	12	65	0,2	0,2	0	0	0,4	0,3
Out Tratador #3	4	87	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2

**Comentarios:** Los resultados se mantienen respecto al día 3, determinando una mejor dosificación de la química desemulsionante.

### 3. Conclusiones finales de las propuestas

3.1. Tiempos de residencia mejorados, con la nueva distribución del ingreso de la producción de los pozos hacia los tratadores y/o separadores. La Tabla 31 muestra los tiempos de residencia optimizados, los parámetros físicos, la distribución y los niveles de agua y crudo con la cual trabajan los equipos.

**Tabla 31. Tiempos de residencia mejorados**

VESSEL	Pozos	NIVELES			PRESS psi	TEMP °F	BOPD	BWPD	TRESID AGUA MIN	TRESID OIL HRS
FWKO	1, 10, 12, 24, 25, 27 y Mediano	4 H2O	3 OIL	1 GAS	45	195	7052	52425	10,1	4,1
Tratador #1	Conectado con el FWKO	1 H2O	5 OIL	2 GAS	34	202	6699	353	318,2	3,3
Tratador #2	2,16, 20 y 22	4 H2O	3 OIL	1 GAS	33	200	1091	23148	12,2	36,4
Tratador #3	13 y 28	4 H2O	1 OIL	2 GAS	33	195	273	17210	19,5	57,8

3.2. Se mejora el uso del desemulsionante, para la obtención de una calidad de crudo mejor a la actual, se reduce la concentración y dosificación de la química, la Tabla 32 muestra los análisis de la calidad del crudo al trabajar con la dosificación mejorada.

**Tabla 32.** Dosificación mejorada del desemulsionante

Punto de Muestreo	Desemulsionante		% Corte de Agua		% Sedimentos		% Emulsión	
	QPD	PPM	% W/C (S/Q)	% W/C (C/Q)	% BS (S/Q)	% BS (C/Q)	% E (S/Q)	% E (C/Q)
Out FWKO	14	57	1	1	0,1	0,1	0,3	0,3
Out Tratador #1	1	4	0,3	0,3	0	0	0,2	0,2
Out Tratador #2	12	65	0,2	0,2	0	0	0,4	0,3
Out Tratador #3	4	87	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
	31	66						

3.3. Se mejora el °API del crudo producido. La Tabla 33 muestra los resultados del °API (usando el hidrómetro) analizados en el crudo de descarga de los separadores y/o tratadores y en el rebose del wash tank.

**Tabla 33.** °API, resultado de aplicar las propuestas

<b>CRUDO FWKO/T-1</b>	<b>°API (Fórmula)</b>	<b>18,2</b>
	<b>BOPD:</b>	<b>7052</b>
<b>CRUDO T-2</b>	<b>°API (Fórmula)</b>	<b>14,5</b>
	<b>BOPD:</b>	<b>1091</b>
<b>CRUDO T-3</b>	<b>°API (Fórmula)</b>	<b>14,4</b>
	<b>BOPD:</b>	<b>273</b>
<b>°API MEZCLA (Fórmula)</b>		<b>17,6</b>
<b>BOPD TOTALES</b>		<b>8416</b>
<b>°API Wash Tank (21' 10") - Hidrómetro</b>		<b>17,9</b>

3.4. A consecuencia de la mejora en el tratamiento físico y químico en la deshidratación del crudo, se aprecia mejoría en el perfil del wash tank, los resultados se muestran en la Tabla 34.

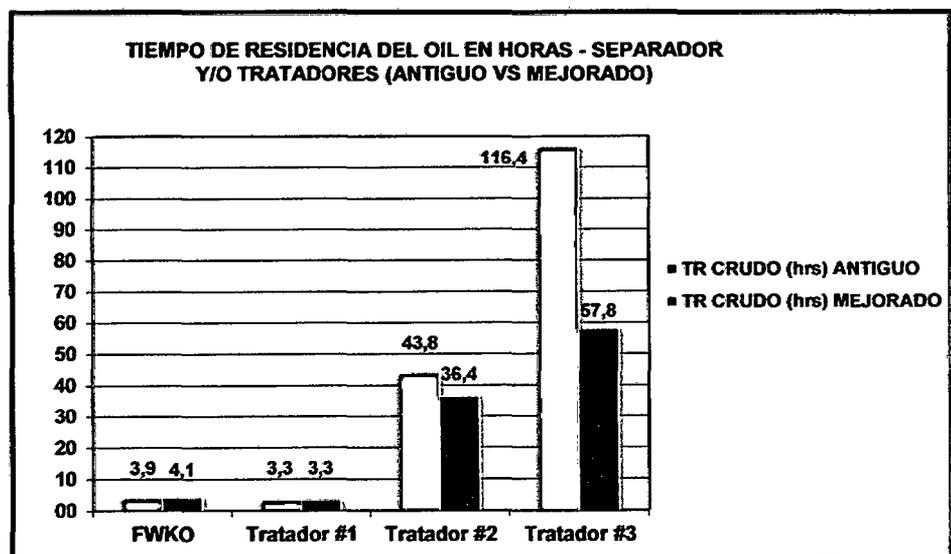
**Tabla 34.** Perfil del Wash Tank – Tratamiento Mejorado.

Niveles Wash Tank	% BSW (S/Q)	% BSW (C/Q)	% EMULSIÓN (S/Q)
21' 10"	0,2	0,2	0
19' 01"	0,4	0,4	0
16' 10"	1,2	1,4	0
16' 00"	8	10	0,3
14' 05"	18	20	0,5
13' 04"	35	35	0,5
11' 05"	80	82	0

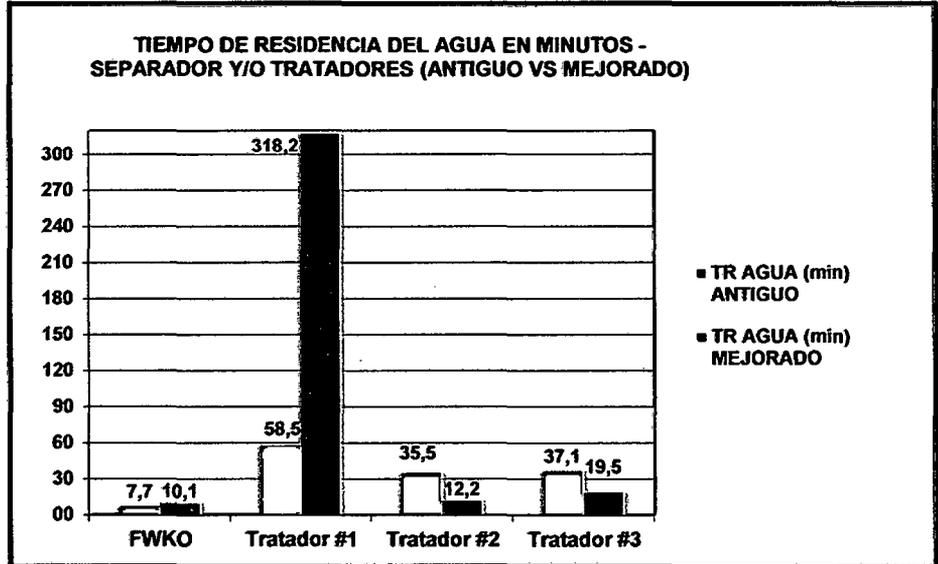
3.5. Finalmente los resultados antes mencionados se muestran en las Gráficas del 1 al 6, se aprecia las comparaciones en los resultados de los diferentes análisis, antes y después de las propuestas.

- **Tiempos de Residencia:**

**Gráfica 1.** Tiempos de Residencia Oil (Antiguo Vs. Mejorado)

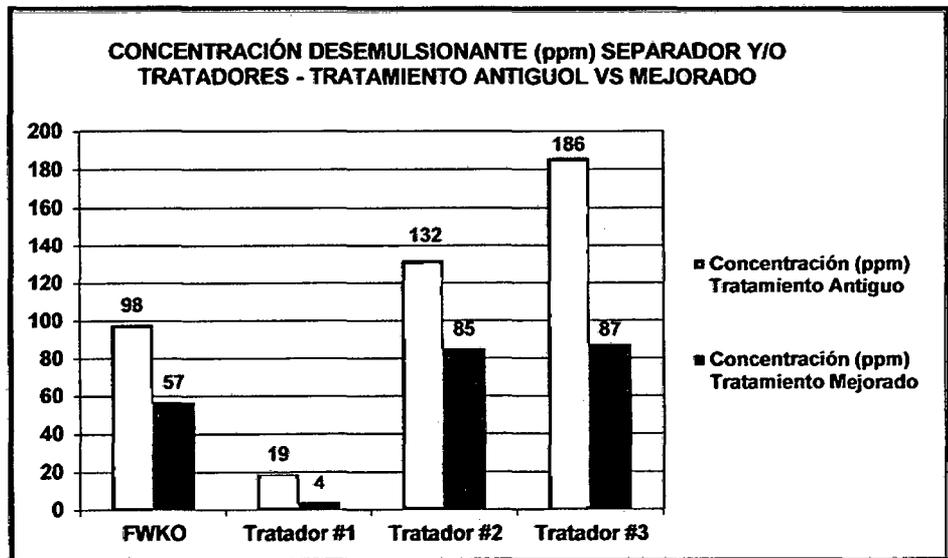


**Gráfica 2. Tiempos de Residencia Agua (Antiguo Vs. Mejorado)**



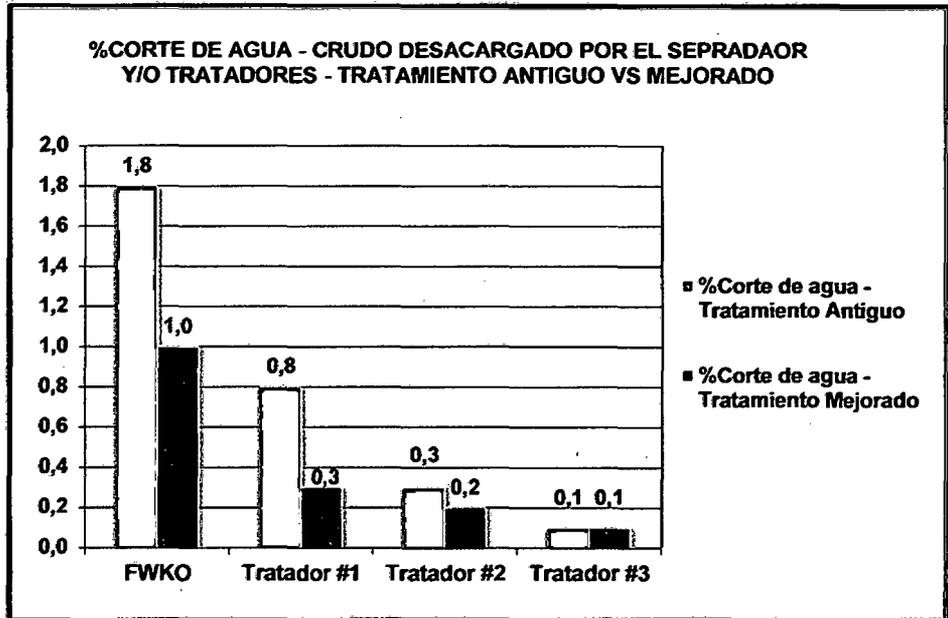
- **Concentración del desemulsionante:**

**Gráfica 3. Concentración desemulsionante (Antiguo Vs. Mejorado)**



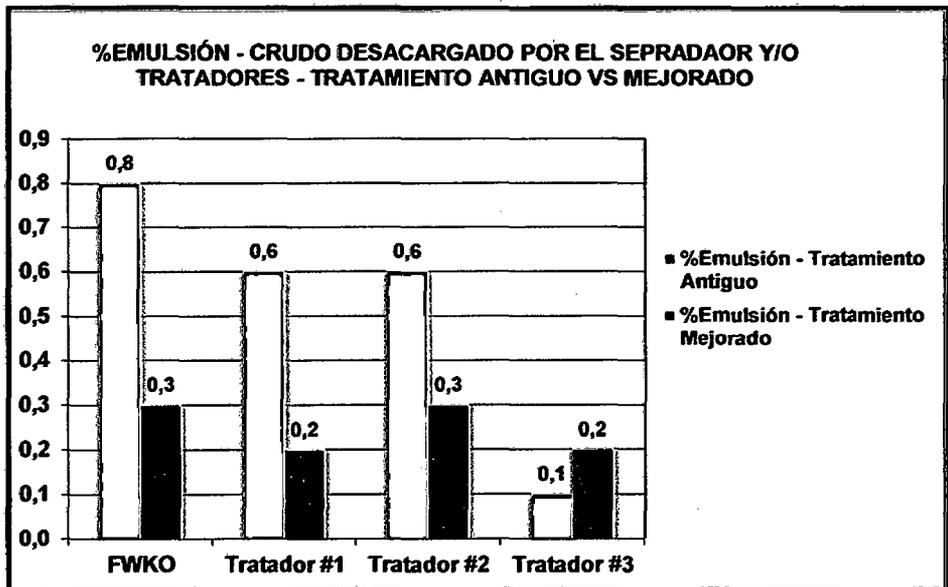
- %Corte de agua:

Gráfica 4. %Corte de agua – Tratamiento Antiguo Vs. Mejorado



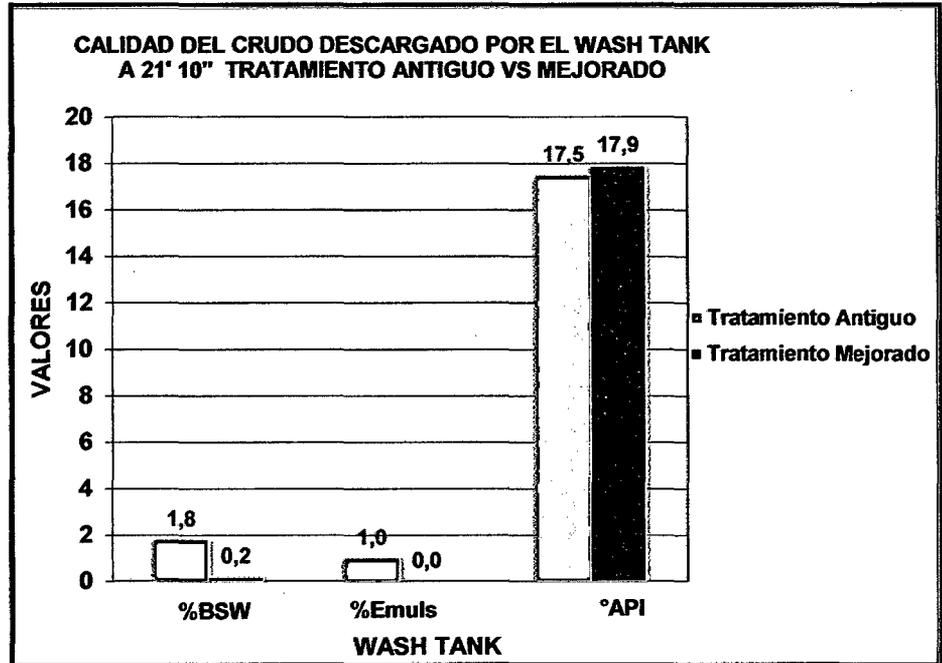
- %Emulsión:

Gráfica 5. %Emulsión – Tratamiento Antiguo Vs. Mejorado



- Wash Tank:

Gráfica 6. Wash Tank (21' 10") – Tratamiento Antiguo Vs. Mejorado



**CAPITULO 5**

**TRATAMIENTO FÍSICO Y QUÍMICO DEL AGUA DE REINYECCIÓN**

**LOTE 1AB**

**1. Introducción**

Como se ha expresado en los capítulos anteriores, la producción de petróleo viene acompañada por agua, sea en estado libre o emulsionado, que hay necesidad de retirarla, por lo que es necesario someterla a un proceso de deshidratación. Las actuales disposiciones, exigen que el agua producto del proceso de deshidratación debe ser reinyectada, pero con calidades menos contaminantes.

Para nuestro caso de estudio se analizará a la batería de producción denominada "FORE", ubicada dentro del Lote 1AB. Se selecciona esta batería por contener los problemas más severos y situaciones que exige al ingeniero químico la mejor aplicación de sus conocimientos.

En el caso de la Batería FORE la re-inyección total del agua de producción se inició en enero del 2009, inyectando alrededor de 70 000 BPD, aunque se desea alcanzar los 100 000 BPD.

El propósito de este trabajo está centrado en estudiar y analizar las condiciones operacionales de aquellos equipos que tienen incidencia fundamental en la calidad del agua, y a su vez mitigar los problemas de incrustaciones y depósitos en el sistema de tratamiento del agua, con el fin de proponer alternativas de mejor performance.

## **2. Agua en la producción del petróleo**

### **2.1. Agua de producción**

Son formaciones que se encuentran en el subsuelo. Las rocas sedimentarias están impregnadas con petróleo, gas y agua. En la industria del petróleo a esta agua se le denomina también agua de formación y vienen acompañados con el petróleo producido. <sup>(4)</sup>

#### **2.1.1. Características del agua de producción:**

El agua de formación contiene principalmente sales disueltas. Sus propiedades fisicoquímicas varían según la posición geográfica del campo. Las características son dadas por la formación geológica con la cual el agua de formación ha estado en contacto por miles de años dando un tipo de producto de hidrocarburo específico. <sup>(4)</sup>

Las aguas de producción son más salinas que las aguas subterráneas y pueden incluir los aditivos químicos utilizados sobre todo durante la operación de perforación. <sup>(4)</sup>

El agua de producción contiene sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos en el agua. <sup>(4)</sup>

##### **a. Presencia de minerales**

La presencia de los minerales se da de diferentes maneras: en forma aniones, cationes, incrustaciones, etc.

---

<sup>4</sup> (Balarezo, 2009)

- **Aniones:**

Los principales son: Cloruro ( $\text{Cl}^-$ ), carbonato ( $\text{CO}_3^-$ ), bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y sulfatos ( $\text{SO}_4^-$ ).

**Cloruros**, son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es la corrosividad de la salmuera, la cual aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. <sup>(3)</sup>

**Carbonatos y bicarbonatos**, forman costras insolubles en las tuberías de producción. <sup>(3)</sup>

**Sulfatos**, forman costras, pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que llevan a la formación de  $\text{H}_2\text{S}$  en el yacimiento. <sup>(3)</sup>

- **Cationes:**

Entre los más comunes se tienen: Calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ), sodio ( $\text{Na}^{2+}$ ), hierro ( $\text{Fe}^{3+}$ ), bario ( $\text{Ba}^{2+}$ ), estroncio ( $\text{Sr}^{3+}$ ) y radio ( $\text{Ra}^{3+}$ ). <sup>(3)</sup>

**Calcio**, los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. <sup>(3)</sup>

**Magnesio**, los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones.

---

<sup>3</sup> (ARPEL)

Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio. <sup>(3)</sup>

**Sodio**, es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35 000 partes por millón (ppm). El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal. <sup>(3)</sup>

**Hierro**, naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes. <sup>(3)</sup>

**Bario**, es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar su descarga. <sup>(3)</sup>

#### **b. Presencia de petróleo**

En los capítulos iniciales del presente trabajo se ha tratado con detalle el proceso de deshidratación del petróleo y su importancia. Como resultado de la deshidratación, el agua recuperada contiene gotitas de aceite dispersas, formando una emulsión del tipo aceite-agua conocida también como emulsión inversa <sup>(33)</sup>.

---

<sup>3</sup>(ARPEL)  
<sup>33</sup>(Rodríguez, 2008)

El aceite en el agua producida es un problema importante. Puede causar problemas pozo abajo en el sistema de inyección, especialmente donde se está utilizando un pozo de eliminación en una zona que no contenía petróleo y no tiene saturación de aceite residual. El aceite también ensuciará rápidamente a la mayoría de los filtros. <sup>(3)</sup>

Por lo tanto se deberá minimizar el aceite en el agua. Si la concentración de aceite en el agua que sale de los separadores de agua libre es demasiado alta, se deberá considerar el uso de un tratador u otra forma de quitar el aceite. <sup>(3)</sup>

## **2.2. Agua de Reinyección**

En la industria de producción de petróleo, las aguas recuperadas deben ser reinyectadas al subsuelo, en condiciones ambientales de calidad, es decir que minimicen la contaminación del medio, por lo cual es necesario otorgarle el tratamiento adecuado de recuperar el petróleo que contiene en estado de emulsión y disminuir la presencia de minerales.

### **2.2.1. Problemas con las impurezas**

- a. Aspectos ambientales,** al obtener aguas con elevado contenido de aceite, minerales, sedimentos, etc, lleva a establecer un mecanismo de reinyección, pero ya no directamente hacia el medio ambiente como se hacía años atrás, sino mediante la utilización de pozos inyectoros diseñados especialmente para tal propósito y estableciendo límites máximos permisibles fiscalizados para reducir la contaminación.

---

<sup>3</sup> (ARPEL)

**b. Aspectos económicos**, el costo de sacar, manejar, procesar y eliminar el agua, adicionada el bajo nivel de producción de petróleo, hace que la operación de un pozo deja de ser económica. A su vez el manejo del agua de producción conlleva elevados costos de mantenimiento e ingeniería para reducir y eliminar las incrustaciones, taponamientos y deterioros a causa de los contaminantes presentes en el agua. <sup>(3)</sup>

## **2.2.2. Procesos de tratamiento**

### **a. Físicos**

Los equipos utilizados para el tratamiento físico del agua, se inician en los separadores trifásicos y luego pasan hacia tanques desnatadores (Skimmer y Reposo). Operaciones basadas en un proceso de decantación aprovechando la diferencia de densidades entre el aceite y el agua. Los parámetros observados son la presión (aproximadamente atmosférica), la temperatura del agua descargada de los equipos separadores y el tiempo de residencia establecidos por el flujo de agua y el diseño del tanque. Los tratamientos físicos se pueden resumir en: <sup>(3)</sup>

- Separación por gravedad.
- Flotación por aire disuelto.
- Inducción a la flotación por gas.
- Hidrociclones.
- Flotación Inducida hidráulicamente.
- Flotación Inducida mecánicamente.

---

<sup>3</sup> (ARPEL)

## b. Químicos.

El tratamiento físico viene de la mano con el tratamiento químico, el cual utiliza principalmente: clarificadores (directo e inverso), inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, biocidas y secuestrante de oxígeno. Los elementos químicos actúan según los parámetros establecidos por el agua de producción tratada.

Dentro del tratamiento químico se destaca la importancia del pH relacionado con la remoción del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, por ejemplo con un pH menor de 5 casi todo el H<sub>2</sub>S está presente como un gas asociado y puede ser eliminado fácilmente. Para el CO<sub>2</sub> con un pH de 5 produce 95% del gas disponible y un pH de 4 logra el 100%. Los métodos de eliminación para estos gases incluyen la aireación y la desgasificación al vacío.<sup>(3)</sup>

## 3. Clarificador

### 3.1. Clarificador Inverso

Para hablar del clarificador inverso se debe conocer la definición de la emulsión inversa.

**La emulsión inversa**, es lo opuesto a la emulsión regular o directa denominada emulsión agua en aceite. En tal sentido emulsión inversa está formada por la dispersión de pequeñas gotas de aceite en agua.<sup>(33)</sup>

El aditivo químico usado para romper las emulsiones inversas y retirar los restos de oil es el **clarificador inverso (desemulsionante inverso)**, el cual actúa como dispersante, en donde las pequeñas gotas de aceite se desligan de la fase agua (interfacialmente) y se aglomeran con las

---

<sup>3</sup> (ARPEL)  
<sup>33</sup> (Rodríguez, 2008)

demás gotas para formar una capa de aceite sobre la superficie del agua. En nuestro caso este tratamiento se realiza en la descarga de agua de los separadores y/o tratadores térmicos.<sup>(13)</sup>

El clarificador inverso usado es un componente químico soluble en el agua, comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio, de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.<sup>(33)</sup>

Las condiciones necesarias para la formación de las emulsiones inversas son las mismas que para las emulsiones directas, las cuales se han detallado en el Capítulo 2.

En la industria de la producción del petróleo las emulsiones inversas causan varios problemas sobre todo medioambientales y económicos, tales como:<sup>(13)</sup>

- Grandes cantidades de agua son producidas, las cuales generalmente deben ser reinyectadas a pozos abandonados y en el peor de los casos arrojados al medio ambiente. Si el agua contiene gran cantidad de hidrocarburos será un impacto ambiental considerable.
- Estas aguas emulsionadas (O/W) al ser reinyectadas al subsuelo vía pozos, generan grandes pérdidas económicas por la cantidad de petróleo que representa.
- Geológicamente, el agua que tiene pequeñas partículas de aceite u otros sólidos pueden ser perjudicial para una formación, ya que estas partículas taponean los poros de la formación y no dejan fluir con facilidad el agua que se desea reinyectar.

---

<sup>13</sup> (Champion Technologies, 2011)

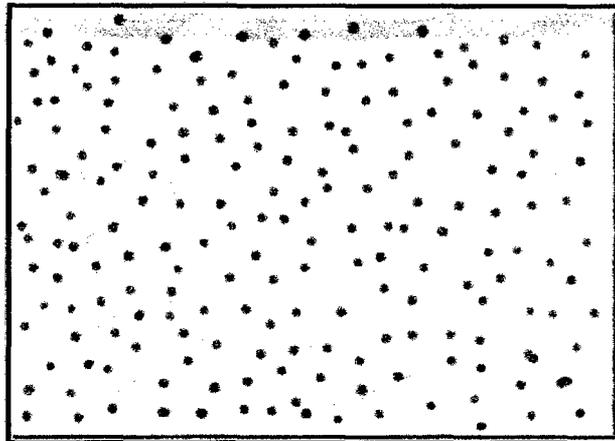
<sup>33</sup> (Rodríguez, 2008)

### 3.2. Mecanismo de Clarificación – Clarificador Inverso

A continuación se explica las cuatro etapas de la clarificación del agua.

**Etapas 1.** En una dispersión o emulsión inversa, pequeñas gotas de aceite se encuentran dispersadas en el agua, Figura 36. <sup>(13)</sup>

**Figura 36.** Emulsión Inversa (aceite en agua O/W)

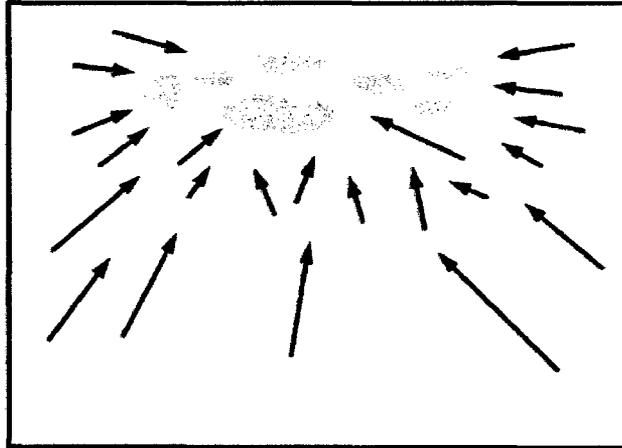


**Etapas 2.** Cuando el químico clarificador inverso es aplicado, esta revierte las cargas eléctricas asociadas con la interface aceite-agua. Esta ruptura en la interface trasmite una atracción entre las pequeñas gotas de aceite. Las gotas empiezan a coalescer (movimiento de una hacia la otra), Figura 37. <sup>(13)</sup>

---

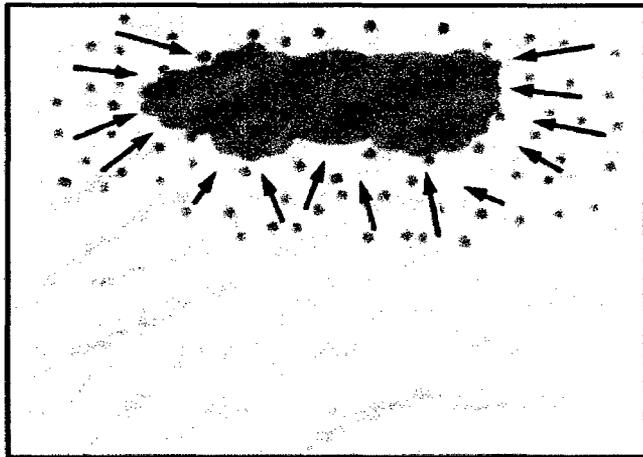
<sup>13</sup> (Champion Technologies, 2011)

**Figura 37.** Coalescencia, aplicación de química



**Etapa 3.** Como la dispersión de las gotas de aceite empieza a juntarse, ellos coagulan dentro de un globo pegajoso de aceite, el cual hace más fácil para que el aceite flote en la superficie del agua, Figura 38. <sup>(13)</sup>

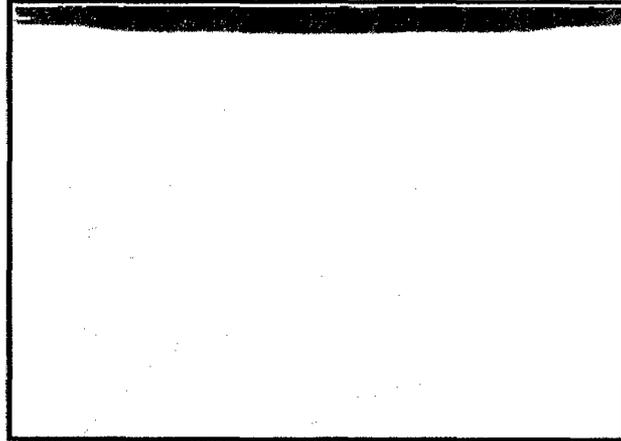
**Figura 38.** Coagulación, aceite hacia la superficie



**Etapa 4.** Cuando suficiente cantidad de aceite a coalescido, este asciende a la superficie del agua y forma una capa. El agua y aceite pueden ahora ser separadas con facilidad, Figura 39. <sup>(13)</sup>

<sup>13</sup> (Champion Technologies, 2011)

**Figura 39.** Formación de una capa aceitosa en la superficie

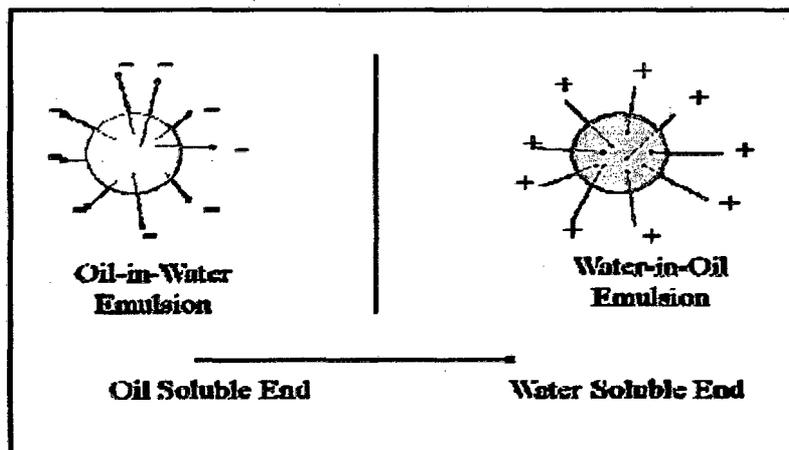


### 3.3. Clarificador Directo

Las partículas (sólidas) en una dispersión acuosa obtienen cargas, estas cargas promueven la suspensión sólido/líquido, el cual se debe a la repulsión de las fuerzas electrostáticas. <sup>(4)</sup>

La Figura 40 muestra el esquema de las cargas eléctricas en las emulsiones directa e inversa.

**Figura 40.** Cargas eléctricas en las emulsiones inversas y directas



Fuente. (Balarezo, 2009)

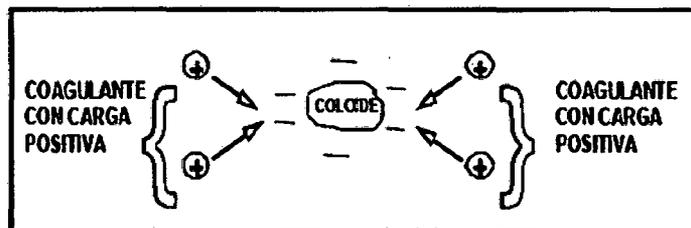
<sup>4</sup> (Balarezo, 2009)

### 3.4. Mecanismo de Clarificación – Clarificador Directo

**Etapa 1. Formación de Coagulante**, el agente de floculación (química clarificadora) es añadido al agua que se va a tratar e inmediatamente se disuelve e hidroliza. <sup>(4)</sup>

**Etapa 2. Coagulación**, también llamada de neutralización o desestabilización de partículas. La carga positiva de los coagulantes neutraliza a las cargas negativas típicamente encontradas en las partículas suspendidas. En la Figura 41 se aprecia la acción del coagulante. <sup>(4)</sup>

Figura 41. Acción del coagulante

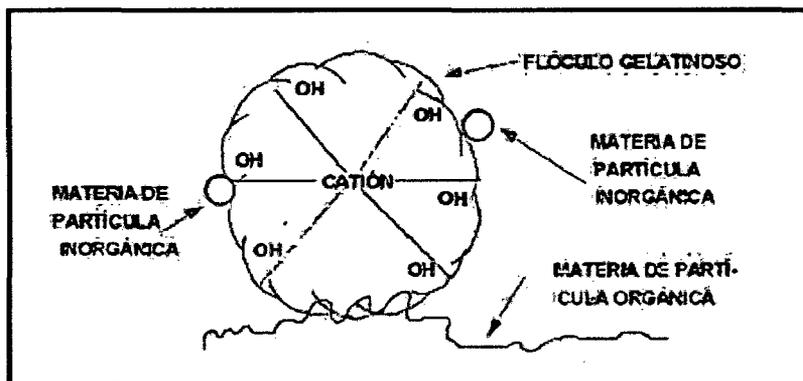


Fuente. (Balarezo, 2009)

**Etapa 3. Floculación**, también llamada agrupación de partículas, la carga de la partícula ya no es importante. Un precipitado gelatinoso empieza a formarse y se vuelve una trampa pegajosa para el material suspendido en el agua, (Figura 42) formando un floculo. <sup>(4)</sup>

<sup>4</sup> (Balarezo, 2009)

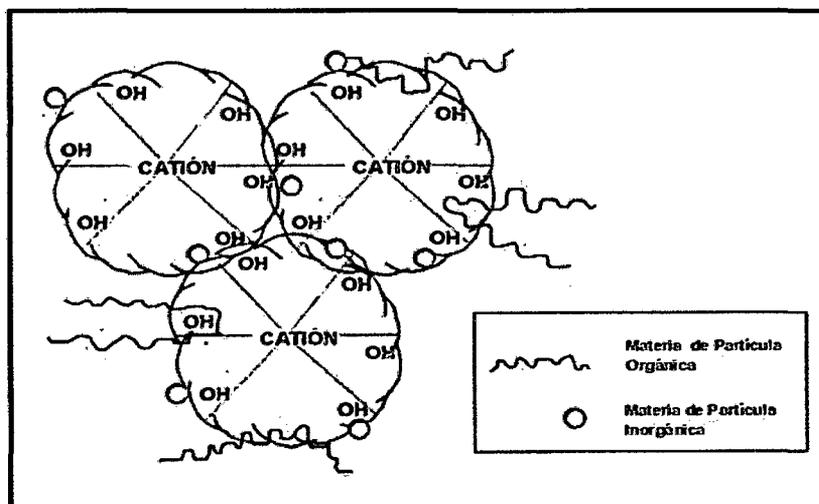
Figura 42. Formación del floculo



Fuente. (Balarezo, 2009)

El proceso continua hasta formarse un macro-floculo (Figura 43). Bajo circunstancias adecuadas el macro-floculo continua formándose hasta que es lo suficientemente grande y pesado para su precipitación y filtración. <sup>(4)</sup>

Figura 43. Formación de los macro-floculos



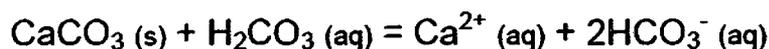
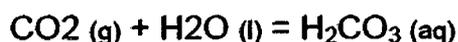
Fuente. (Balarezo, 2009)

<sup>4</sup> (Balarezo, 2009)

#### 4. Incrustaciones asociado con el agua de producción

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupa a los ingenieros. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, revestidores, las tuberías de producción, válvulas, bombas y equipamientos de completación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones, como ocurre en los caños de agua o en las teteras de agua de todos los hogares, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales. <sup>(38)</sup>

A continuación se presentan las reacciones químicas que demuestran la transformación del bicarbonato solubles en agua a carbonatos insolubles, los cuales se depositan como incrustaciones, se toma como ejemplo el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>).



Debemos considerar que los problemas de incrustaciones pueden generar problemas de costos los cuales son enormes, la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción. <sup>(38)</sup>

---

<sup>38</sup> (Schlumberger, 1999)

## 5. Cupón y Portacuponera

### 5.1. Prueba de cupón

El método más simple y más utilizado para la estimación de la corrosión en los equipos de planta, depósitos e incrustaciones, es el análisis de la pérdida de peso cupones de muestreo (Figura 44). Una muestra o cupón pre-pesado, del metal o aleación a considerar es introducido en el proceso, para luego ser removido después de un período de tiempo de exposición razonable. El cupón, es limpiado de todos los productos secundarios de la corrosión y es repesado. De la pérdida de peso, haciendo uso de las fórmulas apropiadas se estima velocidades de corrosión, sedimentación de depósitos, etc. <sup>(26)</sup>

Esta técnica no requiere del uso de procedimientos o equipos complejos. Simplemente se requiere de un cupón apropiadamente diseñado y un montaje para el cupón dentro de la línea (portacupón). La medición de la pérdida de peso. Aún hoy en día se sigue manteniendo como el medio más utilizado para determinar las pérdidas vinculadas a la corrosión, siendo el método en uso más antiguo. <sup>(26)</sup>

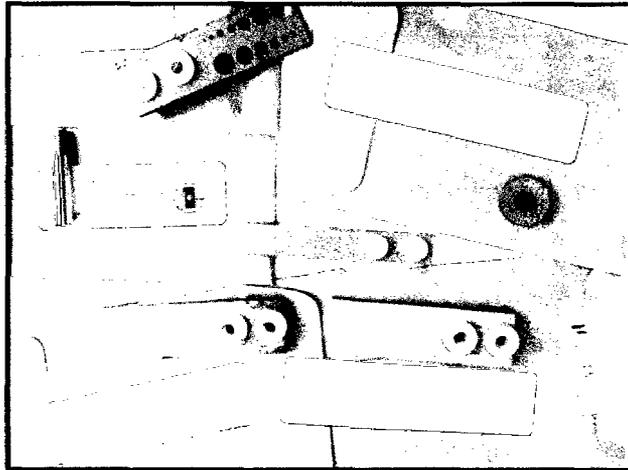
Este método tiene un gran número de ventajas atractivas que hace que mantenga su popularidad: <sup>(26)</sup>

- a. **Simplicidad:** No necesita de una instrumentación sofisticada para obtener un resultado.
- b. **Directo:** La medición directa es obtenida, sin realizar aproximaciones teóricas ni modelos físicos-químico complejos.
- c. **Versátil:** Es aplicable a todos los ambientes corrosivos, y proveen información sobre todas las formas de corrosión y de los depósitos.

---

<sup>26</sup> (Metal Samples Corrosion Monitoring Systems, 2010)

Figura 44. Cupones

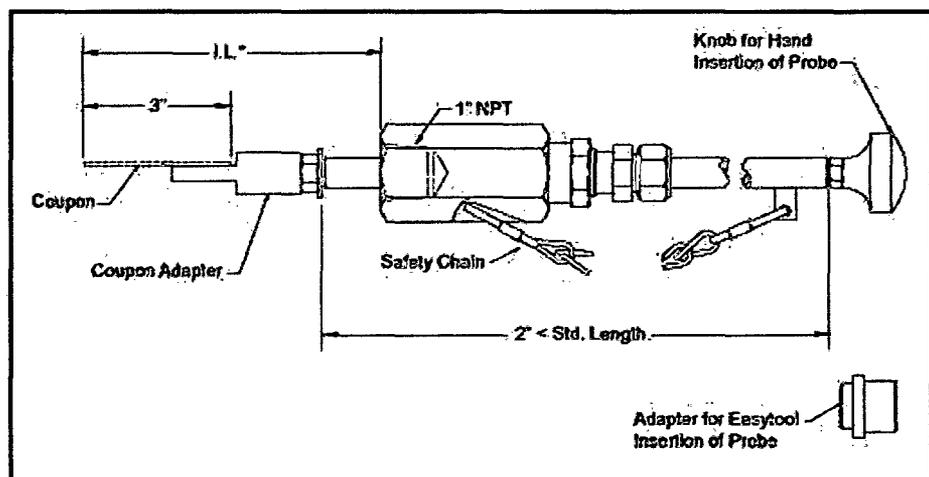


Fuente. (SYQUEM, Web)

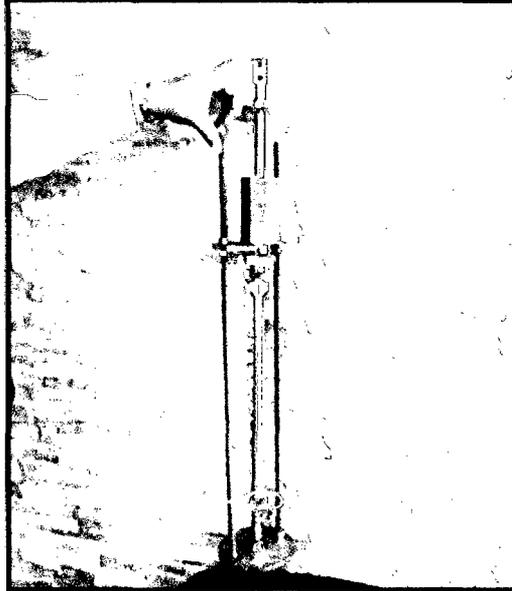
## 5.2. Portacuponera

El diseño comúnmente usado en la industria petroquímica, producción petrolera, plantas de compresión de gas, sistemas de inyección de agua, refinación, etc, es el portacupón tipo retráctil mostrados en las Figuras 45 y 46. <sup>(26)</sup>

Figura 45. Portacupón retráctil



<sup>26</sup> (Metal Samples Corrosion Monitoring Systems, 2010)

**Figura 46. Portacuponera**

Una glándula de empaque especialmente diseñada es utilizada para insertar o retraer un cupón de un sistema a presión sin un sistema de apagado. El sistema de inserción es diseñado para montar sistemas de tubos de 1 pulg, pero puede ser fácilmente adaptado a requerimientos específicos. El sistema consiste en una varilla de inserción con un adaptador del cupón, y una glándula de empaque. Una cadena de seguridad y una tuerca de seguridad son también provistas para prevenir el apagado <sup>(26)</sup>.

---

<sup>26</sup> (Metal Samples Corrosion Monitoring Systems, 2010)

## **6. Tratamiento industrial del agua de producción de petróleo**

### **6.1. Planta de Tratamiento**

#### **6.1.1. Definición**

La planta de tratamiento es la instalación donde se realiza el tratamiento físico y químico del agua obtenida de la deshidratación del petróleo. La planta se encuentra dentro de la batería de producción, cerca de los equipos utilizados para la deshidratación. Los equipos utilizados para el tratamiento físico del agua constan de tanques desnatadores. Y para el tratamiento químico se emplea químicas tales como: clarificadores, biocida, secuestrante de oxígeno, inhibidores de corrosión e incrustación.

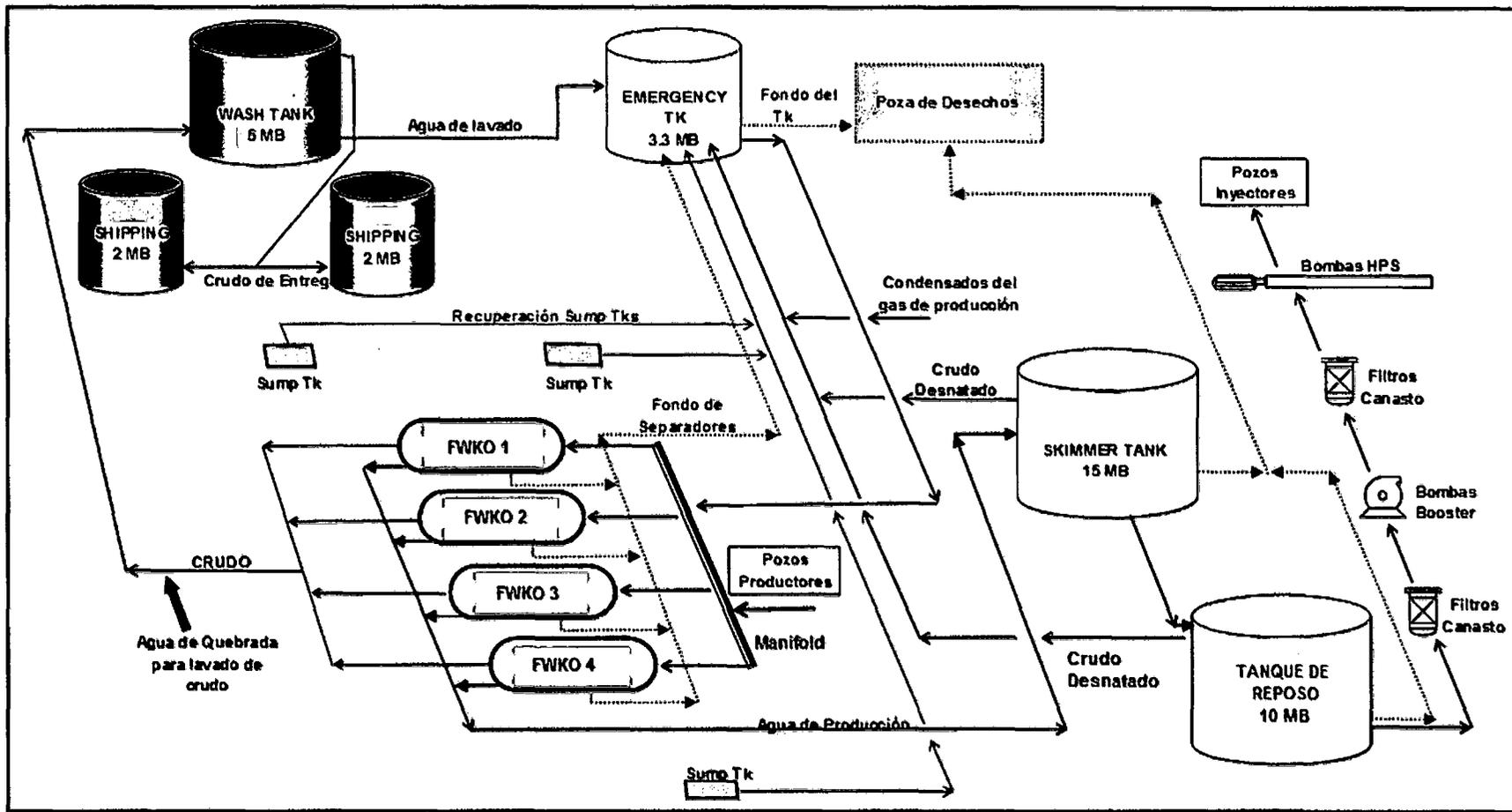
#### **6.1.2. Objetivo**

- Entregar agua de producción en especificaciones de calidad para su reinyección.

#### **6.1.3. Esquema de bloques / Descripción**

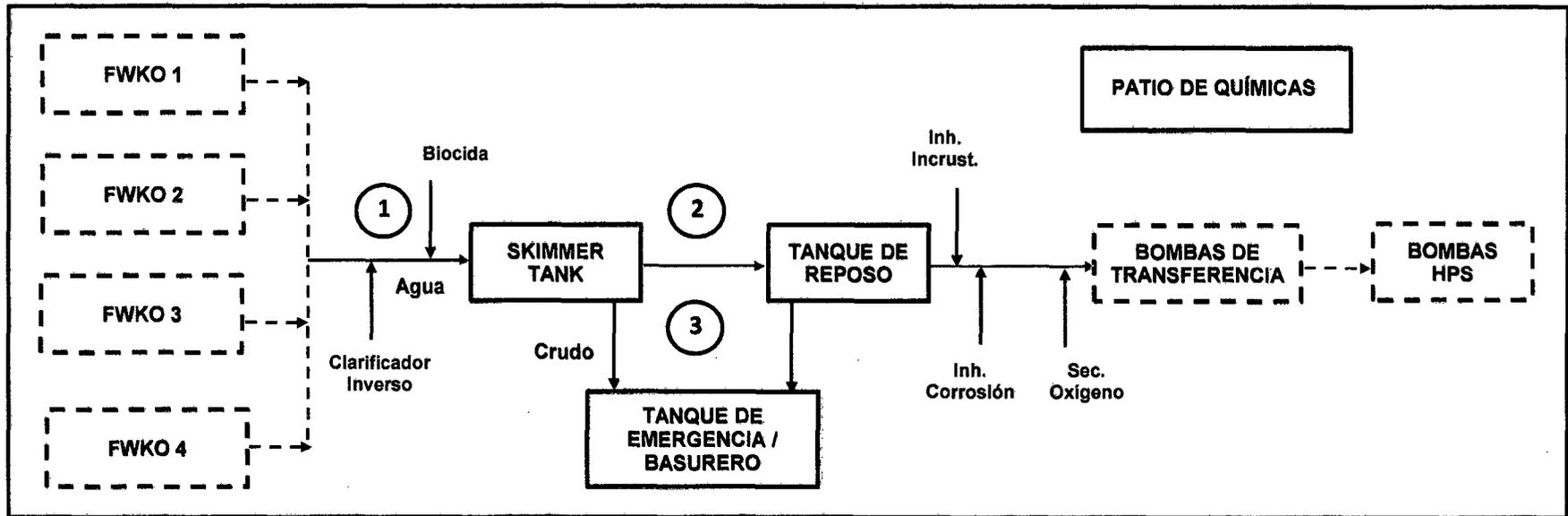
La Figura 47 muestra el diagrama de procesos del tratamiento realizado en la Batería FORE.

Figura 47. Diagrama de procesos Bateria FORE



La Figura 48 muestra el esquema de la planta de tratamiento del agua producida en la batería FORE.

**Figura 48.** Planta de tratamiento del agua de producción (FORE) – Diagrama de bloques

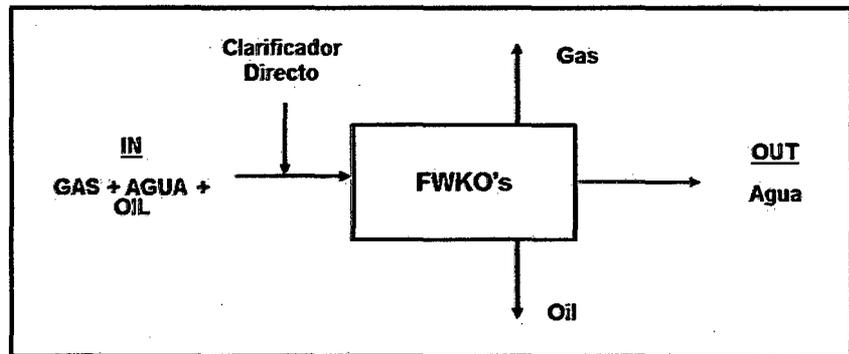


**Nota.** Los diagramas con líneas continuas pertenecen al sistema de tratamiento del agua de producción propiamente dicho y los representados con líneas discontinuas se refieren a los equipos para la etapa de reinyección.

A continuación se realiza la descripción de cada equipo que interviene en el tratamiento.

### 1. Free Water Knock Out (FWKO)

Figura 49. FWKO - Diagrama de bloques

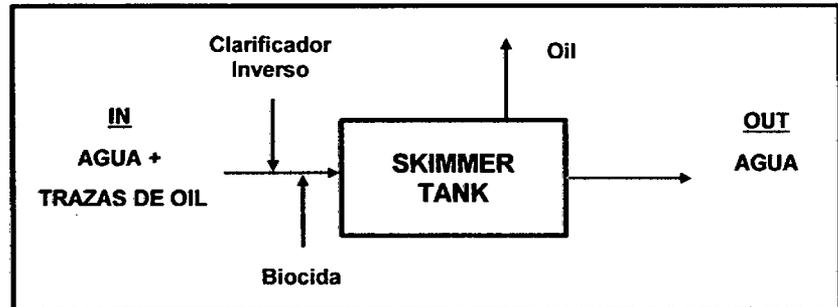


Se menciona el equipo con el objeto de enlazar el proceso de deshidratación del crudo y el tratamiento del agua recuperada. Este equipo fue descrito en el Capítulo 2 (deshidratación industrial). Respecto a las características de los FWKO's de la batería FORE se menciona que no poseen quemadores, debido a que los pozos productores se encuentran muy cerca de la planta de tratamiento, por ello los equipos mantienen temperaturas del orden de 220 °F aproximadamente.

El **químico clarificador directo** es aplicado en la mezcla de ingreso al FWKO, actuando la química sobre el agua, acelerando la separación de los sólidos y sedimentos presentes en el agua.

## 2. Skimmer Tank

Figura 50. Skimmer Tank - Diagrama de bloques



- a) **Objetivo.-** Lograr que el crudo producto de la coalescencia de las gotitas de aceite floten y ocupen la zona superior del skimmer tank. Este fenómeno es resultado de la acción del clarificador inverso y el principio de gravedad, en donde el tiempo de residencia constituye un factor operacional.
- b) **Equipo.-** Tanque metálico de 15 Mbbls de capacidad, llamado también tanque desnatador. Cuenta con una serie de elementos destinados a mejorar la separación. La Figura 51 muestra el corte transversal mostrando la parte interna del tanque, las cuales se describen a continuación:
1. **Bota desgasificadora**, lugar por donde ingresa el agua, por una tubería interna de 20 pulg de diámetro. Su función es nivelar la presión del agua durante el tratamiento dado por el tanque, eliminar los gases presentes en el fluido de ingreso y reducir el flujo turbulento de este a un flujo laminar. El agua ingresará al tanque propiamente dicho por rebose de la bota. <sup>(8)</sup> <sup>(29)</sup>

<sup>8</sup> (Carrión, 2009)

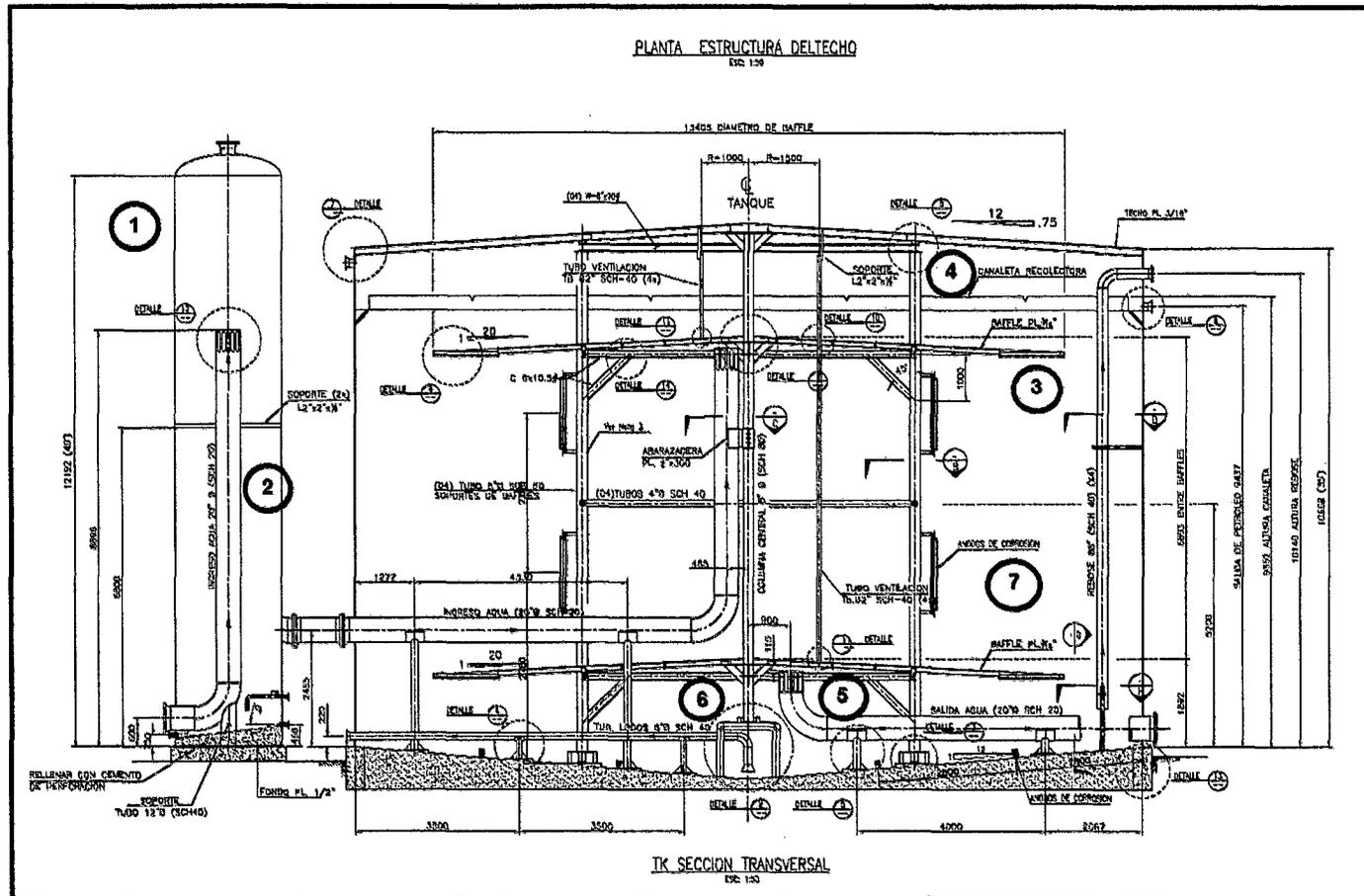
<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

2. **Tubo de ingreso**, tubería de 20 pulg, conectada a la bota, ingresa al tanque a 6 pies de la base de este, prolongándose por la parte central y hasta la parte superior del tanque. <sup>(29)</sup>
3. **Baffles**, instalados en el interior del tanque, para direccionar y contener la caída brusca del fluido, la cual afectaría su separación. <sup>(29)</sup>
4. **Canaleta recolectora**, se encuentra por encima del ingreso de agua al tanque, su función es recolectar la nata de crudo (acción llamada desnate) que se va formando y posteriormente sea descargada hacia el sistema para su recirculación.
5. **Tubo de salida de agua**, de 20 pulg de diámetro, ubicado en la parte inferior del tanque, la toma del agua está ubicada a 3 pies del fondo del tanque, esta agua es enviada al tanque de reposo. <sup>(29)</sup>
6. **Tubo de lodos**, de 6 pulg de diámetro, ubicado en la parte inferior del tanque, usado para descargar las arenas, lodos y drenar el tanque cuando se encuentre saturado de estos sedimentos depositados. <sup>(29)</sup>
7. **Ánodos de corrosión**, llamados ánodos de sacrificio, ubicados en varias partes al interior del tanque, con el propósito de controlar la corrosión, estos son retirados y cambiados por nuevos en cada mantenimiento que se realiza al tanque.

---

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

Figura 51. Skimmer Tank - Plano sección transversal



Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

Nota. La numeración observada, identifica los principales accesorios, antes descritos.

c) **Mecanismo de funcionamiento.**- El skimmer tank recibe el agua emulsionada desde los separadores trifásicos con trazas de petróleo. La emulsión ingresa a la bota desgasificadora en flujo turbulento. Posteriormente por rebose ingresa al tanque en un estado de flujo laminar. En el interior del tanque se produce una separación física por gravedad y la acción química de los clarificadores a la emulsión, en donde se va formando la nata de aceite en la canaleta recolectora, la cual es retirada, siendo enviada al tanque basurero. El agua separada es descargada por una tubería de 20 pulg de diámetro, ubicada a 3 pies de la base del tanque, hacia el tanque de reposo. <sup>(29)</sup>

d) **Cálculo del tiempo de residencia.**

Según la geometría del tanque, se calcula el tiempo de residencia del agua dentro de este, mediante la siguiente formula.

$$TR = \frac{C}{Q} \quad (12)$$

Donde:

$TR$  = Tiempo de residencia de agua (hrs).

$C$  = Capacidad del tanque (bbls).

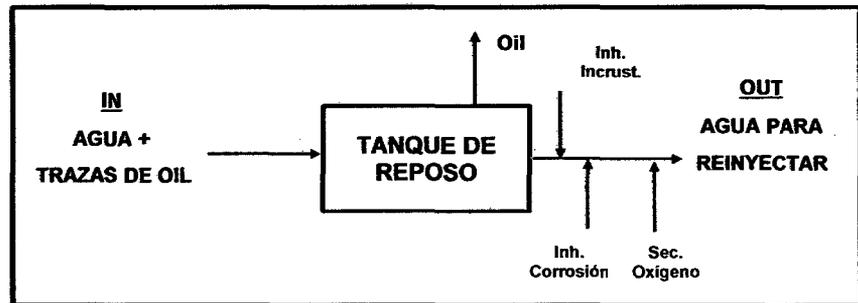
$Q$  = Caudal total de producción (bbls/hr).

El agua de inyección producida en la Batería FORE, tratada en el skimmer tank, tiene un tiempo de residencia de 3,7 hrs. aproximadamente.

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

### 3. Tanque de Reposo

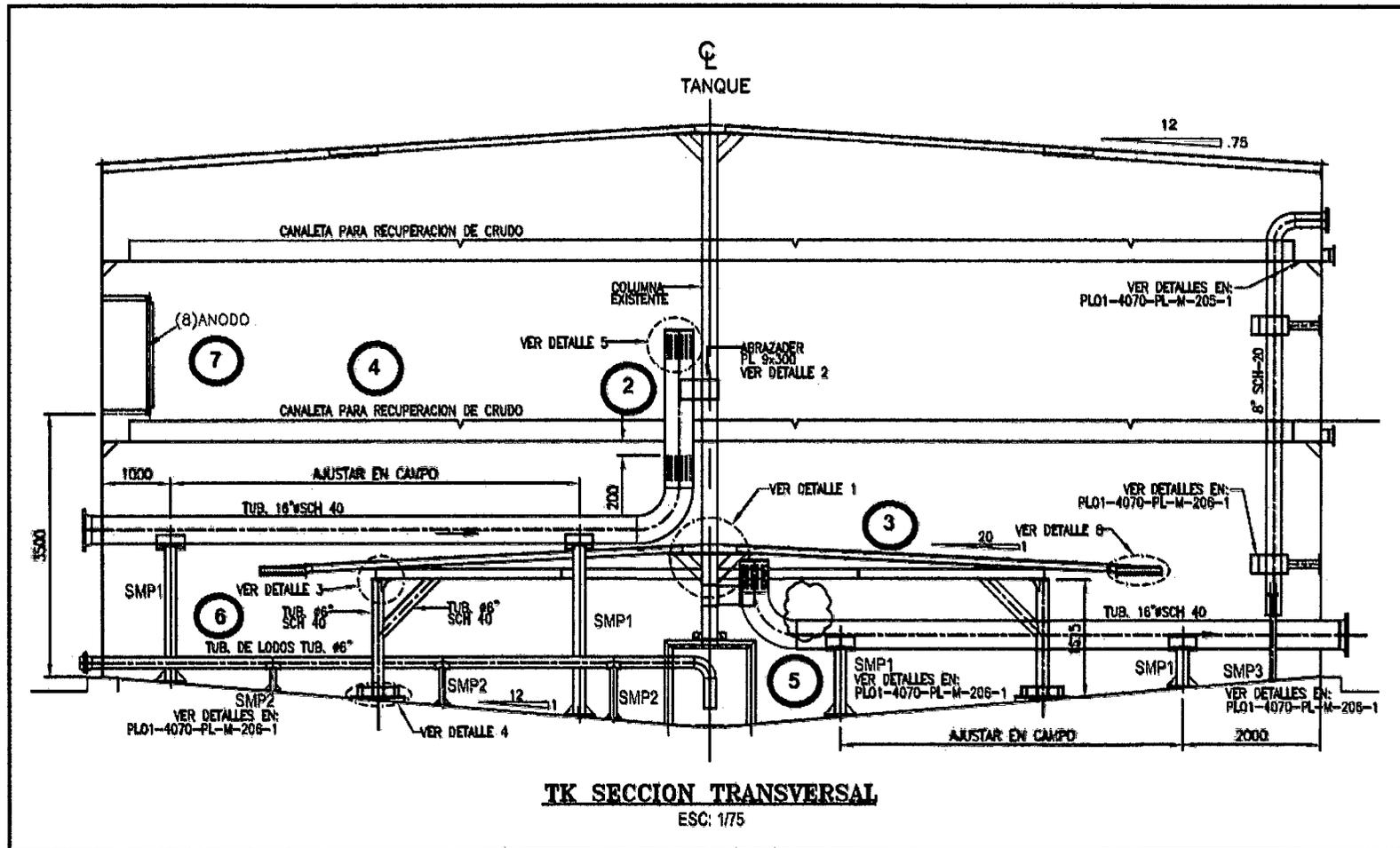
Figura 52. Tanque de Reposo - Diagrama de bloques



- a) **Objetivo.-** Lograr una segunda separación entre el crudo y el agua, para obtener el agua que será reinyectada, mediante el mismo principio que se maneja en el skimmer tank.
- b) **Equipo.-** Tanque metálico de 10 Mbbbls de capacidad. Las características del tanque en su exterior e interior son muy parecidas al del skimmer tank. Se muestra el plano en sección transversal del tanque en la Figura 53. <sup>(29)</sup>

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

Figura 53. Tanque de Reposo - Plano sección transversal.



Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

- c) **Mecanismo de funcionamiento.**- La descarga del agua proveniente del skimmer tank ingresa a la bota desgasificadora y posteriormente al tanque, por una succión a 3 pies de la base del tanque, de 20 pulg de diámetro. Tiene el mismo funcionamiento que el skimmer tank, la diferencia está en su capacidad y en que posee dos canaletas recolectoras, debido a que se opera en niveles de entre 16 pies y 22 pies de altura. El agua es descargada por una línea de 20 pulg, ubicada a 5 pies de la base del tanque, hacia las bombas de transferencia.<sup>(29)</sup>
- d) **Tiempo de Residencia.**- Se aplica la misma fórmula utilizada para el tanque skimmer, dando como resultado un tiempo de 2,5 hrs de residencia.

#### 4. Bombas de transferencia

- a) **Objetivo.**- Trasladar el agua del tanque de reposo hacia las bombas de alta presión.
- b) **Equipo.**- La Batería FORE tiene 3 bombas de transferencia, llamadas booster (bombas centrifugas), las cuales succionan el agua que se encuentra a aproximadamente 9 psi de presión y descargan a 150 psi.

En la Figura 54 se muestra las bombas booster utilizadas en la Batería FORE.

---

<sup>29</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

**Figura 54. Bomba Booster**



**Fuente.** (Operadora Lote 1AB, 2011)

### **5. Bombas de alta presión (HPS)**

- a) Objetivo.-** Trasladar el agua hacia su destino final los reservorios receptores a través del proceso de reinyección.
- b) Equipo.-** Son bombas de etapas que trabajan con una descarga de 2500 libras por pulgada cuadrada. Los principales componente de estas bombas son <sup>(107)</sup>:
- El armazón (frame skid)
  - El motor.
  - Acoplamiento del motor (motor coupling).
  - Cámara de empuje (thrust chamber).
  - Succión (intake).
  - Bombas (pumps).
  - Descarga (discharge).

La Figura 55 muestra una bomba HPS en tres dimensiones.

---

<sup>107</sup> (Operadora Lote 1AB, 2011)

**Figura 55.** Bomba HPS - 3D.



**Fuente.** (Operadora Lote 1AB, 2011)

## **6. Tanque basurero**

- a) **Objetivo.-** Recibir: crudos mal procesados, condensados, la nata de crudo obtenido de los tanques skimmer, reposo y finalmente los drenajes de todos los equipos y tanques de la planta.
  
- b) **Mecanismo de funcionamiento.-** Aparte de recibir los fluidos antes descritos, cuando el tanque se encuentra lleno su contenido es recirculado, ingresando a los FWKO's para ser tratado nuevamente.

## 7. Límites máximos permisibles del agua a reinyectar

El agua de inyección es rigurosamente analizada, a fin de controlar todos sus requisitos de calidad. Antes de bombearla a los pozos se lleva un registro continuo de sus propiedades tales como: pH, cloro residual, contenido de oxígeno, sulfito residual, contenido de hierro total, sólidos en suspensión, etc. Los límites máximos permisibles establecidos por el gobierno peruano se describen en la Tabla 35.

**Tabla 35.** Límites máximos permisibles, calidad de agua

<b>Parámetros</b>	<b>LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES (mg/l)</b>
<b>Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH)</b>	20
<b>Cloruro</b>	500 (a ríos, lagos y embalses 2000 (estuarios))
<b>Mercurio</b>	0,02
<b>Cadmio</b>	0,1
<b>Arsénico</b>	0,2
<b>Demanda Biquímica de Oxígeno (DBO)</b>	50
<b>Demanda Química de Oxígeno (DQO)</b>	250
<b>Cloro Residual</b>	0,2
<b>Nitrogeno Amoniacal</b>	40
<b>Fósforo</b>	2
<b>Bario</b>	5
<b>pH</b>	6,0 - 9,0
<b>Aceites y Grasas</b>	20
<b>Plomo</b>	0,1

Fuente. (Diario el Peruano, 2008)

## CAPITULO 6

### PROCESO INDUSTRIAL DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN LOTE 1AB – BATERÍA FORE

#### 1. Introducción

El presente estudio se expone el tema del tratamiento físico y químico del agua de producción del crudo obtenido en el Lote 1AB, seleccionando a la batería "FORE" para este propósito.

Se vuelve a mencionar que la selección de la Batería FORE se realiza por tener problemas en el tratamiento del agua de producción, siendo materia prima para poder realizar un estudio que abarca temas relacionados con la ingeniería química.

Se abordan los temas de mayor incidencia en el tratamiento, tales como la dosificación de químicas; características químicas y físicas del agua que ingresa y se descarga de los equipos; y finalmente los depósitos en el sistema de tratamiento.

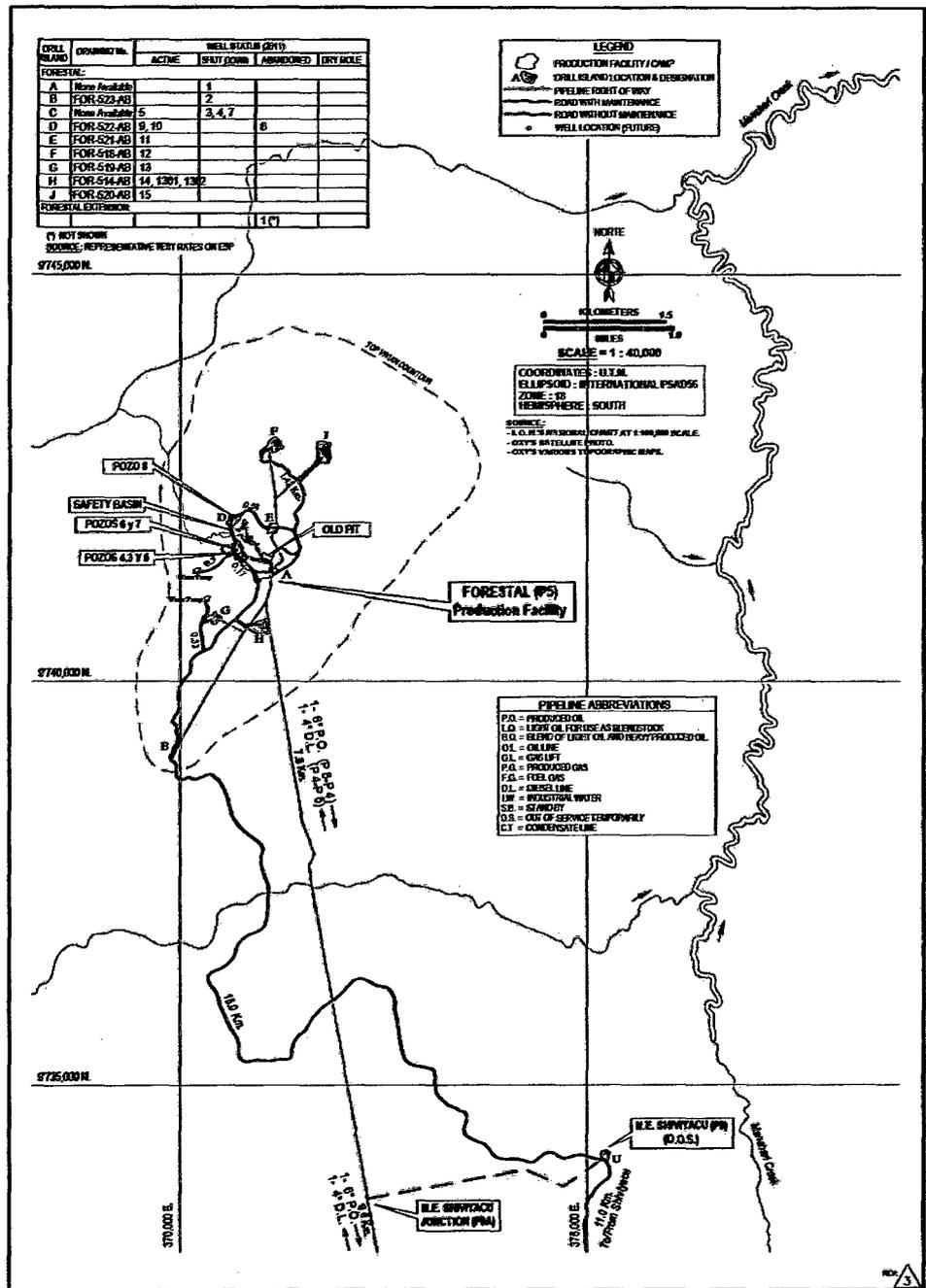
#### 2. Batería de producción seleccionada

##### 2.1. Ubicación Geográfica

La batería FORE, ubicada dentro del Lote 1AB. Actualmente cuenta con un total de 9 pozos productores, una planta de tratamiento del petróleo y del agua producida.

La Figura 56 muestra el plano de ubicación de los pozos, planta, ríos, etc.

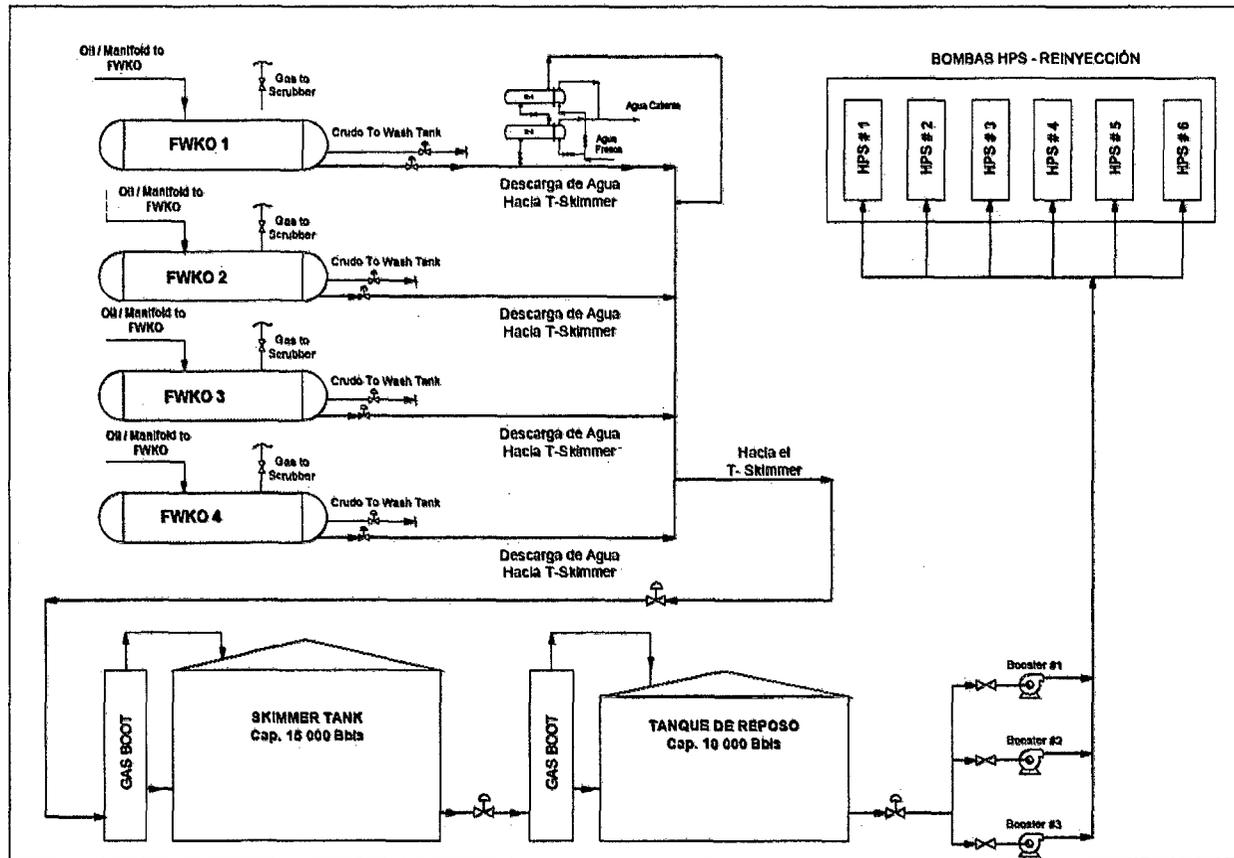
Figura 56. Field Map - Batería FORE.



Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

### 3. Flow Sheet – Planta de tratamiento del agua de producción

Figura 57. Flow Sheet tratamiento del agua de producción – Batería FORE



#### 4. Principales características de los pozos productores

Las características mostradas en la Tabla 36, son realizadas al agua producida en cada uno de los pozos mencionados.

**Tabla 36. Características de los pozos productores – Batería FORE**

Pto. Muestra	Formac.	*API @ 60°F	BWPD	%W	Temp.°F	pH	H2S (ppm)	CO2 %	SS con W (mg/l)	SS INS C/H2O	Fe (ppm)	Ca (ppm)	Cl (ppm)	Ba (ppm)
FORE 5	V	17,3	8292	97,9	230	6,76	1,5	22	10	26	15	3270	49224	17
FORE 9	V/CH	26,6	7252	98,1	206	6,59	0,2	10	19	49	18	5673	71860	38
FORE 10	V/CH	21,1	7001	98,8	223	6,72	0,1	10	21	53	50	3565	57488	26
FORE 11	V/CH	23,9	13176	97,8	230	6,21	0,15	19	23	58	24	4540	57649	20
FORE 12	V	20,2	1760	98,6	210	6,81	0,3	16	12	31	42	3961	52817	7
FORE 1301	V/CH	26,4	6014	97,2	218	6,36	1,4	16	38	97	23	3970	55332	11
FORE 1302	V	20,8	4159	90,9	216	6,98	0,1	7,5	42	107	3	3653	45230	15
FORE 14	V	18,6	16033	98	240	6,69	11	20	40	101	6	3269	45270	14
FORE 15	V	20,7	9179	98,5	230	6,2	0,5	15	32	25	20	4530	56650	18
Total			72866											

Donde:

%W = %Corte de agua.

SS con W = Sólidos suspendidos solubles con agua.

SS INS C/H2O = Sólidos suspendidos insolubles con agua.

**Comentarios:** Se observa que la batería FORE, produce aproximadamente 72866 BPD de agua (entre libre y emulsionada). Con respecto a la concentración de H<sub>2</sub>S las cantidades son mínimas, en cambio el %CO<sub>2</sub> (% en peso) tienen valores elevados, lo mismo sucede con el bario, de los cuales deberían tomarse la atención respectiva en el tratamiento químico contra la corrosión e incrustaciones, debiendo ser este tratamiento el más óptimo posible. Se aprecia una gran cantidad de sólidos insolubles con el agua, lo cual debe ser analizado y tratado, ya que causan problemas de obstrucción en los equipos.

## 5. Dosificación de químicas aplicadas en los pozos

La Tabla 37 muestra la dosificación de las químicas de la Batería FORE, antes de las propuestas.

**Tabla 37. Dosificación de químicas - Pozos**

Well	BWPD	%W	BOPD	Producto	Vía	PPM	QPD
FORE 5	8639	97,9%	185	Inh. Corrosión 1	FL	17,2	25
				Inh. Incrustaciones	DHc	13,1	19
FORE 9	7511	96,5%	162	Inh. Corrosión 1	DHc	19,0	24
				Inh. Incrustaciones	FL	13,5	17
				Inh. Paraf. Y Asfal.	DHc	0,0	0
FORE 10	11748	98,2%	215	Inh. Corrosión 1	DHc	5,6	11
				Inh. Incrustaciones	FL	17,2	34
				Inh. Paraf. Y Asfal.	DHc	664,5	24
FORE 11	13097	97,2%	377	Inh. Corrosión 1	DHc	19,1	42
				Inh. Incrustaciones	Capilar	12,7	28
				Inh. Paraf. Y Asfal.	DHc	536,8	34
FORE 12	9573	97,9%	205	Inh. Corrosión 1	DHm	19,3	31
				Inh. Incrustaciones	FL	6,2	10
FORE 1301	6494	97,4%	173	Inh. Corrosión 1	DHc	18,3	20
				Inh. Incrustaciones	FL	12,8	14
				Inh. Paraf. Y Asfal.	Capilar	963,4	28
				Demulsificante	FL	6,4	7
FORE 1302	3278	89,4%	389	Inh. Corrosión 1	DHc	25,4	14
				Inh. Incrustaciones	FL	29,1	16
				Demulsificante	FL	9,1	5
FORE 14	10201	97,0%	316	Inh. Corrosión 1	FL	21,0	36
				Inh. Incrustaciones	DHc	7,6	13
				Inh. Corrosión 2	DHc	1,8	3
FORE 15	8864	98,3%	153	Inh. Corrosión 1	DHm	13,4	20
				Inh. Incrustaciones	FL	10,1	15

**Donde:**

DHc = DownHole Casing.

DHm = DownHole Minimandred.

FL = Flow Line.

**Comentarios:** Los datos son tomados en campo, estos deberían tener concentraciones iguales a los recomendados por la empresa química, la cual años atrás realizó estudios y determinó cual es la concentración de la dosificación en cada pozo respecto a la química. La Tabla 38 muestra las concentraciones recomendadas a ser inyectada directamente en los pozos por la empresa vendedora.

**Tabla 38.** Concentraciones, químicas recomendadas por la empresa vendedora

WELL DATA				Inhib. de Corrosión 1			Inhib. de Incrustaciones			Inhib. Asfal. y Parafinas		
WELL	BWPD	%W	BOPD	VIA	PPM	QPD	VIA	PPM	QPD	VIA	PPM	QPD
FORE 5	8688	97,9	186	DHc	10,5	16	FL	13,0	19			
FORE 9	7541	97,9	162	DHc	10,0	13	DHc	13,0	17	DHc	300	8
FORE 10	9220	98,6	131	DHc	10,5	17	DHc	13,0	21	DHc	300	7
FORE 11	14898	97,5	382	DHc	10,5	27	DHc	13,0	33	Capilar	300	19
FORE 12	9626	98,3	166	DHm	11,0	18	FL	13,0	22			
FORE 1301	7158	97,4	191	DHc	13,0	16	DHc	13,0	16	Capilar	300	10
FORE 1302	3746	90,0	416	DHc	13,0	9	FL	13,0	9			
FORE 14	15076	98,4	245	DHc	10,5	27	DHc	15,0	38			
FORE 15	9365	98,5	143	DHc	11,0	18	FL	15,0	24			

La Tabla 39 muestra el cuadro comparativo de las concentraciones.

**Tabla 39.** Comparación de concentraciones - Recomendada Vs. Utilizada

WELL	Inhib. de Corrosión1		Inhib. de Incrusta.		Inhib. Asfal. y Paraf.	
	PPM Recom.	PPM Utilizada	PPM Recom.	PPM Utilizada	PPM Recom.	PPM Utilizada
FORE 5	10,5	17,2	13,0	13,1		
FORE 9	10,0	19,0	13,0	13,5	300,0	0,0
FORE 10	10,5	5,6	13,0	17,2	300,0	664,5
FORE 11	10,5	19,1	13,0	12,7	300,0	536,8
FORE 12	11,0	19,3	13,0	6,2		
FORE 1301	13,0	18,3	13,0	12,8	300,0	963,4
FORE 1302	13,0	25,4	13,0	29,1		
FORE 14	10,5	21,0	15,0	7,6		
FORE 15	11,0	13,4	15,0	10,1		

**Comentarios:** Se observa diferencia en las concentraciones, lo cual perjudica severamente al tratamiento químico, la cual proviene desde los pozos, principalmente con los inhibidores de corrosión e incrustación.

## 6. Desarrollo del proceso de tratamiento en planta

El proceso se desarrolla sobre la base del esquema mostrado en la Figura 48 (Planta de tratamiento de agua de producción FORE– diagrama de bloques), descrita en el capítulo 5. Se muestra los resultados de las características de entrada y salida del agua en cada equipo que interviene en el tratamiento.

### a) Free Water Knock Out (FWKO)

En la Tabla 40 se muestra las características físicas y químicas promedio del agua separada en los FWKO's.

**Tabla 40.** Características promedio del agua, descarga de los separadores

<b>Características Químicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
Hidrocarburos	115 ppm
Fierro (Fe)	10 ppm
Calcio (Ca)	4850 mg/l
Cloruros (Cl)	49500 mg/l
<b>Características Físicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
pH	6,8
Temperatura	208 °F
Sólidos Suspendidos Totales	140 mg/l
SS con tolueno	55 mg/l

**Comentarios:** El valor de hidrocarburos en agua (HC) que descargan los FWKO's es elevado aún, esto es el resultado de una separación deficiente y un tratamiento químico no optimizado con respecto al clarificador directo y el desmenuzante. Finalmente es importante la referencia inicial de SST.

### b) Skimmer Tank

La Tabla 41 muestra las características promedios del agua de descarga del skimmer tank.

**Tabla 41.** Características promedio del agua, descarga skimmer tank

<b>Características Químicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
Hidrocarburos	40 ppm
Fierro (Fe)	10 ppm
Calcio (Ca)	4600 mg/l
Cloruros (Cl)	49000 mg/l
<b>Características Físicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
pH	6,86
Temperatura	200 °F
Sólidos Suspendidos Totales	104 mg/l
SS con tolueno	41 mg/l

**Comentarios:** La cantidad de hidrocarburos en la descarga de agua es reducido hasta en un 65% respecto al ingreso al tanque. Otra característica para tomar en cuenta son los SST y los SS con tolueno los cuales han disminuido en su valor, esto da indicios de que posiblemente los depósitos encontrados en la línea que transporta el agua esté siendo impregnada por estos sólidos incluido asfaltenos. Las demás características permanecen prácticamente sin cambios.

### c) Tanque de Reposo

La Tabla 42 muestra las características promedio del agua descargada por el tanque de reposo.

**Tabla 42.** Características promedio del agua, descarga tanque de reposo

<b>Características Químicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
Hidrocarburos	30
Fierro (Fe)	12 ppm
Calcio (Ca)	3700 mg/l
Cloruros (Cl)	48000 mg/l
<b>Características Físicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
pH	7,0
Temperatura	196 °F
Presión	9 psi
Sólidos Suspendidos Totales	50 mg/l
SS con tolueno	25 mg/l

**Comentarios:** La disminución de hidrocarburos en agua disminuye en un 25% respecto al ingreso de agua al tanque. La tendencia en la disminución de los SST continúa, finalmente se agrega la característica respecto a la presión de descarga la cual es de 9 psi.

**d) Bombas de transferencia:**

La Tabla 43 muestra las características promedio del agua en la descarga de la bomba de transferencia (booster), la cual aumenta la presión hasta 200 psi para que el agua pueda ser succionada por la HPS.

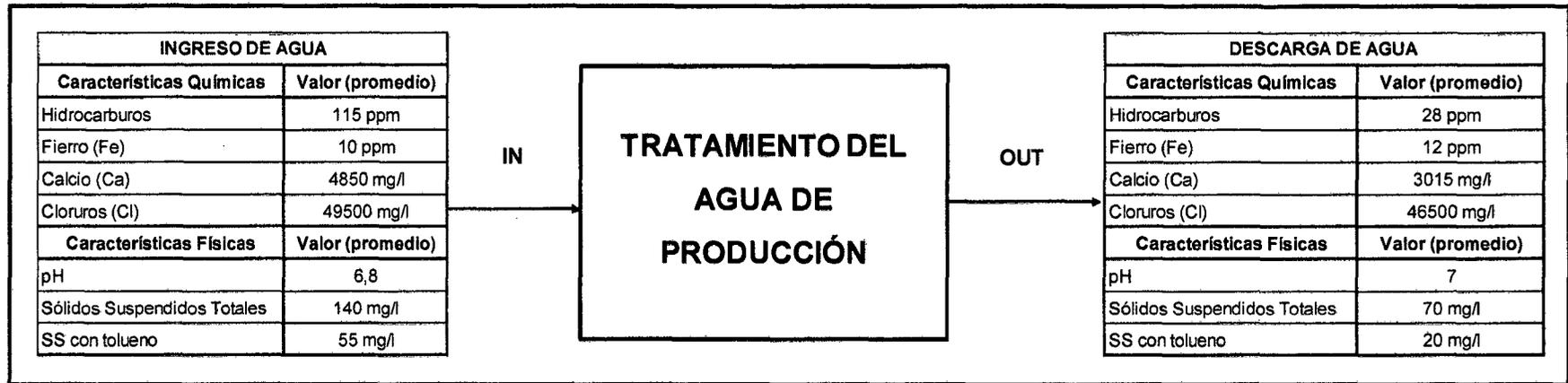
**Tabla 43.** Características promedio del agua, descarga bombas de transferencia

<b>Características Químicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
Hidrocarburos	28
Fierro (Fe)	12 ppm
Calcio (Ca)	3700 mg/l
Cloruros (Cl)	48000 mg/l
<b>Características Físicas</b>	<b>Valor (promedio)</b>
pH	7,0
Temperatura	195 °F
Presión	190 psi
Sólidos Suspendidos Totales	50 mg/l
SS con tolueno	20 mg/l

**Comentarios:** El aceite en agua permanece prácticamente igual que la descarga en el reposo, la cantidad de SST disminuye muy poco, debido a que el punto de muestreo es prácticamente el mismo que el de la descarga del tanque de reposo. Presión de descarga llega a los 200 psi finalmente las demás características permanecen constantes.

En la Figura 58, se aprecia las características promedio del agua que ingresa y sale de la planta de antes y después del tratamiento respectivamente.

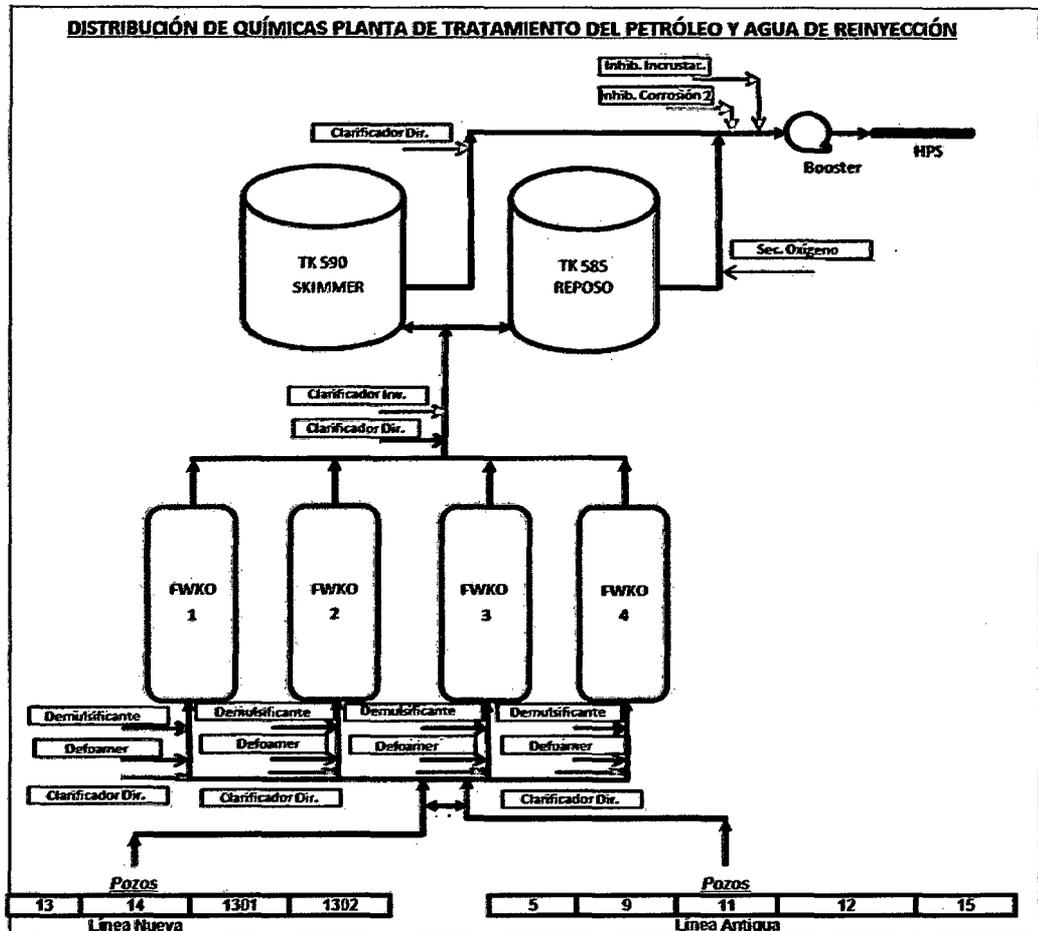
**Figura 58.** Características promedio del agua al ingreso y salida del tratamiento



7. Dosificación de Químicas aplicadas en la planta

La Figura 59 muestra la distribución de la inyección de químicas en la planta, según lo tiene estructurado la empresa química responsable.

Figura 59. Distribución de químicas - Planta de tratamiento



Fuente. Propia

**Comentarios:** Se observa una serie de problemas en la ubicación de las químicas, por ejemplo inyectar un clarificador directo a la salida del Tanque Skimmer, el cual técnicamente debería dosificarse cuando existe la emulsión directa, es decir ingreso de los FWKO's, también se aprecia uso excesivo de los clarificadores.

La Tabla 44 muestra las dosificaciones de las principales químicas usadas en la planta, antes de plantear las propuestas, con el objetivo de ver como se está llevando esta dosificación respecto a su control.

**Tabla 44.** Dosificación principales químicas en planta

<b>Producto</b>	<b>Equipo / Ubicación</b>	<b>QPD</b>	<b>PPM (Real)</b>
Desemulsionante	IN FWKO 1	6	208,9
	IN FWKO 2	9	160,4
	IN FWKO 3	9	93,7
	IN FWKO 4	8	83,3
Clarificador Directo	IN FWKO 1	6	4,3
	IN FWKO 2	14	6,4
	IN FWKO 3	15	4,1
	IN FWKO 4	10	2,8
Clarificador Inverso	IN TK-SKIMMER	15	1,4
Clarificador Directo	OUT FWKO's	15	1,4
	OUT TK-Skimmer	20	1,8
Inhibidor de Incrustaciones	OUT TK-Reposo	60	5,5
Inhibidor de Corrosión 2	OUT TK-Reposo	42	3,9
Secustrante Oxígeno	OUT TK-Reposo	20	1,8
	Agua de Quebrada	5	119,0

La Tabla 45 muestra las concentraciones en planta recomendadas por la empresa vendedora de la química.

**Tabla 45.** Concentraciones, químicas recomendadas – Empresa Vendedora

<b>Producto Químico</b>	<b>Equipo/Ubicación</b>	<b>PPM</b>
Desemulsionante	IN FWKO 1	80 ó 90
	IN FWKO 2	80 ó 90
	IN FWKO 3	80 ó 90
	IN FWKO 4	80 ó 90
Clarificador Directo	IN FWKO 1	2,0
	IN FWKO 2	2,0
	IN FWKO 3	2,0
	IN FWKO 4	2,0
Clarificador Inverso	IN TK-Skimmer	1,0
Clarificador Directo	OUT FWKO's	1,0
	OUT TK-Skimmer	0,8
Inhibidor de Incrustaciones	OUT TK-Reposo	3,0
Inhibidor de Corrosión 2	OUT TK-Reposo	3,5
Secustrante Oxígeno	OUT TK-Reposo	2,0
	Agua de Quebrada	100

La Tabla 46 muestra la comparación de las concentraciones, entre las reales y recomendadas.

**Tabla 46.** Comparación de Concentraciones (Planta) - Recomendada Vs. Reales

Producto Químico	PPM Recom.	PPM Reales
Desemulsionante	80 ó 90	208,9
	80 ó 90	160,4
	80 ó 90	93,7
	80 ó 90	83,3
Clarificador Directo	2,0	4,3
	2,0	6,4
	2,0	4,1
	2,0	2,8
Clarificador Inverso	1,0	1,4
Clarificador Directo	1,0	1,4
	0,8	1,8
Inhibidor de Incrustaciones	3,0	5,5
Inhibidor de Corrosión 2	3,5	3,9
Secustrante Oxígeno	2,0	1,8
	100	119,0

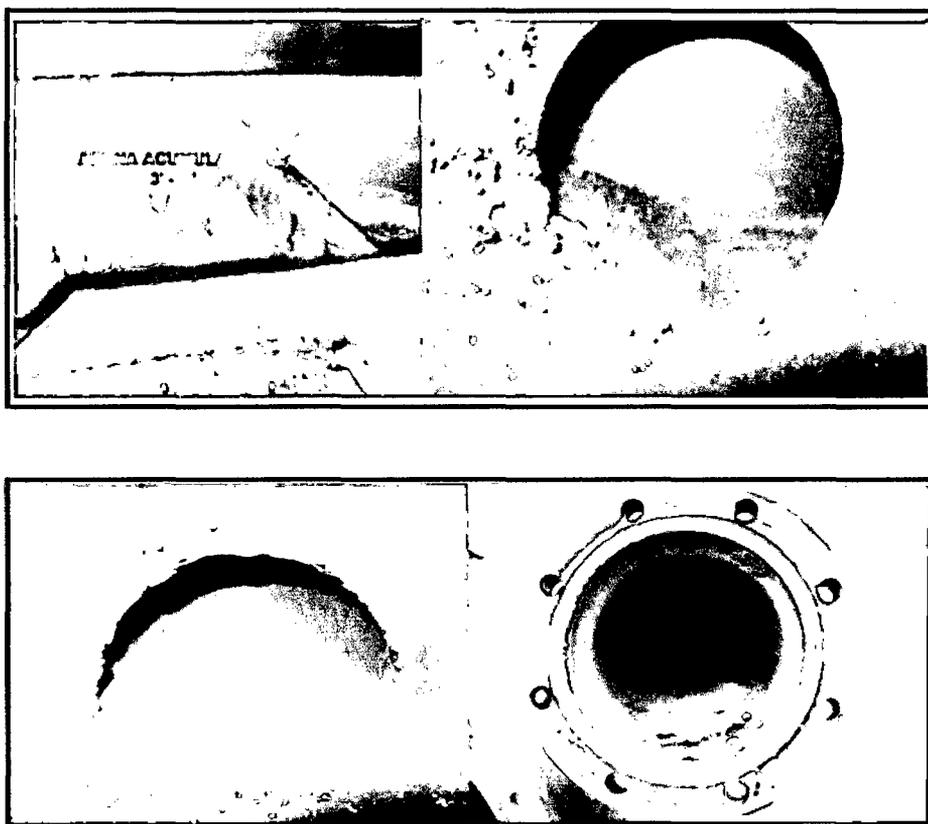
**Comentarios:** Al igual que en los pozos, en la planta se observa variaciones en las concentraciones de las químicas dosificadas, convirtiéndose en un problema en el objetivo de un buen tratamiento químico.

## 8. Depósitos en el sistema de tratamiento - Planta

### 8.1. Free Water Knock Out

La Figura 60 muestra la intervención realizadas a los FWKO's.

**Figura 60.**Depósitos sólidos - FWKO



**Fuente.** Propia

**Comentarios:** En las fotos se aprecia la acumulación de arenas y otros depósitos en el fondo de los FWKO's, los cuales afectan severamente al tratamiento químico y físico del petróleo y agua.

## 8.2. Bombas HPS

La batería "FORE" cuenta con 6 bombas de alta presión. Previo al ingreso a las HPS el flujo atraviesa unos filtros canastos, debido a los constantes taponamientos y caídas de presión de succión los filtros son limpiados o reemplazados constantemente.

La Figura 61 se muestra los filtros y como quedan después del periodo de servicio:

**Figura 61. Filtros, previo ingreso a las HPS**

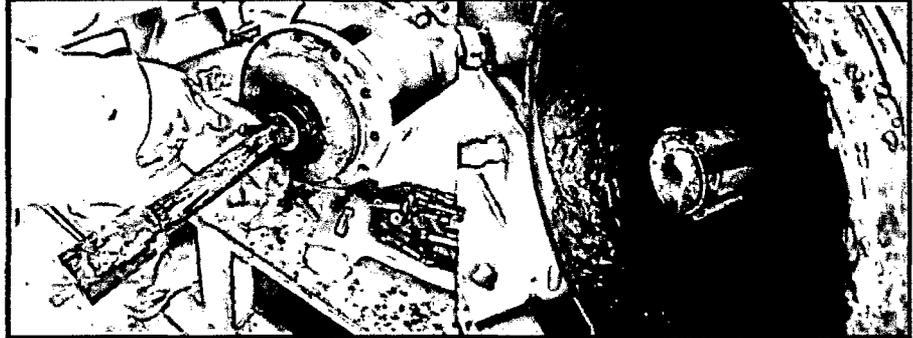


**Fuente. Propia**

Actualmente existe roturas periódicas de los ejes de las bombas HPS, debido posiblemente a los sedimentos que se depositan en los componentes de las bombas, estos componentes al enfriarse forman precipitados muy duros que traban el eje de la bomba.

Las Figura 62 y 63, muestran los depósitos encontrados en los ejes y succión de las bombas HPS respectivamente.

**Figura 62. Eje de la bomba HPS - Depósitos**



**Fuente. Propia**

**Figura 63. Succión de la bomba HPS - Depósitos**



**Fuente. Propia**

## 9. Conclusiones del Proceso de Tratamiento

1. Se trata física y químicamente aproximadamente 72866 BPD de agua, obtenida del sistema de producción del petróleo.
2. Los análisis del agua producida muestran un elevado %CO<sub>2</sub>, causante potencial de problemas de corrosión e incrustaciones.
3. Los análisis del agua con respecto a los sólidos suspendidos, determinan una cantidad considerable provenientes desde los pozos.
4. El agua descargada de los FWKO's determinan un mal tratamiento químico (clarificador directo) y desemulsionante en la separación del agua y petróleo.
5. En el Skimmer Tank se retira la mayor cantidad de oil contenida en el agua.
6. En la descarga del agua del Skimmer Tank, inicia la disminución de los SST y SS solubles con tolueno.
7. La disminución en los valores de SST en la descarga del tanques skimmer y reposo, generan indicios de que estos sólidos son depositados en las tuberías, con una cantidad considerable de asfaltenos.
8. La concentración de las químicas dosificadas, tanto en los pozos como en la planta de tratamiento, poseen diferencias respecto a los valores recomendados por la empresa química.
9. Problemas de depósitos en todo el sistema del tratamiento del agua. Como consecuencia existe un gran índice de roturas de los ejes de las bombas HPS.

## CAPITULO 7

### ANÁLISIS DE LABORATORIO EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN – BATERÍA FORE

#### 1. Objetivos

- Analizar el comportamiento del sistema de tratamiento, desde la descarga de los separadores hasta las bombas de alta presión.
- Identificar los puntos críticos con problemas en el tratamiento.

#### 2. Análisis de laboratorio del agua tratada

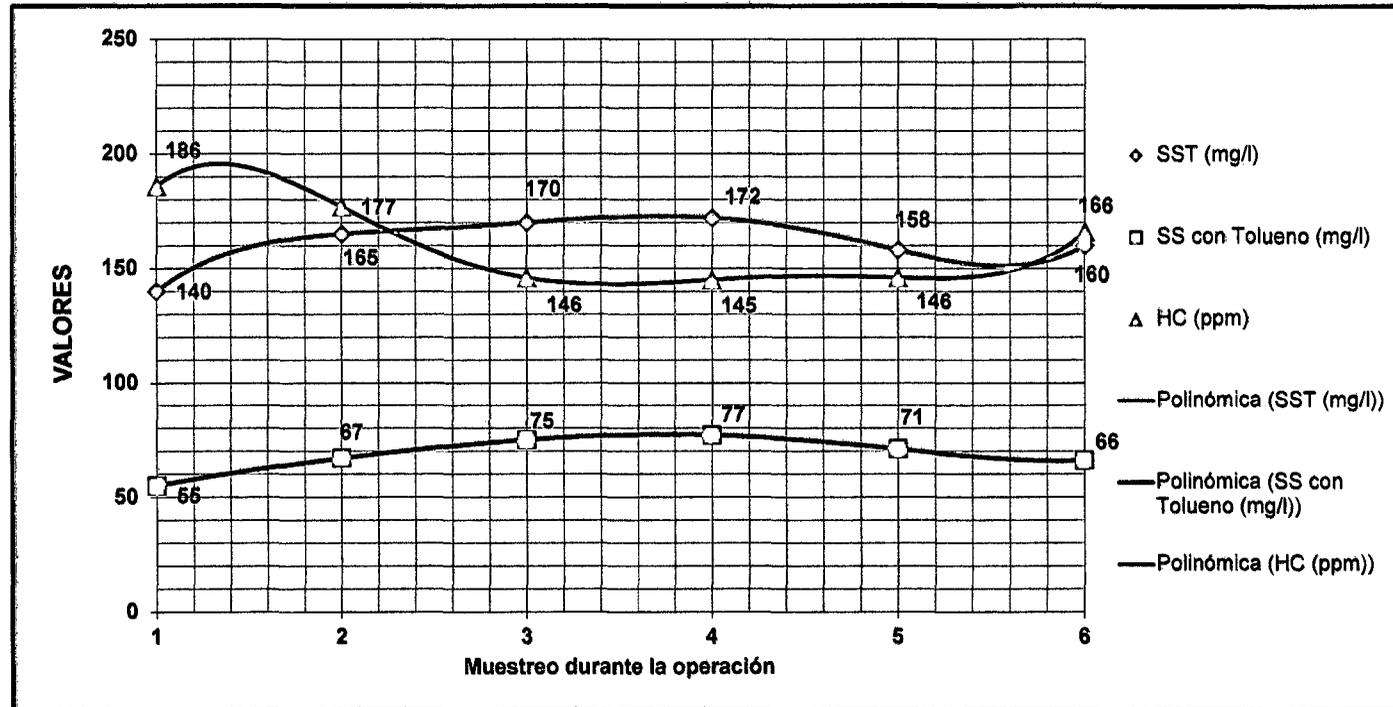
##### 2.1. Descarga Free Water Knock Out

La Tabla 47 muestra el resultado de los análisis de laboratorio al agua descargada de los free water knock out, en diferentes fechas y condiciones de la planta de tratamiento, en ciertas ocasiones se observará que el tanque de reposo esta fuera de servicio, debido a que en la fecha de los análisis al tanque se le estaba realizando mantenimiento por contener sedimentos depositados. En las Gráficas 7 y 8 se plasma la **tendencia** de las características del agua descargada.

Tabla 47. Análisis de laboratorio - Descarga de los FWKO

Fecha	Hora	Pto.Muestra	pH	SST (mg/l)	SS c/Tol.(mg/l)	HC(ppm)	Fe(mg/l)	Ba(mg/l)	Ca(mg/l)	Cl(mg/l)	SO4(mg/l)	Observaciones
30/04/2011	10:30	Comienza el llenado del Tanque de Reposo, para el inicio de su funcionamiento.										
01/05/2011	10:00	OUT FWKO	7,05	140	55	186	11	8	3120	47700	188	Proceso de llenado gradual del Tanque de Reposo
02/05/2011	08:30	OUT FWKO	7,04	165	67	177	15	14	4250	48800	195	
02/05/2011	09:30	OUT FWKO	7,01	170	75	146	13	18	4462	47600	182	
02/05/2011	09:50	Se habilita el Tanque de Reposo, inicia su operación con normalidad.										
03/05/2011	09:00	OUT FWKO	6,95	172	77	145	7	19	3750	48100	258	Trabajando con normalidad los Tanques Skimmer y Reposo.
04/05/2011	14:00	OUT FWKO	7,02	158	71	146	8	16	4250	46900	185	
05/05/2011	08:30	OUT FWKO	6,80	160	66	166	9	19	3380	48700	210	
01/06/2011	14:00	OUT FWKO	6,78	140	50	78	9	19	3230	54973	203	
03/06/2011	10:00	Se inicia la recirculación del Tanque Basurero hacia el sistema, ingresando a los FWKO.										
03/06/2011	16:00	OUT FWKO	6,79	172	69	120	13	18	3770	48900	205	Continua la Recirculación.
04/06/2011	12:00	OUT FWKO	6,72	243	95	162	14	19	3890	52458	220	Finaliza la Recirculación.
07/06/2011	10:30	OUT FWKO	6,81	61	38	59	10	18	4230	48150	204	Inicia Recirculación TK-Basurero.
07/06/2011	15:00	OUT FWKO	6,80	81	23	70	12	19	4220	48100	210	Continua la Recirculación.
08/06/2011	15:00	OUT FWKO	6,82	176	84	185	14	19	4240	48900	212	Culmina la Recirculación.
Promedio		OUT FWKO	6,88	153	64	137	11	17	3899	49107	206	

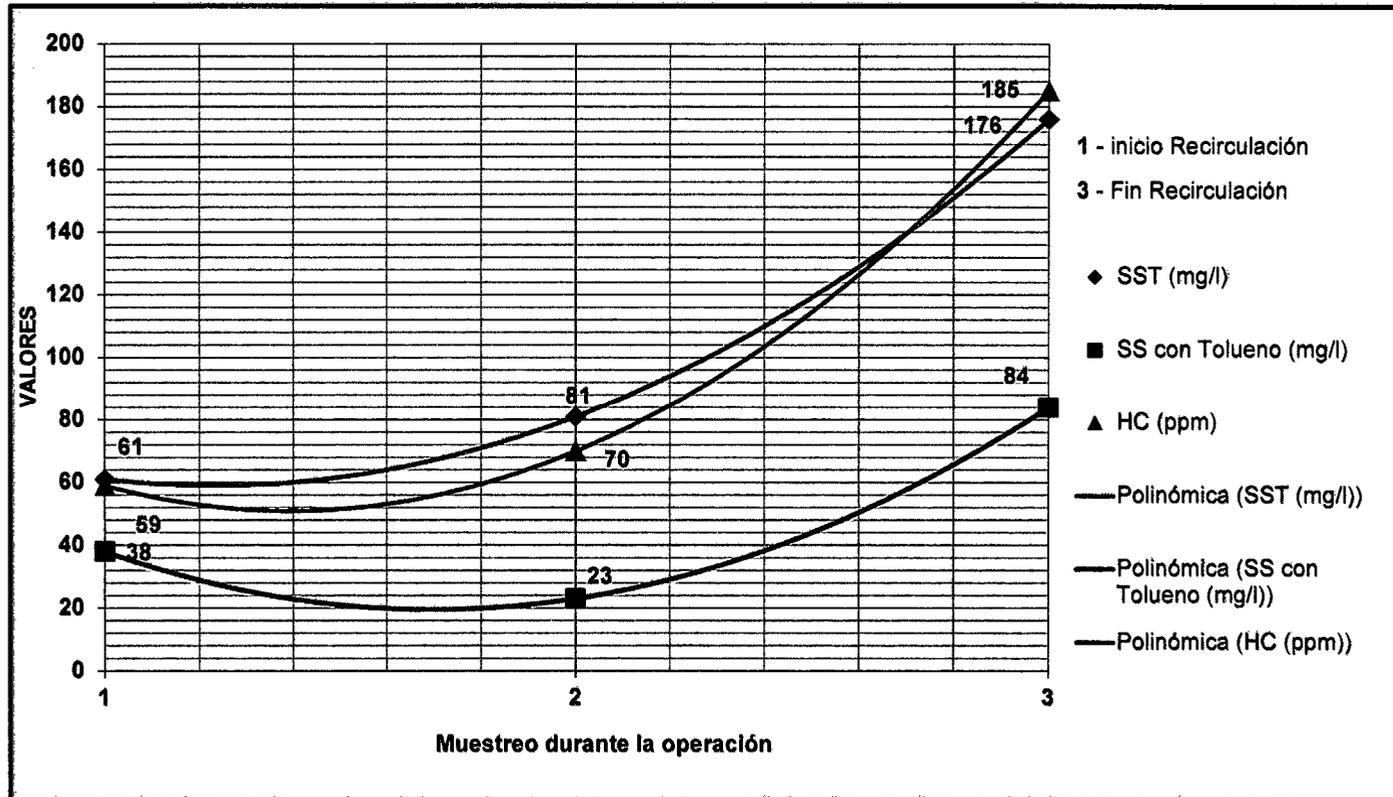
Gráfica 7. Análisis de laboratorio - Descarga de agua FWKO's



Fuente. Propia

**Comentario:** Se observa que la concentración de hidrocarburos en agua tiende a permanecer con 161 ppm en promedio en una operación normal sin recirculaciones del tanque basurero de por medio. Las variaciones en el valor de HC y de los SST es debido a las condiciones actuales del tratamiento físico y químico del crudo y agua que ingresan a los FWKO's, ligado con las condiciones climáticas. Los SST y SS con tolueno en ambos casos tienden a ser constantes con un promedio de 160 y 68 mg/l respectivamente.

**Gráfica 8.** Análisis de laboratorio - Descarga de agua FWKO's (Recirculación del Tanque Basurero)



Fuente. Propia

**Comentarios:** En primer lugar en las dos primeras muestras se aprecia una disminución en los resultados de las características analizadas, esto es debido a que el fluido de recirculación del tanque basurero demora cierto tiempo en llegar al ingreso de los FWKO's. En segundo lugar pasado ese tiempo los resultados tienden a aumentar rápidamente.

## **2.2. Skimmer Tank / Tanque de Reposo**

A continuación se presentan las características del agua que ingresa y se descarga tanto del skimmer tank como del tanque de reposo. Se recalca que en ciertos periodos del análisis el tanque de reposo se encontraba fuera de servicio por motivos de mantenimiento. El análisis se realiza durante la operación de recirculación del tanque basurero y sin ella. Las Tablas 48, 49 y 50 muestran los resultados. Luego en las Gráficas del 9 al 15 se representa mediante tendencias lo visto en las tablas, analizando la cantidad de HC (hidrocarburos en agua), SST (sólidos suspendidos totales), SS Ins. H<sub>2</sub>O y SS con tolueno.

**Tabla 48.** Análisis de laboratorio, ingreso y descarga del skimmer tank (tanque de reposo fuera de servicio)

Fecha	Hora	Pto.Muestra	pH	SST(mg/l)	SS Ins H2O	HC(ppm)	Fe(mg/l)	Ba(mg/l)	Ca(mg/l)	Cl(mg/l)	SO4(mg/l)	Observaciones
26/04/2011	10:00	IN SKIMMER	6,89	122	51	210	10	12	3980	48100	235	Tanque de Reposo Fuera de Servicio, sólo se trabaja con el Tanque Skimmer.
28/04/2011	09:30	OUT SKIMMER	6,86	60	38	35	11	18	4500	49300	176	
28/04/2011	10:30	IN SKIMMER	6,81	133	69	168	8	21	4850	49800	181	
28/04/2011	14:30	IN SKIMMER	6,83	130	45	143	12	12	4480	49100	179	
28/04/2011	16:30	OUT SKIMMER	6,86	59	35	22	10	14	4650	48700	171	
30/04/2011	09:00	IN SKIMMER	6,72	125	56	121	8	24	4420	49500	191	

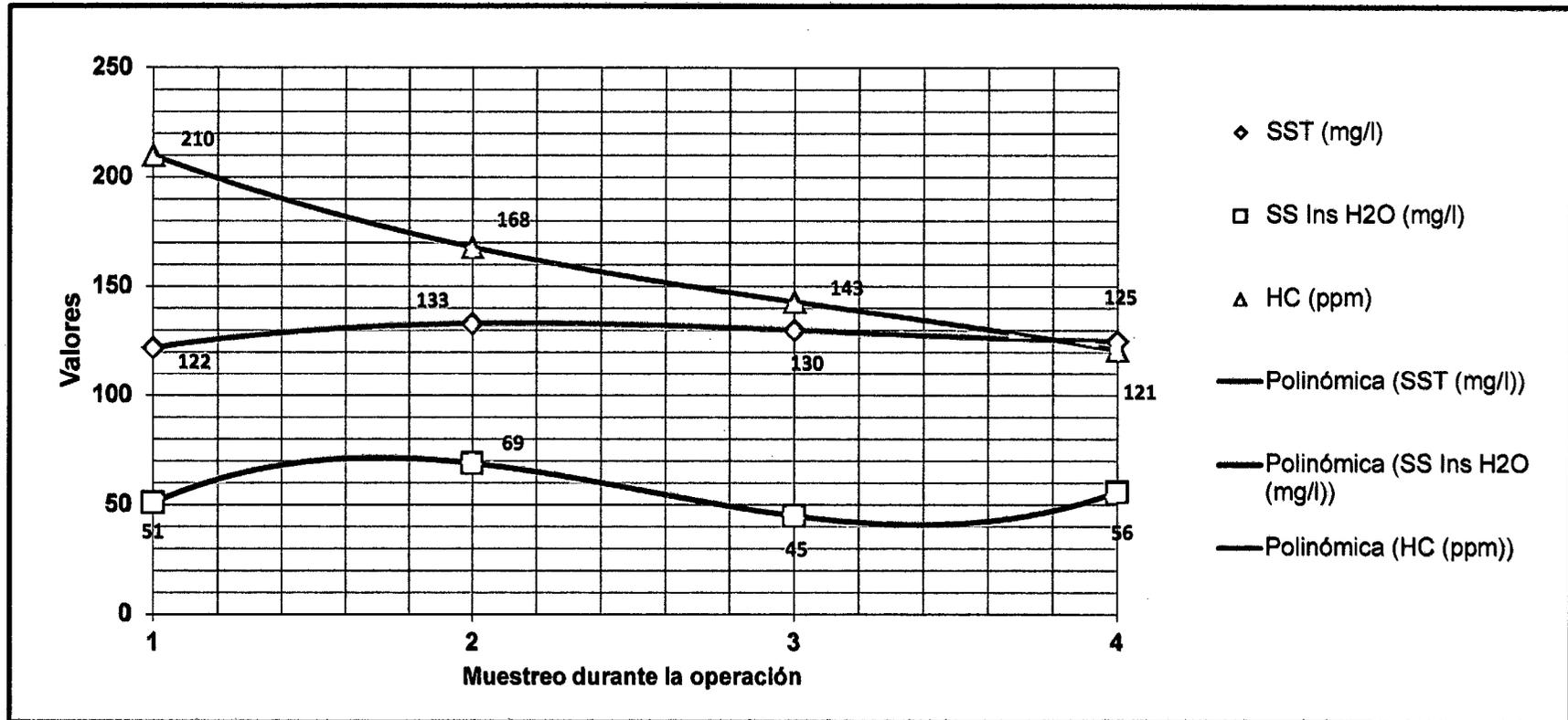
**Tabla 49. Análisis de laboratorio, en servicio los dos tanques clarificadores**

Fecha	Hora	Pto.Muestra	SS Ins H2O	HC(ppm)
02/05/2011	08:30	IN SKIMMER	47	177
	10:30	OUT REPOSO	31	32
	11:15	OUT SKIMMER	35	98
	14:30	OUT REPOSO	33	28
	15:30	IN SKIMMER	32	180
	16:45	OUT SKIMMER	33	71
	18:45	OUT REPOSO	29	24
	19:45	OUT SKIMMER	37	59
03/05/2011	09:00	IN SKIMMER	29	145
	10:30	OUT REPOSO	25	24
	16:30	OUT SKIMMER	31	52
04/05/2011	09:00	OUT REPOSO	27	26
	10:30	OUT SKIMMER	24	41
	14:00	IN SKIMMER	28	150
05/05/2011	08:30	IN SKIMMER	36	186
	10:30	OUT REPOSO	26	22
	15:30	OUT SKIMMER	22	44

**Tabla 50.** Análisis de laboratorio, recirculación del TK-Basurero (en servicio los dos tanques clarificadores)

<b>Fecha</b>	<b>Hora</b>	<b>Pto.Muestra</b>	<b>SST(mg/l)</b>	<b>SS c/Tol.</b>	<b>SS Ins H2O</b>	<b>HC(ppm)</b>	<b>Observaciones</b>
07/06/2011	10:30	IN SKIMMER	61	33	13	59	Inicia Recirculación del TK-Basurero
07/06/2011	11:00	OUT REPOSO	37	14	15	24	Continua Recirculación del TK-Basurero
07/06/2011	15:00	IN SKIMMER	81	41	30	70	Continua Recirculación del TK-Basurero
07/06/2011	16:00	OUT REPOSO	48	17	21	32	Continua Recirculación del TK-Basurero
07/06/2011	20:00	IN SKIMMER	176	84	68	185	Continua Recirculación del TK-Basurero
07/06/2011	21:00	OUT REPOSO	85	40	37	88	Finaliza Recirculación del TK-Basurero

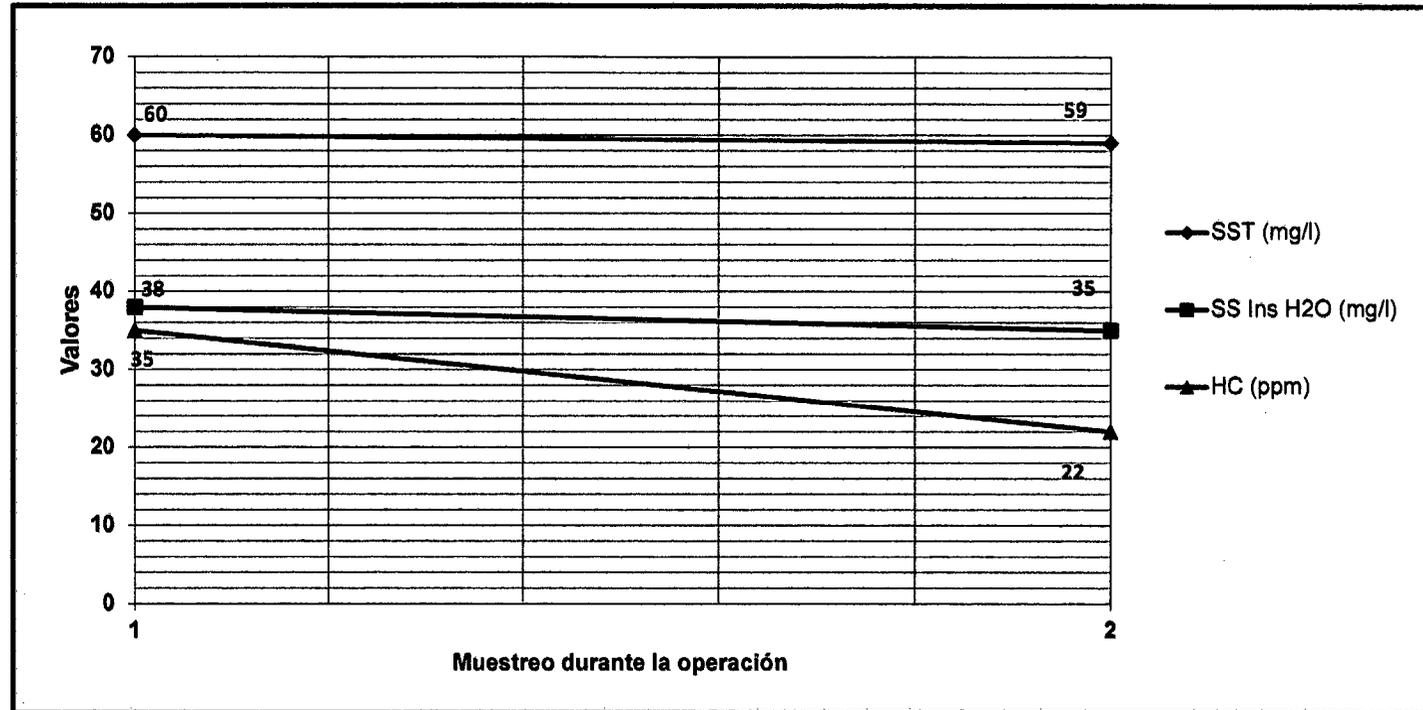
**Gráfica 9.** Análisis de laboratorio – Ingreso de agua TK-Skimmer (Tanque de Reposo fuera de servicio)



Fuente. Propia

**Comentarios:** La tendencia de la concentración de HC (hidrocarburos en agua) disminuye al pasar el tiempo, debido a un mayor tiempo de estabilidad en el sistema al no existir recirculación alguna. Respecto a SST y SS insolubles en H<sub>2</sub>O sus valores permanecen casi constantes con 128 y 55 mg/l en promedio respectivamente.

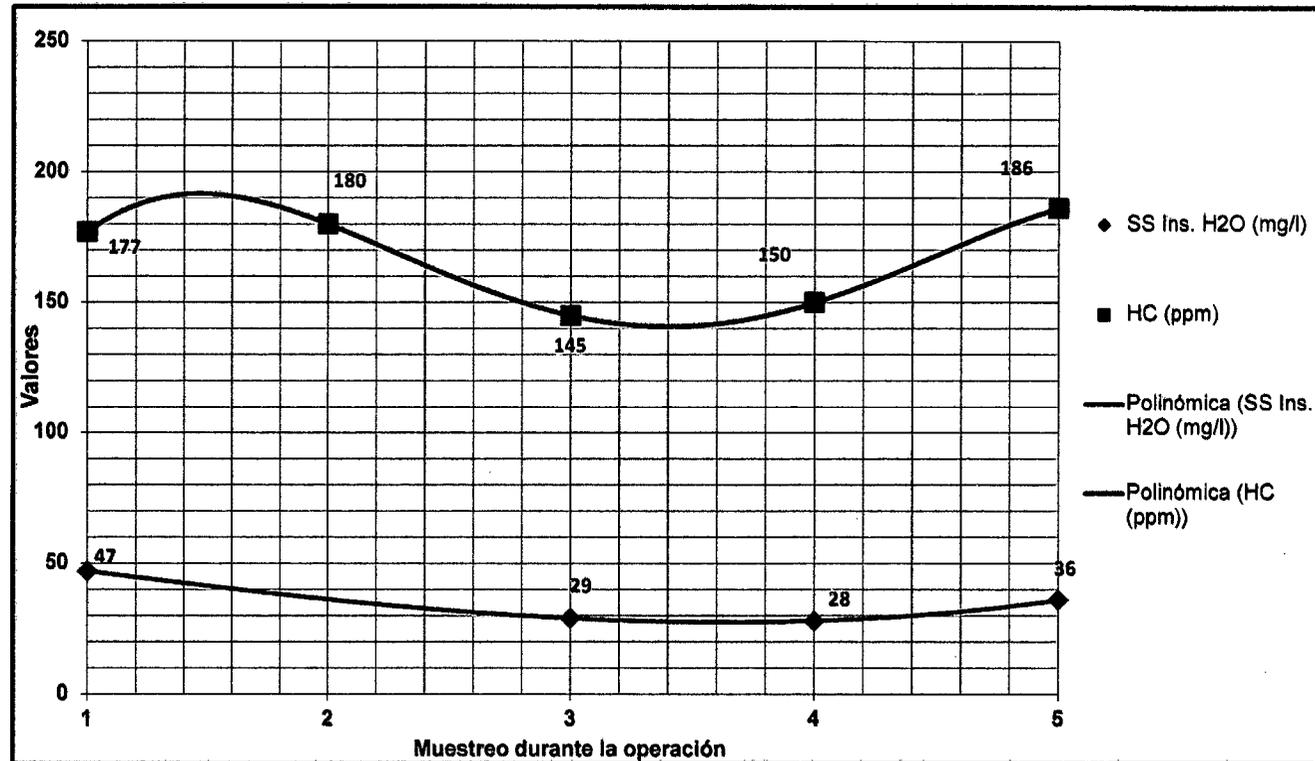
**Gráfica 10.** Análisis de laboratorio – Descarga de agua Skimmer Tank (Tanque de Reposo fuera de servicio)



Fuente. Propia

**Comentarios:** Con relación a los resultados se observa valores casi constantes, el HC con 28 ppm, los SST con 59,5 mg/l y SS insolubles en agua con 36 mg/l. Comparando la cantidad de sólidos respecto al ingreso del agua al skimmer tank los resultados han disminuido, creando la posibilidad de que los sólidos mencionados estén depositándose en las tuberías y accesorios. La calidad de agua descargada del tanque será la utilizada para la reinyección, debido a que el tanque de reposo se encuentra fuera de servicio.

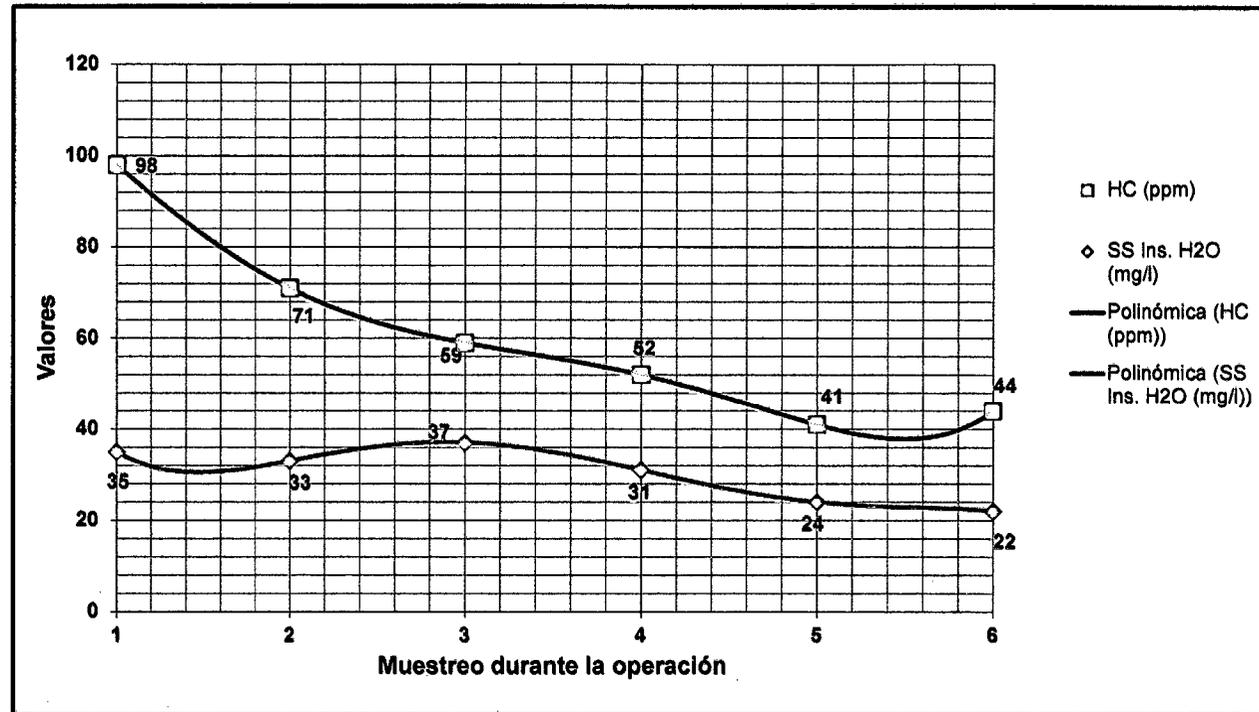
**Gráfica 11.** Análisis de laboratorio – Ingreso de agua Skimmer Tank (En servicio los dos tanques clarificadores)



Fuente. Propia

**Comentarios:** En una operación donde los dos tanques clarificadores trabajan con normalidad y sin recirculación del tanque basurero, se aprecia valores aproximadamente constantes en los análisis realizados, por ejemplo los HC (hidrocarburos en agua) resulta con un promedio de 165 ppm y los SS insoluble en agua con 35 mg/L. Las variaciones en los resultados está ligado a al comportamiento de los FWKO's.

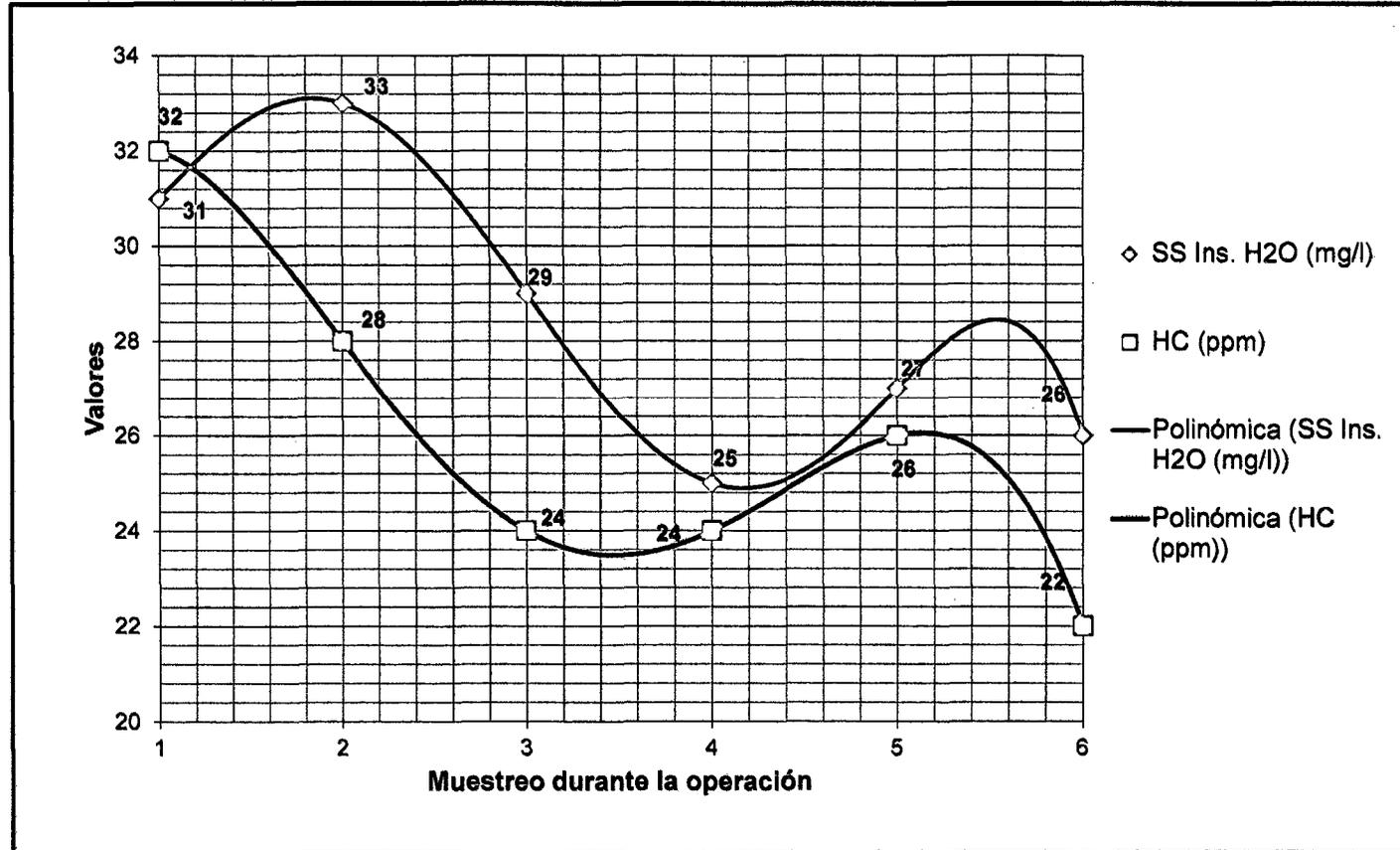
**Gráfica 12.** Análisis de laboratorio – Descarga de agua Skimmer Tank (En servicio los dos tanques clarificadores)



Fuente. Propia

**Comentarios:** Operación donde los dos tanques clarificadores trabajan con normalidad y sin recirculación del tanque basurero, se observa en la descarga del skimmer tank resultados con tendencia a disminuir con respecto a la cantidad de hidrocarburos. Con respecto a los SS insolubles en agua sus valores han disminuido respecto al ingreso al tanque, pero a su vez los valores actuales con llevan a determinar que estos sólidos al no disolverse en el agua se depositaran en los accesorios por donde fluyen, esto causará severos problemas de taponamientos y roturas de ejes de la bombas, entre otros problemas.

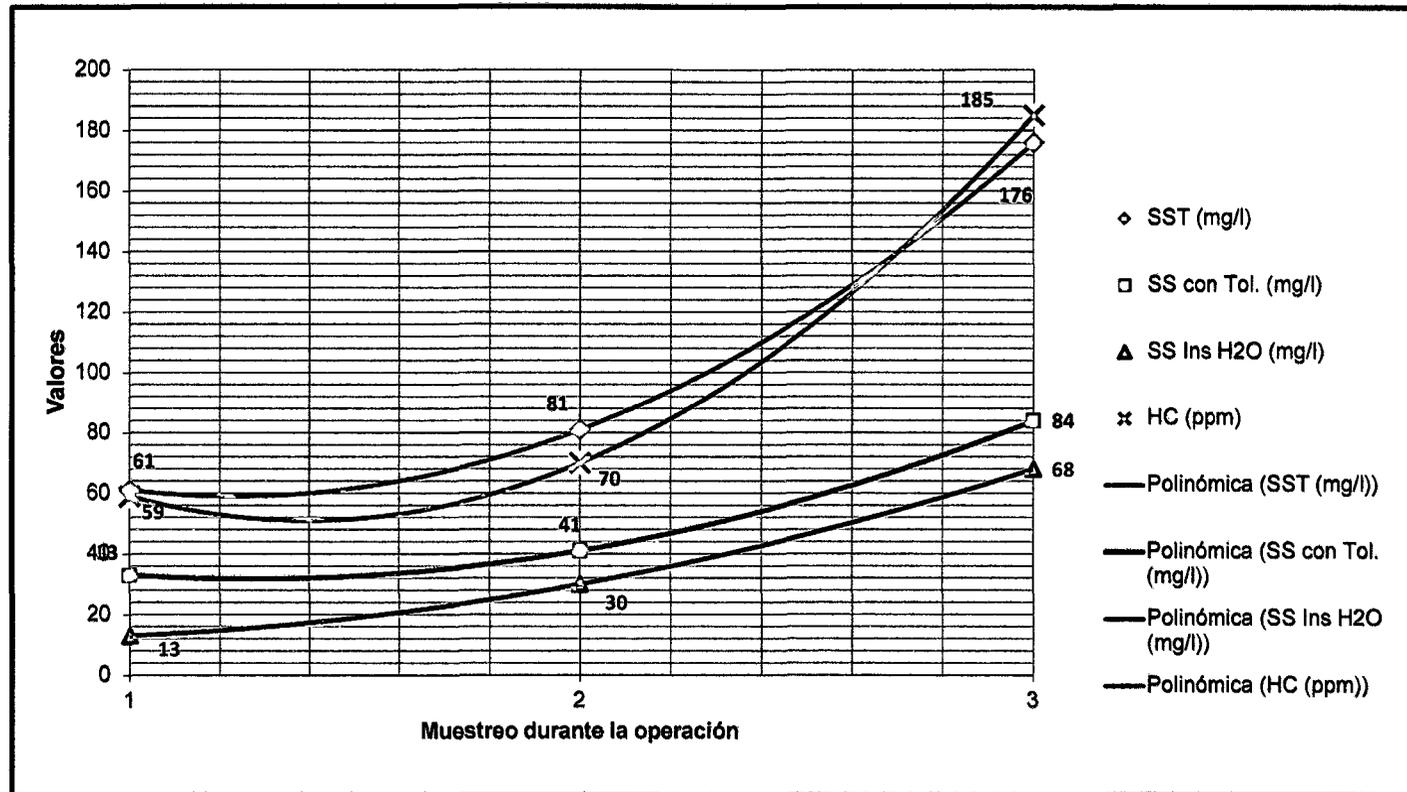
**Gráfica 13.** Análisis de laboratorio – Descarga de agua Tanque de Reposo (En servicio los dos tanques clarificadores)



Fuente. Propia

**Comentarios:** Se aprecia un buen trabajo realizado por el tanque de reposo, al disminuir los valores de HC. Con respecto a los SS Ins. H<sub>2</sub>O permanecen con valores que aún pueden ser perjudiciales para los equipos ubicados aguas abajo.

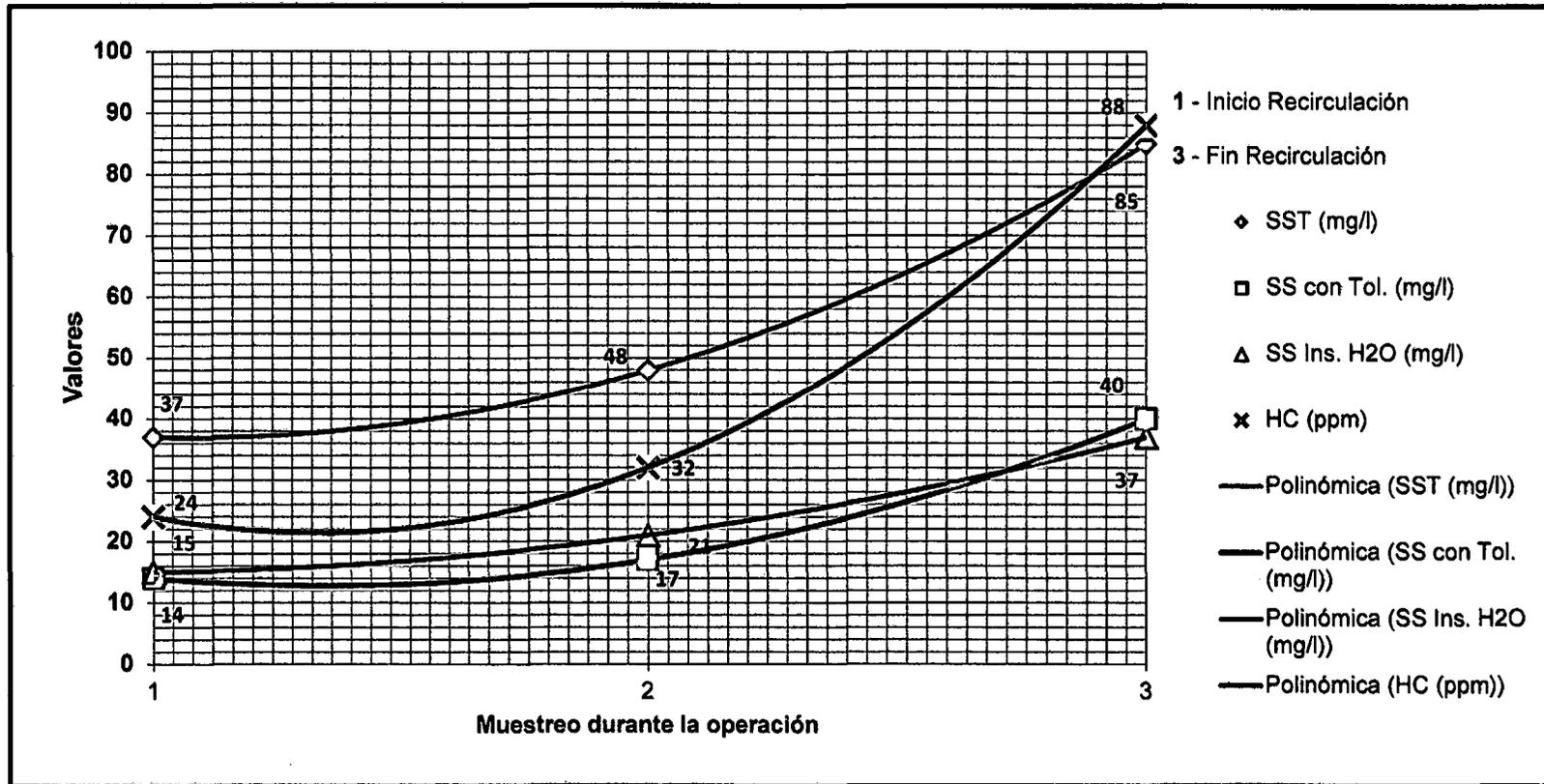
**Gráfica 14.** Análisis de laboratorio – Ingreso de agua Skimmer Tank (Recirculación TK-Basurero)



Fuente. Propia

**Comentarios:** Se muestra la operación de recirculación hacia el sistema, ingresando por los FWKO's y en servicio los dos tanques clarificadores. Se aprecia un incremento veloz en los valores analizados respecto a los parámetros de HC, SST, SS con tolueno y SS insoluble en H<sub>2</sub>O.

**Gráfica 15.** Análisis de laboratorio – Descarga de agua Tanque de Reposo (Recirculación TK-Basurero)



Fuente. Propia

**Comentarios:** Se observa la misma recirculación mostrada en la figura anterior, la diferencia es que aquí se analiza la descarga de la descarga de agua del tanque de reposo. Los parámetros analizados dan resultados muy elevados a medida que continúa la recirculación.

### 2.3. Wash Tank

Para la Batería FORE el agua descargada del wash tank es enviada al tanque basurero, el fluido contenido en este tanque es recirculado al sistema de tratamiento, por ello es importante analizar las características del agua del wash tank. En la Tabla 51 se muestra los análisis básicos realizados al agua del wash tank.

**Tabla 51.** Análisis de laboratorio - Agua del Wash Tank

Hora	Temp. °F	pH	SS Ins. Con H2O	Fe(mg/l)	Ca(mg/l)	Cl(mg/l)	SO4(mg/l)
17:30	127,4	6,58	3 mg/l	8	368	4630	60

**Comentario:** Las características observadas, determinan un agua dentro de valores aceptables, sin exceso de sólidos ni iones.

### 3. Análisis de los depósitos en el sistema del tratamiento del agua

A continuación se realiza el análisis de los depósitos encontrados en diferentes puntos del proceso de tratamiento del agua de producción.

**a) Muestra M2 - TK-Reposo,** bota parte exterior, tubo de ingreso parte superior.

**Características:** Sólidos de consistencia dura y estratificada (Figura 64).

**Figura 64.** Análisis de depósitos, parte interior bota



Fuente. Propia

La muestra es sometida a una serie de análisis en el laboratorio, los resultados se muestran en la Tabla 52.

**Tabla 52.** Análisis de laboratorio - Muestra M2, base seca

SUSTANCIAS	%	OBSERVACIONES
AGUA	8	Método Deán – Stark
<b>RESULTADOS RESPECTO A LA BASE SECA</b>		
HC	17,40	Método gravimétrico
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	19,30	Método complejométrico
Insolubles HCl	23,00	Método gravimétrico
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	19,00	Método gravimétrico como sal de calcio
S <sup>-2</sup>	12,00	Método gravimétrico como sal férrica.
Otros Solubles	9,30	Gravimétrico

Fuente. Laboratorio externo

**Composición de Hidrocarburos (HC), muestra analizada Tabla 53:**

**Tabla 53.** Composición de HC - Muestra M2

Derivados	Composición %
Asfaltenicos	8,0
Parafínicos	8,0
Otros HC	1,4

Fuente. Laboratorio externo

**Análisis mineralógico, Tabla 54.**

Tabla 54. Compuestos mineralógicos - Muestra M2

Análisis	Resultado	Análisis	Resultado
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	25,2	MnO (g/100g)	0,45
SiO <sub>2</sub> (g/100g)	20,4	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	0,37
CaO (g/100g)	14,6	Cloruros (g/100g)	0,06
MgO (g/100g)	4,6	PbO (g/100g)	0,05
SrO (g/100g)	4,1	K <sub>2</sub> O (g/100g)	0,04
SO <sub>3</sub> (g/100g)	1,5	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	0,02
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (g/100g)	1,4	NiO (g/100g)	< 0,01
ZnO (g/100g)	1,2	Perdida por calcinación a 550°C (g/100g)	17,88
Na <sub>2</sub> O (g/100g)	0,54	Perdida por calcinación desde 550°C a 1000°C (g/100g)	7,49

Fuente. Laboratorio externo.

**Comentarios:** De los análisis se observa una cantidad moderada de hidrocarburos (asfaltenos y parafinas), a su vez posee una buena cantidad de carbonatos depositados, óxidos de fierro y compuestos de silicio.

**b) Muestra M3 – Descarga de la bota hacia el tanque de reposo:**

**Características:** Sólidos de consistencia dura y estratificada (Figura 65).

Figura 65. Descarga de la bota hacia el tanque reposo





Fuente. Propia

La Tabla 55 muestra los resultados de los análisis de los depósitos:

**Tabla 55.** Análisis de laboratorio - Muestra M3, base seca

SUSTANCIAS	%	OBSERVACIONES
AGUA	10	Método Deán – Stark
<b>RESULTADOS RESPECTO A LA BASE SECA</b>		
HC	37,7	Método gravimétrico
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	12,1	Método complejímétrico
Insolubles HCl	13,0	Método gravimétrico
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	28,4	Método gravimétrico como sal de calcio
S <sup>-2</sup>	7,7	Método gravimétrico como sal férrica.
Otros Solubles	1,0	Gravimétrico

Fuente. Laboratorio externo

**Composición de Hidrocarburos (HC), muestra analizada Tabla 56:**

**Tabla 56.** Composición de HC - Muestra M3

Derivados	Composición %
Asfaltenicos	11,3
Parafinicos	11,0
Otros HC	15,4

Fuente. Laboratorio externo

## Análisis mineralógico, Tabla 57.

Tabla 57. Compuestos mineralógicos - Muestra M3

Análisis	Resultado	Análisis	Resultado
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	12,4	MnO (g/100g)	0,24
SiO <sub>2</sub> (g/100g)	13,2	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	0,28
CaO (g/100g)	22	Cloruros (g/100g)	3,6
MgO (g/100g)	2,9	PbO (g/100g)	0,03
SrO (g/100g)	5,7	K <sub>2</sub> O (g/100g)	0,05
SO <sub>3</sub> (g/100g)	1,5	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	0,01
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (g/100g)	1,1	NiO (g/100g)	< 0,01
ZnO (g/100g)	0,69	Perdida por calcinación a 550°C (g/100g)	22,4
Na <sub>2</sub> O (g/100g)	2,6	Perdida por calcinación desde 550°C a 1000°C (g/100g)	11,01

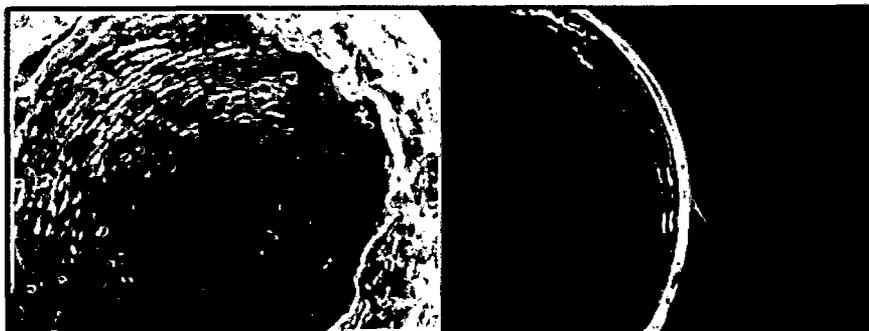
Fuente. Laboratorio externo

**Comentarios:** La cantidad de HC y carbonatos aumenta en este punto, por lo el contrario los óxidos de hierro, calcio y silicio disminuyen, pero no dejan de ser perjudiciales.

## c) Muestra M6 – Tanque de Reposo, interior, descarga hacia las booster:

**Características:** Sólidos de consistencia pastosa y húmeda, Figura 66.

Figura 66. Tanque de reposos, interior, descarga hacia la booster



Fuente. Propia

La Tabla 58 muestra los resultados de los análisis de la muestra.

**Tabla 58.** Análisis de laboratorio - Muestra M6, base seca

SUSTANCIAS	%	OBSERVACIONES
AGUA	36,5	Método Deán – Stark
<b>RESULTADOS RESPECTO A LA BASE SECA</b>		
HC	37,8	Método gravimétrico
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	12,8	Método complejimétrico
Insolubles HCl	7,9	Método gravimétrico
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	21,6	Método gravimétrico como sal de calcio
S <sup>-2</sup>	18,9	Método gravimétrico como sal férrica.
Otros Solubles	1,0	Gravimétrico

**Fuente.** Laboratorio externo

**Composición de Hidrocarburos (HC), muestra analizada Tabla 59:**

**Tabla 59.** Composición de HC – Muestra M6

Derivados	Composición %
Asfaltenicos	16,6
Parafínicos	9,8
Otros HC	11,4

**Fuente.** Laboratorio externo

**Análisis mineralógico, Tabla 60.**

**Tabla 60.** Compuestos mineralógicos - Muestra M6

Análisis	Resultado	Análisis	Resultado
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	12,2	MnO (g/100g)	0,24
SiO <sub>2</sub> (g/100g)	12,7	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	0,64
CaO (g/100g)	19,9	Cloruros (g/100g)	5,4
MgO (g/100g)	3,1	PbO (g/100g)	0,02
SrO (g/100g)	4,5	K <sub>2</sub> O (g/100g)	0,06
SO <sub>3</sub> (g/100g)	1,5	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (g/100g)	0,02
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (g/100g)	1,1	NiO (g/100g)	< 0,01
ZnO (g/100g)	0,42	Perdida por calcinación a 550°C (g/100g)	19,4
Na <sub>2</sub> O (g/100g)	3,8	Perdida por calcinación desde 550°C a 1000°C (g/100g)	15,19

Fuente. Laboratorio externo.

**Comentarios:** Comparado con la muestra M3, se observa la presencia de los mismos compuestos con variaciones en su porcentaje y concentración. Respecto a la composición de asfaltenos en los hidrocarburos ha aumentado.

**d) Muestra M8 – Filtro de las Bombas Booster**

**Características:** Un sólido barroso basada en arcillas, hidrocarburos y agua.

La Tablas 61 muestra los resultados de los análisis de la muestra, como base seca.

**Tabla 61.** Análisis de laboratorio - Muestra M8, base seca

SUSTANCIAS	%	OBSERVACIONES
AGUA	8,0	Método Deán – Stark
<b>RESULTADOS RESPECTO A LA BASE SECA</b>		
HC	40,5	Método gravimétrico
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	29,3	Método complejímétrico
Insolubles HCl	10,9	Método gravimétrico
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	12,7	Método gravimétrico como sal de calcio
S <sup>-2</sup>	5,6	Método gravimétrico como sal férrica.
Otros Solubles	0,9	Gravimétrico

**Fuente.** Laboratorio externo

**Composición de Hidrocarburos (HC), muestra analizada Tabla 62:**

**Tabla 62.** Composición de HC - Muestra M8

Derivados	Composición %
Asfaltenicos	32,3
Parafínicos	8,2
Otros HC	0

**Fuente.** Laboratorio externo

**Comentarios:** La presente muestra es el mejor indicativo de cómo está compuesto los depósitos, son tomados prácticamente al final del tratamiento, en donde la función de los filtros es retener todo tipo de sólido que sea arrastrado con el agua y a la vez la posibilidad de formación de depósitos en este equipo. Se aprecia dentro de los compuestos de los hidrocarburos una gran composición de asfaltenos, lo que indica que algo está pasando de sobremanera después de la descarga del tanque reposo. Respecto a los otros compuestos ya antes mencionados en las muestras, continúan su presencia en las mismas proporciones aproximadamente.

#### **4. Conclusiones del Capítulo 7**

##### **4.1. Análisis de laboratorio del agua tratada.**

1. Operando el sistema con normalidad, sin incidir en la recirculaciones, la cantidad de oil en agua en la descarga de los FWKO's disminuye considerablemente luego de un tiempo.
2. Cuando se realizan las recirculaciones del tanque basurero hacia el sistema, ingresando vía los FWKO's, la descarga de agua de los vessel son afectados considerablemente en la cantidad de HC y SST.
3. Al trabajar con los dos tanques (Skimmer y Reposo), las características con respecto a la cantidad de oil en agua analizada mejoran al tener un mayor tiempo de tratamiento físico y químico.

##### **4.2. Análisis de los depósitos en el sistema:**

1. Los problemas de depósitos se presenta a partir de la descarga de los FWKO's.
2. El laboratorio externo que analizó las muestras de depósitos del sistema de tratamiento del agua, determino mediante los análisis la presencia en cantidades considerables de óxidos de: hierro, calcio, silicio, carbonatos; hidrocarburos (con aumento en la concentración de los asfaltenos conforme se avanza en el tratamiento). Finalmente los analistas del laboratorio contratado determinaron la presencia de filosilicatos, mediante la espectroscopia de Mossbauer.
3. Los depósitos presentan la característica de incrustaciones de base orgánica.

4. Los filosilicatos de tamaño muy pequeño, tienen gran afinidad con el petróleo (en particular con los asfaltenos), ambos de características polares.
5. Los asfaltenos son extremos pesados y polares del petróleo son reactivos con la roca del reservorio entre ellas las arcillas llamadas filosilicatos, en nuestro caso son el hierro, es decir los filosilicatos presentes tienen la propiedad de inestabilizar a los asfaltenos durante el recorrido que realiza el agua de producción, la cual contiene trazas de petróleo.
6. La característica magnética de los filosilicatos contribuyen a la adherencia de estos en los depósitos.
7. La desestabilización de asfaltenos en operación normal ocurre por el uso inadecuado de productos químicos o por dosificación incorrecta o nula (situación observada en campo) y a su vez por las recirculaciones del tanque basurero hacia el sistema ingresando por los FWKO's.

## 5. Propuestas

Las siguientes propuestas se basan en lo observado en el capítulo 6 y 7, en donde el tratamiento del agua de producción no se encuentra optimizado de la mejor manera y esto trae una serie de problemas tanto en la calidad del agua como en los depósitos formados. Antes de plantear las propuestas se debe establecer un control estricto y diario de la dosificación de los diferentes químicos usados. Las propuestas planteadas son las siguientes:

1. Optimizar el uso del clarificador directo e inverso, tienen una incidencia importante en la calidad del agua, sobre todo en la cantidad de hidrocarburos en agua y de los sólidos suspendidos totales.
2. Análisis técnico y optimización del uso que se le da al tanque basurero, en donde se analiza el fluido contenido y se propone una serie de cambios en los fluidos que ingresan a este tanque.
3. Analizar mediante el uso de los cupones, los depósitos formados en el sistema de tratamiento del agua de producción de petróleo, tomando como punto de partida los resultados del capítulo 7 respecto a los valores elevados en las características del agua en la descarga del tanque de reposo.

## CAPITULO 8

**PROPUESTAS DE MEJORA Y SU IMPLEMENTACIÓN EN EL TRATAMIENTO  
DEL AGUA DE PRODUCCIÓN – BATERÍA FORE**

- 1. PROPUESTA 1:** Optimizar el uso de los clarificadores para el mejoramiento de la calidad del agua.

La presente propuesta utiliza el Jar-Test, acompañado de procedimiento de prueba y error, tomando como muestra al agua que ingresa al tanque skimmer, y utilizando como químicas al clarificador directo e inverso. Se hace notar que en el campo el clarificador directo se va a aplicar al ingreso de los FWKO's y el clarificador inverso al ingreso del tanque skimmer.

Los químicos clarificadores usados son proporcionados por la empresa química responsable del tratamiento del agua, la cual entrega la química diluida especialmente para el presente estudio, para lo cual una gota de las químicas equivale a 1 ppm de concentración.

**1.1. Actividades Programadas**

**Tabla 63.** Actividades programadas, propuesta 1 (Batería FORE)

ACTIVIDADES	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
1. Uso del clarificador inverso a distintas concentraciones.	X			
2. Uso del clarificador directo en distintas concentraciones.		X		
3. Combinar el uso del clarificador inverso (1ppm) y el directo a distintas concentraciones.			X	
4. Uso combinado de clarificador directo e inverso en distintas concentraciones ambos.				X

## 1.2. Desarrollo de las Actividades

### 1.2.1. Actividad 1. Uso del clarificador inverso a distintas concentraciones.

El objetivo de la actividad es analizar y determinar cuan efectivo es el clarificador inverso respecto al abatimiento de los sólidos suspendidos e hidrocarburos en el agua de producción, actuando solo.

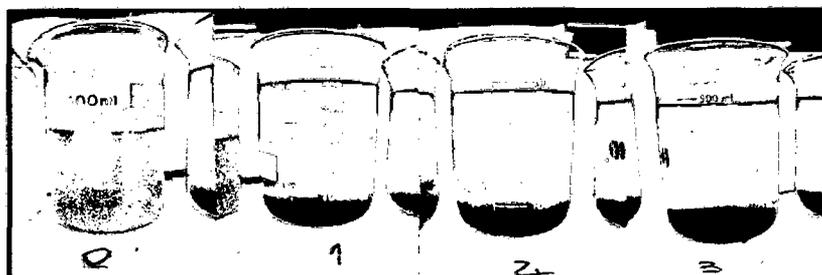
La Tabla 64 detalla la corrida realizada.

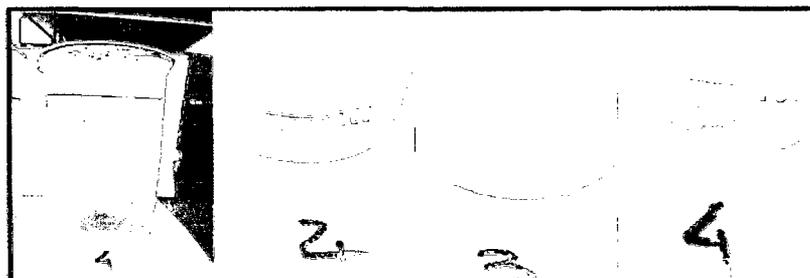
**Tabla 64.** Uso solo del clarificador inverso a distintas concentraciones

Clarificador Inverso	Análisis de agua		Abatimientos		
	Dosis (ppm)	SST (mg/l)	HC (ppm)	SST	HC
0	44,0	41,0			
1	39,0	24,0	11,36%	41,46%	
2	<b>23,0</b>	<b>18,0</b>	<b>47,73%</b>	<b>56,10%</b>	
3	24,0	19,0	45,45%	53,66%	
4	22,0	22,0	50,00%	46,34%	

La Figura 67 muestra lo observado en laboratorio:

**Figura 67.** Fotos del análisis del clarificador inverso a distintas concentraciones - Laboratorio





Fuente. Propia

**Comentarios:** Con 2 ppm de clarificador inverso el abatimiento de este tratamiento es aceptable en HC y regular en SST, como lo observado en el tercer vaso de precipitado en el cual se observa una ligera mejoría en la clarificación del agua y cierta cantidad de precipitados.

#### 1.2.2. Actividad 2. Uso del clarificador directo en distintas concentraciones:

El objetivo viene a ser el mismo respecto a lo descrito en la actividad 1, en este caso usando sólo el clarificador directo para tal efecto.

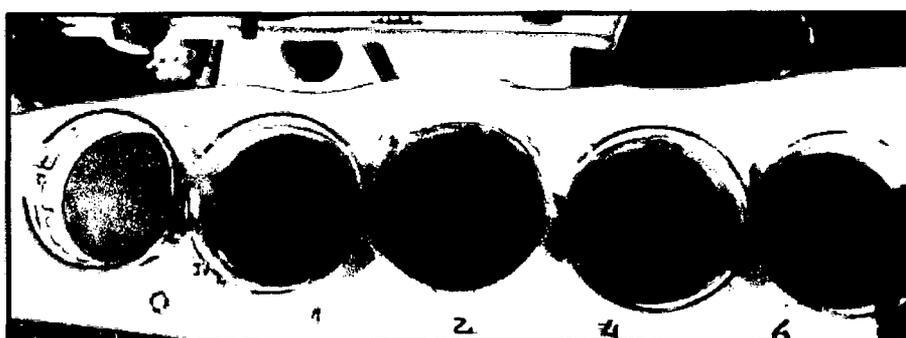
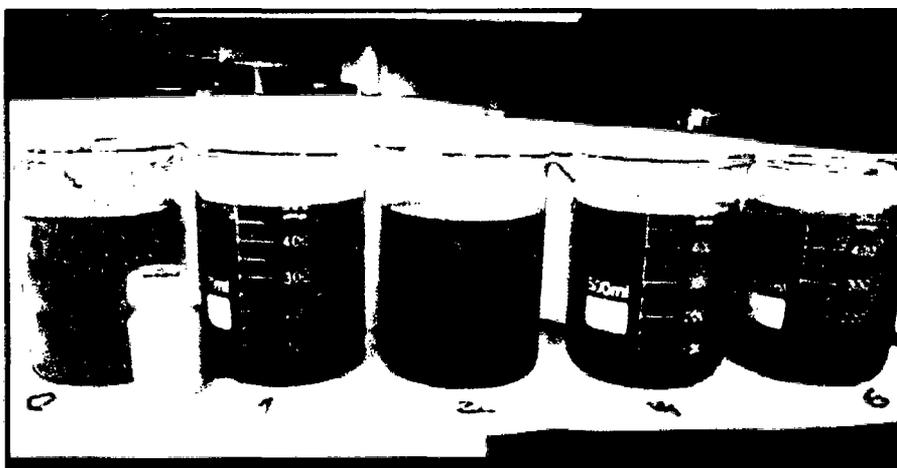
La tabla 65 muestra la corrida realizada para esta actividad.

**Tabla 65.** Uso solo del clarificador directo a distintas concentraciones

Clarificador Directo	Análisis de agua		Abatimientos		
	Dosis (ppm)	SST (mg/l)	HC (ppm)	SST	HC
0	40,0	53,0			
1	33,0	41,0	17,50%	22,64%	
2	30,0	30,0	25,00%	43,40%	
4	22,0	23,0	45,00%	56,60%	
6	24,0	25,0	40,00%	52,83%	

La Figura 68 presenta los resultados visuales en el laboratorio.

**Figura 68.** Fotos del análisis del clarificador directo a distintas concentraciones - Laboratorio



Fuente. Propia

**Comentarios:** Al agregar 4 ppm de clarificador directo, se logra formar flocs con relativo peso y los porcentaje de abatimiento son similares a los mostrados con respecto al uso del clarificador inverso. Respecto al aceite en agua el abatimiento es parecido pero usando mayor concentración de química.

### 1.2.3. Actividad 3. Combinación de clarificador inverso (1 ppm) y el directo a distintas concentraciones.

La Tabla 66 muestra la combinación de 1 ppm de clarificador inverso con diferentes concentraciones del clarificador directo, hasta llegar a la más óptima. El criterio tomado se basa en el menor uso posible en concentración del clarificador inverso (1 ppm recomendado por la empresa química) basado en la actividad 2, también debido al costo de adquirir el clarificador mencionado.

**Tabla 66.** Uso del clarificador inverso a 1 ppm y el clarificador directo a diferentes concentraciones

Clarificador Directo	Análisis de agua		Abatimientos		
	Dosis (ppm)	SST (mg/l)	HC (ppm)	SST	HC
0	41,0	48,0			
1	26,0	29,0	36,59%	39,58%	
2	22,0	20,0	46,34%	58,33%	
4	23,0	14,0	43,90%	70,83%	
6	14,0	10,0	65,85%	79,17%	

La Figura 69 muestra las fotografías de las combinaciones realizadas, de izquierda a derecha las dosis (0, 1, 2, 4 y 6 ppm) de clarificador directo.

**Figura 69.** Fotografías combinación de clarificadores -  
Laboratorio



**Fuente.** Propia

**Comentarios:** La combinación experimental mostrada resulta en la obtención de flocs de buen tamaño y una buena cantidad de oil en la superficie, como se observa en la foto, los cuales pueden ser retirados con facilidad y de ese modo obtener agua de mejor calidad. El porcentaje de abatimiento es mayor que el mostrado en la actividad 2.

**1.2.4. Actividad 4.** Uso combinado de clarificador directo e inverso en distintas concentraciones:

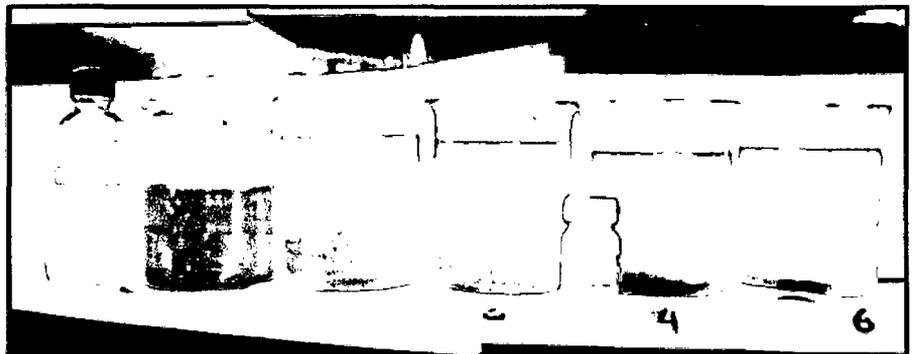
Aunque la actividad 3 proporciona buenos resultados, aún se puede mejorar, utilizando concentraciones distintas entre los clarificadores, hasta obtener un porcentaje de abatimiento óptimo, en esta actividad interesa los resultados de la calidad del agua comparados con los gastos en la adquisición de una cantidad mayor de clarificador.

**Tabla 67.** Uso del clarificador directo e inverso a distintas concentraciones

Clarificador Inverso (ppm)	Análisis de agua		Clarificador Directo (ppm)	Abatimiento	
	SST(mg/l)	HC(ppm)		SST	HC
0	41	48	0		
2	30	27	4	26,83%	43,75%
4	19	26	4	36,67%	3,70%
2	11	18	6	42,11%	30,77%
4	8	7	6	80,49%	85,42%

Figura 70 muestra las combinaciones realizadas, de izquierda a derecha las dosis (0, 2, 4, 2, 4) del clarificador inverso.

**Figura 70.** Fotografías combinación de clarificadores - Laboratorio



Fuente. Propia

**Comentarios:** Si se utilizan los dos en conjunto, las dosis para este caso deberían ser **4 ppm de clarificador inverso y 6 ppm de clarificador directo**. Se observa en el laboratorio que la combinación es de reacción muy rápida e instantánea en la formación de flocs grandes y con gran peso, facilitando su decantación en el fondo y a la vez se obtiene mayor cantidad de oil en la superficie del agua, observada en el quinto vaso de precipitado.

## 2. PROPUESTA 2: Análisis técnico y optimizar el uso del tanque basurero.

La presente propuesta está basada en una mejora del proceso, la cual perjudica la calidad del agua y crudo obtenidos cuando se recircula el tanque basurero hacia el sistema, debido a que este tanque se llena constantemente y es necesario reducir su nivel.

Se caracteriza el fluido contenido en el tanque y sobre ello se determina proponer re direccionar los ingresos a este, con el fin de usarlo para lo que fue diseñado, es decir como tanque de emergencia.

### 2.1. Actividades Programadas

**Tabla 68.** Actividades programadas, propuesta 2 (Batería FORE)

ACTIVIDADES	Semana 1	Semana 2	Semana 3
1. Caracterizar el fluido descargado del tanque basurero, durante la recirculación.	X		
2. Muestrear el fluido ubicado en la parte superior del tanque basurero y analizarlo.		X	
3. Plantear las mejoras en el proceso de tratamiento químico y físico en la planta.			X

## 2.2. Desarrollo de las Actividades

### 2.2.1. Actividad 1: Caracterizar el fluido descargado del tanque basurero, durante la recirculación.

En la operación habitual de recirculación del tanque basurero hacia el sistema se obtienen muestras de la descarga, en distintos niveles del tanque y diferentes situaciones, siendo los resultados los siguientes (Tabla 69):

**Tabla 69. Recirculación TK-Basurero - Muestras analizadas**

Fecha	Hora	Altura Tanque (ft)	HC (ppm)	SS Ins. H2O (mg/l)
03/06/2011	10:50	10,2	366	16
	17:00	9,5	388	17
	19:10	9,2	395	20
	22:00	8,8	510	28
04/06/2011	07:00	5,8	720	52
	09:00	5,1	697	48
	12:00	4,4	1033	66
06/06/2011	20:30	10,5	450	22
07/06/2011	12:00	5,9	837	78
	16:00	4,0	21000	19000
	20:00	2,9	30000	22000

Se presentan fotos del muestreo del tanque basurero en la recirculación (Figura 71).

**Figura 71.** Fotografías fluido recirculado del TK-Basurero, a diferentes tiempos



**Fuente. Propia**

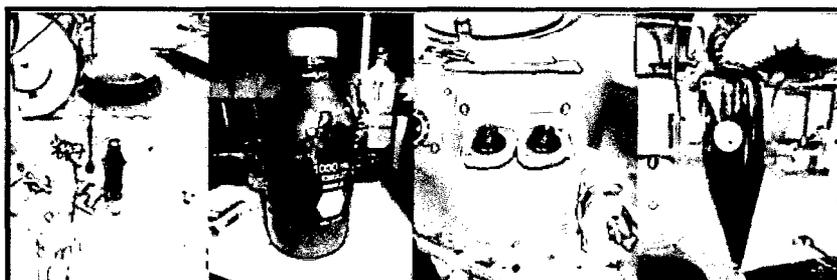
**Comentarios:** En primer lugar según los resultados obtenidos, de la tabla se puede observar que los porcentajes respecto a SS Ins. H<sub>2</sub>O e HC los cuales son enviados nuevamente al sistema son elevados y sus valores tienen incidencia directa en la calidad de agua obtenida de los FWKO's, no solo por calidad, sino por caudal significativo sobre el caudal que se procesa, siendo este de aproximadamente 2% sobre el total.

En segundo lugar las botellas muestran una mala calidad del agua a medida que se va recirculando y va bajando el nivel del tanque, recirculando prácticamente crudo en mal estado, el cual impactara severamente en el tratamiento.

**2.2.2. Actividad 2:** Muestrear el fluido ubicado en la parte superior del tanque basurero y analizarlo.

Se tomaron muestras del tanque basurero (Figura 72), del colchón de hidrocarburos, operación realizada con robador (ladrona) para su posterior análisis.

**Figura 72.** Toma de muestra del colchón de HC - Tanque Basurero



Fuente. Propia

Los ensayos realizados por centrifugación arrojaron los siguientes resultados (Tabla 70):

**Tabla 70.** Composición del fluido TK-Basurero

Compuestos	Composición %Vol
Hidrocarburos	95
Agua	4,7
Sólidos	0,3

Fuente. Propia

La muestra fue enviada a un laboratorio especializado, donde se obtiene un contenido de **14,4% de asfaltenos** y **5,5% de parafinas**, se utiliza el método ASTM D-3279-97 (2001). Estos resultados determinan el alto porcentaje de asfaltenos que ingresa con la recirculación, los cuales perjudican al tratamiento del crudo y el agua.

### **2.2.3. Actividad N°3: Plantear las mejoras en el proceso de tratamiento físico y químico en la planta.**

El nuevo replanteo de las purgas que van hacia el tanque basurero, se fundamenta en los efectos negativos que estarían produciendo estas al realiza su recirculación, las cuales ingresan al sistema vía los FWKO's.

#### **1. Purga del Wash Tank:**

La evaluación primaria de los análisis realizados a la corriente de wash tank (Tabla 51) indica un grado de calidad de agua que pueden ser aceptados dentro de los actuales parámetros requeridos para la reinyección y aún más si se tiene en cuenta su bajo porcentaje de caudal respecto al total. Esto posibilitaría su incorporación en forma de volúmenes parciales.

El nuevo punto de ingreso de esta agua sería en la succión de la bomba booster, con respecto a los efecto colaterales de este tipo de agua en el nuevo punto se puede enunciar que sigue estando en la misma proporción dentro del circuito; no influiría al desequilibrio, como actualmente se produce, ya que no afectaría la separación de agua-hidrocarburo, por estar posterior a este proceso.

#### **2. Purga de los Desnatados:**

Al ser indispensable y necesario realizar la operación de desnate de los tanques skimmer y reposo, el cual también ingresa al tanque basurero, se propone re direcciona los desnates hacia un tanque receptor, con capacidad de 200 bbls.

El fluido contenido en este nuevo tanque sería tratado física y químicamente en el separador de prueba, este equipo es usado eventualmente para las pruebas de los pozos. Con la operación el crudo obtenido podrá ser enviado al sistema de despacho ingresando al shipping tank.

Con la propuesta quedaría anulado el ingreso de crudo de desnate al sistema de FWKO's, el cual altera el normal funcionamiento de estos.

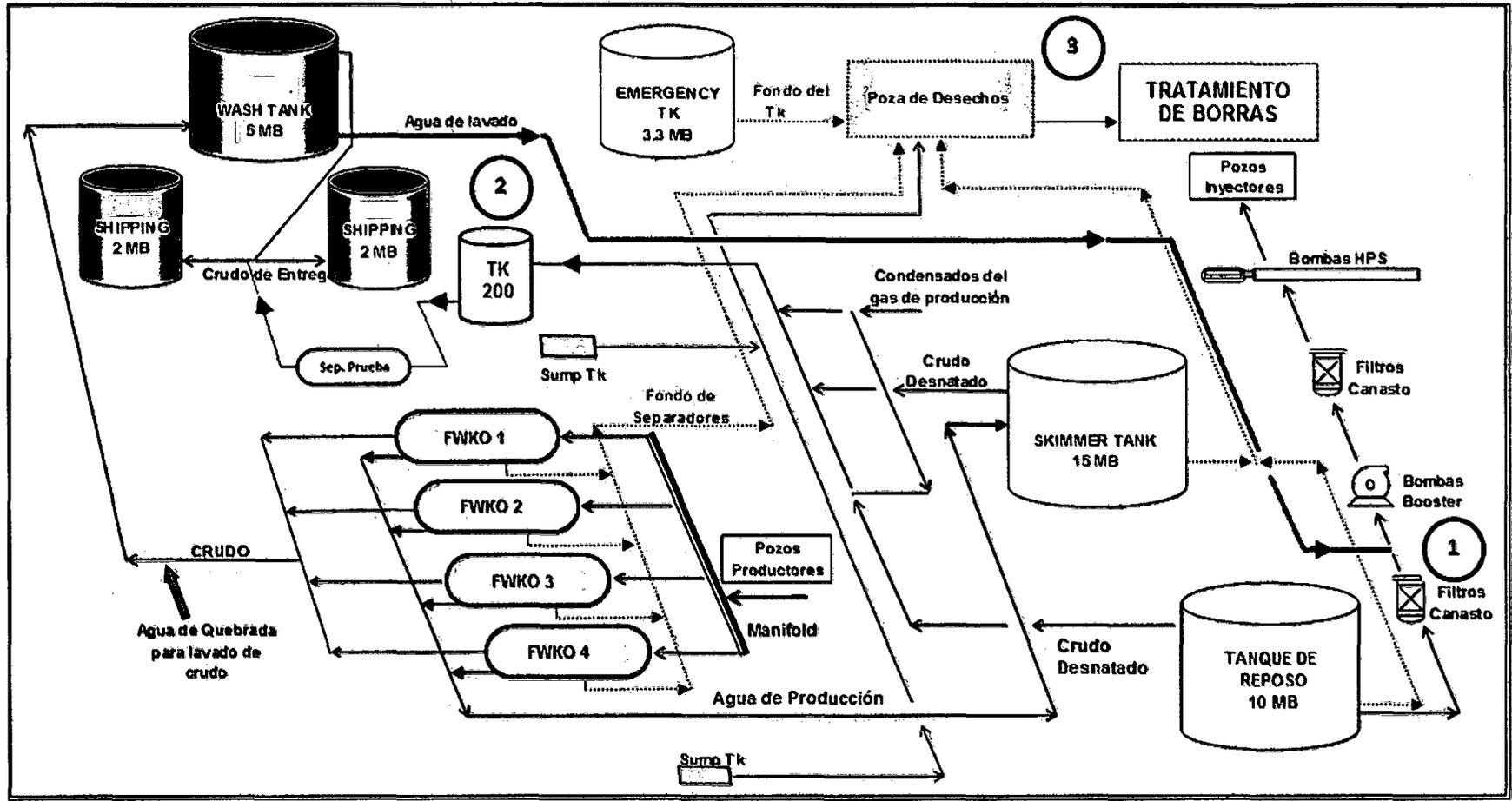
Con respecto al agua separada de este proceso ingresaría a uno de los separadores de planta (el más estable operacionalmente), y con el atenuante de su bajo caudal a disponer.

### **3. Purga de los Sump Tanks:**

Estos emisores no tienen una caracterización definida en particular (por lo complejo de su composición), pero contemplando su bajo caudal se estima para el esquema de un sistema controlado, la recomendación de su paso por la fosa de lodos, la cual contempla la separación de distintas fases con un posterior destino, el cual debería ser una planta de tratamiento de borras.

La Figura 73 muestra el diagrama de procesos de la planta de tratamiento de la batería FORE, mostrando las modificaciones planteadas por la propuesta 2.

Figura 73. Diagrama de Procesos (Batería FORE) – Recomendaciones Propuesta 2



**3. PROPUESTA 3:** Análisis de los cupones de incrustación y/o depósitos en el sistema de tratamiento del agua de producción.

Basados en los análisis de los depósitos del capítulo 7, incrustaciones y los problemas constantes de rotura de ejes de las bombas, se decide analizar mediante el uso de cupones el comportamiento del agua de producción a partir de la descarga de los FWKO's por ser esta zona la que presenta constante taponamiento.

**3.1. Actividades Programadas**

**Tabla 71.** Actividades programadas, propuesta 3 (FORE)

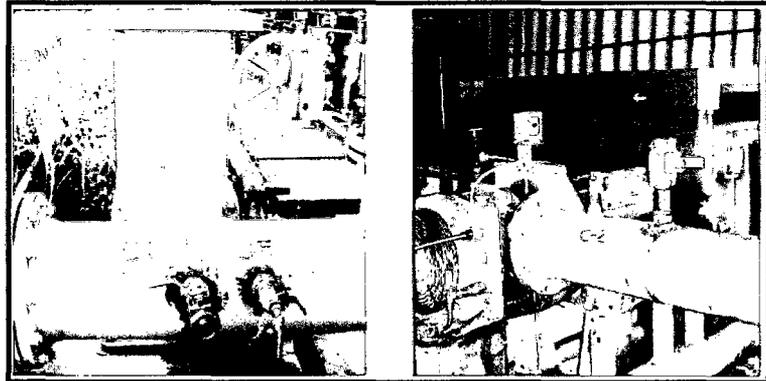
ACTIVIDADES	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5
1. Ubicar los cupones en el sistema de tratamiento del agua de producción.	X				
2. Analizar los depósitos encontrados en la actividad 1.	X				
3. Muestrear y analizar los taponamientos en el sistema de tratamiento de agua, ubicados después de los FWKO's.		X			
4. Analizar la inestabilización de los asfaltenos e inyección de inhibidor de corrosión.			X	X	X

**3.2. Desarrollo de las Actividades**

**3.2.1. Actividad 1.** Ubicar los cupones en el sistema de tratamiento del agua de producción.

El criterio tomado para ubicar los puntos es abarcar todo el sistema de tratamiento del agua incluido las bombas usadas, debido a los constantes taponamientos y obstrucciones de estas últimas. Se instalaron 2 cuponeras, una a la salida de los FWKO's (PM C1) y otro al ingreso de la HPS #5 (PM C2), apreciadas en la Figura 74.

**Figura 74.** Fotos de los puntos de Instalación de las cuponeras  
(Izquierda PM C1 y derecha PM C2)

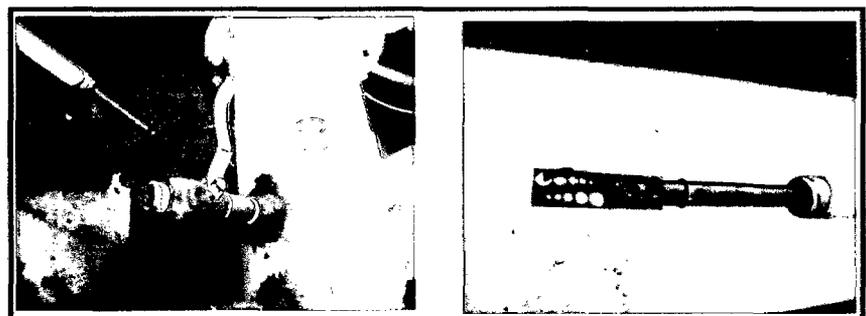


Fuente. Propia

Ambos cupones se dejaron instalados por un tiempo de 31 días, los resultados fueron los siguientes:

El **primer cupón PM C1**, se obtiene limpio sin ningún tipo de incrustaciones y/o depósitos, Figura 75.

**Figura 75.** Fotografías del cupón después de 31 días de exposición, PM C1



Fuente. Propia

El **segundo cupón PM C2** (Figura 76), a diferencia del PM C1, en este se puede observar el efecto de la combinación de elementos de origen tales como asfaltenos y parafinas, que desestabilizados provocan efectos perjudiciales en el funcionamiento del proceso.

**Figura 76.** Fotografías del cupón después de 31 días de exposición, PM C2



**Fuente.** Propia

**3.2.2. Actividad 2.** Analizar los depósitos encontrados en la actividad previa.

Por contener una cantidad apreciable de depósitos el PM C2 estos fueron analizados en el laboratorio, dando como resultado lo siguiente (Tabla 72):

**Tabla 72.** Análisis de laboratorio - Depósitos PM C2

SUSTANCIAS	%
ASFALTENOS	11,0
PARAFINAS	33,0
OTROS HIDROCARBUROS	7,0
SOLUBLES INORGÁNICOS	2,6
SOLUBLES DESCONOCIDOS	9,4
INSOLUBLES EN AGUA	37,0
TOTAL	100,0

**Fuente.** Laboratorio externo

**Comentarios:** Se observa la presencia importante de sólidos insolubles en agua, parafina y asfaltenos por encima de valores aceptables. Estos componentes son los causantes de una serie de problemas tales como: deterioro de las líneas, taponamientos y rotura de bombas.

**3.2.3. Actividad 3.** Muestreo y análisis de los taponamientos en el sistema de tratamiento de agua, ubicados después de los FWKO's.

Debido a los problemas presentados al ingreso de las HPS, se procede a tomar muestras de los taponamientos mostrados después de los FWKO's, siendo estos:

**M1:** Muestra filtro bomba booster.

**M11:** Muestra tanque skimmer (línea de alimentación).

**M12:** Muestra tanque basurero (línea de descarga).

- **Determinación de Asfaltenos:** Se determina según la Norma D-3279-97 (2001), resultados Tabla 73:

**Tabla 73.** Análisis de contenido de asfaltenos

Ensayo	Muestra 1	Muestra 11	Muestra 12
Contenido de insolubles en n-heptano (%masa)	37,2	11,9	14,4

Fuente. Propia

- **Determinación de ceras parafínicas:** Se realiza según la norma UOP 46-85, resultados Tabla 74:

**Tabla 74.** Análisis de contenido de ceras parafínicas

Ensayo	Muestra 1	Muestra 11	Muestra 12
Contenido de ceras parafínicas (%masa)	7,0	4,8	5,5

Fuente. Propia

De los análisis realizados el contenido de asfaltenos es el más crítico con respecto a la muestra **M1** (filtro de la bomba booster).

Se realiza otras pruebas en un laboratorio externo con el objetivo de determinar con mayor precisión los compuestos presentes en estos depósitos (M1), Tabla 75.

**Tabla 75.** Análisis de laboratorio - Muestra M1 (filtro B. booster)

DETERMINACIÓN	UNIDADES	RESULTADOS
Residuo por calcinación	% p/p	24,0
Residuo insoluble en tolueno obtenido por filtración	% p/p	25,9
Solubles en tolueno	% p/p	71,5
Agua	% p/p	2,6

**Fuente.** Laboratorio externo

Siguiendo con la muestra M1, se realiza el **análisis de los residuos de calcinación** (Tabla 76):

**Tabla 76.** Análisis de laboratorio a los residuos de calcinación - Muestra M1

DETERMINACIÓN	UNIDADES	RESULTADOS
Anión carbonato	% p/p	18,5
SiO <sub>2</sub>	% p/p	21,2
Hierro (Fe)	% p/p	27,9
BaSO <sub>4</sub>	% p/p	0,74
Calcio (Ca)	% p/p	16,0
Magnesio (Mg)	% p/p	2,7

**Fuente.** Laboratorio externo

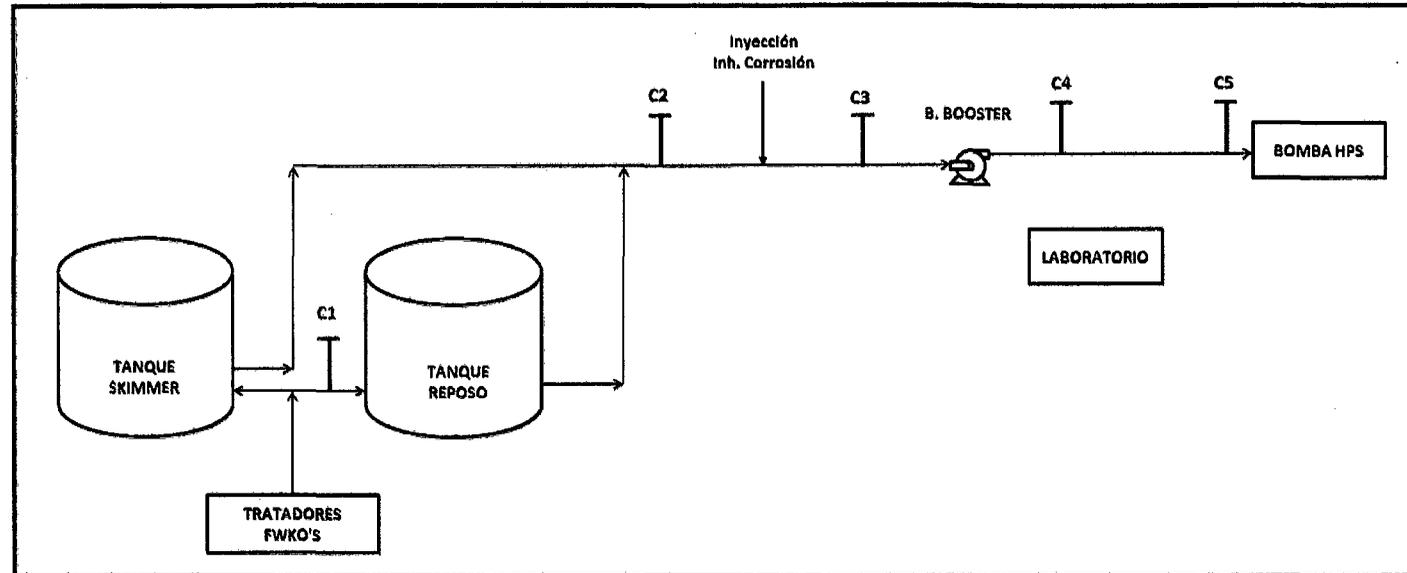
**Comentarios:** Los resultados de los análisis de los depósitos de la bomba booster, corroboran los hallados en el capítulo 6, observándose una cantidad considerable de asfaltenos, parafinas, carbonatos, óxidos de silicio y hierro. Pero lo que más preocupa es la presencia de asfaltenos, los cuales han aumentado en su concentración y que exige una investigación para mitigar estos resultados.

**3.2.4. Actividad 4.** Analizar la inestabilización de los asfaltenos (aumento en el sistema de tratamiento del agua de producción), relacionado con la inyección de inhibidor de corrosión.

Debido a la presencia de depósitos, en su mayoría asfaltenos formados entre la salida de los FWKO e ingreso a las HPS, como muestran los cupones antes mencionados, sobre todo el aumento en la zona de los filtros de las bombas de transferencia. Se inicia una serie de experiencias para determinar una de las causas de la gran cantidad de depósitos e incrustaciones en las tuberías.

En dichas experiencias se estudió el comportamiento del inhibidor de corrosión 2 (usado en la planta de tratamiento del agua de producción) y su compatibilidad con el agua de producción. Para ello se ubica una serie de cupones como muestra la Figura 77. Las experiencias se desarrollaron considerando dos casos:

- a. Pruebas sin inhibidor de corrosión.
- b. Pruebas con inhibidor de corrosión.

**Figura 77.** Ubicación de los cupones - Análisis del inhibidor de corrosión 2**a) Prueba sin inhibidor de corrosión en la descarga del tanque de reposo**

En esta oportunidad el análisis se realiza suspendiendo la inyección del inhibidor de corrosión 2, el cual se ubica a la salida del tanque de reposo o antes de las bombas Booster (Figura 77). La Tabla 77 muestra los resultados.

Tabla 77. Pruebas sin dosificación del inhibidor de corrosión

EVALUACIÓN DE TENDENCIA A FORMAR DE DEPÓSITOS OPERANDO SIN INH. CORROSIÓN								
CUPON	UBICACIÓN	Inspección 01-07-11	Inspección 3-07-11	Inspección 11-07-11	RESULTADOS			
N° DC 617 Peso etiqueta = 30,8707 g 1 Balanza = 32,4446 g Fecha Instalación 30 Junio LADO A donde impacta el flujo	INGRESO TANQUE REPOSO				Se instaló el 30 de junio y se revisó el 1, 3 y 11 de Julio, para evaluar resultados luego de la suspensión del producto químico Inhibidor de Corrosión.  Se observa que el cupón continúa LIMPIO, sin presentar prácticamente ningún depósito, el índice de taparamiento continúa igual 2/14.			
N° DC 617 Peso etiqueta = 30,8707 g 1 Balanza = 32,4446 g Fecha Instalación 30 Junio LADO B	INGRESO TANQUE REPOSO							
N° DC 616 Peso etiqueta = 31,0097 g 2 Peso Balanza = 32,4888 g Fecha Instalación 30 Junio LADO A donde impacta el flujo	INGRESO BOOSTER - SALIDA TANQUE DE REPOSO						A los 2 días de exposición su índice de taparamiento de 0/14 muy inusual. No salió tan limpio como el cupón ubicado antes del TK-Reposo, sin embargo sorprende su menor índice de taparamiento "nulo", pudo observarse la totalidad de los agujeros limpios, que indica que mejoró la estabilidad de los asfaltenos y en consecuencia la tendencia a formar depósitos.  Luego de 4 días de exposición el índice de taparamiento pasó a 4/14, se ve menor presencia de hidrocarburos pero un leve incremento de los depósitos. Finalmente a los 12 días (11-07-11) subió a 7/14. Al observar el lado B, donde no impacta el flujo, se puede notar bajo índices de depósitos, comprobándose que los taparamientos se deben al efecto del impacto de sólidos preformados en el lado A del cupón. Peso de salida = 34,9322 g	
N° DC 616 Peso etiqueta = 31,0097 g 2 Peso Balanza = 32,4888 g Fecha Instalación 30 Junio LADO B	INGRESO BOOSTER - SALIDA TANQUE DE REPOSO							
N° DC 616 Peso etiqueta = 31,1584 g 3 Peso Balanza = 32,6352 g Fecha Instalación 30 Junio LADO A donde impacta el flujo	SALIDA BOOSTER - ALTURA DEL LABORATORIO				Desde el 4to día se nota depósitos en el cupón que vienen arrastrados por la corriente y quedan pegados taporeando agujeros. Finalmente a los 12 días llega a un índice de taparamiento de 11/14, sin embargo queda claro que es muy baja la formación de depósitos en el propio cupón, se trata de depósitos previamente formados que impactan en la lado A, observando la cara B se comprueba muy claramente este efecto.  Sin embargo, el hecho que se quedan pegados a la superficie de impacto comprueba que hay presencia aún de asfaltenos desestabilizados en esos depósitos, aunque las fotos indican, trabajó mucho la desestabilización del asfalto en el agua de inyección. Peso del cupón = 35,2275 g			
N° DC 616 Peso etiqueta = 31,1584 g 3 Peso Balanza = 32,6352 g Fecha Instalación 30 Junio LADO B	SALIDA BOOSTER - ALTURA DEL LABORATORIO							
N° DC 628 Peso etiqueta = 31,0044 g 4 Peso Balanza = 32,4545 g Fecha Instalación 30 Junio LADO A donde impacta el flujo	INGRESO HPS N° 5						A los dos días de exposición, aunque hay una considerable mejoría con respecto a evaluaciones con aplicación de Inhibidor de Corrosión, muestra mayor índice de deposición y de taparamiento 7/14 que los observados aguas arriba en la presente prueba. Sin embargo a los 4 días mejoró a 5/14 el taparamiento. A los 12 días de exposición el taparamiento es 6/14, pero se nota aún incremento el índice de depósitos, la probeta salió manchada con crudo líquido. Peso del cupón 35,3285 g	
N° DC 628 Peso etiqueta = 31,0044 g 4 Peso Balanza = 32,4545 g Fecha Instalación 30 Junio LADO B	INGRESO HPS N° 5							

Fuente. Propia

**b) Pruebas de la dosificación del inhibidor de corrosión en la descarga del tanque de reposo:**

A continuación se realiza el análisis de cupones, reiniciando la inyección del inhibidor de corrosión 2, como habitualmente estaba trabajando, en donde se aprecia una mayor inestabilización comparados con los resultados anteriores sin inhibidor de corrosión. Se continúa utilizando los cupones del anterior análisis, para llevar una continuidad, la Tabla 78 muestra los resultados.

Tabla 78. Pruebas de dosificación del inhibidor de corrosión

EVALUACIÓN DE TENDENCIA A FORMAR DE DEPÓSITOS OPERANDO CON INH. CORROSIÓN				
CUPON	UBICACIÓN	Inspección 18-07-11	Inspección 21-07-11	RESULTADOS
N° DC 617 1 Peso etiqueta = 30,9707 g Peso Balanza = 32,4449 g Fecha Instalación 30 Junio LADO A donde Impacta el R.ºp	INGRESO TANQUE REPOSO, ANTES DEL INH. CORROSIÓN			No se cambió los cupones el 11 de Julio, fecha en que se dió inicio a esta evaluación, continuándose con el mismo cupon de la evaluación anterior "sin producto Inh. Corrosión", instalado el 30 de Junio último. El índice de taponamiento inicial fue 2/14 y en esta evaluación se mantuvo igual.  Finalmente se retiró el día 21 de Julio, luego de 22 días de exposición, como puede verse en la última inspección, como era de esperarse salió muy limpio. La foto de la inspección del día 18 muestra un cupón menos limpio, se considera que esto se debe a que se fotografió mojado con agua e hidrocarburos. Hay que aclarar que tanto el cupon N°1 como el N°2 se encuentran aguas arriba del punto de inyección del producto Inh. Corrosión, son los únicos que no son afectados cuando se aplica este producto. Peso final : 32,7677 g
N° DC 613 2 Peso etiqueta = 31,1865g Peso Balanza = 32,6705 g Fecha Instalación 12 de Julio LADO A donde Impacta el R.ºp	INGRESO BOOSTER - SALIDA TANQUE DE REPOSO, ANTES DEL INH. CORROSIÓN			A los 9 días de exposición su índice de taponamiento llegó a solo 4/14. Muy bajo, se trata de un punto nuevo de monitoreo ubicado antes de la tratamiento con Inh. de Corrosión, en la línea de 16" a pocos metros del punto N°3 que esta después de la inyección de dicho producto. Se implementó solo para comparar el performance antes y después de este tratamiento químico y dejar cualquier duda de los resultados. Peso Final 33,4182 g
N° DC 619 3 Peso etiqueta = 30,8148 g Peso Balanza = 32,2944 g Fecha Instalación 12 de Julio LADO A donde Impacta el R.ºp	INGRESO BOOSTER - SALIDA TANQUE DE REPOSO, DESPUES DEL INH. CORROSIÓN			Luego de una comparación efectiva entre los resultados los puntos N°2 (sin Inh. de Corrosión) y el punto N°3 (con Inh. de Corrosión) ambos ubicados muy cerca entre sí, en la línea de succión de las booster de 16", podemos asegurar que quedaron comprobados los resultados de la evaluación anterior donde se determinó que los índices de depósitos se reducen 4 veces cuando se suspende la inyección del producto. En este caso se observa las incidencias de depósitos y de taponamiento es mucho mayor luego del punto de inyección que antes del mismo.
N° DC 619 3 Peso etiqueta = 30,8148 g Peso Balanza = 32,2944 g Fecha Instalación 12 de Julio LADO B	INGRESO BOOSTER - SALIDA TANQUE DE REPOSO, DESPUES DEL INH. CORROSIÓN			Nuevamente en la foto del día 18 el cupón esta mojado con crudo muerto, mientras que en la foto del día 21 el cupón está totalmente libre de líquidos, se observa que el índice de taponamiento real es 8/14, menor que el día 18 donde el taponamiento era aparentemente 10/14, faltó soplarlo para despejar la duda. Sin embargo el margen de este tema, es evidente que este cupón tiene considerablemente más depósitos y mucho mayor índice taponamiento que el cupon N°2, lo que demuestra una incompatibilidad del producto Inh. Corrosión con el sistema de disposición de agua y probablemente con los estaltnos y parafinas contenidas en el agua. Quedando claramente comprobados los resultados de la evaluación anterior con este producto químico suspendido. Peso Final : 34,8838 g
N° DC 693 4 Peso etiqueta = 30,2095 g Peso Balanza = 31,7874 g Fecha Instalación 12 de Julio LADO A (donde Impacta el R.ºp)	SALIDA BOOSTER /INGRESO HPS N° 1, ALTURA DEL LABORATORIO			Queda claro que empeoraron los índices de taponamiento y de depósitos, vuelve a suceder que el día 18 el cupón se ensució al retirarlo, mientras que el día 21 fue retirado correctamente, sin líquidos ni manchado con crudo muerto. El taponamiento real es 8/14, con resultados muy similares al cupón N°3.  Peso Final : 33,7731 g
N° DC 690 6 Peso etiqueta = 30,5287 g Peso Balanza = 32,0145 g Fecha Instalación 12 de Julio LADO A (donde Impacta el R.ºp)	INGRESO HPS N° 5			Aquí también se puede observar que debido a la aplicación del producto se obtienen una mayor incidencia de depósitos e índices de taponamiento 11/14, en comparación con los resultados de la evaluación sin producto químico Inh. Corrosión.  Peso Final : 35,2189 g

#### 4. Conclusiones finales de las propuestas

En resumen las tres propuesta acompañadas de un control estricto de la dosificación de los químicos usados para el tratamiento con llevan a obtener un agua de la mejor calidad posible, y reducir los problemas de sólidos suspendidos, incrustaciones y/o depósitos en el sistema.

##### a. Optimización del uso de los clarificadores para el mejoramiento de la calidad del agua.

1. Se obtiene una dosificación óptima entre el clarificador directo e inverso, basados en los análisis de SST (mg/l) y la cantidad de Hidrocarburos (HC, ppm), se muestra en la Tabla 79.

**Tabla 79.** Dosificación óptima de los clarificadores - Laboratorio

Clarificador Inverso (ppm)	Análisis de agua		Clarificador Directo (ppm)	Abatimiento	
	SST(mg/l)	HC(ppm)		SST	HC
0	41	48	0		
2	30	27	4	26,83%	43,75%
4	19	26	4	36,67%	3,70%
2	11	18	6	42,11%	30,77%
4	8	7	6	80,49%	85,42%

2. Basados en los resultados de la Jar-Test, la dosificación de los clarificadores en planta debe ser como sigue:

**Clarificador Inverso:** Al Ingreso del tanque skimmer o descarga de los FWKO's, y ya no sería necesario el refuerzo a la salida del tanque skimmer.

**Clarificador Directo:** Solo al ingreso de cada FWKO, ya no sería necesario el refuerzo a la salida de los tratadores.

3. La nueva dosificación de las químicas clarificadores en planta es la siguiente:

**Tabla 80.** Dosificación óptima de clarificadores (FORE)

<b>Producto Químico</b>	<b>Ubicación/Equipo</b>	<b>PPM</b>
Clarificador Directo	IN FWKO 1	6,0
Clarificador Directo	IN FWKO 2	6,0
Clarificador Directo	IN FWKO 3	6,0
Clarificador Directo	IN FWKO 4	6,0
Clarificador Inverso	IN TK-SKIMMER	4,0

**b. Análisis técnico y optimización del tanque basurero.**

1. El recirculado del tanque basurero vía los FWKO's perjudica al sistema de tratamiento aportando valores elevados de HC, SST, asfaltenos y otros compuestos.
2. La propuesta se refiere a direccionar ciertas purgas tales como: La purga del agua del wash tank directamente hacia la reinyección, la purga de los desnatados de los tanques clarificadores hacia un tanque de 200 bbls, en el cual el crudo se tratará y será reingresado al tratamiento en mejores condiciones y finalmente la purga de los sump tank se enviarán directamente a la fosa de lodos, para su posterior destino a un tratamiento de borras. Dejando al tanque basurero ser usado como inicialmente fue diseñado como un tanque de emergencia.

**c. Análisis de cupones en el sistema de tratamiento del agua de producción, con el objetivo de reducir los depósitos.**

1. Los depósitos encontrados en los cupones entre la descarga de los FWKO's y el ingreso del agua a la bombas de alta presión, están en su mayoría compuestas por cantidades apreciables de asfaltenos, parafinas, óxidos de silicio, filosilicatos de hierro y carbonatos.
2. Los filosilicatos es uno de los compuestos que desestabiliza a los asfaltenos y confieren una característica adherente a los depósitos, debido a su polaridad y cierto carácter magnético.
3. Los compuestos de hierro de composición silícea acompañan desde el origen al HC y pasan a consolidarse con los depósitos orgánicos, ligados por la afinidad a ellos.
4. La formación de depósitos se acrecienta luego de la inyección del inhibidor de corrosión, tal como lo demuestra las pruebas de los cupones.
5. Al suspender la dosificación del inhibidor de corrosión, disminuye los depósitos y a su vez los incidente por rotura de eje de las bombas HPS.

Las Tabla 81 y 82 muestran los resultados del análisis a los depósitos del cupón instalado en el PM C2 y el agua que descarga el tanque de reposo, luego de aplicar las propuestas 1 y 3. La propuestas 2 no ha sido ejecutada por demandar una inversión económica extra a la empresa operadora del Lote 1AB.

**Tabla 81. Análisis de laboratorio - Depósitos PM C2**

<b>PUNTO MUESTREO - CUPON PM C2</b>	
<b>SUSTANCIAS</b>	<b>%</b>
<b>ASFALTENOS</b>	6,0
<b>PARAFINAS</b>	25
<b>OTROS HIDROCARBUROS</b>	7,0
<b>SOLUBLES INORGÁNICOS</b>	15,3
<b>SOLUBLES DESCONOCIDOS</b>	20,2
<b>INSOLUBLE EN AGUA</b>	26,5
<b>TOTAL</b>	100

Fuente. Laboratorio externo

**Comentarios:** Se observa una mejora sustancial sobre todo en la cantidad de asfaltenos y de sustancias insolubles en el agua, los cuales ayudarán a reducir los problemas en el tratamiento y las roturas de los ejes de las bombas de alta presión.

**Tabla 82. Análisis de laboratorio – Agua descarga del TK-Reposo**

<b>ANÁLISIS DEL AGUA DESCARGADA DEL TK-REPOSO</b>	
<b>ANÁLISIS</b>	<b>RESULTADOS</b>
HC (ppm)	15
SST (mg/l)	22
SS con Tol. (mg/l)	29
SS Ins. H <sub>2</sub> O (mg/l)	18

Fuente. Laboratorio externo

**Comentarios:** El agua que va ser reinyectada ha disminuido su contenido de hidrocarburos en agua, cumpliendo con las normas ambientales. Con respecto a los sólidos suspendidos estos han disminuido en su valor, en especial lo solubles con tolueno (asfaltenos) y los insolubles con el agua.

## ASPECTOS ECONÓMICOS

### a. Proceso de Deshidratación del Petróleo

La Tabla 83 muestra las características del petróleo deshidratado y el agua recuperada, entre el proceso pasado y el proceso mejorado.

**Tabla 83.** Características del Petróleo Deshidratado y Agua Recuperada

Características	PROCESO DE DESHIDRATACIÓN	
	Pasado	Mejorado
Producción Anual de petróleo deshidratado (bbls/año)	1 034 775	1 034 045
°API (Petróleo deshidratado)	17,5	17,9
% BSW (Petróleo deshidratado)	1,6	0,2
% Emulsión (Petróleo deshidratado)	1	0
Producción de Agua (bbls/año)	31 833 840	31 835 314
Concentración - Oil en el agua (ppm)	25	19
Volumen Anual - Oil en el agua (bbls/año)	795,8	604,9
Volumen Anual - Consumo de desemulsionante (dm/año)	96,2	51,4

Las Tablas 84 y 85 muestra de manera comparativa algunos costos de producción del petróleo deshidratado y el desemulsionante según el proceso aplicado: Pasado y el mejorado.

Considerando que los costos de producción son de absoluta reserva de la compañía, la comparación económica solo ha sido posible elaborarla con la data económica disponible y que para efectos comparativos es bastante representativa.

Tabla 84. Precios y sanciones

ITEM	Valor
Precio WTI Prom. 2011 (\$)	94,9
Sanción al Crudo 17,5°API (\$/bbl)	-14,85
Sanción al Crudo 17,9°API (\$/bbl)	-14,45
Precio del Desemulsionante (\$/dm)	867

Tabla 85. Costos Totales de Producción

ITEM	PROCESO DE DESHIDRATACIÓN		AHORRO ECONÓMICO (\$/año)
	PASADO (\$/año)	MEJORADO (\$/año)	
Precio Total Crudo Producido	82 813 946,63	83 169 142,09	355 195,46
Cantidad de dinero perdido - Oil en el agua	63 692,25	48 650,30	15 041,95
Costo Total del desemulsionante	83 429,05	44 591,39	38 837,66

#### b. Tratamiento del Agua para la Reinyección

La Tabla 86 muestra las características del petróleo deshidratado y el agua recuperada, entre el proceso pasado y el proceso mejorado.

Tabla 86. Características del Petróleo Deshidratado y Agua Recuperada

Cracterísticas	TRATAMIENTO DEL AGUA DE REINYECCIÓN	
	Pasado	Mejorado
Producción Anual de petróleo deshidratado (bbbl/año)	738 030	739 125
°API (Petróleo deshidratado)	19	19
Producción Anual de agua tratada (bbbl/año)	23 387 375	23 374 600
Concentración - Oil en el agua (ppm)	28	14
Volumen Anual - Oil en el agua (bbbl/año)	654,8	327,2
Volumen Anual - Consumo de clarificador directo (dm/año)	132	107,8
Volumen Anual - Consumo de clarificador inverso (dm/año)	24	71,3
Volumen Anual - Consumo de inhibidor de corrosión 2 (dm/año)	69,7	0

Las Tablas 87 y 88 muestra de manera comparativa algunos costos de producción del petróleo deshidratado y las químicas usadas para el tratamiento del agua de producción, según el proceso aplicado: Pasado y el mejorado.

Tabla 87. Precios y sanciones

ITEM	Valor
Precio WTI Prom. 2011 (\$)	94,9
Sanción al Crudo 19°API (\$/bbl)	-13,35
Precio del Clarificador Directo (\$/dm)	398
Precio del Clarificador Inverso (\$/dm)	1160
Precio del Inhibidor de Corrosión 2 (\$/dm)	912,7

Tabla 88. Costos Totales de Producción

ITEM	PROCESO DE DESHIDRATACIÓN		AHORRO ECONÓMICO (\$/año)
	PASADO (\$/año)	MEJORADO (\$/año)	
Precio Total Crudo Producido	60 172 230,21	60 261 506,52	89 276,31
Cantidad de dinero perdido - Oil en el agua	53 390,21	26 680,52	26 709,69
Costo Total del Clarificador Directo	52 536	42 920,68	9 615,32
Costo Total del Clarificador Inverso	27 840	82 755,45	(-) 54 915,45
Costo Total del Inh. de Corrosión 2	63 615,19	0,0	63 615,19

## CONCLUSIONES

### a. Proceso de Deshidratación del Petróleo

1. Los problemas en el tratamiento del crudo producido por la Batería SANJA radican en: falta de una distribución técnica de los pozos en el manifold; uso inadecuado de los separadores y tratadores; dosificación no optimizada, ni controlada de la química desemulsionante; recirculación del fluido contenido en el tanque basurero hacia el sistema vía los separadores.
2. Los cálculos ingenieriles aplicados otorgaron los correctos tiempos de residencia en los equipos separadores, dando como resultado mejor separación del petróleo emulsionado.
3. Se obtiene una dosificación óptima de la química desemulsionante en la batería, basados en la calidad del crudo obtenido tanto en los separadores como en el wash tank y a su vez reduciendo su consumo, lo cual conlleva a una reducción en los costos.
4. La optimización en el tratamiento físico y químico de la Batería SANJA, da como resultado resaltante el mejoramiento del °API de la mezcla de crudos producidos, con la cual se incrementa su valor comercial.
5. La evaluación económica de la Batería SANJA se obtiene ahorros por aumentar el °API del crudo producido, disminuir la descarga de crudo con el agua para la reinyección y finalmente al disminuir el consumo de la química desemulsionante.

**b. Tratamiento del Agua para la Reinyección**

1. En la Bateria FORE uno de los problemas causantes de un mal tratamiento al agua de producción, es la falta de control estricto de las dosificaciones diarias de las químicas usadas para tal fin y su ubicación inadecuada en algunos casos. Esto desencadena una serie de problemas de arrastre de crudo, incrustaciones y depósitos en todo el sistema.
2. Las recirculaciones periódicas del tanque basurero, ocasionan los problemas en el tratamiento físico y químico del agua de producción, elevando su contenido de hidrocarburos y sólidos suspendidos totales.
3. La presencia de incrustaciones y depósitos se acrecienta en el sistema de tratamiento del agua, partiendo de la descarga de los FWKO's hasta el pozo reinyector.
4. Los depósitos encontrados y analizados del sistema de tratamiento del agua de producción, determinan la presencia de cantidades apreciables de: óxido de hierro, óxido de calcio, óxido de silicio, carbonatos, hidrocarburos y filosilicatos.
5. Se optimiza el uso de los clarificadores, obteniéndose un agua de mejor calidad para la reinyección, aunque se aumente el consumo de los clarificadores, pero esto es compensado con el menor impacto ambiental y la disminución en el deterioro del pozo reinyector.
6. La propuesta de optimizar el uso del tanque basurero, plantea el reordenamiento de los desnatados, agua del wash tank y los sump tanks. Paralelamente este reordenamiento contribuye en disminuir considerablemente las recirculaciones y en consecuencia no alterar la calidad del agua de producción. Finalmente el tanque basurero será usado para lo que fue diseñado, como tanque de emergencia.

7. Se determina que la desestabilización de los asfaltenos tiene uno de sus principales causante a la presencia de los filosilicatos.
8. Se encontró que el inhibidor de corrosión 2 es uno de los causantes del aumento de los depósitos en el sistema de tratamiento del agua, es por ello que basado en las pruebas de cupones se decide suspender su aplicación.
9. La evaluación económica de las propuestas planteadas en la Bateria FORE, existe ganancia por: aumentar la producción de crudo a raíz de dejar de enviar crudo a la reinyección, disminuir el consumo de la química clarificador directo y suspender la inyección del inhibidor de corrosión. Costos adicionales al aumentar el consumo del químico clarificador inverso. En resumen haciendo un balance de las propuestas se obtiene un ahorro.

## RECOMENDACIONES

### a. Proceso de Deshidratación del Petróleo

1. Sobre la base de la experiencia adquirida e información acumulada sobre las variaciones de las características físicas de los petróleos producidos correspondiente a una determinada Bateria de Producción; explotar estadísticamente toda esta información con el fin de:
  - Optimizar mezclas.
  - Caracterizar las emulsiones formadas.
  - Seleccionar y optimizar los compuestos químicos por utilizar.
  - Efectuar mejoras en la tecnología de procesos y de equipos.
2. Los estudios estadísticos deberán estar apoyados con experiencias en los laboratorios de campo o de servicios, según la urgencia de las actividades operativas.
3. Las recomendaciones anteriormente anotadas deberán ser procesadas mediante un programa de control computarizado.
4. Las tecnologías de procesos tanto físicos como químicos deben estar debidamente instrumentados y en buen estado para el mejor control de los factores operacionales correspondientes.

**b. Tratamiento del Agua para la Reinyección**

1. El agua libre procedente del proceso de deshidratación del petróleo debe ser caracterizada para decidir su tratamiento y destino.
2. Caracterizar la emulsión formada para su mejor tratamiento.
3. Llevar un control estricto y diario de la dosificación de las químicas usadas para el tratamiento químico del crudo y agua de producción.
4. Según corresponda, considerar las recomendaciones anotadas en el ítem del proceso de deshidratación.

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Alayon, M. (2004). Asfaltenos ocurrencia y floculación. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
2. American Society For Testing and Materials. (1995). Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method (Laboratory procedure). EE.UU: ASTM.
3. ARPEL. (s.f.). Disposición y tratamiento del agua producida. Montevideo: Alconsult International LTD.
4. Balarezo, N. D. (2009). Optimización del proceso de clarificación de agua de formación en la empresa Baker Petrolite. Ecuador: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
5. Barberii, E. E. (1998). El pozo ilustrado. Venezuela: Ediciones FONCIED.
6. Boyun Guo, P. (2007). Petroleum Production Engineering. EE.UU: Elsevier Science & Technology Books.
7. Caro, T. G. (2009). Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en el yacimiento petrolero. Colombia - Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
8. Carrión, C. P. (2009). Optimización de los procesos en las facilidades de producción en el campo Sacha, estación Sacha Central. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
9. Champion Technologies. (2011). Generalidades del Petróleo. EE.UU: Champion Technologies.
10. Champion Technologies. (2011). Hydrogen Sulphide. EE.UU: Champion Technologies.

11. Champion Technologies. (2011). Pruebas de campo. EE.UU: Champion Technologies.
12. Champion Technologies. (2011). Scale. EE.UU: Champion Technologies.
13. Champion Technologies. (2011). Water Clarification. EE.UU: Champion Technologies.
14. Core Laboratories - Petroleos del Perú S.A. (2007). Crude Oil Assays. Loreto: Core Laboratories.
15. Cuenca, A. C. (2009). Optimización de las facilidades de producción del campo Auca para las actuales condiciones de operación del campo. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
16. Delgado, J. G. (2006). Asfaltenos - composición, agregación y precipitación. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
17. Diario el Peruano. (14 de 05 de 2008). Normas Legales. El Peruano, págs. 1, 2.
18. Diytrade. (s.f.). Chemical. Recuperado el 18 de 12 de 2012, de Chemical: <http://www.diytrade.com/>
19. Dynamic Tools Services S.A.S. (s.f.). Suministros y Servicios. Recuperado el 10 de Agosto de 2012, de Suministros y Servicios: <http://www.dynamictoolsservices.com/>
20. Fernandez, J. S. (2004). Surfactantes. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
21. Fernandez, J. S. (2004). Surfactantes aniónicos. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
22. Fernandez, J. S. (2004). Surfactantes catiónicos y otros. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.

23. Fernandez, J. S. (2004). Surfactantes noiónicos. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
24. Jochamowitz, L. (2001). Crónicas del petróleo en el Perú. Lima: Ausonia S.A.
25. Macualo, F. H. (2007). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Surcolombiana.
26. Metal Samples Corrosion Monitoring Systems. (2010). Prueba de Cupones. Houston: Metal Samples Corrosion Monitoring Systems.
27. Occidental Petroleum Corporation. (1982). Manual de operaciones. Lima: Occidental Petroleum Corporation.
28. Ondeo Nalco Energy Services L.P. (2002). Corrosion in the petroleum industry. EE.UU: Ondeo Nalco Energy Services L.P.
29. Operadora Lote 1AB. (2011). Manual de Operaciones. Perú: Operadora Lote 1AB.
30. Perupetro S.A. (10 de 03 de 2012). Perupetro S.A. Recuperado el 10 de 03 de 2012, de Perupetro S.A: <http://www.perupetro.com.pe/>
31. Porras, E. (2010). Curso de Refinación - FIQT. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
32. Rector, C. (2010). Emulsion Breaking. EE.UU: Champion Technologies.
33. Rodríguez, O. (2008). Separación trifásica de hidrocarburos y tratamiento de emulsiones. Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
34. S.R.L, G. E. (s.f.). Como funcionan los químicos en la industria petrolera. Argentina.
35. S.R.L, G. E. (s.f.). El azufre. Argentina.

36. Salager, J. L. (1991). *Uso de los surfactantes en la industria petrolera*. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
37. Salager, S. M. (2004). *Deshidratación de crudo - Principios y tecnología*. Venezuela: Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes.
38. Schlumberger. (1999). *La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención*. EE.UU: Schlumberger.
39. Schlumberger. (2000). *Control del agua*. EE.UU: Schlumberger.
40. SYQUEM. (s.f.). *Productos*. Recuperado el 14 de 08 de 2010, de *Productos*: <http://syquem.com/cup.html>
41. Universidad Nacional de Ingeniería. (28 de 05 de 2012). *Petróleo en la selva peruana*. Recuperado el 02 de 06 de 2012, de *Petróleo en la selva peruana*: <http://es.scribd.com/doc/95007932/Petroleo-en-La-Selva>
42. Uriel Navarro Uribe, P. (2005). *La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones*. Colombia: Centro de desarrollo tecnológico del gas.
43. Urpí, J. L. (2006). *Crudos productos y procesos de refino*. España: Instituto superior de energía.
44. Wauquier, J. (2004). *El Refino del Petróleo*. Díaz de Santos.

## ANEXO 1

## CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL PETRÓLEO

## 1. Generalidades

En la naturaleza hay acumulaciones que son puro gas. El gas puede ser seco o húmedo, según la impregnación de hidrocarburos líquidos que contenga. En estado líquido se presentan los petróleos livianos, medianos y pesados. Sin embargo, algunos petróleos pesados y extra pesados son líquidos o semilíquidos en el yacimiento, debido a la temperatura. Estos petróleos tienden a ser semisólidos, o sea de muy poca fluidez o alta viscosidad en la superficie. <sup>(5)</sup>

Los crudos tienen características físicas y químicas muy variadas de un campo a otro e incluso dentro de un mismo yacimiento. <sup>(44)</sup>

Como se sabe el crudo generalmente es un líquido con una viscosidad a 40 °C que puede oscilar entre 5 y 3000 cst. Se extrae de yacimientos naturales encontrados a diferentes profundidades de la tierra. El petróleo líquido está compuesto por cantidades diferentes de gases disueltos, de líquidos, de sólidos a temperatura ambiente y material bituminoso disperso en los hidrocarburos de bajo peso molecular. El petróleo sólido y semi-sólido está compuesto de hidrocarburos de alto peso molecular, material bituminoso, arenas aceitosas y es comúnmente llamado bitumen o asfalto. <sup>(42)</sup>

---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

<sup>44</sup> (Wauquier, 2004)

<sup>42</sup> (Uriel Navarro Uribe, 2005)

## 2. Composición del petróleo

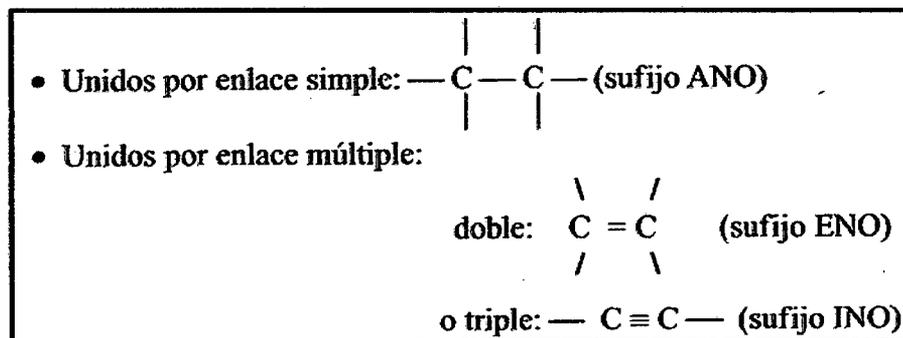
Los crudos están constituidos por mezclas de un número muy elevado de componentes puros, aumentando la dificultad de la descripción de las distintas fracciones. <sup>(44)</sup>

### 2.1. Hidrocarburos

Los hidrocarburos constituyen los elementos esenciales del petróleo; sus moléculas no contienen más que carbono e hidrogeno y se dividen en varias familias químicas según su estructura. Todas estas estructuras están basadas en la tetravalencia del carbono. <sup>(44)</sup>

Las cadenas moleculares carbono-carbono pueden ser:

**Figura 78.** Cadena molecular carbono - carbono



**Fuente.** (Wauquier, 2004, El refinado del petróleo)

Los tipos de Hidrocarburos pueden ser:

- ✓ Hidrocarburos alifáticos saturados o alcanos o parafinas.
- ✓ Hidrocarburos cíclicos saturados, cicloalcanos o naftenos.
- ✓ Hidrocarburos aromáticos.
- ✓ Hidrocarburos alifáticos insaturados, olefinas o alquenos.

<sup>44</sup> (Wauquier, 2004)

## 2.2. Compuestos distintos de los hidrocarburos

En esta categoría se encuentran las moléculas que contienen átomos distintos al carbono y al hidrógeno:

A continuación se presentan los compuestos distintos a los hidrocarburos, que contiene el petróleo:

### 2.2.1. Compuestos orgánicos heteroatómicos

#### Compuestos del Azufre

El azufre es el heteroátomo más abundante en el petróleo. Su concentración puede variar entre 0,1 y más de 8% en peso, este contenido está relacionado con la densidad del crudo y por lo tanto con su calidad (ligero o pesado).<sup>(44)</sup>

El azufre puede estar presente en forma inorgánica: Azufre elemental, ácido sulfhídrico  $H_2S$ , sulfuro de carbonilo (oxisulfuro de carbono)  $COS$ , o formando parte de moléculas orgánicas (sulfuros en cadenas saturadas, los disulfuros, los mercaptanos, lo tiofenos y sus derivados).<sup>(44)</sup>

El conocimiento de estos productos es importante ya que son nocivos por varios motivos: olor desagradable, producción de  $SO_2$  en la combustión, envenenamiento de los catalizadores.<sup>(44)</sup>

---

<sup>44</sup> (Wauquier, 2004)

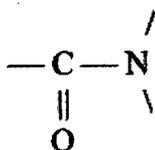
### Compuestos Oxigenados

Generalmente los crudos contienen menos oxígeno que azufre, pese a lo cual puede tener un papel nada desdeñable; en particular es el responsable de la acidez del crudo. El oxígeno se encuentra en los siguientes compuestos: Los fenoles, los furanos, los benzofuranos, los ácidos carboxílicos, los ésteres, etc. <sup>(44)</sup>

### Compuestos Nitrogenados

En los crudos de petróleo, el nitrógeno se encuentra principalmente en la fracciones de punto de ebullición superior a 250 °C, estando especialmente concentrado en las resinas y asfaltenos. El nitrógeno se encuentra bajo las siguientes formas: <sup>(44)</sup>

- **Amidas**, tanto saturadas como aromáticas:



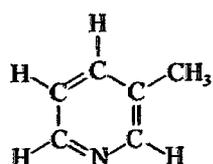
- **Aminas**,



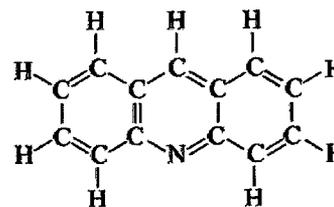
- **Piridinas** (Nitrógeno Básico), los compuestos de esta familia son los que pueden dar un carácter básico a los productos petrolíferos siendo un veneno para los catalizadores ácidos. <sup>(44)</sup>

---

<sup>44</sup> (Wauquier, 2004)



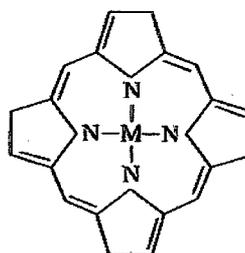
2 Metil Piridina



Acridina

### 2.2.2. Compuestos organometálicos

En las fracciones más pesadas, tales como resinas y asfaltenos, se encuentran átomos metálicos como el Níquel y Vanadio. Forman parte de moléculas de la familia de las porfirinas, cuya base está constituida por un conjunto de cuatro anillos pirrólicos, con el metal en el centro bajo la forma de  $\text{Ni}^{+2}$  ó  $\text{VO}^+$ .<sup>(44)</sup>



### 2.2.3. Compuestos indefinidos químicamente

#### 1. Asfaltenos

Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados del crudo, con un punto de fusión no definido. Se piensa que están disueltos en el crudo como partículas coloidales que le dan la coloración negra-marrón al crudo. Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedios.<sup>(7)</sup>

<sup>44</sup> (Wauquier, 2004)

<sup>7</sup> (Caro, 2009)

Los asfaltenos se definen como la fracción de crudo insoluble en solventes no polares de bajo peso molecular, pero solubles en tolueno, benceno, tetracloruro de carbono y disulfuro de carbono. Dentro de los solventes no polares cabe resaltar los hidrocarburos líquidos como el n-pentano, iso-pentano y n-heptano. Los asfaltenos obtenidos de esta manera constituyen un material deformable, de color oscuro, con una densidad cercana a  $1,2 \text{ g/cm}^3$  y con características infusibles, lo que significa que carecen de un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor a manera de un residuo carbonoso.<sup>(7)</sup>

## 2. Resinas

Al hacer referencia de los asfaltenos se hace necesario considerar a las resinas, ya que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de la presencia de estas. Las resinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente (como tierra de Fuller). Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado.<sup>(7)</sup>

Ciertos autores consideran que las resinas son un producto intermedio originado en la transformación del crudo en asfaltenos, proceso que ocurre tanto por oxidación aérea como por tratamiento directo con oxígeno y azufre.<sup>(1)</sup>

---

<sup>7</sup> (Caro, 2009)

<sup>1</sup> (Alayon, 2004)

Otros autores observaron que los asfaltenos requieren a las resinas para "disolverse" en la porción destilable del crudo. También hacen una mención más específica de la función de éstas considerando que las resinas proveen una transición entre las fracciones polares (asfaltenos) y las no polares del petróleo, por lo tanto previenen de la acumulación de agregados polares que no pueden dispersarse en el crudo. <sup>(1)</sup>

A continuación se presenta la composición de dos tipos de resinas extraídas del fondo de vacío de un crudo pesado (Tabla 89)

**Tabla 89.** Composición de dos tipos de resinas

<b>Análisis Elemental</b>	<b>Resina I</b>	<b>Resina II</b>
Carbono, % p	83,6	81,8
Hidrógeno, % p	10,4	9,5
Relación H/C	1,49	1,40
S Leco, % p	3,56	3,76
N Total, %p	0,50	1,04
O (Dif), %p	2,0	3,9
<b>Metales ppm</b>		
V	111,25	257,1
Ni	40,40	73,9

**Fuente.** (Uriel Navarro Uribe, 2005)

### 3. Análisis químicos efectuados comúnmente en el petróleo

#### 3.1. Densidad

En la actualidad, en el laboratorio se determina con densímetro automático (A.S.T.M. D-5002), en el caso de crudos pesados se determina con hidrómetro (A.S.T.M. D-1298) y en el caso de aceites muy viscosos o semi-sólidos se determina con picnómetro. <sup>(31)</sup>

<sup>1</sup> (Alayon, 2004)  
<sup>31</sup> (Porras, 2010)

La densidad tiene importancia en la industria del petróleo debido a varios motivos, algunos de ellos: <sup>(31)</sup>

- Los tipos de hidrocarburos se distinguen por su densidad. La densidad crece en el orden parafínicos, nafténicos y aromáticos.
- En las relaciones comerciales para convertir peso a volumen y viceversa.
- Existen varios índices empíricos que se basan en la relación entre la densidad y otra propiedad.

La gravedad específica es la relación de la masa a la unidad de volumen de un líquido, al peso del mismo volumen de agua pura a 15°C ó 60 °F. <sup>(31)</sup>

Generalmente se usa el °API como una forma más sencilla de expresar la densidad.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa estándar } 60^{\circ}/60^{\circ}F} - 131.5$$

(13)

### 3.2. Contenido de agua

La especificación del contenido de máximo de agua está relacionada al costo de transporte y procesamiento. El porcentaje no debe ser mayor del 1 al 2%. La determinación se efectúa por destilación (ASTM. D-4006).

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

### 3.3. Contenido agua y sedimentos

Es común que el petróleo crudo contenga arcilla, sedimentos que interfiere obturando equipos. Los métodos para su determinación pueden diferir entre el campo y la refinería por razones prácticas y económicas. No obstante en caso de transacciones comerciales debe especificarse exactamente cuál será el método acordado para su control. <sup>(31)</sup>

En el campo suele utilizarse la ASTM D-96 (Agua y sedimentos) por uno de los tres métodos de centrifugación según el tipo de crudo: <sup>(31)</sup>

- Crudos parafínicos: con calentamiento.
- Crudos asfálticos: solventes aromáticos (tolueno).
- Otras muestras: emulsificadores.

### 3.4. Punto de escurrimiento:

Junto con la viscosidad, son dos determinaciones que se utilizan para resolver problemas asociados al transporte de crudos. El punto de escurrimiento es la temperatura más baja expresada como múltiplo de 3°C (5 °F), a lo cual se observa fluir la muestra cuando es enfriada. <sup>(31)</sup>

### 3.5. Azufre

Es importante porque la complejidad y costos de la operación en refinerías se incrementan proporcionalmente con el incremento del contenido de azufre en el crudo. <sup>(31)</sup>

Las cantidades presentes en el crudo varían desde prácticamente nada hasta algunos porcentajes importantes. En el caso de las naftas dichos compuestos tienen acción corrosiva. <sup>(31)</sup>

---

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

La determinación de azufre se efectúa según la norma ASTM D-4294.

### **3.6. Carbón conradson**

Este método cubre la determinación de la cantidad de residuos luego de la evaporación y pirolisis de un petróleo, el objetivo es proporcionar una indicación de las sustancias con tendencia a la formación de coque. <sup>(31)</sup>

### **3.7. Viscosidad**

Es una medida de la resistencia a fluir de un líquido. La viscosidad de los crudos varía ampliamente desde fluidos como el agua hasta sólidos que no pueden moverse sin calentamiento. Una baja viscosidad indica generalmente alto rendimiento en nafta o diesel, y una alta viscosidad indica alto rendimiento en asfalto, pero en ningún caso da indicación de calidad. <sup>(31)</sup>

Existen diferentes métodos de laboratorio para determinar este parámetro, y se trabaja a distintas temperaturas, teniendo en cuenta que el flujo del fluido sea constante y no obture los tubos. Actualmente se utiliza más la viscosidad cinemática (ASTM D-445). <sup>(31)</sup>

### **3.8. Sales**

Es importante su determinación por los problemas de corrosión que puedan originar. Generalmente se determinan como cloruros realizando una extracción con agua y determinando en el extracto la cantidad de cloruros presente por cualquier método volumétrico o por el método potenciométrico. <sup>(31)</sup>

Las ventajas que origina el desalado del crudo pueden enumerarse: <sup>(31)</sup>

---

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

- Incremento de la economía de combustible.
- Reducción de las tareas de limpieza.
- Reducción de las tareas de mantenimiento.
- Aumento de la vida útil del catalizador.
- Aumento de la eficiencia operativa de la destilería.
- Reducción de la corrosión por sulfuro.

Actualmente se utiliza el método ASTM D-3230 que es un método potenciométrico <sup>(31)</sup>.

#### 4. Clasificación del petróleo

Ante la complejidad de su composición y la diversidad de los existentes, no hay ningún tipo de clasificación de crudos que se pueda considerar como definitiva. Todas las clasificaciones pretenden distinguir la naturaleza de los crudos en función de sus contenidos relativos en hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos (Composición Química). <sup>(43)</sup>

##### 4.1. Factor de correlación o Koup

$$\text{Kuop} = \text{Temperatura Volumétrica Media}^{1/3} / \text{Peso Específico}_{60^{\circ}\text{F}}$$

(14)

KUOP < 11,4	Base Nafténica
11,4 < KOUP < 12,2	Base Intermedia
KOUP > 12,2	Base Parafínica

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

<sup>43</sup> (Urpí, 2006)

#### 4.2. Clasificación según densidad

Con el fin de unificar la terminología utilizada internacionalmente, la "Comisión de programas científicos" del Congreso Mundial del Petróleo, acuerda la siguiente clasificación; adoptando como límite de valor definitivo la densidad del agua a 4°C (1000 Kg de agua/m<sup>3</sup> o en términos de °API = 10).<sup>(31)</sup>

Tabla 90. Clasificación del petróleo, según su densidad

TIPO DE CRUDO	°API	DENSIDAD (kg/m <sup>3</sup> )
Liviano	> 31,1	< 870
Medio	22,3 - 31,1	920 - 870
Pesado	10,0 - 23,3	1.000 - 920

Fuente. (Urpí, 2006, Crudos, productos y procesos de refino)

#### 4.3. Clasificación según Azufre presente

Los compuestos de azufre presentes en el crudo, pueden ser corrosivos o no. Atendiendo a la cantidad de azufre presente, los crudos suelen denominarse corrosivos (agrios) o dulces<sup>(31)</sup>.

Como referencia se toman los siguientes valores:

**Petróleo Dulce:** Menos de 0,5% S

**Petróleo Medio:** Entre 0,5 y 2% S

**Petróleo Agrio:** Mas de 2% S

---

<sup>31</sup> (Porras, 2010)

## ANEXO 2

## PETRÓLEO PRODUCIDO EN EL LOTE 1AB

## 1. Características promedio de los petróleos producido del Lote 1AB

A continuación se presenta algunas características importantes del petróleo, de los campos ubicados dentro del lote, Tabla 91.

Tabla 91. °API promedio, campos del lote 1AB

CAMPO	RESERVORIO	GRAVEDAD °API
CAPAHUARI NORTE	Vivian	26,9
	Chonta	25,6
CAPAHUARI SUR	Vivian	35,1
	Chonta	35
CARMEN	Vivian	19,5
	Chonta	37,3
DORISSA	Vivian	32
	Chonta	40
FORESTAL	Vivian	18,8
	Chonta	34,4
HUAYURI NORTE	Vivian	18,7
HUAYURI SUR	Vivian	27,4
	Chonta	38,1
JIBARO	Vivian	10,5
JIBARITO	Vivian	10,7
SAN JACINTO	Vivian	11,4
	Chonta	27,8
SHIVIYACU	Vivian	20,1
	Chonta	34,7
SHIVIYACU NE	Vivian	15,9

Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

La producción los pozos del Lote 1AB en su mayoría se efectúa por **Bombeo Electro Sumergible (Bombas BES)**, solo 6 pozos de la zona de Capahuari Sur y Norte se produce por Gas Lift.

Las características químicas y físicas promedio de los petróleos producidos en el lote son mostradas en las Tablas 92 y 93 respectivamente.

**Tabla 92.** Características químicas promedio de los crudos Lote 1AB

ENSAYO	VALOR	TEST METHOD
Residuo de Carbón	12,0 (%W)	ASTM D-189
Contenido de Azufre	< 1 ppm	UOP - 163
Contenido Nitrogeno Total	3194 ppm	ASTM D-4629
Contenido de Niquel	90 ppm	ICP
Contenido de Vanadio	207 ppm	ICP
Contenido de Asfaltenos	10,7 (%W)	ASTM D-6560 IP-143

Fuente. (Core Laboratories - Petroleos del Perú S.A, 2007)

De la Tabla 93 se apreciar la tendencia asfáltica promedio, como también la característica de un crudo medio (entre dulce y agrio) por tener menos de 1ppm de azufre.

**Tabla 93.** Características físicas promedio de los crudos Lote 1AB

ENSAYO	VALOR	TEST METHOD
Gravedad °API	17,9	ASTM D-287
Agua y Sedimentos	0,9 (%V)	ASTM D-4007
Factor K	11,6 (Base Mixta)	UOP - 375
Punto de Escurrimiento	-10 °F	ASTM D-97
Viscosidad Cinemática	191,5 cts @ 100°F	ASTM D-445
Punto de Inflamación	32 °F	ASTM D-93

Fuente. (Core Laboratories - Petroleos del Perú S.A, 2007)

En la Tabla 93 una de las características resaltantes es el °API promedio de los petróleos producidos, el cual indica la característica de un crudo pesado.

Los compuestos ligeros y los resultados de la destilación ASTM-D86, se muestran en las Tablas 94 y 95, respectivamente.

**Tabla 94.** Compuestos ligeros, crudo producido lote 1AB

<b>Análisis de Hidrocarburos Ligeros - Crudo producido Lote 1AB</b>	
<b>Hidrocarburo</b>	<b>% Volumen</b>
Metano	0
Etano	0
Propano	0,05
Isobutano	0,08
N-Butano	0,19
Isopentano	0,31
N-Pentano	0,38
Hexano	1,15
Heptano C7+	97,84
Total	100

**Fuente.** (Core Laboratories - Petroleos del Perú S.A, 2007)

**Tabla 95.** Destilación ASTM-D86, crudo producido lote 1AB

<b>Destilación ASTM D-86 Crudo producido Lote 1AB</b>	
<b>% Volumen</b>	<b>Temperatura °F</b>
I.B.P	564
5	574
10	576
20	581
30	582
40	584
50	587
60	591
70	595
80	601
90	609
95	618
End Point	621

**Fuente.** (Core Laboratories - Petroleos del Perú S.A, 2007)

Por último se muestra las tendencias anuales de la calidad promedio del crudo producido. Figura 79.

**Figura 79. Evolución °API promedio, crudo producido lote 1AB**

Fuente. (Operadora Lote 1AB, 2011)

El crudo producido en el lote 1AB en estos últimos años ha permanecido en 17.7 de °API promedio aproximadamente, con lo cual se está buscando alternativas para poder mejorar el °API final del crudo que es comercializado.

## ANEXO 3

### YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

#### 1. Definición de yacimiento

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) camino migratorio, (3) trampa, (4) almacenaje/porosidad, (5) permeabilidad. <sup>(25)</sup>

#### 2. Rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias:

La tierra está compuesta de estas tres clases de rocas. Todas son de interés geológico y están comprendidas en todo estudio geológico general. El interés del explorador petrolero está centrado en las rocas sedimentarias. <sup>(25)</sup>

Las rocas **sedimentarias**, están representadas por gravas, conglomerados, arena, arenisca, arcilla, lutita, caliza, dolomita, yeso, anhidrita y sal gema. Estas rocas se derivan de las rocas ígneas y de las metamórficas por medio de la acción desintegradora de varios agentes como el viento, el agua, los cambios de temperatura, organismos, las corrientes de agua, las olas, y por acción de sustancias químicas disueltas en el agua <sup>(5)</sup>.

Dentro de las rocas sedimentarias, por su capacidad como almacenadoras y extensión geográfica y geológica como rocas productoras sobresalen las arenas, las areniscas, las calizas y dolomitas; aunque también constituyen fuentes de producción, en ciertas partes del mundo, las lutitas fracturadas, la arcosa, los neis, la serpentina y el basalto <sup>(5)</sup>.

---

<sup>25</sup> (Macualo, 2007)

<sup>5</sup> (Barbeni, 1998)

### 3. Porosidad y permeabilidad

**Porosidad** se define como el espacio creado por los granos de los estratos (especialmente las arenas y areniscas) en contacto es suficiente para almacenar grandes volúmenes de petróleo. <sup>(5)</sup>

Se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad), matemáticamente: <sup>(25)</sup>

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

$V_p$  = volumen poroso  
 $V_t$  = volumen total

(15)

**Permeabilidad** es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra. La ley de Darcy puede aplicarse a condiciones muy particulares. Matemáticamente se presenta de la siguiente manera: <sup>(25)</sup>

$$q = -cA \frac{k}{\mu} [\Delta P + \rho gh \text{ sen}\theta]$$

(16)

Donde  $c = 1,127$  para conversión. En unidades de campo esta ecuación se escribe como:

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

<sup>25</sup> (Macualo, 2007)

$$v = -0.00127 \frac{k}{\mu} \left( \frac{dp}{ds} - 0.433 \gamma \cos \theta \right) \quad (17)$$

$$v = -0.00127 \frac{k}{\mu} \frac{dp_{\text{flujo}}}{ds} \quad (18)$$

$$\Delta P_{\text{flujo}} = \Delta P \pm 0.433 \gamma \Delta D \quad (19)$$

Dónde:

$v$ , es la velocidad aparente, bbl/(día-ft<sup>2</sup>)

$k$ , md

$\mu$ , cp

$P$ , psia

$s$ , distancia a lo largo del flujo

$\gamma$ , Gravedad específica

$\theta$ , Angulo medido en sentido horario desde la vertical a la posición  $s$  de la dirección.

$\Delta D$ , diferencia de altura

#### 4. Presión del yacimiento

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. <sup>(5)</sup>

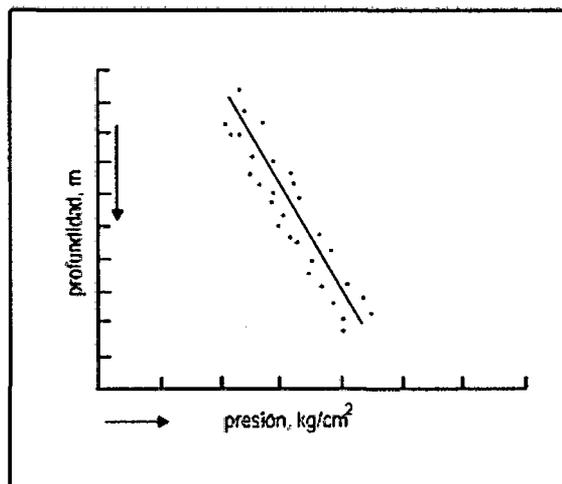
A medida que el pozo produce hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. <sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad. <sup>(5)</sup>

La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento. La relación la profundidad y la presión se observa en la Figura 80.

**Figura 80.** Relación profundidad - presión en varios pozos de un área determinada



**Fuente.** (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

##### 5. Temperatura del yacimiento:

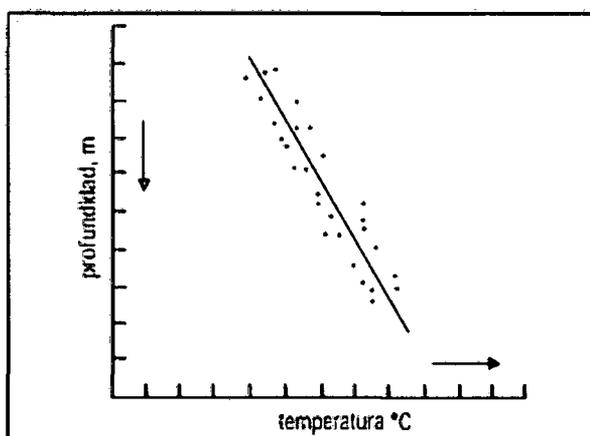
En la práctica se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura, que generalmente se expresa en 1 °C por cierto intervalo constante de profundidad. <sup>(5)</sup>

El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos. <sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor la temperatura (Figura 81).<sup>(5)</sup>

**Figura 81.** Correlación de valores de profundidad y temperatura en varios pozos.



**Fuente.** (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

## 6. Viscosidad del crudo en el yacimiento:

Cada crudo en situación estática en el yacimiento tiene determinada viscosidad, característica de la presión y temperatura. Todo crudo en el yacimiento contiene cierta cantidad de gas, que empieza a liberarse al producir el petróleo por medio de los pozos.<sup>(5)</sup>

El petróleo fluye porque el yacimiento tiene suficiente presión para hacerlo fluir a la superficie y la liberación de gas debido a la diferencia de presión estática y presión de flujo hace que la viscosidad del petróleo tienda a aumentar a medida que asciende a la superficie. De igual manera, como la temperatura del crudo en el yacimiento es mucho mayor que la temperatura en la superficie, a medida que el crudo fluye hacia la superficie tiende a enfriarse y aumenta su viscosidad. Por tanto, la viscosidad que tiene el crudo en el tanque de almacenamiento es varias veces mayor que la que tenía en el yacimiento.<sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

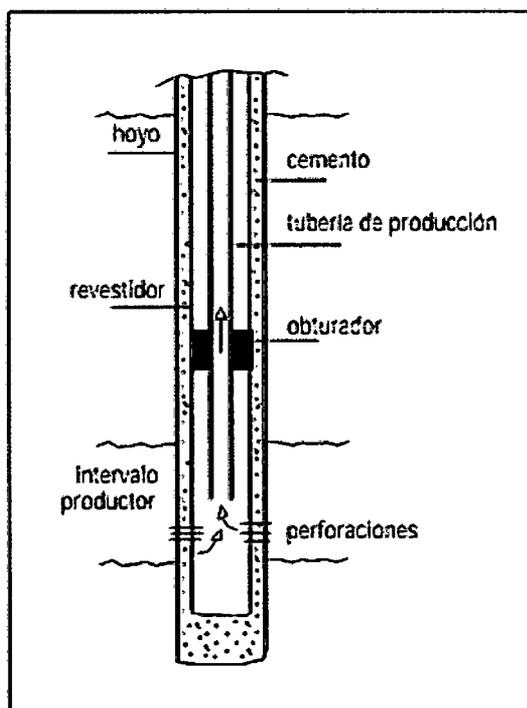
## ANEXO 4

## TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS

## 1. Terminación vertical sencilla

La terminación sencilla contempla (Figura 82), generalmente la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla.<sup>(5)</sup>

Figura 82. Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical

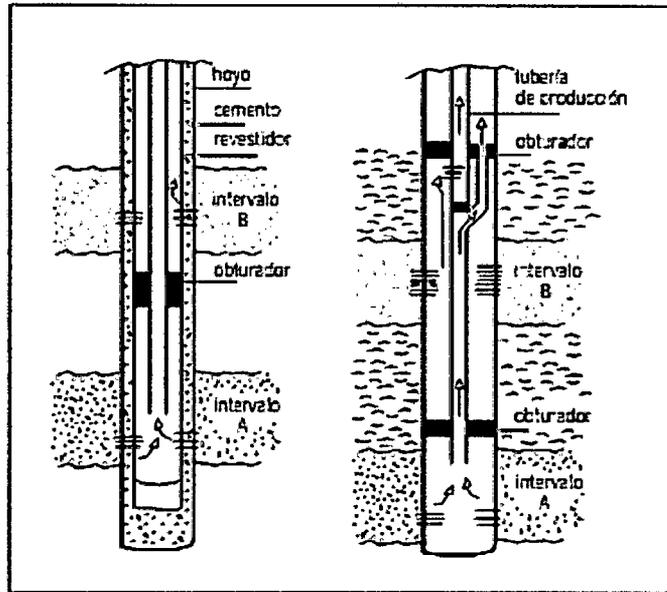


Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

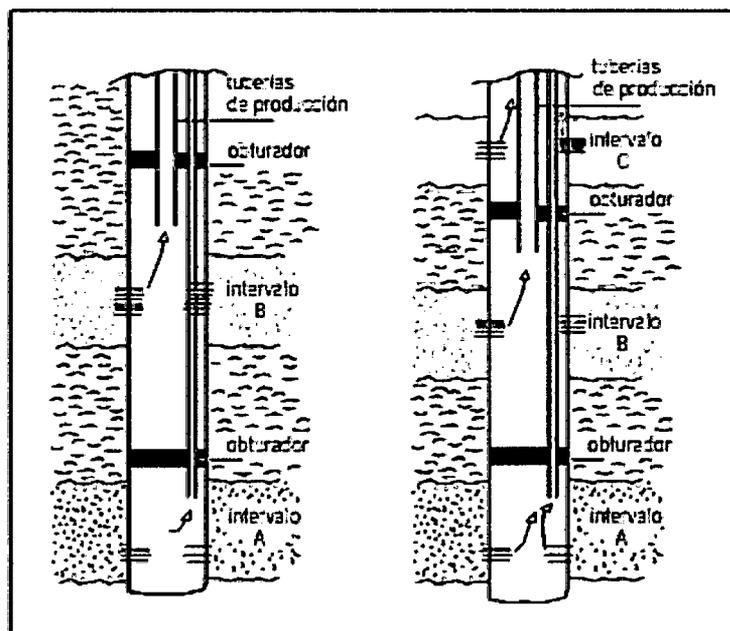
2. Terminación vertical doble:

Figura 83. (De izquierda a derecha) Terminación vertical doble básica, terminación vertical doble invertida



Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

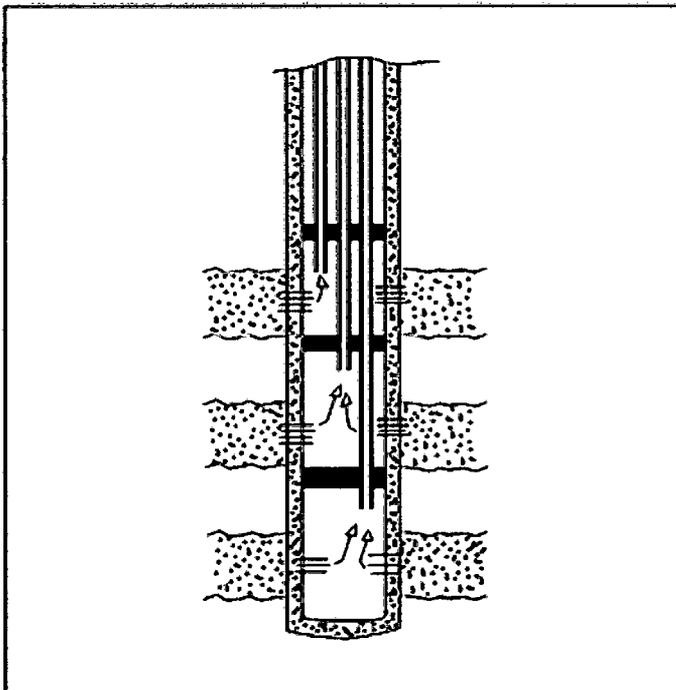
Figura 84. (De izquierda a derecha) Terminación vertical doble con dos tuberías, terminación vertical triple



Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

### 3. Terminación vertical triple:

Figura 85. Terminación vertical triple con tres tuberías



Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

## ANEXO 5

## MECANISMOS DE BOMBEO

## 1. Bombeo mecánico

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. <sup>(5)</sup>

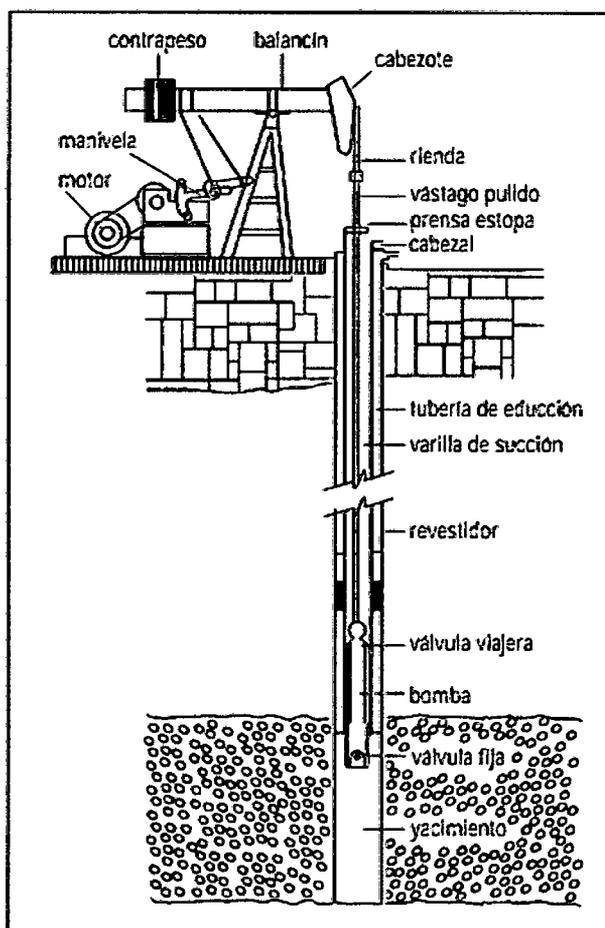
El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación por percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educción, a cierta profundidad del fondo del pozo. <sup>(5)</sup>

La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educción. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie, lo explicado líneas atrás se muestra en la Figura 86. <sup>(5)</sup>

---

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

**Figura 86.** Esquema del mecanismo y partes del bombeo mecánico tipo balancín



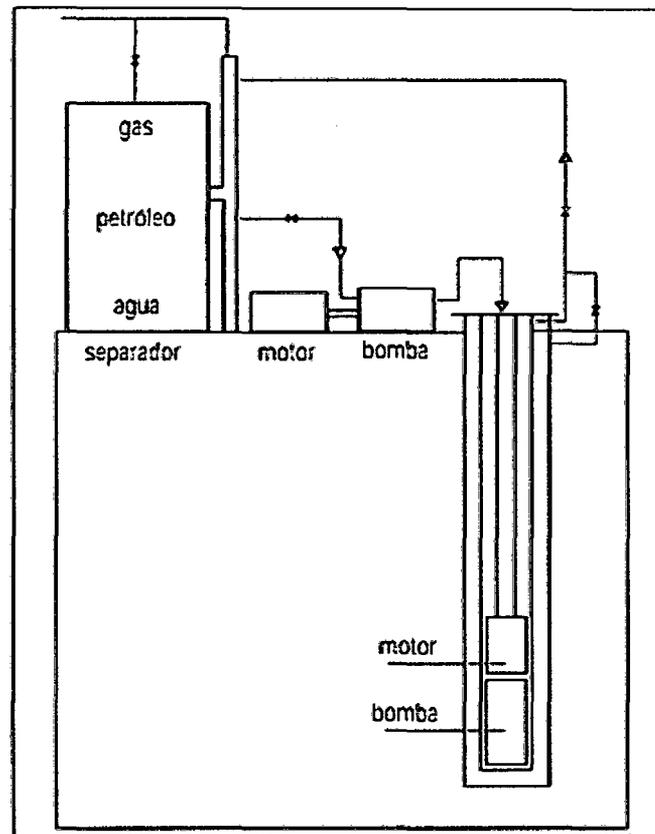
Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

## 2. Bombeo hidráulico

En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo del fondo del pozo, se usa como medio impelente del petróleo un fluido que se bombea por la tubería de educción. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o degasificador y luego el petróleo producido pasa al almacenamiento y el gas impelente permanece en un tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo, ilustración del bombeo hidráulico en la Figura 87.<sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

**Figura 87.** Detalles básicos de una instalación de bombeo hidráulico para pozos petrolíferos



Fuente. (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

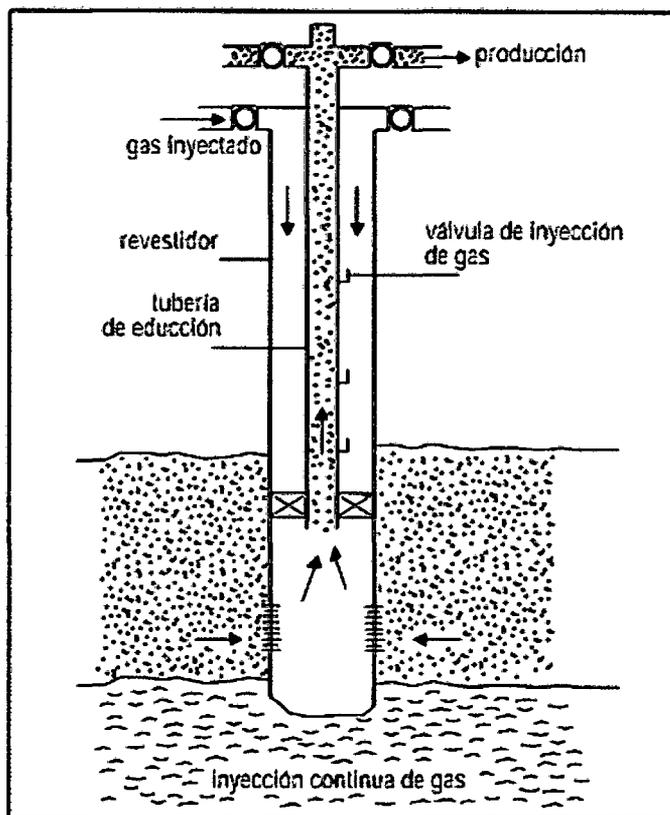
### 3. Levantamiento artificial por gas

El levantamiento artificial por gas, de los tipos intermitentes y continuos, se usa desde hace mucho tiempo. Mayor ventaja ofrece el tipo de inyección continua para hacer producir pozos que mantengan una razonable presión de fondo que sostenga un índice de productividad de líquidos no menor de  $0,23 \text{ m}^3/\text{dia}/\text{kg}/\text{cm}^2$  (1,45 bbls/día), ilustración en la Figura 88. <sup>(5)</sup>

La selección de uno u otro tipo depende de la presión de fondo, de la disponibilidad del volumen y presión de gas requeridos, como de las características y condiciones del yacimiento. <sup>(5)</sup>

<sup>5</sup> (Barberii, 1998)

**Figura 88.** Detalles básicos de una instalación de levantamiento artificial por gas



**Fuente.** (Barberii, 1998, El pozo ilustrado)

#### 4. Bombeo Artificial – Bomba Electro Sumergible (BES)

El bombeo electro sumergible extrae el fluido de la formación a la superficie mediante la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo y accionada por energía eléctrica que es suministrada desde superficie. <sup>(83)</sup>

Este método de levantamiento es considerado efectivo y económico para producir grandes cantidades de fluido de medianas a grandes profundidades del pozo bajo variadas condiciones. <sup>(9)</sup>

El Bombeo electro sumergible está compuesto por (Figura 89):

<sup>9</sup> (Champion Technologies, 2011)

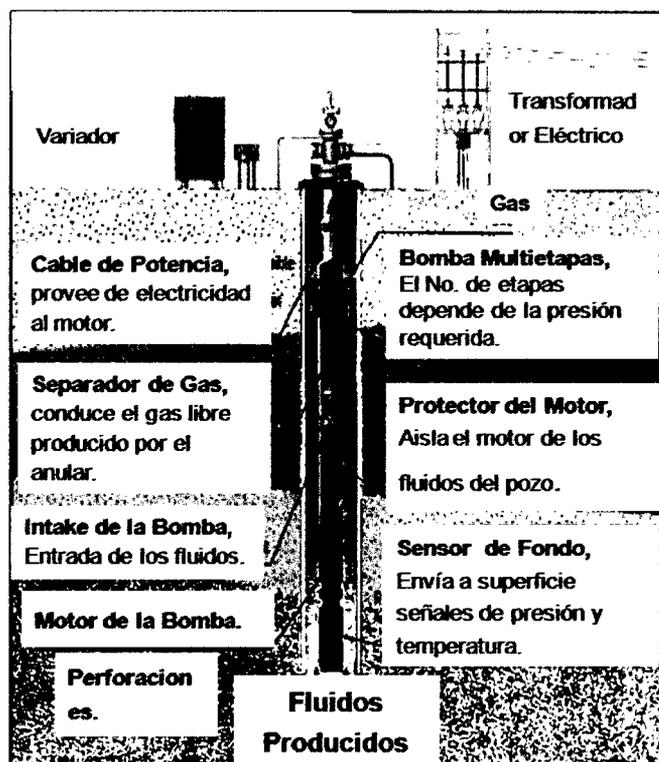
**a. Equipo de Fondo:**

- El Cable de Potencia.
- Motor.
- Sello.
- Bomba.
- Separador de Gas (Pozos Gas Lift).

**b. Equipo de Superficie:**

- Un Transformador Reductor (SDT).
- Controlador del Motor.
- Transformador Elevador (SUT).
- Caja de Venteo.
- Cabezal del pozo.
- Variador de Control.

**Figura 89.** Esquema de bombeo electro sumergible (BES)



**ANEXO 6****EMULSIONES****1. Componentes**

- a. **Fase interna o discontinua.-** Son las gotas dispersas de uno de los líquidos, el que generalmente se encuentra en menor proporción. <sup>(37)</sup>
- b. **Fase externa o continua.-** Es el líquido que esta alrededor de las gotas o que las contienen y que generalmente está presente en mayor proporción. <sup>(37)</sup>

**2. Tipos de Emulsiones**

- a. Normal o Directa (agua en petróleo)
- b. Inversa (petróleo en agua)
- c. Duales (petróleo en agua a su vez en petróleo)

**3. ¿Dónde y cómo se producen las emulsiones agua en petróleo?**

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos. <sup>(37)</sup>

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. <sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. <sup>(37)</sup>

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión: <sup>(37)</sup>

- ✓ Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- ✓ Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- ✓ Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas.

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas **emulsiones directas**, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas **emulsiones inversas**. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (O/W/O ó W/O/W) pueden también ocurrir. <sup>(37)</sup>

La cantidad de **agua libre** depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro, el agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La palabra "agua" significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales. <sup>(37)</sup>

#### 4. Agentes emulsionantes

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- ✓ Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular. <sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

- ✓ Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. <sup>(37)</sup>
- ✓ Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes. <sup>(37)</sup>

## 5. Propiedades que intervienen en la estabilidad de las emulsiones

- a. **Tensión interfacial.**- Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable. <sup>(37)</sup>
- b. **Viscosidad de la fase externa.**- Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión. <sup>(37)</sup>
- c. **Relación de volumen de fases.**- Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión. <sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

- d. Temperatura.-** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos. <sup>(37)</sup>
- e. Ph.-** La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. <sup>(37)</sup>
- f. Salinidad de la salmuera.-** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla. <sup>(37)</sup>
- g. Tipo de aceite.-** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales. <sup>(37)</sup>
- h. Diferencias de densidad.-** Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia. <sup>(37)</sup>

---

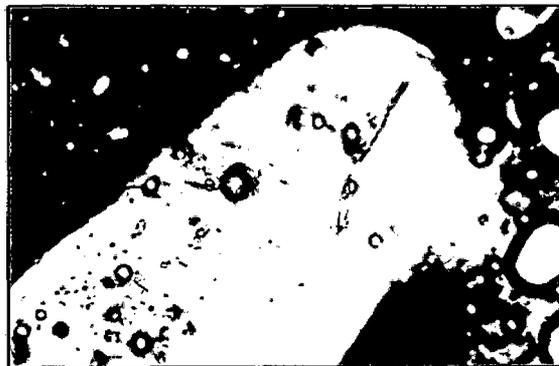
<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

## 6. Técnicas actuales aplicadas para deshidratar el petróleo

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos del desalado/deshidratado del crudo: **Químico y Físico**.

El **tratamiento químico** consiste en aplicar un producto desemulsionante (Surfactante) sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión. En la Figura 90 se muestra una microfotografía de la ruptura de la película de una gota de agua. <sup>(37)</sup>

**Figura 90.** Microfotografía de una sola gota de agua en un tratamiento de la emulsión. Tenga en cuenta que la película se está rompiendo.



**Fuente.** (Salager, 2004, Deshidratación del crudo)

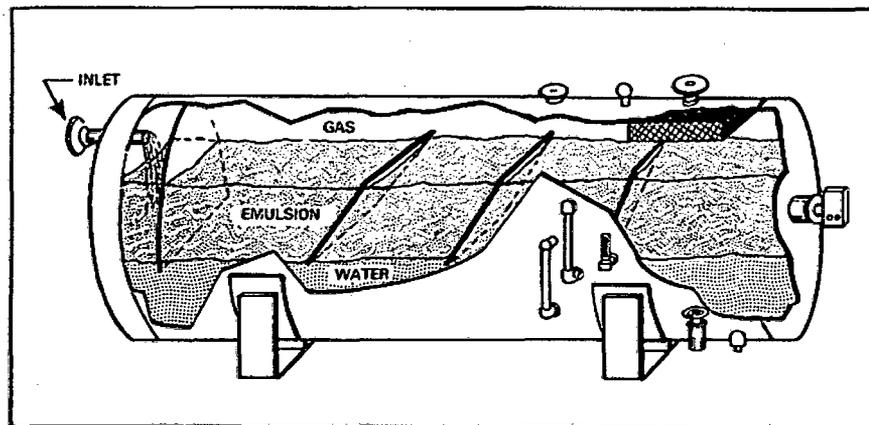
El **tratamiento Físico**, se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado, los Free Water Knock-Out (Figura 91). <sup>(37)</sup>

---

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

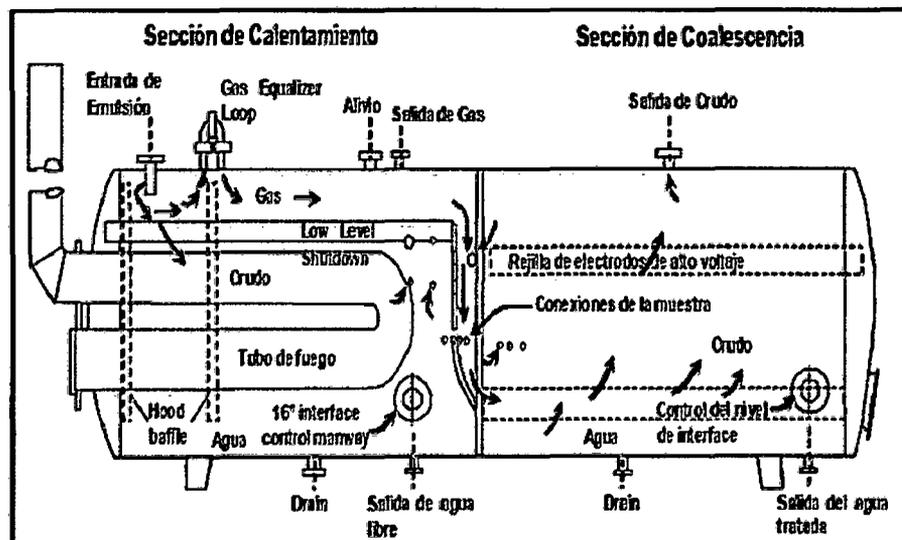
El tratamiento físico posee una serie de operaciones, solas o combinadas, en la cual resalta la temperatura y la energía eléctrica. La operación de calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos. La operación eléctrica se utiliza equipos denominados deshidratadores electrostáticos (Figura 92), y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa. <sup>(37)</sup>

**Figura 91.** Separador horizontal, trifásico FWKO



Fuente. (Cuenca, 2009)

**Figura 92.** Deshidratador electrostático



Fuente. (Salager, 2004)

<sup>37</sup> (Salager S. M., 2004)

**ANEXO 7****PROCEDIMIENTO ASTM D4007-81 – DETERMINACIÓN DE AGUA Y  
SEDIMENTOS**

El procedimiento de la Norma técnica ASTM D4007-81 (Standard test method of water and sediment in crude oil by the centrifuge method).<sup>(2) (11)</sup>

**1. Principio del Análisis:**

Básicamente el método consiste en colocar dentro de una pera de centrifugación cantidades iguales de muestra de petróleo y tolueno saturados con agua. Después de la centrifugación las fases más pesadas se leen en el fondo de la pera (el agua y sedimentos) y conjuntamente se observa la emulsión si presentase.

**2. Equipos, materiales y reactivos:****Equipos y Materiales:**

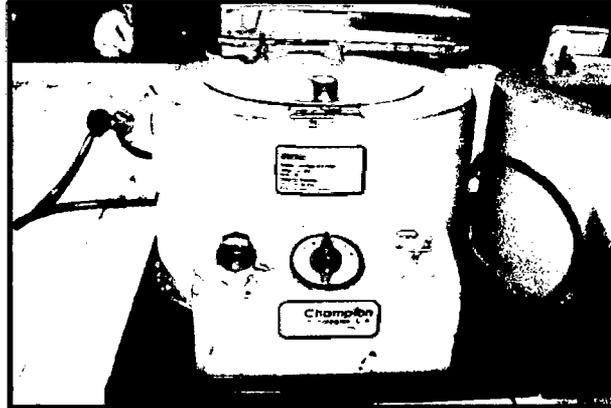
- Una centrifuga equipada con porta peras.
- Peras de centrifuga cónica al fondo de 203 mm (8pulg de alto)
- Un baño de agua, capaz de mantener temperatura de 140 °F.
- Pera de decantación de 2 lts de capacidad.
- Probetas de 1000 ml y 2000 ml graduadas.
- Botellas de 1 litro con tapa ancha de vidrio para muestrear.

---

<sup>2</sup> (American Society For Testing and Materials, 1995)

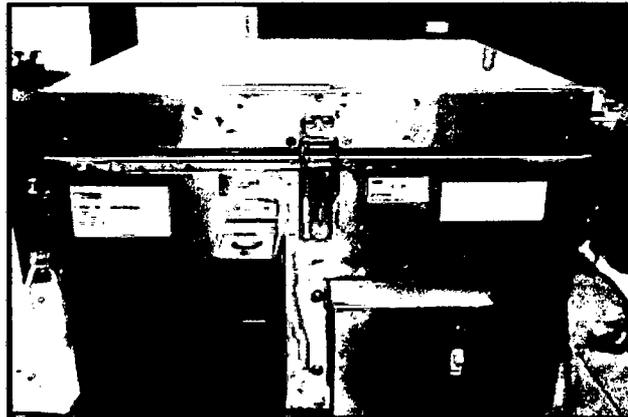
<sup>11</sup> (Champion Technologies, 2011)

**Figura 93.** Centrifuga, para tubos de 100ml de capacidad



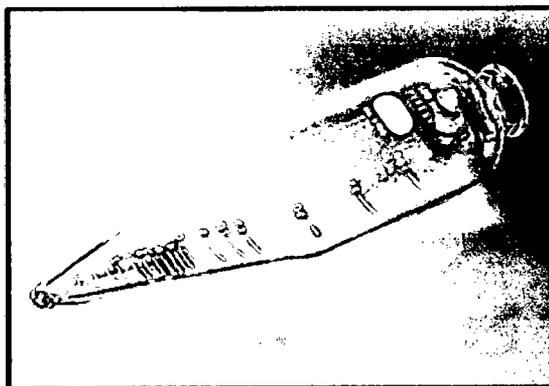
**Fuente.** Empresa Química

**Figura 94.** Equipo de baño maría



**Fuente.** Empresa Química

**Figura 95.** Pera de vidrio, utilizada para centrifugar el crudo



**Fuente.** Empresa Química

**Reactivos:**

- Tolueno
- Agua destilada
- Desemulsionante

**3. Procedimiento:**

- 3.1. Se llena los tubos de centrifuga con tolueno saturado (a 140 °F) hasta la marca de 50 ml (Figura 96).

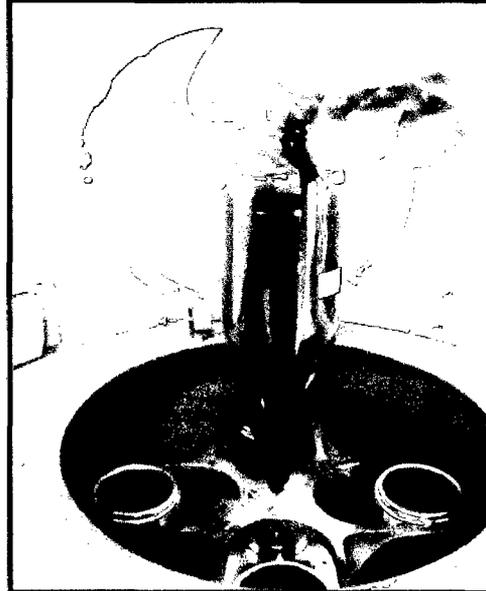
**Figura 96.** Pera de vidrio, 50 ml de tolueno



**Fuente.** Propia

- 3.2. Se adiciona 0,2 ml de desemulsionante diluido. Tapar La pera y disolver el desemulsionante invirtiendo la pera unas 10 veces, hasta obtener una mezcla uniforme.
- 3.3. Luego se completa a 100 ml con la muestra y mezclarlo hasta obtener una solución uniforme (Figura 97).

**Figura 97.** Pera de vidrio, mezcla de crudo y desemulsionante



**Fuente.** Propia

- 3.4.** Aflojar la tapa y sumergir las peras en el baño maría por 15 minutos a 140 °F +/- 5 °F. Ajustar las tapas de las peras e invertir las peras por 10 veces para uniformizar la mezcla.
  
- 3.5.** Colocar las peras en la centrifuga, balanceadas a cada lado del eje y centrifugar por 10 minutos a una fuerza de centrifugación relativa mínima de 600rpm calculado.
  
- 3.6.** Inmediatamente después de la centrifugación, se lee la separación del agua y de los sedimentos presentes en el fondo de la pera.

## ANEXO 8

## INCRUSTACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

## 1. Origen de las Incrustaciones

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. <sup>(38)</sup>

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión. <sup>(38)</sup>

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el **carbonato de calcio** presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100 °C [77 a 212 °F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200 °C [392 °F]. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio. <sup>(38)</sup>

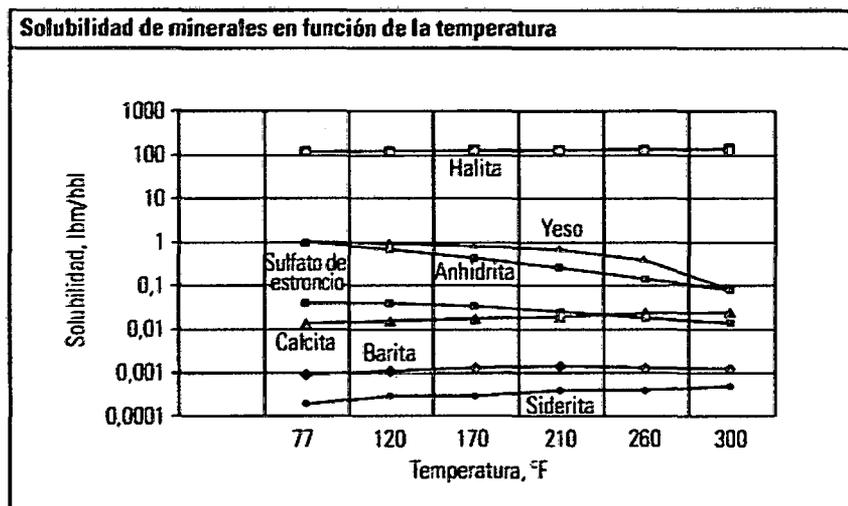
---

<sup>38</sup> (Schlumberger, 1999)

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] y el ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S]. La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el CO<sub>2</sub> como el H<sub>2</sub>S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. <sup>(38)</sup>

En general, a medida que disminuye la presión, el CO<sub>2</sub> deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas. <sup>(38)</sup>

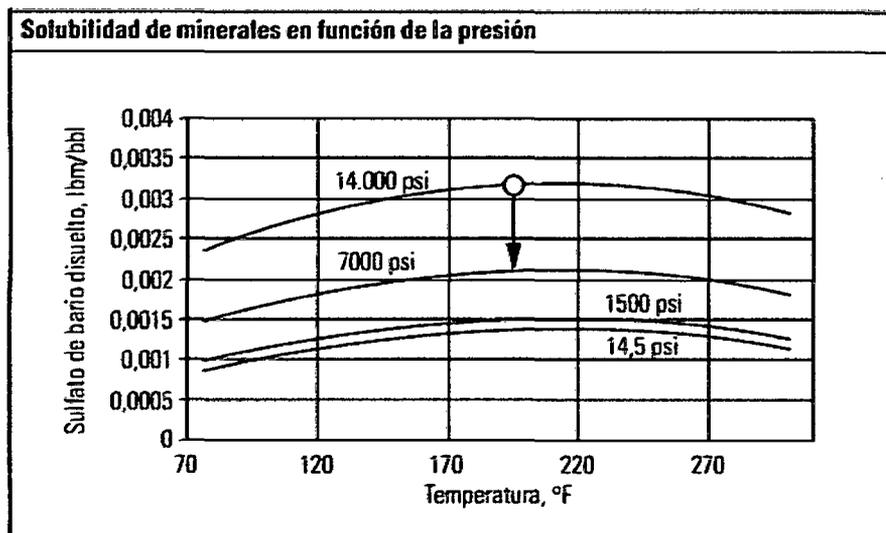
**Figura 98.** Solubilidad de minerales en función de la Temperatura



Fuente. (Schlumberger, 1999)

<sup>38</sup> (Schlumberger, 1999)

**Figura 99. Solubilidad de minerales en función de la Presión**



Fuente. (Schlumberger, 1999)

## 2. Formación de las Incrustaciones

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. <sup>(38)</sup>

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. <sup>(38)</sup>

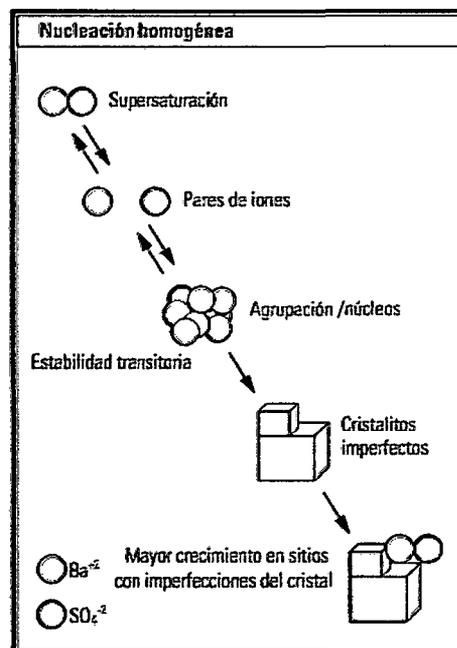
<sup>38</sup> (Schlumberger, 1999)

Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden redissolver. <sup>(38)</sup>

Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones. <sup>(38)</sup>

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos. <sup>(38)</sup>

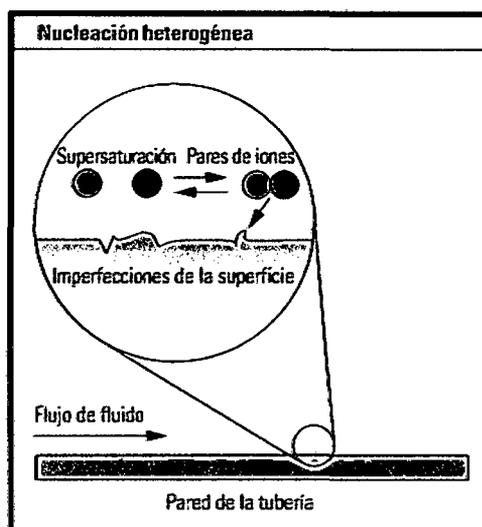
**Figura 100. Proceso de Nucleación. Nucleación Homogénea**



**Fuente.** (Schlumberger, 1999)

<sup>38</sup> (Schlumberger, 1999)

**Figura 101. Proceso de Nucleación. Nucleación Heterogénea**



**Fuente.** (Schlumberger, 1999)

### 3. Gases causantes de la corrosión e incrustaciones

#### 3.1. Dióxido de carbono

El Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) es un gas incoloro e inodoro presente en el petróleo. Cuando el  $\text{CO}_2$  se encuentra a una presión parcial suficiente, en presencia de agua, la corrosión interna ocurrirá en las tuberías y componentes de acero al carbono (conocida como Sweet Corrosion – Corrosión Dulce). Se sabe que cuando hay agua blanda, el  $\text{CO}_2$  se vuelve muy corrosivo, formando Ácido Carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ). Si hay agua dura, el  $\text{CO}_2$  puede formar carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) y/o bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) que forman una incrustación en la forma de sales como el calcio o el carbonato de magnesio y el bicarbonato de calcio, estas incrustaciones ayuda a consumir los ácidos ( $\text{H}^+$ ), pero actúan como reactivos catódicos. <sup>(12)</sup>

Las condiciones para que se dé la corrosión sobre el acero al carbono de baja aleación (Tabla 96):

<sup>12</sup> (Champion Technologies, 2011)

**Tabla 96.** Condiciones (Presión parcial) para la corrosión por CO<sub>2</sub>

Condiciones	Corrosividad
$P(\text{CO}_2) < 0.5 \text{ bar}$	Muy poco probable
$0.5 \text{ bar} < P(\text{CO}_2) < 2 \text{ bar}$	Posible
$P(\text{CO}_2) > 2 \text{ bar}$	Segura

Fuente. (Ondeo Nalco Energy Services L.P, 2002)

### 3.2. Sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) es un gas incoloro y venenoso que tiene un olor característico a huevo podrido a concentraciones bajas. El H<sub>2</sub>S es soluble en agua, donde se comporta como un ácido débil y normalmente causa picaduras en el acero al carbono, estos ataques son llamados corrosión ácida. También puede producirse a partir del metabolismo de las bacterias reductoras del sulfato.<sup>(10)</sup>

#### Problemas en el sistema de producción:<sup>(10)</sup>

- El H<sub>2</sub>S es un gas altamente tóxico.
- Posee un olor ofensivo con una detección límite de 2 ppb.
- Los crudos agrios no pueden ser vendidos a precios altos.
- Las especificaciones de las tuberías permiten un máximo de 4 ppm ó 0,25 g de H<sub>2</sub>S.
- Es un ácido que puede acelerar la corrosión de los metales.
- Presiones parciales mayores a 0,05 puede causar el llamado stress cracking.

<sup>10</sup> (Champion Technologies, 2011)